

TEMAT NUMERU | ZIELONA ENERGIA DLA MIAST, PRZEMYSŁU I CIEPŁOWNICTWA

CHODŹ, POMALUJ TEN ŚWIAT

- | OZE w miksie energetycznym
- | stabilność KSE
- | kierunki dekarbonizacji ciepłownictwa





Wspieramy firmy w procesach transformacji energetycznej

Energopomiar to ekspercka firma doradcza i pomiarowa istniejąca od 75 lat. Nasze usługi mają kluczowe znaczenie dla przedsiębiorstw uczestniczących w transformacji energetycznej oraz podmiotów, które wdrażają rozwiązania mające na celu ograniczenie wpływu prowadzonej działalności na środowisko i klimat. Jesteśmy doradcą dla klientów z sektora energetycznego, ciepłowniczego, komunalnego oraz różnych branż przemysłu.



ENERGETYKA

OKIEM STUDENTA

- 8 | **Spojrzenie na energetyczny chaos**
Martyna Krolak
- 10 | **Magazynujemy przyszłość, czyli jak brak baterii może zablokować zieloną rewolucję**
Wiktor Gacki

Z ŻYCIA BRANŻY

- 12 | **Deliberacje, debaty, dyskusje**
Jan Sakławski
- 14 | **Niemcy na dłużej z gazem w ciepłownictwie?**
Aleksandra Fedorska
- 15 | **Ekologia czy substancja miękka i podatna...?**
Zbigniew Krzysztyniak
- 16 | **Jak okiełznać energetycznego potwora dzięki danym**
Tomasz Srebrny
- 18 | **Zimna rezerwa – kluczowa usługa, której nie ma. Cz. 1 Czy na pewno jest nam potrzebna?**
Michał Piecha

BEZPIECZEŃSTWO

- 22 | **Jak ułatwić pracę służb elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej**
Tomasz Olszewski, Michał Gajewski
- 26 | **Cyberzagrożenia dla infrastruktury OZE. Studium rzeczywistych ataków**
Wojciech Sikorski
- 30 | **Układy bezpieczeństwa safety**
Tomasz Kopaczewski

TEMAT NUMERU: ZIELONA ENERGIA DLA MIAST, PRZEMYSŁU I CIEPŁOWNICTWA

- 32 | **OZE – i co dalej?**
Emil Nowiński
- 36 | **Kierunki dekarbonizacji ciepłownictwa a ryzyko dostępności paliw**
Krzysztof Gigol
- 42 | **Potencjał biomasy w transformacji energetycznej**
Hanna Bachowska
- 47 | **Przemysł energochłonny polem do eksperymentów?**
Wywiad z Henrykiem Kalisiem, Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu
- 52 | **8 GWh zielonej energii. Pierwsza biogazownia E.ON w Polsce**
Przemysław Płonka
- 56 | **Zielona energia dla miast i przemysłu**
Aleksander Naumann
- 60 | **Przepis na polski miks**
Kamil Moskwik

PRZESYŁ ENERGII

- 64 | **Światło dla ponurego stanu terenowych sieci dystrybucyjnych**
Dawid Dębiński

CIEPŁOWNICTWO

- 70 | **Zielone ciepło. Wybrane aspekty regulacyjne**
Karolina Palacz
- 74 | **Realistyczna wizja transformacji ciepłownictwa**
Wywiad z Moniką Gruzlewską, Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej
- 79 | **Magazyny ciepła, czyli ciepłownicze must have**
Mariusz Tańczuk
- 86 | **Transformacja po ostródzku**
Wojciech Zalewski

TEMAT NUMERU: ZIELONA ENERGIA DLA MIAST, PRZEMYSŁU I CIEPŁOWNICTWA

47

PRZEMYSŁ
ENERGOCHŁONNY
POLEM
DO EKSPERYMENTÓW?

Wywiad z Henrykiem Kalisiem,
Forum Odbiorców Energii
Elektrycznej i Gazu



Fot. BMP

TEMAT NUMERU: ZIELONA ENERGIA DLA MIAST, PRZEMYSŁU I CIEPŁOWNICTWA

60

PRZEPIS NA POLSKI MIKS

Kamil Moskwik



Fot. 123rf

CIEPŁOWNICTWO

74

REALISTYCZNA WIZJA
TRANSFORMACJI
CIEPŁOWNICTWA

Wywiad z Moniką Gruzlewską,
Polskie Towarzystwo Energetyki
Ciepłej



Fot. PTEC


Dominika Miensopust

redaktor wydania

tel. 32 415 97 74 wew. 15

tel. kom. 728 499 502

e-mail: dominika.miensopust@e-bmp.pl

Chodź, pomaluj ten świat... W jakich kolorach będzie za kilka lat?

Zielony, niebieski, może... szary? Kolory przyszłości energetycznej Polski nie są wyłącznie kwestią estetyki ani ekologicznych marzeń. To bardzo realne pytanie o kierunki transformacji. O inwestycje, technologie, legislację, a przede wszystkim o to, jak je połączyć z rozwojem miast, przemysłu czy np. systemów ciepłowniczych.

Choć Polska ma wciąż jedno z najwyższych poziomów emisji w Unii Europejskiej, to jednocześnie właśnie tutaj rodzi się przestrzeń do innowacji i poszukiwania modeli współpracy między sektorami. Zielona energia nie jest już modnym dodatkiem, lecz stała się niezbędnym elementem strategii rozwoju i konkurencyjności.

Czy jednak zawsze potrafimy nadążyć za tym, co „artysta ma na myśli”? Czy nie jest czasem tak, że na obrazie nie do końca wychodzą nam takie kolory, jakich byśmy sobie życzyli? Co to determinuje? Jak rozwiązać problem, gdy wchodzi się zbyt dużo czarnej farby, a pieniędzy na inne odcienie już brak?

Miasta coraz śміiej sięgają po fotowoltaikę, biogazownie, pompy ciepła, wykorzystanie ciepła odpadowego czy magazyny energii. Również społeczeństwo powoli zaczyna rozumieć, że nie chodzi już tylko o „zielone” deklaracje, ale o konkretne inwestycje. Samorządy bowiem z jednej strony muszą mierzyć się z rosnącymi kosztami energii, a z drugiej – są coraz częściej oceniane przez pryzmat tego, na ile wpisują się w cele klimatyczne i zrównoważony rozwój.

Co z przemysłem i tak bardzo wymuszonym na nim zielonym odcieniem, gdy wiemy, że dla niego nie jest to tylko kwestia środowi-

ska, ale fundament przewagi rynkowej? Europejska taksonomia, mechanizm CBAM, wymogi ESG, dyrektywa IED... Każdy z tych „pędzli” dodaje swoje, a doskonale wiemy, że od nadmiaru nierzadko boli głowa. Niestety, przemysł znalazł się w punkcie, w którym nie maluje według własnego uznania; to już nie paleta życzeń, lecz ekonomiczna konieczność.

Nie inaczej jest w ciepłownictwie. Choć to sektor, który przez lata pozostawał w cieniu wielkiej energetyki zawodowej, to w ostatnim czasie znalazł się w centrum uwagi regulatorów i inwestorów. Stał się areną dynamicznych przemian, ale czy w tym przypadku wystarczy kolorów, które zapewnią wystarczającą intensywność dzieła końcowego?

W tym numerze „Kierunku Energetyka” przyglądamy się wyżej wymienionym aspektom, pokazujemy dobre praktyki, pytamy ekspertów o możliwe scenariusze rozwoju, analizujemy nowe regulacje i wyzwania finansowe.

Kolory przyszłości energetycznej będą takie, jakie wybierzemy (lub zostaną nam wskazane) – decyzjami inwestycyjnymi, wyborami politycznymi i lokalnymi strategiami. „W realu” to nie obraz malowany pastelami, ale konstrukcja z betonu, stali, przewodów i danych. Jednak bez śmiałej wizji, bez odwagi i bez współpracy między sektorami trudno będzie ten obraz uczynić zarówno zielonym, jak i realistycznym.

**KIERUNEK
ENERGETYKA**
bmp
budujemy możliwości
porozumienia

Wydawca:

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

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

Rada Programowa:

prof. Andrzej Błaszczyk, prezes zarządu HYDRO-POMP

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

dr hab. inż. Maria Jędrusik, prof. nadzw. PWt, Politechnika Wrocławska

Henryk Kaliś, przewodniczący Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, prezes Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii

dr hab. inż. Roman Krok, prof. Pol. Śl., Politechnika Śląska

prof. Janusz Lewandowski, Politechnika Warszawska

dr inż. Jerzy Łaskawiec, ekspert ds. energetyki

dr Joanna Maćkowiak-Pandera, prezes zarządu Forum Energii

dr Małgorzata Niestępska, prezes zarządu Elektrociepłownia Ciepłownia

Jan Sakławski, radca prawny – Krajowa Izba Kłastrów Energii i OZE

dr inż. Andrzej Sikora, prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie

Waldemar Szulc, dyrektor biura, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

Prezes zarządu BMP Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k.
Mateusz Grzeszczuk

Redaktor naczelny
Przemysław Płonka

Redakcja techniczna
Marcelina Gąsior

Kolportaż
Zuzanna Ochman
zuzanna.ochman@e-bmp.pl

Sprzedaż:
Krzysztof Sielski, Jolanta Mikołajec-Piela,
Marta Mika, Magda Widzińska, Monika Majewska

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

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

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

Artykułów niezamówionych redakcja nie zwraca.
Fot. na okładce: 123rf



PIERWSZA BIOGAZOWNIA ROLNICZA GRUPY E.ON W POLSCE JUŻ OTWARTA

Instalacja zlokalizowana nieopodal Pułtusza wytworzy około 8 GWh zielonej energii elektrycznej rocznie, w procesie kogeneracji powstanie również ciepło, które może zostać wykorzystane na potrzeby lokalnych odbiorców.

Zgodnie z przyjętymi założeniami obiekt o mocy zainstalowanej 1 MWe w wysokosprawnej kogeneracji będzie pracować w trybie ciągłym, czyli 8 200 godzin w skali roku, przez 15 lat.

Więcej – strona 52

Fot. BMP

ORLEN WPROWADZA NA RYNEK INNOWACYJNĄ TECHNOLOGIĘ PRODUKCJI ENERGII

Grupa ORLEN, jako pierwsza na świecie, komercjalizuje technologię Multifuel, która umożliwia produkcję energii elektrycznej i ciepła z wykorzystaniem wodoru, gazu ziemnego lub ich mieszanki w dowolnych proporcjach i w pełni zautomatyzowanym procesie.

Multifuel to innowacyjne rozwiązanie opracowane przez koncern, we współpracy ze spółką Horus Energia, które przyspieszy wykorzystanie paliw alternatywnych w przemyśle, przyczyniając się do redukcji emisji CO₂ w tym sektorze. Jego biznesowe zastosowanie sprzyja łagodnej transformacji energetycznej, pozostawiając użytkownikom elastyczność w doborze wykorzystywanych źródeł energii. System wielopaliwowy Multifuel może być stosowany w nowych oraz już pracujących jednostkach wytwórczych, zwiększając sprawność produkcji energii elektrycznej nawet o 5%. ORLEN, wraz ze swoim partnerem, wystąpił o ochronę patentową wynalazku.

Źródło i fot.: ORLEN



TRANSFORMACJA ALBO KRYZYS – SEKTOR CIEPŁOWNICTWA SYSTEMOWEGO POTRZEBUJE NATYCHMIASTOWYCH DECYZJI

Aż w 56% systemach ciepłowniczych w Polsce może już po 1 lipca dojść do wzrostów cen – wynika z najnowszych analiz Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie (IGCP).

IGCP – jako organizacja reprezentująca cały sektor, zrzeszająca zarówno największe podmioty, jak i małe oraz średnie przedsiębiorstwa – przygotowała raport w odpowiedzi na pogłębiający się kryzys inwestycyjny i regulacyjny. Jak wskazują eksperci IGCP głęboka, zaplanowana transformacja sektora to dziś jedyne realne rozwiązanie, które w dłuższej perspektywie może ustabilizować ceny ciepła, zapewnić bezpieczeństwo dostaw i realnie poprawić jakość powietrza w Polsce.

Pełna transformacja sektora ciepłownictwa systemowego – obejmująca modernizację źródeł wytwarzania i sieci przesyłowych – będzie wymagała co najmniej 300 miliardów złotych do 2050 roku.

Źródło: informacja prasowa IGCP



NOWA STRATEGIA GRUPY PGE DO 2035 R. ENERGIA BEZPIECZNEJ PRZYSZŁOŚCI. ELASTYCZNOŚĆ

Grupa PGE ogłosiła nową strategię do 2035 roku, której mottem przewodnim jest hasło „Energia Bezpiecznej Przyszłości. Elastyczność”. Zakłada ona inwestycje w inteligentne sieci energetyczne, nowe wielkoskalowe i elastyczne elektrownie gazowe, odnawialne źródła energii, magazyny oraz zintegrowane systemy ciepłownicze.

Szacowane łączne nakłady na rozwój, utrzymanie i akwizycję wyniosą 235 mld zł, co przełoży się na niemal trzykrotny wzrost wyniku EBITDA do 2035 r. i umożliwi powrót do wypłaty dywidendy. Jednym z efektów realizacji przez PGE nowej strategii będzie napływ 150 mld zł do firm z krajowego łańcucha dostaw (local content), co umożliwi długoterminowe wsparcie ich rozwoju. Strategia podtrzymuje cel osiągnięcia neutralności klimatycznej Grupy PGE do 2050 roku, przy czym już do 2035 roku emisje CO₂ zostaną obniżone o 75%.

Źródło i fot.: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

FOEEIG: DROGI GAZ ZIEMNY DLA PRZEMYSŁU? A BĘDZIE JESZCZE DROŻEJ, CZYLI O NOWEJ OPŁACIE GAZOWEJ

Polski sektor przemysłowy wykorzystujący gaz ziemny od dwóch lat boryka się z wysokimi cenami tego surowca na rynku. Jest on powszechnie wykorzystywany zarówno do celów energetycznych, aby pozyskać energię elektryczną lub ciepło na potrzeby procesów przemysłowych, jak i jako surowiec niezbędny do produkcji m.in. nawozów sztucznych.

Jak wskazują dane Eurostatu, w porównaniu do innych dużych gospodarek unijnych, cena końcowa gazu ziemnego w Polsce – z uwzględnieniem podatków i opłat – jest jedną z najwyższych w całej Unii Europejskiej. Dane nie pozostawiają złudzeń – dla największych krajowych odbiorców niebieskiego paliwa, czyli firm zużywających powyżej 4 000 000 GJ (105 mln m³) gazu ziemnego rocznie, jego koszty są zdecydowanie wyższe niż m.in. w Niemczech, Francji, Hiszpanii, Holandii czy Włoszech.

Z inicjatywy Ministerstwa Przemysłu do Sejmu RP został skierowany rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz niektórych innych ustaw (druk sejmowy nr 1239). Projekt ten proponuje wprowadzenie dodatkowej opłaty, która obciąży odbiorców przemysłowych – „opłaty gazowej”.

Źródło: PAP MediaRoom

36 USTAW W 1,5 ROKU – PODSUMOWANIE PRAC MINISTERSTWA KLIMATU I ŚRODOWISKA

14 ustaw przyjętych przez Parlament i podpisanych przez Prezydenta RP, 4 ustawy na ostatnim etapie prac Parlamentu, 18 ustaw już w wykazie prac rządu oraz 83 rozporządzenia – to bilans półtorarocznych prac resortu klimat i środowiska.

Resort odpowiada za trzy ważne działy: energię, klimat i środowisko.

– Stworzyliśmy przepisy mrozące ceny prądu, wspierające rozwój odnawialnych źródeł energii, pomagające miastom w walce z suszami, podtopieniami, powodzią. Przygotowaliśmy wiele rozwiązań deregulacyjnych, jeszcze zanim deregulacja stała się modna. Wprowadziliśmy przepisy zwiększające nasze bezpieczeństwo energetyczne – podkreśla Paulina Hennig-Kloska, ministra klimatu i środowiska.

Źródło i fot.: gov.pl



MEMORANDUM W SPRAWIE OCHRONY INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ MORZA BAŁTYCKIEGO

W odpowiedzi na rosnące zagrożenia geopolityczne oraz znaczenie bezpieczeństwa energetycznego dla stabilności regionu, Polska, Estonia, Litwa i Łotwa podpisały 16 czerwca 2025 r. memorandum o współpracy w zakresie ochrony i odporności infrastruktury energetycznej, ze szczególnym uwzględnieniem infrastruktury podmorskiej.

Wraz z podpisaniem memorandum utworzono międzynarodową i międzyinstytucjonalną grupę roboczą działającą w zakresie ochrony i odporności infrastruktury energetycznej, ze szczególnym uwzględnieniem infrastruktury podmorskiej. Jej działania koncentrować się będą na wspólnych aktywnościach w obszarach: zapobiegania, wykrywania czy reagowania na potencjalne zagrożenia dla krytycznej infrastruktury – zarówno lądowej, jak i morskiej – przed zagrożeniami fizycznymi, cybernetycznymi i innymi.

Źródło: gov.pl

299-466

MLD ZŁOTYCH DO 2050 R.

– tyle, według raportu PTEC, będzie musiało zainwestować polskie ciepłownictwo, aby sprostać unijnym wymaganiom transformacji energetycznej

Źródło:
Raport PTEC pn.:
„Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce – ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych”

.....

”

Zła sytuacja finansowa, rosnące koszty, problemy płynnościowe i w końcu stała nierentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych prowadzi do tego, że część z nich zaprzestaje kupowania i umarzania certyfikatów ETS, mimo grożących kar finansowych

– Krzysztof Gigoł.

(artykuł s. 36)

TAURON INWESTUJE W INSTALACJĘ DO PRODUKCJI ZIELONEGO WODORU

TAURON pozyskał ponad 133 mln zł dofinansowania na budowę innowacyjnej instalacji do produkcji wodoru RFNBO. Środki pochodzące z konkursu BGK przyczynią się m.in. do rozwoju komunikacji wodorowej oraz dekarbonizacji przemysłu w województwie śląskim.

W ramach HP-HRS w Jaworznie zbudowana zostanie instalacja do produkcji zielonego wodoru (RFNBO) w oparciu o elektrolizer o mocy 20 MW wraz z infrastrukturą towarzyszącą. Zapewni ona dostawy zielonego wodoru w ilości nawet 2 800 ton rocznie. W procesie elektrolizy wykorzystywana będzie energia elektryczna pochodząca wyłącznie z odnawialnych źródeł energii – farmy fotowoltaicznej Mysłowice-Dzieńkowice oraz ze źródeł wiatrowych.

Instalacja wytwarzania wodoru zlokalizowana będzie w Jaworznie na terenie Elektrowni Jaworzno III.

Źródło: TAURON Polska Energia



NOWE ZAPLECZE SERWISOWE DLA MORSKICH FARM WIATROWYCH

Wystartowały prace przy budowie bazy operacyjno-serwisowej w Ustce. Inwestycja będzie zapleczem dla obsługi morskiej farmy wiatrowej, którą PGE buduje na Bałtyku wraz z duńską firmą Ørsted.

Uruchomienie Baltica 2 zaplanowane jest na 2027 rok. Baza ma także potencjał, by obsługiwać kolejne projekty morskie PGE. Będzie mieć znaczenie nie tylko dla rozwoju offshore w Polsce, lecz i dla samego regionu.

Obiekt ma się składać z budynku administracyjno-socjalnego, budynku magazynowego, placu manewrowego oraz nabrzeża, przy którym zacumują specjalne, szybkie statki serwisowe do transportu załóg na obszar morskich farm wiatrowych (tzw. CTV – ang. crew transfer vessel). Zostanie wykorzystana już na etapie budowy morskiej farmy wiatrowej Baltica 2 w 2026 roku.

Źródło i fot.: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Spojrzenie na energetyczny chaos

Już jako dziecko nie rozumiałam, dlaczego ludzie uparcie popełniają te same błędy, choć wcześniej zdążyli zirytować nimi całe otoczenie. Od jakiegoś czasu nikt nie traktuje mnie jak dziecko – i słusznie, bo nim nie jestem – ale nadal obserwuję rzeczywistość ze zmieszaniem i słabnącym poczuciem wiary w ludzką mądrość i logiczne myślenie.

Studia na kierunku energetyka miały mnie uwolnić od wielokrotnych, różnych i często sprzecznych opinii charakterystycznych dla nauk humanistycznych. To studia techniczne, gdzie prawidłowe rozwiązanie jest jedno. Ewentualne złe wyniki są skutkiem błędnych założeń. Konkretnie, energetyka jest super, będzie coś stabilnego...

Dość szybko dowiedziałam się, jak funkcjonuje krajowa energetyka. Pokręcona, zagmatwana, ale... działa. Poważni, szanowani ludzie opracowują strategie na kilkadziesiąt lat do przodu, które istotnie zmieniają po dosłownie kilku latach. Wszelkie prawa w zakresie funkcjonowania energetyki (ustawy, rozporządzenia) w naszym kraju przyjmują parlamentarzyści i rząd. Sprawdziłam, ilu z nich jest po energetyce, ilu się na niej zna, ostatecznie: ilu może mieć o niej chociaż teoretycznie (z uwagi na to, co robili w życiu) pojęcie. Jest słabo, bardzo słabo. W znakomitej większości ludzie ci prawdopodobnie nie rozumieją, o czym decydują, popełniając decyzje w chwilach społecznego uniesienia, np. na skutek protestów.

Energetyka na uczelni

Z wykładów profesorów – całkiem mądrych osób, z którymi mamy zajęcia – wyłania się przede wszystkim bezradność potęgi wiedzy technicznej wobec rzeczywistości, w której wiedza ta bywa ignorowana. Niedawno gościł u nas pewien internetowy celebryta – sympatyczny prawnik mówiący o energetyce. Duża aula dosłownie wypełniona po brzegi studentami chętnymi na spotkanie i słuchanie nowinek. W zestawieniu z dwoma profesorami zajmującymi

fot. zasoby autorki



Martyna Krolak

Studentka 3. roku energetyki o specjalizacji źródła odnawialne i nowoczesne technologie energetyczne na Wydziale Inżynierii Środowiska i Energetyki na Politechnice Śląskiej. Członkini koła studenckiego PolSI Racing

się energetyką, również wypowiadającymi się na spotkaniu, ocena celebryty wypadła... skromnie. To zresztą problem obecnych czasów, gdzie o energetyce, zwłaszcza OZE, może mówić każdy, a popularność nie zawsze idzie w parze z rzeczywistą wiedzą.

Na naszej uczelni uruchomiono kierunkowe studia z energetyki jądrowej. Super. Trafili tam całkiem nieźli młodzi ludzie, podobnie jak na kilku innych uczelniach w kraju. Tymczasem to, co się dzieje – a w zasadzie nie dzieje – na placu budowy elektrowni atomowej, nie daje nawet nikłych szans na zatrudnienie w Polsce dla tysięcy specjalistów, którzy za chwilę zasilą rynek pracy. Przyglądając się sytuacji u naszych najbogatszych sąsiadów, którzy z przyczyn czysto ideologicznych pozamykali swoje elektrownie atomowe – nie za bardzo rozumiem,

po co są te studia. W sumie jedyny niedaleko położony kraj, który faktycznie inwestuje i rozwija nowe moce atomowe, to Rosja. Jakoś mi to nie pasuje do naszej lokalnej układanki – z powodów powszechnie znanych od 2014 roku.

SMR, OZE, gaz...

SMR, technologia małych reaktorów w całej serii odmian, na zasadzie: co miasteczko to reaktor i wszyscy szczęśliwi... Też fajnie. Skoro mały reaktor napędza łódź podwodną, okręt czy lotniskowiec, to dlaczego nie wykorzystać go do zaspokojenia potrzeb całych społeczności? Z powodów technicznych wiadomo, dlaczego tego nie robić: ryzyko, że paliwo z takiego reaktora wpadnie w ręce „złych ludzi”, którzy całą jego energię zapragną uwolnić w rekordowo krótkim czasie, dążąc do imponującej eksplozji, jest zbyt duże. Pomijając te

okoliczności, najwięksi gracze na tym rynku, po zaawansowanych próbach, wycofali się jednak z SMR. No dobra, zbankrowali po odcięciu dotacji...

OZE jest super – wiadomo: czysto, cicho, bez emisji. Bez cienia ironii i sarkazmu – tego właśnie chcemy. Z filmów i opowiadań rodziców wiemy, co było niegdyś i nie ma do czego wracać. Nie tęsknimy za tym. Tylko energii elektrycznej z tego nie ma za dużo, a jak już jest, to nie wtedy, kiedy jej potrzebujemy.

Największym problemem omawianego segmentu energetyki jest niedostosowanie sieci elektrycznej i brak w niej miejsca dla nowych OZE. Inwestorzy czekają na zgodę na przyłączenie w czasie wyrzucającym cały biznesplan do kosza, albo po prostu nie dostają zgody i już. Faktycznie, jednym z kluczowych problemów jest współczynnik jednoczesności, na podstawie którego projektowane były sieci osiedlowe. Zakłada on, że jednocześnie z pełnej mocy na osiedlu korzysta maksymalnie 30% odbiorców, co w praktyce ma sens pod warunkiem, że zużywają oni tylko energię elektryczną. Gdyby jednak każdy z nich miał panel i zaświeciłoby słońce, do sieci popłynęłoby tyle energii, że po chwili nie byłoby już do czego wracać. Niby proste. Problem w tym, że koszt wymiany sieci w Polsce oszacowano na ponad 800 mld zł. Dużo. Sprawdziłam, że nasz lokalny Tauron Dystrybucja ma na to rocznie około 2 mld, na cztery województwa. Mało...

Sprawę rozwiążą magazyny energii, tego nikt nie kwestionuje. Na zajęciach liczymy czas zwrotu z kapitału potrzebnego do ich zamortyzowania w obecnych warunkach rynkowych. Chwilowo albo magazyny musiałby być tańsze o 60%, albo energia w nich przetwarzana (czego wam nie życzę) musi znacząco podrożeć, albo ktoś inny nam za to zapłaci (co brzmi całkiem fajnie). Najlepiej nie dokładać z budżetu państwa, bo mamy całą masę innych powodów do wydawania tych pieniędzy, np. na potrzeby młodego pokolenia, które musi choćby gdzieś mieszkać.

O gazie bardzo chciałam napisać, że jest dobrze, bo energetycznie wypada rewelacyjnie. Kilka lat temu członek rządu, obecnie prezes jednej z największych firm energetycznych, organizował objazdowe show i opowiadał o zaletach piecyków gazowych względem kopciuchów. Świetny mówca, ludzie uwierzyli. Zamienili kopciuchy na piecyki gazowe. I wszystko szło gładko, dopóki nie nadszedł rok, w którym cena gazu wzrosła czterokrotnie. Ludzie dostali rachunki i masowo powrócili do palenia wszystkim, tylko nie gazem. Dzisiaj wiemy, że jak Rosja anektuje część innego kraju, który się na to nie godzi, to będzie źle. Nie sądzę, żeby ludzie nie wiedzieli o tym w 2014 roku, a ci, którzy podejmują strategiczne decyzje w imieniu społeczeństwa, po prostu mają obowiązek to wiedzieć. Jeśli dokończymy do tego planowane za pośrednictwem UE podatki za emisję indywidualnych gospodarstw z instalacji ogrzewa-

nia, nie wygląda to obiecująco. Faktycznie, turbiny gazowe idealnie nadają się do bilansowania OZE, tylko kto nam je dostarczy w takiej ilości, jakiej potrzebujemy, kiedy się dowie, że bardzo chcemy, ale pieniędzy na to nie ma?

A co z węglem? Owszem, stabilny, ale tak samo stabilnie prowadzi nas do katastrofy klimatycznej. Oczywiście, nie będziemy ot tak rezygnować z tego starego, dobrego „przyjaciela”. Wciąż bowiem wiele osób boi się, że energia z węgla, która przez dekady napędzała kraj, zostanie wymieniona na wiatraki – a te mogą nie działać, gdy nie wieje, i panele – bezużyteczne, kiedy nie świeci. Tkimy więc w tej „węglowej bańce”. Nie zmienia to faktu, że węgiel powoli staje się technologią przeszłości, której trudno znaleźć miejsce w nowoczesnej energetyce. I choć nikt rozsądny nie proponuje zamykać wszystkich kopalni z dnia na dzień, to czas najwyższy zacząć uczciwie kalkulować jego koszty: i finansowe, ale też zdrowotne czy środowiskowe. Bo jeśli nie zaczniemy działać teraz, za kilkadziesiąt lat będzie nam brakować nie tylko czystej energii, ale również świeżego powietrza do oddychania.

”

Już niebawem, już za chwilę skończymy studia i to my, młodzi energetycy, będziemy kształtować polską gospodarkę energetyczną

Nadzieja wśród młodych

Dostałam możliwość napisania kilku zdań w imieniu studentów. Potraktowałam to poważnie, więc czytając ten tekst bądźcie świadomi: to również opinie wielu moich profesorów, którymi „nasiąkam” na studiach, oraz znajomych, z którymi (choć nie zawsze) oddaję się po zajęciach rozmowom o energetyce. Z tekstu może wynikać, że nie postrzegam obecnej energetyki w Polsce stabilnie i na krzywej wznoszącej. Pragnę was jednak, drodzy czytelnicy, uspokoić. Już niebawem, już za chwilę skończymy studia i to my, młodzi energetycy, będziemy kształtować polską gospodarkę energetyczną. Kwestia czasu. Nie ma powodu, byśmy powielali wasze błędy i nie realizowali technicznych zaleceń, które pozwolą wypełnić nasze zobowiązanie wobec społeczeństwa. A to oczekuje, że energia będzie. I będzie tania. No, może również czysta, ale jednak bardziej, że tania. Możecie spać spokojnie i z nadzieją patrzeć w przyszłość. Będzie dobrze.

Magazynujemy przyszłość, czyli jak brak baterii może zablokować zieloną rewolucję

Użytkownicy iPhone'ów dobrze wiedzą, z jakim ryzykiem wiąże się wyjście na dłuższy spacer czy do pracy w terenie bez jakiegokolwiek powerbanka i dostępu do gniazdka. Taka sytuacja kończy się katastrofą oraz „blackoutem” naszego telefonu i dostępu do cyfrowego świata.

Jeśli jednak uda się dotrzeć do końca dnia z resztkami baterii i natadujemy ją po południu, to ujrzymy podobny wykres zapelnienia naszej baterii jak ten poniżej, czyli zapotrzebowania na moc w KSE w ciągu dnia – tutaj akurat słonecznego 20 maja 2025.

Rytm dnia i sieci elektroenergetycznej

Rano natadujemy telefon (szczyt w systemie), w ciągu dnia normalna eksploatacja, aby wieczorem znowu ładować (popołudniowy szczyt). I tak dzień w dzień. Tak – ale nie do końca, a wręcz odwrotnie – działają magazyny energii elektrycznej. W ciągu dnia zasobniki ładują się, aby dostarczyć mocy podczas szczytów.

Technologii magazynowania energii jest dość sporo, jednak chemia dominuje jako sposób przetrzymywania „prądu”. Baterie są braćmi bliźniakami akumulatorów znanych z telefonów, a co za tym idzie – to całkiem dobrze znana technologia. Aby realnie i widocznie wpłynąć na dobowe wykresy mocy, w Polsce powinno być zainstalowane około 10 GW mocy, co odpowiada 40 GWh zmagazynowanej energii, podczas gdy obecnie mamy poniżej 1 GWh, sumując każdy rodzaj magazynu i prosumenckie instalacje. Różnica między tymi wartościami jest znacząca i mówi sama za siebie.

Polska kontra Kalifornia – jak wypląszyć „wykres kaczkę”?

Przykładem wypląszenia wykresu kaczkę jest, dzięki magazynom, Kalifornia. Takie rozwiązanie przyniosłoby szerokie możliwości dalszego rozwoju OZE w Polsce i od-



foto. zasoby autora

Wiktor Gacki

Student drugiego roku energetyki na Wydziale MEiL PW. Aktywny członek wielu projektów i przewodniczący ds. merytoryki w SKN Energetyki SGH

blokowałyby znaczną liczbę wniosków o przyłączenie farm fotowoltaicznych, które czekają na zgodę od PSE. Jednak infrastruktura w Polsce nie jest jeszcze w pełni przygotowana, w związku z czym operator systemu przesyłowego zmuszony jest do stopniowego dopuszczania nowych odnawialnych źródeł energii.

Kryzys surowcowy a przyszłość baterii

Rozwój magazynowania bazujący na technologiach opartych na surowcach niewystępujących w Europie może generować nowe problemy, a mianowicie kryzys surowcowy. Lit, kobalt, nikiel w znacznym procencie pochodzą z niestabilnych regionów świata, takich jak Kongo. UE stara się temu zaradzić, tworząc baterie sodowo-jonowe. Nie potrzebują one tego typu rzadkich pierwiastków i ich recykling jest obecnie łatwiejszy.

Istnieją również inne metody magazynowania, np. w formie energii mechanicznej. Najstarszym i najlepszym sposobem takiego akumulowania są elektrownie szczytowo-pompowe, np. Żarnowiec. Jest to czysta i dość prosta metoda na zmagazynowanie dużej ilości energii. Niestety, to droga opcja i z wieloma warunkami geograficzno-środowiskowymi koniecznymi do spełnienia.

Ciepło zamiast prądu – skały jako magazyn energii

Według mnie ciekawą pieśnią przyszłości są magazyny ciepła, których działanie wiąże się z podgrzewaniem (przy pomocy nadmiarowej mocy w sieci) skał i innych materiałów z dużą pojemnością cieplną, a następnie



RYS. 1

Zapotrzebowanie mocy KSE

(opracowanie własne, dane: v2.raporty.pse.pl/report/kse-load)

odbiór tej energii do dalszego wykorzystania. W jednym metrze sześciennym, dzięki różnicy temperatur, możemy pomieścić nawet 60 kWh energii. To całkiem spora ilość biorąc pod uwagę prostotę tego rozwiązania. Niepozorna skała może zgromadzić ogromne ilości energii cieplnej, która w Polsce jest równie potrzebna jak elektryczna.

” Technologii magazynowania energii jest dość sporo, jednak chemia dominuje jako sposób przetrzymywania

Zielony biznes – zarabianie na różnicy cen energii

Jak wiadomo, w ciągu dnia OZE indukuje spadek cen energii na rynku hurtowym, a więc nasuwa się pomysł, aby (s)kupić taniej energię i sprzedać z zyskiem w wieczornym szczycie i górze cen. Niestety nie jest to idealne rozwiązanie, ponieważ wraz ze wzrostem popularności magazynów amplituda cen na TGE zmaleje, a dodając do tego koszty konserwacji ogniw, dystrybucji oraz nie zawsze pełne naładowanie i rozładowanie – może to skutkować nieopłacalnością.

Magazyny energii z pewnością będą mogły pomóc w balansowaniu mocy w naszej sieci, przy znacznym udziale pogodozależnego OZE, jednak musimy „zaprzyjaźnić się” z Excelem i przeliczyć opłacalność takiego rozwiązania. Na dziś najlepszym pomysłem jest montowanie odpowiedniej pojemności baterii przy gospodarstwach domowych, a może i w klastrze/spółdzielni energetycznej, oczywiście w połączeniu z PV, wiatrem, biogazem.



JESTEŚ STUDENTEM?

Działasz w kole naukowym?

Chcesz podzielić się swoją opinią dotyczącą energetyki?

Zostań autorem w formacie **OKIEM STUDENTA!**

Napisz do nas!
energetyka@e-bmp.pl



budujemy możliwości porozumienia

OKIEM STUDENTA

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

Deliberacje, debaty, dyskusje

Rodzima energetyka już dawno padła ofiarą jałowego sporu toczonego przez zwaśnione polskie plemiona, które chyba już same nie wiedzą, co je w zasadzie od siebie odróżnia. Poglądy, koncepcje, pomysły były pierwszą ofiarą tej wojny. Kultura deliberacji zniknęła (za Janem Rokitą), a w to miejsce weszła pogoń za różnie rozumianymi „lajkami” i „szerami”. Męczymy się, strasznie się męczymy w naszej energetyce...

Ponieważ kandydat obozu nierządzącego wygrał wybory prezydenckie, a jednocześnie wciąż utrzymująca się większość rządowa nie zamierza proponować przedterminowych wyborów parlamentarnych, wygląda na to, że zbliżamy się do momentu, w którym obie zwaśnione strony będą musiały podjąć strategiczną decyzję w zakresie energetyki. Albo spróbują się dogadać i wyjąć pewne sprawy przed nawias bieżącego sporu, albo czekają nas ponad dwa lata dryfu. Politycznie, szczególnie stronie nierządowej, opłaca się pewnie dryf. To nie jest jednak rubryka o polityce, chociaż muszę o niej pisać częściej niż bym chciał. Odkładając więc politykę na półkę, muszę stwierdzić jasno, że nie mamy czasu na dwa i pół roku bezwładności w energetyce. Tematów do zrobienia jest mnóstwo i każde opóźnienie będzie bardzo mocno odczuwalne w kolejnych latach.

Co jest do zrobienia?

Ta lista mogłaby być bardzo długa, więc ograniczę się do wyliczenia kilku absolutnie podstawowych problemów. W mojej ocenie są to: brak długofalowych strategii oraz systemowa niezdolność do ich aktualizowania, przestarzałe procedury przyłączeniowe, niedostosowanie usług systemowych do nowoczesnego miksu, powierzchowność i podporządkowanie dyskusji bieżącemu sporowi politycznemu.

Po pierwsze – brak strategii. Niektórzy twierdzą, że jeżeli ktoś ma wizję, to powinien pójść do lekarza. Cóż, nie podzielam tego poglądu. Zmagamy się od lat z niezdolnością do zarysowania celów przekraczających ramy jednej kadencji parlamentu, o czym zdarzało mi się już pisać na tych łamach. Powodów tej sytuacji jest wiele i wszyscy je znają, więc nie ma sensu ich ponownie przytaczać. Budującym



fot. zasoby autora

Jan Saklowski
członek zarządu
Krajowej Izby Kłastrów
Energii i OZE

przykładem tego, że nasze społeczeństwo ma dość takiego podejścia, były sprawy CPK i elektrowni atomowej w Choczewie. Na podejmowane próby wygaszenia obu projektów pojawiło się niemal jednogłośnie oburzenie. To dobry sygnał, ale jedna jaskółka wiosny nie czyni. Energetyka zmieniła się w ostatnich latach. Dostęp do energii zaczyna być rozpatrywany jako prawo człowieka, a coraz częściej widzimy, że różnej maści stepowi watażkowie uwielbiają stosować szantaż polityczny, w którym głównym instrumentem są ceny nośników energii.

Bezpieczeństwo energetyczne zostało w naszej ustawie opisane w sposób, który nie pozostawia żadnych wątpliwości co do znaczenia tego terminu. Jest to stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wyma-

gań ochrony środowiska. Bezpieczeństwo energetyczne po prostu musi stać się stałym elementem każdej strategii. Jeżeli chcemy budować zdolności militarne – będziemy potrzebować energii. Jeśli zamierzamy rozbudowywać bazę przemysłową – będziemy potrzebować energii. Jeżeli mamy tworzyć kompetencje w zakresie cyfrowym – będziemy potrzebować ogromnych ilości energii. Tymczasem elektrownia w Choczewie ma powstawać jeszcze kilkanaście lat, SMR to na razie kropka na horyzoncie, duże jednostki gazowe od lat nie mogą przebić się w rynku mocy i nie są rozwijane, development OZE i BESS trwa krócej, ale to wciąż długości liczone w latach. Nie mamy już czasu na klócenie się o detale i najwyższa pora, by ustalić wspólnie i ponad podziałami, czego w zasadzie od tej energetyki chcemy.

Na koniec ostatnia uwaga w tym zakresie. To nie jest kwestia pieniędzy na inwestycje – te są u inwestorów, a ci chcą je wydawać. Jednak bez klarownej wizji i z ryzykiem odwrócenia planów o 180 stopni co cztery lata, nie opuszczają one ich portfeli.

Przyłączenia, przyłączenia, przyłączenia...

Po drugie, wymyślenie na nowo procedury przyłączeniowej. System oceny wniosków o przyłączenie powstawał w latach dziewięćdziesiątych i był przewidziany na potrzeby przyłączenia odbioru. W systemie funkcjonowały wówczas jedynie duże elektrownie, a jedyne, co chcieliśmy przyłączać, to duże jednostki odbiorcze: centra handlowe, zakłady wytwórcze czy wielkie osiedla mieszkalne. Wiemy już, że procedura ta nie przystaje do współczesnych wymagań. Czas rozpatrzenia wniosku przez operatorów niemal zawsze przekracza terminy wynikające z ustawy. Oczywiście, w celu utrzymania pozorów dokonuje się to pod przykrywką „uzupełniania braków formalnych”, ale jako osoba biorąca w tych procesach udział mogę powiedzieć, że większość owych braków to – z amerykańskiego – tak zwany „BS” (nie mogę rozwinąć tego skrótu na niniejszych łamach, ale proszę o samodzielne wyszukiwanie). Bywałem wzywany do czytelniejszego podpisywania dokumentów, wyjaśniania ciągłości własności gruntu od króla Ćwieczka, przedkładania pełnomocnictw dla członków zarządu itd., itp. Problem dostrzegają również PSE i PTPIREE. Nasz operator przesyłowy proponował, na głośnym posiedzeniu komisji sejmowej, wprowadzenie systemu aukcyjnego, w ramach którego potencjalni inwestorzy będą konkurowali w otwartej procedurze o dostęp do sieci. Z kolei PTPIREE utworzyło zespoły robocze z przedstawicielami rynku, na których starają się naprawić szwankujący system przyłączeń. Too little, too late chciałoby się powiedzieć, bo ten system, o ile nie chce zablokować naszej transformacji energetycznej na lata, wymaga nie ewolucji, a rewolucji.

Systematyczność w systemie

W czerwcu ubiegłego roku ruszyła pełną parą nowa iteracja rynku bilansującego. Rozliczenia piętnastominutowe, dostęp dla BESS, jasne zasady kontraktowania, nowe warunki dla DUB i agregatorów, etc. W tym roku z kolei będziemy organizować ostatnią aukcję główną na rynku mocy. I co dalej? Trudno powiedzieć. W kształtowaniu docelowego modelu rynku miotamy się niezdolnie od ściany do ściany. Chcemy więcej mocy dyspozycyjnych, ale jednostki gazowe od lat przegrywają na rynku mocy z tańszymi magazynami. Chcemy magazynów, ale KWD obniżane jest do poziomów absurdalnych, co wywraca model biznesowy i w konsekwencji niweluje bankowalność projektów. PSE stara się w tym chaosie nawigować, ale przychodzi to trudno, ponieważ jako OSP nie są odpowiedzialni za stymulowanie rynku a za bezpieczeństwo dostaw. Stymulacja to zadanie rządzących. Ponadto,

w ostatnim czasie słyszałem krytykę merit order. Owszem, system ten ma problemy, ale jeżeli jego przeciwwagą ma być priorytet energii z polskiego surowca, który już teraz kosztuje dwa razy więcej niż w portach ARA, to istnieje duża szansa, że naród w końcu postawi kosi na sztorc w podziękowaniu za taką strategię. Apeluję więc: ustalmy model rynku, w którym konsument i biznes mają energię w akceptowalnej cenie, a inwestor dostęp do długoterminowych strumieni przychodu, pozwalających mu sfinansować projekt.

” Nie mamy czasu na dwa i pół roku bezwładności w energetyce. Tematów do zrobienia jest mnóstwo i każde opóźnienie będzie bardzo mocno odczuwalne w kolejnych latach

Wymijmy głowy z chmur

Ostatni apel dotyczy już stricte polityczności. Brak czasu, o którym pisałem na początku, obejmuje również sferę tłumaczenia oczywistości. Tak, klimat zmienia się w wyniku działań człowieka. Nie, UE, a tym bardziej Polska, same świata nie zbawią. Tak, transformacja energetyczna będzie postępować i produktem ze śladem węglowym będzie coraz trudniej konkurować na światowych rynkach. Nie, nie wyłączymy elektrowni węglowych pojutrze, pozostaną one w systemie tak długo, jak to konieczne, a ich rola będzie się zmieniać w kierunku pracy w szczycie zapotrzebowania. I tak dalej, i tak dalej. Fakty nie mogą być negocjowane, fakty nie mają barw politycznych, fakty będą istniały, nawet jeżeli nam się nie podobają.

Skoro mamy to za sobą, apeluję serdecznie, żebyśmy zajęli się dostosowywaniem naszej gospodarki do światowych trendów i przestali już opowiadać dyrdymały w tę czy inną stronę. Obrażanie się na rzeczywistość nie jest i nigdy nie będzie dobrym sposobem na radzenie sobie z wyzwaniami współczesności. Małe dzieci czasem wierzą, że jak zamkną oczy i czegoś sobie bardzo zażyczą, to gdy je z powrotem otworzą życzenie będzie spełnione. Nie bądźmy jak dzieci. Planujmy, działajmy, poprawiajmy się, ale proszę – nie zamykajmy oczu.

Niemcy na dłużej z gazem w ciepłownictwie?

Poprzednie niemieckie rządy nalegały na szybką wymianę kotłów gazowych starszej daty na nowsze technologie oraz bezemisyjne źródła energii. Jak jest dziś?

Koalicja pod przywództwem Angeli Merkel zdecydowała w 2020 r., że kotły na paliwo płynne lub gazowe, które zostały zainstalowane w Niemczech przed 1991 r., nie mogą być już zasadniczo eksploatowane. W przypadku kotłów gazowych i olejowych, zamontowanych po 1991 r., obowiązuje okres 30 lat eksploatacji. Trzy dekady po instalacji należy je również wymienić... Ustawa ta od początku zawierała jednak pewne wyjątki, na przykład dla kotłów niskotemperaturowych i kondensacyjnych, które stanowią zdecydowaną większość kotłów sprzedanych w ciągu ostatnich 30 lat.

Ostatecznie jednak poprzedni rząd musiał częściowo wycofać się z tych decyzji, ponieważ niektórzy właściciele domów w Niemczech nie zaakceptowali rozwiązań, które byłyby dla nich finansowo nie do udźwignięcia.

Obecnie niemieckie prawo o ciepłownictwie reguluje, że 65% nowych systemów grzewczych musi być zasilanych energią odnawialną. W dużych miastach przepis ten ma obowiązywać od 2026 r., w mniejszych gminach – od 2028 r. Zgodnie z tą zasadą możliwe są hybrydowe systemy grzewcze, na przykład połączenie pompy ciepła i ogrzewania gazowego, o ile pompa ciepła jest wystarczająco mocna, aby spełnić 65-procentowy limit w skali roku.

Bez przymusu

Po zmianie rządu w Niemczech, nowa federalna minister gospodarki Katherina Reiche opowiada się jednak za dalszym użytkowaniem starych kotłów gazowych. W rozmowie z gazetą „Tagesspiegel” podkreśliła, że właściciele domów z takimi urządzeniami nie powinni być zmuszani do ich natychmiastowej wymiany. – Nie możemy zmuszać ludzi do wymiany w pełni funkcjonalnych urządzeń grzewczych – powiedziała Reiche, odnosząc się do niemieckiej ustawy o ochronie klimatu w budynkach (GEG), która wymaga wymiany kotłów gazowych starszych niż 30 lat na bardziej ekologiczne systemy, takie jak pompy ciepła, od 2024 roku.

W swoim wystąpieniu na forum niemieckiego Bundestagu K. Reiche wyjaśniała, że zamiast efektywności energetycznej budynków i udziału odnawialnej energii w ciepłownictwie



fot. zasoby autorki

Aleksandra Fedorska

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

dla niej decydującym parametrem mają być łączne emisje CO₂ danych budynków. Celem jest zorientowanie się na długoterminowe ograniczenie emisji dwutlenku węgla.

Najważniejsza równowaga

Po stronie ekologów i partii Zielonych jej stanowisko wywołuje obawy, że dalsze użytkowanie starych kotłów gazowych opóźni transformację energetyczną w Niemczech. Głos w tej sprawie zabrała także znana niemiecka ekspertka ds. energii w Niemieckim Instytucie Badań Gospodarczych (DIW) w Berlinie – Claudia Kemfert: – Wypowiedzi pani Reiche zaskakują mnie, dezorientują i tworzą fałszywe zachęty, ponieważ poprzednie przepisy zostały wprowadzone przez rząd kierowany przez CDU w 2020 r. w samej ustawie o energetyce budowlanej – stwierdziła. Z kolei zwolennicy stanowiska minister Reiche argumentują, że nagła wymiana urządzeń może być zbyt kosztowna dla wielu gospodarstw domowych, zwłaszcza w obliczu obecnych wyzwań gospodarczych związanych z nałożeniem ceł na eksport towarów do USA. Jednocześnie fe-

deralne ministerstwo gospodarki nie rezygnuje z programów udzielania większego wsparcia dla właścicieli domów, np. poprzez dotacje na nowe systemy grzewcze. Reiche podkreśla, że kluczowe jest znalezienie równowagi między ochroną klimatu a przystępnością cenową dla konsumentów.

W Niemczech w latach 2023 i 2024 ponad połowa z 19,5 mln budynków mieszkalnych była ogrzewana gazem, czyli około 9,77 mln. Obejmuje to instalacje centralnego ogrzewania, ogrzewanie podłogowe, gazowe pompy ciepła i indywidualne kuchenki gazowe. Gazowy system grzewczy emituje średnio 0,22 kg CO₂ na kilowatogodzinę (kWh). Przy typowym rocznym zapotrzebowaniu na ciepło domu jednorodzinnego wynoszącym około 20 000 kWh odpowiada to około 4 tonom dwutlenku węgla rocznie na gospodarstwo domowe. W przypadku dwuosobowego gospodarstwa domowego o pojemności 5 000-10 000 kWh emisja wynosi 1,1-2,2 tony CO₂ na rok.

Ekologia czy substancja miękka i podatna ...?

Tadeusz Boy Țeleński w jednym z wierszy w „Słówkach”, napisał:
 „W iskie kresaniu żywym
 Materiał to rzecz główna;
 Trudno najtęższym kresaniem
 Iskry wydobyć... z substancji miękkiej
 i podatnej...”

Te słowa przychodzą mi na myśl zawsze, kiedy czytam lub słyszę o działaniach proekologicznych mówiących o ograniczaniu...

Kiedy przed laty w Krakowie powstawał Polski Klub Ekologiczny pojęciem nieodłącznie związanym z pracami ekologów był... ekorozwój, czyli takie działania na rzecz ochrony, a nawet rewitalizacji środowiska, które – najogólniej rzecz biorąc – były motorami postępu, rozwoju technologicznego, gospodarczego, społecznego.

Ta substancja „miękka i podatna”, o jakiej pisał Boy, to zakonserwowane w naszych głowach (zapewne przez dość ograniczone rozumienie ekologii) przekonanie, że aby być ekologicznym trzeba ograniczać, a nie rozwijać. Czyli, że ekologia z założenia musi być antyprzemysłowa, a powrót do środowiska to mieszkanie w kurnej chacie, jedzenie robaczywych jabłek, chodzenie w drewniakach, mycie się w zimnej wodzie, pieczenie ryby na ogniu itp. Warto zwrócić uwagę, że takie widzenie ekologii to działania wspierane przez komercyjne wykorzystanie owych postaw, które – w szlachetnych intencjach – służą jako nośnik promocji. Tłumacząc to na prosty język: bardzo modne są (lub były) drewniaki, zgrzebne suknie, spanie na mchu pod gołym niebem, kąpiele w przerębłach, ekologiczne soki (z robaczywych jabłek?). Tylko czekać, aż zamiast jeździć samochodami przesiądziemy się do dorożek czy wsiądziemy na osiołki...

Co rusz, w różnego rodzaju mediach, znaleźć można opisy cudownych naturalnych metod przywracania młodości poprzez kąpiele w glinkach z kurzem łajnem, picie soków z ziół rosnących na południowych zboczach Karpat, albo innych gór (które to soki, rzecz jasna, poleca prof. XXY, którego zdjęcia znaleźć można w internecie – już nie jako profesora XXY, ale szefa kuchni ZZK, polecającego najlepsze, naturalne mieszanki ziół). Zalew proekologicznych przepisów na



fot. zasoby autora

**Zbigniew
Krzysztyński**

MPEC Kraków

zdrowie, młodość, szczęście równy jest w przestrzeni publicznej ilości rzekomo naukowych metod, odkryć i wynalazków, które bezustannie mają ograniczać wszystko to, co szkodliwe i zmniejszać zagrożenie dla świata. W jednej z „modnych” świątyń znaleźć można było nawet modlitwy, których częste powtarzanie przyczyniać się miało w efekcie do zmniejszenia emisji CO₂...

Czyli ekologia tak, jak przed laty hałas: „Nowoczesność w domu i zagrodzie”. Wszędzie, na każdym straganie. Ekologiczne serki, ekologiczne skarpety z bambusa, ekologiczne ciastka bez cukru, maki, nawet ekologiczne papierosy i ekologiczne wino... A obok ekologiczne piecyki na ekologiczny węgiel bez węgla (wiadomo, dekarbonizacja!), ekologiczne dynama, ekologiczna woda...

W zalewie mody, pomysłów, sprzętu, technologii itd. chodzi raczej o to, aby mieć, niż by używać. Kiedyś, przed laty, krakowskie Wydawnictwo Literackie (w czasach, kiedy taka literatura była bardzo reglamentowana) wydało Dzieła Zebrane Witolda Gombrowicza (były tam nawet dzienniki, choć z ingerencjami cenzorskimi). Kolejki w księgarniach – ogromne. Gombrowicza kupowało się po wielkich znajomościach. Ówczesny dyrektor WL opowiadał nawet, że zjawił się kiedyś w jego gabinecie znany lekarz prowincjonalny z niezwykle prośbą: – Panie dyrektorze, chciałem za każdą cenę kupić tego Gombrowskiego, bo – wie pan – wszyscy koledzy mają, a ja nie...

W zalewie ekologicznej mody gubią się gdzieś najbardziej wartościowe pomysły i rozwiązania. Moda nie zastąpi jednak świadomości ekologicznej, wrażliwości na zagrożenia środowiskowe i codziennych nawyków.

Przed laty na bulwarach wiślanych pod Wawelem można było zobaczyć znamieny obrazek: dwóch ubranych w stroje cyklistów, opartych o rowery młodych ludzi palących papierosy. Taka przerwa w przejażdżce. Czy nasze zainteresowanie ekologią też ma być przerwą w codziennym braku zainteresowania środowiskiem? Z małych rzeczy powstają wielkie. Czasami wystarczy nie rzucać papierka na chodnik i zgasić światło, kiedy wychodzi się z pustego pokoju. Cholera! Tylko czy to jest modne?

Jak okiełznać energetycznego potwora dzięki danym

Wiele firm przyznaje, że wciąż nie ma jasno określonej strategii danych, która pozwoliłaby im skutecznie reagować na współczesne wyzwania energetyczne.

Podczas Światowego Forum Ekonomicznego 2025 sekretarz generalny ONZ, António Guterres, porównał globalne uzależnienie od paliw kopalnych do „potwora Frankenstein, który nie oszczędza niczego i nikogo”. Dodał też, że „wszędzie wokół nas widać wyraźne oznaki, że potwór stał się panem sytuacji i rozdaje karty”. Okiełznanie owego energetycznego „potwora” to dziś jedno z kluczowych wyzwań dla firm cechujących się dużą energochłonnością. Na członkach zarządów tych podmiotów rośnie presja, by skutecznie zarządzać zużyciem energii. Wpływają na to zarówno cele związane z neutralnością klimatyczną oraz społeczną odpowiedzialnością biznesu, jak i kwestie zapewniania wydajności, zgodności z regulacjami prawnymi i optymalizacji kosztów. Strategia energetyczna nie pozostaje także bez wpływu na wizerunek przedsiębiorstwa i zdolność przyciągania talentów. Potwierdza to choćby fakt, że od 2018 roku ponad 30 000 studentów na całym świecie podpisało manifest „Wake up Call”, deklarując, że będą pracować wyłącznie dla firm świadomych ekologicznie.

Tym, co mierzalne, można zarządzać

Wielu menedżerów przyznaje, że wciąż nie mają jasno określonej strategii danych, która pozwoliłaby im skutecznie reagować na wyzwania energetyczne. Choć firmy dysponują dziś ogromnymi zbiorami danych, w praktyce



fot. zasoby autora

Tomasz Srebrny

dyrektor ds. rozwoju
biznesu w Bentley
Systems, Advisory Services

często informacje te są przechowywane offline – w papierowych archiwach i segregatorach – albo znajdują się w odizolowanych systemach, pełnych duplikatów i niespójności.

Bez ustrukturyzowanych i wiarygodnych danych nie sposób natomiast odpowiedzieć na żadne z kluczowych pytań dotyczących wykorzystania energii: czy jesteśmy na dobrej drodze do osiągnięcia naszych celów? Jak nasze wyniki wypadają na tle zobowiązań? Jaki jest faktyczny wpływ podejmowanych działań na zmianę sytuacji?

Starannie uporządkowane zasoby wysokiej jakości pozwalają nie tylko diagnozować problemy, ale również im zapobiegać.

Mając do dyspozycji właściwe informacje,

firmy mogą modelować ryzyka, prognozować poziomy zużycia energii, planować naprawy, optymalizować działanie urządzeń i podejmować trafniejsze decyzje strategiczne. A to oznacza nie tylko lepsze zarządzanie energią, ale też większą odporność całego przedsiębiorstwa na nieprzewidziane zakłócenia.

Strategia zarządzania danymi

Pierwszym krokiem do skutecznego zarządzania energią jest wdrożenie strategii zarządzania danymi głównymi (Master Data Management, MDM), która umożliwia płynną integrację informacji z różnych systemów i działów w firmie. Dzięki

temu przedsiębiorstwa mogą łatwiej podejmować decyzje dotyczące zużycia zasobów, identyfikować obszary wymagające usprawnień oraz dostosowywać strategie biznesowe do zmieniających się warunków rynkowych.

Strategia MDM gwarantuje spójność, dokładność i przejrzystość danych głównych ułatwiając nadzór nad nimi. Uwzględnia eliminację zasobów powtarzających się, a także uzgadnianie i wzbogacanie danych, aby stworzyć jednolite, wiarygodne i autorytatywne źródło informacji. Jest to fundament, dzięki któremu wszyscy w przedsiębiorstwie mówią tym samym językiem.

Strategia MDM toruje również drogę do wykorzystania bardziej zaawansowanych narzędzi, takich jak cyfrowe bliźniaki. To wirtualne modele powiązane ze swoimi fizycznymi odpowiednikami, dostarczające danych o ich działaniu w czasie rzeczywistym. Umożliwiają operatorom bieżący wgląd w stan pracy urządzeń oraz prognozowanie ich przyszłej wydajności. Wspierają także działania na rzecz ograniczania strat – energetycznych, operacyjnych i surowcowych – oraz redukcji emisji CO₂.

Dzięki wdrożeniu inteligentnych czujników IoT w infrastrukturze energetycznej możliwe jest ciągłe monitorowanie zużycia energii, wykrywanie anomalii i szybkie reagowanie na nieprawidłowości, a także automatyczne dostosowywanie parametrów pracy systemów takich jak klimatyzacja, oświetlenie czy linie produkcyjne.

Energia dla ludzi

Skuteczne zarządzanie energią nie kończy się na wdrożeniu technologii. Równie istotna jest zmiana kultury organizacyj-

nej, w tym odejście od podejścia silosowego na rzecz współpracy i dzielenia się wiedzą. Dane muszą być dostępne nie tylko dla systemów analitycznych, ale również dla pracowników, w przejrzystej i zrozumiałej formie.

”

Skuteczne zarządzanie energią nie kończy się na wdrożeniu technologii. Równie istotna jest zmiana kultury organizacyjnej, w tym odejście od podejścia silosowego na rzecz współpracy i dzielenia się wiedzą

Oprócz dbania o wysoką jakość danych wewnętrznych, firmy powinny także egzekwować takie samo podejście od swoich dostawców i partnerów. Ustalenie wspólnych standardów dla całego ekosystemu biznesowego przedsiębiorstwa jest konieczne, aby dane były spójne i rzetelne oraz by można było na ich podstawie weryfikować, czy realizowane działania faktycznie przynoszą oczekiwane rezultaty.

W ten sposób firmy energetyczne mogą przejąć kontrolę nad „potworem”, zadbać o zrównoważony rozwój i zwiększyć swoją odporność na zmiany.

ZIMNA REZERWA – KLUCZOWA USŁUGA, KTÓREJ NIE MA

Cz. 1 Czy na pewno jest nam potrzebna?

Michał Piecha

ekspert i praktyk obszaru zarządzania aktywami w energetyce konwencjonalnej

Od kilku lat wiele się mówi o przyszłości bloków węglowych. Dyskusja zaczęła się w momencie przyjęcia przez Parlament UE tzw. „pakietu zimowego” do porozumienia paryskiego. Ograniczono wtedy możliwość udziału w rynku mocy istniejących jednostek wytwórczych w taki sposób, że większość z nich nie będzie mogła pozyskiwać kolejnych kontraktów mocowych i w konsekwencji, w II połowie lat 20., pozostaną bez źródła finansowania. Utracą więc sens istnienia z biznesowego punktu widzenia.

Dynamika tej dyskusji nabierała tempa wraz ze zbliżaniem się daty granicznej, którą dla wielu jednostek jest rok 2025. Największym „zrywem” koncepcyjnym mającym na celu rozwiązanie palącego problemu był projekt NABE (który skończył tam, gdzie skończyć musiał). Dlaczego problem stał się taki palą-

cy? Odpowiedź jest banalnie prosta, a jednocześnie... trudna do ogarnięcia. Bloki węglowe bez przychodów z rynku mocy nie są efektywne ekonomicznie. Nawet te najnowsze, o najwyższej sprawności, trudno dziś zakontraktować na rynku energii po stawkach pozwalających na pokrycie wszystkich kosztów. Rynek mocy

jest lewarem finansowym, bez którego bloki węglowe będą generować wielomilionowe straty. A aktywo generujące straty należy zlikwidować.

Proste?

Byłoby proste, gdyby nie fakt, że bez omawianych bloków stabilność KSE będzie zagrożona. I tak, od kilku dobrych lat, tkwimy w zapętleniu: bloki są nieefektywne, ale nie można ich zamknąć (bo są potrzebne). Jednocześnie nie da się poprawić ich efektywności ekonomicznej (bo Zielony Ład, bo ETS, bo FIT for 55...). Oczywiście, wspomniany projekt NABE w żaden sposób nie rozwiązywał tych problemów, ale pozwoliłby na „pozbycie się” kłopotliwych aktywów z grup energetycznych, a potem... coś by się wymyśliło. Projekt upadł, ale wbrew temu, co przebiło się do opinii publicznej, nie dlatego, że odrzucił go Senat RP, tylko dlatego, że model biznesowy całej koncepcji był mało wiarygodny, finansowanie się nie spinało i wymagało zabezpieczenia przez Skarb Państwa (co potwierdza, że od początku nie był to twór ekonomicznie samowystarczalny).

A może ta apokaliptyczna wizja KSE bez bloków węglowych jest wyolbrzymiona? Może należy po prostu dać tym blokom spokojnie odejść, co tylko przyspieszy dalszą transformację?

Magazyny – duża niewiadoma

Gdyby tak było, gdyby PSE nie widziały istotnych zagrożeń w wycofaniu w krótkim czasie kilku GW mocy dyspozycyjnych, nie podejmowanoby działań zmierzających do ratowania sytuacji. Widać to doskonale w ewolucji rynku mocy.

Rynek ten zmienia się dynamicznie. Pierwsze kontrakty pozyskały głównie bloki węglowe – zarówno te istniejące, jak i nowe, budowane już w tym czasie bloki klasy 1000 MW. Kolejne aukcje „wpuściły gaz” do systemu. Ostatnie rozstrzygnięcia, obejmujące dostawy rozpoczynające się w latach 2027 i 2028, to wygrana bateryjnych magazynów energii, które są dziś dla wszystkich sporą niewiadomą. O ile bloki gazowe i parowo-gazowe to doskonały zamiennik dla bloków węglowych (pomijam, choć nie bagatelizuję kwestii dostępności gazu), o tyle wielkoskalowe magazyny energii to duża niepewność: po pierwsze, nie wiadomo, czy w ogóle powstaną w tak dużej skali i czy powstaną na czas. Po drugie, po niedawnym blackoucie w Hiszpanii doszła kolejna wątpliwość – czy technologie bazujące na inwerterach są w stanie w pełni zastąpić konwencjonalne (wirujące) źródła dyspozycyjne.

PSE doskonale zdają sobie sprawę z tych zagrożeń i robią co mogą, żeby „ratować” sytuację. A łatwo nie jest, bo Komisja Europejska twardo trzyma się obranego kursu (FIT for 55) i niechętnie akceptuje dalsze wspieranie technologii innych niż zeroemisyjne, stawiając na „neutralność technologiczną” we wszystkich mechanizmach mocowych. Determinację (a może desperację...?) PSE potwierdzają, przyjmując

coraz mniej korzystne dla magazynów energii warunki udziału w aukcjach RM. Korekcyjny współczynnik dyspozycyjności (kluczowy z perspektywy przychodów wskaźnik określający, jaki % mocy nominalnej będzie mógł „zarabiać” na rzecz inwestora), który w pierwszych aukcjach wynosił ponad 0,90, został najpierw zmniejszony do poziomu 0,61, natomiast dla zaplanowanej na ten rok dogrywkowej aukcji na rok dostaw 2029 propozycja PSE wynosi już... 0,12! To dobitnie pokazuje, że PSE walczą o pozyskanie kolejnych bloków gazowych zamiast kolejnych magazynów.

Gdzie stabilność?

Oddzielnym frontem walki o stabilność KSE jest bój o utrzymanie starszych bloków węglowych. W tej walce PSE wspierane są przez grupy energetyczne, które (po klęsce NABE) nie porzuciły myśli o... porzuceniu aktywów węglowych.

Ratunkiem dla bloków węglowych ma być tzw. Derogacyjny Rynek Mocy – notyfikowany w 2024 r. mechanizm umożliwiający dalszy udział w RM jednostek niespełniających limitu 550 g/kWh. Problem w tym, że mechanizm ten ma obowiązywać tylko do końca 2028 r. (a to przecież tuż, tuż). Aukcja na rok 2026 jeszcze się nie odbyła, a aukcje na lata 2027 i 2028 mają nastąpić odpowiednio w 2026 i 2027 r. I tu dochodzimy do sedna sprawy. Przeciagająca się niepewność co do wycofywania (lub nie) bloków węglowych, a także niepewny status własności w kolejnych latach zdecydowanie nie sprzyjają planowaniu ich przyszłości i działają niekorzystnie na stan techniczny omawianych obiektów.

”

Dalsze funkcjonowanie bloków węglowych będzie zależało od decyzji politycznych, a ten temat od lat jest gorącym, politycznym kartoflem

Naiwnością jest zakładać, że „niechciane” aktywo z przewidywanym krótkim okresem użyteczności – a w świetle obowiązujących uwarunkowań legislacyjno-rynkowych: bezwartościowe z perspektywy transakcyjnej – będzie utrzymywane w należyty sposób z ukierunkowaniem na jego długofalową dyspozycyjność.

Zamykamy?

Co zatem po „degorycyjnym” rynku mocy? Czy tym razem definitywnie trzeba zamknąć najdłuższy rozdział w historii elektroenergetyki? Patrząc wyłącznie z perspektywy ekonomicznej (tu i teraz) i uznając niezmienną obraną kierunek w dążeniu



PRZYSZŁOŚĆ BLOKÓW WĘGLOWYCH

Przeciągająca się niepewność odnośnie bloków węglowych, a także niepewny status własności w kolejnych latach, zdecydowanie nie sprzyjają planowaniu ich przyszłości i działają niekorzystnie na stan techniczny omawianych obiektów

do neutralności klimatycznej – zdecydowanie tak. Tylko to nie takie proste. Tak jak kilka lat temu miało nie być derogacyjnego rynku mocy, jak miało nie być „ograniczania” niektórych technologii w ramach RM, tak z dużym prawdopodobieństwem bloki węglowe jeszcze nie odejdą i pojawi się dla nich kolejna usługa.

O potrzebie stworzenia „rezerwy strategicznej” czy „rezerwy zimnej” mówi się w branży od kilkunastu miesięcy (a dokładnie od czasu, kiedy derogacyjny RM został notyfikowany i uznany za pewniak). Niewiele jednak słychać o tym, jak taka usługa miałaby w szczegółach wyglądać. A zagadnień, które powinny kształtować nową usługę, jest sporo i może warto je poruszyć zanim pojawią się pierwsze oficjalne dokumenty legislacyjne w tej sprawie.

Nowa usługa

Przez ostatnie lata uczestniczyłem we wszystkich koncepcjach nakreślających przyszłość aktywów węglowych w jednej z grup energetycznych. Działając w ramach Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie miałem możliwość eksperckiej wymiany doświadczeń z pozostałymi przedstawicielami sektora. Wiem doskonale, jak trudne jest planowanie przyszłości aktywów, kiedy warunki brzegowe nie są jednoznacznie zdefiniowane. Wiem również, jak skomplikowane staje się zdefiniowanie tych warunków kiedy z jednej strony twarde uwarunkowania ekonomiczne (wynikające z legislacji) nie pozostawiają złudzeń co do daty zakończenia eksploatacji, a z drugiej strony doświadczenie i logika podpowiadają, że rzeczywistość potoczy się zgoła inaczej. Może warto zatem, zamiast próbować rozwiązać równanie z wieloma niewiadomymi, przyjąć kilka założeń i wyjść z propozycją koncepcji nowej usługi?

Po pierwsze – nazywajmy rzeczy po imieniu – powinna to być usługa zarezerwowana dla starszych jednostek węglowych, które nie odnajdują się już na rynku, a jeszcze nie powinny z niego zniknąć.

Po drugie, nowa usługa powinna wykluczać możliwość ich dalszego aktywnego udziału w rynku energii. To kontrowersyjne założenie, ale jego przyjęcie zdefiniuje organizacyjną stronę całego przedsięwzięcia po stronie właściciela aktywów. Dodatkowo założenie to powinno być koronnym argumentem dla przekonania Komisji Europejskiej, że nowa usługa wpisze się w dekarbonizację energetyki, bo produkcja energii nie będzie ich źródłem przychodu, a jedynie „ubocznym produktem” zabezpieczenia mocy w systemie.

Po trzecie – należy dobrze przemyśleć i uzgodnić z PSE sposób wykorzystania tych aktywów. Nie łudźmy się – 50-letnie bloki węglowe nie są i nie będą szczytem elastyczności czy niezawodności. Niewłaściwe zdefiniowanie oczekiwań i niedopasowanie koncepcji nowej usługi do ich charakterystyki może doprowadzić do rozczarowania efektami (w dużym skrócie wtedy, kiedy bloki będą potrzebne, okażą się niedyspozycyjne). Bloki świadczące nową usługę nie mogą być wykorzystywane do niczym nieskrępowanego bilansowania codziennych zmian zapotrzebowania w zakresie 0-100% ich mocy. Przynajmniej część z nich powinna pracować bez odstawienia przez kilka kolejnych dni, dostosowując moc do potrzeb KSE, ale wciąż pozostając w rezerwie wirującej (tu warto powalczyć o ich jak najniższe minimum techniczne). Pozostałe jednostki świadczące usługę pozostawałyby przez kilka dni w rezerwie zimnej i były uruchamiane „na wymianę” z blokami dotychczas pracującymi.

Po czwarte, nowa usługa powinna być „ostatnim tańcem” tych jednostek wytwórczych, a tym samym musi umożliwić stopniową redukcję zatrudnienia z obecnego poziomu, przyczyniając się do łagodzenia skutków społecznych odchodzenia od węgla w energetyce.

Dalsze funkcjonowanie bloków węglowych będzie zależało od decyzji politycznych, a ten temat od lat jest gorącym, politycznym kartoflem. Ścierają się w nim interesy różnych grup społecznych, różne wizje rozwoju energetyki i definiowania bezpieczeństwa (nie tylko energetycznego) kraju. Szczególnie z perspektywy tego ostatniego, w dobie ogromnych wyzwań wynikających z uwarunkowań geopolitycznych, decyzje dotyczące odstawiania bloków węglowych muszą być podejmowane z dużą rozważą.

Jak można zoptymalizować koszty utrzymania wymaganej rezerwy? Jak z perspektywy technicznej najlepiej wykorzystać kurczący się potencjał bloków węglowych? Jak przyjęty model funkcjonowania nowej usługi może wpisać się w nieuchronną restrukturyzację zatrudnienia w sektorze? Dlaczego, w kontekście wyzwań bezpieczeństwa Europy, bloki węglowe być może będą musiały zostać z nami dłużej niż byśmy chcieli?

Zapraszam do zapoznania się z drugą częścią artykułu, w kolejnym numerze. ■

PSIcta

Centralny system rejestracji zakłóceń



Niezawodne narzędzia do automatycznego monitorowania i badania zakłóceń sieci elektroenergetycznych.

- Zautomatyzowany i szybki dostęp do rejestracji w celu przeprowadzenia np. analizy poawaryjnej.
- Wspólna baza i narzędzia do przeglądu danych dla wszystkich zdarzeń i zakłóceń.
- Integracja rejestracji z urządzeń różnych producentów.
- Możliwość porównania poszczególnych przebiegów pod względem wartości i czasu (offset).
- Prezentacja przyczyny wystąpienia zakłócenia (trigger).
- I wiele innych.



www.psi.pl



energia@psi.pl

PSI 

JAK UŁATWIĆ PRACĘ SŁUŻB

elektroenergetycznej automatyki
zabezpieczeniowej

dr inż. Tomasz Olszewski, mgr. inż. Michał Gajewski

PSI Polska

W celu zagwarantowania bezpiecznego i niezawodnego działania sieci elektroenergetycznych istotne jest zapewnienie inżynierom EAZ sprawdzonego i niezależnego narzędzia do monitorowania, gromadzenia i analizy zakłóceń. Rozwiązaniem jest PSİcta – oprogramowanie do rejestracji oraz analizy predykcyjnej i poawaryjnej.

W elektryce zawodowej wykorzystuje się wiele modeli zabezpieczeń elektroenergetycznych dostarczanych przez różnych producentów. Mnogość interfejsów obsługi, dostęp do zapisanych rejestracji, brak synchronizacji powodują, że analiza danych jest utrudniona dla służb EAZ. System PSİcta, współpracując z cyfrowymi urządzeniami elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, ułatwia tymczasem szybką diagnostykę oraz zwiększa prawdopodobieństwo uniknięcia awarii.

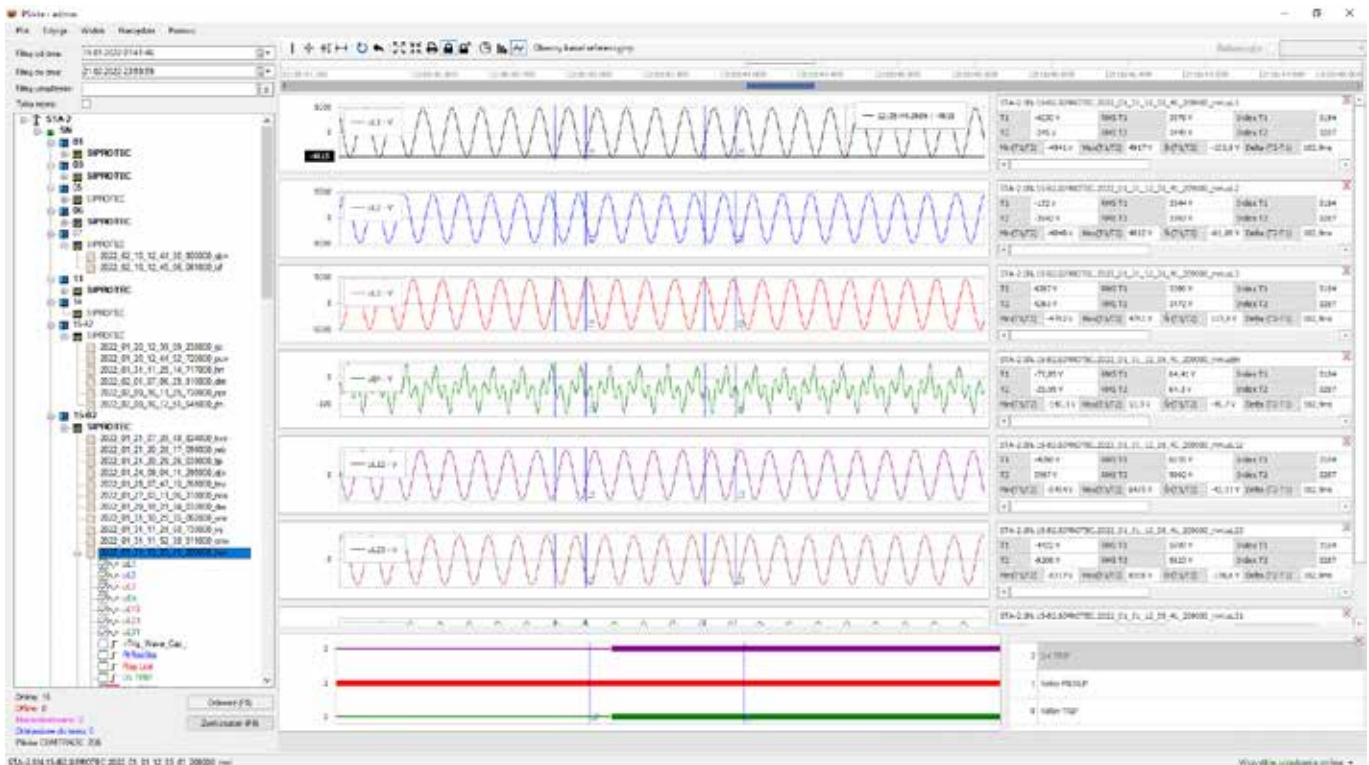
W przypadku awarii układów elektroenergetycznych, jak również podczas wystąpienia stanów „nie-normatywnych”, urządzenia EAZ wyzwalają swoje wewnętrzne rejestratory zdarzeń i zakłóceń, w celu zebrania rejestracji. Dla inżyniera EAZ odpowiadającego za zabezpieczenia istotny jest łatwy i szybki dostęp do wygenerowanych rejestracji, co znacznie ułatwia analizę poawaryjną, a także umożliwia poznanie przyczyny awarii. Mało jest jednak rozwiązań, które pozwalałyby na zebranie rejestracji w jednej bazie. Odpowiedzią na potrzeby służb EAZ jest system PSİcta – Centralny system rejestracji zakłóceń. Jego celem jest ułatwienie pracy i wsparcie osób odpowie-

dzialnych za bezpieczne i niezawodne działanie sieci elektroenergetycznych.

Problemy służb EAZ

W układach elektroenergetycznych w energetyce zawodowej (zakłady energetyczne, elektrownie, elektrociepłownie) czy przemysłowej (huty, zakłady chemiczne, przemysł wydobywczy itd.) wykorzystuje się najczęściej wiele modeli zabezpieczeń elektroenergetycznych, dostarczanych przez wielu producentów, różniących się interfejsem obsługi. Wydłuża to czas i łatwość uzyskania niezbędnych rejestracji. W takich sytuacjach praca inżyniera EAZ polega na żmudnym i najczęściej ręcznym łączeniu z urządzeniem, podaniem odpowiednich danych dostępowych i pobraniem pliku COMTRADE. Pliki następnie analizowane są w zewnętrznej przeglądarce udostępnionej przez producenta zabezpieczenia, której wykorzystanie ograniczone jest tylko do jego produktów.

Takie postępowanie powtórzyć należy indywidualnie dla każdego zabezpieczenia, a w przypadku awarii możemy mieć do czynienia z setkami takich plików. Otrzymane dane pochodzą z wielu różnych



RYS. 1
Zestawienie
wielu sygnałów
z różnych urządzeń
w jednym miejscu
pozwala na szybką
i kompleksową
analizę zdarzenia

źródeł, często nie są ze sobą także zsynchronizowane w czasie. Przekazniki zabezpieczające posiadają ograniczoną pamięć przechowującą informacje o zdarzeniach i nadpisują gromadzone w buforze pliki, a tym samym uniemożliwiają dostęp do danych historycznych.

Centralny system rejestracji zakłóceń

PSIcta jest niezależną platformą, która na bieżąco monitoruje zakłócenia w sieci, wykorzystując cyfrowe urządzenia elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i inne urządzenia rejestrujące w formie COMTRADE, oraz archiwizuje je w relacyjnej bazie danych. Co najważniejsze, PSIcta zapewnia automatyczne pobranie plików z wielu urządzeń jednocześnie. Użytkownik otrzymuje tym samym pakiet danych gotowy do analizy i porównania.

Inżynier EAZ może, nie odchodząc od swojego stanowiska pracy, zalogować się zdalnie do podłączonych urządzeń zabezpieczających bez konieczności każdorazowego podawania danych logowania. Interfejs PSIcta pozwala zarządzać urządzeniami w terenie przez np. określenie częstotliwości szczytywania danych.

Informacja zapisana w danych

System PSIcta zbiera pliki COMTRADE, czyli te m.in. z zapisem części rejestracyjnych zabezpieczeń. Pliki te są wspólnym formatem wymiany danych chwilowych dla systemów energetycznych opisanych w normie IEC 60255-24. Format ten ma na celu dostarczenie łatwo interpretowalnej formy do wykorzystania w obiegu danych.

Wszystkie rejestracje, które powstają w zabezpieczeniach elektroenergetycznych czy innych urządzeniach na obiekcie, są automatycznie, na bieżąco przesyłane do bazy danych systemu. Pobierane są także znaczniki czasu nadane przez urządzenia będące źródłem rejestracji. Możliwy jest również import i wykorzystanie plików rejestracji i danych ze źródeł niepodłączonych do systemu. Rejestracja z różnych źródeł na jednej wspólnej osi czasu pozwala na jednoczesną analizę wielu zapisów sygnałów dla danego zdarzenia (rys. 1).

” —

Jedną z najważniejszych funkcjonalności PSiCta jest możliwość tworzenia sekwencji i grup rejestracji

Przy rozbudowanej infrastrukturze urządzeń system PS1cta może być zbudowany na zasadzie „centrali” i obiektów podrzędnych – np. w przypadku zakładu energetycznego gromadząc dane z zabezpieczeń elektroenergetycznych poszczególnych stacji w lokalnych systemach (dla każdej stacji przygotowana jest osobna baza danych). Następnie, po synchronizacji informacje przekazywane są z poszczególnych baz danych różnych stacji (obiektów) do systemu

RYS. 2

Bogate możliwości
graficznej prezentacji
danych ułatwiają
monitorowanie
zakłóceń w sieci



centralnego, umożliwiając kompleksową analizę zdarzeń w jednym miejscu.

Bezpieczeństwo zapewnione jest przez kontrolowany dostęp oraz nadawanie uprawnień do relacyjnej bazy danych i aplikacji.

Niezależność od dostawcy sprzętu i współpraca

System PSiCta charakteryzuje się przede wszystkim tym, że jest niezależny od dostawcy i producenta zabezpieczeń. Współpracuje z szeroką gamą sterowników wykorzystujących różne protokoły komunikacyjne, m.in. IEC61850, IEC60870-5-103, Modbus. Możliwa jest także integracja z zewnętrznym

oprogramowaniem inżynierskim dedykowanym do obsługi zabezpieczeń.

Narzędzia analizy zakłóceń sieci elektroenergetycznej

Analiza zakłóceń możliwa jest z poziomu dedykowanej aplikacji współpracującej z relacyjną bazą danych systemu rejestracji PSiCta, w której przechowywane są wszystkie informacje. Użytkownik może więc w łatwy sposób analizować i porównywać niezależne pliki COMTRADE w dowolnym zakresie czasowym. Pobierane informacje nie są nadpisywane, więc żadne dane historyczne nie zostaną utracone, a umieszczenie w jednej bazie pozwala użytkownikowi

RYS. 3

Interfejs WEB
pozwala na dostęp
do PSIcta z poziomu
każdej przeglądarki
internetowej





**NAGRODA DLA
PSIcta**
Puchar Prezesa
Polskiego
Towarzystwa Przesyłu
i Rozdziału Energii
Elektrycznej

kowi wrócić do nich w każdej chwili w celu analizy poawaryjnej.

System PSIcta zapewnia szereg narzędzi ułatwiających analizę informacji. Wśród użytecznych funkcjonalności znajdziemy m.in. nadawanie własnych nazw dla poszczególnych sygnałów, filtrowanie danych według określonego kryterium (czas, obiekt, poziom napięcia, urządzenie, itp.) czy możliwość porównania poszczególnych przebiegów pod względem wartości i czasu (offset).

Jedną z najważniejszych funkcjonalności PSIcta jest możliwość tworzenia sekwencji i grup rejestracji. Pozwala to na przedstawienie rejestracji pokrywających lub zachodzących na siebie w czasie, jako jednej sekwencji. Użytkownik otrzymuje wówczas kompleksowy podgląd wydarzeń występujących podczas zakłócenia i możliwość przeanalizowania jego przebiegu oraz odnalezienie i próbę wyeliminowania w przyszłości przyczyny powstania.

Graficzna prezentacja danych

Oprócz bieżącego monitorowania PSIcta zapewnia przejrzystą wizualizację informacji, wspomagając bezpieczne i niezawodne działanie sieci. Inżynier EAZ może skorzystać m.in. ze szczegółowej wizualizacji przebiegów zarejestrowanych wielkości analogowych i binarnych, wykresów wskazowych (wektorowych) czy podglądu harmonicznych dla poszczególnych wykresów (rys. 2).

Dostęp przez przeglądarkę internetową

System PSIcta dostępny jest przez interfejs WEB i może współpracować z każdą przeglądarką internetową.

Umożliwia wygodne i nieograniczone korzystanie z funkcjonalności systemu, bez konieczności zainstalowania dedykowanej aplikacji klienckiej na stacji roboczej, przy zachowaniu pełnego bezpieczeństwa (rys. 3).

PSIcta przeznaczony jest nie tylko dla przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Znajdzie zastosowanie wszędzie tam, gdzie obecne są rejestratory zabezpieczeń elektroenergetycznych, np. w sieciach uczelnianych, przemyśle, farmach PV czy farmach wiatrowych.

Dzięki współpracy z cyfrowymi urządzeniami automatyki zabezpieczeniowej i innymi aparatami obiektowymi różnych producentów, system wspomaga szybką diagnostykę awarii, a w konsekwencji – bezpieczne i niezawodne działanie sieci elektroenergetycznych. Zwiększa tym samym prawdopodobieństwo uniknięcia w przyszłości kosztownych awarii.

PSIcta jest już szeroko stosowany w Polsce do monitorowania złożonych sieci elektroenergetycznych w wielu firmach odpowiedzialnych za dystrybucję energii, wytwarzanie energii odnawialnej czy w przemyśle stalowym. Użyteczność Centralnego Systemu Rejestracji Zakłóceń została także wyróżniona Pucharem Prezesa Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (fot.).

www.psi.pl/energia
energia@psi.pl

CYBERZAGROŻENIA DLA INFRASTRUKTURY OZE

Studium rzeczywistych ataków

Wojciech Sikorski

ekspert z obszaru energetyki

Rosnąca zależność sektora energetyki odnawialnej od cyfrowych technologii niesie ze sobą coraz większe zagrożenia cybernetyczne. Systemy sterujące farmami wiatrowymi, panelami słonecznymi czy infrastrukturą magazynowania energii opierają się na protokołach przemysłowych, rozwiązaniach chmurowych oraz zdalnym dostępie. To otwiera drzwi dla wielu wektorów ataku.

Ataki na przemysłowe protokoły komunikacyjne, takie jak Modbus, DNP3 czy IEC 60870-5-104, są szczególnie niebezpieczne, ponieważ wiele z tych protokołów projektowano dekady temu, kiedy kwestie cyberbezpieczeństwa nie były jeszcze priorytetem. Brakuje im więc mechanizmów szyfrowania czy uwierzytelniania, co czyni je podatnymi na przechwytywanie danych (sniffing), ataki typu man-in-the-middle, a także wstrzykiwanie złośliwych komend sterujących. W środowiskach przemysłowych, takich jak elektrownie, zakłady wodociągowe czy rafinerie, skutki takich ataków mogą prowadzić nie tylko do

strat finansowych, ale także do realnych zagrożeń dla życia i zdrowia ludzi. Przykład Ukrainy z 2015 roku unaocznia, jak niewielka liczba skoordynowanych działań może doprowadzić do paraliżu infrastruktury krytycznej. Atak grupy Sandworm nie tylko wyłączył wówczas podstacje, ale także zablokował zdalny dostęp operatorów do systemów SCADA, co utrudniło reakcję i wydłużyło czas przywracania dostaw energii elektrycznej.

Kolejnym typem zagrożenia są wspomniane już ataki typu man-in-the-middle, które polegają na przechwytywaniu i manipulowaniu komunikacją pomiędzy

urządzeniami. W Niemczech odnotowano ataki na inteligentne sieci fotowoltaiczne, podczas których cyberprzestępcy przejmowali komunikację między falownikami a systemami sterowania, wykorzystując brak szyfrowania i uwierzytelniania w protokołach, takich jak Modbus TCP czy MQTT. Ataki te pozwalały na zmianę poleceń sterujących, co skutkowało ograniczaniem wydajności farm słonecznych lub ich czasowym wyłączaniem, prowadząc do niestabilności w dostawach energii oraz strat finansowych dla operatorów. Incydenty te ukazały rosnące zagrożenia dla zdecentralizowanych źródeł energii pozbawionych odpowiednich zabezpieczeń cybernetycznych.

Device spoofing i spear phishing

Podszywanie się pod legalne urządzenia (device spoofing) to inna technika, kiedy to przestępcy tworzą fałszywe urządzenia symulujące obecność autoryzowanych komponentów. W 2021 roku w Kalifornii odnotowano przypadki, w których cyberprzestępcy uruchomili fałszywe kopie inteligentnych liczników energii, identycznych pod względem identyfikatorów i protokołów komunikacyjnych. Atakujący wykorzystali słabości w procesie rejestracji oraz autoryzacji urządzeń w sieci energetycznej, co pozwoliło im wprowadzić sfalszowane dane do systemów bilingowych. W efekcie dochodziło do błędnych rozliczeń – niektórzy odbiorcy otrzymywali zawyżone rachunki, inni zaniżone, a część zużycia energii nie była w ogóle rejestrowana. Wprowadzenie nieautoryzowanych urządzeń zaburzyło też analizę konsumpcji energii i prognozowanie zapotrzebowania, co wpłynęło na stabilność całej sieci. Atak ujawnił potrzebę wdrażania silniejszych mechanizmów uwierzytelniania urządzeń i monitorowania ich integralności.

Nie mniej niebezpieczne są działania z zakresu inżynierii społecznej, w tym spear phishingu, gdy ukierunkowane e-maile trafiają bezpośrednio do kluczowych pracowników. W 2020 roku niemiecka firma

Enercon, jeden z czołowych producentów turbin wiatrowych, stała się celem precyzyjnie zaplanowanego ataku spear phishingowego. Cyberprzestępcy wysłali wiadomość e-mail do jednego z inżynierów przedsiębiorstwa, podszywając się pod zaufanego partnera biznesowego i dołączając zainfekowany załącznik zawierający złośliwe oprogramowanie. Po jego otwarciu doszło do kompromitacji systemu projektowego, co umożliwiło napastnikom dostęp do poufnych danych technicznych oraz schematów infrastruktury. Atak miał charakter ukierunkowany, a jego celem była nie tylko kradzież danych, ale również potencjalne zakłócenie prac nad nowymi rozwiązaniami technologii wiatrowej. Przykład ten pokazuje, jak łatwo można obejść techniczne zabezpieczenia poprzez manipulację ludzkim zachowaniem i brak odpowiedniej świadomości niebezpieczeństw.

”

W świetle rosnących zagrożeń cybernetycznych, bezpieczeństwo infrastruktury OZE nie może być traktowane jako element dodatkowy

Prywatne urządzenia w pracy i złośliwe aktualizacje firmware

Zagrożenia wynikające z używania prywatnych urządzeń w miejscu pracy (BYOD) także nie powinny być ignorowane. W Korei Południowej doszło do poważnego incydentu, kiedy technik jednej z farm wiatrowych nieświadomie wprowadził złośliwe oprogramowanie do wewnętrznej sieci zarządzającej. Podczas rutynowej pracy w centrum kontroli podłączył prywatny smartfon do firmowego WiFi,

który wcześniej został zainfekowany malwarem przez niezabezpieczoną aplikację. Połączenie to umożliwiło złośliwemu kodowi rozprzestrzenienie się w segmentach sieci SCADA, prowadząc do zakłóceń w monitorowaniu turbin i chwilowej utraty dostępu do danych diagnostycznych. Dzięki temu atakowi możemy ujrzyć, jak istotne są polityki ograniczające korzystanie z prywatnych urządzeń oraz wdrażanie segmentacji sieci i systemów detekcji zagrożeń.

”

Sektor odnawialnych źródeł energii, mimo swojej kluczowej roli w transformacji energetycznej, staje się coraz bardziej narażony na ataki cybernetyczne

Kolejnym wektorem ataku są złośliwe aktualizacje firmware. W 2022 roku niemiecka firma zajmująca się produkcją stacji ładowania pojazdów elektrycznych odkryła, że jedna z dystrybuowanych aktualizacji firmware zawierała ukrytego backdoora. Złośliwy komponent został wprowadzony na etapie łańcucha dostaw, prawdopodobnie przez podwykonawcę odpowiedzialnego za część kodu. Backdoor umożliwiał zdalne logowanie do urządzeń z pominięciem standardowych mechanizmów uwierzytelniania, co w praktyce oznaczało, że atakujący mogli przejąć pełną kontrolę nad stacją ładowania – zmieniać jej parametry pracy, blokować dostęp użytkownikom, a nawet przeprowadzać ataki na inne urządzenia w tej samej sieci. Ryzyko związane z brakiem weryfikacji integralności aktualizacji oraz konieczność stosowania podpisów cyfrowych i rygorystycznej kontroli podmiotów w łańcuchu dostaw jest zatem niezwykle istotne.

Ataki DDoS również pozostają groźne – przeciążenie serwerów zarządzających OZE prowadzi do niedostępności usług. W 2021 roku włoskie farmy fotowoltaiczne padły ofiarą zmasowanego ataku DDoS, skierowanego przeciwko platformie chmurowej odpowiedzialnej za monitorowanie i zdalne zarządzanie instalacjami OZE. Cyberprzestępcy zalali serwery falą żądań, skutecznie uniemożliwiając dostęp do systemu zarówno operatorom, jak i automatycznym procesom kontrolnym. W rezultacie farmy przez kilka godzin działały w trybie awaryjnym, bez możliwości optymalizacji produkcji energii, co przełożyło się na straty finansowe i problemy z bilansem energetycznym w niektórych regionach. Incydent pokazał, jak silnie zależne od infrastruktury IT stały się odnawialne źródła energii i jak ważna jest ochrona dostępności usług w środowiskach chmurowych.

Ataki na chmurę i API

Ataki na chmurę i API zyskują na popularności. W 2021 roku firma SunWize, specjalizująca się w technologii odnawialnych źródeł energii, zgłosiła poważną lukę w swoim API, która umożliwiała zdalne modyfikowanie konfiguracji paneli słonecznych przez osoby nieuprawnione. W wyniku tej podatności, cyberprzestępcy mogli uzyskać dostęp do systemów zarządzających farmami fotowoltaicznymi i wprowadzać zmiany w ustawieniach urządzeń, takie jak zmiana parametrów pracy falowników czy sterowanie wydajnością instalacji. Luka w API wynikała z braku odpowiednich mechanizmów uwierzytelniania i autoryzacji, co pozwalało atakującym na bezpośrednią ingerencję w działanie systemu. Incydent ten podkreślił konieczność stosowania bardziej zaawansowanych metod zabezpieczeń w interfejsach API, w tym szyfrowania komunikacji oraz wielopoziomowego uwierzytelniania, aby zapobiec podobnym atakom w przyszłości.

Coraz częściej używanym wektorem są też złośliwe pliki projektowe – CAD lub SCADA. W 2019 roku hiszpańska firma zajmująca się odnawialnymi źródłami energii stała się ofiarą ataku, gdy podwykonawca przesłał pliki AutoCAD, zawierające złośliwe oprogramowanie. Po ich otwarciu przez pracowników firmy malware aktywował się, infekując systemy projektowe i infrastrukturę IT. Atak miał na celu zainstalowanie backdoora, który umożliwiał cyberprzestępcom uzyskanie dostępu do poufnych danych technicznych i projektowych, a także kontrolowanie urządzeń w sieci. Złośliwe oprogramowanie mogło również zaburzyć procesy inżynierskie, opóźniając realizację projektów i wprowadzając błędy w opracowywanych planach. Incydent podkreślił ryzyko związane z brakiem odpowiednich zabezpieczeń w procesie wymiany plików projektowych, szczególnie w kontekście firm współpracujących z podwykonawcami.

Ataki przez łańcuch dostaw

Jednym z najbardziej podstępnych rodzajów ataków są te przeprowadzane poprzez łańcuch dostaw. Atak na firmę Ørsted, jednego z największych światowych producentów energii odnawialnej, miał miejsce, gdy dostawca z Azji zainstalował złośliwe oprogramowanie w firmware inwerterów. Trojany, które zostały dodane na etapie produkcji, umożliwiały atakującym zdalne monitorowanie i kontrolowanie urządzeń w farmach wiatrowych. Dzięki temu cyberprzestępcy mogli uzyskać dostęp do wrażliwych danych operacyjnych, w tym parametrów pracy inwerterów, a także przeprowadzić potencjalny sabotaż, wpływając na wydajność i stabilność całych instalacji. Atak ujawnili pracownicy Ørsted podczas rutynowej analizy bezpieczeństwa, co podkreśliło ogromne ryzyko związane z niezabezpieczonymi etapami łańcucha dostaw, zwłaszcza w kontekście sprzętu wykorzystywanego w krytycznych infrastrukturach energetycznych.

Nie można też zapominać o fizycznych włamaniach. W Teksasie cyberprzestępcy przeprowadzili takie włamanie do infrastruktury farmy wiatrowej, uzyskując dostęp do portu serwisowego inwertera (RS-232). Dzięki temu mogli zmienić konfigurację urządzenia, co skutkowało chwilową destabilizacją pracy farmy wiatrowej. Tego rodzaju atak pokazuje, jak istotne są nie tylko zabezpieczenia cyfrowe, ale także fizyczne bariery ochrony dostępu do krytycznych komponentów infrastruktury energetycznej. Po zmianie ustawień inwertera wydajność farmy została zakłócona, co mogło prowadzić do utraty energii i wpływać na jej integrację z siecią energetyczną. Incydent podkreślił potrzebę silniejszych środków zabezpieczających fizyczny dostęp do kluczowych urządzeń w systemach OZE.

Na koniec – zagrożenie związane z manipulacją algorytmami sztucznej inteligencji. W 2023 roku w Kanadzie zidentyfikowano poważne zagrożenie dotyczące manipulacji danymi wykorzystywanymi przez algorytmy sztucznej inteligencji do optymalizacji pracy magazynów energii. Atak polegał na tzw. „zatrutowaniu danych” – cyberprzestępcy wprowadzili fałszywe informacje pogodowe, które były następnie używane przez systemy AI do podejmowania decyzji



SEGMENTACJA SIECI

Aby zwiększyć odporność infrastruktury OZE na ataki cybernetyczne można wykonać m.in. segmentację sieci OT/IT. Oddzielenie systemów operacyjnych od warstwy informatycznej, ogranicza rozprzestrzenianie się zagrożeń

JAK ZWIĘKSZYĆ CYBERBEZPIECZEŃSTWO OZE?

- Segmentacja sieci OT/IT – oddzielenie systemów operacyjnych od warstwy informatycznej ogranicza rozprzestrzenianie się zagrożeń.
- Regularne audyty bezpieczeństwa – testy penetracyjne, analiza ryzyka i aktualizacja polityk bezpieczeństwa pozwalają identyfikować słabe punkty.
- Ciągłe szkolenie personelu – szczególnie dla osób mających dostęp do systemów SCADA, projektów CAD, interfejsów API i infrastruktury chmurowej.
- Zarządzanie urządzeniami zewnętrznymi (BYOD) – stosowanie rozwiązań MDM (Mobile Device Management) oraz polityk dostępu do sieci.
- Weryfikacja i testowanie aktualizacji firmware oraz komponentów dostawców – ograniczanie możliwości instalacji backdoorów.
- Zabezpieczenie interfejsów fizycznych (RS-232, USB, porty serwisowe) poprzez ich fizyczną ochronę i ograniczenie uprawnień.
- Monitorowanie anomalii w danych wejściowych dla AI – by wykrywać próby zatrutowania danych operacyjnych.

o zarządzaniu energią. W wyniku tych manipulacji algorytmy podejmowały błędne decyzje operacyjne, co prowadziło do nieefektywnego magazynowania energii i obniżenia wydajności systemu. Tego rodzaju atak podkreśla ryzyko związane z poleganiem na automatycznych systemach decyzyjnych, które mogą zostać zafałszowane przez złośliwe ingerencje, prowadząc do poważnych konsekwencji dla stabilności i efektywności sieci energetycznych.

Wnioski i rekomendacje dla sektora OZE

Sektor odnawialnych źródeł energii, mimo swojej kluczowej roli w transformacji energetycznej, staje się coraz bardziej narażony na ataki cybernetyczne. Analiza rzeczywistych przypadków pokazuje, że zagrożenia te obejmują zarówno klasyczne metody (np. spear phishing, DDoS), jak i wyrafinowane scenariusze ataków na łańcuch dostaw, firmware czy sztuczną inteligencję wspomagającą zarządzanie energią. Niejednokrotnie przyczyną wspomnianych zdarzeń była nie tylko luka technologiczna, ale także niedostateczna świadomość zagrożeń wśród pracowników i słaba segmentacja sieci.

Aby zminimalizować ryzyko i zwiększyć odporność infrastruktury OZE na ataki cybernetyczne, należy wdrożyć kilka działań – patrz RAMKA.

W świetle rosnących zagrożeń cybernetycznych, bezpieczeństwo infrastruktury OZE nie może być traktowane jako element dodatkowy – powinno stać się integralną częścią projektowania, eksploatacji i rozwoju każdego systemu energetycznego. Tylko wtedy możliwe będzie utrzymanie ciągłości działania, niezawodności i zaufania społecznego wobec zielonej transformacji energetycznej. ■

UKŁADY BEZPIECZEŃSTWA SAFETY

Tomasz Kopaczewski

Kluczowym rozwiązaniem w obszarze UR w energetyce są układy safety automatyki i maszyn przepływowych. Jakie są tu przykładowe rozwiązania, które odpowiadają za bezpieczeństwo pracy, chroniąc personel przed zdarzeniami wypadkowymi?

Układ bezpieczeństwa safety to część całego systemu sterowania, która ma pozwolić na osiągnięcie stanu bezpieczeństwa maszyny/procesu albo jego utrzymanie w razie wykrycia niedopuszczalnych bądź niebezpiecznych warunków. System safety złożony jest z trzech podstawowych elementów:

- układu urządzeń wejściowych; są to np. przyciski zatrzymania awaryjnego, wyłączniki na drzwiach czy kurtyny świetlne,
- układu urządzeń logicznych, m.in.: sterowniki PLC, przekaźniki programowalne,
- układu urządzeń wyjściowych: styczniki, urządzenia pneumatyczne.

Komponenty użyte jako SRP/CS muszą spełniać poziom niezawodności i gotowości, aby odpowiadać aplikacji oraz szczególnym funkcjom bezpieczeństwa.

Projektowanie układów safety

Można wyróżnić cztery podstawowe etapy w projektowaniu układów safety, a są nimi:

1. ocena ryzyka – należy poznać obiekt, określić jego ograniczenia, wskazać cechy charakterystyczne, zidentyfikować zagrożenia, oszacować i określić ryzyko;
2. projekt (SRP/CS) – projekt bezpieczeństwa polega na opracowaniu specyfikacji dla każdej funkcji bezpieczeństwa oraz szczegółowych wymogów SRP/CS. Celem jest wskazanie wymagań, zastosowanie



fot. 123rf

właściwej architektury safety oraz wymaganych odpowiednich komponentów. Na końcu wyznacza się osiągnięty poziom i porównuje z wymaganiem;

3. wdrożenie – instalacja i uruchomienie systemu,
4. walidacja – planowanie walidacji części systemu sterowania związanych z bezpieczeństwem. Polega na zgromadzeniu niezbędnych informacji szczegółowych. Sprawdzenie pod kątem teoretycznym i praktycznym osiągnięcia założonej funkcjonalności bezpieczeństwa przez system sterowania.

Kwestie prawne

Pisząc o przepisach, normach i dyrektywie maszynowej należałoby wspomnieć o systemie prawnym Unii Europejskiej, opierającym się na tych dwóch filarach: pierwszym jest producent, a drugim użytkownik. Dostawca, czyli producent, podlega ustawie o systemach oceny zgodności i musi spełnić wymagania dyrektywy maszynowej 2006/42/WE. To on oznakowuje maszyny symbolem CE i potwierdza ich zgodność z powyższą dyrektywą.

”

Przemysł 4.0 wprowadził wiele innowacyjnych rozwiązań mających na celu jeszcze większe podniesienie poziomu niezawodności urządzeń i bezpieczeństwa układów technologicznych

Dyrektywy społeczne definiują obowiązki użytkowników maszyn. Będą oni musieli spełnić dyrektywę maszynową 2009/104/WE dotyczącą sprzętu roboczego maszyn, instalacji i ustawę o ogólnych wymaganiach BHP, która w jednym z rozdziałów dotyczy wymagań dla maszyn. Użytkownik nie oznakowuje już maszyn symbolem CE, jego zadaniem jest zapewnienie bezpieczeństwa w całym okresie ich eksploatacji.

Przyciski bezpieczeństwa

Bazując na informacjach o projektowaniu układów safety oraz obowiązujących przepisach, należałoby rozróżnić typy urządzeń mających zastosowanie w segmencie bezpieczeństwa procesowego. Jednym z nich jest urządzenie zatrzymania awaryjnego zwane potocznie „grzybkiem” lub „przyciskiem bezpieczeństwa”. Służy do realizacji funkcji bezpieczeństwa – zatrzymania maszyny w przypadku wystąpienia usterki, nieprawidłowej pracy, przekroczenia parametrów dopuszczalnych. Taki przycisk powinien być zaprojektowany w układzie safety w widocznym i łatwo dostępnym miejscu, tak aby operatorzy obsługujący dane maszyny mogli w sprawny i szybki sposób zatrzymać instalację czy linię produkcyjną.

Stosując najwyższe obecnie standardy bezpieczeństwa można łączyć przyciski bezpieczeństwa bezpośrednio, pojedynczo, do wejść na sterowniku, co zapewnia lepszą niezawodność i prostszą diagnostykę. Po aktywacji takiego przycisku zostaje on w pozycji wciśniętej, co oznacza, że aby można było wrócić do normalnej pracy maszyny operator lub pracownik np. działu utrzymania ruchu musi pojawić się w miejscu, gdzie wystąpiła awaria. Sprawdzą wówczas, czy zagrożenie będące przyczyną aktywowania przycisku ustało, czy można bezpiecznie odblokować „grzybek” i wznowić eksploatację instalacji.

Przycisk bezpieczeństwa zazwyczaj zbudowany jest z trzech modułów: lampki, która podświetla przycisk, styku NC (styk monitorujący pozycję „grzybka”) i styku sprzężonego z modułem II, odpowiedzialnego za rozwarcie pętli monitorującej w przypadku wystąpienia mechanicznego uszkodzenia części łączącej moduły z aktuatorem – przyciskiem bezpieczeństwa.

Czujniki optyczne i bariery

Kolejnym przykładem urządzeń, które znalazły zastosowanie w segmencie bezpieczeństwa przemysłowego, są czujniki optyczne i bariery. Służą one do wykrywania, czy pracownik przeszedł do strefy niebezpiecznej oraz czy w niej pozostał, co pozwala na bezpieczną eksploatację bądź konserwację maszyny. Wyróżnia się wiele rodzajów czujników optycznych – najprostsze pod względem budowy są m.in.: jednowiązkowe bariery świetlne (pojedyncze wiązki świetlne) lub bariery wielowiązkowe (dwu-, trzywiązkowe). Bardziej rozbudowana forma barier to kurtyny świetlne, charakteryzujące się najlepszą rozdzielczością, czyli zdolnością wykrywania obiektu o konkretnej średnicy. Im więcej zastosowanych wiązek w barierze, tym lepsza będzie rozdzielczość (najlepsza to rozdzielczość 14 mm, pozwalająca w kurtynie wykryć nawet ludzki palec).

Bardzo często w bezpieczeństwie procesowym występują skanery laserowe, których zadaniem – podobnie jak barier, kurtyn świetlnych – jest podanie informacji o przekroczeniu linii bezpieczeństwa i znalezieniu się przez pracownika w strefie niebezpiecznej. Skanery laserowe działają na zasadzie wysyłanego promienia laserowego, odbieranego przez odpowiednie zwierciadło i czujniki; rozpoznaje on swoją odległość od przeszkody. Ma rozdzielczość, podobnie jak kurtyny świetlne, tylko że w zakresie od ok. 30-150 mm.

Przemysł 4.0 wprowadził wiele innowacyjnych rozwiązań mających na celu jeszcze większe podniesienie poziomu niezawodności urządzeń i bezpieczeństwa układów technologicznych. W artykule opisano kilka przykładów urządzeń, które odpowiadają za bezpieczeństwo pracy, chroniąc personel przed zdarzeniami wypadkowymi, podnosząc poziom zaufania do projektowanych układów safety. ■



OZE – I CO DALEJ?

dr inż. Emil Nowiński

Elektrownia Kozienice

Kluczem do kolejnych, jeszcze lepszych rozwiązań w dziedzinie wytwarzania i magazynowania energii wydaje się być wiedza z elektromagnetyzmu, fizyki jądrowej, zjawisk falowych oraz elektrochemii. Natomiast ograniczeniem w realizacji zastosowań tej wiedzy jest... ludzka wyobraźnia.

W ostatnim dziesięcioleciu skrót „OZE” nabrał w Polsce dużego znaczenia, stając się rozpoznawalnym wśród wszystkich grup społecznych i osób w różnym wieku. Nie powinno być w tym nic dziwnego, ponieważ znaczenie i potrzeba wykorzystywania odnawialnych źródeł energii jest już szeroko omawiana na wszystkich poziomach edukacji szkolnej, w gospodarstwach domowych, a także dla potrzeb rozwoju i konkurencyjności gospodarki krajowej oraz ekologii.

Widok farm wiatrowych czy fotowoltaicznych nikogo już w Polsce nie zaskakuje i nie budzi zdziwienia. Wytwarzanie energii elektrycznej przez generatory napędzane turbinami na zaporach wodnych czy też energia ciepła pochodząca ze źródeł geotermalnych nie stanowią już innowacyjnych rozwiązań w dziedzinie energetyki. Spalanie biogazu i biomasy także

nie jest przełomową technologią, mającą na celu pozyskanie energii elektrycznej.

Energia ze światła

Poszukiwania nowych źródeł odnawialnej energii wciąż trwają. Zadając pytanie zyskującej na popularności sztucznej inteligencji o nowe i nowoczesne OZE, uzyskamy odpowiedź, która jednak nie wnosi do tematu dużo więcej.

Wydaje się, że rozwój odnawialnych źródeł energii jest ograniczony ludzką wyobraźnią i wiedzą w zakresie fizyki oraz chemii. To poniekąd prawda, ponieważ przełomowe odkrycia na miarę Nagrody Nobla generują nowe wynalazki i nowe technologie, a te na przestrzeni lat są optymalizowane na różne potrzeby. Tak też dzieje się w przypadku odnawialnych źródeł energii. Przykład to chociażby zmieniająca się

wciąż technologia pozyskiwania energii elektrycznej ze światła słonecznego. Znane dotychczas sposoby zamiany energii ze Słońca (docierającej do naszej planety w postaci światła widzialnego) na energię elektryczną wciąż ewoluują. Pierwsze panele fotowoltaiczne, które zostały wynalezione w połowie XX wieku, miały sprawność ok. 6%, podczas gdy obecnie stosowane panele poli- i monokrystaliczne osiągają już sprawność 15-22%. I to nie jest jeszcze ostatnie słowo wynalazców i naukowców. Ogniwa fotowoltaiczne perowskitowe, w których syntezie i wdrożeniu miała udział także polska naukownica, Olga Malinkiewicz, mają już sprawność zamiany energii słonecznej na elektryczną na poziomie nawet 34%. To zasługa rozwiązań tandemowych perowskitu z krzemem.

Warto dodać, że najnowsze technologie fotowoltaiczne, polegające na obustronnym oddziaływaniu promieni słonecznych na panel w celu wytwarzania energii elektrycznej (tzw. paneli bifacjalnych – bPV), mogą zwiększyć wydajność technologii o ok. 10% w porównaniu do klasycznych rozwiązań jednostronnych.

O wdrażaniu nowych rozwiązań w dziedzinie fotowoltaiki nie stanowi wyłącznie wskaźnik, jakim jest wydajność. Również ekonomika, ekologia, a także dostęp do materiałów i perspektywy rozwoju mają wpływ na rozwój danej technologii. Tak jest w przypadku nowoczesnych ogniw fotowoltaicznych, tzw. CIGS, czyli cienkościennych ogniw wytwarzanych z miedzi, indu, galu i selenu. Mimo że sprawność tej technologii waha się w granicach klasycznych ogniw fotowoltaicznych, to innowację stanowi jej trwałość, redukcja masy i niższe koszty wytwarzania. Z kolei niedoskonałości wynikają z ograniczonego dostępu do wymienionych wcześniej pierwiastków, co może wpływać później na cenę takich ogniw oraz dalszy rozwój technologii.

Kolejną formą nowoczesnego rozwiązania wykorzystującego zjawisko fotowoltaiczne są ogniwa termofotowoltaiczne, wytwarzające energię elektryczną w oparciu o zjawiska termoelektryczne i fotowoltaiczne. W pierwszym przypadku to efekt różnicy temperatur występującej między dwoma punktami układu ciał, która generuje napięcie elektryczne i podlega takim zjawiskom fizycznym jak efekt Seebecka, zjawisko Peltiera oraz Thomsona.

Technologie termofotowoltaiczne są rozwiązaniem hybrydowym cechującym się sprawnością na poziomie nawet 44%, co obecnie czyni je najbardziej efektywnymi spośród znanych i stosowanych odnawialnych źródeł energii.

Wodór

Wodór jest gazem, a zarazem paliwem posiadającym nieocenione zalety energetyczne i ekologiczne. W postaci wolnej występuje w atmosferze, jak również w skałach – w ilości nieprzekraczającej 5%. Jest to wielkość znikoma i na dodatek trudna do odseparowania od innych gazów, co może przedkładać się na nieopłacalność takiej metody pozyskiwania wodoru.

Jak wiemy, nieograniczona wręcz ilość tego pierwiastka znajduje się w związkach z tlenem oraz węglem pod postacią wody oraz węglowodorów.

Obecnie znamy różne metody pozyskiwania wodoru z wymienionych źródeł, jednakże są to także technologie nieekonomiczne w porównaniu do kosztów uzyskiwania innych paliw. Natomiast istotną cechą wodoru jest jego nietoksyczność i proekologiczność podczas spalania. Właśnie z uwagi na te dwie zalety wodór to paliwo, któremu nadaje się miano przyszłościowego. Aby tak się stało, to oprócz rozwiązania problemów z długoterminowym magazynowaniem tego gazu oczekuje się na jego ekonomiczną, a zarazem w pełni bezemisyjną produkcję. Jedną z takich metod to elektroliza wody z wykorzystaniem energii elektrycznej uzyskanej ze źródeł odnawialnych, choć efektywność i opłacalność tej technologii nadal nie jest najwyższa.

”

Wytwarzanie jakiegokolwiek rodzaju energii powinno wiązać się z jej stuprocentową konsumpcją, tak aby ograniczyć koszt jej produkcji, a także niekorzystny wpływ ewentualnej nadprodukcji

Podstawą do dalszego rozwoju wytwarzania „zielonego” wodoru są prace naukowe z 2023 roku – opracowanie nowego typu elektrolizera, którego budowa opiera się na tanich i powszechnych materiałach, jak np. żelazo i nikiel, w miejsce dotychczas używanych drogich katalizatorów platynowych. Dzięki temu koszt produkcji wodoru może być znacznie zredukowany, co prawdopodobnie otworzy drogę do jego szerokiego zastosowania jako paliwa.

Kolejną innowacją w zakresie produkcji wodoru jest jego wytwarzanie z biomasy. Nowa metoda wykorzystuje mikroorganizmy do fermentacji odpadów organicznych, co pozwala na produkcję w sposób bardziej efektywny i zrównoważony niż tradycyjne metody gazowania biomasy.

Wodór z potencjałem?

Nie tylko nowe metody wytwarzania wodoru mogą być perspektywiczne. Jak już wspomniano, gaz ten ma swoje pokłady w skałach. Według publikacji przedstawionej w periodyku Nature Reviews Earth and Environment ogromne zasoby wodoru (wystarczające na 170 tys. lat) znajdują się też w przestrzeniach pomiędzy płytami tektonicznymi w głębi naszej planety. Problemem jest dostęp do nich i wydobycie gazu.

Istotną przeszkodą przy znacznej produkcji wodoru jest jego przechowywanie, co wiąże się przede wszystkim z wysokimi kosztami magazynowania w odpowiednich do tego warunkach. Dlatego też jednym z rozwiązań pozwalających na przekształcenie wodoru w związek chemiczny z azotem, który również może być wykorzystany jako paliwo, jest amoniak. Jego produkcja przy użyciu wodoru i azotu przebiega w reaktorach gazowych w temperaturze około 450°C i pod wysokim ciśnieniem (proces Habera-Boscha).

Wadą nowo powstałego paliwa jest natomiast jego wysoka toksyczność oraz ponaddziesięciokrotnie niższa wartość opałowa aniżeli ta charakteryzująca wodór.

Magazynowanie energii

Wytwarzanie jakiegokolwiek rodzaju energii powinno wiązać się z jej stuprocentową konsumpcją, tak aby ograniczyć koszt produkcji, a także niekorzystny wpływ ewentualnej nadprodukcji. Zbilansowanie

wytwarzania energii do jej zużycia nie zawsze jest możliwe z uwagi na zmiany popytu w określonych porach doby oraz roku. Dysproporcje te pogłębiane są również poprzez włączanie do systemu elektroenergetycznego nadmiarowych ilości odnawialnych źródeł energii, mogących destabilizować system elektroenergetyczny. Na ratunek przychodzą tu magazyny energii, których zadaniem jest przechowywanie energii wyprodukowanej w ilościach, jakich nie można skonsumentować bezpośrednio.

Najpowszechniej stosowanymi obecnie magazynami energii są baterie litowo-jonowe. Niestety, urządzenia te nie są także pozbawione wad, do których należą:

- ograniczona żywotność, określana zwykle na 10 do 15 lat;
- ryzyko pożaru lub eksplozji;
- straty energetyczne – głównie podczas ładowania i rozładowywania, ale także podczas eksploatacji w wysokich i niskich temperaturach;
- ograniczona pojemność;
- problemy z utylizacją (głównie metali ciężkich i substancji chemicznych w nich zawartych);
- ograniczenia techniczne, np. podczas awarii sieci;
- wydajność, która spada w funkcji czasu, co wiąże się z koniecznością wymiany lub regeneracji;
- nieodwracalne uszkodzenia, np. zwarcia, które eliminują ogniwo albo grupę ogniw z eksploatacji.

Wobec powyższego celowe są dalsze poszukiwania i realizacja badań naukowych nad nowymi rodzajami magazynów energii elektrycznej, które łączyć będą coraz większą liczbę zalet, choćby takich jak ich wydajność, trwałość, niski koszt wytwarzania, eksploatacji oraz utylizacji.

Nowe materiały w bateriach

Wychodząc naprzeciw tym oczekiwaniom, w 2023 roku nastąpił przełom w technologii produkcji baterii przepływowych. Dzięki nowym materiałom elektrolitycznym, takich jak wolfram, udało się znacząco poprawić wydajność i pojemność baterii, które mogą być stosowane w dużych instalacjach energetycznych, zapewniając długoterminowe magazynowanie energii z odnawialnych źródeł. Mowa tu o bateriach przepływowych RFB – Redox Flow Batteries.

W roku 2024 zaproponowano z kolei inne ciekawe rozwiązanie technologiczne w obszarze magazynowania energii, jakim są baterie sodowo-jonowe, które mogą zastąpić akumulatory litowo-jonowe w wielu zastosowaniach. Główne zalety to znacznie tańszy materiał, ponieważ sód jest powszechnie dostępny i niedrogi, oraz dużo większe bezpieczeństwo w przypadku przegrzania. Baterie te oferują podobne parametry energetyczne do litowo-jonowych, ale mogą stać się kluczowe w magazynowaniu energii na dużą skalę (np. w elektrowniach słonecznych i wiatrowych).

Kolejną innowacją są wspomniane już wcześniej magazyny energii CAES, czyli nowa metoda przechowywania



Literatura rozróżnia kilka rodzajów magazynów energii elektrycznej, a są to:

- magazyny elektrochemiczne, z których najpopularniejsze to baterie litowo-jonowe, używane do magazynowania energii zarówno w dużych systemach energetycznych, gospodarstwach, jak i samochodach elektrycznych,
- magazyny elektromechaniczne wykorzystujące energię mechaniczną, np. w elektrowniach szczytowo-pompowych i systemach z kołami zamachowymi,
- magazyny termiczne przechowujące energię w postaci ciepła, np. poprzez stopione sole lub wodę,
- magazyny chemiczne zachowujące energię w postaci chemicznej, np. wodór w ogniwach paliwowych,
- magazyny oparte na sprężonym powietrzu (CAES), które magazynują powietrze pod ciśnieniem, aby potem napędzać turbiny.

wywania energii w formie sprężonego powietrza, która ma być bardziej efektywna i tańsza od dotychczasowych rozwiązań. Nowe podejścia obejmują przechowywanie powietrza w podziemnych zbiornikach w bardziej efektywny sposób, umożliwiając zwiększenie skali tej technologii.

Polimery

Wysoko rozwinięta i wciąż rozwijana technologia syntezy tworzyw sztucznych lub ich przetwarzania powoduje, że do magazynowania energii elektrycznej mogą być również wykorzystywane polimery. W odróżnieniu od popularnych tworzyw sztucznych, do zastosowań w energetyce mogą być używane polimery przewodzące, takie jak chociażby polianilina, polipirol, politiofen, które służyły również autorowi artykułu do realizacji badań naukowych w zakresie oceny efektywności triboelektrycznej. Z materiałów tych powstają tzw. superkondensatory.

Dobre rokowania w zakresie stosowalności w energetyce dają także polimery redoks-aktywne. Mogą one wiązać chemicznie i uwalniać elektrony, podobnie jak klasyczne materiały elektrochemiczne. Nieco mniejszą wydajnością oraz efektywnością elektryczną cechują się elektroaktywne polimery żelowe, pełniące funkcję elektrolitów i magazynów jonów. Ich zaletą, pomimo niższych pojemności elektrycznych i mniejszych możliwości magazynowania energii o wysokiej gęstości, jest elastyczność oraz niewielki ciężar, co znajdzie pewne zastosowanie do celów przechowywania energii.



PRACE NAD WYTWARZANIEM WODORU

Podstawą do dalszego rozwoju wytwarzania „zielonego” wodoru są prace naukowe z 2023 roku – opracowanie nowego typu elektrolizera, którego budowa opiera się na tanich i powszechnych materiałach, jak np. żelazo i nikiel, w miejsce dotychczas używanych drogich katalizatorów platynowych

Artykuł pokazuje jedynie ogólnie perspektywy stojące przed nowoczesnymi materiałami i technologiami dla energetyki. Nie zostało tu wspomniane nic chociażby z obszaru energetyki jądrowej – stosowania odpadowych prętów paliwowych z elektrowni atomowych, które mogą posłużyć jako... baterie jądrowe. Nie piszę również o nowoczesnych reaktorach MSR, wykorzystujących tor do realizacji procesów wytwarzania energii elektrycznej, ani o używaniu wody morskiej do ekstrakcji uranu, jak również o hybrydowym zastosowaniu izotopów promieniotwórczych wraz z perowskitami. Jestem jednak przekonany o konieczności rozważań nad nowoczesną energetyką jądrową w osobnym artykule, który być może pojawi się niebawem.

Dzisiejsze społeczeństwo, oprócz wysokich potrzeb w zakresie konsumpcji energii elektrycznej, ma również świadomość konieczności jej oszczędzania oraz produkcji z różnych źródeł, głównie tych odnawialnych, ukrytych w otaczającej nas naturze i wszechświecie. Jak już zostało napisane na samym początku artykułu, kluczem do kolejnych, lepszych rozwiązań w dziedzinie wytwarzania i magazynowania energii wydaje się być wiedza z zakresu fizyki i chemii, a ściślej mówiąc: elektromagnetyzmu, fizyki jądrowej, zjawisk falowych oraz elektrochemii. Natomiast ograniczeniem w realizacji zastosowań tej wiedzy jest ludzka wyobraźnia. ■

Reklama



ELEKTRYZUJĄCE NEWSY

z branży energetycznej, reportaże, artykuły techniczne, wywiady

kierunek**energetyka**



KIERUNKI DEKARBONIZACJI CIEPŁOWNICTWA

a ryzyko dostępności paliw

Krzysztof Gigol

Decydując się na kosztowną modernizację czy inwestycję w nowe źródła wytwórcze należy wziąć pod uwagę przede wszystkim pewność i stabilność dostaw paliwa oraz ograniczoną możliwość mitygacji ryzyka związanego z gwarancją dostaw oraz warunków cenowych.

Dekarbonizacja ciepłownictwa w Polsce to jedno z kluczowych wyzwań współczesnej polityki energetycznej i klimatycznej. W kontekście unijnych celów neutralności klimatycznej do 2050 roku oraz pakietu Fit for 55 [1], sektor ciepłownictwa – zwłaszcza w miastach powiatowych – stoi przed koniecznością gruntownej i kosztownej transformacji. Ciepłownie powiatowe, często oparte na przestarzałych technologiach węglowych, są najistotniejszym elementem lokalnych systemów zaopatrzenia w ciepło. Problem polega na tym, że modernizacja lokalnych systemów ciepłowniczych wymaga nie tylko olbrzymich nakładów finansowych oraz wsparcia regulacyjnego i technologicznego, ale niesie też za sobą ryzyko związane z rosnącymi kosztami zakupu alternatywnych do węgla paliw, co wynika z wysokiego prawdopodobieństwa ograniczonej dostępności do nich w najbliższej przyszłości. Oczywiście, w zdecydowanie lepszej sytuacji znajdują się przedsiębiorstwa ciepłownicze należące do dużych grup kapitałowych, jak Grupa ORLEN, PGE, Veolia czy Fortum, ponieważ mogą one korzystać z efektu synergii: wspólny dla całej grupy zakup paliw i energii, pozyskiwanie finansowania zewnętrznego czy korzystanie z finansowania wewnątrz organizacji. Zdecydowanie gorzej mają wspomniane ciepłownie z miast powiatowych,

foto. 123rf

w większości należące do jednostek samorządu terytorialnego, które nie mają szans na zmniejszenie mocy, a jednocześnie nie stać ich na kosztowną modernizację, przejście na biomasę czy gaz ziemny.

Ciepłownictwo w Polsce – stan obecny

Według danych Urzędu Regulacji Energetyki (URE) [2], na dzień 31 grudnia 2023 r. działało w Polsce 398 przedsiębiorstw posiadających 815 koncesji wydanych przez Prezesa URE na prowadzenie działalności ciepłowniczej. Wiele z nich, bo aż 192, to spółki posiadające ciepłownie o mocy 5-50 MW, odgrywające kluczową rolę w zapewnieniu ciepła mieszkańcom mniejszych miast i miejscowości, szczególnie w miastach powiatowych, które z reguły nie dysponują wystarczającymi budżetami na realizację zadań związanych z modernizacją systemów ciepłowniczych. A należy pamiętać, że według Urzędu Regulacji Energetyki branża ta już od wielu lat jest pogrążona w permanentnym kryzysie finansowym. To skutek tego, że przychody wynikające z urzędowo regulowanych taryf na sprzedaż ciepła systemowego nie nadążają za zmianami i nie pokrywają rynkowych kosztów. Tabela 1 wskazuje wyniki finansowe ogółem przedsiębiorstw ciepłowniczych zgodnie z danymi zawartymi we wspomnianym raporcie URE.

Sektor ciepłowniczy zmaga się z wyzwaniami związanymi z wysokimi kosztami paliw, energii i wynagrodzeń oraz ETS, które w wyniku zmniejszania się puli darmowych uprawnień do emisji CO₂ znacząco wzrosną. Parlament Europejski przyjął reformę systemu handlu emisjami – ma stać się bardziej rygorystyczny, a od 2026 roku sukcesywnie będzie zmniejszana pula darmowych uprawnień [3]. Dodatkowo w 2027 roku nastąpi wprowadzenie systemu ETS2, co tylko pogłębi problemy sektora.

Zła sytuacja finansowa, rosnące koszty, problemy płynnościowe i w końcu stała nierentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych prowadzi do tego, że część z nich zaprzestaje kupowania i umarzania certyfikatów ETS, mimo grożących kar finansowych. W 2024 roku została nałożona wielomilionowa kara między innymi na Megatem EC-Lublin, która zarządza

elektrociepłownią odpowiedzialną za dostarczanie ciepła do niemal połowy Lublina. Lubelski WIOŚ nałożył karę administracyjną w wysokości ponad 61 mln zł za brak rozliczenia wielkości emisji CO₂ za 2021 r. Jednak najsłynniejszym i chyba najbardziej skrajnym przykładem jest nakładanie kar na EC Zagłębie Dąbrowskie (dawniej EC Będzin). Pod koniec ubiegłego roku spółka ta została obciążona kolejnymi karami za brak rozliczenia emisji dwutlenku węgla, a ich łączna wysokość wyniosła aż ponad 510 mln zł. Co ciekawe i symptomatyczne dla branży ciepłowniczej, firma ta nie posiadała wystarczających środków finansowych na zakup i umorzenie certyfikatów, ponieważ jej działalność była nierentowna. Wynikało to z faktu, że przychody generowane z urzędowo regulowanych przez URE taryf na sprzedaż ciepła systemowego nie pokrywały rynkowych kosztów. W EC Zagłębie Dąbrowskie tylko w 2021 roku koszty paliwa i koszty emisji CO₂ wyniosły łącznie 266 mln zł, przewyższając sumę przychodów o ponad 24 mln zł. I to jeszcze przed uwzględnieniem innych kosztów operacyjnych na poziomie niemalże 64 mln zł; ostateczny wynik finansowy przyniósł stratę z działalności operacyjnej na poziomie przekraczającym 88 mln zł [4].

”

Działania ograniczające możliwość pozyskania biomasy z krajowych zasobów, w szczególności zrębki leśnej, mogą storpedować zazielenianie polskiego ciepłownictwa oraz stabilnej energetyki zawodowej

Koszty i kierunki dekarbonizacji – szacunki i skala wyzwań

Polityka regulacyjna Unii Europejskiej w zakresie neutralności klimatycznej, pakietu Fit for 55, Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (ETS oraz ETS2) oraz rosnące koszty bieżącej działalności zmuszają przedsiębiorstwa ciepłownicze do podjęcia wysiłku modernizacji instalacji i dostosowania ich do coraz bardziej rygorystycznych wymogów. Zgodnie z zawartą w raporcie z października 2024 r. analizą Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej (dawniej PTEZ) „Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych” niezbędne nakłady inwestycyjne na zmiany w sektorze wyniosą do 2050 roku między 299 mld zł a 466 mld zł, przy czym wyłącznie koszt związany z dostosowaniem infrastruktury wytwórczej to szacunkowo od 102 mld zł do 211 mld zł [5].

TAB. 1
Wyniki finansowe ogółem przedsiębiorstw ciepłowniczych na dzień 31 grudnia 2023 r. (według danych z raportu URE)

ROK	Wynik finansowy brutto [mln PLN]	Rentowność [%]
2019	- 543	- 2,92
2020	- 474	- 2,36
2021	- 1 500	- 5,78
2022	- 6 240	- 22,0
2023	- 3 990	- 9,51

Raport PTEC wskazuje również kluczowe technologie, które wspomogą proces dekarbonizacji sektora średnich i dużych systemów ciepłowniczych:

1. technologie gazowe, które są w Polsce dość często stosowane ze względu na krótki czas rozruchu i zatrzymania urządzeń w postaci kotłów gazowych, turbin gazowych oraz bloków gazowo-olejowych,
2. kotły na biomasę (zrębka drzewna bądź pellet) będące dziś fundamentalnym źródłem energii odnawialnej w ciepłownictwie,
3. instalacje zasilane alternatywnymi paliwami (głównie odpady komunalne w instalacjach ITPOK oraz w postaci RDF),
4. technologie geotermalne stanowiące odnawialne źródła energii,
5. wielkoskalowe pompy ciepła oraz technologie mające na celu zazielenienie ciepłownictwa poprzez jego elektryfikację, głównie przy pomocy kotłów elektrodowych zasilanych energią elektryczną produkowaną w farmach fotowoltaicznych bądź wiatrowych.

”

Rosnące koszty, problemy płynnościowe i w końcu stała nierentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych prowadzi do tego, że część z nich zaprzestaje kupowania i umarzania certyfikatów ETS, mimo grożących kar finansowych

Biorąc pod uwagę całkowity koszt inwestycji, dostępność i stabilność paliwa, sterowalność źródeł oraz stopień skomplikowania jednostek wytwórczych najrozsądniejszymi kierunkami modernizacji i rozwoju instalacji wytwórczych istniejących w małym i średnim ciepłownictwie są technologie oparte o paliwa gazowe oraz o biomasę.

Gaz ziemny – stałe paliwo przejściowe

Jeszcze kilka lat temu gaz ziemny traktowany był jako tzw. paliwo przejściowe mające być wyłącznie przystankiem w drodze odchodzenia od węgla ku odnawialnym źródłom energii. Wrażliwość na czynniki atmosferyczne i brak sterowalności OZE powoduje jednak, że paliwa gazowe stają się gwarantem stabilności systemu energetycznego. Pierwotnie zakładano, że zastosowanie gazu ziemnego w energetyce i ciepłownictwie (emitującego CO₂ do atmosfery) zmaleje w szybkim tempie, jednakże prowadzone dziś inwestycje i systemy wsparcia dla źródeł wytwórczych przeczą temu pogładowi. Dodatkowo globalny popyt na gaz ziemny nie maleje, a wręcz przeciwnie – analizy

Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) wskazują, że jego rola będzie rosła, ponieważ paliwo to jest kluczowe dla transformacji energetyki i ciepłownictwa [6], a dodatkowo wzrost popytu na gaz ziemny jest stymulowany przez sektor petrochemiczny.

W ciepłownictwie traktuje się go jako swoisty substytut węgla kamiennego i stosunkowo czyste źródło energii, które może przyczynić się do poprawy jakości powietrza oraz ograniczenia emisji CO₂. Błękitne paliwo, ze względu na swoje właściwości, jest mniej szkodliwe dla środowiska niż inne konwencjonalne źródła. Emisja dwutlenku węgla w wyniku spalania gazu jest o około 60% niższa niż w przypadku spalania węgla. Znacznie redukuje się także emisję zanieczyszczeń, takich jak tlenki siarki SO_x i tlenki azotu NO_x, a dodatkowo w zasadzie nie występuje emisja pyłów zawieszonych i silnie rakotwórczego benzo[a]pirenu, czyli zanieczyszczeń odpowiadających za powstawanie smogu.

Transformacja sektora ciepłowniczego z węgla na gaz ziemny wymaga nakładów inwestycyjnych nie tylko w modernizację czy budowę nowych źródeł ciepła, ale również w rozwój infrastruktury przesyłowej. Nie wszystkie systemy są przygotowane do przejścia na gaz, a wiele z nich – zwłaszcza w małych miastach – nie ma dostępu do sieci gazowej. Koszty tych inwestycji mogą okazać się zaporowe bez odpowiedniego wsparcia państwa i funduszy unijnych. Należy mieć również na uwadze, że stosowanie gazu ziemnego może wiązać się z różnymi rodzajami ryzyka: geopolitycznym, ekonomicznym, środowiskowym oraz infrastrukturalnym. Z drugiej zaś strony rozwój technologii LNG oraz dywersyfikacja dostawców gazu stwarzają nowe szanse i otwierają perspektywy dla rozwoju źródeł wytwórczych zasilanych gazem ziemnym. Gaz ziemny może stanowić pomost między energetyką węglową a przyszłością bazującą na OZE i technologiach zero-emisyjnych. W wielu przypadkach modernizacja ciepłowni do standardów gazowych pozwala ograniczyć emisję o 40-60% w stosunku do źródeł węglowych, a to ważne nie tylko z punktu widzenia klimatu, ale też jakości powietrza i zdrowia publicznego.

Polska nie dysponuje znaczącymi zasobami omawianego paliwa. W 2024 roku łączna produkcja gazu ziemnego Grupy ORLEN w Polsce i za granicą wzrosła do 8,6 mld m³. Nowa strategia ORLEN zakłada dalszy wzrost wydobycia gazu – w 2030 roku poziom ten ma osiągnąć 12 mld m³ i odpowiada za około 45% zapotrzebowania naszego kraju [7], co czyni go w znacznym stopniu uzależnionym od importu. Wieloletnia i trudna współpraca oraz negatywne doświadczenia z dominującym dostawcą gazu do Europy, jakim był rosyjski Gazprom, sprawiły, że Polska starała się poprawić bezpieczeństwo i stabilność systemu gazowego oraz zdywersyfikować kierunki pochodzenia paliwa tak, abyśmy stali się mniej podatni na działania geopolityczne i presję polityczną dotychczasowego największego dostawcy.

Głównym źródłem pochodzenia gazu ziemnego miały być bogate w zasoby złoża Norweskiego Szelfu

Kontynentalnego, sprowadzane za pomocą Korytarza Norweskiego (czyli gazociągu Baltic Pipe, ułożonego na dnie Bałtyku, łączącego Norwegię – poprzez terytorium Danii – z polskim wybrzeżem). Inicjatorami i głównymi orędownikami pomysłu budowy gazociągu i uniezależnienia się od Gazpromu byli Piotr Woźniak oraz Piotr Naimski. Korytarz Norweski ma niebagatelne znaczenie dla dywersyfikacji kierunków i źródeł dostaw, zabezpieczenia cen surowca oraz integracji rynku gazu ziemnego. Jego głównym założeniem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw przede wszystkim w Polsce i Danii, a w dalszej kolejności w Szwecji, regionie Morza Bałtyckiego oraz Europie Środkowo-Wschodniej. Inwestycja została uznana przez Komisję Europejską za „Projekt o znaczeniu wspólnotowym”, który to status jest przyznawany infrastrukturalnym projektom realizującym cele unijnej polityki energetycznej i wzmacniającym europejski wewnętrzny rynek energii.

Konieczność dywersyfikacji źródeł i kierunków zaopatrzenia w gaz ziemny została zdeterminowana przez dwa kryzysy gazowe z 2006 i 2009 roku, kiedy Gazprom przerywał lub ograniczał dostawy gazu na Ukrainę, co pośrednio miało negatywny wpływ na Polskę oraz inne kraje Unii Europejskiej. W 2015 roku został oddany do użytku gazoport zlokalizowany w Świnoujściu, który był pierwszą tego typu instalacją w basenie Morza Bałtyckiego. Obecnie zdolności regazyfikacyjne terminala wynoszą około 8,3 mld m³ skroplonego gazu ziemnego rocznie, co zapewnia Polsce dywersyfikację źródeł dostaw LNG z dowolnego kierunku na poziomie około 40% rocznego wykorzystania tego surowca w kraju. Dodatkowo Gaz-System realizuje Program FSRU, którego celem jest stworzenie w Gdańsku pływającego terminala LNG, infrastruktury umożliwiającej jego odbiór i regazyfikację oraz wprowadzenie do krajowego systemu przesyłowego gazu. Ma być on przystosowany

do odbioru co najmniej 6,1 mld m³ gazu rocznie; uruchomienie planowane jest na przełomie 2027/28 roku.

Główne kierunki dostaw LNG do Polski to: USA, Katar, Norwegia i Nigeria. Wzrost znaczenia LNG w miksie energetycznym zwiększył elastyczność zakupową – w 2023 roku LNG stanowiło ponad 35% całkowitego importu gazu do Polski.

Ostatni kryzys gazowy nastąpił w 2022 roku, kiedy po inwazji Rosji na Ukrainę Gazprom całkowicie wstrzymał dostawy surowca do Polski w ramach kontraktu jamalskiego. Choć nasz kraj był częściowo przygotowany na ten scenariusz dzięki infrastrukturze dywersyfikacyjnej (terminal LNG i gazociąg Baltic Pipe), presja na bezpieczeństwo dostaw oraz wysoka niestabilność i zmienność cen wywołująca szok cenowy były odczuwalne zarówno w energetyce, jak i w przemyśle, czego konsekwencje widoczne są po dzień dzisiejszy. Wydarzenia ostatnich lat doprowadziły do ogromnych wahań cen gazu na rynkach europejskich, co dla działającego w modelu regulowanym sektora ciepłownictwa jest szczególnie niebezpieczne. Wysokie ceny gazu dla obsługujących gospodarstwa domowe oraz instytucje publiczne zakładów ciepłowniczych przekładają się bezpośrednio na wzrost kosztów ogrzewania oraz stwarzają ryzyko wzrostu ubóstwa energetycznego.

Budowa nowych interkonektorów gazowych (ze Słowacją, Litwą, Czechami), terminalu FSRU w Gdańsku oraz kontynuacja rozwoju Baltic Pipe tworzą solidne fundamenty dla stabilnego i bezpiecznego zaopatrzenia w gaz. Umożliwia to przekształcenie ciepłownictwa w system bardziej odporny na uwarunkowania geopolityczne i implementację nowoczesnych źródeł gazowych, które dodatkowo można relatywnie łatwo przystosować do pracy hybrydowej, np. w połączeniu z pompami ciepła, magazynami energii czy panelami

Reklama

TEDOM
YANMAR GROUP

Kogeneracja

Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła

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



55+

krajów eksportowych

60+

typów jednostek kogeneracyjnych

2300+

MW zainstal. mocy el.

10500+

szt. wyprodukowanych jednostek kogeneracyjnych

200+

jednostek kogeneracyjnych sprzedanych w Polsce

fotowoltaicznymi. Co więcej, obecnie instalowane źródła gazowe są kompatybilne z bardziej ekologicznymi paliwami gazowymi jak biometan czy wodór, mogącymi w przyszłości stopniowo zastępować gaz ziemny w systemach ciepłowniczych. Tego typu źródłami są m.in. technologie kogeneracyjne (CHP – Combined Heat and Power) pozwalające na bardzo efektywne wykorzystanie paliwa – z jednego procesu wytwarzane jest zarówno ciepło, jak i energia elektryczna, co podnosi efektywność energetyczną systemu, zmniejsza straty i może przyczynić się do obniżenia kosztów eksploatacji w średnim i długim okresie.

Stosowanie gazu ziemnego w polskim ciepłownictwie to proces złożony i pełen napięć. Z jednej strony mamy do czynienia z wysokim ryzykiem geopolitycznym, cenowym oraz środowiskowym. Z drugiej – gaz ziemny daje realną możliwość szybkiej poprawy efektywności systemów ciepłowniczych oraz zmniejszenia kosztów środowiskowych, zwłaszcza w okresie przejściowym przed pełną dekarbonizacją.

Kluczem do sukcesu jest dywersyfikacja źródeł dostaw, rozwój infrastruktury przesyłowej oraz LNG, a także odpowiednie wsparcie inwestycyjne dla lokalnych systemów ciepłowniczych. W perspektywie kolejnych dekad gaz ziemny, choć z czasem może być wypierany przez odnawialne źródła energii, będzie odgrywał istotną rolę w zapewnieniu ciepła i bezpieczeństwa energetycznego.

Biomasa – podstawowe OZE w ciepłownictwie

Biomasa, w przeciwieństwie do gazu ziemnego, ma tę zaletę, że z punktu widzenia emisji CO₂ jest czystym paliwem zaliczanym do odnawialnych źródeł energii. Zakwalifikowanie biomasy jako OZE spowodowało, że od lat stanowi ona istotny element polskiego miksu energetycznego, szczególnie w sektorze ciepłownictwa systemowego, gdzie spalana jest w kotłach węglowych (jako współspalanie) oraz dedykowanych źródłach biomasowych (aż 97% OZE w ciepłownictwie pochodzi właśnie z biomasy). Przyczynia się ona do redukcji emisji gazów cieplarnianych i wspiera transfor-

mację energetyczną kraju. Jednakże wykorzystanie jej wiąże się z szeregiem wyzwań – zarówno na poziomie krajowym, jak i międzynarodowym – które stanowią poważne ryzyko dla inwestorów.

Do niedawna Polska importowała znaczną część biomasy z Ukrainy i Białorusi. W 2021 roku te dwa kraje odpowiadały za około 30% importu pelletu do Europy Zachodniej, z czego znaczna część trafiała do nas. Import z Białorusi i Ukrainy utrzymał się do czerwca 2022 roku, po czym nastąpił wzrost importu pelletów z USA, Kanady i Turcji [8].

Zrębka leśna, będąca jednym z rodzajów biomasy drzewnej, odgrywa coraz większą rolę w transformacji wielu ciepłowni w Polsce. W obliczu rosnących wymagań dotyczących redukcji emisji CO₂ oraz potrzeby uniezależnienia się od paliw kopalnych, dzięki lokalnej dostępności i korzystnym właściwościom energetycznym pozyskiwana w kraju zrębka staje się atrakcyjnym paliwem dla polskiego sektora ciepłowniczego, choć o dostęp do paliwa musi konkurować z energetyką zawodową. Zrębka leśna to drobne kawałki drewna powstałe w wyniku rozdrabniania gałęzi, pni czy innych pozostałości po pracach leśnych. Jej wartość opałowa, w zależności od wilgotności i sezonowania, wynosi około 15 MJ/kg, co czyni ją efektywnym źródłem energii cieplnej. Według danych Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej, w 2022 roku udział odnawialnych źródeł energii (OZE) w produkcji ciepła systemowego wyniósł 12,6%, z czego aż 97% pochodziło z biomasy, głównie drzewnej. Zrębka leśna stanowi znaczną część tego udziału, zwłaszcza w mniejszych i średnich ciepłowniach, które współspalają ją w kotłach węglowych oraz przestawiają się z węgla na biomasę.

Głównym źródłem zrębki leśnej w Polsce są krajowe lasy, w których pozyskuje się drewno niskiej jakości oraz pozostałości po pracach leśnych i podczas prac związanych z budową infrastruktury, głównie drogowej. Dodatkowo, przemysł drzewny dostarcza znaczne ilości odpadów drzewnych, które po rozdrobnieniu trafiają na rynek jako zrębka.

W ostatnich latach obserwuje się dynamiczny rozwój instalacji ciepłowniczych opalanych zrębką leśną. Przykładem jest Elektrociepłownia Ciechanów, która w 2023 roku uruchomiła jednostkę na biomasę o mocy 13 MWt oraz planuje kolejną inwestycję o mocy 8 MWt. Podobne projekty realizowane są w innych miastach, takich jak Gdynia, gdzie PGE Energia Ciepła buduje instalację spalania biomasy o mocy 30 MWt. Również ORLEN Termika modernizuje swoje zakłady w kierunku tego paliwa, a na terenie EC Pruszków zostanie wybudowana kotłownia biomasowa wyposażona w trzy kotły wodne o łącznej nominalnej mocy cieplnej blisko 45 MW w paliwie [9]. Również elektrownie zawodowe mają plany modernizacji swoich źródeł. Posiadająca największą instalację biomasową Enea Elektrownia Połaniec, spalająca około 1,5 mln ton biomasy rocznie, zakłada stopniowe wycofywanie z pracy bloków węglowych i zastępowanie węgla m.in. biomasą.

PALIWA Z RYZYKIEM
Najpopularniejsze, alternatywne do węgla paliwa stosowane w ciepłownictwie, nie są wolne od ryzyka, choć w przypadku gazu ziemnego jest ono zdecydowanie niższe niż przy krajowej biomasie leśnej czy produktach importowanych



fot. 123rf

Polska jest jednym z czołowych wytwórców pelletu w Europie, z produkcją wynoszącą około 2,2 mln ton rocznie. W kraju działa około 140 zakładów produkcyjnych o łącznej zdolności wytwórczej 2,7 mln ton. Niestety, w porównaniu do innych krajów europejskich w większości są to mali producenci, których wyroby zaspokajają popyt indywidualnych odbiorców.

Zapotrzebowanie na pellet w Polsce rośnie zarówno w sektorze indywidualnym, jak i przemysłowym. Szacuje się, że obecnie w kraju działa około 400 tys. kotłów na pellet, a zużycie tego paliwa wynosi blisko 2 mln ton rocznie. Prognozy wskazują, że do 2026 roku zużycie może wzrosnąć do 7,42 mln ton, co wynika z planowanych inwestycji w nowe instalacje ciepłownicze. Z pewnością do wzrostu tego przyczynia się również coraz powszechniejsza konwersja kotłów węglowych typu WR i dostosowanie ich do spalania pelletu. Niestety, zarówno zrębka, jak i pellet nie mogą być produkowane w kraju w ilości odpowiadającej zapotrzebowaniu na te paliwa.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska, w odpowiedzi na interpelację poselską nr 9440, pod koniec maja 2025 roku wyraziło obawy, że rynek krajowy nie pokryje rosnącego zapotrzebowania na biomasę i wskazuje, że dekarbonizacja energetyki oraz ciepłownictwa systemowego nie mogą bazować na wykorzystaniu biomasy jako głównym surowcu używanym do transformacji tych sektorów. MKiŚ podkreśla, że Polska nie dysponuje wystarczającym potencjałem zrównoważonej biomasy drzewnej, aby realizować transformację energetyczną w oparciu o biomasę. Uwzględniając ww. ograniczenia potencjału surowcowego, dalsze wsparcie dla rozwoju biomasy ze strony państwa będzie redukowane i kierowane na inne potrzeby transformacyjne.

Współspalanie, inwestycje w nowoczesne źródła wytwórcze oraz systemy logistyki i magazynowania paliwa mogą zwiększyć efektywność i konkurencyjność tego segmentu rynku, lecz mimo pozytywnych trendów sektor ciepłowniczy stoi przed wyzwaniami związanymi z dostępnością i ceną zrębki leśnej. Rosnące zapotrzebowanie będzie prowadzić do wzrostu cen surowca, co wpłynie na koszty produkcji ciepła. Dodatkowo, zmiany w polityce klimatycznej i energetycznej oraz działania Ministerstwa Środowiska mogą negatywnie wpłynąć na dostępność biomasy leśnej. Przedsiębiorstwa planujące transformację w oparciu o nią muszą liczyć się z tym, że w obliczu ograniczonych zasobów krajowych będą zmuszone do zaopatrywania się w biomasę importowaną, co oznacza wejście na globalny rynek biomasy i uzależnianie się od zewnętrznych źródeł dostaw, narażenie na dużą konkurencję, fluktuacje cenowe oraz zawirowania geopolityczne, co może negatywnie wpłynąć na konkurencyjność przedsiębiorstw oraz cen ciepła.

Z jednej strony biomasę stanowi istotne dla ciepłownictwa odnawialne źródło energii wspierające transformację energetyczną sektora, z drugiej zaś

uzależnienie od importu głównie z Ukrainy oraz obu Ameryk, zmiany regulacyjne czy konkurencja popytowa z innymi sektorami (głównie zawodową energetyką) stwarzają poważne wyzwania i zagrożenia dla planowanych instalacji biomasowych. Zwiększony popyt na biomasę oraz ograniczenia w pozyskiwaniu krajowego surowca z całą pewnością wywindują ceny tego rodzaju paliw i stworzą ryzyko jego ograniczonej dostępności od zagranicznych producentów, co jest niezwykle niebezpieczne w tak newralgicznym sektorze.

Najpopularniejsze, alternatywne do węgla paliwa stosowane w ciepłownictwie, nie są wolne od ryzyka, choć w przypadku gazu ziemnego jest ono zdecydowanie niższe niż przy krajowej biomasie leśnej czy produktach importowanych. Biomasę ma tę zaletę, że to odnawialne źródło energii i w przeciwieństwie do gazu ziemnego raczej nie grozi jej obłożenie dodatkowymi opłatami środowiskowymi. Łańcuchy dostaw mogą zostać jednakże zachwiane, jak to miało miejsce w przeszłości, windując ceny biomasy. Decydując się na kosztowną modernizację czy inwestycję w nowe źródła wytwórcze należy wziąć pod uwagę przede wszystkim pewność i stabilność dostaw paliwa oraz ograniczoną możliwość mitygacji ryzyka związanego z gwarancją dostaw oraz warunków cenowych. Niestety, obecne działania ograniczające możliwość pozyskania biomasy z krajowych zasobów, w szczególności zrębki leśnej, mogą storpedować zazielenianie polskiego ciepłownictwa oraz stabilnej energetyki zawodowej.

Literatura

1. Europejska Komisja, https://poland.representation.ec.europa.eu/news/europejski-zielony-lad-2019-12-11_pl oraz https://poland.representation.ec.europa.eu/news/czysta-energia-w-trudnych-czasach-2022-12-02_pl [dostęp: 27.04.2025].
2. Urząd Regulacji Energetyki, „2023 Energetyka Ciepła w liczbach”, <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyk-ciaplina-w-1/12424,2023.html> [dostęp: 29.01.2025].
3. <https://globenergia.pl/nie-dla-darmowych-uprawnien-do-emisji-co2-od-2026-roku-parlament-europejski-zaglosowal/> [dostęp: 23.04.2025].
4. <https://dziennikzachodni.pl/ponad-510-milionow-zl-lacznej-kary-dla-ec-zaglebie-dabrowskie-w-bedzinie-wladze-spolki-uwazaja-to-za-absurd/ar/c1p2-27091071> [dostęp: 23.04.2025].
5. <https://ptec.org.pl/raporty/ocena-wplywu-rozstrzygniec-unijnego-pakietu-fit-for-55-na-transformacje-sektor-cieplownictwa-systemowego-w-polsce/> [dostęp: 31.05.2025].
6. <https://strefainwestorow.pl/w-zielonej-strefie-paliwa-i-surowce/analiza-perspektywy-gazu-ziemnego> [dostęp: 5.06.2025].
7. <https://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/grupa-orken-rekordowa-produkcja-gazu-ziemnego-z-wlasnych-zlo-w-2024-roku/newsGroupId/10184> [dostęp: 7.06.2025].
8. https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2022/10/Tygodni-PIE_42-2022.pdf [dostęp: 7.06.2025].
9. <https://termika.orken.pl/komunikat-prasowy/biomasa-zasil-elektrocieplownie-pruszkow-orken-termika-podpisala-umowe-z-wykonawca-nowej-kotlowni/> [dostęp: 8.06.2025]. ■



fot. zasoby autorki

POTENCJAŁ BIOMASY W TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

Hanna Bachowska

doktorantka w Szkole Doktorskiej Politechniki Krakowskiej,
dyscyplina: Inżynieria środowiska, górnictwo i energetyka

Biomasa to najstarsze źródło energii wykorzystywane przez człowieka, a jednocześnie jedno z tych, które wciąż mają ogromny potencjał. Czy w czasach kryzysu klimatycznego i transformacji energetycznej możemy dalej spoglądać na nią jak na realną, odnawialną alternatywę dla paliw kopalnych? Czy rzeczywiście może stać się fundamentem zrównoważonego systemu energetycznego?

Biomasa odgrywa istotną rolę w produkcji energii ze źródeł odnawialnych w Polsce – szczególnie biopaliwa stałe, które według danych Głównego Urzędu Statystycznego odpowiadają za niemal 70% całkowitej energii pozyskiwanej z OZE. Jednak jej energetyczne wykorzystanie budzi coraz więcej

kontrowersji. Ministerstwo Klimatu i Środowiska zapowiedziało wygaszanie wsparcia dla tego źródła w kolejnych latach. W dyskusjach pojawiają się głosy o jej ograniczonym potencjale krajowym, obawy o nadmierne wykorzystywanie surowców i konieczność ich importu. Czy to oznacza, że powinniśmy

w przyszłości wykluczyć używanie biomasy jako OZE? Niekoniecznie.

Obecnie wiemy, jak ją stosować świadomie. Przyszłość powinna opierać się o wykorzystanie lokalnych nadwyżek odpadów – to właśnie w tym kierunku zmierzają nowe regulacje. Polska polityka energetyczna promuje dziś mniejsze instalacje i odpadową biomasę, m.in. z sektora rolniczego, tartaczego czy komunalnego. Dzięki jasno określonym kryteriom zrównoważonego rozwoju, stosowaniu zasady kaskadowości, korzystaniu z certyfikowanych materiałów oraz ograniczaniu transportu – może być uznana za zeroemisyjne, odnawialne źródło energii. Tu wizja nadmiernego wykorzystywania surowców i konieczność importowania ich z zagranicy przeradza się w większą niezależność i bezpieczeństwo energetyczne państwa.

Warto także pamiętać, że w Polsce istnieje wiele instalacji przystosowanych do spalania biomasy lub takich, które wymagają jedynie niewielkich modernizacji. Oznacza to, że rozwój tego segmentu nie musi wiązać się z kosztownymi inwestycjami od podstaw, jak ma to często miejsce w przypadku innych odnawialnych źródeł energii. Brak konieczności budowy całej nowej infrastruktury to nie tylko oszczędność finansowa, ale również korzyść środowiskowa – mniejsze zużycie materiałów i niższy ślad węglowy związany z realizacją inwestycji.

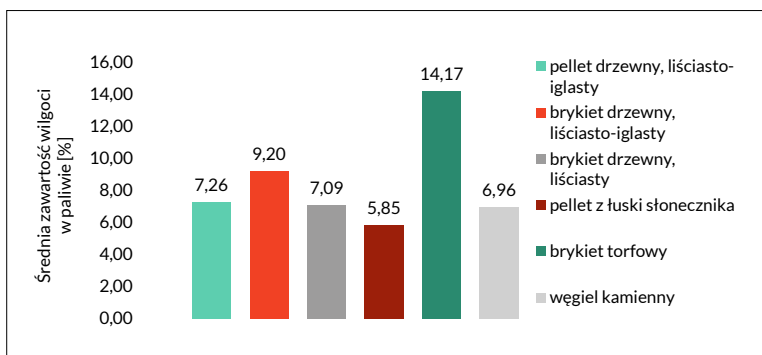
W dobie transformacji energetycznej warto zatem spojrzeć na biomasę nie jak na zagrożenie, lecz jak na elastyczne, lokalne i sprawdzone ogniwo zielonej zmiany – pod warunkiem, że korzystamy z niego w odpowiedni sposób.

Badania, które pokazują potencjał

W swojej pracy postanowiłam sprawdzić potencjał energetyczny dostępnych na polskim rynku biopaliw stałych. Przeprowadziłam badania właściwości paliw, takich jak: pellety i brykiety drzewne, pellet z łuski słonecznika, a także paliwa konwencjonalne – brykiet torfowy oraz węgiel kamienny.

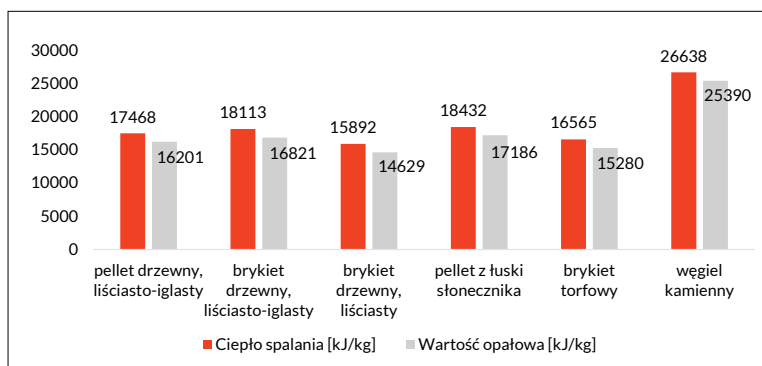
Wybierając materiał badawczy kierowałam się przede wszystkim dostępnością paliw na polskim rynku oraz ich popularnością. Uwzględniłam różnorodne pochodzenie i stopień przetworzenia surowców – porównałam formy brykietów i pelletów, przeanalizowałam wpływ dodatku trocin iglastych (w porównaniu do samych trocin liściastych) oraz wykorzystanie biomasy odpadowej (jak łuska słonecznika). Dla szerszego kontekstu uwzględniłam także paliwa konwencjonalne: brykiet torfowy oraz węgiel kamienny. Dodatkowym kryterium była różnorodność deklarowanej jakości i klasy paliw, co pozwoliło na obiektywne porównanie danych deklarowanych przez producentów z rzeczywistymi wynikami laboratoryjnymi.

Wyniki średnich zawartości wilgoci oraz porównanie ciepła spalania i wartości opałowej dla badanych paliw stałych zestawiono na wykresach (rys. 1 i rys. 2).



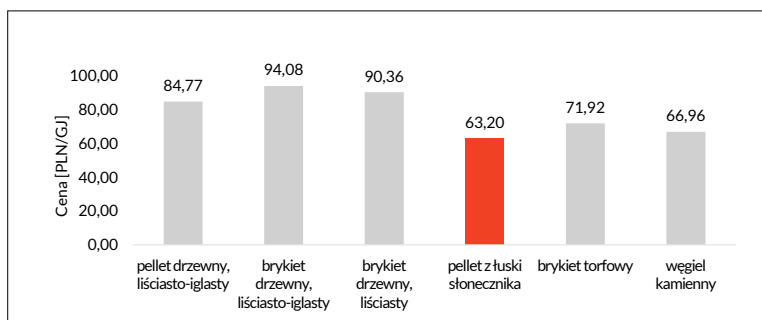
RYS. 1

Zestawienie średnich wartości zawartości wilgoci dla badanych paliw stałych (źródło: zasoby autorki)



RYS. 2

Porównanie ciepła spalania i wartości opałowej dla badanych paliw (źródło: zasoby autorki)



RYS. 3

Porównanie kosztów wytworzenia 1 GJ energii z badanych paliw stałych (źródło: zasoby autorki)

Dzięki otrzymanym wynikom wartości opałowych paliw oraz znanym cenom rynkowym możliwe było także obliczenie kosztów wytworzenia z nich 1 GJ energii i przeprowadzenie analizy ekonomicznej (rys. 3).

Spośród wszystkich zbadanych biopaliw stałych najmniejszą zawartością wilgoci, największym ciepłem spalania i wartością opałową charakteryzował się pellet z łuski słonecznika. Według przeprowadzonych analiz jest to najbardziej opłacalne biopaliwo pod względem ekonomicznym, tańsze od wielu paliw konwencjonalnych. Jego właściwości potwierdzają,

że to atrakcyjna alternatywa dla paliw konwencjonalnych. Badania wykazały również, że certyfikaty są wyznacznikiem wysokiej jakości, zgodności z normami bezpieczeństwa, efektywności energetycznej. Pellet drzewny liściasto-iglasty, posiadający certyfikat ENplus A1, charakteryzował się niską zawartością wilgoci, popiołu oraz wysokim ciepłem spalania i wartością opałową.

Zatem z całą pewnością można stwierdzić, że certyfikowane produkty biomasowe gwarantują użytkownikom pewność co do ich jakości i efektywności. To oznacza, że przyszłość biomasy może leżeć właśnie w produktach pochodzących z lokalnych odpadów: dobrze przebadanych, poddanych odpowiednim procesom, przy odpowiednio zaplanowanej logistyce.

Biopaliwa stałe nowej generacji

Najczęściej wykorzystywaną formą biomasy są pellety i brykiety – przetworzone tak, by zwiększyć jej gęstość energetyczną i poprawić parametry użytkowe. Procesy te, znane jako pelletyzacja i brykietowanie, sprawiają, że paliwo staje się bardziej jednolite, łatwiejsze w transporcie i przechowywaniu, umożliwiają także automatyzację procesu spalania w nowoczesnych instalacjach.

Jednak wraz z rosnącymi wymaganiami wobec odnawialnych źródeł energii konieczny staje się rozwój nowocześniejszych metod przetwarzania biomasy, które jeszcze bardziej poprawiają jej parametry użytkowe. Jednym z takich procesów może być toryfikacja – technologia, która zyskuje coraz większe znaczenie w kontekście efektywności i konkurencyjności biomasy jako paliwa. To przykład procesu obróbki termicznej biomasy najczęściej w warunkach beztlenowych, w temperaturze 200-300°C. W efekcie powstaje paliwo, które łączy właściwości biomasy z parametrami typowymi dla węgla – charakteryzuje się m.in. mniejszą zawartością wilgoci i wyższą wartością opałową. Po procesie możliwe jest wytworzenie pelletu ze storyfikowanych odpadów, w celu dodatkowego zagęszczenia energii, polepszenia właściwości.

Technologia toryfikacji wpisuje się również w trend zwiększania efektywności lokalnych źródeł energii. To jeden z przykładów, że innowacja może pomóc rozwiązać problemy dostępności i jakości surowca, bez konieczności rezygnacji z biomasy jako odnawialnego źródła energii. Łączenie istniejących i poszukiwanie nowych technologii, które mogą przyczynić się do poprawy jakości i wartości energetycznej biomasy, jest niewątpliwie kolejnym, koniecznym krokiem w walce o dalsze, zrównoważone jej wykorzystywanie.

Biomasa – element zrównoważonego mixu

Wykorzystywanie biomasy na cele energetyczne nie jest pozbawione ograniczeń czy nowych wyzwań. To jednak dostępne, wciąż rozwijane i sprawdzone rozwiązanie. Zwłaszcza w obliczu niestabilnych rynków oraz napięć geopolitycznych lokalne odpady mogą być nie tylko odnawialnym źródłem energii, ale także źródłem większego bezpieczeństwa czy niezależności.

Biopaliwa stałe mogą dziś realnie konkurować z paliwami konwencjonalnymi zarówno pod względem efektywności, jak i opłacalności. Wyniki przeprowadzonych badań pokazują, że odpowiednio dobrana i certyfikowana biomasa może znacząco przyczynić się do zmniejszenia zależności od paliw kopalnych, a przy tym wspierać ochronę środowiska oraz bezpieczeństwo energetyczne. Certyfikacja potwierdza, że są to odnawialne źródła energii, nieprodukowane ze szkodliwych dla zdrowia i środowiska surowców. Niewłaściwe metody pozyskiwania surowców mogą prowadzić do degradacji ekosystemów, co podkreśla znaczenie monitorowania procesów produkcji paliw z biomasy.

Ważnym krokiem w dalszym rozwoju rynku biopaliw powinno być wprowadzenie skutecznej kontroli jakości paliw dostępnych na rynku. Uzasadnione byłoby stworzenie ogólnodostępnej, krajowej bazy danych, zawierającej rzetelne informacje o dostępnych biopaliwach, ich parametrach i pochodzeniu. Taki system ułatwiłby świadome decyzje zakupowe zarówno konsumentom, jak i producentom, wspierając rozwój zrównoważonego rynku.

Dalsze badania i działania powinny również koncentrować się na wspieraniu nowoczesnych technologii przetwarzania biomasy, takich jak toryfikacja. Procesy te pozwalają znacząco poprawić właściwości energetyczne biomasy, zwiększając jej efektywność i ograniczając emisję zanieczyszczeń w trakcie spalania. To jeden z kierunków, który może w przyszłości jeszcze bardziej wzmocnić pozycję biomasy w mixie energetycznym – pod warunkiem, że będzie rozważnie wykorzystywana i ze świadomością jej rzeczywistego potencjału.

W przeciwieństwie do niektórych nowoczesnych technologii odnawialnych biomasa nie wymaga metali ziem rzadkich – to lokalne, dostępne i technologicznie „dojrzałe” źródło energii, które może stabilizować system w czasie, gdy inne źródła OZE wciąż zależą od globalnych łańcuchów dostaw. W zrównoważonej energetyce nie chodzi o wybieranie jednego źródła, a o mądre łączenie zasobów, które już mamy. A biomasa, używana z rozsądkiem, ma w tym mixie wciąż bardzo ważne miejsce. ■



fot. zasoby autorki

BIOMASA Z LOKALNYCH ODPADÓW

Przyszłość biomasy może leżeć w produktach pochodzących z lokalnych odpadów: dobrze przebadanych, poddanych odpowiednim procesom, przy odpowiednio zaplanowanej logistyce

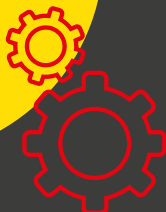
XVIII Konferencja
Naukowo-Techniczna

REMONTY I UTRZYMANIE RUCHU W ENERGETYCE



budujemy możliwości
porozumienia

26-27
listopada
2025 r.
LICHEŃ



UR

w biegu czasu

WYZWANIA I ROZWIĄZANIA



WIĘCEJ
INFORMACJI

ORGANIZATOR



HONOROWY GOSPODARZ



PATRONAT MEDIALNY



POZOSTAŃMY W KONTAKCIE



budujemy możliwości
porozumienia

PRZEMYSŁ ENERGOCHŁONNY połem do eksperymentów?

Przemysł energochłonny – potrzebujący dziś realnego wsparcia niskimi cenami energii – znów staje się polem „legislacyjnych eksperymentów”.
– Mamy wrażenie, że testuje się na nas rozwiązania po omacku, bez zrozumienia realiów przemysłowej produkcji – mówi **Henryk Kaliś**, prezes Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu.

Dominika Miensopust: Jakie są dziś największe wyzwania, z którymi mierzy się polski przemysł energochłonny w kontekście cen i dostępności energii?

Henryk Kaliś: Nieakceptowalnie wysokie ceny energii elektrycznej. Dla odbiorców przemysłowych poziom powyżej 100 euro za MWh oznacza realne zagrożenie dla konkurencyjności – zarówno względem innych krajów UE, jak i na rynkach globalnych. Owe globalne rynki są tu bardzo istotne. Bardzo często tylko z tego tytułu, że przedsiębiorca ma udział kosztów energii w wartości dodanej brutto produktu lub wartości produkcji na poziomie 3%, wysnuwa się wniosek, że jest on firmą energochłonną, a w związku z tym należy mu się ochrona – nie uwzględniając przy tym, że podmioty takie funkcjonują na rynkach lokalnych i mogą przenieść wyższe koszty swoich produktów na klienta. Takie uproszczenia prowadzą do błędnych decyzji regulacyjnych.

Może pan podać przykład?

Pamiętam, że gdy walczyliśmy o redukcję kosztów OZE dla firm narażonych na ucieczkę emisji (carbon leakage), Ministerstwo Gospodarki wskazało, iż zgodnie z przyjętymi kryteriami również warszawskie wodociągi kwalifikowałyby się jako „energochłonne” do grupy „Odbiorców Przemysłowych”. Tymczasem mówimy o monopolistycznym, który z łatwością radzi sobie na rynku, a korzystałby z ulg należnych firmom działającym w warunkach wolnorynkowej konkurencji globalnej.

A jak wyglądają prognozy?

Jesteśmy poważnie zaniepokojeni projekcjami Komisji Europejskiej, które przewidują wzrost cen energii



HENRYK KALIŚ
prezes Forum
Odbiorców Energii
Elektrycznej i Gazu

do poziomu 130 euro/MWh do 2050 r. To są poziomy zabójcze dla przemysłu. Co gorsza, Polska już dziś ma najdroższą energię elektryczną w UE w kontraktach terminowych na lata 2026-2027 i z każdym kolejnym rokiem ceny kontraktów rocznych rosną, podczas gdy w Niemczech, Hiszpanii czy we Włoszech – maleją. To oznacza pogłębiającą się lukę konkurencyjności.

Czy widzi pan rozwiązanie tej sytuacji?

Oczekujemy zmiany zasad funkcjonowania rynku energii – przede wszystkim mechanizmu merit order w zakresie wyceny energii pochodzącej ze źródeł infamarginalnych, czyli tych o zerowych kosztach paliwa

i emisji, albo specjalnych rozwiązań dla firm energochłonnych w Polsce, które w innych krajach Unii Europejskiej już funkcjonują. Przykłady? Mechanizm ARENH we Francji, gwarantujący tam cenę 42 euro/MWh do końca 2025 roku. Od 2026 roku porozumienie EDF z rządem francuskim zapewnia koszt produkcji energii na poziomie 65 euro. Proszę to zderzyć z ceną 130 euro/MWh, którą prognozuje Komisja Europejska...

Jakie są reakcje ze strony polskiego rządu?

Niestety – brak. Dlatego staramy się ten problem upublicznic i docierać również do struktur unijnych. Jako FOEEiG współpracujemy z ośmioma organizacjami branżowymi, z których każda stara się wpływać na europejską politykę energetyczną.

Czy dostrzegacie efekty tej pracy?

Tak, przede wszystkim wewnątrz samych firm. Coraz więcej przedsiębiorstw dochodzi do wniosku, że nie może już liczyć na niskie ceny energii z rynku i musi zapewnić je sobie samodzielnie.

Jakie mechanizmy mogą im w tym pomóc?

Jednym z możliwych kierunków byłaby zmiana zasad ustalania cen energii na rynkach hurtowych, czyli rezygnacja lub modyfikacja wspomnianego mechanizmu merit order. Proponujemy jego podział na dwa segmenty: pierwszy, w którym cena energii byłaby ustalana tradycyjnie, oraz drugi, pokrywający jedynie koszty wytwarzania, bez wpływu na finalną cenę rynkową. Chodzi o źródła niezbędne do zapewnienia bilansu systemu, ale które nie powinny zawyżać cen energii dla całego rynku.

Tego typu rozważania były już podejmowane, choćby w 2022 roku, ale Unia Europejska ostatecznie zrezygnowała z tej drogi. Obecnie, zgodnie z zapisami CID (Clean Industrial Deal), reformy mają opierać się na koncepcji Electricity Market Design, czyli nowym modelu rynku energii. Zakłada on m.in. coraz większe znaczenie rynków krótkoterminowych. Przykładowo – w miejsce

godzinowych okresów rozliczeniowych pojawiły się rozliczenia 15-minutowe, a giełdy energii będą musiały się do tego dostosować. To jednak kierunek, który z perspektywy przemysłu budzi duże zastrzeżenia. Równolegle obserwujemy silną presję ze strony europejskich instytucji energetyki, takich jak ACER czy Eurelectric, które oczekują, by to przemysł bezwarunkowo dostosował się do potrzeb krajowych systemów elektroenergetycznych. Tymczasem takie podejście jest sprzeczne nie tylko z logiką funkcjonowania zakładów przemysłowych, ale najczęściej z realnymi możliwościami.

Musimy odpowiadać na tak artykułowane oczekiwania. Jeśli Krajowy System Elektroenergetyczny potrzebuje naszej elastyczności, to oczywiście zrobimy wszystko, by ją dostarczyć, ale tylko w zakresie posiadanych możliwości wynikających ze specyfiki poszczególnych zakładów przemysłowych. Jesteśmy otwarci na dialog na temat warunków jej dostarczenia, ale chcielibyśmy być poważanie traktowani. Muszą pojawić się konkretne propozycje, ale nie zadekretowane z pozycji siły, lecz oparte na analizie ponoszonych przez nas kosztów, zagrożeń, które generują i wreszcie oczekiwanych korzyści.

Czy macie poczucie, że przemysł energochłonny stał się polem do eksperymentów?

Można to tak ująć. Mamy wrażenie, że testuje się na nas rozwiązania po omacku, bez próby zrozumienia realiów produkcji przemysłowej. Dobrym przykładem są Niemcy, gdzie tamtejszy regulator energetyczny (Federalna Agencja ds. Sieci) zażądał od 400 największych firm, by dostosowywały swoją produkcję do okresów, kiedy w KSE jest nadmiar energii elektrycznej, czyli w obecnych realiach – gdy „świeci i wieje”. To przykład na kompletne oderwanie instytucji kształtujących europejską politykę energetyczną od realiów życia gospodarczego.

Zatem powinniśmy mówić o energetyce dla przemysłu, czy może odwrotnie?

Obecnie wygląda na to, że to przemysł ma służyć energetyce. Według Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu do 2044 r. energetyka ma otrzymać na inwestycje 1 355 mld PLN z przeznaczeniem na budowę nowych źródeł wytwórczych i magazynów energii, w tym 500 mld PLN na nowe OZE, oraz 288 mld PLN na rozwój infrastruktury sieciowej. Tymczasem o potrzebach energochłonnych branż polskiego przemysłu nikt nie wspomina. Wracamy więc do punktu wyjścia.

Trudno w takiej sytuacji dyskutować o przyszłości europejskiego czy polskiego przemysłu, gdyż nie ma do takiej rozmowy partnerów. I to jest problem nie tylko Polski, ale całej UE.

Spójrzmy na przykład Stanów Zjednoczonych po wyborze Donalda Trumpa na prezydenta. Podjęto tam decyzje o agresywnym wsparciu konkurencyjności cennej: uruchomiono własne zasoby paliw kopalnych,

W SERCU EUROPY

Polska już dziś ma najdroższą energię elektryczną w UE w kontraktach terminowych na lata 2026-2027. To oznacza pogłębiającą się lukę konkurencyjności



zwiększono eksport gazu i ropy, a także powrócono do energetyki węglowej. Bez ETS-u, bez dodatkowych kosztów emisji, co daje im ogromną przewagę konkurencyjną.

W Europie natomiast pojawiły się dwa Komunikaty KE, które miały wspierać konkurencyjność przemysłu: Czysty Ład Przemysłowy (Clean Industrial Deal), który zgodnie z deklaracjami miał proponować wprowadzenie mechanizmów wsparcia przemysłu w procesie jego dekarbonizacji, oraz Plan na rzecz Przystępnej Cenowo Energii (Action Plan for Affordable Energy), mający gwarantować przedsiębiorstwom przystępną cenowo energię.

Efekt? Żaden. Na ten moment oba wspomniane dokumenty zawierają jedynie dwa powtarzane od lat pomysły: pierwszy to ogólne hasło o obniżeniu kosztów przesyłu i dystrybucji, tyle że bez żadnych realnych działań, drugi to przekonanie, że przemysł sobie poradzi dzięki zawieraniu kontraktów PPA z instalacjami OZE. To kompletne niezrozumienie realiów i kolejny dowód na to, że urzędnicy nie rozumieją, jak funkcjonuje gospodarka, a w szczególności przemysł.

Czy rozwiązaniem może być atom?

Zakładamy, że pierwsze bloki jądrowe w Polsce pojawią się najwcześniej po 2035 roku. To oznacza, że przed nami jeszcze co najmniej dekada, którą trzeba jakoś przetrwać – i to już rodzi poważne pytania.

Po drugie, pojawia się cała seria niepewności i ryzyk, przede wszystkim dlatego, że Polska nigdy wcześniej nie realizowała tego typu inwestycji. Wiemy, że będą one prowadzone we współpracy z firmami amerykańskimi lub koreańskimi – zależnie od wyboru technologii – ale trudno dziś ocenić, jak cały proces będzie przebiegał w praktyce. Tymczasem żyjemy w czasach permanentnych problemów z dostępnością technologii, materiałów, a także wykwalifikowanych pracowników.

A koszty energii z atomu?

Pojawiają się deklaracje m.in. ze strony pełnomocnika ds. infrastruktury krytycznej, że energia z elektrowni jądrowej będzie na poziomie 470-520 zł za MWh. Chciałbym w to wierzyć, ale i tak to ponad dwa razy więcej, niż są w stanie zapłacić firmy energochłonne. Obawiam się, że rzeczywistość okaże się znacznie mniej optymistyczna.

Analiza wrażliwości pokazuje bardzo gwałtowny wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej w blokach jądrowych w przypadku, kiedy czas realizacji inwestycji będzie się przedłużał. Biorąc pod uwagę wszystkie wcześniejsze ryzyka: od braków kadrowych, po presję inflacyjną, trudno zakładać, że akurat tym razem wszystko pójdzie zgodnie z planem.

Dziś pytanie brzmi: jaka w ogóle jest alternatywa? Politycy wskazują dwa perspektywiczne kierunki: energetykę jądrową i morskie farmy wiatrowe. Ale oba niosą poważne wyzwania i oba charakteryzują nieakceptowalne przez przemysł koszty produkcji.

Jakie wyzwania widzi pan w przypadku morskich farm wiatrowych?

W obecnej sytuacji geopolitycznej – nawet bez otwartego konfliktu Rosji z Unią Europejską czy NATO – musimy brać pod uwagę ryzyko sabotażu infrastruktury. Nieprzypadkowo niektóre kraje skandynawskie wycofują się dziś z realizacji kolejnych projektów offshore właśnie z powodu zagrożeń dla bezpieczeństwa infrastruktury krytycznej.

Motywy przewodnim naszej rozmowy są ceny energii. Tymczasem ani energetyka jądrowa, ani morskie farmy wiatrowe nie zapewniają dziś kosztów energii, które gwarantowałyby konkurencyjność polskiego przemysłu.

”

Aktualnie jedyną realną drogą do osiągnięcia akceptowalnych kosztów energii, na poziomie 150 PLN/MWh, jest budowa własnych źródeł: wiatraków przyłączonych bezpośrednio do zakładowych sieci elektroenergetycznych

A dobre rozwiązanie „na dziś”?

Aktualnie jedyną realną drogą do osiągnięcia akceptowalnych kosztów energii, na poziomie 150 PLN/MWh, jest budowa własnych źródeł: wiatraków przyłączonych bezpośrednio do zakładowych sieci elektroenergetycznych. W przypadku fotowoltaiki koszt ten wynosi nieco powyżej 200 PLN za 1 MWh, co wciąż mieści się w przedziale gwarantującym firmom utrzymanie globalnej konkurencyjności. Problem w tym, że kryteria rozwoju systemów energetycznych w Polsce nie uwzględniają potrzeb energochłonnych branż przemysłu.

A jeśli pyta mnie pani o coś optymistycznego... Może należałoby zmienić rozmówcę? Bo uczciwie mówiąc, sytuacja nie wygląda dobrze. Czasem mam wrażenie, że jedyne światło w tunelu to reflektory nadjeżdżającego pociągu.

ZGH Bolesław stanowi przykład pokazujący, że można jednak coś zrobić.

Firma, dla której pracuję, od ponad roku dysponuje źródłem energii elektrycznej o mocy 12,9 MW, wybudowanym w technologii wysokosprawnej kogeneracji gazowej. To już daje pewien poziom niezależności i gwarancje bezpieczeństwa energetycznego. Instalacje są zaprojektowane tak, by mogły pracować wyspowo, czyli utrzymać zasilanie nawet w przypadku awarii napięcia w krajowym systemie. Dzięki temu możemy zabezpieczyć wszystkie kluczowe elementy

naszej infrastruktury. Planujemy budowę magazynów energii, budowę OZE i w oparciu o stworzoną infrastrukturę chcemy optymalizować koszty zakupu energii z krajowego systemu elektroenergetycznego. Mamy ku temu pełne zaplecze prawne i organizacyjne, które pozwala działać elastycznie i efektywnie. Jeśli uda nam się zrealizować te plany, to nie będziemy mieć problemu z utrzymaniem konkurencyjności w obszarze energetycznym.

Na razie jednak borykamy się z barierami administracyjnymi. Jak powszechnie wiadomo, energetyka wiatrowa ma największy pośród instalacji OZE wpływ na środowisko naturalne, gwarantuje jednak najniższy koszt produkowanej energii elektrycznej i najwyższą efektywność energetyczną i ekonomiczną inwestycji. Dlatego dla energochłonnych branż polskiego przemysłu jest to na dziś jedyna możliwość pozyskiwania energii elektrycznej po koszcie, który umożliwia skuteczne konkurencyjne polskie produktów na rynkach globalnych.

”

Jesteśmy otwarci na dialog na temat warunków dostarczenia energii, ale chcielibyśmy być poważanie traktowani

Tymczasem wymagany w procesie inwestycyjnym zakres i sposób wykonywania oceny oddziaływania na środowisko determinuje możliwości budowy farm wiatrowych na terenach przemysłowych. Jest przy tym oczywiste, iż są to tzw. tereny przekształcone, o już zredukowanych zasobach naturalnych, a więc wpływ tych inwestycji na środowisko naturalne będzie tutaj mniejszy niż na obszarach o bogatej bioróżnorodności. Dotyczy to w szczególności tzw. „bariery krajobrazowej”, która skutecznie blokuje możliwości budowania infrastruktury energetycznej, niezbędnej z punktu widzenia konkurencyjności polskiego przemysłu.

Czyli: umiesz liczyć, licz na siebie?

Nie do końca. Wciąż powtarzamy, że musimy być konkurencyjni kosztowo, ale również zeroemisyjni technologicznie, bo to narzucają nam regulacje UE. Jeżeli zainwestujemy dziś we własne źródła energii, to tylko dlatego, że energetyka zawodowa nie zapewni nam taniej energii elektrycznej. A czekają nas jeszcze bardzo kosztowne inwestycje w wymianę technologii. Musimy je zrealizować by przetrwać i niestety mamy na to tylko 15 lat. Do 2040 roku koszt uprawnień do emisji wzrośnie do 280 euro/tonę CO₂ i żadna firma, która niskoemisyjnej transformacji technologicznej nie przeprowadzi, nie będzie w stanie w takich warunkach funkcjonować.

Może Strefy Rozwoju Zrównoważonego Przemysłu (SRZP) będą jakimś rozwiązaniem?

SRZP będą tworzone wyłącznie na obszarach strategicznej interwencji (OSI). Obszary te są wyznaczone na podstawie ustawy z dnia 6 grudnia 2006 r. o zasadach prowadzenia polityki rozwoju. OSI to – zacytuję – „określony w strategii rozwoju obszar o zidentyfikowanych lub potencjalnych powiązaniach funkcjonalnych lub o szczególnych warunkach społecznych, gospodarczych lub przestrzennych, decydujących o występowaniu barier rozwoju lub trwałych, możliwych do aktywowania, potencjałów rozwojowych, do którego jest kierowana interwencja publiczna łącząca inwestycje, w szczególności gospodarcze, infrastrukturalne lub w zasoby ludzkie, finansowane z różnych źródeł, lub rozwiązania regulacyjne”.

Zatem żeby jakiś obszar mógł być objęty Strefą Rozwoju Zrównoważonego Przemysłu, to najpierw musi być ujęty jako obszar strategicznej interwencji w średniookresowej strategii rozwoju kraju, która przyjmowana jest przez Radę Ministrów w drodze uchwały. Oczywiście, Rada Ministrów może wyznaczyć nowe obszary strategicznej interwencji, ale trzeba pamiętać, że wymaga to zachowania zgodności z wymogami ustawy o zasadach prowadzenia polityki rozwoju. Mówiąc wprost: takie obszary nie mogą być ustalane dowolnie.

Co w przypadku spółek posiadających kilka zakładów produkcyjnych, zlokalizowanych w różnych miejscach?

SRZP będą obejmowały wyznaczony obszar terytorialny a nie wszystkie zakłady danego przedsiębiorstwa, zatem jest możliwe, że część z nich znajdzie się na obszarze Strefy, a część nie. Wstępnie oceniam, że nie będzie możliwe korzystanie z preferencji dedykowanych SRZP, jeśli dany zakład produkcyjny nie zostanie taką strefą objęty. Wynika to z faktu, że SRZP stanowią niejako przedłużenie obszarów strategicznej interwencji (OSI), które mają umożliwić dokonanie interwencji publicznej na danym obszarze.

W tym projekcie znalazło się też odwołanie do faktu, że ustawa nie wymaga konsultacji z instytucjami unijnymi. Co to oznacza?

To ciekawy paradoks. Skoro projektodawca sam stwierdza, że ustawa nie wymaga notyfikacji do instytucji unijnych, to jeszcze mniej sensowne wydaje się przyjmowanie progów, które Komisja Europejska już wcześniej kazała usunąć, jak np. próg 100 GWh. To różnicowanie podmiotów na siłę i bez uzasadnienia regulacyjnego. Może to prowadzić do kolejnych konfliktów albo skarg przedsiębiorców do Brukseli.

*Rozmawiała Dominika Miensopust,
redaktorka „Kierunku Energetyka”*



Gdynia, 2025/06/18

Szanowni Państwo,

zgodnie z zapowiedzią podczas naszej konferencji DataWaves, z wielką odpowiedzialnością i entuzjazmem objąłem funkcję Prezesa Zarządu VECTOR i jednocześnie Członka Zarządu VECTOR SMART DATA – firmy, która od lat wyznacza kierunki rozwoju technologii dla ciepłownictwa. Wraz z siostrą, Martą Kajut, jako sukcesorzy Grupy VECTOR rozpoczynamy nowy etap w historii naszej organizacji, w którym rozwiązania telemetryczne, zarządzanie w oparciu o dane oraz efektywność operacyjna są w centrum naszej uwagi. Nasze portfolio produktów i usług nieustannie się rozwija, wychodząc naprzeciw oczekiwaniom branży ciepłowniczej – i nie tylko. Przykładami tego są rozwiązania z zakresu Smart Home oraz nowa oferta usług i produktów IT.

Chcemy rozwijać sprawdzone partnerstwa, nawiązywać nowe i wspólnie budować przyszłość, która odpowiada świadomości wyzwań naszych czasów – szczególnie w kontekście infrastruktury krytycznej. Biznes budujemy na wartościach, które sprawdzają się w długiej perspektywie: otwartości, inicjatywie, profesjonalizmie i uczciwości. Pozostajemy im wierni, wierząc, że to właśnie one prowadzą nas wspólnie do sukcesu.

Dowodem skuteczności działań VECTOR jest m.in. trwająca współpraca z firmą Fortum, w ramach której budujemy inteligentną sieć ciepłowniczą opartą na systemie OPTIMER. Wdrożenie obejmuje ponad 11 000 węzłów ciepłych. Wspólnie realizujemy projekt, który nie tylko spełnia dzisiejsze standardy, ale realnie odpowiada na wyzwania Zielonego Ładu i dekarbonizacji. Nasz nowy system wybrało ostatnio także kilku innych klientów, m.in. OPEC Grudziądz, MZEC-Oława i PGKiM w Aleksandrowie Łódzkim. Możemy również pochwalić się wdrożeniem w kilkuset sklepach sieci Żabka na terenie całej Polski. Nasza technologia wspiera także modernizację sieci ciepłowniczych poza granicami kraju – m.in. we Lwowie i Połtawie w Ukrainie, gdzie wygraliśmy przetargi i dostarczamy systemy oraz urządzenia telemetryczne wspierające lokalną transformację energetyczną.

Jednocześnie stale rozwijamy nasz zespół – w tym roku powiększyliśmy go o 12 osób, inwestując zarówno w kompetencje inżynierskie, jak i w zespoły odpowiadające za bezpośredni kontakt z klientami. Nasza rola lidera rynku, który na co dzień dostarcza systemy i urządzenia do blisko 100 przedsiębiorstw ciepłowniczych, to dla nas ogromne zobowiązanie i odpowiedzialność. Każdego dnia współpracujemy z Państwem przy licznych integracjach i nowych inicjatywach – nie wszystkie udaje się zrealizować, ale zawsze jesteśmy otwarci na rzetelną, merytoryczną rozmowę i wspólną analizę tego, co najlepsze dla naszej branży.

Przykładem naszej nowej oferty odpowiadającej na aktualne potrzeby rynku są rozwiązania IT w zakresie cyberbezpieczeństwa, ochrony danych oraz infrastruktury IT. Temat ten coraz częściej pojawia się w rozmowach jako jedno z istotnych, nowych wyzwań – wymagającego zaufanego, kompetentnego partnera, który potrafi dostarczyć i zintegrować odpowiednie środowisko. Równolegle deklarujemy gotowość do wzięcia odpowiedzialności za krytyczne dla Państwa systemy, lokując je na infrastrukturze, która znajduje się pod naszą opieką.

Wierzymy, że siłą każdej organizacji są ludzie i trwałe relacje – wielu naszych partnerów jest z nami od kilkunastu, a nawet kilkudziesięciu lat. Tym bardziej doceniamy możliwość spotkań w branżowym gronie, które sprzyja budowaniu wzajemnego zaufania i wymianie doświadczeń. Jedną z takich okazji nadarzy się już 16 października w Gdyni, podczas kolejnej edycji konferencji DataWaves – wydarzenia, które od lat inspirowa i łączy najważniejszych przedstawicieli branży ciepłowniczej w Polsce. Pragnę również zaprosić naszych klientów i partnerów do indywidualnych wizyt w siedzibie firmy, gdzie na co dzień pracujemy nad naszymi technologiami.

Dziękuję za dotychczasową współpracę – pozostaję do Państwa dyspozycji i mam nadzieję, że nadchodzące spotkanie w Gdyni będzie kolejną okazją do rozmów o wspólnej przyszłości.

Z wyrazami szacunku,

Bartosz Kajut

Prezes Zarządu i współwłaściciel



8 GWH ZIELONEJ ENERGII

Pierwsza biogazownia E.ON w Polsce

Przemysław Płonka
redaktor naczelny BMP

Grupa E.ON zakończyła budowę swojej pierwszej biogazowni rolniczej w Polsce. Instalacja wytworzy około 8 GWh zielonej energii elektrycznej rocznie, w procesie kogeneracji powstanie również ciepło, które może zostać wykorzystane na potrzeby lokalnych odbiorców.

Nowe Borza. Niewielka wieś w powiecie pułuskim, około 70 km na północ od Warszawy. Większość okolicznych terenów to pola uprawne, w okolicy działa sporo przedsiębiorstw rolno-spożywczych. To idealne źródło paliwa dla nowej biogazowni, widocznej już z oddali, zbudowanej zgodnie z regułami gospodarki obiegu zamkniętego. Zasada działania tego obiektu jest prosta: instalacja wykorzystuje pozostałości organiczne i biomasę rolniczą, które poddawane są fermentacji beztlenowej. W wyniku procesu powstaje biogaz – to z niego

wytwarzana jest energia elektryczna i ciepło, oraz materiał pofermentacyjny – wysokiej jakości nawóz organiczny, bogaty w składniki odżywcze dla roślin. Będzie wykorzystywany przez lokalnych rolników, co dodatkowo ograniczy ślad węglowy związany z jego transportem.

Zielone złoto

Budowa rozpoczęła się pod koniec 2023 r. W 2024 r. stawiano m.in. zbiorniki, halę, suszarnię (podczas uruchomienia biogazowni wynajmowano kotłownię

wodną od firmy SELO ENERGIA), kilka miesięcy temu nastąpiły odbiory i finalizowano uzyskiwanie wymaganych pozwoleń. Przedstawiciele E.ON oraz firmy Biowatt, która odpowiadała za budowę, podkreślają nowoczesność i trwałość zastosowanych rozwiązań. A ta jest szczególnie istotna, gdyż biogazownia – o mocy zainstalowanej 1 MWe w wysokosprawnej kogeneracji – została zaprojektowana do pracy w trybie ciągłym. Co to oznacza? Funkcjonowanie około 8 200 godzin w roku (niezależnie od pogody) przez co najmniej 15 lat i roczną produkcję energii na poziomie około 8 GWh. – Biogazownie, w przeciwieństwie do instalacji fotowoltaicznych i wiatrowych, mogą stabilnie produkować energię przez cały rok, niezależnie od warunków pogodowych. Dzięki temu świetnie sprawdzają się jako wsparcie dla krajowego systemu energetycznego – podkreśla Andrzej Modzelewski, prezes Grupy E.ON Polska. – Umożliwiają też zagospodarowanie odpadów organicznych i ograniczenie emisji metanu, który jest szczególnie szkodliwy dla atmosfery. Dodatkowo wspierają rozwój obszarów wiejskich: sprzyjają tworzeniu miejsc pracy i zwiększają lokalną niezależność energetyczną – dodaje.

PRZYJAZNA ŚRODOWISKU

Instalacja zlokalizowana nieopodal Pułtusza pozwala nie tylko na produkcję energii odnawialnej w sposób przyjazny dla środowiska, ale także na efektywne zagospodarowanie odpadów i domknięcie lokalnego obiegu surowcowego. Wszystkie procesy zachodzą w hermetycznych zbiornikach, co skutecznie eliminuje emisję uciążliwych zapachów



ENERGIA JAK DLA MAŁEGO ZAKŁADU

Biogazownia E.ON zapewni roczną produkcję energii na poziomie około 8 GWh. Wielkość tę można porównać do energetycznego zapotrzebowania małego zakładu przemysłowego

Prezes Grupy E.ON Polska zaznacza również, że właśnie te cechy czynią biogazownie jednymi z najbardziej wartościowych źródeł zielonej energii. – Traktujemy je więc jako nowe polskie „zielone złoto”. Gospodarka musi się zdekarbonizować, a to proces, w którym widzimy ogromny potencjał instalacji takich jak nasza – podkreśla.

Plan działania biogazowni

Po uruchomieniu kompleksu kluczowe staje się jego sprawne i efektywne prowadzenie. Przez najbliższe dwa lata za zarządzanie obiektem w Nowych Borzach odpowiadać będzie firma Biowatt, mająca wieloletnie doświadczenie w eksploatacji instalacji biogazowych.

Uruchomienie biogazowni nie jest końcem procesu inwestycyjnego – to początek nowego etapu, który wymaga specjalistycznej wiedzy i codziennego nadzoru. Kluczowe znaczenie mają m.in.: odpowiedni dobór i logistyka dotycząca substratów, optymalizacja procesu fermentacji oraz zapewnienie ciągłej efektywności instalacji.

– Zarządzanie biogazownią to nie tylko proces operacyjny, ale również kompleksowa strategia. Obejmuje kluczowe obszary, takie jak m.in. zarządzanie surowcami, kontrola jakości, kwestie prawne, środowiskowe i finansowe, a także zarządzanie personelem – wskazuje Paweł Ceglarek, dyrektor realizacji w Biowatt S.A. – Naszym celem jest skuteczne koordynowanie tych działań, aby zapewnić maksymalną efektywność produkcji biogazu i pełną zgodność z normami środowiskowymi – podsumowuje.

Niewykorzystany potencjał biogazu

Polska dysponuje piątym co do wielkości potencjałem biomasy do produkcji biogazu wśród państw członkowskich Unii Europejskiej. Dotyczy to głównie

NOWATORSKIE ROZWIĄZANIA

Zastosowane rozwiązania są wysokiej jakości, dobrane do potrzeb i możliwości lokalnych zakładów, od których pobierany jest substrat. Wprowadzono szereg udogodnień technologicznych, np. podajniki czy zbiorniki wyposażone w bariery antyodorowe, co ma ograniczyć wpływ obiektu na otoczenie



fol. BMP

tw. biomasy zielonej – świeżych, niewysuszonych pozostałości organicznych, które można poddać fermentacji. Z takich substratów powstaje stabilny i bezemisyjny nośnik energii, stosowany m.in. do produkcji prądu, ciepła lub biometanu.

W systemach ciepłowniczych biogaz może zasilać jednostki kogeneracyjne i wspierać lokalne dostawy energii cieplnej. Natomiast biomasa, jako paliwo mogące osiągnąć wysoką temperaturę, stanowi

istotne uzupełnienie dla niskotemperaturowych źródeł odnawialnych i pozwala utrzymać wymagane parametry w sieciach ciepłowniczych. Jej rola jest szczególnie istotna w mniejszych systemach, które ze względów technicznych lub ekonomicznych nie mogą opierać się wyłącznie na klasycznych źródłach OZE.

– W Polsce wciąż wykorzystywana jest tylko część potencjału biogazu. Dlatego jako E.ON Polska chcemy aktywnie rozwijać ten segment – mówi Jörn-Erik Mantz, członek zarządu E.ON Polska oraz prezes E.ON Energy Infrastructure Solutions Polska. – Czerpiemy z doświadczenia Grupy E.ON Polska, która realizuje zaawansowane projekty biogazowe m.in. w Niemczech i Danii. Inwestujemy w biogazownie, zwiększamy udział stabilnych źródeł OZE w miksie energetycznym, wspieramy transformację ciepłownictwa i ograniczamy zależność od paliw kopalnych. To realny wkład w zrównoważoną przyszłość, zgodny z wartościami i strategią E.ON – argumentuje.

Polska jest dopiero na początku swojej „biogazowej drogi”. We wspomnianych Niemczech biogazowni jest od 9 do nawet 11 tys., w dużo mniejszych Czechach – 600-700. To rynek wymagający i trudny, niemniej – niewątpliwie przyszłościowy. Jak deklaruje prezes Grupy E.ON Polska Andrzej Modzelewski – wart rozwoju. – Chcemy się tego biznesu nauczyć, opracować łańcuchy z dostawcami substratu, poznać specyfikę działania instalacji. Docelowo planujemy bowiem kilka, a nawet kilkanaście biogazowni w naszym portfolio – podsumowuje. ■

MOBILNE ROZWIĄZANIA DLA BIOGAZOWNI

Kotłownie wodne od 150 kW do 3 MW



fol. BMP

Mobilne rozwiązania dla biogazowni Kotłownie wodne od 150 kW do 3 MW

Mobilne kotłownie to kompletne rozwiązania zawierające:

- Kocioł wodny
- Palnik
- Wewnętrzny zbiornik na olej
- Zdalny monitoring
- Wszelkie niezbędne przyłącza wodne i paliwowe



W razie potrzeby oferujemy zewnętrzne magazyny paliwa o pojemności od 3m³ do 16 m³ wraz z przewodami olejowymi.

ZIELONA ENERGIA DLA MIAST I PRZEMYSŁU

Aleksander Naumann

ekspert ds. technologii wodorowych, HYNFRA P.S.A.

Przewidywalność kosztów i niski ślad węglowy energii są wspólnym mianownikiem, który popycha zarówno miasta, jak i przemysł do budowy własnych źródeł wytwórczych. Nawet jeśli nie w celu pokrycia 100% zapotrzebowania – pełnego uniezależnienia, to przynajmniej częściowego ograniczenia presji cenowej ze strony rynku energii.

Dłuższego artykułu na tytułowy temat nie sposób nie zacząć od przypomnienia, czemu z zielonej energii w ogóle korzystamy i czemu jej udział ma się w zużyciu energii finalnej zwiększać w latach kolejnych. Niezmiennie powodem tym są regulacje międzynarodowe, w Europie i Polsce głównie unijne, które dopingują zarówno państwa, jak i miasta oraz przemysł do obniżania śladu węglowego. Dyrektywa o Odnawialnych Źródłach Energii (RED III, przyjęta w 2023 r.) wyznacza ogólnowspólnotowy cel 42,5% energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Polsce przypada cel cząstkowy minimum 31,5% energii z OZE. Jeśli weźmiemy pod uwagę, że droga do dekarbonizacji całej gospodarki (a nie tylko sektora energii elektrycznej) będzie realizowana wraz z elektryfikacją procesów, wówczas udział OZE występujący dzisiaj musi być wielokrotnie większy, aby odpowiadać

temu zwiększonemu wolumenowi zużywanej energii elektrycznej. Dodatkowa okoliczność, która powinna iść w parze z dostępem do energii zielonej, to jej przystępna cena, by skłaniać do takiej właśnie drogi dekarbonizacji.

Pełny triumwirat energetyczny

Pierwszorzędnym powodem rozwoju źródeł OZE, gdy nie były jeszcze konkurencyjne kosztowo, była chęć obniżania śladu węglowego wytwarzanej energii elektrycznej. Dopiero po sukcesie mechanizmu wsparcia w rodzaju taryf gwarantowanych FIT i FIP (aukcji OZE) czy kontraktów różnicowych udało się zbudować wielkość rynku, która z kolei umożliwiła wyskalowanie produkcji do rozmiarów, jakie pozwoliły na wykładniczy spadek kosztów technologii, zwłaszcza w segmencie PV. To z kolei przełożyło się na wyjątkowo

niskie nakłady inwestycyjne w przeliczeniu na MW mocy zainstalowanej. W połączeniu z ograniczonymi kosztami operacyjnymi dało to efekt w postaci bezkonkurencyjnego kosztu wytwarzania energii elektrycznej przez źródła OZE, widocznego w postaci niskich cen energii na rynkach hurtowych w okresie szczytowej generacji OZE. Dzięki temu, obok obniżenia wpływu na środowisko, został wypełniony warunek ekonomiczny. Aby triumwirat energetyczny był pełny konieczne jest uzupełnienie o bezpieczeństwo dostaw, co może się odbyć tylko przy rozwoju technologii magazynowania energii. Wszakże OZE idą w parze z tzw. pogodozależnością czy niesterowalnym charakterem pracy. Pokrycie zapotrzebowania na energię tylko przez ten typ źródeł, albo przy ich dominującym udziale, jest możliwe jedynie wtedy, jeśli technologie magazynowania energii elektrycznej doczekają się podobnego spadku kosztu, jaki był obserwowany w segmencie fotowoltaiki. Nie oznacza to, że dziś się one nie rozwijają, wręcz przeciwnie – znaczne wahania cen na rynku hurtowym energii elektrycznej, szczególnie w krajach z wysokim udziałem OZE w miksie energetycznym, stanowią jedną z zachęt dla rozwoju technologii magazynowania energii elektrycznej. Jednak osiągnięcie przez nie statusu szerokiej dostępności i upowszechnienia jest dopiero przed nami.

Różne rodzaje magazynowania energii

Celowo piszę o technologiach magazynowania energii, a nie wyłącznie o jednym rodzaju, ponieważ z dużą dozą prawdopodobieństwa można założyć, że segment owego magazynowania będzie się opierał w przyszłości na różnych rozwiązaniach. Od dominujących dzisiaj technologii (pod względem mocy zainstalowanej globalnie), elektrowni szczytowo-pompowych (PHES), przez bateryjne magazyny energii (BESS), formy grawitacyjne, na chemicznych magazynach w rodzaju wodoru czy też baterii przepływowych (np. REDOX) kończąc. Nie można też wykluczyć, że w najbliższym czasie opracowane zostaną zupełnie nowe rodzaje magazynów energii, nienależące do żadnej z wyżej wymienionych kategorii, bowiem branża ta przeżywa szczególnie intensywny rozwój w ciągu ostatnich lat.

O sensowności i racjonalności magazynowania energii można napisać oddzielny artykuł, a nawet książkę, jednak rozwój i dynamika tego segmentu energetyki czerpie swoją główną siłę napędową z rewolucji OZE. To drastyczny spadek kosztu wytwarzania energii elektrycznej i możliwość posadowienia źródeł wytwórczych prawie wszędzie oraz ich niesterowalny charakter pracy spowodował wysunięcie się na pierwszy plan konieczności magazynowania energii. W przeciwnym razie sens tego działania przestaje mieć uzasadnienie, skoro można ją wyprodukować oraz dostarczyć wówczas, kiedy będzie to wynikało z zapotrzebowania systemowego/rynkowego. To różnica w koszcie pozyskania energii magazynowa-

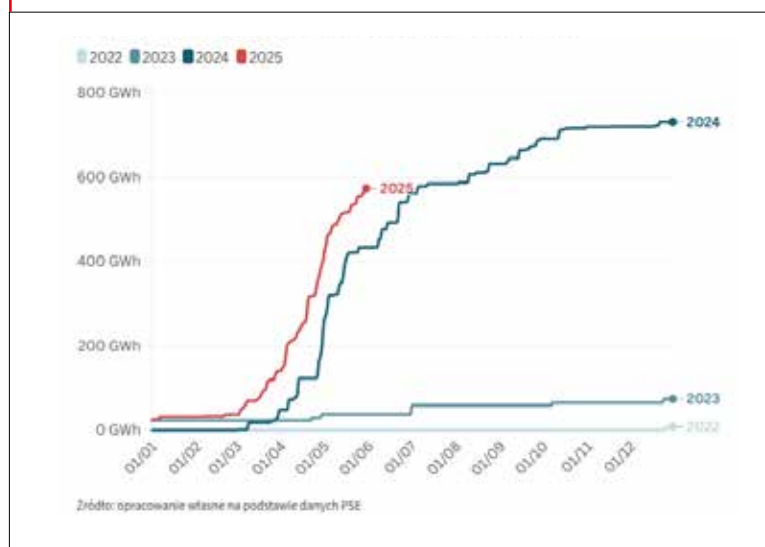
nej, a wkrótce również ślad węglowy tejże zdecyduje o atrakcyjności technologii magazynowania.

Uwzględnianie charakterystyki pracy źródeł odnawialnych jest oczywistością, jednak w sytuacji, w której to właśnie ten typ ma pokrywać gros zapotrzebowania na energię, wymaga wysiłku nie tylko finansowego, ale i operacyjnego, w zaprojektowaniu takich systemów, które będą czerpały korzyść z niskich kosztów wytwarzania, ale jednocześnie umożliwiały rozwój OZE w jak najszerszym zakresie. Czym innym jest pokrywanie zapotrzebowania na energię elektryczną przy użyciu źródeł OZE w okresie intensywnej, szczytowej produkcji fotowoltaiki, a czym innym w miesiącach zimowych, kiedy doba słoneczna jest znacznie krótsza. Wymaga to istotnego przeskalowania takich źródeł, aby umożliwić pokrycie zapotrzebowania czy to odbiorców komunalnych (miast), czy przemysłu. To z kolei skłania do odmiennego spojrzenia na lokowanie źródeł OZE jako strategicznego zasobu, który umożliwia dekarbonizację obu tych grup odbiorców. Wymagania i moce są bowiem znacznie większe, ze względu na obniżoną wydajność fotowoltaiki w okresie niskiej produktywności. Jeżeli zabezpieczanie dostaw energii ma zostać zoptymalizowane właśnie pod kątem generacji zimowej, oznacza to znaczne nadwyżki generacji w okresie letnim. Stąd fundamentalna rola magazynowania energii w najrozmaitszych postaciach.

Konkurencja o dostęp do sieci

Udział OZE w zużytej energii będzie rosł znacznie szybciej, jeśli źródła te nie będą powstawały w oparciu o dotychczasową architekturę systemową, czyli instalacje wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej. Taki układ stwarza bowiem z jednej strony pokusę szybkiej realizacji, natomiast z drugiej – we wszystkich państwach, gdzie znaczne moce OZE zostały już przyłączone – uwydatnia podstawowy konflikt interesu, jakim jest konkurencja o dostęp do

RYS. 1
Skumulowane
nierynkowe
redysponowanie
jednostek
wytwórczych.
Źródło: Miesięcznik
Forum Energii
(wyd. maj 2025)



sieci różnych typów źródeł oraz potęgowany wysiłek stabilizacji pracy sieci przez operatora systemu.

Kolejnym aspektem, często ignorowanym, jest konieczność bilansowania mocy OZE, które operator systemu elektroenergetycznego musi utrzymywać w gotowości uzupełnienia luki wytwórczej w sytuacji, gdy generacja OZE ustaje. Ten dodatkowy koszt w większości wypadków nie jest uwzględniany, ponieważ nie wpływa na koszt jednostkowy energii widoczny na rynku hurtowym, natomiast jest odczuwalny dla każdego z uczestników rynku energii w postaci opłaty jakościowej. W Polsce, gdzie źródła OZE wchodzą na rynek w znacznej mierze zdominowany przez stare i nieelastyczne bloki węglowe, konkurencja o dostęp do sieci jest widoczna w postaci tzw. redysponowania.

Popularność OZE wynikająca z konkurencyjnych kosztów wytwarzania energii elektrycznej jest tym większa, jeśli źródła te pracują w trybie autokonsumpcji. Wówczas możliwe jest dalsze obniżenie kosztu krańcowego pozyskania energii o wszystkie opłaty związane z zakupem energii, niebędące jednocześnie kosztem jej wytworzenia, a więc opłat dystrybucyjnych, mocowych, jakościowych, *nomen omen* OZE, itd. Biorąc pod uwagę, że koszty dystrybucji są wprost proporcjonalne do wolumenów energii zużywanej, oszczędność na tej pozycji powinna się wydawać naturalna.

Zapotrzebowanie miast i przemysłu

Opływ przemysłu i miast jest znacząco odmienny. Miejskie zapotrzebowanie na energię zależy od zakresu usług komunalnych świadczonych przez dany samorząd, jeśli zarządza on również dostawami ciepła – wówczas jego rola w lokalnej gospodarce energetycznej jest daleko większa niż gdy zawiaduje jedynie transportem publicznym, dostawami wody czy wywozem odpadów. Jeżeli nie posiada on własnych aktywów ciepłowniczych, wówczas jego wrażliwość na temat transformacji i tego sektora staje się mocno ograniczona. Widoczne w najnowszej wersji konsultowanego przez Ministerstwo Klimatu Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) rekomendacje dotyczące elektryfikacji ciepłownictwa, jako docelowego modelu funkcjonowania tego sektora, przybliżają to wyzwanie do samorządów.

Z racji polskiej specyfiki prawnej, w której ustawa Prawo Energetyczne obarcza gminę odpowiedzialnością za dostawy ciepła, obniżanie śladu węglowego nie dotyczy bynajmniej tylko energii elektrycznej, ale przede wszystkim ciepła. To ono z reguły odpowiada za największy udział emisji w całym bilansie danej gminy, szczególnie jeśli – tak jak w większości powiatowych systemów ciepłowniczych – są to instalacje opalane węglem. Wyzwania jednostek samorządu mogą być rozwiązywane poprzez elektryfikację ciepłownictwa. Przykładami takich procesów inwestycyjnych mogą być kotły elektrodowe instalowane przez PGE EC w Gdańsku, Bydgoszczy, czy pompa ciepła zabudowana



RYS. 2
Udział OZE
w produkcji energii
elektrycznej.
Źródło: Miesięcznik
Forum Energii (wyd.
maj 2025)

we Wrocławiu. Produkcja ciepła poprzez zelektryfikowane układy jest zeroemisyjna tylko wtedy, jeśli to energia z OZE zasila urządzenia grzewcze.

Dodatkowo, koszt wytwarzania ciepła w układzie zelektryfikowanym jest wprost proporcjonalny do kosztu pozyskania energii elektrycznej do tego procesu. Jeśli konieczny staje się zakup energii, wówczas cenę ciepła powiększa się o składowe kosztu pozyskania energii, o których mowa była wcześniej. Taki układ wypycha koszty wytwarzania ciepła poza nakłady inwestycyjne (CAPEX), dzięki czemu inwestycja może wydawać się bardziej atrakcyjna. Jednak mści się to na kosztach operacyjnych, które nie tylko są zmienne w czasie, ale również – ze względu na wyzwania czekające polski rynek energii na ścieżce do pełnej transformacji – nie można oczekiwać spadku kosztów dystrybucji energii czy innych opłat w sytuacji, gdy potrzeby na rozwój tego elementu systemu będą tylko rosły.

Przewidywalność kosztów i niski ślad węglowy energii są zatem wspólnym mianownikiem, który popycha zarówno miasta, jak i przemysł do budowy własnych źródeł wytwórczych. Nawet jeśli nie w celu pokrycia 100% zapotrzebowania – pełnego uniezależnienia, to przynajmniej częściowego ograniczenia presji cenowej ze strony rynku energii.

Narzędzia optymalizacji kosztowej w postaci magazynów energii już są wykorzystywane i przez przemysł, i odbiorców indywidualnych. Nakłady inwestycyjne, mimo że w dalszym ciągu pozostają relatywnie wysokie – przynajmniej w segmencie bateryjnych magazynów energii – powstrzymują samorządy przed rozwojem tego typu inwestycji samodzielnie. Stąd rola przemysłu – jako zdolnego do udoskonalania projektów magazynowych, mogących obsłużyć lokalne



fot. 123rf

WYZWANIE DLA MIAST

Dla władz miast działaniem nadrzędnym powinno być umożliwienie wykorzystania zielonej energii przez mieszkańców i przedsiębiorców w jak najszerszym zakresie

potrzeby przedsiębiorstwa czy grupy przedsiębiorstw oraz potrzeby społeczności lokalnych – wydaje się priorytetowa.

Dla władz miast działaniem nadrzędnym powinno być z kolei umożliwienie wykorzystania zielonej energii przez mieszkańców i przedsiębiorców w jak najszerszym zakresie. Bez budowy własnych źródeł energii (w wyniku ograniczeń dostępności gruntów) cel ten można zrealizować poprzez zakup energii w formule grupy zakupowej przez tzw. PPA (ang. Power Purchase Agreement) od okolicznych wytwórców energii odnawialnej i/lub utworzenie klastra energii, który pozwoli na współdzielenie energii wytwarzanej w mikroinstalacjach i przesył tejże energii lokalnymi sieciami dystrybucyjnymi po konkurencyjnych (w stosunku do rynkowych) cenach. Jednak z racji nowych wymogów dotyczących klastrów energii konieczne będzie pozyskanie aktywów magazynowych o pojemności pozwalającej na zmagazynowanie 2% energii wytwarzanej przez członków klastra do końca roku 2026, a od 1 stycznia 2027 r. moc magazynów ma wynosić przynajmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej źródeł OZE.

”

O sensowności i racjonalności magazynowania energii można napisać oddzielny artykuł, a nawet książkę, jednak rozwój i dynamika tego segmentu energetyki czerpie swoją główną siłę napędową z rewolucji OZE

Dziś najpowszechniej rozwijaną formą magazynowania energii z OZE i wykorzystywania w okresach zwiększonego zapotrzebowania zmagazynowanych nadwyżek są magazyny baterijne, które gromadzą energię w akumulatorach. Wiodące są wykonywane w technologii LFP/NMC. LFP, czyli rodzina ogniw li-

towo-żelazowo-fosforowych LiFePO₄ (LFP) i Li-NMC, a więc niklowo-manganowo-kobaltowych, to najpopularniejsze rodzaje ogniw litowo-jonowych (Li-Ion), co wynika z ich wysokiej gęstości energii i długiej żywotności akumulatorów litowych w ogóle. Równocześnie to sektor bardzo dynamicznego rozwoju technologii i wysokiej konkurencji.

Dekarbonizacja miast i przemysłu

Przykładem jednoczesnej dekarbonizacji zarówno miasta, jak i przemysłu jest projekt rozwijany przez miasto Sanok, w którym Hynfra P.S.A. pełni rolę partnera technologicznego. Przedsięwzięcie zostało zainicjowane wskutek rosnących cen ciepła (ETS), ponieważ Sanok wykorzystywał w głównej mierze kotły węglowe do produkcji ciepła dla mieszkańców. Ostatnio zostały one wsparte jednostką biomasową (8 MWt), powstaje też kogeneracja gazowa (2 MWt), która umożliwi dostawy ciepła dla jednej z dzielnic dotychczas nieprzyłączonej do głównej miejskiej sieci ciepłowniczej. Projekt polega na elektryfikacji układu ciepłowniczego i zastąpieniu kotłów węglowych przez elektrodowe. Koszt ciepła zabezpieczany jest dzięki budowie własnych źródeł OZE oraz magazynów energii. Z racji priorytetowej roli pokrycia potrzeb ciepłowniczych układ został zoptymalizowany pod kątem tego okresu, kiedy potrzeby ciepłownicze są największe, czyli miesięcy jesienno-zimowych. Oznacza to, że w lecie następuje spodziewana nadprodukcja energii elektrycznej, która – aby poprawić wyniki finansowe tego projektu – jest wykorzystywana w tym czasie do produkcji wodoru odnawialnego. Ten następnie ma trafić do przemysłu, a ów – również na mocy Dyrektywy REDIII – został zobowiązany do osiągania celów kwotowych udziału wodoru RFNB0 w produkcji, w jakiej do tej pory wykorzystywano wodór konwencjonalny. Omawiany projekt to zatem realizacja scenariusza tzw. łączenia sektorów (ang. *sector coupling*), gdzie odpowiada na potrzeby transformacji ciepłownictwa miejskiego, sektora przemysłu (chemia, nawozy) oraz potencjalnie transportu (jeśli Sanok zdecyduje się wykorzystać tabor miejski zasilany wodorem) i/lub stacje ładowania pojazdów elektrycznych. Układ technologiczny tego projektu składa się ze źródeł OZE służących do produkcji energii pierwotnej oraz różnorodnych form jej magazynowania: od baterijnego magazynu energii, magazynu ciepła, po produkcję wodoru, który dzięki zbiornikom buforowym oraz infrastrukturze załadunkowej będzie mógł być płynnie dostarczany do lokalnych odbiorców przemysłowych. Ciepło powstanie z użyciem kotła elektrodowego, a także elektrolizera wspartego pompą ciepła.

Układ nie wykorzystuje nowatorskich technologii, każde z urządzeń jest dobrze znane i zweryfikowane w poszczególnych branżach. Przełomowość tego rozwiązania i jego atrakcyjność wynika z innowacji procesowej, a więc połączenia tych sprawdzonych technologii w jeden spójny układ techniczno-funkcjonalny. ■



PRZEPIS NA POLSKI MIKS

Kamil Moskwik

Plentra

Konieczność redukcji emisji gazów cieplarnianych, rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, czynniki geopolityczne – wszystko to wymusza konieczność przededefiniowania miksów elektroenergetycznego w Polsce w perspektywie roku 2040. Kluczowe jest stworzenie systemu zdolnego do zapewnienia stabilnych i konkurencyjnych dostaw energii, przy jednoczesnym uwzględnieniu imperatywów środowiskowych oraz bezpieczeństwa narodowego.

Dotychczasowe modele rozwoju elektroenergetyki, w których głównym determinantem był wzrost gospodarczy i ewolucja elektrochłonności, ustępują miejsca nowym trendom. Szczególne znaczenie zyskują takie zjawiska, jak rozwój elektromobilności, popularyzacja pomp ciepła oraz dynamiczny

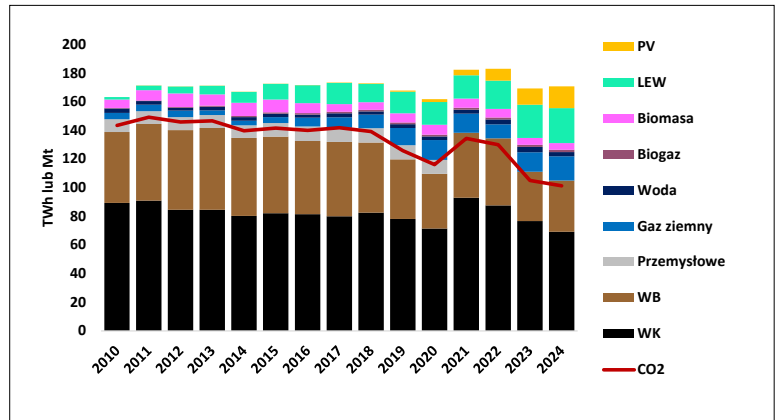
wzrost sektora sztucznej inteligencji, który generuje rosnące zapotrzebowanie na moc i energię w centrach danych. Prognozy wskazują, że te czynniki będą determinować wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej oraz kształtować nowe, znacznie bardziej zmienne profile zapotrzebowania dobowego i sezonowego.

Z perspektywy podaży obserwowany jest dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza fotowoltaiki oraz lądowych farm wiatrowych. Istotny jest również wzrost mocy opalanych gazem ziemnym, który w krótkim i średnim okresie pełni rolę źródła bilansującego system. Nowe źródła energii różnią się jednak zasadniczo od tradycyjnych – są znacznie bardziej rozproszone geograficznie, charakteryzują się niskim kosztem zmiennym produkcji, lecz jednocześnie mają ograniczoną dyspozycyjność i brak właściwości inercyjnych, co ma istotne implikacje dla stabilności pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

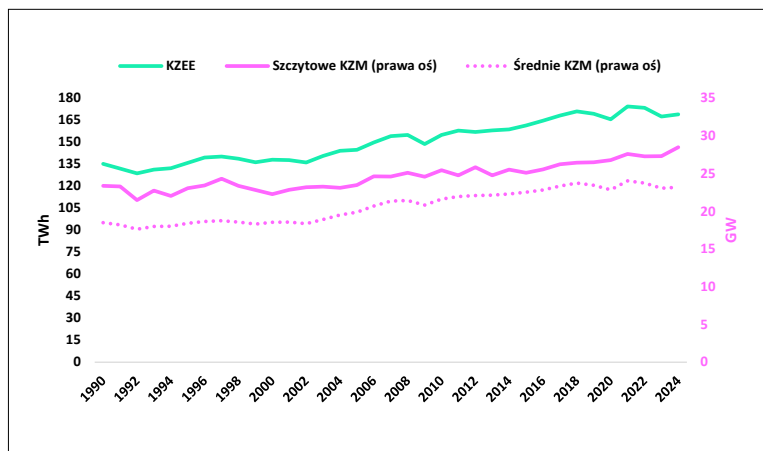
Emisje, ceny i stabilność systemu

Zmiany w strukturze mixu wytwórczego przełożyły się na redukcję emisji CO₂ w polskim sektorze elektroenergetycznym. W latach 2020-2024 emisje spadły o około 13%, a w porównaniu do lat 2010-2015 nawet o 29%. Zmniejszenie intensywności emisji jest wynikiem stopniowego wypierania źródeł opartych na węglu brunatnym i kamiennym przez źródła nisko- i zeroemisyjne, w tym gaz i OZE.

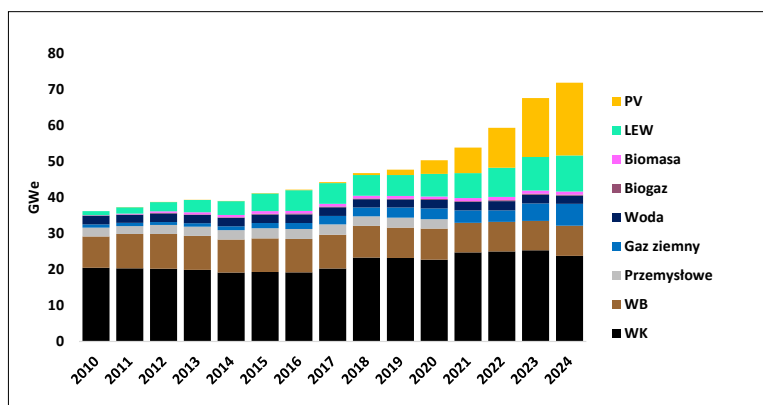
Jednocześnie rozwój pogodozależnych źródeł energii prowadzi do wzrostu zmienności cen hurtowych



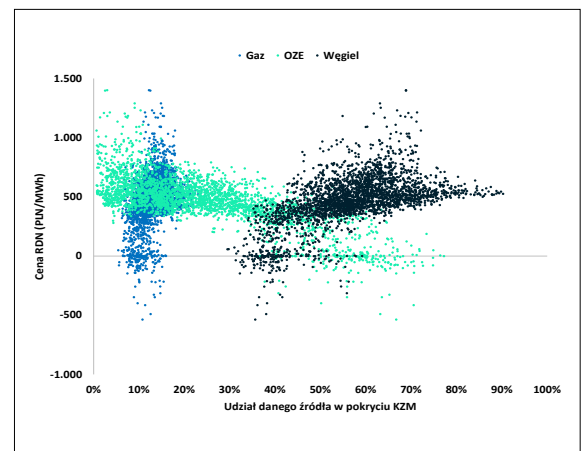
RYS. 3
Ewolucja mixu produkcji energii elektrycznej oraz emisji CO₂ w Polsce (źródło: dane ARE, PSE oraz IRENA)



RYS. 1
Ewolucja rocznego KZEE oraz KZM w Polsce (źródło: obliczenia własne w oparciu o dane GUS oraz PSE)



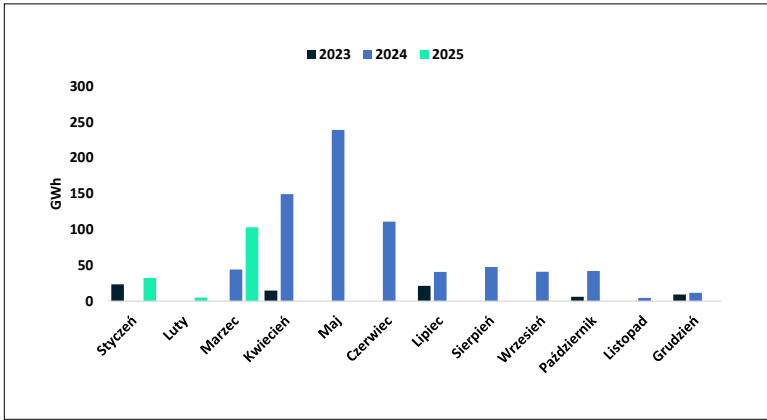
RYS. 2
Ewolucja mixu mocy wytwórczych energii elektrycznej w Polsce (źródło: dane PSE oraz IRENA)



RYS. 4
Godzinowy udział gazu, OZE i węgla w KZM a poziom cen hurtowych EE w Polsce (styczeń-kwiecień 2025). Uwaga: OZE oznacza PV i LEW, Węgiel oznacza WB i WK (źródło: opracowanie własne w oparciu o dane ENTSO-E)

energii elektrycznej. Godziny o wysokiej generacji z OZE charakteryzują się presją na obniżenie cen, często nawet poniżej zera, natomiast w okresach suszy OZE występują wzrosty cen hurtowych, wynikające z konieczności uruchamiania droższych jednostek rezerwowych. Obserwowane w ostatnich latach wahania cen stanowią dodatkowe wyzwanie dla stabilności ekonomicznej sektora.

Z perspektywy technicznej coraz większe znaczenie mają wyzwania związane z bilansowaniem systemu w okresach skrajnych warunków generacji. Podczas wielodniowych epizodów dunkelflaute, gdy generacja z wiatru i słońca jest bliska zera, niezbędne jest uruchamianie rezerw w postaci źródeł ciepłych, magazynów energii lub importu. Z kolei w czasie nadmiarowej generacji z OZE, system musi dokonywać redukcji tych źródeł, co wiąże się z koniecznością rozwoju elastycznych magazynów energii oraz modernizacji jednostek ciepłych, aby mogły pracować przy niższym minimum technicznym.



RYS. 5
Wolumeny redukcji generacji z pogodozależnych OZE w Polsce w powodów bilansowych KSE [GWh]
(źródło: opracowanie własne w oparciu o dane PSE)

Wycofania mocy i potrzeba inwestycji

Kluczowym wyzwaniem w perspektywie najbliższych piętnastu lat będzie stopniowe wycofywanie istniejących mocy wytwórczych, zwłaszcza jednostek węglowych, których dalsza eksploatacja staje się nieopłacalna lub niezgodna z polityką klimatyczną UE. Prognozy wskazują, że Polska musi niezwłocznie rozpocząć inwestycje w nowe moce wytwórcze, magazynowe oraz w infrastrukturę sieciową, aby uniknąć ryzyka występowania niedoborów energii już w perspektywie połowy bieżącej dekady.

” Polska stoi dziś przed koniecznością podjęcia strategicznych decyzji, które określą przyszłość sektora elektroenergetycznego na dekady

Analiza technologii przez pryzmat wymagań systemowych

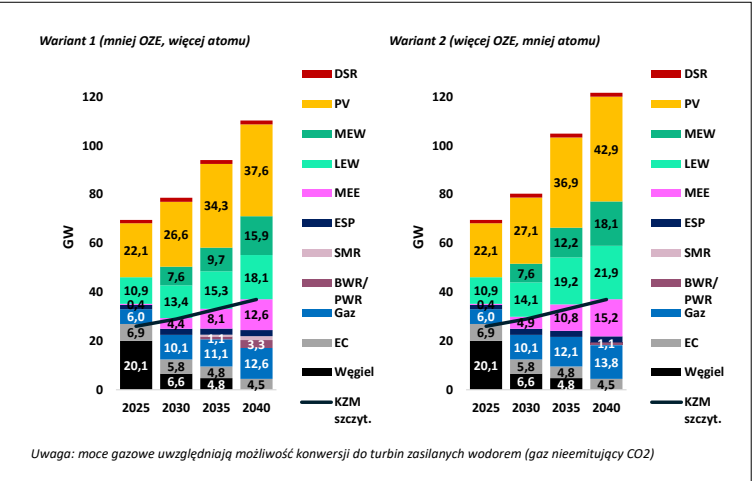
Z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy systemu kluczowe znaczenie mają trzy właściwości źródeł wytwórczych: dyspozycyjność, elastyczność i inercja. Źródła o wysokiej dyspozycyjności, takie jak bloki jądrowe czy jednostki gazowe (w tym przyszłościowo zasilane wodorem), mogą stabilizować system w okresach suchości OZE. Elastyczność źródeł – ich zdolność do szybkiej zmiany obciążenia i pracy przy niskim minimum generacji – pozwala kompensować zmienność generacji z OZE oraz profile zapotrzebowania. Inercja systemu, zapewniana przez klasyczne maszyny synchroniczne, jest niezbędna dla przeciwdziałania nagłym zmianom częstotliwości w razie awarii.

Pogodozależne źródła OZE, mimo zerowego kosztu zmiennego i zerowej emisji, nie posiadają tych właściwości, dlatego wymagają wsparcia w postaci magazynów energii lub źródeł dyspozycyjnych. Kluczowa będzie także modernizacja i rozbudowa sieci przesyłowych, które już dziś w wielu regionach osiągnęły granice zdolności przyłączeniowych.

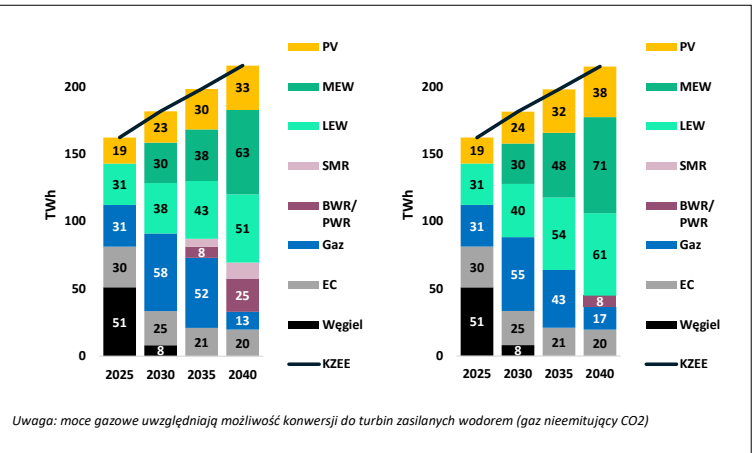
Scenariusze rozwoju miks do 2040 roku

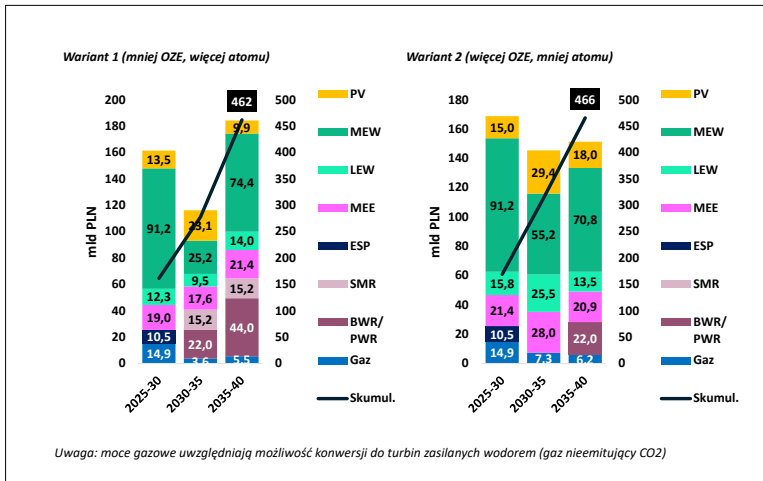
Modelowane warianty rozwoju miks wskazyują na dwie równorzędne ścieżki transformacji. Jeden scenariusz opiera się na większym udziale energetyki jądrowej, co zmniejsza zmienność systemu i zwiększa udział źródeł stabilnych, ale wymaga długofalowych inwestycji kapitałowych i rozwoju kompetencji. Drugi wariant zakłada dominację pogodozależnych OZE przy wspieraniu ich pracy przez elastyczne moce gazowe oraz magazyny energii. Obydwa scenariusze pozwalają osiągnąć zbliżone

RYS. 6
Analizowane warianty rozwoju mocy wytwórczo-magazynowych w Polsce [GW] [źródło: opracowanie własne w oparciu o dane PSE (Ocena wystarczalności 2025-2040, Plan rozwoju 2025-2034) oraz modelowanie własne]



RYS. 7
Analizowane warianty rozwoju mocy wytwórczo-magazynowych w Polsce [TWh] (źródło: modelowanie własne)





RYS. 8

Nakłady inwestycyjne dla porównywanych wariantów mocy wytwórczo-magazynowych w Polsce [mld PLN] (źródło: modelowanie własne)

redukcje emisji CO₂ oraz podobne poziomy nakładów inwestycyjnych.

Scenariusz z większym udziałem OZE prowadzi do niższych średnich cen hurtowych energii elektrycznej, co wynika z niższego kosztu zmiennego tych technologii. Jednakże stwarza większe wyzwania w zakresie bilansowania oraz zapewnienia inercji systemowej. Z kolei wariant z wyższym udziałem atomu, choć droższy w ujęciu inwestycyjnym, daje większą stabilność systemu.

Kwestie geopolityczne i local content

Wyzwania związane z bezpieczeństwem energetycznym w Europie i na świecie, w tym zależność od importu paliw oraz krytycznych surowców technologicznych, zmuszają do uwzględniania czynników geopolitycznych w planowaniu miksu. Polska powinna równocześnie dążyć do maksymalizacji udziału krajowych dostawców i kompetencji w budowie nowej infrastruktury energetycznej, aby wspierać rozwój przemysłu oraz minimalizować ryzyka związane z globalnymi napięciami handlowymi.

Nasz kraj stoi dziś przed koniecznością podjęcia strategicznych decyzji, które określą przyszłość sektora elektroenergetycznego na dekady. Transformacja nie jest kwestią wyboru, lecz konieczności, a jej sukces zależy od zdolności do integracji źródeł zeroemisyjnych z elastycznymi i stabilnymi jednostkami wytwórczymi oraz od rozwoju infrastruktury sieciowej. Kluczowe będzie również stworzenie przewidywalnych warunków regulacyjnych i finansowych, które umożliwią inwestycje o wieloletnim horyzoncie zwrotu. Nowy miks elektroenergetyczny musi zatem łączyć w sobie bezpieczeństwo dostaw, konkurencyjność kosztową i odpowiedzialność środowiskową, tworząc fundament zrównoważonego rozwoju polskiej gospodarki. ■

Reklama

PORTAL pełen energii

bmp
budujemy możliwości
porozumienia



ŚWIATŁO DLA PONUREGO STANU

terenowych sieci dystrybucyjnych

Dawid Dębiński

Centralna Grupa Energetyczna S.A.

Zastosowanie nowoczesnej, rozproszonej automatyki FDIR jest wyzwaniem, które może być zarazem rewolucją w stosunku do tradycyjnej sieci dystrybucyjnej, jaką znamy. Wprowadzenie zaawansowanych technologii monitorujących, sterujących i diagnostycznych pozwala bowiem na budowanie bardziej elastycznych i odpornych sieci elektroenergetycznych.

Sieci dystrybucyjne średniego (SN) i niskiego napięcia (nN) są podstawą systemu elektroenergetycznego jako całości. Energia elektryczna jest bowiem wytwarzana dla odbiorcy, a to sieci dystrybucyjne mają z nim największą styczność. Nie dziwi więc, że są obiektem kluczowym w misternie utkanej sieci systemu elektroenergetycznego. Ostatnimi laty problemy całej elektroenergetyki zaczęły się jednak skupiać właśnie w sieciach dystrybucyjnych. Energetyka zeszła pod strzechy [1], na podstawowym poziomie systemu pojawiła się generacja rozproszona, spadki napięć przestały mieć tylko jeden matematyczny znak. Problemy sieci dystrybucyjnych kumulują się i niczym nazbyt krótka kołdra odsłaniają ich braki, co prowadzi do frustracji zarówno odbiorców, jak i wytwórców, chcących wprowadzać wygenerowaną energię elektryczną na niskim bądź średnim poziomie napięcia.

Wiejskie sieci dystrybucyjne są, jakie są – każdy widzi

Każdy wie, że nie jest możliwe działanie perpetuum mobile – układu, w którym przemiany energetyczne będą zachodziły bez strat. Są one nieuniknione – najczęściej część energii elektrycznej jest rozpraszana na energię w innej postaci (np. lokalny wzrost temperatury). Dokładnie tak samo straty dotyczą sieci dystrybucyjnej zawierającej w sobie obiekty liniowe jakimi są elektroenergetyczne linie SN i nN oraz obiekty punktowe, czyli transformatory SN/nN.

Straty mocy w sieci elektroenergetycznej można podzielić na trzy grupy – pierwszą są straty obciążeniowe. Jak sama nazwa wskazuje, ich wielkość uzależniona jest od wielkości przepływającego prądu obciążenia. Wiążą się one z prawem Joule'a i nagrzewaniem się torów prądowych proporcjonalnie do kwadratu natężenia przepływającego przez nie prądu. Straty te zależą od rezystancji toru prądowego, który jest zbudowany z materiału przewodzącego. Wynikają więc z tego, że żaden przewodnik nie jest doskonały.

Druga grupa to straty jałowe, nazywane napięciowymi. Nie są one zależne od wielkości obciążenia prądowego, występują także w stanie jałowym. Powstają w wyniku obecności upływności izolacji oraz magnesowania żelaznych rdzeni w transformatorkach.

Straty obciążeniowe i jałowe możemy zbiorczo ująć jako straty techniczne, ale wyodrębniamy także straty handlowe. Nie są one generowane w związku z ograniczeniami technicznymi, ale wynikają ze sposobu funkcjonowania systemu rozliczeń, organizacji pracy systemu elektroenergetycznego. Co jest ich głównym powodem? Uchyby pomiarów wykonywanych przez mierniki i liczniki energii elektrycznej. Przykładem jest praca przekładnika napięciowego, który niedociążony wykazuje dodatni uchyb napięciowy (korzystnie dla operatora energetycznego), a w stanie przeciążenia – ujemny (na korzyść odbiorcy). Straty handlowe powstają też przez niejednoczesny odczyt stanu liczników energii elektrycznej u odbiorców, powstałe błędy w ewidencji oraz istnienie nielegalnych punktów poboru [2].

Straty techniczne w terenowej sieci dystrybucyjnej SN/nN były wielokrotnie analizowane – przytoczyć można badania obejmujące blisko 3000 indywidualnych odbiorców końcowych, zasilanych przez 67 napowietrznych stacji słupowych, które każdorazowo zasilają od jednej do czterech linii o długości między około 700 metrów a 4 km [2]. Pomiary wykonywano latem, uśredniając wyniki w okresach dziesięciominutowych. O ile straty jałowe, bez względu na rodzaj dnia i jego porę, oscylowały między 11,1 a 11,5 W/odbiorcę, o tyle te obciążeniowe zauważalnie lawirowały między dniami roboczymi i świątecznymi, a wewnątrz tych dni – między nocną doliną zapotrzebowania (od około 23:00 do 5:30) a wieczornym szczytem zapotrzebo-

wania (około 20:00). Różnice w zapotrzebowaniu na energię elektryczną między wielkością strat obciążeniowych podczas doliny nocnej w dniu świątecznym a szczytem zapotrzebowania wieczorem dnia roboczego potrafiły być sześciokrotne. Pokazuje to, jakim zmiennościom poddawane są wiejskie sieci dystrybucyjne, które dodatkowo mają przecież zwykle bardzo małą sztywność. Wynika to z małej mocy zwarciowej i ograniczonych przekrojów, a więc z dużej impedancji zwarciowej.

”

Najczęściej występujące przyczyny awarii w sieciach nN to m.in. katastrofalne warunki otoczenia, stan zesterzenia urządzeń, wada materiałowa, produkcyjna, montażowa lub projektowa

Sieć taka w ciągu ostatniej dekady doświadczyła niezwykle intensywnej (jak na jej możliwości) penetracji przez odnawialne źródła energii. Czy poprzednie zdanie to przesada? Otóż niekoniecznie – to zależy od perspektywy. Każdy pamięta Politykę Energetyczną Polski do 2040 roku, wydaną w 2021 roku. To tylko cztery lata temu. Zakładała ona, że (cytuje): „Ocenia się, że źródła fotowoltaiczne osiągną dojrzałość ekonomiczno-techniczną po 2022 r. W 2030 r. moc zainstalowana może wynieść ok. 5-7 GW łącznie w mikroinstalacjach i w dużych instalacjach, zaś w 2040 r. aż 10-16 GW” [3]. Sam, przygotowując analogiczną analizę na końcu 2020 roku, gdy moc zainstalowana ze źródeł fotowoltaicznych kształtowała się około 3,0 GW, jako umiarkowany PV-optimista przyznam, że oceniałem wzrost mocy zainstalowanej ze źródeł fotowoltaicznych do 4,5 GW w 2025 roku i 12,3 GW w 2040 roku. Podkreślić należy, że na początku 2025 roku moc ta wynosiła 21,5 GW...

Obecność wielu przekształtników energoelektronicznych (falowników) w terenowej sieci dystrybucyjnej, o małej sztywności, może przekładać się na nieutrzymywanie umownych poziomów napięć u odbiorcy końcowego (dopuszczalne 207-253 V przez 95% tygodnia, dla wartości skutecznej napięcia jednej fazy, wynikającego ze zmierzonej średniej 10-minutowej). Niewydolność systemu elektroenergetycznego jest widoczna gołym okiem nie tylko w skali mikro, ale także makro, np. w sieciach najwyższych napięć, przy wymianie transgranicznej i tzw. przepływach karuzelowych (ang. *loop flows*), grożącym niezachowaniu stabilności napięciowej [4].

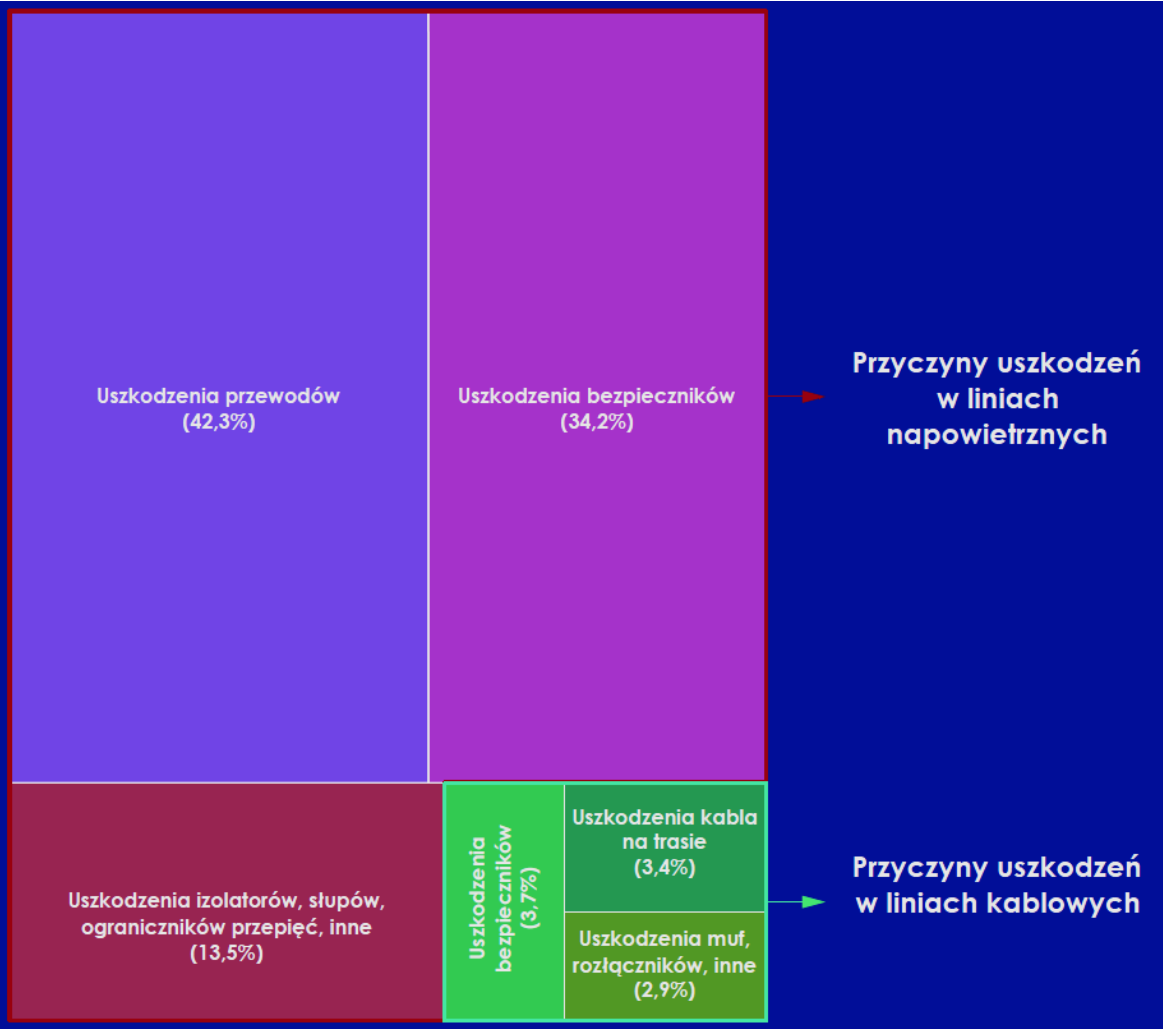
Dreszcze linii napowietrznych, gorączka przewodów i złamania izolatorów – lekarz potrzebny od zaraz

W każdej sieci elektroenergetycznej mogą wystąpić zakłócenia (przemijająca niedyspozycyjność urządzenia) bądź uszkodzenia (wg modelu dwustanowego niedziałanie) [5]. Budowa nowoczesnej sieci dystrybucyjnej wymaga stworzenia silnej i sztywnej sieci nN, dlatego ważne jest przeanalizowanie jej niezawodności, a to często marginalizuje się na rzecz sieci SN, WN i NN. Niezawodność sieci nN można zbadać dzięki systemom rejestrującym skuteczność działania i awaryjność aparatury zabezpieczeniowej, np. SCADA. Uzupełnieniem są ręczne dzienniki dyspozytorów i zgłoszenia od odbiorców. Każdy rejon posiada książkę awaryjności sieci nN, gdzie określa się okres awarii z powstałymi ograniczeniami i wykazem uszkodzonych elementów. Na podstawie posiadanych źródeł sporządzany jest cokwartalny raport awaryjności, który bierze pod uwagę podział na linie napowietrzne, kablowe i urządzenia stacyjne, z uwzględnieniem obszarów wiejskich oraz miejskich [5]. Dane z rejonów są zbierane i tworzą raport zbiorczy danego operatora sieci dystrybucyjnej (OSD).

Najczęściej występujące przyczyny awarii w sieciach nN to katastrofalne warunki otoczenia, stan zesterzenia urządzeń, wada materiałowa, produkcyjna, montażowa lub projektowa, złe warunki eksploatacji czy działanie osób nieupoważnionych [5]. Sieć nN najczęściej pracuje jako promieniowa, bez rezerwowania. Linie nN to zdecydowanie najczęściej linie bez skablowania, napowietrzne (74% w skali kraju [6]), narażone najbardziej na stany awaryjne, których powodem są czynniki atmosferyczne. Jak pokazują dane, w napowietrznych liniach nN zdarza się 90% wszystkich awarii linii nN, z czego ponad trzy na cztery wystąpiły w terenie wiejskim [5]. Przyczyny uszkodzeń w liniach nN, z podziałem na linie napowietrzne i kablowe, przedstawia wykres na rysunku 1.

Sprawcą stanów awaryjnych linii nN najczęściej jest porywisty wiatr. Rozkołysanie przewodów albo np. pobliskich gałęzi może doprowadzić do zwarcia międzyfazowego lub doziemnego. Spadające gałęzie mogą równie dobrze doprowadzić do zerwania przewodów lub przewrócenia konstrukcji wsporczych. Duże utrudnienia w dostawach EE występują także podczas powstawania szadzi, która znacznie zwiększa jednostkową wagę odcinka przewodu, a co za tym

RYS. 1
Przyczyny uszkodzeń
w sieciach nN
(opracowanie
własne na
podstawie [5])



idzie – siłę działającą na słupy i żerdzie. Jak łatwo się domyślić, takie problemy nie występują w przypadku linii kablowych, o czym świadczy brak użycia przy tego rodzaju liniach (poziom SN) zabezpieczeń ziemnozwarciowych i SPZ, w przeciwieństwie do linii napowietrznych.

Linie napowietrzne są ponadto narażone na skutki wyładowań atmosferycznych. Prawdopodobieństwo wyładowania bezpośredniego wzrasta wraz z drugą potęgą wysokości obiektu. Ochrona odgromowa obejmuje napowietrzne linie elektroenergetyczne o napięciu większym lub równym 110 kV, nie stosuje się jej w liniach nN, a ochrona przeciwprzebieciowa jest na niskim poziomie. Do ogólnego obrazu polskich linii nN należy dodać także to, że im dłuższy jest obwód, tym większe prawdopodobieństwo wystąpienia awarii. Linie miejskie mają w Polsce porównywalną (minimalnie większą) liczbę obwodów w porównaniu do linii wiejskich. Posiadają jednak prawie dwa razy więcej obwodów o długości do 500 metrów, natomiast linie wiejskie charakteryzują się o około 1,5 razy większą liczbą obwodów o długości do 1 kilometra i ponad dwa razy większą liczbą obwodów dłuższych od kilometra [5]. Długość obwodu linii kablowej nN w Polsce zawiera się między około 250 metrów (pierwszy kwartył – Q1) a 950 metrów (trzeci kwartył – Q3), przy czym średnio jest to długość 645 metrów. Tymczasem w przypadku linii wiejskich obwód zawiera się między około 450 metrów (Q1) a 2250 metrów (Q3); średnio to 882 metrów [7].

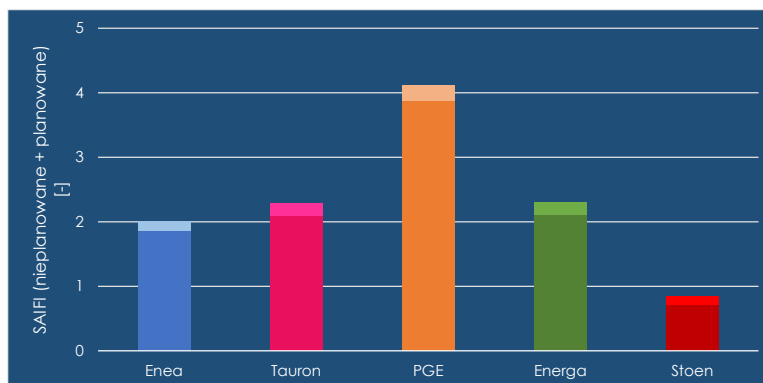
(Nie)zawodność zasilania

Niedoinwestowanie, nie najlepszy stan techniczny sieci, zbyt długie obwody, niski wskaźnik skablowania i starzenie eksploatacyjne urządzeń prowadzi do zwiększenia awaryjności polskich sieci nN. Badania wykazują, że 63% przypadków niedostarczenia energii elektrycznej do odbiorcy końcowego stanowią ci z terenów wiejskich [5].

Znaczenie niezawodności zasilania odbiorców końcowych rośnie z każdym rokiem. W badaniach statystycznych porównuje się wskaźniki dotyczące częstości i czasu trwania przerw w zasilaniu. Dla oceny poziomu niezawodności dostarczania energii elektrycznej wprowadzone są określenia przerw:

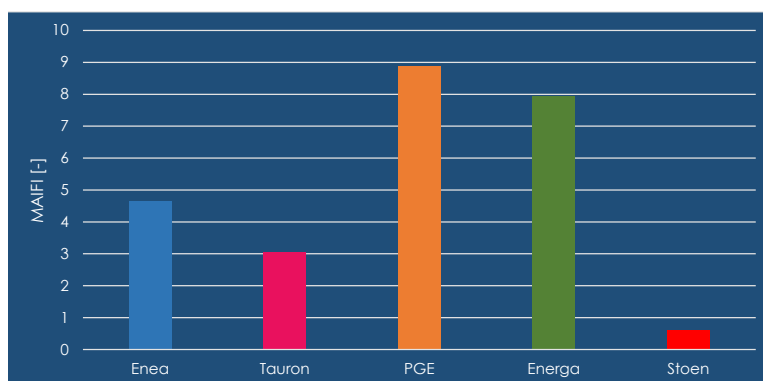
- przemijających (mikroprzerwy, trwają do 1 sekundy),
- krótkich (dłuższe od przemijających, mogą trwać do 3 minut),
- długich (dłuższe od 3 minut, ale nie przekraczają 12 godzin),
- bardzo długich (trwają od 12 do 24 godzin),
- katastrofalnych (dłuższe od doby).

Poszczególni operatorzy systemu dystrybucyjnego są zobowiązani do informowania opinii publicznej o wskaźnikach SAIDI (czas trwania przerw długich i bardzo długich), SAIFI (częstość występowania



RYS. 2

Wskaźnik SAIFI dla poszczególnych operatorów sieci dystrybucyjnej (opracowanie własne na podstawie [8, 9, 10, 11, 12])



RYS. 3

Wskaźnik MAIFI dla poszczególnych operatorów sieci dystrybucyjnej (opracowanie własne na podstawie [8, 9, 10, 11, 12])

przerw długich i bardzo długich) oraz MAIFI (częstość przerw krótkich). Publikowane przez nich informacje odnośnie wskaźników SAIFI i MAIFI za 2024 zostały pokazane na dwóch wykresach (rysunek 2 i 3).

Oczywistym jest, że Stoen Operator gra w innej lidze (najmniejsze wartości SAIDI, SAIFI, MAIFI). Ze względu na obsługę dystrybucji, skierowaną zdecydowanie do terenów miejskich (miasto stołeczne Warszawa), jasno pokazuje to, co może dziać się (a może właśnie co się nie dzieje?) z siecią o wysokim wskaźniku skablowania. Trudne jest bezpośrednie porównanie Stoen Operator z resztą operatorów sieci dystrybucyjnej, ale pomijając go widać wyraźnie, że PGE Dystrybucja odstaje pod względem poziomu wskaźnika SAIFI od reszty. Ciekawie się robi, kiedy spojrzymy na porównanie poziomów wskaźnika MAIFI. Tutaj do grona „wyróżnionych”, oprócz PGE Dystrybucja, dołącza także Energa-Operator. Myślę, że warto przyjrzeć się szczególnie temu operatorowi. Od lat pod względem SAIFI widać, że osiąga wyniki porównywalne do innych operatorów (a nawet lepsze w poszczególnych latach). Wskaźnik MAIFI jest jednak dla Energa-Operator jak piach w słabo naoliwionej przekładni. O ile wszystkie wskaźniki spadają, o tyle MAIFI w Energa-Operator wzrasta od wartości około 4,0 w 2011 roku, przez wartość około 5,0 w 2013 roku, do wartości 7,99 w roku 2021

(7,93 w 2024 r.) [11, 13]. Tworzy to nieodparte wrażenie, że wartości pozostałych wskaźników (tych bardziej chwytnych) mogą być „pudrowane”, by utrzymać ton innych operatorów, kosztem zamienienia problemu pod dywan (MAIFI). Jeśli to technicznie możliwe przerwy mogą być kwalifikowane jako krótsze, ale jest ich więcej.

Wyprowadzenie słonia ze składu porcelany

Remedium (ale obiektywnie patrząc tylko pod pewnym względem) okazuje się rozproszona automatyka sieciowa, zabezpieczeniowa FDIR (ang. *Fault Detection, Isolation and Restoration*). Co wprowadza? Konkretnie mówiąc – jej działanie polega na wykryciu, zlokalizowaniu i wyizolowaniu miejsca ze zwarcie w sieci. Mając wyizolowane miejsce awarii, wyłączony jedynie odcinek z uszkodzeniem, automatyka wykonuje rekonfigurację układu sieciowego, tak by jak najmniejsza liczba odbiorców energii elektrycznej pozostała bez zasilania. Użycie FDIR może bezpośrednio znacznie zmniejszyć wskaźnik SAIDI, ponieważ jeśli możliwa jest rekonfiguracja połączeń sieciowych, zasilanie nie funkcjonuje jedynie w wyizolowanym odcinku, a reszta odbiorców została przełączona na zasilanie z innego ciągu liniowego.

”

Znaczenie niezawodności zasilania odbiorców końcowych rośnie z każdym rokiem

FDIR to automatyka rozproszona. Działa przez funkcjonujące w rozproszeniu łączniki zdalnie sterowane i sygnalizatory zwarć, pracujące według ustalonego algorytmu. Badania wykazują, że zwiększenie liczby łączników zdalnie sterowanych (reklozery, rozłączniki zdalnie sterowane, sektosy) w sieci dystrybucyjnej logarytmicznie minimalizuje współczynniki SAIFI i SAIDI do pewnej ustalonej wartości (SAIDI zmniejsza się przy nasyceniu przebiegu o około 30%) [12]. Dalsze zwiększanie liczby takich łączników w terenowej sieci SN nie ogranicza zauważalnie SAIFI i SAIDI. Z praktyki, dla rozproszonej automatyki sieciowej FDIR, kaskadowe połączenie reklozerów i tak nie może ze względów selektywności i wybiórczości zadziałania przekraczać czterech urządzeń w jednym ciągu liniowym wraz z odgałęzieniami. Wynika to z czasów zadziałania wyłącznika w polu liniowym w GPZ (zwykle około 1 sekunda) i stopniowania czasowego poszczególnych reklozerów w głębi sieci. Instrukcje ruchu i eksploatacji poszczególnych operatorów dystrybucyjnych zalecają stopniowanie co 0,3 sekundy, choć (jak pokazuje doświadczenie

eksploatacyjne) przy użyciu aparatury tego samego producenta możliwe jest stopniowanie reklozerów co 0,2 sekundy.

Rozproszona automatyka sieciowa FDIR to *game changer*; jeśli chodzi o poprawę niezawodności zasilania odbiorców i efektywności zarządzania awariami sieci dystrybucyjnych. Wyobraźmy sobie, ile czasu zajmuje (w standardowym wydaniu) zlokalizowanie miejsca ze zwarcie brygadzie pogotowia energetycznego, która jedzie w teren, często w złej pogodzie i widoczności (awarie raczej nie trzymają się słonecznych i bezchmurnych dni), poszukując przyczyny uszkodzenia. Cały ciąg liniowy z awarią musi być wyłączony do czasu zlokalizowania uszkodzenia. FDIR to rozproszone sygnalizatory zwarć, co umożliwia reakcję w rzeczywistym czasie. Sieć jest błyskawicznie rekonfigurowana, a większość odbiorców w rejonie awarii nie odczuwa problemów z zasilaniem z racji przywrócenia go z innego ciągu sieciowego. Czas przerwy w dostawie energii elektrycznej jest znacznie skracany, a obszar awarii ograniczany do niezbędnego minimum.

Co daje więc FDIR? Właściwie same plusy (patrz ramka).

Jednak nic za darmo. Sieć dystrybucyjna musi zostać nasycona inteligentnymi czujnikami monitorującymi jej parametry elektryczne w czasie rzeczywistym, konieczne jest też zainstalowanie w najbardziej wrażliwych miejscach elementów wykonawczych. Są to zdalne łączniki, czyli reklozery (w uproszczeniu: odpowiednik wyłącznika w Smart Grid) i sektosy (sectos/sekcyjnalizer – odpowiednik rozłącznika w Smart Grid). Mając w rozproszeniu inteligentne czujniki sieciowe umożliwiające natychmiastowe wykrycie nieprawidłowości i aktuatory w postaci reklozerów czy sektosów, można rekonfigurować topologię sieci dystrybucyjnej. Konieczny jest jednak wspólny system kojarzący całą sieć, agregujący dane z całego obszaru. Dlatego też, do automatycznego sterowania awariami przez algorytmy FDIR, niezbędny jest system SCADA. Klasycznie, w automatyce FDIR, wykrywanie awarii, izolowanie jej oraz rekonfiguracja topologii sieci w celu przywrócenia zasilania do większości odbior-

ZALETY FDIR

- zwiększona niezawodność zasilania;
- skrócony czas naprawy,
- zoptymalizowana do aktualnej sytuacji topologia sieci,
- minimalizacja skutków awarii przez zautomatyzowane algorytmy,
- oprócz fizycznej wymiany uszkodzonego elementu, całość odbywa się bez udziału człowieka.

ców realizuje się na podstawie predefiniowanych reguł i danych wejściowych z poszczególnych czujników oraz urządzeń rozproszonych w sieci. Najnowsze rozwiązania FDIR oparte są o sztuczną inteligencję (AI) i uczenie maszynowe (ML), co umożliwia zwiększenie skuteczności czy elastyczności działania. Uczenie się rozproszonej automatyki sieciowej na ogromnej ilości danych z czujników w czasie rzeczywistym, a także na podstawie wcześniejszych wzorców awarii (historyczne zmiany parametrów sieciowych) i normalnych warunków pracy, pomaga wykrywać nawet subtelne anomalie we wstępnej fazie, przez co prognozy awarii są bardziej precyzyjne i dynamiczne. Oczywiście optymalizuje to reakcję sieci, a strategia naprawy (odpowiednia reakcja) jest ustalana przez system samodzielnie, w czasie rzeczywistym. FDIR wspierane przez AI i ML podejmuje decyzje o procesie rekonfiguracji topologii sieci, biorąc pod uwagę alternatywne źródła zasilania i obciążenie poszczególnych ciągów liniowych, możliwych do użycia w odpowiedzi na awarię. Wszystko po to, aby przerwa w zasilaniu odbiorców była jak najkrótsza. Dzięki uczeniu maszynowemu automatyka FDIR może adaptować się do zmieniających warunków i „samouczyć się” na „swoim” doświadczeniu z każdego zdarzenia, co zwiększa jej skuteczność. Dostosowane mogą zostać progi wykrywania anomalii, przewidywanie ich powstawania i algorytmy naprawcze.

Czy ponury stan terenowych sieci dystrybucyjnych musi już taki pozostać? Mam nadzieję, że nie. Zastosowanie nowoczesnej rozproszonej automatyki FDIR jest wyzwaniem, które może być rewolucją w stosunku do tradycyjnej sieci dystrybucyjnej, jaką sobie wyobrażamy. FDIR to kluczowy czynnik, skokowo wpływający na zwiększenie niezawodności dostaw energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego. Wprowadzenie zaawansowanych technologii monitorujących, sterujących i diagnostycznych pozwala na budowanie bardziej elastycznych i odpornych sieci elektroenergetycznych. A taki chyba jest właśnie cel Operatorów Sieci Dystrybucyjnych. AI zwiększa efektywność wykorzystywanych rozwiązań, awarie mogą być zarządzane „samodzielnie”, co szczególnie pomoże w obszarach wiejskich, na które statystycznie przypada najwięcej awarii.

Literatura

- [1] Dębiński D., Energetyka pod strzechy, czyli jaka przyszłość czeka sieci dystrybucyjne?, Energetyka Ciepła i Zawodowa, 03/2023, s. 16-17.
- [2] Hołdyński G., Analiza dobowej i tygodniowej zmienności strat mocy czynnej w wiejskich sieciach elektroenergetycznych niskiego napięcia, Przegląd Elektrotechniczny, 06/2010, s. 220-224.
- [3] Polityka energetyczna Polski do 2040 r., Ministerstwo Klimatu i Środowiska, publikacja marzec 2021.
- [4] Dębiński D., Blackout i zagrożenia przepływów kołowych



fot. 123rf

REWOLUCJA W SIECIACH

Zastosowanie nowoczesnej rozproszonej automatyki FDIR jest wyzwaniem, które może być rewolucją w stosunku do tradycyjnej sieci dystrybucyjnej, jaką sobie wyobrażamy. FDIR to kluczowy czynnik, skokowo wpływający na zwiększenie niezawodności dostaw energii elektrycznej dla odbiorcy końcowego

- w Europie Środkowej, I Ogólnopolska Studencka Konferencja Naukowa „Współczesne Bezpieczeństwo Energetyczne – szanse i zagrożenia”, Politechnika Rzeszowska im. Ignacego Łukasiewicza, 29 kwietnia 2021.
- [5] Kornatka M., Analiza awaryjności sieci niskiego napięcia wybranych oddziałów Operatorów Spółek Dystrybucyjnych, Przegląd Elektrotechniczny, 10b/2012, s. 303-307.
 - [6] Elźbieciak T., Plan skablowania sieci zaginał w akcji, wysokienapiecie.pl, publikacja kwiecień 2022.
 - [7] Kornatka M., Analiza statystyczna niezawodności krajowych sieci niskiego napięcia, Wiadomości Elektrotechniczne, 06/2009, s. 3-6.
 - [8] Wskaźniki czasów trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej za rok 2024 r., ENEA Operator Sp. z o.o., <operator.enea.pl/ospolce/raporty>
 - [9] Wskaźniki jakościowe dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej za rok 2024, TAURON DYSTRYBUCJA S.A., <tauron-dystrybucja.pl/o-spolce/operator-systemu-dystrybucyjnego>
 - [10] Wskaźniki przerw w dostawie energii elektrycznej dla roku kalendarzowego 2024, PGE Dystrybucja S.A., <pge-dystrybucja.pl/strefa-klienta/informacje-dla-konsumenta/wskazniki-przerw-w-dostawie-energii-elektrycznej>
 - [11] Wskaźniki czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej za 2024 r., ENERGA-OPERATOR S.A., <energa-operator.pl/raporty-i-liczby/wskazniki-czasu-trwania-przerw>
 - [12] Wskaźniki przerw – dane za 2024 rok, Stoen Operator Sp. z o.o., <stoen.pl/pl/strona/siec>
 - [13] Parol M., Analiza poziomu niezawodności zasilania odbiorców w elektroenergetycznych sieciach dystrybucyjnych, Przegląd Elektrotechniczny, 03/2017, s. 1-7. ■

ZIELONE CIEPŁO

Wybrane aspekty regulacyjne

Karolina Palacz

Veolia Energia Polska

Jakie są najważniejsze zmiany prawne, które mają pomóc w szerszym wykorzystaniu odnawialnych zasobów energii oraz jej odzysku w sektorze ciepłowniczym? Jak mogą wpłynąć na rynek tzw. zielonego ciepła w Polsce?

Na mocy nowelizacji ustawy o OZE z sierpnia 2023 r.¹ wprowadzono szereg zmian prawnych, które co do zasady mają sprzyjać szerszemu wykorzystaniu odnawialnych zasobów energii oraz odzysku energii w sektorze ciepłowniczym, szczególnie w ciepłownictwie systemowym. Główne obszary zmian to postanowienia w zakresie: obowiązku zakupu ciepła lub chłodu wytworzonego w określonych instalacjach, obowiązku przyłączania instalacji OZE do sieci ciepłowniczej oraz wprowadzenia gwarancji pochodzenia ciepła i chłodu z OZE.

OZE i ciepło odpadowe jako podstawa systemów ciepłowniczych przyszłości

Według danych Eurostat, w 2022 r. średni udział energii odnawialnej w wytworzeniu ciepła i chłodu w państwach Unii Europejskiej wyniósł 24,8%². Dla Polski wskaźnik ten osiągnął poziom 22,5%, czyli tylko nieznacznie mniej niż średnia UE, co teoretycznie można byłoby uznać za sukces postępującej transformacji ciepłownictwa. Należy jednak pamiętać o dwóch istotnych przyczynach takiego wyniku. Po pierwsze, obejmuje on cały sektor – łącznie z ogrzewnictwem

indywidualnym, gdzie udział biomasy leśnej w wytwarzaniu ciepła jest wyższy niż w przypadku ciepłownictwa systemowego (to biomasa leśna pozostaje głównym źródłem OZE w ciepłownictwie). Po drugie, bazuje na zmienionej metodologii obliczania udziału OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie, co ponownie dotyczy zużycia drewna opałowego w gospodarstwach domowych. Od 2021 r. (z korektą za lata 2018-2020) Główny Urząd Statystyczny raportuje dużo wyższy wolumen biomasy wykorzystywanej w ogrzewnictwie indywidualnym, uzasadniając to uzupełnieniem danych na temat pozyskania drewna oraz informacji z programów „Mój Prąd” i „Czyste Powietrze”. Zmiana metodologii umożliwiła osiągnięcie przez Polskę celu OZE na 2020 r.³

Ciepłownictwo systemowe w naszym kraju opiera się w przeważającej mierze na paliwach kopalnych. Jak pokazują dane Urzędu Regulacji Energetyki, udział OZE w strukturze wytwarzania ciepła w przedsiębiorstwach koncesjonowanych od 2002 r. do 2022 r. zwiększył się ponadczterokrotnie, jednak tylko do poziomu 12,6% w 2022 r.⁴ i to głównie z powodu spalania lub współspalania biomasy. Dotychczas głównymi zachętami do inwestowania w OZE przez przedsiębiorstwa ciepłownicze były uniknięcie koszty zakupu uprawnień do emisji oraz możliwość pozyskania tzw. zielonych certyfikatów, czyli praw majątkowych otrzymywanych za wytworzenie energii elektrycznej z OZE. Obecnie, po przyjęciu pakietu Fit for 55⁵, regulacje obejmujące efektywne energetycznie systemy ciepłownicze i chłodnicze stają się warunkiem dalszego funkcjonowania całego sektora. W przyszłości przyłączanie nowych odbiorców będzie możliwe wyłącznie do efektywnych systemów. Już dziś pozyskanie środków pomocy publicznej na inwestycje jest uzależnione od posiadania statusu efektywnego energetycznie systemu lub jego osiągnięcia w ciągu trzech lat od rozpoczęcia prac objętych pomocą. Systemy te mają w coraz większej mierze opierać się na wytwarzaniu ciepła i chłodu z OZE lub wykorzystaniu ciepła i chłodu odpadowego. Dlatego dodatkowe wsparcie regulacyjne pozostaje niezbędne, aby przyspieszyć proces transformacji polskich systemów ciepłowniczych.

Obowiązek zakupu ciepła z OZE oraz przyłączenia instalacji OZE do sieci ciepłowniczej

Jednym z narzędzi wsparcia rozwoju OZE w ciepłownictwie, funkcjonującym zresztą od lat w polskim ustawodawstwie, jest obowiązek zakupu ciepła wytworzonego w instalacji OZE przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem tego ciepła lub jego produkcją i sprzedażą. Dotychczas obowiązek ten dotyczył jedynie ciepła z OZE; po nowelizacji ustawy OZE z 2023 r. obejmuje także chłód z OZE oraz ciepło odpadowe. Ciepło z instalacji termicznego przekształcania odpadów jest niezmiennie objęte obowiązkiem, co

w praktyce powoduje, że w danym systemie ciepło z ITPO ma pierwszeństwo zakupu przed ciepłem np. z kogeneracji gazowej. Warunkiem koniecznym jest jednak, aby oferowana cena ciepła, chłodu lub ciepła odpadowego nie była wyższa niż średnioroczna z ubiegłego roku kalendarzowego cena ciepła (chłodu) z innych instalacji, powiększona o wskaźnik CPI. Ma to zapobiec nagłym podwyżkom cen ciepła w taryfach. Przyjęte zmiany już w perspektywie krótkoterminowej powinny wykazać pozytywny wpływ na projekty wykorzystania ciepła odpadowego, analizowane i/lub wdrażane w kilku lokalizacjach w Polsce. Pozostają zaś neutralne w przypadku chłodu, którego rynek krajowy praktycznie nie istnieje.

Innym obowiązkiem, spoczywającym na przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się przesyłaniem i dystrybucją ciepła na obszarze danego systemu ciepłowniczego, jest wyrażenie zgody na przyłączenie instalacji OZE (w tym ITPO) do sieci ciepłowniczej lub na zmianę warunków w celu przyłączenia tej instalacji. Również w tym przypadku obowiązek został rozszerzony o instalację będącą źródłem ciepła odpadowego. W przypadku niewyrażenia zgody na przyłączenie operator systemu ciepłowniczego jest zobowiązany poinformować podmiot ubiegający się o to o warunkach, jakie należy spełnić, aby umożliwić przyłączenie tej instalacji.

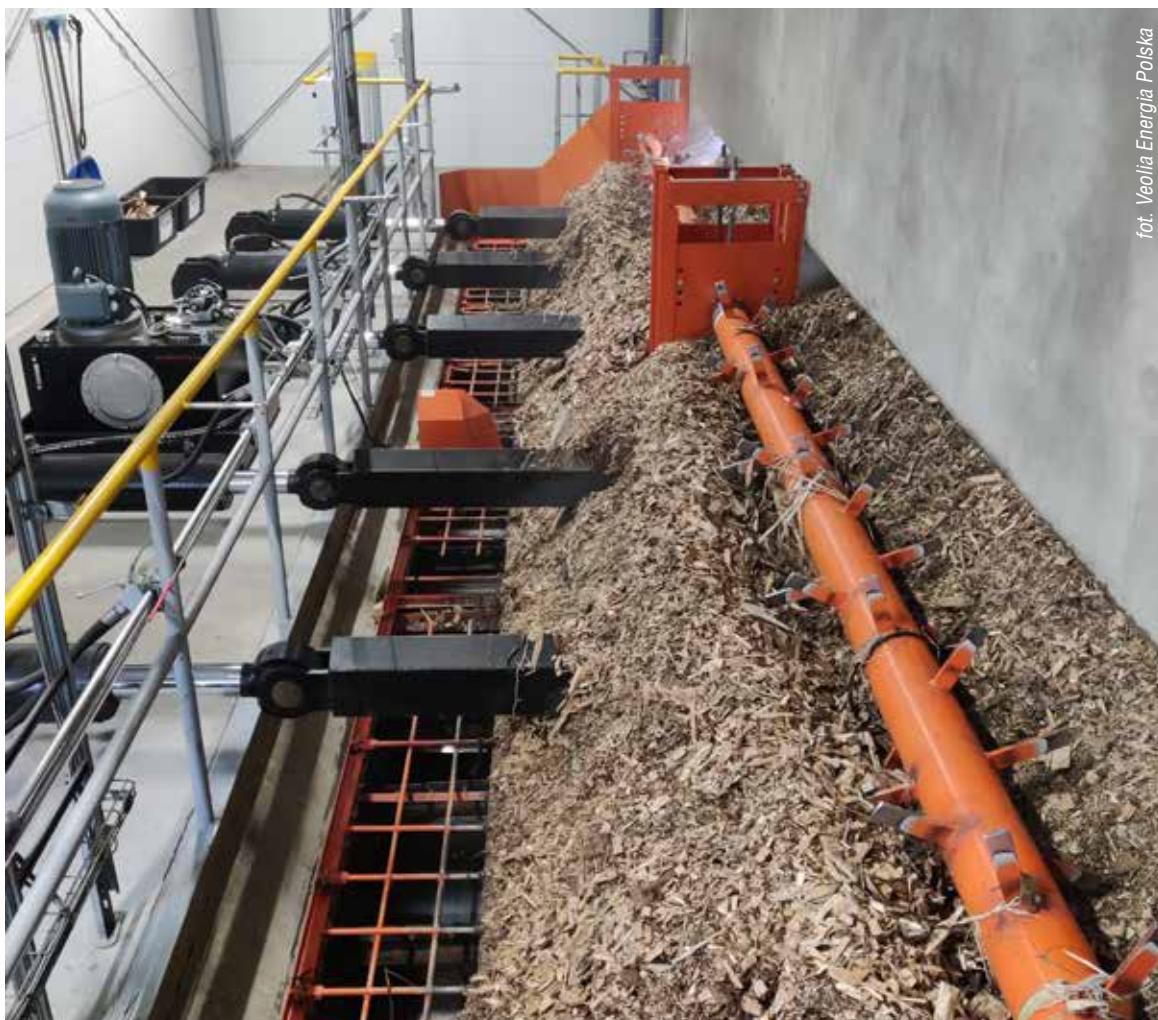
”

Gwarancje pochodzenia ciepła z OZE i chłodu z OZE, ze względu na opóźnienia proceduralne, wciąż są niedostępne dla większości uczestników rynku

Wyjątkiem od dwóch powyższych reguł jest status efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Należy przypomnieć, że zgodnie z obowiązującym brzmieniem ustawy Prawo energetyczne efektywny energetycznie system ciepłowniczy (lub chłodniczy) to taki, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się w min. 50% energię z OZE, w min. 50% ciepło odpadowe, w min. 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w min. 50% połączenie energii i ciepła z powyższych źródeł. Definicja ta będzie aktualna do końca 2027 r. Następnie, zgodnie ze znowelizowaną dyrektywą w sprawie efektywności energetycznej (EED)⁶, kryteria warunkujące status efektywnego energetycznie systemu zaostrzają się: wprowadzone zostaje kryterium wysokosprawnej kogeneracji (bazujące na emisyjności instalacji) i stopniowo podnoszony jest wymagany udział ciepła z OZE oraz

**ZAZIELENIANIE
SIECI**

Prace legislacyjne powinny pójść dalej, w kierunku kompleksowej reformy przepisów sprzyjających „zazieleniu” sieci ciepłowniczych. Na pierwszy plan wysuwa się tu zmiana systemu taryfowania oraz dostosowanie norm temperaturowych do obecnych warunków klimatycznych, co pozwoli na efektywne wykorzystanie ciepła i urządzeń wytwórczych



ciepła odpadowego. Wciąż jednak instalacje kogeneracyjne kontrybuują do utrzymania lub uzyskania statusu efektywnego energetycznie systemu. W tym kontekście warto zatem zwrócić uwagę, że opisywany wyjątek dotyczy operatorów tylko tych efektywnych systemów, które spełniają pierwszy lub drugi warunek wpisany w ustawie⁷, to znaczy opierają się na energii z OZE lub na ciepłe odpadowe. W efekcie na operatora efektywnego systemu bazującego na kogeneracji (przeważająca większość systemów efektywnych w Polsce) nałożony jest ten sam obowiązek co w przypadku nieefektywnych systemów ciepłowniczych. Co istotne, postanowienia polskiej ustawy są w tym zakresie bardziej rygorystyczne niż dyrektywy UE, do czego trudno znaleźć uzasadnienie.

Gwarancje pochodzenia ciepła z OZE i chłodu z OZE

Na mocy nowelizacji ustawy OZE z 2023 r. wprowadzono rozszerzony system gwarancji pochodzenia, który od 1 stycznia 2024 r. obejmuje nie tylko – jak dotychczas – energię elektryczną, ale też biogaz, biogaz rolniczy, biometan, wodór odnawialny, ciepło z OZE i chłód z OZE. Polskie przepisy wykroczyły poza

postanowienia dyrektywy RED II⁸, zgodnie z którą państwa członkowskie UE powinny ustanowić gwarancje pochodzenia gazu ze źródeł odnawialnych; na gruncie przepisów unijnych nie funkcjonuje ani obowiązek wprowadzenia gwarancji pochodzenia ciepła (chłodu) z OZE, ani zachęta do tego. Decyzja polskiego ustawodawcy powinna być traktowana z uznaniem, gdyż stanowi dodatkową zachętę dla wytwórców do stopniowego zwiększania udziału OZE w produkcji ciepła i podkreśla znaczenie sektora ciepłownictwa w polskiej gospodarce.

Celem gwarancji pochodzenia jest potwierdzenie odbiorcy końcowemu, że dostarczona do niego energia pochodzi ze źródeł odnawialnych, co może być z korzyścią ujęte w raportach ESG (obniżenie emisji w zakresie 2). Gwarancje wydawane są przez Prezesa URE na wniosek wytwórcy, a następnie przekazywane do Rejestru Gwarancji Pochodzenia (RGP) TGE, gdzie mogą zostać umorzone na rzecz odbiorcy końcowego lub stać się przedmiotem obrotu – dalszej odsprzedaży przez podmiot zarejestrowany w RGP. Ich cena ustalana jest każdorazowo pomiędzy wytwórcą a kupującym (odbiorcą) i nie jest w żaden sposób regulowana.

Chociaż wejście w życie znowelizowanych przepisów dotyczących gwarancji pochodzenia ciepła (chłodu) z OZE nastąpiło 1 stycznia 2024 r., to ich wdrożenie należy uznać za niezakończone ze względu na przewlekły proces akredytacji jednostek akredytowanych. Zgodnie z ustawą odpowiedzialność za weryfikację danych zawartych we wniosku spoczywa na operatrze systemu ciepłowniczego – jeżeli jest to podmiot odrębny od wytwórcy, albo na jednostce akredytowanej przez Polskie Centrum Akredytacji – jeśli wniosek składany jest przez przedsiębiorstwo ciepłownicze dysponujące systemem dystrybucji ciepła. Projekt programu akredytacji DAVG-01 „Akredytacja jednostek weryfikujących” został opublikowany w maju 2024 r. i zatwierdzony dopiero pod koniec sierpnia 2024 r. Uzyskanie akredytacji przez zainteresowane podmioty trwa przynajmniej kilka miesięcy. Według stanu na koniec kwietnia 2025 r. nie ma informacji o żadnym przedsiębiorstwie, które już pozyskało status jednostki akredytowanej na potrzeby wydania gwarancji pochodzenia. Zgodnie z informacjami od wybranych podmiotów starających się o akredytację, uzyskanie statusu jest planowane na koniec drugiego kwartału obecnego roku. Odrębną kwestią pozostaje to, że regulamin Rejestru Gwarancji Pochodzenia TGE, umożliwiający obrót gwarancjami pochodzenia różnych nośników energii, został zaktualizowany dopiero na początku listopada 2024 r.

Efekty wydłużonych procedur są następujące:

1. przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponujące siecią ciepłowniczą nie mają możliwości złożyć wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia ciepła z OZE, gdyż nie ma jednostek akredytowanych do weryfikacji danych we wniosku;
2. ponieważ maksymalny okres wytwarzania ciepła, za jaki można wnioskować o wydanie gwarancji pochodzenia, wynosi 6 miesięcy, a złożenie wniosku musi nastąpić w ciągu 30 dni od dnia zakończenia wytwarzania, to bezpowrotnie przepada możliwość zawnioskowania za praktycznie pełen rok kalendarzowy dla wymienionych wyżej przedsiębiorstw;
3. duże przedsiębiorstwa ciepłownicze (odpowiedzialne za wytwarzanie i dystrybucję ciepła) wciąż nie są w stanie odpowiedzieć na rosnące potrzeby odbiorców przemysłowych w zakresie zapotrzebowania na niskoemisyjną energię.

Częściowym rozwiązaniem powyższych problemów mogłaby być możliwość przeniesienia gwarancji pochodzenia z jednego systemu ciepłowniczego do drugiego, czyli obrót na poziomie krajowym. Dodatkowo zlikwidowałoby to ryzyko niezbilansowania popytu i podaży na gwarancje pochodzenia oraz zapobiegłoby monopolowi cenowemu w systemach, gdzie istnieje jeden wytwórca ciepła. Z uwagi jednak na lokalny charakter rynku ciepła ustawodawca zdecydował się na ograniczenie przeniesienia gwarancji pochodzenia do danego systemu ciepłowniczego.

W 2023 roku koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze sprzedały ok. 94 tys. GWh ciepła sieciowego, z czego 14,5% stanowiło ciepło z OZE, a więc ok. 13,5 tys. GWh⁹. Przekłada się to na 13,5 miliona jednostkowych gwarancji pochodzenia (na 1 MWh zielonej energii). Duża część z nich prawdopodobnie nigdy nie zostanie jednak wydana, ponieważ nie znajdzie nabywcy – odbiorcy przemysłowego zlokalizowanego w danym systemie ciepłowniczym.

Analizowane zmiany prawne sprzyjają stopniowej dekarbonizacji sektora ciepłowniczego w Polsce. Priorytet przy przyłączaniu do sieci oraz odbiorze ciepła przez operatora systemu mają teraz nie tylko instalacje wytwórcze ciepła z OZE, ale też źródła ciepła odpadowego, co stanowi pozytywny impuls do wdrażania projektów odzysku ciepła np. z serwerowni czy metra. Prace legislacyjne powinny jednak pójść dalej, w kierunku kompleksowej reformy przepisów sprzyjających „zazielenieniu” sieci ciepłowniczych. Na pierwszy plan wysuwa się tu zmiana systemu taryfowania oraz dostosowanie norm temperaturowych do obecnych warunków klimatycznych, co pozwoli na efektywne wykorzystanie ciepła i urządzeń wytwórczych.

Gwarancje pochodzenia ciepła z OZE i chłodu z OZE stanowią atrakcyjną zachętę do dekarbonizacji zarówno dla wytwórców, jak i odbiorców ciepła, jednak ze względu na opóźnienia proceduralne wciąż są niedostępne dla większości uczestników rynku. System wydawania gwarancji powinien ponadto ulec uproszczeniu, aby w procedurę zaangażowanych było mniej podmiotów oraz aby zredukować ryzyko przewlekłego procedowania wniosków.

Przypisy

- ¹ Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1762).
- ² Eurostat, Share of energy from renewable sources (nrg_ind_share), 2022.
- ³ Więcej patrz: M. Skłodowska, B. Derski, „Polska osiągnęła cel OZE na 2020 dzięki poprawie statystyki”, portal Wysokie Napięcie, 17.12.2021, URL: <https://wysokienapiecie.pl/43415-polska-osiagnela-cel-oze-na-2020-dzieki-poprawie-statystyki/>.
- ⁴ Urząd Regulacji Energetyki, „Energetyka ciepła w liczbach 2022”.
- ⁵ Za wyjątkiem nowelizacji dyrektywy ETD (Energy Taxation Directive).
- ⁶ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona), Dz.U. L 231 z 20.09.2023.
- ⁷ Art. 116 ust. 2b ustawy OZE.
- ⁸ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dz.U. L 328 z 21.12.2018.
- ⁹ Urząd Regulacji Energetyki, „Energetyka ciepła w liczbach 2023”. ■

REALISTYCZNA WIZJA TRANSFORMACJI CIEPŁOWNICTWA

– Kwestia transformacji ciepłownictwa powinna być rozważana w kontekście całego sektora. Potrzebujemy przemyślanych rozwiązań systemowych – takich, które umożliwią transformację niezależnie od skali działalności danego przedsiębiorstwa – podkreśla **Monika Gruźlewska**, od kilku miesięcy nowa dyrektorka Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej (PTEC).

MONIKA GRUŻLEWSKA
dyrektorka Polskiego
Towarzystwa
Energetyki Ciepłej
(PTEC)

fot. PTEC

Dominika Miensopust: Objęłaś stanowisko dyrektorki PTEC w trudnym momencie dla sektora ciepłowniczego. Jakie są twoje priorytety na początek?

Monika Gruźlewska: Sektor znajduje się w procesie transformacji. Przypomnę, że do 2035 roku musimy osiągnąć co najmniej 35% udziału energii odnawialnej lub ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych. To ogromne wyzwanie, które wymaga nie tylko odwagi inwestycyjnej, ale i odpowiedniego otoczenia regulacyjnego oraz właściwie skonstruowanych strategii wsparcia. Dlatego moim priorytetem jest stworzenie przestrzeni do merytorycznej, realistycznej dyskusji – takiej, która uwzględnia dostępne technologie, możliwości finansowania i wpływ na odbiorcę końcowego. Cena ciepła musi pozostać społecznie akceptowalna.

Wyzwania transformacyjne dotyczą zarówno dużych, jak i mniejszych spółek ciepłowniczych. Czy powinno się podchodzić do nich w ten sam sposób?

Myślę, że kwestia transformacji ciepłownictwa powinna być rozważana w kontekście całego sektora, bez względu na to, czy mówimy o wielkich czy małych przedsiębiorstwach. Wszystkie muszą dostosować się do unijnych dyrektyw i budować strategię w oparciu o aktualne oraz nadchodzące regulacje. Potrzebujemy przemyślanych rozwiązań systemowych – takich, które umożliwią transformację niezależnie od skali działalności.

Coraz częściej mówi się o elektryfikacji ciepłownictwa. Czy to dobry kierunek?

Tak, zdecydowanie obserwujemy rosnące zainteresowanie tym rozwiązaniem. Wiele spółek anali-

zuje możliwość zwiększenia roli elektryfikacji, czyli wykorzystania kotłów elektrodowych, pomp ciepła i magazynów ciepła. To potencjalnie bardzo efektywne rozwiązanie, ale żeby mogło być realnie wdrażane, potrzebne są odpowiednie regulacje.

Kluczowe jest dziś to, aby w przepisach jasno przesądzić, że ciepło wytworzone w kotłach elektrodowych czy przez pompy ciepła może być uznawane za odnawialne, co ma ogromne znaczenie dla spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Na ten moment nie jest to formalnie możliwe, ale jako sektor liczymy na to, że odpowiednie zmiany regulacyjne się pojawiają. Od nich zależy tempo decyzji inwestycyjnych i faktyczny start transformacji w kierunku elektryfikacji. Te kwestie mogą wydawać się drobne, ale to właśnie one decydują o tym, czy dany kierunek rozwoju stanie się osiągalny.

Nie można też zapomnieć o finansowaniu...

Bez odpowiednich mechanizmów finansowych transformacja nie będzie możliwa. Potrzeby inwestycyjne są ogromne, a dostępność środków i możliwość ich pozyskania w dużej mierze zależy od tego, w jakiej sytuacji znajduje się dane przedsiębiorstwo.

Podstawą jest tu model taryfowania. To on daje sygnał, także bankom i instytucjom finansowym, że dane przedsiębiorstwo jest może obsługiwać zobowiązania finansowe. Obecny model powinien zostać dostosowany do realiów transformacyjnych.

A środki publiczne?

Środki publiczne, np. dostępne przez NFOŚiGW, są oczywiście ważnym elementem, ale zazwyczaj pokrywają tylko część kosztów, maksymalnie do 40%. Pozostałą część trzeba sfinansować samodzielnie lub przy udziale kredytów. Żeby było to możliwe przedsiębiorstwo musi być „bankowalne”, musi generować przychody i mieć przewidywalny model działania.

Jakie zatem zmiany w modelu taryfowania byłyby potrzebne, by realnie wspierać transformację energetyczną ciepłownictwa?

Obecny model taryfowania wymaga aktualizacji nie tylko w kontekście tego, jakie przychody generuje, ale także jakie nowe technologie powinien uwzględniać. Jeżeli chcemy w Polsce rozwijać pompy ciepła czy kotły elektrodowe to musimy zastanowić się, czy nie warto zwolnić z taryfowania niektórych instalacji, na przykład źródeł o mocy do 20 MW, albo uwzględnić specyfikę magazynów ciepła, będących kluczowym elementem całych układów, które dziś nie podlegają taryfowaniu.

Podobne wyzwania widzimy w przypadku wysokosprawnej kogeneracji – technologii wskazywanej przez unijne regulacje jako preferowaną. Obowiązujące w Polsce przepisy taryfowe różnicują sposób kalkulacji taryf w zależności od tego, czy jednostka została oddana do użytku przed, czy po 2010 roku. To powoduje niepewność transformacji wysłużonych jed-

nostek wytwórczych i ogranicza efektywność procesu dekarbonizacji.

Potrzebujemy podejścia kompleksowego, obejmującego zarówno nowe technologie, jak i rewizję istniejących rozporządzeń. Bez względu na to, jakiej wielkości jest przedsiębiorstwo, wszystkie muszą funkcjonować w ramach tych samych regulacji. Jednocześnie warto przeanalizować także obecne mechanizmy wsparcia i dostosować je do realiów rynku i potrzeb transformacji.

”

Jeśli chcemy mówić o realnej transformacji, to musimy patrzeć na nią całościowo – bez dzielenia sektorów, a w duchu współpracy i integracji

A co z mechanizmami wsparcia, np. dla kogeneracji?

Mechanizm wsparcia dedykowany wysokosprawnej kogeneracji, zdaniem sektora nie przystaje już do aktualnej sytuacji rynkowej i wydłużających się procedur administracyjnych. Proponujemy więc jego modyfikację i nowelizację w taki sposób, żeby mógł efektywnie pracować na rzecz procesu dekarbonizacji.

Jeśli chodzi o finansowanie ze środków unijnych, funkcjonujemy w ramach określonych regulacji, które mają ogromny wpływ na możliwości inwestycyjne w Polsce. Dlatego jako sektor widzimy potrzebę przede wszystkim wydłużenia działania Funduszu Modernizacyjnego po 2030 roku, tak aby zapewnić ciągłość finansowania długofalowych projektów transformacyjnych.

Zwracamy również uwagę na konieczność zmian w rozporządzeniu GBER. Kluczowe są tutaj dwa postulaty: zwiększenie poziomu intensywności wsparcia dla inwestycji ciepłowniczych do 60% oraz podniesienie progów notyfikacyjnych dla tych projektów do 100 milionów euro. Wprowadzenie tych zmian mogłoby znacząco przyspieszyć i ułatwić realizację inwestycji niezbędnych do osiągnięcia celów transformacyjnych.

Czy polskie ciepłownictwo jest gotowe na te zmiany?

W sektorze jest już duża świadomość, że transformacja stała się koniecznością. Każde przedsiębiorstwo ocenia swoje możliwości, a PTEC wspiera ten proces analizami, raportami i dialogiem z decydentami. To nie tylko kwestia technologii – to także zmiana podejścia, współpracy międzysektorowej i systemowego myślenia.

Czyli – kierunek: dialog i współpraca.

Zdecydowanie. Coraz głośniejsze mówi się dziś o tzw. sector coupling, czyli integracji różnych sektorów energetyki. To kierunek przyszłościowy, a jednocześnie zgodny z unijnymi wymogami, o których już wspominałam. Dla ciepłownictwa oznacza to m.in. możliwość wykorzystania nadwyżek energii elektrycznej z OZE np. przez kotły elektrodowe, które mogą przekształcić tanią energię w ciepło, zmagazynować je, a następnie oddać do sieci. Z drugiej strony mamy jednostki kogeneracji, które lokalnie mogą bilansować system poprzez wytwarzanie energii elektrycznej.

To są naczynia połączone. Dlatego jeśli chcemy mówić o realnej transformacji, musimy patrzeć na nią całościowo – bez dzielenia sektorów, a w duchu współpracy i integracji.

Czy widać gotowość do takiej współpracy ze strony innych środowisk?

Jako sektor ciepłowniczy prowadzimy dialog z administracją rządową, elektroenergetyką, operatorem systemu i regulatorem, czyli Urzędem Regulacji Energetyki. Każda z tych stron ma swoją rolę w kształtowaniu przyszłości energetyki i – co ważne – dziś już wszyscy się ze sobą komunikują. Widzimy zarówno potencjał współpracy, jak i różnice i to dobry punkt wyjścia.

Jesteśmy w przełomowym momencie. To czas, żebyśmy wspólnie usiedli i odpowiedzieli sobie na pytania: kto co może wnieść do tego procesu i jak wygląda nasza wspólna wizja przyszłości. Taka rozmowa już się toczy – o możliwościach współpracy, zmianach regulacyjnych i kierunkach strategicznych.

Osobiście jestem bardzo pozytywnie nastawiona do tego dialogu i do jego wyniku. Wierzę, że to nie będzie tylko moja wizja przyszłości sektora, ale że najbliższe lata realnie pokażą, jak zmienia się rzeczywistość ciepłownictwa w przestrzeni rynkowej, regulacyjnej i finansowej.

W tym wszystkim jest też klient końcowy. Czy potrzebujemy zmiany myślenia odbiorców? Edukacji?

Zdecydowanie tak. Świadomość zmian zachodzących na rynku ciepła i całej transformacji sektora jest

dzisiaj jednym z kluczowych wyzwań i myślę, że potrzeba edukacji dotyczy nie tylko odbiorców końcowych, ale całego otoczenia, w którym funkcjonuje ciepłownictwo.

Z jednej strony niezbędne jest budowanie świadomości wśród decydentów, którzy kształtują przepisy i strategię. Muszą wiedzieć, na co sektor jest gotowy, jakimi technologiami dysponuje, jakie paliwa są dostępne, jak wygląda sytuacja lokalna czy reakcje odbiorców na zmiany. Przedsiębiorstwa ciepłownicze doskonale znają swój teren działania i mogą dostarczyć rzetelnej wiedzy o tym, jak różne ścieżki dojścia do dekarbonizacji wpłyną na Krajowy System Elektroenergetyczny, odbiorców i samorządy.

Właśnie dlatego PTEC regularnie publikuje raporty i analizy np. dotyczące potencjału technologii power-to-heat, kosztów transformacji w zależności od wielkości rynku czy wpływu ciepłownictwa na krajowy system elektroenergetyczny. To wszystko ma wymiar edukacyjny i to wiedza, którą chętnie dzielimy się z całym otoczeniem sektora.

Równie ważny – jeśli nie najważniejszy – jest sam odbiorca końcowy, ponieważ to przecież dla niego produkujemy ciepło i to on powinien rozumieć, z jakimi wyzwaniami mierzy się sektor, dlaczego wybierane są konkretne technologie i skąd biorą się zmiany cen, jakie widzi na swoim rachunku. Jako PTEC staramy się edukować wszystkich, którzy są zainteresowani, ale też tych, którzy po prostu powinni otrzymać rzetelną i klarowną informację o kierunku transformacji ciepłownictwa.

Czy zdążymy z transformacją do wyznaczonych unijnych terminów?

Dyrektywa EED jasno określa harmonogram transformacji i cele, do których musimy dążyć. Przedsiębiorstwa ciepłownicze są tego świadome i aktywnie pracują nad tym, by ich systemy osiągnęły status efektywnych – nie tylko ze względu na wymagania, ale też z uwagi na korzyści, jakie ten status ze sobą niesie.

Największym wyzwaniem będzie rok 2035, ponieważ to wtedy ma nastąpić skokowy wzrost udziału energii odnawialnej i ciepła odpadowego w miksie energetycznym. Wszystkie przedsiębiorstwa zrzeszone w PTEC mają tego pełną świadomość i przygotowują się tak, aby te harmonogramy zostały zrealizowane. Jednocześnie uważnie śledzą zmiany na rynku, dostępność paliw oraz zapisy dokumentów strategicznych przygotowywanych przez rząd.

To, czy cele zostaną osiągnięte, będzie zależało od wielu czynników: zarówno regulacyjnych, jak i rynkowych. Mam nadzieję, że efekty tego wysiłku będą widoczne już w najbliższych latach.

Życzymy sobie, by się udało.

Zdecydowanie – to byłaby piękna puenta.

I DLA DUŻYCH, I DLA MAŁYCH
Wszystkie przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą budować strategię w oparciu o aktualne oraz nadchodzące regulacje. Potrzebujemy przemysłowych rozwiązań systemowych – takich, które umożliwią transformację niezależnie od skali działalności



foto: 123rf

Rozmawiała Dominika Miensopust
redaktorka „Kierunku Energetyka”



XXVII Sympozjum Naukowo-Techniczne

ENERGETYKA BEŁCHATÓW 2025



budujemy możliwości
porozumienia

**2-3
września
2025 r.
BEŁCHATÓW**

STABILNOŚĆ, która ma znaczenie



WIĘCEJ
INFORMACJI

ORGANIZATOR



HONOROWY GOSPODARZ



HONOROWY PATRONAT



PATRONAT MERYTORYCZNY



PATRONAT MEDIALNY



APLIKACJA BMP 2.0



**BEZPŁATNE
NARZĘDZIE**
dla uczestników
konferencji

FUNKCJE INTERAKTYWNE

komentowanie debat,
wymiana wizytówek

AKTUALNE INFORMACJE O WYDARZENIU

termin, program, miejsce,
prelegenci, plan stoisk

BUDOWANIE RELACJI

aranżowanie spotkań
między uczestnikami



ZESKANUJ i POBIERZ

Google Play

App Store



budujemy możliwości
porozumienia

MAGAZYNY CIEPŁA, CZYLI CIEPŁOWNICZE MUST HAVE

Mariusz Tańczuk

ekspert inżynier sprzedaży, Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA

Praktycznie w każdym z systemów ciepłowniczych, które chcą utrzymać status efektywnych, lub takowy uzyskać, konieczne jest zastosowanie magazynów energii, w szczególności ciepła. Jakie koncepcje w zakresie budowy tych obiektów ma Grupa Kapitałowa ECO?

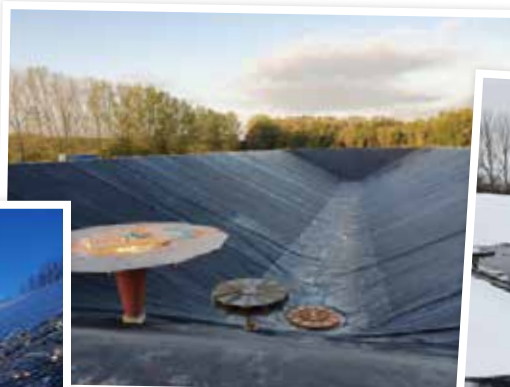
Większość projektów transformacji sektora ciepłowniczego – zarówno w teorii, jak i w praktyce – krąży po orbicie zagadnień związanych z magazynowaniem ciepła. Praktycznie w żadnym z systemów ciepłowniczych, które w rozumieniu dyrektywy efektywnościowej (EED) chcą utrzymać status efektywnych, lub w ogóle takowy uzyskać, nie uda się tego zrobić bez zastosowania magazynów energii, w szczególności magazynów ciepła. Wynika to w głównej mierze z tego, że ciepło odpadowe oraz ciepło odnawialne (OZE) – kluczowe w procesie transformacji systemów ciepłowniczych na systemy efektywne – mają charakter mało stero-

walny, a w przypadku OZE są bardzo często pogodozależne. W konsekwencji, podaż takiego ciepła mija się z popytem.

Zastosowanie magazynów zwiększa możliwości efektywnego wykorzystania potencjału ciepła. Jak wynika z dostępnego od lipca 2024 r. raportu pt. „Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła”, autorstwa Polskiej Izby Magazynowania Energii (PIME) oraz Instytutu Energetyki Odnawialnej, magazyny ciepła wspierają wszystkie technologie wytwarzania energii, ale tworzą przede wszystkim miejsce na ekspansję OZE i ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych.

BUDOWA MAGAZYNU CIEPŁA

Budowa tzw. PTES (Pit Thermal Energy Storage) w Taastrup, o pojemności 70 000 m³ (źródło: VEKS, DK)



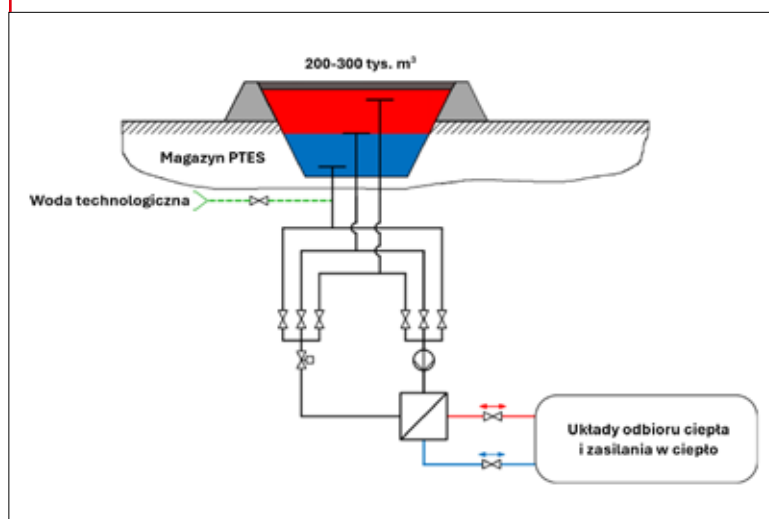
Najważniejsze dla branży zalety magazynów ciepła to:

1. zwiększanie efektywnej konsumpcji nadpodaży ciepła latem – dotyczy źródeł pogodozależnych (OZE) i ciepła odpadowego,
2. zagospodarowywanie nadwyżek taniej energii elektrycznej (także po cenach ujemnych),
3. ograniczanie kanibalizmu jednostek wytwórczych w obrębie danego systemu ciepłowniczego,
4. dostosowanie ciepłownictwa do wymagań dyrektyw UE (osiągnięcie statusu efektywnego poprzez inwestycje w zeroemisyjne OZE, w tym P2H i kolektory słoneczne i ciepło odpadowe),
5. wygładzanie szczytów zapotrzebowania (peak shaving) oraz optymalizacja pracy kogeneracji (głównie latem).

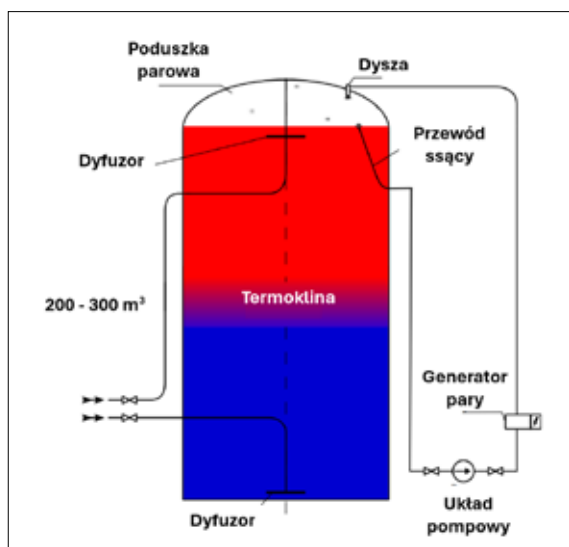
RYS. 1
Planowany magazyn wielkoskalowy typu PTES w Opolu – poglądowy schemat technologiczny (źródło: zasoby ECO, SET_HEAT project)

Magazyny ciepła w ECO

W Grupie Kapitałowej ECO magazyny ciepła to nie tylko świadomość, ale także konkretne koncepcje i projekty inwestycyjne, nad którymi pracują anality-



RYS. 2
Planowany magazyn dobowy typu TTES w Żarach – poglądowy schemat technologiczny (źródło: zasoby ECO, SET_HEAT project)



cy czy inżynierowie. Wybrane przykłady projektów dotyczących magazynowania ciepła dotyczą zarówno małych magazynów (tzw. dobowych), jak i instalacji wielkoskalowych (sezonowych). Są to:

- magazyn wielkoskalowy sezonowy/wielofunkcyjny typu PTES w Opolu (rysunek 1),
- magazyn dobowy typu TTES w Żarach, a docelowo także i w innych systemach GK ECO z kogeneracjami gazowymi (rysunek 2).

W dalszej części artykułu zostaną zaprezentowane wybrane koncepcje projektów budowy magazynów ciepła w GK ECO oraz stan zaawansowania ich realizacji.

Wielkoskalowy sezonowy magazyn ciepła typu PTES w Opolu

Sezonowe magazynowanie to stosunkowo nowa koncepcja bazująca na magazynowaniu ciepła jawnego z wykorzystaniem wody jako nośnika ciepła. Na całym świecie zbudowano dotychczas kilkadziesiąt takich obiektów, z których większość to pionierskie rozwiązania. Najwięcej z nich znajduje się obecnie w Danii i dostarcza danych niezbędnych do dalszego rozwoju tej technologii. Jak dotąd główne przeszkody w zakresie sezonowego magazynowania w systemach ciepłowniczych w Polsce wynikają z wytwarzania ciepła opartego głównie na źródłach spalania paliw kopalnych oraz stosunkowo wysokich temperatur roboczych sieci ciepłowniczych.

Zgodnie z obecnie dostępnymi rozwiązaniami, sezonowe magazynowanie ciepła można realizować przy użyciu sześciu podstawowych technologii, najczęściej jako rozwiązania podziemne. Są to magazyny typu:

1. ATES – magazynowanie ciepła w warstwie wodonośnej,
2. BTES – magazynowanie w odwiertach gruntowych lub skalnych,
3. MTES – magazynowanie w kopalniach,
4. PTES – magazynowanie ciepła w specjalnie wykonanych zbiornikach przypowierzchniowych (nieckach) wypełnionych wodą,
5. GWPTES – magazynowanie w żwirowych dołach wodnych,
6. TTES – magazynowanie w zbiornikach (betonowych lub stalowych).

W porównaniu z dobowym (krótkoterminowym) magazynowaniem ciepła w naziemnych, najczęściej stalowych zbiornikach ciepłej wody, w magazynach sezonowych ważne jest wykorzystanie właściwości izolacyjnych i magazynujących gruntu. Wszystkie technologie magazynowania sezonowego wymagają odpowiednich uwarunkowań lokalizacyjnych, w tym spełnienia warunków geologicznych oraz hydrogeologicznych.

Ze względu na dostępne od partnera przemysłowego ciepło odpadowe, a także potencjalnie inne źródła



FOT. 1
Fragment nieczynnego wyrobiska pomargłowego na terenie ECO SA w Opolu (źródło: zasoby ECO)



FOT. 2
Planowana lokalizacja magazynu ciepła PTES na terenie ECO SA w Opolu (źródło: zasoby ECO)

zarówno ciepła odpadowego, jak i odnawialnego, w Opolu pracujemy nad możliwością odbioru ciepła z zewnętrznych źródeł głównie latem. Rozwiązaniem „problemu” nadpodaży takiego ciepła jest budowa dużego sezonowego magazynu. Prowadzimy obecnie zaawansowane badania geologiczne nieczynnego wyrobiska pomargłowego, gdzie potencjalnie będziemy mogli w przyszłości zabudować duży (ok. 200-300 tys. m³) sezonowy magazyn typu PTES. W bardzo dużym uproszczeniu – to zaizolowana dziura w ziemi wypełniona wodą. Jak wspomniano wcześniej, magazyny tego typu są – w odróżnieniu od mniejszych magazynów dobowych – instalacjami wielkoskalowymi, których pojemności liczy się w tysiącach metrów sześciennych. Najwięcej znajduje się w Danii, ale kilka także w Holandii i w Niemczech. Z instalacjami duńskimi szczegółowo zapoznaliśmy się podczas kilku wizyt studyjnych, zorganizowanych w ramach realizowanego przez ECO SA międzynarodowego projektu dotyczącego dekarbonizacji ciepłownictwa o nazwie SET_HEAT (<https://www.setheat.polsl.pl>).

Planowany przez ECO magazyn PTES byłby pierwszym przypadkiem instalacji magazynowania ciepła na taką skalę w Polsce. Skąd pomysł na (taki) magazyn i dlaczego w Opolu? Pierwszym czynnikiem, który przesądził o rozpoczęciu prac nad koncepcją była „gotowa” dziura w ziemi naprzeciwko elektrociepłowni

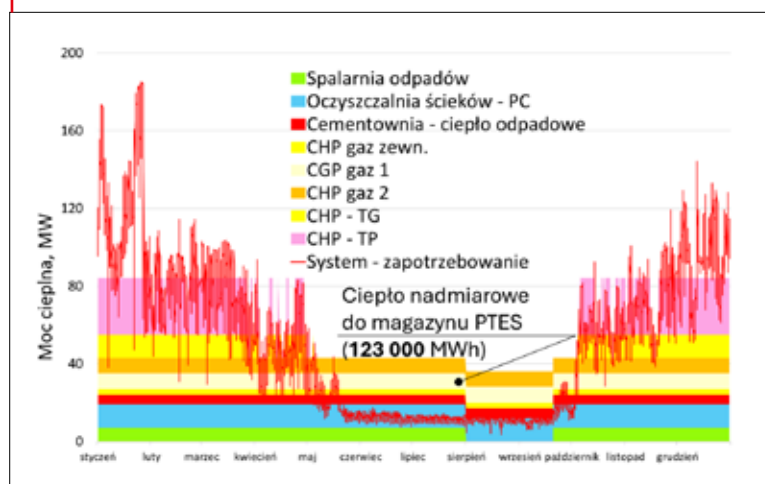
w Opolu (fot. 1). W specjalnie uformowanych nieckach wyrobiska do tej pory deponowany był emulgat z popiołów kotłowych WP120. Planowany magazyn obejmie swoim zasięgiem właśnie te dwie, wyłączane obecnie z użycia, niecki (fot. 2).

Po co mamy magazynować ciepło?

Mamy dziurę w ziemi, ale czy faktycznie musimy magazynować ciepło i co dobrego może nam to dać? Analizy i symulacje, które przeprowadziliśmy dla systemu opolskiego, wykazują jednoznacznie, że bez zapewnienia sobie możliwości magazynowania nadmiarowego ciepła, szczególnie latem (dotyczy to zarówno źródeł zewnętrznych ciepła odpadowego czy odnawialnego, jak i naszych własnych jednostek wytwórczych), bezwzględnie nie będziemy w stanie utrzymać statusu efektywnego systemu ciepłowniczego po roku 2035. Już podczas pierwszych warsztatów projektu SET_HEAT w Opolu (marzec 2024) sformułowana została koncepcja docelowej konfiguracji systemu ciepłowniczego w mieście, która jednoznacznie wskazała na konieczność magazynowania rocznie docelowo nawet około 123 tys. MWh ciepła. Jego nadwyżki, które chwilowo nie będą mogły być konsumowane przez odbiorców, pojawią się głównie latem – tak jak to poglądowo pokazano na rysunku 3.

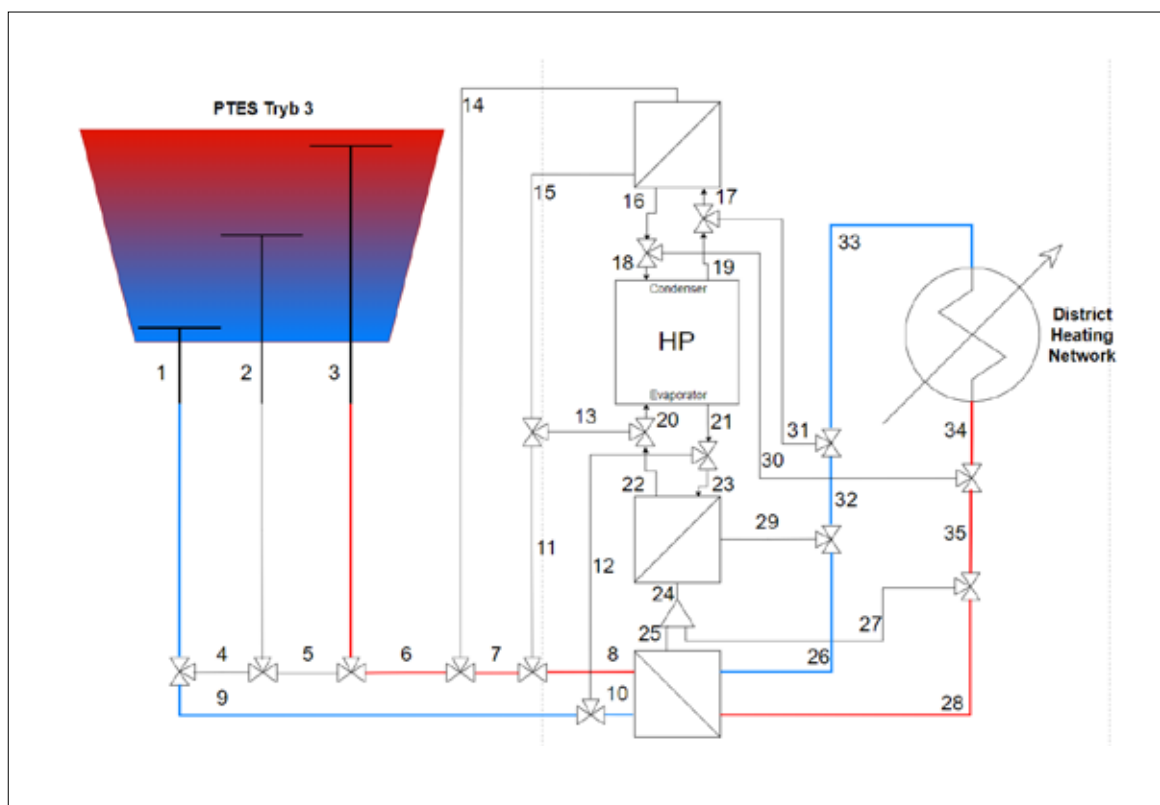
Żeby zmagazynować jednorazowo (w jednym cyklu: ładowanie-rozładowanie) wskazaną ilość ciepła, konieczne jest posiadanie magazynu o objętości min. 1,3 mln m³. To technicznie możliwe, ale równocześnie... praktycznie niemożliwe do realizacji ze względu na dostępność terenu oraz konieczność zaangażowania ogromnych środków finansowych. Jak wspomniano na początku – miejsce, którym ECO SA dysponuje w Opolu, pozwoli na zmagazynowanie ok. 200-300 tys. m³ wody, co przy różnicy temperatur ok. 70 K odpowiada ilości ciepła 20-25 tys. MWh rocznie. Takie możliwości magazynowania będą wystarczające pod warunkiem, że magazyn PTES pracował będzie nie jako typowy, sezonowy, lecz wielofunkcyjny, o większej liczbie cykli ładowania i rozładowania w ciągu roku. Maksymalna

RYS. 3
Rozkład pracy jednostek wytwórczych możliwy po roku 2035 na tle wykresu zapotrzebowania na ciepło systemu ECO SA w Opolu (źródło: zasoby ECO, SET_HEAT project)



RYS. 4

Koncepcja współpracy magazynu PTES z miejską siecią ciepłowniczą – schemat w formie tzw. superstruktury (źródło: zasoby ECO, SET_HEAT project)



temperatura w magazynie (w górnej warstwie) wynosić będzie ok. 95°C, tak aby możliwa była jak najlepsza jego współpraca z naszą wysokotemperaturową siecią ciepłą.

”

Planowany przez ECO magazyn PTES byłby pierwszym przypadkiem instalacji magazynowania ciepła na taką skalę w Polsce

Aby zwiększyć pojemność cieplną magazynu i zoptymalizować cykle ładowania oraz rozładowania, konieczna będzie jego praca poprzez dużą pompę ciepła. Koncepcję układu technologicznego współpracy magazynu z siecią za pośrednictwem takiej pompy przedstawia rysunek 7. Działania w ramach projektu SET_HEAT wykazały na możliwość i zasadność realizacji ok. 8-10 trybów pracy za pomocą przedstawionej na rysunku 4 tzw. superstruktury połączeń. Przynajmniej pięć trybów wymagać będzie wykorzystania pompy ciepła (na rysunku oznaczonej symbolem HP).

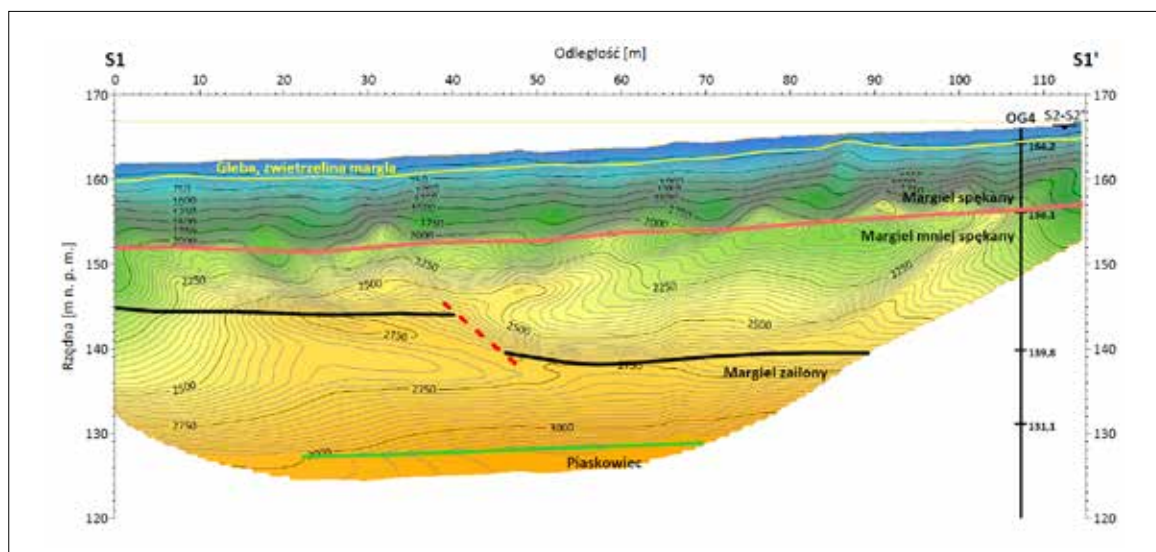
Zaproponowany magazyn gromadził będzie przez cały rok nadmiarowe ciepło ze źródeł zewnętrznych („obcych”), zapobiegając kanibalizacji jednostek wytwórczych w systemie opolskim, a także pozwoli na

ich optymalną i uzasadnioną ekonomicznie pracę – dotyczy to przede wszystkim gazowych układów kogeneracyjnych.

Spodziewane nakłady na realizację tego olbrzymiego przedsięwzięcia to ok. 10-15 mln EUR. Realizacja projektu wymagać będzie zabezpieczenia takich środków m.in. poprzez pozyskanie źródeł finansowania zarówno komercyjnego, jak i preferencyjnego w formie dotacji. Jest to zatem nie lada wyzwanie, w tym z zakresu inżynierii finansowej.

Stan prac

Na jakim jesteśmy obecnie etapie i co nas czeka w najbliższym czasie? Tak jak wspominałem, mamy za sobą symulacje bilansowe i koncepcję technologiczną dla wytypowanej lokalizacji. Na terenie wyrobiska prowadzone są obecnie prace geologiczne – po to, aby potwierdzić, czy nie ma przeszkód terenowych do budowy magazynu we wskazanej lokalizacji (wykonuje je dla nas Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN z siedzibą w Krakowie). Zakończyła się już realizacja programu badań geofizycznych (skanowanie laserowe terenu 3D, kartowanie, badania sejsmiczne), a także pierwszy etap badań geotechnicznych – wiercenia i rdzeniowanie oraz badania hydrologiczne. Trwają badania laboratoryjne pozyskanych próbek gruntu i skał, a kolejnym krokiem będą symulacje wytrzymałościowe dla założonych wariantów modelowych zbiornika. Spodziewamy się, że kompleksowe analizy geologiczne oraz wytrzymałościowe symulacje numeryczne zakończą się październiku 2025. Jeden z wykonanych przekrojów



RYŚ. 5
Jeden z wykonanych przekrojów sejsmicznych o długości 110 m, widoczny odwiert OG4 o głębokości ok. 40 m (źródło: zasoby ECO)

sejsmicznych z pokazanym odwiertem o głębokości ok. 40 m widać na rysunku 5.

Jeżeli badania geologiczne potwierdzą przydatność terenu na potrzeby magazynu typu PTES to kolejnym etapem będzie opracowanie wstępnego studium wykonalności magazynu przez wyspecjalizowaną firmę – najprawdopodobniej z rynku duńskiego. Pozyskanie odpowiednich pozwoleń – między innymi zmiany funkcji terenu, który obecnie ma status składowiska odpadów innych niż niebezpieczne, a także opracowanie dokumentacji – to co najmniej 3 lata. Sama budowa zajmie najprawdopodobniej drugie tyle.

Dobowy magazyn ciepła typu TTES w Żarach

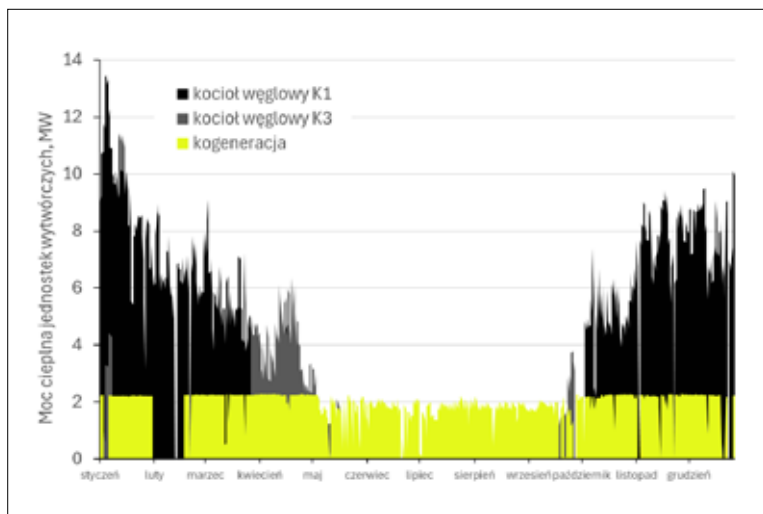
Dobowe magazyny ciepła typu TTES to rozwiązanie znane i stosowane od lat. W polskim ciepłownictwie, w przeciwieństwie do magazynów sezonowych, jest ich coraz więcej – może dlatego, że są to obiekty małoskalowe, a ich budowa nie stanowi tak dużego wyzwania jak na przykład magazyny PTES.

Zgodnie z klasyfikacją termodynamiczną, rozwiązania dobowego magazynowania ciepła bazują na dwóch technologiach:

- magazynowaniu ciepła jawnego,
- magazynowaniu ciepła utajonego.

Magazyny ciepła jawnego działają na zasadzie zmiany temperatury substancji/materiału magazynującego podczas rozładowywania lub ładowania. W ciepłownictwie są to zazwyczaj zbiorniki na gorącą wodę (najczęściej stalowe, rzadziej betonowe) – tzw. magazyny TTES. Technologie magazynowania ciepła utajonego to takie, w których nie wykorzystuje się dużych różnic temperatur w medium magazynującym. Są to zazwyczaj materiały zmieniające fazę (tzw. materiały PCM), w których energię magazynuje się w postaci entalpii zmiany fazy.

Koncepcja budowy dobowego magazynu ciepła w jednym z kilkunastu systemów ciepłowniczych GK



RYŚ. 6
Wykres pracy jednostek wytwórczych w analizowanym systemie ciepłowniczym (źródło: zasoby ECO)

ECO (w Żarach) wynika w dużej mierze z konieczności optymalizacji pracy układu kogeneracji gazowej o mocy cieplnej ok. 2 MW. Jednostka kogeneracyjna na bazie silnika tłokowego zasilanego gazem ziemnym współpracuje tam z kotłami wodnymi na paliwa konwencjonalne (węgiel i gaz ziemny).

Wstępna analiza pracy jednostek, w tym kogeneracji, wykazała, że w okresie letnim współpraca układu kogeneracyjnego z siecią ciepłą wymaga optymalizacji z dwóch powodów:

- osiągalna moc cieplna układu przewyższa zapotrzebowanie w okresie letnim, które wynosi średnio ok. 1,5 MW,
- potencjał układu kogeneracyjnego nie jest wystarczająco wykorzystywany ze względu na konieczność jego wyłączenia w przypadku niskich oraz ujemnych cen energii elektrycznych występujących w okresie letnim.

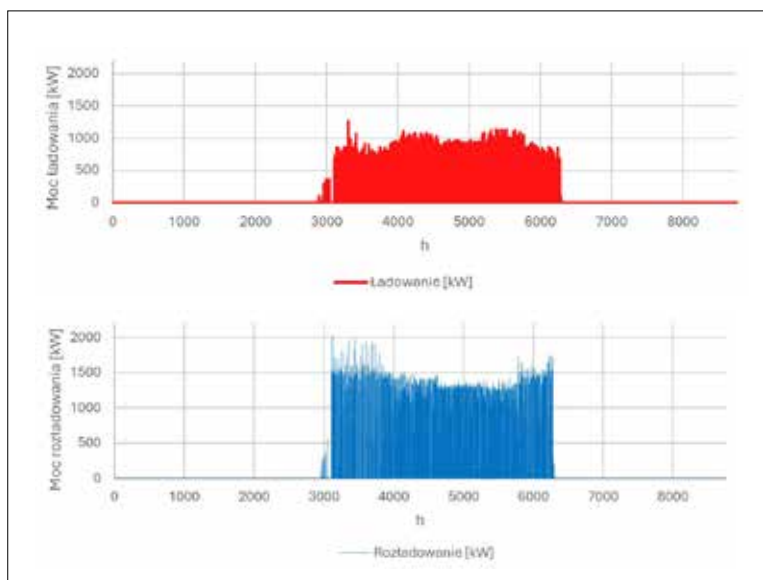
Na rysunku 6 pokazano rzeczywistą pracę jednostek wytwórczych w elektrociepłowni w Żarach. Jak

widać, w okresie letnim kogeneracja gazowa pracuje pod zmniejszonym obciążeniem, widoczne są także częste jej wyłączenia.

Zabudowa dobowego magazynu ciepła dla takiego przypadku wydawała się naturalnym rozwiązaniem optymalizacyjnym, co potwierdziły wykonane symulacje doborowe. W ich wyniku określono optymalną wielkość magazynu dobowego na poziomie ok. 200 m³. Będzie to posadowiony na fundamencie, zaizolowany stalowy zbiornik, o orientacyjnych wymiarach: ok. 11 m wysokości i średnicy ok. 5 m. Zostanie zabudowany na zewnątrz, w bezpośrednim sąsiedztwie jednostek wytwórczych.

Na rysunku 7 zaprezentowano wyniki symulacji pracy dobranego magazynu: w trybie ładowania i rozładowania.

Idea współpracy dobowego magazynu z istniejącymi jednostkami wytwórczymi jest dość prosta (rysunek 8). Przede wszystkim jego potencjał wykorzystuje się głównie latem – gdy występują nadwyżki produkcji z kogeneracji oraz gdy widoczna jest duża dobowa zmienność cen energii elektrycznej, ale także i zmienność zapotrzebowania na ciepło. Zastosowane rozwiązanie pozwoli zatem na to, aby kogeneracja

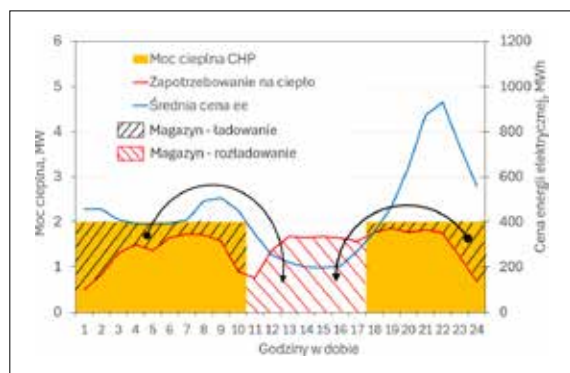


RYS. 7
Symulacja pracy magazynu dobowego o pojemności ok. 200 m³ (7,5 MWh)
(źródło: zasoby ECO)

pracowała z pełną mocą w godzinach wysokich cen energii elektrycznej, ładując magazyn (okresy te pokrywają się z niższym zapotrzebowaniem na ciepło). W środku dnia – między godziną 11 a 17 – kogeneracja będzie wyłączana (niskie ceny energii elektrycznej), a system ciepłowniczy – zasilany z magazynu (rozładowanie magazynu).

Budowę omawianego obiektu rozpoczniemy najprawdopodobniej już w przyszłym roku.

Materiały na potrzeby niniejszego artykułu powstały w ramach realizacji projektu: Supporting Energy Transition and Decarbonisation in District Heating Sector, akronim LIFE22-CET-SET_HEAT, numer projektu 101119793. Strona internetowa projektu: <https://setheat.polsl.pl>, w ramach Programu Działań na Rzecz Środowiska i Klimatu LIFE, podprogram LIFE Clean Energy Transition. Współfinansowane przez Unię Europejską. ■



RYS. 8
Idea współpracy dobowego magazynu ciepła z układem kogeneracyjnym – w okresie letnim
(źródło: zasoby ECO)

Reklama

POLUB NASZE PROFILE

Kierunek
Energetyka



Ciepła energia Krakowa

Niezawodność / Bezpieczeństwo / Komfort
Oszczędność / Ekologia

mpec.krakow.pl

TRANSFORMACJA PO OSTRÓDZKU

Wojciech Zalewski

prezes zarządu Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej spółka z o. o. w Ostródzie

W MPEC w Ostródzie – jak w każdym PEC-u – realizujemy własną ścieżkę prowadzącą do zielonej transformacji. Jakie wybory podejmowaliśmy? Jakie ekonomiczne aspekty były istotne w tym procesie?

foto. IMPEC w Ostródzie

Kiedy w roku 2021 dołączyłem do spółki jako członek, a później przewodniczący Rady Nadzorczej, nie zdawałem sobie sprawy, jak niewiele trzeba, aby firma, która w Ostródzie uchodziła za solidną, zachwiała się w posadach. Dzisiaj, w roku 2025, po ponad trzech latach zarządzania jako prezes przedsiębiorstwa, moje postrzeganie zmieniło się o 180 stopni. Pooglądy ewaluowały: od zachwyty, do realnego stąpania po ziemi i w efekcie – doprowadzenia do ogromnych zmian w ostródzkim ciepłownictwie. Zmian, których MPEC nigdy nie przechodził. Nie przechodził, bo może ich nie potrzebował, może nie dostrzegał tego, że świat już jest daleko z przodu, a może po prostu nie było pomysłu, jak się do wszystkiego zabrać.

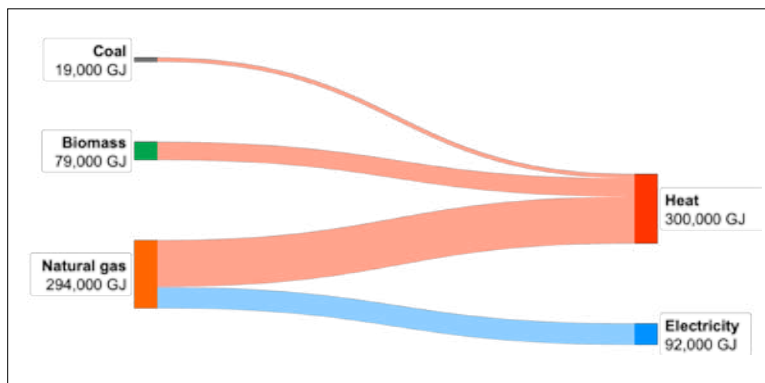
Korzyści ze świata finansów

Dla mnie wszystko zaczęło się 11 lutego 2022 roku, kiedy zostałem powołany na stanowisko prezesa zarządu MPEC w Ostródzie. Nie inżynier, nie ciepłownik... – wzbudzałem duże emocje wśród wielu środowisk. Nie miałem planów, aby zmienić mój świat, nie zabie-

gałem, aby zostać prezesem spółki, a jednak los pchnął mnie w meandry miału węglowego, EU ETS i wielu innych aspektów, które – mówiąc szczerze – nie były mi wówczas znane. Na szczęście firma przyjęła mnie z nadzieją. I kiedy już myślałem, że teraz zaczniemy „pracować pełną parą”, okazało się, że Rosjanie mają inny pomysł na świat, co wydatnie wpłynęło na sektor ciepłowniczy w Polsce. Wojna w Ukrainie zmieniła wszystko. Przekreśliła dotychczasowe schematy, pokazała, kto jest naprawdę wartościowy, a kto żyje tylko przeszłością. Uświadomiła mi, że fakt, iż nie pochodzę z branży ciepłowniczej, nie jest obciążeniem. Przydały się moje kontakty i relacje z sektora finansowego, który w owym czasie był naszym kołem ratunkowym. Zaczęliśmy walkę o życie, o to, czy Ostróda będzie miała własną elektrociepłownię, czy nie.

W roku 2022 ostródzkie ciepłownictwo opierało się na dwóch źródłach ciepła. Pierwszym były cztery kotły na miał węglowy typu WR o mocach: 5,8 MW, 2 x 11,63 MW oraz 17 MW. Drugim – kogeneracja zasilana gazem ziemnym: dwa silniki o mocy 8,376 MW produ-





RYS. 1
MPEC Ostróda
– wykres
Sankeya miksu
energetycznego
w modelu
referencyjnym
i symulacji,
uwzględniający
węgiel, biomasę,
gaz ziemny oraz
kogenerację gazową
(stan na XII.2024)

kujące energię elektryczną oraz ciepłą. Wydawało się wszystkim, że ten schemat jeszcze przez parę lat powinien „wytrzymać” i dać czas na spokojne wdrożenie planu na przyszłość. Niestety, plan się załamał już w połowie lutego, gdy rozpoczęła się pełnoskalowa inwazja na Ukrainę.

Etap I – musimy przyspieszyć, czas na zmiany

Na wszystko było za późno, więc nie oglądając się wstecz, tak po ludzku zaczęliśmy ratować spółkę i mieszkańców Ostródy. Spółkę – przed upadłością, a mieszkańców – przed utratą ciepła. Wtedy też podjąłem decyzję o konieczności przeprowadzenia zmian w przedsiębiorstwie – zmian nieradykalnych, zmian opierających się na istniejącym zespole, gdyż tylko taki schemat dawał podstawy do zaangażowania, wnoszenia nowych pomysłów i na końcu – osiągnięcia sukcesu. Nie bez znaczenia była też rola samorządu Miasta Ostróda. Bodajże w kwietniu 2022 przedstawiłem radnym bilans otwarcia i prognozowany wynik na koniec roku 2022. Na spotkaniu wnosilem o dokapitalizowanie spółki kwotą 9 mln zł, co zgromadzonych wprowadziło w niemałe zdziwienie. Dyskusja była ostra, ale radni zachowali się tak jak trzeba. Uznali moje argumenty i wsparli spółkę 4 mln zł, co – jak się później okazało – uratowało nas od bankructwa, ale przede wszystkim dało czas na pracę koncepcyjną i przyniosło oczekiwane zmiany. Mój plan przewidywał stratę na poziomie 9 mln zł, a realny wynik w rachunku zysków i strat wyniósł ponad minus 7 mln. Zaczęliśmy z zespołem ostrą pracę, wyznaczyliśmy cele, poinformowaliśmy załogę, dokąd zmierzamy, co każdy ma robić, czego oczekujemy i... maszyna ruszyła.

Na pierwszy ogień poszło kontraktowanie sprzedaży energii elektrycznej oraz zakupu gazu na potrzeby kogeneracji zasilanej gazem ziemnym. Podpisaliśmy umowę z firmą FORTUM i to był strzał w dziesiątkę pod względem formuły współpracy, zaopiekowania się nami, ale co najważniejsze – także w wymiarze finansowym. Nasi ludzie musieli przejść sporą metamorfozę, zarówno w zakresie kontraktowania, ale przede wszystkim sposobów ustawiania silników kogeneracyjnych pod kątem największej opłacalności dla spółki i mieszkańców Ostródy.

FORTUM to był pierwszy, dobry krok, ale nie pozbawił nas demonów, które nazywały się EU ETS. W roku 2022 koszt przedsiębiorstwa związany z zakupem ETS wyniósł prawie 14 mln zł. Co zrobić, aby płacić mniej? Odpowiedź wydaje się prosta – emitować mniej CO₂. Jednak z tymi urządzeniami, które mieliśmy do dyspozycji, było to po prostu niemożliwe. Kotły węglowe, ale również kogeneracja, zostały objęte EU ETS.

Etap II – zmniejszamy opłaty za EU ETS

Już w 2022 roku pojawiła się idea, że jedynym skutecznym sposobem ucieczki od ETS będzie powołanie przez miasto nowej spółki ciepłowniczej. Pomysł o tyle łatwy, co skomplikowany. Nie mogliśmy znaleźć podobnych rozwiązań w Polsce – może ich nie było, a może po prostu nikt się głośno nie chwalił... Pierwsze podejście do samorządu okazało się falstartem. Tłumaczyliśmy, że powołanie spółki, której źródła ciepła nie przekroczą 20 MW, spowoduje spore zmniejszenie kosztów zakupu EU ETS i da nam wszystkim oddech, aby realizować kolejne inwestycje. Niestety, pomysł nie został wtedy „kupiony”, co nie znaczy, że zaprzestaliśmy prac w tym kierunku. Nic bardziej mylnego, ale o tym za chwilę.

Spółka w roku 2021 wykonała „Analizę przebudowy systemu wytwarzania ciepła w MPEC Ostróda”, gdzie wskazano możliwość budowy kotłów na biomasę w czterech wariantach, o mocy 4+4, 4+8 i 4+8+4 MW. Niestety, brakowało pomysłu na finansowanie tej inwestycji. MPEC nie miał takiej zdolności przed 2022, a po tym czasie tym bardziej nie było szans, aby ktoś zechciał finansować powyższe przedsięwzięcie. Miasto także, z przyczyn ekonomicznych, nie mogło nas wesprzeć.

Razem z zespołem uznaliśmy, że należy zrobić pełny Plan Funkcjonalno-Użytkowy (PFU) na potrzeby budowy kotła biomasowego o mocy 4+8 MW. Dlaczego akurat taki wybraliśmy? Otóż już w roku 2022 ceny wykonawstwa były nieakceptowalnie wysokie i inwestycja w dwa kotły wiązała się z koniecznością zainwestowania grubo ponad 40 mln zł. Dokumentacja nie była tania, ale jej brak zamknąłby wszystkie ścieżki, więc działaliśmy. I właśnie w tym momencie, na początku roku 2023, pojawiła się II edycja Polskiego Ładu, dedykowana samorządom, w ramach której istniała opcja, aby aplikować o budowę kotła na biomasę. Wszyscy eksperci odradzali, pukali się w głowę i twierdzili, że nikt w Polsce nie dostał na ciepłownictwo, więc i Ostróda nie dostanie. Ja jednak zadałem sobie pytanie: co stracimy, aplikując? Ostróda mogła stracić, jeśli biomasa nie uzyskałaby wsparcia, gdyż można byłoby napisać wniosek na przykład na halę sportową lub coś bardziej „dla ludzi”, niż wspierać ciepłownictwo. No tak, ale nigdy już nie będzie szansy, aby program rządowy sfinansował inwestycję w prawie 100%...

Ostatecznie udało mi się przekonać burmistrza, wniosek okazał się fiszką i był banalnie prosty, a po kilku miesiącach nadeszła informacja, że Ostróda... otrzymała 16 mln na budowę kotła biomasowego o mocy 4,6 MW. Szok – to jakby nic nie powiedzieć.

Optymiści się cieszyli, pesymiści zastanawiali, jak ten proces przeprowadzić. Nie było łatwo, ale w niecały rok, na wiosnę 2024, kocioł ruszył. Radości było co nie miara, ETS-ów będzie mniej, ale dalej kwota jest ogromna. Co więc robić?

Etap III – wracamy do tematu nowej spółki

Mamy biznesplan, źródła finansowania, wiemy co i w jakiej mocy chcemy wybudować. I najważniejsze: zdajemy sobie sprawę, że przy tej inwestycji nasz udział węgla będzie wynosił jedynie od 3 do 5%. Najpierw burmistrz, później komisje Rady Miejskiej, rozmowy indywidualne ze wszystkimi i z każdym z osobna.

W listopadzie 2023 zapada zgoda na powołanie nowego podmiotu pod nazwą ZIELONE CIEPŁO (ZC) spółka z ograniczoną odpowiedzialnością, zajmującego się produkcją ciepła z wykorzystaniem kotła gazowego o mocy 9,0 MW. Rada Miasta podejmuje uchwałę, burmistrz wskazuje prezesa spółki i rozpoczyna się proces budowy. Tu warto wspomnieć, że MPEC – mimo niepowodzenia w pierwszym podejściu dotyczącym utworzenia nowej spółki – opracował dokumentację na potrzeby takiej inwestycji. W momencie powołania ZC trafiła do spółki ZIELONE CIEPŁO, prezes rozpoczął inwestycję, która zakończyła się próbnym uruchomieniem kotła w październiku 2024.

Wszystko pięknie, ale co z cenami?

Nowe urządzenia działają. Grudzień 2024 pokazuje udział węgla w procesie produkcji ciepła na poziomie 2%. Mamy to, co chcieliśmy, choć na oficjalne wyniki poczekamy do końca 2025, kiedy zweryfikujemy, czy nasz plan miał sens. Niestety, oprócz tych wszystkich dobrych wiadomości były i te, które dalej „uwierały” naszych klientów – mieszkańców Ostródy. Kluczową kwestią była cena 1 GJ, która w 2022 roku wskoczyła na poziom dotychczas nieznanym naszym klientom, ale także nam. Powody można mnożyć i każdy je zna. Ceny miały węglowego, gazu i ETS poszybowały mocno w górę, a wtedy to wszystko nas dotyczyło. Najlepiej sytuację pokazuje wykres cen ETS w latach 2022-2024 oraz cen ciepła w tym samym okresie. Znaczący oddech ostródzianie złapali na przełomie 2024/25, bo wtedy właśnie spółka obniżyła ceny o 23% w stosunku do roku 2023.

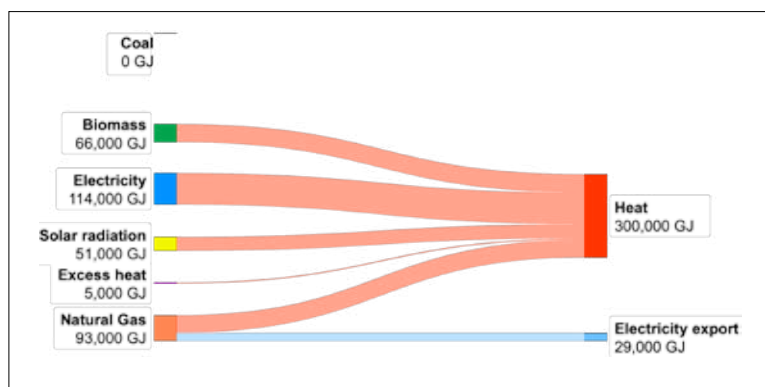
Strategia Rozwoju Ciepłownictwa dla Ostródy a duńska cegielnia w Ostródzie

Działania doraźne trwały na bieżąco, pożary wydawały się być ugasszone, więc mogliśmy działać naprzód, prorozwojowo. I tu zadziałały nasze kontakty z DBDH (Duńską Izbą Ciepłowniczą), szczególnie z Larsem Gulev i Lesya Logvinenko oraz Mathiasem Vestergaard Steenstrup z firmy Artelia. To te osoby znacząco wsparły nas i przyczyniły się do stworzenia Strategii Rozwoju Ciepłownictwa dla Ostródy. Nie chcieliśmy, aby był to tzw. „pułkownik”, zamierzaliśmy ją realizować. Dotychczasowe ucieczki od ETS, tworzenie nowej

STRATEGIA MPEC OSTRÓDA

Strategia zakłada inwestycje w:

- fotowoltaikę (w maju 2025 uruchomiliśmy farmę o mocy 1 MW),
- pompy ciepła 2 x 3 MW (wniosek w rozpatrzeniu przez NFOŚiGW),
- rozbudowę sieci ciepłowniczej w Ostródzie i gminie Ostróda, a właściwie na terenach przylegających do miasta, a stanowiących obszar gminy Ostróda,
- farma PV oraz magazyn energii elektrycznej 0,5 MW (wniosek złożony do RPO WiM),
- ciepło odpadowe (pierwszą umowę na 8000 GJ rocznie podpisaliśmy w maju 2025),
- budowę kolektorów słonecznych (wariant w rozważaniu); obecnie jest to bardzo droga inwestycja, dodatkowo wymagająca ogromnych obszarów, na których kolektory mogłyby być posadowione,
- w sferze pomysłów pojawia się także kocioł elektrodowy, który przy coraz częściej pojawiających się ujemnych cenach energii elektrycznej oraz istniejącej farmie PV mógłby stanowić dodatkowe źródło ciepła.



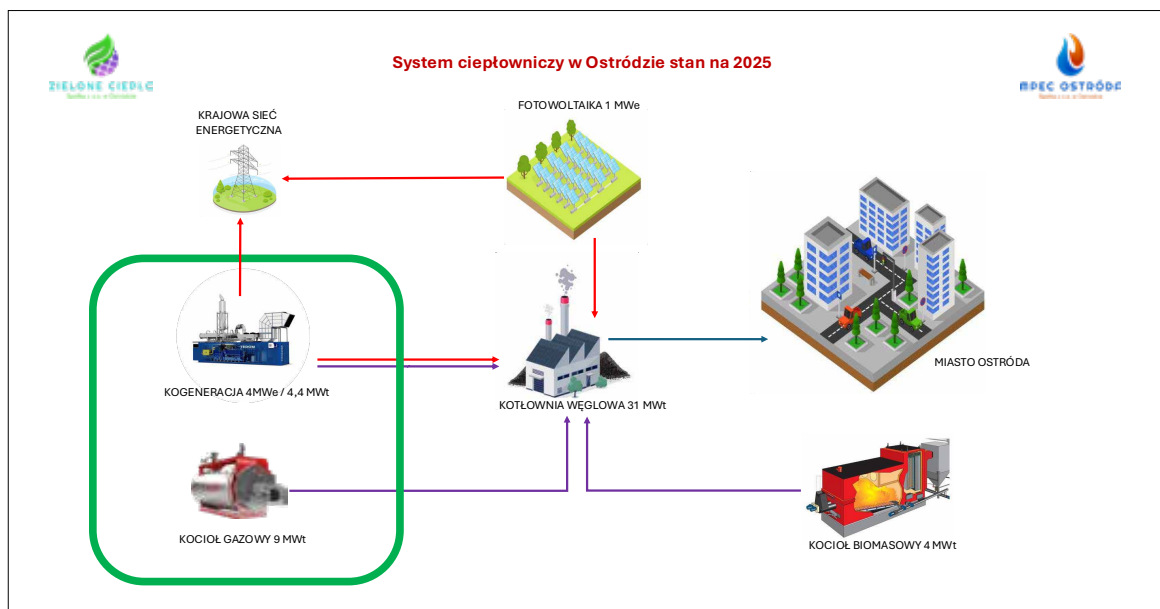
RYS. 2
MPEC Ostróda,
wykres
Sankeya miksu
energetycznego
w modelu 2030
i symulacji

spółki były dla nas planem tymczasowym, który miał na celu zyskanie czasu na zmiany zasadnicze. I temu miała właśnie służyć wspomniana strategia.

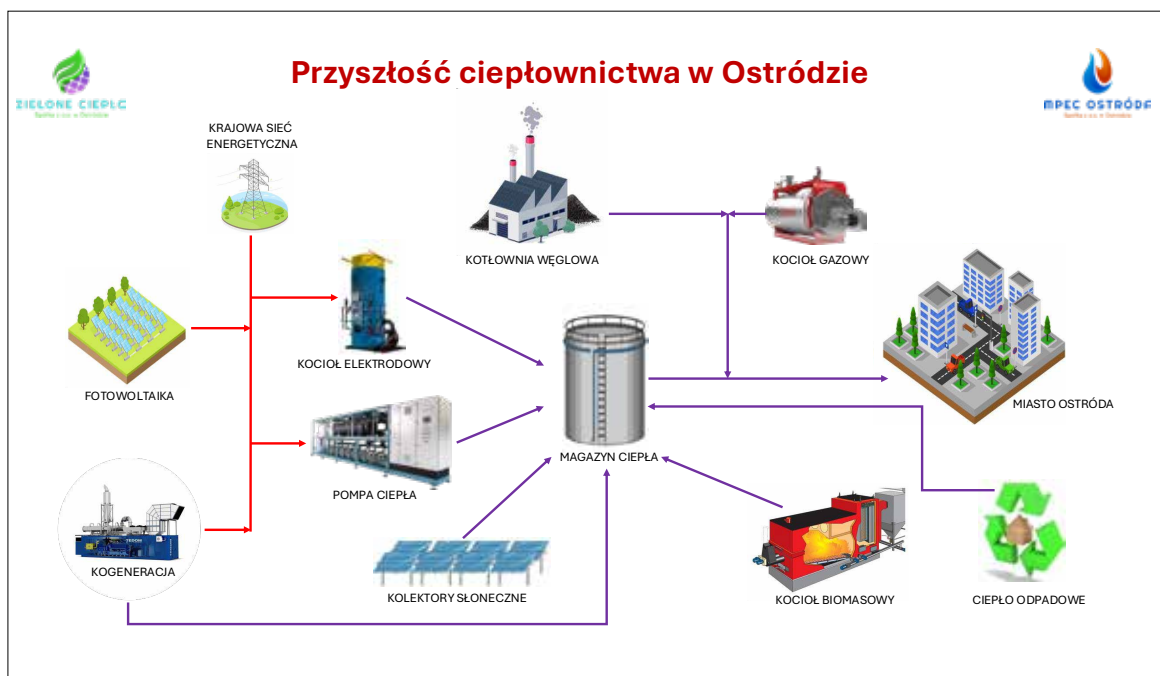
Oczywiście, sięga ona dalej, pokrywając się z naszymi marzeniami, choć te ciągle ewoluują. Pisząc wprost, gdyby środki zewnętrzne finansowe (UE) były nieograniczone, zapewne nasz miks energetyczny wyglądałby tak jak na rys. 2

Tak więc plan jest i trzeba być zdecydowanym, aby go osiągnąć. Pozostają źródła finansowania pomysłów uwzględnionych i nieuwzględnionych w strategii rozwoju. Czy jesteśmy zdolni to osiągnąć? Pod kątem merytorycznym i formalnym – zapewne tak. Jeśli zaś chodzi o zasoby finansowe, tu pojawia się bardziej złożona kwestia. Otóż, jeśli przyjąć, że dostaniemy dotacje na poziomie 75%, to wszystko

RYS. 3
System ciepłowniczy
w Ostródzie – stan
na 2025 r.



RYS. 4
Przyszłość
ciepłownictwa
w Ostródzie



jawi się idealnie. Jednak jeśli tak się nie stanie należy zakładać, że wszystkie zielone inwestycje w znaczący sposób podniosą nam koszt wytworzenia 1 GJ ciepła, co w konsekwencji może oznaczać zwiększenie cen energii cieplnej dla mieszkańców Ostródy. W tej chwili jesteśmy zdeterminowani i wierzymy, że uzyskamy dotacje na realizację kompletu naszych pomysłów, jednak nie możemy zapominać o zagrożeniach, gdyż bezpieczeństwo klientów jest głównym celem spółki.

Mam nadzieję, że moja – nasza historia była ciekawa i ukazała szereg zmian, ogrom pracy i za-

angażowania, który przyczynił się do tak znaczącej transformacji ostródzkiej spółki ciepłowniczej. Metamorfoza ta dotknęła dosłownie każdego obszaru, a rozpoczęła się w mojej głowie i głowach naszego zespołu.

Dziękuję wszystkim, którzy zaangażowali się w proces zmian w ostródzkim MPEC-u, szczególnie Tomaszowi Borkowskiemu – kierownikowi Elektrociepłowni, Michałowi Palczewskiemu – kierownikowi Działu Techniczno-Finansowego, ale także Bożenie Majorowskiej za wyjątkową cierpliwość w dyskusjach ze mną. ■

KOTŁY BIOMASOWE SCHMID

– wybór liderów transformacji energetycznej!



SCHMID
energy solutions

Schmid Polska sp. z o.o.
ul. Niska 6, 82-300 Elbląg
sales@schmid-energy.pl
tel. +48 536 347 533



www.schmid-energy.pl

Kiedy celem jest niezawodność



Firma PERSTA specjalizuje się w produkcji zaworów odcinających, wykonanych z najwyższej jakości odkuwek. Armatura PERSTA jest przystosowana do pracy w ekstremalnych warunkach, wytrzymując najwyższe ciśnienia i temperatury pary stosowane w energetyce. Dzięki zaawansowanej technologii i solidnej konstrukcji, zawory PERSTA gwarantują niezawodność i bezpieczeństwo w najbardziej wymagających zastosowaniach. PERSTA stands for persistent – nasze zawory symbolizują stabilność i wytrzymałość w każdych warunkach.

Wybierz PERSTA dla maksymalnej wydajności, trwałości i bezpieczeństwa.

www.persta.com



HORA to lider w produkcji armatury regulacyjnej do pary w sektorze energetycznym. Wypracowane na przestrzeni lat rozwiązania inżynierskie zapewniają niezawodność, precyzję i długowieczność, spełniając najwyższe standardy jakości. Consider excellence to be the standard – to wdrożona filozofia, która znajduje odzwierciedlenie w każdej produkcie HORA.

Wybierając armaturę HORA, wybierasz doskonałość, innowacyjność i bezpieczeństwo.

www.hora.de