

TEMAT NUMERU | CIEPŁOWNICTWO

CIEPŁOWNICZY WĘZEŁ

Jak rozwiązać problemy sektora?

- | dekarbonizacja bez gazu – czy to możliwe?
- | energia ciepła z biomasy i odpadów
- | jak ograniczyć koszty emisji CO₂ w ciepłownictwie?



Specjalizujemy się w tworzeniu najnowocześniejszych systemów generacji wody dla ciepłownictwa

PONAD
10 tys.
zrealizowanych
projektów dla branży
ciepłowniczej
na świecie

Uzdatnianie wody dla ciepłowni i elektrociepłowni

- Napowietrzanie i filtracja
- Zmiękczenie
- Demineralizacja metodą odwróconej osmozy
- Demineralizacja EDI
- Redukcja tlenu
- Doczyszczanie

Kompletny system do uzdatniania wody metodą odwróconej osmozy oraz EDI wraz ze wstępnym zmiękczeniem wody. Wyposażony w panel sterowania. Zastosowany w instalacji spalania biomasy o mocy 20MW



ENERGETYKA

Z ŻYCIA BRANŻY

- 16 | **Klasy energii – niezbędne wcielenie energetyki obywatelskiej**
Aleksandra Korba
- 18 | **Czy Niemcy muszą wymienić ogrzewanie?**
Aleksandra Fedorska
- 20 | **Czy możemy się czuć bezpiecznie?**
Jan Saktawski
- 22 | **O dezinformacji w ciepłownictwie**
Dorota Jeziorowska

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA

- 24 | **Finansowanie transformacji energetycznej**
Michał Pater
- 30 | **Warianty energetycznej transformacji**
Kamil Moskwik
- 39 | **Możliwości finansowania inwestycji energetycznych w przemyśle**
Piotr Mielziuk

TEMAT NUMERU: CIEPŁOWNICTWO

- 46 | **Ciepłowniczy labirynt. Jak odpowiedzieć na wyzwania ciepłownictwa?**
Andrzej P. Sikora
- 54 | **Dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego bez gazu. Czy to możliwe?**
Dorota Jeziorowska
- 60 | **Co kształtuje ceny energii elektrycznej?**
Małgorzata Niestępska
- 77 | **Potrzebujemy kilkudziesięciu spalarni**
Rozmowa ze Sławomirem Kiszkuńką, prezesem Portu Czystej Energii
- 88 | **Optymalizacja systemów ciepłowniczych. Podwyższenie temperatury na końcówkach z wykorzystaniem pomp ciepła**
Patrycja Białek-Dolna
- 90 | **Zamiast węgla. Energia cieplna z biomasy i odpadów**
Wioletta Zimmermann-Szubra
- 95 | **Jak realnie i tanio ograniczyć koszty emisji CO₂ w ciepłownictwie?**
Rafał Kobytecki, Robert Zarzycki
- 104 | **Bezpieczeństwo energetyczne a ciepłownictwo**
Wojciech Sikorski
- 108 | **Energia geotermalna. Perspektywiczne źródło energii odnawialnej**
Geotermia Polska Sp. z o.o.
- 111 | **Lokalne ocieplenie klimatu a przyszłość ciepłownictwa Krakowa**
Paweł Jastrzębski, Mirosław Wróblewski, Barbara Meus
- 125 | **Komfort cieplny przy obniżeniu kosztów eksploatacji**
Veolia

UTRZYMANIE RUCHU

- 128 | **Eksploatacja maszyn i urządzeń infrastruktury krytycznej w obliczu współczesnych zagrożeń**
Emil Nowiński

INWESTYCJE

- 135 | **Efektywność energetyczna 416 metrów pod ziemią**
Sebastian Podśędek
- 143 | **Roszczenia czasowe i waloryzacyjne w kontraktach budowlanych**
Karolina Skalska-Józefowicz

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA



Fot. 123rf

30

WARIANTY ENERGETYCZNEJ TRANSFORMACJI

Kamil Moskwik

TEMAT NUMERU: CIEPŁOWNICTWO



Fot. 123rf

60

CO KSZTAŁTUJE CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ?

Małgorzata Niestępska

UTRZYMANIE RUCHU



Fot. 123rf

128

EKSPLOATACJA MASZYN I URZĄDZEŃ INFRASTRUKTURY KRYTYCZNEJ W OBLICZU WSPÓŁCZESNYCH ZAGROZEŃ

Emil Nowiński



Przemysław Płonka
redaktor naczelny
tel. 32 415 97 74 wew. 28
e-mail: przemyslaw.plonka@e-bmp.pl

Jak rozsuptać węzeł?

Nie tak dawno firma Fortum poinformowała, że rezygnuje z budowy elektrociepłowni na paliwo z odpadów w gminie Wisznia Mała. W komunikacie przekazano, że decyzja wynikała z przedłużającego się procesu administracyjnego. Jak pisze Fortum „instalacja miała wypełnić lukę w systemie gospodarczym odpadami w województwie dolnośląskim, odpowiedzieć na rosnące koszty zagospodarowania odpadów, ceny ciepła i energii elektrycznej w sposób zgodny z wymaganiami zielonej transformacji energetycznej”.

Wobec powyższego, Wrocław pozostanie „jedynym w Polsce tak dużym miastem, które nie posiada elektrociepłowni zasilanej paliwami alternatywnymi w swojej okolicy” – podkreśla Piotr Górnik, prezes Fortum w Polsce.

Podana wyżej informacja to tylko jeden z wielu przykładów pokazujących, że nie mając dzisiaj łatwo ciepłowni w Polsce, na których ciąży obowiązek przeprowadzenia zielonej transformacji i dostosowania się do unijnych wyzwań. Mocno skomplikowana i niejasna jest tu sytuacja, wyzwań nie brakuje. Zatem „jaką drogę wybrać?” – pyta Andrzej P. Sikora z Instytutu Studiów Energetycznych Sp. z o.o. w Warszawie, przypominając niektóre problemy sektora: „Wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂, nieprzewidywalność cen nośników energii, konieczność wymiany wyeksploatowanego majątku wytwórczego lub dostosowania go do nowych wymogów środowiskowych, a także rosnąca popularność źródeł odnawialnych sprawia, że przedsiębiorstwa ciepłownicze coraz częściej poszukują metod wytwarzania ciepła innych niż oparte na spalaniu paliw kopalnych. I stają przed ścianą niemocy. Bo z jednej strony widzimy brak wiedzy właściciela, a z drugiej – brak dobrej, efektywnej, skutecznej technologii).

Do wyzwań ciepłownictwa dorzucić można też np. problem dezinformacji, na który

wskazuje Dorota Jeziorowska z PTEZ: „Niestety, pomimo licznych kampanii informacyjnych prowadzonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, samorządy i organizacje, nieprawdziwe informacje wciąż są – często niestety celowo – wprowadzane w obiegi, multiplikując się, przez co wywołują skutki w postaci: od wywoływania paniki czy niezadowolenia wśród odbiorców końcowych, aż po blokowanie inwestycji związanych z realizacją procesu transformacji energetycznej.

Tu przytoczę jeszcze jedną wypowiedź – w nawiązaniu do wspomnianej informacji z Fortum czy właśnie do wyżej wymienionej dezinformacji. Na naszych łamach zamieszczamy wywiad ze Sławomirem Kiszczurno, prezesem Portu Czystej Energii (to nowa instalacja termicznego przekształcania odpadów komunalnych w Gdańsku), który wskazuje m.in. na bariery w budowaniu instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych. Jedną z nich jest fakt, że „inwestorzy muszą się dzisiaj mierzyć nie tylko z przeciwnościami natury proceduralnej przy wydawaniu poszczególnych decyzji administracyjnych, ale przede wszystkim z nieuczciwymi i nieodpowiedzialnymi atakami jednej/dwóch kilkuosobowych organizacji, które bezpardonowo sięją dezinformację w zakresie rzekomej zbędności i szkodliwości instalacji termicznego przekształcania odpadów”.

Na okładce zamieściliśmy sugestywny węzeł ze splątanych rur. Ma symbolizować trudne wyzwania, problemy sektora ciepłowniczego. Nie będzie łatwo go „rozwiązać” i zmierzyć się z dylematami, które – jak zaznacza cytowany już A.Sikora – „stają przed nami dziś i na które dziś musimy znaleźć dobrą odpowiedź”.

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 ponad 30 lat integrująca środowiska branżowe, proponująca nowe formy budowania porozumienia, moderatorka kontaktów biznesowych, wymiany wiedzy i doświadczeń. To organizator branżowych spotkań i wydarzeń – znanych i cenionych ogólnopolskich konferencji branżowych, webinarium, wydawca profesjonalnych magazynów i portali.

Reda Programowa:

prof. Jan Popczyk, przewodniczący Rady Programowej, Politechnika Śląska

prof. Andrzej Błaszczak, prezes zarządu HYDRO-POMP

dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW, Politechnika Warszawska

dr hab. inż. Maria Jędrusiak, prof. nadzw. PW, 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 Elektrociepłownia Ciechanów

Jan Saktawski, radca prawny, Head-of-legal Grenergy Polska sp. z o.o.

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.
Mateusz Grzeszczuk

Redaktor naczelny
Przemysław Płonka

Redakcja techniczna
Marcelina Gašior

Kolportaż
Zuzanna Ochman
zuzanna.ochman@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



www.loos.pl

LOOS  **BOSCH**
KOTŁY PRZEMYSŁOWE



www.bosch-industrial.pl

DEKARBONIZACJA ENERGETYKI I PRZEMYSŁU

Firma **LOOS BOSCH KOTŁY PRZEMYSŁOWE** od prawie 30 lat oferuje polskim partnerom innowacyjne kotły przemysłowe do zastosowań w każdej gałęzi przemysłu. Proponujemy naszym klientom tylko najlepsze rozwiązania: zaawansowane technicznie produkty i specjalistyczną wiedzę z zakresu technologii produkcji, a także troszczymy się o środowisko, dbając o to, by nasze produkty zużywały jak najmniej energii.

Kocioł wodorowy

PRODUKTEM SPALANIA WODORU
JEST JEDYNIENIE H_2O , NIE CO_2



Kocioł elektryczny

EKOLOGICZNE ŹRÓDŁO ENERGII –
ZEROWY POZIOM EMISJI CO_2

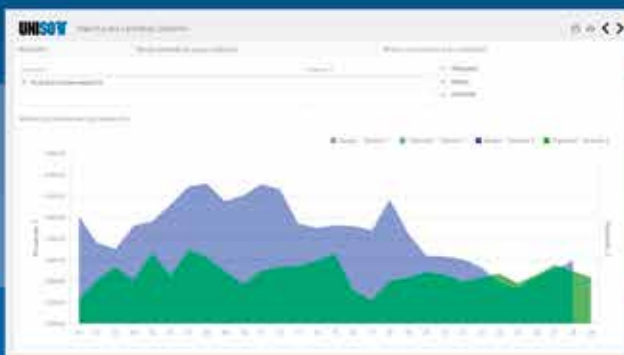
DOWIEDZ SIĘ WIĘCEJ





WSZYSTKO POD KONTROLĄ

NOWOCZESNE **NARZĘDZIA IT** WSPIERAJĄCE MENEDŻERÓW
W PODEJMOWANIU KLUCZOWYCH DECYZJI



Business Intelligence (BI)
Kokpity Menedżerskie WWW



Risk Management (RM)
Zarządzanie Ryzykiem



POWITANIE WROMPY

Największa w Polsce instalacja do pozyskiwania energii cieplnej ze ścieków – Wrompa – zawitała do Wrocławia. Wążąca ponad 100 ton pompa ciepła przyjechała do Polski z Austrii w nocy z wtorku na środę 14 lutego br. na dwóch ogromnych naczepach. Teraz będzie montowana na terenie przepompowni ścieków Port Południe.

Wrompa, czyli wrocławska pompa ciepła, to inwestycja Fortum realizowana we współpracy z MPWiK we Wrocławiu

Źródło, fot.: Fortum



CYFRYZACJA POLSKIEJ ENERGETYKI MOCNO SPOWOLNIŁA

– Brakuje nam śmiałości i wizji w kwestii cyfryzacji polskiej energetyki. Kilkanaście lat temu byliśmy w tym procesie zaawansowani, ale straciliśmy tę przewagę, którą mieliśmy na początku – ocenia Paweł Pisarczyk, prezes zarządu Phoenix Systems.

Jak wskazuje, zapoczątkowany ponad dekadę temu proces instalacji inteligentnych liczników u odbiorców końcowych mocno spowolnił, a w polskiej energetyce brakuje innowacji, jak i wielu rozwiązań wyczekiwanych od lat, w tym m.in. ukierunkowanych na cyberbezpieczeństwo. – Najpilniejszą potrzebą jest zadbanie o to, żeby wdrażana w naszych sieciach energetycznych technologia była bezpieczna – podkreśla ekspert.

Źródło: Newseria, fot. 123rf

TRZECIE WYDANIE MAGAZYNU ENERGII

Studenckie Koło Naukowe Energetyki (SKN Energetyki) przy Szkole Głównej Handlowej wydaje trzecią edycję swojego czasopisma „Magazyn Energii”. To wyjątkowa publikacja, która nie tylko informuje o najnowszych trendach i wydarzeniach w branży energetycznej, ale również jest owocem pasji i zaangażowania studentów, którzy chcą dzielić się swoją wiedzą z szerokim audytorium.

W trzecim numerze czytelnicy mogą spodziewać się bogatego zestawienia artykułów, które zgłębiają różnorodne obszary energetyki. Artykuły te nie tylko prezentują najnowsze osiągnięcia naukowe, ale także analizują praktyczne aspekty działalności energetycznej: od zrównoważonej produkcji po efektywne zarządzanie sieciami dystrybucji.

Wśród artykułów trzeciego wydania znajdują się także wywiady z ekspertami oraz relacje z najważniejszych wydarzeń związanych z energetyką, które odbyły się w ostatnim kwartale. To doskonała okazja dla czytelników do pozyskania cennych spostrzeżeń i wiedzy z pierwszej ręki.

Źródło: SKN



 **Krajowy Konkurs Energetyczny**

 **Fundacja Świadomi Klimatu**

Wszystko zależy od energii!

Edycja XVI Dla młodzieży w wieku od 16 do 23 lat

 /krajowykonkursenergetyczny /SwiadomiKlimatu

 swiadomiklimatu.pl

HYBRYDOWE ROZWIĄZANIA DLA CIEPŁOWNICTWA

Eneria CAT



**TERMICZNE
PANELE
SŁONECZNE**



**PANELE
FOTOWOLTAICZNE**



SERWIS 24/7



**POMPY
CIEPŁA**



**TURBINY
GAZOWE**



**EODEV
AGREGAT GEH2**



**AGREGATY
DIESEL**



**AGREGATY
GAZOWE**

+48 600 239 623 • +48 606 873 069

oze@eneria.pl • kogeneracja@eneria.pl

Bergerat Monnoyeur Sp. z o.o.
Eneria, dział OZE, Dekarbonizacji i Rozwoju
ul. Modlińska 11
Izabelin-Dziekanówek
05-092 Łomianki/Warszawa
www.eneria.pl

Nasze
realizacje:





BIERZ ŻYCIE ZA ROGI

ODPOWIEDZIALNY BANK WSPIERAJĄCY ZRÓWNOWAŻONY ROZWÓJ

Działamy odpowiedzialnie w oparciu o naszą strategię ESG. Udzielamy finansowania na wsparcie transformacji energetycznej i stopniowe przejście na gospodarkę niskoemisyjną. Współpracujemy ze społecznościami lokalnymi. Rozwijamy ofertę rynkową dla przedsiębiorców i konsekwentnie digitalizujemy usługi. Naszym priorytetem są najwyższe standardy ładu korporacyjnego i etyki w biznesie.

Zapraszamy do naszych placówek
oraz na pekao.com.pl



ZAPREZENTOWANO SZCZEGÓŁY PROJEKTU HYDROSANOK

23 marca, podczas Wiosennego Pikniku Energii, mieszkańcy Sanoka mieli okazję zapoznać się ze szczegółami przedsięwzięcia prowadzonego przez Sanockie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej i realizowanego przez pierwszą w Polsce samorządową spółkę wodorową. Projekt ma na celu kompleksową transformację lokalnego systemu ciepłowniczego w kierunku zrównoważonego rozwoju i bezpieczeństwa energetycznego.

Prezentacja przedsięwzięcia potwierdziła techniczną wykonalność projektu, obejmującego między innymi wymianę źródeł ciepła na niski- i zeroemisyjne oraz produkcję wodoru odnawialnego. Za realizację koncepcji odpowiadają renomowane firmy technologiczne i inżynierskie oraz doradcze.

Jednym z elementów transformacji jest produkcja wodoru z elektrolizy zasilanej energią elektryczną pochodzącą z instalacji fotowoltaicznych. Wodór ten będzie sprzedawany przez miasto na potrzeby przemysłu, a w przyszłości może posłużyć jako paliwo dla transportu miejskiego. Ciepło generowane przez elektrolizery zostanie wykorzystane do zaspokojenia większości potrzeb grzewczych Sanoka przez znaczną część roku.

– Zaprezentowane szczegóły techniczne projektu „HydroSanok” są kamieniem milowym na naszej drodze do stania się liderem w dziedzinie zrównoważonej energetyki. Jestem niezmiernie dumny, że Sanok przyjmuje rolę pioniera, pokazując, jak z zaangażowaniem i innowacyjnym podejściem można realizować przedsięwzięcie, które nie tylko chroni nasze środowisko, ale i gwarantuje stabilność oraz bezpieczeństwo energetyczne. To wszystko osiągamy bez wpływu na budżet miasta, korzystając ze wsparcia naszych partnerów inwestycyjnych. Przedstawione informacje jasno pokazują, że „HydroSanok” to nie tylko wizja, ale realny plan na przyszłość – powiedział Tomasz Matuszewski, burmistrz Sanoka.

Źródło: materiały prasowe

Ponad

2 MLN

megawatogodzin z kogeneracji trafi w tym roku do klientów biznesowych TAURONA. To więcej o ponad 30% niż przed rokiem. TAURON odnotował po raz kolejny wzrost liczby klientów korzystających z energii wytwarzanej w jednym procesie wraz z ciepłem

Źródło:
TAURON Sprzedaż

”

Patologią jest brak w systemach gminnych spalarni odpadów, a nie ich posiadanie. W krajach wysoko rozwiniętych wszyscy wiedzą, że odpady resztkowe – pozostałości po sortowaniu – to bardzo cenny surowiec energetyczny, który jest przekształcany na energię w pierwszej kolejności, tzn. że w żaden sposób nie może się zmarnować, bo to zdecydowanie tańszy surowiec niż węgiel czy gaz ziemny.

Sławomir Kiszkurko,

prezes Portu
Czystej Energii
(wywiad s. 77)



PSG WSPÓŁPRACUJE Z GASNETZ HAMBURG W ZAKRESIE WODORU

Polska Spółka Gazownictwa podpisała porozumienie dotyczące wzajemnego wsparcia z niemieckim operatorem dystrybucji gazu Gasnetz Hamburg GmbH. Głównym obszarem współpracy będzie transport wodoru sieciami gazowymi lub dedykowanymi wodorociągami.

PSG zrobiła w marcu br. duży krok w kierunku przesyłu wodoru, uzyskując dla pierwszego w Polsce gazociągu Świadcstwo Oceny Technicznej w zakresie przesyłu gazu ziemnego z jego domieszkami do 20% objętości. Współpraca z Gasnetz Hamburg GmbH ma pozwolić m.in. na wymianę wiedzy i dobrych praktyk w zakresie realizacji zadań operatorskich.

– Gasnetz Hamburg to kolejny znaczący dystrybutor gazów, z którym rozpoczynamy współpracę. Jestem przekonany, że dzięki niej rozwinie kompetencje związane z budową wodorociągów. Niemiecki operator systemu dystrybucyjnego jest odpowiedzialny m.in. za projekt HH-Wind, w ramach którego wybudowane zostanie docelowo 60 km sieci, która będzie transportowała wodor dla odbiorców przemysłowych w porcie w Hamburgu – powiedział Robert Więckowski, prezes zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa.

Źródło: PSG, fot. PSG

UNIKALNY EKOSYSTEM ENERGETYCZNY

Stoen Operator podjął współpracę z Politechniką Warszawską przy realizacji koncepcji, której celem jest stworzenie unikalnego ekosystemu energetycznego w strukturze miasta.

„Pilotażowa instalacja wytwarzania i magazynowania energii oparta o efektywne i trwałe technologie fotowoltaiczne i bateryjne” powstanie na dachu gmachu Wydziału Inżynierii Materiałowej. Projekt wpisuje się w jedno z kluczowych działań operatora, jakim jest rozwijanie usług elastyczności w stolicy.

Źródło: Stoen Operator



50 LAT TEMU ODDANO DO UŻYTKU PIERWSZY BLOK ENERGETYCZNY W ELEKTROWNI DOLNA ODRA

10 kwietnia 1974 r. o godz. 6:12 przeprowadzono pierwszą synchronizację z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym bloku nr 1 w Elektrowni Dolna Odra, oddziału spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna z Grupy PGE. Po pomyślnie przeprowadzonym ruchu próbnym i odbiorze technicznym, blok został przekazany do eksploatacji 29 kwietnia.

Budowa i montaż pierwszego bloku Elektrowni Dolna Odra o mocy 200 MW trwały 30 miesięcy, licząc od początku robót cyklowych. Osiągnięto wtedy najkrótszy w Polsce okres budowy bloku 200 MW. Budowę ostatniego, ósmego, zakończono w 1977 r.

Od momentu uruchomienia do końca 2020 r. blok nr 1 przepracował łącznie 292 144 godzin. W trakcie całej eksploatacji jednostka wyprodukowała 43 830 746 MWh energii elektrycznej brutto.

Od 1 stycznia 2016 r. blok nr 1 wraz z blokiem nr 2, który również oddano eksploatacji w 1974 r., pracowały w derogacji 17 500 godzin w ramach świadczenia usługi Interwencyjnej Rezerwy Zimnej dla Polskich Sieci Elektroenergetycznych.

W latach 2012-2020 jednostki 1-4 były stopniowo wycofywane z eksploatacji. Łącznie przepracowały ponad 858 tys. godzin, natomiast uruchamiane były ponad 5,5 tys. razy.

W sąsiedztwie Elektrowni Dobra Odra realizowana jest przez spółkę PGE Gryfino 2050 z Grupy PGE inwestycja budowy dwóch bloków gazowo-parowych o łącznej mocy 1400 MW. Inwestycja ta pozwoli na odtworzenie potencjału wytwórczego Elektrowni Dolna Odra.

Źródło i fot. PGE GIEK

TAURON POSADZIŁ 800 TYSIĘCY DRZEW

Blisko 800 tysięcy drzew na ponad 120 hektarach posadził TAURON na terenie Górnego i Dolnego Śląska oraz w Małopolsce i na Opolszczyźnie. W tym roku firma planuje przekroczyć 1,6 mln nasadzeń. Według ekspertów taka liczba drzew może pochłonąć rocznie emisję z ponad 3,2 mln gospodarstw domowych.

– Stawiamy na energię ze źródeł odnawialnych i wspieramy redukcję śladu węglowego. Jednocześnie angażujemy się w działania wspierające środowisko naturalne regionów, w których mieszkają nasi klienci, zarówno poprzez działalność edukacyjną, jak i poprzez rozbudowę zielonego portfolio produktowego – mówi Mariusz Purat, prezes zarządu TAURON Sprzedaż.
– Odpowiadamy na rosnące zainteresowanie energią ze źródeł odnawialnych, a dodatkowo nasi klienci mogą przyczynić się do powiększania nowego drzewostanu. Szacujemy, że w tym roku przekroczymy już 1,6 mln nasadzeń nowych drzew – dodaje prezes TAURON Sprzedaż.



Nowe drzewa posadzono na terenie czterech województw w nadleśnictwach Dąbrowa Tarnowska, Miechów, Koszęcin, Olesno, Głogów i Łądek-Zdrój. W wyniku sukcesywnych zalesień lasy wzbogaciły się o nowe sosny, dęby, buki, świerki, jawory, olchy i modrzewie. Łączna powierzchnia młodego lasu przekroczyła już 120 hektarów, a więc wielkość odpowiadającą 170 boiskom piłkarskim.

Źródło: informacja prasowa

CYFRYZACJA MUSI PRZYSPIESZYĆ

Cyfryzacja polskiej energetyki mocno spowolniła. Pilną potrzebą jest wdrożenie rozwiązań z zakresu cyberbezpieczeństwa

– Brakuje nam śmiałości i wizji w kwestii cyfryzacji polskiej energetyki. Kilkanaście lat temu byliśmy w tym procesie zaawansowani, ale straciliśmy tę przewagę, którą mieliśmy na początku – ocenia Paweł Pisarczyk, prezes zarządu Phoenix Systems. Jak wskazuje, zapoczątkowany ponad dekadę temu proces instalacji inteligentnych liczników u odbiorców końcowych mocno spowolnił, a w polskiej energetyce brakuje innowacji, jak i wielu rozwiązań wyczekiwanych od lat, w tym m.in. ukierunkowanych na cyberbezpieczeństwo. – Najpilniejszą potrzebą jest zadbanie o to, żeby wdrażana w naszych sieciach energetycznych technologia była bezpieczna – podkreśla ekspert.

Źródło: Newseria

Twój Partner na Rynku



Bezpieczeństwo



Transparencja



Skuteczność

„Misją PGE Domu Maklerskiego S.A. jest zapewnienie bezpieczeństwa i transparentności obrotu towarami i instrumentami finansowymi poprzez konsekwentne działanie w najlepiej pojętym interesie Klienta”

- ➔ Pełny dostęp do rynku uprawnień do emisji CO₂ poprzez giełdy ICE ENDEX, EEX AG
- ➔ Kompleksowe usługi w zakresie obrotu energią elektryczną, gazem, prawami majątkowymi oraz towarami rolnymi na giełdzie TGE S.A.
- ➔ Rezerwacja energii za pomocą **Platformy Deklaracji Energii**
- ➔ Pośrednictwo w transakcjach na Rynku Mocy za pomocą **Platformy Obrotu Obowiązkami Mocowymi**



rynek uprawnień do emisji CO₂



Platforma Obrotu Obowiązkami Mocowymi **POOM**



rynek praw majątkowych, energii elektrycznej i gazu



Platforma Deklaracji Energii **PDE**

MULTIENERGETYCZNY

PARTNER W BIZNESIE



+30 lat
doświadczenia
w branży paliwowej



Spółka notowana
na głównym parkiecie
GPW



Największy **NIEZALEŻNY**
operator baz paliwowych
w Polsce



Grupa UNIMOT - niezależna grupa paliwowo-energetyczna,
która w swojej multienergetycznej ofercie posiada m. in.:



GAZ
ZIEMNY



ENERGIĘ
ELEKTRYCZNĄ



PALIWA
STAŁE



FOTOWOLTAIKĘ



Fot. BMP

ENERGETYCZNA PRZYSZŁOŚĆ PRZEMYSŁU... – KONFERENCJA O ZARZĄDZANIU ENERGIĄ

Efektywność energetyczna, zielona transformacja, dekarbonizacja, wykorzystanie innowacyjnych technologii, bezpieczeństwo energetyczne przedsiębiorstw – to niektóre z tematów poruszanych podczas 22. edycji konferencji Efektywne Zarządzanie Energią w Przemśle, która odbyła się w dniach 14-15 marca 2024 r. w Czeladzi. Organizatorem wydarzenia była firma BMP.

Ponad 200 osób – przedstawicieli różnych branż przemysłu, naukowców, firm dostarczających nowoczesne rozwiązania w zakresie zarządzania energią – wzięło udział w kolejnej edycji konferencji, którą od lat przygotowuje firma BMP. To znane w przemyśle spotkanie organizowane było wcześniej pod nazwą „Wielcy Odbiorcy na Rynku Energii” czy „Odbiorcy na Rynku Energii” – o czym przypominał Adam Grzeszczuk, właściciel firmy BMP, który wprowadził uczestników do tematyki konferencji, omawiając najważniejsze wyzwania, jakie stoją dziś przed polską gospodarką.

– Jak co roku na tym wyjątkowym wydarzeniu zgromadziliśmy szerokie grono ekspertów, praktyków, naukowców, aby wspólnie dyskutować o przyszłości

energetycznej przemysłu, zrównoważonego rozwoju i wyzwań związanych z rewolucją energetyczną. Naszym celem jest nie tylko wymiana wiedzy czy budowanie relacji, ale i wypracowanie konkretnych wskazówek, rozwiązań, rekomendacji, które pomogą w efektywnym zarządzaniu energią – mówił Mateusz Grzeszczuk, prezes firmy BMP.

Podkreślił, że duża frekwencja wyprzedza i z niełatwej sytuacji polskiej energetyki i przemysłu, jak i bogatego programu konferencji, który obejmuje:

- PANEL WPROWADZAJĄCY: Polski sektor przemysłowy w dobie energetycznej rewolucji.
- TRZY PANELE DOTYCZĄCE PRZEMYSŁU PRZYSZŁOŚCI,
- WYWIAD PUBLICZNY: Wiek elektroprosumeryzmu – rozmowa o przemyśle, który w horyzoncie 2050 r. zmieni energetykę, w którym wzięt udział prof. Jan Popczyk oraz Tomasz Słupik z firmy Energopomiar,
- DEBATĘ: Czy bezpieczeństwo energetyczne jest zagrożone?
- WARSZTATY TECHNICZNE: Zarządzanie potencjałem poprawy efektywności energetycznej i domykania cykli produkcyjnych (GOZ) – podejście inżynierskie. Poprawa efektywności operacyjnej przedsiębiorstwa w zgodzie z zasadami zrównoważonego rozwoju



Fot. BMP



KONFERENCJA PSEW2024 – ENERGIA Z WIATRU DLA SILNEJ POLSKI

Konferencja PSEW to coroczne, największe wydarzenie branży wiatrowej w Europie Środkowo-Wschodniej. To miejsce kształtowania kluczowych opinii w sektorze odnawialnych źródeł energii i dyskusji na temat zielonego miks energetycznego w naszym kraju wśród liderów branży.

W tym roku odbędzie się już 19. edycja Konferencji PSEW, po raz pierwszy na Pomorzu Zachodnim, w Świnoujściu – jednym z kluczowych miejsc na energetycznej mapie Polski, które na naszych oczach staje się centrum rozwoju energetyki wiatrowej.

– W tym roku porozmawiamy o perspektywach i szansach, jakie daje Polsce odblokowanie wiatru na lądzie oraz wyzwaniach stojących przed branżą w kontekście offshoru. Jedno jest pewne – polski rynek wiatrowy rozpędza się i będzie tylko przyspieszał. Nie zabraknie tematu przyspieszenia procedur, repoweringu, kosztów transformacji, rosnących rachunków za prąd, magazynowania energii i pracy polskich sieci elektroenergetycznych – mówi Janusz Gajowiecki, prezes Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej.

Spotkajmy się już 4-6 czerwca br. podczas Konferencji PSEW2024 w Świnoujściu, aby porozmawiać o kierunku rozpędzającej się transformacji energetycznej w gronie ekspertów.

Konferencja PSEW2024 – rejestracja i szczegóły: www.konferencjapsew.pl

Źródło i fot. PSEW

Klastry energii – niezbędne wcielenie energetyki obywatelskiej

Energetyka obywatelska polega na świadomym współtworzeniu sektora energetycznego przez wszystkich uczestników rynku energii i opiera się na czynnym zaangażowaniu w proces produkcji, dystrybucji, zarządzania energią elektryczną oraz ciepłem. Idea ta realizuje się poprzez inicjatywy energetyczne podejmowane przez obywateli i lokalne społeczności, m.in. klastry.

W polskim porządku prawnym pojęcie klastrów pojawiło się w 2016 r., lecz ich liczba nie jest dziś dokładnie znana.

Klaster energii stanowi rodzaj społeczności energetycznej, która funkcjonuje na podstawie umowy cywilnoprawnej zrzeszającej działające lokalnie podmioty zajmujące się wytwarzaniem, konsumpcją, magazynowaniem i sprzedażą energii elektrycznej, ciepła, chłodu czy paliw. Członkami klastra mogą być zatem osoby fizyczne, prawne, natomiast od stycznia 2024 r. stroną porozumienia musi być przynajmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego (JST). Obszar działania klastra nie może przekraczać granic jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin. Tak przedstawione ramy prawne umożliwiają dostatecznie elastyczne podejście do wyboru modelu biznesowego i zakresu przedmiotowego współpracy w ramach klastra energii.

Mechanizm wsparcia

Fundamentem ideowym klastrów energii jest zatem współpraca podmiotów w celu stworzenia efektywnego systemu energetycznego na poziomie lokalnym, który – koordynując różnorodne źródła energii z zapotrzebowaniem miejscowych odbiorców – daje zaangażowanym członkom dostęp do stabilnej, a także tańszej energii. Niższą cenę energii elektrycznej, chłodu lub ciepła ma zapewnić czasowy mechanizm



fot. zasoby autorki

Aleksandra Korba

Studentka SGH w Warszawie na kierunku E-biznes, gdzie rozwija swoją pasję jako przewodnicząca ds. merytoryki Studenckiego Koła Naukowego Energetyki. Alumn XII edycji Akademii Energii

wsparcia klastrów, który zakłada zwolnienie energii wyprodukowanej przez strony porozumienia z opłaty OZE i kogeneracyjnej, akcyzy, a także obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia i świadectwami efektywności energetycznej. Aby uzyskać te korzyści, klaster energii będzie musiał osiągnąć określony udział wytwarzanej energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych (30% do 2026 r. i 50% od 2027 r.) czy posiadać łączną moc zainstalowanych instalacji poniżej danego limitu (obecnie 150 MW). Kolejnym kluczowym czynnikiem jest możliwość zaspokojenia nie mniej niż 40% zapotrzebowania na energię członków klastra. W drugim etapie systemu wsparcia wymagane to będzie funkcjonowało w wymiarze godzinowym. Kooperatywa ener-

getyczna będzie także musiała posiadać nie mniej niż 2% łącznej mocy swych instalacji wytwórczych w mocach magazynów energii.

Tak działające podmioty mogą wspomóc krajowy system elektroenergetyczny poprzez odciążenie sieci dystrybucyjnych. Klastry zwiększają również lokalny wymiar bezpieczeństwa energetycznego, gdyż w swoim działaniu wykorzystują jedynie miejscowe zasoby oraz infrastrukturę danego terenu.

Klasy a transformacja energetyczna

Podczas tworzenia ram prawnych działalności zbiorowych form zaangażowania obywateli w energetykę, jak i projektowania mechanizmów wsparcia, należy podkreślać te cechy, które są obecnie szczególnie ważne dla polskiej transformacji energetycznej. Oprócz implementacji odnawialnych źródeł energii klasy mogą zapewnić samowystarczalność i bilansowanie danych regionów, co znacząco ułatwi w przyszłości zarządzanie całym systemem elektroenergetycznym. Efektywne wykorzystanie zdwyersyfikowanych technologii w lokalnych systemach energetycznych pozwala na stabilne dostawy prądu czy ciepła. To właśnie klasy energii bazujące na rynkowym i synergicznym współdziałaniu członków – a nie indywidualne formy energetyki obywatelskiej jak prosumenci – mają szansę zrealizować cele dot. jakości dostaw czy bezpieczeństwa w obliczu coraz bardziej rozproszonej struktury systemu energetycznego.

Jednocześnie zasady działania i wsparcia społeczności energetycznych muszą być proste oraz przynosić korzyść dla zaangażowanych obywateli i JST. O znaczeniu tego aspektu przypomina mało udane wprowadzenie na rynek polski prosumenta zbiorowego. Mimo dużego zainteresowania budową instalacji fotowoltaicznych (także na budynkach wielolokalowych) prosumenta zbiorowego pokonały bariery organizacyjne i zbyt niskie oszczędności dla pojedynczych lokatorów.

” Rozwój klastrów energii zapewnia szerszą partycypację społeczną różnorodnych podmiotów w procesie przekształcania polskiego sektora energetycznego

Wykorzystać potencjał prosumentów

Idee energetyki obywatelskiej nie są w Polsce obce – mamy już ponad 1,3 mln prosumentów energii odnawialnej. Jednak potencjał form zbiorowego zaangażowania społeczności nie jest jeszcze w pełni wykorzystywany. Zaangażowanie JST w struktury klastrów może wesprzeć ich rolę w tworzeniu obszarów równoważących swój popyt na energię z możliwościami wytwórczymi. Klasy energii mają szansę zaistnieć jako podmioty wspomagające realizację transformacji energetycznej Polski, przyjmując role i obowiązki, którym nie podążają indywidualne formy energetyki obywatelskiej i rozproszonej. Aktywność tego typu kooperatyw uzupełnia również działania dużej energetyki zawodowej dzięki szybszej realizacji inwestycji w niskoemisyjne źródła. Rozwój klastrów energii zapewnia szerszą partycypację społeczną różnorodnych podmiotów w procesie przekształcania polskiego sektora energetycznego.



JESTEŚ STUDENTEM?

Działasz w kole naukowym?

Chcesz podzielić się swoją opinią dotyczącą energetyki?

Zostań autorem w formacie **OKIEM STUDENTA!**

Napisz do nas!
energetyka@e-bmp.pl



budujemy możliwości porozumienia

OKIEM STUDENTA

to dział, w którym dajemy studentom możliwość wyrażenia swojej opinii na tematy związane z energetyką i ciepłownictwem.

Czy Niemcy muszą wymienić ogrzewanie?

Od początku 2024 roku Niemcy są prawnie zobowiązani do wymiany starych kotłów gazowych lub olejowych, jeśli zostały one zainstalowane przed 1994 rokiem. Gazeta Augsburgener Allgemeine powołuje się na dane partii chadeckiej i podaje, że 1,9 miliona systemów ogrzewania olejowego i 2,1 miliona gazowego trzeba zastąpić. Natomiast niemiecka koalicja rządząca zwraca uwagę na wyjątki, do których zalicza się większość systemów grzewczych zainstalowanych ponad 30 lat temu.

Zarówno kotły niskotemperaturowe, jak i kondensacyjne były standardem w systemach grzewczych w latach 80. i 90. Obydwa typy systemów grzewczych podlegają wyjątkom od wymogu wymiany, w związku z czym duża część kotłów będzie zastępowana dopiero 40 lat po zainstalowaniu.

Właściciele muszą sami zadbać o wymianę ogrzewania, a zaniechanie może kosztować dziesiątki tysięcy euro. Co gorsza, osobom, które ze względu na regulacje prawne będą realizować takie inwestycje, nie przysługują dotacje na pompy ciepła i tym podobne. Przyłapani na stosowaniu starych pieców w najgorszym przypadku mogą się spodziewać kary w wysokości do 50 000 euro. Kominiarze w takich przypadkach przymusowo wyłączają stare systemy grzewcze.

Prawie 1,3 mln grzejników...

Niemcy zareagowali na wkraczające w życie ustawy w specyficzny sposób i asekuracyjnie – na koniec 2023 roku poczynili rekordowe inwestycje, kupując aż 790 500 grzejników gazowych i ponad 112 000 olejowych. Łącznie sprzedano w 2023 roku ponad 1,3 mln takich systemów ciepła, co oznacza wzrost o 34% w porównaniu z 2022. Liczby mówią same za siebie – ostatni raz taka sprzedaż miała miejsce w latach 90.

Jak podała Statista, prywatna firma publikująca statystyki, jeszcze w grudniu 2023 większość systemów ogrzewania olejowego i gazowego w budynkach mieszkalnych w Niemczech stanowiły rozwiązania zainstalowane przed 2000 rokiem. Ponad połowa budynków wyposażona jest w ogrzewanie gazowe, jednak struktura ogrzewania w nowych obiektach wykazuje inny trend: podczas gdy udział ogrzewania gazem ziemnym wynosił ostatnio w nowym budownictwie mniej niż 40%, wzrósł udział pomp ciepła i ciepłownictwa miejskiego. W przypadku nowych budynków mieszkalnych mowa jest także o tzn. wtórnych



foto. zasoby autorki

Aleksandra Fedorska

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

lub dodatkowych źródeł energii – to najczęściej energia elektryczna (12,9%) oraz OZE, energia słoneczna, ciepła (11,9%) i drewno (11,3%).

...i ponad 350 000 pomp ciepła

Właściciele starych nieruchomości wolą konwencjonalne systemy grzewcze, które zakupili w ostatnich latach, ale w przypadku nowych budynków wybierane są także pompy ciepła – sprzedano ich w ubiegłym roku 356 tys. sztuk (federalne ministerstwo gospodarki chce docelowo osiągnąć sprzedaż na poziomie 500 000).

Pompy ciepła nie mają łatwo w Niemczech, gdzie preferuje się konwencjonalne technologie. Na 1000 gospodarstw domowych kupiono w 2022 tylko 6,7 pomp ciepła. W Polsce było to prawie 14, a więc dwa razy tyle. Warto dodać, że na pierwszym miejscu w Europie znajduje się tu Finlandia, z 69,36 zakupionymi pompami ciepła na 1000 gospodarstw domowych. Za nią plasują się: Norwegia (59,87/1000 gospodarstw domowych)

i Szwecja (39,34/1000 gospodarstw domowych). Powodem zwiększonego zapotrzebowania na pompy ciepła krajach skandynawskich jest fakt, że są tam wysoko subwencjonowane.

Niemiecki rząd zwraca uwagę na dostępne dofinansowanie na wymianę pieców grzewczych. Każdy, kto dziś lub w przyszłości będzie chciał zmienić swoje ogrzewanie i przejść na energię odnawialną w 65%, otrzyma środki od państwa. Maksymalna dopłata wynosi 70% kosztów inwestycji. Dotyczy to pomp ciepła i np. niskoemisyjnych systemów grzewczych na biomasę. W przypadku wszystkich takich inwestycji Niemcy mogą ubiegać się o kredyt uzupełniający w wysokości do 120 000 euro.



wiedza i doświadczenie

DORADZTWO TECHNICZNE I ŚRODOWISKOWE, POMIARY, NADZÓR INWESTYCYJNY



Ochrona środowiska i klimatu

Efektywność energetyczna

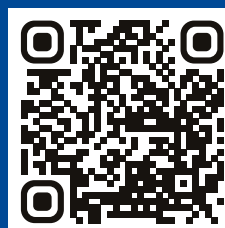
Gospodarka o obiegu zamkniętym

OZE i projekty wodorowe

Gospodarka wodno-ściekowa

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

www.energopomiar.com/cieplownictwo



Czy możemy się czuć bezpiecznie?

Bezpieczeństwo nie jest dane raz na zawsze. Z fukuyamskiego snu o końcu historii Władimir Putin wyrwał nas w dość brutalny sposób. Okej, ktoś kiedyś zbombardował Belgrad, ktoś postrzelał się z pasterzami w Afganistanie i ktoś wyładował się z kanonierek na Krymie i powiedział: „TO TERAZ NASZE”. Część z tych wydarzeń działa się daleko, część w krajach, których – mówiąc delikatnie – nie uznajemy za warte naszego zainteresowania (pod tym względem niewątpliwie jesteśmy częścią „Zachodu”), a w części jeszcze aktywnie partycypowaliśmy po stronie agresora. Generalnie jednak wojna była częścią opowieści coraz słabiej kojarzącego fakty dziadka, który raz był pod Lenino, a raz pod Monte Casino.

No i nadszedł 24 lutego 2022 r., po którym nic już nie będzie takie samo. Bezpieczeństwo znowu zagościło na łamach gazet i w wypowiedziach komentatorów. Znowu zaczęliśmy pytać o to, czy jesteśmy bezpieczni. Czym jednak jest bezpieczeństwo? Kiedy możemy powiedzieć, że rzeczywiście jesteśmy bezpieczni? Czy determinuje to jedynie fakt, że na nasze głowy nie lecą „kindżały”? Oczywiście tematyka bezpieczeństwa to multum różnorodnych wątków opisanych w bogatej literaturze przedmiotu. Nie mam w zwyczaju mądrzyć się na temat spraw, które znam bardzo słabo, więc płynnie przejdźmy do tego elementu bezpieczeństwa, o którym mogę coś – umiarkowanie kompetentnie – powiedzieć.

Czym jest bezpieczeństwo?

Bezpieczeństwo energetyczne, bo o nim mowa, to – zgodnie z definicją ustawową – stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska. To jasne i niebudzące wątpliwości stwierdzenie ma nas



fot. zasoby autora

Jan Saklawski

radca prawny,
Head-of-legal Grenergy
Polska sp. z o.o.

zapewnić, że państwo zadba o dostawy dzisiaj i w przyszłości oraz że stanie się to z poszanowaniem ochrony środowiska, bez działań wprost sprzecznych z myślą technologiczną i zasadami ekonomii. Nie jest to ani kontrowersyjne, ani też łatwe do zakwestionowania. Paliwa i energia mają dać nam możliwość funkcjonowania w społeczeństwie nowoczesnym, w którym w domu mamy komfort termiczny, możemy prowadzić pełną aktywność społeczno-gospodarczą dzięki elektryczności, a także przemieszczać się za pośrednictwem łatwo dostępnego transportu publicznego i prywatnego. Oczywiście już słyszę biadolenie o tym, jak to Unia zakazuje nam smrodzić dieslem i grzać się w przyjemnym aromacie palonych w kominku kaloszy, co narusza nasze święte, pochodzące już od Swarozycza prawa. Nie o tym jednak chciałem pisać.

Wizja kasandryczna

Na świecie toczy się obecnie debata, czy dostęp do energii można uznać za prawo człowieka. Gdy Izrael w odwiecie za zamachy z 7 października 2023 r. postanowił zgnieść

wszelki opór w strefie Gazy to pierwsze co zrobił, to odciął tym terenom dostęp do wody i elektryczności. O ile deficyt wody jest w dość oczywisty sposób zjawiskiem niebezpiecznym dla lokalnej populacji, to dostępu do elektryczności nie oceniamy już tak jednoznacznie. No cóż, ktoś nie będzie mógł naładować iPhone'a – trudno. Otóż nie! O ile prywatna aktywność zwykle może obejść się przez jakiś czas bez stabilnego dostępu do energii elektrycznej, o tyle wiele instytucji publicznych po prostu przestanie w takich warunkach funkcjonować. Wyobraźmy sobie, że w szpitalach nie pracują respiratory i inne maszyny podtrzymujące życie i to nawet w sytuacji, gdy na dany szpital nie leczą akurat izraelskie bomby. Wyobraźmy sobie, że nie działają systemy szybkiego reagowania, co powoduje, że do nikogo nie jest w stanie dojechać policja, karetka czy straż pożarna. Pomyślmy wreszcie, że przestają funkcjonować bazy danych, sygnalizacja świetlna, prasa, stacje transport kolejowy i lotniczy, nie działa jakakolwiek komunikacja cywilna czy wojskowa. Mielibyśmy do czynienia z chaosem na skalę niespotykaną, kolapsem nowoczesnego państwa i prawdopodobnie jakąś formą upadku ustroju.

Co oczywiste, ta kasandryczna wizja spełni się jedynie w przypadku, gdy ktoś lub coś byłoby w stanie dokonać sabotażu na skalę ogólnokrajową. Wydaje się, że mogłoby to nastąpić jedynie w przypadku prowadzenia na szeroką skalę działań wojennych lub też precyzyjnego ataku terrorystycznego. Nie jest przypadkiem, że kacapscy najeźdźcy próbują przejąć elektrownie jądrowe Ukraińców, a pozostałe jednostki wytwórcze – zniszczyć lub uszkodzić.

Wniosek, jaki płynie z sytuacji naszego sąsiada podpowiada nam, że rodzimy system elektroenergetyczny powinien być maksymalnie odporny na tego rodzaju wstrząsy. Poza standardowymi procedurami, jakie wojsko, policja i inne służby wprowadzają w celu przeciwdziałania terroryzmowi, a dyplomacja w celu przeciwdziałania wojnie, możemy wpłynąć na architekturę naszej generacji tak, by punktowe uderzenia nie pozbawiły Polaków dostępu do energii.

Po pierwsze odporność

Nowoczesne reaktory jądrowe trzeciej, trzeciej plus i czwartej generacji są niewątpliwie odporne na kinetyczne ataki – powiedziano i napisano o tym już wiele. Na takie ataki nie są jednak odporne źródła odnawialne oraz stacje transformatorowe. Oczywiście odpowiedzią jest w tej sytuacji generacja jak najbardziej rozproszona, bliska odbiorcom, ograniczająca możliwość przerwania jej za pośrednictwem ataku w węzły sieciowe. Co ciekawe, największy problem

mamy w tej sytuacji z farmami wiatrowymi na morzu. Nie znajdują się one na terytorium kraju ani na wodach terytorialnych, gdzie reagować mogłyby oddziały policji. Wyłączna strefa ekonomiczna Polski, w której zlokalizowane będą wskazane instalacje, jest oddalona od brzegu o ponad 12 mil morskich. Wciąż nie dysponujemy niestety jednoznaczными procedurami w zakresie ochrony tych terenów, a część instalacji będzie w najbliższym czasie wchodzić w fazę budowlaną. Powiedzieć, że kremlowski satrapa będzie tą fazą szczególnie zainteresowany, to nic nie powiedzieć. Z rozmowy, jaką odbyłem w ostatnim czasie z pewnym oficerem Marynarki Wojennej wynika, że jedynie ta formacja oraz Straż Graniczna dysponują jednostkami, które pozwalają efektywnie reagować na wszelkie zagrożenia, jakie mogą się pojawić w okolicy polskich MFW.

” Nowoczesne reaktory jądrowe trzeciej, trzeciej plus i czwartej generacji są niewątpliwie odporne na kinetyczne ataki – powiedziano i napisano o tym już wiele. Na takie ataki nie są jednak odporne źródła odnawialne oraz stacje transformatorowe

Niestety, wygląda na to, że na ten moment nie jesteśmy gotowi na wyzwania, jakie niesie przyszłość. Pozostaje wierzyć w odpowiedzialność naszej klasy politycznej, że brak ten zostanie w niedługim czasie zaadresowany. Chciałbym na koniec zaproponować czytelnikowi pewną metanalityczną zabawę, w której zastanowimy się, czy nasze bezpieczeństwo energetyczne jest, *nomen omen*, bezpieczne. Czy poza wybudowaniem odpowiedniej ilości gigawatów, modernizacją sieci czy wprowadzeniem mechanizmów utrzymania częstotliwości mamy pomysł na ochronę naszej energetyki przed zwykłym bandytą z maczugą? Czy nie mają Państwo wrażenia, że cała dyskusja o transformacji traci na znaczeniu, gdy istnieje ryzyko, że ktoś zniszczy stację Mikułowa lub Kozienice? Nie mam odpowiedzi na to pytanie, ale poczuję się zdecydowanie lepiej, gdy będę miał pewność, że ktoś tę odpowiedź zna.

O dezinformacji w ciepłownictwie

Chciałabym się dziś podzielić spostrzeżeniami dotyczącymi fake newsów w obszarze ciepłownictwa systemowego.

Wybuch pandemii COVID-19 oraz rozpoczęcie zbrojnej agresji Rosji w Ukrainie w sposób znaczący wpłynęły – oczywiście w różny sposób – na szeroko pojętą energetykę, m.in. na sytuację na światowych rynkach surowców energetycznych, łańcuchy dostaw urządzeń czy surowców, w konsekwencji oddziałując na ceny energii elektrycznej, ciepła, paliw, gazu, a także na tempo realizacji inwestycji w infrastrukturę energetyczną. Obawy o wzrost kosztów energii wywołały panikę lub co najmniej wzmożone zainteresowanie tym tematem, które skutecznie były podsycane w przestrzeni publicznej – zwłaszcza w internecie. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych w ostatnich miesiącach realizowało kampanię społeczno-edukacyjną „Energia naprawdę”, która dotyczyła zjawiska dezinformacji w energetyce i promowania rzetelnej wiedzy na jej temat.



fot. zasoby autorki

Dorota Jeziorowska

dyrektor Polskiego
Towarzystwa
Elektrociepłowni
Zawodowych

Ceny ciepła, proces dekarbonizacji i wpływ na niską emisję – główne źródło fake newsów

O tym, że fake newsy mają wpływ na funkcjonowanie sektora ciepłownictwa systemowego, nie trzeba raczej nikogo przekonywać. W przypadku ciepła walka z dezinformacją jest o tyle trudniejsza, że pomimo tego, iż elektroenergetyka jest teoretycznie gałęzią bardziej eksponowaną w mediach głównego nurtu i social mediach, to zagadnienia związane z ciepłownictwem bardziej oddziałują na lokalne społeczności. Stąd też informacje rozpraszają się, często jeden system ciepłowniczy jest porównywany w układzie „1:1” z innym, całkowicie różnym systemem, mniej jest też ekspertów zajmujących się tą gałęzią energetyki, a proces np. kształtowania taryfy czy rozliczania kosztów zakupu ciepła w budynkach wielolokalowych są znacznie bardziej złożone niż w przypadku energii elektrycznej. Trudności dodaje fakt, że ciepłownictwo systemowe jest silnie związane z innymi podsektorami energetyki (elektroenergetyka czy rynek gazu), stąd procesy zachodzące w nich mają wzajemny wpływ na funkcjonowanie powiązanych gałęzi (zjawisko „sector coupling”).

Co oznacza powyższe z punktu widzenia pojawiających się w przestrzeni publicznej informacji czy wzmianek o ciepłownictwie? Bardzo trudno jest dementować i wyjaśnić nieprawdziwe bądź celowo okrojone informacje, ponieważ procesy i mechanizmy, które wpływają na funkcjonowanie sektora, są bardzo złożone i często trudno przedstawić je w przystępny sposób.

Odnosząc się do najczęściej pojawiających się w internecie wpisów, artykułów czy komentarzy związanych z ciepłownictwem systemowym, zdecydowanie dominuje temat cen ciepła i rachunków za ciepło (bardzo często mylnie wiązany tylko z taryfami przedsiębiorstw z pominięciem kwestii modelu rozliczania kosztów zakupu ciepła na poszczególne lokale), wpływ (rzekomy) źródeł ciepła zasilających systemy ciepłownicze na występowanie zjawiska niskiej emisji oraz kwestie związane z poszczególnymi rodzajami technologii wykorzystywanych w procesie transformacji systemów ciepłowniczych. W kontekście ostatniego z wymienionych obszarów najwięcej zainteresowania budzą zagadnienia związane z zastosowaniem gazu jako paliwa przejściowego oraz z instalacjami

termicznego przekształcania odpadów z odzyskiem energii (w tym przypadku – z naciskiem na podkreślanie rzekomego negatywnego wpływu na środowisko).

Wpływ fake newsów na sektor

Niestety, pomimo licznych kampanii informacyjnych prowadzonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, samorządy i organizacje, nieprawdziwe informacje wciąż są – często niestety celowo – wprowadzane w obieg, multiplikując się, przez co wywołują skutki w postaci: od wywoływania paniki czy niezadowolonych wśród odbiorców końcowych, aż po blokowanie inwestycji związanych z realizacją procesu transformacji energetycznej. Na szczęście, wraz ze wzrostem zainteresowania obszarem ciepłownictwa, w którym (w związku z bardzo napiętym harmonogramem osiągnięcia kolejnych kamieni milowych wynikających z polityki klimatyczno-energetycznej) bardzo dużo się dzieje, co w sposób oczywisty przekłada się na liczbę informacji w przestrzeni publicznej) rośnie również liczba publikacji zarówno w mediach branżowych, profesjonalnych wydawnictwach, ale i w social mediach, gdzie opisywane są procesy i mechanizmy regulujące funkcjonowanie ciepłownictwa systemowego.

Niewątpliwie warto śledzić wszelkie kanały informacyjne i my, jako eksperci, na bieżąco musimy dementować pojawiające się nieprawdziwe treści. Wpłynie to korzystnie na skuteczność realizacji wszelkich procesów związanych z dekarbonizacją sektora.



JEDNA SIĘĆ. NIESKOŃCZONE MOŻLIWOŚCI.

IZAR IOT GATEWAY PREMIUM

**POTĘŻNY GATEWAY IoT typu “wszystko w jednym”
dla inteligentnych systemów i inteligentnych miast**

- dla odczytu jeżdżonego:   T1, C1
- dla smart metering technologie IoT:   (IZAR R4, R4+), mioty for Metering
- dla Smart CITY technologie IoT:  



FINANSOWANIE TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

Michał Pater

associate w Zespole Postępowań Sądowych i Arbitrażowych,
Zespole Infrastruktury kancelarii JDP Drapała & Partners

Transformacja energetyczna to proces kosztowny, wymagający znacznych nakładów inwestycyjnych, sięgających (do 2030 roku) nawet kilkuset miliardów złotych. Skąd zdobyć na to środki?

Transformacja energetyczna, nazywana niekiedy zieloną transformacją, stanowi kluczowy krok w reorientacji sposobu produkcji i wykorzystania energii w kierunku bardziej zrównoważonego i ekologicznego modelu. Obejmuje ona szeroki zakres działań,

poczynając od większego wykorzystania odnawialnych źródeł energii, takich jak energia słoneczna, wiatrowa czy biomasa, aż po modernizację istniejącej już infrastruktury energetycznej i budynków w celu poprawy ich efektywności energetycznej.

Zielona transformacja

W kontekście aktualnych wydarzeń, takich jak konflikt na Ukrainie i rosnące zanieczyszczenie środowiska, inicjatywy związane z zieloną transformacją nabierają szczególnego znaczenia. Kraje UE (w tym wiodące prym Niemcy) podejmują dziś na szeroką skalę decyzje o zwiększeniu inwestycji w odnawialne źródła energii oraz działania mające na celu ograniczenie zależności od importu paliw kopalnych. W Polsce również zauważalne są tendencje w kierunku zielonej transformacji, z coraz większą liczbą inwestycji np. w fotowoltaikę czy magazynowanie energii. Dla osiągnięcia jednak „satysfakcjonującej” dekarbonizacji konieczne jest nie tylko dalsze promowanie odnawialnych źródeł energii, ale także modernizacja istniejącej już infrastruktury oraz termomodernizacja budynków.

Przemiany w sektorze energetycznym będą stanowiły istotny czynnik wzmacniający potencjał polskiej gospodarki, podnosząc jej konkurencyjność oraz atrakcyjność dla potencjalnych inwestorów.

Dziś nie budzi już wątpliwości, że transformacja energetyczna jest niezbędna. Niestety, jest ona także kosztowna i wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych. Kwoty, które mogą okazać się konieczne do wydania do 2030 roku na inwestycje związane z transformacją energetyczną, w tym transformacje rynku energetycznego, sięgają szacunkowo nawet kilkuset miliardów złotych. Należy się jednak zgodzić, że koszty związane z beczynnością wobec kryzysu klimatycznego znacząco przewyższą nakłady potrzebne do podejmowania odpowiednich działań w celu jego ograniczenia. Według analiz Polskiej Izby Ubezpieczeń, straty związane z anomaliami pogodowymi w ciągu ostatnich 40 lat w Polsce oszacowano na około 70 mld złotych¹. Co więcej, jeśli dalszy wzrost temperatur będzie zgodny z pesymistycznymi prognozami to przewiduje się, że polski PKB może obniżyć się nawet o kilkanaście procent do 2050 roku.

Wysokie koszty dotkną każdego przedsiębiorstwa, które zdecyduje się zrealizować inwestycje w ramach szeroko pojętej transformacji energetycznej. Skąd zatem zdobyć na to środki? W artykule przedstawiamy kilka możliwości.

Środki przewidziane w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku oraz programy rządowe

Spośród kluczowych źródeł finansowania transformacji energetycznej wymienić należy przede wszystkim środki krajowe, przewidziane przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska na zieloną transformację Polski.

Jak wynika z dokumentu Polityka Energetyczna Polski do 2040², inwestycje w sektorach związanych z produkcją i dostarczaniem energii będą absorbować środki finansowe nawet do niemal 900 miliardów złotych. Prognozowane wydatki w sektorze produkcji energii elektrycznej sięgną ponad 300 miliardów

złotych, z czego około 80% będzie przeznaczonych na źródła energii bezemisyjnej, takie jak OZE czy energetyka jądrowa. Transformacja sektora paliwowo-energetycznego może prowadzić do wzrostu kosztów energii, jednakże wsparcie finansowe w postaci inwestycji operacyjnych i kapitałowych może przyspieszyć i zwiększyć skalę tych zmian. Kluczowe jest zapewnienie, że proces transformacji prowadzi do akceptowalnych cen energii dla społeczeństwa i nie pogłębia ubóstwa energetycznego.

”

Kraje UE podejmują dziś na szeroką skalę decyzje o zwiększeniu inwestycji w OZE oraz działania mające na celu ograniczenie zależności od importu paliw kopalnych

Ministerstwo Klimatu i Środowiska wskazuje, że na przeprowadzenie zielonej transformacji Polski do 2030 roku przeznaczonych zostanie ogółem 260 miliardów złotych pochodzących z funduszy unijnych oraz krajowych. Kwota ta obejmuje wsparcie z różnych źródeł, włączając w to politykę spójności, a także priorytetowe programy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Wspólnej Polityki Rolnej oraz krajowe fundusze celowe. Niektórzy eksperci wskazują jednak, że zarówno unijne, jak i krajowe inwestycje w osiągnięcie bilansu emisji dwutlenku węgla netto powinny zostać zwiększone, a biorąc pod uwagę tendencje widoczne w poszczególnych państwach członkowskich UE, takie zwiększenie jest dość prawdopodobne.

Programy, w ramach których rozdysponowywane są środki krajowe na transformację, częściowo korzystają z funduszy unijnych. Są one adresowane zarówno do osób prywatnych, jak i podmiotów gospodarczych. Przykładem programu, w ramach którego osoby indywidualne mogą uzyskać finansowanie, może być planowany Program Mój Prąd, oferujący wsparcie finansowe dla mikroinstalacji fotowoltaicznych. Podmiot indywidualny może otrzymać wówczas dofinansowanie instalacji fotowoltaicznej i pomp ciepła w formie bezwrotnej dotacji. Innym rozwiązaniem jest Program Mój Elektryk, który wspiera zakup pojazdów elektrycznych, a kolejnym (mającym na celu ułatwienie poniesienia kosztów transformacji energetycznej) – planowany program Moja Energia Wiatrowa, przygotowany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Zakłada on wsparcie finansowe dla właścicieli gruntów, którzy planują zainstalować wiatraki na należącym do nich terenie.

Aktualnie przygotowywane są również programy pomagające podmiotom gospodarczym ponieść koszty transformacji energetycznej. Przykładem może być niedawno uruchomiony Program Energia na Wsi. W jego ramach rolnicy prowadzący działalność gospodarczą, a także istniejące lub nowo powstałe spółdzielnie energetyczne, mogą uzyskać wsparcie finansowe w postaci dotacji i pożyczek.

Obecnie trwa już przyjmowanie wniosków do programu FENX.01.01 Efektywność energetyczna, który oferuje nowe możliwości wsparcia dla dużych i średnich przedsiębiorstw w zakresie poprawy efektywności energetycznej oraz instalacji OZE. Program ten obejmuje szereg działań, takich jak: modernizacja budynków zakładowych, zwiększenie efektywności energetycznej procesów produkcyjnych, optymalizacja systemów obiegu mediów w zakładzie, usprawnienie ciągów transportowych oraz poprawa efektywności energetycznej systemów pomocniczych, w tym kotłowni, odzysku ciepła z procesów przemysłowych czy systemów oświetlenia. Ponadto, w ramach programu możliwe jest wsparcie finansowe na instalację urządzeń OZE oraz infrastruktury związanej z produkcją, magazynowaniem, tankowaniem lub transportem wodoru³.

”

Programy, w ramach których rozdysponowywane są środki krajowe na transformację, częściowo korzystają z funduszy unijnych

Uruchomienie naboru wniosków na działania związane z efektywnością energetyczną w ramach programu FENX01.01 planowane jest w okresie od 15 kwietnia 2024 do 24 czerwca 2024 roku. Przewidziana alokacja finansowa wynosi ponad 216 mln zł.

W ramach kolejnego planowanego programu – FENX.02.01 Infrastruktura Ciepłownicza – od 27 maja 2024 roku przedsiębiorcy oraz inne podmioty (w tym jednostki samorządu terytorialnego, spółdzielnie mieszkaniowe, dostawcy usług energetycznych) będą mogli składać wnioski o wsparcie na rozwój efektywnych sieci ciepłowniczych. Przewidziana alokacja finansowa na ten cel wynosi 800 mln zł, jednak możliwe jest zwiększenie tego budżetu. Nabór wniosków będzie trwał do 29 lipca 2024 roku⁴.

Oprócz wcześniej wymienionych źródeł finansowania wyróżnić należy także dotacje klasyczne, kredyty bankowe oraz finansowanie prywatne, w tym te z zastosowaniem modelu ESCO. Coraz bardziej istotną rolę w finansowaniu zielonej energii odgry-

wają również papiery dłużne, zwłaszcza tzw. zielone obligacje, będące dłużnymi papierami wartościowymi finansującymi inwestycje w dobie transformacji energetycznej.

Finansowanie bankowe

Kredyty bankowe stanowią popularną formę finansowania zielonych projektów, często wspieranych dodatkowo przez dotacje. Polskie banki oferują specjalne rozwiązania dla firm i osób prywatnych, które angażują się w zielone inwestycje. Te pożyczki często są udzielane na preferencyjnych warunkach, ponieważ projekty zielone mają zwykle wyższy potencjał zwrotu niż te bazujące na konwencjonalnej energii. Wynika to zarówno z unijnej taksonomii, jak i z faktu, że energia z odnawialnych źródeł jest często tańsza od tej z paliw kopalnych, takich jak węgiel czy gaz. Większość czołowych polskich banków wprowadziła aspekty zrównoważonego finansowania do swoich strategii biznesowych, oferując produkty finansowe związane z ekologicznymi inwestycjami. Dodatkowo, wiele z tych banków ma oddziały specjalizujące się w ekologicznym finansowaniu.

Sektor bankowości coraz bardziej uwzględnia emisyjność projektów w polityce kredytowej, co jest obserwowane zarówno na skalę światową, jak i europejską. Niektóre międzynarodowe banki w ogóle nie finansują projektów bazujących na paliwach kopalnych.

Zielone obligacje

Kolejnym zyskującym na popularności źródłem finansowania transformacji energetycznej są tzw. zielone obligacje. To specjalne narzędzia finansujące, generujące ustalony dochód, który przeznaczony jest na finansowanie projektów związanych z klimatem lub środowiskiem. Ich zadaniem to wsparcie lub refinansowanie inwestycji, projektów, wydatków czy aktywów mających na celu przeciwdziałanie zmianom klimatycznym i ochronę środowiska.

Zielone obligacje zostały zdefiniowane w wytycznych ICMA Green Bond Principles i CBI Climate Bonds Standard. Ich definicja znajduje się również w projekcie unijnego rozporządzenia dotyczącego europejskich zielonych obligacji. Kluczowym aspektem tego instrumentu jest określony cel wykorzystania środków. Pieniądze pozyskane z emisji muszą być przeznaczone na projekty o charakterze „zielonym”, jak to opisano w Ramach Emisji Zielonych Obligacji (Green Bond Framework). Zakres kategorii projektów, które mogą być finansowane przez takie środki, obejmuje w szczególności efektywność energetyczną, budownictwo, a także ekologiczne formy transportu. Należy jednak zaznaczyć, że nie wszystkie projekty, spełniające szeroko zdefiniowane kategorie przez ICMA, kwalifikują się do finansowania poprzez emisję obligacji. To emitenci ustalają kryteria klasyfikacji projektów dla wszystkich kategorii w Ramach Emisji Zielonych Obligacji, a obecnie standardem jest opra-

energika

www.energika.pl



Budujemy instalacje wykorzystujące paliwo alternatywne RDF i biomasę do produkcji ciepła i energii elektrycznej.

Jesteśmy POLSKĄ FIRMĄ z ponad 30-letnim doświadczeniem w branży energetycznej.



Skontaktuj się z nami: (61) 435-40-40 | biuro@energika.pl

Zasutowo | ul. Kwiatowa 11, 62-330 Nekla

ŁATWIEJSZY DOSTĘP DO FUNDUSZY NA TRANSFORMACJĘ?

Pomimo wyzwań związanych z finansowaniem, rosnące zaangażowanie inwestorów oraz wprowadzane inicjatywy polityczne i unijne sprzyjają perspektywie ułatwienia dostępu do funduszy na projekty ekologiczne. To wskazuje, że w przyszłości może być łatwiej osiągnąć cele związane z zieloną transformacją



Fot. 123rf

cowywanie tych kryteriów zgodnie z wytycznymi klasyfikacji Taksonomii UE.

Mimo że pierwsza emisja zielonych obligacji w Polsce miała miejsce już w 2019 roku, to od tamtej pory rynek tych usług rozwija się dość powolnie, generując stabilnie rosnący poziom wzrostu liczby emitentów. Z dużą dozą prawdopodobieństwa (biorąc pod uwagę inne państwa UE) należy stwierdzić, że w ciągu najbliższych lat oferta zielonych obligacji w Polsce znacząco się rozszerzy, umożliwiając łatwiejsze i bardziej korzystne wykorzystanie tego źródła finansowania.

Finansowanie w modelu ESCO

Rośnie zainteresowanie inwestycjami samorządowymi ze strony różnorodnych podmiotów. Wcześniej popularnym modelem było partnerstwo publiczno-prywatne, ale obecnie coraz większą popularność zyskuje model Energy Service Company (ESCO).

Formuła ESCO reprezentuje nowoczesny sposób współpracy z zewnętrzną firmą, który umożliwia modernizację energetyczną przedsiębiorstwa bez konieczności ponoszenia własnych nakładów finansowych. Termin „ESCO” stanowi skrót od „Energy Service Company”.

Współpraca z firmą ESCO opiera się na kontraktach wykonawczych, w ramach których wykorzystuje się zasoby finansowe firmy ESCO. Model opisywanej współpracy to rozwiązanie charakteryzujące się szeregiem korzyści. Główną zaletą jest fakt, że przedsiębiorstwo decydujące się na modernizację energetyczną przy wsparciu ESCO unika ryzyka inwestycyjnego. Współpraca z firmami ESCO często jest preferowana przez instytucje publiczne, ale również dobrze sprawdza się jako rozwiązanie dla przedsię-

biorstw prywatnych, które dążą do zoptymalizowania kosztów energii i zwiększenia swojej rentowności poprzez oszczędności.

Omawiany mechanizm finansowania stanie się jeszcze bardziej interesujący w przyszłości. W najbliższym czasie bowiem zliberalizowane mają zostać przepisy regulujące dostęp do europejskich długoterminowych funduszy inwestycyjnych. To pozwoli indywidualnym inwestorom lokować swoje środki w projektach infrastrukturalnych związanych z transformacją energetyczną.

Transformacja energetyczna będzie z całą pewnością kosztowna. Z biegiem czasu wydaje się jednak, że pozyskiwanie środków na ten cel stanie się coraz łatwiejsze. Pomimo wyzwań związanych z finansowaniem, rosnące zaangażowanie inwestorów oraz wprowadzane inicjatywy polityczne i unijne sprzyjają perspektywie ułatwienia dostępu do funduszy na projekty ekologiczne. To wskazuje, że w przyszłości może być łatwiej osiągnąć cele dotyczące zielonej transformacji, zwiększając jednocześnie atrakcyjność inwestycji ekologicznych.

Przypisy

- ¹ Raport Klimat Rosnących Strat, Rola ubezpieczeń w ochronie klimatu i w transformacji energetycznej, PIU, Rok 2023.
- ² Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040) Załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r.
- ³ Szerzej, zob. <https://www.feniks.gov.pl/>
- ⁴ Szerzej zob. <https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/stromy/skorzystaj/nabory/> ■

integrator technologii energetycznych



KOGENERACJA
- SILNIKI GAZOWE



PRZEMYSŁOWE
POMPY CIEPŁA



ELEKTRYCZNE KOTŁY
ANODOWE



SERWIS



GOTOWOŚĆ
NA H₂



GENERALNE
WYKONAWSTWO



DORADZTWO
I PROJEKTOWANIE

ul. Konduktorska 33,
40-155 Katowice
www.ferox.pl

WARIANTY ENERGETYCZNEJ TRANSFORMACJI

Kamil Moskwik

Instytut Jagielloński

W zmieniającym się otoczeniu geopolitycznym kwestia bezpieczeństwa energetycznego staje się krytycznym elementem kształtującym rzeczywistość oraz budującym przyszłość gospodarki. Bazowanie w możliwie największym stopniu na krajowych zasobach energii odnawialnej to z jednej strony eliminacja zależności od importu energii, z drugiej zaś stymulacja i poprawa konkurencyjności polskiej gospodarki dzięki inwestycjom w wykorzystanie najtańszych źródeł energii.

○ ile pierwsza z powyższych tez, tj. poprawa niezależności energetycznej dzięki krajowym zasobom energii odnawialnej, nie budzi większych wątpliwości, o tyle kwestią sporną jest stwierdzenie, że OZE to źródła najtańsze. Powyższa wątpliwość podnoszona jest w związku z koniecznością zwiększonych inwestycji w sieci elektroenerge-

tyczne, magazynowanie energii czy bardziej zaawansowane zarządzanie popytem i podażą w SE opartym o miliony rozproszonych źródeł wytwórczych, nie zawsze zachowujących się w sposób skoordynowany i pożądanym.

Na równi z powyższymi uwarunkowaniami strategiczno-ekonomicznymi, potrzeba transformacji polskie-

Fot. 123rf

go miksu mocy elektroenergetycznego wynika również z uwarunkowań środowiskowych (dążenie do redukcji emisji) oraz technicznych (zaawansowany wiek istniejącej infrastruktury), co łącznie sprawia, że przebudowa oraz zapewnienie bezpiecznego funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) oznacza konieczność zrozumienia szeregu wyzwań, a następnie podjęcia odpowiednich decyzji, działań oraz inwestycji.

W kontekście powyższych czynników wykonano próbę identyfikacji kluczowych wyzwań strategiczno-ekonomicznych oraz techniczno-operacyjnych, a także odpowiedzi na następujące pytanie:

Uwzględniając kompleksowy katalog kosztów budowy nowej infrastruktury i funkcjonowania systemu, który wariant transformacji polskiej elektroenergetyki jest najtańszy dla polskiej gospodarki i odbiorców końcowych?

Analizie poddano trzy warianty ewolucji miksu mocy wytwórczo-magazynowych w Polsce. Dla każdego oszacowano koszty infrastrukturalne, koszty operacyjne oraz koszty o znaczeniu strategicznym dla gospodarki. Koszty infrastrukturalne to koszty budowy i utrzymania mocy wytwórczo-magazynowych oraz rozbudowy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Koszty operacyjne to koszty zużycia paliw oraz emisji CO₂ w procesie produkcji EE, a także bilansowania SE. Koszty o znaczeniu strategicznym to koszty zakupu EE z rynku hurtowego.

Który najtańszy, który najdroższy?

Wariant A zakłada najwolniejsze tempo ewolucji miksu w kierunku pogodozależnych OZE, tj. lądowej energetyki wiatrowej (LEW), morskiej energetyki wiatrowej (MEW) i fotowoltaiki (PV) oraz największy udział źródeł konwencjonalnych (węgiel, gaz, atom). Jest to w zasadzie scenariusz „business as usual” oznaczający dokończenie obecnych inwestycji w OZE i niepodejmowanie nowych. Wariant C zakłada najszybsze tempo ewolucji miksu w kierunku OZE oraz najmniejszy udział źródeł konwencjonalnych. Wariant B jest wariantem pośrednim.

Kompleksowe koszty transformacji elektroenergetyki w Polsce dla analizowanych wariantów w podziale na główne kategorie oraz na kategorie szczegółowe przedstawia rys. 1.

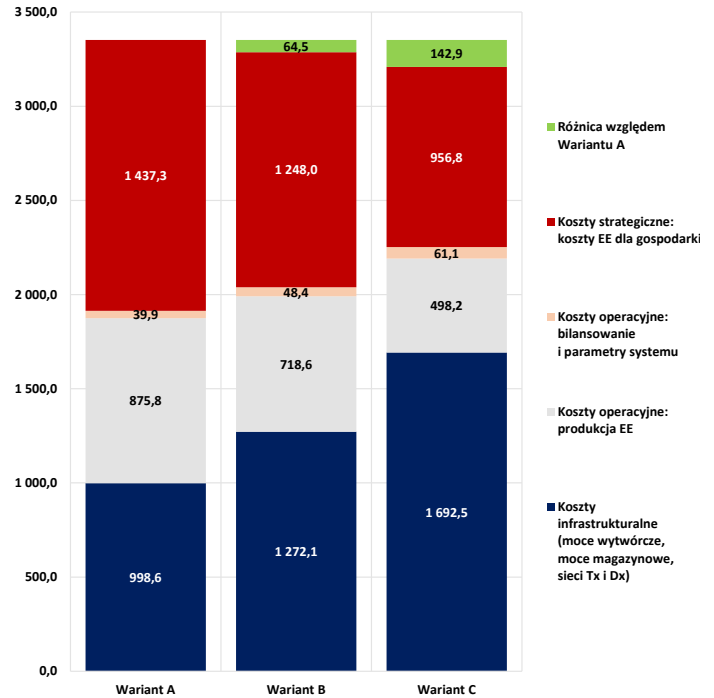
Łączne koszty Wariantu C na przestrzeni lat 2025-2040 są o ok. 142,9 mld PLN niższe niż Wariantu A oraz o ok. 78,4 mld PLN niższe niż Wariantu B, co w ujęciu rocznym daje odpowiednio ok. 8,9 mld i 4,9 mld oszczędności. Wariant B – będący wariantem pośrednim – pozwala na uzyskanie ok. 64,5 mld oszczędności względem Wariantu A (ok. 4,0 mld rocznie).

Wariant C jest najdroższy z punktu widzenia infrastruktury¹ oraz kosztów bilansowania. Pozwala on natomiast osiągnąć największe oszczędności w zakresie kosztów paliw, kosztów emisji dwutlenku węgla (CO₂), a także kosztów EE dla gospodarki, co ostatecznie sprawia, że jest najtańszy z punktu widzenia kompleksowego rachunku kosztów. Warto również podkreślić,

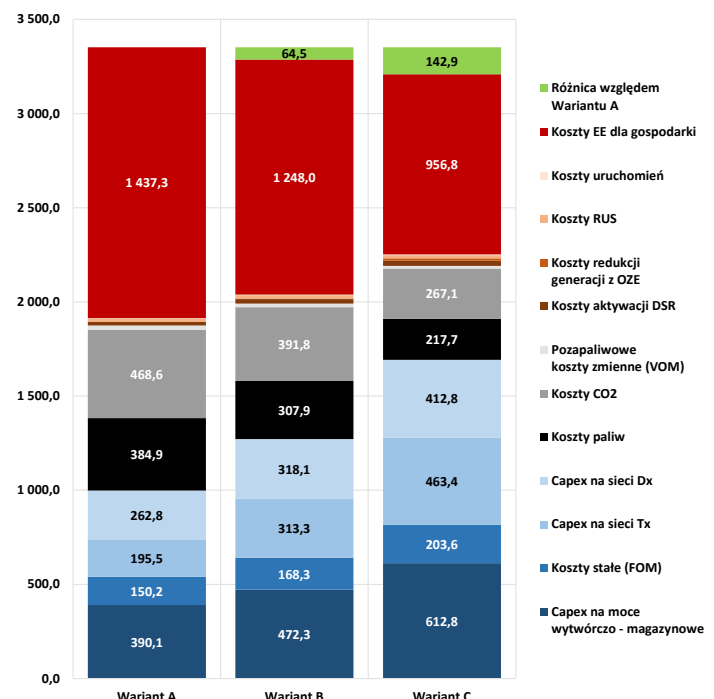
RYS. 1

Łączne modelowane koszty transformacji elektroenergetyki w Polsce w horyzoncie roku 2040 [mld PLN] (źródło: modelowanie i analiza własna)

Łączne modelowane koszty transformacji elektroenergetyki w Polsce w horyzoncie roku 2040 w podziale na główne kategorie [mld PLN]

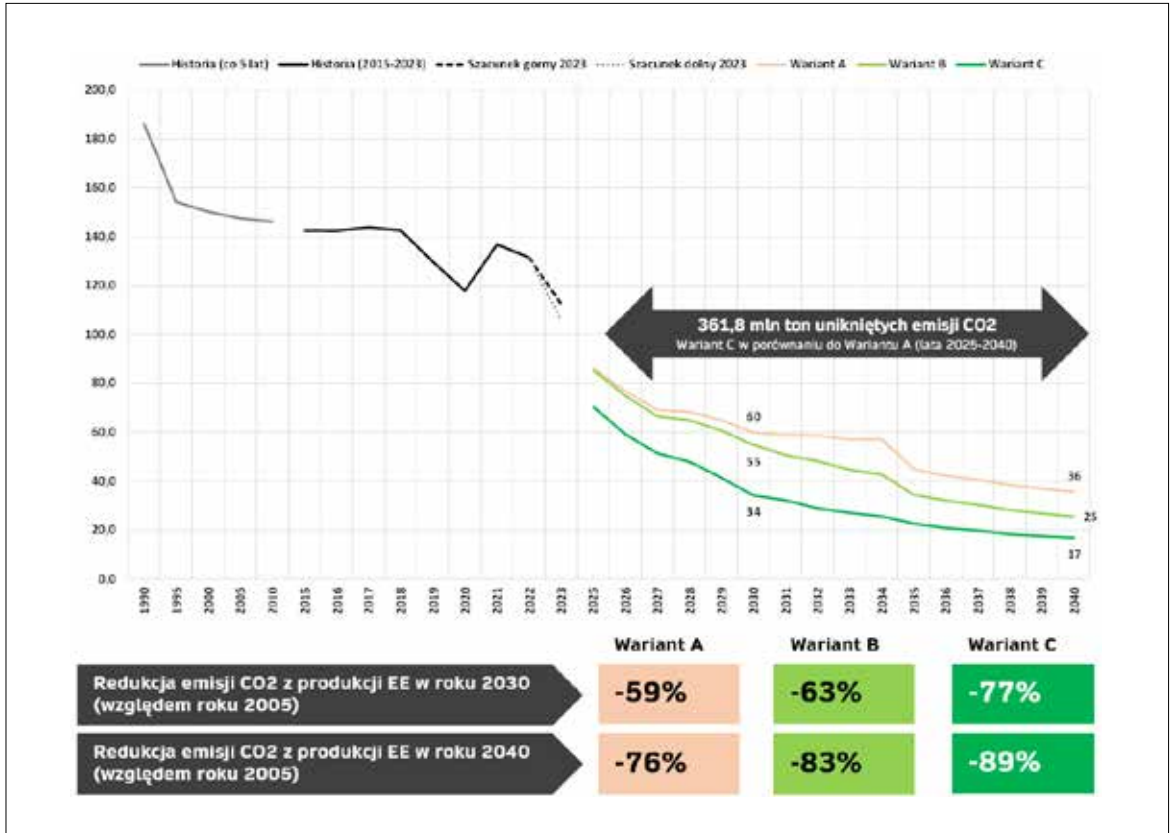


Łączne modelowane koszty transformacji elektroenergetyki w Polsce w horyzoncie roku 2040 w podziale na kategorie szczegółowe [mld PLN]



RYS. 2

Historyczne i modelowane roczne wolumeny emisji CO₂ z produkcji EE w Polsce [mln Mg]
źródło: modelowanie i analiza własna



iż najwyższe kwotowo nakłady inwestycyjne w Wariantcie C oznaczają największy potencjał stymulacji gospodarki oraz stworzenia nowych miejsca pracy, podczas gdy Wariant A to głównie „przepalanie” pieniędzy na importowane paliwa kopalne.

Wariant A jest najtańszy z punktu widzenia kosztów infrastrukturalnych oraz kosztów bilansowania systemu, lecz cechuje się najwyższymi kosztami paliw, CO₂ oraz kosztami EE dla gospodarki, co w ostatecznym rozrachunku sprawia, że ma najwyższe koszty łączne.

W ujęciu jednostkowym, łączne koszty Wariantu C są o ok. 42,6 PLN/MWh niższe niż koszty łączne Wariantu A oraz o ok. 23,4 PLN/MWh niższe niż w przypadku Wariantu B. Łączne koszty Wariantu B są o ok. 19,2 PLN/MWh niższe niż łączne koszty Wariantu A.

Kluczowe wnioski: efekty środowiskowe

Oprócz efektywności kosztowej, Wariant C przekłada się także na największe efekty środowiskowe. Wyniki modelowania wskazują, że osiąga on najniższe wolumeny emisji CO₂ oraz najwyższy stopień redukcji emisji względem roku 2005 (rys. 2).

Emisje CO₂ w 2030 roku modelowane dla Wariantu C wynoszą ok. 34 mln Mg, co oznacza redukcję o ok. 77% względem poziomów z roku 2005. W przypadku Wariantu A oraz Wariantu B jest to odpowiednio 60 mln Mg (spadek o 59%) oraz 55 mln Mg (spadek o 63%).

Emisje CO₂ w 2040 roku modelowane dla Wariantu C wynoszą ok. 17 mln Mg – to redukcja o ok. 89% względem poziomów z roku 2005. W przypadku Wariantu A oraz Wariantu B jest to odpowiednio 36 mln Mg (spadek o 76%) oraz 25 mln Mg (spadek o 83%).

Łącznie na przestrzeni lat 2025-2040 Wariant C pozwala uniknąć ok. 361,8 mln Mg emisji CO₂ w porównaniu do Wariantu A oraz ok. 125 mln Mg w porównaniu do Wariantu B.

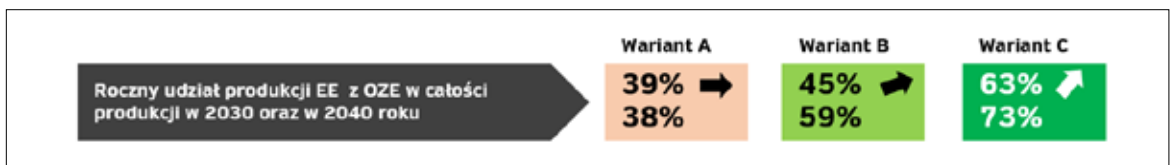
Oprócz powyższych korzyści w zakresie redukcji emisji, Wariant C przekłada się także na najwyższe udziały OZE w krajowej produkcji EE (rys. 3)

Wyzwania transformacji energetycznej – duck curve

Istotnym elementem, o którym trzeba pamiętać przy rozważaniach na temat transformacji energetycznej, są wyzwania, jakim należy sprostać.

RYS. 3

Modelowane udziały OZE w produkcji EE w kraju [%]





DARPIN

INNOWACJA W TECHNOLOGII

27 lat
na
ryнку

ponad
2000
REALIZACJI

● CHŁODNICTWO
PRZEMYSŁOWE

● PRODUKCJA
PRĄDU (ORC)

● UKŁADY
KOGENERACYJNE

● INSTALACJE
POD KLUCZ

● ODZYSKI
CIEPŁA

● UKŁADY
ABSORPCYJNE

ul. Zimowa 22
44-105 GLIWICE

tel. +48 (0-32) 270 59 26
kom. +48 601 848 741

darpin@darpin.pl
www.darpin.pl

Twój partner w projektowaniu i integracji rozwiązań telemetrycznych

- ▶ projektowanie i wytwarzanie oprogramowania
- ▶ projektowanie i wytwarzanie urządzeń
- ▶ integracja z systemami zewnętrznymi
- ▶ wsparcie techniczne SLA/SaaS

Poznaj naszą ofertę

OPTIMER

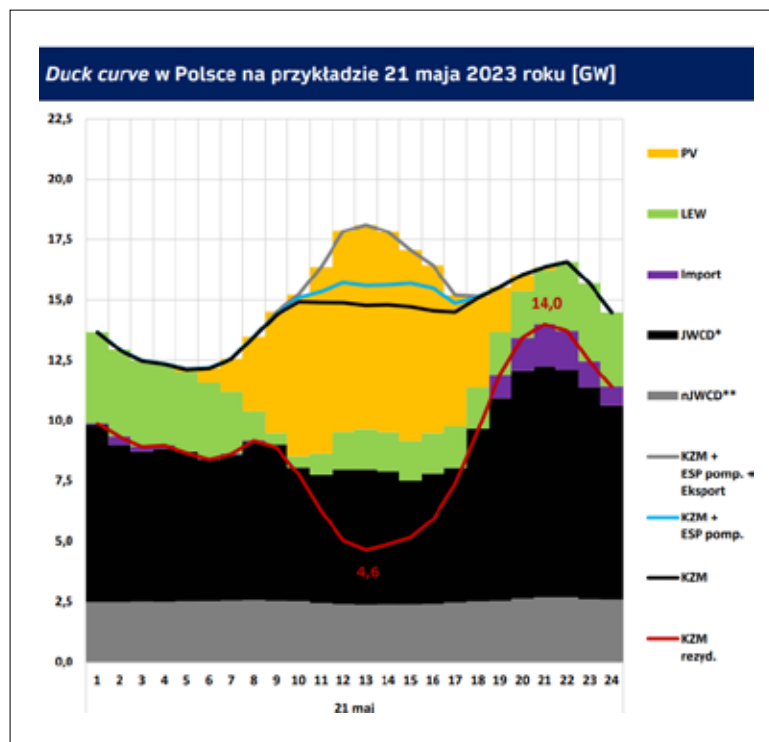
System wspierający zarządzanie danymi i obiektami rozproszonymi

Moduły telemetryczne

Moduł telemetryczny MS7 | Moduł telemetryczny MB3 | Moduł telemetryczny ES7

Urządzenia pomiarowe

Sterownik układu uzupełniająco-stabilizującego | Miernik sieci preizolowanej PS2K / PS4K
Miernik sieci preizolowanej PB2K / PB4K | Detektor pracy pomp IA4/O2
Optymalizator temperatury zewnętrznej OTZ



RYS. 4
Duck curve
w Polsce na
przykładzie 21
maja 2023 r.

Pierwszym z nich jest zjawisko zwane jako duck curve, czyli wzrost mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych (PV) w połączeniu ze specyfiką kształtu dobowego profilu nasłonecznienia Ziemi. W żargonie branżowym oznacza to specyficzny („kaczy”) kształt dobogodzinowego profilu zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym, obserwowany w dniach o dużym udziale produkcji z pogodozależnych OZE (źródeł fotowoltaicznych oraz wiatrowych).

W godzinach największej generacji ze źródeł PV („godziny solarne”) rezydualne zapotrzebowanie na moc osiąga coraz niższe wartości. W godzinach porannych oraz wieczornych, zapotrzebowanie rezydualne cechuje się większym tempem zmian (gradientem, „stromością”).

Rezydualne zapotrzebowanie na moc przyjmujące kształt duck curve przekłada się na szereg wyzwań technicznych w prowadzeniu bezpiecznej pracy systemu. W obecnych uwarunkowaniach wielu systemów (w tym polskiego KSE), duck curve stanowi istotne wyzwanie operacyjne z punktu widzenia:

1. Stabilności częstotliwościowej, tj. bilansowania mocy czynnej, w tym:
 - możliwości dociążania systemu w celu zagospodarowania nadwyżki produkcji (magazynowanie, eksport, zwiększenie chwilowej konsumpcji poprzez elastyczne odbiory, tj. DSR),
 - konieczności redukcji generacji z OZE (curtailment),
 - zapewnienia rezerw redukcji obciążenia JWCD na potrzeby kontroli niewielkich odchyłek częstotliwości oraz na wypadek awaryjnej utraty dużego odbioru (FCR, FRR „w dół”),

- zapewnienia inercji systemu pozwalającej m.in. kontrolować parametr RoCoF w przypadku awaryjnej utraty dużego źródła generacji,
2. Stabilności napięciowej, tj. bilansowania mocy biernej, regulacji poziomów napięć w węzłach sieci oraz utrzymania kształtu sinusoidy napięcia.
 3. Zatorów sieciowych (network congestion) wynikających z wyczerpania przepustowości sieci (brak możliwości przyłączania nowych źródeł, ryzyko lokalnych przeciążeń sieci ponad limity obciążalności termicznej).
 4. Obniżania poziomów prądów zwarciovych oraz poprawnego funkcjonowania automatyki zabezpieczającej.
 5. Elastyczności oraz zwiększonej zmienności pracy JWCD (z uwagi na wysokie poziomy minimum technicznych, niskie gradienty redukcji/naboru obciążenia, długie czasy uruchomienia).

Zjawisko dunkelflaute

Duck curve to istotne wyzwanie techniczne, ale równie ważne jest występowanie zjawiska znanego jako dunkelflaute. W teorii są to okresy o bardzo niskiej lub zerowej wietrzności i nasłonecznieniu, skutkujące fizyczną niemożliwością generacji wymaganych poziomów mocy przez źródła pogodozależne (wiatr, PV). Oznacza to, że w okresach wielogodzinowego lub wielodniowego braku generacji mocy przez OZE, system będzie musiał polegać na źródłach takich jak:

- ciepłe jednostki wytwórcze (np. gaz, gaz + CCS, atom, biopaliwa, wodór),
- magazyny o wysokiej mocy i długim czasie pracy (powyżej 8 godzin), pod warunkiem uprzedniego naładowania rezerwuaru do wymaganych poziomów,
- import energii (w ograniczonym stopniu, w zależności od korelacji warunków pogodowych w systemach sąsiednich),
- redukcja poboru/reakcja strony popytowej (DSR).

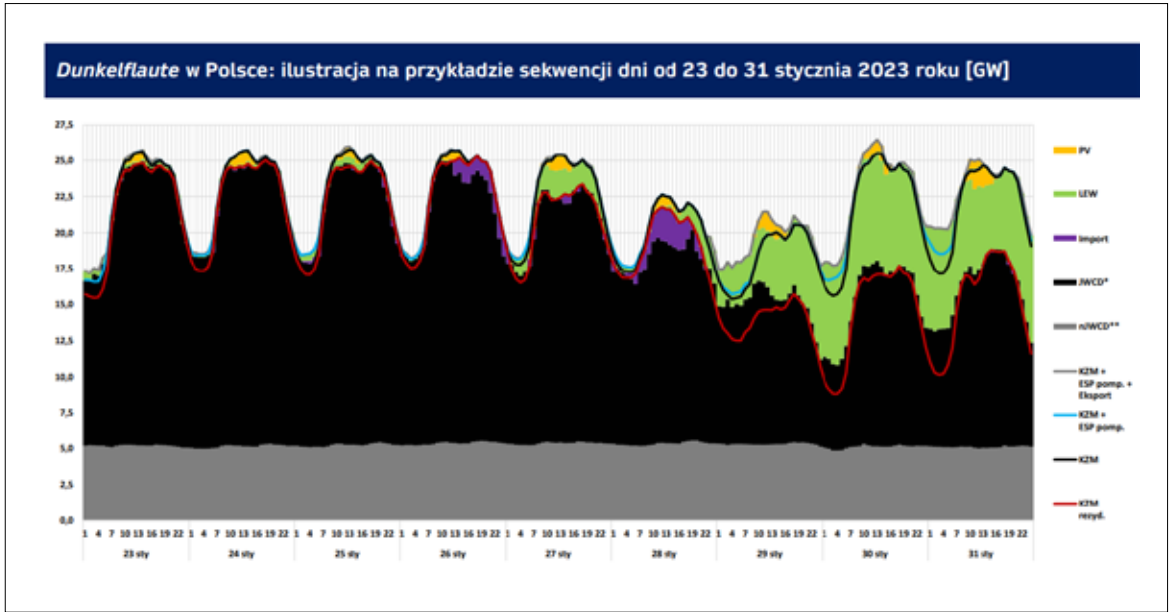
Okresy dunkelflaute mogą także stanowić wyzwanie z punktu widzenia zapewnienia odpowiedniego poziomu rezerw mocy na potrzeby kontroli niewielkich odchyłek częstotliwości oraz na wypadek awaryjnej utraty dużego źródła wytwórczego (FCR, FRR „w górę”).

Warto to zjawisko przedstawić na przykładzie. W dniach 23-26 stycznia 2023 roku obserwowaliśmy tzw. suszę OZE w Polsce, co przejawiało się przede wszystkim:

- pomimo ok. 12,3 GW mocy zainstalowanej w fotowoltaice oraz ok. 9,1 GW mocy zainstalowanej w lądowej energetyce wiatrowej, niska wietrzność oraz typowe zimą niskie nasłonecznienie sprawiły, że chwilowe współczynniki wykorzystania (tzw. capacity factor) obydwu technologii nie przekraczały 8%,
- w tych dniach występowało również – typowe dla dni zimowych – wysokie zapotrzebowanie na moc w systemie,

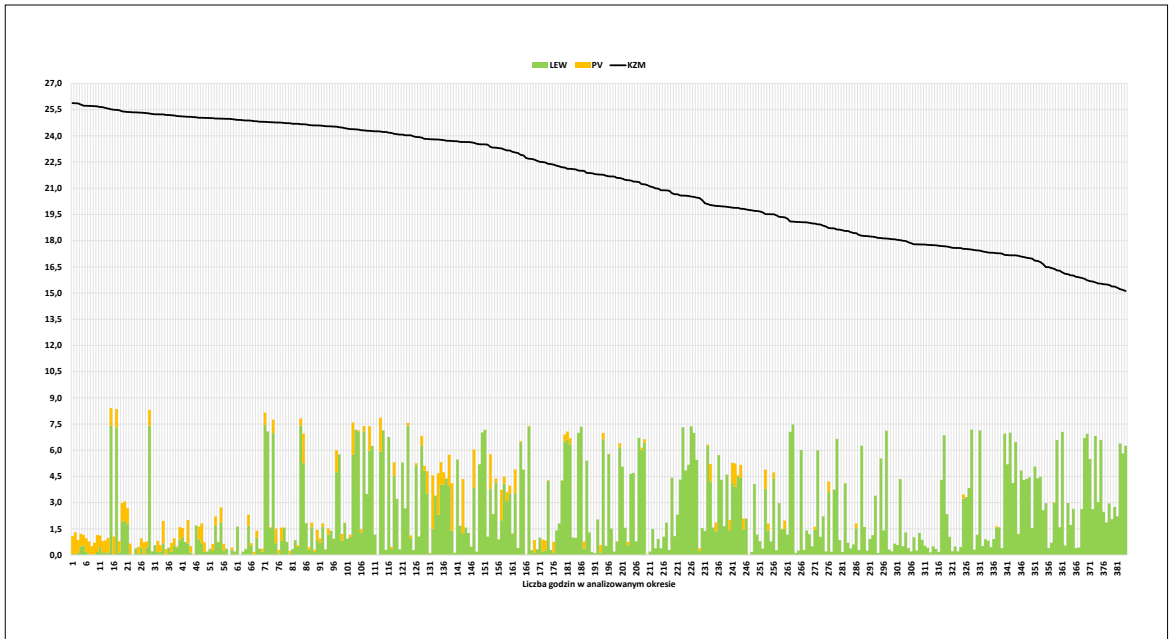
RYS. 5

Dunkelflaute w Polsce na przykładzie sekwencji dni od 23 do 31 stycznia 2023 r.



RYS. 6

Ilustracja zjawiska dunkelflaute w Polsce na przykładzie sekwencji dni od 16 do 31 stycznia 2023 roku [GW] w konwencji duration curve KZM oraz współwystępujących wolumenów produkcji z LEW i PV
źródło: analiza własna w oparciu o dane PSE



- w efekcie, praca KSE opierała się o sterowalne źródła ciepłe.

Warto podkreślić, że wyzwania dunkelflaute oznaczają, że systemy elektroenergetyczne będą musiały posiadać odpowiednią ilość mocy sterowalnych (ciepłych, magazynowych), importowych oraz DSR zdolnych do pokrycia zapotrzebowania w okresach „suszy OZE”.

Transformacja sektora energetycznego w Polsce jest tematem trudnym, w którym trzeba wziąć pod uwagę wiele zmiennych oraz określić wyzwania,

z jakimi należy się zmierzyć. W niniejszej analizie, na podstawie raportu Instytutu Jagiellońskiego oraz PSEW pt. „Rachunek kosztów polskiej elektroenergetyki A.D. 2040. Identyfikacja, kwantyfikacja i porównanie kosztów trzech wariantów transformacji”, starano się zidentyfikować koszty budowy i funkcjonowania nowego KSE oraz warianty jego rozwoju. Modelowaniem i analizą objęte są koszty budowy i utrzymania mocy wytwórczo-magazynowych, koszty budowy sieci przesyłowo-dystrybucyjnej, koszty produkcji EE oraz koszty bilansowania systemu, a także pogładowe ścieżki cen hurtowych energii elektrycznej. Na podstawie powyższego, skwantyfikowano nie tylko koszty transformacji sektora elektroenergetyki, ale także koszty energii dla gospodarki. ■

reflex

Thinking solutions.

Oczekujesz wygodnej
eksploatacji?

Zamień naczynie wzbiorcze na
układ stabilizacji ciśnienia

precyzyjne utrzymywanie
prawidłowego ciśnienia

ciągła eliminacja powietrza
i pozostałych gazów z czynnika

automatyczne uzupełnianie
ubytków



Przejmij kontrolę

Sprawdź na: reflex-winkelmann.com/pl

Najnowsze technologie dla sektora ciepłownictwa.

Zapraszamy na duńskie stoisko podczas
Symposium Ciepłowniczego w Zakopanem 23-24 kwietnia 2024



Ciepłownictwo pokrywa 51%
zapotrzebowania na ciepło w Danii



2/3 gospodarstw domowych w
Danii posiada ogrzewanie miejskie



98% gospodarstw domowych w
Kopenhadze ogrzewanych jest przez
ciepłownictwo miejskie



76% duńskiego ciepłownictwa
sietowego pochodzi z
odnawialnych źródeł energii

98,5% duńskich
systemów
ciepłowniczych
spełnia kryteria
efektywnych

BWSC

 Danstoker
poland

FENAGY
FUTURE ENERGY SOLUTIONS

kamstrup

 BROEN
VALVE TECHNOLOGIES

 MERIAURA
ENERGY

 INNARGI

 VERDO

MOŻLIWOŚCI FINANSOWANIA INWESTYCJI ENERGETYCZNYCH W PRZEMYŚLE

Piotr Mielziuk

specjalista ds. energetycznych, Departament Doradztwa, Agencja Rynku Energii S.A.

Dekarbonizacja gospodarki i transformacja przemysłu to olbrzymie wyzwania inwestycyjne. By im sprostać można skorzystać ze specjalnych programów wsparcia, które umożliwiają częściowe zmniejszenie ryzyka inwestycyjnego przedsiębiorstwom przemysłowym.

Unijny system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS), wdrożony w 2005 roku, coraz mocniej wpływa na europejską gospodarkę, w tym sytuację polskich przedsiębiorstw. Celem działania ETS-u jest doprowadzenie do redukcji emisji gazów cieplarnianych poprzez uwzględnienie kosztu emisji CO₂ w produkcji energii i wyrobów przemysłowych. W konsekwencji, wysokoemisyjna działalność staje się droższa niż w przypadku wykorzystania w niej zielonych technologii, co ma motywować do samoograniczenia oraz szukania nowych rozwiązań.

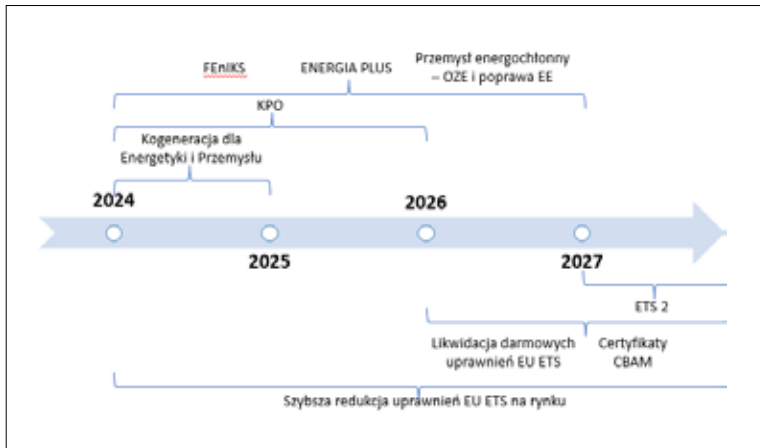
EU ETS zobowiązuje emitentów do pozyskania i umarzania uprawnień do emisji CO₂, których pula na rynku z roku na rok maleje. Dodatkowo istnieją sektory (m.in. przemysł), które otrzymują część uprawnień za darmo z uwagi na przeciwdziałanie tzw. *carbon leakage* (ucieczce emisji). Parlament Europejski i Rada UE uzgodniły zakończenie przyznawania bezpłatnych uprawnień dla sektorów związanych z produktami najbardziej emisyjnymi, takimi jak: cement, alumi-

nium, nawozy, produkcja energii elektrycznej, wodór, żelazo i stal, w ciągu dziewięciu lat między 2026 a 2034 rokiem. Bezpłatne uprawnienia będą stopniowo wycofywane: w wolniejszym tempie na początku i w przyspieszonym na koniec tego okresu.

Transformacja energetyczna to spore wyzwanie dla przemysłu. Firmy muszą znaleźć rozwiązania, które nie tylko obniżą emisję, utrzymają koszty w ryzach, ale również zapewnią bezpieczeństwo energetyczne i ciągłość produkcji. Wsparcie dekarbonizacji odbywa się poprzez powstawanie różnych funduszy, które opisano w dalszej części artykułu.

Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności

Realizacja KPO ma na celu m.in. wdrażanie działań ukierunkowanych na finansowanie rozwiązań polegających na usprawnianiu procesów przemysłowych i energetycznych, przyczyniając się do poprawy efektywności energetycznej oraz redukcji emisji gazów cieplarnianych.



RYS. 1
Programy wsparcia dla przemysłu

KPO obejmuje reformy i inwestycje, które rozpoczęły się po 1 lutego 2020 r. i zakończą do 31 sierpnia 2026 roku. W ramach Komponentu B „Zielona energia i zmniejszenie energochłonności” zostanie rozdysponowanych, w postaci dotacji oraz w formie preferencyjnych pożyczek, łącznie 15,37 mld EUR (około 69 mld zł). Pieniądze KPO pochodzą z europejskiego Funduszu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (Recovery and Resilience Facility – RRF), który jest częścią Planu Odbudowy dla Europy (ang. NextGenerationUE).

Fundusz Modernizacyjny

Instrument Unii Europejskiej stworzony w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych. Fundusz Modernizacyjny będzie działał w latach 2021-2030 i zasilą go środki pochodzące ze sprzedaży przez Komisję Europejską 4,5% ogólnej puli uprawnień do emisji CO₂ w ramach EU ETS. Środki FM zostaną rozdysponowane na 13 krajów członkowskich, z czego Polsce przypada obecnie 34,2% dostępnej puli (wartej około 60 mld zł). Wartość ostatecznej puli środków FM zależy będzie od aktualnej ceny uprawnień do emisji.

Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko 2021-2027

Program FENiKS został przyjęty przez Komisję Europejską 6 października 2022 r. i jest następcą dwóch wcześniejszych programów Infrastruktura i Środowisko, realizowanych w perspektywach 2007-2013 oraz 2014-2020 (POIiŚ). W ramach I i II Priorytetu wsparcie będzie ukierunkowywane na obniżenie emisyjności gospodarki i transformację w kierunku gospodarki przyjaznej środowisku i o obiegu zamkniętym. Łączna wartość tych priorytetów wynosi 9,75 mld euro (tj. ok 46 mld zł), a środki pochodzą z Funduszu Spójności oraz Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego.

Fundusz Transformacji Energetyki – planowany

Pieniądze ze sprzedaży praw do emisji CO₂ do tej pory wpływały do budżetu państwa. Od 2025 roku co najmniej 40% przychodów z tego tytułu, w ramach EU

ETS, ma trafić do Funduszu Transformacji Energetyki, który będzie wspierał finansowo modernizację energetyki. Suma środków do wykorzystania do 2031 roku może wynosić ponad 112 mld zł.

Programy wsparcia

Poniżej przedstawiano informacje na temat aktualnych i planowanych naborów wniosków w ramach programów dotyczących finansowania inwestycji energetycznych w przedsiębiorstwach przemysłowych.

ENERGIA PLUS – Nabór IV

Okres wdrażania i terminy składania wniosków: program realizowany będzie w latach 2019-2030, przy czym podpisywanie umów nastąpi do 2027 roku, a środki wydatkowane będą do 2030 roku. Wnioski należy składać w terminie 01.02.2023-13.12.2024.

Beneficjenci: przedsiębiorcy w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców wykonujący działalność gospodarczą.

Forma i warunki wsparcia: pożyczka od 0,5 mln zł do 500 mln zł, stanowiąca do 85% kosztów kwalifikowanych z okresu 01.01.2015-30.09.2030. Pożyczka na warunkach preferencyjnych może być częściowo umorzona w wysokości do 10% wypłaconej kwoty pożyczki, lecz nie więcej niż 1 mln zł.

Budżet: 4 000 mln zł, z czego 566,931 mln zł na IV nabór (NFOŚiGW).

Rodzaje przedsięwzięcia:

- Budowa, rozbudowa lub modernizacja istniejących instalacji produkcyjnych lub urządzeń przemysłowych, prowadzące do zmniejszania zużycia surowców pierwotnych.
- Przedsięwzięcia prowadzące do ograniczenia szkodliwych emisji do atmosfery dla źródeł spalania paliw lub z działalności przemysłowej, co najmniej do poziomów określonych w przepisach krajowych oraz w dokumentach referencyjnych BAT.
- Przedsięwzięcia mające na celu poprawę efektywności energetycznej, a także zmierzające ku temu zmiany technologiczne w istniejących obiektach, instalacjach i urządzeniach technicznych.
- Przedsięwzięcia dotyczące budowy lub przebudowy jednostek wytwórczych wraz z podłączeniem ich do sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, w których do produkcji energii wykorzystuje się: OZE, ciepło odpadowe, ciepło pochodzące z kogeneracji (z wyłączeniem jednostek opalanych węglem), paliwa niskoemisyjne gazowe, mieszanki gazów, gaz syntetyczny lub wodór.
- Modernizacja/rozbudowa sieci ciepłowniczych.

Przemysł energochłonny – OZE – Nabór II

Okres wdrażania i terminy składania wniosków: program realizowany w latach 2022-2030, przy czym podpisywanie umów nastąpi do 2027 roku, a środki wydatkowane będą do 2030 roku. Wnioski należy składać w terminie 23.10.2023-20.12.2024.

GRUNDFOS iGRID ACCELERATE YOUR GREEN ENERGY TRANSITION IN DISTRICT HEATING

A SMART SOLUTION
FOR YOU



ACCELERATE YOUR GREEN ENERGY TRANSITION – TAKE ACTION WITH GRUNDFOS iGRID

All too often, district heating systems are designed to serve the buildings with the highest demands, resulting in significant heat losses. With Grundfos iGRID, you get a smart solution that lets you change to demand-driven supply, significantly reducing heat losses, improving system control and reducing carbon emissions through real-time monitoring. Grundfos iGRID kicks off a completely new era of smart district heating systems. A smart solution to transform your district heating grid.

Want to find out how you can start saving energy every hour of the day? Visit grundfos.com

GRUNDFOS 

KONWERSJA KOTŁÓW WĘGLOWYCH NA GAZ, OLEJ LEKKI I BIODIESEL

- Dla kotłów zmodernizowanych na ściany szczelne typu WR i OR •



Korzyści:

- ✔ Wysoka sprawność kotła
- ✔ Większa moc po konwersji
- ✔ Niska emisyjność bez konieczności instalacji redukcji pyłu, NO_x i SO_2



Beneficjenci: przedsiębiorcy w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców posiadający tytuł prawny do instalacji objętej systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w rozumieniu ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r.

Forma i warunki wsparcia: pożyczka od 5 mln zł do 300 mln zł, stanowiąca do 100% kosztów kwalifikowanych z okresu 01.01.2022-30.09.2030. Premia do 30% wypłaconej kwoty pożyczki na warunkach preferencyjnych.

Budżet: 650 mln zł, z czego 100 mln zł na II nabór (Fundusz Modernizacyjny).

Rodzaje przedsięwzięcia:

- Inwestycje dotyczące budowy lub przebudowy jednostek wytwórczych energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wraz z magazynem energii bądź podłączeniem ich do sieci zakładowej i/lub dystrybucyjnej/przesyłowej.
- Warunkiem udzielenia dofinansowania jest wykorzystanie co najmniej 80% wytworzonej energii na cele własne. W ramach inwestycji dopuszcza się zastosowanie wyłącznie nowych urządzeń, wyprodukowanych nie wcześniej niż 48 miesięcy przed montażem.



Transformacja energetyczna to spore wyzwanie dla przemysłu. Firmy muszą znaleźć rozwiązania, które nie tylko obniżą emisję, utrzymają koszty w ryzach, ale również zapewnią bezpieczeństwo energetyczne i ciągłość produkcji

Przemysł energochłonny – poprawa efektywności energetycznej – Nabór II

Okres wdrażania i termin składania wniosków: program realizowany w latach 2022-2030, przy czym podpisywanie umów nastąpi do 2027 roku, a środki wydatkowane będą do 2030 roku. Wnioski należy składać w terminie 23.10.2023-20.12.2024.

Beneficjenci: przedsiębiorcy w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. Prawo przedsiębiorców posiadający tytuł prawny do instalacji objętej systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w rozumieniu ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r.

Forma i warunki wsparcia: pożyczka od 1 mln zł do 300 mln zł, stanowiąca do 100% kosztów kwalifikowanych z okresu 01.01.2022-30.09.2030. Premia do 20% wypłaconej kwoty pożyczki na warunkach preferencyjnych.

Budżet: 222 mln zł, z czego 100 mln zł na II nabór (Fundusz Modernizacyjny).

Rodzaje przedsięwzięcia:

- Budowa instalacji do odzysku ciepła technologicznego i wykorzystania go w dalszym ciągu technologicznym.
- Przedsięwzięcia mające na celu ograniczenie zużycia energii elektrycznej pobieranej z sieci KSE, w tym budowa informatycznych systemów nadzoru nad zużyciem, produkcją i magazynowaniem energii z funkcją optymalizacji zarządzania. Przedsięwzięcie musi wynikać z rekomendacji audytu energetycznego, a oszczędność energii ma być nie mniejsza niż 10%.

Działanie FENX.01.01 Efektywność energetyczna – planowany

Termin składania wniosków: 29.03.2024-29.05.2024.

Beneficjenci: przedsiębiorstwa.

Forma i warunki wsparcia: dotacja i/lub pożyczka do 79,71% kosztów kwalifikowanych.

Budżet: 188 mln zł (FEnIKS).

Rodzaje przedsięwzięcia:

- Przedsięwzięcia polegające na modernizacji energetycznej budynków zakładowych, podniesieniu efektywności energetycznej procesów wytwórczych, systemów obiegu mediów w zakładzie, ciągów transportowych i systemów pomocniczych. Przedsięwzięcie musi wynikać z rekomendacji audytu energetycznego, a oszczędność energii pierwotnej ma być nie mniejsza niż 30%.

Działanie FENX.02.01 Infrastruktura ciepłownicza – planowany

Okres wdrażania i termin składania wniosków: 27.05.2024-29.07.2025.

Beneficjenci: przedsiębiorcy i inne podmioty.

Forma i warunki wsparcia: dotacja do 79,71% kosztów kwalifikowanych poniesionych do 31.12.2029.

Budżet: 800 mln zł (FEnIKS).

Rodzaje przedsięwzięcia:

- Przedsięwzięcia w zakresie osiągnięcia efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego i/lub chłodniczego w zakresie infrastruktury sieciowej, w tym: budowy sieci ciepłowniczej (celem przyłączenia nowych odbiorców), modernizacji (przebudowy) sieci ciepłowniczej/chłodniczej, budowy i przebudowy: komór ciepłowniczych, przepompowni wody sieciowej oraz węzłów cieplnych, również jako układów hybrydowych, m.in. w wyniku likwidacji grupowych węzłów cieplnych.

Działanie FENX.02.02 Rozwój OZE – planowany

Okres wdrażania i termin składania wniosków: 29.03.2024-29.05.2024.

Beneficjenci: duże i średnie przedsiębiorstwa.

Forma i warunki wsparcia: dotacja i/lub pożyczka do 85% kosztów kwalifikowanych z okresu 01.01.2021-31.12.2029

Budżet: 300 mln zł (FENIKS).

Rodzaje przedsięwzięcia:

- Budowa lub rozbudowa OZE w zakresie wytwarzania biometanu wraz z przyłączeniem do sieci gazowej, a także wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła z biogazu wraz z magazynem energii, przyłączeniem do sieci i infrastrukturą umożliwiającą wykorzystanie ciepła wytworzonego w skojarzeniu.

Działanie B1.2.1 Efektywność energetyczna i OZE w przedsiębiorstwach – planowany

Okres wdrażania i termin składania wniosków: II-IV kwartał 2024.

Beneficjenci: przedsiębiorstwa objęte unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS).

Forma i warunki wsparcia: pożyczka od 5 do 50 mln zł, w wysokości do 90% kosztów kwalifikowanych z okresu 01.01.2021-30.06.2026.

Budżet: 1 344,570 mln zł (KPO).

Rodzaje przedsięwzięcia:

- Budowa lub modernizacja instalacji/urządzeń przemysłowych, produkcyjnych i elektroenergetycznych.
- Wymiana urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych lub energetycznych.
- Budowa i instalacja OZE, a także magazynów energii.
- Budowa lub modernizacja własnych niskoemisyjnych źródeł energii, z uwzględnieniem kogeneracji.
- Zwiększanie udziału niskoemisyjnych lub zeroemisyjnych paliw wykorzystywanych w procesach produkcyjnych.
- Zastępowanie niskoefektywnych energetycznie źródeł ciepła źródłami o wyższej efektywności energetycznej.
- Termomodernizacja budynków i obiektów.

Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu II – planowany

Okres wdrażania i terminy składania wniosków: program realizowany będzie w latach 2022-2030, przy czym podpisywanie umów nastąpi do 2025 roku, a środki wydatkowane będą do 2030 roku.

Beneficjenci: przedsiębiorcy prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii, o zainstalowanej mocy cieplnej i/lub elektrycznej źródeł energii nie mniejszej niż 50 MW. Planowane: rozszerzenie o przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą.

Forma i warunki wsparcia: dotacja i/lub pożyczka do 300 mln zł. W przypadku pożyczki obejmuje do 100% kosztów kwalifikowanych z okresu 01.01.2021-31.12.2030, a w przypadku dotacji – do 50%.

Budżet: 2 000 mln zł, w tym dotacje do 1 000 mln zł i pożyczki do 1 000 mln zł (Fundusz Modernizacyjny).

Rodzaje przedsięwzięcia:

- Inwestycje dotyczące budowy lub przebudowy jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej



fot. 123rf

WYZWANIE, ALE I SZANSA

Wprowadzane przez Fit for 55 mechanizmy mogą budzić lęk i niepewność, ponieważ zmuszają do działania sektory o wysokiej emisyjności, które do tej pory pozostawały w stagnacji. Z drugiej strony może to być jednocześnie szansa na stworzenie nowoczesnego, oferującego atrakcyjne miejsca pracy i przede wszystkim konkurencyjnego przemysłu

nie mniejszej niż 10 MW, pracujących w warunkach wysokosprawnej kogeneracji (z wyłączeniem jednostek opalanych węglem) wraz z podłączeniem ich do sieci przesyłowej, w których do produkcji energii wykorzystuje się: ciepło odpadowe, OZE, paliwa gazowe, mieszanki gazów, gaz syntetyczny lub wodór. Do dofinansowania kwalifikują się instalacje, z których nie więcej niż 30% ciepła użytkowego wytworzonego w jednostce kogeneracji zostanie wprowadzone do publicznej sieci ciepłowniczej, z wyłączeniem instalacji współspalania stałych paliw kopalnych z innymi paliwami.

- Planowane: inwestycje dotyczące budowy lub przebudowy jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 0,5 MW, pracujących w warunkach wysokosprawnej kogeneracji – definicja beneficjenta rozszerzona na przedsiębiorców wykonujących działalność gospodarczą.

Dekarbonizacja gospodarki i transformacja przemysłu to olbrzymie wyzwania inwestycyjne. Wymienione wcześniej programy wsparcia umożliwiają częściowe zmniejszenie ryzyka inwestycyjnego przedsiębiorstwom przemysłowym, dlatego warto być na bieżąco z dostępnymi źródłami finansowania.

Wprowadzane przez Fit for 55 mechanizmy mogą budzić lęk i niepewność, ponieważ zmuszają do działania sektory o wysokiej emisyjności, które do tej pory pozostawały w stagnacji. W szczególności trudnej sytuacji znajduje się Polska, ze względu na duży udział paliw kopalnych w elektroenergetyce i ciepłownictwie. Z drugiej strony, może to być jednocześnie szansa na stworzenie nowoczesnego, oferującego atrakcyjne miejsca pracy i przede wszystkim konkurencyjnego przemysłu, który ugruntuje swoją pozycję w Europie. ■

TWÓJ PARTNER

w armaturze przemysłowej



STEVI®
Zawory regulacyjne

FABA®
Zawory odcinające

SAFE
Zawory bezpieczeństwa

ZEDOX® HEXO
Przepustnice podwójnie
mimośrodowe

ZETRIX®
Przepustnice potrójnie
mimośrodowe

Armatura ARI z myślą o kliencie.

Jeden partner gwarantujący szybkość dostaw, dużą elastyczność i optymalny koszt. ARI-Armaturen jest firmą będącą projektantem, producentem i dystrybutorem armatury i komponentów do pary i kondensatu a także armatury przeznaczonej do przemysłu chemicznego i petrochemicznego. Nasza szeroka oferta dotycząca armatury przemysłowej obejmuje obszary regulacji i odcięcia przepływu, bezpieczeństwa i odwadniania. Zawsze oferujemy naszym klientom najlepsze rozwiązanie z 20000 starannie dobranych produktów w 200000 wariantach.

Poznaj naszą rodzinną firmę z ponad 70-letnim doświadczeniem oraz zapoznaj się z naszą innowacyjną, wysokiej jakości i niezawodną armaturą.

ARI-Armaturen Albert Richter GmbH & Co. KG
D-33750 Schloß Holte-Stukenbrock
Tel. +49 (0)5207 / 994-0 · info.sales@ari-armaturen.com



www.ari-armaturen.com

CIEPŁOWNICZY LABIRYNT

Jak odpowiedzieć na wyzwania ciepłownictwa?

dr inż. Andrzej P. Sikora

Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o. w Warszawie

Istnieje realne niebezpieczeństwo, że w Polsce nie będziemy w stanie zaspokoić podstawowych potrzeb, jeśli chodzi o dostęp do ciepła czy prądu. Ministerstwo Klimatu i Środowiska chce wprowadzić rozwiązania, które mają uchronić najuboższych Polaków przed wzrostem cen energii. Szczegóły nie są jednak jeszcze znane... Ciepłownictwo stoi dziś przed wieloma wyzwaniami, na które już dziś musimy znaleźć dobrą odpowiedź. Jaką drogę wybrać?

Wczoraj wszystko było w miarę proste. Dobry piec kaflowy w domu, bliskość lasu, trochę zapasu narąbanego drewna i było ciepło. Aby dostarczyć ciepło do domu w mieście (patrz ramka), wystarczyło systemowo podgrzać wodę, zapewnić sobie odpowiedni zapas opału (węgla) na zimę i hulaj dusza. Ciut trudniej mieli ci, co przygotować musieli parę technologiczną, szczególnie do wymagających procesów chemicznych, petrochemicznych, ale i tym dało się zarządzić (o nich w tym tekście nie będzie już więcej ani słowa).

No i najpierw uparli się na ditlenek węgla, nakładając na nas podatek od zmian klimatu (hej, było 80-120 EUR, ale nawet 40 EUR od tony CO₂ to czyste wariactwo). Teraz mówią, że tak naprawdę walczyć też musimy z emisjami metanowymi, bo to najgorszy gaz cieplarniany (kto o tym chciał mówić jeszcze pięć lat temu... *Nota bene* czekam, kiedy biurokracja brukselska obudzi się – nauczy – że to jednak może para wodna, tworzona przez człowieka, niszczy i zaburza nam najbardziej bilans ziemskiej atmosfery). Wszyscy wiedzą, że tymi złymi źródłami antropogenicznymi, czyli wynikającymi z działalności ludzi, są przede wszystkim: transport, spalanie paliw, energetyka, przemysł, rolnictwo itp. Emituje się głównie następujące substancje: tlenek węgla, tlenki azotu, węglowodory, tlenki siarki i pyły. Ale metan? Para wodna? I nie zapominajmy o podtlenku azotu, freonie, innych gazach niszczących ozon w atmosferze Ziemi.

Fot. 123rf

Ogromne wyzwanie transformacji

Dziś praktycznie w nawet najmniejszym PEC-u musisz mieć wysokosprawną kogenerację, pracę jednostki wytwórczej w skojarzeniu z wytwarzaniem energii elektrycznej. Szczególnie w gorące dni lata nie jest to zwykle oczywiste i myślisz, że bez OZE nie dasz rady „zazielenić swojego systemu ciepłowniczego”. Tak, to prawda. Polskie ciepłownictwo stanęło przed ogromnym wyzwaniem transformacji energetycznej oraz dostosowania się do planów wytyczonych przez europejski Zielony Ład oraz pakiet Fit for 55. Dziś, kiedy prawie 70% energii ciepłej w Polsce jest produkowanej poprzez spalanie węgla, spełnienie unijnych wymagań zielonej transformacji w perspektywie roku 2030 oraz 2050 staje się palącym problemem tak naprawdę dla polskiego samorządu! Szczególnie, kiedy rządysz w PEC w ... „Daleko od szosy”, a samorząd

będący głównym właścicielem najczęściej ma budżet już tak zadłużony, że szans na inwestycje finansowane przez właściciela nie ma (co prawda rosnące dochody, w tym z PIT, pozwalają samorządom na nieco większy optymizm po dramatycznie trudnym 2023 r.).

Unijna strategia „Fit for 55” przewiduje 49% redukcję emisji CO₂ w ciepłownictwie do 2030 roku (w porównaniu do 1990) oraz 40% udział OZE. Ponadto zakłada odejście od paliw kopalnych w ciepłownictwie systemowym: eliminację węgla i gazu ziemnego odpowiednio do 2035 i 2040 roku. Oznacza to konieczność poprawy efektywności energetycznej, budowy źródeł nieemisyjnych oraz magazynów energii. I ty, zarządzie, musisz stworzyć te plany pozwalające wdrożyć ww. cele oraz pozyskać na to środki (raczej niemożliwe do uzyskania z bieżącej działalności).

Przed ścianą niemocy

Wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂, nieprzewidywalność cen nośników energii, konieczność wymiany wyeksploatowanego majątku wytwórczego lub dostosowania go do nowych wymogów środowiskowych, a także rosnąca popularność źródeł odnawialnych sprawia, że przedsiębiorstwa ciepłownicze coraz częściej poszukują metod wytwarzania ciepła innych niż oparte na spalaniu paliw kopalnych. I stają przed ścianą niemocy. Bo z jednej strony widzimy brak wiedzy właściciela, a z drugiej – brak dobrej, efektywnej, skutecznej technologii. Nawet najlepszą geotermią (jak się ma szczęście) i przemysłowymi pompami ciepła sprawy nie da się załatwić. Unijne finansowanie przeznaczone jest wyłącznie dla systemów efektywnych, tzn. wytwarzających energię w wysokosprawnej kogeneracji, ze stopniowym wzrostem udziału energii z OZE. A ponieważ w Polsce wciąż dominuje produkcja ciepła ze zbyt małym komponentem w postaci energii elektrycznej, nie ma możliwości uzyskania statusu „systemu efektywnego”, a co za tym idzie większość funduszy unijnych znajduje się poza zasięgiem. Polska należy do grupy krajów UE, w których dostarczanie ciepła z wykorzystaniem systemów ciepłowniczych stanowi najbardziej istotny sposób pokrywania potrzeb na tę energię.

W najgorszej sytuacji znalazły się ciepłownie z miast liczących kilkadziesiąt tysięcy mieszkańców. Nie mogą zmniejszyć mocy poniżej 20 MW, są za małe, aby samodzielnie się zmodernizować, przejść na gaz ziemny czy biomasę, zainwestować w kogenerację. Na takie inwestycje ich po prostu nie stać. Ratunkiem miała być prywatyzacja. Zainteresowane przejmowaniem ciepłowni w takich miastach byli i państwowi potentaci – PGE czy wcześniej PGNiG, jak i zagraniczne firmy, m.in. niemiecki E.on. Przy obecnej sytuacji wojenno-cenowej jest to jednak niemożliwe.

Kto nie liczy, nie zarządza

W maju 2022 Ministerstwo Klimatu i Środowiska rozpoczęło konsultacje „Strategii dla ciepłownictwa

HISTORIA CIEPŁOWNICTWA SYSTEMOWEGO

Uważa się, że „pierwowzorem ciepłownictwa systemowego jest geotermalne źródło we francuskim miasteczku Chaudes-Aigues, gdzie tryskająca z ziemi woda posłużyła do ogrzania kilku domów i kościoła, a działa się to już w XIV w. Wtedy geotermia nie dała impulsu dla rozwoju kolejnych systemów; 700 lat później wraca się do wykorzystania ciepła z ziemi w jak najszerzej skali. Nowożytnie ciepłownictwo zaczęło się jednak dopiero w połowie XIX w. w Stanach Zjednoczonych, gdzie wynalazca Birdosill Holly najpierw przetestował system centralnego ogrzewania we własnym domu, a potem założył firmę ciepłowniczą i rozbudował swoją sieć w centrum miasta Lockport w stanie Nowy Jork; po kilku latach podłączonych było do niej już 65 domów. Zaraz potem były Nowy Jork, Chicago i kilkanaście innych miast w USA.

Ciepłownictwo dało też impuls do zmian w architekturze. Powstał Empire State Building – wieżowiec centralnie ogrzewany.

W Europie pierwsze systemy ciepłownicze powstały na terenie Niemiec, w Hamburgu, Berlinie i Dreźnie, pod koniec XIX w. Potem dołączyły Kopenhaga, Paryż, Zurich. Europa głównie stawiała na systemy zasilane wodą, USA – parą wodną, natomiast system powstały w 1930 r. w Reykjavíku wykorzystywał oczywiście geotermię.

W Warszawie na początku instalacje ciepłownicze były przeznaczone dla pojedynczych budynków. W 1841 r. pierwszy ogrzewany w ten sposób budynek powstał przy pl. Jana Mitkiewicza ul. Chmielna”. Jednak prawdziwy rozwój ciepłowniczy w stolicy nastąpił w latach 50. XX wieku. Obecnie sieć ciepłownicza, którą zarządza Veolia Energia Warszawa, jest największą w Unii Europejskiej i czwartą co do długości na świecie. To ponad 1800 km rur, którymi dostarczane jest ciepło do 19 000 obiektów na terenie Warszawy, pokrywając 80% zapotrzebowania na ciepło stolicy.

Por.: <https://magazynieplastytemowego.pl/ciepłownictwo/sto-lat-sto-lat-juz-grzeje-grzeje-nam/>; <https://www.energiadlawarszawy.pl/70-lecie/>

DIGITALIZACJA SIECI CIEPŁOWNICZYCH Z ASTOR

Optymalizuj pracę swojej sieci ciepłowniczej. Efektywnie.



Zadbaj o niezawodność i jakość usług oraz wpływ na środowisko, dzięki informacjom o kluczowych parametrach i alarmach każdego elementu sieci w czasie rzeczywistym.



www.astor.com.pl/digitalizacja-sieci-cieplowniczych.html

 **ASTOR**
gdzie technologia spotyka
człowieka



EUROS ENERGY
TECHNOLOGIA JUTRA DOSTĘPNA DZIŚ

KOMPLEKSOWE WSPARCIE W TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH

DO
100%
OZE

CIEPŁOWNIA PRZYSZŁOŚCI
W LIDZBARKU WARMIŃSKIM

- Szkolenie: „Metody zwiększenia udziału OZE w systemach ciepłowniczych” wraz z wizytą studyjną w Ciepłowni Przyszłości w Lidzbarku Warmińskim.
- Opracowanie strategii osiągnięcia i utrzymania statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego
- Wsparcie opracowania wniosków dotacyjnych.
- Realizacje systemów OZE „pod klucz”. Koncepcje, projekty, wykonawstwo i serwis:
 - dużych magazynów ciepła PTES, BTES, jak również z materiałami zmiennofazowymi,
 - pomp ciepła w systemach ciepłowniczych,
 - rozproszonych systemów ciepłowniczych.
- Hybrydowe węzły ciepłownicze – projekty, produkcja, serwis.



Rzeczpospolita
Polska



Unia Europejska
Europejski Fundusz
Rozwoju Regionalnego



Jacek Talko
Dyrektor ds. transformacji energetycznej

jtalko@eurosenergy.com

Tel. 600 026 262

WWW.EUROSENERGY.COM

do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.” I nic. Do dziś nie zostało to zaadresowane. Nie jestem w stanie zrozumieć, że „[...] Precyzyjne określenie kosztów transformacji polskiego ciepłownictwa – jak wskazano w dokumencie – jest niemożliwe. Natomiast prognozowany koszt inwestycji w źródła ciepła w tej dekadzie, koniecznych do przeprowadzenia transformacji, to od ok. 43,9 do 72 mld zł – przy zachowaniu obecnych cen. Uwzględniając szacunki Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie dotyczące kosztów przesyłu i dystrybucji, koszty inwestycyjne wzrosną od ok. 54,9 do 102 mld zł¹ Nie rozumiem, bo kto nie jest w stanie policzyć, ten nie zarządza. A my w Polsce takiego modelu dla analiz energetycznych ciągle nie mamy. Nigdy nieprzyjęta Strategia dla ogrzewania oraz ciepłownictwa skutkuje fatalnym stanem tych sektorów. Dokumenty strategiczne przygotowane przez rządy PiS, czyli KPEiK, PEP, projekt Strategii ciepłownictwa czy Polska strategia wodorowa – nie tylko nie przygotowują nas na przyszłość, ale są sprzeczne ze sobą, co podważa ich wiarygodność. Zawarte w nich założenia dotyczące zarówno wykorzystania węgla, jak i np. wejścia elektrowni jądrowej do polskiego systemu, są oddzielone od realiów rynkowych, regulacyjnych, technologicznych i wymagają pilnej aktualizacji.

Zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju rośnie. Chcę, abyś wiedział, Czytelniku, że to jest Twoje bezpieczeństwo. I jak sam nie weźmiesz sprawy w swoje ręce, jak nie zapytasz swojego radnego, jak i za ile, bezpiecznie i ekologicznie, czyli „zielono” ogrzeje Twój dom, to będziesz miał duży kłopot i bardzo wysokie rachunki do zapłacenia, a w Polsce trudno jest ogrzewać się elektrycznością tak jak w atomowej Francji.

”

Jak mamy społeczeństwu powiedzieć, że forowany jeszcze rok/dwa lata wcześniej gaz ziemny, jako paliwo przejściowe, jest dziś słabo ekologiczny?

Unia stawia na wodór w zielonej transformacji przemysłu². Ale czy to też paliwo dla ciepłownictwa? W 2020 r. została przyjęta europejska strategia wodorowa, która zakłada uruchomienie do 2030 r. elektrolizerów o mocy 40 GW, które wyprodukują do 10 mln ton wodoru. Drugie tyle surowca Unia chce importować, by pokryć zapotrzebowanie swojego przemysłu. Tylko czy to właściwa droga? UE jasno stawia cel. Pora opracować sposób, jak go zrealizować, a zacząć trzeba od stworzenia ram regulacyjnych umożliwiających roz-

wój rynku wodoru w Europie. To olbrzymie wyzwanie dla inżynierów, bo dzisiejsze technologie pozyskiwania tego paliwa są dalekie od efektywności, no i nietanie.

Duże lub bardzo duże obciążenie finansowe

Tematem najbliższym dla rządzących, ale może przede wszystkim dla tych rządzących lokalnie (gmina, miasteczkiem), jest problem ubóstwa energetycznego. Skutkiem wzrostu cen węgla jest duży (60%) wzrost liczby osób odczuwających dyskomfort cieplny i jeszcze większy (69%) wzrost ubóstwa energetycznego w Polsce. W skali całego kraju w ostatnim pełnym i badanym sezonie grzewczym (2022/2023) średnie wydatki na zakup węgla zwiększyły się o 49% i wyniosły ponad 4 400 zł – wynika z badania „Wydatki na zakup węgla w gospodarstwach domowych w sezonie 2022/2023”, które na zlecenie Izby Gospodarczej Sprzedawców Polskiego Węgla (IGSPW) przeprowadziła firma badawcza Minds & Roses³. Aż 32% gospodarstw domowych na zakup węgla wydało więcej niż 5000 zł.

REKLAMA



Cantoni[®] GROUP

Silniki elektryczne dla przemysłu energetycznego

BESEL[®] since 1920[®] CELMA indukta[®] since 1878 EMIT[®] ELFA[®]

www.cantonigroup.com



Fot. 123rf

ZIELONY KIERUNEK

Polskie ciepłownictwo stanęło przed ogromnym wyzwaniem transformacji energetycznej oraz dostosowania się do planów wytyczonych przez europejski Zielony Ład oraz pakiet Fit for 55

11% przeznaczyło na ten cel pomiędzy 4000 zł a 4999 zł, 26% gospodarstw – od 3000 zł do 3999 zł, a 15% – od 2000 zł do 2999 zł. 11% gospodarstw natomiast wydało poniżej 2000 zł na zakup węgla, a 5% odmówiło udzielenia odpowiedzi lub odpowiedziało „nie wiem”. Wraz ze wzrostem wydatków na węgiel zwiększył się także udział tych wydatków w budżetach domowych i w obecnym sezonie grzewczym wyniósł on 11,1% (wobec 8,3% w poprzednim sezonie). Co istotne, pomimo wyższych wydatków na węgiel zwiększyła się jednocześnie ogólna liczba gospodarstw wykorzystujących go do ogrzewania. W obecnym sezonie grzewczym jest to 32% wszystkich gospodarstw w Polsce, wobec 27% w poprzednim. Aż 57% z nich uważa, że zakup węgla w tym sezonie stanowi dla nich duże (40%) lub bardzo duże (17%) obciążenie finansowe. To wzrost o 12% w porównaniu do poprzedniego sezonu. 33% gospodarstw domowych uważa, że obciążenie to jest dziś umiarkowane, a tylko 10% wskazało, że niewielkie. 45% gospodarstw wydaje na zakup węgla co najmniej 10% swoich dochodów, a więc znajduje się w grupie ubogich energetycznie. W porównaniu do poprzedniego sezonu to wzrost aż o 69%. Z kolei 12% gospodarstw (ponad 500 tys. rodzin) znajduje się w grupie skrajnie ubogich energetycznie, które na zakup węgla wydają co najmniej 20% wszystkich swoich dochodów.

Specjalnie przytaczam tak obszernie te badania, bo jak mamy społeczeństwu powiedzieć, że forowany jeszcze rok/dwa lata wcześniej gaz ziemny, jako paliwo przejściowe, jest słabo ekologiczny (mnóstwo ludzi zlikwidowało piece węglowe, skorzystało z dotacji i przebudowało centralne ogrzewanie domu na gaz ziemny)? Że skoro stać cię było na zmianę ogrzewania węglowego na gazowe, to teraz koniecznie pompa ciepła, a być może wodór?

„Prognozy wskazują, że Polska może ustabilizować skalę ubóstwa energetycznego na poziomie nie wyższym niż 11% w 2030 r. oraz nie wyższym niż

7% w 2040 r. (szacunki nie mają charakteru celu)” – czytam w przekazanej Brukseli pod koniec lutego aktualizacji Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK). Czyli nie będziemy w stanie zaspokoić podstawowych potrzeb, jeśli chodzi o dostęp do ciepła czy prądu. Ministerstwo Klimatu i Środowiska chce wprowadzić rozwiązania, które mają uchronić najuboższych Polaków przed wzrostem cen energii. Szczegóły nie są jednak jeszcze znane...

To dylematy, które stają przed nami dziś i dziś musimy znaleźć na nie dobrą odpowiedź.

Przypisy

- ¹ Por.: <https://www.gov.pl/web/klimat/ruszaja-konsultacje-publiczne-projektu-strategii-dla-cieplownictwa-do-2030-r-perspektywa-do-2040-r>
- ² Por.: 2040 Climate Target, Net Zero Industry Act (NZIA) gdzie w sektorze energetycznym: szybka elektryfikacja transportu oraz ogrzewania i chłodzenia będzie miała kluczowe znaczenie. W scenariuszu bazowym do 2040 r. 80% dostaw energii pochodzi ze źródeł odnawialnych, a 94% ogółem ze źródeł zeroemisyjnych, przy zapotrzebowaniu na energię do około 4 100 terawatogodzin (TWh), w porównaniu z 2 700 TWh obecnie. To jednak znacznie mniej niż szacowane przez Komisję Europejską 4600-5200 TWh dostaw. Inwestycje i zmiana zachowań konsumentów w celu przekształcenia popytu na energię prawdopodobnie okażą się znacznie większym testem niż dekarbonizacja podaży. Równocześnie, aby wesprzeć ogromny wzrost wielkości rynku, porozumienia handlowe, procesy planowania i wydawania pozwoleń, przepustowość infrastruktury i zasoby elastyczności muszą rosnąć w bezprecedensowym tempie. https://www.woodmac.com/news/opinion/what-does-the-us-new-decarbonisation-roadmap-mean-for-it-carbo-economy/?utm_campaign=upstream-emea&utm_medium=email&utm_source=nurture-email&utm_content=e-new-decarbonisation-roadmap
- ³ Por.: <https://pigsw.pl/>

Artykuł przyjęto do druku 24.03.2024 r. ■

• ATEX • SIL2/SIL3 • HART • MID

APLISENS[®]

APLISENS S.A. – Produkcja Przemysłowej
Aparatury Pomiarowej i Elementów Automatyki



CIŚNIENIE

- przetworniki ciśnienia
- przetworniki różnicy ciśnień

PRZEPIY

- przepływomierze elektromagnetyczne
- zwężki pomiarowe



TEMPERATURA

- czujniki
- przetworniki



POZIOM

- sondy głębokości
- przetworniki poziomu



Aplisens S.A.
ul. Morelowa 7
03-192 Warszawa



www.aplisens.pl
aplisens@aplisens.pl
22 814 07 77

DEKARBONIZACJA CIEPŁOWNICTWA SYSTEMOWEGO BEZ GAZU

Czy to możliwe?

Dorota Jeziorowska

dyrektor Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych

W kontekście realizacji procesu dekarbonizacji systemów ciepłowniczych, w ostatnim czasie podawana jest pod wątpliwość konieczność wykorzystania gazu ziemnego jako paliwa przejściowego. Jakie są uwarunkowania, które decydują o tym, że nie da się wyeliminować gazu z etapu transformacji w części systemów ciepłowniczych?

W analizie przeprowadzonej przez Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych „Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu Fit for 55 na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce” (maj 2023 r.) określono różne warianty scenariusza realizacji procesu dekarbonizacji systemów ciepłowniczych w Polsce w różnych przedziałach mocowych. Systemy cie-

płownicze podzielono na przedziały o mocy cieplnej zamówionej poniżej 20 MW, 20-50 MW, 50-100 MW, 100-300 MW, 300-500 MW oraz powyżej 500 MW. Dla każdej z powyższych kategorii wielkości rynku ciepła zaproponowano warianty technologiczne, których zastosowanie pozwoli na spełnienie kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego, o którym mowa w artykuł 26 ust.1 dyrektywy EED, w kolejnych latach



w perspektywie roku 2050. Parametr ten stanowi podstawowy warunek brzegowy dla planowania kierunku dekarbonizacji dla poszczególnych systemów ciepłowniczych.

”

Ze względu na brak racjonalnych alternatyw nie ma możliwości przeprowadzenia procesu transformacji sektora ciepłownictwa systemowego bez gazu ziemnego

Gaz jako optymalny wariant technologiczny

O ile cała analiza przewidywała znacznie więcej wariantów technologicznych, jednak w samym raporcie zaprezentowano dla każdego przedziału mocowego po cztery warianty optymalne z punktu widzenia wartości nominalnych nakładów inwestycyjnych na modernizację w ramach danego wariantu. Należy wskazać, że większość wariantów technologicznych obrazujących miks energetyczny systemów ciepłowniczych o różnych wielkościach przewiduje jednostki wytwórcze opalane gazem – warianty te są optymalne z perspektywy zarówno poziomu nakładów inwestycyjnych, jak i w konsekwencji – cen ciepła dla odbiorców końcowych.

W tym kontekście warto wskazać, że o ile w mniejszych systemach ciepłowniczych gaz ziemny łatwiej będzie zastąpić inną technologią niewykorzystującą omawianego paliwa w tych dużych (co potwierdzają m.in. projekty prowadzone przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach programu „Ciepłownia Przyszłości”), to w największych systemach będzie to niezwykle trudne, a w zasadzie niemożliwe. Warto w tym kontekście zwrócić uwagę na cztery uwarunkowania:

- zastosowanie wariantów alternatywnych – pomijając techniczną możliwość (a właściwie brak) jej zastosowania – spowodowałyby znaczny wzrost cen ciepła dla odbiorców końcowych w danym systemie ciepłowniczym. Znalezienie dodatkowych źródeł finansowania nie rozwiązałyby tutaj problemu, ponieważ pomoc publiczna na inwestycje jest ograniczona poprzez maksymalny poziom intensywności pomocy publicznej określony w przepisach unijnego rozporządzenia GBER (co sprowadza się do poziomu tylko ok. 30-45%). Nawet przy optymalnych wariantach technologicznych, aby ceny ciepła mogły być akceptowalne dla odbiorców końcowych, poziom intensywności pomocy publicznej musiałby wynieść co najmniej 60%, przy droższych wariantach – odpowiednio więcej.
- Brak jest możliwości podziału największych systemów ciepłowniczych na dużo małych systemów lub przejście na zasilanie budynków poprzez indywidualne źródło ciepła. Wynika to z dużej gęstości





fol. 123rf

ZIELONY GAZ

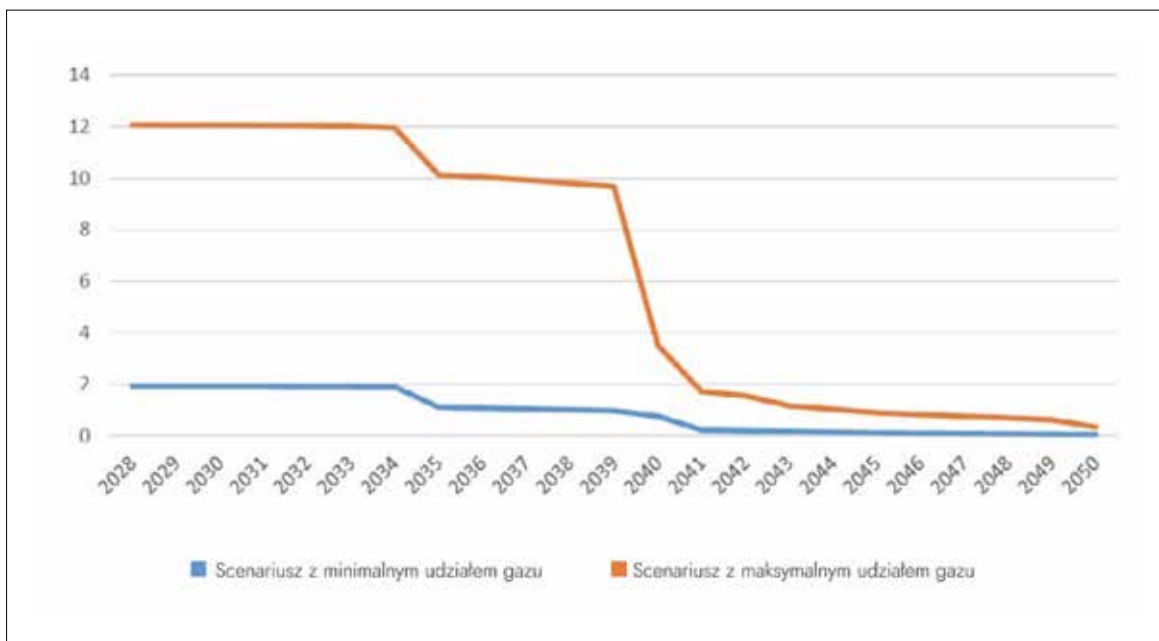
W miarę postępu technologicznego związanego z produkcją i wykorzystaniem gazów zdekarbonizowanych, a także budową i rozwojem infrastruktury przesyłowej czy dystrybucyjnej, istniejące jednostki kogeneracji będą modernizowane w kierunku wykorzystania zielonych gazów, a gaz ziemny będzie w skali kraju stopniowo przez nie zastępowany

zabudowy dużych miastach i wysokiego poziomu zapotrzebowania na ciepło, co powoduje, że niemożliwe byłoby zlokalizowanie tak wielu indywidualnych źródeł ciepła i zasilenie ich. Powyższe spowodowałyby również konieczność przebudowy infrastruktury dystrybucyjnej i przesyłowej oraz instalacji odbiorczych w budynkach, co poza koniecznością poniesienia ogromnych nakładów inwestycyjnych na ten cel spowodowałyby paraliż

miast na dłuższy czas; nie wiadomo również, kto mógłby realizować tak wiele inwestycji jednocześnie (liczba firm wykonawczych jest ograniczona). Należy zauważyć, że jednostki kogeneracji mają duże znaczenie również dla bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego, w którym stanowią ok. 15% mocy wytwórczych, stąd ich odstawianie jest niepożądane z perspektywy zarówno bezpieczeństwa dostaw ciepła, jak i energii elektrycznej. Gazowe jednostki kogeneracji w dużej mierze zastępować będą wycofywane węglowe jednostki kogeneracji i ciężko znaleźć alternatywę paliwową dla jednostek kogeneracji. Wynika to przede wszystkim z uwarunkowań ekonomicznych – budowa nowych biomasowych jednostek kogeneracji nie będzie uzasadniona finansowo m.in. ze względu na trudną w dłuższej perspektywie przewidywalność cen biomasy oraz praktyczny brak możliwości uzyskania wsparcia operacyjnego dla energii elektrycznej wytwarzanej w tego typu jednostkach. Natomiast w przypadku instalacji termicznego przekształcania odpadów z odzyskiem energii – efektywność ekonomiczna budowy i eksploatacji tego typu jednostek istotnie się pogorszy po wejściu do systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych EU ETS, które jest wysoce prawdopodobne od 1 stycznia 2031 r. (dotyczy to ITPOE o mocy w paliwie powyżej 20 MW).

Największe systemy ciepłownicze potrzebują stabilnych źródeł ciepła, oczywiście uzupełnionych przez dodatkowe instalacje OZE czy źródła ciepła odpadowego, które będą podstawowymi źródłami zapewniającymi bezpieczne dostawy ciepła dla odbiorców końcowych. Co do zasady brak jest alternatywy, która mogłaby zastąpić całkowicie źródła

RYS. 1
Zapotrzebowanie na gaz ziemny [mld m³]





eco

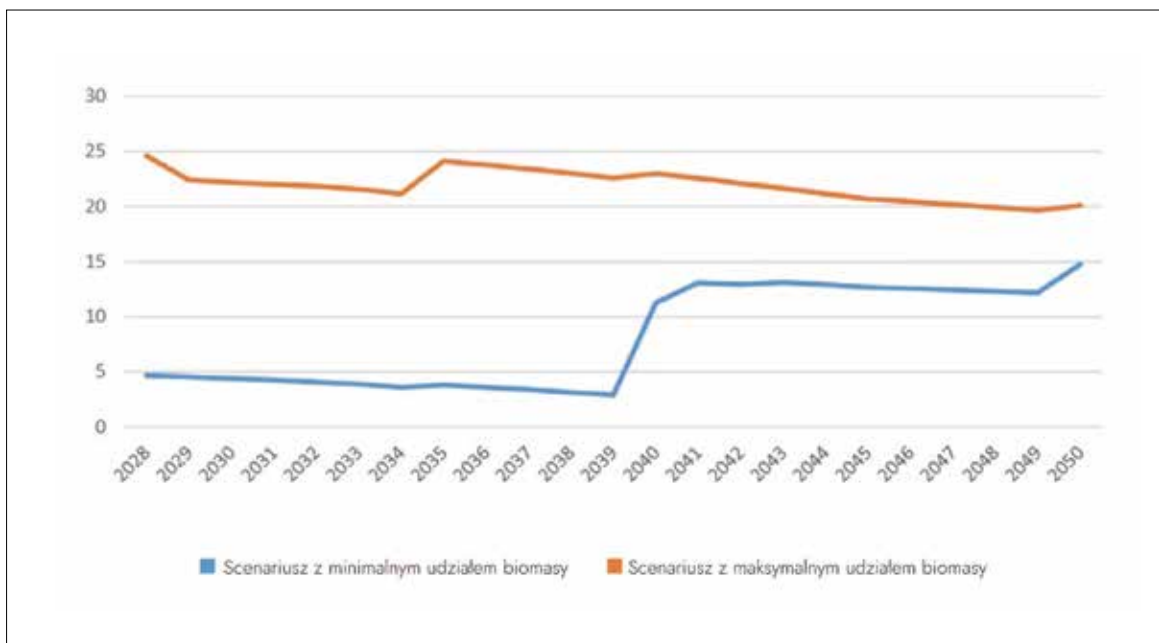
Grupa Kapitałowa ECO

Grupa Kapitałowa ECO (GK ECO) prowadzi działalność energetyczną na obszarze 10 województw kraju, dostarczając energię dla ponad pół miliona Polaków.

W GK ECO skupionych jest 9 spółek z czego 7 świadczy kompleksowe usługi energetyczne, zarządzając 26 systemami ciepłowniczymi, a 2 spółki prowadzą działalność pomocniczą na rzecz GK ECO. Podstawowym przedmiotem działalności spółek GK ECO jest wytwarzanie, przesył, dystrybucja i sprzedaż energii ciepłej oraz elektrycznej. Wyjątkami są spółki ECO Serwis, która zabezpiecza przesył i dystrybucję ciepła oraz specjalizuje się w kompleksowym nadzorze i wykonawstwie remontów i inwestycji w zakresie sieci, węzłów i źródeł ciepła, a także ECO Logistyka, której przedmiotem działalności jest handel opałem, w szczególności zaopatrywanie w węgiel wszystkich spółek GK ECO oraz świadczenie specjalistycznych usług Laboratorium Ochrony Środowiska.

Spółki Grupy ECO: ECO SA (spółka matka), ECO Kutno, ECO Malbork, ECO Jelenia Góra, ECO Tarnobrzeg, ECO Kogeneracja, ECO Ciepło Lokalne 1, ECO Serwis, ECO Logistyka.

RYŚ. 2
Zapotrzebowanie na biomasę [mln ton]²



ciepła opalane gazem – wynika to z uwarunkowań dotyczących dostępności innych rodzajów paliwa lub źródła energii zasilającej daną jednostkę wytwórczą. Kwestię tę w sposób bardziej szczegółowy opisano w dalszej części artykułu.

Alternatywy dla gazu ziemnego a dostępność wsadu paliwowego

W przywoływanym wcześniej raporcie Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych określono poziom zapotrzebowana na gaz [mld m³] w sektorze ciepłownictwa koncesjonowanego w perspektywie roku 2050 (zaprezentowano na rysunku 1).

Wykres ten pokazuje, że do 2040 roku (w najłagodniejszym scenariuszu) gwałtownie spada zapotrzebowanie na gaz ziemny, co wynika z braku możliwości jego wykorzystania, aby możliwe było wypełnienie kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego. Ww. scenariusz, biorący pod uwagę maksymalizację wykorzystania gazu, przewiduje w pierwszym okresie zapotrzebowanie na gaz zakładające ok. 12 mld m³ (obecnie ciepłownictwo koncesjonowane zużywa ok. cztery razy mniej).

W przypadku scenariusza minimalizacji wykorzystania gazu konieczne byłoby znalezienie stabilnej alternatywy. Z opisanych wcześniej względów, stosowanie biomasowych jednostek kogeneracji oraz instalacji termicznego przekształcania odpadów z odzyskiem energii nie będzie uzasadnione ekonomicznie. Alternatywą mogłyby być kotły biomasowe, dla których może wystąpić jednak problem z dostępnym wolumenem wsadu paliwowego. Skalę zapotrzebowania zobrazowano na rys. 2.

Po stronie podaży wsadu paliwowego, potencjał wykorzystania biomasy w sektorze ciepłownictwa systemowego oszacowano w raporcie na 5 mln ton

rocznie, podczas gdy obecnie stosowane jest ok. 4 mln ton rocznie. Trudności związane z użyciem biomasy wiążą się m.in. z praktycznie brakiem istnienia rynku tego paliwa, trudnością z kontraktowaniem dostaw w perspektywie długoterminowej, wprowadzaniem coraz bardziej rygorystycznych kryteriów zrównoważonego rodzaju dla biomasy, które wpływają na jej podaż i cenę. Dodatkowo bardzo dużą barierą, poza aspektami ekonomicznymi, jest logistyka dostaw biomasy.

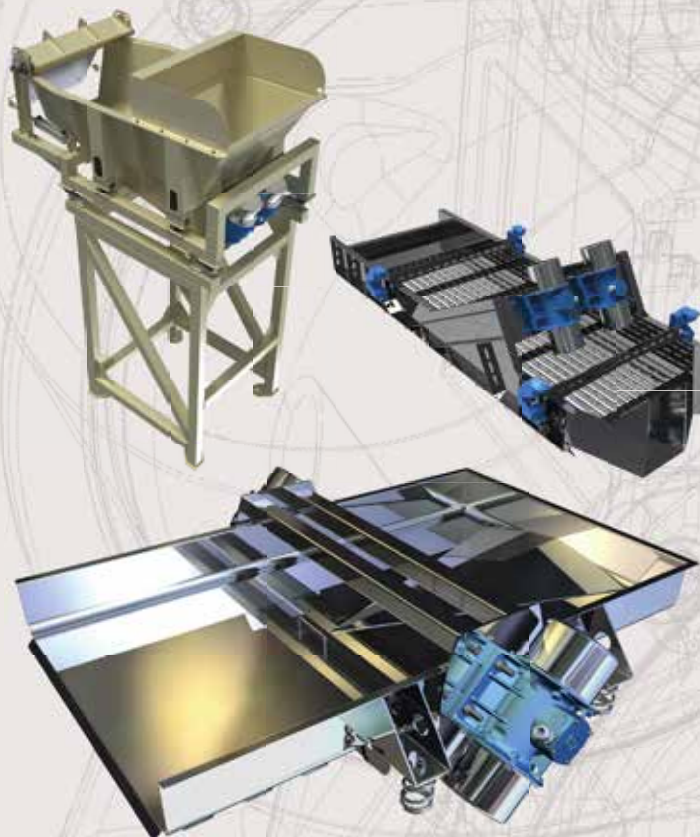
Powyższa analiza pokazała, że ze względu na brak racjonalnych alternatyw nie ma możliwości przeprowadzenia procesu transformacji sektora ciepłownictwa systemowego bez gazu ziemnego (oczywiście zakładając produkcję ciepła również z innych rodzajów źródeł ciepła wpływających na spełnienie kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego). Należy również podkreślić, że w miarę postępu technologicznego związanego z produkcją i wykorzystaniem gazów zdekarbonizowanych, a także budową i rozwojem infrastruktury przesyłowej czy dystrybucyjnej, istniejące jednostki kogeneracji będą modernizowane w kierunku wykorzystania zielonych gazów, a gaz ziemny będzie w skali kraju stopniowo przez nie zastępowany.

Przypisy

¹ Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu „Fit for 55” na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, Warszawa, maj 2023 r. (dostęp na stronie: <https://ptez.pl/raporty/ocena-wplywu-rozstrzygniec-unijnego-pakietu-fit-for-55-na-transformacje-sektora-cieplownictwa-systemowego-w-polsce/>).

² Ibidem. ■

PODAJNIKI I PRZESIEWACZE



PULSATORY PNEUMATYCZNE



SPIEKI POROWATE



WIBRATORY I ODBIJAKI



CO KSZTAŁTUJE CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ?

dr inż. Małgorzata Niestępska
prezes zarządu, Elektrociepłownia Ciechanów

Zmienność ceny energii elektrycznej na pierwotnym rynku bilansującym nie jest determinowana głównie generacją z odnawialnych źródeł energii, ale brakiem wykorzystania przewidywalnej synergii z rynkiem ciepła.

Dysonans pomiędzy powszechnie postrzeganym poziomem cen stosowanym w segmencie gospodarstw domowych a cenami na rynku hurtowym i bilansującym w ostatnich latach drastycznie się spotęgował. Poziomy cen w tych segmentach istotnie się rozeszły. Przyczyną tego stanu rzeczy jest wprowadzenie tarcz osłonowych, w postaci zamrożenia poziomu ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych i innych odbiorców uznanych za wrażliwych, przed skutkami efektu wzrostu cen paliw w następstwie embarga. Abstrahując od tych dwóch perspektyw, ceny energii elektrycznej w gospodarstwach domowych są pochodnymi cen na rynku bilansującym korygowanych z pewnym opóźnieniem. Dla przewidywania przyszłości poziomu cen w różnych segmentach rynku istotne jest zidentyfikowanie czynników kształtujących te ceny.

W powszechnej opinii za zmienność cen, a w szczególności za ich spadek, odpowiada wzrost udziału odnawialnych źródeł energii. Jest to z pewnością

istotny element zmiany segmentu generacji energii elektrycznej w Polsce, jednak w artykule weryfikowana będzie hipoteza zakładająca, że zmienność ceny energii elektrycznej na pierwotnym rynku bilansującym nie jest determinowana głównie generacją z odnawialnych źródeł energii, ale brakiem wykorzystania przewidywalnej synergii z rynkiem ciepła.

Rynek z perspektywy zmian

Żeby ocenić, jakie czynniki mają wpływ na poziom cen energii elektrycznej, trzeba spojrzeć na rynek energii z perspektywy ogółu zmian, jakie zaszły w ostatnich latach oraz ich skali. Analizując dane należy zauważyć, że rok 2020 jako czas pandemii może odbiegać od normalnych warunków z uwagi na ograniczenia w zużyciu energii spowodowane lockdownem w wielu branżach. Natomiast rok 2022 jest ekstremalny na rynku energii i paliw ze względu na efekty inwazji Rosji na Ukrainę oraz wyłączenie źródła importu paliw, jakim była Rosja dla państw Unii Europejskiej, w tym Polski.

TAB. 1

Struktura produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych, wielkości wymiany energii elektrycznej z zagranicą i krajowe zużycie energii (wielkości brutto)
 (źródło: opracowanie własne na podstawie raportów PSE, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-miesieczne-z-funkcjonowania-rb/raporty-miesieczne>;
 data dostępu 18.02.2024)

Lp.	Wyszczególnienie	2019 r.	2020 r.	2021 r.	2022 r.	2023 r.	Dynamika 2021/2019	Dynamika 2021/2020	Dynamika 2023/2022	Dynamika 2023/2019
		[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[%]	[%]	[%]	[%]
		[a]	[b]	[c]	[d]	[e]	[f]	[g]	[h]	[i]
1.	Produkcja ogółem (1.1+1.2+1.3+1.4)	158 767	152 308	173 583	175 157	163 629	-7%	-6%	7%	3%
1.1.	Elektrownie zawodowe	134 245	126 137	154 599	147 555	128 420	-13%	-17%	2%	-4%
1.1.2.	El. zawodowe wodne	2 454	2 698	2 830	2 815	3 592	28%	27%	33%	46%
1.1.3.	El. zawodowe ciepłe	131 791	123 439	151 769	144 740	124 828	-14%	-18%	1%	-5%
1.1.2.1	na węgla kamiennym	78 190	71 546	93 037	87 761	76 607	-13%	-18%	7%	-2%
1.1.2.2	na węgla brunatnym	41 502	37 969	45 367	46 978	34 571	-26%	-24%	-9%	-17%
1.1.2.3	gazowe	12 099	13 924	13 366	10 002	13 650	36%	2%	-2%	13%
1.2.	El. inne odnawialne	441	2 198	4 749	9 297	13 209	42%	178%	501%	2895%
1.3.	El. wiatrowe	13 903	14 174	14 234	18 305	22 000	20%	55%	55%	58%
1.4.	Elektrownie przemysłowe	10 178	9 799	-	-	-	-	-	-	-
2.	Saldo wymiany zagranicznej	10 624	13 224	820	-1 679	3 889	-332%	374%	-71%	-63%
3.	Krajowe zużycie energii elektrycznej	169 391	165 532	174 402	173 479	167 518	-3%	-4%	1%	-1%

Spowodowało to istotne deficyty paliw i gwałtowne, niespotykane w historii rynku europejskiego wzrosty ich cen, a co za tym idzie – również energii. Zmiany na wewnętrznym rynku energii w okresie referencyjnym 5 lat prezentuje tabela 1.

Analiza zmian struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce uświadamia ogromną dynamikę przyrostu mocy odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej z nich wytwarzanej. W ciągu 5 lat procentowy wzrost ilości energii elektrycznej z OZE ogółem w systemie elektroenergetycznym (tj. suma innych oraz wiatrowych) wyniósł 145%. W szczególności radykalnie, bo o 2895%, zwiększyła się ilość energii z innych źródeł odnawialnych, w których dominuje fotowoltaika. Mniejsza dynamika rozwoju charakteryzowała siłownie wiatrowe, prawdopodobnie z uwagi na niesprzyjające przepisy prawa.

Istotnie spadło w analizowanym okresie saldo wymiany zagranicznej, czyli dużo mniej energii elektrycznej Polska sprowadza, uzupełniając import (w poprzednich latach na poziomie ok. 10 000 GWh rok) własną produkcją. Znacząco zmniejszyła się ilość energii wytwarzana z węgla brunatnego, a wzrosła – produkowana w elektrowniach wodnych oraz zasilanych gazem. Zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz poziom produkcji, poza wyżej wymienionymi ekstremalnymi latami 2020 oraz 2022, utrzymują się na podobnym poziomie.

Podsumowując, można zauważyć trendy zmian zgodne z polityką klimatyczną, a więc spadek ilości energii elektrycznej wytwarzanej z węgla na rzecz odnawialnych źródeł, elektrowni wodnych oraz kogeneracji gazowych. W raportach PSE zniknęły elektrownie przemysłowe, których udział wynosił ok. 10 000 GW.

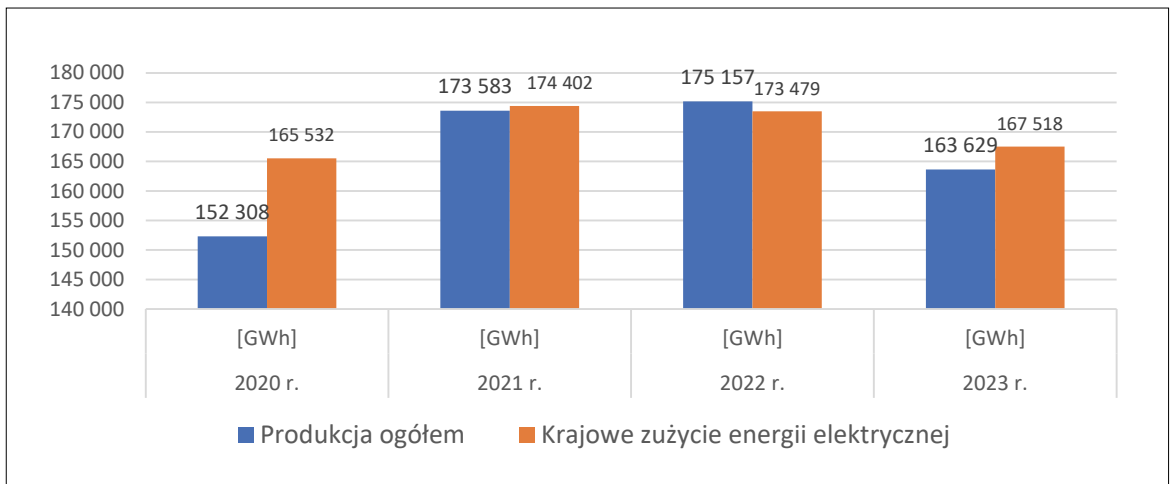
”

Nowo powstające źródła kogeneracyjne w ciepłownictwie systemowym, niezależnie od stosowanego w nich paliwa, będą nowym, istotnym graczem na rynku energii elektrycznej

Minusem danych PSE jest brak rozdzielenia elektrociepłowni funkcjonujących w systemach ciepłowniczych i elektrowni zawodowych. Trudno więc wykazać, czy przyrosty i spadki dotyczą zmian w sektorze ciepłownictwa systemowego czy też obszaru elektrowni. Fakt spadku importu natomiast jest korzystny z punktu widzenia zwiększenia potencjału rynku dla polskiego sektora wytwarzania, co pokazuje rysunek 1.

RYŚ. 1

Produkcja i zużycie energii elektrycznej w Polsce w latach 2019-2023 (źródło: opracowanie własne na podstawie raportów PSE <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-miesieczne-z-funkcjonowania-rb/raporty-miesieczne>; data dostępu 18.02.2024)



Nieco inne spojrzenie na rynek energii elektrycznej niż dynamika zmian przedstawia tabela 2, prezentująca strukturę wytwarzania w latach 2019-2023. Widoczny jest spadek generacji z elektrowni zawodowych i istotny wzrost generacji ze źródeł odnawialnych, których udział przekroczył 20% i jest na poziomie udziału energii elektrycznej wytwarzanej z kogeneracji gazowej.

Ujemne ceny energii

Zmiany w strukturze wytwarzanej energii elektrycznej mają wpływ na ceny energii. Fakt, że ograniczony został import energii elektrycznej przy zużyciu na podobnym poziomie wskazuje, że koszt wytwarzania w polskich źródłach jest niższy niż oferowany w imporcie. Roku 2022 nie traktuje się jako referencyjnego punktu odniesienia z uwagi na sytuację geopolityczną, która ekstremalnie zmieniła poziom cen energii w Polsce. Dlatego poziomem odniesienia do oceny trendu i dynamiki zmian cen jest rok 2021 lub rok 2019.

Ceny energii elektrycznej na rynku pierwotnym, w szczególności bilansującym, wyrażone ceną CRO,

były w ciągu roku 2023 odbiciem istotnych, przedstawionych wyżej zmian zachodzących na rynku. Jeszcze w pierwszym półroczu wynikały one z powolnego uspokajania się rynków paliw i energii po wstrząsie roku 2022 wywołanym inwazją Rosji na Ukrainę i wprowadzeniem embarga na import paliw z tego kraju. Analiza prezentowana w artykule obejmuje okres od maja 2023, kiedy to wpływ ekstremalnych warunków uległ wyciszeniu i bieżąca gra rynkowa kreowana była przez czynniki naturalnie występujące w sposób ciągły, aczkolwiek z różnym ich natężeniem.

Rynek energii ulega w ostatnich latach szybkim przekształceniom, jednak nie są to zmiany, których nie można było przewidzieć. Jednym z takich nowych zjawisk na polskim rynku bilansującym są ujemne ceny energii. Kilka lat temu, podczas obrony pracy doktorskiej, moje analizy dotyczące pojawiania się cen ujemnych na rynkach energii elektrycznej z rosnącym udziałem odnawialnych niesterowalnych źródeł energii budziły niedowierzanie i protesty, że jest to niemożliwe. Ujemne ceny energii wydawały się ekonomistom i znawcom rynku wewnętrznego czymś abstrakcyjnym. Nie miałam już wówczas

TAB. 2

Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce (źródło: opracowanie własne na podstawie raportów PSE <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-miesieczne-z-funkcjonowania-rb/raporty-miesieczne>; data dostępu 18.02.2024)

Lp.	Wyszczególnienie	2019 r.	2020 r.	2021 r.	2022 r.	2023 r.
1.	Produkcja ogółem (1.1+1.2+1.3+1.4)	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
1.1.	Elektrownie zawodowe	84,6%	82,8%	89,1%	84,2%	78,5%
1.1.2.	El. zawodowe wodne	1,5%	1,8%	1,6%	1,6%	2,2%
1.1.3.	El. zawodowe ciepłe	83,0%	81,0%	87,4%	82,6%	76,3%
1.1.2.1	na węglu kamiennym	49,2%	47,0%	53,6%	50,1%	46,8%
1.1.2.2	na węglu brunatnym	26,1%	24,9%	26,1%	26,8%	21,1%
1.1.2.3	gazowe	7,6%	9,1%	7,7%	5,7%	8,3%
1.2.	El. inne odnawialne	0,3%	1,4%	2,7%	5,3%	8,1%
1.3.	El. wiatrowe	8,8%	9,3%	8,2%	10,5%	13,4%
1.4.	Elektrownie przemysłowe	6,4%	6,4%	-	-	-



Wejdź na stronę [www](#)

INNOWACYJNE SYSTEMY RUROWE

System rur preizolowanych
z barierą dyfuzyjną



UV PROTECT COLOR
rury preizolowane, w płaszczu HDPE
odpornym na promienie UV



Rury preizolowane | Kształtki | Mufy sieciowane radiacyjnie



Oleje Shell dla energetyki – wyższa niezawodność, doskonała ochrona i wydłużenie czasu eksploatacji



- **Shell Mysella S7 N Ultra** – olej przeznaczony do stacjonarnych silników gazowych, w tym nowoczesnych, 4-suwowych silników z zapłonem iskrowym, wyposażonych w tłoki stalowe
- **Shell Turbo S4 GX** – olej przeznaczony do stosowania w przemysłowych turbinach gazowych i układach obiegowych kombinowanych, w tym turbinach z przekładnią o wysokich wymaganiach dotyczących obciążeń

Oleje Shell Mysella S7 N Ultra i Shell Turbo S4 GX oferują:

- Wydłużoną odporność na zużycie oleju
- Doskonałą ochronę urządzeń
- Doskonałą wydajność układów
- Ochronę przed powstawaniem osadów i szlamów
- Ograniczenie czasu przestojów
- Obniżenie całkowitego kosztu użytkowania

Stosowanie olejów Shell Mysella S7 N Ultra oraz Shell Turbo S4 GX może pomóc w utrzymaniu optymalnych warunków pracy, nawet w najtrudniejszych sytuacjach.

SHELL
LUBRICANT SOLUTIONS



Dowiedz się więcej na www.shell.pl/olejesmary
Skontaktuj się z nami: Radoslaw.Gwardecki@shell.com; +48 606 670 043

problemu z udowodnieniem, że to nie teoria, tylko praktyka rynkowa. Ujemne ceny za MWh pojawiły się ówczesnie na niemieckiej giełdzie energii elektrycznej i były efektem wdrażanego projektu transformacji segmentu wytwórczego energii elektrycznej w kierunku maksymalizacji mocy w odnawialnych źródłach energii, tzw. *Energiwende*. Pomijając efekty realizacji tego projektu, już wówczas zauważono w Niemczech problem niesterowalności mocy wytwórczych w OZE i ich wpływ na dobową zmienność cen. W Polsce boom na energetykę prosumencką skoncentrowaną na fotowoltaice, dzięki zastosowaniu rozliczenia net-metering, oraz moda na inwestycje kapitałowe w farmy wiatrowe i fotowoltaiczne przyniosły efekt gwałtownego przyrostu mocy z OZE w systemie elektroenergetycznym w ciągu niespełna 3 lat.

Ilość energii w ciągu roku

Nowe moce elektryczne z gazu generuje też ciepłownictwo i przemysł, uruchamiając kogenerację. Nie uwidoczni się to jednak w prezentowanych wyżej zestawieniach rocznych bilansów struktury wytwarzania energii elektrycznej. O ile przemysł, dzięki swym źródłom, ogranicza popyt na moce generując nadwyżki w dość stabilny sposób w skali roku (gdyż determinuje to proces technologiczny produkcji), to ciepłownictwo jest uczestnikiem rynku o zupełnie innej charakterystyce funkcjonowania w systemie elektroenergetycznym. Generacja energii w ciepłownictwie jest realizowana przez elektrociepłownie zawodowe oraz pozostałe. W obu przypadkach ilość energii elektrycznej, jaką mogą wytworzyć źródła włączone do sieci ciepłowniczych, zależy od sezonu. Zimą elektrociepłownie wykorzystują swoje zainstalowane moce energii elektrycznej w pełni, ale w okresach przejściowych i latem możliwości te ograniczają się kilkukrotnie. Potrzeby letnie na ciepłą wodę użytkową ulegają w ostatnich latach kurczeniu, z uwagi na zmiany zachowań odbiorców wywołane wykorzystaniem zmywarek, kąpeli pod prysznicem a nie w wannie, a także rozwojem fotowoltaiki i baterii solarnych do podgrzewu wody. Niestety nie ma dostępnych danych pozwalających na analizę tej zmienności ilości energii elektrycznej wprowadzanej do systemu elektroenergetycznego na przestrzeni roku, co pozwoliłoby na diagnozę wpływu zmian w ciepłownictwie na generację energii elektrycznej w systemie elektroenergetycznym i poziom cen.

W ocenie czynników wpływających na poziom cen energii elektrycznej w 2023 roku należy uwzględnić, że wyjątkowo w tym okresie obowiązywały w Polsce przepisy zobowiązujące sprzedawców energii elektrycznej do odpisu na Fundusz Różnicy Ceny, co ograniczało możliwości swobodnego kreowania cen energii uwarunkowaniami rynkowymi, w tym równowagi popytu i podaży. Z drugiej strony ujemne ceny energii elektrycznej pozbawiały prawa do tego wsparcia wytwórców generujących energię elektryczną w instalacjach,

PRZYSZŁOŚĆ CIEPŁOWNICTWA

Ciepłownictwo, jakie jeszcze dziś znamy, wytwarzające tylko ciepło, odchodzi sukcesywnie, lecz nieuchronnie do przeszłości. Przyszłość ciepła jest ściśle związana z rynkiem energii elektrycznej w obszarze wytwarzania energii w skojarzeniu oraz jako nowa kategoria odbiorców przemysłowych energii elektrycznej zasilającej pompy ciepła, piece akumulacyjne czy magazyny ciepła



fot. 123rf

cjach, które uzyskały prawo do finansowego wsparcia operacyjnego w efekcie wygranej aukcji.

Krytyczna niedziela

Analizując ceny na rynku bilansującym w 2023, w skrócie RB, można dostrzec, że ceny ujemne pojawiały się z największą częstotliwością w październiku i występowały wówczas przez największą liczbę godzin w ciągu doby. Krytyczna pod względem liczby godzin z ujemnymi cenami energii elektrycznej na RB była niedziela 8 października. Nałożyły się tu według mnie dwa czynniki – generacja OZE oraz załączone na sezon grzewczy moce elektrociepłowni, które musiały być dopasowane do zwiększonych potrzeb odbiorców ciepła bez względu na sytuację na rynku i w systemie elektroenergetycznym.

Tabela 3 zawiera ceny CRO na rynku RB z roku 2023 przefiltrowane ze względu na ceny ujemne (oznaczone na czerwono) oraz ceny niższe niż 100 zł/MWh (oznaczone na zielono).

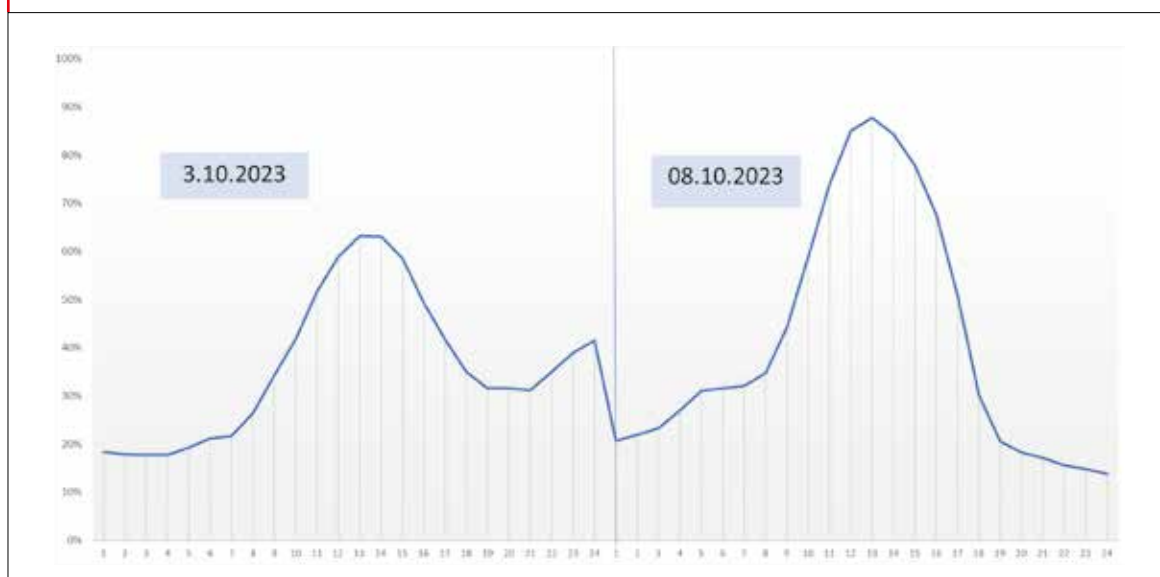
TAB. 3

Przefiltrowane ceny energii elektrycznej z rynku RB z 2023 r. według najniższych cen w godzinach intensywnej generacji z fotowoltaiki
(źródło: opracowanie własne na podstawie raportów PSE)

godziny/doby	11	12	13	14	15	16	17
03.10.2023	325,19	121,86	-50	-50	-14,12	345,26	457,5
08.10.2023	-25,3	-50	-50	-47,98	-14,12	45,55	461,69
17.10.2023	699,3	377,77	-46,96	-25,24	580,37	652,12	709,5
10.09.2023	213,38	10	-14,12	-50	-50	145,77	64
11.10.2023	401,63	297,9	-14,12	-25,3	161,42	149,57	456,45
14.10.2023	-25,24	-35,11	-14,12	50	411,42	412,71	463,89
17.09.2023	440,46	10,01	-14,08	-25,3	435,48	457,18	527,18
15.08.2023	292,74	292,74	2	2	1,5	292,74	382,08
29.10.2023	153,98	70	5,5	-25,36	-25,36	123,73	404,44
16.09.2023	453,32	10,01	10	-25,3	-14,08	176,53	459,18
21.05.2023	29,15	24,21	15,6	21,88	24,21	29,27	64
12.08.2023	64,99	16,91	16,83	16,94	174,87	198,72	379,37
13.08.2023	294,28	294,28	16,94	17,09	329,35	81,23	246
25.12.2023	37,46	18,5	18,5	16	50	69,53	71,33
30.04.2023	25,66	22,11	22,11	22,05	21,32	22,11	25,66
10.05.2023	302,85	22,39	22,44	374,8	377,33	302,85	302,85
28.05.2023	214,43	24	23,21	24	24,71	203,06	249,05
01.01.2023	65,99	24,88	24,88	65,99	302,56	377,62	377,63
02.07.2023	43,05	60,05	28,54	45,71	45,83	45,71	43,05
11.06.2023	233,85	29,55	28,89	29,45	32,14	233,73	249,22
14.05.2023	350	258,07	29,23	29,34	400	400	468,99
26.12.2023	70	59,88	50	38,97	69,6	127,97	141,23
20.09.2023	352,94	284,63	59,99	-14,08	10,01	10,01	59,99

RYS. 2

Udziały generacji z OZE w dniach najniższych cen energii elektrycznej na rynku RB w 2023 r. (źródło: opracowanie własne)





WE MAKE IT WORK

UTRZYMANIE RUCHU W BRANŻACH:

MECHANICZNEJ | ELEKTRYCZNEJ I AKPIA | IZOLACYJNEJ
RUSZTOWANIOWEJ | OBMURZOWEJ

OUTSOURCING UTRZYMANIA RUCHU

REALIZACJA WIELOBRANŻOWYCH PROJEKTÓW:

REMONTOWYCH | MODERNIZACYJNYCH | INWESTYCYJNYCH

USŁUGI DIAGNOSTYCZNE

Bilfinger Industrial Services Polska Sp. z o.o.

ul. Pożarowa 6, 03-309 Warszawa

T: +48 22 34 09 100

www.is-polska.bilfinger.com, sekretariat.is-polska@bilfinger.com

Budowa obiektów kogeneracyjnych i ciepłowniczych

Produkcja kotłów i części ciśnieniowych

Modernizacje i remonty kotłów energetycznych



30+ lat doświadczenia

160+ zrealizowanych inwestycji

5 000+ MW_t zainstalowanej mocy w wyprodukowanych kotłach

1 500+ t/h wydajności wyprodukowanych kotłów parowych

11+ MW_e zainstalowanej mocy elektrycznej

Parametr statystyczny	Generacja źródeł wiatrowych	Generacja źródeł fotowoltaicznych	Generacja źródeł fotowoltaicznych i źródeł wiatrowych	CRO	Krajowe zapotrzebowanie na moc
średnia	2331	1776	4107	494	18526
odch.st.	2003	2516	2804	181	3209
wsp. zm.	86%	142%	68%	37%	17%
max	8384	9275	13848	972	27106
min	20	0	106	-50	11469
rozstęp	8365	9275	13742	1022	15637

TAB. 4
Parametry statystyczne opisujące rynek energii elektrycznej w okresie od V do XII 2023 r. (źródło: opracowanie własne na podstawie raportów PSE)

	Generacja źródeł wiatrowych	Generacja źródeł fotowoltaicznych	Generacja ze źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych	Krajowe zapotrzebowanie na moc
CRO	-0,5163	-0,1498	-0,5032	0,3988

TAB. 5
Analiza korelacji ceny energii elektrycznej CRO na RB z wybranymi czynnikami cenotwórczymi (źródło: opracowanie własne)

Co charakterystycznego działo się 3 oraz 8 października? I dlaczego to nie latem, w lipcu czy sierpniu, przy maksymalnej generacji energii elektrycznej z fotowoltaiki, której przyrost mocy był w ostatnich latach najbardziej spektakularny, odnotowano największy spadek cen? W dniach najniższych ujemnych cen, utrzymujących się najdłużej w ciągu całej doby, występowała maksymalna w skali roku kumulacja generacji energii elektrycznej z OZE, na poziomie mocy od ok. 10 GW do nieco ponad 13 GW (w sumie z energią elektryczną wytwarzaną z jednostek zaliczanych do nJWSC, w tym elektrociepłowni, przy zapotrzebowaniu na moc w systemie elektroenergetycznym na poziomie mocy ok. 20 GW). Udziały generacji z OZE w tych wyjątkowych dniach, z ujemnymi cenami energii elektrycznej, pokazuje rysunek 2.

Trzeci października 2023 r. to był wtorek, natomiast 8 października 2023 r. – niedziela. Nie można więc wysnuć w tym wypadku wniosku o spadku cen energii elektrycznej z uwagi na spadek zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie w weekendy. Taką tendencję można było zauważyć w grudniu 2023 r.

Analiza uwarunkowań wpływających na spadek cen energii elektrycznej na rynku bilansującym ukierunkowana jest na poziom cen poniżej 100 zł/MWh, czyli poniżej opłacalności jej wytwarzania nawet z OZE, tym bardziej jeżeli ceny ujemne pozbawiają instalacje finansowego wsparcia operacyjnego uzyskanego w ramach wygranej aukcji.

Ogromna zmienność w 2023

Analiza zmian poziomów cen energii elektrycznej w RB w zestawieniu z analizą generacji pokazuje ogromną zmienność w roku 2023; różnica ceny maksymalnej i minimalnej wynosiła 1022 zł/MWh, a mierzona współczynnikiem zmienności – 37%. Zapotrzebowanie na moc nie wykazuje dużej zmienności

dobowej, bo nie przekracza 17%, natomiast widoczna jest wysoka zmienność generacji ze źródeł fotowoltaicznych i siłowni wiatrowych.

W analizowanym okresie od maja do grudnia 2023 r., badając korelację pomiędzy ceną na RB, największą statystyczną zależność z ceną CRO wykazywała generacja ze źródeł wiatrowych. Jest to poziom traktowany jako istotny dla liczby 5882 obserwacji i n-2 stopni swobody.

Tabela 6 prezentuje 10 godzin w roku charakteryzujących się najwyższym udziałem generacji energii elektrycznej z siłowni wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych. W godzinach odnotowywanych w maju ceny nie spadły poniżej zera, jednak nie zapewniały pokrycia kosztów generacji z jakiegokolwiek źródła. Podjęto próbę zbudowania modelu ekonometrycznego KMNK, umożliwiającego prognozę cen energii elektrycznej na rynku RB w zależności od udziału OZE

TAB. 6
Zestawienie godzin w 2023 roku z najwyższym udziałem generacji z siłowni wiatrowych i fotowoltaiki (źródło: opracowanie własne na podstawie raportów PSE)

Data	Godzina	CRO [zł/MWh]	Udział energii elektrycznej generowanej z wiatru oraz fotowoltaiki
08.10.2023	13	-50	88%
08.10.2023	12	-50	85%
08.10.2023	14	-49	84%
08.10.2023	15	-40	78%
08.10.2023	11	-25	74%
10.05.2023	12	22	71%
10.05.2023	13	22	70%
10.05.2023	14	271	69%
21.05.2023	13	18	69%

TAB. 7

Produkcja energii elektrycznej (źródło: raporty ARE)

 1) elektrownie PW oraz elektrownie niezależne ciepłe, 2) łącznie z układami hybrydowymi, 3) energia oddana z magazynu energii elektrycznej w technologii – el. szczytowo-pompowa, 4) elektrownie wiatrowe elektroenergetyki zawodowej o mocy zainstalowanej ≥ 10 MW, 5) instalacje PV elektroenergetyki zawodowej o mocy zainstalowanej ≥ 10 MW, 6) elektrownie wiatrowe działające poza strukturami elektroenergetyk zawodowej oraz elektrownie zawodowe o mocy zainstalowanej < 10 MW, 7) instalacje PV działające poza strukturami elektroenergetyki zawodowej oraz elektrownie zawodowe o mocy zainstalowanej < 1 , 8) obejmuje ec konwencjonalne z wyłączeniem współspalania biomasy/biogazu i układów hybrydowych, 9) łącznie ze współpalaniem biomasy/biogazu i układami hybrydowymi, 10) w tym instalacje termicznego przekształcania odpadów

Wyszczególnienie		styczeń - grudzień		Dynamika zmian 2023/2019
		2019	2023	
		GWh		
Elektrownie zawodowe ¹⁾	01	134 456,2	121 723,9	-9%
z tego: ciepłe konwencjonalne ¹⁾	02	124 992,5	108 791,2	-13%
w tym: węgiel kamienny	03	75 711,3	63 557,6	-16%
w tym: elektrociepłownie ¹⁰⁾	04	17 181,4	13 512,8	-21%
węgiel brunatny	05	41 725,9	34 786,9	-17%
gaz ziemny	06	6 359,9	9 250,8	45%
współspalanie biomasy/biogazu ²⁾	07	1 195,3	1 195,9	0%
biomasa/biogaz ¹⁾	08	3 600,3	3 877,7	8%
wodne	09	2 393,2	3 396,6	42%
z tego: szczytowo-pompowe ³⁾	10	706,5	1 324,5	87%
przepływowe	11	1 686,7	2 072,1	23%
wiatrowe ⁴⁾	12	3 470,3	4 691,7	35%
fotowoltaika ⁵⁾	13	-	966,8	-
Elektrownie niezależne pozostałe	14	13 159,7	30 230,9	130%
z tego: wodne	15	267,9	336,5	26%
wiatrowe ⁶⁾	16	11 624,3	18 541,9	60%
biogazowe	17	549,2	865,4	58%
na biomasę	18	3,0	9,6	222%
fotowoltaika ⁷⁾	19		10 428,8	-
hybrydowa instalacja OZE	20		48,7	-
Elektrownie przemysłowe	21	16 279,3	14 465,8	-11%
z tego: węgiel kamienny	22	3 166,0	2 357,2	-26%
gaz ziemny	23	7 947,6	7 228,2	-9%
biomasa/biogaz	24	1 603,0	1 599,6	0%
pozostałe paliwa	25	2 953,2	2 764,4	-6%
współspalanie biomasy/biogazu	26	609,5	516,4	-15%
RAZEM	27	163 895,1	166 420,6	2%
w tym: elektrownie ciepłe konwencjonalne ⁸⁾	28	137 860,8	119 944,4	-13%
instalacje odnawialnego źródła energii ⁹⁾	29	25 327,9	45 151,7	78%
z tego: elektrownie wodne	30	1 957,7	2 409,2	23%
elektrownie wiatrowe	31	15 094,6	23 233,5	54%
elektrownie biogazowe	32	1 121,8	1 499,1	34%
elektrownie biomasowe	33	4 633,7	4 853,1	5%
współspalanie biomasy/biogazu ²⁾	34	1 804,9	1 712,4	-5%
fotowoltaika	35	715,3	11 395,6	1493%
hybrydowa instalacja OZE	36	-	48,7	-

Budujemy miasta przyszłości

- inteligentne sieci
- kogeneracje
- kotłownie olejowe i gazowe
- sieci ciepłownicze
- instalacje na dachach
i farmy pv



HANDEL UPRAWNIENIAMI DO EMISJI CO2 OD 2001 ROKU

**STRATEGIE
ZARZĄDZANIA
UPRAWNIENIAMI DO
EMISJI CO2**

**TRANSAKCJE
STRUKTURYZOWANE**

**ANALIZA RYNKU
EU ETS**

**WSPIERANIE
PROCESÓW
ADMINISTRACYJNYCH**



w generacji oraz krajowego zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym. Model nie wykazuje jednak wystarczającej istotności statystycznej mierzonej współczynnikiem determinacji ($R^2 = 0,476$). Pokazał natomiast pewne trendy wpływu generacji z OZE na spadek cen energii elektrycznej na poziomie ok. (-) 4 gr/MWh, wytwarzanej z wiatru i fotowoltaiki. W szczególności w niższym zapotrzebowaniu, czyli w godzinach poza szczytami zapotrzebowania na moc, ma to istotne znaczenie cenotwórcze ukierunkowane na ceny ujemne.



Analiza zmian struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce uświadamia ogromną dynamikę przyrostu mocy odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej z nich wytwarzanej

Problem z identyfikacją wpływu trendów w ciepłownictwie

Powyższa analiza wykazuje oczywiste, potwierdzone empirycznie powiązania spadku cen energii elektrycznej ze zwiększającym się udziałem OZE w jej generacji w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Jak na tym tle wygląda rola generacji energii elektrycznej w nowo powstających źródłach kogeneracyjnych w wyniku transformacji ciepłownictwa? Problem z identyfikacją istotności wpływu tych trendów w ciepłownictwie powoduje brak szczegółowych bieżących danych analitycznych dotyczących energii elektrycznej wytworzonej w ciepłownictwie systemowym według paliw i technologii. Elektrociepłownie są w większości raportów wrzucone do jednego koszyka z elektrowniami zawodowymi, jednak pewien obraz zmian prezentują raporty ARE pt. „Informacja statystyczna o energii elektrycznej” (biuletyn miesięczny), gdzie mamy wyodrębnione dane dotyczące zmian w źródłach generacji mocy elektrycznych w latach 2019-2023.

Zestawienie zmian w źródłach generacji energii elektrycznej na przestrzeni 5 lat pokazuje wyraźne trendy wzrostu udziału OZE przy spadku elektrowni ciepłych konwencjonalnych, ale widać także trendy zmian w elektrociepłowniach w postaci wzrostu generacji z gazu w kogeneracji w elektrowniach ciepłych zawodowych oraz biomasy w elektrowniach konwencjonalnych, jak i w elektrowniach pozostałych, niezależnych. Zwraca uwagę spadek generacji w elektrowniach przemysłowych, bez względu na technologię, oraz ze współspalania biomasy.

Natomiast publikacja URE „Energetyka ciepła w liczbach – 2022”, pokazująca rynek ciepła, pochodzi z 2022 roku, czyli zupełnie niereferencyjnego. Można jednak spróbować przewidzieć pewne trendy i skalę potencjalnego wpływu zmian w ciepłownictwie na rynek elektroenergetyczny. Elektrociepłownie wytwarzają energię elektryczną na potrzeby własne, ograniczając popyt oraz sprzedając nadwyżki do sieci elektroenergetycznej. Dominującą aktualnie technologią jest wysokosprawna kogeneracja z paliwem gazowym na silnikach lub turbinach. To zatem generacja sterowalna i dostępna do wytwarzania ciepła niezależnie od warunków pogodowych w każdej godzinie doby. Determinantą wykorzystania mocy elektrycznych będzie tu bowiem zawsze wytwarzanie ciepła. Rozwijają się także technologie kogeneracji oparte o spalarnie odpadów, biomasę czy biogaz. Pomimo że wymienione źródła są sterowalne, to tylko w określonym technicznym zakresie minimalnej i maksymalnej mocy oraz roli, jaką odgrywają w systemie ciepłowniczym.

Nowy gracz na rynku

Nowo powstające źródła kogeneracyjne w ciepłownictwie systemowym, niezależnie od stosowanego w nich paliwa, będą nowym, istotnym graczem na rynku energii elektrycznej. Z jednej strony uzupełnią lukę po blokach przeznaczonych do wyłączenia w kolejnych latach, choć mogą w pewnych okresach zaburzać równowagę popytu i podaży, znacząco wpływając na poziom cen na rynku bilansującym. Z drugiej strony, w ciepłownictwie pojawiają się już wielkoskalowe pompy ciepła i kotły akumulacyjne elektrodowe stanowiące nowe odbiorniki energii elektrycznej, które zwiększają popyt. Brak jednak obecnie kontroli co do skali i efektu w ramach połączonych systemów energetycznych w konfrontacji z wdrażanymi rozwiązaniami w zakresie dyrektyw EPBD czy RED III. Ciepłownictwo zeroemisyjne, jakiego oczekuje się w opracowywanych wytycznych UE do roku 2050, musiałyby być w znaczącej mierze oparte o energię elektryczną generowaną z OZE. Kogeneracja z OZE stanowi i stanowić będzie margines zaspokajania potrzeb na ciepło. Dziś w ciepłownictwie dominuje kogeneracja na węgiel i gaz. Z czego bowiem możemy wytworzyć ciepło całodobowo w sezonie zimowym? Jeśli odejmiemy z palety wyboru paliwa kopalne, pozostaje nam: biomasa, odpady komunalne lub RDF, biogazownie, geotermia, energia elektryczna, ciepło odpadowe z przemysłu. Można więc spodziewać się okresu przejściowego wzrostu mocy z kogeneracji gazowej pojawiającej się w systemie elektroenergetycznym, aby następnie zmienić te moce generacyjne na pobory dla wielkoskalowych pomp ciepła w wariacie źródeł rozproszonych. To jeden z możliwych scenariuszy. Inny to zamiana gazu na mieszanekę wodorową z biogazem wykorzystywaną w kogeneracji. Czyli utrzymanie generacji energii elektrycznej na podobnym poziomie w kolejnych dziesięcioleciach.

Dla zobrazowania skali, z jaką ciepłownictwo systemowe koncesjonowane może w kolejnych latach wpływać na rynek energii elektrycznej, pokazuję zestawienie wartości krajowego zapotrzebowania na moc w 2023 od maja do grudnia, które nie przekroczyło 27 106 MW¹. Moc osiągnięta w koncesjonowanych przedsiębiorstwach ciepłowniczych w 2022 r. wyniosła natomiast 42 809,9 MWt, przy mocy zainstalowanej w ciepłownictwie 53 188,40 MWt². Jak informuje URE w opracowaniu pt. „Energetyka ciepła w liczbach – 2022”, udział ciepła z kogeneracji wynosił w 2022 r. 62,1% produkcji ciepła ogółem. Obniżył się zatem w stosunku do roku poprzedniego o 1,1 punktu procentowego (w 2021 r. udział ten wynosił 63,2%)³, co było spowodowane drastycznym wzrostem cen gazu. Mamy więc około 40% mocy, która może przekształcić się w kogenerację. Przyjmując założenie, iż połowa z tego potencjału zamieni się na źródła kogeneracyjne, może to stanowić przyrost od ok. 10 000 MWe do ok. 17 000 MWe przy założeniu, że od 50% do 75% mocy w ciepłownictwie zmieni się na jednostki kogeneracyjne przy utrzymującej się mocy cieplnej wykorzystywanej na poziomie ok. 42 000 MWt. Jest to więc nawet ponad połowa średniego zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym. W sumie z OZE ciepłownictwo mogłoby pokryć całość zapotrzebowania na moc w KSE, gdyby nie sezonowość dyspozycyjności tych mocy. Mogą się one jednak wzajemnie zastępować w ramach bilansu. Fakt kumulacji najdłuższej utrzymujących się najniższych cen w październiku, wrześniu oraz grudniu 2023 roku sugeruje związek wpływu OZE oraz energii elektrycznej z ciepłownictwa. Jednak nie sposób tego potwierdzić na podstawie dostępnych publicznie danych. Aktualnie rynek i analitycy wydają

się owego istotnego elementu zmian nie dostrzegać. A ciepłownictwo, jakie jeszcze dziś znamy, wytwarzające tylko ciepło, odchodzi sukcesywnie, lecz nieuchronnie do przeszłości. Przyszłość ciepła jest ściśle związana z rynkiem energii elektrycznej w obszarze wytwarzania energii w skojarzeniu oraz jako nowa kategoria odbiorców przemysłowych energii elektrycznej zasilającej pompy ciepła, piece akumulacyjne czy magazyny ciepła.

Błędem byłoby analizowanie rynku energii elektrycznej bez uwzględnienia synergii z rynkiem ciepła, w kontekście kontynuowania przyrostu mocy energii elektrycznej z OZE. Począwszy od kwestii wygaszania mocy węglowych w energetyce i stopnia ich wykorzystania do roku 2035, do udziału odnawialnych źródeł energii przy rosnącym zapotrzebowaniu na moc elektryczną przy rozwoju elektromobilności i rynku pomp ciepła, czyli całkowitej elektryfikacji w segmencie budownictwa jednorodzinne. Od kierunku zmian, jakie będą określone w krajowej polityce energetycznej dla ciepłownictwa, mogą w dużej mierze zależeć ceny energii elektrycznej oraz ciepła. Należy jednak już dziś zbilansować aktualną sytuację, plany inwestycyjne oraz ich kierunek, aby przewidzieć możliwą wzajemną stabilizację rynków pamiętając o sezonowym charakterze dostępnych mocy wytwórczych, ograniczeniach tych mocy w kolejnych latach w związku z realizacją polityki neutralności oraz charakterystyce wahań dobowych obu rynków.

Przypisy

- ¹ Raporty PSE.
- ² Energetyka ciepła w liczbach - 2022, publikacja URE, str. 7.
- ³ Ibidem, str. 10. ■

Reklama

 kierunekenergetyka.pl

PORTAL
pełen energii



W GRUPIE PORTALI




ul. 8 Marca 34
83-400 Kościerzyna

VKK
STANDARDKESSEL
Service Polska sp. z o.o



SPRZEDAŻ



**MODERNIZACJA
I NAPRAWA**



**DOPOSAŻENIE
POPRAWA
WYDAJNOŚCI**



**NAPRAWY
NA CAŁY ŚWIAT**

**LIDER TECHNOLOGICZNY
W DZIEDZINIE KOTŁÓW
PRZEMYSŁOWYCH**



www.vkkstandardkessel-service.pl



Efektywna filtracja

Minimalna emisja



ZAKRES NASZYCH USŁUG

- Worki i kieszenie filtracyjne
- Kosze i ramy wsporcze we wszystkich rodzajach
- Multikieszenie filtracyjne
- Wkłady patronowe
- Akcesoria filtracyjne
- Tkaniny filtracyjne i aeracyjne



BWF Poland Sp. z o.o.
ul. Stadionowa 4
40-341 Mysłowice
Polska
T +48 32 223 90 00
info@bwf-envirotec.pl

www.bwf-envirotec.pl

Potrzebujemy kilkadziesiąt spalarni

– W całej Europie jest ponad 500 instalacji przekształcających termicznie odpady na energię elektryczną i ciepło sieciowe do ogrzewania mieszkań i wody użytkowej. Tymczasem w Polsce spalarni wciąż brakuje – powinno powstać ich jeszcze kilkadziesiąt. Niestety brak krajowej strategii dotyczącej gospodarki odpadami oraz wiele lat nieodpowiedzialnych kampanii i straszenia mieszkańców spowodowało, że budowa obiektów tego typu wciąż napotyka na społeczny opór – opowiada **Sławomir Kizskurno**, prezes Portu Czystej Energii.

Sebastian Podsędek: Co to jest Port Czystej Energii?

Sławomir Kizskurno: To instalacja termicznego przekształcania odpadów komunalnych w Gdańsku. Nowoczesna, przyjazna środowisku elektrociepłownia, gdzie powstawać będzie – w wysokosprawnej kogeneracji – energia elektryczna i ciepło. Jednak głównym celem, dla którego realizujemy tę inwestycję, jest takie zagospodarowanie uciążliwych odpadów, by nie były obciążeniem dla przyszłych pokoleń.

To chyba nietatwy w realizacji projekt. Rozpoczął się prawie 13 lat temu?

Projekt związany z Portem Czystej Energii rzeczywiście trwa od kilkunastu lat – jestem odpowiedzialny za jego realizację od 2011 r., kiedy to trzymając w ręku Decyzję Środowiskową opracowywałem projekt przygotowawczy, na który uzyskaliśmy dofinansowanie ze środków Funduszu Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2007-2013. To pokazuje, jak wiele czasu potrzeba na realizację tego typu inwestycji i jakie napotykają po drodze problemy. W porównaniu

SŁAWOMIR
KISZKURNO
prezes Portu
Czystej
Energii

foto. Port Czystej Energii

do okresu przygotowań, sam proces budowlany trwa krótko. W naszym przypadku to 3,5 roku.

Jeszcze kilka lat temu podobnych instalacji w Polsce nie było.

Wiedza na temat ich funkcjonowania oraz akceptowalność społeczna były bardzo niskie. Wiedzieliśmy od samego początku, że na ten aspekt trzeba położyć więc bardzo silny akcent, aby w sposób rzetelny i kompleksowy informować i komunikować się z otoczeniem – czyli z ludźmi mającymi szereg wątpliwości i obaw. To naturalne. Polska edukacja w zakresie gospodarki odpadami – jeśli można twierdzić, że takowa w ogóle była – nie uwzględniała tego elementu. To oczywiście błędy przeszłości, gdzie system gospodarki odpadami domykał proces składowania odpadów – dzisiaj tak niepożądany zarówno pod względem uciążliwości dla otoczenia (mieszkańców), jak i samego środowiska, w tym klimatu. Obecnie już nikt nie powinien mieć wątpliwości, że przygotowując taki projekt należy zadbać o różnego rodzaju narzędzia i techniki edukacyjne oraz środki komunikacji z otoczeniem społecznym, w tym przedstawicielami i grupami interesariuszy. Jednym z takich naszych działań było powołanie tzw. Rady Interesariuszy – wcześniej Zakładu Utylizacyjnego, a obecnie ZU i Portu Czystej Energii. W jej ramach spotykamy się z przedstawicielami różnych grup: mieszkańcami poszczególnych dzielnic, sołectw, reprezentantami świata nauki, organizacji pozarządowych i samorządowców. Podczas spotkań, organizowanych co kilka miesięcy, poruszamy tematy istotne dla wszystkich członków, w tym przedstawiamy każdorazowo aktualny stan realizowanych przedsięwzięć – projektów. Rada Interesariuszy miała m.in. wpływ na to, jakie standardy środowiskowe obejmą Port Czystej Energii, poza tym, że będą one najwyższe w całej Unii Europejskiej, co wynika z wdrożenia najnowocześniejszych dostępnych technik płynących z Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2019/2010 z dnia 12 listopada 2019 r.

Robimy także – co również warto podkreślić – cykliczne badania opinii publicznej.

I jakie płyną z nich wnioski?

Z ostatnich badań wynika – a wykonywane były przez firmę GIOSTAT w kwietniu 2022 r. na próbie 1000 pełnoletnich mieszkańców Gdańska – że 73,8% ankietowanych twierdzi, że jest to inwestycja przydatna. 25,9% wybrało określenie „trudno powiedzieć”, natomiast że „jest to inwestycja nieprzydatna” twierdziło 0,3% respondentów. Taka akceptacja społeczna, jeśli chodzi o tego typu projekty, to rzadkość w naszym kraju, ale też przykład, że na rzetelne informowanie, edukację i komunikację warto poświęcić czas i środki, gdyż są to kluczowe elementy procesów: planowania, realizacji i późniejszej eksploatacji tego typu inwestycji. To fundament decydujący o ich powodzeniu.

Skąd wynika tak niska ogólna akceptowalność?

Przychodzą mi do głowy trzy powody. Kolejność nie ma w tym przypadku większego znaczenia. Po pierwsze, wiedza naszego społeczeństwa na temat funkcjonowania gminnych systemów gospodarki odpadami w Polsce, ze względu na dotychczasowy brak edukacji w tym zakresie, jest niewielka, w zasadzie kończy się na najbliższej „wiacie śmietnikowej”, a to pożywka dla siania niczym nieopartej propagandy i strachu.

Po drugie – i tutaj trzeba się pewnie uderzyć w pierś – ze względu na bieżące potrzeby i problemy czasem wybierana jest droga na skróty, czyli z niewielką partycypacją społeczną, szczególnie na etapie inicjacji i wdrażania projektu.



Patologią jest brak w systemach gminnych spalarni odpadów, a nie ich posiadanie. W krajach wysoko rozwiniętych wszyscy wiedzą, że odpady resztkowe to bardzo cenny surowiec energetyczny

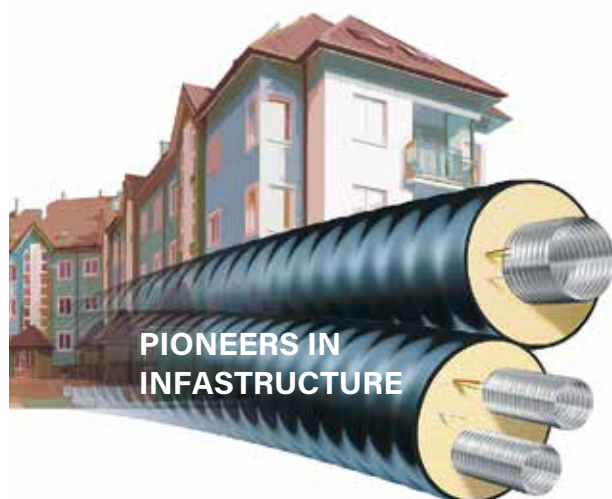
Po trzecie, inwestorzy – zarówno ci publiczni, jak i prywatni – muszą się dzisiaj mierzyć nie tylko z przeciwnościami natury proceduralnej przy wydawaniu poszczególnych decyzji administracyjnych, ale przede wszystkim z nieuczciwymi i nieodpowiedzialnymi atakami jednej/dwóch kilkuosobowych organizacji, które bez pardonowo sięją dezinformację w zakresie rzekomej zbędności i szkodliwości instalacji termicznego przekształcania odpadów. Niestety obowiązujące w Polsce prawo dopuszcza ich udział praktycznie na każdym etapie uzyskiwania niezbędnych tu decyzji i pozwoleń. To bardzo nierówna walka, gdyż nie ma żadnego związku z obowiązującymi przepisami, stanem faktycznym, wiedzą, doświadczeniem, odpowiedzialnością czy uczciwością po stronie tychże organizacji. Każda z tych osób codziennie produkuje odpady nienadające się do recyklingu, głosząc jednocześnie, że człowiek nie powinien produkować śmieci – to czysta hipokryzja.

Jakie są zatem korzyści z budowy instalacji termicznego przekształcania odpadów?

Ogromne – zarówno te środowiskowe, jak i społeczne. Instalacje te w dużym stopniu wpływają na redukcję tzw. śladu węglowego. Powstające lokalnie w gminie odpady, w przypadku braku ITPOK, w większości wywożone są ciężarówkami z instalacji komunalnych (sortowni) do dalszego zagospodarowania

CASAFLEX®

giętka rura preizolowana



Rura ciepłownicza CASAFLEX z falistą rurą wewnętrzną to izolowany termicznie, elastyczny i o dużych długościach jednorodny system rur do transportu cieczy o wysokiej temperaturze i ciśnieniu.

Zalety:

- rura dostarczana w odcinkach do 300mb
- średnice UNO: DN 20-100, DUO: DN20-50
- temperatura robocza: max. 180°C
- ciśnienie robocze: 1,6/2,5 MPa
- minimalny promień gięcia: od 0,8m
- rura przewodowa: stal nierdzewna
- izolacja cieplna: poliizocyjanuran (PIR)
- **samokompensacja, samoodpowietrzanie, brak połączeń w ziemi**

BRUGG Systemy Rurowe Sp. z o. o. • 05 - 860 PŁOCHOCIN • ul. Poznańska 628 • tel. +48 22 722 56 26 • tel. +48 608 467 197
oddziały: KATOWICE • tel. +48 604 546 202 • ELBLĄG • tel. +48 606 850 163

kabel ciepłowniczy FLEXWELL® FHK

bezwykopowe układanie sieci preizolowanych



Unikalna konstrukcja kabla ciepłowniczego FLEXWELL® umożliwia układanie metodą horyzontalnych przewiertów sterowanych i bezkolizyjne pokonywanie przeszkód takich jak: rzeki, kanały, drogi, torowiska, tereny o gęstej zabudowie i infrastrukturze podziemnej.

Zalety:

- rura dostarczana w odcinkach do 500 mb
- długości przewiertów do 400 mb
- średnice rur do DN150
- parametry medium do 160 °C, do 2,5 MPa
- minimalne promienie gięcia: od 1,0 m
- brak połączeń w ziemi
- samokompensacja

BRUGG Systemy Rurowe Sp. z o. o. • 05 - 860 PŁOCHOCIN • ul. Poznańska 628 • tel. +48 22 722 56 26 • tel. +48 608 467 197
oddziały: KATOWICE • tel. +48 604 546 202 • ELBLĄG • tel. +48 606 850 163



Zawory wspierające “zieloną transformację”

Vexve to nasza marka produktów dla energetycznych sieci ogrzewania i chłodzenia. Szeroki wybór zaworów spełnia potrzeby w instalacjach rurociągów sieci grzewczych i chłodniczych, elektrowni i systemów obsługi większych budynków. Vexve dostarcza również inteligentne rozwiązania do monitorowania podziemnych sieci i komór ciepłowniczych.

Pod marką **Vexve Armatury** produkujemy specjalistyczne zaawansowane zawory dla sektora “Power”. Zawory te są projektowane ściśle według specyfikacji klienta z uwzględnieniem wymagających warunków ich użytkowania i najbardziej wyśrubowanych standardów bezpieczeństwa.



Firma słynie z niezrównanej jakości produktów, kompetencji pracowników i rzetelności w roli partnera biznesowego. Vexve dostarcza swoje produkty do ponad 70 krajów i zatrudnia ponad 700 osób w zakładach produkcyjnych w Finlandii, Czechach, Niemczech oraz Chinach. Vexve chce być czołowym w Europie dostawcą zaworów o krytycznym znaczeniu na drodze do niskoemisyjnej przyszłości.

w Polsce i poza jej granicami. Przez lata duża część tych odpadów trafiała do Chin. To ogromna ilość zanieczyszczeń, które eliminujemy, jeśli w pobliżu mamy ITPOK. Część odpadów, przy braku możliwości zagospodarowania w spalarni, trafia również na składowisko i przez dziesiątki lat generuje zanieczyszczenia dla otoczenia w postaci gazów składowiskowych, w tym metanu – najgroźniejszego gazu cieplarnianego. Pamiętajmy – elektrociepłownie z odzyskiem energii z odpadów korzystają z surowca energetycznego – odpadów – nienadających się do recyklingu. W krajach Europy Zachodniej, gdzie ich mamy najwięcej, najwyższe są również tzw. „poziomy recykling”, za osiągnięcie których w Polsce odpowiedzialne są gminy, pod rygorem wysokich kar.

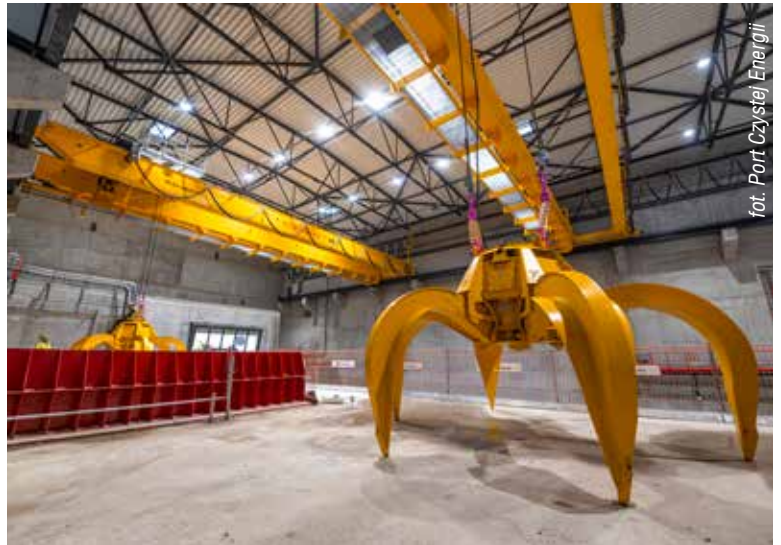
Pamiętajmy, że patologią jest brak w systemach gminnych spalarni odpadów, a nie ich posiadanie. W krajach wysoko rozwiniętych wszyscy wiedzą, że odpady resztkowe – pozostałości po sortowaniu – to bardzo cenny surowiec energetyczny, który jest przekształcany na energię w pierwszej kolejności, tzn. że w żaden sposób nie może się zmarnować, bo to zdecydowanie tańszy surowiec niż węgiel czy gaz ziemny. Nie trzeba też go transportować do elektrociepłowni przez setki czy tysiące km, a to na środowisko i symboliczny portfel mieszkańca ma ogromny wpływ.

Podkreślacie, że zadaniem PCE nie jest produkcja energii.

Tak, nie budujemy elektrociepłowni, której głównym przeznaczeniem byłoby wytwarzanie energii. Podstawowym jej celem jest unieszkodliwianie kłopotliwych pod względem finansowym i środowiskowym odpadów, poprzez ich termiczne przekształcanie. To pewnego rodzaju paradoks, ponieważ w tego typu przedsięwzięciach odpadem jest energia elektryczna i ciepło. Dla nas istotne jest, aby odpady komunalne nie były składowane i aby zostały zagospodarowywane w sposób optymalny pod względem środowiskowym i finansowym. Bez spalarni jest to niemożliwe, a systemy gminne bez ITPOK są najdroższymi, co bezpośrednio przekłada się na wysokie opłaty uiszczane przez mieszkańców.

Zgodnie z obowiązującym prawem, w roku 2035 na składowiska będzie mogło trafić nie więcej niż 10% zebranych odpadów komunalnych. Dla większości gmin w Polsce to wskaźnik niemożliwy do osiągnięcia. Wygrane będą tylko te gminy, które posiadają w swoich systemach element termiczny, dlatego tak ważne jest, by budowane ITPOK miały zasięg regionalny – metropolitalny. Jestem przekonany, że dzięki Portowi Czystej Energii, w przeciągu kilku najbliższych lat odpady komunalne z terenu Gdańska w ogóle nie będą składowane. To nadrzędny cel miasta, a tym samym i nasz.

Poza stabilizacją i przewidywalnością kosztów systemu gospodarki odpadami ważne jest również bezpieczeństwo energetyczne, na które składa się



fot. Port Czystej Energii

budowanie samowystarczalności energetycznej Gdańska oraz dywersyfikacja źródeł energii, tzw. miks energetyczny.

Budowa PCE dobiega końca, obecnie trwają testy, próby oraz kalibracje systemów i urządzeń. Co było największym wyzwaniem podczas prowadzenia inwestycji?

Zawsze dużym wyzwaniem jest uzyskanie ostatecznych decyzji administracyjnych, w tym decyzji środowiskowej i pozwolenia na budowę. Jednak znacznie trudniejsza była strukturyzacja całego przedsięwzięcia i wybór wykonawcy w oparciu o ustawę o partnerstwie publiczno-prywatnym w trybie prawa zamówień publicznych. Ten proces trwał blisko 3,5 roku. To projekt metropolitalny, w jakim uczestniczy blisko 40 gmin, które trzeba było do niego przekonać w czasach, kiedy składowanie odpadów, jak również ich zbicie na zewnątrz (docelowa utylizacja w Chinach), było znacznie tańsze. Projekt początkowo miał objąć praktycznie całe województwo pomorskie, jednak nie wszystkie gminy wykazały się należytą odpowiedzialnością i myśleniem dłuższym niż 4-letnia kadencja. To były bardzo trudne rozmowy i negocjacje, w które zaangażowało się również kierownictwo Urzędu Miejskiego w Gdańsku. Dzisiaj nikt już nie ma wątpliwości, że nasze argumenty były słuszne, jednak wielu gminom zabrakło wyobraźni i odwagi. Aktualnie bardzo chciałyby do nas dołączyć, ale jest to już niestety niemożliwe.

Największym jednak wyzwaniem było prowadzenie budowy w warunkach wojny w Ukrainie, przerwania łańcuchów dostaw, braku dostępności materiałów, niestabilnych i ciągle rosnących cen materiałów, jak stal konstrukcyjna, zbrojeniowa czy technologiczna. Niestety państwo polskie przez wiele miesięcy nie przygotowało żadnych wytycznych na potrzeby zmian kontraktów – ich waloryzacji – w zakresie oddziaływania wojny. Pojawiły się one dopiero pod koniec 2022

ODPADY

Powstające lokalnie w gminie odpady, w przypadku braku ITPOK, w większości wywożone są ciężarówkami z instalacji komunalnych (sortowni) do dalszego zagospodarowania w Polsce i poza jej granicami

roku, gdzie w oparciu o wskaźniki GUS-u można było wprowadzić kompleksową waloryzację umowy PPP. Do tej pory wdrażaliśmy mniejsze zmiany w kontrakcie w oparciu o samodzielnie wypracowane metodologie na potrzeby kontynuowania robót budowlanych i utrzymania przeszło 100 podwykonawców i samego generalnego wykonawcy. Jako inwestor uważam, że kilkumiesięczne opóźnienie w realizacji tak skomplikowanej inwestycji, podyktowane wojną (w tym sankcjami na jednym z kluczowych podwykonawców), pandemią i szaloną inflacją, to jeden z największych naszych sukcesów, ponieważ projekty z dofinansowaniem ze środków UE są najtrudniejszymi do realizacji w rygorze terminów wynikających z określonej perspektywy finansowania, w naszym przypadku POLiŚ 2014-2020.

Z powodu tych trudności projekt opóźnił się o kilka miesięcy.

Pierwotne zapisy kontraktu zakładały uruchomienie instalacji na koniec 2023 roku. Był to też koniec perspektywy finansowej związanej z możliwością wykorzystania bezzwrotnej dotacji z UE, co na całe szczęście udało się wykonać. Wszystkie wydatki kwalifikowane zostały poniesione do końca ubiegłego roku, natomiast umowa z NFOŚiGW została aneksowana i osiągnięcie założonych parametrów, mierników projektowych, mamy zaplanowane na czerwiec bieżącego roku.

Na przełomie maja i czerwca, po uzyskaniu wszystkich niezbędnych decyzji i pozwoleń, chcemy zakończyć testy związane ze współpracą naszej instalacji z siecią wysokiego napięcia 110 kV oraz siecią ciepłowniczą zarządzaną przez GPEC w Gdańsku. Po uzyskaniu tzw. „świadectwa rozruchu” i odpowiednich parametrów produkcyjnych czy emisyjnych instalacji,

przejdziemy do etapu eksploatacji instalacji, kiedy to spółka miejska Port Czystej Energii stanie się przedsiębiorstwem energetycznym. To kolejne duże wyzwanie.

O jakich parametrach urządzeń możemy mówić w przypadku waszej instalacji?

Moc nominalna kotła to 62,7 MW. Pracując w pełnej kondensacji, gdy instalacja nastawiona jest w pełni na produkcję energii elektrycznej, możemy wyprodukować jej około 16 MWe. Jeśli chodzi natomiast o moc ciepłą – są to 44 MWt. Bardzo ważne jest odzyskiwanie ciepła ze spalin w tzw. skraplaczu spalin, co daje dodatkowe 8 MWt. Jest to trzeci wymiennik ciepłowniczy, który zastosowaliśmy na spalinach, poza upustami z turbiny. W oparciu o ten system, poza okresem grzewczym, czyli latem, jesteśmy w stanie podgrzać wodę sieciową o około 20-30 stopni Celsjusza. Zimą temperatura na tzw. powrotach w sieci ciepłowniczej jest dużo wyższa, więc wymiennik ten nie zawsze będzie wykorzystywany, chociaż przy obecnych ciepłych zimach może się okazać wyjątkowo przydatny i w tym okresie. To wszystko powoduje, że jesteśmy w stanie wyprodukować 117 000 MWh energii elektrycznej w roku, do sprzedaży oddając ponad 80 000 MWh. Różnicę zużywamy na potrzeby własne.

W przypadku energii cieplnej – uzyskaliśmy warunki techniczne, by dostarczać do sieci ciepłowniczej 509 000 GJ w skali roku, jednak widzimy jeszcze w tym zakresie pewien potencjał, by jeszcze bardziej zoptymalizować produkcję ciepła w przyszłości. Dziennie będziemy przekształcać termicznie 495 ton odpadów, przy założeniu, że wartość kaloryczna – opałowa odpadów wyniesie 11 MJ/kg. Wartości te znamy, ponieważ wykonaliśmy już pierwszy etap bardzo szczegółowej morfologii odpadów z określeniem poszczególnych strumieni wartości opałowych i średnia kaloryczność

**EKSPLOATACJA
INSTALACJI**
Po uzyskaniu tzw.
„świadectwa
rozruchu”
i odpowiednich
parametrów
produkcyjnych czy
emisyjnych instalacji
nastąpi etap
eksploatacji instalacji



foto. Port Czystej Energii

auma®

Solutions for a world in motion

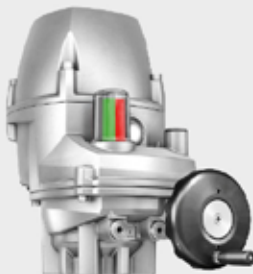
Technika akwatoryki i nowe technologie pomagają człowiekowi żyć, a społeczeństwu się rozwijać



Wieloobrotowy akwator armatury SA10.2 ze sterownikiem AC01.2



Niepełnoobrotowy akwator armatury SQ10.2 ze sterownikiem AC01.2



Niepełnoobrotowy akwator armatury PROFOX PF-Q150 ze zintegrowanym sterownikiem



Wieloobrotowy akwator armatury TIGRON TR-M120 ze zintegrowanym sterownikiem

AUMA Polska Sp. z o.o.
ul. Komuny Paryskiej 1d
41-219 Sosnowiec
Tel. +48 32 783 52 00
Fax +48 32 783 52 08
www.auma.com.pl

Biurow regionalne
Rumia
ul. Dąbrowskiego 48
Tel. +48 58 667 30 95
Fax +48 58 667 30 96

Biurow regionalne
Warszawa
Dział handlowy
ul. Bysławska 82/404
Tel. +48 22 612 67 60
Fax +48 22 612 30 96

Biurow regionalne
Września
ul. Turkusowa 2
Tel. +48 61 640 01 35
Fax +48 61 640 01 35

Rozwiązania przemysłowe do wytwarzania pary, energii elektrycznej, ciepła i chłodu

viessmann.pl

Efektywne systemy i instalacje energetyczne do zastosowań przemysłowych w istotny sposób przyczyniają się do redukcji kosztów eksploatacji i emisji substancji szkodliwych, pozwalając tym samym zyskać przewagę nad konkurencją. Firma Viessmann oferuje w tym zakresie kompleksowe rozwiązania systemowe, gwarantujące ekonomiczne zaopatrzenie w parę (do 120 t/h), gorącą wodę (do 120 MW) oraz energię elektryczną (do 1MW). Zastosowanie znajdują przy tym wszystkie nośniki energii – paliwa kopalne, ciepło odpadowe, a także energia pochodząca z gruntu oraz powietrza zewnętrznego lub ciepło będące produktem ubocznym procesów produkcyjnych.

 | Connectivity Inside

 | CLIMATE PROTECT

24 | Serwis 24h



Kotłownia kontenerowa przy spółdzielni mleczarskiej
Vitomax 200 HS



Zakład przemysłowy – produkcja słodczy
2 × Vitomax HS 2,5 t/h oraz 2 × Vitoplex 200 1950 kW



Zakład przemysłowy
4 × Vitomax HS 50 t/h

wyniosła około 13 MJ/kg. Tym samym ilość odpadów skierowanych do spalania będzie troszkę niższa, ale to wszystko będzie zależęć od parametrów energetycznych strumienia, które ostatecznie mogą się jeszcze różnić. Rocznie przekształcimy termicznie 160 000 t odpadów komunalnych.

Temperatury spalania muszą być nie mniejsze niż 850°C – to określają przepisy, aby nie dopuścić do powstawania niebezpiecznych związków. Te powstałe będziemy neutralizować. Temperatura spalania średnio oscylować będzie ok. 1000°C, jednak nie będzie stałą, ponieważ wartość opałowa odpadów nie jest stała. Nie są one tak jednorodne jak węgiel, miał węglowy czy gaz. Dużą rolę odgrywa tu tak zwany bunkier. Odpad, zanim trafi za sprawą chwybaka z bunkra do zsypu i w konsekwencji na ruszt instalacji, jest przygotowany przez kilka dni. Mieszany – właśnie w owym w bunkrze – tak, aby jego struktura była w możliwie jak największym stopniu jednorodna.

”

Istotne jest, aby odpady komunalne nie były składowane i by zostały zagospodarowywane w sposób optymalny pod względem środowiskowym i finansowym. Bez spalarni jest to niemożliwe

Z ilu gmin należy sprowadzać odpady, aby utrzymać strumień około 500 ton dziennie?

Do Portu Czystej Energii będą trafiały pozostałości z sortowania odpadów z trzech instalacji komunalnych, Zakładu Utylizacyjnego w Gdańsku (przeszło 70% strumienia), Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Stałych w Tczewie i Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów w Gilwie Małej k. Kwidzyna. Te trzy instalacje obsługują blisko 40 gmin Pomorza.

A jaki procent odpadów nadaje się do przekształcania termicznego?

Do nas będą trafiały odpady głównie o kodzie 19 12 12, czyli frakcja po doczyszczaniu odpadów resztkowych tzw. „czarnego worka”, jak również „żółtego”, zawierającego metale i tworzywa sztuczne – czyli po wybraniu znajdujących się tam jeszcze surowców, takich jak butelki szklane i plastikowe, tworzywa recyklingowe czy papier. Dodatkowo termicznie przekształcana będzie również część odpadów stanowiących pozostałość po kompostowaniu, zarówno w oparciu o selektywnie zebrane BIO, jak i te pochodzące z odpadów resztkowych. Mają one wysoką wartość energetyczną, porównywalną do węgla brunatnego, dlatego są bardzo dobrym surowcem energetycznym, w miarę jednorod-

nym. W odróżnieniu od ITPOK na odpady zmieszane, nasza instalacja będzie przekształcała w miarę „jednorodny”, stabilny energetycznie odpad, dzięki czemu liczymy, że eksploatacja będzie łatwiejsza i bezawaryjna. Posiadamy również ruszt chłodzony wodą, nie powietrzem, jak w przypadku instalacji spalających odpady zmieszane, co umożliwi nam optymalną pracę na wysokokalorycznych odpadach.

Wspomniał pan, że jeszcze kilka lat temu spalarni w Polsce praktycznie nie było. Dziś sytuacja w tym zakresie nie zmieniła się zbyt wiele. Czy instalacje termicznego przekształcania odpadów to przyszłościowy kierunek?

W naszym kraju wciąż brakuje odpowiedniej edukacji związanej z gospodarką odpadami. Działania, jakie były podejmowane, głównie dotyczyły recyklingu czy segregacji odpadów. Za mało jest kampanii edukacyjnych dotyczących budowania świadomości o obiegu zamkniętym w gospodarce odpadami, gdzie spalarnie są elementem niezbędnym i pożądanym. Dzisiaj wiemy, że zamknięcie obiegu w systemie nie powinno polegać na składowaniu, ponieważ odpady te to również cenny surowiec energetyczny, nie wspominając o pozostałych korzyściach. W krajach skandynawskich, np. w Szwecji, ciepło pochodzące z odpadów stanowi nawet 40% ciepła systemowego. W całej Europie jest ponad 500 instalacji przekształcających termicznie odpady. Ciepło z takich źródeł jest – zwłaszcza w większych miastach – w pierwszej kolejności przesyłane do sieci.

W Polsce obecnie mamy 8 takich instalacji. Na etapie rozruchów jest instalacja w Gdańsku i Olsztynie. W Polsce powinno zatem powstać jeszcze kilkanaście średniej wielkości bądź kilkadziesiąt mniejszych spalarni. Niestety, wiele lat nieodpowiedzialnych kampanii i straszenia mieszkańców spowodowało, że budowa obiektów tego typu wciąż napotyka na społeczny opór. Jeśli sytuacja się nie zmieni to mieszkańcy wielu aglomeracji – zamiast oddychać czystym powietrzem, korzystać z taniej energii elektrycznej i ciepła – będą ponosić wysokie opłaty, borykając się na co dzień z problemami i uciążliwościami związanymi z ich zagospodarowaniem.

W Polsce powinno powstać tyle ITPOK, ile jest odpadów do zagospodarowania. Prognozy wieloletnie sprawdzają się bezbłędnie. Produkujemy coraz więcej odpadów, choć i tak niewiele w porównaniu z mieszkańcami zachodniej części Europy. Pomimo obowiązku osiągania coraz to wyższych „poziomów recyklingu”, czyli odzysku surowców z odpadów komunalnych, ilość odpadów do termicznego przekształcenia jest rokrocznie praktycznie stała. W województwie pomorskim, na przestrzeni ostatnich 10 lat można przyjąć, że pozostaje na stałym poziomie – ok. 250 tys. ton, dlatego poza Portem Czystej Energii powinna powstać jeszcze jedna instalacja. W przeciwnym razie odpady

te będą w dalszym ciągu trafiać na składowiska bądź znikać w nicości dość pręźnie funkcjonującej w Polsce „szarej strefy”.

Czy – gdy już przekona się mieszkańców do budowy spalarni – trudno o finansowanie takiej inwestycji?

Przez lata tego typu instalacje były dofinansowywane ze środków Funduszu Spójności UE. Instytucją wdrażającą w tym zakresie od lat jest Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, który również w ostatnich latach podjął bardzo dobre decyzje w kontekście dofinansowania tego typu przedsięwzięć z Funduszu Modernizacyjnego. Dzięki temu, w ubiegłym roku złożono blisko 40 wniosków o dofinansowanie. 17 umów zostało już podpisanych, teraz tylko trzeba liczyć i kibicować, by inwestorom udało się znaleźć zarówno partnerów do współpracy, czyli gminy współpracujące, jak i instytucje finansowe, które zapewnią pozostałe finansowanie zwrotne. Te 17 umów to możliwość zagospodarowania kolejnych blisko 760 tys. ton odpadów nienadających się do recyklingu.

Warto podkreślić, że spalarnie mogą przyczynić się do istotnego ograniczenia liczby dzikich wysypisk, jak również niekontrolowanych i bardzo niebezpiecznych pożarów tychże wysypisk i mniej lub bardziej legalnych magazynów. Zwrócę uwagę, że obecnie w Polsce rocznie przeszło 2 mln ton odpadów jest zagospodarowywanych w sposób znacznie odbiegający od oczekiwanych standardów. W zasadzie, jeśli krajowe elektrociepłownie z odzyskiem energii z odpadów oraz cementownie nie mają wolnych mocy przerobowych, a transgraniczne przemieszczanie tychże odpadów jest niewielkie, może warto sobie zadać pytanie, co się z tymi milionami ton rocznie dzieje? Mam nadzieję, że obecna rzeczywistość i bieżące problemy w branży odpadowej będą rozumiane i zauważane przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska oraz NFOŚiGW i ostatecznie dojdzie do podpisania kolejnych umów oraz wdrożenia nowych projektów związanych z budową instalacji termicznego przetwarzania odpadów w Polsce. Na to bardzo liczą dzisiaj odpowiedzialne samorzady, bez względu na to, w jakiej formule przedsięwzięcia te będą realizowane.

Kto powinien zajmować się realizacją takich inwestycji?

Duże energetyczne spółki Skarbu Państwa już dawno powinny zainwestować środki w budowę spalarni odpadów. Niestety, do tej pory powstała tylko jedyna instalacja, w Rzeszowie, którą wybudowała Grupa PGE. Wszystkie pozostałe inwestycje w Polsce to projekty budowane przez samorząd i spółki komunalne. Według mnie nie jest to rozwiązanie optymalne, gdyż samorzady – zamiast budowy fabryk – powinny skupić się na zleceniu usług na konkurencyjnym rynku. Niestety obecna konstrukcja prawna związana z funkcjonowaniem gminnych systemów gospodarki odpadami komunalnymi w znacznym stopniu ogra-

nicza komercyjny rozwój branży zagospodarowania odpadów, tym samym nie mamy również w Polsce konkurencyjnego rynku związanego z termicznym przekształcaniem odpadów.

Jak docelowo będzie wyglądać struktura właścicielska związana z termicznym przekształcaniem odpadów w Gdańsku?

Nasz projekt realizujemy w partnerstwie publiczno-prywatnym głównie ze względu na to, że chcieliśmy, by w przedsięwzięciu – jako generalny wykonawca i operator – uczestniczył podmiot z dużym doświadczeniem. W trybie dialogu konkurencyjnego wybraliśmy wykonawcę w postaci konsorcjum trzech firm: WeBuild, Termomeccanica Ecologia i Tiru-Paprec Energies. Spółki te posiadają szerokie doświadczenie i know-how w zakresie budowania oraz eksploatacji tego typu zakładów. Jako Port Czystej Energii obecnie jesteśmy inwestorem realizującym budowę w oparciu o umowę PPP. Za kilka miesięcy staniemy się również przedsiębiorstwem energetycznym.

Zadaniem operatora będzie termiczne przekształcanie odpadów, wyprodukowanie odpowiedniej ilości energii elektrycznej i ciepła oraz spełnienie odpowiednich parametrów produkcyjnych i norm emisyjnych. Naszym zadaniem jest uzyskanie odpowiednich koncesji na wytwarzanie, sprzedaż czy – w dalszej kolejności – obrót energią. Chcemy, aby nasza zielona energia trafiła do jednostek miejskich, na przykład na potrzeby związane z zasilaniem taboru tramwajowego, oświetleniem ulic, utrzymaniem instalacji związanych z zagospodarowaniem odpadów, wodno-kanalizacyjnych czy stadionu. Musimy stworzyć odpowiednią strukturę sprzedaży i obrotu wyprodukowaną energią, by docelowo Gdańsk stał się samowystarczalny energetycznie. Oczywiście jesteśmy odpowiedzialni za dostarczenie do ITPOK strumienia odpadów przez co najmniej 25 lat, więc wszelkie umowy z instalacjami komunalnymi czy współpraca z gminami również leżą po naszej stronie. Ponadto zajmujemy się zagospodarowaniem żużli oraz – co bardzo ważne – nadzorem nad realizacją umowy PPP, czyli bieżącą współpracą z operatorem instalacji. Operatorem odpowiedzialnym za termiczne przekształcanie odpadów, w tym utrzymanie instalacji przez 25 lat, jest spółka Paprec Energies Gdańsk, czyli podwykonawca naszego partnera prywatnego. W takiej strukturze będziemy pracować już za kilka miesięcy i mam nadzieję, że wszystko co zaplanowaliśmy na najbliższe miesiące uda się w tym czasie zrealizować. To bardzo ważne dla nas oraz dla mieszkańców i mieszkańców Gdańska, aby nasze aspiracje bycia nowoczesną europejską metropolią, także w dziedzinie gospodarki odpadami, stały się faktem.

Rozmawiał Sebastian Podsedek, redaktor BMP

Transformacja energetyczna jest wspierana przez produkty Oilon



Palniki

Oilon jest pionierem w zakresie wytwarzania zaawansowanych technologii niskoemisyjnych instalacji palnikowych. Ich szeroki asortyment wspiera przejście na jeszcze czystsze i odnawialne paliwa.

Zakres mocy: 15 - 90 000 kW

Przemysłowe pompy ciepła

Przemysłowe pompy ciepła Oilon z reguły osiągają 80% niższą emisję dwutlenku węgla w porównaniu z tradycyjną technologią. Zapewniają również osiągnięcie znacznych oszczędności. Najlepszy współczynnik wydajności uzyskuje się poprzez połączenie chłodzenia i ogrzewania.

Zakres mocy: 30 - 50 000 kW

Oilon to międzynarodowa firma zajmująca się technologiami energetycznymi, której produkty wspierają zrównoważony rozwój poprzez bezpośrednią i wymierną redukcję emisji. Celem Oilon jest promowanie zrównoważonego rozwoju i dawanie dobrego przykładu w walce ze zmianami klimatycznymi. Jako 60-letnia firma rodzinna chcemy chronić środowisko również dla przyszłych pokoleń.

Produkujemy wysokiej jakości pompy ciepła, które nadają się nawet do najbardziej wymagających zastosowań przemysłowych. Ponadto jesteśmy pionierem, z kilkudziesięcioletnim doświadczeniem, w technologii niskoemisyjnego spalania.

OPTIMALIZACJA SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH

Podwyższenie temperatury na końcówkach z wykorzystaniem pomp ciepła

Patrycja Białek-Dolna

doradca techniczno-handlowy, GAZUNO

W jaki sposób podwyższać temperatury na końcówkach sieci ciepłowniczych poprzez wykorzystanie pomp ciepła?

Wysokie temperatury na końcówkach sieci ciepłowniczych stanowią istotny temat w dziedzinie inżynierii cieplnej oraz zarządzania infrastrukturą energetyczną w obliczu rosnących wymagań efektywności energetycznej, bezpieczeństwa i zrównoważonego rozwoju.

Wraz z rozwojem i postępem technologicznym, pomimo redukcji zużycia ciepła w poszczególnych budynkach oraz przemyśle, rosną ogólne potrzeby grzewcze i w związku z tym sieci linii ciepłowniczych stają się kluczowym elementem infrastruktury miejskiej. Odpowiednio zmodernizowane pozwalają one w efektywny sposób dostarczyć duże ilości energii, nie generując emisji lokalnie u odbiorców ciepła. Jednakże kontrolowanie temperatury na końcówkach tych sieci pozostaje jednym z wyzwań, którym muszą sprostać operatorzy, inżynierowie oraz decydenci w sektorze energetycznym. W artykule przyjrzymy się głębiej kwestii związanej z podwyższeniem temperatur na końcówkach sieci ciepłowniczych poprzez wykorzystanie pomp ciepła.

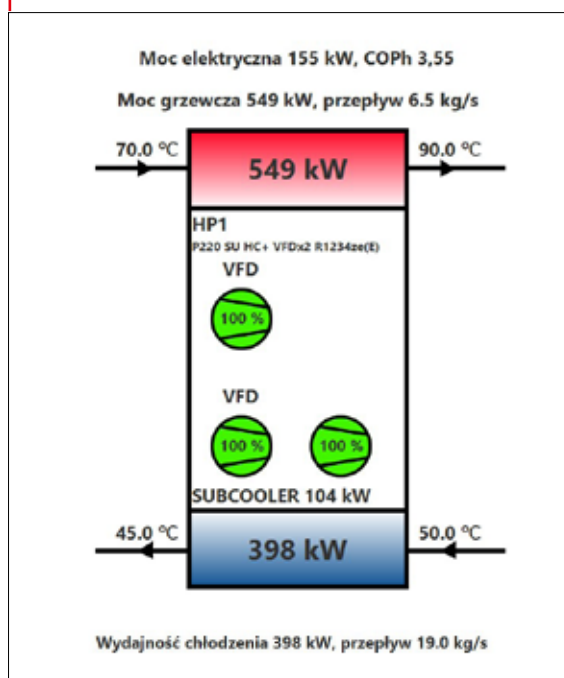
Poprawa efektywności i wydajności systemu

Końcówki sieci linii ciepłowniczych to zazwyczaj miejsca, w których sieć rozprowadzająca ciepło z elektrociepłowni lub zakładu ciepłowniczego kończy swój bieg i rozdziela się na mniejsze gałęzie, dostarczające ciepło do poszczególnych budynków lub obszarów miejskich. W miarę oddalania się od źródła występują straty energii w postaci utraty ciepła z rur i infrastruktury, co może obniżyć efektywność systemu. Poprzez zastosowanie pomp ciepła temperatura na końcówkach sieci ciepłowniczej może zostać podwyższona, a jednocześnie – obniżona temperatura powrotu do ciepłowni. Jest to kluczowy element, który umożliwia

poprawę efektywności i wydajności całego systemu ciepłowniczego przez ograniczenie strat temperatury, a w niektórych przypadkach daje możliwość obniżenia temperatury na źródle centralnym.

Zakładając sytuację, w której mamy do czynienia z wyzwaniem znaczących strat ciepła w trakcie przesyłu, możemy rozważyć zastosowanie pompy ciepła, która zapewni odpowiednią temperaturę na końcu sieci. Z uwagi na znaczną odległość między osiedlem a kotłownią, aby osiągnąć pożądaną temperaturę

SCHEMAT 1



na osiedlu, wynoszącą 90°C, temperatura wyjściowa z kotłowni musiałaby sięgać 100°C. Przez zastosowanie instalacji pompy ciepła wykorzystującej powrót jako dolne źródło jesteśmy w stanie znacząco zredukować temperaturę wyjściową z kotłowni, co umożliwia osiągnięcie wymaganych 90°C w omawianym punkcie sieci. Dodatkowo, przy utrzymaniu wymaganej mocy na poziomie 430 kW, pompa ciepła skutecznie przyczynia się do optymalizacji systemu oraz zwiększenia jego efektywności. Poniżej przykład dla pompy Oilon Chillheat P220 dostarczającej ciepło dla dużego osiedla (schemat 1).

Przykład zastosowania pompy ciepła

Wykorzystanie pompy ciepła Oilon Chillheat P220 do podwyższania temperatury na sieci dla lokalnego obiektu, takiego jak np. zakład przemysłowy, pozwala zapewnić wyższe temperatury dla określonych procesów przemysłowych. Obecność takiego obiektu na sieci skutkuje koniecznością zapewnienia odpowiednio wyższej temperatury na wyjściu z ciepłowni (przykładowo – w przypadku, gdy na całej sieci parametr 70°C jest wystarczający, a dla procesu wymagana temperatura wynosi 90°C).

Zastosowanie pompy ciepła bezpośrednio na cele podwyższenia temperatury lokalnie pozwoli na zapewnienie odpowiedniej temperatury bezpośrednio na rozważanej inwestycji oraz na zmniejszenie obciążenia całej sieci, co skutkuje zwiększeniem jej efektywności (schemat 2).

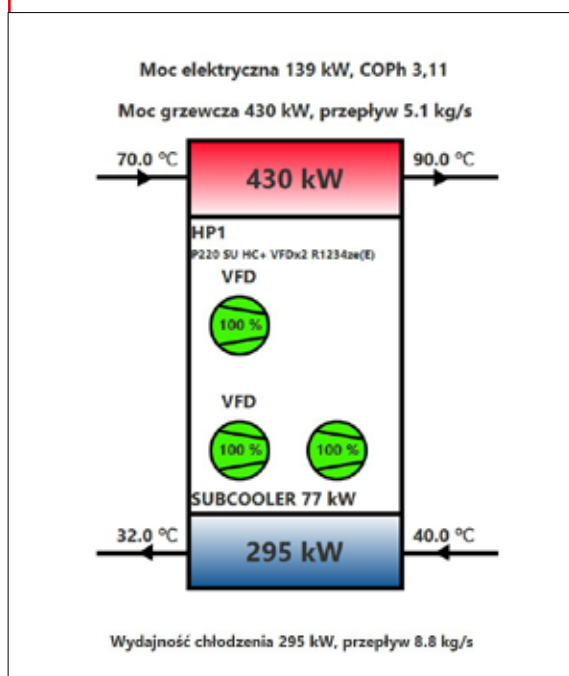
Przedstawione przykłady ilustrują, jak w zależności od parametrów i rodzaju czynnika chłodniczego może zmieniać się wydajność tego samego modelu pompy ciepła. W instalacjach, które wspomagają pracę

WYSOKOTEMPERATUROWE POMPY CIEPŁA OILON CHILLHEAT



- Wysoki parametr grzewczy. Możliwość uzyskania nawet do 120°C.
- Jednoczesność grzania i chłodzenia. Urządzenia woda/woda umożliwiające osiągnięcie wysokiego współczynnika efektywności (TER).
- Odzysk ciepła z instalacji. Wykorzystywanie ciepła odpadowego.
- Szeroki zakres mocy. Moc pojedynczej jednostki od 30 do 2000 kW z możliwością łączenia w kaskady.
- Szeroki zakres pracy urządzeń. ΔT od 5 do 50°C.
- Praca w instalacjach wysokociśnieniowych. Możliwość współpracy np. z siecią ciepłowniczą.
- Różne typy sprężarek. Spiralne, tłokowe lub śrubowe.
- Duża wytrzymałość urządzeń. Urządzenia przystosowane do dużych obciążeń i przebiegów. Żywotność sprężarki do 70 000 godzin pracy.

SCHEMAT 2



sieci ciepłowniczej, często wybierane są pompy ciepła z serii P, wyposażone w sprężarki tłokowe. Dzięki nim można osiągnąć parametry nawet do 120°C, co jest istotne w specyficznych przypadkach – na potrzeby procesów przemysłowych lub gdy modernizacja linii ciepłowniczej jest niemożliwa, a wysoka temperatura – wymagana. Dzięki temu rozwiązaniu zwiększa się efektywność systemu ciepłowniczego i zmniejsza straty energii poprzez obniżenie temperatury powrotu. Dodatkowo, wykorzystanie pomp ciepła może przyczynić się do redukcji emisji CO₂ i innych szkodliwych substancji poprzez wprowadzenie OZE do systemu i zmniejszenie współczynnika w_i sieci, co ma kluczowe znaczenie w kontekście walki ze zmianami klimatycznymi i w ochronie środowiska.

Wprowadzenie pomp ciepła do sieci ciepłowniczych otwiera nowe perspektywy w zakresie efektywności energetycznej oraz zrównoważonego rozwoju, stanowiąc ważny krok w kierunku bardziej ekologicznego i efektywnego wykorzystania zasobów energetycznych.

www.gazuno.pl
+48 58 698 21 48, info@gazuno.pl

ZAMIAST Z WĘGLA

Energia ciepła z biomasy i odpadów

Wioletta Zimmermann-Szuba

specjalista ds. komunikacji i mediów, Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o.

Krośnieński Holding Komunalny w ciągu ostatnich 10 lat dokonał znaczącej transformacji energetycznej Elektrociepłowni Krosno, przechodząc z wytwarzania energii ciepłej z węgla na wykorzystanie biomasy jako głównego surowca. To jednak nie wszystko – spółka jest w trakcie budowy bloku energetycznego, w którym paliwem do produkcji energii będą pozostałości po sortowaniu odpadów.

Elektrociepłownia Krosno jest największym źródłem ciepła dla miasta Krosna. Energia produkowana w elektrociepłowni dystrybuowana jest do ok. 20 tys. krosnian, większości budynków wielorodzinnych w mieście, a także do obiektów handlowo-usługowych, placówek kulturalnych i oświatowych. – Krośnieńska ciepłownia powstała w 1980 r., ale w ciągu ostatnich 10 lat przeszła wielką

transformację energetyczną. Miał węglowy do produkcji energii ciepłej zastąpiliśmy biomasą, z której w kogeneracji produkujemy energię ciepłą i energię energetyczną, a w planach na najbliższe miesiące mamy uruchomienie bloku energetycznego, w którym energia ciepła i elektryczna będą produkowane z odpadów – mówi Janusz Fic, prezes Krośnieńskiego Holdingu Komunalnego.

Od węgla po biomasę

Początkowo praca krośnieńskiej kotłowni bazowała w 100% na miale węglowym, którym opalane były cztery kotły węglowe typu WR-10 i WR-4,8. Jeszcze w 2012 r. z paliwa tego wytworzono 274 289 GJ. Władze Krosna i zarząd Krośnieńskiego Holdingu Komunalnego postanowiły jednak pójść w stronę ekologii i częściowej zamiany mialu węglowego na biomasę. Udało się to dzięki projektom i wsparciu finansowemu z Unii Europejskiej. W 2013 r. pracę kotłowni zrewolucjonizował kocioł opalany biomasą i współpracujący z turbogeneratorem ORC o mocy cieplnej 5,4 MW oraz mocy elektrycznej 1,4 MWh. Ta inwestycja spowodowała, że krośnieńska instalacja ciepłownicza zyskała status elektrociepłowni i stała się bardziej efektywna oraz przyjazna dla otoczenia.

Po uruchomieniu kogeneracyjnego kotła biomasowego roczne zużycie mialu węglowego spadło ponaddwukrotnie, z około 15 do około 7 tys. ton rocznie. W 2014 r. z biomasy udało się już wytworzyć ok. 60% energii cieplnej produkowanej w elektrociepłowni.

Proporcje w zużyciu mialu węglowego i biomasy zmieniły się jeszcze bardziej na korzyść paliwa ekologicznego na przełomie lat 2020/2021, kiedy pracę elektrociepłowni wspomógł drugi kocioł biomasowy o mocy 7 MW. W 2023 r. produkowana w instalacji energia cieplna w 87% pochodziła z biomasy, czyli z ekologicznego paliwa odnawialnego, a w ok. 13% z mialu węglowego, który był paliwem szczytowym, wykorzystywanym w okresie bardzo niskich temperatur. – Strategia zastępowania mialu węglowego biomasą, czyli paliwem odnawialnym, spowodowała, że cała instalacja stała się obiektem bardziej przyjaznym środowisku. Poprzez te działania znacznie obniżono emisje, w tym również CO₂, z tego obiektu – tłumaczy Janusz Fic. I dodaje: – Poza tym, inwestycje zrealizowane w elektrociepłowni zapewniły jej status efektywnego systemu ciepłowniczego, co jest potwierdzeniem, że obrany kierunek zmian i działań w zakresie modernizacji instalacji oraz całego systemu był dobry i perspektywiczny.

Od kogeneracji do RDF-u

Kolejnym etapem przeobrażeń paliwowych krośnieńskiej instalacji ciepłowniczej jest rozpoczęta końcem 2022 r. budowa bloku energetycznego opalanego paliwem wytworzonym na bazie pozostałości z sortowania odpadów. Energia cieplna powstająca w bloku, produkowana w kogeneracji, czyli w skojarzeniu z energią elektryczną, według planów spółki ma wynosić ok. 146 tys. GJ i stanowić ok. 54% całej produkowanej przez Elektrociepłownię Krosno energii cieplnej. W konsekwencji, po wybudowaniu bloku energetycznego, poziom energii cieplnej wytwarzanej przez krośnieńską elektrociepłownię z mialu węglowego będzie minimalny – ma stanowić 0,5% i wynosić tylko ok. 1,2 tys. GJ. – W skład Krośnieńskiego Holdingu Komunalnego wchodzi Regionalne Centrum Odzysku

Odpadów, które przetwarza odpady z obszaru 28 gmin, zamieszkałych przez ok. 350 tys. osób, co nie tylko uzasadnia budowę bloku energetycznego, ale też zapewnia mu paliwo, jakim są pozostałości z sortowania odpadów – mówi Janusz Fic. – Tak więc wykorzystanie potencjału elektrociepłowni i instalacji przetwarzania odpadów oraz synergii między tymi jednostkami jest naturalną konsekwencją podejmowanych decyzji i realizowanych działań – dodaje prezes Krośnieńskiego Holdingu Komunalnego.

Niebawem fundamentem całego systemu ciepłowniczego miasta Krosna będzie energia wytworzona w bloku energetycznym opalany pozostałościami z sortowania odpadów komunalnych oraz w dwóch instalacjach biomasowych. Miał węglowy pozostanie jedynie paliwem rezerwowym. – Chcemy jak najefektywniej wykorzystać potencjał prowadzonych przez spółkę działań. To, co dla „odpadowców” jest kosztem i problemem – mam dla myśli odpady pozostałe po sortowaniu – dla ciepłowników stanowi potencjał, bo te pozostałości mogą być wykorzystane jako paliwo – wyjaśnia Janusz Fic.

”

Niebawem fundamentem całego systemu ciepłowniczego Krosna będzie energia wytworzona w bloku energetycznym opalany pozostałościami z sortowania odpadów komunalnych oraz w dwóch instalacjach biomasowych

Rozbudowa sieci

Ważnym elementem transformacji energetycznej krośnieńskiej elektrociepłowni jest również rozbudowa sieci ciepłowniczej w całym mieście i jej kompleksowa modernizacja. Wymiana przestarzałej sieci na nowoczesną, preizolowaną oraz jej rozbudowa pozwalają spółce na wzrost efektywności energetycznej w zakresie przesyłu i dystrybucji energii cieplnej, a także ograniczenie awaryjności sieci i ograniczenie strat ciepła. Aktualnie, długość sieci obsługiwanej i zarządzanej przez Elektrociepłownię Krosno wynosi ok. 37 km, z czego 30,1 km – tj. blisko 82% – to sieć preizolowana.

System ciepłowniczy Krosna jest efektem strategii obranej przez władze miasta i Krośnieńskiego Holdingu Komunalnego. W latach 2003-2022 krośnieńska spółka komunalna zrealizowała 12 projektów inwestycyjnych związanych z działalnością i funkcjonowaniem Elektrociepłowni Krosno o wartości ok. 64 mln zł, na które udało się pozyskać łącznie ok. 25 mln zł

**BUDOWA BLOKU
ENERGETYCZNEGO**
przy Elektrociepłowni
Krosno



Fot. Krośnieński Holding Komunalny

dotacji i ok. 16 mln pożyczek ze środków Unii Europejskiej i Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Największa inwestycja ciepłownicza Krosna, która jest w trakcie realizacji i będzie zakończona w 2025 r., to budowa bloku energetycznego produkującego w skojarzeniu energię ciepłą (moc 6,4 MW) i energię elektryczną (moc 1,6 MWh). Wartość całego projektu wynosi ok. 140 mln zł (brutto), z czego 50 mln zł to dotacja, a ok. 60 mln zł – preferencyjna pożyczka z NFOŚiGW. – W ostatnich latach była duża możliwość pozyskania znaczącego wsparcia na realizację inwe-

stycji w ciepłownictwie i nasza spółka bardzo aktywnie z tego korzystała. Bez tego wsparcia zewnętrznego realizacja wielu projektów byłaby niemożliwa, a tempo zmian w krośnieńskim systemie ciepłowniczym na pewno nie byłoby tak duże – mówi Janusz Fic.

Klaster energii

W związku z tym, że po wybudowaniu bloku energetycznego nastąpi skokowy przyrost produkowanej w spółce energii ciepłej i elektrycznej, z inicjatywy Krośnieńskiego Holdingu Komunalnego powstał Krośnieński Klaster Energii, który spółka tworzy wraz z miastem Krosnem oraz Państwową Akademią Nauk Stosowanych w Krośnie. Głównym celem tej inicjatywy jest zwiększenie produkcji energii elektrycznej oraz jej zagospodarowanie na potrzeby lokalnej społeczności. – Planujemy, żeby energia produkowana w bloku energetycznym była zagospodarowana lokalnie, w ramach Krośnieńskiego Klastra Energii, a docelowo wykorzystywana na potrzeby naszej spółki, miasta i krośnieńskiej uczelni, jak choćby do celów komunikacyjnych, czyli do autobusów elektrycznych, które są już na wyposażeniu MKS Krosno – mówi Janusz Fic.

Aktualnie Krośnieński Holding Komunalny posiada osiemnaście instalacji prądotwórczych, a w planach jest wybudowanie kolejnych. Podobne plany w zakresie rozbudowy własnych źródeł energii elektrycznej ma miasto Krosno i krośnieńska uczelnia. – Cały czas promujemy przemianę energetyczną, stawiamy na efektywność i zrównoważony rozwój oraz dążymy do samowystarczalności energetycznej – podkreśla Janusz Fic. ■

**OD 2025 R. BLOK
ENERGETYCZNY
MA BYĆ
FUNDAMENTEM
SYSTEMU
CIEPŁOWNICZEGO
KROSNA**



Fot. Krośnieński Holding Komunalny

Zastosowanie absorpcyjnych agregatów wody lodowej JCI-York do wykorzystania ciepła odpadowego w przemyśle chemicznym

YORK
INSTALL CONFIDENCE

(opracowanie Jarosław Mirkowicz Menadżer ds. wsparcia technicznego sprzedaży HVAC Polska)

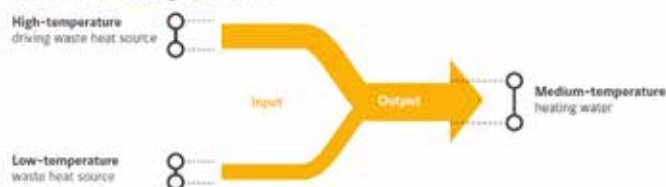
Firma **Johnson Controls International** jest czołowym światowym dostawcą sprzętu w zakresie HVAC. Posiadamy w ofercie pełen zakres agregatów wody lodowej o sprawnościach przewyższających wymogi najnowszych norm Unii Europejskiej. Od lat naszą specjalnością są absorpcyjne agregaty wody lodowej, które w najnowszej generacji umożliwiają wykorzystanie niskotemperaturowego ciepła odpadowego na poziomie +55°C, oraz są przystosowane do chłodzenia czystej wody do temperatury +1°C. Te dwie cechy całkowicie zrewolucjonizowały rynek urządzeń absorpcyjnych. Do tej pory za dolną granicę opłacalności wytwarzania chłodu z ciepła uznawano 80°C. Obniżenie tej granicy o 25°C otwiera w różnych dziedzinach przemysłu możliwość wykorzystania ogromnych ilości ciepła uznawanego za całkowicie odpadowe i często usuwanego do otoczenia. Wykorzystanie tego ciepła do produkcji chłodu procesowego, lub klimatyzacji umożliwia duże oszczędności energii elektrycznej i będzie prowadziło do podniesienia efektywności energetycznej wielu procesów technologicznych.

Z kolei możliwość chłodzenia czystej wody do temperatury +1°C zmniejsza opory przepływu i pobór energii elektrycznej pomp, uwalnia także inwestora od konieczności stosowania kłopotliwych w utrzymaniu i szkodliwych dla ekologii instalacji glikolowych. Woda o tak niskiej temperaturze wykorzystywana może być w różnych procesach technologicznych, także do osuszania powietrza. Niska temperatura końcowa i duże delta temperatury jakie możemy uzyskać umożliwiają przesyłanie chłodu w rurociągach na duże odległości.

W zakładach przemysłowych posiadających generatory prądotwórcze powszechne jest wykorzystanie do celów grzewczych w zimie ciepła odpadowego powstającego przy produkcji energii elektrycznej. Przyjmując za 100% energię zużytego gazu, wyprodukowana energia elektryczna to ok. 32%, ok. 54% to ciepło możliwe do wykorzystania w zimie w procesie kogeneracji a ok. 14% to straty usuwane do atmosfery. Absorpcyjne agregaty wody lodowej JCI-York zastosowane w instalacjach trigeneracyjnych pozwalają w lato na wytworzenie ok. 38% chłodu z ciepła, na które w czasie wysokich temperatur zewnętrznych nie ma zapotrzebowania.

Jedną z nowości na rynku światowym są absorpcyjne pompy ciepła umożliwiające taką zmianę parametrów ciepła odpadowego, aby można było wykorzystać je ponownie do grzania. Firma JCI_York produkuje dwa rodzaje urządzeń tego typu pokazane na załączonych schematach.

Type I: Driven by high-temperature driving heat source in generator



Type II: Driven by medium-temperature driving heat source in generator and evaporator



Absorpcyjna pompa ciepła typ 1 pobiera ciepło z dolnego źródła niskotemperaturowego i wykorzystując wysokotemperaturowe ciepło napędowe (gorąca woda, para, lub palnik gazowy) uzyskuje parametry końcowe na poziomie do 95°C. Osiągnięta sprawność wynosi ok. 1.7, co znacznie przewyższa sprawność klasycznych kotłów zawsze zbliżoną do wartości 1.

Absorpcyjna pompa ciepła typ 2 pobiera ciepło średnio temperaturowe i w części tego ciepła następuje wzrost temperatury, a w części spadek.

Możliwość wykorzystania jednego lub drugiego typu pompy ciepła zależy od parametrów ciepła odpadowego dostępnego w zakładzie, oraz wymagań w stosunku do ciepła na wyjściu z urządzenia.

Wszędzie tam gdzie zakłady posiadają piec gazowe, istnieje możliwość odbioru odpadowego ciepła ze spalin i wykorzystania do produkcji chłodu w chillerze absorpcyjnym, lub produkcji ciepła w absorpcyjnej pompie ciepła.

Zaawansowana technologia absorpcji w zakresie chillerów i pomp ciepła, gwarantuje wysoką stabilność i niezawodność pracy układu, co jest bardzo ważne przy zastosowaniu w procesach produkcyjnych.

Kontakt:
tel. +48 512 615 617
e-mail: bartlomiej.szymanski@jci.com

**Johnson
Controls**



Technologie Czystego Jutra

ODPYLANIE – FILTRACJA – NEUTRALIZACJA
od projektu po montaż

JAK REALNIE I TANIO

ograniczyć koszty emisji CO₂ w ciepłownictwie?

Rafał Kobytecki, Robert Zarzycki

Wydział Infrastruktury i Środowiska, Katedra Zaawansowanych Technologii Energetycznych
Politechnika Częstochowska

Realne i tanie ograniczenie kosztów emisji CO₂ przez ciepłownie posiadające kotły rusztowe możliwe jest poprzez współpalanie paliw o zerowej emisji dwutlenku węgla. W tym ujęciu należy dążyć do tego, aby jak najszybciej ciepłownie stały się zakładami multipaliwowymi.

Ostatnie lata to dla polskiego szeroko rozumianego „klasycznego” przemysłu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie) bardzo trudny okres. Mimo znacznego wysiłku i nakładów inwestycyjnych oraz modernizacyjnych, poniesionych od początku transformacji polskiej gospodarki w latach 90. zeszłego milenium, sektor ten wciąż traktowany jest jak „chłopiec do bicia”, a odmieniane na wszystkie sposoby i przez wszystkie przypadki dążenie do szeroko rozumianego „zazielenienia” rzeczywistości stanowi kolejne wyzwanie dla polskich podmiotów gospodarczych. Pamiętać przy tym należy, że sytuacja w Polsce jest dużo trudniejsza niż w innych krajach Europy, ze względu na dużo wyższe uzależnienie gospodarki od źródeł

Kogeneracja generator oszczędności



Alternatywa
dla prądu z sieci



Tańszy prąd



Ciepło gratis

Introl Energomontaż Sp. z o. o.

Sprawdzony partner w kogeneracji

- lider na polskim rynku w kogeneracji silnikowej
- 20 lat doświadczenia w budowie kogeneracji
- pierwsze instalacje już w XX wieku
- instalacje kogeneracji o łącznej mocy ponad 300 MW
- ponad 50 jednostek na terenie całego kraju

Introl-Energomontaż Sp. z o.o.

ul. 16 lipca 12
41-506 Chorzów

tel. +48 32 78 74 300

+48 32 78 74 301

www.introlenergo.pl

węglowych, a dotychczasowe realne i faktyczne redukcje emisji CO₂ nie zostały praktycznie zauważone na forum unijnym i panuje wokół tego dziwna amnezja.

Bolączką polskiego przemysłu jest wciąż jego niska tzw. „wiedzochłonność” i innowacyjność oraz znaczna energochłonność – wyższa niż w większości krajów unijnych, co skutkuje nie tylko niższymi płacami, lecz także obniża konkurencyjność naszych firm na wspólnym rynku np. z powodu rosnących cen uprawnień do emisji CO₂. Gwoli ścisłości – trudności nie dotyczą tylko Polski – firmy europejskie także muszą ponosić koszty wyśrubowanej polityki klimatycznej. Należy jednak zdawać sobie sprawę, że owe koszty „zazieleniania UE” nie będą równomiernie rozłożone na wszystkie kraje wspólnoty – wiele przesłanek wskazuje, że tzw. Europejski Zielony Ład może dla Polski skutkować praktycznym spadkiem PKB na obywatela nawet o 50%.

Piłujemy gałąź, na której siedzimy?

Źródła „niezielone” cechuje dużo wyższa gęstość energii w porównaniu do źródeł „promowanych klimatycznie” (por. tabela 1) i zapewniają one w krytycznych okresach bezpieczeństwo energetyczne, co dobitnie wykazały m.in. problemy niektórych europejskich krajów (np. Niemiec) w roku 2022. Jednakże aktualne uwarunkowania polityczno-ekonomiczne Anno Domini 2024 skutkują m.in. tym, że większość węglochłonnych branż w Polsce – w tym szeroko rozumiane ciepłownictwo – stoi przed koniecznością

podjęcia niełatwych decyzji w zakresie kierunku dalszego rozwoju, aby przetrwać. Niestety, perspektywy nie są póki co optymistyczne wobec podejścia do kwestii emisji CO₂ i zmian klimatycznych – drastycznie różnego w Europie i na innych kontynentach, gdzie na pierwszym miejscu stawiany jest rozwój gospodarczy, a niewielu decydentów przejmuje się klimatem.

Czy wobec powyższego poprzez takie działania nie piłujemy – jako UE – gałęzi, na której siedzimy? Bezrefleksyjne dalsze działania w tym zakresie skutkować mogą bowiem okresem regresu gospodarczego w Europie i co gorsza – nie będą miały praktycznie żadnego znaczenia dla świata, gdyż europejska emisja CO₂ to obecnie mniej niż 10% globalnej, a gros emisji pochodzi z Azji, która do kwestii klimatycznych ma stosunek co najmniej ambiwalentny.

Z doświadczenia i dotychczasowej historii rozwoju techniki wywnioskować można, że mimo szczytnych celów działania człowieka często skutkują wylaniem dziecka z kąpielą, a rozwiązując jeden problem otrzymujemy w spadku drugi. Powodem tego jest w znacznej mierze wąska i ograniczona perspektywa własnych doświadczeń. Nie wolno zapominać, że szeroko rozumiana gospodarka to system naczyń połączonych, a bezrefleksyjne zazielenianie i wyeliminowanie węgla z rynku rodzić będzie inne problemy, o których obecnie na razie nikt nie wspomina, takie jak np. kłopoty z dostępnością popiołów i żużli dla budownictwa, drogownictwa i przemysłu cementowego, czy też trudności z dostępnością gipsu dla przemysłu budowlanego (np. gładzie czy płyty G-K). Czy wobec braku dostępności gipsu syntetycznego z mokrego odsiarczania spalin z węgla zajdzie konieczność otwarcia kopalni gipsu naturalnego i co na to ekolodzy? W dążeniu do zazieleniania wszystkiego i wszędzie nie wolno także zapominać, że sektor energetyczno-ciepłowniczy, oprócz typowo gospodarczej funkcji rynkowej (dostawy energii elektrycznej), pełni jeszcze usługi użyteczne i strategiczne, w tym te, które związane są z dostawą ciepła systemowego do odbiorców (czyz ogrzejemy domy zimą, gdy nie będzie prądu?) oraz koniecznością zapewnienia funkcjonowania państwa i bezpieczeństwa energetycznego jego kluczowych sektorów. Eliminacja węgla to nie jest gra zero-jedynkowa.

Na wypadek awarii

Jak wspomniano wcześniej, sytuacja gospodarczo-polityczna w Europie spowodowała w 2022 roku znane problemy z dostępnością węgla energetycznego oraz skutkowałą gwałtownym wzrostem kosztów jego zakupu. W ostatnim czasie obserwuje się na rynku gwałtowne zmiany – nie tylko cen paliwa, lecz także uprawnień do emisji CO₂. W tej naturalnej grze rynkowej nie wolno – poprzez odgórną eliminację jakiegos źródła energii i ciepła – pozbywać się atutów, gdyż posiadanie „w odwodzie” alternatywnego medium i dywersyfikacja źródeł energii pozwala oprzeć się

TAB. 1
Zestawienie gęstości energii dla wybranych źródeł

Źródło energii	Energia właściwa, MJ/kg
Fuzja jądrowa (deuter-Hel3)	3,8*10 ⁸
Pluton 238	2,2*10 ⁶
Wodór (700 bar)	142
Metan	55
LNG	54
Diesel	48
Benzyna	46
Tłuszcz (zwierzęcy/roślinny)	37
Etanol	26
Węgiel	30
Metanol	20
Cukry	17
Drewno	16
Baterie litowo-jonowe	2
Baterie alkaliczne	0,5
Superkondensatory	0,01-0,04

w każdym momencie na opcji najkorzystniejszej ekonomicznie, przy jednoczesnym zachowaniu bezpieczeństwa i pewności dostaw oraz ułatwia rozmowy i negocjacje biznesowe przy ewentualnym imporcie energii zza granicy.

Uwzględniając z jednej strony uwarunkowania klimatyczne, a z drugiej niezawodność produkcji oraz inne aspekty gospodarcze, szeroko rozumiany węgiel powinien – z punktu widzenia logiki – stanowić istotny (np. 15-25%) udział w polskim miksie energetycznym. Wymaga tego nie tylko bezpieczeństwo energetyczne w trudnych i niestabilnych czasach, lecz także konieczność zapewnienia surowców dla innych dziedzin gospodarki (budownictwo), stanowiąc również istotny czynnik dla przemysłu maszynowego, transportu, itp. Posiadając pewien – co prawda stary, lecz istniejący i niezawodny – park maszynowy, nie powinniśmy się go bezrefleksyjnie pozbawiać do zera, lecz posiadane zasoby winny być zabezpieczone i zakonserwowane tak, aby możliwe było ich uruchomienie w sytuacjach awaryjnych (vide sytuacja z roku 2022). Takie podejście spowoduje, że będziemy posiadali – praktycznie bezinwestycyjnie – magazyny energii w dużej skali. Działanie takie jest z gruntu racjonalne i – co najważniejsze – tanie, bo te urządzenia, mimo że mniej sprawne, są już zbudowane i stanowić mogą polską polisę ubezpieczeniową i swoisty magazyn energii, aż do momentu ich śmierci technicznej. W tym ujęciu i wobec aktualnej niepewnej sytuacji politycznej na świecie spalanie paliwa stałego w istniejących kotłach (np. z rusztem mechanicznym) stanowi pewny sposób dostaw ciepła systemowego oraz ciepłej wody użytkowej i pary technologicznej do odbiorców, zwłaszcza podczas epizodów niekorzystnych warunków pogodowych. Niestety, rosnące koszty m.in. uprawnień do emisji CO₂ pogarszają warunki funkcjonowania wielu zakładów, zwłaszcza ciepłowni, a wzrost cen ciepła musi być regulowany przez jego odbiorców. Mieć na uwadze również należy, że aktualna sytuacja na świecie ograniczyła wielu ciepłowniom dostępność dobrej jakości i niskosiarkowego węgla, importowanego głównie ze Wschodu, zaburzając istniejące łańcuchy i logistykę dostaw oraz powodując określone i znane w branży trudności z transportem i spalaniem zaszarczonego węgla importowanego praktycznie z całego świata. Podobna sytuacja związana jest z dostępnością biomasy importowanej w postaci peletu, również w przeważającej części zza wschodniej granicy.

Multipaliwowa transformacja

Aby ograniczyć koszty – przede wszystkim produkcji ciepła – konieczne jest tym samym jak najszybsze przystosowanie istniejących kotłów z rusztem mechanicznym, stanowiących gros zasobów polskich ciepłowni i małych elektrociepłowni, do pracy w trybie multipaliwowym ze szczególnym uwzględnieniem możliwości spalania paliwa neutralnego z punktu widzenia emisji CO₂. Takim paliwem może być tania,

Lata	CO ₂ [t/ha]
Rok 1	69
Rok 2	77
Rok 3	73
Rok 4	68
Rok 5	68

TAB. 2
Orientacyjna średnia ilość CO₂ trwale i praktycznie zdeponowana w glebie IV klasy bonitacyjnej w wyniku sekwestracji w niej biowęgla w ilości 3 kg/m² (badania wykonane w okresie 5 lat)

łatwo dostępna biomasa, pozyskiwana z ekonomicznie opłacalnych źródeł, ze szczególnym uwzględnieniem zasobów lokalnych.

Jedną z interesujących opcji w tym zakresie stanowi zastąpienie węgla biowęgłem i jego spalanie w klasycznych kotłach, co w połączeniu z efektywnym wykorzystaniem ciepła ze spalania części lotnych powstałych wskutek termicznego przetwarzania (termolizy) biomasy (np. rolnej lub odpadowej) i produkcji biowęgla, wykorzystaniem ciepła odpadowego i – opcjonalnie – deponowaniem części biowęgla w glebie – stanowi efektywny sposób na osiągnięcie per saldo nawet ujemnych emisji CO₂ (por. tabela 2). W konsekwencji stanowić może on interesującą opcję dla obniżenia kosztów produkcji ciepła.

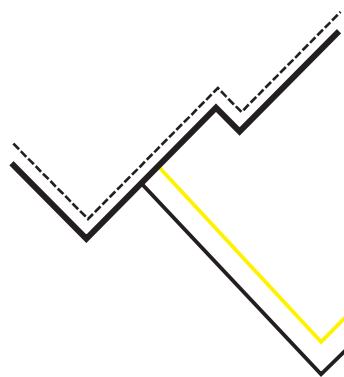


Przystosowanie kotła rusztowego do pracy w trybie multipaliwowym najkorzystniej jest osiągnąć poprzez modyfikację kluczowych elementów układu: paliwo – powietrze – spaliny

Obniżenie kosztów emisji CO₂ można również osiągnąć realizując proces współspalania (w odpowiednich proporcjach) biomasy z węglem. Poza wyraźnym obniżeniem jednostkowej emisji CO₂, technologia ta pozwala też spełnić (wskutek nikłej zawartości siarki w biomasie) wymagania odnośnie emisji SO₂ w spalinach, bez potrzeby (lub przy znaczącym ograniczeniu) stosowania kosztownych sorbentów i innych technologii dla usuwania ładunku siarki ze spalin. W ostatnich latach – także w małych ciepłowniach – realizowano współspalanie biomasy w kotłach rusztowych. Niestety, udział biomasy w takich instalacjach był niewielki, a kotły te borykały i wciąż borykają się z problemami technicznymi podczas eksploatacji, zwłaszcza przy próbie zmian paliwa pelet/zrębka czy ich udziałów oraz podczas zmian rozmiaru lub wilgotności zrębki. W kotłach tych praktycznie nie ma realnej możliwości spalania innych rodzajów biomasy od tej, na które



Connecting District Energy



RURY GIĘTKIE

zgodne z PN-EN 15632
pojedyncze oraz podwójne
z rurą przewodową PEX-a, Cu i stalową

RURY STALOWE Z PŁASZCZEM PEHD

z barierą dyfuzyjną Al lub EVOH
zgodne z PN-EN 253 i PN-EN 15698
pojedyncze oraz podwójne

PROJEKTUJEMY, DORADZAMY

SZKOLIMY, DOSTARCZAMY

KOMPLETNE SYSTEMY RUROWE

dla każdej technologii oferujemy również
zespoły złącz, kształtki, armaturę i akcesoria

POSIADAMY
CERTYFIKAT



KONTAKT

biuro@isoplus.pl
+ 48 32 259 04 10
ul. Żeliwna 43, 40-599 Katowice

SPEŁNIAMY NORMY

PN-EN 253, PN-EN 448, PN-EN 488,
PN-EN 489, PN-EN 13491, PN-EN 14419



PSEW 2024 4-6.06.2024
ŚWINOUJŚCIE

ZAREJESTRUJ SIĘ
na www.konferencjapsew.pl



		Stan bazowy		Zmiana ceny uprawnień		Zmiana ilości biomasy		Zmiana ceny biomasy	
		Węgiel	Współspalanie						
Ilość spalanego węgla	t/d	50	50	50	50	50	50	50	50
Wartość opałowa węgla	MJ/kg	22	22	22	22	22	22	22	22
Sprawność kotła [%]	%	84	84	84	84	84	84	84	84
Cena węgla	zł/GJ	20	20	20	20	20	20	20	20
Cena zakupu uprawnień do emisji CO ₂	€/t	61	61	40	100	61	61	61	61
Ilość wyemitowanego CO ₂	t/d	104	104	104	104	104	104	104	104
Koszt wyemitowanego CO ₂	zł/d	27811	27811	17962	44907	27811	27811	27811	27811
Cena ciepła	zł/GJ	119	119	119	119	119	119	119	119
Udział energetyczny biomasy w mixie	%	0	30	30	30	10	50	30	30
Wartość opałowa biomasy	MJ/kg	-	14	14	14	14	14	14	14
Cena biomasy	zł/GJ	-	25	25	25	25	25	20	40
Ilość wyemitowanego CO ₂ z węgla	t/d	104	73	73	73	94	52	73	73
Koszt wyemitowanego CO ₂ z węgla	zł/d	27811	19467	12574	31435	25030	13905	19467	19467
Zysk z zastosowania współspalania (w porównaniu do 100% węgla)	zł/d	0	6818	3864	11947	2273	11364	8492	1892
Zysk z zastosowania współspalania (w porównaniu do 100% węgla)	zł/m-c	0	204558	115926	358422	68186	340930	254751	56751
Obniżenie emisji CO ₂ dzięki biomase	(t CO ₂)/d	0	31	31	31	10	52	31	31
Obniżenie kosztów emisji CO ₂	zł/d	0	8343	5389	13472	2781	13905	8343	8343

TAB. 3
Porównanie wybranych wskaźników i zysków w efekcie modernizacji kotła rusztowego i realizacji współspalania biomasy

zostały zaprojektowane, albo – w sytuacji braku biomasy – realizacji spalania węgla. W przypadku braku dedykowanej biomasy takie obiekty energetyczne przestają wytwarzać ciepło lub parę. Takie kotły, stanowiące podstawowe jednostki w ciepłowniach, należy możliwie szybko zamienić w jednostki wielopaliwowe, przystosowując do współspalania (w zakresie 0-100%) dostępnej na rynku biomasy. Działanie to pozwoli nie tylko zwiększyć bezpieczeństwo dostaw ciepła, lecz także elastycznie wykorzystać dostępne paliwa, ograniczyć koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ i ułatwić spełnienie wymogów emisyjnych w zakresie SO₂.

Najlepsze rozwiązanie

Doświadczenia praktyczne autorów wskazują, że przystosowanie kotła rusztowego do pracy w trybie multipaliwowym najkorzystniej jest osiągnąć poprzez modyfikację kluczowych elementów układu: paliwo – powietrze – spaliny i realizację warstwowego spalania/współspalania biomasy i węgla. W tej nowej odmianie technologii współspalania kluczowy jest dedykowany układ mechaniczny do wprowadzania paliwa tak, aby zapewnić efektywne suszenie, nagrzewanie, zapłon i spalanie obu paliw. Wydzielające się podczas nagrzewania z biomasy części lotne i karbonizat spalają się stabilizując spalanie węgla i zwiększając stopień jego wypalenia. Wskutek odpowiedniej konfiguracji zna-

cząco ograniczony jest także unos najdrobniejszych ziaren do przestrzeni komory paleniskowej kotła, w efekcie czego praktycznie nie występuje ryzyko przepalenia filtrów workowych. Idea ta pozwala na realne płynne przechodzenie z procesu spalania węgla do współspalania paliw w różnych udziałach, zależnych od wilgotności oraz formy i stopnia rozdrobnienia biomasy, a także aktualnej wydajności i stanu technicznego kotła. W przypadku suchej i drobnej zrębki udział energetyczny biomasy w spalonym mixie paliwowym może wynosić nawet 40%, podczas gdy dla zrębki obciążonej większą zawartością wilgoci oraz o nieco większych rozmiarach udział ten może być rzędu ok. 25%. Należy pamiętać, że poprzez zaniżanie mocy kotła możliwe jest łatwe zwiększenie udziału energetycznego biomasy, a dotychczasowe doświadczenia na obiektach wskazują, że proponowana technologia jest prosta i nie ingeruje w układ ciśnieniowy oraz układ nawęglania, a także nie zwiększa zawartości części palnych i nie wpływa negatywnie na stan powierzchni ogrzewalnych.

Czas realizacji średniej inwestycji w warunkach polskich to nie więcej niż 6 tygodni, koszty nie przekraczają 5-8% ceny nowego dedykowanego kotła, zaś czas zwrotu nakładów (zależny od mocy i czasu pracy kotła w ciągu roku) jest rzędu 6-12 miesięcy. Jednocześnie podkreślić należy, że prace w tym zakresie mogą

MULTIPALIWOWE I POLIGENERACYJNE

Aby ograniczyć koszty – przede wszystkim produkcji ciepła – konieczne jest jak najszybsze przystosowanie istniejących kotłów z rusztem mechanicznym do pracy w trybie multipaliwowym, ze szczególnym uwzględnieniem możliwości spalania paliwa neutralnego z punktu widzenia emisji CO₂. Takim paliwem może być tania, łatwo dostępna biomasa, pozyskiwana z ekonomicznie opłacalnych źródeł, ze szczególnym uwzględnieniem zasobów lokalnych



Fot. 123rf

wykonywać rodzime firmy, a przedstawione rozwiązanie wpływa korzystnie na obniżenie jednostkowej emisji CO₂ oraz w konsekwencji na poprawę efektu ekonomicznego produkcji ciepła.

Kilka przykładowych wskaźników porównawczych zestawiono w tabeli 3. Uwagę zwraca istotny wpływ ceny uprawnień do emisji CO₂ na wyniki finansowe inwestycji – im wyższe ceny dwutlenku węgla, tym krótszy czas zwrotu. W obliczeniach przyjęto max. 100 euro/t, lecz nie należy wykluczyć wzrostu tej wartości. Przy aktualnych cenach realizacja współspalania około 30% biomasy powinna szacunkowo zwiększyć miesięczne przychody firmy o ponad 200 tys. złotych.

W podsumowaniu kwestii poruszonych w artykule stwierdzić można, że z punktu widzenia wymogów realizacji polityki klimatycznej oraz ekonomii i sytuacji politycznej realne i tanie ograniczenie kosztów emisji CO₂ przez ciepłownie posiadające kotły rusztowe możliwe jest poprzez współspalanie paliw o zerowej emisji dwutlenku węgla. W tym ujęciu należy dążyć do tego, aby jak najszybciej ciepłownie stały się zakładami multipaliwowymi, co pozwoli nie tylko ograniczyć koszty produkcji ciepła, lecz także zaktywizuje lokalną gospodarkę. Nakłady finansowe na takie działania mogą, w przypadku wielu zakładów, zwrócić się w okresie nie dłuższym niż 1 rok (zależnie od aktualnych cen paliwa i uprawnień do emisji CO₂).

Podkreślić należy, że z punktu widzenia bezpieczeństwa i niezawodności produkcji wskazane jest zachowanie istniejącego parku maszynowego, a nie jego likwidacja – tak, aby możliwa była elastyczna

praca istniejących urządzeń w połączeniu ze źródłami odnawialnymi.

Proponowany w niniejszym artykule tryb pracy lokalnych wytwórców ciepła i energii elektrycznej stanowi interesujący sposób nie tylko na ograniczanie kosztów unijnej polityki klimatycznej, lecz także na zapewnienie sposobu praktycznego magazynowania energii poprzez wykorzystanie (przy zachowaniu istniejącego parku maszynowego) biowęgla jako paliwa. Oparcie się (np. przez lokalne ciepłownie) zarówno na biowęglu, jak i na mieszaninie biomasy z węglem, spowoduje nie tylko poprawę ekonomiki pracy wielu firm, lecz także doprowadzi do tego, że zakłady takie spełniać będą mogły dodatkowo funkcję realnych magazynów energii, a możliwość jej zmagazynowania w postaci np. biowęgla pozwoli uniezależnić logistykę i koszty dostawy paliwa od pory roku. Zapewni ponadto funkcjonowanie na rynku realnych magazynów energii w skali akceptowalnej praktycznie, a poprzez mieszanie i magazynowanie biowęgla na placu paliwowym skomponować można paliwo o zakładanej zawartości np. siarki, spełniając jednocześnie wymogi ppoż i ATEX. *Notabene*, postulowane przez wielu skupienie się w zakresie magazynowania energii w dużej skali wyłącznie na procesach elektrochemicznych jest – delikatnie mówiąc – mało realne, zważywszy na gęstość energii (tabela 1) oraz zasoby np. pierwiastków ziem rzadkich. W dalszej perspektywie dążyć należy do tego, aby ciepłownia bądź elektrociepłownia multipaliwowa stała się zakładem poligeneracyjnym, co dodatkowo polepszy efektywność jej funkcjonowania – ale to temat na odrębny artykuł. ■



HKB

boiler solutions

HKB boiler solutions provides tailor-made solutions worldwide for the production of steam and hot water



More than decades, HKB boiler solutions is a reliable partner that works with clients from a wide range of industries



Our projects stand out thanks to their excellent quality and optimum performance



We also supply other equipment which is part of the total boiler installation



Our next generation boilers reduces emissions and improves efficiency



Our location near the water makes transport of larger sized boilers possible

The next generation steamboilers

Visiting address
Ankerkade 6
5928 PL Venlo
The Netherlands

Contact
+31 (0)77 7504000
info@hkbboiler.com
www.hkbboiler.com

Follow us on  

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE A CIEPŁOWNICTWO

Wojciech Sikorski

ekspert z obszaru energetyki

Ciepłownictwo, będące integralną częścią infrastruktury energetycznej, odgrywa niezwykle istotną rolę w zapewnieniu nie tylko komfortu termicznego, ale także w funkcjonowaniu gospodarki i społeczeństwa jako całości. W kontekście narastających wyzwań związanych z ochroną środowiska oraz zwiększającej się zależności od importu surowców energetycznych, zagadnienia związane z bezpieczeństwem energetycznym w kontekście ciepłownictwa stają się coraz bardziej palące.

Dyweryfikacja źródeł paliw jest kluczowym elementem dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, również w odniesieniu do ciepłownictwa. Chodzi w tym wypadku o zwiększenie odporności systemu energetycznego na różnego rodzaju zagrożenia i ryzyka. Wyróżnić można tu kilka podstawowych czynników, które należy w tej materii uwzględnić. Pierwszym z nich jest ograniczenie ryzyka dostaw, które polega na unikaniu zależności od jednego głównego źródła paliwa lub dostawcy,

co minimalizuje zagrożenie zakłóceń w dostawach energii. Zwiększenie elastyczności poprzez posiadanie różnych źródeł paliw pozwala dostosować się do zmiennych warunków rynkowych, technologicznych i środowiskowych, a zmniejszenie wpływu cen umożliwia zrównoważenie kosztów produkcji energii w przypadku gwałtownych zmian cen. Ponadto, dywersyfikacja promuje zrównoważony rozwój poprzez wdrażanie różnorodnych technologii, w tym odnawialnych źródeł energii.

Bezpieczeństwo dostaw surowców

Identyfikacja potencjalnych zagrożeń dla dostaw paliw jest istotna dla zrozumienia ryzyka związanego z zabezpieczeniem dostaw energii. Jednym z podstawowych niebezpieczeństw są ewentualne konflikty polityczne i niestabilność geopolityczna. Uwzględniane są w tym wypadku konflikty zbrojne, wojny, sankcje i embarga. Czynniki te mogą prowadzić do utrudnień w produkcji i eksporcie paliw. Zakłócenia rynkowe, takie jak spekulacje czy ograniczenia wydobycia, mogą powodować gwałtowne zmiany cen paliw. Kwestie transportowe, jak awarie infrastruktury transportowej, wpływają na dostępność surowców energetycznych. Zmiany klimatyczne i ekstremalne zjawiska pogodowe mogą uszkadzać infrastrukturę produkcyjną i transportową oraz oddziaływać na sezonowe wzorce produkcji i dostaw paliw.

W ciągu ostatnich kilku dekad wiele sytuacji kryzysowych wpłynęło na dostawy surowców dla systemów ciepłowniczych na całym świecie. Konflikty geopolityczne między Rosją i Europą Zachodnią w roku 2006, 2009 i 2022 spowodowały poważne problemy z dostawami paliw. Podobnie, katastrofy naturalne (np. huragan Katrina w Stanach Zjednoczonych w 2005 roku) czy awarie (awaria rurociągu naftowego w Kanadzie w 2020 roku) prowadziły do ograniczeń w imporcie paliw. Kryzysy migracyjne, jak ten w Europie w latach 2015-2016, problemy gospodarcze, np. kryzys finansowy w Grecji (2010-2015) czy kryzys wenezuelski w 2019 roku, także wywarły wpływ na stabilność dostaw energii. Warto wspomnieć i o katastrofach ekologicznych, jak ta w Zatoce Meksykańskiej w 2010 roku, czy globalnych zdarzeniach, np. pandemii COVID-19 w 2020 roku – każde prowadziło do zakłóceń w dostawach surowców. Wszystkie te sytuacje podkreślają znaczenie elastyczności i zróżnicowania źródeł energii oraz sposobu ich transportu, aby ograniczyć skutki potencjalnych zakłóceń w dostawach paliw dla systemów ciepłowniczych.

Strategie minimalizowania ryzyka

Kraje i pojedyncze przedsiębiorstwa podejmują szereg zabiegów w celu minimalizowania ryzyka przerw w dostawach paliw. Dywersyfikacja źródeł energii jest kluczową strategią, w której wykorzystuje się różnorodne źródła surowców energetycznych. Wynika to z konieczności redukcji zależności od jednego

z ich rodzajów. Rozwój infrastruktury alternatywnych źródeł oraz dywersyfikacja dostawców pomagają zwiększyć elastyczność systemów energetycznych i zmniejszyć ryzyko związane z pojedynczymi dostawami. Kolejną z ważnych kwestii są inwestycje w pozyskiwanie własnych zasobów paliw, co przyczynia się do ograniczenia zależności od importu. Istotne jest również stworzenie solidnej infrastruktury oraz monitorowanie ryzyka czy współpraca międzynarodowa. Elementy te stanowią ważne składniki strategii zapewnienia stabilności dostaw paliw w przypadku ewentualnych kryzysów. Pomagają krajom i przedsiębiorstwom minimalizować skutki przerw w dostawach paliw oraz utrzymać stabilność systemów ciepłowniczych.



Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, systemów kogeneracji, inteligentnych sieci dystrybucyjnych, technologii magazynowania energii czy monitoringu i zarządzania pozwala na efektywne dostosowanie się ciepłownictwa do nowych warunków

Rola umów długoterminowych, różnorodności źródeł i współpracy międzynarodowej

Umowy długoterminowe stanowią kluczowy mechanizm zapewniający stabilność i pewność dostaw paliw, co przekłada się na przewidywalność cen i ograniczenie ryzyka skokowych ich wzrostów dla odbiorców. Dodatkowo, zawierają one klauzule dotyczące minimalnej liczby dostaw, a to zabezpiecza potrzeby energetyczne nawet w przypadku zakłóceń na rynku. Różnorodność źródeł paliw jest istotna dla elastyczności systemu energetycznego, zmniejszając zależność od jednego ich rodzaju i umożliwiając łatwiejsze dostosowanie się do zakłóceń czy awarii poprzez przejście na alternatywne źródła. Współpraca międzynarodowa odgrywa kluczową rolę w identyfikacji zagrożeń oraz tworzeniu strategii zarządzania ryzykiem, co przyczynia się do bezpieczeństwa energetycznego i stabilności geopolitycznej, redukując wpływ polityczny na rynek energetyczny.

Modernizacja infrastruktury

Infrastruktura ciepłownicza musi radzić sobie z wyzwaniami związanymi zarówno ze stanem technicznym, jak i stabilnością dostaw surowców oraz zagrożeniami zewnętrznymi. Istniejące instalacje często opierają się na przestarzałych technologiach, co podnosi ryzyko awarii i obniża efektywność energetyczną. Konieczna jest zatem ciągła modernizacja,

zwłaszcza w kontekście zwiększających się oczekiwań dotyczących odporności na awarie. Ważne jest także zapewnienie bezpieczeństwa infrastruktury przed zagrożeniami zewnętrznymi, takimi jak cyberataki, poprzez inwestycje w zabezpieczenia technologiczne i procedury bezpieczeństwa. Kluczowe jest również posiadanie planów awaryjnych i procedur zarządzania kryzysowego, które umożliwią skuteczną reakcję na ewentualne zakłócenia w dostawach lub awarie.

Polityka energetyczna a bezpieczeństwo

Skuteczne formułowanie polityki energetycznej stanowi kluczowy element w zapewnieniu ciągłości dostaw energii cieplnej oraz minimalizacji ryzyka dla infrastruktury ciepłowniczej. Przedstawione poniżej czynniki stanowią fundamentalny krok w budowaniu odpornego i zrównoważonego sektora ciepłowniczego:

- wspomniana już dywersyfikacja źródeł paliw dla mniejszej podatności na wahania cen i zakłócenia w dostawach,
- rozwój odnawialnych źródeł energii dla zmniejszenia zależności od paliw kopalnych i redukcji emisji gazów,
- wsparcie infrastruktury ciepłowniczej dla lepszej niezawodności i efektywności systemów,
- działania zapewniające bezpieczeństwo dostaw paliw poprzez różnorodność dostawców i współpracę międzynarodową,
- stabilność regulacji dla uniknięcia opóźnień inwestycyjnych,
- promowanie efektywności energetycznej dla ograniczenia importu paliw i obniżenia kosztów,
- wprowadzanie polityki redukującej emisję gazów cieplarnianych, co może zmienić strukturę sektora ciepłowniczego.

Te aspekty stanowią fundament stabilnego i bezpiecznego sektora ciepłowniczego.

Rola regulacji, wsparcia rządowego i strategii długoterminowych

Wymienione kwestie, w przypadku zapewniania bezpieczeństwa dostaw ciepła, są kluczowe dla stabilności sektora ciepłowniczego. Regulacje dotyczące bezpieczeństwa i niezawodności infrastruktury ciepłowniczej ustalają standardy techniczne, procedury bezpieczeństwa oraz wymogi konserwacji, minimalizując ryzyko awarii i przerw w dostawach. Wsparcie finansowe ze strony rządu, w postaci dotacji, ulg podatkowych czy preferencyjnych kredytów, może stymulować inwestycje w modernizację infrastruktury, efektywność energetyczną oraz rozwój odnawialnych źródeł energii. Stworzenie długoterminowych strategii energetycznych umożliwia spójne planowanie rozwoju sektora, uwzględniając cele klimatyczne i potrzeby bezpieczeństwa energetycznego, a stabilne ramy prawne i polityczne sprzyjają zaufaniu inwestorów i operatorów. Monitoring skuteczności

działań pozwala na dostosowanie strategii i regulacji do zmieniających się warunków, zapewniając ciągłość i efektywność działań.

Wpływ zmian klimatycznych na bezpieczeństwo energetyczne

Zmiany klimatyczne mają istotny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne sektora ciepłowniczego w wielu aspektach. Po pierwsze, wzrastająca zmienność warunków pogodowych wymaga większej elastyczności systemów ciepłowniczych, aby dostosować się do zmieniającego się zapotrzebowania na energię cieplną. Po drugie, zmiany te mogą wpływać na dostępność i jakość surowców energetycznych, takich jak węgiel, gaz ziemny czy biomasa, co może prowadzić do zakłóceń w dostawach i wzrostu kosztów paliw. Ryzyko ekstremalnych zdarzeń pogodowych (powodzie czy huragany) zwiększa zagrożenie dla infrastruktury ciepłowniczej, wymagając dodatkowych inwestycji w jej odporność. Ponadto, zmiany klimatyczne mogą spowodować dodatkowe regulacje i nowe aspekty w polityce energetycznej, które mają na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych oraz promowanie odnawialnych źródeł, co może wymagać dostosowania się sektora ciepłowniczego do nowych wymagań dotyczących efektywności energetycznej i emisji.

Nowe technologie w sektorze ciepłowniczym

Nowe technologie odgrywają kluczową rolę w adaptacji sektora ciepłowniczego do zmian klimatycznych poprzez zwiększenie efektywności, elastyczności infrastruktury oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych. Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, systemów kogeneracji, inteligentnych sieci dystrybucyjnych, technologii magazynowania energii czy monitoringu i zarządzania pozwala na efektywne dostosowanie się do nowych warunków. Dodatkowo, innowacyjne rozwiązania redukcji emisji pomagają ograniczyć wpływ sektora ciepłowniczego na zmiany klimatyczne. Te technologie wspierają adaptację ciepłownictwa, przyczyniając się do zwiększenia jego stabilności i efektywności.

Bezpieczne i ciągłe dostawy energii są fundamentem nie tylko dla funkcjonowania gospodarki, ale również dla codziennego życia obywateli. Dlatego też konieczne jest podejmowanie działań zarówno na poziomie krajowym, jak i międzynarodowym, mających na celu zwiększenie odporności infrastruktury ciepłowniczej na różnorodne zagrożenia. Inwestycje w nowe technologie, dywersyfikacja źródeł energii, współpraca międzynarodowa oraz rozwój infrastruktury są kluczowe dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i stabilności sektora ciepłowniczego w obliczu zmieniających się warunków geopolitycznych czy klimatycznych. Jedynie poprzez wspólne wysiłki i strategiczne podejście można osiągnąć cel utrzymania niezawodnych i bezpiecznych dostaw energii cieplnej dla społeczeństwa. ■



**Instalacje oczyszczania
spalin i gazów**



**Instalacje
odpylania**



**Rusztzy
mechaniczne**



**Systemy transportowe
i przenośniki**



**Wentylatory
przemysłowe**



**Konstrukcje stalowe,
silosy**

ECOSERV to **nowoczesna, innowacyjna firma** dostarczająca rozwiązania z obszaru ochrony środowiska, odnawialnych źródeł energii oraz efektywności energetycznej w przemyśle.

Kompleksowa obsługa rynku energetycznego i ciepłowniczego

- projektowanie i produkcja instalacji odpylania spalin
- projektowanie i produkcja instalacji oczyszczania i odsiarczania spalin
- projektowanie i produkcja rusztów mechanicznych do kotłów wodnych i parowych
- projektowanie i produkcja przenośników zgrzebłowych i taśmowych
- projektowanie i produkcja wentylatorów przemysłowych i osprzętu
- montaż, modernizacje, przeglądy, remonty, serwis





ENERGIA GEOTERMALNA

Perspektywiczne źródło energii odnawialnej

Geotermia Polska Sp. z o.o.

Jakie jest najbardziej perspektywiczne źródło energii odnawialnej? Dyskusje na ten temat trwają od wielu lat, a nasiliły się w warunkach obecnego kryzysu energetycznego, związanego z agresją Rosji na Ukrainę. W kontekście transformacji energetycznej, która obecnie dokonuje się w Polsce, odpowiedzią na zadane pytanie jest geotermia.

Geotermia to wręcz najlepsze odnawialne źródło energii, jakie mamy do dyspozycji. Bardzo stabilne i bezpieczne. W praktyce niewyczerpalne, czyste i bezodpadowe, neutralne dla środowiska i klimatu, niezależne od pór dnia i roku oraz warunków pogodowych, mogące działać 24 godziny na dobę, które na dodatek nie zaburza krajobrazu i architektury.

Geotermia w Polsce

Perspektywiczne zasoby obejmują co najmniej jedną trzecią powierzchni Polski, a może nawet połowę obszaru kraju. Najlepsze warunki do rozwoju instalacji geotermalnych są na Podhalu, ale obiecujące złoża występują na większości obszaru Niżu Polskiego.

Do istniejących w Polsce siedmiu ciepłowni geotermalnych już wkrótce dołączą trzy kolejne, kompletne instalacje zlokalizowane blisko siebie – w Kole, Koninie i Sieradzu. Te inwestycje są już na etapie odbiorów i załatwiania formalnych dokumentów, więc za kilka

miesiący będziemy mieć w naszym kraju 10 czynnych ciepłowni geotermalnych. Niedługo rozpocznie się także budowa następnej – w Turku, gdzie trwają teraz postępowania przetargowe. Bardzo obiecujące prace rozpoznawcze toczą się natomiast w Wągrowcu, Gnieźnie i Łowiczu. Każda z tych inwestycji jest dofinansowywana ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Beneficjentem są gminy, które otrzymują 100% dofinansowania na prowadzenie robót geologicznych.

W 2021 roku 15 gmin uzyskało wsparcie z NFOŚiGW w łącznej kwocie 230 mln złotych, a pod koniec 2023 roku – kolejnych 30 skorzystało z dotacji. W sumie mamy w kraju 45 miejsc, w których potencjalnie mogą powstać instalacje geotermalne.

Najszerze kompetencje w zakresie geotermii

Rolę swoistego motoru napędowego i rozwojowego geotermii wzięła na siebie spółka Geotermia Polska,

utworzona w 2019 roku. Dążymy do tego, aby być firmą, która posiada jak najszersze kompetencje w zakresie rozwoju technologii związanych z geotermią, ale przede wszystkim skupiamy się na kwestiach inwestycyjnych. NFOŚiGW, który w 2021 roku objął udziały w Geotermii Polska i obecnie jest w 99% jej właścicielem, docelowo widzi nas jako inwestora angażującego się w najbardziej perspektywiczne przedsięwzięcia geotermalne. Spółka Geotermia Polska w zakresie budowy ciepłowni, na którą dostaje się z NFOŚiGW maksymalnie 50% dotacji, może na przykład z gminą lub spółką gminną zbudować konsorcjum i uzupełnić kapitał, wspomagając finansowo całą inwestycję. Co bardzo istotne, nie zamierzamy być inwestorem dominującym – chcemy raczej dopełniać niezbędny kapitał, obejmując 20-40% udziałów w przedsięwzięciu i liczyć na zyski z funkcjonującej ciepłowni. A zatem inwestycje kapitałowe to nadrzędny cel działania spółki Geotermia Polska.

Ciepłownia przyszłości

Niezależnie od działań inwestycyjnych, dostrzeżliśmy również potrzebę zbudowania wyspecjalizowanego podmiotu w zakresie doradztwa technicznego dotyczącego geotermii. Zadania te realizujemy w postaci usługi inżyniera kontraktu, na przykład pełniąc nadzór geologiczny czy wiertniczy. Mamy w tym zakresie specjalistów najwyższej klasy. Zarazem odpowiadamy także za pełną dokumentację: od projektu robót geologicznych po studium wykonalności.

Z kolei w 2023 roku uruchomiliśmy dwuletni projekt edukacyjny pod nazwą „Ciepłownia przyszłości – odkryj geotermię”. Kierujemy go przede wszystkim do samorządowców, ale także do przedstawicieli przedsiębiorstw energetyki ciepłej i przedsiębiorców prywatnych, którzy poważnie rozważają wejście w geotermię i wykorzystanie jej w celach

RYS. 2

Zapraszamy ma cztery trzydniowe warsztaty, podczas których przekazujemy praktyczną wiedzę na temat geologii, wiertnictwa, ciepłownictwa, ale i w zakresie prawa czy zasad finansowania inwestycji geotermalnych

ciepłowniczych. Głównym celem jest tu dostarczenie wiedzy i informacji wspomnianym wyżej grupom i środowiskom, ale także wyjaśnienie polskiemu społeczeństwu, na czym polega geotermia, jakie są jej zalety, jakie wiążą się z nią możliwości i wyzwania, na jakim etapie jest rozwój geotermii w naszym kraju, a także jakie są w tej mierze perspektywy. Założyliśmy, że w ramach tego projektu zorganizujemy dwie konferencje – inauguracyjną, która odbyła się już w czerwcu 2023 roku, oraz podsumowującą, jaką planujemy na marzec 2025 roku. Oprócz tego realizujemy cztery trzydniowe warsztaty, podczas których przekazujemy praktyczną wiedzę na temat geologii, wiertnictwa, ciepłownictwa, ale i w zakresie prawa czy zasad finansowania inwestycji geotermalnych, co chyba najbardziej interesuje słuchaczy. Dwie edycje warsztatów mamy już za sobą – pierwszą w listopadzie ubiegłego roku w Żninie, drugą w marcu bieżącego roku w Zakopanem. Na spotkania te zapraszamy najwyższej klasy specjalistów w poszczególnych dziedzinach, aby uczestnicy warsztatów otrzymali najbardziej rzetelną wiedzę.

Wszystkich zainteresowanych zapraszamy do śledzenia strony internetowej odkryjgeotermie.pl, gdzie można znaleźć wszystkie bieżące informacje oraz relacje z minionych wydarzeń. Na naszym kanale na YouTube można obejrzeć pełny zapis konferencji inauguracyjnej projektu „Ciepłownia przyszłości – odkryj geotermię”.

RYS. 1

Projekt edukacyjny „Ciepłownia przyszłości”

Zimno?
Może być gorąco!
Jak?

#OdkryjGeotermię

ODKRYJ
GEOTERMIE

Niniejszy materiał został dofinansowany ze środków NFOŚiGW. Za jego treść odpowiada wyłącznie Geotermia Polska Sp. z o.o. ■



ARMATURA INSTALACYJNA

PRODUCENT KURKÓW KULOWYCH



ul. Gołęzycka 27, 61-357 Poznań,
tel. 61 870 00 11
www.efar.com.pl, biuro@efar.com.pl



Fot. MPEC Kraków

LOKALNE OCIEPLENIE KLIMATU A PRZYSZŁOŚĆ CIEPŁOWNICTWA KRAKOWA

Paweł Jastrzębski
MPEC SA, AGH

Mirosław Wróblewski, Barbara Meus
MPEC SA

Klimat to wzorzec warunków atmosferycznych panujących w danym obszarze geograficznym przez długi czas (najczęściej dziesięć lat lub więcej). Obejmuje różnorodne elementy atmosferyczne, takie jak temperatura, opady, wilgotność, prędkość wiatru i inne. Obserwacje naukowe wskazują, że wzrost średnich temperatur na Ziemi ma miejsce od drugiej połowy XIX wieku.

Jednakże, aby uzyskać kompleksowy obraz globalnego ocieplenia, badacze analizują dane klimatyczne na przestrzeni wielu dekad. Najbardziej wyraźne i szybkie tempo wzrostu temperatur zaobserwowano w ostatnich dziesięcioleciach XX i na początku XXI wieku. W tym okresie emisje gazów cieplarnianych związane z działalnością człowieka

znacząco wzrosły, co przyczyniło się do wzmocnienia efektu cieplarnianego i globalnego ocieplenia.

Jak to wpływa na działalność MPEC Kraków?

Czy lokalne ocieplenie ma wpływ na działalność przedsiębiorstw ciepłowniczych? Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. w Krakowie

dysonuje danymi podawanymi przez instytuty meteorologiczne dla stacji pogodowej Kraków-Balice. Od 1999 roku MPEC S.A. prowadzi też komputerowy rejestr danych pogodowych, wielkości zakupu energii cieplnej w źródłach oraz parametrów pracy sieci ciepłych.

W okresie analizowanych 25 lat (1999-2023) zauważalny jest wzrost średniej temperatury okresów grzewczych o ok. 1,6°C. Z kolei analiza minimalnych i maksymalnych temperatur średniodobowych w powyższym okresie także wskazuje na wzrost tych wartości.

Z wykresu na rys. 1 wynika, że w analizowanym okresie tylko w czterech latach (2006, 2010, 2012 i 2017) wystąpiły doby o średniej temperaturze mniejszej bądź równej -18°C.

Z kolei analizując długości trwania okresów grzewczych w poszczególnych latach, można za-

uważyć, że ulegają one wydłużeniu, co przedstawia wykres na rys. 2.

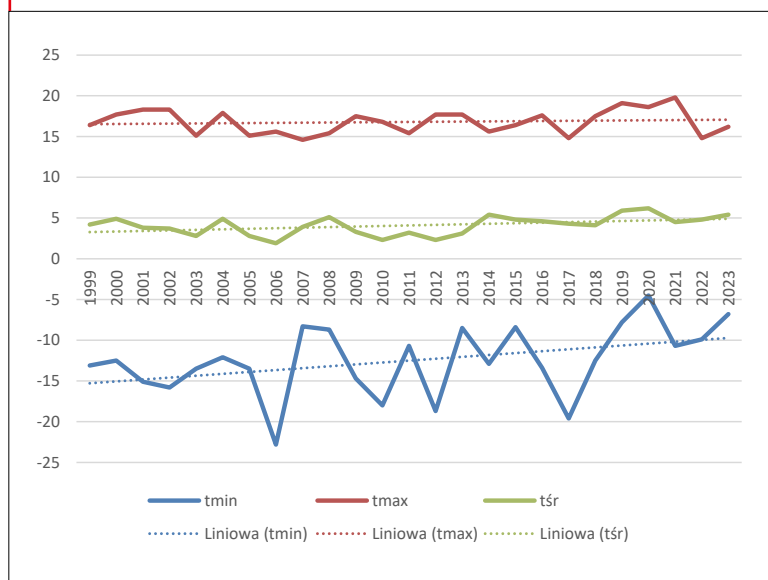
Niestety zwiększająca się długość okresów grzewczych nie rekompensuje zmian klimatycznych, powodując zmniejszenie ich „jakości”, co można przedstawić za pomocą współczynnika wykorzystania mocy F_{xo} , obliczanego jako iloraz strat ciepła obiektów w danej temperaturze powietrza zewnętrznego do strat ciepła w warunkach obliczeniowych (dla Krakowa -20°C). Jak widać na wykresie (rys. 3) linia trendu ulega systematycznemu obniżeniu, wskazując na obniżenie współczynnika F_{xo} . Podobnie zachowuje się inny współczynnik – tzw. stopniodni.

Rzeczywiste wielkości zakupu energii cieplnej

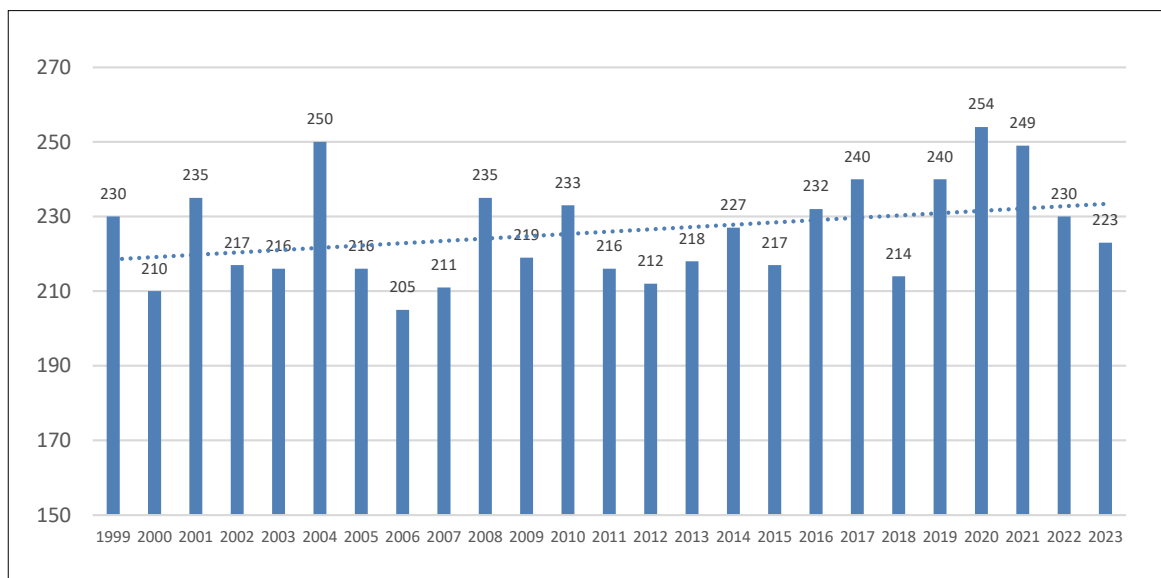
MPEC S.A. w Krakowie od 1999 roku prowadzi także komputerowy rejestr parametrów pracy sieci ciepłych. W szczególności gromadzone są dane o rzeczywistych wielkościach zakupu energii cieplnej w poszczególnych źródłach ciepła zasilających system krakowski. Ponadto, dzięki posiadanym przez MPEC S.A. informacjom o długościach i jakościach sezonów grzewczych, można przeprowadzić analizę wielkości zakupu energii cieplnej z uwzględnieniem rozwoju rynku ciepła, termomodernizacji obiektów przyłączonych do sieci ciepłej oraz zjawiska lokalnego ocieplenia klimatu. Energia cieplna wykorzystywana na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej w niewielkim stopniu podlega wpływom zmian warunków atmosferycznych. Zakup energii praktycznie wyłącznie na cele ciepłej wody użytkowej (cwu) występuje w krakowskim systemie ciepłowniczym w miesiącach letnich i na ich podstawie została oszacowana ilość zakupionej energii na ten cel w okresie całego roku.

Energia zakupiona dla przygotowania cwu, z powodu jej „niezależności” od pogody, może być wyznacznikiem rozwoju rynku ciepłowniczego w sys-

RYS. 1
Średniodobowe temperatury minimalne i maksymalne oraz średnioroczne dla poszczególnych lat



RYS. 2
Liczba dni grzewczych w latach 1999-2023



INTEGRATOR SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH:

- | Wykorzystanie biomasy w energetyce i przemyśle
- | Instalacje kogeneracyjne oraz ciepłownie
- | Przystosowanie kotłów węglowych do spalania biomasy
- | Rozwiązania w zakresie zwiększenia efektywności energetycznej
- | Projekty redukcji emisji
- | EA-SAS Boiler Digital Twin

„Energy ON” jest oficjalnym dostawcą sprzętu „AXIS Tech”. „Energy ON” wykonuje prace inżynierskie, uruchomieniowe i dostrajające oraz prace gwarancyjne.

energy-on.lt

AXIS Tech

TWÓRCA TECHNOLOGII ENERGETYCZNYCH NA BIOMASĘ:

- | Ponad 30 lat doświadczenia w branży energetycznej
- | Ponad 100 działających kotłowni do podgrzewania wody
- | Ponad 10 działających instalacji kogeneracyjnych



Pomiar O₂ – analizatory serii OXY

Analizatory i systemy pomiaru PYŁU

Pomiary procesowe CO, CO₂, SO₂, NO_x, NH₃

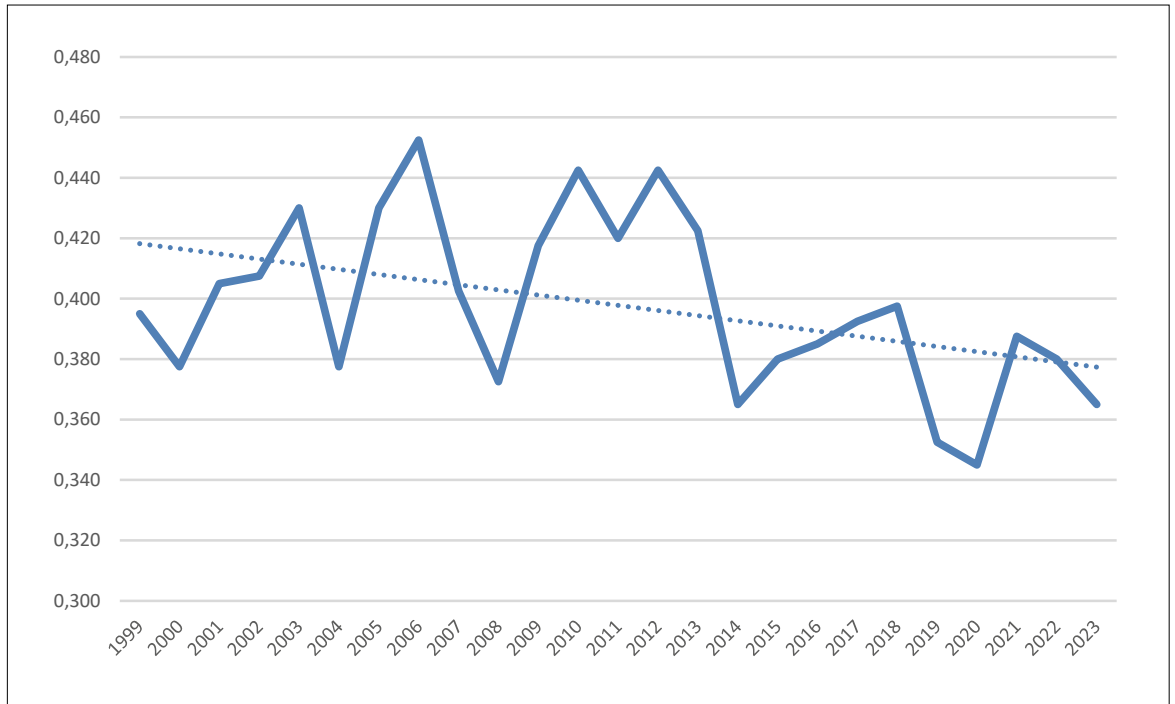
Systemy monitoringu emisji spalin (CEMS),
CO, CO₂, NO_x, SO₂, NH₃, HF, HCl, TOC, Hg
zgodnie z normą PN-EN14181

System komputerowy do rejestracji,
archiwizacji, raportowania
Analytics QAL CEM Report
spełniający wymagania PN-EN14181, w tym automatyczne procedury QAL3

Pomiary
temperatury, ciśnienia, przepływu, H₂O



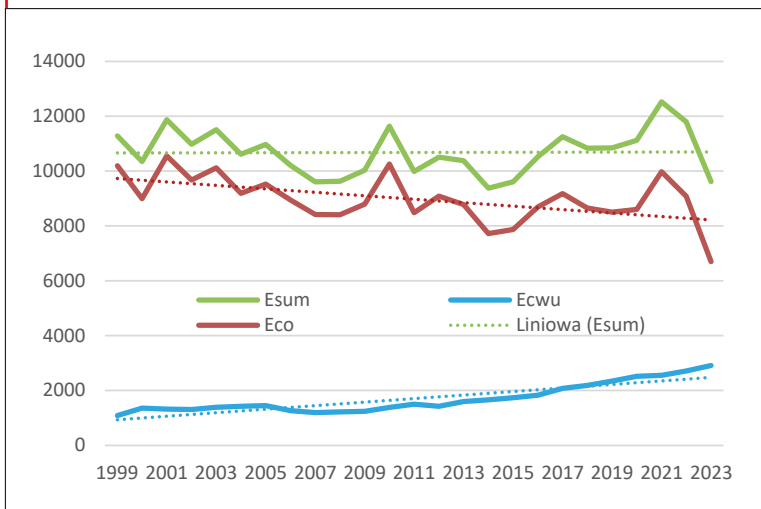
RYS. 3
Współczynnik wykorzystania mocy Fxo



temie. W analizowanym okresie praktycznie każdy podłączany budynek mieszkalny był i jest wyposażony w instalację cwu. Zakup energii cieplnej na cele cwu w poszczególnych latach przedstawia linia niebieska wykresu na rys. 4. Wynika z niego, że podlega on systematycznemu wzrostowi, co świadczy o rozwoju rynku (przyłączanych nowych obiektach). Natomiast ilość energii wykorzystywanej na cele grzewcze jest odwrotnie proporcjonalna do wartości temperatury powietrza zewnętrznego. Wielkość zakupu energii na ten cel przedstawia linia czerwona wykresu.

Nawet z pobieżnej analizy tego wykresu wynika, że z powodu poprawy izolacji termicznej budynków oraz systematycznego ocieplania lokalnego klimatu aglomeracji krakowskiej następuje zmniejszenie wykorzystania energii na cele grzewcze.

RYS. 4
Zakup energii w latach 1999-2023 [TJ]



Na wykresie (rys. 4) przedstawiono sumaryczną wielkość zakupu energii cieplnej na cele centralnego ogrzewania i cwu. Linia trendu przebiega tu praktycznie poziomo, co świadczy, że na razie jeszcze rozwój rynku i wynikająca z niego większa konsumpcja energii przez odbiorców kompensuje zjawisko ocieplenia klimatu, działania termorenowacyjne budynków istniejących oraz coraz mniejszą energochłonność nowych budynków. Trudno jednak określić, czy ten stan/trend utrzyma się w długim okresie.

Obniżanie temperatury zasilania

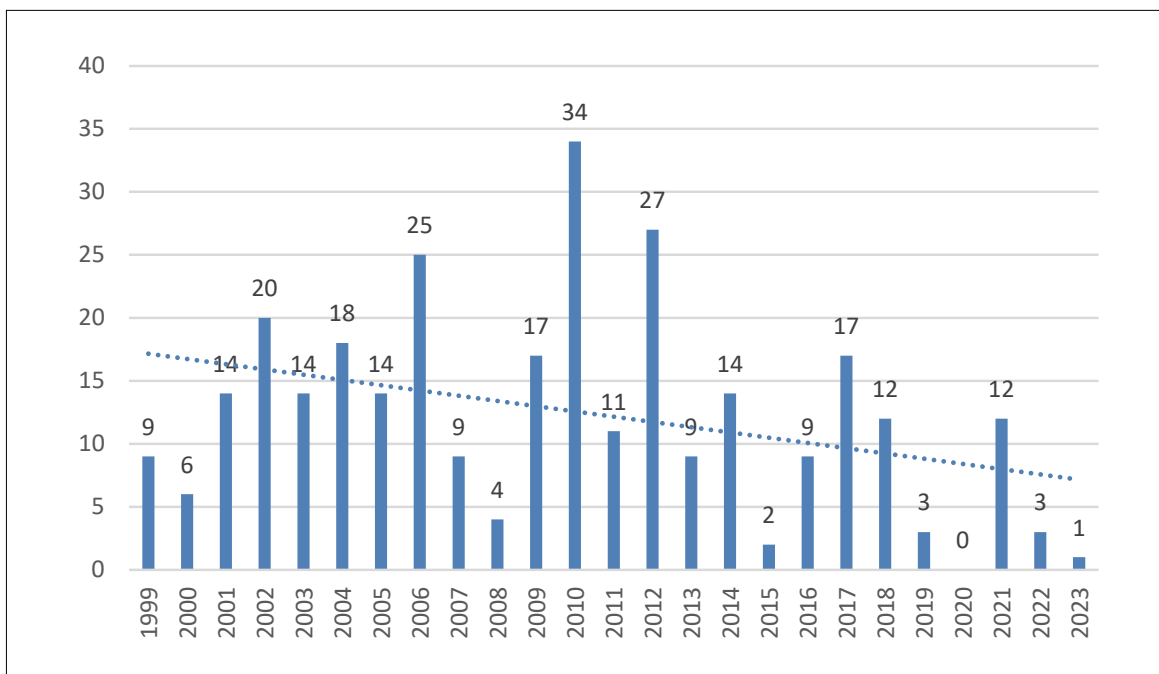
Krakowski system ciepłowniczy, podobnie jak większość polskich systemów, projektowany był przy założeniu, że temperatura na zasilaniu w tzw. warunkach obliczeniowych wynosić będzie 150°C. Wprowadzenie technologii rur preizolowanych do budowy sieci ciepłych spowodowało konieczność obniżenia temperatury zasilania czynnika grzewczego. W Krakowie na przełomie lat 2005-2006 obniżono temperaturę zasilania systemu z 150°C do 135°C.

Docieplanie budynków, wymiana węzłów ciepłych i zmiany klimatyczne sprawiają, że uzasadnione będzie dalsze obniżanie temperatury zasilania. Coraz więcej sieci w Polsce (w tym sieć krakowska) w praktyce pracuje często na rzeczywistych parametrach zasilania poniżej 100°C.

Analizując wykres na rys. 5, można przyjąć, że w ślad za systematycznym ociepleniem lokalnego klimatu w aglomeracji krakowskiej następuje systematyczne zmniejszenie liczby dni o wymaganej temperaturze zasilania powyżej 100°C.

Krakowski system ciepłowniczy niestety zbliża się do kresu swoich hydraulicznych możliwości.

RYS. 5
Liczba dni Liczba
dni z temperaturą
zasilania (średnią
w dobie)
 $T_z > 100^\circ\text{C}$
($F_{xo} > 0,65$)



Przeprowadzone szacunkowe analizy pokazują, że obecnie możliwe jest jeszcze obniżenie parametrów zasilających sieci ciepłownicze ze 135°C do 130°C . Jednak dalsze obniżanie temperatury zasilania wiązać się będzie ze zwiększeniem natężenia przepływu czynnika grzewczego w sieciach ciepłowniczych, proporcjonalnym do obniżenia parametrów temperaturowych sieci.

Warunkiem wdrożenia sieci ciepłowniczych zasilanych czynnikiem o temperaturze poniżej 130°C (w efekcie nawet poniżej 100°C , co pozwoli na osiągnięcie przez krakowski system ciepłowniczy statusu systemu V generacji), są:

1. obniżenie zapotrzebowania na ciepło obiektów zasilanych z sieci ciepłowniczej wraz z dostosowaniem instalacji wewnętrznych do pracy w niższych reżimach temperaturowych oraz z przeregulowaniem lub zmianą węzłów ciepłowniczych,
2. docelowa transformacja systemu ze scentralizowanego sposobu zasilania na rozproszony,
3. tworzenie enklaw zasilanych z niskotemperaturowych źródeł OZE pracujących w podstawie z przejściowym zasilaniem z m.s.c. w szczytach zapotrzebowania na ciepło.

Wraz z realizacją powyższych działań będzie możliwe systematyczne obniżanie parametrów sieci ciepłowniczych.

Poprawa efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego może zostać osiągnięta przede wszystkim przez obniżenie strat ciepła w systemie przesyłania, co uzyskuje się przez wymianę sieci tradycyjnych na preizolowane (w krakowskim systemie sieci preizolowane to ponad 80%), ale także może być wynikiem obniżenia temperatury wody w sieci ciepłowniczej. Sposób zasilania systemu krakowskiego

w oparciu o system rozdzielczo-pierścieniowym zasilany z trzech źródeł ciepła prowadzi do tego, że w rurociągach magistralnych w pobliżu źródeł kumuluje się przepływ wynikający z dostarczania ciepła do dużych obszarów miasta.

Zmiany w funkcjonowaniu instalacji odbiorczych

Konsekwencją realizacji celów dyrektywy EED będzie systematyczne obniżanie zapotrzebowania na ciepło przez odbiorców MPEC S.A. Obecnie budowane są obiekty o coraz niższym zapotrzebowaniu, a standardy te będą ulegały systematycznemu wzrostowi, któremu towarzyszyć będzie zaostrenie przepisów. Niezwykle zatem istotnym jest, by działania termorenowacyjne (czy termomodernizacyjne) nie polegały jedynie na „oklejeniu budynku kolejną warstwą styropianu”, lecz by wiązały się ze zmianami w funkcjonowaniu instalacji odbiorczych. Należy dopilnować, żeby działania te prowadziły także do obniżenia parametrów temperaturowych instalacji grzewczych. Jest to warunek konieczny (ale nie *sine qua non*) do wprowadzenia obniżenia parametrów temperaturowych sieci ciepłowniczych.

Jednym ze sposobów ograniczenia skutków zjawiska zwiększenia przepływu w systemie, spowodowanego obniżeniem temperatury zasilania czynnika grzewczego, jest systematyczne decentralizowanie dostaw energii ciepłowniczej. Początkowo mogą to być tzw. szczytowe źródła ciepła budowane na tzw. końcówkach, czyli w obszarach o niewystarczającym ciśnieniu dyspozycyjnym. Obecnie w pierwszej kolejności należy myśleć o terenach zasilanych z elektrociepłowni w Łęgu, a położonych w rejonach np.:

- Prądnik Biały – Górka Narodowa,

isoTex

Materace Izolacyjne



25 lat doświadczenia w produkcji izolacji termicznych



www.isotex-poland.com

Komorów 9a, Syców | info@isotex-poland.com | +48 606 292 560

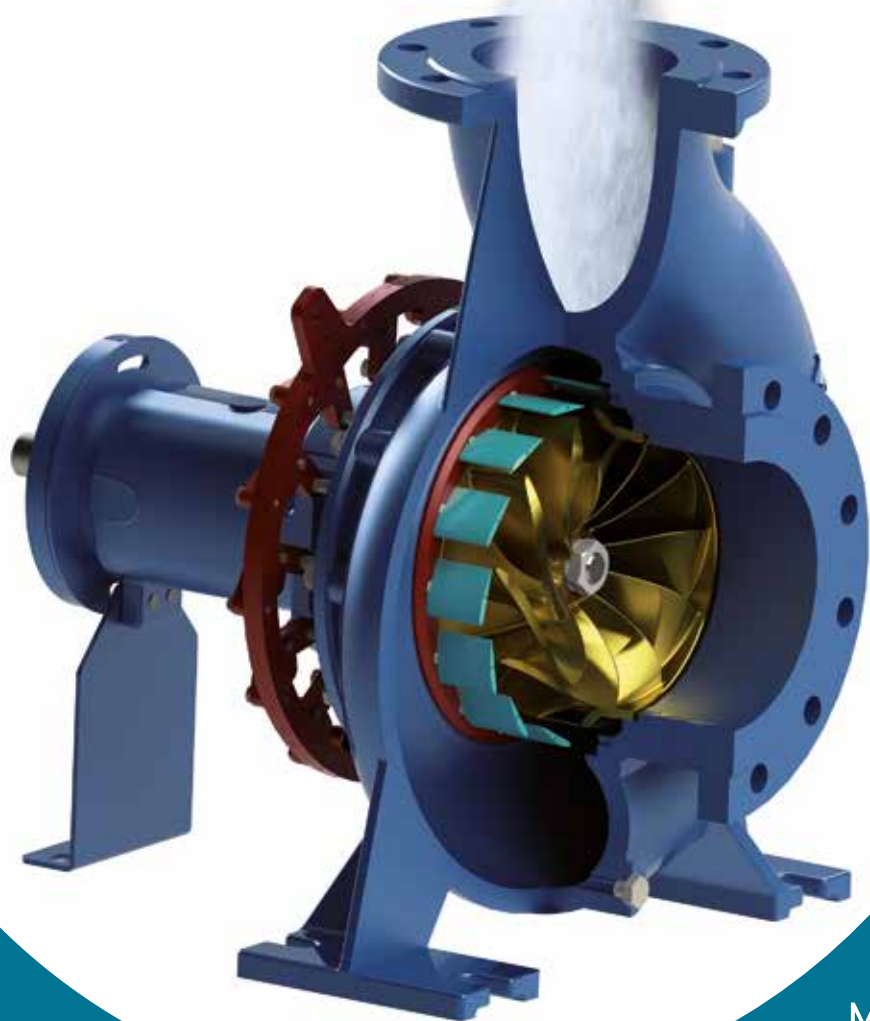


1862

HYDRO-VACUUM[®] S.A.

THV - miniturbiny do rekuperacji energii

Miniturbiny budowane z wykorzystaniem elementów seryjnie produkowanych pomp stanowią dobrą alternatywę kosztową w porównaniu do indywidualnie projektowanych i wytwarzanych turbin wodnych. Mogą one być wykorzystywane do odzysku energii traconej w układach pompowych oraz zagospodarowania cieków wodnych o niskim potencjale. Zastosowanie specjalnie opracowanych układów turbinowych zapewnia wysoką sprawność produkcji energii oraz umożliwia pracę w szerokim zakresie przepływu. Dostępność maszyn w szerokiej gamie materiałów i na wysokie temperatury czynnika umożliwia ich stosowanie również w układach technologicznych instalacji przemysłowych.



Parametry

Spad: od 10 do 100 m

Przełyk: od 200 do 1000 m³/h

Moc: od 3 do 110 kW

Temperatura: do 140 °C

**CE****PRODUKT
POLSKI**www.hv.pl

- Bronowice – rejon zasilania d. kotłowni przy ul. Lindego,
- Bieżanów Południe,
- Bieżanów Północ.

Docelowo należy rozważyć połączenie decentralizacji dostaw ciepła z powstawaniem enklaw niskotemperaturowych.

Enklawy z niższymi temperaturami

Systematyczne zmniejszenie liczby dni, w których należy prowadzić system z temperaturą zasilania powyżej 100°C, pozwala na wydzielenie enklaw, w których możliwe będzie obniżenie parametrów temperaturowych zasilania obiektów w ciepło. Wydzielając taką enklawę należy precyzyjnie określić:

- istniejące zapotrzebowanie obiektów na ciepło,
- szacowane zapotrzebowanie po przeprowadzeniu termorenowacji,
- możliwości rozwojowe obszaru.

Uwzględniając powyższe należy dobrać wielkość źródła OZE. Zalecane jest zastosowanie źródła o konstrukcji modułowej umożliwiającej jego ewentualną rozbudowę.

Oczywiste, że w początkowym okresie źródło to będzie niewystarczające dla zapewnienia potrzeb ciepłych wydzielonego obszaru zasilania, dlatego też należy przewidzieć możliwość jego pracy w podstawie, a niedobory ciepła powinny zostać pokryte z sieci ciepłej funkcjonującej początkowo na parametrach aktualnie stosowanych. W miarę powstawania podobnych enklaw oraz uwzględniając zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło w wyniku termorenowacji, stopniowo będzie możliwe osiągnięcie coraz niższych temperatur zasilania w sieci ciepłej, do wielkości podobnej do wytwarzanej w lokalnych źródłach OZE.

O ile zasilanie w ciepło enklawy niskotemperaturowej stworzonej od podstaw, czyli od wybudowania lub dostosowania instalacji grzewczych wszystkich istniejących budynków do pracy w reżimie niskich temperatur zasilania do 50°C, nie stanowi problemu technicznego, o tyle wydzielenie enklaw z budynkami, w których instalacje zasilane są czynnikiem o temperaturze 70°C lub 80°C, to już pewne wyzwanie. W związku z tym zakłada się współpracę enklawy z siecią ciepłą. Pompa ciepła (lub ich zespół) będzie zasilana w ciepło budynki, pracując w podstawie. Szczyty zapotrzebowania na ciepło będą pokrywane z miejskiej sieci ciepłej. Instalacje wewnętrzne w takich budynkach mogą być zasilane w sposób bezpośredni z układem mieszania pompowego w celu doregulowania temperatury zasilania w budynku. Ciepła woda użytkowa będzie wytwarzana za pośrednictwem wymienników ciepła.

W takich enklawach zakłada się maksymalne wykorzystanie istniejącego układu sieciowego, jednak z uwagi na obniżenie temperatur panujących

w sieciach konieczne będą korekty w wymiarowaniu sieci. Zaleca się, by wszystkie budynki, a zwłaszcza wyposażone w instalację 80/60°C, były poddane termorenowacji (nieuniknione w świetle nadchodzących nowych wymogów), koniecznie wraz z przeregulowaniem i obniżeniem parametrów zasilających instalację.

W enklawach, w których wszystkie budynki będą wyposażone w instalacje grzejne niskotemperaturowe, możliwa będzie praca (zasilanie enklawy) bez udziału sieci ciepłej, jednak połączenie układu pompy ciepła z systemem ciepłowniczym pozwoliłoby w przyszłości na przesyłanie nadmiaru ciepła wytworzonego przez pompę do sieci ciepłej oraz na pobieraniu ciepła z tej sieci w przypadkach awaryjnych lub przy pracy w szczytowym zapotrzebowaniu na energię ciepłą.

Bilansowanie podaży i rozbioru energii

Masowe stosowanie w systemie elektroenergetycznym tzw. „pogodozależnych” źródeł OZE, czyli np. instalacji fotowoltaicznych oraz turbin wiatrowych, będzie powodowało nierównomierności w podaży energii elektrycznej, co w konsekwencji może doprowadzić do zmian częstotliwości prądu i wahań napięcia. Konieczne będzie zastosowanie instalacji stabilizujących bilansowanie podaży oraz rozbioru energii elektrycznej. Takimi instalacjami mogą być elektrownie o zdolnościach do głębokiej i szybkiej regulacji dostawy energii (uzupełnianie niedoborów energii w systemie), ale także możliwość jej odbioru (w okresach z nadmiarem energii elektrycznej w systemie) przez agregaty do elektrolitycznej produkcji zielonego wodoru i/lub odbiorniki grzewcze (kotły elektrodowe zwane także kotłami jonowymi) połączone z magazynami energii ciepłej (zasobniki wody gorącej). Rozwiązanie takie jest stosowane w Danii.

Interesującą technologią akumulacji energii są magazyny bazujące na procesie skraplania i rozprężania CO₂. Taki obiekt, o mocy 2,5 MW i pojemności 4 MWh, został uruchomiony w czerwcu 2022 roku na Sardinii. Technologię opracował Energy Dome, włoski start-up z siedzibą w Mediolanie, założony w 2019 roku. Magazyn jest podłączony do włoskiego systemu energetycznego, może pobierać energię z sieci i ją oddawać. W naszych warunkach mógłby współpracować siecią elektroenergetyczną, odbierając energię w szczytach produkcji instalacji OZE (kiedy energia będzie najtańsza) i oddając ją dla potrzeb grzewczych, zasilając pompy ciepła w okresach, gdy energia będzie droga (szczyty rozbioru). Włosi planują w 2024 roku uruchomienie magazynu o mocy 20 MW i pojemności 200 MWh. Technologia opiera się na zamkniętej transformacji termodynamicznej, która poprzez stosowanie zmian stanów skupienia CO₂ pomiędzy jego fazą gazową i ciekłą umożliwia wydajne i ekonomiczne magazynowanie energii (sprawność ok. 75% przy mocy zainstalowanej 20MW). Jak udowadnia firma, CO₂ jest

idealny do ekonomicznego magazynowania energii w zamkniętym procesie termodynamicznym, ponieważ to jeden z niewielu gazów, które można skraplać i przechowywać jako ciecz pod ciśnieniem w temperaturze otoczenia (patrz gaśnice śniegowe). Pozwala to na magazynowanie energii o wysokiej gęstości bez konieczności przebywania w ekstremalnych temperaturach kriogenicznych. Zdaniem autorów, przyszłość zasilania w energię enklaw niskotemperaturowych leży w stosowaniu nie jednego źródła ciepła, lecz kilku źródeł połączonych koniecznie z akumulatorem ciepła, z możliwością zmiany sposobu zasilania w zależności od aktualnych wahań cen nośników energii. Obniżenie parametrów sieci ciepłych do wielkości umożliwiającej ich bezpośrednią współpracę z OZE pozwoli na wykorzystanie potencjału tej sieci (jej pojemności) do magazynowania energii ciepłej.

”

W celu podwyższenia letniego zapotrzebowania na energię ciepłą i obniżenia zapotrzebowania w okresie grzewczym należy rozważyć budowę gruntowych zasobników ciepła przeznaczonych do pracy na rzecz enklaw niskotemperaturowych

Wnioski

Podsumowując, w wyniku przeprowadzonych w MPEC S.A. analiz można wyciągnąć następujące wnioski.

1. W obserwowanym okresie 25 lat (1999-2023) daje się zauważyć zjawisko lokalnego ocieplenia klimatu w aglomeracji krakowskiej. Świadczą o tym wyraźnie zmiany następujących wielkości i wskaźników:
 - wzrost średniej rocznej temperatury zewnętrznej – wzrost wynikający z linii trendu wynoszący $1,7^{\circ}\text{C}$ w analizowanych okresach grzewczych,
 - wzrost średniodobowych maksymalnych i minimalnych temperatur – wzrost temperatur minimalnych (wynoszący ok. $5,5^{\circ}\text{C}$) jest znacznie większy od wzrostu temperatur maksymalnych (wynoszący o ok. $0,5^{\circ}\text{C}$),
 - spadek współczynnika wykorzystania mocy F_{xo} o ok. $0,04$,
 - spadek „jakości” okresów grzewczych (stopniodni) $S_{\text{d}(20)}$ o ok. 130 Sd pomimo wydłużenia okresu grzewczego o ok. 12 dni (wyznaczone z linii trendu).
2. Skutkiem powyższych zjawisk jest spadek energii ciepłej kupowanej w źródłach na cele ogrzewania (zależne od temperatury zewnętrznej) pomimo rozwoju rynku, o czym świadczy tendencja wzrostowa zakupu energii na cele przygotowania cwu (nieznacznie zależne od temperatury powietrza zewnętrznego). Obecnie rozwój rynku równoważy zmniejszenie podaży ciepła na cele grzewcze (pokrycia strat ciepła w budynkach). Trend ogólnej wielkości zakupu energii w obserwowanych 25 latach jest linią poziomą. Jednak działania proekologiczne mające na celu zmniejszenie energochłonności budynków (dyrektywa EED) i ciągle jeszcze ocieplający się lokalny klimat spowodują, że zakup energii ciepłej w źródłach będzie ulegał systematycznemu zmniejszeniu. Przeciwdziałaniem temu zjawisku powinien być dalszy i intensywniejszy rozwój rynku sprzedaży energii w okresie letnim zarówno na cele cwu, jak i w przyszłości na cele klimatyzacji. W celu podwyższenia letniego zapotrzebowania na energię ciepłą i obniżenia zapotrzebowania w okresie grzewczym należy rozważyć budowę gruntowych zasobników ciepła przeznaczonych do pracy na rzecz enklaw niskotemperaturowych. Podziemne zbiorniki ładowane byłyby wodą grzewczą o temperaturze 70°C w okresie najmniejszego rozbioru, tj. w lecie, a zgromadzona w nich energia mogłaby być w okresie zimowym wykorzystywana do zasilania enklaw z instalacjami niskotemperaturowymi. Takie rozwiązanie jest z powodzeniem stosowane w Danii, do współpracy z instalacjami solarnymi, ale współpraca z siecią ciepłą jest także możliwa i z pewnością równie efektywna.
3. W związku z występowaniem w aglomeracji krakowskiej tzw. termicznej wyspy miejskiej należy rozważyć zainicjowanie działań mających na celu zmianę przepisów polegającą na utworzeniu w Krakowie II strefy zasilania w miejsce obowiązującej III, a w konsekwencji na obniżeniu temperatury obliczeniowej z -20°C do -18°C . Działania takie można by było prowadzić w porozumieniu z innymi dużymi miastami będącymi w III strefie, np. Warszawą, Łodzią, Katowicami (aglomeracja śląska) i innymi zainteresowanymi, a które zaobserwowały na swoim terenie podobne zjawisko.
4. Obserwowane tendencje zmian temperatury powietrza zewnętrznego wraz ze zmniejszeniem liczby dni i godzin z koniecznością prowadzenia systemu z temperaturą powyżej 130°C , a także powyżej 100°C mogą ułatwić obniżenie obliczeniowych parametrów zasilania sieci ciepłej. Mając na uwadze aktualną konfigurację systemu ciepłowniczego, niemożliwe jest dziś jednorazowe obniżenie temperatury zasilania do poziomu poniżej 100°C bez ujemnych konsekwencji w postaci wzrostu przepływu i tym samym oporów hydraulicznych. Działania takie należy przeprowadzać stopniowo.
 - Szacunkowe obliczenia wskazują, że aktualnie, bez znaczącego zwiększenia przepływu

Innowacyjne technologie oczyszczania spalin Odzyskiwanie ciepła . Ograniczenie emisji . Redukcja hałasu



Picture credit: Stadtwerke Kiel AG

- Skrojone na miarę rozwiązania do danego zadania
- Kompleksowy zakres usług z jednej ręki
- Idealnie dopasowane do siebie komponenty
- Bezkompromisowe podejście do jakości i funkcjonalności
- Elastyczne godziny pracy uwzględniające harmonogram klienta

360
Konservacja i serwis

Opracowujemy rozwiązania i służymy pomocą w całym cyklu użytkowania.

Twój doświadczony partner w Polsce – dla wszystkich producentów OEM
(Original Equipment Manufacturer)

Zaplanuj swój wysokowydajny system z [APROVIS.com](https://www.aprovis.com)



Newheat solar thermal power plant, Condat paper mill, France, installed capacity of 3.4 MWth



Leader in the production of solar thermal heat

About us

Founded in 2015, Newheat is a major player in the production of renewable thermal energy. We design, finance, build and operate renewable heat production and heat recovery plants tailored to our customers' needs.

Our mission

Provide decarbonised and sustainable heat.

Our tailor-made solutions



NO EMISSIONS

A local energy source, free of CO₂ emissions or fine particles.



COMPETITIVENESS

We guarantee a stable heat price for the duration of the contract.



ZERO INVESTMENT

We assume all the costs associated with the project, without mobilising your investment capacity.



INDUSTRY



DISTRICT HEATING NETWORKS



LARGE SCALE GREENHOUSES

Contact us



www.newheat.com

10 allées de Tourny
33000 Bordeaux, France

contact@newheat.com
+33 5 47 74 17 85



REJESTR PARAMETRÓW PRACY SIECI CIEPLNYCH

MPEC S.A. w Krakowie od 1999 roku prowadzi komputerowy rejestr parametrów pracy sieci ciepłych. W szczególności gromadzone są dane o rzeczywistych wielkościach zakupu energii cieplnej w poszczególnych źródłach ciepła zasilających system krakowski



można obniżyć temperaturę zasilania o 5°C do poziomu 130°C, a nawet do 125°C, jednak należałoby to potwierdzić dokładnymi obliczeniami hydraulicznymi i termodynamicznymi systemu ciepłowniczego. Wiązałoby się to także z przeregulowaniem instalacji wewnętrznych w obiektach, które zredukowały wcześniej zapotrzebowanie na moc cieplną, a nie dokonały stosownych zmian w instalacjach centralnego ogrzewania, pozostawiając je w stanie przewymiarowania.

- Systematyczne obniżanie temperatury zasilania w systemie do poziomu poniżej 100°C jest możliwe przy jednoczesnym:
 - » wykonaniu termomodernizacji i w konsekwencji spadku mocy zamówionej przez odbiorców oraz przeregulowaniem instalacji do poziomu zasilania nie wyższym niż 70/50°C dla obiektów istniejących i wydawaniu warunków oraz wykonywaniu instalacji 50/30°C dla obiektów nowych,
 - » systematycznym transformowaniu systemu z zasilania scentralizowanego na rozproszone wraz z budową niskotemperaturowych enklaw zasilanych ze źródeł OZE ze wspomaganiami szczytowym z sieci ciepłej i/lub magazynowaniem energii,
 - » wykorzystaniu sieci ciepłych jako magazynu energii cieplnej pochodzącej z OZE,
 - » alternatywą (lub uzupełnieniem) dla działań opisanych wyżej jest systematyczne

przeorganizowanie sieci ciepłych na zasilanie „szkieletowe”. Sieć magistralna „szkieletowa” mogłaby pracować na temperaturach wyższych niż występujących w enklawach niskotemperaturowych. Mogłaby ona stanowić akumulator energii. Należy uwzględnić małe obszary lub pojedyncze obiekty bezpośrednio przyłączone do sieci magistralnej. Jest to niewątpliwie utrudnienie w realizacji tego procesu.

- Wykorzystanie do zasilania enklaw niskotemperaturowych energii elektrycznej pochodzącej z sieci elektroenergetycznej w okresach jej najwyższej podaży i najniższej ceny wraz z jej magazynowaniem (magazyny CO₂ oraz magazyny wody gorącej, w tym sieci ciepłej wykorzystanej jako akumulator ciepła) oraz lokalnych instalacji fotowoltaicznych i (o ile byłoby to możliwe) turbin wiatrowych, np. o pionowej osi obrotu wspomagających zasilanie pomp ciepła w energię elektryczną.

W planach rozwojowych i ekonomicznych MPEC S.A. należy uwzględnić fakt systematycznego ocieplenia klimatu, a zwłaszcza jego wpływ na sprzedaż ciepła. Jak już zauważono powyżej, linia trendu zużycia energii cieplnej w kolejnych, lecz minionych już latach, jest pozioma. Jednak to, zdaniem autorów, nie jest stan constans i z dużym prawdopodobieństwem zapotrzebowanie na energię cieplną będzie ulegało zmniejszeniu. ■



Ciepła **energia** Krakowa

www.mpec.krakow.pl



OptiGO!

System zarządzania energią.
Optymalizuj zużycie energii
w budynku i płać mniej



KOMFORT CIEPLNY PRZY OBNIŻENIU KOSZTÓW EKSPLOATACJI

Veolia

Veolia uruchomiła system OptiGO! – kompleksowe rozwiązanie wspierające efektywne zarządzanie energią ciepłą w budynkach, które pozwala oszczędzać energię, obniżać koszty i zmniejszać emisję gazów cieplarnianych.

Sercem systemu OptiGO! jest nowoczesne centrum zarządzania energią – Hubgrade, które pozwala zdalnie i na bieżąco monitorować zużycie ciepła w budynku, aby następnie je dostosowywać do aktualnej pogody i potrzeb obiektu, utrzymując komfort cieplny, co w konsekwencji przyczynia się do zmniejszenia rachunków za energię oraz poprawia efektywność energetyczną. System daje również korzyści finansowe i środowiskowe: średnio dla jednego budynku zasilanego w ciepło systemowe, z jednego węzła cieplnego, OptiGO! pozwala wygenerować ok. 269 GJ/rok oszczędności

energii finalnej, niespełna 19 [t/rok] redukcji emisji CO₂ oraz 13,4% redukcji zużycia ciepła.

Kluczowa samoświadomość energetyczna

Obowiązek poprawy efektywności energetycznej budynków mieszkalnych oraz użyteczności publicznej to obecnie jedno z najważniejszych wyzwań dla właścicieli i zarządców nieruchomości. Budynki w Unii Europejskiej (UE) odpowiadają łącznie za ok. 40% zużycia energii i 36% emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. To właśnie z tego względu budownictwo

odgrywa dziś kluczową rolę w walce z zanieczyszczeniem powietrza w całej Unii Europejskiej.

Rozwiązania Veolii w Polsce w zakresie ograniczenia zużycia energii stanowią odpowiedź na wyzwanie związane z rosnącymi kosztami energii elektrycznej i ciepłej. Są również istotnym aspektem proekologicznej strategii firmy, której założeniem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych i ochrona środowiska naturalnego.

Jak mówi Krzysztof Zamasz, wiceprezes, dyrektor handlowy Grupy Veolia w Polsce: – Veolia w Polsce dąży do osiągnięcia neutralności emisyjnej do 2050 roku. Naszą ambicją jest dekarbonizacja nie tylko aktywów własnych, ale również wsparcie naszych partnerów z sektora komunalnego, gdzie priorytetem jest efektywność energetyczna. System OptiGO! to nowoczesne narzędzie umożliwiające aktywne kontrolowanie własnego zużycia energii, pomagając klientom w podejmowaniu świadomych decyzji. Wierzymy, że samoświadomość energetyczna to kluczowy element odpowiedzialnego podejścia do konsumpcji, a nasza firma jest zaangażowana we wspieranie takich praktyk.

”

Już wkrótce ma wejść w życie nowelizacja dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków, której nadrzędnym celem jest zapewnienie zerowej emisyjności budynków do 2050 r.

Nowe standardy UE

Obecnie aż około 75% budynków w Unii Europejskiej jest nieefektywnych energetycznie. Aby zachęcić państwa członkowskie do wprowadzenia zmian, Komisja Europejska ustanawia nowe standardy – już wkrótce ma wejść w życie nowelizacja dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków (EPBD). Jej nadrzędnym celem jest zapewnienie zerowej emisyjności budynków do 2050 r., co przyczyni się do osiągnięcia neutralności klimatycznej całej Unii Europejskiej, ale także do likwidacji ubóstwa energetycznego, poprawy komfortu życia i zdrowia, przy jednoczesnym pozytywnym wpływie na gospodarkę i bezpieczeństwo energetyczne. Nowelizacja unijnej dyrektywy budynkowej, która ma być przyjęta już w marcu br., oznacza nowe obowiązki dla właścicieli i zarządców nieruchomości.

Straty energii generowane przez budynki można ograniczyć, wdrażając rozwiązania efektywnościowe takie jak OptiGO!, które dla budynku wyposażonego

VEOLIA W POLSCE

dąży do tego, by stać się wzorcową firmą w obszarze transformacji ekologicznej. Od ponad 25 lat jest sprawdzonym partnerem miast i przemysłu na terenie całego kraju. Opierając się na wiedzy i doświadczeniu, oferuje innowacyjne usługi dostosowane do potrzeb klientów. Inwestując w rozbudowę i modernizację swojej infrastruktury produkcyjnej i dystrybucyjnej, a także rozwijając działalność w zakresie efektywnego zarządzania energią, gospodarki wodno-ściekowej i odpadowej zapewnia najwyższą jakość usług. Wpisując się w model gospodarki o obiegu zamkniętym, tworzy i wdraża rozwiązania efektywne ekonomicznie i przyjazne dla środowiska, przyczyniając się do zrównoważonego rozwoju miast i przemysłu.

w jeden węzeł ciepły pozwala wygenerować średnio ok. 269 GJ/rok oszczędności energii finalnej, niespełna 19 [t/rok] redukcji emisji CO₂ oraz 13,4% redukcji zużycia ciepła.

Aktualnie Veolia zarządza ponad 1700 budynkami w Polsce, generując średnie oszczędności zużycia energii na poziomie 13,4%. Obecnie rozwiązanie to zostało rozbudowane o dostęp do finansowania i ekspertyzy Veolii.

– Dzięki audytom energetycznym w ramach OptiGO! wspieramy optymalizację zużycia energii z różnych źródeł, co pozwala na lepszą kontrolę kosztów operacyjnych – podkreśla Piotr Sprzączak, dyrektor ds. rozwoju, Linia Biznesowa ESCO. – Zarządcy budynków otrzymują od Veolii kompleksowe wsparcie, dostęp do finansowania i ekspertyzy, dzięki czemu zarówno oni, jak i mieszkańcy mogą cieszyć się niższymi rachunkami za energię, przy zachowaniu komfortu i bezpieczeństwa. W Veolii rozwijamy szeroką gamę produktów efektywnościowych, w tym usługę OptiGO! Aktualnie poszerzamy naszą ofertę o inne rozwiązanie w formule ESCO, mające na celu obniżenie zużycia energii, poprawę efektywności energetycznej, a także redukcję kosztów związanych z energią – dodaje P. Sprzączak.

Veolia Energy Contracting Poland, jako spółka multienergetyczna, skupia w jednym miejscu kompetencje i doświadczenie w zakresie efektywności i transformacji energetycznej, sprzedaży energii, gazu i ciepła, odkupu energii z OZE oraz zakupu i logistyki paliw na rzecz spółek w Grupie Veolia w Polsce. OptiGO! to kolejny krok w realizacji misji Veolii, jaką jest tworzenie zrównoważonej przyszłości poprzez inteligentne zarządzanie energią i zasobami naturalnymi. ■



OptiGO!

System zarządzania energią.

Optymalizuj zużycie energii
w budynku i płać mniej



www.energia.veolia.pl



EKSPLOATACJA MASZYN I URZĄDZEŃ INFRASTRUKTURY KRYTYCZNEJ

w obliczu współczesnych zagrożeń

foto. 123rf

dr inż. Emil Nowiński
Elektrownia Kozielnice

Maszyny i urządzenia odgrywają we współczesnym świecie kluczową rolę. To od ich sprawności i zaawansowania technologicznego uzależniony jest rozwój wszystkich gałęzi przemysłu (w tym energetyki), ale przede wszystkim systemów i podsystemów niezbędnych do funkcjonowania gospodarki, czyli infrastruktury krytycznej.

Infrastruktura krytyczna obejmuje systemy, takie jak:

- zaopatrzenia w energię, surowce energetyczne i paliwa,
- łączności,
- sieci teleinformatycznych,
- finansowe,
- zaopatrzenia w żywność,
- zaopatrzenia w wodę,
- ochrony zdrowia,
- transportowe,
- ratownicze,
- zapewniające ciągłość działania administracji publicznej,
- produkcji, składowania, przechowywania i stosowania substancji chemicznych i promieniotwórczych, w tym rurociągi substancji niebezpiecznych.

Biorąc powyższe pod uwagę należy się zgodzić z faktem, że dziś byłoby wręcz niemożliwe, aby społeczeństwo (a także gospodarki państw) funkcjonowało prawidłowo przy przerwach w dostawie wody, żywności, energii czy paliw, nie wspominając już o całkowitym braku tych dóbr. Również zakłócenia łączności sieci teleinformatycznych, systemów bankowych czy też systemu ochrony zdrowia przyniosłyby niepożądane zjawiska gospodarcze. To pokazuje, jak ważna jest obecnie dla nas infrastruktura krytyczna i jej ochrona.

Istota eksploatacji

Główne zadania służb związanych z eksploatacją infrastruktury krytycznej sprowadzają się nie tylko do zapewnienia jej ochrony przed zagrożeniami, ale również do tego, aby ewentualne uszkodzenia i zakłócenia jej funkcjonowania były możliwe krótkotrwałe, łatwe do usunięcia i nie wywoływały dodatkowych strat dla obywateli i gospodarki. Stąd też niezwykle ważne jest przyjęcie właściwych modeli eksploatacji dla systemów, instalacji oraz maszyn i urządzeń składających się na konkretny obiekt infrastruktury krytycznej.

Analizując znaczenie słowa „eksploatacja” należy podkreślić, że dość często utożsamia się ją jedynie z użytkowaniem, co jest błędnym podejściem. Uogólniając, eksploatacja to całokształt procesów i działań człowieka na obiekt techniczny, od chwili jego wyprodukowania do czasu likwidacji. Na eksploatację składają się takie procesy, jak: przechowywanie, obsługa, użytkowanie, naprawy i remonty, a także – jak wskazują niektóre źródła – zarządzanie.

Rozwijając ostatnie zdanie w kontekście eksploatacji obiektu czy obiektów infrastruktury krytycznej, istotne jest zapewnienie takich warunków, aby przez cały okres ich „życia” możliwe było ich wykorzystywanie zgodnie z zamiarem użytkownika. Aby ten warunek mógł zostać spełniony trzeba w sposób właściwy zapewnić obiektowi jego obsługę, czyli przygotowanie do użytkowania, a także przechowanie i konserwację w oczekiwaniu na remont, naprawę czy użytkowanie.

KLUCZOWE ELEMENTY W EKSPLOATACJI INFRASTRUKTURY KRYTYCZNEJ



fot. 123rf

Planując eksploatację maszyn i urządzeń przynależnych do infrastruktury krytycznej, trzeba zwrócić uwagę na kilka istotnych kwestii:

1. utrzymanie i konserwacja,
2. monitorowanie i kontrola wskaźników wydajności, zużycia i poziomu bezpieczeństwa,
3. zabezpieczenia fizyczne i cybernetyczne,
4. zarządzanie ryzykiem,
5. planowanie kontynuacji działania pozwalające na szybkie przywrócenie funkcji krytycznych w przypadku zakłóceń lub awarii,
6. planowanie zasobów przedsiębiorstwa i zarządzanie nimi,
7. szkolenie personelu,
8. współpraca z organami rządowymi i innymi organizacjami sektora publicznego, w celu reagowania na sytuacje kryzysowe i otrzymania wsparcia w przypadku potrzeby,
9. ciągłe doskonalenie mające na celu dostosowanie do zmieniających się warunków i zagrożeń,
10. działania pokryzysowe.

Niezwykle istotnym etapem w eksploatacji maszyn i zapewnieniu niezawodności jest naprawa i remont. To od jakości ich wykonania w dużej mierze zależy ciągłość procesu użytkowania i jego bezawaryjność.

Zarządzanie eksploatacją

Aby proces eksploatacji maszyn mógł przebiegać w sposób zaplanowany trzeba wszystkim wymienionym jego etapom zapewnić odpowiedni czas, miejsce i jakość wykonania poszczególnych czynności składających się na cały proces, czyli mówiąc kolokwialnie – zapewnić właściwe zarządzanie eksploatacją.

Skoro jesteśmy przy zarządzaniu eksploatacją, to jednym z jego etapów jest analiza i ocena ryzyk. Do niebezpieczeństw, które niewątpliwie powinny zo-

stać wzięte pod uwagę przy planowaniu eksploatacji, a szczególnie eksploatacji infrastruktury krytycznej, należą zagrożenia, jakie niesie współczesność, a na które zarządzający eksploatacją często nie ma żadnego wpływu. Są one niezwykle trudne do ograniczenia, nie wspominając o ich eliminacji.

Do niebezpieczeństw, które pojawiały się w ostatnich latach, należą epidemie groźnych chorób, a także konflikty zbrojne czy wojny. Patrząc przez pryzmat obszarów, na jakich występowały bądź występują wymienione wyżej zagrożenia, powinny być one brane pod uwagę w kontekście planowania eksploatacji infrastruktury krytycznej. Tu mogłaby pojawić się wątpliwość, jeśli chodzi o wpływ chorób na użytkowanie maszyn i urządzeń, skoro tak powszechna staje się obecnie automatyzacja w utrzymaniu ruchu maszyn. Jednakże należy pamiętać, że na każdym etapie eksploatacji niezastąpioną rolę odgrywa człowiek, a szczególnie przy wykonywaniu napraw i remontów,

których nie da się wykonać przy wyłączeniu z nich ludzi i nabytych przez nich umiejętności.

Nieco więcej aspektów przemawiających za potrzebą wykorzystania człowieka w procesie eksploatacji obiektów infrastruktury krytycznej niosą za sobą konflikty zbrojne i wojny, nawet jeśli teatr działań militarnych rozgrywa się poza granicami państwa. Wzrost ryzyka zagrożeń militarnych czy terrorystycznych na terytorium Europy powoduje, że na bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej należy patrzeć przez pryzmat ewentualnego, realnego jej uszkodzenia, czasowego wyłączenia z użytkowania, a także powszechnych już cyberataków.

Kluczowe elementy

Bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej należy rozpatrywać nie tylko w kwestii ochrony oraz obrony obiektów i instalacji, ale także w aspekcie zapewnienia sprawności, dostępności i bezpieczeństwa technicznego. Dlatego planując eksploatację maszyn i urządzeń przynależnych do infrastruktury krytycznej, należy wziąć pod uwagę kilka kluczowych elementów (patrz ramka).

Aby można było zminimalizować ryzyko utraty ciągłości funkcjonowania infrastruktury krytycznej w sytuacjach kryzysowych, należy zapewnić jej trzy podstawowe elementy, którymi są:

1. wykwalifikowany personel,
2. odpowiednia infrastruktura i sprzęt do realizacji napraw, remontów,
3. odpowiednie zapasy materiałowe.

Utrzymanie odpowiedniego potencjału wyżej wymienionych elementów niesie za sobą konieczność realizacji inwestycji i znacznych nakładów finansowych, które nigdy nie zwrócą się w rozrachunku ekonomicznym. Jednakże trzeba mieć świadomość, że zdecydowanie ważniejszym aspektem z punktu widzenia bezpieczeństwa państwa i jego gospodarki jest zapewnienie ciągłości działania kluczowych instalacji i obiektów niezbędnych do utrzymania „funkcji życiowych” kraju i zamieszkującego w nim społeczeństwa.

Gotowość na wypadek nieprzewidzianych zdarzeń

Pozyskanie wykwalifikowanej kadry, a przede wszystkim realizacja szkoleń, pozwoli nie tylko na uzyskanie odpowiedniej jakości wykonywanej pracy, ale także na rozwój firmy i aktywację świadomości pracowników o ich przynależności do społeczności zakładu pracy, co również zwiększa poczucie odpowiedzialności w nietypowych sytuacjach. Odpowiednie szkolenia pozwolą na wykonywanie zadań wynikających z obowiązków pracowniczych, ale powinny również przygotowywać kadrę obiektów infrastruktury krytycznej do odpowiedniego reagowania na sytuacje kryzysowe, a przede wszystkim do ochrony mienia w zakładzie pracy i ratowania życia.

KLUCZOWE SŁUŻBY UR

Główne zadania służb związanych z eksploatacją infrastruktury krytycznej sprowadzają się nie tylko do zapewnienia jej ochrony przed zagrożeniami, ale również do tego, aby ewentualne uszkodzenia i zakłócenia jej funkcjonowania były możliwe krótkotrwale, łatwe do usunięcia i nie wywoływały dodatkowych strat dla obywateli i gospodarki



foto: 123rf

Cyfrowa transformacja
przedsiębiorstw
wodno-kanalizacyjnych
i ciepłowniczych



Zarządzanie majątkiem sieciowym
GIS dla przedsiębiorstw sieciowych

Kompleksowe zarządzanie
infrastrukturą wodociągową,
kanalizacyjną i ciepłowniczą.

Zarządzanie Pracą Brygad

Wsparcie pracowników w terenie
za pomocą mobilnych rozwiązań
i urządzeń. Optymalizacja czasu
i kosztów pracy.

Elektroniczne Repozytorium
Dokumentów

Przetwarzanie, wprowadzanie
i digitalizacja danych, cyfryzacja
dokumentów.

Inteligentne sieci wodociągowe
kanalizacyjne i ciepłownicze

Budowanie kompleksowych
zintegrowanych rozwiązań GIS, SCADA,
Model hydrauliczny wraz z dostawą
i montażem urządzeń pomiarowych.

Centralna baza pomiarowa

Integracja danych czasu rzeczywistego
z wielu źródeł (SCADA, odczyty
liczników, inne) – hurtownia i analityka
danych.

Platforma komunikacji
z Klientem

Bezpieczna komunikacja z klientem:
eBOK, eSerwisy dla mieszkańców
z wykorzystaniem GIS.

Zapraszamy do kontaktu:

Zbigniew Jodelka / +48 693 439 621 / zjodelka@sygnity.pl

Janusz Kozok / +48 607 632 872 / jkozok@sygnity.pl

www.sygnity.pl/oferta-utilities



LET'S EXCHANGE



Ponadto, odpowiednio wykwalifikowany personel może zostać również przygotowany do realizacji zadań podtrzymujących funkcjonowanie infrastruktury krytycznej w chwili, kiedy zawiodą systemy automatyki przemysłowej, np. po skutecznym ataku cybernetycznym, poprzez wdrożenie manualnego sterowania instalacjami.

Właściwe zaplecze sprzętowe, w połączeniu z dobrze przeszkoloną i doświadczoną kadrą, daje możliwość nie tylko utrzymania ruchu maszyn na właściwym poziomie, ale także realizację napraw, remontów i odbudowy zniszczonego sprzętu, instalacji czy obiektów. Posiadanie potencjału pozwalającego na realizację remontów obiektów infrastruktury krytycznej jest w dzisiejszych czasach niezwykle potrzebne. Przemawia za tym głównie aspekt, a mianowicie: długotrwałe utrzymywanie się kryzysów czy wojen, a także straty materialne, jakie mogą w tym okresie wystąpić, ograniczając możliwości realizacji napraw i remontów wykonywanych przez podmioty zewnętrzne, a szczególnie na dużych odległościach. Ponadto, dobrze zorganizowana baza remontowa może służyć nie tylko na potrzeby usprawniania infrastruktury krytycznej, ale także np. naprawy sprzętu walczących pododdziałów wojsk własnych.

Działania militarne prowadzone na danym terytorium skutkują zwykle ograniczeniem lub brakiem dostaw dóbr niezbędnych do podtrzymania życia i procesów produkcyjnych czy realizacji zadań, jakie wykonuje dane przedsiębiorstwo. Ze względu na niszczenie szlaków komunikacyjnych i dużych obiektów o znaczeniu strategicznym, a także nagły odpływ ludności z terenów zagrożonych, realizacja dostaw niezbędnych materiałów do zapewnienia ciągłości funkcjonowania obiektów infrastruktury krytycznej może okazać się wątpliwa lub niemożliwa. Dlatego tak ważne jest posiadanie odpowiedniej infrastruktury i personelu do właściwej eksploatacji maszyn i urządzeń, zarówno w czasie pokoju, jak i podczas wojny.

Kolejnym czynnikiem mającym na celu zapewnienie ciągłości działania infrastruktury krytycznej jest utrzymywanie odpowiednich zapasów materiałowych, co staje się niezwykle istotne właśnie w czasie kryzysów militarnych i gospodarczych. Do zapasów tych zalicza się wodę, żywność, leki, paliwa, a także surowce do produkcji czy realizacji innych zadań.

Podsumowując podjęty temat eksploatacji maszyn i urządzeń infrastruktury krytycznej w obliczu współczesnych zagrożeń, należy zauważyć, że zagadnienie zostało przedstawione dość ogólnie, wskazując jedynie zarys problemu. Wymienione w tekście zagrożenia dla prawidłowej eksploatacji infrastruktury krytycznej są tylko namiastką tych, które występują obecnie i które pojawiać się będą wraz ze zmianami zachodzącymi na świecie. Nie można także ujednoclić szczegółowych

ZAPASY NA CZAS KRYZYSU CZY WOJNY



foto. 123rf

Poniżej przedstawiono kilka kluczowych kwestii dotyczących utrzymywania zapasów w czasie kryzysu czy wojny, a są to:

1. Analiza strategiczna, czyli identyfikacja kluczowych surowców, materiałów i produktów, które są niezbędne do działalności w czasie kryzysu lub wojny.
2. Dywersyfikacja dostaw, czyli pozyskiwanie towarów od różnych dostawców i z różnych źródeł. Jednakże muszą być to pewne, sprawdzone źródła.
3. Strategia zapasów określająca ich ilość, uwzględniając dostępność i trwałość oraz ryzyko przerw w dostawach.
4. Utrzymywanie magazynów i składów w bezpiecznych miejscach, które w miarę możliwości będą odporne na działania wojenne.
5. System monitorowania i kontroli stanów magazynowych.
6. Plan ciągłości działania zawierający strategię na wypadek przerw w dostawach lub innych zakłóceń.
7. Współpraca z rządem, organizacjami rządowymi i innymi instytucjami w celu uzyskania wsparcia i dostępu do strategicznych zasobów w sytuacji kryzysu lub wojny.
8. Szkolenie personelu w zakresie procedur i strategii stosowanych w czasie działań militarnych.
9. Ciągłe doskonalenie rozumiane jako dostosowywanie się do strategii zarządzania zasobami w zależności od zmieniających się warunków.

zasad bezpiecznej eksploatacji maszyn ze względu na szereg uwarunkowań, jakie związane są z miejscem, czasem i zadaniami stojącymi przed personelem konkretnego obiektu dość szeroko pojętej infrastruktury krytycznej.

Jednakże to właśnie przez odpowiednie zarządzanie eksploatacją infrastruktury krytycznej można zapewnić jej nieprzerwane funkcjonowanie, ochronę przed zagrożeniami i minimalizację ryzyka awarii czy szybką odbudowę w wyniku poniesionych strat. Jest to kluczowy element zapewnienia bezpieczeństwa nie tylko dla maszyn i urządzeń, ale także dla społeczeństwa i gospodarki. ■

Zaczerpnij wiedzę z nowej broszury

Poznaj Xylem dla ciepłownictwa,
kompleksowe rozwiązania do zarządzania wodą
w przemyśle energetycznym i ciepłowniczym.
Najważniejsze dane zebraliśmy w nowej
broszurze, znajdziesz w niej m.in.:

- informacje o obsłudze posprzedażowej i serwisie oraz oferty wynajmu, z której skorzystały m.in. Wodociągi Puławskie przy nagłej awarii kolektora sanitarnego,
- dane Autoryzowanych Partnerów Serwisowych takich marek, jak Lovara czy Flygt,
- produkty dla ciepłownictwa: pompy, zestawy hydroforowe, systemy sterowania pompami, silniki, ciepłomierze, urządzenia do pomiarów online,
- technologie cyfrowe oraz różne usługi, jak na przykład audyt energetyczny pracy urządzeń.



Kompleksowe rozwiązania
do zarządzania wodą w przemyśle
energetycznym i ciepłowniczym





EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA 416 METRÓW POD ZIEMIĄ

Sebastian Podsedek
redaktor BMP

Hydrogeneratory są powszechnie używane na całym świecie, natomiast wyjątkowa w jednostce zainstalowanej w pompowni w Bożych Darach jest jej lokalizacja. 416 metrów pod ziemią, w nieczynnej już kopalni. Prawdopodobnie to ewenement w skali Europy, a może i świata.

Boże Dary to jedna z 18 pompowni (11 stacjonarnych i 7 głębinowych), którymi zarządza Spółka Restrukturyzacji Kopalń. Każda ma odrębny harmonogram działania oraz korzysta z różnego rodzaju pomp. – Powstawanie punktów odwadniania wiąże się ściśle z procesami likwidacji kopalni, a głównym ich celem jest zabezpieczenie sąsiednich zakładów górniczych przed zagrożeniem wodnym – mówi Marek Ludwa, nadsztygar wiodący pompowni Boże Dary.

Harmonogram pracy

W Bożych Darach znajduje się jedna pompownia głównego odwadniania – na poziomie 416 metrów pod powierzchnią terenu (p.p.t.), do której dopływa woda z poziomu 183 m p.p.t. grawitacyjnie, dwoma rurociągami DN300. Zanim dopłynie ona do chodników wodnych zlokalizowanych na poz. 416 m, napędza hydrogenerator. Do niego jeszcze wrócimy. Wodę pompuje się też z poziomu 600 m na poziom 416 m, gdzie całość jest



FOT. 1

Działanie hydrogeneratora zostało tak opracowane, że wyprodukowana energia elektryczna zużywana jest w całości przez urządzenia eksploatowane przez pompownię

zbierana, a następnie pompowana na powierzchnię. Harmonogram przewiduje rozpoczęcie pompowania o godzinie 6:30 (kiedy to załączane są pompy); trwa do godziny 13:00. Później następuje przerwa, do 18:00. O tej godzinie, w zależności od ilości wody, włączane są dwie lub trzy pompy. Zgodnie z harmonogramem pracy pompowni wypełniany jest program DSR, w którym uczestniczy Spółka Restrukturyzacji Kopalń.

Ilość wody wypompowywanej w Bożych Darach to około 20 tys. m³ na dobę, co daje około 14-15 metrów sześciennych dopływu na minutę. Warto dodać, że cała Spółka Restrukturyzacji Kopalń odwadnia ponad 100 mln m³ wody rocznie.

Praca w pompowni Boże Dary odbywa się w trybie ciągłym – w dni robocze obowiązuje system 3-zmianowy i całodobowe zabezpieczenie przez personel.

FOT. 2

Wyjątkowa w Bożych Darach jest lokalizacja hydrogeneratora – 416 metrów pod powierzchnią terenu



FOT. 3

Ilość wody wypompowywanej w Bożych Darach to około 20 tys. m³ na dobę, co daje około 14-15 m³ dopływu na minutę

W weekendy i święta są wyłącznie obsługi stałe i dwie zmiany. Pracę tę wykonuje się na pierwszej zmianie, od 6:00 do 13:30. Druga zmiana pracuje od godziny 18:00 do 01:30 w nocy, następnie przerwa trwa do godziny 6:00. – Liczebność załogi jest dopasowana do potrzeb ruchowych. Skupiamy się na wykonaniu niezbędnych czynności przy górniczym wyciągu szybowym, w postaci rewizji, remontów, wymian czy napraw – wyjaśnia Marek Ludwa. – Utrzymanie głównego odwodnienia to również prace konserwacyjne, naprawcze. Ponadto utrzymanie wyrobisk dołowych wraz z infrastrukturą dołową, czyli kontrola rurociągów doprowadzających wodę do chodników wodnych, wentylacji, obudowy wyrobisk, tam izolacyjnych – opowiada nadsztygar pompowni Boże Dary.

Wykorzystanie wody

Część wody sprzedawana jest do sąsiednich przedsiębiorstw. Resztę odprowadza się do cieków powierzchniowych poprzez system osadników, przy czym każda pompownia posiada swój własny system. W przypadku Bożych Darów wykorzystywane są dwa osadniki wodne na pograniczu Katowic i Tychów. W dalszej kolejności woda kierowana jest do cieku leśnego, a ostatecznie trafia do Wisły. Wszystkie wody, jakie odpompowuje spółka, są naturalne, niewykorzystywane do procesów technologicznych. SRK musi utrzymywać odpowiedni poziom wody, aby zabezpieczyć sąsiednie zakłady górnicze.

Struktura pompowni spółki

Każda z pompowni wchodzących w skład SRK to osobny „organizm” odpowiedzialny za odwadnianie. Z tego względu konieczne jest wykorzystywanie kilkunastu obiektów tego typu, w wielu miejscach – każdy ma swoje indywidualne zadania. – Na przykład pompownia Szombierki jest obecnie w trakcie likwidacji, a przez to działania przy modernizacji pompowni Centrum były przeprowadzane w taki sposób, aby było możliwe zastąpienie zamykanego obiektu i przekierowanie wody do przepompowni czynnej – objaśnia Mariusz Tomalik – rzecznik prasowy SRK.

W samych pompowniach znajdują się odpowiednie zabezpieczenia, które pozwalają na pracę w przypadku

Alternatywy energetyczne: LignoPlus i pellet przemysłowy od LEAG

LignoPlus to nowoczesne paliwo wytwarzane z uszlachetnionego węgla brunatnego z Łużyc, wykorzystywane w energochłonnych zakładach przemysłowych, takich jak ciepłownie. Jako neutralną pod względem emisji CO₂ alternatywę paliwową oferujemy wysokiej jakości pellet przemysłowy z certyfikatem RED II/III, którego surowce pochodzą w 100% ze zrównoważonej gospodarki leśnej.

Korzystając z naszych nowoczesnych paliw uzyskujecie Państwo

- znaczne oszczędności kosztów w porównaniu do oleju opałowego i gazu
- wysoki komfort użytkowania
- długoterminowe bezpieczeństwo dostaw
- przewidywalność trendów cenowych

Naszym celem jest zapewnienie dla Państwa efektywnych, niezawodnych i przyjaznych dla środowiska dostaw energii, Nasz zespół z przyjemnością przedstawi oferty dostosowane do Państwa indywidualnych potrzeb.



LignoPlus

i pellety przemysłowe.
Silne alternatywy paliwowe.

Lausitz Energie Bergbau AG
Veredlung
An der Heide
03130 Spremberg
Niemcy

T +49 35646 92344
lignoplus@leag.de

→ lignoplus.pl

LEAG 

FOT. 4

Wszystkie parametry techniczne były założone już z góry i należało dostosować urządzenie do warunków panujących w Bożych Darach



problemów z energią elektryczną. SRK musi być na takie wypadki odpowiednio przygotowana i do tego celu wykorzystywane jest zasilanie dwutorowe. Niektóre z obiektów posiadają więcej zabezpieczeń, a kluczem jest tu oczywiście ciągłość pracy. W przypadku Spółki Restrukturyzacji Kopalń zastosowanie odpowiednich zabezpieczeń determinują również przepisy.

Hydrogenerator

Jeśli chodzi o pompownie głównego odwadniania, silniki napędowe są na napięciu 6 kV, natomiast znajdujący się w Bożych Darach hydrogenerator wytwarza napięcie 500 V. Działanie transformatora, do którego został włączony, jest odwrotne – to znaczy napięcie zmienia się z 0,5 kV na 6 kV. Transformator przekazuje energię dalej do rozdzielni na poziomie 416 m. Działanie hydrogeneratora zostało tak opracowane, że wyprodukowana energia elektryczna zużywana jest w całości przez urządzenia eksploatowane w pompowni, a co za tym idzie – nie wychodzi na zewnątrz, poza zakład. Mowa tutaj m.in. o oświetleniu, odwodnieniu połowym – zasilaniu mniejszych pomp (które okazjonalnie się załączają) czy wentylatorze do przewietrzania rządu szybu.

– Hydrogenerator ma 200 kW mocy znamionowej. Oszczędności polegają tu na zmniejszeniu zapotrze-

FOT. 5

Zgodnie z harmonogramem pracy pompowni wypełniany jest pogram DSR, w którym uczestniczy Spółka Restrukturyzacji Kopalń



DO ZADAŃ SPÓŁKI RESTRUKTURYZACJI KOPALŃ S.A. NALEŻY:



- prowadzenie likwidacji kopalń oraz zabezpieczenie sąsiednich zakładów górniczych przed zagrożeniem wodnym, gazowym i pożarowym,
- zagospodarowanie majątku oraz sprzedaż nieruchomości po likwidowanych zakładach górniczych,
- usuwanie szkód górniczych i rekultywacja terenów pogórnich,
- wspieranie tworzenia nowych miejsc pracy, w szczególności dla pracowników likwidowanych kopalń.

Centralny Zakład Odwadniania Kopalń – Oddział SRK S.A. zapewnia bezpieczeństwo wszystkim czynnym kopalniom w GZW. Celem odwadniania jest niedopuszczenie do niekontrolowanego i gwałtownego przepływu/wdarcia się wody ze zlikwidowanych kopalń do czynnych zakładów górniczych.

bowania na energię elektryczną z zewnątrz, wykorzystywaną do mniejszej infrastruktury – opowiada Marek Ludwa.

Geneza powstania

Okres likwidacji kopalni węgla kamiennego Boże Dary przewidywał zamknięcie pompowni na poziomie 183 m i grawitacyjne odprowadzanie wody na poziom 416 m, celem jej dalszego odpompowywania przez zmodernizowaną pompownię. Docelowy układ był już wykonany, woda (grawitacyjnie) trafiała do chodników wodnych. W związku z tym, że posiada ona znaczny potencjał jeżeli chodzi o energię – wysokość spadku to ponad 200 metrów – zdecydowano się na jego wykorzystanie poprzez budowę hydrogeneratora na poziomie 416 m.

Za projekt odpowiedzialne było Biuro ds. Innowacji Technologicznych Spółki Restrukturyzacji Kopalń, które musiało dokładnie ustalić wszelkie szczegóły z firmami realizującymi, ponieważ to inwestycja „szyta na miarę”. Parametry były założone już z góry i należało dostosować urządzenie do warunków panujących w Bożych Darach. Warto zwrócić uwagę na




Wytwarzamy czyste ciepło

Herz - Binder niskoemisyjne kotły biomasowe
od **10 kW** do **10 MW**



Zdjęcia: realizacja
Mebloform Sp. z o.o.



 Zastrzyj do nas:



Daniel Mróz
 d.mroz@herz.com.pl
 728 509 337

FOT. 6

Hydrogenerator składa się z turbiny Peltona, która jest konstrukcją wynalezioną w XIX wieku, a sam układ zrzutu nie musiał przejść praktycznie żadnych modyfikacji



unikatowość całego przedsięwzięcia. Hydrogeneratory są powszechnie używane na całym świecie, natomiast wyjątkowe w tym przypadku było zastosowanie urządzenia w nietypowej lokalizacji – 416 metrów pod ziemią, w nieczynnej już kopalni. Prawdopodobnie to ewenement w skali Europy, a może i świata.

Sam hydrogenerator składa się z turbiny Peltona, która jest konstrukcją wynalezioną w XIX wieku. Przy projektowaniu szczególną uwagę zwrócono na parametry wirnika, który musiał zostać odpowiednio zaprojektowany pod względem uzyskania jak największej sprawności. To zadanie przypadło firmie KGWE, która realizowała całość inwestycji. Samą turbinę budował Instytut OZE z Kielc, specjalizujący się w wykonywaniu turbin wodnych. W górnictwie prawdopodobnie nie znajdziemy takiego rozwiązania, na powierzchni jest ono stosowane w tamach czy elektrowniach wodnych.

Sam układ zrzutu nie musiał przejść praktycznie żadnych modyfikacji, poza tym, że rurociąg doprowadzający wodę do turbiny wraz z armaturą został wymieniony na wytrzymałszy większe ciśnienie (do tej pory realizowany był sływ grawitacyjny, otwarty).

– Wszystkie prace związane z wymianą rurociągu, zabudową nowej armatury, która powstała przy hydrogeneratorze – układ filtrów, zaworów membranowych, przepływomierzy, cała instalacja elektryczna i system wizualizacji – zostały wykonane w ramach realizacji zadania – komentuje nadsztygar Marek Ludwa.

Plany na przyszłość

Aktualnie w sferze planów jest zainstalowanie dwóch mniejszych hydrogeneratorów, przy czym bliżej

realizacji jest obiekt na pompowni Centrum w Bytomiu. SRK analizuje możliwość umieszczenia tego typu urządzenia również w pompowni Pokój w Rudzie Śląskiej. W tych obiektach występuje bowiem na tyle duży przepływ wody, że inwestycja miałaby ekonomiczne uzasadnienie. Przy pomocy hydrogeneratora powstaje prąd elektryczny, a dzięki temu spółka uzyskuje oszczędności oraz staje się bardziej ekologiczna.

Zapotrzebowanie energetyczne w pompowniach jest ogromne i znacznie przewyższa możliwości hydrogeneratorów. Z tego względu SRK planuje również inwestycje w inne odnawialne źródła – posiada duże powierzchniowo tereny, które mogą być zagospodarowane pod farmy fotowoltaiczne. – Tego typu inwestycje wymagają odpowiednich procedur, otrzymania wielu zgód, wykonania odpowiednich audytów i wyliczeń opłacalności przedsięwzięć. Wizja i kierunek już są, potrzeba jeszcze trochę cierpliwości na to, żeby stopniowo rozpocząć konkretne realizacje – opowiada rzecznik prasowy SRK S.A. Mariusz Tomalik.

Wykorzystanie hydrogeneratora przez Spółkę Restrukturyzacji Kopalń to spory sukces. Rozwiązanie jest proste, a pokazuje kierunek, w jakim energochłonne przedsiębiorstwa mogą zmierzać, by ograniczać zużycie energii. Dla niektórych – być może – hydrogenerator z Bożych Darów będzie ciekawą „efektywnościową” inspiracją.

Fot. BMP ■



Ostony przenośników taśmowych.

Firma Techmont oferuje ostony przenośników wykonane zarówno z tworzywa sztucznego jak i ostony 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 ostony dostępne są w 11 standardowych rozmiarach (dla każdego typu przenośnika taśmowego). W razie potrzeby ostony są w szybki i łatwy sposób demontowane i ponownie zakładane, a zróżnicowane systemy wizjerów rewizyjnych umożliwiają dostosowanie systemu osłon do potrzeb każdej instalacji.



System dławienia pyłów przemysłowych – mgła wodna

System powstał z myślą realizacji zadania wiązania pyłów przemysłowych. Stosunkowo prosta konstrukcja systemu zapewnia wysoką niezawodność a zastosowane dysze eliminują konieczność użycia sprężonego powietrza. Działanie polega na wytworzeniu mgły wodnej, która łączy się z cząstką ciała stałego zawieszonym w powietrzu. System mgły wodnej z powodzeniem znajdzie zastosowanie przy takich obiektach jak: przesypy, sita, kruszarki, hałdy i inne, gdzie pojawia się zapylenie. Do podstawowych zalet należą: wysoka skuteczność, niskie zużycie wody, prosty montaż, niska cena.

tel. 77 40 79 300
www.techmont.com.pl

P.P.H.U. TECHMONT
 ul. 3-go Maja 39B, 47-303 Krapkowice

P.P.H.U. **TECHMONT** od 2001r.



Sprężarki Zgarniacze Podtaśmowe Armatki Azotowe Urządzenia Centrujące Bieg Taśmy Wibratory Technmont Osuszacze Zgarniacze Bębnowe Pulsatory Osuszacze Zgarniacze Bębnowe Osuszacze Pneumax Gun Poliuretany Zgarniacze Podtaśmowe Mgła Wodna Ex21 Ex21 Zgarniacze Armatki Powietrzne Armatki Powietrzne Poliuretany Generatory Fali Uderzeniowej Sprężarki Ex21 Zgarniacze Mobilne Usuwanie Nawisów Zgarniacze Podtaśmowe Wibratory Ex21 Dławienie Pyłów Ex21 Mgła Wodna Ex21 Techmont Wibratory Ex21 Armatki Azotowe Pneumax Gun Zgarniacze Sprężarki Elementy Trudności Armatki Azotowe Zgarniacze Sprężarki Dławienie Pyłów Ex21



TEDOM



50+

krajów
eksportowych

60+

typów
jednostek
kogeneracyjnych

2300+

MW zainstal.
mocy el.

10000+

szt. wyprodukowanych
jednostek
kogeneracyjnych


180+

jednostek
kogeneracyjnych
sprzedanych w Polsce

Kogeneracja

Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła

- ▬ Produkujemy oraz serwisujemy jednostki kogeneracyjne TEDOM - przyjazne dla środowiska oszczędne energetycznie urządzenia obniżające wydatki na energię, bazując również na własnych silnikach TEDOM.
- ▬ Jesteśmy światowym liderem w produkcji agregatów kogeneracyjnych zasilanych biogazem, gazem ziemnym i LPG.
- ▬ Nowością w ofercie firmy jest możliwość dzierżawy jednostek kogeneracyjnych oraz dostawy energii w modelu ESCO. Klient czerpie wszelkie korzyści wynikające z eksploatacji jednostki kogeneracyjnej, a finansowanie urządzenia w całości zapewniane jest przez TEDOM.



ROSZCZENIA CZASOWE I WALORYZACYJNE

w kontraktach budowlanych

dr inż. Karolina Skalska-Józefowicz

associate director w Dziale Consultingu, szef Zespołu doradztwa w projektach inżynieryjnych w KPMG w Polsce

Pojęcie roszczenia w branży budowlanej jest stosowane w bardzo wielu przypadkach. Używa się go zarówno w sytuacji zwiększania zakresu wykonywanej pracy, wystąpienia zakłóceń w realizacji, jak i wówczas, kiedy jedna strona procesu inwestycyjnego próbuje coś wyegzekwować od drugiej. W artykule omówiono dwa najbardziej typowe i popularne rodzaje roszczeń: czasowe, dotyczące wydłużenia realizacji kontraktu, oraz waloryzacyjne.

Kwestie związane z opóźnieniami i zakłóceniami, które pojawiają się w trakcie realizacji projektów budowlanych, stają się często powodem sporów pomiędzy uczestnikami procesu budowlanego. Taki stan rzeczy wynika z wielu czynników, do których z pewnością zaliczyć należy rozbieżność stanowisk stron

co do rzeczywistych przyczyn powstałych opóźnień i odpowiedzialności za ich wystąpienie.

Oczywiście trudno zgodzić się z tezą, że brak dotrzymania terminów umownych podczas realizacji inwestycji zawsze wynika wyłącznie z przyczyn zależnych od jednej strony kontraktu lub z powodów

całkowicie od stron niezależnych. Najczęściej mamy do czynienia z opóźnieniami równoległymi, tzn. takimi, gdzie obie strony kontraktu odpowiadają za wydłużenie realizacji kontraktu. Taka sytuacja może mieć miejsce, kiedy na przykład wykonawca oczekuje na wydanie warunków technicznych od gestorów sieci, a ich wydanie wydłuża się nie z winy wykonawcy. Wykonawca jednak w czasie oczekiwania na niezbędne uzgodnienia sam jest w zwłoce, gdyż nie wykonał pozostałych prac zgodnie z harmonogramem. W takim przypadku mamy do czynienia z opóźnieniem równoległym.

Klasyfikacja opóźnienia jest kwestią bardzo istotną, ponieważ to od niej zależy, jakiego rodzaju i w jakiej wysokości rekompensata będzie należała się wykonawcy.

Jakie możemy mieć zatem przyczyny wydłużenia realizacji inwestycji? Opisano je w ramce.

Nie zawsze więc uprawnienie do czasu generuje uprawnienie do dodatkowej płatności. Co więcej, nie- zbyt często zdarza się, że opóźnienia w realizacji leżą tylko po stronie zamawiającego, co jest *de facto* jedyną przesłanką do naliczania rekompensaty za wydłużenie oraz doliczanie zysku za wydłużony czas.

W związku z tym, jeśli wydłużenie realizacji nastąpiło z przyczyn leżących zarówno po stronie wykonawcy, jak i zamawiającego (tzw. opóźnienia równoległe, z którymi w praktyce najczęściej mamy do czynienia), wykonawcy nie należy się wynagrodzenie za całe koszty ogólne wydłużenia i wszystkie alokowane do budowy koszty ogólnego zarządu. Nie może być mowy również o doliczaniu zysku za okres wydłużenia.

Aneks wydłużający termin realizacji

Z naszej praktyki wynika, że zamawiający, nie chcąc naliczać kar wykonawcy, godzą się na zawarcie aneksu do umowy wydłużającego termin realizacji. Po jego podpisaniu często otrzymują roszczenie o dodatkowe koszty związane z wydłużeniem realizacji kontraktu. Wykonawca przyjmuje, że skoro zamawiający uznał wydłużenie realizacji, to należy mu się całość kosztów wydłużenia, czyli pokrycie kosztów pośrednich i zysku. O ile wydłużenie nie nastąpiło wyłącznie z winy zamawiającego, wykonawcy nie należy się jednak całość kosztów wydłużenia. Ich wyliczenie będzie możliwe dopiero po przeprowadzeniu analizy harmonogramu i klasyfikacji opóźnień. I tak w przypadku, kiedy za opóźnienia obie strony odpowiadają po 50%, to wykonawcy należy się tylko 50% kosztów pośrednich bez zysku. Za pozostałe 50% opóźnienia leżącego po stronie wykonawcy koszty z tytułu wydłużenia się nie należą. Koszty pośrednie i zysk naliczone mogą być jedynie za czas wydłużenia leżący tylko po stronie zamawiającego.

Naliczanie rekompensaty i zysku za opóźnienia równoległe jest niezgodne ze standardami, np. brytyjskim Society of Construction Law – Delay and Disruption Protocol, według którego wykonawca, co do

PRZYCZYNY WYDŁUŻENIA REALIZACJI INWESTYCJI

- Nieusprawiedliwione, niepodlegające rekompensacie, gdzie ryzyko i odpowiedzialność leżą po stronie wykonawcy (tzn. wykonawca opóźnia się z realizacją, ponieważ np. materiały czy urządzenia nie dotarły na czas, gdyż były zbyt późno zamówione).
- Usprawiedliwione, niepodlegające rekompensacie, niezależne od stron, np. siła wyższa, działania władz czy konsekwencja warunków pogodowych FIDIC.
- Usprawiedliwione, podlegające rekompensacie, gdzie ryzyko i odpowiedzialność leżą po stronie zamawiającego, który np. opóźnił się z przekazaniem placu budowy z przyczyn niezależnych od siebie (np. problemy własnościowe gruntu).
- Usprawiedliwione, podlegające rekompensacie wraz z zyskiem za czas wydłużenia kontraktu, leżące po stronie zamawiającego. Są to sytuacje, kiedy zamawiający coś ewidentnie „zawalił”, np. przekazał wadliwą dokumentację, która wymaga poprawy (dodatkowy czas) lub nie udostępnił w terminie placu budowy z przyczyn zależnych od siebie.

zasady, nie powinien być uprawniony do dodatkowej płatności w związku z przedłużeniem czasu realizacji umowy za czas, w którym doszło do opóźnienia równoległego.

Roszczenia waloryzacyjne

Kolejnym przykładem roszczeń, spotykanych dość często przy projektach typu projektuj i buduj, realizowanych w ramach kontraktów ryczałtowych, są roszczenia związane ze wzrostem cen materiałów, urządzeń, „robocizny” etc.

Wykonawca zwraca się z roszczeniem do zamawiającego, argumentując, że cena materiału (np. stali) wzrosła w stosunku do ceny ofertowej. W związku z tym rości o dodatkowe wynagrodzenie za cały potrzebny materiał. Nie bierze pod uwagę tego, że w ofercie zakładał zakup mniejszej ilości. Od zamawiającego oczekuje dopłaty za cały zakupiony po wyższych cenach materiał. Zwiększenie ilości nie wynikało jednak ze zmian wymagań zamawiającego w trakcie realizacji kontraktu, a z niedoszacowania ilości przez wykonawcę na etapie ofertowania.

Podkreślić należy, że ryzyko ilościowe w kontraktach typu projektuj i buduj leży po stronie wykonawcy, a w związku z tym zamawiający nie powinien w takim wypadku dopłacać do ilości większej niż zakładana na etapie ofertowania. Rozważać można jedynie dopłatę związaną z niemożliwym do przewidzenia wzrostem cen za ilości przewidziane w ofercie.

W przypadku kontraktów projektuj i buduj bardzo trudno jest wykazać faktyczny wzrost cen i oddzielić go od wzrostu kosztów związanych z zakupem danego materiału. Aby możliwe było wykazanie wzrostów

Świadczymy usługi dla właścicieli i zarządców budynków mieszkalnych, użyteczności publicznej, komercyjnych i innych, w tym dla jednostek samorządu terytorialnego, oraz dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, które zamierzają przeprowadzić transformację energetyczną eksploatowanych systemów oraz wprowadzić nową ofertę dla swoich klientów

Oferowane rozwiązania techniczne:

- projektowanie i budowa mikrosieci ciepłowniczych zasilanych w ciepło wyłącznie pompami ciepła i odnawialną energią elektryczną (do kilku MW_t)
- projektowanie i budowa hybrydowych węzłów ciepłych wyposażonych w pompy ciepła i fotowoltaikę
- sprzedaż gruntowych, powietrznych i wodnych pomp ciepła włoskich firm Hidros oraz Emicon (moc cieplna od 20 kW do ponad 1000 kW)
- wdrażanie systemu IT (rozwiązanie chmurowe) do zarządzania energią w budynkach, hybrydowymi węzłami ciepłymi i mikrosieciami ciepłowniczymi

Oferowane usługi:





Fot. 123f

BEZ WYNAGRODZENIA DLA WYKONAWCY

Jeśli wydłużenie realizacji nastąpiło z przyczyn leżących zarówno po stronie wykonawcy, jak i zamawiającego, wykonawcy nie należy się wynagrodzenie za całe koszty ogólne wydłużenia i wszystkie alokowane do budowy koszty ogólnego zarządu

cen, konieczne jest porównanie ofert na konkretne urządzenia/materiały z etapu przygotowania i wyceny oferty przez wykonawcę na etapie postępowania przetargowego z umowami na zakup danego materiału. Przy takim porównaniu cen jednostkowych muszą zgadzać się ilości i jakość przewidywanego do zakupu materiału przez wykonawcę na etapie przygotowania oferty z ilością i jakością faktycznie zakupionego materiału na etapie realizacji. Wykonawca nie będzie uprawniony do dopłaty całości różnicy w cenie, jeśli przewidywał np. zakup zwykłych 6 szt. drzwi wejściowych 90x200 cm po 500 zł/szt., a faktycznie zakupił 8 szt. drzwi wejściowych 90x200 cm ogniotrwałych po 1500 zł/szt. Zmiana klasy ogniowej drzwi nie wynikała ze zmiany wymagań zamawiającego w trakcie realizacji inwestycji. Podsumowując, wykonawca planował przeznaczyć na drzwi 3000 zł, wydał 12 000 zł. Od zamawiającego oczekuje dopłaty w wysokości 9 000 zł. Niestety dopłata w takiej wysokości wykonawcy się nie należy. Zamawiający może uwzględnić wzrost kosztów drzwi, ale wykonawca powinien wykazać, że planował kupić 6 szt. drzwi po 500 zł, ale ich cena wzrosła do 800 zł, co można uznać za niemożliwy do przewidzenia wzrost ceny. W związku z tym możliwa dopłata wyniesie 1 800 zł, nawet jeśli wykonawca faktycznie kupił więcej droższych drzwi, bo tego *de facto* wymagał projekt, a on nie doszacował danego elementu na etapie przygotowania oferty przetargowej. W projektach typu projektuj i buduj ryzyko ilości i jakości materiałów/urządzeń leży bowiem po stronie

wykonawcy i w związku z tym zamawiający nie powinien w takim wypadku dopłacać do ilości większej niż zakładana i w lepszej specyfikacji niż przyjęto w etapie ofertowania. Rozważać można jedynie dopłatę związaną z niemożliwym do przewidzenia wzrostem cen za ilości przewidziane w ofercie.

Kolejną kwestią do przeanalizowania jest, czy zamawiający powinien brać na siebie całe ryzyko wzrostu cen. Zdecydowanie nie. Strony powinny się nim podzielić. W jakim procencie? To zależy od całościowej sytuacji na kontrakcie i decyzji biznesowej stron.

Komu przysługuje roszczenie o podwyższenie wynagrodzenia? Każdemu podmiotowi w przypadku, gdy:

- po zawarciu umowy doszło do nadzwyczajnej (nieprzewidywalnej) zmiany realiów rynkowych (np. wzrostu cen materiałów, usług),
- wykonanie umowy powoduje po stronie podmiotu powstanie „rażącej straty”,
- istnieje związek przyczynowy między powstałą stratą a wzrostem cen.

Związek przyczynowy często jest pomijany w wystąpieniach roszczeniowych. Wykonawcy chętnie powołują się na ogólną sytuację gospodarczą spowodowaną COVID-19 i wojną w Ukrainie, zapominając wykazać wpływ obserwowanych zmian na rynku na ten konkretny kontrakt, którego dotyczy wystąpienie waloryzacyjne.

Udokumentowanie straty okazuje się bardzo trudne czy wręcz niewykonalne. Z naszego doświadczenia

Obniżenie zużycia energii elektrycznej

~ 20–25%

Zmniejszenie emisji CO₂

~ 20–25%

Czas zwrotu inwestycji

~ 3–6 lat



Zmodernizuj z Wilo układ pompowy kotłowni i ciepłowni o mocy 10–50 MWt

Niezawodne pompy dławnicowe Wilo dla źródeł ciepłowniczych konwencjonalnych oraz kogeneracyjnych

Korzyści dla Użytkownika:

Szeroki zakres zastosowania pomp dławnicowych Wilo wynikający z:

- wydajności do 2 400 m³/h,
- wysokości podnoszenia do 290 m,
- maksymalnej temperatury przetłaczanego medium do +210°C,
- ciśnienia nominalnego PN10/PN16/PN25/PN30.

Duże oszczędności energii elektrycznej wynikające z:

- wysokiej sprawności hydraulicznej pomp,
- klasy sprawności silników – IE5 dla pomp elektronicznych oraz IE3 i IE4 dla pomp stałobrotowych,

Unifikacja rozwiązań, jeden serwis:

- pompy dławnicowe są doskonałym uzupełnieniem szerokiej gamy pomp bezdławnicowych i tworzą kompletną ofertę pomp Wilo przeznaczonych do węzłów ciepłych, układów kotłowych, sieciowych, czy przepompowni;
- wybór pomp Wilo uzupełnionych o urządzenia dodatkowe (np. sterowniki, falowniki) gwarantuje kompleksową opiekę zarówno od strony technicznej, eksploatacyjnej jak i serwisowej.

Digitalizujemy sieci ciepłownicze



**NOWOCZESNE
TEHCNOLOGIE**



**ROZWIĄZANIA
MOBILNE**



**OPTYMALIZACJA PRACY
SIECI I REDUKCJA STRAT**



**ROZBUDOWANE
ANALIZY DANYCH**



**STAŁE WSPARCIE
SPECJALISTÓW**



**GWARANCJA
BEZPIECZEŃSTWA DANYCH**



NASZE REALIZACJE:

- Gdynia OPEC Sp. z o.o.
- Geotermia Podhalańska PEC S.A.
- Olsztyn MPEC Sp. z o.o.

czenia wynika, że wykonawcy zwykle nie są w stanie dostarczyć dowodów, które pozwolą na wyliczenie waloryzacji, nie mówiąc nawet o stracie.

Co w związku z tym można zrobić w takiej sytuacji?

Dopuszczalne jest oszacowanie godziwego wzrostu wynagrodzenia przy wykorzystaniu metod wskaźnikowych, na podstawie wyliczenia szacunkowej wartości wzrostu kosztów w oparciu o wskaźniki (np. GUS). Waloryzacja *ex post* została dopuszczona przez specustawę z 7 października 2022 r.¹ Artykuł 48 stanowi, że: (W związku z istotną zmianą cen materiałów lub kosztów związanych z realizacją zamówienia publicznego) w przypadku gdy zmiana umowy w sprawie zamówienia publicznego dotyczy zmiany wysokości wynagrodzenia wykonawcy, o której mowa w ust. 1 pkt 1-3:

1. strony ponoszą zwiększony koszt wykonania zamówienia publicznego w uzgodnionych częściach,
2. sposób zmiany wynagrodzenia może być ustalony z użyciem odesłania do wskaźnika zmiany ceny materiałów lub kosztów, w szczególności wskaźnika ogłaszanego w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego.

Specustawa w zamierzeniach ustawodawcy miała stanowić odpowiedź na drastyczny wzrost kosztów realizacji inwestycji budowlanych i innych zamówień publicznych. Podkreślić należy, że ustawa Prawo zamówień publicznych (dalej UPzp) również dopuszczała zmiany umowy. Zamawiający jednak niechętnie korzystał z możliwości wprowadzania zmian, jakie dawała UPzp. Zmiana umowy o zamówienie publiczne w świetle Pzp była dopuszczalna, gdy:

- wystąpiła istotna zmiana cen materiałów lub kosztów związanych z realizacją zamówienia publicznego,
- zamawiający, działając z należytą starannością, nie mógł przewidzieć ww. zmiany realiów rynkowych.

Ustawodawca w specustawie z dnia 07.10.2022 r. powtórzył właściwie stanowisko odnośnie dopuszczalności zmian umowy o zamówienie publiczne w oparciu o art. 455 ust. 1 pkt 4. Wydaje się więc, że celem ustawodawcy było wyraźne wskazanie w ustawie dopuszczalności dokonania zmian umowy, tak aby rozwiązać wątpliwości zamawiających publicznych.

Zgodnie z zapisami specustawy umowę można zmienić poprzez:

- zmianę wysokości wynagrodzenia wykonawcy,
- dodanie postanowień dotyczących zasad wprowadzania zmian wysokości wynagrodzenia wykonawcy (tj. wprowadzenie tzw. „klauzuli waloryzacyjnej”),
- modyfikację już istniejącej klauzuli waloryzacyjnej,
- daleko idącą modyfikację innych postanowień umowy, tj.: zmianę zakresu świadczenia wykonaw-

cy, która może powodować zmianę wynagrodzenia lub zmianę sposobu jego rozliczenia, terminu wykonania umowy lub czasowego zawieszenia realizacji, sposobu wykonywania umowy.

Wszystkie powyższe zmiany nie mogą spowodować wzrostu wynagrodzenia o więcej niż 50% wartości pierwotnej umowy, podobnie jak jest to uregulowane w UPzp.

Specustawa wprowadza obowiązek podziału ryzyka między wykonawcą a zamawiającym, co dotychczas stanowiło kwestię sporną w procesach negocjacyjnych, chociaż było również zawarte w UPzp.

”

Wielokrotnie spotkaliśmy się z sytuacją, w której wykonawcy są w stanie wykazać ponoszone koszty, ale nie potrafią podać planowanych racjonalnie kosztów sprzed lat, tj. z okresu wyceny oferty

W związku z problemami z wykazywaniem faktycznych wzrostów kosztów przez wykonawców, Prezes Urzędu Zamówień Publicznych podjął inicjatywę polegającą na utworzeniu grupy roboczej mającej wypracować standardy w zakresie waloryzacji. W skład tej grupy, obok przedstawicieli Urzędu Zamówień Publicznych i Prokuratury Generalnej Rzeczypospolitej Polskiej, weszli przedstawiciele zamawiających, wykonawców oraz organizacji branżowych². Wynikami jej prac są klauzule/wytyczne waloryzacji bazujące m.in. na:

- wskaźniku cen produkcji budowlano-montażowej, publikowanym przez Główny Urząd Statystyczny,
- koszyku waloryzacyjnym polegającym na tym, że waloryzacja odbywa się w oparciu o wskaźniki produkcji sprzedanej wyrobów przemysłowych, wynagrodzenia oraz cen towarów i usług konsumpcyjnych publikowanych przez Główny Urząd Statystyczny oraz wag zawartych w koszyku waloryzacyjnym.

Podkreślić należy, że w naszym kraju nie ma jednoznacznie ustalonych zasad wyliczania waloryzacji kontraktów, a każdy z ekspertów zajmujący się tą problematyką prezentuje indywidualne podejście i metodologię do wyliczania waloryzacji kontraktowej.

Szacując waloryzację w oparciu o wskaźniki, nie można zapominać, że dla kontraktu zawartego np. w lutym 2020 r., realizowanego do grudnia 2023 r., rozliczenia kontraktowe następowały sukcesywnie

wraz ze stopniem zaawansowania kontraktu i tak też należy wyliczać waloryzację wskaźnikową, uwzględniając rozliczenia kontraktowe rozłożone w czasie. Często w swojej praktyce spotykaliśmy się z opracowaniami, w których wyliczenie waloryzacji polegało na przeliczeniu całej ceny ofertowej po aktualnych stawkach, bez uwzględnienia faktu, że część robót została wykonana wcześniej, kiedy wzrosty cen nie były wyższe niż powinno się zakładać w ramach normalnego ryzyka biznesowego.

Pragniemy zwrócić uwagę, że szacowanie wysokości waloryzacji w oparciu o wskaźniki nie jest wyliczeniem należnej wykonawcy kwoty, a jedynie wskazaniem rozsądnych widełek, w granicach których powinny poruszać się strony kontraktu, aby dojść do satysfakcjonującego porozumienia. Ostateczne ustalenie kwoty waloryzacji dla kontraktów, które nie posiadały klauzuli waloryzacyjnej następuje w drodze negocjacji biznesowych między stronami umowy.

Uprawnienie do czasu nie w każdym przypadku generuje uprawnienie do dodatkowej płatności. Właściwego wyliczenia wartości roszczenia czasowego można dokonać tylko w oparciu o analizę harmonogramową i klasyfikację opóźnień (zawinione przez zamawiającego, zawinione przez wykonawcę, równoległe) i dopiero na tej podstawie wyliczyć przysługujące wykonawcy koszty wydłużenia.

Wielokrotnie spotkaliśmy się z sytuacją, w której wykonawcy są w stanie wykazać ponoszone koszty, ale nie potrafią podać planowanych racjonalnie kosztów sprzed lat, tj. z okresu wyceny oferty. Nie mogą zatem wyliczyć różnicy między faktycznie poniesionym a racjonalnie planowanym kosztem. Dodatkowo nie są w stanie wykazać przyczyn wzrostu. Typowe metody stosowane przez wykonawców to na przykład:

- porównanie ceny oferty do ceny, jaką obecnie zapłaciłby zamawiający za dany kontrakt; nie uwzględnia się otrzymywania wynagrodzenia w czasie, nie uwzględnia się żadnego ryzyka własnego wykonawcy,
- porównanie ceny oferty na budowę z projektowaniem do kosztów faktycznie poniesionych z uwzględnieniem faktycznych zwiększonych ilości; oprócz wad poprzedniej metody dodatkowo nie uwzględnia się, że ryzyko ilości nie jest ryzykiem inflacyjnym,
- posługiwanie się ogólnymi dokumentami organizacji wykonawców lub opiniami ekspertów jako dowodami na wzrost kosztów, zamiast dokumentami własnymi,
- ignorowanie postanowień kontraktu i stanu faktycznego.

Jeżeli wykonawca w umowie zrzekł się prawa do waloryzacji ustawowej, nie radził sobie z projektowaniem i podwykonawcami, przedłużył kontrakt i wykonał go po czasie, ponosząc koszty znacznie większe niż poniósłby wykonując go terminowo, to czy należy mu się zwrot tego dodatkowego kosztu? W przypadku braku możliwości wyliczenia wzrostu kosztów wykonawcy na podstawie dokumentów, do oszacowania waloryzacji pozostają metody wskaźnikowe uwzględniające rozliczenia kontraktowe w czasie oraz podział ryzyka między strony kontraktu.

Przypisy

- ¹ Ustawa z dn. 7.10.2022 o zmianie niektórych ustaw w celu uproszczenia procedur administracyjnych dla obywateli i przedsiębiorców.
- ² Przykładowe klauzule waloryzacyjne dla sektora budownictwa – Urząd Zamówień Publicznych - Portal Gov.pl (www.gov.pl). ■

REKLAMA



Konferencja Naukowo-Techniczna

ZARZĄDZANIE PRZEDSIĘBIORSTWEM CIEPŁOWNICZYM

4 czerwca
2024 r.

ŁÓDŹ

NOWOŚĆ

Jaki będzie PEC PRZYSZŁOŚCI?

WIĘCEJ
INFORMACJI



W PROGRAMIE m.in.:

transformacja energetyczna a przyszłość polskiego ciepłownictwa
strategie rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych
cyberbezpieczeństwo w ciepłownictwie

ORGANIZATOR



budujemy możliwości
porozumienia

PATRONAT MEDIALNY

ENERGETYKA



kierunekenergetyka.pl

Zmieniamy spojrzenie biznesu na energię

Od ponad 20 lat dbamy o przyszłość energii oraz środowiska w Polsce. W Axpo wiemy, że rozwój tkwi w innowacyjnych i ekologicznych rozwiązaniach. Dlatego oferujemy produkty i usługi, dopasowane do indywidualnych potrzeb odbiorców i producentów, które pomagają rozwijać rynek odnawialnych źródeł energii w naszym kraju.

Axpo w Polsce

- Sprzedaż energii do odbiorców końcowych
- Strukturyzowane, długoterminowe umowy cPPA
- Odkup energii z OZE
- Bilansowanie handlowe
- Prawa majątkowe
- Gwarancje pochodzenia
- Projektowanie i budowa farm fotowoltaicznych
- Magazyny energii



Sprawdź więcej
na axpo.com

The Power of Energy

