DWUMIESIĘCZNIK nr 4(85)/2022
ISSN 1899-0886
CENA – 20 ZŁ (W TYM 8% VAT)

nowa Energia

Enea

Enea dba o dobrą formę Elektrowni Połaniec

AXC F 2152

AXC F 3152

Certyfikowany regulator mocy PCU od Phoenix Contact

Regulator mocy PCU (Power Control Unit) dla synchronicznych modułów wytwarzania energii (SY PGM) typu B, C i D oraz modułów parku energii (PPM) typu B, C i D

Regulator mocy PCU spełnia wymagania ROZPORZĄDZENIA KOMISJI (UE) 2016/631 skonkretyzowane przez Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG).

© PHOENIX CONTACT 2022

PHOENIX CONTACT
INSPIRING INNOVATIONS

Analizatory serii Easyline EL3020, EL3040, EL3060

Proste w obsłudze, łatwe w utrzymaniu i niezawodne analizatory stężenia gazów dla aplikacji CEMS i nie tylko

ABB, będąc światowym liderem aparatury kontrolno-pomiarowej i analitycznej, posiada w swojej ofercie szeroką gamę analizatorów służących do pomiaru stężenia gazów dedykowanych dla przemysłu. Na szczególną uwagę zasługują analizatory serii Easyline, które mogą dokonać pomiaru stężenia takich gazów jak: CO, CO_2, NO_x, SO_2, N_2O, TOC, O_2 . Oprócz szerokiego spektrum zastosowań analizatory te cechują się również łatwą obsługą, niezawodnością oraz łatwym utrzymaniem.
Dowiedz się więcej na **www.abb.pl/pomiary**

Polecamy:

INTELIGENTNE LICZNIKI ENERGII ELEKTRYCZNEJ. KONCEPCJA POLSKIEGO SYSTEMU DODATKOWEJ WERYFIKACJI I CERTYFIKACJI
Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji
Str. 8 Cyberbezpieczeństwo

VII SEMINARIUM „EKSPLOATACJA ZAKŁADÓW TPOK - DOŚWIADCZENIA" JUŻ ZA NAMI
Wydawnictwo „Nowa Energia"
Str. 16 TPOK

JAK OSZCZĘDZAĆ SUROWCE ENERGETYCZNE W CZASACH ICH NIEDOBORU?
Paweł Kupczak, Prezes Zarządu, Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Nowym Sączu
Str. 30 Ciepłownictwo i Kogeneracja

ZDROWE BUDOWNICTWO
Patrycja Płonka, Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć „Energie Cités"
Str. 36 Odbiorcy - Rynek Energii

WYKORZYSTANIE PALIW Z ODPADÓW, BIOMASY ORAZ OSADÓW ŚCIEKOWYCH W CIEPŁOWNICTWIE
Dr hab. inż. Tomasz Jaworski, prof. Pol. Śl., Politechnika Śląska; Dr inż. Agata Wajda, Instytut Technologii Paliw i Energii
Str. 42 Ochrona Środowiska

LIBERALIZACJA ZASADY 10H - CZY POLSKI WIATR BĘDZIE WOLNY? RZĄDOWY I SENACKI PROJEKT NOWELIZACJI TZW. USTAWY ODLEGŁOŚCIOWEJ
Patrycja Nowakowska, Adwokat - Senior Associate, Ekspert w Zespole Energetyki, Kancelaria Kubas Kos Gałkowski; Marek Malciak, Adwokat - Senior Associate, Ekspert w Zespole Energetyki, Kancelaria Kubas Kos Gałkowski
Str. 60 OZE

ATEX - BEZPIECZEŃSTWO W STREFACH ZAGROŻONYCH WYBUCHEM
Dorota Bałachowska, Ekspert ds. Cyberbezpieczeństwa, Urząd Dozoru Technicznego; Remigiusz Pustkowski, Ekspert ATEX, Urząd Dozoru Technicznego Oddział Łódź
Str. 66 Technologie

Spis treści:

4 Nowa odsłona cyberbezpieczeństwa - jak poradzić sobie w gąszczu norm, praktyk i nowych rozwiązań, aby zwiększyć niezawodność funkcjonowania firmy?
Adam Paturej, Dyrektor Programu Cyberbezpieczeństwa, Fundacja Międzynarodowe Centrum Bezpieczeństwa Chemicznego

8 Inteligentne liczniki energii elektrycznej. Koncepcja polskiego systemu dodatkowej weryfikacji i certyfikacji
Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji

13 Cyberbezpieczeństwo w automatyce obiektowej
Sławomir Sowa, Michał Durski, Intelligia sp. z o.o.

16 VII Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia" już za nami
Wydawnictwo „Nowa Energia"

20 Hybrydowy węzeł cieplny z systemem IT wspomagającym zarządzanie zużyciem energii w budynkach
Marcin Klimczak, Krzysztof Kołek, Marcin Wierzbiński, NG Heat Sp. z o.o.

28 Rozwój odzysku ciepła odpadowego w Poznaniu
Veolia Energia Poznań S.A.

30 Jak oszczędzać surowce energetyczne w czasach ich niedoboru?
Paweł Kupczak, Prezes Zarządu, Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Nowym Sączu

36 Zdrowe budownictwo
Patrycja Płonka, Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć „Energie Cités"

39 LNG szansą dla małych statków. Magda I z silnikiem na skroplony gaz
Obszar Metropolitalny Gdańsk-Gdynia-Sopot

42 Wykorzystanie paliw z odpadów, biomasy oraz osadów ściekowych w ciepłownictwie
Dr hab. inż. Tomasz Jaworski, prof. Pol. Śl., Politechnika Śląska; Dr inż. Agata Wajda, Instytut Technologii Paliw i Energii

52 Certyfikowane rozwiązanie dla systemów fotowoltaicznych zgodne z polskimi wymogami kodeksu sieciowego NCRfg
Grzegorz Polarz, Mateusz Pustułka, PHOENIX CONTACT Sp. z o.o.

56 Mechanizm nierynkowego ograniczania w wytwarzaniu energii elektrycznej z OZE
Łukasz Petelski, Radca Prawny w Zespole Dekarbonizacji, Kancelaria Osborne Clarke

60 Liberalizacja zasady 10H - czy polski wiatr będzie wolny? Rządowy i senacki projekt nowelizacji tzw. Ustawy odległościowej
Patrycja Nowakowska, Adwokat - Senior Associate, Ekspert w Zespole Energetyki, Kancelaria Kubas Kos Gałkowski; Marek Malciak, Adwokat - Senior Associate, Ekspert w Zespole Energetyki, Kancelaria Kubas Kos Gałkowski

66 ATEX - bezpieczeństwo w strefach zagrożonych wybuchem
Dorota Bałachowska, Ekspert ds. Cyberbezpieczeństwa, Urząd Dozoru Technicznego; Remigiusz Pustkowski, Ekspert ATEX, Urząd Dozoru Technicznego Oddział Łódź

68 Innowacyjny wysokosprawny silnik dla energetyki i transportu
Dr hab. inż. Krzysztof Krawczyk, Dr inż. Emil Nowiński

70 Zasady ustalania odszkodowania, a obszar ograniczenia własności na potrzeby budowy urządzeń przesyłowych
Piotr Zamroch, Radca Prawny, Sienkiewicz i Zamroch - Radcowie Prawni, Spółka Partnerska

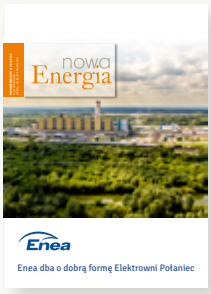
74 Konkurencyjny dylemat
Adw. Joanna Namojlik, apl. adw. Karolina Barszczewska, DGTL Kibil Piecuch i Wspólnicy S.K.A.

80 Polimerowe kompozyty w ochronie przed promieniowaniem mikrofalowym
Dr inż. Wojciech Głuszewski, Adiunkt, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej; Prof. dr hab. Roman Kubacki, Wojskowa Akademia Techniczna

86 Analiza termodynamiczna i ekonomiczna hierarchicznej elektrociepłowni gazowo-gazowej sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła
Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

Wydawca:
Nowa Energia - D. Kubek i M. Marchwiak s.c.
Adres Redakcji:
ul. Wesoła 23, 47-400 Racibórz
Tel. (+48) 32 777 43 35-38
www.nowa-energia.com.pl
Redaktor naczelna:
Dorota Kubek, kom. (+48) 602 647 315
dorota.kubek@nowa-energia.com.pl
Prezes wydawnictwa:
Mariusz Marchwiak, kom. (+48) 509 433 476
mariusz.marchwiak@nowa-energia.com.pl
Redakcja:
tel. (+48) 32 666 00 10
redakcja@nowa-energia.com.pl
Dział organizacyjny:
Patrycja Kubicka
Specjalista ds. Biurowych
kom (+48) 577 311 211
tel. (+48) 32 777 43 35
biuro@nowa-energia.com.pl
konferencje@nowa-energia.com.pl
Dział handlowy:
Renata Fischer
Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu
kom. (+48) 603 220 011
tel. (+48) 32 777 43 36
reklama@nowa-energia.com.pl
Monika Jureczko
Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu
kom. (+48) +48) 730 223 440
tel. (+48) 32 777 43 38
marketing@nowa-energia.com.pl
Obsługa informatyczna:
IT PASJA, www.itpasja.pl
Redaktor Techniczny:
Maciej Rowiński
tel. (+48) 32 777 43 36
grafika@nowa-energia.com.pl
Korekta:
Dorota Kubek

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

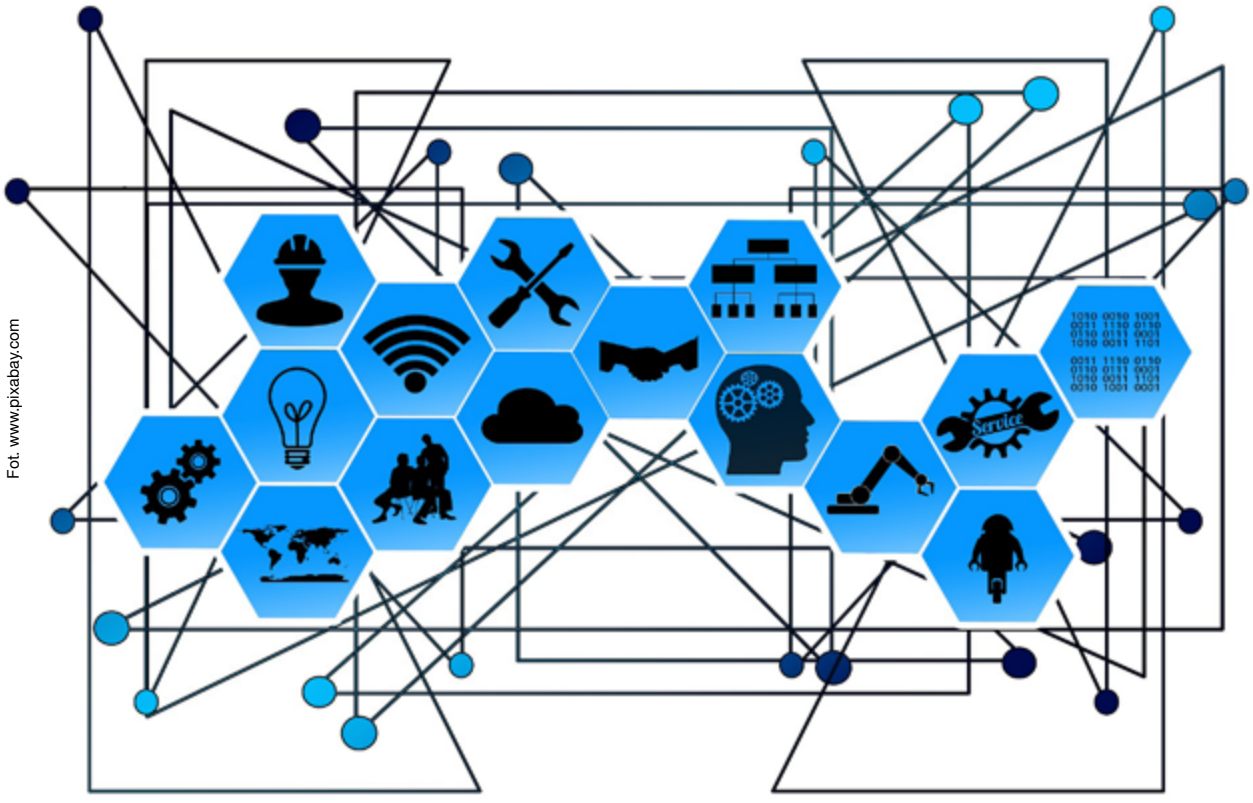


Projekt okładki:
Enea Elektrownia Połaniec

Adam Paturej,
Dyrektor Programu Cyberbezpieczeństwa, Fundacja Międzynarodowe Centrum Bezpieczeństwa Chemicznego

Nowa odsłona cyberbezpieczeństwa

- jak poradzić sobie w gąszczu norm, praktyk i nowych rozwiązań, aby zwiększyć niezawodność funkcjonowania firmy?



Fot. www.pixabay.com

O cyberbezpieczeństwie najczęściej słyszymy w mediach w przypadku ataków na konta bankowe oraz sieci społecznościowe. Kojarzymy ją z przestrzenią komputerów, sieci. Rzadziej jednak myślimy, jak ona przekłada się na realne działanie firm. W firmach przemysłowych wirtualne ataki mogą przybrać bardzo realną i widzialną formę w przypadku, kiedy procesy technologiczne wymkną się spod kontroli (atak na rafinerię Saudi Aramco, albo lokalny wodociąg Oldsmar na Florydzie). Czy jedyną formą zabezpieczeń jest instalacja kolejnego systemu oraz nowej technologii? Czy potrzebny jest inny zestaw działań?

Obserwując rynek od dłuższego czasu uwidacznia się, że wiele firm, albo oddala od siebie problem cyberbezpieczeństwa (najczęściej twierdząc, że są zbyt mali, aby ich to dotyczyło), albo inwestuje duże pieniądze w systemy, które nie są w stanie pokryć całości zagrożeń - szczególnie w warstwie produkcyjnej, bądź systemów sterowania.

Cyberbezpieczeństwo jest trudnym zagadnieniem dla firm z uwagi na częsty brak widzialnych metryk. Próbuje się je wskazać poprzez potencjalne ataki i ilość odbitych połączeń, ale ma to niewielki związek z prawdziwymi zagrożeniami. Z tego powodu - z punktu widzenia zarządu - wydatki na cyberbezpieczeństwo są kosztem, który choć konieczny, ciężko uzasadnić inwestycyjnie. Z drugiej strony, kiedy pojawia się nowe rozwiązanie technologiczne, które obiecuje rozwiązać problem cyberbezpieczeństwa, często firmy po instalacji mają problem z dalszym utrzymaniem tych systemów poprzez brak zasobów i przestają one spełniać swoją funkcję.

Firmy produkcyjne z założenia pracują w porządku i pewnej przewidywalności. Świat sztywnych połączeń elektronicznych odszedł dawno w niepamięć, a skomplikowanie systemów, powszechne protokoły spowodowały, że zapanowanie nad wszystkimi funkcjami sterowników przemysłowych stało się wręcz niewykonalne. Kiedyś sterownik PLC dysponował prostym rejestrem wejść i wyjść z ograniczoną pamięcią. Obecnie jest to de facto komputer z szybkim procesorem i serwerem dostępnym na żądanie w warstwie TCP/IP. Dla menedżerów produkcji, którzy rekomendują zakup sprzętu zarządowi coraz trudniej odnaleźć się w gąszczu nowych funkcji i wymagań. Paradoksalnie wiele z tych funkcji zwiększa zagrożenia z punktu widzenia cyberbezpieczeństwa!

Jak zatem się bronić?

Pierwszym i najważniejszym etapem obrony jest uznanie przez decydentów firmy, że problem cyberbezpieczeństwa jest jednym z wielu aspektów leżący w ich kompetencjach (a nie wąsko w dziale IT). Dla zarządu, funkcjonowanie firmy to multum zagrożeń, począwszy od zagrożeń finansowych, braku kadr, po zmiany prawne, wymogi samorządowe/państwowe, bądź środowiskowe. I tak samo jak zarząd dysponuje narzędziami do radzenia sobie z każdym z powyższych zagadnień, tak są metody dostępne dla każdego (a nie tylko dla informatyków), które mogą pomóc wesprzeć firmę w programie cyberbezpieczeństwa. Wyzwaniem jest to, że zaczynając pracę nad takim programem szybko okazuje się, że okala on każdy dział w firmie, stąd tak ważne jest sprawne kierowanie procesem przez zarząd. Dalsze brnięcie w nowoczesne systemy nie jest wcale odpowiedzią na istniejące już problemy technologiczne. Wskażmy to na przykładach.

> Pierwszym i najważniejszym etapem obrony jest uznanie przez decydentów firmy, że problem cyberbezpieczeństwa jest jednym z wielu aspektów leżący w ich kompetencjach - a nie wąsko w dziale IT

Przykłady

W branży znany jest przypadek, w którym całość dobrze zabezpieczonego procesu technologicznego został zniweczony przez usterkę w systemie chłodzenia (traktowany jako poboczny). Odpowiedzmy sobie na pytanie: czym jest to co produkujemy i jakie zasoby są w tym procesie kluczowe? Bez których zasobów nie uda nam się dostarczyć produktu, a które systemy możemy zastąpić i jakim kosztem? Zbudowanie sieci powiązań między sprzętem informatycznym, a innymi niezbędnymi procesami powinno nam uwidocznić systemy, które powinniśmy chronić w pierwszej kolejności. Taka sieć powiązań może wydawać się na pierwszy rzut oka oczywista, ale szybko uporządkuje to wiedzę na temat zależności w funkcjonowaniu firmy oraz da odpowiedź w analizie, które zasoby są kluczowe przy budżetowaniu inwestycji, bądź modernizacji instalacji.

Fot. Markus Spiske on Unsplash

W obecnym świecie wiele powiązań nie jest już tak oczywista jak ta powyżej (tu uwidacznia się skomplikowanie technologii). Jeśli myślimy, że wymiana informacji ze sterownika PLC następuję tylko i wyłącznie z komputera sterującego (albo lokalnego HMI, albo dalszego z sieci SCADA), to często okazuje się, że jesteśmy w błędzie. Szczególnie w dobie tzw. inteligentnych sensorów. Idąc dalej tą ścieżką szybko dojdziemy do wniosku, że najbardziej wrażliwą na ataki jest na przykład stacja inżynierska, która wgrywa program wykonawczy do głównych sterowników przemysłowych. W jaki sposób chronimy ten kluczowy zasób? Czy dostęp do niego ma technik, który przyjeżdża raz na jakiś czas do naszej firmy (czy są odpowiednie rejestry), czy na przykład każda osoba, która dysponuje pamięcią USB?

Kolejnym aspektem jest, jak radzimy sobie z incydentem, którego i tak nie unikniemy. Jak szybko jesteśmy w stanie przywrócić pierwotną produkcję w przypadku zaburzenia? Czy jesteśmy w stanie proces technologiczny uruchomić ręcznie? Jak zabezpieczamy kluczowe aktywa takie jak programy sterujące procesem technologicznym? Jak zarządzamy zmianą oraz opisem aktualizacji tych programów wykonawczych? Czy polegamy na zewnętrznej firmie, czy może mamy zasoby wewnętrznie, aby poradzić sobie z problemem szybciej?

Budowa programu cyberbezpieczeństwa

Analiza powyższa, która skutkuje przygotowaniem mapy powiązań, kluczowych zasobów i systemów jest pierwszym krokiem do budowy programu cyberbezpieczeństwa (który tutaj wychodzi poza ramy ochrony informacji, czy ochrony komputerów). Odpowiadając na pytanie postawione na początku, program cyberbezpieczeństwa nie wymaga wcale zaawansowanej technologii, czy wiedzy stricte informatycznej. Do tej pory większość zaleceń z norm cyberbezpieczeństwa jest prewencyjna i nie wskazuje, które konkretnie komputery trzeba zabezpieczać (mówi się, że wszystkie, co jest ani technicznie, ani organizacyjnie niemożliwe). Przykłady: Zamknij nieużywane połączenia na firewallu, zadbaj o to, by wyłączyć dostęp zwalnianym pracownikom, itd. Są to rzeczy niekwestionowanie ważne, ale z punktu widzenia analizy ryzyka dla zarządu suche stosowanie norm bez analizy kluczowych zasobów i potencjalnych konsekwencji będzie skazane na porażkę. W programie cyberbezpieczeństwa nie chodzi o budowaniu metryk o ilości zaktualizowanych łat bezpieczeństwa w systemie operacyjnym, ale o przygotowanie się na odpowiednią reakcję w sytuacji krytycznej.

> Wyposażając w odpowiednie narzędzia zarząd, inżynierów oraz techników można odpowiednio zbudować program niezawodności dla firmy

Powyżej ukazany został wstęp do całościowej metodyki, którą szerzej omówimy podczas nadchodzącej **VII Konferencji „Niezawodność i Cyberbezpieczeństwo Infrastruktury Krytycznej i Przemysłowej IT/OT”** w Warszawie w dniach 7-8 września 2022. Podczas niej wskażemy dalsze przykłady, że dyskusja o cyberbezpieczeństwie nie może być jedynie analizą techniczną zabezpieczeń komputera, czy sieci. Wyposażając w odpowiednie narzędzia zarząd, inżynierów oraz techników można odpowiednio zbudować program cyberbezpieczeństwa, który zwiększa niezawodność funkcjonowania firmy. A taki program daje już konkretne korzyści inwestycyjne, gdyż zmniejsza on przypadkowość w produkcji, a nie tylko punktowo zabezpiecza wybrane komputery. □

Wydawnictwo „Nowa Energia” zaprasza do udziału w Konferencjach:

NOWOCZESNE CIEPŁO

III Seminarium
„Nowoczesne Ciepło
- sieci ciepłownicze, chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła"
4-5 października 2022, Poznań

OCHRONA ŚRODOWISKA

XI Konferencja
„Instalacje Ochrony Środowiska”
12-13 października 2022 - Zamek Baranów Sandomierski

NOWY MODEL ENERGETYKI

X Konferencja Techniczna
„Nowy Model Energetyki”
22-24 listopada 2022, Kazimierz Dolny

Szczegóły na: www.nowa-energia.com.pl

UDZIAŁ
tel. 32 777 43 35/577 311 211
biuro@nowa-energia.com.pl

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

MARKETING
tel. 32 777 43 37/730 223 440
marketing@nowa-energia.com.pl

Fot. freeimages.com

Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji

Inteligentne liczniki energii elektrycznej

Koncepcja polskiego systemu dodatkowej weryfikacji i certyfikacji

W obliczu rosnących zagrożeń dla infrastruktury energetycznej oraz rozpoczynającego się w Polsce wielkoskalowego wdrożenia liczników smart (LZO) dla odbiorców przemysłowych i domowych, dotychczasowy system weryfikacji i dopuszczeń do polskiego rynku zaawansowanych urządzeń pomiarowych ze zdalną transmisją dwukierunkową stał się dalece niewystarczający. Dyrektywy MID z końca lat 80. XX w. zaprojektowane były dla liczników bez zdalnej komunikacji i funkcji zdalnego sterowania. Obecny poziom techniczny rozwiązań pomiarowych, jak i wyzwania związane z cyberbezpieczeństwem - są kluczowymi przesłankami do przemyślenia na nowo oraz uzupełnienia obecnego systemu weryfikacji i certyfikacji układów pomiarowych.
Potrzebne jest pilne uzupełnienie procedur i systemu dopuszczeń do polskiego rynku produktów z branży pomiarów i smart grids. Artykuł jest próbą zaproponowania koncepcji poszerzenia dotychczasowego systemu certyfikacji MID o elementy związane cyberbezpieczeństwem i zdalną komunikacją w oparciu o doświadczenia europejskie, ale uwzględniający specyfikę polskiego rynku (5 dużych operatorów sieci).

Wprowadzenie „Measuring Instruments Directive (2004/22/EC)", tzw. MID w zakresie wspólnych europejskich wymagań i europejskiego systemu dopuszczania do rynku urządzeń pomiarowych różnego typu - było kamieniem milowym na drodze do standaryzacji w skali UE. Wymagania te przyjęły wszystkie kraje europejskie, łącznie z tymi nie należącymi wówczas do Unii Europejskiej. Dzięki temu, że każdy producent urządzeń starający się sprzedać swoje produkty na jednolitym rynku europejskim wiedział jakie wymagania muszą spełniać jego produkty i jakie badania weryfikacyjne muszą przejść, aby otrzymać certyfikat MID - udało się zapewnić jednocześnie konkurencyjne ceny przy gwarantowanych parametrach jakościowych pomiaru. Warto zaznaczyć, że te niezależne od energetyki badania (MID) wykonuje wiele instytucji i niezależnych laboratoriów certyfikowanych przez europejskie i narodowe urzędy miar.

Ten skutecznie działający po dziś dzień system weryfikacji liczników i przyrządów pomiarowych był ostatnią udaną próbą standaryzacji wymagań i weryfikacji produktów przed dopuszczeniem ich do wspólnego rynku europejskiego. Rynki krajowe nadal się rozwijały, wdrażano kolejne generacje produktów i technologii, a idea unifikacji została zaniedbana. W licznikach energii, gazu i ciepła - poza sprawdzeniem poprawności metrologii, którą (przynajmniej w części) zapewnia MID - ważnymi aspektami stały się komunikacja, parametry jakościowe energii, bezpieczeństwo danych, sterowanie i oraz kilka innych nowych aspektów. Licznik smart po prostu stał się wielofunkcyjnym terminalem końcowym sieci. Niestety wspólna standaryzacja i normalizacja UE nie nadążyła za tymi zmianami.

Kolejne Dyrektywy UE (Directive 2012/27/EU, (EU) No 910/2014, (EU) 2016/679, n (EU) 2018/1725, Directive (EU) 2019/944 Artykuł 24, Artykuł 20) wprowadziły obowiązek i harmonogram instalacji w krajach Unii Europejskiej inteligentnych liczników energii. Udało się nawet określić 10 podstawowych funkcjonalności liczników smart, ale pozwolono krajom członkowskim na wybiórcze i nieobligatoryjne ich stosowanie. Komisja Europejska podjęła nawet inicjatywę unifikacji funkcjonalności i komunikacji liczników smart, czyli opracowania otwartego standardu technicznego, który będzie obejmował znacznie więcej niż tylko obowiązujące do tej pory wymagania metrologiczne określane przez dyrektywy MID. Była to wytyczna KE „Standarization Mandate M/441" z marca 2009 r. „Otwarta architektura dla liczników energii przeznaczonych dla energetyki". Zamiast jednego przyniosła ona 4 standardy. Raport standaryzacyjny do wytycznej M/441 okazał się zestawieniem czterech najbardziej popularnych otwartych standardów opracowanych zarówno przez firmy energetyczne, jak i niektórych producentów. Objęto je oficjalną europejską standaryzacją CEN/CENELEC/ETSI, dopuszczając każdy z nich do stosowania na unijnym rynku. Niestety niektóre kraje europejskie nie mogąc doczekać się powstania wspólnej europejskiej specyfikacji technicznej dla nowej klasy liczników (smart), zdążyły uruchomić własne procedury standaryzacyjne i weryfikacyjne

(np. Włochy, Wielka Brytania, Niderlandy, Francja). W praktyce okazało się, że standardy i ich specyfikacje techniczne i tak muszą być uzupełniane na poziomie poszczególnych krajów o rozszerzające je szczegółowe wymagania tzw. „companion standards". W ten sposób zbudowaliśmy sobie krajowe indywidualne „porządki techniczne" w pomiarach - co powoduje, że producenci liczników na dany kraj UE muszą opracowywać dostosowany do wymogów danego kraju standard liczników smart. Brak wspólnych specyfikacji i wymagań zrodził jednak kolejne problemy wynikające z tego że „otwarte standardy z M/441" muszą być doposażone o notyfikowany w UE szczegółowy krajowy standard techniczny (tzw. „companion standard"). Urządzenia różnych producentów przeznaczone na dany rynek muszą pracować we wspólnej sieci komunikacyjnej i muszą zapewniać interoperacyjność. Konieczna była więc budowa dodatkowych oddzielnych krajowych laboratoriów, które rozszerzyłyby obowiązkowe badania metrologiczne MID o komunikację i współpracę w sieci w danym kraju (w np. Wielkiej Brytanii i Niemczech także o cyberbezpieczeństwo). W dodatku praktycznie każdy kraj UE chciałby eksportować swoją technologię smart grids, czyli swój „companion standard".

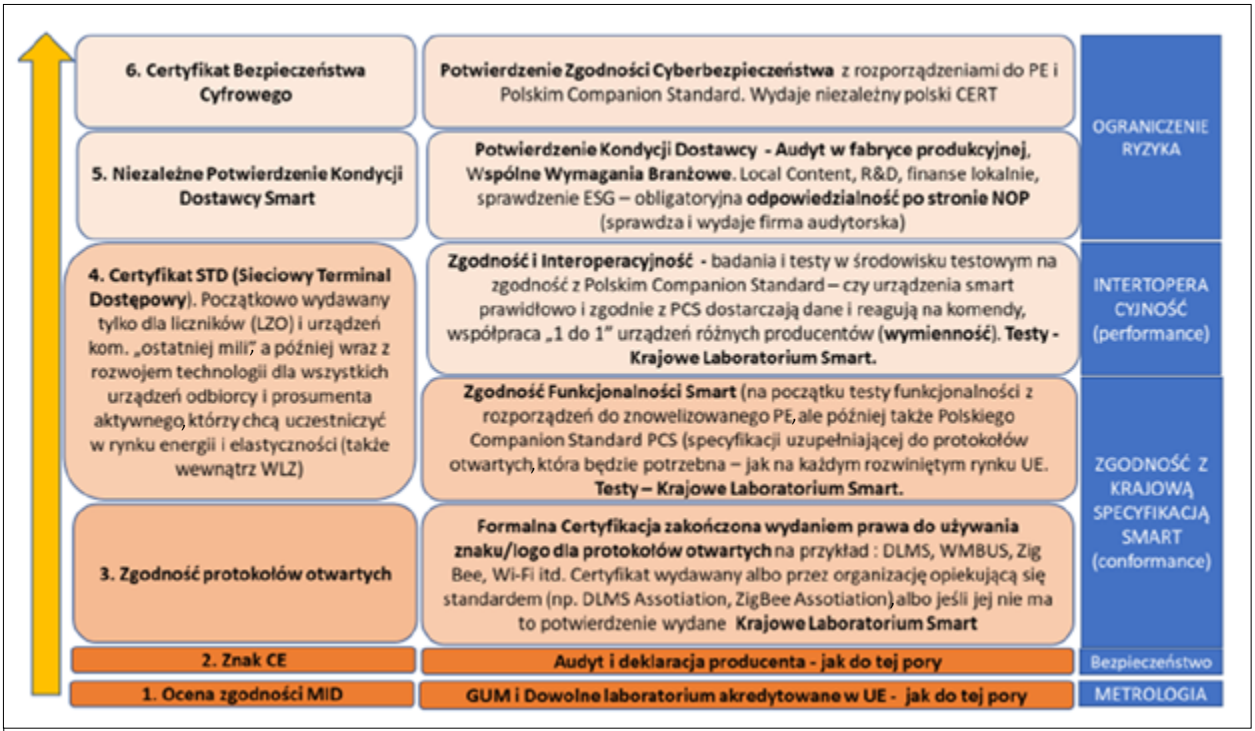
> Zwiększenie efektywności gospodarowania energią (DSM/DSR), to pierwszy i najpilniejszy krok w kierunku uniezależnienia się od paliw kopalnych i transformacji energetycznej

Powstały więc krajowe ośrodki weryfikacji i certyfikacji w zakresie „companion standard". Przykładem jest LAN we Francji (G3 PLC), czy ośrodek w Hiszpanii - Tecnalia. Mamy też producenckie i energetyczne alianse oferujące własne systemy laboratoriów, badań, dopuszczeń i certyfikacji rozszerzającej, jak IDIS, czy OSGP realizowane także przez niezależne jednostki takie jak KEMA, czy DNV. Tak czy inaczej większość krajów wdrażających smart metering poradziło sobie jakoś z określeniem ścisłego technicznego krajowego standardu oraz z ustanowieniem mniej lub bardziej niezależnych instytucji/laboratoriów sprawdzających jak liczniki nowej klasy smart poszczególnych producentów „radzą sobie" z dotrzymaniem wymagań specyfikacji krajowej (testy conformance) oraz jak współpracują one w jednej sieci z licznikami smart innych producentów (testy performance). W odniesieniu do niektórych wybranych krajów (np. UK, Niemcy) zapewniono także sprawdzenie „cyrsecurity". Większość krajów dokonuje także sprawdzenia czy do konstrukcji liczników użyto certyfikowanej na lokalnym rynku platformy (weryfikacja chipów). Ostatnio także zadbano o to, by producent platformy komunikacyjnej nie znalazł się na „liście wysokiego ryzyka", czyli czy produkt nie pochodzi z regionów, które mogą budzić podejrzenia o inwigilację (ostatnie regulacje UE dopuszczają warunkowe stosowanie takich list w krajach członkowskich). W Polsce nie mamy jednego standardu dla liczników smart. Każdy z dużych OSD ma inne wymagania, ale co grosza - brakuje nawet świadomości, że wyroby smart wprowadzane na rynek infrastruktury krytycznej po prostu muszą być obiektywnie zbadane i zweryfikowane, aby uniknąć „przykrych niespodzianek" w przyszłości.

W Polsce mieliśmy kilka „podejść" do naszej krajowej specyfikacji poszerzającej nadal obowiązującą dyrektywę MID. Najważniejsze inicjatywy były podjęte przez Krajową Izbę Gospodarczą Elektroniki i Telekomunikacji (KIGEiT), PTPiREE oraz Urząd Regulacji Energetyki. Odbyły się także warsztaty poświęcone temu zagadnieniu. Jak się okazało, interesy zarówno poszczególnych grup energetycznych, jak i środowisk producenckich były na tyle rozbieżne, że uzyskany konsensus zaowocował tylko dość ogólnymi wytycznymi technicznymi, których emanacją jest Rozporządzenie Ministra Środowiska i Klimatu w sprawie systemu pomiarowego Poz. 788 obejmujące Załączniki 1 „Minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne dla liczników zdalnego odczytu", Załącznik 3 „Sposób wyznaczenia wskaźników niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym", Załącznik 4 „Sposób wyznaczenia wskaźników niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym", a także projekt rozporządzeń uzupełniających na przykład „w sprawie infrastruktury sieci domowej" z 12.05.2022 (813)".

Zostały zatem określone wymagania minimalne, które jednak nie są precyzyjne na tyle, by mogły być nazwane specyfikacją uzupełniającą/companion standard dla Polski. Jest wręcz przeciwnie. Wymagania te umożliwiają kontynuowanie wdrożeń liczników smart w odrębnych i niekompatybilnych wzajemnie technologiach na obszarze każdej z 5 dużych firm energetycznych (OSD). Brak naszego krajowego standardu oznacza, że nie możemy liczyć na ułatwienia w ekspansji eksportowej dla polskich producentów. Jeszcze poważniejszym problemem jest to, że brak ścisłej(ch) specyfikacji technicznej(ych) (CS) hamuje opracowanie i wdrożenie systemu i procedur dopuszczania na rynek polski liczników smart. W efekcie mamy do czynienia z bezprecedensowym otwarciem się polskiego rynku dla najtańszych niesprawdzonych i potencjalnie niebezpiecznych technologii, które mają być zainstalowane na infrastrukturze krytycznej - sieci nN. Tym samym ułatwiono dostęp do polskiego rynku firmom z poza Europy (głównie Azja), którym nie postawiono właściwie żadnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa (dzieje się to kosztem europejskich i polskich producentów i naszej krajowej gospodarki).

Nadal nie wiadomo jaka instytucja lub firma miałaby w Polsce przeprowadzać niezbędne przecież badania poszerzające MID o procedury zgodności



Rys. 1. Proponowany system weryfikacji i certyfikowania urządzeń infrastruktury smart grids dla Polski

(conformance), interoperacyjności w sieci (performance) i przede wszystkim testowania bezpieczeństwa cyfrowego. W tej sytuacji liderzy rynku starają się we własnym zakresie stosować „najlepsze sektorowe praktyki", podczas gdy pozostałe OSD dopiero je wypracowują. Tymczasem duże przetargi na LZO są już ogłaszane i rozstrzygane. Stwarza to poważne zagrożenie „utopionymi inwestycjami" w niekompatybilne technologie, na dodatek bez wsparcia serwisowego w kraju. Jeszcze większym zagrożeniem stają się liczniki, które w ogóle nie są weryfikowane pod kątem bezpieczeństwa cyfrowego (np. moduły komunikacyjne „nieznanego pochodzenia"). Wojna w Ukrainie dobitnie pokazała jak łatwo jest wykorzystując technologie komunikacyjne unieruchomić całe sektory przemysłowe, czy dziesiątki farm wiatrowych. Może się zdarzyć, że w podobny sposób, z użyciem niezweryfikowanych liczników smart - udałoby się w przyszłości zatrzymać dostawy „prądu" dla milionów gospodarstw domowych.

Brak systemu weryfikacji i dopuszczeń to nie jest standard

Jesteśmy prawdopodobnie jedynym krajem UE, w którym nie ma żadnej certyfikowanej jednostki zajmującej się testowaniem, weryfikacją zgodności i sprawdzaniem sprzętu oraz firmware pod kątem bezpieczeństwa cyfrowego i interoperacyjności. Brakuje podmiotu, który odpowiadałby za podstawową weryfikację/audytami u potencjalnych dostawców dla setek milionów liczników wyposażonych w narzędzia pozwalające na zdalne „odcięcie" energii. Jesteśmy wystarczająco dużym rynkiem, żeby wymusić na dostawcach sprzętu laboratoryjne sprawdzenie przed dopuszczeniem na rynek. W infrastrukturze krytycznej nie może być mowy o „zakupach w ciemno".

Opierając się na literaturze i osiągnięciach innych krajów europejskich przytaczamy poniżej propozycję wprowadzenia kilkustopniowej procedury dopuszczeń liczników smart do polskiego rynku, poszerzającą wyraźnie dalece niewystarczające już wymagania dyrektywy MID.

Poniższa propozycja systemu dopuszczania liczników oraz innych urządzeń sterujących i końcowych klasy smart grids (np. koncentratory, sterowniki OZE) dla Polski bazuje na obserwacjach, wykorzystaniu doświadczeń oraz najlepszych praktykach na najbardziej rozwiniętych i zaawansowanych pod względem smart meteringu rynkach UE.

Na wzór innych krajów polskiemu systemowi dopuszczenia podlegałby określony konkretny model/typ produktu (np. licznika LZO) konkretnego producenta. Proces został przedstawiony na rysunku 1 (jaśniejszymi kolorami (pozycje od 3-6) zaznaczono elementy/moduły, które dopiero trzeba wprowadzić (dzisiaj nieobecne lub rzadko stosowane).

*Krajowy certyfikat bezpieczeństwa liczników i urządzeń smart grids można byłoby oprzeć na wspólnych europejskich wymaganiach bezpieczeństwa,

tzw. „Common Criteria" uzupełnionych o nasz „companion standard"

Osobnej analizy wymaga sprawa dotycząca tego, jakiemu podmiotowi powierzyć funkcję Krajowego Laboratorium Smart (KLS). Jedno jest pewne - nie powinien on prowadzić żadnej innej działalności komercyjnej związanej z licznikami, ani urządzeniami do smart grids. Dla zapewnienia czystości „wolnorynkowej gry" powinna być to instytucja albo całkowicie niezależna, albo łącząca reprezentantów polskich i europejskich producentów urządzeń i reprezentantów OSD, a także odbiorców i prosumentów, czyli wszystkie zainteresowane strony.

Proponujemy żeby bazując na doświadczeniach innych rynków, wyłonić w rządowym przetargu od jednego do trzech operatorów Polskiego Laboratorium Smart. Można byłoby na początku powierzyć tę funkcję dwóm lub trzem oddzielnym i niezależnym podmiotom, wprowadzając element zdrowej konkurencji mitygującej także ceny. W kolejnym etapie na podstawie zebranych doświadczeń i współpracy, można byłoby albo pozostawić możliwość wyboru producentom urządzeń startującym do certyfikacji STD, albo pozostawić tylko jeden podmiot (ale z kontrolą stawek i cen przez regulatora - kontrola monopolu). Wydaje się, że najbardziej predysponowane do testów STD są uczelnie techniczne, ze względu na bardzo wysokie kompetencje potrzebne przy testach i niewątpliwą niezależność od przemysłu i energetyki. W sektorze gazowniczym (gazomierze smart) skutecznie tę rolę pełni Instytut Nafty i Gazu.

Inna możliwość to budowa kompetencji od podstaw przy państwowej instytucji, na przykład poszerzenie dotychczasowego zakresu działań GUM. Jednakże może pojawić się problem sprzętu laboratoryjnego i braku niezbędnych umiejętności i kompetencji (jest to nowy temat).

Jeszcze innym pomysłem jest powołanie wspólnego branżowego ośrodka, jako niezależnego podmiotu z maksymalnym wykorzystaniem już istniejących zaawansowanych kompetencji, przy udziale stowarzyszeń branżowych reprezentujących zarówno OSD, jak i przemysł wytwórczy. Kluczową sprawą jest, aby powstało laboratorium testujące i certyfikujące urządzenia dla całego kraju, tak aby nowy „certyfikat smart grids PL" mógł służyć jako przepustka w skali całego polskiego rynku dla danego i konkretnego typu urządzenia, które przeszło badania. Jeśli nic się nie zmieni w kwestii powstania/braku wspólnego polskiego „companion standard" dla liczników energii oraz krajowego systemu dopuszczania do rynku wyrobów, to przyszłe laboratorium będzie musiało testować co najmniej 5 technologii dopuszczonych przez polskie OSD. Choć takie rozwiązanie nie jest optymalne (producenci będą zgłaszać do testów więcej urządzeń i płacić za certyfikację dla każdej odmiany standardu polskiego zaproponowanych przez konkretnego OSD), to jednak nadal jest to technicznie możliwe i wykonalne.

Podsumowanie

Uruchomienie krajowej procedury dopuszczeń jest pilnym zadaniem, ponieważ duże przetargi na technologie smart grids (liczniki LZO) już się rozpoczęły. Jeśli rozpoczną się także dostawy niekompatybilnych i niebezpiecznych cyfrowo urządzeń końcowych, to żadne inne wysokopoziomowe systemy oceny ryzyk cyberbezpieczeństwa działające na poziomie IT w krytycznej sytuacji mogą nie zadziałać. System oceny i weryfikacji bezpieczeństwa cyfrowego musi być kompletny, kompleksowy i musi zawierać także warstwę komponentów i urządzeń. Uruchomienie procedur testowania „conformance" i „performance" dałoby szansę na rozwój interoperacyjnych systemów sterowania popytem DSM/DSR. Zwiększenie efektywności gospodarowania energią (DSM/DSR), to pierwszy i najpilniejszy krok w kierunku uniezależnienia się od paliw kopalnych i transformacji energetycznej. Cel, bez którego pozostałe działania dotyczące np. OZE nie dostarczą oczekiwanych przez społeczeństwo i planowanych efektów. Prawdopodobnie jest już zbyt późno, by ułatwić polskim przedsiębiorcom z branży smart grids dostęp do eksportowych rynków, jak udało się to np. francuskiemu przemysłowi, dzięki wypromowaniu własnego standardu otwartego G3 PLC. Nie jest jednak jeszcze za późno, by nie ułatwiać dostępu do polskiego rynku azjatyckim przedsiębiorcom, którzy z dużym prawdopodobieństwem wykorzystują asymetryczne zasady gry (ulgi w podatkach, cłach, dostęp do komponentów elektronicznych). Obecnie ceny ich produktów są dzięki temu niskie, lecz w segmencie smart meteringu każdy kontrakt jest „małżeństwem na lata", więc poziom cen może się radykalnie zmienić, kiedy na lokalnym rynku nie przetrwają lokalni producenci.

Osobną sprawą jest konieczność uwolnienia rynku Niezależnych Operatorów Pomiarów, Operatorów Danych Pomiarowych i Operatorów Udostępniania Danych dla liczników energii elektrycznej smart, którzy obsłużą rynek sterowania energią dla przedsiębiorstw i gospodarstw domowych. Obowiązek wydzielenia niezależnych operatorów pomiarów wynika z dyrektyw UE dotyczących „unbundlingu pomiarów", natomiast obecnie w końcowej fazie konsultacji społecznych KE są dokumenty (rozporządzenie i załącznik do (EU) 2019/944) zobowiązujące wszystkie kraje członkowskie do standaryzacji procesów i struktur danych pomiarowych oraz do wydzielenia pozostałych operatorów niezależnych). Nowe przepisy procedowane w KE tworzą podstawę do standaryzacji obniżenia kosztów technologii i ułatwienia rozwoju europejskich uniwersalnych rozwiązań technicznych, ułatwiających oszczędzanie energii (DSM/DSR, elastyczność) i ułatwienia osiągnięcia celów dotyczących efektywności energetycznej UE. Uniwersalne i zweryfikowane przez niezależne instytucje urządzenia, systemy pomiarowe i procesy wymiany danych pomiarowych dadzą polskiej gospodarce dodatkowe miejsca pracy. □

Sławomir Sowa, Michał Durski
Intelligia sp. z o.o.

Cyberbezpieczeństwo w automatyce obiektowej

W dobie tak intensywnego rozwoju technologii i cyberprzestrzeni zapewne każdy z nas dostrzega liczne zalety, jakie ten proces niesie ze sobą. Innowacyjne urządzenia pozwalają na monitorowanie czynności naszych organizmów, inteligentne samochody zyskują coraz większą autonomię, a systemy automatyki w naszych domach umożliwiają kontrolę i sterowanie instalacjami w budynku za pomocą jednego kliknięcia w aplikacji mobilnej.

Powinniśmy jednak pamiętać o niebezpieczeństwach związanych z tak postępującą cyfryzacją naszego życia, a co za tym idzie - również danych personalnych i prywatności.

Raport „The Future Smart Home: 500 Smart Objects Will Enable New Business Opportunities“, przeprowadzony przez firmę Gartner wykazał, że do 2022 r. w typowym domu będzie znajdowało się nawet 500 inteligentnych urządzeń.

Fot. freeimages.com

Każde urządzenie łączące się z siecią internetową pozostawia ślad cyfrowy. Tym samym, może stać się celem cyberataku.

Może być to smart TV, inteligentna lodówka, ekspres do kawy, czy budzik, ale także system grzewczy, oświetleniowy, alarmowy, czy przeciwpożarowy.

Cyberprzestępcy są w stanie wykorzystać nawet niepozorny budzik, łączący się z naszym smartphone jako podsłuch. Inteligentny telewizor może stać się narzędziem do podglądania domowników, celem chociażby przeprowadzenia kradzieży w ich domu.

Warto więc być świadomym nowych zagrożeń i dokonywać wyboru systemów i urządzeń posiadających możliwie najlepsze zabezpieczenia sieciowe.

Przyjrzyjmy się najważniejszym z nich w kontekście inteligentnego domu.

Jeszcze nie tak dawno korzystaliśmy z internetu bez protokołu **SSL (protokół szyfrowania danych między klientem, a serwerem)**. Obecnie stosowane są bardziej zaawansowane rozwiązania szyfrujące, jakie chociażby możemy spotkać w **Web3.**

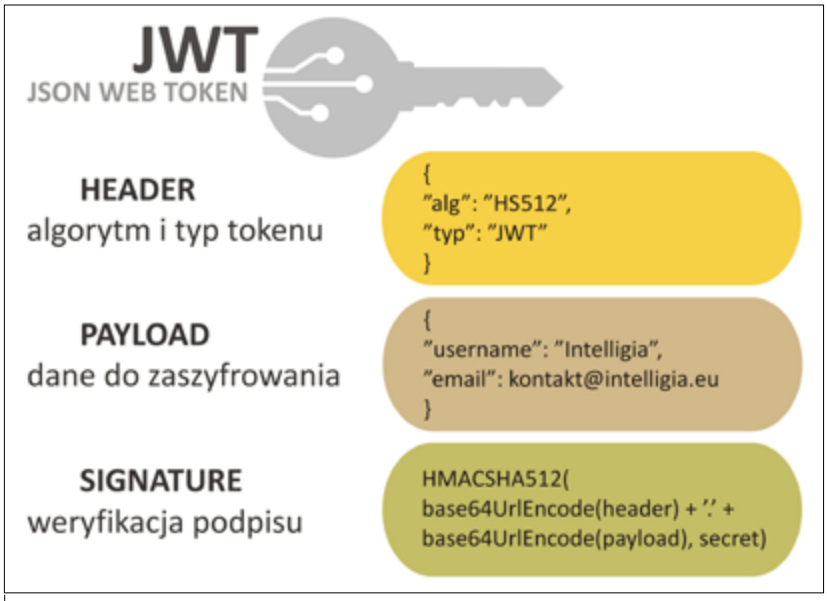
Internet wersji trzeciej, w najprostszym ujęciu, jest to zdecentralizowany system przechowywania danych. W tej wersji dane te są własnością użytkownika. Obecnie dane te są własnością właściciela serwera, przez co istnieje możliwość wycieku danych do sieci w momencie ewentualnej awarii, bądź niepowołanej autoryzacji. W konsekwencji obecnie proponowane, jak i wdrażane rozwiązania zapewniają niską awaryjność systemu i wysoki poziom bezpieczeństwa danych dla użytkowników „rozwiązań inteligentnych" - ale i nie tylko. Jest to bardzo istotne z punktu widzenia systemów automatyki budynkowej, które coraz częściej posiadają pełną możliwość kontroli, sterowania poprzez aplikacje internetowe, bądź aplikacje natywne. Dostęp do kontroli i sterowania zdalnego budynku, to nie tylko wygoda i komfort dla użytkownika. To również niebezpieczeństwo przejęcia kontroli nad systemem sterowania przez osoby nieuprawnione. Aktualnie systemy automatyki obiektowej związane z IoT (**Internet rzeczy**) są uruchomione najczęściej na serwerze umiejscowionym na hali (w przypadku firm), bądź w pomieszczeniach budynku, domu klienta.

Dane znajdujące się na dyskach mogą zawierać informacje odnoszące się do kluczy dostępowych, danych identyfikacyjnych, bądź innych wrażliwych informacji. Dzięki zastosowaniu najnowszych technologii jesteśmy w stanie zminimalizować pewnego rodzaju ryzyko autoryzacji osób niepowołanych.

Jednym z możliwych do zastosowania systemów jest **blockchain**.

Jest to rozproszony system, który umożliwia rozłożenie różnych danych w wielu miejscach. Dostęp do jednego z tych miejsc nie umożliwia nam odczytania zawartości danych bez mechanizmu konsensu, który składa wszystkie informacje w całość oraz bez dostępu wszystkich wymaganych informacji.

W ten sposób możemy zabezpieczyć dane ustawień systemowych i użytkowników, przechowywane w urządzeniach wykonawczych systemu automatyki budynkowej. Pozostaje jeszcze kwestia bezpieczeństwa przesyłu danych pomiędzy różnymi urządzeniami w danym systemie sterowania.



Rys. 1. Budowa tokenu autoryzacyjnego JWT

Problem ten można rozwiązać na wiele sposobów. Specjaliści od projektowania zabezpieczeń w przesyłaniu danych, wprowadzają szereg nowych rozwiązań, posiadających coraz wyższe współczynniki zabezpieczenia dostępu z zewnątrz do naszego systemu.

Obecnie dane przesyłamy między serwerem automatyki, a klientem na podstawie protokołu **HTTP**, bądź **WebSocket**, Dzieje się tak w przypadku wymiany informacji na żywo. Protokół HTTP możemy zabezpieczyć chociażby za pomocą protokołu sieciowego **SSL**.

Token autoryzacyjny JWT

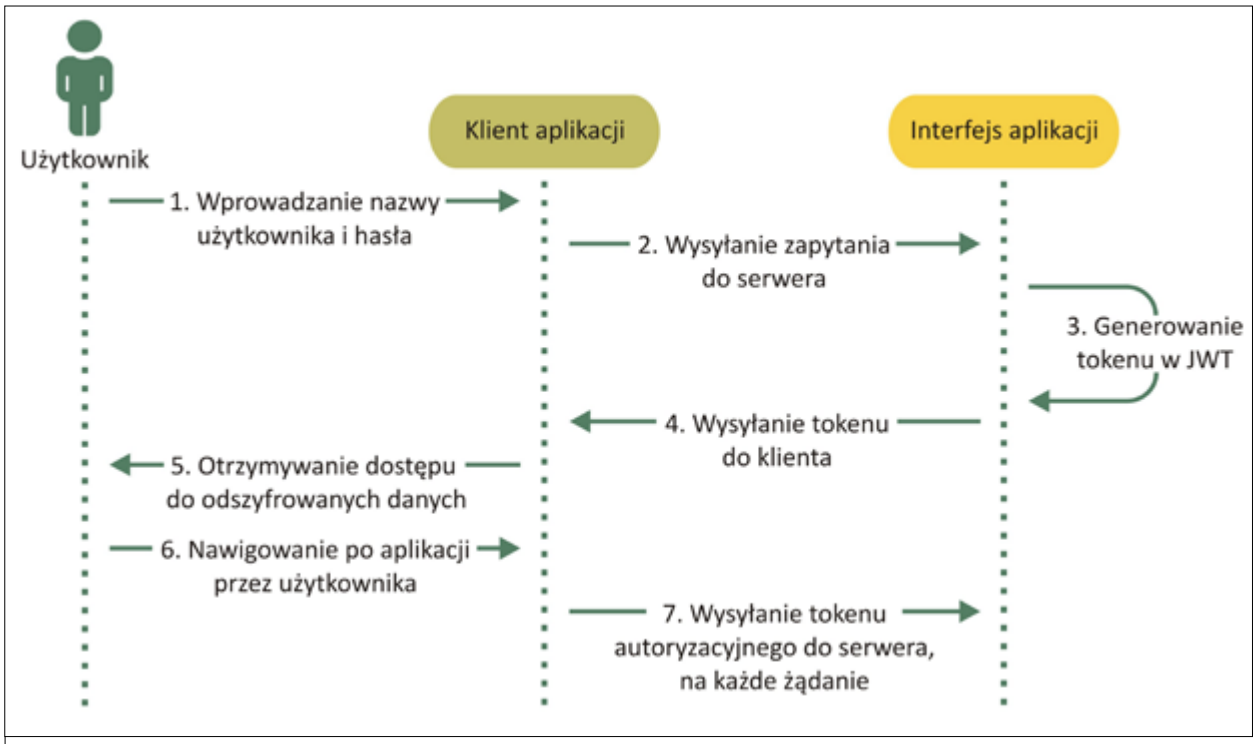
WebSocket zabezpieczamy za pomocą mechanizmu sesji, bądź tokenizacji jakim jest np. token posiadacza [**JWT - (Json Web Token)**]. Token ten jest powszechnie używany do uwierzytelniania zaszyfrowanych danych. Na rysunku 1 przedstawiono budowę tokenu autoryzacji JWT, w którego skład wchodzą trzy bloki:

- Header, czyli nagłówek, który zawiera określenia dla tokenu oraz algorytmu szyfrującego,
- Payload, który jest informacją do zaszyfrowania danych dotyczących użytkownika/ domownika korzystającego z systemu automatyki obiektowej,
- Signature, w którym mieści się podpis tokenu.

Odrębnym również popularnym rozwiązaniem jest **OAuth**, którego wykorzystuje jeden z czołowych portali społecznościowych. Do tego możemy dodać mechanizmy podpisu z blockchain-u w celu uwierzytelnienia, że „my to my" dla serwera i voilà. Jest to jeden z przykładów dobrego zabezpieczenia transmisji danych dla automatyki.

Mechanizmy uwierzytelniania w aplikacji

Do uwierzytelniania aplikacji wykorzystuje się różne sposoby szyfrowania danych w celu ich ochrony. W systemach automatyki budynkowej wykorzystujemy mechanizmy uwierzytelniania danych. Zabezpiecza to inteligentna instalacja budynkowa przed dostępem



Rys. 2. Schemat wykorzystania mechanizmu tokenizacji w aplikacji

osób niepowołanych do konfiguracji, ustawień systemów automatyki obiektowej. Na rysunku 2 znajduje się poglądowy schemat funkcjonowania mechanizmów uwierzytelniania użytkownika. Opiera się on na algorytmie szyfrowania danych, które wykorzystywane są na całym świecie. Możemy wyróżnić dwa podstawowe mechanizmy szyfrowania AES (Advanced Encryption Standard, który w oryginalnej nazwie brzmi Rijndael) oraz SHA-256 (Secure Hash Algorithm). Mimo, że mechanizm powstał na przełomie ubiegłego wieku, powszechność jego używania jest postrzegana jako najwyższy standard bezpieczeństwa w obecnych czasach. Niezależnie od tego prowadzone są czynności zmierzające do jeszcze wydajniejszej i bezpieczniejszej pracy tych systemów szyfrujących. Zabezpieczenie naszych danych sterujących automatyką budynkową staje się bardzo ważne, gdy chcemy - jako użytkownicy - mieć dostęp do monitorowania stanu pracy oraz sterowania systemu automatyki obiektowej z zewnątrz. Wykorzystywane są do tego celu komputery, tablety, smartfony, a medium pośredniczącym jest sieć internetowa. W celu osiągnięcia jak najwyższego poziomu bezpieczeństwa danych można wykorzystać rozwiązania chmurowe, które ułatwią nam sprawę z konfiguracją, jak i utrzymaniem spójnej infrastruktury.

Istnieje także możliwość wykonania własnej implementacji kontroli lokalnego serwera w sieci zewnętrznej. Wówczas konieczny jest kontakt z naszym dostawcą internetu w celu zapewnienia statycznego adresu IP. Można także posłużyć się innymi rozwiązaniami związanym z rozproszonym systemem nazw sieciowych **DNS**. Dodatkowo dochodzi jeszcze kwestia zabezpieczenia portów, bądź implementacja systemów anty **DDoS**.

Podsumowanie

Zwiększająca się popularność i dynamiczny rozwój różnego rodzaju systemów inteligentnej automatyki obiektowej, wymusza opracowywanie coraz lepszych metod zabezpieczania danych kontrolujących i sterujących inteligentnym budynkiem. Kwestia zabezpieczania dostępu do systemu sterowania, wydaje się być kluczowa i zapewne będzie poddawana licznym usprawnieniom.

W zagadnieniach związanych z bezpieczeństwem systemów inteligentnego sterowania budynkami, najbardziej stabilne jest bezpieczeństwo techniczne, Jest tak ze względu na to, że jest ono probabilistycznie przewidywalne. Można w miarę dokładnie określić jakie urządzenia i kiedy mogą ulec uszkodzeniu.

Z drugiej strony, największym problemem jest człowiek, a konkretnie jego zamierzone, destrukcyjne działanie, zmierzające do przejęcia kontroli nad zaawansowanymi systemami sterowania budynków. Często, dla zwiększenia skuteczności działania, użytkownicy tych systemów nie mają świadomości o stopniu zaawanasowana użytych technologii służących do ochrony systemu, które zostały zaimplementowane przez instalatorów. □

Wydawnictwo „Nowa Energia”

VII Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia” już za nami

Wydawnictwo „Nowa Energia” zorganizowało VII Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia”, które odbyło się w dniach 20-22 czerwca 2022 r. w Szczecinie. Seminarium to stała platforma wymiany doświadczeń w zakresie eksploatacji Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych. Gospodarzem wydarzenia był Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Sp. z o.o. w Szczecinie. Program merytoryczny obejmował V Paneli tematycznych - w tym 21 referatów oraz Panel Dyskusyjny. W wydarzeniu wzięło udział prawie 100 uczestników.

Gości powitał **Tomasz Lachowicz**, Prezes Zarządu Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Sp. z o.o. w Szczecinie.

Celem Seminarium była wymiana doświadczeń w zakresie utrzymania ruchu w Instalacjach TPOK. Poruszone były m. in. zagadnienia: planowane remonty, zagospodarowanie żużli, popiołów i innych odpadów poprocesowych, funkcjonowanie IOS, pomiary emisji, BHP i P.POŻ, innowacje i wdrożenia wynikające z doświadczeń eksploatacyjnych, funkcjonowanie służb Utrzymania Ruchu w instalacjach TPOK.

Uczestnicy VII Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia”

W Seminarium udział wzięli użytkownicy oraz przyszli użytkownicy instalacji TPOK, dostawcy technologii oraz firmy oferujące usługi w zakresie utrzymania ruchu i remontów, przedstawiciele przedsiębiorstw komunalnych - przedsiębiorstw energetycznych i ciepłowniczych (przyszłych odbiorców energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w procesie TPOK) oraz jednostki naukowe i badawcze, zajmujące się tematyką termicznego przekształcania odpadów komunalnych i paliw alternatywnych.

Moderatorem I Panelu był **Konrad Różowicz**, Partner w DR KRYSTIAN ZIEMSKI & PARTNERS KANCELARIA PRAWNA SPÓŁKA KOMANDYTOWA, który wygłosił referat wprowadzający pt. „Modele współpracy instalacji z gminami: doświadczenia i wątpliwości prawne”.

Tomasz Lachowicz, Prezes Zarządu Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Sp. z o.o. w Szczecinie

Konrad Różowicz, Partner w DR KRYSTIAN ZIEMSKI & PARTNERS KANCELARIA PRAWNA SPÓŁKA KOMANDYTOWA

Norbert Skibiński, PhD, Director of Development - Waste Business Line w Veolia Energia Polska S.A.

„Czerpać globalnie, działać lokalnie. Know-how grupy Veolia w budowaniu i eksploatacji lokalnych źródeł ciepła odzyskujących energię z odpadów resztkowych pre-RDF - formuła PPP" - to tytuł referatu, który wygłosił **Norbert Skibiński**, PhD, Director of Development - Waste Business Line w Veolia Energia Polska S.A. O Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów w lokalnym ekosystemie energetycznym i ciepłowniczym - oczekiwania vs. rzeczywistość mówił **Ryszard Radomski**, Dyrektor Biura Doradztwa Finansowego dla Sektora Energetycznego w BANKU OCHRONY ŚRODOWISKA S.A.

Rolę poznańskiego ITPOK w dobie kryzysu energetycznego - ITPOK jako źródło wspomagające miejski system ciepłowniczy - doświadczenia ostatnich miesięcy, perspektywy na przyszłość omówił **Łukasz Musieliński**, Zastępca Dyrektora Wydziału ds. Infrastruktury Technicznej z Wydziału Gospodarki Komunalnej w Urzędzie Miasta Poznania. „Eksploatacja przetwornic częstotliwości - element niezawodnego działania spalarni, na przykładzie ITPOE Rzeszów" - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Michał Michulec**, Prezes Zarządu Neisa Sp. z o.o.

Moderatorem Panelu Dyskusyjnego był **dr hab. inż. Sławomir Stelmach**, prof. ICHPW, Sekretarz Naukowy w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla.

Głos w Dyskusji zabrali (na zdjęciu od lewej):

- **Mariusz Lizak**, Kierownik Wydziału Ruchu, Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Sp. z o.o. w Szczecinie,
- **Elżbieta Streker-Dembińska**, Dyrektor Techniczny ZTUO, Miejski Zakład Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o.,
- **Zdzisław Gawlik**, Prezes Zarządu, Miejskie Przedsiębiorstwo Oczyszczania w m. st. Warszawie sp. z o.o.,
- **Łukasz Musieliński**, Zastępca Dyrektora Wydziału ds. Infrastruktury Technicznej, Wydział Gospodarki Komunalnej, Urząd Miasta Pozna-

Łukasz Musieliński, Zastępca Dyrektora Wydziału ds. Infrastruktury Technicznej, Wydział Gospodarki Komunalnej, Urząd Miasta Poznania, Przedstawiciel Stowarzyszenia Producentów Energii z Odpadów

getycznych na Politechnice Częstochowskiej.

Kolejne doświadczenia eksploatacyjne spalarni w Koninie zaprezentowała **Elżbieta Streker-Dembińska**, Dyrektor Techniczny ZTUO w Miejskim Zakładzie Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o. „Istota czystości oleju w zakładach ITPOK - doświadczenia CC Jensen" - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Paweł Gula**, Dyrektor ds. Sprzedaży w „C.C. JENSEN POLSKA" Sp. z o.o.

Uczestnicy Panelu Dyskusyjnego pt. „Wyzwania techniczne dla zakładów TPOK w Polsce"

nia, Przedstawiciel Stowarzyszenia Producentów Energii z Odpadów,

- **Arkadiusz Szpakowski**, Dyrektor Oddziału w Legnicy - Dyrektor Departamentu Rozwoju i Handlu, Sieć Badawcza Łukasiewicz - Instytut Metali Nieżelaznych, Oddział w Legnicy,
- **Stanisław Poniatowski**, Kierownik Wydziału Utrzymania, Zakład Unieszkodliwiania Odpadów Sp. z o.o. w Szczecinie,
- **Wojciech Wróbel**, Dyrektor ZTPO, Krakowski Holding Komunalny S.A. w Krakowie,
- **Andrzej Piotrowski**, Waste to Energy Project Manager, Veolia Energia Polska S.A.

Kolejne Panele pt. „Doświadczenia eksploatacyjne spalarni odpadów komunalnych" poprowadził **dr hab. inż. Rafał Kobyłecki**, prof. PCz z Katedry Zaawansowanych Technologii Ener-

O instalacji ITPOE w Rzeszowie i doświadczeniach eksploatacyjnych po trzech latach pracy mówił **Marek Kryla**, Kierownik ITPOE w PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów. O ZTPOK Bydgoszcz 2015-2022 i doświadczeniach eksploatacyjnych mówił **Sylwester Krzyżanowski**, Kierownik Produkcji w Międzygminnym Kompleksie Unieszkodliwiania Odpadów ProNatura Sp. z o.o. „Bort konsulting - doradztwo w ubezpieczeniach" - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Bartłomiej Bobrowski**, Radca w Biurze Oceny Ryzyka Technicznego w TOWARZYSTWIE UBEZPIECZEŃ I REASEKURACJI „WARTA" S.A.

O modernizacji i rozbudowie ZUSOK w Warszawie jako elemencie krajowego systemu gospodarki odpadami mówił **Zdzisław Gawlik**, Prezes Zarządu Miejskiego Przedsiębiorstwa Oczyszczania w m. st. Warszawie sp. z o.o. Prezentacji oferty w kontekście usług świadczonych dla zakładów TPOK dokonała

Dr hab. inż. Rafał Kobyłecki, prof. PCz z Katedry Zaawansowanych Technologii Energetycznych na Politechnice Częstochowskiej

Elżbieta Streker-Dembińska, Dyrektor Techniczny ZTUO w Miejskim Zakładzie Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o.

Marek Kryla, Kierownik ITPOE w PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów

Zdzisław Gawlik, Prezes Zarządu Miejskiego Przedsiębiorstwa Oczyszczania w m. st. Warszawie sp. z o.o.

Mariusz Lizak, Kierownik Wydziału Ruchu w Zakładzie Unieszkodliwiania Odpadów Sp. z o.o.

Marzena Komar, Prezes Zarządu Przedsiębiorstwa Energetycznego w Siedlcach Sp. z o.o.

Grzegorz Walczukiewicz, Dyrektor w Porcie Czystej Energii Sp. z o.o.

Joanna Krzemińska, Kierownik Działu Umów i Ofert w PPUH EKO-ENERGIA Sp. z o.o. Kolejne doświadczenia eksploatacyjne spalarni w Krakowie omówił **Wojciech Wróbel**, Dyrektor ZTPO w Krakowskim Holdingu Komunalnym S.A. w Krakowie.

„Mokry System Oczyszczania Spalin - doświadczenia eksploatacyjne po 5 latach użytkowania" - to tytuł referatu, który wygłosił **Mariusz Lizak**, Kierownik Wydziału Ruchu w Zakładzie Unieszkodliwiania Odpadów Sp. z o.o. w Szczecinie. O wysokosprawnych technologiach

Podczas wieczornej kolacji wylosowane zostały nagrody ufundowane przez partnerów VII Seminarium

Wycieczka techniczna do Zakładu Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów EcoGenerator

VII Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia" zaczęło się od wycieczki - nocnego zwiedzania Szczecina

oczyszczania gazów z procesów utylizacji odpadów mówił **dr inż. Wojciech Mokrosz**, Udziałowiec „MOKROSZ" Sp. z o.o. Natomiast czynniki wpływające na emisję pyłów w spalarniach odpadów zaprezentował **Włodzimierz Łopatka**, Dyrektor Handlowy Filtracji, BWF Poland Sp. z o.o.

Istotne szczegóły związane z planami budowy Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych z Odzyskiem Energii (ITPOK) w Siedlcach omówiła **Marzena Komar**, Prezes Zarządu Przedsiębiorstwa Energetycznego w Siedlcach Sp. z o.o. Zastosowanie powłok natryskiwanych cieplnie do ochrony urządzeń kotłowych zaprezentował **dr Krzysztof Szymański**, Członek Zarządu, Energo - Coating Sp. z o.o.

„Wczoraj, dziś i jutro Gdańskiego ZTPOK" to tytuł referatu, który wygłosił **Grzegorz Walczukiewicz**, Dyrektor w Porcie Czystej Energii Sp. z o.o. O ITPO w Olsztynie mówił **Jarosław Sałamacha**, Chief Technical Officer (CTO) w firmie Dobra Energia dla Olsztyna Sp. z o.o. Udział RAFAKO S.A. w realizacji projektu „Budowa ZTUO Szczecin" omówił **dr inż. Jerzy Mirosław**, Główny Projektant w Zakładzie Energetyki i Ochrony Środowiska w Dziale Obiektów Energetycznych RAFAKO S.A. □

Fot. Nowa Energia

Partner:
Partner Prywny:
Partner Technologiczny:
Współpraca:
Patronat Medialny:
Organizator:

Artykuł sponsorowany

Marcin Klimczak, Krzysztof Kołek, Marcin Wierzbiński,
NG Heat Sp. z o.o.

Hybrydowy węzeł cieplny z systemem IT

wspomagającym zarządzanie zużyciem energii w budynkach

Polityka klimatyczna Unii Europejskiej oraz kryzys energetyczny wywołany wojną w Ukrainie wymuszają głęboką transformację energetyczną ciepłownictwa systemowego. Dostosowanie się do zachodzących zmian wymaga od przedsiębiorstw eksploatujących miejskie systemy ciepłownicze unowocześniania się oraz wzmacniania orientacji na klienta (końcowego odbiorcę ciepła).

Do najważniejszych czynników wymuszających zmiany w sposobie prowadzenia działalności przez przedsiębiorstwa ciepłownicze należy zaliczyć:

- cele polityki klimatycznej UE, w tym wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych (OZE) w systemach ciepłowniczych, obniżenie emisji CO_2 i konieczność podnoszenia efektywności energetycznej budynków,
- dalsze ograniczanie ilości uprawnień do emisji CO_2 przyznawanych bezpłatnie,
- objęcie systemem handlu uprawnieniami do emisji CO_2 (ETS) budynków i transportu drogowego,
- zaostrzanie standardów energetycznych budynków.

Wszystkie powyższe tendencje będą się przekładały na dalszy spadek wielkości sprzedaży ciepła systemowego, co będzie wymuszać na przedsiębiorstwach ciepłowniczych zmianę modelu biznesowego. W nowym modelu biznesowym przedsiębiorstwa ciepłownicze będą rekompensowały spadek przychodów ze sprzedaży ciepła systemowego poprzez:

- świadczenie usług odbiorcom końcowym,
- integrację ciepła systemowego z rozproszonymi OZE i ciepłem odpadowym,
- oferowanie odbiorcom rozwiązań z obszaru inteligentnego budynku,
- podnoszenie efektywności energetycznej.

Docelowo zmieni się rola sieci ciepłowniczej: z obecnej - polegającej na przesyle ciepła w jednym kierunku od źródła ciepła do odbiorcy końcowego na rolę polegającą na integracji i bilansowaniu dostaw ciepła z wielu źródeł rozproszonych, w tym głównie OZE. Do rozwiązań, które wpisują się w trend transformacji ciepłownictwa systemowego, należy zaliczyć technologię hybrydowego węzła cieplnego wraz z system IT do zarządzania nim oraz efektywnością energetyczną w budynkach.

Technologia hybrydowego węzła cieplnego (węzeł zintegrowany z OZE)

Przez hybrydowy węzeł cieplny rozumie się węzeł wyposażony w akumu-

lator ciepła, na który pracują różne źródła ciepła, w tym system ciepłowniczy oraz źródła odnawialne, takie jak panele słoneczne i pompa ciepła (istnieje możliwość integracji pompy ciepła z fotowoltaiką). Układ technologiczny hybrydowego węzła cieplnego opracowano dla istniejącego węzła, który funkcjonuje w jednej ze szkół podstawowych. Pierwotnie w przywołanym budynku źródłem ciepła był dwufunkcyjny kompaktowy węzeł cieplny równoległy z niezależną stabilizacją ciśnienia zarówno dla układu c.o., jak i c.w.u., oparty na wymiennikach płytowych. Układ c.w.u. był wyposażony w zasobniki c.w.u. o łącznej pojemności 1000 l wraz z układem ich ładowania.

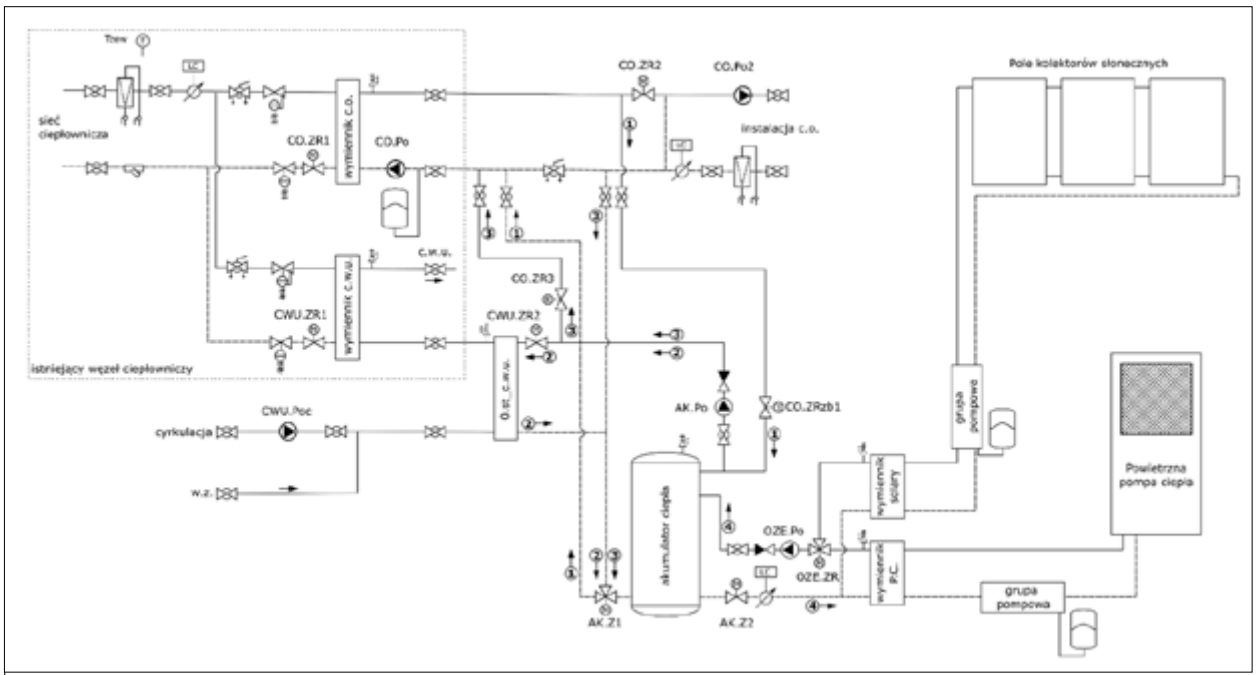
Zamówiona przez właściciela szkoły moc cieplna u dostawcy ciepła wynosi:
- na potrzeby c.o. - 250 kW,
- na potrzeby c.w.u. - 50 kW.

Określając układ technologiczny węzła hybrydowego przyjęto następujące założenia:
- budowa węzła musiała wiązać się z najmniejszą możliwą ingerencją w układ hydrauliczny istniejącego węzła, co zasadniczo ogranicza nakłady inwestycyjne,
- akumulator ciepła został umiejscowiony po stronie wtórnej (niskociśnieniowej) węzła,
- akumulator ciepła miał umożliwiać jego ładowanie zarówno z systemu ciepłowniczego, jak i źródeł odnawialnych, natomiast jego rozładowanie musiało się odbywać zarówno na potrzeby instalacji c.o., jak i c.w.u.,
- układ hydrauliczny miał mieć możliwość ładowania akumulatora równocześnie z kolektorów słonecznych, jak i pompy ciepła,
- instalacja akumulatora wraz z odnawialnymi źródłami energii musiała zostać wpięta bezpośrednio w wewnętrzną instalację odbiorczą za węzłem cieplnym, co umożliwia wykorzystanie źródeł odnawialnych i akumulacji ciepła nawet w tych budynkach, w których węzeł cieplny należy do dostawcy ciepła,
- opracowane rozwiązanie układu hydraulicznego węzła hybrydowego miało być uniwersalne, to znaczy powinna istnieć możliwość dostosowania dowolnego typu węzła ciepłowniczego do sterowania popytem na ciepło, jak i wykorzystania w nim odnawialnych źródeł energii po stronie klienta końcowego.

Podczas modernizacji węzła cieplnego jego strona pierwotna nie uległa zmianie. Po stronie wtórnej zrezygnowano z istniejącego układu zasobników c.w.u. W miejscu tych zasobników postawiono akumulator ciepła o łącznej pojemności 2000 l (dwa zasobniki po 1000 l każdy). Schemat technologiczny hybrydowego węzła cieplnego przedstawiono na rysunku 1.

Ładowanie akumulatora „z sieci ciepłowniczej”

Węzeł został doposażony w układ ładowania akumulatora ciepła pośrednio z sieci ciepłowniczej poprzez wymiennik c.o. (trasa przepływu czynnika oznaczona na rys. 1 strzałkami z indeksem



Rys. 1. Schemat technologiczny hybrydowego węzła cieplnego
Źródło: Opracowanie własne

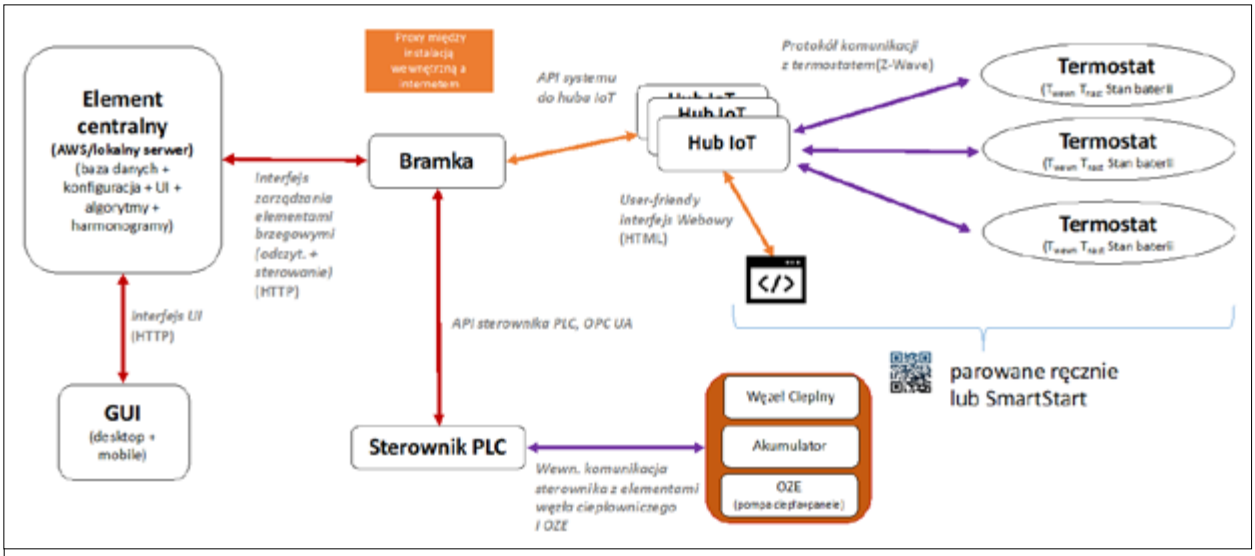
1). Aby było możliwe ładowanie akumulatora z najwyższym dostępnym parametrem, bez zwiększania temperatury zasilania instalacji wychodzącej na budynek, wprowadzono układ podmieszania (układ wtryskowy) z dodatkowym zaworem regulacyjnym CO.ZR2, spinką zasilania z powrotem oraz pompą obiegową CO.Po2. Ładowanie akumulatora ciepła przebiega zatem następująco: układ sterowania utrzymuje zadaną (zazwyczaj najwyższą możliwą do uzyskania przy dostępnych parametrach na sieci ciepłowniczej) temperaturę zasilania za wymiennikiem ciepła c.o. Woda częściowo zostaje skierowana do akumulatora ciepła, a częściowo do zasilanego budynku. Dzięki zastosowaniu układu podmieszania możliwe jest utrzymanie temperatury zasilania wody kierowanej na budynek zgodnej z założoną krzywą grzewczą. Ilość wody kierowanej do akumulatora ciepła utrzymywana jest na zadanym poziomie za pomocą zaworu regulacyjnego CO.ZRzb1. Woda z akumulatora ciepła kierowana jest na powrót instalacji c.o., gdzie następuje jej zmieszanie z wodą powrotną powracającą z budynku. Woda powrotna po zmieszaniu kierowana jest na powrót wymiennika c.o., gdzie z powrotem zostaje podgrzana do temperatury wymaganej podczas ładowania akumulatora. Po zakończeniu ładowania akumulatora, temperatura zasilania za wymiennikiem c.o. wraca do poziomu zgodnego z krzywą grzewczą budynku. Dodatkowy układ podmieszania ustawiany jest na 100% przepływ do budynku.

> Rolę odnawialnych źródeł energii dla budynku pełni pole wodnych kolektorów słonecznych o powierzchni 24 m2 oraz powietrzna monoblokowa dwusprężarkowa pompa ciepła o mocy 16.4 kW (A7/W55)

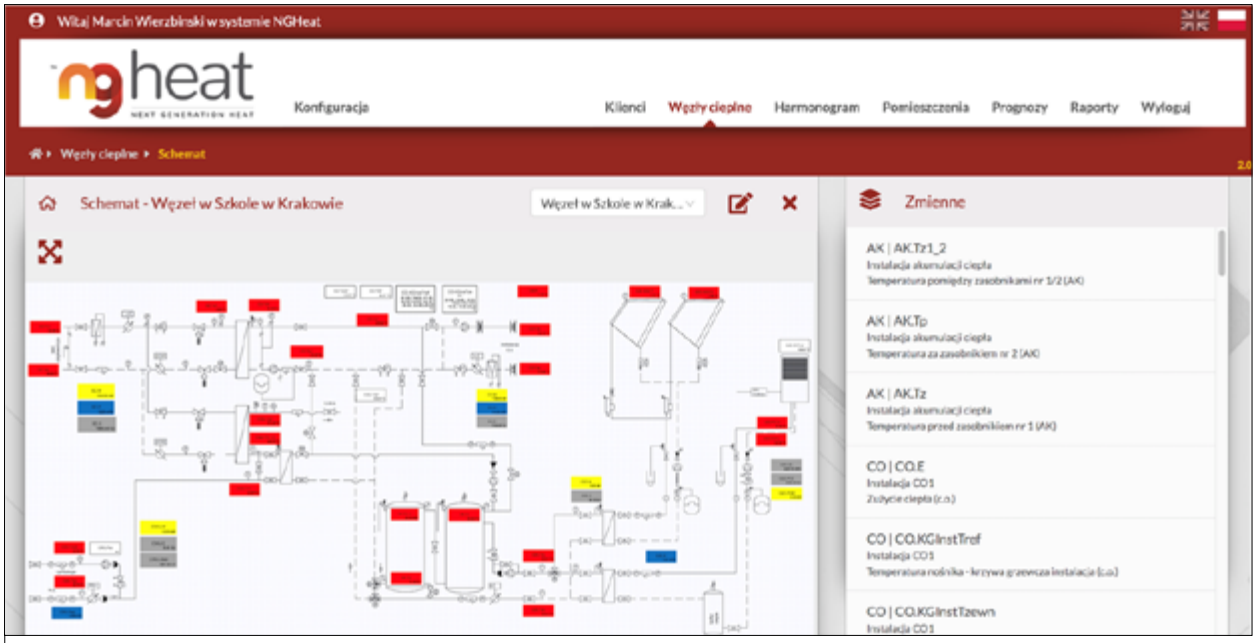
Rozładowanie akumulatora na potrzeby c.w.u.

Trasę przepływu czynnika podczas rozładowania akumulatora na potrzeby c.w.u. oznaczono za pomocą strzałek z indeksem 2. Aby możliwe było wykorzystanie ciepła zgromadzonego w akumulatorze na podgrzanie c.w.u. przed istniejący układ hydrauliczny węzła wprowadzono dodatkowy wymiennik ciepła, będący swoistym „zerowym" stopniem podgrzewu c.w.u. W przypadku pracy układu bez wykorzystania akumulacji ciepła, woda zimna na potrzeby c.w.u. po zmieszaniu z cyrkulacyjną - przepływa przez niepracujący dodatkowy wymiennik (0.st_c.w.u.) i wprowadzona jest przed wymiennik ciepła węzła równoległego. Podgrzew wody realizowany jest w tym przypadku standardowo, z utrzymaniem stałej temperatury c.w.u. na wyjściu z wymiennika.

Podczas pracy z wykorzystaniem ciepła zgromadzonego w akumulatorze, po uruchomieniu pompy obiegowej (AK.Po) woda kierowana jest do dodatkowego wymiennika c.w.u. (0.st_c.w.u.) Strumień wody z akumulatora jest regulowany za pomocą zaworu regulacyjnego CWU.ZR2. Układ umożliwia wstępny podgrzew c.w.u. kierowanej do wymiennika węzła równoległego. W przypadku, gdy przy chwilowym poborze temperatura wody z wstępnego podgrzewu c.w.u. jest większa lub równa zadanej w układzie automatyki, zawór regulacyjny c.w.u (CWU.ZR1) zostaje zamknięty.



Rys. 2. Architektura systemu informatycznego wspomagającego zarządzanie zużyciem energii w budynkach wyposażonych w hybrydowy węzeł cieplny
Źródło: opracowanie własne na podstawie informacji z NG Heat Sp. z o.o.



Rys. 3. Widok schematu synoptycznego węzła cieplnego wraz z naniesionymi zmiennymi
Źródło: System informatyczny NG Heat Sp. z o.o.

Zaletą takiego rozwiązania jest brak niebezpieczeństwa powstania ogniska legionelli (brak akumulacji c.w.u.) oraz możliwość wykorzystania czynnika, nawet o niskiej temperaturze, zgromadzonego w akumulatorze ciepła do wstępnego podgrzewu c.w.u.

Rozładowanie akumulatora na potrzeby c.o.

Trasę przepływu czynnika podczas rozładowania akumulatora na potrzeby c.o. oznaczono za pomocą strzałek z indeksem 3. Woda z powrotu budynku kierowana jest częściowo do akumulatora ciepła, a częściowo na powrót wymiennika c.o. Przepływ przez akumulator ciepła wymuszony jest pompą obiegową (AK.Po). Aby możliwe było wykorzystanie ciepła zgromadzonego w akumulatorze, temperatura wody na wyjściu z akumulatora musi być wyższa od temperatury powrotu c.o. Woda z akumulatora kierowana jest poprzez zawór regulacyjny CO.ZR3 przed wymiennik c.o., gdzie następuje zmieszanie wody powracającej z budynku i wychodzącej z akumulatora. W przypadku, gdy po zmieszaniu temperatura wody wchodzącej do wymiennika c.o. jest większa lub równa temperaturze wynikającej z krzywej grzewczej, zawór regulacyjny c.o. (CO.ZR1) zostaje zamknięty.

Ładowanie akumulatora z OZE

Rolę odnawialnych źródeł energii dla budynku pełni pole wodnych kolektorów słonecznych o powierzchni 24 m^2 oraz powietrzna monoblokowa dwusprężarkowa pompa ciepła o mocy 16.4 kW (A7/W55). Ze względów technologicznych zdecydowano, iż w obu odnawialnych źródłach energii czynnikiem roboczym jest wodny roztwór glikolu. Z tego też względu układ ładowania akumulatora oddzielony jest od źródeł odnawialnych płytowymi wymiennikami ciepła. Zawór regulacyjny trójdrogowy OZE.ZR pozwala na wybór źródła ciepła, z którego ładowany będzie akumulator ciepła. Przepływ przy ładowaniu akumulatora z OZE wymusza pompa obiegowa OZE.Po. Zawór odcinający z słownikiem AK.Z2 służy do trwałego odcięcia układu źródeł odnawialnych. Zastosowany układ hydrauliczny umożliwia równoczesne ładowanie akumulatora ze źródeł odnawialnych i jego rozładowanie na potrzeby c.o. i/lub c.w.u. Takie rozwiązanie pozwala na wykorzystanie nawet minimalnych ilości energii pozyskanych w układzie źródeł odnawialnych, szczególnie do podgrzewu wstępnego c.w.u.

System IT do zarządzania zużyciem energii w budynku wyposażonym w hybrydowy węzeł cieplny

Węzeł hybrydowy może poprawnie i optymalnie pełnić swoją funkcję wyłącznie po zainstalowaniu odpowiedniego oprogramowania posiadanego przez NG Heat. Dodatkowo rolą systemu IT jest zarządzanie zużyciem energii w budynkach. W szczególności funkcjonalność prezentowanego systemu informatycznego umożliwia:

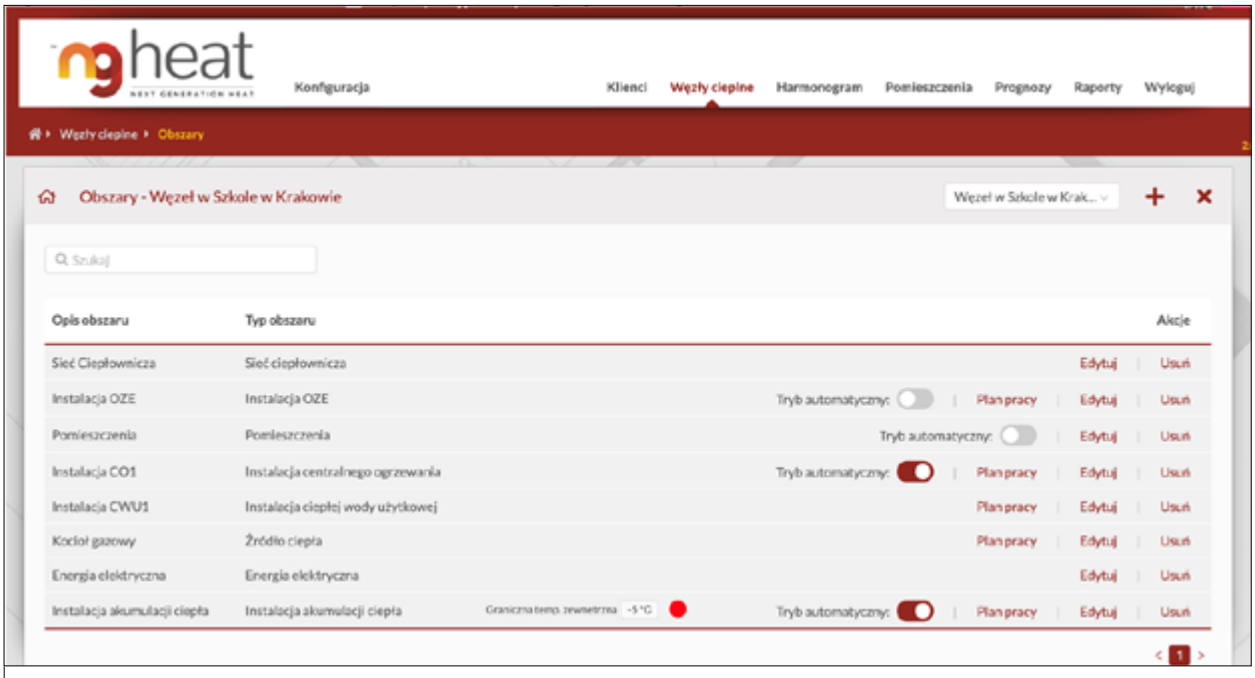
- sterowanie i kontrolę pracy węzła cieplnego zintegrowanego z rozproszonymi źródłami ciepła (panelami solarnymi i/lub pompami ciepła zintegrowanymi z fotowoltaiką), ukierunkowaną na minima-

lizowanie poboru ciepła z systemu ciepłowniczego i tym samym kosztów zakupu ciepła przez odbiorcę końcowego,
- automatyczną i zdalną realizację nastaw pożądanych temperatur wewnątrz poszczególnych pomieszczeń w budynku - w zależności od sposobu i intensywności użytkowania obiektu, w tym poprzez udostępnienie użytkownikom pomieszczeń aplikacji na urządzenia mobilne,
- „spłaszczenie" profilu poboru mocy cieplnej z systemu ciepłowniczego przy zapewnieniu komfortu cieplnego w budynkach poprzez optymalne sterowanie ładowaniem i rozładowaniem zasobników zainstalowanych w węźle cieplnym,
- optymalizację krzywej grzewczej na wewnętrznej instalacji centralnego ogrzewania budynku w powiązaniu ze sposobem użytkowania obiektu i nastawami temperatur wewnętrznych na termostatach,
- zdalne sterowanie pompami obiegowymi c.w.u. i innymi oraz zdalne sterowanie temperaturą referencyjną c.w.u.,
- udostępnianie właścicielom/zarządcom budynków informacji o prognozowanych temperaturach zewnętrznych i o przewidywanym ich zapotrzebowaniu na moc cieplną 48 h do przodu,
- udostępnianie właścicielom/zarządcom budynków informacji o zużyciu przez nich ciepła i mocy cieplnej w czasie rzeczywistym i w różnych, historycznych przekrojach czasowych,
- udostępnianie właścicielom/zarządcom budynków informacji o osiągniętych przez nich oszczędnościach dzięki wdrożeniu systemu IT oraz rozproszonych źródeł energii,
- detekcję zakłóceń w pracy instalacji wewnętrznej.

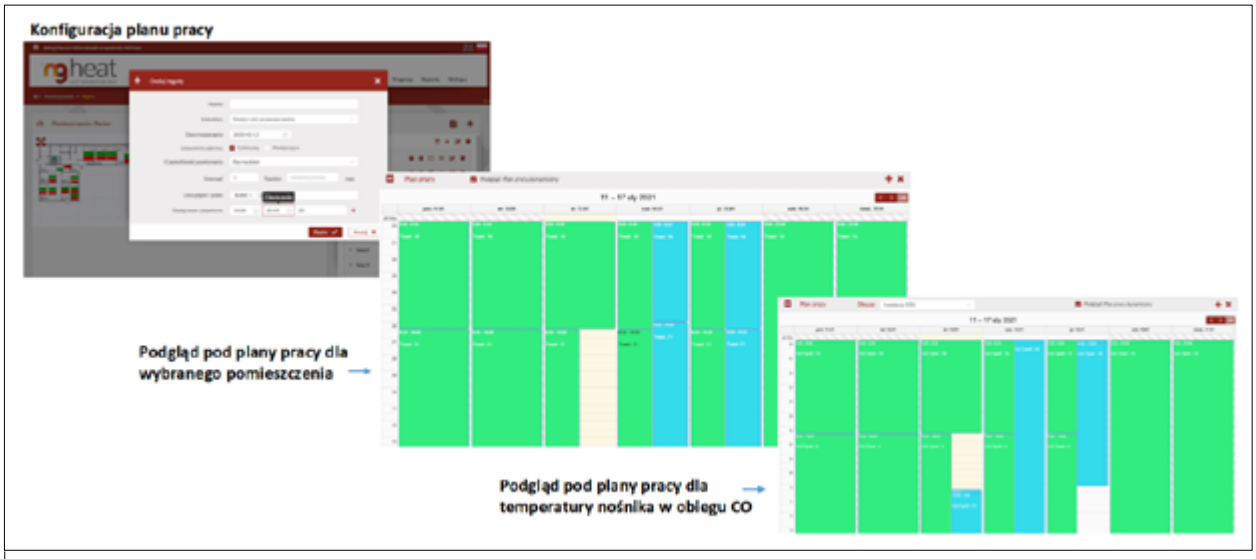
Ogólny schemat architektury systemu informatycznego przedstawiono na rysunku 2.

System informatyczny jest zbudowany w technologii kontenerowej w chmurze Amazon Web Services (AWS). Architektura systemu od strony funkcjonalnej została zaprojektowana jako zbiór współpracujących ze sobą komponentów, które można podzielić ze względu na pełnione role, czyli są to: centralna aplikacja pracująca w chmurze obliczeniowej, posiadająca front-end w postaci webowej oraz towarzysząca jej aplikacja na urządzenia mobilne, jednostka lokalna (LU), sterownik PLC, bramka/hub IoT oraz bramka VPN pracujące po stronie ob-

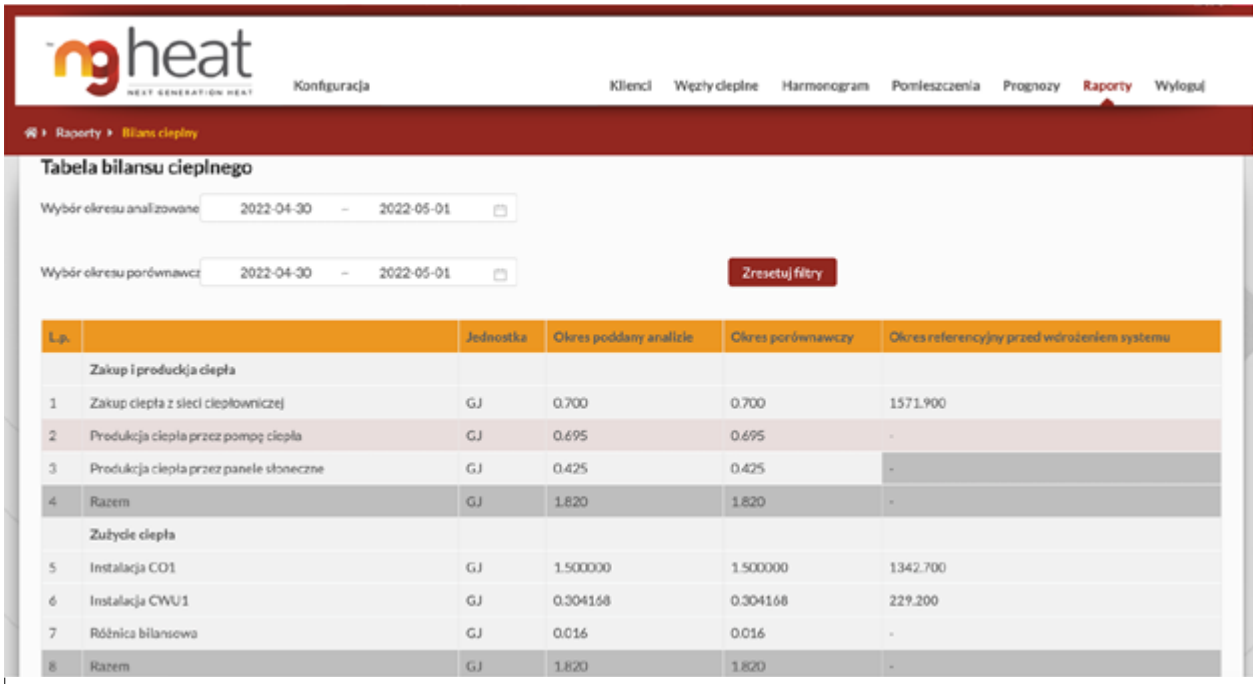
> Węzeł hybrydowy może poprawnie i optymalnie pełnić swoją funkcję wyłącznie po zainstalowaniu odpowiedniego oprogramowania posiadanego przez NG Heat



Rys. 4. Widok obszarów zarządzania energią w budynku
Źródło: System informatyczny NG Heat Sp. z o.o.



Rys. 5. Przykładowy schemat konfiguracji planu pracy wraz z podglądami pod nie
Źródło: System informatyczny NG Heat Sp. z o.o.



L.p.		Jednostka	Okres poddany analizie	Okres porównawczy	Okres referencyjny przed wdrożeniem systemu
	Zakup i produkcja ciepła				
1	Zakup ciepła z sieci ciepłowniczej	GJ	0.700	0.700	1571.900
2	Produkcja ciepła przez pompę ciepła	GJ	0.695	0.695	-
3	Produkcja ciepła przez panele słoneczne	GJ	0.425	0.425	-
4	Razem	GJ	1.820	1.820	-
	Zużycie ciepła				
5	Instalacja CO1	GJ	1.500000	1.500000	1342.700
6	Instalacja CWU1	GJ	0.304168	0.304168	229.200
7	Różnica bilansowa	GJ	0.016	0.016	-
8	Razem	GJ	1.820	1.820	-

Rys. 6. Bilans cieplny budynku za wybrany okres
Źródło: System informatyczny NG Heat Sp. z o.o.

sługiwanego węzła cieplnego i budynku, elementy pomiarowe oraz wykonawcze, takie jak: zdalnie sterowane termostaty, zawory, pompy obiegowe, czujniki temperatur, przepływu oraz ciepłomierze również pracujące po stronie obsługiwanego budynku.

Wszystkie wymienione powyżej funkcjonalności są realizowane za pomocą paneli systemu udostępnianych poszczególnym jego użytkownikom. System informatyczny posiada następujące panele dla poszczególnych ról:

- Panel Super Administratora, którym jest osoba wskazana przez operatora i właściciela systemu,
- Panel Zarządcy Budynku, którym jest osoba wskazana przez właściciela/zarządcę budynków,
- Panel aplikacji na urządzenia mobilne, który jest udostępniany

użytkownikom poszczególnych pomieszczeń w budynku.

Przykładowe widoki z systemu informatycznego przedstawiono na rysunkach 3-6.

Przedstawiony powyżej system IT umożliwia osiągnięcie istotnych korzyści związanych ze zmniejszeniem zakupu ciepła z systemu ciepłowniczego lub energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej poprzez realizację funkcji sterowania zużyciem energii w budynku i instalację lokalnych źródeł OZE.

Podsumowanie

Przedmiotem tego artykułu było przedstawienie układu technologicznego hybrydowego węzła cieplnego wraz z systemem informatycznym, który wspomaga sterowanie nim. Hybrydowy węzeł cieplny jest zasilany w ciepło zarówno z systemu ciepłowniczego, jak i przez źródła odnawialne. Ponadto hybrydowy węzeł cieplny jest wyposażony w akumulator, który może być ładowany zarówno ciepłem z systemu ciepłowniczego, jak i ze źródeł odnawialnych. Jego rozładowywanie natomiast może się odbywać na instalację c.o. lub c.w.u.

Sterowanie hybrydowym węzłem cieplnym odbywa się za pomocą opracowanego przez NG Heat nadrzędnego systemu IT. Zadaniem tego systemu jest nadzór i sterowanie węzłem, źródłami odnawialnymi oraz umożliwienie zarządzania zużyciem energii w budynku. W systemie tym zostały zaimplementowane zaawansowane technologie teleinformatyczne, znane między innymi z założeń koncepcji „Przemysł 4.0". Są to:

- digitalizacja informacji i pełna integracja podsystemów i komponentów automatyki,
- monitorowanie i kontrolowanie wszystkich podprocesów składających się na system,
- wykorzystanie łączności sieciowej, w tym technologii bezprzewodowych i internetowych dla uzyskania dostępu do praktycznie każdej przydatnej informacji, w dowolnym czasie, z dowolnego miejsca, tak przez administratora systemu grzewczego, jak i użytkowników budynków,
- zastosowanie modeli matematycznych w projektowaniu i realizacji algorytmów sterowania,
- wykorzystanie koncepcji *„internetu rzeczy"* dla wymiany informacji pomiędzy urządzeniami, systemami i użytkownikami (m. in. poprzez wykorzystanie aplikacji na smartfony, jako interfejsu użytkownika pomieszczenia),
- likwidacja bariery człowiek/urządzenie poprzez zastosowanie inteligentnych i przyjaznych interfejsów użytkownika systemu,
- przetwarzanie „on-line" i analiza wielkich zbiorów danych pochodzących z setek czujników w chmurze obliczeniowej.

Zaprezentowany układ hybrydowego węzła cieplnego wraz z nadrzędnym systemem IT pozwala osiągnąć oszczędności w zakupie ciepła na poziomie od 35 do 65% w zależności od mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii i stanu wyjściowego budynku. Wdrażanie tego typu rozwiązań jest szansą dla przedsiębiorstw ciepłowniczych na transformację eksploatowanych przez nie systemów i na opracowanie nowej oferty dla odbiorców ciepła.

NG Heat Sp. z o.o. pomaga przedsiębiorstwom ciepłowniczym w transformacji energetycznej ich systemów ukierunkowanej na:

- rezygnację z wykorzystywania paliw kopalnych (węgla i gazu ziemnego),
- stopniowe wdrażanie systemów niskotemperaturowych,
- elektryfikację ciepła,
- digitalizację węzłów cieplnych i innych części infrastruktury ciepłowniczej,
- opracowywanie nowej oferty dla odbiorców ciepła,
- opracowywanie nowych modeli biznesowych (np. Heat as a Service).

NG Heat Sp. z o.o. na bazie posiadanych rozwiązań oferuje także szereg usług dla końcowych odbiorców ciepła, w tym ukierunkowanych na wykorzystywanie indywidualnych odnawialnych źródeł energii do ogrzewania budynków i podnoszenia ich efektywności energetycznej. □

Realizacja projektu została dofinansowana z Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój na lata 2014-2020 - Działanie 1.2 Sektorowe programy B+R (konkurs IUSER)

Fundusze Europejskie Inteligentny Rozwój
Rzeczpospolita Polska
Unia Europejska Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego

II/XXIV Sympozjum

DIAGNOSTYKA URZĄDZEŃ ENERGETYCZNYCH I INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH

Bezpieczeństwo i dyspozycyjność bloków i urządzeń energetycznych w okresie transformacji polskiej elektroenergetyki (I)

Ustroń, Hotel Diament,
6-7 października 2022 r.

TEMATYKA SYMPOZJUM

- Eksploatacja elektrowni konwencjonalnych w okresie transformacji polskiej energetyki,
- Utrzymanie stanu technicznego długo eksploatowanych bloków węglowych w okresie transformacji polskiej energetyki,
- Przedłużanie eksploatacji, zwłaszcza bloków klasy 200 MW,
- Diagnostyka źródłem wiedzy dla strategii eksploatacji,
- Remonty i modernizacje w okresie transformacji polskiej energetyki,
- Serwis LTSA wspierający bezpieczeństwo i dyspozycyjność urządzeń energetycznych w okresie ich przedłużonej eksploatacji,
- Zaawansowana diagnostyka z wykorzystaniem technologii cyfrowych oraz sztucznej inteligencji,
- Innowacyjne metody badań diagnostycznych.

35 lat 1987–2022 pronovum®
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo – Rozwojowe

Więcej informacji na www.sympozjum.pronovum.pl

Artykuł sponsorowany

Veolia Energia Poznań S.A.

Rozwój odzysku ciepła odpadowego w Poznaniu

Szacuje się, że sektor przemysłowy w Unii Europejskiej odpowiada za około jedną czwartą całkowitego zużycia energii, produkowanej głównie z węgla oraz gazu. Obecnie należy szukać rozwiązań, które pozwolą efektywnie korzystać z zasobów naturalnych. Jednym z przykładów jest odzysk ciepła odpadowego.

Fot. Veolia

Ciepło odpadowe to produkt uboczny m. in. wielu procesów produkcyjnych i komunalnych. Może pochodzić np. z pieców piekarniczych, komór lakierniczych, oczyszczalni ścieków, czy nawet serwerowni. Tak powstałe ciepło zazwyczaj jest uwalniane do otoczenia w postaci płynów chłodzących, spalin, pary wodnej, bądź powietrza. Idea polega na tym, aby go nie marnować, ponieważ ma ono olbrzymi potencjał. Za pomocą nowoczesnych systemów odzyskiwania ciepła odpadowego można je ponownie wykorzystać. Wpływa to na poprawę efektywności energetycznej miejskiej sieci ciepłowniczej, znaczne oszczędności energii pierwotnej oraz redukcję emisji dwutlenku węgla.

Innowacyjna instalacja w Szlachęcinie

Veolia Energia Poznań dostrzega ogromny potencjał, jaki tkwi w tym procesie. Wraz z partnerami rozwija projekty odzyskujące ciepło odpadowe. Wspólnie z Aquanet SA, poznański dostawca ciepła stworzył system kogeneracji w Szlachęcinie, którego zadaniem jest jednoczesna produkcja energii elektrycznej i ciepła z wykorzystaniem gazu ziemnego, jako paliwa. Pompa ciepła, która odzyskuje ciepło odpadowe z oczyszczonych ścieków, zasilana jest energią produkowaną na miejscu w kogeneracji. Moc elektryczna instalacji kogeneracyjnej wynosi 1 MW, z czego 700 kW jest wykorzystywane na zasilanie pompy, a nadwyżka trafia do krajowego systemu elektroenergetycznego. Ciepło, zamiast ulatywać do atmosfery, jest wykorzystywane do ogrzania 5000 mieszkańców pobliskiej Murowanej Gośliny. Nowa instalacja częściowo zastąpiła tradycyjną ciepłownię zasilaną węglem, która działa obecnie w pobliskim Bolechowie. To dzięki niej w całym lokalnym systemie ciepłowniczym aż 62% energii pochodzi ze źródeł odnawialnych. Oprócz zmniejszenia emisji dwutlenku węgla i zużycia węgla (3400 ton rocznie), rozwiązanie przyczyniło się także do redukcji emisji dwutlenku siarki (spadek o 71%), związków azotu (56%) oraz pyłów do atmosfery (70%), jak również obniżyło temperaturę ścieków, które po oczyszczeniu trafiają do rzeki Warty. Samo ograniczenie emisji dwutlenku węgla przyniesie taki efekt, jakby wycofano z obiegu dwa tysiące samochodów, albo zasadzono ćwierć miliona drzew.

Potencjał fabryki Volkswagen Poznań

Przedstawiciele biznesu również mają wiele do powiedzenia w kwestii ciepła odpadowego. Przykładem jest współpraca Veolii Energii Poznań z odlewnią Volkswagena w Poznaniu. Uruchomiono tam pionierską inwestycję w Europie Środkowo-Wschodniej, która pozwala na odzysk ciepła generowanego przez pracę zespołu sprężarek i jego dalsze wykorzystanie do ogrzewania budynków za pośrednictwem miejskiej sieci ciepłowniczej. W ten sposób ciepło dociera do ponad 30 budynków w okolicy fabryki, w tym szpitala. Wdrożone rozwiązanie obniżyło rocznie produkcję dwutlenku węgla o 2014 ton. Pozwoliło także zaoszczędzić 40 000 GJ energii, co oznacza mniejsze zapotrzebowanie na spalanie paliwa w Elektrociepłowni Karolin. W czerwcu 2022 r. uruchomiony został drugi etap projektu, który polega na odzysku ciepła z pieców wytapiających aluminium. Docelowo pozwoli on odzyskać dodatkowo blisko 57 600 GJ energii cieplnej rocznie. Do końca tego roku ciepło odzyskiwane będzie z czterech pieców odlewniczych znajdujących się na terenie fabryki samochodów.

Ciepło odpadowe to produkt uboczny m. in. wielu procesów produkcyjnych i komunalnych. Może pochodzić np. z pieców piekarniczych, komór lakierniczych, oczyszczalni ścieków, czy nawet serwerowni

Ciepło odpadowe z wentylacji

Duży potencjał na odzysk ciepła odpadowego mają budynki wielorodzinne. Z danych UE wynika, że nieruchomości odpowiadają za 40% zużycia energii w Europie i 36% emisji gazów cieplarnianych. - *Veolia Energia Poznań we współpracy z ratajską Spółdzielnią Mieszkaniową Osiedle Młodych, prowadzi pilotażowy projekt odzysku ciepła z wentylacji w bloku z wielkiej płyty, którego celem jest znaczne zmniejszenie zużycia ciepła, poprzez wyeliminowanie jego strat. Jeśli przedsięwzięcie się powiedzie, to tego typu rozwiązania można będzie rozwijać na większą skalę* - mówi Bartłomiej Pawluk, Członek Zarządu Veolia Energia Poznań SA oraz Dyrektor Handlowy Region Poznań Veolia Energy Contracting Poland. Wybrane bloki wyposażone zostały w zaawansowaną automatykę pozwalającą m. in. na zdalne zarządzanie oraz precyzyjne monitorowanie osiąganych wyników. Na dachu jednego z punktowców zainstalowane zostały nowoczesne systemy pozwalające wychwycić ciepło unoszące się przewodami wentylacyjnymi, pochodzące z pionów kuchennych i łazienkowych, które dotąd po prostu ulatywało do atmosfery.

Rozwijając technologie odzysku ciepła odpadowego jesteśmy w stanie zredukować zużycie paliw kopalnych. W dobie zubożenia zasobów i wzrostu ich na cen na światowych rynkach, na znaczeniu zyskały wszelkie działania, polegające na szukaniu alternatywnych rozwiązań i podnoszeniu efektywności energetycznej miejskiej sieci ciepłowniczej. □

Paweł Kupczak,
Prezes Zarządu, Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Sp. z o.o. w Nowym Sączu

Jak oszczędzać surowce energetyczne w czasach ich niedoboru?

Istotne problemy z dostępnością surowców energetycznych, a także wzrosty ich cen sięgające nawet 1000% (słownie: tysiąc procent) - zmuszają przedsiębiorstwa energetyki cieplnej do poszukiwania rozwiązań tego problemu. W artykule zaprezentowane zostaną przykłady rozwiązań zrealizowane przez MPEC Nowy Sącz i powstałe w ich wyniku oszczędności, co przekłada się bezpośrednio na osiągnięte korzyści, nie tylko materialne, ale także środowiskowe.

Makrootoczenie, a poszukiwanie oszczędności

Rok 2022 zapisze się na kartach historii energetyki jako rok niedoborów surowców energetycznych i ich skokowych wzrostów cen. Ponadto, narastające i nawarstwiające się problemy w energetyce cieplnej stawiają przed nią wiele wyzwań. Branża zaczyna zmagać się z problemem płynności finansowej. W 2020 r. - po raz drugi od 2013 r. - przychody osiągnięte przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze, drugi rok z rzędu, nie umożliwiły pokrycia kosztów prowadzenia działalności związanej z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło. Na podstawie danych z 387 przedsiębiorstw posiadających koncesje wydane przez Prezesa URE na prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem (liczba złożonych sprawozdań URE-C1 wyniosła 399), wynik finansowy brutto ukształtował się na poziomie minus 473 mln zł. Tym samym wskaźnik rentowności przedsiębiorstw ciepłowniczych był również ujemny i wynosił ok. minus 2,4% (w 2019 r. wynosił minus 2,9%).[1] Należy pamiętać, że wyniki z 2021 r. nie są jeszcze dostępne, natomiast już wiadomo, że należy się w nich spodziewać również ujemnego wyniku finansowego i ujemnego wskaźnika rentowności.

Powstaje podstawowy wniosek: branża ciepłownicza musi przejść transformację energetyczną. Niemniej wysoki poziom inflacji występujący w ostatnich miesiącach, a także inwazja Rosji na Ukrainę trwająca od lutego 2022 r. i w konsekwencji embargo na rosyjski gaz i węgiel, zmuszają przedsiębiorstwa ciepłownicze do szukania oszczędności. MPEC Nowy Sącz od kilku lat realizuje strategię przyczyniającą się do ograniczania strat, a tym samym powstawania oszczędności, tam gdzie są one teraz najbardziej potrzebne. Dzieje się to zarówno w obszarze wytwarzania, jak i dystrybucji ciepła.

Dywersyfikacja źródeł ciepła = oszczędności

Istnieje konieczność rozproszenia źródeł ciepła na potrzeby zasilania sieci ciepłowniczej. W konsekwencji, źródła ciepła zasilane dotychczas paliwami kopalnymi, muszą być zastępowane innymi źródłami, które zapewnią neutralność klimatyczną. To powoduje konieczność szukania różnych rozwiązań, stanowiących okazje techniczne i biznesowe. W taki sposób systemy ciepłownicze trzeciej generacji, powoli będą stawały

Fot. 1. Kocioł na biomasę o mocy 7 MW

się systemami ciepłowniczymi czwartej generacji.[2]

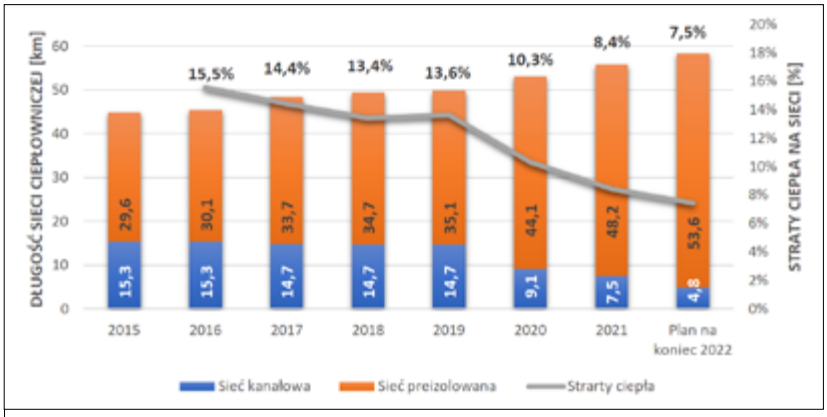
MPEC Nowy Sącz dywersyfikuje eksploatowane źródła ciepła, dzięki czemu zmniejsza zużycie miału węglowego, a zarazem zwiększa bezpieczeństwo energetyczne. Budowane w latach 2019-2023 źródła ciepła:

- Kocioł na biomasę 7 MW (fot. 1) - budowa kotła biomasowego stanowiła pierwszy element dywersyfikacji źródeł ciepła, a zarazem dywersyfikacji paliw w MPEC. Produkcja ciepła z biomasy realizowana od sezonu 2020/2021 jest wyłączona z handlu emisjami - oszczędność w zakupie EUA. Kotłownia Millenium należąca do MPEC jest włączona do EU ETS. Wartym podkreślenia jest fakt, iż w procesie spalania biomasy powstaje znacznie mniej żużla, niż w procesie spalania miału węglowego. I tak, zawartość popiołu w miale węglowym wynosi ok. 8%, tj. na 1 GJ jest to średnio 3,94 kg/GJ żużla, zaś w przypadku biomasy zawartość popiołu wynosi 0,3%, tj. na 1 GJ biomasy powstaje średnio 0,56 kg/GJ żużla. Niemniej w przypadku biomasy konieczna jest większa powierzchnia magazynowa na składowanie opału, bowiem ilość biomasy potrzebna do wyprodukowania 1 GJ wynosi średnio 185,17 kg/GJ, natomiast w przypadku miału węglowego ilość miału potrzebna do wyprodukowania 1 GJ wynosi 49,31 kg/GJ. Oczyszczone spaliny, przy maksymalnym obciążeniu kotła biomasowego, zawierają jedynie ok. 8 mg/m^3 pyłu zawieszonego, podczas gdy norma dopuszcza 100 mg/m^3. Poniżej mocy kotła o wartości 3 MW pył zawieszony w spalinach jest niemierzalny - przyrządy badające go nie wyłapują. Stosowany elektrofiltr zapewnia spełnienie wszystkich obecnie rygorystycznie wymaganych norm emisyjnych zawartych w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady Unii Europejskiej z dnia 24 listopada 2010 r. Mając na uwadze konieczność zakupu zrębki drzewnej Spółka podjęła decyzję o modernizacji laboratorium. Dzięki wyposażeniu go w nowoczesny sprzęt poszerzono zakres wykonywanych analiz. Każda dostawa zrębki drzewnej poddawana jest badaniu przez akredytowane laboratorium MPEC Nowy Sącz, które posiada certyfikat ISO 17025.[3]
- Kocioł na biomasę 3 MW - oszczędności przełożą się analogicznie jak w przypadku kotła na biomasę 7 MW. Inwestycja jest w trakcie realizacji i planowane oddanie jej do użytkowania to jesień 2023 r.
- Kogeneracja 6 MW - inwestycja jest w trakcie realizacji. Układ kogeneracyjny zostanie włączony do użytkowania w sezonie ciepłowniczym 2022/2023. I w tym przypadku również można mówić o oszczędnościach:
  - Obsługa: Zaimplementowany zostanie system nadrzędny umożliwiający sterowanie, podgląd oraz możliwość wykonywania analiz pracy układu kogeneracyjnego, co świadczy o braku stałej obsługi bezpośrednio w miejscu wytwarzania energii. Zatem układ kogeneracyjny umożliwia zmniejszenie kosztów związanych z stałą obsługą, która w przypadku eksploatacji kotłów węglowych jest niezbędna.
  - Ekologia: Inwestycja przyczyni się do ograniczenia zużycia pali-

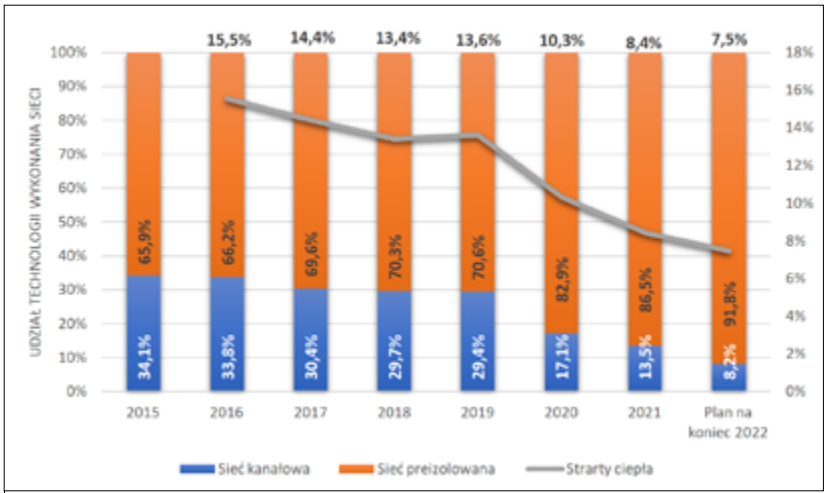
wa węglowego - szacowany spadek emisji gazów cieplarnianych wynosi 31 496 ton/r. równoważnika CO_2, a zmniejszenie zużycia energii pierwotnej szacowane jest na 171 375 GJ/r.

- Rozruch: Czas zwiększenia obciążenia do 100%. Czas rozpalenia kotła miałowego ze stanu zimnego wynosi ok. 4 godzin, natomiast w przypadku kotła biomasowego, czas rozpalenia to ok. 6 godzin. Dla silnika kogeneracyjnego czas rozruchu, synchronizacji z siecią i zwiększenia obciążenia do 100% wynosi ok. 4 minuty.
- Powierzchnia magazynu paliwa: Dla potrzeb zespołu kotłowni Millenium powierzchnie magazynu miału i żużla wynoszą 84 ary, a magazyny na zrębkę drzewną mają łączną powierzchnię 24 arów. Silniki kogeneracyjne nie potrzebują żadnej powierzchni magazynowej na paliwo.

Posiadając zdywersyfikowane 3 źródła ciepła, MPEC Nowy Sącz opracował wewnętrzny algorytm do wyznaczenia najlepszego pod względem ekonomicznym aktualnie źródła, w wyniku czego dobór wykorzystywanego paliwa jest zbieżny z aktualnie panującymi i prognozowanymi cenami surowców. Prognozy i wyliczenia sprzed kilkunastu miesięcy tracą na ważności z racji dużej zmienności cen. Przedsiębiorstwa ciepłownicze zostały zmuszone do reagowania na bieżąco w zakresie opłacalności produkcji energii cieplnej dla źródeł.



Rys. 1. Długości sieci kanałowych i preizolowanych, a straty na przesyle ciepła w latach 2015-2022



Rys. 2. Udział procentowy sieci kanałowych i preizolowanych, a straty na przesyle ciepła w latach 2015-2022

Ograniczanie strat na przesyle = oszczędności

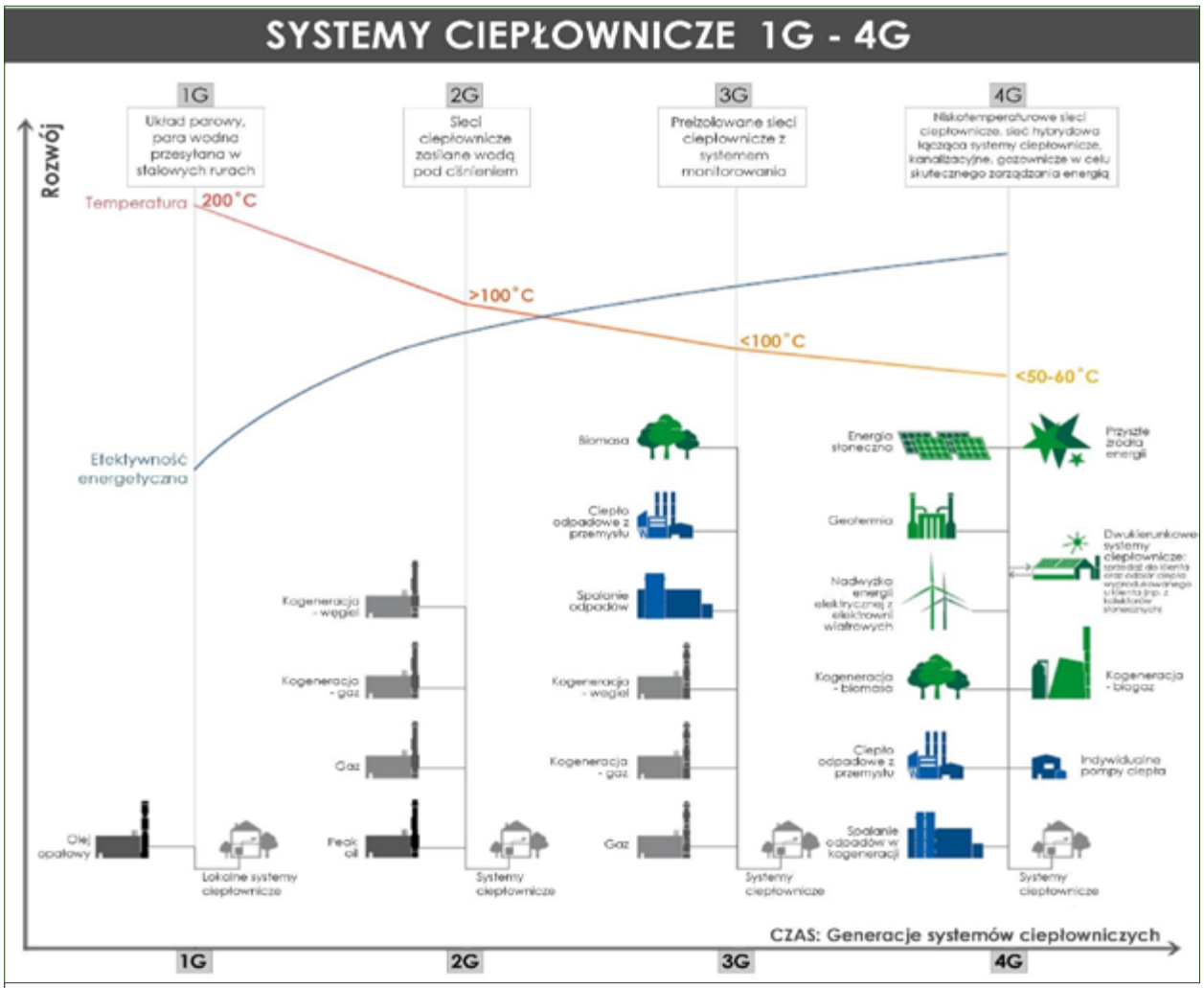
Od 2020 r. MPEC realizuje zadania związane z modernizacją sieci ciepłowniczej (fot. 2). Do 2019 r. straty na przesyle wahały się pomiędzy 13,4%, a 15,5% (rys. 1 oraz rys. 2). Od 2020 r. istotnie każdego roku te straty są ograniczane w wyniku wymiany starych, wyeksploatowanych kanałowych rur na rzecz nowoczesnej technologii, jaką są rury preizolowane. Aktualnie straty na sieci ciepłowniczej wynoszą 7,5%, a co za tym idzie, zdołaliśmy zredukować straty ciepła na przesyle aż o połowę w stosunku do 2016 r. Przekładając to na wartości liczbowe, w przypadku kotłowni Millenium, przy aktualnej rocznej produkcji ciepła na poziomie ok. 400 000 GJ - straty wynoszą ok. 30 000 GJ. W przypadku braku programu modernizacji sieci ciepłowniczych

Fot. 2. Modernizacja sieci ciepłowniczych

straty wynosiłyby ok. 63 000 GJ. Zatem oszczędności wynoszą rocznie ok. 1 600 ton miału węglowego oraz ok. 3 300 EUA.

Poza powyższymi, wyraźnie odnotowanymi oszczędnościami, pojawiają się istotne zalety nowych węzłów indywidualnych, które zostały wbudowane w miejsce zlikwidowanych węzłów grupowych. Podstawową zaletą tych węzłów jest zdalne sterowanie parametrami węzła przez Pogotowie Ciepłownicze, a także zamontowane układy automatyki, dające możliwość zdalnej komunikacji, nie tylko z układem sterowania i regulacji, ale także układem pomiarowym, co umożliwia zarówno podnoszenie bezpieczeństwa pracy urządzeń, jak i przynosi wymierne korzyści w eksploatacji, tak po stronie dostawcy ciepła, jak i odbiorcy. Daje ona możliwość sterowania pracą pompy w zależności od zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową, ograniczenie temperatury zasilania, regulacje temperatury wody oraz okresowe dezynfekcje termiczne instalacji. Mając na uwadze systematyczne wdrażanie informatycznego systemu zarządzania przesyłaniem i dystrybucją ciepła, węzły wyposażone są w telemetryczny system nadzoru pracy. Informacje z węzła są przesyłane do dyspozytora za pomocą systemu wizualizacji pracy węzłów. System nadzoru pozwala na bieżąco wychwytywać wszystkie zakłócenia w pracy i dyspozytor na bieżąco może reagować na zmiany. Zainstalowane w węzłach płytowe wymienniki ciepła charakteryzują się małymi gabarytami w stosunku do powierzchni wymiany ciepła oraz wysokim współczynnikiem przewodzenia ciepła.

Zupełnie innowacyjnym w skali działalności Spółki jest budowa sieci ciepłowniczej w miejscowości Stary Sącz. W Starym Sączu MPEC posiada ciepłownię oraz sieć ciepłowniczą, ale w związku z urbanizacją nowych obszarów, planowana jest budowa nowego odcinka sieci, która będzie stanowiła sieć niskotemperaturową, gdzie temperatura zasilania to 65^{0}C, a temperatura powrotu 45^{0}C. Przede wszystkim takie wartości temperaturowe zwiększają istotnie katalog możliwych do zastosowania źródeł



Rys. 3. Kierunki rozwoju systemów ciepłowniczych w zależności od temperatury wody sieciowej[5]

Nazwa projektu	Wartość projektu brutto [zł]	Wartość projektu netto [zł]	Wartość dotacji [zł]	Poziom dotacji [%]
Budowa kotła na biomasę o mocy nominalnej 7 MW	14 523 340	11 842 000	4 718 700	40,04
Modernizacja sieci ciepłowniczej oraz likwidacja węzła grupowego	23 950 560	19 472 000	14 553 700	75,75
Modernizacja sieci ciepłowniczej w MPEC Nowy Sącz - etap 2	3 772 570	3 067 130	2 564 561	85,00
Budowa układu wysokosprawnej kogeneracji w MPEC Nowy Sącz	27 827 520	22 624 000	9 418 000	43,22
Modernizacja laboratorium badawczego MPEC Nowy Sącz	238 359	195 806	166 435	85,00
Nowe źródła energii w MPEC Nowy Sącz	13 736 632	11 182 140	4 635 963	45,00
SUMA:	**84 048 981**	**68 383 076**	**36 057 359**	**-**

Tab. 1. Projekty z dofinansowaniem zewnętrznym realizowane w MPEC w latach 2019-2023

ciepła, co przedstawione zostało na rys. 3. Jak zauważa A. Rubczyński[4], transformacja ciepłownictwa będzie procesem złożonym, w którym szereg działań musi zostać wykonanych równolegle, tj. modernizacja źródeł wytwórczych i modernizacja sieci ciepłowniczych. W efekcie powinno się dążyć do obniżania parametrów pracy sieci. MPEC Nowy Sącz realizując nowe inwestycje w sieci ciepłownicze, ma na uwadze wszelkie znane na rynku możliwości pozyskania ciepła zasilającego odbiorców, tak aby możliwość rozbudowy posiadanych źródeł ciepła, była w jak największym stopniu zdywersyfikowana.

Finansowanie zdecydowanej większości zadań odbywa się dzięki wsparciu zewnętrznemu. Realizowane przez Spółkę projekty wsparte dofinansowaniem zostały zaprezentowane w tabeli 1.

Gdzie w przyszłości poszukiwać oszczędności?

MPEC Nowy Sącz planuje realizację kolejnych zadań mających na celu generowanie oszczędności w prowadzonej działalności ciepłowniczej w ramach funkcjonujących systemów:

- Blisko 51% odbiorców MPEC Nowy Sącz jest odbiorcami centralnego ogrzewania (c.o.), a nie odbiera ciepłej wody użytkowej (c.w.u.). Przede wszystkim, znaczne grono odbiorców centralnego ogrzewania MPEC, do podgrzania ciepłej wody użytkowej stosuje kotły gazowe, tzw. „junkersy". Dlatego też Spółka planuje realizację programu, w ramach którego zwiększy liczbę odbiorców c.w.u. w miejscach, gdzie jest dostępne c.o. Gdyby wszyscy odbiorcy c.o. zdecydowali się na odbiór c.w.u., w okresie letnim nastąpiłoby podwojenie mocy zamówionej.
- Magazyn energii cieplnej w MPEC Nowy Sącz pozwoli na magazynowanie energii cieplnej wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii i kogeneracji. Magazyny ciepła zapewniają elastyczność pracy źródeł ciepła oraz sieci ciepłowniczej, która pozwoli na pełne wykorzystanie Odnawialnych Źródeł Energii, jakim jest np. biomasa. Dzięki zastosowaniu magazynu energii podczas szczytowych zapotrzebowań na energię w okresach przejściowych, nie byłoby konieczności uruchamiania źródeł węglowych, co bezpośrednio wiąże się z ograniczeniem zużycia tego surowca, a także ze zmniejszoną emisją dwutlenku węgla do atmosfery. Ponadto, magazyny energii cieplnej pozwalają na stabilizację pracy sieci ciepłowniczej oraz na znacznie płynniejszą zmianę parametrów sieci, a także na szybszą reakcję podczas gwałtownych spadków temperatury.
- Cyfryzacja i digitalizacja - w ramach tych procesów zaplanowano budowę i przebudowę systemu telemetrii i telemechaniki, polegającą na wdrożeniu nowoczesnych narzędzi i rozwiązań IT służących do zdalnego nadzoru, sterowania i regulacji pracy systemu ciepłowniczego, a także monitorowania parametrów jakościowych przesyłu ciepła. Ponadto, dzięki optymalizacji możliwe będzie przekazywanie informacji o zakłóceniach w pracy sieci i węzłów ciepłowniczych, a także lokalizacji awarii i przeznaczonych do odczytu na odległość wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Planowane jest także wdrożenie narzędzi umożliwiających optymalne zarządzanie brygadą pracowniczą, flotą pojazdów, sprzętów budowlanych oraz infrastrukturą Spółki. □

Literatura:

1. Energetyka cieplna w liczbach - 2020. https://www.ure.gov.pl/download/9/12719/Energetykacieplnawliczbach2020.pdf (2022).
2. Bujalski, W. Czy systemy ciepłownicze będą istniały w przyszłości? Nowa Energia 84, 60-63 (2022).
3. Kupczak, P. Biomasa pierwszym elementem dywersyfikacji źródeł ciepła w MPEC Nowy Sącz. Instal 434, 15-19 (2021).
4. Rubczyński, A. Ciepłownictwo - zapomniany sektor energii. Nowa Energia 82, 52-60 (2022).
5. Wiśniewski, G. Kierunki transformacji 2030 - potencjał OZE w systemach ciepłowniczych. https://www.forum-energii.eu/public/upload/articles/events/Grzegorz%20Wi%C5%9Bniewski.pdf (2017).

Efekt RedNOx®

Nowoczesne technologie dla ochrony czystego powietrza

Innowacja w przemyśle

RedNOx® to kompleksowa oferta trzech reduktantów – specjalnych roztworów na bazie mocznika i amoniaku, które umożliwiają skuteczne zastosowania technologii SCR/SNCR i redukcję tlenków azotu NOx. Dzięki jej zastosowaniu z użyciem roztworu mocznika oferowanego jako NOXy® (inaczej AdBlue®) tlenki azotu NOx zostają rozłożone w azot i wodę.

Grupa produktów RedNOx®

NOXy AdBlue®

PULNOx®

LIKAM WODA AMONIAKALNA

SCR - technologia oparta na selektywnej redukcji katalitycznej

Technologia SCR umożliwia ograniczenie emisji szkodliwych dla człowieka i środowiska gazów, takich jak tlenki azotu. Uzdatnianie spalin odbywa się poza silnikiem i nie ma wpływu na bezpośrednie osiągi, co zapewnia niższe zużycie paliwa.

SPADEK EMISJI TLENKÓW AZOTU PRZYCZYNIA SIĘ DO ZNACZNEJ POPRAWY JAKOŚCI POWIETRZA.

Przełomowe rozwiązanie

Innowacyjne rozwiązanie, przyjazne dla środowiska, pozwala na redukcję szkodliwych cząsteczek powstałych w procesie spalania na szeroką skalę przemysłową. Dzięki temu możemy chronić środowisko i cieszyć się czystym powietrzem, nieustannie rozwijając łańcuchy dostaw.

Ochrona klimatu

Substancje z grupy RedNOx® gwarantują doskonałe efekty oczyszczania. Umożliwiają wszechstronne wykorzystanie w wielu znaczących branżach – m.in. w transporcie, zakładach produkcyjnych, budowlance. Pozwala to w ekologiczny i ekonomiczny sposób obniżyć skutki globalnego ocieplenia.

Usuwanie cząsteczek NOx ze spalin samochodowych i działalności znacząco przyczynia się do ochrony klimatu na ziemi.

Artykuł sponsorowany

Patrycja Płonka,
Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć „Energie Cités"

REBUS Interreg Europe

Zdrowe budownictwo

Dorosły człowiek przez ok. 80% czasu przebywa w pomieszczeniach zamkniętych. W budynkach mieszkamy, pracujemy i spędzamy wolny czas. Z uwagi na wymogi ekologiczne staramy się, aby były one możliwie energooszczędne i przyjazne środowisku, a ich ślad węglowy jak najmniejszy, często zapominając o innym istotnym aspekcie - komforcie użytkownika.

Aspern City - zdrowe budynki w wiedeńskiej dzielnicy przyszłości *(fot. J. Janosz)*

Tymczasem powietrze wewnątrz budynku może być kilka razy bardziej zanieczyszczone niż powietrze na zewnątrz, a jego jakość może negatywnie wpływać na zdrowie i samopoczucie ludzi. Wpływ na nie mają nie tylko temperatura i poziom wilgotności, ale i inne czynniki, takie jak: zapachy, obecność organizmów żywych (pleśń, grzyby), związki chemiczne, napływ powietrza z zewnątrz, zanieczyszczenia z wentylacji i klimatyzacji, czy związki wytwarzane przez ludzi, wynikające np. z braku higieny osobistej, czy palenia papierosów. W latach 80. światowa organizacja zdrowia wprowadziła nawet pojęcie **syndromu chorych budynków** (ang. *Sick Building Syndrome*), tj. takich budynków, w których użytkownicy źle się czują, a objawy ich złego samopoczucia ustępują lub łagodnieją po ich opuszczeniu. Objawy te mogą obejmować ból i zawroty głowy, zmęczenie, problemy z koncentracją, podrażnienie

błon śluzowych, problemy skórne, problemy z układem oddechowym, pokarmowym, czy nerwowym. Dlatego też ważne jest, aby dbać nie tylko o ekologiczność budynków, odpowiadających za 40% zużycia energii na terenie UE, ale i o ich odpowiednie oddziaływanie na użytkownika.

Termin „**zdrowe budownictwo**" coraz częściej pojawia się w debacie publicznej. Stanowi on kolejny etap ewolucji od budownictwa energooszczędnego i zrównoważonego. W odpowiedzi na coraz częściej obserwowane problemy zdrowotne przedstawicieli „zamkniętego pokolenia" proponowane są nowe rozwiązania, które z jednej strony mają ograniczyć zużycie energii i innych zasobów, a z drugiej - poprawić warunki przebywania w pomieszczeniach i samopoczucie człowieka. Podczas projektowania nowych budynków, czy planowania rewitalizacji istniejących - coraz większą uwagę zwraca się na aspekty związane ze zdrowiem użytkowników, jakością powietrza w pomieszczeniach, dostępem do światła dziennego, czy dostępem do zieleni. Szczególną rolę do odegrania mają tu budynki użyteczności publicznej, które mają pełnić wzorcową rolę, z jednej strony zapewniając odpowiedni komfort stałym użytkownikom i odwiedzającym je osobom, a z drugiej - dawać przykład budynkom prywatnym.

W realizacji idei zdrowego budownictwa pomagają szybko rozwijające się technologie informacyjno-komunikacyjne (ICT), tj. rodzina technologii służących gromadzeniu, przesyłaniu i przetwarzaniu informacji, które to informacje można później wykorzystać do różnych celów, np. optymalizacji wykorzystania zasobów przy jednoczesnym zapewnieniu odpowiedniego środowiska wewnętrznego. Pozwalają one z jednej strony na monitoring parametrów zużycia mediów i jakości powietrza w pomieszczeniach, a z drugiej - na dostosowanie tych parametrów do wymogów ekonomicznych, ekologicznych i potrzeb użytkowników.

Jeżeli chodzi o kwestię monitoringu, technologie ICT z jednej strony pomagają w monitorowaniu zużycia i kosztów mediów, umożliwiając tworzenie profili zużycia, planowanie działań optymalizacyjnych, aktywne zarządzanie popytem na energię, a także edukowanie użytkowników budynków w zakresie zużycia mediów i możliwości ograniczenia ich zużycia. W kontekście jakości powietrza w pomieszczeniach istotne jest monitorowanie parametrów jakościowych i ilościowych, obejmujących zanieczyszczenia fizyczne (takie jak hałas, wibracje, czy promieniowanie jonizujące), biologicznych (takie jak pleśnie, czy mykotoksyny) oraz - przede wszystkim - chemicznych, obejmujących poziom stężenia takich substancji jak: lotne związki organiczne, radon, pyły i aerozole, związki nieorganiczne (tlenki węgla, siarki i azotu).

Pomiar zanieczyszczenia powietrza wewnętrznego można wykonać za pomocą profesjonalnych czujników i urządzeń, takich jak spektrometry absorpcji w podczerwieni, spektrometry masowe, chromatografy gazowe. Ich wykorzystanie jest jednak dość kosztowne i może wiązać się ze sporym błędem, gdyż mierzą stężenie jednego związku, a w powietrzu jest ich kilkaset. Oprócz tego na rynku popularne są kompaktowe przyrządy pomiarowe posiadające funkcjonalność kilku urządzeń. Służą one do pomiaru podstawowych parametrów powietrza, takich jak temperatura, wilgotność, prędkość strumienia powietrza, czy zawartość CO i CO_2. Urządzenia te dają możliwość sporządzania szczegółowych protokołów z pomiarów. Obecnie dostępne są także przenośne czujniki powietrza, które reagują na nieprzyjemne zapachy i informują o występowaniu nawet najmniejszej ilości szkodliwych substancji w powietrzu.

Obecnie w Polsce najpopularniejszym miernikiem jakości powietrza, oprócz poziomu wilgotności i temperatury, jest badanie poziomu stężenia CO_2 w powietrzu wewnętrznym. Tzw. „świeże" powietrze atmosferyczne zawiera ok. 300-450 ppm dwutlenku węgla, a za granicę komfortu uznaje się 1000 ppm. Aby zapewnić, że granica ta nie zostanie przekroczona, zaleca się, aby do pomieszczeń regularnie doprowadzać odpowiednią ilość powietrza na jedną osobę, tj. 20 m^3/h w przypadku otwierania okien, 30 m^3/h tam, gdzie nie ma możliwości otwierania okien oraz 50 m^3/h w pomieszczeniach dla osób palących. Jeżeli chodzi o temperaturę, to najlepsze samopoczucie w pomieszczeniach, w których przebywamy i pracujemy w ciągu dnia, zapewnia temperatura w przedziale 20-24°C (zimą bliższa dolnej granicy, a latem górnej), a jeżeli chodzi o poziom wilgotności, to ta w granicach 45-50%.

> (…) powietrze wewnątrz budynku może być kilka razy bardziej zanieczyszczone niż powietrze na zewnątrz, a jego jakość może negatywnie wpływać na zdrowie i samopoczucie ludzi. Wpływ na nie mają nie tylko temperatura i poziom wilgotności, ale i inne czynniki (…)

Z uwagi na to, iż odpowiednie parametry powietrza wewnętrznego mają kluczowe znaczenie dla zdrowia i komfortu przebywania i pracy użytkowników budynków, należy możliwie dużą uwagę poświęcić monitoringowi środowiskowemu pomieszczeń, a także zapewnieniu odpowiedniej wentylacji i oczyszczaniu pomieszczeń wewnątrz budynku. W redukcji zanieczyszczeń endogennych i przenikających ze środowiska pomoże zastosowanie odpowiednich materiałów budowlanych i wykończeniowych, regularne sprawdzanie i czyszczenie instalacji wewnętrznych (klimatyzacja i wentylacja), wykorzystanie dedykowanych technologii ICT ostrzegających o nieprawidłowościach i regulujących parametry powietrza, a także wykorzystanie odpowiedniej roślinności (np. skrzydłokwiat, bluszcz, fikus, paprocie, dracena).

Technologie ICT umożliwiają zarówno sterowanie pracą pojedynczych instalacji, jak i całym budynkiem, co pozwala nie tylko na zapewnienie odpowiedniego komfortu wewnętrznego, ale i optymalizację pracy budynku i zużycia mediów. Jeżeli chodzi o sterowanie pracą instalacji, istnieją tu różne możliwości:

- sterowanie według czujników ruchu i obecności, stosowane nie tylko w przypadku oświetlenia, ale i np. zużycia wody w pomieszczeniach ogólnodostępnych,
- sterowanie według pogody, stosowane najczęściej w przypadku ogrzewania, aby utrzymać temperaturę wewnętrzną na zadanym poziomie niezależnie od warunków zewnętrznych,
- sterowanie temperaturą według kalendarza i zegara, gdzie praca instalacji wewnętrznych jest dopasowania do specyfiki instytucji.

Wreszcie możemy mówić o sterowaniu całym budynkiem. Tzw. **systemy zarządzania budynkiem (BMS)** obejmują zaawansowane rozwiązana techniczne, których celem jest efektywne sterowanie instalacjami znajdującymi się w budynku, takimi jak: instalacje elektryczne, grzewcze, klimatyzacyjne, czy wentylacyjne i dostosowanie ich pracy do zmieniających się warunków otoczenia (pogoda, pora dnia, harmonogram pracy). Głównym zadaniem takich systemów jest:

- minimalizacja zużycia mediów i kosztów eksploatacji budynku,
- zwiększenie funkcjonalności i bezpieczeństwa budynku,
- zapewnienie optymalnego komfortu użytkownikom.

Na bieżąco gromadzą one, archiwizują i przetwarzają dane związane ze stanem konkretnych instalacji, a także sterują nimi w sposób automatyczny lub półautomatyczny. Na bieżąco informują też o istotnych zdarzeniach, czy anomaliach, np. wzroście zużycia energii, przekroczeniu mocy zamówionej, nagłym spadku temperatury lub awarii instalacji.

W obecnym czasie technologie ICT zyskują na znaczeniu także w kontekście pandemii COVID-19, która z jednej strony ma istotny wpływ na zużycie energii w budynkach, a z drugiej - na konieczność zapewnienia w nich jeszcze lepszych warunków sanitarnych. Jeżeli chodzi o to pierwsze, obserwacje poczynione w ramach międzynarodowego projektu REBUS, finansowanego ze środków Interreg Europe, pokazały, że o ile - w przypadku budynków użyteczności publicznej - osiągnięto istotną redukcję zużycia energii elektrycznej, o tyle zużycie energii cieplnej pozostało na zbliżonym poziomie, gdyż zimą biura nadal musiały być ogrzewane, nawet gdy nie przebywały w nich żadne osoby lub przebywało tylko kilka. Zmniejszyły się natomiast zużycie paliw i emisja CO_2 w sektorze transportu z uwagi na ograniczoną mobilność ludzi. Znacząco rozwinęły się rozwiązania technologiczne i informatyczne wspierające telepracę, organizację spotkań on-line oraz świadczenie usług administracyjnych z wykorzystaniem Internetu i nowoczesnych środków komunikacji. Mimo łagodzenia obostrzeń, związanych z obecnością nowego zagrożenia, rozwiązania te zostaną z nami, przyczyniając się z jednej strony do ograniczenia zużycia energii (np. związanego z przemieszczaniem się, czy ograniczeniem liczby, bądź powierzchni pomieszczeń niezbędnych do obsługi petentów), a z drugiej - ułatwiając dostęp do różnego rodzaju usług i świadczenia pracy. Pojawiła się również potrzeba zwrócenia większej uwagi na jakość powietrza w pomieszczeniach, zwłaszcza tych gdzie przebywa więcej osób. Kolejne podmioty zastanawiają się nad wdrażaniem rozwiązań, które zapewnią bezpieczeństwo sanitarne pracownikom i osobom odwiedzającym w kolejnych falach pandemii. Obejmują one np. wykorzystanie lamp UV w strategicznych pomieszczeniach budynku, powstrzymujących rozpowszechnianie się wirusów i bakterii, śledzenie przemieszczania się poszczególnych osób, czy automatyzację pracy oraz - w sytuacji zagrożenia - umożliwianie poruszania się po budynku bez kontaktu z innymi osobami. W Polsce pierwszym takim budynkiem, w pełni przystosowanym do pracy w postpandemicznej rzeczywistości, jest biurowiec Warsaw UNIT. Zastosowane w nim najnowocześniejsze rozwiązania, opracowane przez Ghelamco i naukowców z Politechniki Warszawskiej, pozwalają znacznie zmniejszyć ryzyka związane z takimi zagrożeniami jak COVID-19, a jednocześnie zapewnić optymalną pracę budynku.

> Jeżeli chodzi o kwestię monitoringu, technologie ICT z jednej strony pomagają w monitoringu zużycia i kosztów mediów, umożliwiając tworzenie profili zużycia, planowanie działań optymalizacyjnych, aktywne zarządzanie popytem na energię, a także edukowanie użytkowników budynków w zakresie zużycia mediów i możliwości ograniczenia ich zużycia

Tematem zarządzania energią w budynkach, rewitalizacji energetycznej budynków oraz zapewnienia odpowiedniego komfortu ich użytkowników zajmuje się wspomniany projekt REBUS. Na stronie projektu - https://projects2014-2020.interregeurope.eu/rebus/ - można znaleźć najświeższe materiały dotyczące wpływu pandemii COVID-19, a także innych aktualnych wydarzeń, takich jak rosnące ceny energii i koszty prac budowlanych, na sytuację energetyczną budynków użyteczności publicznej. Można tam też znaleźć wiele przykładów dobrych praktyk pokazujących, w jaki sposób połączyć potrzeby użytkowników budynków z potrzebami ekologicznymi - począwszy od sterowania oświetleniem zgodnym z zegarem biologicznym człowieka w Malmo, poprzez systemy BMS stosowane we włoskich szpitalach, po zielone dachy zakładane w Grecji. Zapraszamy do lektury! □

Obszar Metropolitalny Gdańsk-Gdynia-Sopot

LNG szansą dla małych statków

Magda I z silnikiem na skroplony gaz

Czy małe statki mogą być zasilane ekologicznym paliwem gazowym? W szczecińskiej stoczni powstaje pionierska jednostka, w której jako źródło napędu zastosowano skroplony gaz (LNG). Statek Magda I jest świetnym przykładem dla armatorów małych jednostek, iż można pokusić się o zmianę oleju napędowego na paliwo gazowe. Ma to ogromne znaczenie dla ochrony środowiska.

Unia Europejska dąży do pełnej dekarbonizacji będącej podstawą osiągnięcia neutralności klimatycznej. Cel ten leży u podstaw Europejskiego Zielonego Ładu. Wymaga to jednak znaczącej przebudowy systemu energetycznego i jego infrastruktury do 2050 r.

Jednym z nowoczesnych rozwiązań ograniczających emisję szkodliwych spalin jest stosowanie skroplonego metanu, powstałego z biogazu (bioLNG) lub gazu ziemnego (LNG). To paliwo przyszłości - coraz częściej wykorzystywane w transporcie ciężkim i żegludze, w przemyśle i rolnictwie.

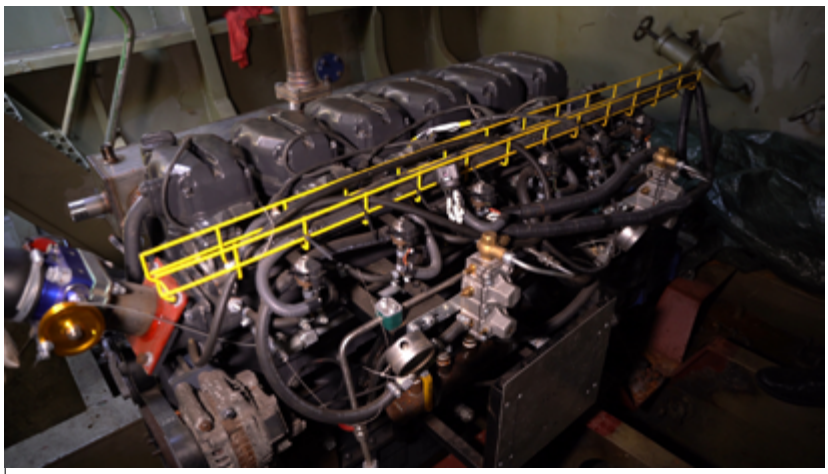
Aby zachęcić do powszechniejszego używania tego typu zielonych technologii i zmniejszyć zanieczyszczenie w regionie Morza Bałtyckiego, od dwóch lat realizowany jest unijny projekt Liquid Energy. Bierze w nim udział 8 partnerów z Polski, Niemiec i Litwy, stowarzyszonych w ramach Programu Współpracy Transgranicznej Interreg Południowy Bałtyk 2014-2020. Współpracują przy nim przedstawiciele uniwersytetów, specjaliści z zakresu energetyki, transformacji ekologicznej i zielonego ładu, a także branży paliwowej.

Statek Magda I w szczecińskiej stoczni *(Fot. Konrad Kędzior)*

Drugie życie Magdy I

Jedną z prototypowych inwestycji, które powstają w ramach projektu Liquid Energy jest dostosowanie silnika małego statku do zasilania LNG. Dzięki temu projektowi wysłużona jednostka inspekcyjna Kapitanatu Portu w Szczecinie, Magda I, wybudowana w 1978 r. zyskuje nowe życie.

- Wdrożenie zasilania siłowni małych statków gazem naturalnym w postaci LNG na Bałtyku, w akwenach portowych i na wodach śródlądowych jest znaczącym krokiem naprzód w ochronie środowiska naturalnego - mówi **Przemysław Rajewski** ze szczecińskiego Towarzystwa Krzewienia Wiedzy o Morzu, które jest obecnie właścicielem jednostki. *- Większość statków jest napędzana silnikami spalinowymi, które emitują dużą ilość szkodliwych elementów w spalinach. Dalsza redukcja emisji szkodliwych elementów spalin jest bardzo kosztowna lub wręcz niemożliwa przy stosowaniu paliw płynnych. Dlatego pojawiają się coraz częściej statki morskie, których źródłem energii jest gaz naturalny. LNG jest paliwem równie bezpiecznym jak olej napędowy, a ponadto jest znacznie tańszy i bardziej przyjazny dla środowiska. To zainspirowało nas do zbudowania prototypowej siłowni zasilanej paliwem LNG/CNG przeznaczonej dla małego statku* - dodaje Rajewski.



Nowy silnik statku Magda I *(Fot. Konrad Kędzior)*

Magda I, którą wybrano do przeróbki, miała silnik bardzo starej konstrukcji. Tego typu napędy wychodzą już z eksploatacji. Spośród gamy silników, które byłyby zdatne do przeróbki na „serce" Magdy I, zdecydowano się na Scanię 6 DC 12. Dla tego silnika opracowano autorski system zasilania gazem naturalnym, w którym unika się upuszczania gazu do atmosfery.

- W dotychczasowych instalacjach LNG, stosowanych w jednostkach, po pewnym czasie płynny gaz się nagrzewa. Płyn, którym jest gaz naturalny w temperaturze rzędu -162^{0}C w części odparowuje, powodując wzrost ciśnienia w zbiorniku LNG. Aby nie przekroczyć dopuszczalnego ciśnienia gazu w zbiorniku, uruchamiano na jakiś czas silnik lub część gazu wyrzucano w powietrze przez zawór bezpieczeństwa, zanieczyszczając atmosferę - tłumaczy **Przemysław Rajewski**. *- W naszym rozwiązaniu, objętym wzorem użytkowym, zbiornik LNG, czyli ten, który mieści skroplony gaz, jest połączony instalacją z trzema mniejszymi zbiornikami CNG, czyli sprężonego gazu. Jeśli nastąpi wzrost ciśnienia w zbiorniku ciekłego gazu powyżej wartości zakodowanej w układzie automatyki sterującej, to specjalną doprężarką odparowany gaz jest transportowany do zbiorników CNG i z tych zbiorników pobierany jest gaz naturalny do napędu silnika* - uzupełnia.

Jak działa silnik Magdy I?

Nowe elementy instalacji silnika Scania 6 DC 12 przystosowanego do zasilania gazem naturalnym to m. in. podgrzewacze odparowanego gazu, który kierowany jest dalej do kolektorów dolotowych. Wtrysk gazu, realizowany przez otwarcie zaworków wtryskowych, ma miejsce tuż przed zaworami dolotowymi silnika. Elektronika reguluje czas otwarcia zaworów gazowych, a tym samym ilość gazu wtryskiwanego do cylindra.

- W typowym silniku z zapłonem samoczynnym (potocznie nazywanym dieslem), pod wpływem sprężania powietrza w cylindrze wzrasta jego temperatura - mówi **Przemysław Rajewski**. *- Wtryśnięte, rozpylone paliwo płynne, zmieszane z gorącym powietrzem ulega zapłonowi. Ponieważ gaz naturalny ma znacznie wyższą temperaturę zapłonu, niż paliwo ropopochodne, zapłon mieszaniny gazu i powietrza jest inicjowany przez iskrę świecy zapłonowej, którą usytuowano w głowicy silnika. Moment zapłonu oraz ilość powietrza dopływającego do kolektora dolotowego są także sterowane zintegrowanym układem elektronicznym, badającym „czystość spalin", a ilość wtryśniętego gazu wynika z zadanych obrotów silnika i jego obciążenia* - dodaje.

Zaprojektowano również kierowanie schłodzonych spalin do wody zaburtowej. Dlatego obudowano kolektor wylotowy spalin płaszczem wodnym, w którym przepływa woda morska, schładzając kolektor i spaliny. Schłodzone spaliny zmieszane z wodą morską, kierowane są za burtę.

- Ponieważ był to silnik samochodowy, musieliśmy do niego także zaprojektować i dostosować specjalne podpory, które pozwalają mocować go do fundamentu w przedziale siłowni na naszej jednostce - tłumaczy **Przemysław Rajewski**. *- Dla obniżenia kosztów, wyko-*

Przemysław Rajewski: *Naszą ambicją jest pokazanie wszystkim zainteresowanym, jak pracuje silnik i siłownia małego statku, zasilana gazem naturalnym (Fot. Konrad Kędzior)*

rzystaliśmy starą ławę fundamentową silnika, ale trzeba było zaprojektować i wykonać nowe podpory - dodaje.

Kolejnym krokiem było posadowienie silnika na fundamencie. Silnik musi być bardzo dokładnie ustawiony do linii wału. Nie może być większych mimośrodowości, większych łamań, niż 0,02 mm. Aby zredukować przenoszenie drgań generowanych przez silnik na fundament, zastosowano wylewane poduszki z żywicy, która częściowo eliminuje drgania silnika.

- Teraz czekamy na przygotowanie wstępnego projektu, aby na pokładzie, za nadbudówką posadowić zespół zbiorników i połączyć je w instalację zasilania silnika gazem - dodaje **Przemysław Rajewski**. *- Wykonamy także prowizoryczną instalację elektryczną i instalację wodną chłodzenia silnika. Wtedy będziemy mogli jednostkę zwodować i przeprowadzić regulacje i próby na wodzie* - uzupełnia.

Pionierskie rozwiązanie do wykorzystania dla armatorów małych statków

Projekty tak jak ten przyczyniają się do realizacji strategii energetycznej Polski, która zakłada m. In. wzrost udziału odnawialnych źródeł energii we wszystkich sektorach gospodarki. Jakie zadanie czeka więc Magdę I?

- Magda I będzie świetnym przykładem dla armatorów małych jednostek, iż można pokusić się o zmianę oleju napędowego na paliwo gazowe - mówi **Przemysław Rajewski**. *- Naszą ambicją jest pokazanie wszystkim zainteresowanym, jak pracuje silnik i siłownia małego statku, zasilana gazem naturalnym. Kilku armatorów już zgłasza chęć udziału w prezentacjach. Sądzę, że nasze pionierskie rozwiązania będą wzorcem do wykorzystania przez właścicieli małych jednostek, którzy będą chcieli przerabiać silniki i siłownie na zasilanie gazem naturalnym. Co więcej, wszystkie plany, rysunki konstrukcyjne oraz informacje, które zdobyliśmy, będziemy udostępniać zainteresowanym osobom za darmo, w ramach promocji naszego projektu. Ponadto Magda I będzie służyć do szkolenia obsługi siłowni gazowych* - podsumowuje. □

Projekt Liquid Energy jest współfinansowany z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego w ramach unijnego programu Interreg Południowy Bałtyk 2014-2020.

Dr hab. inż. Tomasz Jaworski, prof. Pol. Śl.
Politechnika Śląska

Dr inż. Agata Wajda,
Instytut Technologii Paliw i Energii

Wykorzystanie paliw z odpadów, biomasy oraz osadów ściekowych w ciepłownictwie

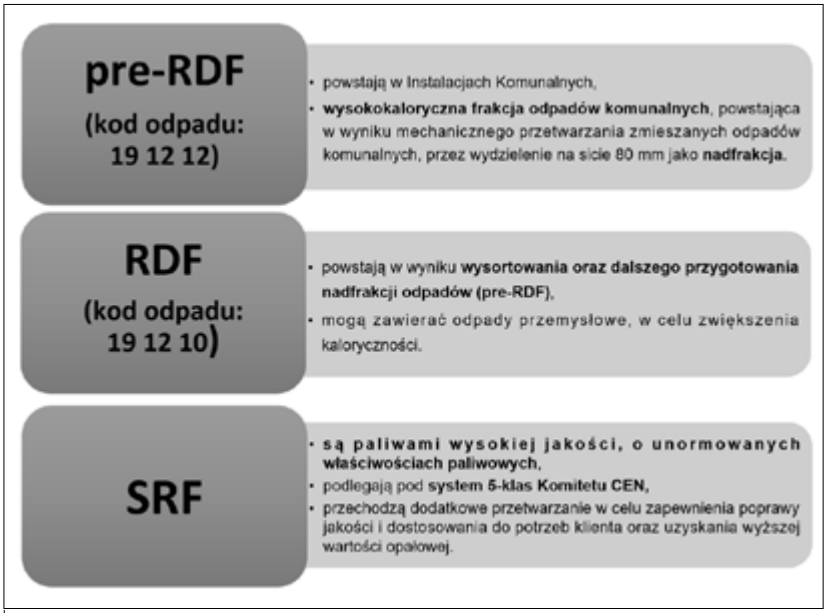
W ciągu najbliższych kilku lat przemysł ciepłowniczy ma stopniowo odejść od węgla kamiennego na rzecz alternatywnych źródeł energii. Powodem transformacji energetycznej jest w głównym stopniu rosnąca cena węgla kamiennego oraz polityka klimatyczna Unii Europejskiej i powiązany z nią system handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla (EU ETS). Polskie ciepłownie muszą dokonywać zakupu uprawnień do emisji CO_2 po coraz wyższych cenach, co wiąże się z dużymi obciążeniami finansowymi dla tych zakładów.

W obliczu obecnej sytuacji i konieczności poszukiwania innych źródeł energii - zastosowanie paliwa z odpadów, biomasy, czy osadów ściekowych stanowi kierunek przyszłościowy dla tej branży. Z roku na rok wytwarzana jest coraz większa ilość różnego rodzaju odpadów, co stwarza problem związany z ich składowaniem, bądź utylizacją i wiążącymi się z tym procesem kosztami. Według Głównego Urzędu Statystycznego w 2020 r. zostało wytworzonych o 2,9% więcej odpadów komunalnych niż w roku poprzednim, co daje około 10 kg odpadów komunalnych więcej w przeliczeniu na jednego mieszkańca [1]. W Polsce z zebranych oraz odebranych odpadów komunalnych w 2020 r. tylko ok. 2,7 mln ton (20%) przeznaczono do przekształcenia termicznego z odzyskiem energii, natomiast aż 5,2 mln ton (40% odpadów komunalnych wytworzonych) przeznaczono do składowania [1]. Rosnąca ilość odpadów oraz wprowadzenie *Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 lipca 2015 r. w sprawie dopuszczania odpadów do składowania na składowiskach (Dz. U. 2015 poz. 1277)*, uniemożliwiającego składowanie odpadów o kodach 19 08 05, 19 08 14, 19 08 12 i 19 12 12 oraz odpadów z grupy 20 na składowisku odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne wykazujących następujące właściwości takie jak: ciepło spalania wynoszące powyżej 6 MJ/kg w stanie suchym, straty przy prażeniu (LOI) wynoszące powyżej 8% suchej masy oraz ogólny węgiel organiczny (TOC) wynoszący powyżej 5% suchej masy [2] - spowodowało konieczność znalezienia nowego sposobu ich efektywnego zagospodarowania. W związku ze zmianami prawnymi na rynku wystąpił nadmiar paliwa alternatywnego, którego nie można było składować oraz ze względu na niespełnienie odpowiednich wymogów jakościowych również wykorzystać w przemyśle cementowym, stąd wzrost zainteresowania wykorzystaniem w ciepłownictwie. Polska w porównaniu do innych krajów UE posiada bardzo korzystne warunki do produkcji biomasy do celów energetycznych [3]. Jako alternatywne źródło energii można zastosować również osady ściekowe, których w ostatnich latach przybywa coraz więcej, głównie w związku z intensywną rozbudową infrastruktury służącej do odprowadzania oraz oczyszczania ścieków [4]. Osady powstające na

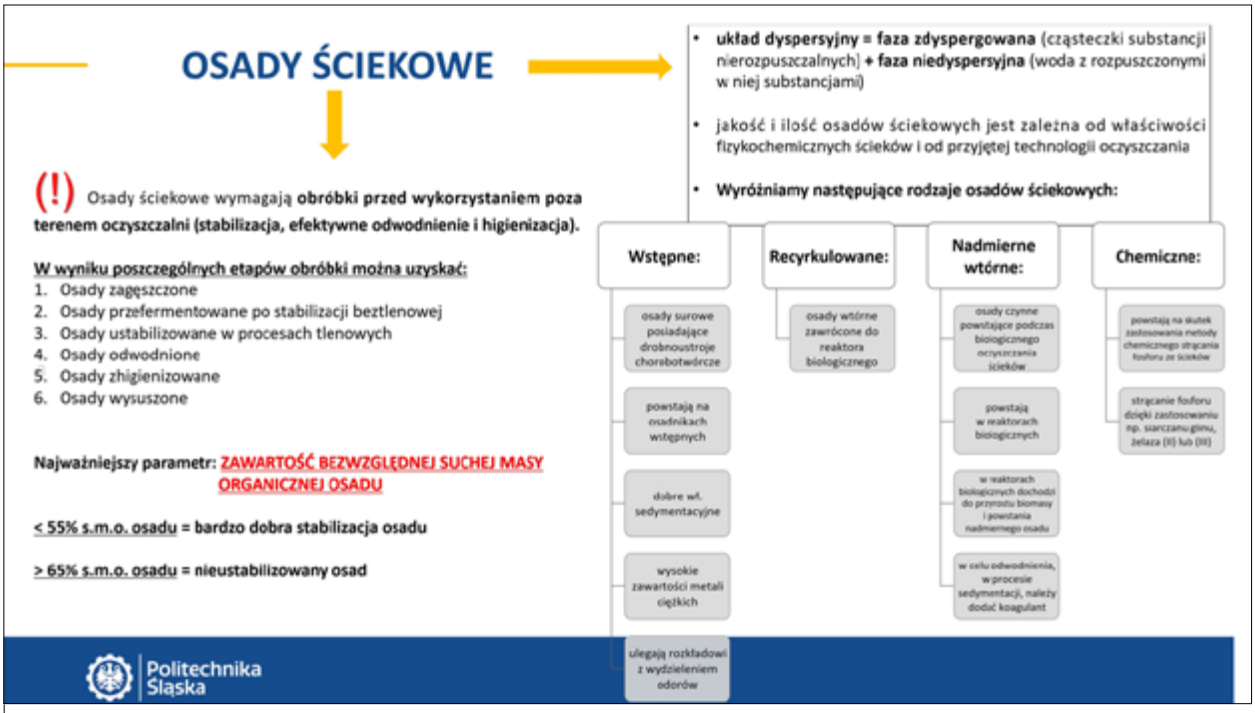
oczyszczalniach ścieków komunalnych wymagają zagospodarowania i dzięki termicznemu przekształceniu na drodze spalania dochodzi do ich całkowitego unieszkodliwienia i mogą one służyć także jako źródło energii [4]. Produkcja i wykorzystanie alternatywnych źródeł energii świetnie wpisuje się w koncepcję GOZ - Gospodarki o Obiegu Zamkniętym, która jest obecnie rekomendowana przez Komisję Europejską. Koncepcja ta dotyczy minimalizowania ilość odpadów poprzez ponowne użycie, recyklingi wdrożenie odzysku, w tym traktowanie odpadów jako potencjalnego źródła surowców wtórnych oraz odzysku energii [5]. Stosowanie tego typu paliw jest korzystne pod względem ekologicznym i ekologiczno-społecznym, głównie ze względu na zmniejszenie ilości składowanych odpadów i redukcję zapotrzebowania na tereny przeznaczone na składowiska odpadów.

Cechy charakterystyczne paliw alternatywnych

Do paliw z odpadów zaliczamy paliwa typu pre-RDF, RDF (*Refused Derived Fuel*) oraz SRF (*Solid Recovered Fuels*). Paliwa typu pre-RDF powstają w Instalacjach Komunalnych. Odpady pochodzące z selektywnej zbiórki odpadów są poddawane procesowi mechaniczno-biologicznego przetwarzania (MBP), który składa się z kilku etapów. W pierwszej kolejności dochodzi do rozerwania worków oraz oddzielenia gabarytów, a następnie strumień odpadów trafia do kabiny wstępnej, gdzie usuwane jest szkło, gruz oraz odpady o większej powierzchni. W kolejnym etapie procesu dochodzi do podziału granulometrycznego oraz wydzielenia metali żelaznych i nieżelaznych. Następnie oddzielane są frakcje materiałowe, m. in.: PE, PET, PP, papier, czy opakowania wielomateriałowe, przy zastosowaniu separatorów balistycznych, powietrznych, czy optopneumatycznych. Po oddzieleniu frakcji materiałowych dochodzi do wysortowania pre-RDF, czyli nadfrakcji odpadów komunalnych o wysokiej kaloryczności, która powstaje w wyniku wydzielenia na sicie 80 mm [6]. Paliwa typu pre-RDF klasyfikuje się jako odpad o kodzie 19 12 12. Inne odpady (w tym zmieszane substancje i przedmioty) z mechanicznej obróbki odpadów inne niż wymienione w 19 12 11 [6]. Pre-RDF z instalacji mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów (MBP) przekazywane są do zakładów produkcji paliw z odpadów, gdzie zgodnie z wymaganiami konkretnych odbiorców tworzone są paliwa RDF oraz SRF. Paliwa RDF powstają w wyniku wysortowania oraz dalszego przygotowania frakcji odpadów wykazujących wysoką wartość opałową, dla większej kaloryczności mogą one zawierać odpady przemysłowe [6]. Jako paliwa RDF klasyfikuje się odpady o kodzie 19 12 10 - odpady palne (paliwo alternatywne) [6]. Wytwarzanie paliw z odpadów prowadzi do uzyskania produktu, który charakteryzuje się lepszymi właściwościami paliwowymi, w tym m. in. wyższą kalorycznością. Ze względu na odpowiedni sposób przetworzenia tego typu paliw można je łatwo transportować oraz magazynować bez znaczących zmian właściwości. W celu określenia jednolitych standardów jakościowych dla stałych paliw produkowanych z odpadów została przyjęta nazwa SRF (*Solid Recovered Fuels* - stałe paliwa wtórne) [7]. Są to paliwa wysokiej jakości, o unormowanych właściwościach jakościowych, które stanowią alternatywę dla paliw kopalnych. Różnica między SRF, a RDF polega na tym, że SRF przechodzi dodatkowe przetwarzanie w celu zapewnienia poprawy jakości oraz uzyskania wyższej wartości opałowej. Pierwsze raporty i specyfikacje dotyczące tych paliw zostały wydane w 2004 r. w ramach prac Europejskiego Komitetu Normalizacyjnego (CEN), natomiast w 2015 r. został powołany nowy Komitet Techniczny ISO/TC 300 Solid Recovered Fuels [8]. W wyniku działania Komitetu CEN został opracowany system pięciu klas stałych paliw wtórnych SRF, który opiera się na trzech parametrach: wartości opałowej, zawartości chloru i rtęci, które pozwalają dokonać oceny wartości użytkowej paliwa, zarówno pod kątem ekonomicznym oraz środowiskowym, jak i technologicznym [7]. Jako paliwo o najlepszych właściwościach, zgodnie z systemem pięciu klas, przyjmuje się te o wysokiej wartości opałowej oraz niskiej zawartości



Rys. 1. Cechy charakterystyczne paliw z odpadów
Źródło: [6, 7, 8, 38]



Rys. 2. Rodzaje osadów ściekowych
Źródło: [12, 15, 38]

chloru i rtęci. Zgodnie ze specyfikacją techniczną CEN/TS 15359, SRF może być produkowane tylko z wykorzystaniem odpadów innych niż niebezpieczne i w jego skład nie mogą wchodzić paliwa kopalne [7]. Pośród stałych paliw wtórnych wyróżniany paliwa pyłopodobne, rozdrobnione oraz formowane, które mają postać m. in. peletów lub brykietów [7].

Biomasę stanowi materia organiczna roślinna, bądź zwierzęca, która może ulegać procesowi biodegradacji. Jest uznawana za odnawialne źródło energii, ze względu na naturalne pochodzenie oraz odtwarzalne i niewyczerpane zasoby [9]. Omawiany surowiec stanowi ekologiczne i powszechnie dostępne oraz tanie paliwo lub dodatek do współspalania z paliwem konwencjonalnym. Biomasa jest neutralna pod kątem emisji CO_2, ponieważ emituje podczas procesu spalania taką samą ilość dwutlenku węgla jaka powstaje podczas procesu fotosyntezy. Oprócz tego, produkty jej spalania znajdują zastosowanie m. in. przy produkcji nawozów, co idealnie wpisuje się w koncepcję gospodarki o obiegu zamkniętym i rozwiązuje problem związany z utylizacją odpadów organicznych. Bardzo często popioły, powstające w wyniku spalania biomasy są wykorzystywane do nawożenia gleb pod uprawę kolejnych roślin energetycznych, znajdujących zastosowanie w energetyce [9]. Do upraw energetycznych wybiera się rośliny, które charakteryzują się szybkim wzrostem oraz dużym przyrostem masy, np. wierzba szwedzka, miskant olbrzymi oraz malwa pensylwańska [10]. Po wykonaniu rozdrobnienia i suszenia na powietrzu uzyskana w ten sposób biomasa jest wykorzystywana w procesach spalania i współspalania z węglem kamiennym oraz do wytwarzania paliw formowanych [10]. Biomasa w porównaniu do paliw kopalnych charakteryzuje się mniejszą koncentracją energii na jednostkę masy, czyli mniejszą tzw. gęstością energetyczną, a także większą zawartością tlenu w wiązaniach chemicznych. Oprócz tego, właściwości fizykochemiczne biomasy cechują się dużą zmiennością i brakiem stabilności, co może stanowić problem na etapie transportu i wytwarzania energii. Właściwości paliwa biomasowego zależą m. in. od rodzaju biomasy wykorzystanej do produkcji, warunków wzrostu (klimat, ilość światła słonecznego), rodzaju gleby (składniki mineralne, odczyn pH), odległości od zanieczyszczeń, czy warunków magazynowania [11]. Pomimo niestabilności parametrów, biomasa jest wykorzystywana w ciepłownictwie, ze względu na status paliwa zeroemisyjnego, niskie koszty w porównaniu z zakupem węgla kamiennego, możliwość zagospodarowania odpadów biodegradowalnych i dużą dostępność. Na cele energetyczne może być wykorzystywana biomasa m. in. pochodzenia leśnego, rolniczego, z gospodarki odpadowej, z przemysłu spożywczego, czy produkcji zwierzęcej [11].

Osady ściekowe powstają w trakcie oczyszczania ścieków i stanowią układ dyspersyjny, w którym fazą zdy-

spergowaną są cząsteczki substancji nierozpuszczalnych, a fazą niedyspersyjną jest woda razem z rozpuszczonymi w niej substancjami [10]. Jakość oraz ilość osadów ściekowych zależy od właściwości fizykochemicznych ścieków i od przyjętej w oczyszczalni technologii. Osady ściekowe można podzielić na wstępne, wtórne po biologicznym procesie oczyszczania oraz chemiczne po procesie koagulacji, albo strącania fosforu (rys. 2) [12]. Wszystkie zanieczyszczenia oraz substancje usunięte ze ścieków w trakcie oczyszczania na drodze przemian fizycznych, biologicznych i chemicznych przechodzą do osadów ściekowych, dlatego bardzo ważny jest sposób ich przeróbki, tak aby udało się uzyskać osad możliwy do zagospodarowania poza oczyszczalnią ścieków [13]. Procesy przeróbki osadów mają na celu ich stabilizację, efektywne odwodnienie oraz higienizację [14]. Jako stabilizację rozumie się przemianę substancji organicznych w substancje nieorganiczne i słabo rozkładalne, na drodze procesów termicznych, biologicznych i chemicznych [14]. Jednym z istotnych parametrów osadów ściekowych jest zawartość suchej masy organicznej, która pozwala określić wiek osadu, stopień nagromadzenia zanieczyszczeń oraz podatność na stabilizację i odwadnianie, ponieważ im większa zawartość związków organicznych - tym gorzej przebiega proces odwadniania osadu i jest on bardziej nieustabilizowany. Szybkość odwadniania jest powiązana z zawartością cząstek koloidalnych w osadzie ściekowym, które mają znaczący wpływ na spowolnienie procesu sedymentacji [15].

Analiza jakościowa paliw alternatywnych

Rys. 3 przedstawia główne powody, dla których należy wykonywać analizę jakościową paliw alternatywnych, jeżeli mają one znaleźć zastosowanie w ciepłownictwie.

Analizę jakościową wykonuje się w celu określenia właściwości paliwowych niezbędnych do prowadzenia instalacji spalania i współspalania paliw alternatywnych oraz określenia zawartości szkodliwych związków w badanych paliwach, które mogą mieć wpływ na wystąpienie procesów korozji oraz szlakowania instalacji, a także mają swoje odzwierciedlenie w zwiększonej emisji do atmosfery (rys. 4). Dzięki analizom laboratoryjnym można również określić odpowiednie składowe mieszanki paliwowej w przypadku prowadzenia procesu współspalania węgla kamiennego z paliwami alternatywnymi. W celu określenia właściwości paliwowych tego typu paliw i możliwości zastosowania ich w ciepłownictwie, należy wykonać analizę techniczną oraz elementarną (pierwiastkową). Do analizy technicznej zalicza się oznaczenie: wilgoci całkowitej, analitycznej, zawartości popiołu, części lotnych, części palnych i niepalnych oraz ciepła spalania i wartości opałowej. Analiza elementarna obejmuje z kolei oznaczenie zawartości węgla, wodoru, tlenu, azotu, siarki, chloru, związków alkalicznych, pierwiastków śladowych oraz frakcji biodegradowalnej [16, 17]. Zawartość wilgoci oraz popiołu jest okre-

Rys. 3. Powody wykonywania analizy jakościowej paliw alternatywnych
Źródło: [38]

Rys. 4. Wykonywanie analizy jakościowej paliw alternatywnych
Źródło: [16, 17, 38]

ślana mianem balastu, którego duża ilość w próbce ma wpływ na podwyższenie temperatury zapłonu paliwa oraz obniżenie wartości opałowej. Oznaczenie parametrów przebiega, podobnie jak w przypadku węgla kamiennego, z wykorzystaniem metod wagowych (oznaczenia wykonywane w suszarkach i piecach) oraz z zastosowaniem analizatorów automatycznych, m. in. na podczerwień. Analizy można wykonywać z zastosowaniem własnych opracowanych procedur badawczych, bądź też Polskich Norm Badawczych i Norm ISO zgodnie z bazą Polskiego Komitetu Normalizacyjnego [38].

Najważniejszym parametrem **osadów ściekowych** pod kątem wykorzystania w energetyce jest wartość opałowa. Wartość ta zależy przede wszystkim od zawartości wilgoci w osadzie, dlatego im większa koncentracja wilgoci - tym niższa wartość opałowa, a co za tym idzie - gorsze spalanie i przydatność użytkowa. Uzyskanie wysokiej kaloryczności jest uzależnione od odpowiedniego wysuszenia osadu w trakcie procesów przeróbki. Osuszony osad jest łatwy do magazynowania i transportu, jednak należy wziąć pod uwagę, że proces suszenia wiąże się również z dużymi nakładami finansowymi. Jednym ze sposobów zmniejszenia kosztów ekonomicznych jest zastosowanie rozwiązania w postaci instalacji, w której zachodzi proces szeregowego suszenia i spalania osadów ściekowych. Ciepło, które powstaje w wyniku spalania osadów jest wykorzystywane do ich suszenia. Tego typu proces może wymagać zastosowania dodatkowego paliwa, niemniej jednak tego typu instalacje są coraz częściej wykorzystywane [18]. Drugim sposobem jest przeprowadzenie procesu zgazowania, a uzyskany w jego wyniku gaz może zostać wykorzystany do produkcji ciepła potrzebnego przy osuszaniu osadów ściekowych. Na przyspieszenie osuszenia ma również wpływ wapniowanie, podczas którego dochodzi do wyeliminowania jednostek chorobotwórczych z osadu ściekowego, co skutkuje jego lepszą stabilizacją [19]. Wartość opałowa jest również zależna od zawartości suchej masy organicznej, której ilość jest powiązana ze stopniem efektywności wstępnej przeróbki osadu ściekowego w procesie fermentacji. Jeżeli wydajność procesu fermentacji będzie wysoka, to wówczas zaobserwuje się zmniejszenie ilości suchej masy organicznej i taki osad będzie wykazywał niższą wartość opałową [14].

Skład oraz struktura **biomasy** ma charakter zmienny, podobnie jak zawartość wilgoci, stąd magazynowanie oraz transport mają duży wpływ na parametry paliwa biomasowego [20]. W porównaniu do węgla kamiennego biomasa charakteryzuje się wyższą zawartością wilgoci oraz tlenu, natomiast niższą wartością opałową i zawartością węgla, azotu oraz siarki. Skład elementarny obu paliw jest zbliżony i różnice wynikają głównie z innego udziału pierwiastków oraz związków w poszczególnych struk-

turach. Zależności pomiędzy poszczególnymi pierwiastkami wchodzącymi w skład biomasy mają swoje odzwierciedlenie w jej wysokiej reaktywności oraz dużej zawartości części lotnych [20]. Paliwo biomasowe musi być przechowywane w odpowiednich miejscach i warunkach, tak aby nie doszło do znacznej zmiany parametrów. Przykładami możliwych do wykorzystania rozwiązań są szczelne kontenery, duże powierzchnie składowisk, a także zadaszone magazyny [20]. Podczas współspalania węgla kamiennego i biomasy, wraz ze wzrostem udziału biomasy w mieszance paliwowej, ma miejsce zwiększenie ilości powstającego popiołu, który unosi się razem ze spalinami, co skutkuje obniżeniem efektywności grzewczej powierzchni ogrzewalnych [20]. Popioły powstające w wyniku spalania biomasy charakteryzują się niską temperaturą topnienia ze względu na obecność chloru, sodu i potasu, co może prowadzić do szlakowania kotła, czyli powstawania osadów na powierzchniach wymiany ciepła [21]. Zwiększenie udziału masowego biomasy w mieszance paliwowej wiąże się z poddaniem jej wstępnej obróbce, do której zalicza takie procesy jak m. in.: wstępne rozdrobnienie, suszenie, peletyzację, toryfikację, pirolizę, czy hydrolizę. Obróbka wiąże się ze zwiększonymi kosztami, ale jednocześnie ma wpływ na poprawę właściwości paliwowych [20]. Zastosowanie biomasy w mieszankach paliwowych z węglem kamiennym wpływa na ograniczenie emisji SO_2 do powietrza. Oprócz tego biomasa jest uznawana za paliwo zeroemisyjne, ponieważ podczas jej spalania ilość powstającego CO_2 jest równoważna ilości pobranej przez materię roślinną podczas procesu fotosyntezy. Spalanie wiąże się również z ograniczeniem emisji NO_x, ze względu na niską zawartość azotu w tego typu surowcach [22].

W przypadku **paliw z odpadów**, zgodnie z pięcioklasowym systemem klasyfikacji CEN, jakość określana jest na podstawie wartości opałowej oraz zawartości chloru i rtęci. Instalacje, w których spalane są SRF zawierające dużą zawartość chloru, charakteryzują się szybkim zużyciem stalowych elementów konstrukcyjnych, m. in.: podgrzewaczy, parowników, czy przegrzewaczy pary [23]. Chlor podczas procesu spalania paliw w kotle może występować w postaci cząsteczkowej i gazowego chlorowodoru. Intensywność tworzenia chlorowodoru wzrasta razem ze wzrostem temperatury prowadzenia procesu, a najwyższą wydajność tworzenia ma miejsce w temperaturze z przedziału 700-900°C. Chlor cząsteczkowy odpowiada za procesy korozyjne instalacji, natomiast chlorowodór wiąże się ze zwiększoną emisją do atmosfery i koniecznością dostosowania się do standardów emisyjnych [23]. Oprócz chloru podobny wpływ na instalację mają siarka oraz brom i fluor. Związki alkaliczne, do których zaliczamy związki sodu, magnezu, wapnia i potasu mogą mieć wpływ na obniżenie temperatury topnienia popiołu i wytworzenie szkodliwych osadów przyrastających do powierzchni grzejnych instalacji, co określa się mianem szlakowania [16, 23]. Zawartość rtęci jest oznaczana w paliwie ze względu na dużą szkodliwość i zanieczyszczenie środowiska. Związki rtęci charakteryzują się niską temperaturą wrzenia, przez co bardzo łatwo przechodzą w postać gazową. W ciągu spalinowym reagują z innymi składnikami gazów odlotowych i łatwo utleniają się do Hg^{2+} oraz ulegają adsorpcji na powierzchni popiołów. Związki rtęci nie ulegają biodegradacji, dlatego raz wyemitowany związek pozostaje i migruje w środowisku. Oprócz rtęci podczas spalania SRF mogą być wydzielane do atmosfery również szkodliwe związki metali ciężkich, m. in.: arsenu, kadmu, kobaltu, manganu, czy chromu. Występowanie chloru w SRF ma wpływ na przemiany metali ciężkich, które w śladowych ilościach występują w tego typu paliwach i tworzenie się chlorków, co sprzyja ich emisji do atmosfery razem z innymi gazami spalinowymi [23]. Oznaczenia tych metali powinny być również wykonywane podczas badania SRF.

Odzyskiwanie ciepła z termicznego przekształcania odpadów biodegradowalnych może również kwalifikować się jako odzysk z odnawialnych źródeł energii [16, 24]. W celu uzyskania dodatkowych korzyści ekonomicznych związanych z kwalifikacją oraz rozliczaniem wytworzonego ciepła jako pochodzącego z OZE, należy oznaczyć zawartość frakcji biodegradowalnej w odpadach oraz wartość opałową tej frakcji z wykorzystaniem wiarygodnej metody badawczej, przez certyfikowane laboratorium badawcze [16, 24]. W Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów (Dz. U. 2016 poz. 847) został podany wykaz oznaczeń koniecznych do wykonania podczas analizy odpadów do celów OZE [25]. Do tych oznaczeń zaliczamy: zawartość wilgoci całkowitej, zawartość wilgoci w ogólnej próbce analitycznej, zawartość popiołu, ciepło spalania, zawartość siarki całkowitej, zawartość węgla całkowitego i wodoru, stratę przy prażeniu, zawartość biomasy, zawartość węgla organicznego (metoda bezpośrednia oraz pośrednia) [25]. Zgodnie z przytoczonym Rozporządzeniem powinna być prowadzona dokumentacja dotycząca ilości ciepła wytworzonego podczas termicznego przekształcania odpadów oraz wyników badań właściwości paliw, które potrzebne są do obliczenia udziału OZE. Oprócz tego badania paliw powinny być wykonywane z określoną częstotliwością. W przypadku oznaczenia zawartości frakcji biodegradowalnej w odpadach i wyznaczenia jej wartości opałowej, analiza powinna być wykonana co najmniej raz dla każdej przyjętej partii odpadów [25]. Oznaczenie zawartości frakcji biodegradowalnej może być wykonane z zastosowaniem jednej z trzech metod badawczych: ręcznego sortowania, selektywnego sortowania i izotopu węgla 14C [26, 24].

Wybrane przepisy prawne związane z paliwami alternatywnymi

Spalanie odpadów wiąże się z zastosowaniem coraz bardziej rozwiniętych technologicznie instalacji oraz powstaniem poprocesowego balastu, który w zależności od użytych paliw alternatywnych może być kwalifikowany jako odpad niebezpieczny. Jedną z najważniejszych decyzji prawnych mających wpływ na prowadzenie spalarni odpadów jest Decyzja Wykonawcza Komisji Europejskiej 2019/2010/UE z dnia 12 listopada 2019 r. ustanawiająca konkluzje BAT zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w odniesieniu do spalania odpadów [27, 28]. Konkluzja BAT oznacza najlepszą dostępną technikę do wykorzystania [29] i jest to dokument, który zawiera wytyczne dotyczące prowadzenia instalacji, wskazania koniecznych do spełnienia granicznych poziomów emisji zanieczyszczeń do atmosfery, a także elementy z zakresu zarządzania i monitoringu środowiskowego [27]. Powyższa decyzja ma odniesienie do instalacji termicznego przekształcania odpadów, które muszą uzyskać pozwolenie zintegrowane, a przedsiębiorstwa prowadzące tego typu instalacje powinny dostosować się do wymogów powyższej decyzji do 12 listopada 2023 r. [27]. Konkluzja wymaga prowadzenie monitoringu emisji zorganizowanej do powietrza zgodnie z normami EN, ISO, krajowymi, m. in. następujących parametrów i substancji [28]: spaliny ze spalania odpadów, ścieki z oczyszczania spalin metodą mokrą, NO_x, NH_3, N_2O, CO, SO_2, HCl, HF, Hg, całkowite lotne związki organiczne, metale i metaloidy z wyjątkiem rtęci (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V), pył ze spalania odpadów oraz pył z obróbki popiołów paleniskowych [28]. Wprowadzenie decyzji 2019/2010/UE spowodowało wdrożenie nowych wymagań związanych z granicznymi wartościami dopuszczalnej emisji zanieczyszczeń do atmosfery. Jedną ze zmian jest wprowadzenie wartości dopuszczalnego stężenia amoniaku w spalinach. Oprócz tego pojawił się zapis o konieczności pomiaru emisji rtęci w spalinach w sposób ciągły oraz dopuszczalnego stężenia pyłu z obróbki popiołów paleniskowych oraz żużli [27, 28]. W zapisach powyższej decyzji pojawia się również informacja o konieczności monitoringu dostaw odpadów, w celu poprawy efektywności środowiskowej spalarni [28]. W przypadku stałych odpadów komunalnych oraz pozostałych odpadów innych niż niebezpieczne do monitoringu należy: wykrywanie promieniotwórczości dostaw, kontrola wzrokowa oraz ważenie dostarczanych odpadów, a także prowadzenie okresowego pobierania próbek do celów przeprowadzenia analizy jakościowej [28]. W decyzji 2019/2010/UE zostały również przytoczone sposoby zwiększenia sprawności energetycznej spalarni, poprzez kombinację różnego rodzaju technik, takich jak: suszenie osadów ściekowych, zmniejszenie natężenia przepływu spalin, czy minimalizację strat ciepła [28]. W celu poprawienia sprawności spalarni można również zastosować kogenerację energii elektrycznej i ciepła, w sytuacji, gdy ciepło wykorzystuje się do wytwarzania pary mającej zastosowanie w procesach przemysłowych [28]. Bardzo duże znaczenie w przemyśle energetycznym ma również kwestia związana z utratą statusu odpadu przez paliwa alternatywne. W Ustawie z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz. U. 2013 poz. 21 z późn. zm.) zostały wymienione warunki konieczne do spełnienia w przypadku zmiany statusu odpadu. Po pierwsze, odpad traci swój status, gdy zostanie poddany procesowi odzysku w tym recyklingowi, a nie procesowi przetwarzania [30]. Zgodnie z ustawą procesy odzysku prowadzą do wytworzenia produktu mającego pożyteczne zastosowanie, który może zastąpić inne materiały [30]. Oprócz tego zmiana statusu odpadu następuje w momencie, gdy może znaleźć on konkretne zastosowanie, występuje na niego rynek zbytu, wykazuje określone parametry oraz spełnia wymagania techniczne do ponownego zastosowania do konkretnych celów, jego wykorzystanie nie prowadzi do zagrożenia życia i zdrowia ludzi oraz nie wpływa niekorzystnie na środowisko [31]. Wymagania te pochodzą z Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów. W związku z powyższym przetwarzanie odpadów w celu uzyskania paliwa RDF nie jest wystarczającym argumentem pozwalającym na zmianę statusu tego typu paliw, ale fakt ponownego zastosowania RDF-ów w celu zastąpienia paliw kopalnych oraz występowanie rynku zbytu przemawia na korzyść paliw alternatywnych. Zgodnie z art. 14 Ustawy o odpadach muszą być spełnione wszystkie warunki, aby nastąpiła utrata statusu odpadu [31].

Rozwiązania technologiczne

Występuje bardzo wiele rozwiązań technologicznych dla spalania i współspalania paliw alternatywnych do celów energetycznych. Niektóre, ważniejsze przedstawiono na rys. 5 wraz z ich podstawową charakterystyką. Wybór technologii zależy od rodzaju prowadzonego procesu, właściwości paliwowych tego typu paliwa, bądź jego mieszanki paliwowej z węglem kamiennym oraz mocy układu i rozdrobnienia paliwa [32]. Paliwa alternatywne mogą być bezpośrednio spalane i współspalane w kotłach ze złożem fluidalnym, rusztem mechanicznym oraz kotłach pyłowych [33]. Oprócz tego procesy współspalania można prowadzić w sposób pośredni i wówczas wykorzystuje się kotły z reaktorem zgazowania oraz kotły z przedpaleniskiem [33]. Rozwiniętymi i efektywnymi energetycznie rozwiązaniami są kotły ze złożem fluidalnym [36], gdzie spalanie może być realizowane w złożu stacjonarnym-pęcherzykowym lub cyrkulacyjnym. Złoża w tego typu kotłach są zasilane powietrzem do utrzymania warstwy w stanie fluidyzacji. Jest ono równocześnie wykorzystywane jako utleniacz (a dokładnie tlen w nim zawarty) w procesie spalania. Zaletą wykorzystania tej technologii jest duża elastyczność pracy, a także niska emisja

Rys. 5. Ważniejsze rozwiązania technologiczne, w których możliwe jest prowadzenie procesu spalania, także z odzyskiem energii
Źródło: [18, 20, 32, 33, 34, 38]

tlenków azotu w oparciu o niską temperaturę pracy złoża, a także możliwość równoczesnego odsiarczania w komorze paleniskowej, poprzez dodanie reagenta w postaci związków wapnia, np. $CaCO_3$. Intensywny proces mieszania komorze fluidalnej wzmacnia procesy wymiany ciepła i masy podczas spalania.

Dobre wymieszanie złoża oraz kontakt między rozdrobnionym paliwem, a powietrzem powodują, że spalanie przebiega w sposób równomierny i intensywny [18]. Kotły z cyrkulującym złożem znajdują zastosowanie w instalacjach o dużej mocy. Z kolei w kotłach ze złożem pęcherzykowym, złoże nie ulega cyrkulacji w przestrzeni kotła. Po doprowadzeniu powietrza fluidyzacyjnego dochodzi jedynie do jego realizacji, związanej ze zwiększeniem objętości [20]. Dedykowane technologie spalania w spalarniach odpadów z mechanicznym rusztem ruchomym należą do najstarszych rozwiązań technologicznych. Technologie rusztowe w spalarniach odpadów są podobne, jednak nie tożsame, jak te wykorzystywane podczas spalania węgla kamiennego. W omawianej technologii powietrze dozowane może być w trzech punktach (powietrze pierwotne-podrusztowe, wtórne i trzecie), natomiast ruchomy ruszt może być chłodzony wodą, co zwiększa jego obciążalność cieplną. Produktami spalania z kolei są popiół lotny i żużel. Powstające spaliny mogą być oczyszczane w sposób suchy, mokry oraz półsuchy [18]. W przypadku kotłów rusztowych [37] może występować problem homogenizacji paliwa na ruszcie, co utrudnia prowadzenie procesu i wiąże się z częstszymi naprawami. W takim wypadku konieczne jest odpowiednie przebadanie paliwa przed podaniem do kotła oraz ustalenie odpowiednich składowych masowych mieszanki paliwowej, tak aby uzyskać najlepsze właściwości paliwowe i uniknąć wzmożonych procesów szlakowania, jak również w niektórych przypadkach korozji [33]. W celu zwiększenia wydajności procesu spalania i współspalania paliw z odpadów w kotłach rusztowych należy również wprowadzić zmiany technologiczne w postaci zastosowania specjalnych typów rusztów, takich jak ruszty nachylone oraz podzielone na sekcje, a także zastosować odpowiednie techniki dozowania paliwa [33]. Kotły pyłowe wykazują większą moc w porównaniu do kotłów rusztowych, ale spalanie w nich paliw alternatywnych wiąże się z szeregiem utrudnień, które wynikają z nieodpowiednich systemów dozowania oraz konieczności wykorzystania paliwa charakteryzującego się dużym stopniem rozdrobnienia [33]. Oprócz tego w technologiach spalania, w przypadku spalania bezpośredniego lub współspalania z węglem konieczna jest modernizacja systemu oczyszczania spalin, w celu zapewnienia spełnienia norm emisyjnych.

Podsumowanie

Rosnące ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla, wzrost cen konwencjonalnych paliw kopalnych, a także zmiany prawne - spowodowały wzrost zainteresowania wykorzystaniem innych źró-

deł energii w przemyśle ciepłowniczym. W obliczu nieuniknionej transformacji energetycznej paliwa alternatywne na pewno stanowią kierunek przyszłościowy, w szczególności dla krajów takich jak Polska, których położenie geograficzne nie jest zbyt korzystne, w porównaniu choćby do krajów skandynawskich w dużym stopniu wykorzystujących energię geotermalną i wiatrową. Na chwilę obecną tego typu paliwa zostały szczegółowo przebadane w Polsce pod kątem oznaczania właściwości paliwowych oraz wpływu czynników zewnętrznych na przebieg procesu spalania i współspalania. Wykorzystanie ich w ciepłownictwie pozwoli na termiczne unieszkodliwienie odpadów z odzyskiem energii, a co za tym idzie - zmniejszenie powierzchni zajmowanych przez składowiska odpadów. Wykorzystanie paliw z odpadów, biomasy oraz osuszonych osadów ściekowych w procesach spalania i współspalania z paliwami kopalnymi pozwala uzyskać zadowalające efekty energetyczne w związku z możliwością wykazywania wysokiej kaloryczności przez tego typu paliwa. Przeprowadzenie dodatkowych procesów obróbki paliw alternatywnych, prowadzących do zmniejszenia zawartości wilgoci, wpływa na zwiększenie ich wartości opałowej. Zaletą omawianych paliw oprócz dużej dostępności, możliwości zapewnienia ciągłości dostaw oraz niskiego kosztu w porównaniu do węgla kamiennego, jest również możliwość ograniczenia emisji szkodliwych związków do atmosfery. Szczególnie ważny z powodów ekonomicznych jest wpływ paliw alternatywnych na zmniejszenie emisji CO_2. Biomasa jest uznawana za paliwo zeroemisyjne, natomiast w wyniku oznaczenia zawartości frakcji biodegradowalnej w paliwach z odpadów istnieje możliwość uznania części energii za pochodzącą z odnawialnych źródeł, co wiąże się z obniżeniem kosztów uczestnictwa w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO_2. Do wad tego typu paliwa należą jego zmienne właściwości fizykochemiczne i brak stabilności, konieczność prowadzenia procesów obróbki w tym procesów suszenia, a także możliwość wystąpienia procesów korozji i szlakowania instalacji spalania, które mogą zostać zniwelowane przez stosowanie paliwa alternatywnego wysokiej jakości oraz prowadzenie odpowiedniego nadzoru poprzez wykonywanie stałej kontroli jakościowej.

Występuje bardzo wiele rozwiązań technologicznych pozwalających uzyskać zadowalające efekty energetyczne, ale ze względu na duże wymagania prawne stawiane instalacjom spalania i współspalania (w szczególności odnosi się to do standardów emisyjnych) wykorzystanie tego typu paliw wiąże się ze zmianami technologicznymi, m. in. dostosowaniem kotłów rusztowych, modernizacją instalacji oczyszczania spalin, czy zastosowaniem nowych rozwiązań np. kotły ze złożem fluidalnym, a co za tym idzie - również dużymi nakładami finansowymi. Jest to spowodowane tym, iż ciepłownia spalająca odpady staje przed wymogami tożsamymi co spalarnia odpadów. Energetyka czeka na przemiany w prawodawstwie, które ułatwiłyby i uprościły procedury, np. poprzez zmianę statusu odpadów na pełnowartościowy surowiec paliwowy. Ujednolicenie przepisów prawnych oraz wprowadzenie większych możliwości wsparcia finansowego tego typu inwestycji mogłoby wpłynąć na wzrost wykorzystania paliw alternatywnych w przemyśle ciepłowniczym. Należy także wspomnieć, iż oprócz wyżej przedstawionej propozycji zastąpienia lub częściowego zastąpienia węgla paliwami alternatywnymi (współspalanie) istnieją inne, już wykorzystywane, możliwości modernizacji instalacji ciepłowniczych. Do nich należą np. układy ORC, czy wykorzystanie przemiany dławienia izentalpowego dla produkcji pary. Układ ciepłowniczy staje się wtedy układem kogeneracyjnym. □

Literatura:

[1] https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/srodowisko/ochrona-srodowiska-w2020-roku,12,3.html [dostęp:26.03.2022 r.].

[2] Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 lipca 2015 r. w sprawie dopuszczania odpadów do składowania na składowiskach (Dz. U. 2015 poz. 1277).

[3] https://nowoczesnecieplownictwo.pl/biomasa-jako-potencjal-rozwojowy-polskiegocieplownictwa/[dostęp: 26.03.2022 r.].

[4] https://nowoczesnecieplownictwo.pl/cieplo-ze-sciekow/ [dostęp: 26.03.2022 r.].

[5] Kulczycka J., Gospodarka o obiegu zamkniętym w polityce i badaniach naukowych, INSTYTUT GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI I ENERGIĄ POLSKIEJ AKADEMII NAUK, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków 2019, ISBN 978-83-955544-5-2.

[6] https://obiegprzyszlosci.pl/rdf-2/ [dostęp: 02.05.2022 r.].

[7] Wasilewski R., Tora B., Stałe paliwa wtórne, Górnictwo i Geoinżynieria, Zeszyt 4, 2009, str. 309-316.

[8] http://www.ichpw.pl/blog/2021/02/18/nowe-normy-iso-dotyczace-srf-ow/ [dostęp:30.04.2022 r.].

[9] https://eon.pl/dla-domu/portal-o-odnawialnych-zrodlach-energii/zielona-energia/energiabiomasy-jakdziala-jakie-sa-jej-zrodla [dostęp: 19.04.2022 r.].

[10] Wandrasz J., Wandrasz A., Paliwa formowane, Wydawnictwo „Seidel-Przywecki" Sp. z. o. o.,Warszawa 2006, ISBN 83-919449-7-2.

[11] Olsztyńska I., Rozprawa doktorska: „Badanie zarządzania biomasą w gospodarce odpadowej i energetycznej Polski", Wydział Inżynierii Zarządzania Politechnika Poznańska, Poznań 2020 r.

[12] Malej J., Wybrane problemy przeróbki osadów ściekowych, Rocznik Ochrona Środowiska (2000), Tom 2, str. 39-69.

[13] https://stat.gov.pl/metainformacje/slownik-pojec/pojecia-stosowane-w-statystyce-publicznej/1181,pojecie.html [dostęp: 28.03.2022 r.].

[14] Strategia postępowania z komunalnymi osadami ściekowymi na lata 2019-2022, Ministerstwo Środowiska, 18.11.2018 r.

[15] Klaczyński E., Oczyszczalnia ścieków - stabilizacja osadów. Cz. 1, WODOCIĄGI - KANALIZACJA 2013, Tom nr 7-8, str. 40-42.

[16] http://www.ichpw.pl/blog/2021/03/30/standardy-jakosciowe-w-badaniu-odpadow-palnych/ [dostęp: 04.05.2022 r.].

[17] Róg L., Procedury badawcze i analityczne w zakresie oceny jakości stałych paliw wtórnych, Materiały z konferencji pt.: „Paliwa alternatywne. Energia z odpadów", Warszawa 2012.

[18] Środa K., Kijo-Kleczkowska A., Otwinowski H., Metody utylizacji osadów ściekowych, Archiwum Gospodarki Odpadami i Ochrony Środowiska, ISSN 1733-4381, t. 15, wyd. 2 (2013), str. 33-50.

[19] Czop M., Jarząbkowska N., Badanie właściwości paliwowych komunalnego osadu ściekowego, Archiwum Gospodarki Odpadami i Ochrony Środowiska, ISSN 1733-4381, tom 18, wydanie 3 (2016), str. 51-62.

[20] Szufa S., Biomasa i jej wykorzystanie w energetyce, Katedra Techniki Cieplnej i Chłodnictwa, Wydział Mechaniczny, Politechnika Łódzka.

[21] Szufa S., Sposoby konwersji biomasy w celu poprawy jej właściwości paliwowych, Katedra Techniki Cieplnej i Chłodnictwa, Wydział Mechaniczny, Politechnika Łódzka.

[22] Wisz J., Matwiejew A., Energopomiar Sp. z o.o., Centralne Laboratorium, Biomasa - badania w laboratorium w aspekcie przydatności do energetyczne spalania, „Energetyka" wrzesień 2005.

[23] Król D., Recykling energetyczny odpadów, Aparatura Badawcza i Dydaktyczna, 1/2012, str. 41-47.

[24] Jagustyn B., Wasielewski R., Skawińska A., Podstawy klasyfikacji odpadów biodegradowalnych jako biomasy, Ochrona Środowiska (2014), Tom 36, Nr 4, str. 45-50.

[25] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów (Dz. U. 2016 poz. 847).

[26] http://www.ichpw.pl/blog/2020/09/24/paliwa-wtorne-z-frakcji-biodegradowalnej/ [dostęp:04.05.2022 r.].

[27] https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/-Konkluzje-BAT-dla-spalarni-odpadow-czas-nadostosowanie-do-2023-r-ZPZTPO-11549.html [dostęp: 18.05.2022 r.].

[28] Decyzja Wykonawcza Komisji (UE) 2019/2010 z dnia 12 listopada 2019 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w odniesieniu do spalania odpadów (notyfikowana jako dokument nr C(2019) 7987).

[29] https://sozosfera.pl/prawo/konkluzje-bat-dla-duzych-obiektow-spalania/ [dostęp:18.05.2022 r.].

[30] Bujny J., Mądry T., Sójka Maciak Mataczyński Adwokaci sp. k, Utrata statusu odpadu przez paliwa alternatywne z odpadów, Nowa Energia - 3/2016.

[31] Szpadt R., Paliwa z odpadów standardy, Politechnika Wrocławska oraz Agencja Rozwoju Aglomeracji Wrocławskiej, Warszawa 10.02.2012 r.

[32] Mirowski T., Mokrzycki E., Uliasz-Bocheńczyk A., Energetyczne wykorzystanie biomasy, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energii Polskiej Akademii Nauk, Wydawnictwo IGSMiE PAN Kraków 2018, ISBN 978-83-62922-94-9.

[33] Róg L., Proksa J., Zborowska I., Perspektywy rozwoju rynku paliw wtórnych w świetle wymagań prawnych, INSTAL 7-8/2017, str. 10-15.

[34] Werle S., Bezpośrednie oraz pośrednie (na drodze zgazowania) współspalanie osadów ściekowych w energetyce, Czasopismo Piece Przemysłowe & Kotły (2013), Tom 7-8, Str. 42-48.

[35] Rozporządzenie Ministra Rozwoju z dnia 21 stycznia 2016 r. w sprawie wymagań dotyczących prowadzenia procesu termicznego przekształcania odpadów oraz sposobów postępowania z odpadami powstałymi w wyniku tego procesu (Dz. U. 2016 poz. 108).

[36] Jaworski T.J.:Modelowanie procesu transportu masy na rusztach urządzeń do termicznego przekształcania odpadów stałych. Monografia nr 419, Wydawnictwo Politechnika Śląska, Gliwice 2012 r.

[37] Jaworski T.J.: Einfluss der Festofftransportprozesse auf Rostsystemen (Vor-und Ruckschubrosten) auf die Emission zur Umwelt. VDI-Berichte, Nr 2056, VDI Verlag GmbH, Dusseldorf 2009, s. 463-470.

[38] Mosiądz A., Praca dyplomowa SPD GO 21/22: ,,Wykorzystanie paliw z odpadów, biomasy oraz osadów ściekowych w ciepłownictwie", Politechnika Śląska, Gliwice 2022 r.

Reklama

sefako
GRUPA KAPITAŁOWA TFS

Fabryka Kotłów „SEFAKO" S.A.
ul. Przemysłowa 9
28-340 Sędziszów

Fabryka Kotłów „SEFAKO" S.A. jest jednym z największych producentów kotłów dla ciepłownictwa, spalarni odpadów i biomasy, energetyki przemysłowej i zawodowej w Polsce i w Europie.

Oferta Spółki obejmuje kotły opalane gazem, olejem, biomasą oraz kotły do termicznego przekształcania odpadów.

Jednostki kotłowe produkcji „SEFAKO" pracują w wielu spalarniach odpadów zarówno w Polsce, jak i za granicą, a kotły ciepłownicze ogrzewają wiele miejscowości i zakładów produkcyjnych.

„SEFAKO" świadczy kompleksowe usługi począwszy od fazy projektowania oraz usług inżynierskich, poprzez zarządzanie zakupami, prefabrykację części ciśnieniowych, w tym walczaków, prefabrykację części nieciśnieniowych, dostawy (w branży mechanicznej, AKPiA, elektrycznej, instalacje paleniskowe, palniki, elementy wsporcze i konstrukcyjne, itp.), montaże, rozruchy oraz serwis gwarancyjny i pogwarancyjny, a także diagnostykę kotłów.

Artykuł sponsorowany

Grzegorz Polarz, Mateusz Pustułka,
PHOENIX CONTACT Sp. z o.o.

Certyfikowane rozwiązanie dla systemów fotowoltaicznych

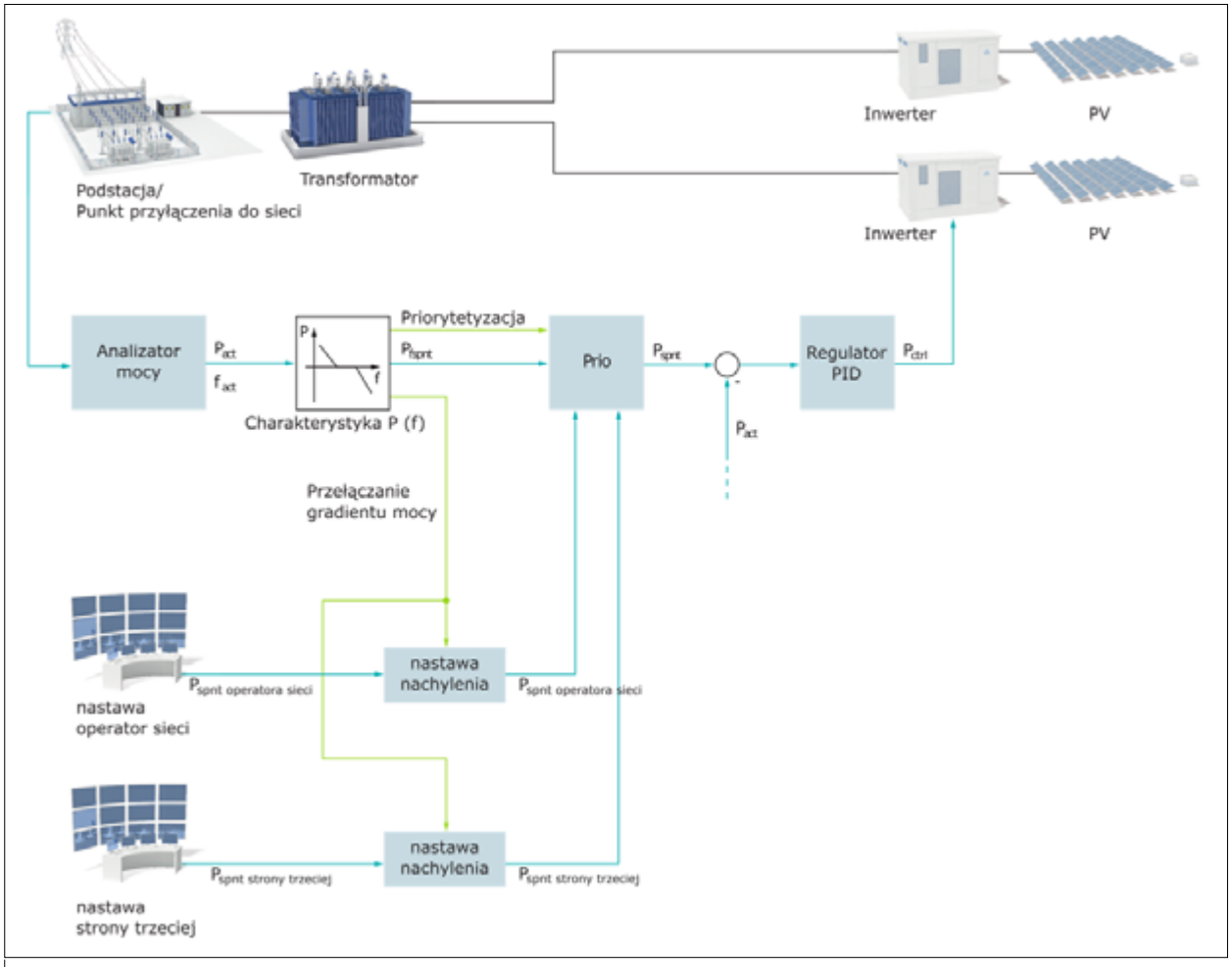
zgodne z polskimi wymogami kodeksu sieciowego NCRfg

Operatorzy systemu elektroenergetycznego zobowiązani są do dostarczania jak największej ilości energii odnawialnej do sieci, przy czym jej stabilność nie może być zagrożona. Za stabilność sieci odpowiada regulacja mocy czynnej i biernej. Certyfikowane sterowniki firmy Phoenix Contact pozwalają na regulację dostarczanej energii do sieci, a dzięki technologii PLCnext potrafią znacznie więcej.

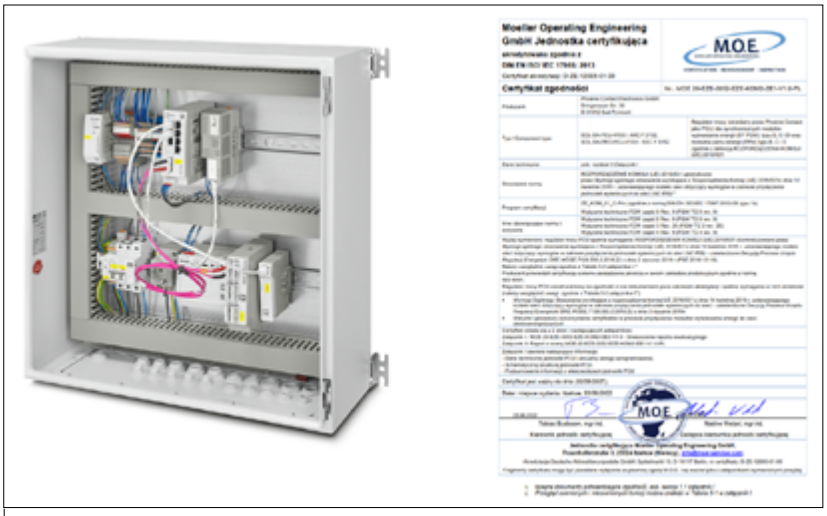
Odnawialne źródła energii stanowią główny filar transformacji energetycznej, a ich udział w produkcji energii elektrycznej stale rośnie. Jednakże wzrost ilości źródeł OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) niesie ze sobą wyzwania. Zdecentralizowane systemy wytwarzania energii muszą przyczyniać się do zapewnienia jakości energii na odpowiednim poziomie. Częstotliwość i napięcie są wykorzystywane jako istotne parametry oceny jakości energii. Częstotliwość zależy od bilansu mocy czynnej. Jeśli producenci wprowadzą do sieci więcej mocy czynnej, niż potrzebują odbiorcy, częstotliwość sieci wzrasta. Z drugiej strony na napięcie sieciowe wpływa bilans mocy biernej. Wzrost zapotrzebowania na moc bierną prowadzi do obniżenia napięcia sieciowego (rys. 1).

Często uważa się, że zdecentralizowane systemy wytwarzania energii mają wyraźnie negatywny wpływ na jakość energii w sieci. Wynika to głównie z faktu, że warunki zewnętrzne, takie jak wiatr, czy słońce, które w istotny sposób determinują działanie systemów, nie mogą być kontrolowane, ani odpowiednio planowane. Zapomina się jednak, że systemy te oferują techniczne możliwości do ustabilizowania częstotliwości, a także napięcia.

Oprócz wytwarzania energii należy również realizować ogólne zadania dotyczące jej dystrybucji. Polska, czyli w przypadku przesyłu i dystrybucji energii - KSE jest integralną częścią europejskiego rynku energii. W konsekwencji, wymogi europejskie zostały przyjęte w „Network Code - Requirements for Generators", tzw. „Kodeksie sieci - wymagania dla źródeł wytwórczych". Dokument ten opisuje zasady przyłączenia do sieci, którym podlegają systemy wytwarzania energii zainstalowane w Europie. Przepisy te muszą być dostosowane do lokalnych warunków w poszczególnych krajach. W związku z tym, na potrzeby rynku polskiego, zostały opracowane „Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)", czyli wytyczne dla rynku polskie-



Rys. 1. Przegląd systemu fotowoltaicznego z regulatorem dostarczania energii do sieci



Rys. 2. Regulator systemu wytwarzania energii posiada certyfikat wg polskich wymogów

go. Wymogi opisują wszystkie kluczowe parametry jakościowe dla określonych typów jednostek wytwórczych wynikających z ich mocy i punktu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W związku z tym, zasady te mają zastosowanie do wszystkich nowych i modernizowanych systemów wytwórczych, w tym np.: fotowoltaicznych.

Uzupełnieniem wymogów ogólnego stosowania jest kolejna regulacja wypracowana przez operatora systemu przesyłowego PSE oraz wszystkie spółki dystrybucyjne pod patronatem PTPiREE, dotycząca sposobu respektowania ww. wymogów. Mowa o: „Warunkach i procedurach wykorzystania certyfikatów w procesie przyłączenia modułów wytwarzania energii do sieci elektroenergetycznych", czyli dokumentu mówiącego o wymogach jakie muszą spełniać urządzenia dopuszczone do stosowania. I tak jasnym jest, że od 30 kwietnia 2022 nowe lub modernizowane instalacje wytwórcze mają być zbudowane na bazie certyfikowanych urządzeń (rys. 2).

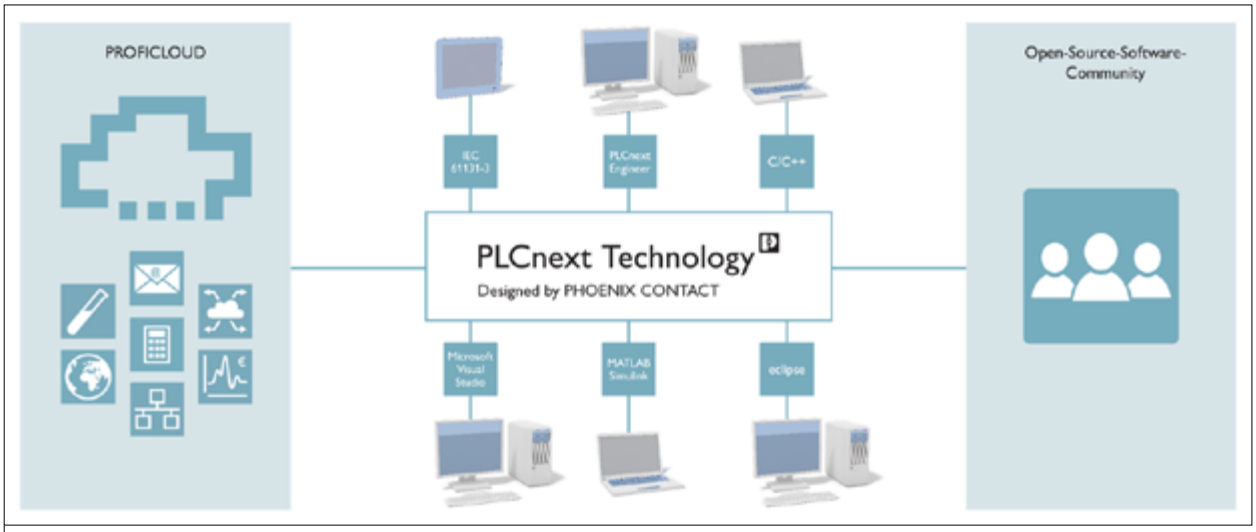
Nasze sterowniki do regulacji dostarczania energii do sieci zapewniają przestrzeganie nastaw mocy czynnej lub biernej oraz określonych procedur sterowania w punkcie przyłączenia do sieci określonych w wymogach ogólnego stosowania. Wartości zadane są ustawiane przez strony trzecie - operatora sieci lub sprzedawcę bezpośredniego - za pomocą technologii zdalnego sterowania lub w ramach charakterystyk zdefiniowanych w w/w dokumentach.

Technologia PLCnext

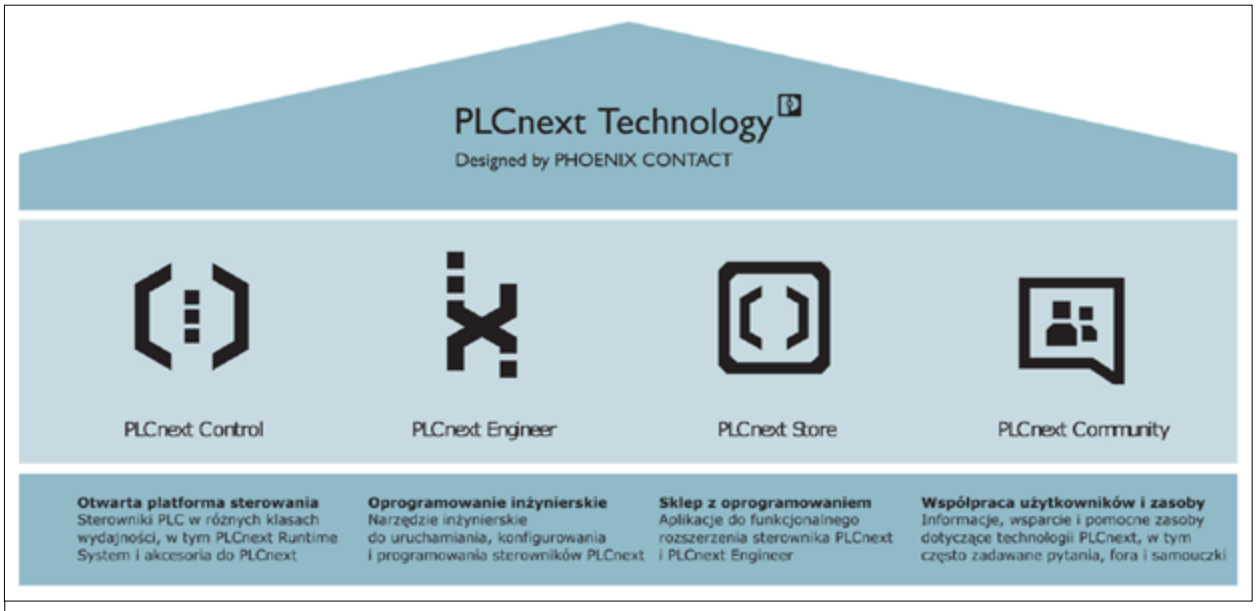
Najnowsza generacja sterowników PLC oparta jest na otwartej technologii PLCnext, która umożliwia w jednym projekcie użycie różnych języków programowania, takich jak: IEC 61131, C/C ++, C #, czy Matlab/Simulink, a także łączenie różnych funkcji w jednym urządzeniu. Rozwiązanie Phoenix Contact jest skierowane do użytkowników, którzy posiadają niezbędną wiedzę systemową i programistyczną (rys. 3).

W razie potrzeby można też dołączyć dodatkowe funkcje. Konfiguracja parametrów regulatora PID, ustawianie punktów charakterystyk lub rejestracja wszystkich istotnych parametrów sieci i regulatora są częścią dostępnego szablonu.

Phoenix Contact oferuje również dodatkowe biblioteki bloków funkcyjnych do implementacji specyficznych wymagań. Obejmują one m. in. moduły do integracji zdecentralizowanych systemów za pomocą technologii zdalnego sterowania. Ponadto



Rys. 2. Regulator systemu wytwarzania energii posiada certyfikat wg polskich wymogów



Rys. 4. Poszczególne komponenty PLCnext Technology

moduły funkcyjne dla elektrowni fotowoltaicznej upraszczają komunikację z inwerterami, miernikami energii lub połączenie z portalem niezależnym od producenta.

Bezpieczeństwo dzięki otwartej architekturze

PLCnext Technology składa się z różnych komponentów (rys. 4). Dzięki narzędziu PLCnext Engineer zyskujemy oprogramowanie do wszystkich zadań inżynieryjnych. Cyfrowy sklep PLCnext Store oferuje m. in. moduły funkcyjne, czy rozszerzenia funkcji w celu szybszej implementacji aplikacji. I wreszcie, użytkownicy mogą wymieniać się pomysłami w społeczności PLCnext Community i wspierać się nawzajem w realizacji swoich projektów. Ze względu na swoją otwartość, na przykład w zakresie języków programowania i integracji nowych standardów komunikacyjnych, PLCnext to przyszłościowe rozwiązanie.

Kombinacje urządzeń łączeniowych - SOL -SC-PCU-0000-FO-B-0 -1160749

Rozwiązanie szafy sterowniczej z PLCnext Control. Przygotowane do indywidualnej aplikacji regulatora systemu wytwarzania energii. Podstawa do zarządzania dostawami energii do sieci przez systemy wytwarzania energii, które dostarczają energię do sieci średniego i wysokiego napięcia.

Opis

Rozdzielnica Phoenix Contact zawiera sterownik PLCnext Control, który musi zostać rozszerzony o wymagającą licencji aplikację podstawową do regulatora systemu wytwarzania energii wg. wymogów ogólnego stosowania dla rynku polskiego. Licencje aplikacji podstawowej są dostępne w PLCnext Store.

Aplikacja podstawowa spełnia następujące wymagania:

Regulacja mocy czynnej:
- Ustawianie wartości zadanych przez operatora sieci i osoby trzecie,
- Charakterystyka P(f) (tylko systemy typu 2),
- Regulacja mocy biernej:
- cos(φ),
- Regulacja mocy biernej z funkcją ograniczenia napięcia,
- Charakterystyka Q(U),
- Charakterystyka Q(P),

Inne:
- Działanie z priorytetem mocy biernej,
- Obejście regulatora (tryb slave),
- Monitorowanie warunków napięciowych w punkcie przyłączenia do sieci do włączenia jednostki wytwarzania energii po zadziałaniu ochrony w jednostce wytwarzania energii.

Zalety:
- Regulacja instalacji wytwarzania energii specyficzna dla użytkownika sieci,
- Stabilizacja lokalnych sieci elektrycznych,
- Możliwość indywidualnej rozbudowy dzięki otwartym interfejsom,
- Obsługa języków wysokiego poziomu.

Więcej informacji:
www.phoenixcontact.pl □

Łukasz Petelski,
Radca Prawny w Zespole Dekarbonizacji, Kancelaria Osborne Clarke

Mechanizm nierynkowego ograniczania w wytwarzaniu energii elektrycznej z OZE

Fot. Nowa Energia

Strukturalne zmiany rynku energii związane z postępującą decentralizacją w sektorze wytwarzania oraz rozwojem energetyki odnawialnej charakteryzującej się zmiennym profilem wytwarzania, mają bezpośredni wpływ na funkcjonowanie krajowego systemu elektroenergetycznego. Operatorzy systemów elektroenergetycznych coraz częściej są narażeni na ryzyko wystąpienia przeciążenia sieci, a co za tym idzie - pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej. W takich przypadkach zobowiązani są do podjęcia odpowiednich środków zaradczych. Jednym z nich będzie nierynkowe ograniczenie generacji z farm wiatrowych i elektrowni fotowoltaicznych.

Trwają prace nad nowelizacją ustawy Prawo energetyczne („Projekt Nowelizacji")[1]. Jedną z zapowiadanych zmian jest wprowadzenie do polskiego ustawodawstwa regulacji dotyczących mechanizmu nierynkowego ograniczania (redysponowania) w wytwarzaniu energii elektrycznej z OZE.

Redysponowanie jednostkami wytwarzania uregulowane jest w rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (EU) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej („Rozporządzenie 2019/943")[2]. Rozporządzenia unijne stosowane są bezpośrednio, dlatego też nie wymagają implementacji do krajowych porządków prawnych. Opracowywane przepisy mają na celu uszczegółowienie unijnej legislacji oraz dostosowanie instytucji nierynkowego ograniczania w wytwarzaniu do polskiego otoczenia regulacyjnego.

Jak jest?

Prawo energetyczne nie zawiera definicji redysponowania. W polskim ustawodawstwie istnieją przepisy umożliwiające wydanie polecenia odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej. Dotyczą one jednak sytuacji wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w następstwie określonych zdarzeń (m. in. działania wynikające z wprowadzenia stanu wojennego, katastrofa naturalna, ograniczenie lub brak dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju, strajk, niepokoje społeczne). Ograniczenia takie powinny być stosowane w zakresie niezbędnym do przywrócenia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz na podstawie kryteriów przyjętych dla bieżącego bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Prawo energetyczne zobowiązuje wytwórcę do współpracy z operatorem systemu elektroenergetycznego, w tym do wykonywania jego poleceń, na zasadach i warunkach określonych w ustawie, rozporządzeniu systemowym, instrukcji ruchu i umowie zawartej z operatorem. Przepisy te nie uprawniają jednak operatorów systemów elektroenergetycznych do kierowania do wytwórców poleceń w zakresie ograniczenia wytwarzania. Nie wyklucza to jednak przyznania operatorom takiej możliwości na podstawie umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Rozwiązania przyjęte w prawie energetycznym nie przewidują zatem możliwości kierowania do wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE poleceń wyłączenia jednostki wytwórczej lub poleceń zmniejszenia mocy wytwarzanej przez taką jednostkę w sytuacji, która destabilizuje krajowy system elektroenergetyczny, ale nie stanowi zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Jak będzie?

Mechanizm nierynkowego ograniczenia generacji z farm wiatrowych i elektrowni fotowoltaicznych będzie wykorzystywany jako ostateczny środek zaradczy (zob. ramka). OSP i OSD mają być uprawnieni do wydania poleceń wyłączenia jednostki wytwórczej lub polecenia zmniejszenia mocy wytwarzanej przez taką jednostkę w przypadkach, o których mowa w art. 13 ust. 3 Rozporządzenia 2019/943 (m. in. brak alternatywnego rozwiązania opartego na zasadach rynkowych, wyczerpanie wszystkich zasobów dostępnych na zasadach rynkowych).

Ograniczenia będą mogły być wprowadzane jedynie w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię (OSP) lub w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej (OSP i OSD).

> Prawo energetyczne nie zawiera definicji redysponowania. W polskim ustawodawstwie istnieją przepisy umożliwiające wydanie polecenia odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci jednostki wytwórczej

OSP uprawniony będzie do wydania polecenia bezpośrednio wytwórcy przyłączonemu do sieci przesyłowej lub - za pośrednictwem i w koordynacji z OSD - wytwórcy przyłączonemu do sieci dystrybucyjnej OSD. Projekt zakłada, że OSP będzie uprawniony do wydawania poleceń w zakresie jednostek o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 500 kW. OSD natomiast będzie uprawniony do wydawania polecenia wytwórcy przyłączonemu do jego sieci (w koordynacji z OSP) oraz za pośrednictwem OSDn - wytwórcy przyłączonego do sieci tego OSDn.

Środki zaradcze, które zostaną podjęte przez OSP przed wprowadzeniem nierynkowej redukcji generacji z farm wiatrowych i elektrowni fotowoltaicznych - w kolejności ich stosowania (z uzasadnienia Projektu Nowelizacji)[3]:

- blokowanie zdolności importowych w trybie day-ahead i intra-day,
- rynkowe zmniejszenie generacji w KSE w ramach rynku bilansującego,
- wymuszenie pracy pompowej w elektrowniach szczytowo-pompowych,
- udostępnianie zdolności eksportowych w trybie intra-day,
- zaniżanie generacji w elektrociepłowniach w ramach usługi GWS,
- eksport energii w formie operatywnej pomocy awaryjnej,
- nierynkowe ograniczanie generacji z FW i PV.

Operatorzy wydając polecenia w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci mają się kierować kryterium wielkości zmniejszenia mocy wytwarzanej przez jednostki wytwórcze, dążąc do minimalizacji tego zmniejszenia. Z kolei OSP wydając polecenie w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, ma dążyć do minimalizacji kosztu zmniejszenia wytwarzania mocy (wyznaczanego jako suma rekompensat finansowych, zob. poniżej) przy spełnieniu warunków bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz technicznego ograniczenia pracy jednostek wytwórczych.

Fot. Nowa Energia

Własna instalacja OZE

Rozporządzenie 2019/943 zakłada, że energia elektryczna wytwarzana we własnym zakresie w instalacjach OZE, która nie jest wprowadzana do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, nie podlega redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy, chyba że żadne inne rozwiązanie nie pozwoliłoby na rozwiązanie kwestii związanych z bezpieczeństwem sieci.

Rekompensata finansowa

Z tytułu wprowadzenia ograniczeń wytwórcom będzie przysługiwać rekompensata finansowa. Ma być ona rozliczana w ramach potrąceń dokonywanych na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania albo umowy o świadczenie usług dystrybucji. Zasady obliczania rekompensaty wskazane są w art. 13 ust. 7 Rozporządzenia 2019/943. Szczegółowe procedury w zakresie zgłaszania żądania wypłaty rekompensaty finansowej (warunki oraz termin zgłoszenia żądania) mają zostać określone przez operatorów w instrukcjach ruchu.

Projektowane przepisy (oraz regulacje unijne) zakładają, że rekompensata nie będzie jednak należna wytwórcy w zakresie, w jakim postanowienia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej zwalniają operatora systemu elektroenergetycznego z odpowiedzialności za wstrzymanie lub ograniczenie wprowadzenia mocy z danej jednostki wytwórczej.

Projekt Nowelizacji zakłada, że na potrzeby kalkulacji taryf rekompensaty finansowe wypłacane w związku z wydaniem omawianych poleceń uwzględnia się w kosztach uzasadnionych działalności gospodarczej operatorów systemów elektroenergetycznych.

Ograniczanie wytwarzania, a system aukcyjny

Wprowadzenie przepisów w zakresie redysponowania wymaga zmian także w ustawie o OZE. Podmioty, które wygrały aukcję OZE zobowiązane są do pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego w określonym terminie, liczonym od dnia zamknięcia aukcji[4]. Uchybienie temu terminowi skutkuje utratą wsparcia.

Projektowane przepisy przewidują, że w przypadku, gdy polecenie wydane przez operatora systemu elektroenergetycznego uniemożliwi wytwórcy zrealizowanie powyższego obowiązku, wytwórca - aby nie utracić wsparcia - powinien rozpocząć sprzedaż najpóźniej w pierwszym dniu po odwołaniu polecenia.

Projekt Nowelizacji zakłada także wprowadzenie przepisów regulujących kwestię wpływu wydania przez operatora polecenia ograniczenia wytwarzania na realizację obowiązku sprzedaży w ramach systemu akcyjnego co najmniej 85% ilości energii elektrycznej określonej w ofercie aukcyjnej.

Kiedy nowe przepisy?

Na dzień sporządzania niniejszego artykułu Projekt Nowelizacji nie został jeszcze skierowany do Sejmu. Zgodnie z brzmieniem projektu omawiane przepisy mają wejść w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. □

Przypisy:

1 Projekt ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (projekt z dnia 10 czerwca 2022 r.); https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792169#12792169 (dostęp: 10 sierpnia 2022 r.).

2 https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX:32019R0943 (dostęp: 10 sierpnia 2022 r.).

3 Zob. uzasadnienie do projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (projekt z dnia 10 czerwca 2022 r.); https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792169#12792169 (dostęp: 10 sierpnia 2022 r.).

4 Elektrownie PV - 24 miesiące, elektrownie wiatrowe na lądzie - 33 miesiące; pozostałe - 42 miesiące od dnia zamknięcia sesji aukcji; zob. art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy o OZE.

III Seminarium

„Nowoczesne Ciepło - sieci ciepłownicze, chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła"

4-5 października 2022, Poznań

NOWOCZESNE CIEPŁO

W PROGRAMIE M. IN.:

- ROZWÓJ NISKOTEMPERATUROWYCH SIECI CIEPŁOWNICZYCH
- POZYSKIWANIE CHŁODU Z CIEPŁA SIECIOWEGO,
- MOŻLIWOŚĆ WYKORZYSTANIA CIEPŁA ODPADOWEGO POCHODZĄCEGO Z RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ,
- GENERACJA ROZPROSZONA W SYSTEMACH CIEPŁOWNICZYCH,
- KORZYŚCI PRAWNE, FINANSOWE I ŚRODOWISKOWE - OPŁACALNOŚĆ,
- PRZYKŁADY INSTALACJI WYKORZYSTANIA CIEPŁA ODPADOWEGO - DOŚWIADCZENIA PRAKTYCZNE MOŻLIWOŚCI WSPARCIA FINANSOWEGO DLA INSTALACJI I SIECI CHŁODNICZYCH, ODZYSKU CIEPŁA ODPADOWEGO, MAGAZYNÓW CIEPŁA,
- PREZENTACJA DOSTĘPNYCH TECHNOLOGII.

Szczegóły: www.nowa-energia.com.pl

KONFERENCJE 2022 nowa Energia

Patronat Honorowy: POZnań Patronat Honorowy Prezydenta Miasta Poznania

Partner: VEOLIA

Współpraca: EPK

Patronat Medialny: wysokie napiecie.pl

Organizator: nowa Energia

Patrycja Nowakowska,
Adwokat - Senior Associate,
Ekspert w Zespole Energetyki,
Kancelaria Kubas Kos Gałkowski

Marek Malciak,
Adwokat - Senior Associate,
Ekspert w Zespole Energetyki,
Kancelaria Kubas Kos Gałkowski

Liberalizacja zasady 10H - czy polski wiatr będzie wolny?

Rządowy i senacki projekt nowelizacji tzw. Ustawy odległościowej

Ustawą z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych[1] (dalej: Ustawa odległościowa) uregulowano zasady lokalizacji i budowy elektrowni wiatrowych w sąsiedztwie istniejącej, albo planowanej zabudowy mieszkaniowej. Regulacja ta miała zatem na celu rozwiązanie ważkiego problemu społeczno-gospodarczego, umożliwiając z jednej strony realizację nowych inwestycji w farmy wiatrowe, a z drugiej - ochronę praw społeczeństwa (mieszkańców społeczności lokalnej) w procesie lokalizacji takiej inwestycji.

W praktyce jednak Ustawa odległościowa znacząco spowolniła przyrost nowych mocy wiatrowych. W branży energetycznej od dłuższego czasu pojawiają się głosy i apele do ustawodawcy o nowelizację Ustawy odległościowej liberalizującą normy odległościowe, zarówno w zakresie budowy i lokalizacji elektrowni wiatrowych, jak i budynków mieszkalnych w sąsiedztwie tych elektrowni. W efekcie, w lipcu 2022 r. opublikowano rządowy projekt ustawy nowelizującej Ustawę odległościową oznaczony w wykazie numerem UD207, który wpłynął do Sejmu 14 lipca 2022 r. Osiem dni później do Sejmu wniesiono projekt noweli Ustawy odległościowej autorstwa Senatu RP. Celem tego artykułu jest zwięzłe omówienie kluczowych zmian Ustawy odległościowej zaproponowanych przez Radę Ministrów oraz Senat. Oba projekty są na bardzo wstępnym etapie prac legislacyjnych (wpłynęły do Sejmu RP, przed pierwszym czytaniem) i nie wiadomo, który projekt uzyska poparcie większości parlamentarnej. Stąd uchwalenie i ostateczny kształt nowelizacji Ustawy odległościowej nie są jeszcze przesądzone, ale z obu projektów można już zrekonstruować trendy legislacyjne.

Projekt rządowy

Geneza

Projektodawca wskazuje na dwa zasadnicze cele nowelizacji: (i) odblokowanie potencjału lądowej energetyki wiatrowej oraz (ii) upodmiotowienie lokalnych społeczności.

W ocenie Rady Ministrów, ograniczenia w postaci norm odległościowych wprowadzone Ustawą odległościową były i nadal są właściwym rozwiązaniem. Jednakże w uzasadnieniu projektu ustawy nowelizującej podkreśla się znaczne zmiany czynników istniejących w momencie uchwalania Ustawy odległościowej, które obecnie uzasadniają zrewidowanie przepisów tej ustawy. Jako główne determinanty planowanej zmiany wskazano:

- fundamentalne zmiany globalnych, europejskich i krajowych polityk energetycznych, kładąc nacisk na zobowiązania Polski w zakresie realizacji unijnych celów klimatycznych, a w tym zwiększania udziału energii odnawialnej w ramach miksu energetycznego kraju,
- wysokie i stale rosnące koszty produkcji energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych (węgiel, gaz ziemny), w tym stałe i utrzymujące się na wysokim poziomie ceny uprawnień do emisji CO_2, co całościowo powoduje ogólny, historycznie najwyższy poziom cen energii elektrycznej z perspektywą wzrostową,
- wojnę w Ukrainie i związane z tym odejście całej UE od zakupu węgla i gazu ziemnego z Rosji,
- stale spadające koszty produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych (wyniki aukcji OZE wskazują, że jest to obecnie najtańszy sposób produkcji energii elektrycznej w Polsce),
- istotne korzyści związane z rozwojem energetyki wiatrowej w kontekście rozwoju produkcji i wykorzystania tzw. „zielonego" wodoru, gdzie wodór wyprodukowany z OZE pochodzącej z elektrowni wiatrowej pełniłby np. rolę magazynu energii,
- szereg zastrzeżeń ze strony obywateli zainteresowanych budową domów mieszkalnych w odległości mniejszej niż określona wg zasady 10h.

Projektowane zmiany

Norma odległościowa i MPZP jako miejsce lokalizacji farmy wiatrowej

Cele nowelizacji mają być zrealizowane przy utrzymaniu dwóch podstawowych zasad Ustawy odległościowej: (a) zasady lokalizacji nowej elektrowni wiatrowej wyłącznie na podstawie MPZP oraz (b) zasady 10h[2] z wyjątkami od niej. Oznacza to, że dotychczas znane nam zasady mają zostać utrzymane, ale ustawodawca przewiduje procedury ich niestosowania.

Po pierwsze, projektodawca proponuje wyłącznie językową zmianę art. 3 Ustawy odległościowej, a zasada pozostaje niezmienna: lokalizacja elektrowni wiatrowej wyłącznie na podstawie Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego, tzw. MPZP.

Po drugie, proponuje się zmienić art. 4 ust. 1 Ustawy odległościowej w ten sposób, że do zasady 10h wprowadza się wyjątek umożliwiający określenie w MPZP innej[3] odległości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego lub budynku o funkcji mieszanej, wyrażonej w metrach, jednak nie mniejszej niż 500 m. Ograniczenie odległościowe działa także w drugą stronę, tj. lokalizacja lub budowa budynku mieszkalnego lub budynku o funkcji mieszanej od elektrowni wiatrowej nie może nastąpić w odległości mniejszej niż 500 m (projektowany art. 4 ust. 4 Ustawy odległościowej). Oznacza to, że dla lokalizacji nowych budynków mieszkalnych zasada 10h już nie będzie obowiązywać. Pozytywnie w tym kontekście należy ocenić propozycję wprowadzenia definicji budynku o funkcji mieszanej, przesądzającej, że funkcja mieszkalna stanowi w nim ponad połowę jego powierzchni użytkowej (pro-

Fot. Karsten Wurth on unsplash

jektowany art. 2 pkt 6 Ustawy odległościowej). Opisana zmiana zmierza zatem do umożliwienia lokalizacji tak elektrowni wiatrowej, jak i budynku mieszkalnego w odległości mniejszej niż dotychczas ustalona w oparciu o zasadę 10h, **jednak wymaga to aktywności gminy poprzez stosowną zmianę MPZP.**

Liberalizacja zasady 10h polegająca na oddaniu w ręce poszczególnych gmin władztwa planistycznego w zakresie lokalizacji elektrowni wiatrowych i budynków mieszkalnych w sąsiedztwie elektrowni wiatrowych - wydaje się słusznym krokiem, uwzględniającym właściwości lokalne oraz akceptację (lub jej brak) dla inwestycji w ramach społeczności lokalnej. Decyzja w przedmiocie zmniejszenia ustawowej odległości 10h będzie oddana w ręce mieszkańców danej gminy, przy udziale opiniującym gminy pobliskiej, co jest w naszej ocenie bardziej pragmatycznym rozwiązaniem niż sztywna, jednolita, określona ustawą norma odległościowa, nieuwzględniająca lokalnych uwarunkowań. Wpisuje się to od dłuższego czasu w zauważalny w energetyce trend „decentralizacji".

> W branży energetycznej od dłuższego czasu pojawiają się głosy i apele do ustawodawcy o nowelizację Ustawy odległościowej liberalizującej normy odległościowe, zarówno w zakresie budowy i lokalizacji elektrowni wiatrowych, jak i budynków mieszkalnych w sąsiedztwie tych elektrowni

Lokalizacja elektrowni wiatrowej a sieć elektroenergetyczna najwyższych napięć

Projektodawca zamierza uregulować w projektowanym art. 4a Ustawy odległościowej normę odległościową między lokalizacją elektrowni wiatrowej, a siecią elektroenergetyczną najwyższych napięć i na odwrót. Generalnie odległość między nimi ma być równa lub większa od trzykrotności średnicy wirnika wraz z łopatami, albo równa lub większa od dwukrotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, w zależności od tego, która z tych wartości jest większa. W nowym art. 4b Ustawy odległościowej zakłada się wprowadzenie obowiązków informacyjnych pomiędzy organami wydającymi decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach dla sieci energetycznych najwyższych napięć, organami architektoniczno-budowlanymi właściwymi w sprawach pozwoleń na budowę elektrowni wiatrowych i operatorem systemu przesyłowego. Celem tego przepisu jest zapewnienie właściwego przepływu informacji między tymi organami zaangażowanymi w wydawanie decyzji niezbędnych dla prowadzenia i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych oraz sieci przesyłowych najwyższych napięć. Jest to nowe uregulowanie, którego wprowadzenie należy ocenić pozytywnie.

Lokalizacja elektrowni wiatrowej a formy ochrony przyrody

Projektowany nowy art. 4c Ustawy odległościowej zmienia dotychczasową regulację lokalizacji elektrowni wiatrowych w stosunku do form ochrony przyrody określnych w ustawie z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody. Wprowadza się zakaz lokalizacji elektrowni wiatrowych na terenach parków narodowych, rezerwatów przyrody, parków krajobrazowych i obszarów Natura 2000. Jednocześnie odległość elektrowni wiatrowej od parku narodowego jest równa lub większa 10-krotności całkowitej wysokości elektrowni (klasyczna zasada 10h), zaś od rezerwatu przyrody nie mniejsza niż 500 m. Ograniczenia nie działają w drugą stronę, tzn. możliwe będzie ustanawianie parków narodowych i rezerwatów przyrody bez zachowania odległości przepisanych dla elektrowni wiatrowej.

Udział społeczności lokalnej w sporządzaniu MPZP lokalizującego elektrownię wiatrową

Projektodawca przewiduje wprowadzenie nowych art. 6a-6g do Ustawy odległościowej w istotny sposób wzmacniających prawa społeczności lokalnej przy konsultowaniu MPZP, na podstawie którego ma nastąpić lokalizacja i budowa elektrowni wiatrowej.

Po pierwsze, wydłużony zostaje (w stosunku do standardowej procedury uchwalania MPZP) termin na wnoszenie wniosków do planu wynoszący 21 dni od dnia publicznego ogłoszenia o podjęciu uchwały o przystąpieniu do sporządzenia MPZP lokalizującego elektrownię wiatrową (projektowany art. 6a).

Po drugie, informacja o rozpoczęciu prac nad takim MPZP jest przekazywana do wójta, burmistrza lub prezydenta miasta gminy pobliskiej[4], który publikuje na swojej stronie internetowej urzędu gminy informację o podjęciu uchwały o przystąpieniu do sporządzania MPZP lokalizującego elektrownię wiatrową w gminie pobliskiej. Społeczność lokalna gminy, w której zamierza się uchwalić MPZP i gminy pobliskiej jest zatem informowana o poszczególnych etapach prac planistycznych (projektowany art. 6b-6c).

Po trzecie, wójt, burmistrz lub prezydent miasta gminy pobliskiej ma prawo przygotować opinię o projekcie MPZP lokalizującym elektrownię wiatrową, a wcześniej ogłasza on o planowanym terminie jej przedstawienia m. in. na stronie internetowej i w prasie miejscowej. Nieprzedstawienie opinii jest równoznaczne z zaopiniowaniem projektu (projektowany art. 6d).

Po czwarte, wójt, burmistrz albo prezydent miasta gminy, w której lokalizowana jest elektrownia wiatrowa obligatoryjnie przeprowadza co najmniej jedną dyskusję publiczną w formie spotkania bezpośredniego i co najmniej jedną prowadzoną za pomocą środków porozumiewania się na odle-

głość w przedmiocie możliwych do ujęcia w MPZP rozwiązań. Dyskusje mają być przeprowadzone w terminie 30 dni od dnia podjęcia uchwały o przystąpieniu do sporządzania MPZP. Po wyłożeniu projektu MPZP należy obligatoryjnie przeprowadzić również analogiczne dyskusje publiczne. Obowiązkowo udział w nich biorą wójt, burmistrz lub prezydent miasta, jego zastępca lub sekretarz gminy, przedstawiciel gminnej komisji urbanistyczno-architektonicznej i przedstawiciel inwestora planującego budowę elektrowni wiatrowej (projektowany art. 6e-6f). Ma to zapewnić profesjonalną i rzeczową debatę na temat projektowanej inwestycji.

Po piąte, projektodawca przewiduje możliwość zawarcia umowy między inwestorem elektrowni wiatrowej, a gminą w przedmiocie poniesienia przez inwestora kosztów sporządzenia lub zmiany studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego (dalej: studium) lub MPZP, w zakresie niezbędnym do realizacji inwestycji. Dla zapewnienia przejrzystości relacji na linii inwestor - gmina, umowa taka jest publikowana na stronie internetowej urzędu gminy. Co istotne, przedmiotem tej umowy nie może być sposób określenia polityki przestrzennej gminy, czy też sposób rozstrzygnięcia wniosków i uwag do projektu studium lub jego zmiany, a także analogicznie wniosków i uwag do projektu MPZP lub jego zmiany. Celem tej regulacji jest umożliwienie proporcjonalnej partycypacji inwestora w kosztach procesu planistycznego, które są związane z realizowaną przez niego inwestycją elektrowni wiatrowej (projektowany art. 6g).

Treść MPZP lokalizującego elektrownię wiatrową

Projektodawca zakłada nowe brzmienie art. 7 Ustawy odległościowej. Istotną zmianą jest dodanie obowiązku umieszczenia w MPZP lokalizującym elektrownię wiatrową - obok maksymalnej całkowitej wysokości tej elektrowni - również nowych elementów, tj. maksymalnej średnicy wirnika wraz z łopatami i maksymalnej liczby elektrowni wiatrowych. MPZP uchwala się dla całego obszaru położonego w granicach gminy, w której jest lokalizowana elektrownia wiatrowa, znajdującego się w odległości, o której mowa w art. 4 ust. 1 Ustawy odległościowej, czyli co najmniej 10-krotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej. Dodatkowo w przypadku, gdy odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej jest mniejsza niż 10-krotność całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej i wkracza na obszar gminy pobliskiej, również ona jest zobligowana do pokrycia terenu znajdującego się w odległości nie większej niż 500 m od tej elektrowni wiatrowej w MPZP, chyba że dla obszaru tego istnieje już plan, który uniemożliwia zabudowę budynkami mieszkalnymi lub budynkami o funkcji mieszanej (projektowany art. 7 ust. 3 Ustawy odległościowej).

Uregulowanie zasad bezpiecznej eksploatacji elementów technicznych elektrowni wiatrowej

Projektodawca proponuje nowy Rozdział 2a Ustawy odległościowej (projektowane art. 8a-8p), przewidujący generalną zasadę odpowiedzialności eksploatującego elektrownię wiatrową[5] za bezpieczeństwo eksploatacji elementów technicznych[6] elektrowni wiatrowej. Eksploatujący elektrownię wiatrową ma poddawać jej elementy techniczne przeglądom serwisowym, jeśli elektrownia wiatrowa ma całkowitą wysokość co najmniej 30 m lub łączną moc zainstalowaną elektryczną co najmniej 100 kW. Czynności i przeglądy serwisowe ma wykonywać certyfikowany przedsiębiorca (serwis) wpisany do nowotworzonego elektronicznego rejestru prowadzonego przez Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego. Rejestr jest publiczny, wpisy następują na wniosek przedsiębiorców serwisowych. Przed wpisem Prezes UDT dokonuje certyfikacji przedsiębiorcy serwisowego polegającej na sprawdzeniu i potwierdzeniu posiadania uprawnień do wykonywania tych czynności serwisowych. Wpis do rejestru jest ważny przez 5 lat, potem przedłuża się jego ważność na kolejne 5 lat w przypadku pozytywnej weryfikacji przez Prezesa UDT. Przy Prezesie UDT będzie działał Komitet Odwoławczy rozpoznający odwołania od odmów wpisu do rejestru, wykreśleń z niego lub odmów przedłużenia ważności wpisu. W razie oddalenia odwołania przedsiębiorcy serwisowemu będzie przysługiwać skarga do sądu administracyjnego.

Przewidziana jest opłata stanowiąca przychód Urzędu Dozoru Technicznego za przeprowadzenie certyfikacji i wpis do rejestru oraz przedłużenie ważności wpisu do rejestru. Opłata wynosi 150% kwoty przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej, ogłaszanego przez Prezesa GUS, obowiązującego w dniu złożenia wniosku podlegającego opłacie.

Przestrzeganie obowiązku zapewnienia bezpieczeństwa eksploatacji elementów technicznych elektrowni wiatrowej ma zostać obwarowane możliwością nałożenia kary pieniężnej na eksploatującego elektrownię wiatrową przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w drodze decyzji administracyjnej. Minimalna wysokość kary pieniężnej to 10 000 zł, maksymalna to 5% przychodu przedsiębiorcy w poprzednim roku podatkowym. Wpływy z tytułu kar pieniężnych mają stanowić dochód budżetu państwa. Od decyzji nakładającej karę pieniężną przedsiębiorcy ma służyć odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie - sądu ochrony konkurencji i konsumentów. Kwestie te szczegółowo reguluje projektowany art. 8r Ustawy odległościowej.

Przepisy intertemporalne i vacatio legis

Wśród licznych przepisów intertemporalnych rządowego projektu ustawy nowelizującej Ustawę odległościową należy wyróżnić art. 14 ust. 2 i art. 16 ust. 2. Zgodnie z tym pierwszym przepisy Ustawy odległościowej w nowym brzmieniu co do zasady będą miały zastosowanie do postępowań w sprawie

wydania pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowych, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie nowelizacji Ustawy odległościowej. Z kolei, stosownie do art. 16 ust. 2 do postępowań w sprawie wydania pozwolenia na budowę budynku mieszkalnego, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie ustawy nowelizującej, stosować się ma przepisy dotychczasowe, a zatem uwzględniające zasadę 10h.

Ustawa ma wejść w życie zasadniczo po upływie 30 dni od dnia ogłoszenia.

Projekt senacki

Geneza

W odróżnieniu od motywów wskazywanych w projekcie rządowym, Senat RP krytycznie ocenia dotychczasowe brzmienie przepisów Ustawy odległościowej, które jego zdaniem *„spowodowały, że na terenie całej Polski zablokowana została możliwość budowy nowych elektrowni wiatrowych, co jest całkowicie sprzeczne z potrzebą rozwoju ekologicznych form wytwarzania energii elektrycznej”.* Ponadto projektodawca wskazuje w uzasadnieniu projektu nowelizacji, że *„przepis art. 4 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. zamraża realizację nowych inwestycji wiatrowych, a w odniesieniu do inwestycji już zrealizowanych może skutkować wykluczeniem możliwości zabudowy mieszkaniowej terenów wokół inwestycji”.* Z tych przyczyn projektodawca proponuje nowy sposób wyznaczania terenów, na których mają być lokalizowane i budowane elektrownie wiatrowe.

> Przyrost mocy zainstalowanej w OZE, także onshore, jest koniecznym elementem transformacji energetycznej. Rozwój nowych farm wiatrowych będzie mieć także z pewnością wpływ na rozwój gospodarki wodorowej w oparciu o zielony wodór produkowany w procesie elektrolizy

Projektowane zmiany

Nowy tryb lokalizacji elektrowni wiatrowych - uchwała rady gminy

W senackim projekcie nowelizacji Ustawy odległościowej proponuje się odejście od podstawowej zasady tej ustawy, że lokalizacja elektrowni wiatrowej następuje wyłącznie na podstawie MPZP. Zamierzeniem projektodawcy jest zmiana art. 3 Ustawy odległościowej w ten sposób, że inwestycje w zakresie elektrowni wiatrowych realizuje się niezależnie od istnienia lub ustaleń MPZP, albo studium - jeśli rada gminy podejmie uchwałę w specjalnym, nowym trybie przewidzianym w art. 4 Ustawy odległościowej.

Projektodawca przewiduje zniesienie zasady 10h. Zaproponowano gruntowną zmianę art. 4 Ustawy odległościowej. Zgodnie z nowymi zasadami inwestor elektrowni wiatrowej występuje, za pośrednictwem wójta, burmistrza lub prezydenta miasta z wnioskiem o ustalenie lokalizacji inwestycji do właściwej miejscowo rady gminy (proponowany art. 4 ust. 1). Przewidziano normę odległościową dla lokalizacji i budowy elektrowni wiatrowej, zgodnie z którą wyznaczono odległość co najmniej 500 m od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkalna (proponowany art. 4 ust. 3). Co istotne, ograniczenie odległościowe nie działa w drugą stronę, tj. zniesiona zostaje norma odległościowa od istniejącej elektrowni wiatrowej dla budowy nowego budynku mieszkalnego.

W nowej procedurze kluczowe znaczenie ma proponowany art. 4 ust. 6 Ustawy odległościowej. Wyznacza on kryteria, które rada gminy ma wziąć pod uwagę przy podejmowaniu uchwały o ustaleniu lokalizacji inwestycji elektrowni wiatrowej lub odmowie ustalenia lokalizacji. Są nimi: (i) potrzeby gminy i możliwości rozwoju gminy wynikające z ustaleń studium gminy oraz (ii) wyniki przeprowadzonych konsultacji społecznych. Sama uchwała ma zostać podjęta w terminie 90 dni od złożenia wniosku przez inwestora, a jeśli w tym czasie nie może być podjęta, to inwestor ma zostać powiadomiony o tym fakcie i wyznaczony ma zostać nowy termin, nie dłuższy jednak niż 60 dni od upływu 90-dniowego terminu. Projekt senacki nie reguluje bliżej formy i sposobu przeprowadzenia konsultacji społecznych, jak również nie ma odpowiedzi w treści proponowanych przepisów, czy rada gminy podejmując omawianą uchwałę ma kierować się MPZP, czy tylko studium, jak podaje projektowany art. 4 ust. 6 Ustawy odległościowej. Chociaż w uzasadnieniu projektu nowelizacji wskazano, że rada gminy będzie *„uwzględniać założenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego względem terenów przeznaczonych na budownictwo mieszkaniowe”,* to nie znajduje to wystarczającej podstawy normatywnej w treści zaproponowanych przepisów Ustawy odległościowej.

Istotne jest również wyłączenie stosowania przepisów ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym do realizacji inwestycji elektrowni wiatrowych, co przewiduje nowy art. 7e Ustawy odległościowej. Stosownej korekcie podlega również art. 8 tej Ustawy.

Zawartość wniosku inwestora do rady gminy

Projektowany nowy art. 4a Ustawy odległościowej zawiera elementy wniosku inwestora kierowanego do rady gminy. Wśród wielu z nich wyróżnić można: (a) określenie terenu objętego wnioskiem na kopii mapy zasadniczej, (b) określenie planowanej wysokości elektrowni wiatrowej, (c) określenie planowanej mocy zainstalowanej, (d) określenie odległo-

ści elektrowni wiatrowej od budynków mieszkalnych. Ponadto we wniosku ma być zawarte wskazanie, w jakim zakresie planowana inwestycja nie uwzględnia ustaleń MPZP, gdy jest on uchwalony, jak również wskazanie, w jakim zakresie inwestycja nie jest sprzeczna ze studium gminy. Jak więc wyraźnie widać, projektodawca dopuszcza sprzeczność lokalizacji elektrowni wiatrowej z ustaleniami MPZP.

Wiążący charakter uchwały rady gminy

Istotny jest również projektowany nowy art. 7d Ustawy odległościowej. Zgodnie z ust. 1 tego przepisu uchwała rady gminy o ustaleniu lokalizacji inwestycji wiąże organy wydające pozwolenie na budowę elektrowni wiatrowych. Jednocześnie, jak stanowi ust. 2 przywołanego przepisu, uchwała rady gminy jest wiążąca również dla właściwych organów w zakresie wydawania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego oraz pozwolenia na budowę, dotyczących innych inwestycji.

Opłata na rzecz gminy

Projektodawca zakłada wprowadzenie comiesięcznej opłaty na rzecz gminy, w której zlokalizowana jest elektrownia wiatrowa (projektowany art. 8a). Wysokość tej opłaty określono na 3% wartości wytworzonej i sprzedanej w danym miesiącu energii elektrycznej przez każdą elektrownię wiatrową. Górną granicę wysokości opłaty od 1 MW mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej określono na 80 000 zł. Według zamierzenia projektodawcy, opłata ma stanowić dochód gminy i być przeznaczona w szczególności na pokrycie kosztów związanych z przeciwdziałaniem ubóstwu energetycznemu w gminie oraz na rozwój infrastruktury zlokalizowanej w bezpośrednim sąsiedztwie elektrowni wiatrowej.

Przepisy intertemporalne i vacatio legis

W art. 5 ustawy nowelizującej Ustawę odległościową przewidziano zasadę stosowania nowych przepisów Ustawy odległościowej do postępowań w sprawie wydania pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowych oraz w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, które były wszczęte i niezakończone ostateczną decyzją przed dniem wejścia w życie nowelizacji.

Z kolei, w art. 6 ust. 2 projektodawca przyjmuje, że postępowania w sprawie wydania pozwolenia na budowę budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkalna, wszczęte i niezakończone przed dniem wejścia w życie nowelizacji, mają być prowadzone na podstawie dotychczasowych przepisów.

Ustawa ma wejść w życie zasadniczo po upływie 30 dni od dnia ogłoszenia.

Podsumowanie

Ustawa odległościowa w znaczący sposób zmieniła krajobraz inwestycyjny w zakresie powstawania nowych instalacji OZE. Po jej wejściu w życie w 2016 r. znacząco ograniczony został obszar kraju, w którym można było lokalizować nowe elektrownie wiatrowe. Zatem nowelizacja norm odległościowych, poprzez ich liberalizację, była w zasadzie kwestią czasu, zwłaszcza przy tak dużym oczekiwaniu ze strony całej branży.

Fot. Aleksey Kuprikov on unsplash

Konieczność nowelizacji wynika również z konkurencyjnej ceny energii elektrycznej wytwarzanej z tego źródła, długoterminowej potrzeby obniżenia cen energii elektrycznej w kraju oraz zwiększania ilości energii elektrycznej produkowanej z OZE. Przyrost mocy zainstalowanej w OZE, także onshore, jest koniecznym elementem transformacji energetycznej. Rozwój nowych farm wiatrowych będzie mieć także z pewnością wpływ na rozwój gospodarki wodorowej w oparciu o zielony wodór produkowany w procesie elektrolizy. Jest to szansa na wykorzystanie polskiego potencjału wiatrowego. Jak wskazano na początku, nie wiadomo, która z inicjatyw ustawodawczych uzyska ostatecznie poparcie parlamentarzystów, a później Prezydenta RP. W toku prac parlamentarnych wiele się jednak jeszcze może zmienić, stąd warto bacznie przyjrzeć się ostatecznej wersji uchwalonej ustawy. Z pewnością jednak wkraczamy w nowy etap rozwoju zielonej energii w Polsce. □

Przypisy

1 t. j. Dz.U. z 2021 r. poz. 724.

2 Przewiduje ona, że odległość nowej elektrowni wiatrowej od istniejącego budynku mieszkalnego nie może być mniejsza niż 10-krotność całkowitej wysokości tej elektrowni.

3 Także większej niż przy uwzględnieniu zasady 10 h.

4 Projektowany art. 2 pkt 5 Ustawy odległościowej definiuje gminę pobliską jako gminę, której obszar w całości albo w części jest położony w odległości mniejszej niż dziesięciokrotność maksymalnej całkowitej wysokości danej elektrowni wiatrowej zlokalizowanej na terenie innej gminy.

5 Definicja ustawowa w projektowanym art. 2 pkt 4 Ustawy odległościowej.

6 Czyli wirnika z zespołem łopat, zespołu przeniesienia napędu, generatora prądotwórczego, układów sterowania i zespołu gondoli wraz z mocowaniem i mechanizmem obrotu.

Artykuł sponsorowany

■ Dorota Bałachowska,
Ekspert ds. Cyberbezpieczeństwa, Urząd Dozoru Technicznego

■ Remigiusz Pustkowski,
Ekspert ATEX, Urząd Dozoru Technicznego Oddział Łódź

ATEX - bezpieczeństwo w strefach zagrożonych wybuchem

Słysząc akronim ATEX, kojarzymy go z dyrektywą ATEX 2014/34/WE wprowadzoną do polskiego prawodawstwa rozporządzeniem Ministra Rozwoju z dnia 6 czerwca 2016 r. w sprawie wymagań dla urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej (Dz. U. 2016 poz. 817).

Dyrektywa ATEX z 2014 r. dotyczy producentów urządzeń i obejmuje zakres projektowania, badania oraz produkcji.

Kolejną dyrektywą dotyczącą stref zagrożonych wybuchem jest dyrektywa ATEX User 1999/92/WE wprowadzona do polskiego prawodawstwa rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 8 lipca 2010 r. w sprawie minimalnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy związanych z możliwością wystąpienia w miejscu pracy atmosfery wybuchowej (Dz. U. nr 138 poz. 931 z 2010).

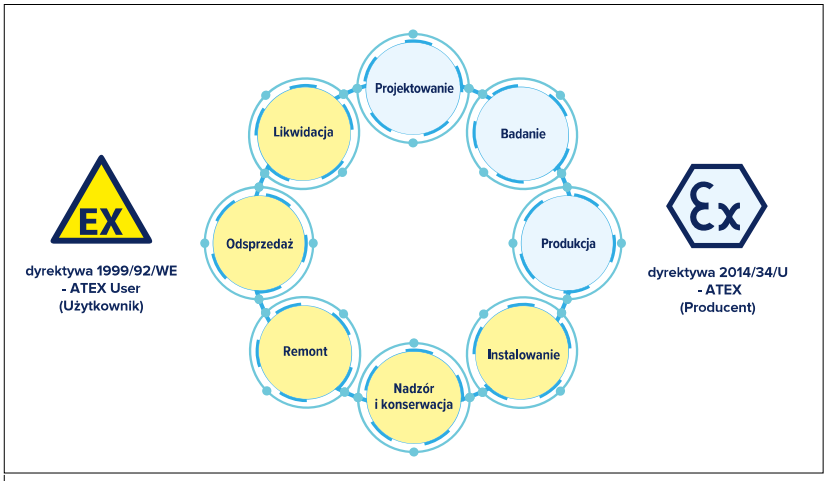
Dyrektywa ATEX User dotyczy użytkowników urządzeń/instalacji, obejmuje zakres instalacji, nadzoru i konserwacji, remontu, odsprzedaży i końcowej fazy likwidacji.

Dyrektywa ATEX User - dyrektywa 1999/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 grudnia 1999 r. w sprawie minimalnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników zatrudnionych na stanowiskach pracy, na których może wystąpić atmosfera wybuchowa. Zgodnie z dyrektywą ATEX User **poprawa bezpieczeństwa**, higieny i ochrony zdrowia pracowników w miejscu pracy jest celem, który nie powinien być podporządkowany rozważaniom ściśle ekonomicznym.

Zarówno producenci, jak i użytkownicy systemów technicznych przeznaczonych do pracy w przestrzeniach zagrożonych wybuchem, zobowiązani do wprowadzenia postanowień dyrektyw ATEX, mogą korzystać z całej gamy norm, zwłaszcza serii PN-EN 1127 i PN-EN 60079, odnoszących się dość kompleksowo do zagadnienia. Jest to zadanie skomplikowane i wymagające obok ugruntowanej wiedzy również odniesienia do praktyki inżynierskiej, najlepiej w ujęciu poszerzonym, tj. bazującym na doświadczeniach wielu branż przemysłu. Odnotowując szybkość zmian zachodzących w branży, należy stwierdzić konieczność stałego śledzenia nowości pojawiających się w tym zakresie

w normach, jak również zmian w systemie prawnym *[T. Kosmowski, 2016 r.].*

- Zgodnie z dyrektywą 1999/92/WE pracodawca zobligowany jest do zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy, w tym wyposażenia miejsc pracy w urządzenia dostosowane do występujących zagrożeń. Odpowiednie wyznaczenie i oznakowanie stref zagrożenia wybuchem, jak również prawidłowy dobór urządzeń do tych stref są kluczowe w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa pracowników oraz całego otoczenia.
- W celu zapewnienia bezpieczeństwa i ochrony zdrowia pracowników, pracodawca podejmuje niezbędne środki, aby w miejscu, gdzie atmosfery wybuchowe mogą pojawić się w ilościach zagrażających bezpieczeństwu i zdrowiu pracowników, albo innych osób, środowisko pracy było takie, aby móc wykonywać pracę bezpiecznie. Dodatkowo w otoczeniu miejsca pracy, gdzie atmosfery wybuchowe mogą się pojawić w ilościach zagrażających, zapewnia się odpowiedni nadzór zgodnie z przeprowadzoną oceną ryzyka, przy użyciu odpowiednich środków technicznych.
- Decyzja użytkownika dotycząca zastosowanych w zakładzie rozwiązań minimalizujących zagrożenia powinna opierać się na odpowiednio przeprowadzonej ocenie ryzyka, powiązanej z usystematyzowanymi wymaganiami wynikającymi z dyrektywy ATEX User, Polskich Norm oraz dobrej praktyki inżynierskiej.
- Przed udostępnieniem miejsca pracy pracodawca powinien na podstawie oceny ryzyka sporządzić **Dokument Zabezpieczenia Przed Wybuchem - DZPW**. W przypadku, gdy miejsce pracy, znajdujące się w nim urządzenia lub organizacja pracy zostały poddane zmianom mogącym mieć wpływ na wynik oceny ryzyka, pracodawca powinien niezwłocznie dokonać aktualizacji dokumentu.



Rys. 1. Cykl życia urządzenia z podziałem na odpowiedzialności

Doświadczenia Urzędu Dozoru Technicznego w zakresie stref zagrożenia wybuchem skupiają się głównie na zagadnieniach wynikających z dyrektywy ATEX User 1999/92/WE. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 8 lipca 2010 r. wprowadzające dyrektywę ATEX User nakłada na pracodawcę, który na terenie swojego przedsiębiorstwa posiada materiały palne, które mogą wytworzyć atmosferę zagrożenia wybuchem, szereg obowiązków. Należy tu wymienić między innymi: ocenę zagrożenia wybuchem, klasyfikację stref zagrożenia wybuchem, opracowanie dokumentu zabezpieczenia przed wybuchem - DZPW oraz weryfikację urządzeń zainstalowanych w strefach zagrożenia wybuchem.

UDT-CERT jako jednostka ekspercka, wychodząc naprzeciw oczekiwaniom rynku, uczestniczyła w licznych postępowaniach dla największych firm w branżach petrochemicznej, chemicznej oraz energetycznej. Zakres prac obejmował klasyfikację stref zagrożenia wybuchem, opracowanie dokumentu zabezpieczenia przed wybuchem, inspekcje początkowe urządzeń zainstalowanych w strefach zagrożonych wybuchem oraz weryfikację wyznaczenia stref zagrożenia wybuchem i dokumentu zabezpieczenia przed wybuchem.

Eksperci UDT-CERT zwracają uwagę inwestorom i właścicielom instalacji, którzy posiadają na swoim terenie urządzenia pracujące w strefach zagrożonych wybuchem, że zgodnie z zapisami normy PN-EN60079-17:2011-05 urządzenia te powinny przed oddaniem do użytku zostać poddane **inspekcji początkowej przez osoby o odpowiednich kwalifikacjach.** W późniejszym okresie użytkowania norma przewiduje inspekcje tych urządzeń w czasie nie dłuższym niż 3 lata. Inspekcje urządzeń pracujących w strefach wykonywane są jako ekspertyzy techniczne. □

Bibliografia:

1 Rozporządzenie Ministra Rozwoju z dnia 6 czerwca 2016 r. w sprawie wymagań dla urządzeń i systemów ochronnych przeznaczonych do użytku w atmosferze potencjalnie wybuchowej (Dz. U. 2016 poz. 817).

2 Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 8 lipca 2010 r. w sprawie minimalnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy związanych z możliwością wystąpienia w miejscu pracy atmosfery wybuchowej (Dz. U. nr 138 poz. 931 z 2010).

3 Podstawy bezpieczeństwa funkcjonalnego, red. Kazimierz T. Kosmowski, Gdańsk 2016.

Dr hab. inż. Krzysztof Krawczyk

Dr inż. Emil Nowiński

Innowacyjny wysokosprawny silnik dla energetyki i transportu

Bardzo dynamiczne zmiany na rynku energii, jakie zapoczątkowane zostały przez pandemię wirusa Covid-19, a następnie spotęgowane toczącą się wojną w Ukrainie, spowodowały konieczność innego, bardziej odpowiedzialnego podejścia do konsumpcji wszelkiego rodzaju paliw i energii elektrycznej. Ograniczanie zużycia jakiegokolwiek surowca energetycznego jest niezmiernie utrudnione z uwagi na stale rosnący popyt na wszelkie źródła energii. Z pomocą przychodzą tu odnawialne źródła energii w postaci energii elektrycznej pozyskiwanej z wiatru i światła słonecznego. Duże perspektywy energetyczne rokuje także wodór, jednakże wszystkie te formy energii cechują pewne ograniczenia związane z jej produkcją i dystrybucją.

Wobec takiej sytuacji, czekając na rozwój wydarzeń nakierowanych na powszechny dostęp do „zielonej energii", wolnej od jakichkolwiek barier, należałoby racjonalnie gospodarować dostępnymi zasobami surowców energetycznych. Z jednej strony wspomniany już ogromny popyt na energię, a z drugiej strony ograniczenia technologiczne i materiałowe, skutecznie blokują możliwości redukcji konsumpcji paliw i energii elektrycznej na świecie.

Nie jest jednak przesądzone, że odbiorniki energii, czy też maszyny zamieniające energię cieplną lub chemiczną w energię mechaniczną, a idąc dalej tym tropem - w energię elektryczną, muszą opierać się o konstrukcje i założenia technologiczne pochodzące z dwudziestego, a nawet dziewiętnastego wieku. Takie założenie obrali autorzy tego artykułu próbując opracować, a następnie wykonać model napędu, którego sprawność energetyczna będzie znacząco wyższa od dotychczas znanych rozwiązań stosowanych w silnikach spalinowych i turbinach gazowych, czy gazowo-parowych.

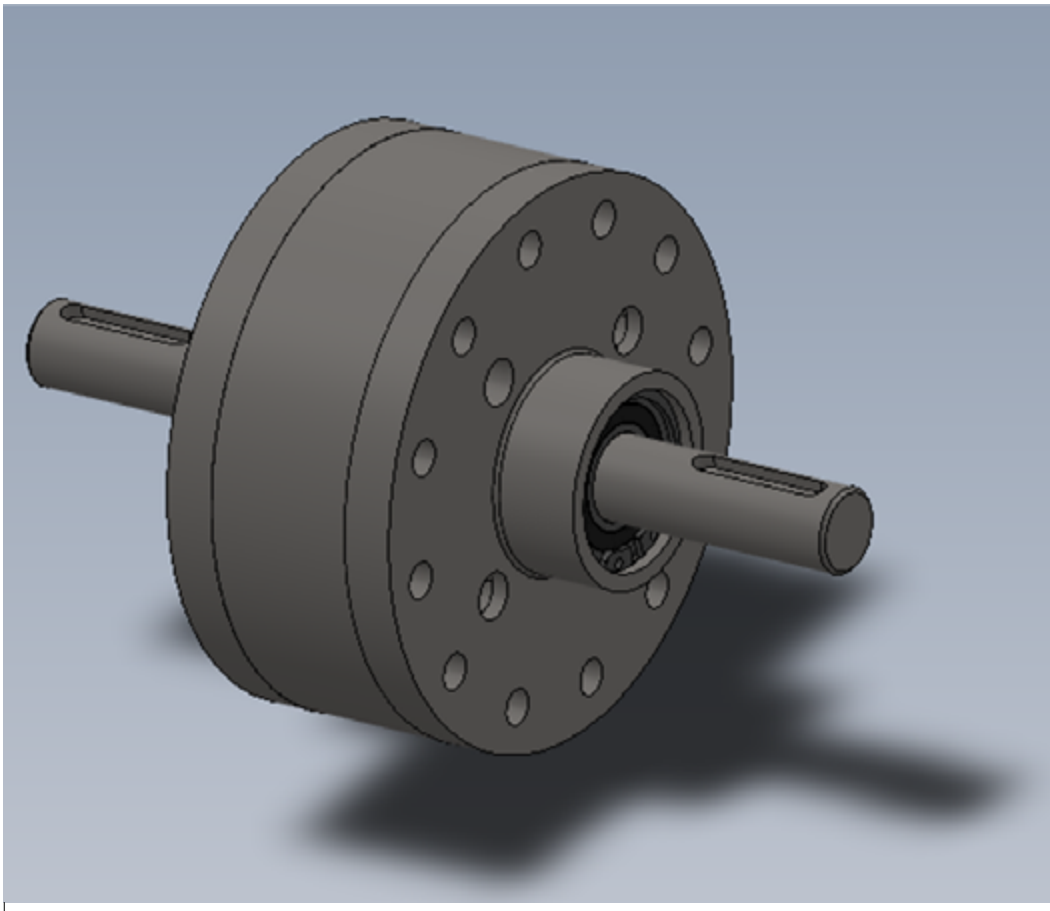
> W świetle założeń, wykonanych obliczeń, a następnie wykonanego projektu, skonstruowany innowacyjny silnik rotacyjny może mieć nawet dwukrotnie większą sprawność energetyczną, aniżeli znane nam wszystkim silniki spalinowe stosowane we współczesnych pojazdach samochodowych

Kolejnymi, jakże ważnymi warunkami przy projektowaniu przedstawianego urządzenia była jego ekonomiczność i proekologiczność. Te dwa kryteria są związane nie tylko z procesem wytwarzania maszyny, ale przede wszystkim ze znacznym ograniczeniem emisji gazów pochodzących ze spalania konwencjonalnych paliw. Jest to możliwe dzięki oddzieleniu cyklu pracy od spalania mieszanki paliwowo-powietrznej, a także wykorzystaniu ciepła odpadowego i ograniczeniu oporów ruchu układów kinematycznych.

W świetle założeń, wykonanych obliczeń, a następnie wykonanego projektu, skonstruowany innowacyjny silnik rotacyjny może mieć nawet dwukrotnie większą sprawność energetyczną, aniżeli znane nam wszystkim silniki spalinowe stosowane we współczesnych pojazdach samochodowych.

W zależności od zaprojektowanych parametrów eksploatacyjnych, nowoczesny silnik, a w zasadzie cały napęd, posiadałyby następujące zalety:

- bardzo wysoki moment obrotowy,
- elastyczność w całym zakresie prędkości obrotowych,
- brak konieczności stosowania przekładni/skrzyni biegów,
- ponad dwukrotne zmniejszenie zużycia paliwa w porównaniu do silników spalinowych o podobnej mocy,
- znaczne ograniczenie emisji NO_x, CO i CO_2,
- brak konieczności chłodzenia silnika,
- wykorzystanie energii odpadowej,
- mniejsze gabaryty i masa silnika w porównaniu do współczesnych silników spalinowych o podobnej mocy,
- cicha praca silnika.



Rys. 1. Kluczowy element innowacyjnego silnika

Wyżej wymienione cechy, pożądane są we wszystkich znanych rodzajach silników stosowanych w technice motoryzacyjnej, morskiej i lotniczej, dlatego też autorzy widzą możliwość aplikacji swojego rozwiązania właśnie w tych obszarach.

Ponadto, w świetle analizy sprawności stosowanych obecnie w świecie turbin gazowych do napędu generatorów energii elektrycznej, proponowany innowacyjny silnik spalinowy mógłby zostać wykorzystany także do napędu dla małych, kilkumegawatowych bloków energetycznych o znacznie zredukowanej liczbie układów wspomagających. W świetle kurczących się zasobów surowców energetycznych, ograniczeniu ich dostępności oraz rosnących cen energii, byłoby to idealne rozwiązanie dla przemysłu, jak również dla konsumentów indywidualnych, biorąc pod uwagę nie tylko ekonomię, ale także bezpieczeństwo energetyczne Polski i racjonalne wykorzystanie posiadanych zasobów surowców energetycznych.

Wspomniany, innowacyjny model silnika jest obecnie w fazie przygotowania do jego opatentowania, stąd w artykule przedstawiono bardzo ograniczoną ilość informacji na temat maszyny. Kolejnym krokiem, który czyniony jest niejako równolegle do opisu patentowego, jest przygotowanie projektu wykonawczego prototypowego silnika.

Z uwagi na dość długą i kosztowną „drogę" do wdrożenia przedstawionego rozwiązania, autorzy artykułu jak również pomysłodawcy innowacyjnego silnika, pragną zachęcić osoby zainteresowane do współpracy, aktywnego wsparcia projektu i uczestniczenia w jakże ważnych etapach rozwoju polskiej myśli technicznej. Jeden z ważniejszych elementów silnika przedstawiony został na rysunku nr 1.

Przedstawione pokrótce innowacyjne urządzenie powinno wypełnić lukę technologiczną i zabezpieczyć w kontekście wieloaspektowym potrzeby społeczeństwa, a przede wszystkim ekonomicznym i ekologicznym, podczas przechodzenia na „zieloną" - bez emisyjną energię. □

Zapraszamy do kontaktu:
kakrawczyk.eu@wp.pl
oraz enowinski@op.pl

Piotr Zamroch,
Radca Prawny, Sienkiewicz i Zamroch - Radcowie Prawni, Spółka Partnerska

Zasady ustalania odszkodowania,

a obszar ograniczenia własności na potrzeby budowy urządzeń przesyłowych

Ograniczenie prawa własności, zgodnie z ogólną zasadą wyrażoną przepisem art. 21 ust. 2 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, może nastąpić wyłącznie w zakresie niezbędnym dla realizacji celu publicznego i za słusznym odszkodowaniem.

Dodatkową przesłankę warunkującą dopuszczalność ograniczenia prawa własności przewiduje przepis art. 112 ust. 3 ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (tekst jednolity Dz.U. z 2021 r., poz. 1899 ze zmianami, dalej: u.g.n.), który stanowi, iż „wywłaszczenie nieruchomości może być dokonane, jeżeli cele publiczne nie mogą być zrealizowane w inny sposób niż przez pozbawienie albo ograniczenie praw do nieruchomości, a prawa te nie mogą być nabyte w drodze umowy".

> „(…) odszkodowanie z tytułu ograniczenia prawa własności może rekompensować wyłącznie szkody powstałe na obszarze objętym czasowym zajęciem, który został określony w decyzji wywłaszczeniowej

W przypadku ograniczenia dokonywanego na podstawie przepisu art. 124 ust. 1 u.g.n., materialnoprawną podstawą dla ustalenia odszkodowania jest przepis art. 128 ust. 4 u.g.n. w związku z art. 124 ust. 4 tej ustawy. Szczegółowe zasady ustalania wysokości przedmiotowego świadczenia zostały przewidziane w przepisie § 43 ust. 1-4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 21 września 2004 r. w sprawie wyceny nieruchomości i sporządzania operatu szacunkowego (tekst jednolity Dz.U. z 2021 r., poz. 555, dalej: Rozporządzenie w sprawie wyceny).

Dla dalszych rozważań istotnym jest, jednolite w orzecznictwie Naczelnego Sądu Administracyjnego stanowisko, iż odszkodowanie z tytułu ograniczenia prawa własności może rekompensować **wyłącznie szkody powstałe na obszarze objętym czasowym zajęciem, który został określony w decyzji wywłaszczeniowej**. W przypadku powstania szkód poza obszarem ograniczenia własności, właściciel nieruchomości nie ma możliwości wystąpienia z roszczeniem o ustalenie odszkodowania na podstawie przepisu art. 128 ust. 4 u.g.n., lecz **zmuszony jest poszukiwać dodatkowej ochrony prawnej w postępowaniu przed sądem powszechnym**.

Takie stanowisko zostało zaprezentowane w licznych orzeczeniach Naczelnego Sądu Administracyjnego, dla przykładu można wskazać na wyroki wydane: 29 maja 2019 r. w sprawie I OSK 1954/17, 15 października 2019 r. w sprawie I OSK 230/18 oraz 23 sierpnia 2019 r. w sprawie I OSK 2541/17.

Na marginesie powyższego należy podkreślić, iż Naczelny Sąd Administracyjny w swoim orzecznictwie bardzo często posługuje się sformułowaniem **„czasowe zajęcie"**, odnosząc to do okresu prowadzenia na nieruchomości robót budowlanych polegających na „zakładaniu i prowadzeniu" urządzeń przesyłowych, wykonywanych na podstawie decyzji wywłaszczeniowej. Użycie tego sformułowania nie zmienia charakteru decyzji ograniczającej własność, która uprawnia do wybudowania urządzenia przesyłowego oraz do pozostawienia go

na nieruchomości i utrzymywania na niej przez okres wielu lat.

Powyższe stanowi wsparcie dla stanowiska, iż **decyzja wywłaszczeniowa uprawnia wyłącznie do wybudowania i pozostawienia urządzeń na nieruchomości**, zaś późniejszy dostęp w celu wykonania czynności zachowawczych (konserwacja i usuwanie awarii), jest wykonywany **na podstawie uprawnień wynikających wprost z ustawy**.

Mając to na uwadze, nie powinno być wątpliwości co do tego, że decyzja wywłaszczeniowa musi obejmować obszar (cześć nieruchomości) niezbędny dla wykonania wskazanych robót budowlanych. Późniejszy dostęp do nieruchomości i wykonywanie czynności zachowawczych odbywa się w ramach uprawnień ustawowych i może odnosić się do węższego pasa terenu. Co więcej, ten pas terenu może w decyzji w ogóle nie być określony, bo wprost nie odnosi się ona do obowiązku udostępnienia nieruchomości w przyszłości.

Powyższe jest zgodne z wnioskami płynącymi z analizy przepisu § 43 Rozporządzenia w sprawie wyceny, który określa zasady ustalania odszkodowania za ograniczenie prawa własności na podstawie art. 124 ust. 1 u.g.n.

Stosownie do jego treści, wartość poniesionych szkód ustala się przy uwzględnieniu stanu zagospodarowania nieruchomości oraz utraty pożytków w okresie **od dnia wydania decyzji do dnia „zakończenia działań uzasadniających jej wydanie”**.

Chodzi zatem o okres robót budowlanych polegających na budowie albo przebudowie urządzenia przesyłowego, nie zaś o późniejszy, wieloletni okres, w którym urządzenie podlega konserwacji lub są usuwane jego ewentualne awarie. Przy takim rozumieniu bowiem ustalenie odszkodowania mogłoby być możliwe dopiero po zakończeniu wieloletniej eksploatacji i demontażu urządzenia.

Istotne znaczenie ma również § 43 ust. 3 Rozporządzenia w sprawie wyceny, który zawiera wyliczenie kryteriów,

Fot. Nowa Energia

według których oceniany jest stopień zmniejszenia wartości nieruchomości. Szczególną uwagę w tym zakresie należy zwrócić na pkt 4 wskazanego przepisu, który nakazuje uwzględnić „skutki spowodowane obowiązkiem udostępnienia nieruchomości w celu wykonania czynności związanych z konserwacją oraz usuwaniem awarii" urządzenia przesyłowego.

Wskazany przepis wyraźnie **odnosi się do etapu eksploatacji urządzenia, nie zaś do trwałych skutków jego wybudowania, którego dotyczą 3 pozostałe kryteria**: zmiana warunków korzystania z nieruchomości, zmiana przydatności użytkowej nieruchomości oraz trwałe ograniczenie w sposobie korzystania z nieruchomości (§ 43 ust. 3 pkt 1-3 Rozporządzenia w sprawie wyceny).

> (…) nie powinno być wątpliwości co do tego, że decyzja wywłaszczeniowa musi obejmować obszar (cześć nieruchomości) niezbędny dla wykonania wskazanych robót budowlanych

Powyższe może stanowić wsparcie dla stanowiska, iż **celowym jest dokonywanie przez organy ustaleń w przedmiocie obszaru pasa budowlano-montażowego i odrębnie pasa eksploatacyjnego na potrzeby konserwacji i usuwania awarii** urządzenia. Taka praktyka korespondowałaby z metodologią stosowaną przez rzeczoznawców majątkowych, którzy, szacując wartość szkody polegającej na zmniejszeniu wartości nieruchomości na skutek obowiązku udostępniania jej w przyszłości, posługują się współczynnikiem (wyrażonym ułamkiem), odnosząc go do określonej powierzchni nieruchomości. **Jeżeli wskazany współczynnik będzie odnoszony do obszaru adekwatnego dla wybudowania urządzenia, lecz zbyt szerokiego w kontekście potrzeb konserwacyjnych i usuwania awarii, ten element odszkodowania zostanie przeszacowany.**

Należy dodatkowo podkreślić, iż zgodnie z przepisem § 43 ust. 4 Rozporządzenia w sprawie wyceny, wartość poniesionych szkód spowodowanych działaniami, o których mowa w art. 124 ust. 6 u.g.n., określa się po wystąpieniu szkody, odpowiednio stosując przepis § 43 ust. 1 tego rozporządzenia.

Oznacza to, iż odszkodowanie za zmniejszenie wartości nieruchomości związane z obowiązkiem jej udostępnienia w przyszłości nie powinno być ustalane przy uwzględnieniu szkód, jakie mogą wystąpić na skutek realizacji takich prac. Każdorazowo badany będzie stan zagospodarowania nieruchomości i utrata pożytków w okresie od dnia zajęcia nieruchomości do dnia zakończenia czynności zachowawczych w przyszłości.

Dostęp do nieruchomości na potrzeby czynności zachowawczych będzie miał swoje źródło w ustawie, zatem **szkody będą rekompensowane dla całego, rzeczywistego obszaru zajęcia nieruchomości**. Pas eksploatacyjny ustalony przez organ wywłaszczeniowy może mieć znaczenie wyłącznie dla składnika odszkodowawczego ustalanego na podstawie przepisu § 43 ust. 3 pkt 4 Rozporządzenia w sprawie wyceny.

Podsumowując, przepisy dotyczące zasad ustalania odszkodowania za ograniczenie własności na podstawie przepisu art. 124 ust. 1 u.g.n., wskazują **na powinność ujęcia w treści decyzji całego obszaru niezbędnego dla przeprowadzenia robót budowlanych (pas budowlano-montażowy)**. Decyzja wywłaszczeniowa może w ogóle nie odnosić się do pasa terenu niezbędnego dla wykonania czynności zachowawczych (konserwacja i usuwanie awarii), albowiem uprawnienie do ich wykonania ma swoje źródło w ustawie, a nie w decyzji.

Ze względów praktycznych, w tym z uwagi na zasady ustalania odszkodowania za zmniejszenie wartości nieruchomości wynikające z obowiązku jej udostępniania w przyszłości, należy rekomendować, by decyzja wywłaszczeniowa - pomimo braku jednoznacznej podstawy prawnej - zawierała ustalenia pozwalające dodatkowo na określenie szerokości pasa terenu niezbędnego dla wykonywania czynności zachowawczych. Dzięki temu, **wysokość ustalonego odszkodowania będzie w pełni adekwatna dla zróżnicowanego w czasie zakresu ograniczenia prawa własności.**

Stanowisko takie, jakkolwiek może być dyskusyjne w świetle rozbieżności w orzecznictwie dotyczącym sposobu określania obszaru ograniczenia własności, daje perspektywę najkorzystniejszych efektów w zakresie obowiązków odszkodowawczych przedsiębiorcy, a równocześnie nie wyklucza możliwości dostępu do nieruchomości (w zakresie szerszym niż określony w decyzji z art. 124 ust. 1 u.g.n.) w przyszłości.

Ograniczenia prawa własności mocą decyzji wywłaszczeniowej w pasie służebności przesyłu, **zbyt wąskim dla wybudowania urządzeń**, stanowić będzie istotne naruszenie norm prawnych. Po pierwsze, naruszy istotnie przepis art. 124 ust. 1 u.g.n. w związku z art. 112 ust. 3 u.g.n., albowiem **ograniczenie prawa własności nastąpi niecelowo**, skoro decyzja nie umożliwi rzeczywistej realizacji celu publicznego. Po drugie, naruszy przepis art. 128 ust. 4 u.g.n. w związku z art. 21 ust. 2 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej, albowiem właściciel **nie będzie mógł uzyskać odszkodowania za zdarzenia, które wystąpiły na jego nieruchomości, ale poza pasem objętym decyzją wywłaszczeniową** - i w tym zakresie będzie on musiał poszukiwać ochrony prawnej na drodze cywilnej. □

Piotr Zamroch jest autorem bloga prawniczego www.przesył-energii.pl

XI Konferencja

„Instalacje Ochrony Środowiska"

12-13 października 2022 - Zamek Baranów Sandomierski

OCHRONA ŚRODOWISKA

W PROGRAMIE M. IN.:

- WYZWANIA ZWIĄZANE Z OCHRONĄ ŚRODOWISKA DLA ENERGETYKI OPARTEJ O PALIWA KOPALNE - ASPEKTY PRAWNE, KONKLUZJE BAT,
- PLANOWANIE INSTALACJI OCHRONY ŚRODOWISKA W SEKTORZE WYTWARZANIA ENERGII (ODPYLANIE, ODAZOTOWANIE, ODSIARCZANIE, REDUKCJA RTĘCI I INNYCH ZWIĄZKÓW) DLA BLOKÓW O PLANOWANYM TERMINIE WYŁĄCZENIA,
- WYKORZYSTANIE ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII,
- INWESTYCJE W PRZEMYŚLE W ZAKRESIE OCHRONY ŚRODOWISKA (REDUKCJA EMISJI, MONITORING, RAPORTOWANIE, ZARZĄDZANIE ŚRODOWISKOWE),
- ROZWIĄZANIA W ZAKRESIE EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ,
- ZASTOSOWANIE NOWOCZESNYCH TECHNOLOGII WPŁYWAJĄCYCH NA JAKOŚĆ POWIETRZA, WODY, OSZCZĘDNOŚĆ ZASOBÓW NATURALNYCH,
- PLANOWANIE WYDATKÓW NA OCHRONĘ ŚRODOWISKA.

Szczegóły: www.nowa-energia.com.pl

KONFERENCJE 2022 nowa Energia

Partner: Enea

Patronat Medialny: wysokie napiecie.pl

Organizator: nowa Energia

Fot. Scott Graham on Unsplash

Adw. Joanna Namojlik, apl. adw. Karolina Barszczewska,
DGTL Kibil Piecuch i Wspólnicy S.K.A.

Konkurencyjny dylemat

Problematyka zakazu konkurencji spędza sen z powiek pracodawcom z każdej branży. Branża energetyczna w tym wypadku nie stanowi wyjątku od powyższego, co swego czasu dokładnie odzwierciedlała mnogość orzeczeń wydawanych przez Sąd Najwyższy w tym szczególnym obszarze umów zawieranych właśnie w branży energetycznej.

Szczególnie umowie o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy towarzyszy wiele problemów prawnych i rozważań. Ma ona w obrocie doniosłe znaczenie, ponieważ znajduje zastosowanie do pracowników mających dostęp do szczególnie ważnych informacji, których ujawnienie mogłoby narazić pracodawcę na szkodę. Wielokrotnie informacje te przybierają postać tajemnicy przedsiębiorstwa, która jest przez pracodawców szczególnie chroniona, ponieważ złotem obecnych czasów są informacje. Co szczególnie istotne, do zawarcia tej umowy zwykle dochodzi w momencie trwania stosunku pracy, natomiast jej skutki są odczuwalne dopiero po zakończeniu zatrudnienia. Dlatego też pojawiają się wątpliwości i rozbieżne stanowiska w zakresie charakteru umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy.

Umowa o zakazie konkurencji jako umowa wzajemna

To co do zasady nie budzi wątpliwości, to uznanie umowy o zakazie konkurencji - zarówno w trakcie trwania zatrudnienia, jak i po ustaniu stosunku pracy, jako umowy wzajemnej. Wzajemność polega na tym, że świadczenie pracownika polegające na powstrzymaniu się od prowadzenia działalności konkurencyjnej wobec pracodawcy, odpowiada zobowiązaniu pracodawcy do zapłaty odpowiedniej rekompensaty z tego tytułu. Nawet w przypadku braku uzgodnienia przez strony wysokości odszkodowania z tytułu powstrzymania się od prowadzenia działalności konkurencyjnej, umowa pozostaje ważna, a pracownikowi przysługuje wówczas odszkodowanie w minimalnej wysokości określonej w art. 101(2) § 3 k.p. Uzgodnienie wzajemnie zobowiązującej umowy o zakazie konkurencji wywołuje bowiem nie tylko skutki w niej wyrażone, lecz również te, które wynikają z ustawy, z zasad współżycia społecznego i z ustalonych zwyczajów.

Analiza kwestii nieważności umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy z uwagi na brak odpłatności ustanowionego zakazu konkurencji dotknęła kolejnego zagadnienia, prowadzącego do rozbieżnych stanowisk, jakim jest charakter prawny umowy o zakazie konkurencji. W tym zakresie wykrystalizowały się dwa (a właściwie trzy) poglądy. Zgodnie z pierwszym, umowa o zakazie konkurencji po ustaniu zatrudnienia jest odrębną umową od umowy o pracę i innych podstaw nawiązania stosunku pracy. Zwolennicy drugiego poglądu uznają, że umowę tę należy zakwalifikować jako szczególną terminową umowę prawa pracy. Zaś trzeci pogląd stanowi pewien kompromis pomiędzy cywilnoprawnym i pracowniczym charakterem tejże umowy.

> Szczególnie umowie o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy towarzyszy wiele problemów prawnych i rozważań

Powszechną praktyką, w zakresie zawierania umów o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy, stało się umieszczanie klauzuli konkurencyjnej w umowie o pracę. Zabieg ten może wprowadzać zamęt i niepewność co do charakteru umowy o zakazie konkurencji. Zgodnie ze stanowiskiem Sądu Najwyższego, nie ma przeszkód, aby postanowienia dotyczące zakazu konkurencji zostały zawarte w umowie o pracę. Nie przesądza to jednak o prawnym charakterze tejże umowy i jej kwalifikacji.

Koncepcja cywilnoprawnego charakteru umowy

Zgodnie z argumentacją zwolenników pierwszego ze wskazanych wyżej poglądów stanowiących o cywilnoprawnym charakterze umowy, odrębność tych umów od umowy o pracę wyraża się przede wszystkim w wymogu zawarcia umowy o zakazie konkurencji w szczególnej formie, w szczególnych w stosunku do umowy o pracę warunkach jej wykonywania, w tym w szczególnej odpowiedzialności za jej niewykonywanie oraz swoistym unormowaniu odszkodowania za powstrzymanie się od działań konkurencyjnych.

Za pierwszym z poglądów przemawia również argument, że zobowiązania wynikające z umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy istnieją między stronami, których nie łączy już stosunek pracy.

Konsekwencją przyjęcia takiego stanowiska jest niestosowanie przepisów dotyczących podstawowej więzi pracowniczej, w tym m. in. art. 18 § 2 Kodeksu pracy, który pełni funkcję ochronną dla praw i interesów pracownika. Brak zastosowania przepisu art. 18 § 2 Kodeksu pracy, który statuuje zasadę uprzywilejowania pracownika, pozbawia możliwości wyprowadzenia skutku w postaci nieważności postanowień umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy z uwagi na umieszczenie w niej postanowień mniej korzystnych niż te, które wynikają z przepisów prawa pracy. Tym samym, w przypadku braku uregulowania odszkodowania z tytułu przestrzegania umowy o pracę, nie można w ocenie Sądu Najwyższego posiłkować się art. 18 § 2 k.p., gdyż ta regulacja istotnie oddziałuje *expressis verbis* jedynie na postanowienia umów o pracę oraz innych aktów, na podstawie których powstaje stosunek pracy. Dlatego też, przyznając całkowitą odrębność umowy o zakazie konkurencji od umowy o pracę, ewentualne wady lub braki należy usuwać przez zastosowanie reguł cywilnoprawnych np. reguł normujących skutki tych wzajemnych czynności prawnych (art. 56 k.c. w związku z art. 300 k.p.) lub prawnych zasad interpretacji tego rodzaju oświadczeń woli (art. 65 k.c. w związku z art. 300 k.p.). Pod uwagę należy brać również zasady współżycia społecznego,

ustalone zwyczaje, a także społeczno-gospodarczy cel, czyli instrumenty typowe przy badaniu, czy to nieważności, czy zgodności z przepisami prawa umowy cywilnoprawnej.

Powyższy pogląd prowadzi również do przyjęcia, że odpowiedzialność z tytułu niewykonania zobowiązań z klauzuli konkurencyjnej kształtują ogólne reguły cywilnoprawne. Oznacza to możliwość wystąpienia przez pracodawcę z roszczeniem odszkodowawczym, według reguł odpowiedzialności kontraktowej z tytułu naruszenia zakazu konkurencji. Pracodawcę obciąża dowód istnienia przesłanek odpowiedzialności w postaci niewykonania lub nienależytego wykonania zobowiązania, istnienia i rozmiaru szkody oraz związku przyczynowego pomiędzy nimi.

> „(…) pojawiają się wątpliwości i rozbieżne stanowiska w zakresie charakteru umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy

Podstawowa trudność w dochodzeniu od pracownika odszkodowania wiąże się z ustaleniem istnienia szkody i jej wysokości oraz istnienia związku przyczynowego. W związku z tymi trudnościami praktyka wprowadziła do umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy możliwość zastrzeżenia kary umownej (art. 483 k.c.). Żądając zapłaty kary umownej pracodawca nie musi udowadniać istnienia szkody i jej wysokości oraz związku przyczynowego. Dopuszczalność takiego zastrzeżenia jako niepozostającego w sprzeczności z zasadami prawa pracy jest akceptowane przez Sąd Najwyższy i sądy powszechne (tak m. in.: Sąd Najwyższy w wyrokach z dnia: 10 października 2003 r., sygn. akt I PK 528/02; 5 kwietnia 2005 r., sygn. akt I PK 196/05; 27 stycznia 2004 r., sygn. akt I PK 222/03). We wskazanych orzeczeniach Sąd Najwyższy opowiedział się za dopuszczalnością zastrzeżenia w umowie o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy kary umownej na rzecz byłego pracodawcy w razie niewykonania lub nienależytego wykonania przez byłego pracownika obowiązku powstrzymania się od działalności, uznając jednocześnie, że jej wysokość powinna być jednak korygowana zasadami prawa pracy, zwłaszcza ryzyka podmiotu zatrudniającego i ograniczonej odpowiedzialności materialnej pracownika. Zastrzeżenie w umowie kary umownej nierzadko napotyka na wiele nieścisłości, w tym również uznania jej przez sąd pracy za rażąco wygórowaną, a przez to nienależną w zastrzeżonej w umowie wysokości. Rażące wygórowanie wysokości kary umownej może mieć miejsce zarówno na etapie zawierania umowy o zakazie konkurencji, jak i na etapie realizowania praw i obowiązków z niej płynących przez obie strony umowy. W pierwszej sytuacji chodzić może m. in. o okoliczność znacznej dysproporcji pomiędzy wysokością odszkodowania należnego pracownikowi, a karą umowną zastrzeganą na rzecz pracodawcy. Tymczasem drugi przypadek dotyczyć może sytuacji, w której wysokość kary umownej w sposób znaczny przewyższa wysokość szkody powstałej u pracodawcy.

Jednocześnie zauważyć należy, że sam charakter prawny kary umownej w umowach o zakazie konkurencji zawieranych po ustaniu stosunku pracy nie jest jednoznaczny. Wielu praktyków, opierając się na orzecznictwie Sądu Najwyższego, wskazuje, na konieczność stosowania do ustalenia jej rażącego wygórowania, jak również zasad jej miarkowania zasad i przepisów prawa pracy, w tym zasady semiimperatywności norm prawa pracy i wszelkich umów zawieranych pomiędzy pracownikiem, a pracodawcą.

Koncepcja pracowniczego charakteru umowy

Zwolennicy drugiego poglądu uznają, że klauzula konkurencyjna nie jest umową prawa cywilnego, lecz umową prawa pracy, która pozostaje w bezpośrednim związku podmiotowym i przedmiotowym ze stosunkiem pracy. Wskazują oni na silny związek pomiędzy umową o zakazie konkurencji i umową o pracę wynikający ze stosunku pracy. Podkreślają, że gdyby nie doszło do zawarcia stosunku pracy z pracodawcą, to nie byłoby żadnego powodu do ustanawiania zakazu konkurencji po ustaniu zatrudnienia.

Co więcej, zwolennicy tego poglądu podkreślają, że nie ma znaczenia fakt, że umowa ta jest realizowana po zakończeniu zatrudnienia, ponieważ decydujące dla określenia jej charakteru jest to, że jest ona zawierana między pracownikiem i pracodawcą w trakcie trwania stosunku pracy, co umożliwia pracodawcy wykorzystanie charakterystycznej dla stosunków pracy przewagi w sferze ustalania warunków umowy.

Kolejnym argumentem, który w ich ocenie przemawia za pracowniczym charakterem tejże umowy, jest umiejscowienie jej w Kodeksie pracy. Taka interpretacja implikuje stosowanie zasad i przepisów prawa pracy w kontekście ważności umowy o zakazie konkurencji oraz stosowanie klauzul generalnych z art. 8 k.p. i charakteru norm prawa pracy wynikających z art. 18 k.p.

Koncepcja mieszana

Warto również wspomnieć o trzecim poglądzie, który stanowi pewien kompromis pomiędzy zwolennikami pierwszego i drugiego poglądu. Zgodnie z tym poglądem umowę o zakazie konkurencji należy kwalifikować jako stosunek zobowiązaniowy ewentualnie z pogranicza prawa pracy i prawa cywilnego.

Pomimo, iż umowa zawierana jest w trakcie trwania stosunku pracy, wiąże strony od momentu ustania stosunku pracy i dlatego można przyjąć, iż ma

charakter mieszany z pogranicza między prawem pracy, a prawem cywilnym.

W świetle tego poglądu nie jest, co do zasady, kwestionowana możliwość stosowania do klauzuli konkurencyjnej, poprzez art. 300 k.p., przepisów kodeksu cywilnego. Wątpliwości już jednak budzi możliwość przyjęcia, że wszelkie jej postanowienia mniej korzystne dla pracownika niż zapewnia kodeks pracy - są z mocy samego prawa nieważne.

Kształtowanie treści stosunku

Powstaje zatem istotne pytanie: czy nawet jeżeli uznać za wyłącznie zasadne stanowisko prezentowane przez zwolenników pierwszego poglądu wskazujące na odrębność umowy o zakazie konkurencji zawieranej na czas po ustaniu stosunku zatrudnienia, to czy aby na pewno pracodawca ma pełną swobodę kształtowania nowego stosunku wyłącznie na gruncie cywilnoprawnym przy zachowaniu wszelkich reguł wynikających z zasady swobody umów wyrażonej w art. 353 (1) k.c.?

Skoro bowiem, z samej treści przepisu wypływa znaczna dowolność w kształtowaniu stosunków zobowiązaniowych, ograniczona jedynie do braku sprzeczności celu i treści stosunku co do jego właściwości (natury), ustawy i zasad współżycia społecznego, to uzasadnionym było opowiadać się za udzieleniem odpowiedzi twierdzącej. Nic jednak bardziej mylnego. Nawet jeżeli założyć, że do umowy o zakazie konkurencji z art. 101 (2) k.p. nie stosuje się zasady uprzywilejowania pracownika, to jednak stosunek ten nie przewiduje zupełnej dowolności w kształtowaniu jego treści uznając nierzadko przewagę siły jednej ze stron tego stosunku, co z kolei uzasadnia przyznanie ochrony drugiej - słabszej stronie zobowiązania.

Jak wprost stanowi wyrok Sądu Apelacyjnego w Katowicach z dnia 25 lutego 2016 r. (sygn. akt III APa 58/15) - *Umowy o zakazie konkurencji stanowią instytucje prawa pracy chroniące interes pracodawcy przed możliwymi jego naruszeniami ze strony zatrudnionych u niego pracowników lub byłych pracowników. Cel ten, stanowiący realizację pracowniczego obowiązku dbałości o dobro pracodawcy, jest nadrzędny wobec innych właściwości umowy o zakazie konkurencji i powinien być uwzględniany przy wykładni art. 101(2) k.p.*

Taki pogląd jest w pełni aprobowany w orzecznictwie Sądu Najwyższego, który dla przykładu w wyroku z dnia 27 stycznia 2004 r., (sygn. akt I PK 222/03), podkreślał, że w razie naruszenia zakazu konkurencji przez byłego pracownika bardziej na ochronę zasługuje były pracodawca będący przedsiębiorcą (a ściślej jego interesy gospodarcze zagrożone lub naruszone przez konkurencyjną działalność pracownika) niż były pracownik, który podejmuje - zwłaszcza jako przedsiębiorca - działalność konkurencyjną.

Takie stanowiska powinny być jednak zharmonizowane z brakiem możliwości nieuzasadnionego ograniczenia swobody pracownika w podejmowaniu aktywności zawodowej i zarobkowej, która co do zasady nie będzie stanowiła zagrożenia dla interesów byłego pracodawcy. Z tej przyczyny tak kluczowym jest precyzyjne określenie zakresu działalności uznawanej za konkurencyjną. Pracownik nie może domyślać się czy podejmowane przez niego aktywności na rynku pracy stanowią naruszenie zakazu, czy też nie.

Stopień konkretyzacji zakresu zakazu konkurencji zależy od indywidualnych potrzeb pracodawcy i pracownika. Musi on jednak uwzględniać stopień oraz zakres poufności informacji w jakich posiadanie wszedł w trakcie zatrudnienia były pracownik, zajmowane przez niego stanowisko oraz charakter i profil branży, w której działa pracodawca. Pracodawca nie może jednak zupełnie pomijać istotnego faktu znacznego ograniczenia pracownikowi możliwości zarobkowych. Ustanowienie zbyt szerokiego zakazu może bowiem prowadzić do niebezpiecznej sytuacji, w której pracownik zostanie pozbawiony możliwości osiągania wymiernych korzyści majątkowych związanych z podjęciem dowolnego zatrudnienia, albo założeniem działalności gospodarczej.

Coraz częściej spotykanym postanowieniem wprowadzanym w treść umów o zakazie konkurencji jest determinowanie możliwości podejmowania przez byłego pracownika działalności, która mogłaby być kwalifikowana jako działalność konkurencyjna, od uzyskania pisemnej zgody byłego pracodawcy. Taka praktyka, o ile tylko nie sprowadza się do obowiązku zgłaszania lub uzyskiwania zgody na podejmowanie jakiekolwiek działalności przez pracownika, jest w pełni akceptowana i uznawana w praktyce obrotu.

Dla potwierdzenia celowości wprowadzania takiego postanowienia warto odnotować, że do naruszenia zakazu konkurencji obowiązującego po ustaniu stosunku pracy wystarczające jest podjęcie pracy u przedsiębiorcy będącego konkurentem dotychczasowego pracodawcy, bez względu na to na jakim stanowisku lub w jakim charakterze pracownik jest zatrudniony u nowego pracodawcy (tak: Sąd Najwyższy w wyroku z dnia 9 lipca 2014 r., sygn. akt I PK 325/13).

Czego pracodawca nie powinien zatem tracić z pola widzenia przy podpisywaniu umowy o zakazie konkurencji to doprowadzenie do sytuacji całkowitego wykluczenia pracownika z rynku pracy na okres obowiązywania umowy o zakazie konkurencji. Postanowienie w takim kształcie, jako dążące jedynie do daleko posuniętej izolacji pracownika na rynku pracy, uznawać należy za sprzeczne z charakterem i celem umowy wyrażonym w kodeksowej regulacji.

Z drugiej strony, pracownicy również nie powinni nadużywać swojej (w tym przypadku - słabszej) pozycji dla usprawiedliwiania podpisywania niekorzystnych dla siebie umów. Oparcie orzecznictwa na przeciwnych założeniach doprowadziłoby do skrajnych ocen zasadności podpisywania w ogóle tego typu umów, skoro i tak byłyby one naruszane przez pracowników w sposób

Fot. Gabriele Henderson on Unsplash

nieprzewidujący żadnego sankcjonowania. W takich sytuacjach rodziłyby się kolejne pytania: czy wystąpienie po drugiej stronie czynności prawnej pracownika w uzasadniony sposób implikuje wysuwanie daleko idących wniosków o upośledzeniu funkcji prawidłowego rozpoznawania przez niego rzeczywistości i przez to nadawanie sensu postanowieniom umownym w myśl wytyczanych przez pracownika kierunków interpretacyjnych?

Dla udzielania odpowiedzi na tak postawione pytanie, pamiętać należy o zakresie podmiotowym regulacji art. 101 (2) k.p. Jak stanowi sam przepis, umowa o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy może zostać zawarta, gdy pracodawca i pracownik mający dostęp do szczególnie ważnych informacji, których ujawnienie mogłoby narazić pracodawcę na szkodę.

W znakomitej większości przypadków rodzi to skutek w postaci ograniczenia kręgu pracowników, z którymi umowę taką można zawrzeć do pracowników wyższego szczebla. W stosunku do nich ciężko jest zatem zakładać, że umowa taka podpisywana jest z osobą niebędącą w pełni władz umysłowych pozwalających na prawidłowe pojmowanie rzeczywistości i treści stosunku, w który wchodzi, która jednocześnie odznacza się dużym doświadczeniem życiowym i zawodowym. Nie znajduje więc uzasadnienia twierdzenie, że osoba taka nie jest świadoma swoich wyborów, podpisuje umowę o zakazie konkurencji pod przymusem (w tym choćby społeczno-ekonomicznym) i nie rozpoznaje znaczenia postanowień umownych, a jednocześnie przyjmuje bierną postawę co do wyjaśnienia niezrozumiałych zapisów. Nawet jeżeli umowa podpisywana jest jeszcze w trakcie trwania stosunku zatrudnienia, to pracownik nie może być przez to poczytywany za osobę bezrefleksyjną, nieświadomą swoich działań i bezwiednie wykonującą polecenia pracodawcy, co jednocześnie dopiero wykluczałoby możliwość ponoszenia przez niego odpowiedzialności za podejmowane przez siebie decyzje i działania.

Wnioski

Znamiennym w kontekście powyższych rozważań jest uznanie, że nawet jeśliby założyć prymat stanowiska przemawiającego za odrębnością umowy o zakazie konkurencji po ustaniu stosunku pracy od umów pracowniczych ze wszystkimi tego konsekwencjami, w tym tą najdalej idącą wykluczającą niejako stosowanie zasady uprzywilejowania pracownika, pamiętać należy, że każdy stosunek należy badać indywidualnie i w odniesieniu do konkretnych elementów sytuacji faktycznej. O ile w pełni uzasadnionym jest dążenie przez pracodawcę do jak najpełniejszego zabezpieczania swoich interesów, to powinien on mieć jednak na względzie, że konstruując zakaz konkurencji nie może doprowadzać do sytuacji zupełnej izolacji pracownika z rynku pracy, Może to bowiem uchybiać celowi umowy i godzić w zasady współżycia społecznego, które niezależnie od tego czy opowiemy się za pracowniczym, czy też cywilnoprawnym charakterem umowy o zakazie konkurencji, znajdą zastosowanie. Jak pokazuje doświadczenie i praktyka orzecznicza, sądy powszechne i Sąd Najwyższy nie przyjęły dotychczas jednolitej praktyki kwalifikowania tego typu umów jako umów pracowniczych pozostających pod wpływami przepisów Kodeksu pracy. Nie mniej jednak nie rzadko nie wyklucza to jednak dalszego przyznawania przez sądy ochrony pracownikom jako słabszej stronie zobowiązania. □

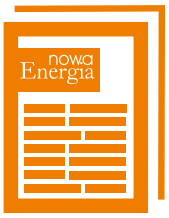
nowa Energia

DLA ENERGETYKI, CIEPŁOWNICTWA, PRZEMYSŁU DLA CIEBIE

Organizujemy:

KONFERENCJE
miejsce spotkań dla fachowców

Wydajemy:



DWUMIESIĘCZNIK
prasa dla specjalistów

WORTAL
bieżące informacje,
wydarzenia, relacje

nowa Energia com.pl
wortal energetyczny

Dr inż. Wojciech Głuszewski,
Adiunkt, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej

Prof. dr hab. Roman Kubacki,
Wojskowa Akademia Techniczna

Polimerowe kompozyty w ochronie przed promieniowaniem mikrofalowym

Urządzenia i podzespoły elektroniczne, w których znajdują się układy scalone mogą ulec bezpowrotnemu zniszczeniu pod wpływem wysokomocowych impulsów elektromagnetycznych - HPM. Generatory HPM są stosowane do działań wojskowych, terrorystycznych oraz przestępczych. Skutki przerwania pracy, uszkodzenia lub zniszczenia systemów elektrycznych, bądź elektronicznych są szczególnie niebezpieczne dla: transportu drogowego, kolejowego i lotniczego oraz energetyki i telekomunikacji. W artykule omówiono wybrane wyniki badań nad radiacyjną modyfikacją kompozytów polimerowych typu: elastomer Engage 8200, szkło metaliczne, grafit - skutecznych w ochronie przed działaniem promieniowań mikrofalowych i radiowych. Celem prac było znalezienie nowego materiału absorpcyjnego o następujących parametrach: mniejszej lub znacznie mniejszej wadze w porównaniu z typowymi ferrytami, elastyczności i możliwości rozwijania na powierzchni ziemi, wytrzymałości mechanicznej na naciski, np. przejazd pojazdem mechanicznym.

Wysokomocowe impulsy promieniowania mikrofalowego

Współczesne urządzenia radioelektroniczne są stosunkowo mało odporne na oddziaływanie napięć i prądów udarowych pochodzących od źródeł promieniowania elektromagnetycznego. Powstające przepięcia i przetężenia są przyczyną utraty sprawności podzespołów, a tym samym funkcjonalności danego przyrządu, bądź całego systemu. Największe zagrożenie stanowi impuls elektromagnetyczny, który można wytworzyć przy wykorzystaniu celowo zbudowanych generatorów mikrofal dużej mocy [1].

Wysokomocowe impulsy promieniowania mikrofalowego, nazywane również skrótowo HPM (z ang. *High Power Microwaves*) charakteryzują się bardzo krótkim czasem trwania (rzędu nanosekund) i wielką mocą (rzędu kilku gigawatów). Moc impulsów jest od 1 000 do 10 000 razy wyższa, a czas trwania od 500 do 1000 razy krótszy od impulsów radarowych. Urządzenia emitujące impulsy HPM często nazywane są bombą E lub bronią elektromagnetyczną, ze względu na możliwość powodowania nieodwracalnych uszkodzeń sprzętu elektronicznego znajdującego się w zasięgu ich rażenia.

Impuls elektromagnetyczny powstaje również podczas wybuchu jądrowego. Wytworzone wówczas promieniowanie gamma (γ) jonizuje powietrze nadając wybitym elektronom kierunek ruchu zbliżony do własnej orientacji rozprzestrzeniania się. Przyspieszane w ten sposób elektrony są źródłem promieniowania elektromagnetycznego. Impuls jest tak silny, że uwzględnia się go, jako jeden z czynników rażenia. Przy odpowiednim przeprowadzeniu wybuchu może on odgrywać pierwszoplanową rolę (NEMP - *Nuclear Electromagnetic Pulse*). W lipcu 1962 r. dokonano nad Oceanem Spokojnym na wysokości 400 km eksperymentalnej detonacji bomby termojądrowej (test Starfish Prime). Impuls elektromagnetyczny był znacznie większy niż się spodziewano. W efekcie nie dokonano dokładnych pomiarów, gdyż zabrakło skali na przyrządach. Impuls spowodował uszkodzenie urządzeń elektrycznych na Hawajach oddalonych od epicentrum eksplozji o ok. 1445 km. Ponadto promieniowanie uszkodziło kilka satelitów, w tym pierwszego prawdziwego satelitę komunikacyjnego Telstar 1 i pierwszego satelitę brytyjskiego Ariel 1. Warto dodać, że Telstar nie ucierpiał od pierwotnego impulsu elektromagnetycznego. Został bowiem wystrzelony dzień po teście „Starfish Prime". Przyczyną był nowy, mocniejszy i trwalszy niż sądzili naukowcy sztuczny pas radioaktywny wokół Ziemi, który powstał, gdy ziemskie pole magnetyczne wychwyciło naładowane cząstki powstałe w wyniku wybuchu termojądrowego. „Pas Starfish" wykrywano jeszcze dziesięć lat po teście.

Wysokomocowe impulsy mikrofalowe generowane są również w urządzeniach takich jak wirkator lub generator Marksa. Energia wysokomocowych impulsów elektromagnetycznych wzbudza bardzo silne prądy w obwodach elektronicznych, powodując uszkodzenia elementów i układów zbudowanych na bazie półprzewodników (tranzystorów, mikroprocesorów). Dla porównania detektor mikrofalowy ulega uszkodzeniu przy 0,2 μJ/m^2 dla impulsu o długości 100 ns. Przykładowe urządzenie do generacji impulsów HPM, na bazie generatora Marksa przedstawiono na rys. 1.

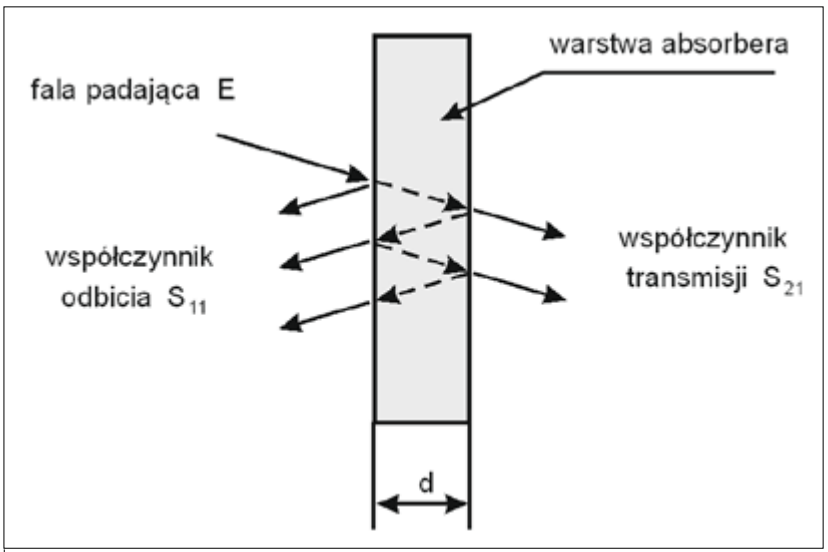
Obecnie istnieje konieczność opracowania skutecznych absorberów przeznaczonych do różnych zastosowań, jak na przykład: zabezpieczeń urządzeń elektronicznych w ramach kompatybilności elektromagnetycznej, do ochrony ludzi przed szkodliwym działaniem promieniowania, czy wreszcie do zabezpieczeń newralgicznych urządzeń elektronicznych przed terrorystycznym lub przestępczym atakiem z użyciem wysokomocowych impulsów elektromagnetycznych [2].

Rys. 1. Walizkowe urządzenie generujące impulsy HPEM (*High Power Electromagnetics*) typu DS-110 produkcji niemieckiej. Waga 23 kg, natężenie pola elektrycznego w impulsie E = 250 kV/m

Skuteczność ekranowania

Wyróżnia się dwa mechanizmy ekranowania urządzeń eksponowanych na promieniowanie elektromagnetyczne: absorbcja promieniowania wewnątrz materiału ekranującego (absorbera) oraz odbicie promieniowania od powierzchni materiału ekranującego.

Do ilościowego opisu fali przechodzącej przez warstwę absorbera wykorzystuje się model tzw. „wielokrotnych odbić". Fala elektromagnetyczna przechodząc przez warstwę materiału doznaje wielokrotnych wewnętrznych odbić, kształtując promienie odbite oraz przechodzące. Promieniowanie przechodzące przez absorber jest tłumione. Schemat wielokrotnych odbić fali elektromagnetycznej w warstwie materiału przedstawiono na rys. 2.



Rys. 2. Promienie odbite i przechodzące charakteryzowane są przez współczynniki macierzy rozproszenia (Sik), przy czym poziom promieniowania odbitego charakteryzowany jest przez współczynnik odbicia (S11), natomiast promienie przechodzące charakteryzowane są przez współczynnik transmisji (S21)

Dobre materiały ekranujące powinny charakteryzować się wysokim poziomem pochłaniania energii padającej fali elektromagnetycznej w objętości czynnej absorbera. Trzeba również pamiętać, że fala elektromagnetyczna jest częściowo odbijana. W badanich eksperymentalnych może powodować to uszkodzenia lub zakłócenia własnych urządzeń pomiarowych. W poszukiwaniu dobrego absorbera powinno się, więc przyjąć założenie ograniczenia poziomu promieniowania odbitego. Warunek ten jest szczególnie istotny, gdy falą padającą są wysokomocowe impulsy HPM.

Materiały wykorzystywane do ekranowania i pochłaniania można scharakteryzować ilościowo za pomocą parametru, jakim jest „skuteczność ekranowania L" (ang. *Shielding Effectivness*). Zależy on od wielu czynników, do których zaliczyć można: częstotliwość padającej fali elektromagnetycznej oraz kształt i objętość absorbera.

Tworzywa polimerowe

Techniki radiacyjne dają unikatowe możliwości w zakresie projektowania i modyfikacji materiałów kompozytowych. Pozwalają w wygodny sposób indukować w materiałach wolne rodniki, które w przypadku wielu polimerów inicjują procesy tworzenia wiązań poprzecznych. W ten sposób jesteśmy w stanie w korzystny sposób zmieniać właściwości materiałów polimerowych. Prowadzone w dowolnej temperaturze procesy radiacyjnej modyfikacji łatwo kontrolować wielkością dawki pochłoniętej promieniowania [3].

W przypadku kompozytów barierowych dla promieniowań mikrofalowych zjawisko sieciowania polimeru po uformowaniu wyrobu można połączyć z korzystną modyfikacją ferromagnetyku [4]. Inaczej mówiąc, cząstki proszku szkła metalicznego dodatkowo umocowuje się w matrycy poprzez wiązania poprzeczne wytworzone w wyniku obróbki radiacyjnej. Procesy napromieniowania przeprowadzi się za pomocą wiązki elektronów (EB), promieniowania gamma (ɣ) lub promieniowania hamowania.

Do badań, jako matryce kompozytu wytypowano polimery o nazwie handlowej Engage™ (elastomery poliolefinowe (POEs) typu etylen/okten lub etylen/buten). Stanowią one w istocie połączenie

Rys. 3. Komora do napromieniowania w źródle promieniowania gamma GC 5000 w Instytucie Chemii i Techniki Jądrowej

materiałów polimerowych z elastomerami. Pozwalają na produkcję lżejszych, cieńszych olefin termoplastycznych (TPO) o zwiększonej sztywności, wytrzymałości na uderzenia, lepszym dopasowaniu i wykończeniu oraz zmniejszonym czasie cyklu w stosunku do wiodących obecnie tworzyw polimerowych [5].

Radiacyjne sieciowanie Engage jest interesującym przykładem modyfikacji polimerów za pomocą promieniowania jonizującego. Znaczenie praktyczne może mieć połączenie tradycyjnego sieciowania (z wykorzystaniem nadtlenków) z sieciowaniem radiacyjnym, jak również proces odwrotny: nadtlenkowej wulkanizacji poprzedzony radiacyjną modyfikacją. Jednym z celów pracy było opisanie obu sposobów sieciowania na właściwości mechaniczne elastomerów [tab. 1]. W szczególności zwrócono uwagę na wpływ efektów ochronnych aromatycznych dodatków do elastomeru (nadtlenki, termo i fotostabilizatory) na zjawiska sieciowania i postradiacyjnego utleniania [6]. Aromatyczne nadtlenki częściowo ulegają modyfikacji w procesie wstępnego napromieniowania, co ma wpływ na późniejszy proces wulkanizacji. Wpływają one również na zjawiska radiacyjnego sieciowania polimeru. W badaniach w oryginalny sposób zastosowano metodę chromatografii gazowej [7]. Za jej pomocą określano wydajności radiacyjne wydzielania wodoru i wydajności pochłaniania tlenu przez tworzywo. Polimer Engage 8200 badano w formach: granulatu, folii, folii z dodatkiem nadtlenku, folii z dwukrotnie większą ilością nadtlenku, wulkanizowanej folii oraz dwóch wulkanizowanych folii z dodatkami nadtlenków. Wykazano, że w zakresie od 20 do 300 kGy stopień usieciowania jest proporcjonalny do wielkości dawki pochłoniętej promieniowania. Udowodniono, że stopień sieciowania elastomerów jest proporcjonalny do wydajności radiacyjnego wydzielania wodoru. W ten sposób potwierdzono, że obróbka radiacyjna jest wygodnym narzędziem kontroli stopnia usieciowania elastomeru.

> Obecnie istnieje konieczność opracowania skutecznych absorberów przeznaczonych do różnych zastosowań, jak na przykład: zabezpieczeń urządzeń elektronicznych w ramach kompatybilności elektromagnetycznej, do ochrony ludzi przed szkodliwym działaniem promieniowania, czy wreszcie do zabezpieczeń newralgicznych urządzeń elektronicznych (…)

Badania własności absorpcyjnych szkła metalicznego domieszkowanego grafitem

Założono, że materiały kompozytowe będą oparte o nową generację związków zawierających składniki ferromagnetyczne, które wykazują bardzo dobre własności tłumienia dla promieniowania elekromagnetycznego w szerokim zakresie częstotliwości. W celu uzyska-

Engage 8200, wulkanizacja + napromieniowanie								
	WR1				WR2			
	0 kGy	10 kGy	20 kGy	50 kGy	0 kGy	10 kGy	20 kGy	50 kGy
Wytrzymałość MPa	8,1	9,8	7,4	6,2	5,1	6,8	6,7	6,5
Wydłużenie przy zerwaniu %	690	675	627	559	477	458	476	470
Moduł 100% MPa	2	2,3	2,2	2,3	2,2	2,4	2,4	2,4
Moduł 200% MPa	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	3,1	3,1	3,0
Moduł 300% MPa	3,1	3,3	3,2	3,3	3,4	3,8	3,7	3,7
Twardość Shore`a A, ^{0}ShA	69	67	69	68	70	70	69	70

Engage 8200, napromieniowanie + wulkanizacja						
	RW1			RW2		
	0 kGy	10 kGy	20 kGy	0 kGy	10 kGy	20 kGy
Wytrzymałość MPa	8,1	11,7	11,6	5,1	7,2	6,1
Wydłużenie przy zerwaniu %	690	746	751	477	517	532
Moduł 100% MPa	2	2,2	2,2	2,2	2,4	2,3
Moduł 200% MPa	2,7	2,8	2,7	2,8	3,0	2,9
Moduł 300% MPa	3,1	3,2	3,2	3,4	3,6	3,5
Twardość Shore`a A, ^{0}ShA	69	68	68	70	67	70

Tab. 1. Oznaczenia: WR1 - wulkanizacja i napromieniowanie folii z nadtlenkiem, WR2 - podwójna ilość nadtlenku, RW1 - napromieniowanie i wulkanizacja foli z nadtlenkiem, RW2 - podwójna ilość nadtlenku. Wielkości dawek pochłoniętych podano w kGy (kJ/kg)

nia materiałów o niskim współczynniku odbicia i wysokim współczynniku pochłaniania energii promieniowania, przeprowadzone zostały badania konstytutywnych parametrów miękkich materiałów magnetycznych (ferrytowych). Znane dotychczas materiały magnetyczne, w tym ferryty w zakresie mikrofalowym tracą swoje wysokie wartości przenikalności magnetycznej. Z tego powodu w zakresie częstotliwości powyżej 100 MHz materiały te nie znalazły zastosowania, jako absorbery. Do badań użyto nowy stop na bazie żelaza lub kobaltu. Pierwszym tego typu materiałem był proszek Finemet (Fe-73,5Si13,5B9Nb3Cu1) opracowany przez Yoshizawę z firmy Hitachi. Zostały przeprowadzone pomiary, dla różnych składów wagowych szkła metalicznego i grafitu, tym nie mniej ze względu na najbardziej obiecujące wyniki końcowe, do dalszych badań wybrano materiał o następującym składzie wagowym: szkło metaliczne (79%) z domieszką grafitu (1%) oraz elastomer Engage 8200 (29%). Dodatkowo, w celu poprawienia własności absorpcyjnych szkła metalicznego zostało ono radiacyjnie zmodyfikowane dawką 100 kGy w źródle promieniowania gamma (GC 5000) o mocy dawki 4,1 kGy/h. Pozwoliło to również na uzyskanie lepszego usieciowienia elastomeru, co spowodowało wzmocnienie materiału. Pomiary skuteczności ekranowania przeprowadzono w zakresie częstotliwości od 100 MHz do 10 GHz.

> Wyróżnia się dwa mechanizmy ekranowania urządzeń eksponowanych na promieniowanie elektromagnetyczne: absorbcja promieniowania wewnątrz materiału ekranującego (absorbera) oraz odbicie promieniowania od powierzchni materiału ekranującego

Podsumowanie

Wykonano próby wykorzystania elastomeru Engage do opracowania nowego typu modyfikowanych radiacyjnie kompozytowych materiałów elastomerowych służących do produkcji wyrobów chroniących przed działaniem promieniowania mikrofalowego. Zbadano własności mechaniczne i elektryczne kompozytu zawierającego elastomer, szkło metaliczne i grafit oraz wyznaczono jego skuteczności ekranowania.

Zastosowanie kompozytu elastomerowego powoduje, że materiał barierowy dla promieniowania mikrofalowego jest bardziej wytrzymały i zdecydowanie lżejszy niż standardowe płytki ferrytowe dostępne na rynku. Do tego szkło metaliczne wprowadza własności magnetyczne w częstotliwościach mikrofalowych. Dzięki takiemu rozwiązaniu materiał powoduje zmniejszenie odbicia promieniowania i skutecznie pochłania energię promieniowania wewnątrz absorbera. Za pomocą obróbki radiacyjnej uzyskano korzystną modyfikację zarówno właściwości proszku ferrytowego, jak i parametrów mechanicznych tworzywa polimerowego. Z analizy wyników przeprowadzonych pomiarów można wnioskować, że kompozyt jest obiecującym materiałem absorpcyjnym w zakresie mikrofal. Po dokładnych badaniach technologicznych można go w przyszłości wykorzystać przy rozwiazywaniu problemów ze zdolnością danego urządzenia elektrycznego lub elektronicznego do poprawnej pracy w określonym środowisku elektromagnetycznym (EMC, ang. *ElectroMagnetic Compatibility*) i w systemach antenowych.

Warto na koniec dodać, że radiacyjna modyfikacja polimerów może zostać wykorzystana w wielu innych dziedzinach, np. do poprawy pożarowego bezpieczeństwa izolacji kabli i przewodów elektrycznych, produkcji uszczelek i opon samochodowych oraz usieciowania kompozytów polimerowych dla specjalnych zastosowań [8]. Tematy te są omawiane na Szkołach Radiacyjnej Modyfikacji Polimerów, które co dwa lata organizuje Instytut Chemii i Techniki Jądrowej w Warszawie. Najbliższy kurs odbędzie się w październiku 2022 r. □

Literatura:

1. R. Kubacki, W. Głuszewski, D. Laskowski, K. Rudyk, M. Kuchta; EMC microwave absorber for outdoor applications, International Journal of Microwave and Wireless Technologies, 2018 , Vol. 10, 7, 754-758.
2. W. Głuszewski, R. Kubacki, M. Rajkiewicz; Modyfikowane radiacyjnie materiały w ochronie przed promieniowaniem mikrofalowym, Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna, Biuletyn Informacyjny Państwowej Agencji Atomistyki, 2017, 107, 1, 21-25.
3. W. Głuszewski, Z.P. Zagórski, M. Rajkiewicz; The Comparison of Radiation and a Peroxide Crosslinking of Elastomers. KGK und PV, 2015, 11/12, 46-49.
4. R. Mroczyński, M. Szymańska, W. Głuszewski; Reactive magnetron sputtered hafnium oxide layers for nonvolatile semiconductor memory devices, Journal of Vacum Science and Technology B, 2015, 1-5.
5. W. Głuszewski; Zastosowania radiolizy polimerów w energetyce, Nowa Energia, 2022, 1, 49-51.
6. W. Głuszewski; Efekty ochronne w radiolizie naturalnych i syntetycznych polimerów, Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna, 2022, 1, 123, 22-26.
7. W. Głuszewski; GC investigation of post irradiation oxidation phenomena on polypropylene, Nukleonika, 2021, 66 (4), 187-92.
8. H. Engelmann, W. Głuszewski, Kompozyty polimer-metal w ochronie radiologicznej, Tworzywa Sztuczne w Przemyśle, 2016, 4, 56-57.

PLAN KONFERENCJI 2022*

nowa Energia

MIESIĄC	KONFERENCJE NE		NR WYDANIA, TERMIN PUBLIKACJI
Luty	KOGENERACJA	IX Konferencja „Nowe kierunki Kogeneracji" 2-3 lutego 2022 *(on-line)*	**Nowa Energia** **Nr 1/2022** 21 lutego 2022 Wydanie elektroniczne
	TPOK	XIV Konferencja „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych" 23-25 lutego 2022, Gdańsk *(stacjonarnie i on-line)*	
Marzec	UTRZYMANIE RUCHU	VIII Konferencja Techniczna „Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje" 22-23 marca 2022, Kazimierz Dolny *(stacjonarnie i on-line)*	**Nowa Energia** **Nr 2/2022** 25 kwietnia 2022 Wydanie elektroniczne
	GAZ I WODÓR W ENERGETYCE	II Webinarium „Gaz i Wodór w Energetyce" 30 marca 2022 *(on-line)*	
Kwiecień	CYBERBEZPIECZEŃSTWO	III Webinarium „Cyberbezpieczeństwo IT/OT w Zakładach Infrastruktury Krytycznej" 12 kwietnia 2022 *(on-line)*	
Maj	GAZ I WODÓR W ENERGETYCE	XIII Konferencja „Gaz i Wodór w Energetyce" 25-26 maja 2022, Warszawa	
Czerwiec	TPOK	VII Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia" 20-22 czerwca 2022, Szczecin	**Nowa Energia** **Nr 3/2022** 13 czerwca 2022 Wydanie elektroniczne
Wrzesień	CYBERBEZPIECZEŃSTWO	VII Konferencja „Niezawodność i Cyberbezpieczeństwo infrastruktury krytycznej i przemysłowej - IT/OT" 7-8 września 2022, Raszyn-Falenty	**Nowa Energia** **Nr 4/2022** 2 września 2022 Wydanie elektroniczne
Październik	NOWOCZESNE CIEPŁO	III Seminarium „Nowoczesne Ciepło - sieci ciepłownicze, chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła" 4-5 października 2022, Poznań	
	OCHRONA ŚRODOWISKA	XI Konferencja „Instalacje Ochrony Środowiska" 12-13 października 2022, Baranów Sandomierski	
Listopad	NOWY MODEL ENERGETYKI	X Konferencja Techniczna „Nowy Model Energetyki" 22-24 listopada 2022, Kazimierz Dolny	**Nowa Energia** **Nr 5-6/2022** 18 listopada 2022 Wydanie elektroniczne
Grudzień	CYBERBEZPIECZEŃSTWO	Webinarium „Cyberbezpieczeństwo IT/OT w Zakładach Infrastruktury Krytycznej" 7 grudnia 2022 *(on-line)*	

*** Zaplanowane wydarzenia odbędą się w formule hybrydowej lub online, w zależności od sytuacji epidemicznej.**

Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik,
Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

Analiza termodynamiczna i ekonomiczna hierarchicznej elektrociepłowni gazowo-gazowej

sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła

W pracy [1] przedstawiono analizę termodynamiczną i ekonomiczną hierarchicznych elektrowni i elektrociepłowni gazowo-gazowych (rys. 1). W [2] zaprezentowano ich pracę trójgeneracyjną z wykorzystaniem ziębiarek cieplnych i sprężarkowych.

W niniejszej pracy przedstawiono analizę termodynamiczną i ekonomiczną pracy elektrociepłowni *gazowo-gazowej* sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła (rys. 2). Porównano jej pracę z pracą:

- elektrociepłowni *gazowo-gazowej*, w której nie występuje sprężarkowa pompa ciepła (rys. 1),
- elektrociepłowni parowej,
- elektrociepłowni gazowo-parowej,
- ciepłowni.

W celu uogólnienia rozważań zaprezentowano także porównawczą analizę termodynamiczną i ekonomicną samodzielnie pracującej sprężarkowej pompy ciepła z pracą:

- elektrociepłowni parowej,
- elektrociepłowni gazowo-parowej,
- elektrociepłowni gazowo-gazowej,
- kotłowni domowej.

Fundamentalnym założeniem, co istotne, przyjętym w przeprowadzonych analizach jest przyjęcie identycznych mocy cieplnych $\dot{Q}_c$ wszystkich rozważonych układów.

Analiza termodynamiczna sprężarkowej pompy ciepła pracującej samodzielnie

Na rys. 3 przedstawiono pasmowy bilans energii samodzielnie pracującej pompy ciepła napędzanej energią elektryczną wyprodukowaną w dowolnym źródle o sprawności energetycznej η_{el}. Bilans ten pozwala na lepsze zrozumienie przedstawionej poniżej pogłębionej analizy odpowiadającej na pytanie: czy stosowanie sprężarkowej pompy ciepła jest w ogóle termodynamicznie opłacalne? Wyprzedzając wyniki tej analizy należy stwierdzić, że nie, że pompa ciepła jest termodynamiczne nieopłacalna. Co więcej, w jeszcze wyższym stopniu jest nieopłacalna ekonomicznie (punkty 4 i 5).

Oczywiście pomiędzy wielkościami z rys. 3 zachodzą związki:

$$\dot{Q}^{PC} = \dot{Q}_{ot}^{PC} + N_{PC} \quad (1)$$

$$\eta_{el} = \frac{N_{PC}}{\dot{E}_{ch}} \quad (2)$$

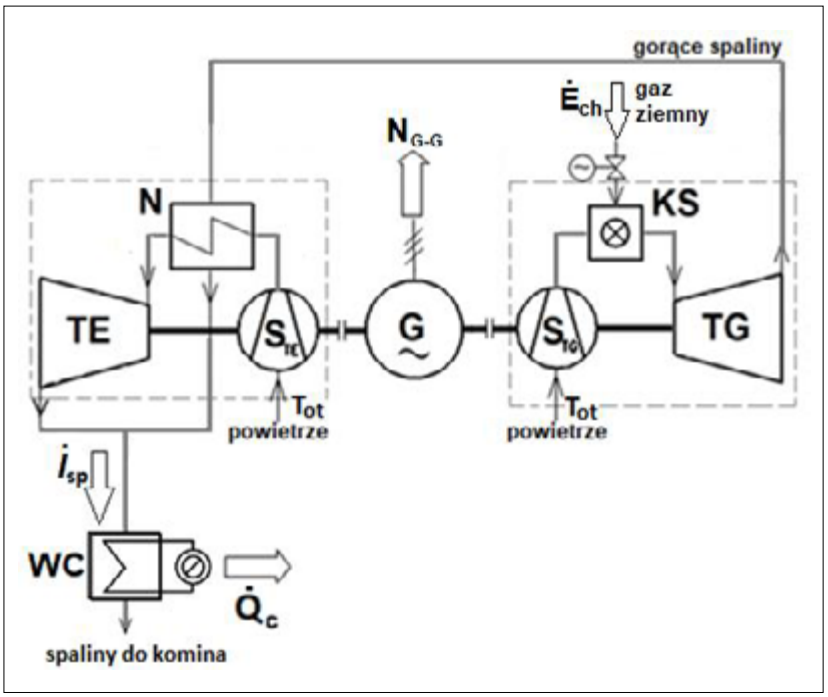
$$\dot{Q}_{ot}^{El} = \dot{E}_{ch}(1-\eta_{el}) \quad (3)$$

i tzw. wskaźnik efektywności energetycznej pompy ciepła definiowany jest wzorem:

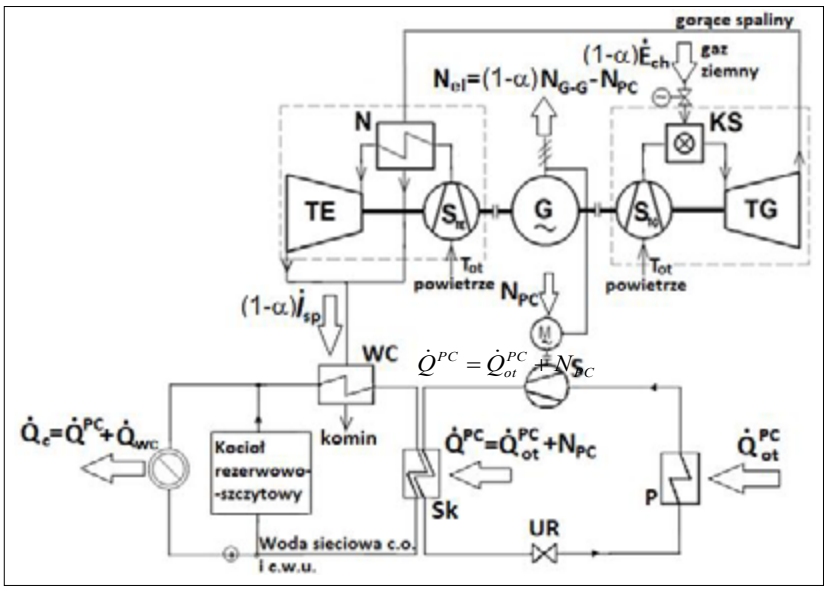
$$\varepsilon_E = \frac{\dot{Q}^{PC}}{N_{PC}} > 1. \quad (4)$$

W praktyce wskaźnik ε_E przyjmuje małą wartość, zaledwie $\varepsilon_E \approx 2{,}5$.

W przypadku zasilania w ciepło domu jednorodzinnego o zapotrzebowaniu na moc równą $\dot{Q}^{PC} = 10$ kW, moc elektryczna potrzebna do napędu sprężarki pompy ciepła wynosiłaby zatem aż N_{PC} = 4 kW. Pompa byłaby więc dużym „pożeraczem" energii elektrycznej i tym samym roczny jej koszt przy cenie równej 0,6 PLN/kWh oraz przy rocznym czasie pracy pompy równym $\tau_R = 2500$ h/a byłby wysoki i wynosiłby aż 6 tys. zł. Im wyższa zatem jest, co oczywiste, wartość ε_E, tym koszt ten byłby mniejszy. Niestety, jak już wyżej zaznaczono, rzeczywista wartość ε_E jest mała i wynosi zaledwie $\varepsilon_E \approx 2{,}5$. Równie duży jak koszt energii elektrycznej do napędu pompy byłby roczny koszt kapitałowy jej stosowania (suma kosztów amortyzacji i finansowych, tj. kosztów mających zwrócić poniesione nakłady inwestycyjne „pod klucz" na pompę wraz z odsetkami od nich [1, 4, 5]). Oprócz kosztów kapitałowych jest jeszcze roczny koszt eksploatacji jej konserwacji i remontów, który od tych nakładów zależy. Standardowo przyjmuje się, że wynosi on ok. 3% nakładów inwestycyjnych. Duża wysokość sumy kosztu kapitałowego oraz kosztu konserwacji i remontów wynika z dużego nakładu inwestycyjnego na pompę (termin pompa ma tutaj ogólniejsze znaczenie i obejmuje właściwą pompę oraz wszystkie niezbędne pozostałe urządzenia, jak grzejniki ciepła, infrastrukturę ich połączeń, automatykę, itd.). W nakładzie inwestycyjnym szczególnie duży udział mają środki finanso-

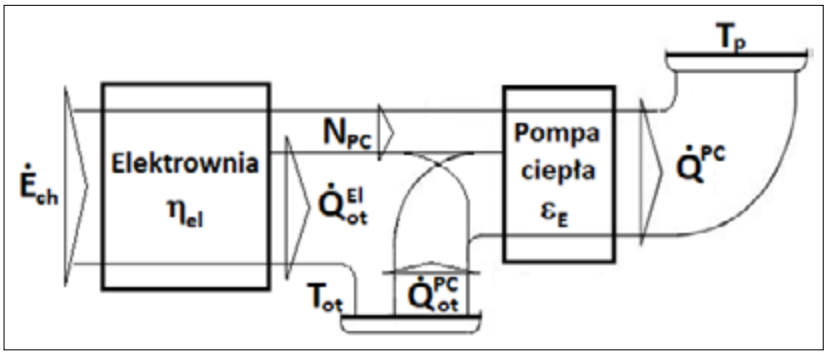


Rys. 1. Schemat ideowy elektrowni i elektrociepłowni gazowo-gazowej z turbiną gazową i turboekspanderem w konfiguracji jednowałowej (G - generator elektryczny, KS - komora spalania turbiny gazowej, N - nagrzewnica powietrza, S_{TE} - sprężarka niskoprężna turboekspandera, S_{TG} - sprężarka wysokoprężna turbiny gazowej, TG - turbina gazowa, TE - turboekspander, WC - wymiennik ciepłowniczy spaliny-woda sieciowa c.o. i c.w.u; w przypadku elektrowni wymiennik WC nie występuje)



Rys. 2. Schemat ideowy hierarchicznej elektrociepłowni gazowo-gazowej sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła; G - generator elektryczny, KS - komora spalania turbiny gazowej, M - silnik elektryczny napędzający sprężarkę S pompy ciepła, N - nagrzewnica powietrza, S_{TE} - sprężarka niskoprężna turboekspandera, S_{TG} - sprężarka wysokoprężna turbiny gazowej, TG - turbina gazowa, TE - turboekspander, WC - wymiennik ciepłowniczy spaliny-woda sieciowa c.o. i c.w.u, S - sprężarka pompy ciepła, P - parowacz pompy ciepła, Sk - skraplacz pompy ciepła, UR - urządzenie rozprężne pompy ciepła

we na roboty budowlano-montażowe, zwłaszcza na montaż parowacza pompy w ziemi na głębokości ok. 1,5 m na działce przydomowej o powierzchni co najmniej 500 m^2 w przypadku rozważanego domu jednorodzinnego. Zakładając nakłady inwestycyjne „pod klucz" na całą instalację ogrzewczą wraz z pompą o mocy cieplnej $\dot{Q}^{PC} = 10$ kW w wysokości tylko 40 tys. zł (w rzeczywistości nakłady te są wyższe o ok. 50%), to roczny koszt kapitałowy wraz z kosztem konserwacji i remontów, przy założeniu czasu amortyzacji 20 lat, wynosiłby ok. 4,49 tys. zł (koszt kapitałowy 3,29 tys. zł, koszt konserwacji i remontów 1,2 tys. zł). Tak więc w sumie roczny koszt działania pompy ciepła wynosiłby aż 10,49 tys. zł, a zatem jej stosowanie jest całkowicie ekonomicznie nieuzasadnione.



Rys. 3. Wykres pasmowy bilansu energii sprężarkowej pompy ciepła; $\dot{E}_{ch}$ - strumień energii chemicznej paliwa spalanego w elektrowni, N_{PC} - moc elektryczna do napędu pompy, $\dot{Q}^{PC}$ - strumień ciepła grzejnego dostarczanego do przestrzeni ogrzewanej, $\dot{Q}^{PC}_{ot}$ - strumień bezpłatnego ciepła pobieranego z otoczenia, $\dot{Q}^{El}_{ot}$ - strumień ciepła wyprowadzanego do otoczenia z elektrowni produkującej energię elektryczną służącą do napędu pompy, T_{ot} - temperatura otoczenia, T_p - temperatura przestrzeni ogrzewanej ($T_p > T_{ot}$), ε_E - wskaźnik efektywności energetycznej pompy ciepła, η_{el} - sprawność źródła energii elektrycznej

Aby pompa mogła być na przykład bardziej ekonomicznie opłacalna od domowej kotłowni gazowej, to wartość jej wskaźnika efektywności energetycznej musiałaby wynosić powyżej $\varepsilon_E > 12{,}3$ (wzór (57) dla J^{PC} = 40 tys. PLN, J^K = 25 tys. PLN, ceny energii elektrycznej e_{el} = 600 PLN/MWh i ceny gazu równej 24 PLN/GJ; por. z wartościami ε_E gdy J^{PC} = 60 tys. PLN - rys. 6), co w praktyce jest nieosiągalne. Jeszcze większy, aż ponad sto razy musiałby być wskaźnik ε_E, gdyby pompą chcieć zastąpić kotłownię węglową ($\varepsilon_E > 1444$), gdyż spalany w niej węgiel jest ponad dwukrotnie tańszy na jednostkę energii chemicznej paliwa od gazu (cena węgla wynosi ok. 11 PLN/GJ). Czasami jednak decyzja o zainstalowaniu pompy może wynikać z przesłanek pozaekonomicznych, na przykład z chęci zapewnienia sobie wyższego komfortu życia, ale, jak już zaznaczono, będzie to bardzo kosztowne. Taki sam komfort zapewniają jednak też przecież w pełni zautomatyzowane kotły gazowe lub kotły na olej opałowy, a cena ciepła jest wówczas zdecydowanie niższa. Konkludując, można (należy) sformułować ogólną prawdę, że aby osiągnąć coś, co jest przeciwne procesom naturalnym, na przykład by przepływ ciepła odbywał się od temperatury niższej T_{ot} do wyższej T_p, należy liczyć się z ponoszeniem dużych kosztów.

Wyczerpującą porównawczą analizę zarówno termodynamiczną, jak i ekonomiczną pompy z innymi źródłami wytwarzania ciepła, w tym z elektrociepłowniami pracującymi według wszystkich dostępnych technologii energetycznych, przedstawiono w monografii [5].

Wracając do analizy termodynamicznej sprężarkowej pompy ciepła, wykorzystując wzór (2) i zakładając przy tym wartość sprawności $\eta_{el} = 32\%$ (jest to średnia wartość sprawności elektrowni w Polsce), strumień energii chemicznej paliwa spalanego wówczas w elektrowni dla $\dot{Q}^{PC} = 10$ kW i $N_{PC} = 4$ kW wynosi $\dot{E}_{ch} = 12{,}5$ kW. Ze wzoru (3) otrzymuje się zatem, że strumień ciepła wyprowadzanego z elektrowni do otoczenia równa się $\dot{Q}^{El}_{ot} = 8{,}5$ kW i jest on o kilkanaście procent większy od strumienia ciepła $\dot{Q}^{PC}_{ot} = 6$ kW (wzór (1)) pobieranego przez pompę z otoczenia. Stosowanie pompy jest więc termodynamicznie nieopłacalne.

Z warunku „neutralności" termodynamicznej, tj. dla sytuacji, gdy strumień ciepła $\dot{Q}^{PC}_{ot}$ jest nie mniejszy od strumienia $\dot{Q}^{El}_{ot}$:

$$\dot{Q}^{PC}_{ot} \geq \dot{Q}^{El}_{ot} \tag{5}$$

wykorzystując wzory (1)-(4) otrzymuje się warunek „wiążący" efektywność energetyczną pompy ε_E ze sprawnością η_{el}:

$$\varepsilon_E \geq \frac{1}{\eta_{el}}. \tag{6}$$

Jak wynika z relacji (6), im większa jest wartość ε_E, tym mniejsza może być sprawność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni η_{el}, by pracująca samodzielnie pompa mogła być w porównaniu z nią (ogólnie mówiąc ze źródłem wytwarzającym wyłącznie energię elektryczną) termodynamicznie opłacalna. Dla realnej wartości $\varepsilon_E \approx 2{,}5$ sprawność ta musi być większa $\eta_{el} \geq 0{,}4$. Jest to możliwe nawet dla elektrowni gazowo-gazowej (rys. 1). Jego sprawność osiąga bowiem wartości wyższe od 0,4 już dla temperatury spalin dolotowych do turbiny gazowej większych od 1400 K [1].

Najistotniejsze jest jednak porównanie sprężarkowej pompy ciepła nie z elektrownią, a z elektrociepłownią [5], tj. źródłem produkującym w skojarzeniu ciepło i elektryczność. Warunki bowiem, aby stosowanie sprężarkowej pompy ciepła było wówczas efektywne termodynamicznie są zdecydowanie bardziej „ostre" od warunku (6). Ich wyprowadzenie (relacje (15), (32)) przedstawiono poniżej.

Dla pracującej samodzielnie sprężarkowej pompy ciepła napędzanej silnikiem elektrycznym o mocy N_{PC} zużycie energii chemicznej paliwa do jej wytworzenia w elektrowni o sprawności η_{el} wynosi $\dot{E}_{ch}$ (rys. 3) i sprawność energetyczną pompy dostarczającej odbiorcom ciepło grzejne w ilości $\dot{Q}^{PC}$ wyznacza się zatem z równania:

$$\eta_{PC} = \frac{\dot{Q}^{PC}}{\dot{E}_{ch}} = \frac{\dot{Q}^{PC}}{N_{PC}} \frac{N_{PC}}{\dot{E}_{ch}} = \varepsilon_E \eta_{el} \,. \tag{7}$$

Natomiast sprawność elektrociepłowni o takiej samej mocy cieplnej $\dot{Q}^{PC}$ i mocy elektrycznej N_{EC} (moc N_{EC} wynika z zastosowanej w elektrociepłowni technologii skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej) i zużywającej wówczas energię chemiczną paliwa w ilości $\dot{E}_{ch}^{EC}$ opisana jest równaniem:

$$\eta_{EC} = \frac{\dot{Q}^{PC} + N_{EC}}{\dot{E}_{ch}^{EC}} \,. \tag{8}$$

W przypadku elektrociepłowni należy wyznaczyć jeszcze sprawność cząstkową wytwarzania w niej ciepła, gdyż to ona najlepiej charakteryzuje jej efektywność energetyczną. Ciepło jest bowiem produktem głównym procesu skojarzonego, a energia elektryczna jest produktem ubocznym. Jest tak dlatego, gdyż o tym, co jest produktem głównym decyduje zapotrzebowanie na ten produkt, a więc lokalizacja. Produkt uboczny, tj. energia elektryczna, jest wytwarzany w innym źródle jako główny. Dla produktu ubocznego w procesie skojarzonym należy przyjąć taką sprawność η_{el} jego wytwarzania, jaka występuje w tzw. procesie granicznym, tj. w elektrowni (ogólnie mówiąc w silniku wytwarzającym wyłącznie energię elektryczną), która charakteryzuje się w danym kraju najwyższą sprawnością η_{el}. Zużycie zatem energii chemicznej paliwa przynależnej do wytwarzania energii elektrycznej (inaczej mówiąc energii obciążającej jej produkcję) w elektrociepłowni w procesie skojarzonym wyznacza się ze wzoru:

$$\dot{E}_{ch}^{N_{EC}} = \frac{N_{EC}}{\eta_{el}} \,. \tag{9}$$

Należy w tym miejscu zaznaczyć, że strumień $\dot{E}_{ch}^{N_{EC}}$ jest paliwem „uniknięty" produkcji w elektrociepłowni ciepła, a natomiast przychód ze sprzedaży energii elektrycznej w niej wyprodukowanej jest z kolei w rachunku ekonomicznym kosztem uniknięty jego wytwarzania [1-5].

Zużycie zatem energii chemicznej paliwa obciążającego produkcję ciepła w elektrociepłowni wynika z równania:

$$\dot{E}_{ch}^{\dot{Q}^{EC}} = \dot{E}_{ch}^{EC} - \dot{E}_{ch}^{N_{EC}} \,, \tag{10}$$

i sprawność cząstkowa wytwarzania w niej ciepła wyraża się zależnością:

$$\eta_c^{EC} = \frac{\dot{Q}^{PC}}{\dot{E}_{ch}^{\dot{Q}^{EC}}} = \frac{\dot{Q}^{PC}}{\dot{E}_{ch}^{EC} - \dfrac{N_{EC}}{\eta_{el}}} = \frac{\eta_{EC}}{1 - \sigma\left(\dfrac{\eta_{EC}}{\eta_{el}} - 1\right)} \tag{11}$$

przy czym wskaźnik σ skojarzonej pracy elektrociepłowni wyraża się wzorem:

$$\sigma = \frac{N_{EC}}{\dot{Q}^{PC}} \,. \tag{12}$$

Oszczędność energii chemicznej paliw naturalnych dzięki zastosowaniu pompy ciepła wyznacza się zatem odejmując jej zużycie w elektrowni do produkcji moc N_{PC} od zużycia, jakie wystąpiłoby w elektrociepłowni zastąpionej przez pompę:

$$\Delta \dot{E}_{ch} = \dot{E}_{ch}^{\dot{Q}^{EC}} - \dot{E}_{ch} = \dot{Q}^{PC}\left(\frac{1}{\eta_c^{EC}} - \frac{1}{\eta_{PC}}\right). \tag{13}$$

Oszczędność energii chemicznej wystąpi zatem, gdy wyrażenie w nawiasie wzoru (13) będzie dodatnie. Wystarczy więc, aby:

$$\eta_{PC} > \eta_c^{EC}. \tag{14}$$

Aby zatem samodzielnie pracująca pompa mogła być w porównaniu z elektrociepłownią termodynamicznie opłacalna, wskaźnik ε_E musiałby spełniać relację:

$$\varepsilon_{E\min} > \frac{\eta_c^{EC}}{\eta_{el}} = \frac{\eta_{EC}}{\eta_{el}} \frac{1}{1-\sigma\left(\frac{\eta_{EC}}{\eta_{el}} - 1\right)}. \tag{15}$$

Podstawiając we wzorze (15), za $\eta_{EC} \equiv \eta_K$ i $\sigma = 0$ otrzymuje się warunek opłacalności termodynamicznej stosowania pompy ciepła zamiast ciepłowni:

$$\varepsilon_{E\min} \geq \frac{\eta_K}{\eta_{el}}. \tag{16}$$

Na przykład, przy założeniu, że sprawność kotła równa się η_K =0,9, sprawność zastąpionej elektrowni parowej η_{el} =0,36, wskaźnik efektywności pompy $\varepsilon_{E\min}$ powinien być większy od 2,5, a dla η_{el} = 0,5 (jest to sprawność elektrowni gazowo-parowej) wskaźnik ten powinien być większy już tylko od 1,8.

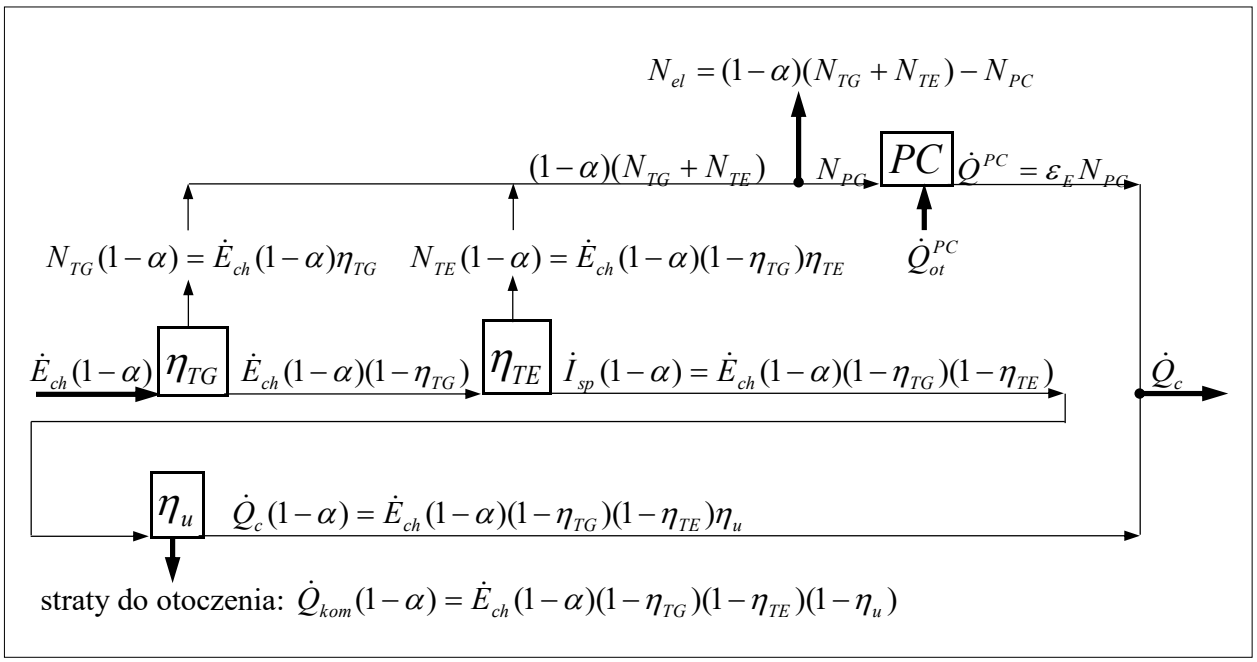
Wynikająca ze wzoru (15) wartość $\varepsilon_{E\min}$ musiałaby być zdecydowanie większa od jego realnej wartości 2,5. Tak wysoka wartość wynika z tego, gdyż zależy ona nie tylko od sprawności η_{el} (wzór (6)), ale także, i to w głównej mierze, od wartości wskaźnika σ skojarzonej pracy elektrociepłowni (wzór (15)). Im wskaźnik σ jest większy, tym większa jest sprawność cząstkowa produkcji ciepła w elektrociepłowni, a więc tym mniejsza jest część strumienia paliwa w niej spalanego obciążającego jego wytwarzanie, a więc w konsekwencji większy także musi być wskaźnik ε_E pompy ciepła. Wartość ε_E musi być bowiem wówczas na tyle duża, by strumień paliwa spalanego w elektrowni (wzór (9)) do produkcji energii elektrycznej napędzającej pompę był nie większy od strumienia paliwa przynależnego do wytwarzania ciepła w elektrociepłowni (wzór (10)). W praktyce tak duża wartość wskaźnika ε_E , która gwarantowałaby opłacalność termodynamiczną pompy ciepła w porównaniu z elektrociepłownią jest nieosiągalna. W jeszcze większym stopniu pompa jest nieopłacalna ekonomicznie [5].

Nieefektywność termodynamiczną stosowania sprężarkowej pompy ciepła można zmniejszyć poprzez jej sprzęgnięcie z elektrociepłownią i wykorzystywanie do jej napędu wówczas energii elektrycznej wytwarzanej w elektrociepłowni (rys. 2). Czy w tej sytuacji pompa mogłaby okazać się zatem termodynamicznie opłacalna? Odpowiedzieć jest jednoznaczna, że nawet wówczas nie (podrozdział 4.1).

Podsumowując należy zatem stwierdzić, że ciepło grzejne dostarczane przez pompę jest termodynamicznie nieopłacalne. Co więcej, jest przy tym bardzo drogie, wymagałoby dotacji. Wynika to z dużego rocznego kosztu energii elektrycznej napędzającej pompę. W przypadku samodzielnie pracującej pompy wysokie są również na nią nakłady inwestycyjne w porównaniu z kotłownią domową, szczególnie na montaż parowacza pompy. Najtańsze ciepło grzejne jest uzyskiwane bezpośrednio z silników wytwarzających ciepło w skojarzeniu z energią elektryczną [5]. Jego koszt jest przy tym wielokrotnie mniejszy od kosztu ciepła z pompy.

Analiza termodynamiczna elektrociepłowni gazowo-gazowej sprzęgnietej ze sprężarkową pompą ciepła

Na rys. 4. przedstawiono bilans energii elektrociepłowni *gazowo-gazowej* sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła - rys. 2 (w przypadku elektrociepłowni z rys. 1 w poniższym bilansie należy za wielkości α , N_{PC}, $\dot{Q}^{PC}$ podstawić wartości zero: $\alpha = 0, N_{PC} = 0, \dot{Q}^{PC} = 0$):



Rys. 4. Bilans energii elektrociepłowni gazowo-gazowej sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła
gdzie:
$\dot{E}_{ch}(1-\alpha)$ - strumień energii chemicznej gazu spalanego w turbinie gazowej (w przypadku elektrociepłowni gazowo-gazowej bez sprężarkowej pompy ciepła strumień energii chemicznej gazu spalanego w turbinie gazowej wynosi $\dot{E}_{ch}$),
N_{PC} - moc napędowa sprężarki pompy ciepła,
$N_{TE}(1-\alpha)$ - moc turboekspandera (w przypadku elektrociepłowni gazowo-gazowej bez sprężarkowej pompy ciepła moc turboekspandera wynosi N_{TE},
$N_{TG}(1-\alpha)$ - moc turbiny gazowej (w przypadku elektrociepłowni gazowo-gazowej bez sprężarkowej pompy ciepła moc turbiny wynosi N_{TG},
$\dot{Q}^{PC}$, $\dot{Q}_c(1-\alpha)$, $\dot{Q}_{ot}^{PC}$ - kolejno strumienie ciepła grzejnego oddawanego do strumienia wody sieciowej c.o. i c.w.u przez pompę ciepła i przez spaliny wylotowe z hierarchicznego silnika *gazowo-gazowego* oraz strumień ciepła pobranego przez pompę z otoczenia,
$\dot{Q}^{PC}$, $\dot{Q}_c(1-\alpha)$, $\dot{Q}_{ot}^{PC}$ - sprawności energetyczne turbozespołu gazowego i turboekspandera (przyjęto, że wartości sprawności turbozespołu gazowego i turboekspandera w układzie bez i ze sprężarkową pompą ciepła są sobie równe pomimo różnych ich mocy),
η_u - stopień wykorzystania strumienia niskotemperaturowej entalpii spalin $\dot{I}_{sp}(1-\alpha)$ wylotowych z hierarchicznego silnika gazowo-gazowego w wymienniku ciepłowniczym WC na potrzeby komunalnego ciepła grzejnego zgodnie z rocznym uporządkowanym wykresem sumarycznych potrzeb cieplnych [1, 3] (w przypadku elektrociepłowni gazowo-gazowej bez sprężarkowej pompy ciepła strumień entalpii spalin wynosi $\dot{I}_{sp}$); wartość stopnia wykorzystania entalpii spalin w wymienniku WC jest stosunkowo mała, gdyż temperatura wylotowych z niego spalin do komina wynosi w sezonie letnim od ok. 170 do 240°C, w sezonie zimowym od ok. 130 do 160°C, przy czym temperatura spalin dolotowych do WC wynosi od ok. 180 do 250°C [1]; w obliczeniach (wzory (48), (53)) przyjęto roczną wartość η_u równą $\eta_{u,R}$ = 0,3.

Jak już zaznaczono we wprowadzeniu do artykułu, w analizach termodynamicznej i ekonomicznej elektrociepłowni *gazowo-gazowej* sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła (rys. 2) fundamentalnym założeniem jest przyjęcie, że jej moc cieplna jest identyczna z mocą elektrociepłowni bez pompy (rys. 1):

$$\dot{Q}_c = \dot{Q}_c^{G-G+PC} = \dot{Q}_c^{G-G}. \tag{17}$$

Z równania (17) wynika, że moc cieplna wymiennika WC w układzie z pompą jest mniejsza od mocy wymiennika WC w elektrociepłowni bez pompy o moc pompy $\dot{Q}^{PC}$:

$$\dot{Q}_{WC}^{G-G+PC} = \dot{Q}_c^{G-G} - \dot{Q}^{PC} = \dot{Q}_{WC}^{G-G} - \dot{Q}^{PC} \tag{18}$$

oraz, że

$$\dot{Q}_c^{G-G+PC} = \dot{Q}_c^{G-G}(1-\alpha) + \dot{Q}^{PC} = \dot{Q}_{WC}^{G-G+PC} + \dot{Q}^{PC} \tag{19}$$

przy czym:

$$\alpha = \frac{\dot{Q}^{PC}}{\dot{Q}_c^{G-G}}; \qquad \alpha \in \langle 0; \alpha_{\max} \rangle . \tag{20}$$

Oczywiście, gdy $\alpha = 0$, to $\dot{Q}^{PC} = 0$ i $N_{PC} = 0$. Maksymalna natomiast wartość $\alpha_{\max}$ odpowiada sytuacji, gdy cała moc elektryczna wytwarzana w układzie jest wykorzystywana do napędu sprężarki pompy ciepła, a więc gdy moc cieplna pompy jest maksymalna, $\dot{Q}^{PC} = \dot{Q}^{PC}_{\max}$. Wówczas moc elektryczna N_{el} przekazywana do sieci elektroenergetycznej (rys. 2 i 4):

$$N_{el} = (1-\alpha)N_{G-G} - N_{PC} \tag{21}$$

jest równa zero:

$$N_{el} = (1-\alpha_{\max})N_{G-G} - N_{PC}^{\max} = 0 \tag{22}$$

i przy wykorzystaniu bilansu energii przedstawionym na rys. 4 otrzymuje się, że:

$$\alpha_{\max} = 1 - \frac{N_{PC}^{\max}}{N_{G-G}} = 1 - \frac{\dot{Q}^{PC}}{\varepsilon_E N_{G-G}} = \frac{\eta_{G-G}\varepsilon_E}{\eta_{G-G}\varepsilon_E + (1-\eta_{G-G})\eta_u} < 1 \tag{23}$$

przy czym:

$$\eta_{G-G} = \frac{N_{G-G}}{\dot{E}_{ch}} = \frac{N_{TG} + N_{TE}}{\dot{E}_{ch}} = \eta_{TG} + \eta_{TE} - \eta_{TG}\eta_{TE} \tag{24}$$

$$\eta_{TG} = \frac{N_{TG}}{\dot{E}_{ch}} \tag{25}$$

$$\eta_{TE} = \frac{N_{TE}}{\dot{E}_{ch}(1-\eta_{TG})}. \tag{26}$$

Jak już wyżej zaznaczono, w wyniku sprzęgnięcia elektrociepłowni z pompą ciepła zmniejsza się moc wymiennika WC o wartość $\dot{Q}^{PC}$ (wzór (18)), a tym samym zmniejszają się moc elektryczna elektrociepłowni o wartość $\alpha N_{G-G} + N_{PC}$ oraz zużycie w niej paliwa o wartość $\alpha \dot{E}_{ch}$ (rys. 1, 2, 4).

Sprawność wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowni *gazowo-gazowej* sprzęgniętej z pompą ciepła wyraża się równaniem:

$$\eta_{EC}^{G-G+PC} = \frac{(1-\alpha)(N_{TG} + N_{TE} + \dot{Q}_c) - N_{PC} + \dot{Q}^{PC}}{(1-\alpha)\dot{E}_{ch}} = (1-\eta_{G-G})\eta_u + \frac{N_{el}}{(1-\alpha)\dot{E}_{ch}} + \varepsilon_E\left[\eta_{G-G} - \frac{N_{el}}{(1-\alpha)\dot{E}_{ch}}\right] \tag{27}$$

a sprawność cząstkowa produkcji w niej ciepła wyraża się wzorem:

$$\eta_c^{G-G+PC} = \frac{\dot{Q}_c}{\dot{E}_{ch}^{\dot{Q}_c}} = \frac{(1-\alpha)\dot{Q}_c + \dot{Q}^{PC}}{(1-\alpha)\dot{E}_{ch} - \dfrac{N_{el}}{\eta_{el}}} = \frac{(1-\eta_{G-G})\eta_u + \varepsilon_E\left(\eta_{G-G} - \dfrac{N_{el}}{(1-\alpha)\dot{E}_{ch}}\right)}{1 - \dfrac{N_{el}}{\eta_{el}(1-\alpha)\dot{E}_{ch}}} \tag{28}$$

gdzie:
η_{el} - sprawność energetyczna tzw. elektrowni granicznej.

Wstawiając w równaniu (27) za wielkości α i ε_E wartości zero otrzymuje się oczywiście wzór na sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w elektrociepłowni *gazowo-gazowej* bez pompy:

$$\eta_{EC}^{G-G} = \frac{N_{TG} + N_{TE} + \dot{Q}_c}{\dot{E}_{ch}} = \eta_{G-G} + (1-\eta_{G-G})\eta_u \tag{29}$$

i sprawność cząstkowa wytwarzania w niej ciepła wyraża się równaniem:

$$\eta_c^{G-G} = \frac{\dot{Q}_c}{\dot{E}_{ch}^{\dot{Q}_c}} = \frac{\dot{Q}_c}{\dot{E}_{ch} - \dfrac{N_{G-G}}{\eta_{el}}} = \frac{(1-\eta_{G-G})\eta_u}{1-\dfrac{\eta_{G-G}}{\eta_{el}}} \tag{30}$$

Aby elektrociepłownia gazowo-gazowa sprzęgnięta z pompą ciepła (rys. 2) była termodynamicznie korzystniejsza od elektrociepłowni bez pompy (rys. 1), musi zachodzić relacja:

$$\eta_c^{G-G+PC} > \eta_c^{G-G}, \tag{31}$$

z której wykorzystując wzór (28) otrzymuje się warunek na progową, tj. minimalną wartość wskaźnika efektywności energetycznej pompy gwarantujący opłacalność termodynamiczną jej stosowania:

$$\varepsilon_{E\min} > \frac{\eta_c^{G-G}\left(1-\dfrac{N_{el}}{\eta_{el}(1-\alpha)\dot{E}_{ch}}\right) - (1-\eta_{G-G})\eta_u}{\eta_{G-G} - \dfrac{N_{el}}{(1-\alpha)\dot{E}_{ch}}}. \tag{32}$$

Aby porównać elektrociepłownię gazowo-gazową sprzęgniętą z pompą ciepła ze wszystkimi innymi dostępnymi technologiami energetycznymi produkcji ciepła, we wzorach (31) i (32) należy za sprawność cząstkową η_c^{G-G} podstawić sprawność cząstkową η_c^{EC} każdej innej technologii.

Minimalny wskaźnik $\varepsilon_{E\min}$ z uwagi na małą wartość różnicy wielkości występujących w mianowniku wzoru (32) jest bardzo „czuły" na zmianę ich wartości. Również czuły jest na zmianę wartości sprawności cząstkowej η_c^{EC} (wzór (11); we wzorze tym również w mianowniku występuje różnica) wytwarzania ciepła w elektrociepłowni. Sprawność ta, jak już powyżej zaznaczono, bardzo istotnie zależy od zastosowanej technologii energetycznej, a więc zależy od wskaźnika σ (wzór (12)) skojarzonej pracy elektrociepłowni. Na przykład dla elektrociepłowni pracującej w technologii gazowo-parowej, wskaźnik ten przyjmuje wartość istotnie większą niż dla elektrociepłowni, w której realizowany jest wyłącznie obieg *Clausiusa-Rankine'a.* W zależności zatem od zastosowanej technologii obliczone ze wzoru (32) minimalne wartości $\varepsilon_{E\min}$, które gwarantowałyby termodynamiczną opłacalność stosowania pompy w układzie przedstawionym na rys. 2, przyjmują różne wartości. Co więcej, wartości te zależą od mocy pompy ciepła N_{PC}, która w tych obliczeniach jest wielkością zadaną. Na przykład, gdy silnik *gazowo-gazowy* napędza tylko sprężarkę pompy, tj. gdy N_{el} = 0 (wzór (22)), a więc gdy elektrociepłownia staje się ciepłownią, wówczas oczywiście:

$$\eta_{EC}^{G-G+PC} = \eta_c^{G-G+PC} = (1-\eta_{G-G})\eta_u + \varepsilon_E\eta_{G-G} \tag{33}$$

i wzór (32) można w przybliżeniu zapisać w postaci:

$$\varepsilon_{E\min} > \frac{\eta_c^{G-G} - (1-\eta_{G-G})\eta_u}{\eta_{G-G}} \approx \frac{\eta_c^{G-G}}{\eta_{G-G}}. \tag{34}$$

Na przykład gdyby układ z rys. 2 miał zastąpić elektrociepłownię gazowo-parową, tj. elektrociepłownię, w której realizowane są sprzężone ze sobą w układzie hierarchicznym obiegi *Joule'a i Clausiusa-Rankine'a*, to obliczona ze wzoru (32) minimalna wartość wskaźnika $\varepsilon_{E\min}$ musiałaby być większa od ok. 7, a gdyby natomiast miał zastąpić elektrociepłownię, w której realizowany jest wyłącznie obieg *Clausiusa-Rankine'a*, to wartość $\varepsilon_{E\min}$ musiałaby być większa od ok. 5,5. Są to wartości

nieosiągalne dla pompy ciepła, tak samo jak są nieosiągalne w przypadku, gdyby układ z rys. 2 miał zastąpić elektrociepłownię gazowo-gazową przedstawioną na rys. 1. Stosowanie zatem pompy ciepła niezależnie od tego, w jakiej konfiguracji byłaby zastosowana, jest, jak już wyżej zaznaczono, całkowicie termodynamicznie nieuzasadnione.

Obliczając wartość sprawności cząstkowej η_c^{EC} produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej (wzór (11)), za wartość sprawności tzw. elektrowni granicznej przy obliczaniu ilości paliwa obciążającego wytwarzanie energii elektrycznej, należy oczywiście wstawić sprawność elektrowni gazowo-parowej $\eta_{el} = 0{,}55$. Błędem bowiem byłoby podstawienie do tych obliczeń wartości sprawności elektrowni parowej $\eta_{el} = 0{,}45$, która jest oczywiście mniejsza od sprawności elektrowni gazowo-parowej. Otrzymana bowiem wówczas dla $\eta_{el} = 0{,}45$ wyższa wartość sprawności cząstkowej produkcji ciepła wynikałaby nie ze skojarzenia, a z manipulacji liczbami.

Na końcu należy kolejny raz mocno zaznaczyć, że minimalne wartości $\varepsilon_{E\min}$, które gwarantowałyby ekonomiczną opłacalność stosowania pomp ciepła (wzory (43), (48), (53), (56), (57)), są istotnie większe od wartości $\varepsilon_{E\min}$ obliczanych ze wzorów (15), (32), które gwarantowałyby ich opłacalność termodynamiczną [5]. Pompy ciepła są zatem nie tylko, że nieopłacalne termodynamicznie, to przede wszystkim są nieopłacalne ekonomicznie. Koniecznie należy przy tym stwierdzić, że ostatecznie to efektywność ekonomiczna decyduje o celowości zastosowania danego rozwiązania technicznego, podczas gdy analiza energetyczna (egzergetyczna) pozwala jedynie na poszukiwanie możliwości doskonalenia realizowanych w układach termodynamicznych procesów cieplnych.

Analiza ekonomiczna elektrociepłowni gazowo-gazowej sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła

Nawet spełnienie warunków (6), (15), (32) termodynamicznej opłacalności stosowania pomp ciepła nie dowodziłoby jeszcze o celowości ich instalowania w systemach grzewczych. Decydować bowiem o tym powinien rachunek ekonomiczny. W rachunku tym uwzględnia się roczne produkcje ciepła Q_R i elektryczności E_R. Produkcję Q_R oblicza się wykorzystując roczny uporządkowany wykres sumarycznego zapotrzebowania na komunalną moc cieplną $\dot{Q}_c$ zmieniającą się w czasie w zależności od temperatury otoczenia [1, 2] (Q_R jest całką oznaczoną funkcji $\dot{Q}_c$ w przedziale czasu od zera do rocznego czasu τ_R pracy elektrociepłowni). Natomiast produkcję E_R oblicza się mnożąc moc $N_{G\text{-}G}$ przez czas τ_R: $E_R = N_{G-G}\tau_R$. Moc elektryczna elektrociepłowni *gazowo-gazowej* jest bowiem stała, nie zmienia się ze zmianą mocy cieplnej $\dot{Q}_c$ [1]. Aby być jednak precyzyjnym należy zaznaczyć, że moc $N_{G\text{-}G}$ także się zmienia, ale wyłącznie w wyniku zmian gęstości powietrza doprowadzanego do sprężarek turbiny gazowej i turboekspandera, która także, co oczywiste, zależy od temperatury otoczenia. W przedstawionych zatem powyżej wzorach termodynamicznych moc $N_{G\text{-}G}$ jest zatem mocą średnią w danym zakresie zmian gęstości powietrza. Aby obliczyć wartość E_R można także, co w analizach ekonomicznych jest „wygodne", posłużyć się rocznym wskaźnikiem σ_R skojarzonej pracy elektrociepłowni: $E_R = \sigma_R Q_R$.

Porównawcza analiza ekonomiczna elektrociepłowni gazowo-gazowej sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła z elektrociepłownią gazowo-gazową bez pompy

Warunkiem koniecznym ekonomicznej opłacalności stosowania elektrociepłowni gazowo-gazowej sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła (rys. 2) jest, aby roczny koszt K_{Rc}^{G-G+PC} produkcji w niej ciepła obliczany zgodnie z obowiązującą metodą kosztu unikniętego (kosztem unikniętym jest przychód ze sprzedaży wyprodukowanej w elektrociepłowni w ciągu roku energii elektrycznej $E_R^{G-G+PC}e_{el}$) był niższy od rocznego kosztu K_{Rc}^{G-G} wytwarzanego ciepła w elektrociepłowni bez pompy (rys. 1), przy czym oczywiście obowiązuje warunek (17):

$$K_{Rc}^{G-G+PC} = (z\rho + \delta_{rem})J^{G-G+PC} + K_{pal}^{G-G+PC} + K_{śr}^{G-G+PC} - E_R^{G-G+PC}e_{el} \le K_{Rc}^{G-G} = (z\rho + \delta_{rem})J^{G-G} + K_{pal}^{G-G} + K_{śr}^{G-G} - E_R^{G-G}e_{el} \quad (35)$$

gdzie:

e_{el} - jednostkowa cena energii elektrycznej,

E_R^{G-G+PC}, E_R^{G-G} - roczna produkcja energii elektrycznej w elektrociepłowni gazowo-gazowej sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła i w elektrociepłowni bez pompy,

J^{G-G+PC}, J^{G-G} - nakłady inwestycyjne na elektrociepłownię z pompą i bez pompy ciepła,

K_{pal}^{G-G+PC}, K_{pal}^{G-G} - roczne koszty paliwa,

$K_{śr}^{G-G+PC}$, $K_{śr}^{G-G}$ - roczne koszty za gospodarcze korzystania ze środowiska naturalnego,

$z\rho$ - roczna stopa obsługi kapitału inwestycyjnego (stopa amortyzacji oprocentowanej),

δ_{rem} - stopa kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (koszty konserwacji i remontów urządzeń),

gdzie (patrz bilans energii - rys. 4):

$$E_R^{G-G+PC} = (1-\alpha)E_R^{G-G} - E_R^{PC} \tag{36}$$

$$E_R^{PC} = \frac{Q_R^{PC}}{\varepsilon_E} = \frac{\alpha Q_R}{\varepsilon_E} \tag{37}$$

$$K_{pal}^{G-G+PC} = (1-\alpha)K_{pal}^{G-G} = (1-\alpha)\frac{Q_R + E_R^{G-G}}{\eta_{EC,R}^{G-G}} e_{gaz} \tag{38}$$

$$J^{G-G+PC} = J^{G-G} - \Delta J^{G-G} + J^{PC} = (1-\alpha)J^{G-G} + J^{PC} \tag{39}$$

oraz założono, że:

$$\Delta J^{G-G} = \alpha J^{G-G} \tag{40}$$

$$J^{G-G} = N_{G-G}\, i^{G-G} = \frac{E_R^{G-G}}{\tau_R} i^{G-G} \tag{41}$$

$$J^{PC} = \dot{Q}^{PC} i^{PC} = \frac{\alpha Q_R}{\tau_R} i^{PC} \tag{42}$$

gdzie:
e_{gaz} - jednostkowa cena gazu,
E_R^{PC} - roczne zużycie energii elektrycznej do napędu sprężarki pompy ciepła,
i^{G-G} - jednostkowe (na jednostkę mocy) nakłady inwestycyjne na elektrociepłownię gazowo-gazową (w obliczeniach przyjęto wartość i^{G-G} = 1400 PLN/kW [4]; nakłady te dotyczą zarówno elektrociepłowni, jak i elektrowni (rys. 1) o mocy elektrycznej od ok. 80 do 100 MW; należy zaznaczyć, że nakłady i^{G-G} hiperbolicznie maleją ze wzrostem mocy powyżej 80-100 MW i odwrotnie, rosną z maleniem mocy poniżej 80-100 MW),
i^{PC} - jednostkowe (na jednostkę mocy) nakłady inwestycyjne na pompę ciepła,
Q_R - roczna produkcja ciepła w elektrociepłowni gazowo-gazowej z pompą ciepła i bez pompy,
$\eta_{EC,R}^{G-G+PC}$, $\eta_{EC,R}^{G-G}$ - sprawności energetyczne wyznaczone dla okresu rocznego pracy elektrociepłowni gazowo-gazowej sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła i bez pompy przy czym zachodzi równość $\eta_{EC,R}^{G-G+PC} = \eta_{EC,R}^{G-G}$ (patrz równanie (27)),
τ_R - roczny czas pracy elektrociepłowni (w obliczeniach przyjęto τ_R = 8424 h).

W równaniu (35) można pominąć roczne koszty za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego z uwagi, że w dużym stopniu wzajemnie się kompensują.

Po podstawieniu do zależności (35) wzorów od (36) do (41) i następnie dzieląc ją obustronnie przez Q_R otrzymuje się zależność na minimalną wartość wskaźnika $\varepsilon_{E\min}$ efektywności energetycznej sprężarkowej pompy ciepła gwarantującą opłacalność ekonomiczną jej stosowania jak w układzie na rys. 2:

$$\frac{1}{\varepsilon_{E\min}} \le \frac{e_{gaz}}{e_{el}}\left(\frac{1+\sigma_R^{G-G}}{\eta_{EC,R}^{G-G}}\right) - \sigma_R^{G-G} + (z\rho + \delta_{rem})\frac{\sigma_R^{G-G} i^{G-G} - i^{PC}}{\tau_R e_{el}} \tag{43}$$

przy czym roczny wskaźnik skojarzonej pracy elektrociepłowni wyraża się równaniem:

$$\sigma_R^{G-G} = \frac{E_R^{G-G}}{Q_R} = \frac{N_{G-G}\tau_R}{Q_R}. \tag{44}$$

Wartości wskaźnika σ_R^{G-G} i sprawności $\eta_{EC,R}^{G-G}$ przedstawiono w [1].

Uzyskana za pomocą wzoru (43) dla danych cen e_{el}, e_{gaz} wartość wskaźnika $\varepsilon_{E\min}$ jest na tyle duża (wielokrotnie większe od wartości uzyskiwanych za pomocą wzorów na termodynamiczną opłacalność ich stosowania), że w praktyce jest ona nieosiągalna dla produkowanych pomp ciepła. Wyznaczając natomiast za pomocą wzoru (43) maksymalną wartość ceny energii elektrycznej e_{el} przy danej cenie gazu e_{gaz} i danej wartości wskaźnika ε_E, otrzymuje się ujemną wartość tej ceny, co oznacza, że pompa musiałaby być dofinansowywana. Jej użytkownik musiałby otrzymywać dotacje w wysokości iloczynu zużytej energii elektrycznej do napędu pompy i otrzymanej ujemnej wartości e_{el}. Inną możliwością, aby użytkownikowi opłacało się stosować pompę ciepła byłoby jej sfinansowanie przez Skarb Państwa.

Porównawcza analiza ekonomiczna elektrociepłowni gazowo-gazowej sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła z elektrociepłownią gazowo-parową oraz parową

Warunek konieczny ekonomicznej opłacalności stosowania układu z rys. 2 do produkcji ciepła w porównaniu ze źródłem alternatywnym (elektrociepłownią parową lub gazowo-parową) przedstawia się identycznie, jak warunek (35):

$$K_{Rc}^{G-G+PC} = (z\rho + \delta_{rem})J^{G-G+PC} + \frac{Q_R + E_R^{G-G+PC}}{\eta_{EC,R}^{G-G+PC}} e_{gaz} + K_{śr}^{G-G+PC} - E_R^{G-G+PC} e_{el} \leq$$
$$\leq K_{Rc}^{EC} = (z\rho + \delta_{rem})J^{EC} + \frac{Q_R + E_R^{EC}}{\eta_{EC,R}} e_{pal} + K_{śr}^{EC} - E_R^{EC} e_{el} \tag{45}$$

Z zależności (45) wykorzystując równanie (36) otrzymuje się warunek konieczny, jaki musi spełniać wskaźnik efektywności energetycznej pompy ciepła ε_E, aby jej stosowanie w układzie jak na rys. 2 było ekonomicznie opłacalne:

$$\frac{1 + \varepsilon_{E\min}\sigma_R^{G-G+PC}}{\varepsilon_{E\min}\eta_{TG} + (1-\eta_{TG})\eta_{u,R}} \leq (\sigma_R^{G-G+PC} - \sigma_R^{EC})\frac{e_{el}}{e_{gaz}} + \frac{1+\sigma_R^{EC}}{\eta_{EC,R}}\frac{e_{pal}}{e_{gaz}} + \frac{(z\rho + \delta_{rem})(J^{EC} - J^{G-G+PC})}{Q_R e_{gaz}} \tag{46}$$

Zapisując w (46) nakłady inwestycyjne na elektrociepłownię parową lub gazowo-parową za pomocą wzoru:

$$J^{EC} = N_{el}^{EC} i^{EC} = \frac{E_R^{EC}}{\tau_R} i^{EC} \tag{47}$$

oraz wykorzystując wzory (39) i (41) otrzymuje się ostatecznie:

$$\frac{1 + \varepsilon_{E\min}\sigma_R^{G-G+PC}}{\varepsilon_{E\min}\eta_{TG} + (1-\eta_{TG})\eta_{u,R}} \leq (\sigma_R^{G-G+PC} - \sigma_R^{EC})\frac{e_{el}}{e_{gaz}} + \frac{1+\sigma_R^{EC}}{\eta_{EC,R}}\frac{e_{pal}}{e_{gaz}} + (z\rho + \delta_{rem})\left[\frac{\sigma_R^{EC}}{e_{gaz}\tau_R} i^{EC} - (1-\alpha)\frac{\sigma_R^{G-G}}{e_{gaz}\tau_R} i^{G-G} - \frac{\alpha i^{PC}}{\tau_R e_{gaz}}\right] \tag{48}$$

przy czym wielkości $\sigma_R^{G-G+PC} = E_R^{G-G+PC}/Q_R$, $\sigma_R^{EC} = E_R^{EC}/Q_R$ oznaczają kolejno roczny wskaźnik skojarzonej pracy elektrociepłowni gazowo-gazowej sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła oraz elektrociepłowni alternatywnej, parowej lub gazowo-parowej. Wskaźnik „chwilowy" σ^{G-G+PC}, tj. wskaźnik odpowiadający chwilowej mocy cieplnej $\dot{Q}_c$ (moc $\dot{Q}_c$, jak już wspomniano, zmienia się istotnie ze zmianą temperatury otoczenia [1, 2]) i mocy elektrycznej N_{el} (rys. 2) elektrociepłowni wyraża się wzorem:

$$\sigma^{G-G+PC} = \frac{N_{el}}{\dot{Q}_c} = \frac{(1-\alpha)N_{G-G} - N_{PC}}{\dot{Q}_c} = (1-\alpha)\sigma^{G-G} - \frac{\alpha}{\varepsilon_E} \tag{49}$$

przy czym:

$$\sigma^{G-G} = \frac{N_{G-G}}{\dot{Q}_c}. \tag{50}$$

Oczywiście zachodzi relacja, że $\sigma^{G-G+PC} < \sigma^{G-G}$. Gdy $\alpha = \alpha_{\max}$ (wzór (23)), to $\sigma^{G-G+PC} = 0$.

Ze wzoru (49) oblicza się także, co oczywiste, wartość roczną wskaźnika σ_R^{G-G+PC}. Należy wówczas w (49) za wskaźnik „chwilowy" σ^{G-G} podstawić wartość wskaźnika rocznego σ_R^{G-G} (wartość σ_R^{G-G} przedstawiono w [1]), a za efektywność energetyczną pompy jej wartość realną, która wynosi ok. $\varepsilon_E = 2{,}5$.

We wzorze (48) roczna wartość wskaźnika skojarzenia dla elektrociepłowni gazowo-parowej równa się $\sigma_R^{EC} = \sigma_R^{G-P} = 4$ [3], dla parowej, a więc gdy w elektrociepłowni raelizowany jest obieg Clausiusa-Rankine'a $\sigma_R^{EC} = \sigma_R^{C-R} = 0{,}6$. Jednostkowe nakłady inwestycyjne dla elektrociepłowni *gazowo-parowej* można przyjąć w wysokości $i^{EC} = i^{G-P}$ = 3000 PLN/kW [4], dla *parowej* $i^{EC} = i^{C-R}$ = 5000 PLN/kW. W przypadku porównania elektrociepłowni gazowo-gazowej sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła z elektrociepłownią gazowo-parową we wzorze (48) za cenę e_{pal} oczywiście należy podstawić cenę gazu e_{gaz}.

Porównawcza analiza ekonomiczna elektrociepłowni gazowo-gazowej sprzęgniętej ze sprężarkową pompą ciepła z ciepłownią

Podstawiając do wzoru (46) wartość $\sigma_R^{EC} = 0$ oraz za J^{EC} wartość J^K i za sprawnoć energetyczną elektrociepłowni $\eta_{EC,R}$ sprawność kotła η_K otrzymuje się warunek konieczny, jaki musi spełniać wskaźnik efektywności energetycznej $\varepsilon_{E\min}$ pompy ciepła, aby stosowanie elektrociepłowni gazowo-gazowej z nią sprzęgniętej było opłacalne w porównaniu z ciepłownią:

$$\frac{1+\varepsilon_{E\min}\sigma_R^{G-G+PC}}{\varepsilon_{E\min}\eta_{TG}+(1-\eta_{TG})\eta_{u,R}} \le \sigma_R^{G-G+PC}\frac{e_{el}}{e_{gaz}} + \frac{1}{\eta_K}\frac{e_{pal}}{e_{gaz}} + \frac{(z\rho+\delta_{rem})(J^C - J^{G-G+PC})}{Q_R e_{gaz}} \tag{51}$$

Zapisując w (51) nakłady inwestycyjne na ciepłownię za pomocą wzoru:

$$J^C = \dot{Q}_c^C\, i^C = \frac{Q_R}{\tau_R} i^C \tag{52}$$

oraz wykorzystując wzory (39), (41) i (49) otrzymuje się ostatecznie:

$$\frac{1+\varepsilon_{E\min}(1-\alpha)\sigma_R^{G-G}-\alpha}{\varepsilon_{E\min}\eta_{TG}+(1-\eta_{TG})\eta_{u,R}} \le \left[(1-\alpha)\sigma_R^{G-G} - \frac{\alpha}{\varepsilon_E}\right]\frac{e_{el}}{e_{gaz}} + \frac{1}{\eta_K}\frac{e_{pal}}{e_{gaz}} + (z\rho+\delta_{rem})\left[\frac{i^C - \alpha i^{PC} - (1-\alpha)\sigma_R^{G-G} i^{G-G}}{e_{gaz}\tau_R}\right] \tag{53}$$

gdzie:
i^C - jednostkowe (na jednostkę mocy cieplnej) nakłady inwestycyjne na ciepłownię.

Podsumowanie i wnioski

Dla cen gazu e_{gaz} = 28, 24, 20 PLN/GJ, cen węgla e_{pal} = 13, 11, 9 PLN/GJ, rocznych wartości wskaźników skojarzenia $\sigma_R^{G-G} = 3$, $\sigma_R^{G-P} = 4$, $\sigma_R^{C-R} = 0{,}6$, jednostkowych nakładów inwestycyjnych i^{G-G} = 1400 PLN/kW, i^{G-P} = 3000 PLN/kW, i^{C-R} = 5000 PLN/kW, i^C = 1,5 PLN/MW, i^{PC} = 1 PLN/MW obliczone za pomocą wzorów (43), (48), (53) wartości $\varepsilon_{E\min}$ dla cen energii elektrycznej $e_{el} \in \langle 400;1200\ \text{PLN/MWh} \rangle$ przyjmują wartości ujemne. Aby uzyskać dodatnie wartości $\varepsilon_{E\min}$, to cena energii elektrycznej musiałaby być ujemna. Wynika z tego, że układ ze sprężarkową pompą ciepła przedstawiony na rys. 2 wymaga, jak już zaznaczono wyżej, dotacji. Dotowany musi być koszt jego eksploatacji w wysokości iloczynu zużytej energii elektrycznej do napędu pompy i ujemnej wartości e_{el}. Także sama pompa wymagałaby dofinansowania. Równie nieopłacalne jak układ z rys. 2 są sprzęgnięte z pompą elektrociepłownie gazowo-parowe, silniki tłokowe i turbiny gazowe [5].

Analiza ekonomiczna samodzielnie pracującej sprężarkowej pompy ciepła

W celu uogólnienia rozważań przeanalizowano także efektywność ekonomiczną sprężarkowej pompy ciepła pracującej samodzielnie (rys. 3). W rozdziale 2 przeprowadzono analizę termodynamiczną takiej pracy.

Porównawcza analiza ekonomiczna pracującej samodzielnie sprężarkowej pompy ciepła z elektrociepłownią parową, gazowo-parową i gazowo-gazową

Warunek konieczny ekonomicznej opłacalności stosowania samodzielnie pracującej pompy ciepła (rys. 3) w porównaniu z elektrociepłownią wyraża się równaniem:

$$K_{Rc}^{PC} = (z\rho + \delta_{rem})J^{PC} + \frac{Q_R}{\varepsilon_E} e_{el} + K_{śr}^{PC} \le K_{Rc}^{EC} = (z\rho + \delta_{rem})J^{EC} + \frac{Q_R + E_R}{\eta_{EC,R}} e_{pal} + K_{śr}^{EC} - E_R e_{el} \tag{54}$$

(składnik $Q_R\, e_{el} / \varepsilon_E$ we wzorze (54) oznacza koszt zakupu energii elektrycznej do napędu pompy).

Z zależności (54) otrzymuje się warunek konieczny, jaki musi spełniać wskaźnik efektywności energetycznej $\varepsilon_{E\min}$ pracującej samodzielnie pompy, aby jej stosowanie było opłacalne w porównaniu z elektrociepłownią:

$$\frac{1}{\varepsilon_{E\min}} \le \frac{e_{pal}}{e_{el}} \left(\frac{1 + \sigma_R^{EC}}{\eta_{EC,R}} \right) - \sigma_R^{EC} + \frac{(z\rho + \delta_{rem})(J^{EC} - J^{PC})}{Q_R e_{el}} \tag{55}$$

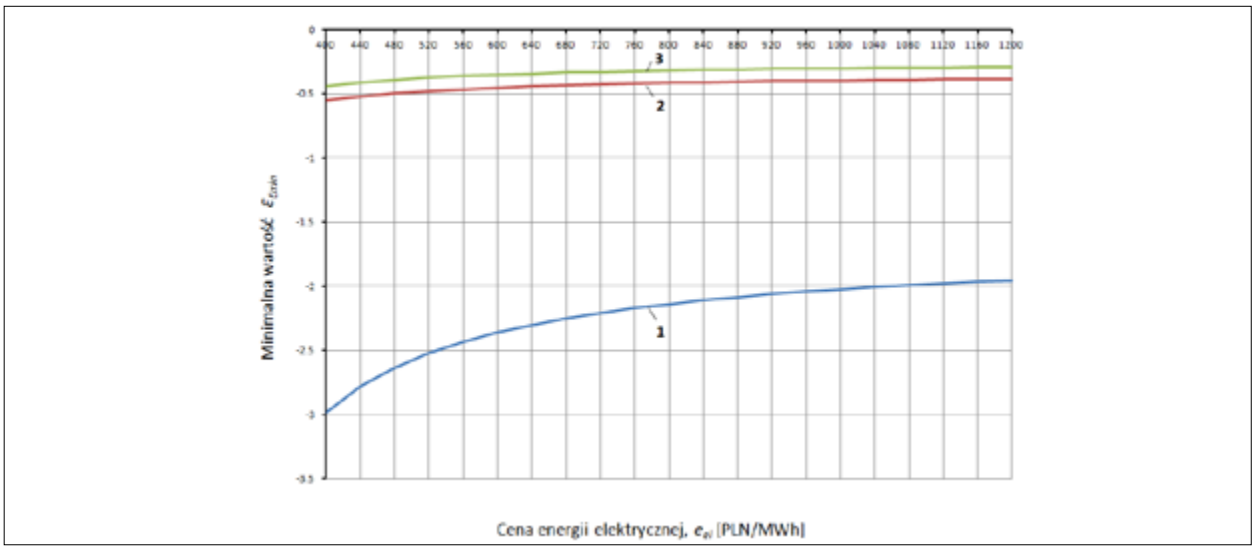
i wykorzystując równania (42) i (47) ostatecznie otrzymuje się:

$$\frac{1}{\varepsilon_{E\min}} \le \frac{e_{pal}}{e_{el}} \left(\frac{1 + \sigma_R^{EC}}{\eta_{EC,R}} \right) - \sigma_R^{EC} + (z\rho + \delta_{rem}) \frac{\sigma_R^{EC} i^{EC} - i^{PC}}{e_{el} \tau_R} . \tag{56}$$

Spełnienie warunków (46) i (55) jest możliwe jedynie przy bardzo małych nakładach inwestycyjnych J^{PC} na pompę, niskiej cenie energii elektrycznej e_{el} i wysokiej cenie paliwa $e_{pal.}$

Warunki (46) i (55) są na ogół ostrzejsze od warunków (6), (15) i (32) termodynamicznej opłacalności stosowania sprężarkowych pomp ciepła. Uzyskiwane bowiem wartości wskaźnika ε_E za pomocą wzorów (46) i (55) są istotnie większe od wartości wskaźników uzyskiwanych za pomocą wzorów (6), (15) i (32).

Obliczone za pomocą wzoru (56) wartości $\varepsilon_{E\min}$ przedstawiono na rys. 5. Jednostkowe nakłady inwestycyjne na pompę ciepła przyjęto w wysokości i^{PC} = 1mln PLN/MW.



Rys. 5. Minimalna wartość $\varepsilon_{E\min}$ w funkcji ceny energii elektrycznej e_{el} z ceną paliwa e_{pal}, wskaźnikiem skojarzenia σ_R^{EC} jako parametrami (1 - elektrociepłownia parowa, e_{pal} = 11 PLN/GJ, $\sigma_R^{EC} = \sigma_R^{C-R} = 0{,}6$, $i^{EC} = 5$ mln PLN/MW; 2 - elektrociepłownia gazowo-gazowa, e_{pal} = 24 PLN/GJ, $\sigma_R^{EC} = \sigma_R^{G-G} = 3$, i^{EC} = 1,4 mln PLN/kW; 3 - elektrociepłownia gazowo-parowa, e_{pal} = 24 PLN/GJ, $\sigma_R^{EC} = \sigma_R^{G-P} = 4$, i^{EC} = 3 mln PLN/MW

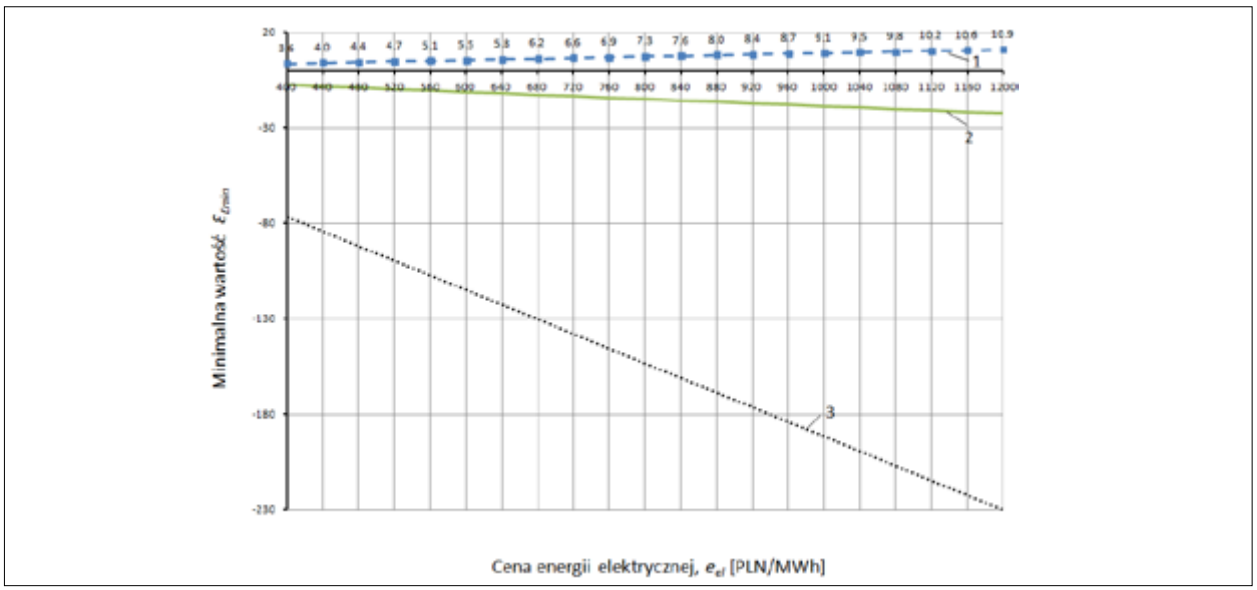
Porównawcza analiza ekonomiczna pracującej samodzielnie sprężarkowej pompy ciepła z kotłownią domową

W sytuacji, gdy sprężarkowa pompa ciepła miałaby zastępować kotłownię domową ($\sigma_R^{EC} = 0$), zależność (55) redukuje się do postaci:

$$\frac{1}{\varepsilon_{E\min}} \le \frac{e_{pal}}{e_{el}} \frac{1}{\eta_K} + \frac{(z\rho + \delta_{rem})(J^K - J^{PC})}{Q_R e_{el}}, \tag{57}$$

Obliczone za pomocą wzoru (57) wartości $\varepsilon_{E\min}$ dla J^{PC} = 60 000 PLN i J^K = 25 000 PLN przedstawiono na rys. 6.

Wstawiając do (57) za cenę zakupu energii elektrycznej przez indywidualnych odbiorców wynoszącą aktualnie w Polsce wartość e_{el} = 600 PLN/MWh i cenę oleju opałowego e_{pal} = 55 PLN/GJ oraz dane dla domu jednorodzinnego: zużycie roczne ciepła Q_R = 150 GJ/r., nakłady kapitałowe pod klucz na pompę J^{PC} = 60 000 PLN (największy udział w tych nakładach mają roboty budowlano-montażowe na montaż parowacza pompy w ziemi na głębokości ok. 1,5 m na przydomowej działce o powierzchni co najmniej 500 m^2), nakłady pod klucz na kotłownię domową J^K = 25 000 PLN oraz podstawiając za $z\rho + \delta_{rem}$ = 0,112 (stopa oprocentowania kapitału inwestycyjnego wynosi wówczas r = 5%, liczba lat amortyzacji równa się 20 lat, stopa kosztów konserwacji i remontów pompy wynosi δ_{rem} = 0,03, okres trwania budowy instalacji centralnego ogrzewania z kotłem lub pompą równa się 1 rok) i za sprawność kotła kondensacyjnego wartość równą tylko η_K = 0,97, otrzymuje się, że wskaźnik $\varepsilon_{E\min}$ powinien być większy od 5,5 (rys. 6). W rzeczywistości wskaźnik $\varepsilon_{E\min}$ powinien być jeszcze większy, gdyż nakłady J^{PC} = 60 000 PLN są zaniżone. Zwiększając nakłady inwestycyjne J^{PC} okazuje się, że $\varepsilon_{E\min}$ zaczyna przyjmować wartości ujemne (rys. 6), co oznacza, że eksploatacja pompy ciepła musi być dotowana. Bezwzględna bowiem wartość ujemnej wartości drugiego składnika prawej strony nierówności (57) zaczyna wówczas przyjmować wartości większe od dodatniej wartości składnika pierwszego. Aby zatem zachodziła relacja mniejszościowa strony lewej od prawej, to cena energii elektrycznej e_{el} musi być ujemna, co w praktyce właśnie oznacza, że użytkownik pompy musiałby otrzymywać dotacje w wysokości iloczynu zużytej energii elektrycznej do napędu pompy i ujemnej wartości e_{el}. Ujemne wartości wskaźnika $\varepsilon_{E\min}$ mają miejsce na przykład w przypadku pompy o nakładach J^{PC} = 60 000 PLN, gdy w kotłowni spalany jest gaz ziemny lub węgiel (rys. 6). W sytuacji gdy nakłady J^{PC} wynosiłyby nawet tylko 40 000 PLN, to dla ceny energii elektrycznej e_{el} = 600 PLN/MWh i ceny gazu równej 24 PLN/GJ wskaźnik $\varepsilon_{E\min}$ musiałby być większy od 12,3, a dla ceny węgla aż od 1444. Pompa ciepła zastępująca kotłownię jest zatem zawsze nieopłacalna ekonomicznie w tym większym stopniu im tańsze jest paliwo, nawet gdyby była efektywna termodynamicznie (patrz wzór (16)).



Rys. 6. Minimalna wartość $\varepsilon_{E\min}$ w funkcji ceny energii elektrycznej e_{el} z ceną paliwa e_{pal} jako parametrem (1 - olej opałowy e_{pal} = 55 PLN/GJ, 2 - węgiel e_{pal} = 11 PLN/GJ, 3 - gaz e_{pal} = 24 PLN/GJ)

Podsumowanie i wnioski końcowe

Przedstawione w pracy wyniki analiz termodynamicznych i ekonomicznych pozwalają sformułować końcowe wnioski:

- stosowanie pomp ciepła jest całkowicie termodynamicznie nieopłacalne. Minimalna bowiem wartość wskaźnika efektywności $\varepsilon_{E\min}$ gwaranatująca ich opłacalność (wzory (15), (32)) musiałaby być bardzo istotnie większa od wartości rzeczywistej wynoszącej $\varepsilon_E \approx 2{,}5$. Jest tak dlatego, gdyż zużycie energii chemicznej paliw kopalnych do produkcji ciepła w układach z pompami jest znacznie większe od zużycia w elektrociepłowniach;
- w jeszcze wyższym stopniu stosowanie pomp ciepła jest nieopłacalne ekonomicznie. Minimalna bowiem wartość wskaźnika efektywności gwaranatująca ekonomiczną opłacalność (wzory (43), (48), (53), (56), (57)) jest wielokrotnie większa od wartości wskaźnika termodynamicznego (wzory (15), (32)). Koszt bowiem ciepła uzyskiwanego z układów z pompą jest znacznie wyższy od kosztów ze źródeł bez pompy. Jest nawet większy od kosztu ciepła z kotłowni domowej, w której spalany byłby najdroższy spośród wszystkich paliw olej opałowy. Tak wysoki koszt ciepła w układach z pompami wynika, jak już zaznaczono, a co bardzo istotne, z większego zużycia w nich paliw kopalnych do jego produkcji;
- najtańsze ciepło grzejne jest uzyskiwane w procesie skojarzonym, tj. gdy jest one wytwarzane jednocześnie z produkcją elektryczności w elektrociepłowniach, gdyż jak już wielokrotnie zaznaczano - najmniejsze jest wówczas żużycie paliw kopalnych.

Warunkiem koniecznym ekonomicznej opłacalności stosowania sprężarkowych pomp ciepła byłyby bardzo niskie ceny napędzającej je energii elektrycznej przy jednocześnie bardzo wysokich cenach paliw kopalnych zasilających alternatywne źródła ciepła. Ale nawet w sytuacji, gdy dostępna byłaby tania energia elektryczna na przykład ze zamortyzowanych elektrowni wodnych lub jądrowych, instalowanie pomp ciepła nie ma uzasadnienia. Bardziej opłacalne jest bowiem wówczas stosowanie bardzo taniego inwestycyjnie ogrzewania elektrycznego. W przypadku bowiem pomp konieczna jest szczególnie bardzo kosztowna inwestycyjnie głęboka ingerencja w środowisko naturalne, wynikająca z konieczności instalowania parowaczy pomp. Co więcej, taka ingerencja jest szkodliwa ekologicznie, niszczy środowisko naturalne. Jest przy tym trudnym do oszacowania w jednostkach pieniężnych źródłem długofalowych kosztów ekologicznych, które także należałoby uwzględniać w rachunku ekonomicznym, co w jeszcze wyższym stopniu powodowałoby nieopłacalność ekonomiczną stosowania pomp.

Sumując, stosowanie pomp ciepła wymaga subwencji ze Skarbu Państwa - zarówno do ich instalowania, jak i ich eksploatacji.

Oceniając celowość stosowania pomp ciepła należy także zwrócić uwagę na fakt, że decyzja o produkowaniu pomp może wynikać, używając eufemizmu, z błędnej polityki energetycznej prowadzonej przez państwo. Nie używając natomiast eufemizmu należy jednoznacznie stwierdzić, że jest świadomym wprowadzaniem ludzi w błąd przy użyciu propagandy o rzekomej opłacalności termodynamicznej i ekonomicznej pomp. Jedynymi beneficjentami takiej „polityki" jest państwo osiągajace korzyści budżetowe z rozwijania u siebie ich produkcji, by je przede wszystkim eksportować. Korzyści osiągają również sprzedawcy pomp oszukując bez skrupułów ludzi w myśl ponadczasowej prawdy: *pecunia non olet*. W praktyce z pomp korzystają nieliczni, a za ich użytkowanie płacą wszyscy podatnicy, gdyż to z ich pieniędzy muszą być one dotowane. Na dotacje stać tylko bogate państwa, na przykład Niemcy. Tam gdzie nie ma dotacji, koszty instalowania i eksploatacji pomp ponoszą sami ich użytkownicy będąc nieświadomymi tego, że jest to wysoce nieopłacalne. Niewiele bowiem ludzi zna się na termodynamice, gdy tymczasem większość ludzi bardzo łatwo ulega propagandzie. Niestety, w tej niedopuszczalnej propagandzie często biorą udział ludzie nauki pisząc o pompach ciepła pozytywnie, jako o godnych polecenia „zielonych" źródłach ciepła. Gdzie jest ich rzetelność naukowa, którą powinni się kierować?! Należy jeszcze raz dobitnie zaznaczyć, że pompy ciepła są rakiem toczącym energetykę, środowisko i kieszenie ich potencjalnych użytkowników w sytuacji braku dotacji.

Jedynymi pompami ciepła, które pomimo wysokich kosztów energii elektrycznej je napędzającej mają głębokie uzasadnienie, to ziębiarki głębokiego mrożenia, chłodnie spożywcze, czy w końcu lodówki. Chronią bowiem najcenniejszą rzecz w życiu człowieka, żywność, i dlatego wysokie koszty ich eksploatacji są w pełni akceptowalne.

Podsumowując należy sformułować ogólną prawdę, że aby osiągnąć coś, co jest przeciwne procesom naturalnym, na przykład by przepływ ciepła odbywał się od temperatury niższej do wyższej, należy liczyć się z ponoszeniem dużych kosztów ekonomicznych i ekologicznych. □

Literatura

Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A.: Thermodynamic and economic analysis of a gas turbine set coupled with a turboexpander in a hierarchical gas-gas system. *Energy* 2020, *190*, 116394, doi:10.1016/j.energy.2019.116394.

Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A., Otawa A., Skomudek W.: Thermodynamic and Economic Analysis of Trigeneration System Comprising a Hierarchical Gas-Gas Engine for Production of Electricity, Heat and Cold. *Energies* 2020, *13*, 1006; doi:10.3390/en13041006.

Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna, WNT, Warszawa 2009 (reprint 2012 WNT, 2017 PWN).

Gas Turbine World. *2007-2008 GTW Handbook*; Pequot Publication, Inc.: Southport, UK; 2007, Volume 26.

Bartnik R., Bartnik B.: Rachunek ekonomiczny w energetyce, WNT, Warszawa 2014.

X Konferencja Techniczna

„Nowy Model Energetyki"

22-24 listopada 2022 r., Kazimierz Dolny

NOWY MODEL ENERGETYKI

W PROGRAMIE M. IN.:

- POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI PEP 2040,
- TRANSFORMACJA POLSKIEJ ENERGETYKI,
- ENERGETYKA JĄDROWA
- STRATEGIA I TECHNOLOGIE WODOROWE,
- BLOKI GAZOWE - STABILIZACJA SYSTEMU,
- WIELKOSKALOWA ENERGETYKA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII - OFFSHORE, FOTOWOLTAIKA, BIOMASA,
- BLOKI WIELOPALIWOWE - SZANSA DLA PALIW LOKALNYCH,
- BLOKI IGCC - SZANSA DLA WĘGLA,
- ENERGETYKA PRZEMYSŁOWA,
- CIEPŁOWNICTWO POWIATOWE,
- SEKWESTRACJA DWUTLENKU WĘGLA - CCS, TECHNOLOGIA CCU.

Partner: Enea

Partner Prawny: KUBAS KOS GAŁKOWSKI

Partner: Polenergia Fotowoltaika

Partner Panelu: BOŚ BANK

Patronat Naukowy: AGH CENTRUM ENERGETYKI; ITC Instytut Techniki Cieplnej

Patronat Medialny: wysokie napiecie.pl

Organizator: nowa Energia

Szczegóły: www.**nowa-energia**.com.pl

KONFERENCJE 2022 nowa Energia

nowa Energia

ZAPISZ SIĘ DO **NEWSLETTERA**