

2/21 (777)

Dwumiesięcznik

cena: 25,00 zł (w tym 8% vat)

58.14.12.0

ISSN 1734-7823



kierunekenergetyka.pl

Energetyka

— CIEPLNA I ZAWODOWA —

TEMAT NUMERU | CIEPŁOWNICTWO

NOWA DEKADA W CIEPŁOWNICTWIE

- | OZE i paliwa alternatywne w ciepłownictwie
- | Kogeneracja – kierunek dla ciepła systemowego
- | Zamówienia publiczne w energetyce

GREENoneTEC 
SOLAR COLLECTORS

greenonetec.com/pl

DODATEK
ENERGETYKA
EXTRA

ZMIENIONE PRAWO
ZAMÓWIENI PUBLICZNYCH

> 28

DOBRA ENERGIA
DLA OLSZTYNA

> 34

SMALL PUNCH
TEST

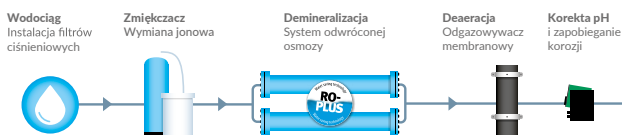
> 47

PONAD
10 tys.
zrealizowanych
projektów dla branży
ciepłowniczej
na świecie

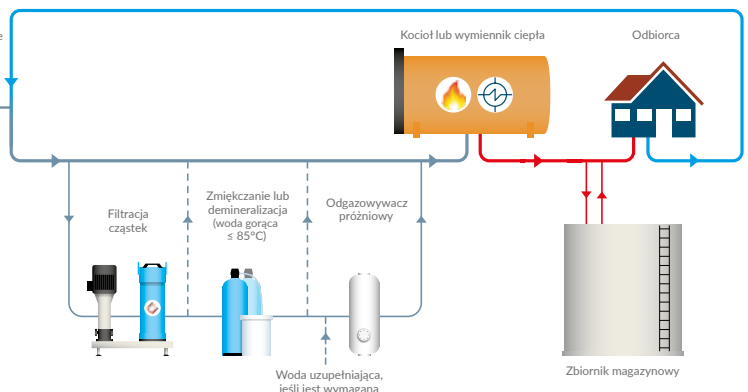
Uzdatnianie wody dla ciepłowni i elektrociepłowni

Specjalizujemy się w tworzeniu najnowocześniejszych
systemów generacji wody dla ciepłownictwa

Woda uzupełniająca



Woda obiegowa



**Nawet o 70%
mniej ścieków**

Technologia RO-PLUS
pozwała zmniejszyć ilość
ścieków nawet o 70%
w porównaniu do
technologii tradycyjnych

Z ŻYCIA BRANŻY

- 8 | **Atomowe uciepłownienie**
Maciej Cholewiński
- 10 | **Odzyskiwanie cyfrowego ciepła**
Aleksandra Fedorska
- 12 | **Szybciej, wyżej, dalej, ekologiczniej**
– fotowoltaika w transporcie
Natalia Mycan
- 16 | **Elektroenergetyka w Polsce 2021**
Herbert Leopold Gabryś

TEMAT NUMERU: CIEPŁOWNICTWO

- 22 | **Zielone zmiany w Elblągu**
Rozmowa z Witoldem Wróblewskim,
prezydentem Elbląga
- 24 | **Transformacja energetyczna średniej
wielkości PEC-ów**
Paweł Kupczak
- 28 | **Zmienione prawo zamówień publicznych**
Aleksandra Blukacz
- 34 | **Dobra energia dla Olsztyna**
Adam Kukielewski
- 38 | **Nowatorska i ekologiczna kogeneracyjna
inwestycja Veolii**
Przemysław Płonka
- 40 | **Kontrakty ESCO z kogeneracją w małych
systemach ciepłowniczych**
Andrzej Jurkiewicz

ODNAWIALNE I ALTERNATYWNE ŹRÓDŁA ENERGII

- 44 | **Zrównoważone słoneczne
rozwiązania grzewcze**
Piotr Maślanka

REMONTY I UR

- 47 | **Small Punch Test (Spt)**
Maciej Kaliciak, Tadeusz Uhl

PALIWA

- 54 | **Największe magazyny paliw w Polsce**
Wojciech Sikorski

ENERGETYKA PRZEMYSŁOWA

- 56 | **Przemysł a energetyczna transformacja**
Henryk Kaliś

BEZPIECZEŃSTWO

- 66 | **Wpływ pandemii na zarządzanie firmą
w przyszłości**
Piotr Potejko

ENERGETYKA EXTRA

- 72 | **Elektroprosumeryzm**
Jan Popczyk

FELIETON

- 82 | **Po co i dla kogo to robimy?**
Jerzy Łaskawiec

Z ŻYCIA BRANŻY

Fot.: 123rf

ELEKTROENERGETYKA W POLSCE 2021

Herbert Leopold Gabryś

TEMAT NUMERU: CIEPŁOWNICTWO

Fot.: UM Elbląg

ZIELONE ZMIANY W ELBLĄGU

Rozmowa z Witoldem Wróblewskim, prezydentem Elbląga

ENERGETYKA PRZEMYSŁOWA

Fot.: 123rf

**PRZEMYSŁ A ENERGETYCZNA
TRANSFORMACJA**

Henryk Kaliś



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

Energetyczna (nie)superliga

AC Milan, Arsenal Londyn, Atletico Madryt, Chelsea, FC Barcelona, Inter Mediolan, Juventus, Liverpool, Manchester City, Manchester United, Real Madryt i Tottenham Hotspur – to kluby piłkarskie, które 19 kwietnia ogłosiły powstanie nowych europejskich rozgrywek pod nazwą „Superliga”. Zespoły założycielskie poinformowały, że świat piłki nożnej potrzebuje reformy i aby móc wyjść z kryzysu, potrzebny jest nowy impuls finansowy. Powstanie Superligi zostało natychmiast ostro skrytykowane przez instytucje piłkarskie i kibiców, doprowadzając do jej upadku po zaledwie kilku dniach istnienia. Czy piłka nożna potrzebuje zmian? Pewnie tak. Czy Superliga rozwiązałaby wszystkie problemy? Na pewno nie. Każda ze stron ma swoje racje, jednak aby coś naprawdę osiągnąć, musi zostać zbudowane na zgodzie, porozumieniu i zaufaniu wszystkich zainteresowanych stron.

Podobne potrzeby zmian są też w energetyce. Z jednej strony mamy zwolenników bardzo szybkiej (oczywiście koniecznej), ale wręcz rewolucyjnej transformacji. Z drugiej środowiska bardziej nastawione na ewolucyjne zmiany, przypominające o specyfice systemu i bezpieczeństwie. Jaką drogą pójdziemy? Jakie rozwiązania wybierzemy? „Energetyka Ciepła i Zawodowa”, jako jedno z najbardziej znanych czasopism branżowych, nie zamyka się na żadną ze stron. Pokazujemy różne podejścia – czasem może dla niektórych kontrowersyjne – ale naszą ambicją zawsze było pełnić rolę platformy wymiany wiedzy i poglądów. Znajdujemy się w samym centrum zmian. Zmian, które – jeśli mają dać pozytywny skutek – muszą zostać wypracowane ogromnym wysiłkiem wszystkich uczestników tej transformacji.

Numer otwiera artykuł Herberta Leopolda Gabrysia, przewodniczącego Komitetu ds. Energii i Polityki Klimatycznej KIG, byłego wiceministra przemysłu odpowiedzialnego za energetykę, który prezentuje zmiany (w kontekście energii), które zaszyły w ciągu ostatniego roku w energetyce i przemyśle. O zmianach w Elblągu przeczytacie z kolei Państwo w wywiadzie z prezydentem miasta (na s. 22), a o paliwowej transformacji w Nowym Sączu czy Olsztynie – w materiałach na s. 24 i 34. Przedstawiamy również temat innowacyjnej instalacji Veolii w Szlachęcinie, a także ostatnie zmiany w zamówieniach publicznych.

Zmiany w energetyce to jedno, trudna jest również sytuacja przemysłu. „Przemysł a energetyczna transformacja” to tytuł artykułu Henryka Kalisia, prezesa zarządu Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii oraz przewodniczącego Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, który pisze o tym, jak wygląda perspektywa przemysłu jako uczestnika zmian w energetyce.

Na końcu tego numeru znajdziecie Państwo dodatek Energetyka Extra, w którym prof. Jan Popczyk przedstawia swoją koncepcję kierunku elektroenergetycznego i zmian w systemie elektroenergetycznym.

Superliga piłkarska nie przetrwała zbyt długo, bez niej jednak jakoś sobie poradzimy. Bez energetyki nie, więc warto, aby jej reforma przebiegła znacznie lepiej niż ta niedawna w futbolu.

Maciej Szramek

Energetyka
— CIĘPŁA I ZAWODOWA



Wydawca:
BMP spółka z ograniczoną
odpowiedzialnością spółka komandytowa

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

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

Rada Programowa:
prof. Jan Popczyk, przewodniczący Rady Programowej, Politechnika Śląska
prof. Andrzej Błaszczak
Juliusz Jankowski, główny analityk biznesowy, Departament Regulacji i Relacji Zewnętrznych PGNiG TERMIKA
dr hab. inż. Maria Jędrusiak, prof. nadzw. PWR, Politechnika Wrocławska
Mieczysław Kobylarz
dr hab. inż. Roman Krok, prof. Pol. Śl., Politechnika Śląska
prof. Janusz Lewandowski, Politechnika Warszawska
dr inż. Andrzej Sikora, prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza im St. Staszica w Krakowie
Jerzy Łaskawiec, ekspert ds. energetyki
Waldemar Szulc, dyrektor biura, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie
prof. dr hab. inż. Krzysztof Wojdyła, Politechnika Warszawska

Prezes zarządu BMP Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k.
Adam Grzeszczuk
Redaktor naczelny Wydawnictwa BMP
Przemysław Płonka
Redaktor wydania
Maciej Szramek
Redakcja techniczna
Marcin Maćkała
Sprzedaż:
Krzysztof Sielski
Prenumerata:
Aneta Jaroszewicz

Druk:
FISCHER POLIGRAFIA
Cena 1 egzemplarza – 25,00 zł (w tym 8% VAT)
Wpłaty kierować należy na konto:
Bank Spółdzielczy w Raciborzu
Nr konta: 40 8475 0006 2001 0014 6825 0001

Prenumerata krajowa:
Zamówienia na prenumeratę instytucjonalną przyjmuje firma Kolporter Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością S.K.A. Informacje pod numerem infolinii 0801 40 40 44 lub na stronie internetowej <http://dp.kolporter.com.pl/>

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: GREENOneTEC



ITPO W OLSZTYNIE

31 lipca 2023 r. do użytku ma zostać oddana Instalacja Termicznego Przekształcania Odpadów w Olsztynie. Nowa inwestycja pozwoli na zmniejszenie nawet o połowę ilości węgla zużywanego obecnie do produkcji energii cieplnej, a tym samym znacząco ograniczy emisję zanieczyszczeń – szkodliwych pyłów i gazów – do atmosfery, co znacząco poprawi jakość powietrza w całym regionie. Więcej o projekcie można przeczytać w artykule na s. 34



80%, A MOŻE NAWET 90% CIEPŁA Z OZE. NOWE PRZEDSIĘWZIĘCIE NCBR – „CIEPŁOWNIA PRZYSZŁOŚCI”

Ogłaszając przedsięwzięcie „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE”, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju liczy na ważną zmianę. Chce wnieść swój wkład w przekształcanie systemów ciepłowniczych opartych na paliwach kopalnych w nowoczesne, a przy tym efektywne energetycznie i kosztowo systemy, które będą zaopatrywać mieszkańców w ciepło i ciepłą wodę, bazując w 80%, a może nawet 90% na odnawialnych źródłach energii. Realizacja tych zamierzeń, spójnych ze strategią Europejskiego Zielonego Ładu, jest możliwa dzięki Funduszom Europejskim. Budżet całego przedsięwzięcia to 38 mln zł.

Źródło i fot.: informacja prasowa

EUROPEAN ENERGY I EESTI ENERGIA PODPISUJĄ NAJWIĘKSZY KONTRAKT PPA W KRAJACH BAŁTYCKICH

Estońska firma energetyczna Eesti Energia podpisała z duńskim dostawcą energii European Energy umowę na dostawę 3,8 TWh energii elektrycznej przez okres 10 lat począwszy od 2023 roku. Kontrakt zabezpiecza energię odnawialną odpowiadającą połowie rocznego zużycia energii w Estonii.

Eesti Energia jest wiodącym dostawcą energii odnawialnej w regionie działającym za pośrednictwem spółki zależnej – Enefit Green, a dzięki współpracy i długoterminowym umowom na zakup energii z innymi wytwórcami firma może dostarczać swoim klientom coraz większe ilości zielonej energii. W ubiegłym roku Eesti Energia wybudowała dla swoich klientów prawie 300 elektrowni słonecznych o łącznej mocy 8 MW. Obecnie około 2500 odbiorców, będących niezależnymi producentami, sprzedaje do Eesti Energia prąd wyprodukowany we własnych domach lub firmach.

Źródło: informacja prasowa

VEOLIA STAWIA NA ROZWIĄZANIA WODOROWE W TARNOWSKICH GÓRACH

Spółki Grupy Veolia w Polsce podpisały 22 kwietnia z miastem Tarnowskie Góry list intencyjny w zakresie dekarbonizacji lokalnego systemu ciepłowniczego oraz transportu. Celem współpracy jest realizacja innowacyjnego i referencyjnego systemu gospodarki wodorowej w mieście.



Koncepcja projektu współpracy zakłada produkcję paliwa wodorowego z odnawialnych źródeł energii (OZE), które częściowo mają być także rozbudowywane w trakcie jego rozwoju. Projekt podzielony jest na dwa etapy: pierwszy, polegający na dostarczeniu paliwa na potrzeby stacji do tankowania pojazdów transportu miejskiego i dostawczych pojazdów ciężkich (tirów). Emisja spalin pochodząca z transportu jest po indywidualnych źródłach ogrzewania na paliwa stałe głównym źródłem zanieczyszczenia powietrza. Etap drugi zakłada produkcję ciepła i energii w kogeneracji z wykorzystaniem wodoru.

– Veolia w Polsce jest częścią ekosystemu miejskiego. Nasze spółki są zlokalizowane na rynku obejmującym łącznie około 3,5 mln gospodarstw domowych w całym kraju. Rozumiemy lokalne potrzeby mieszkańców, ale jako międzynarodowa firma dostrzegamy także globalne kierunki zmian w energetyce i ciepłownictwie. Poprzez projekty jak ten w Tarnowskich Górach, chcemy pokazać naszym partnerom w miastach, jak i klientom, że jesteśmy nowoczesną firmą, która stawia czoła wyzwaniom. Nowoczesność wymaga odważnych decyzji oraz nakładów – idziemy w tym kierunku – mówi Krzysztof Zamasz, członek zarządu Veolia (na zdjęciu).

Źródło: informacja prasowa

ZAKŁAD LINDE GAZ POLSKA ZASILANY ZIELONĄ ENERGIĄ

Linde Gaz Polska w podwrocławskich Biskupicach Podgórných została pierwszym w Polsce certyfikowanym zakładem produkującym gazy powietrzne przy wykorzystaniu energii pochodzącej w 100 procentach ze źródeł odnawialnych (OZE). Proces certyfikacji został przeprowadzony przez prestiżową jednostkę certyfikującą TÜV SÜD.

Wykorzystywanie energii pochodzącej z OZE podczas energochłonnego procesu separacji powietrza pozwoli ograniczyć emisję dwutlenku węgla do 99 proc. w porównaniu z konwencjonalnym procesem produkcji. Roczna redukcja emisji wyniesie ponad 60 tys. ton. To równowartość śladu węglowego pochodząca z 7225 gospodarstw domowych w ciągu roku.

Źródło i fot.: informacja prasowa



ØRSTED I ENEFIT NAWIĄZAŁY PARTNERSTWO W CELU BUDOWY WIELKOSKALOWYCH MORSKICH FARM WIATROWYCH W KRAJACH BAŁTYCKICH

Ørsted, światowy lider w dziedzinie morskiej energetyki wiatrowej, oraz Enefit, wiodąca grupa energetyczna i największy operator farm wiatrowych w krajach bałtyckich, podpisały porozumienie o współpracy (MoU), określające wspólną wizję zdobycia pozycji wiodącego dewelopera morskiej energetyki wiatrowej w krajach bałtyckich. Porozumienie określa również wspólną strategię realizacji pierwszej morskiej farmy wiatrowej w Zatoce Ryskiej na Morzu Bałtyckim do 2030 r.

Źródło: informacja prasowa

ROZMAITOŚCI

43 138

GWh

Tyle energii elektrycznej zostało wyprodukowanej w Polsce ogółem w pierwszym kwartale 2021, to o 5,82% więcej niż w I kw. 2020.

”

Dobra jakość powietrza jest szczególnie istotna dla Warmii i Mazur. Ekologiczna instalacja zasilana paliwem alternatywnym to nowoczesne rozwiązanie, które nie tylko spełnia najnowsze wytyczne Unii Europejskiej, ale także rozwiązuje problem składowania odpadów w całym regionie

– wskazuje **Krzysztof Witkowski**, prezes zarządu spółki Dobra Energia dla Olsztyna. Więcej na stronie 34.



NOWA JAKOŚĆ PALIWA DLA BLOKU ENERGETYCZNEGO

Węgiel z Zakładu Górniczego Sobieski w Jaworznie osiągnął najlepsze parametry jakościowe w historii kopalni. To gwarancja dostaw optymalnego paliwa dla strategicznego w krajowym systemie energetycznym bloku TAURONA w Jaworznie.

TAURON Wydobycie uruchomił w lutym br. eksploatację nowego wysoko zasobnego złoża Brzezinka, z którego w ciągu najbliższych dziesięciu lat planuje pozyskać ponad 12 milionów ton paliwa, spełniającego wyśrubowane wymagania nowoczesnych bloków energetycznych. Wybierany w pierwszej kolejności pokład charakteryzuje się optymalnymi parametrami jakościowymi oczekiwanymi zarówno przez wytwórców energii, jak i odbiorców z sektora gospodarstw domowych. – Eksploatacja nowego pokładu w Brzezince, w połączeniu z procesem głębokiego wzbogacania w Zakładzie Przeróbki Mechanicznej Węgla ZG Sobieski, który przeszedł w ostatnich latach gruntowną modernizację, umożliwiła nam produkcję węgla o najlepszych parametrach dla energetyki – mówi Edward Paździorko, wiceprezes zarządu ds. technicznych w TAURON Wydobycie. – Paliwo to ma bardzo niską zawartością chloru, co jest wyjątkową cechą na rynku polskim. Optymalne parametry produkowanego węgla mają szczególne znaczenie dla trwałości instalacji służących do spalania węgla w energetyce – podkreśla wiceprezes TAURON Wydobycie.

Źródło i fot.: informacja prasowa

ATOMOWE UCIEPŁOWNIENIE

JEDNYM ZE SPOSOBÓW NA UNIEZALEŻNIENIE, PRZYNAJMNIEJ CZĘŚCIOWE, POLSKIEGO CIEPŁOWNICTWA OD PALIW WĘGLOWYCH MOŻE BYĆ JEGO UMIEJĘTNE SKOJARZENIE Z ENERGETYKĄ JĄDROWĄ.

Węgiel to dziś znak rozpoznawczy nie tylko naszej rodzimej elektroenergetyki, lecz także ciepłownictwa – tak systemowego, jak i indywidualnego. To pierwsze, w 2019 roku odpowiadające za ok. 1/4 łącznego strumienia ciepła użytkowego generowanego w Polsce, nadal opiera swoją produkcję w blisko 75% na stałych paliwach węglowych. Instalacje niesystemowe z kolei, pokrywające pozostałe 3/4 krajowego popytu na ciepło, funkcjonowały pod koniec 2. dekady XX wieku przy niemal 50-procentowym udziale wspomnianych nośników energii, spalając w samym tylko 2019 roku ok. 10,4 mln ton węgla kamiennego, a więc 15,2% krajowego zużycia w tym okresie i aż 87% węgla wykorzystywanego w ten sposób w całej UE. Nie powinno więc zaskakiwać nas stwierdzenie, iż wywierana w ostatnich latach presja na dekarbonizację unijnego sektora energetycznego, dotycząca obecnie przede wszystkim producentów i konsumentów energii elektrycznej, wkrótce odbije swoje wyraźne piętno także na naszych rachunkach za ogrzewanie, skłaniając w ten sposób do poszukiwań technicznych i ekonomicznych alternatyw dla nadal popularnych w kraju nad Wisłą technologii węglowych.

Nowe restrykcje?

Już jedynie kwestią czasu wydaje się bowiem objęcie węglowych źródeł ciepła dodatkowymi, daleko idącymi restrykcjami technologicznymi lub finansowymi, wpisującymi się w proekologiczny nurt zmian znany z elektroenergetyki. Sugerować to mogą m.in. ostatnie decyzje rządu Niemiec, który wraz z początkiem 2021 roku wprowadził na swoim terytorium dodatkową opłatę środowiskową za towarzyszące wytwarzaniu ciepła do celów grzewczych uwolnienia gazów cieplarnianych – w wysokości 25 euro za tonę CO₂ (w 2025 roku stawka ta wzrosnąć ma nawet 55 euro/t). Czy to dużo dla kieszeni statystycznego Polaka? Czy jest się czego obawiać? Niech odpowiedzą liczby – średnia cena ciepła w 2019 roku ze źródeł wytwórczych w Polsce wynosiła ok. 41 zł/GJ, a emisja dwutlenku węgla to nie mniej niż 120-140 kg/GJ netto powstającego ciepła... Warto pamiętać przy tym o skali potencjalnych zmian. Pod koniec 2. dekady XXI wieku instalacje systemowe emitowały rocznie nieco ponad 35 mln ton CO₂ (przy 16 mln odbiorców jesteśmy drugą, zaraz właśnie po Niemczech, najliczniejszą krajową grupą odbiorców ciepła systemowego w krajach Wspólnoty), natomiast indywidualne systemy grzewcze – kolejne 40 mln CO₂ (razem to około 22% krajowej emisji tego związku). Daje to pewien wgląd w skalę przepływów pieniężnych związanych z potencjalnym pojawieniem się nowego impulsu proekologicznego – tym razem dedykowanego producentom ciepła. Nie zapominajmy przy tym o indywidualnych systemach grzew-



Maciej Cholewiński

*Wydział Mechaniczno-
-Energetyczny,
Katedra Technologii
Energetycznych, Turbin
i Modelowania Procesów
Ciepłno-Przepływowych,
Politechnika Wroclawska*

czych. Ciepłownictwo niesystemowe to źródło tzw. niskiej emisji, a w jej konsekwencji – obecnego w wielu polskich miastach, zawierającego m.in. pyły zawieszane, tlenki kwasowe, CO, WWA i PCD-D/F – smogu. Szacuje się, iż co roku na leczenie chorób wynikających z jego obecności Polacy wydają blisko 30 mld euro, sama Polska z kolei wskazywana jest jako jeden bardziej zanieczyszczonych w ten sposób krajów w Europie. Nie dziwi więc fakt, iż zastępowanie „kopciuchów” przez niskoemisyjne ciepłownictwo koncesjonowane lub układy OZE (pompy ciepła, kolektory słoneczne, grzałki elektryczne zasilane przez PV bądź turbiny wiatrowe) leży u podstaw ogłoszonej ostatnio Polityki energetycznej Polski do 2040 r. i, co ważniejsze od samych deklaracji, winno zostać poparte w najbliższych latach realnymi, będącymi w zasięgu polskiej gospodarki, inwestycjami. Czy jednak wszystkie potencjalne, medialne kierunki zmian w polskim ciepłownictwie zostały już przywołane i dostatecznie dobrze przeanalizowane?

Skojarzenie blokami jądrowymi

Wydaje się, że nie. Rzadko poruszonym, ale niezwykle interesującym sposobem na ograniczenie ilości spalanego w każdym roku przez polskie systemy grzewcze węgla może być skojarzenie tak istniejących, jak i przyszłych sieci ciepłowniczych z co najmniej kilkoma spośród 6 przewidzianych do uruchomienia w naszym kraju do 2043 roku blokami jądrowymi. „Ciepłownictwo jądrowe” to już bowiem nie tylko układy z reaktorami wysokotemperaturowymi, przez wiele lat wskazywanymi jako jedyne realne źródło ciepła użytkowego z tego rodzaju źródeł energii – to także ekstrakcja ciepła z wtórnych obiegów wodno-parowych siłowni ciepłych wyposażonych w jednostki typu PWR. Jest ona obecnie technicznie osiągalna, a w momencie zapewnienia odpowiedniej liczby odbiorców ciepła – także ekonomicznie i ekologicznie uzasadniona. Pomimo nadal relatywnie niewielkiej liczby tego typu instalacji, będącej najprawdopodobniej pokłosiem pamiętnych wydarzeń z Czarnobyla lub Fukushima, coraz powszechniej praktykuje się ją na świecie – i to nie tylko w Europie Wschodniej, stanowiącej przez lata (głównie w ZSRR) swoisty poligon doświadczalny dla kogeneracji jądrowej, lecz również w USA i Chinach. Przy polskich planach budowy sektora jądrowego, w obliczu nieuniknionych zmian w całej krajowej energetyce, to właśnie szersze wykorzystanie energii pochodzącej z rozszczepienia atomu wydaje się być skutecznym remedium na bolączki związane z emisyjnością także polskich systemów ciepłowniczych. Taki krok sugeruje zresztą nie tylko obecna sytuacja rodzimej energetyki, ale także historia – IAEA w 2019 roku wspominała o ponad 750 latach łącznej pracy wszystkich bloków jądrow-

wych na świecie posiadających człony ciepłownicze oraz o 43 jednostkach tego typu i mocach cieplnych w zakresie od 5 MW do 250 MW – oraz wiążące się z nim szanse i możliwości rozwoju. Polska, poszukująca swojej nowej tożsamości energetycznej w Europie i na świecie, jedną decyzją stać się może jednym z liderów tej technologii co najmniej na kontynencie europejskim. Wieloletnie doświadczenia rosyjskie, ukraińskie, czeskie, słowackie, węgierskie, bułgarskie, rumuńskie czy też szwajcarskie, potwierdzające możliwość zasilania zewnętrznych źródeł ciepła o temperaturach 150/70°C za pośrednictwem upustów turbinowych z obiegów wtórnych elektrowni jądrowych, zostały ostatnio poparte pewną inwestycją ciepłowniczą w chińskiej prowincji Shandong. Tamtejsza elektrownia jądrowa (EJ Haiyang) pod koniec 2020 roku rozpoczęła bowiem komercyjną sprzedaż ciepła sieciowego pochodzącego właśnie z dwóch uciepłownionych bloków jądrowych wyposażonych w reaktory AP1000 – tych samych, które być może będą pierwszymi uruchamianymi w Polsce. Już w 2021 roku ciepło upuszczane z turbin bloków jądrowych pokrywać ma całe zapotrzebowanie na ciepło pobliskiego miasta Haiyang (ok. 30 mln m² ogrzewanych powierzchni, ponad 650 tys. mieszkańców), a w późniejszych latach, po uruchomieniu kolejnych 6 bloków (najprawdopodobniej z reaktorami CAP1000) – zasilac nawet 200 mln m² budynków w promieniu nawet 100 km od elektrowni. Inwestycja została poprzedzona projektem pilotażowym, podczas którego, po utworzeniu testowej lokalnej sieci ciepłowniczej, w sposób bezpieczny i w pełni kontrolowalny dostarczano ciepło do okolicznych lokali o łącznej powierzchni ok. 700 000 m² przez 129 dni. Potwierdzono w ten sposób szereg założeń projektowych oraz ich dojrzałość technologiczną. Władze SD-NPC (operatora elektrowni) spodziewają się, że wykorzystanie w najbliższej przyszłości ciepłowniczego potencjału bloków jądrowych z EJ Haiyang pozwoli na ograniczenie zużycia węgla o nieco ponad 23 tys. ton (po rozbudowie – nawet 6,62 mln ton, a więc ponad 60% tego surowca spalonego w 2019 roku przez polskie ciepłownictwo niesystemowe) oraz emisji: sadzy o 110 ton, tlenków siarki o 383 tony, tlenków azotu o 382 tony i tlenku węgla o 60 tys. ton rocznie. Pewnym zaskoczeniem może być jedynie wzmiankowana przy okazji ww. inwestycji długość sieci ciepłowniczej. Do tej bowiem pory za dość unikatowe uchodziły magistrale o długości od 35 (EJ Beznau) do 50 (Nowoworonieżska EJ) lub 64 km (EJ Kola). Wspomniana wartość nie powinna nas jednak zaskakiwać – poczyniony od początków ogrzewania systemowego rozwój wiedzy i techniki z zakresu przesyłu ciepła na duże odległości, dodatkowo wspomagany niemal zeroemisyjnym źródłem energii elektrycznej do napędu pomp sieciowych,

skłania do podjęcia się nawet pozornie karkołomnych technicznie rozwiązań związanych z dystrybucją mocy ciepłowniczej generowanej w elektrowni (elektrociepłowni?) jądrowej. O ok. 80 km usłyszeć można było bowiem przy okazji „megaprojektu” Fortum dotyczącego koncepcji transferu ciepła (o mocy maksymalnej, bagatela, nawet 1000 MW) z planowanego bloku Loviisa 3 do aglomeracji helsińskiej.

Możliwości sprzedaży ciepła

Jak jednak możliwości sprzedaży ciepła sieciowego kształtują się w przypadku planowanych polskich bloków jądrowych? W mojej opinii dość obiecująco – dla każdej z czterech potencjalnych lokalizacji rozpatrywanych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska (Lubiatowo-Kopalino, Żarnowiec – obie w woj. pomorskim, Pątnów-Konin – woj. wielkopolskie, Bełchatów – woj. łódzkie), zakładając długość magistrali nie większą niż wspomniane 80-100 km, bez problemu wskazać można duże skupiska potencjalnych odbiorców ciepła, kolejno: Trójmiasto, Wejherowo, Rumie, Słupsk i Tczew dla dwóch pierwszych lokalizacji, Konin, Kalisz, Inowrocław, Gniezno i Poznań w przypadku okolic Pątnowa oraz Łódź, Piotrków Trybunalski, Pabianice, Bełchatów, Zgierz, Radomsko i Częstochowę w momencie podjęcia się inwestycji w Bełchatowie. Fakt ten, odpowiednio wdrożony w życie, pozwolić powinien na sprawne wykorzystanie potencjału przyszłych polskich bloków jądrowych w ciepłownictwie. Warto przy tym pamiętać, iż w 2019 roku jedynie 34,2% łącznego krajowego zużycia ciepła (57% ciepła sieciowego) przypadła na gospodarstwa domowe. Pozostała część wykorzystywana była w przemyśle i budownictwie, w których to można z tego względu upatrywać kolejnych potencjalnych odbiorców ciepła z bloków jądrowych. Nowe źródła ciepła sieciowego to przy tym okazja do kolejnych przyłączeń i zachęta do inwestowania w lokalne ciepłownictwo systemowe, które tym sposobem może zostać włączone do kształtującego się rodzimego przemysłu jądrowego.

Czas na ambitne decyzje poparte wiedzą, nie mitami!

Czy polskie władze podejmą się jednak inwestycji w „atomowe” uciepłownienie kraju? Czy zaufają doświadczeniom wielu pokoleń zajmujących się przesyłem „czystego” ciepła z bloków jądrowych? Miejmy taką nadzieję. Osobiście trzymam kciuki za odważne (bo nadal raczej nieszablonowe) decyzje w najbliższych latach i skorzystanie z szansy na nowe otwarcie polskiej energetyki.

Reklama



Kierunek
Energetyka

@kierunekenergetyka

Strona główna

polub nas :)



kierunekenergetyka.pl

ODZYSKIWANIE CYFROWEGO CIEPŁA

CYFROWA RZECZYWISTOŚĆ NASZYCH CZASÓW TO CIĄGŁY WZROST MOCY OBLICZENIOWYCH. KAŻDY WPIS NA FACEBOOKU CZY ZWYKŁY EMAIL OZNACZAJĄ NIEZLICZONĄ ILOŚĆ OBLICZEŃ. REALIZACJA TYCH DLA NASZEGO OKA NIEWIDZIALNYCH KALKULACJI MA MIEJSCE NIE TYLKO W NASZYCH URZĄDZENIACH MOBILNYCH, LECZ TAKŻE W OLBRZYMIACH CENTRACH DANYCH.

Firmy takie jak Facebook i Google mają własne takie centra. Mniejsze firmy, ale także instytucje, w tym państwowe, korzystają z dostawców usług przetwarzania danych w chmurze. Dobrym przykładem jest francuska firma OVHcloud, której właścicielem jest Octave Klaba (jego rodzina pochodzi z Polski). Za pomocą serwerów tej firmy realizują swoje cyfrowe projekty między innymi francuskie instytucje państwowe, takie jak np. Centre Pompidou.

Ciepło serwerów

Zgromadzone w dużych halach stale pracujące serwery zużywają ogromne ilości energii elektrycznej. Tak jak we wszystkich innych urządzeniach elektronicznych, ich pracy towarzyszy wydzielanie ciepła. Im więcej serwerów i im większa jest ich moc przetwarzania, tym więcej wydalaonej energii w formie ciepła. Wiąże się to także z koniecznością chłodzenia urządzeń. W wypadku dużych centrów, należących np. do Facebooka czy Google, kwestia chłodzenia serwerów ma nawet wpływ na lokalizację – preferowane są regiony z chłodnym klimatem. Najbardziej przez cyfrowych gigantów lubiane miejsca to obecnie Skandynawia i Szwajcaria. Niska temperatura, obfitość niezbędnej do chłodzenia wody, tania i dostępna energia elektryczna z elektrowni jądrowych i wodnych, dobrze wykształcone kadry i stabilne warunki społeczno-polityczne – wszystko to sprawia, że właśnie tam powstaje dziś najwięcej wielkich centrów danych. Na terenie Niemiec najwięcej takich obiektów buduje się we Frankfurcie nad Menem, co jest głównie spowodowane dobrze rozwiniętą infrastrukturą kablową w tym regionie. W tym kontekście warto dodać, że w niektórych innych regionach Niemiec nadal są proble-

my z dostępem do internetu. Firmy cyfrowe upodobały sobie we Frankfurcie głównie cztery dzielnice: Ostend, Gallus, Rödelheim i Sossenheim. Skutkuje to szybkim wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną w tym mieście. W ostatnich latach 20-25% prądu we Frankfurcie pochłaniają właśnie serwery.



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

Inspiracje ze Skandynawii

Cztery lata temu zaczęto szukać sposobów na odzyskanie choćby części tej energii w formie ciepła. Trudność polega na tym, że w warunkach niemieckich ciepło generowane przez serwery ma średnio temperaturę 40 stopni, a dla ciepłownictwa potrzebne jest 60 stopni. Poszukano więc inspiracji w Skandynawii, gdzie działają już projekty włączania ciepła odlotowego z centrów danych do sieci ciepłowniczej. Fortum, skandynawski dostawca energii, kupuje tam ciepło odpadowe wytwarzane w tamtejszym centrum danych. Przepływa ono rurami do elektrociepłowni na biomasę, gdzie jest lekko podgrzewane i wykorzystywane w ciepłownictwie. Ze względu na to, że w Niemczech sieci ogrzewania miejskiego występują bardzo rzadko i system obejmuje zaledwie 7-14% budynków, ten wzorzec skandynawski nie został zrealizowany. Dużą kreatywnością w tej dziedzinie wykazuje się firma Mainova, dostawca energii we Frankfurcie. Przedstawiła ona różne pomysły na wykorzystanie ciepła cyfrowego. Można by nim na przykład ogrzewać pobliski basen publiczny. Najnowsze plany Mainovy to własne centra danych, które firma ta chce zbudować i użytkować we Frankfurcie. Będąc właścicielem takich obiektów, Mainova będzie mogła od początku stworzyć także możliwości optymalnego wykorzystania „cyfrowego” ciepła.

Reklama



@kierunekbmp

KONFERENCJE



MAGAZYNY



PORTALE





EKO KONSULT®

GRUPA TECHNOLOGICZNA ASE



DORADZTWO TECHNICZNE I ŚRODOWISKOWE



KONSULTING

Inwestycje i procedury



PPOŻ

Analizy przeciwpożarowe



PROCES

Analiza zagrożeń i ryzyka



ENERGIA

Bezpieczna, czysta, tania



ATEX

Analizy przeciwwybuchowe



SEVESO

Przeciwdziałanie awariom



SZKOLENIA

Akademia Bezpieczeństwa



SIL

Bezpieczeństwo funkcjonalne

www.ekokonsult.pl

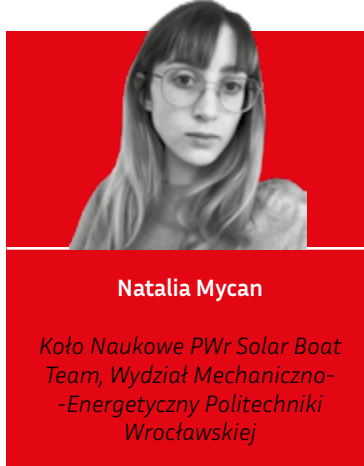
SZYBCIEJ, WYŻEJ, DALEJ, EKOLOGICZNIEJ – FOTOWOLTAIKA W TRANSPORCIE

OTACZA NAS CORAZ WIĘCEJ INICJATYW ZWIĄZANYCH Z WYKORZYSTANIEM INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH W TRANSPORCIE – TAKŻE TYCH ROZWIJANYCH PRZEZ STUDENTÓW I PASJONATÓW „ZIELONEJ ENERGII”.

Transport pozostaje jednym z ważniejszych źródeł zanieczyszczeń atmosfery – w Polsce odpowiada on (stan na 2018 rok) za blisko 16% uwolnień gazów cieplarnianych (kolejne 5,8% pochodzi z emisji lotnych z samych paliw), ok. 39% emisji tlenków azotu, 10% pyłu PM_{2,5} i 8% PM₁₀, 23% tlenku węgla, 37% sadzy, 10% Cr oraz 34% Cu. Spaliny emitowane przez pojazdy poruszające się po naszych drogach i rzekach rozprzestrzeniają się lub akumulują w sąsiedztwie skupisk ludzkich, zatruwając powietrze (m.in. biorąc udział w powstawaniu zjawiska smogu) oraz prowadząc do wzrostu ponoszonych kosztów związanych z ochroną naszego zdrowia i życia – w tym także z tytułu stresu związanego z rosnącymi cenami za paliwa płynne i gazowe. Nie bez przyczyny transport znalazł się wśród tych sektorów działalności człowieka, od których oczekuje się w najbliższych latach podjęcia kroków zmierzających do ograniczenia negatywnego wpływu na środowisko naturalne oraz realizacji idei zrównoważonego rozwoju. Z tego też względu w ostatnich latach podjęto się szereg działań związanych z opracowaniem lub komercjalizacją czystych technologii energetycznych przeznaczonych dla sektora transportu. Poza stosowaniem biopaliw, jednym z popularniejszych rozwiązań pozostaje obecnie w tym miejscu napęd elektryczny. Niestety, wykorzystanie samochodów ładowanych za pośrednictwem specjalnych stacji sprzęgniętych z KSE, jak wskazują prognozy oraz dotychczasowe doświadczenia, jeszcze przez wiele najbliższych lat nie będzie prowadziło do zauważalnego ograniczenia emisji szkodliwych gazów. Energia gromadzona w akumulatorach pochodzić nadal bowiem będzie głównie ze spalania ropy naftowej, węgla lub gazu. Również spodziewane trudności w bilansowaniu sieci elektroenergetycznej, związane z obecnością w niej podatnych na wahania pogody ogniw fotowoltaicznych i turbin wiatrowych, mogą stanowić dodatkową barierę w popularyzacji napędu elektrycznego, co z kolei przekładać się będzie m.in. na trudności w spełnieniu założeń Unii Europejskiej związanych z udziałem czystych technologii energetycznych.

Układy autonomiczne? Yes please

Nie ulega oczywiście wątpliwości, iż sprawdzonym i, co ważniejsze, technicznie dostępnym sposobem na



Natalia Mycan

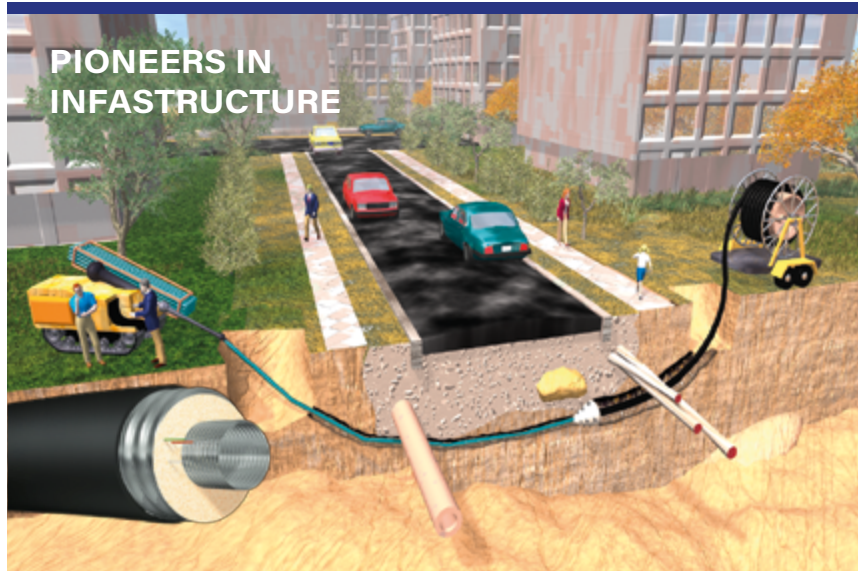
Koło Naukowe PWr Solar Boat Team, Wydział Mechaniczno-Energetyczny Politechniki Wrocławskiej

zmniejszenie poziomu zanieczyszczeń wywołanego przez transport mogą być niskoemisyjne pojazdy. Kwestią do rozwiązania pozostaje jedynie sposób ich zasilania, który, z definicji, również powinien być oparty o rozwiązania niskoemisyjne – z punktu widzenia emisji zarówno pierwotnej, jak i wtórnej. Wprowadzanie ich na rynek powinno być przy tym zasadniczo niezależne od rozwoju „sieciowej” energetyki odnawialnej – stanowią one bowiem potencjalne źródło trudności w bilansowaniu KSE. Z tego też względu koncepcje dotyczące autonomicznych stacji ładowania,

a najlepiej – autonomicznych pojazdów, wydają się być niezwykle interesujące w perspektywie „transportu przyszłości” i z tego względu celowe do wdrażania – także rękami i pomysłami studentów i młodych adeptów energetyki, których na polskich uczelniach nie brakuje. Technologia energetyczną idącą w parze z ideą autonomicznego transportu są panele fotowoltaiczne. To im zawdzięczamy błyskawiczny transport informacji w dzisiejszych czasach (dzięki wyposażeniu w nie satelitów i stacji kosmicznych), możliwości tworzenia wysp energetycznych na obszarach pozbawionych dostępu do zewnętrznych źródeł energii elektrycznej (i nie tylko – przykładami mogą być zasilane za pośrednictwem promieniowania słonecznego parkomaty, lampy oraz sygnalizacja świetlna, a nawet całe osiedla – jak np. w niemieckim Freiburgu) oraz, co bodaj najistotniejsze w perspektywie rozwoju czystego transportu, źródła zasilania napędów elektrycznych w szerokiej gamie pojazdów. Fotowoltaika wprawia w ruch pojazdy w kosmosie, na lądzie, na wodzie i w powietrzu. Reprezentantami najwyższych lotów pozostają tutaj statki kosmiczne. Dostarczenie energii obiektom orbitującym wokół Ziemi, na wysokości do 35 tys. km, jest w przypadku innych technologii energetycznych (np. RTG) dość trudne i kosztowne, a magazynowanie jej w akumulatorach – ograniczone (wystarcza jedynie na ok. tydzień działania). Na orbicie okołoziemskiej panele fotowoltaiczne uzyskują większą efektywność dzięki lepszemu dostępowi do promieniowania (równemu ilościowo stałej słonecznej) oraz zerowemu wpływowi na ich produkcję typowych dla zastosowań naziemnych czynników atmosferycznych, pozwalając na niemal nieprzerwane zasilanie urządzeń elektrycznych.

kabel ciepłowniczy FLEXWELL® FHK

bezwykopowe układanie sieci preizolowanych



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

Zalety:

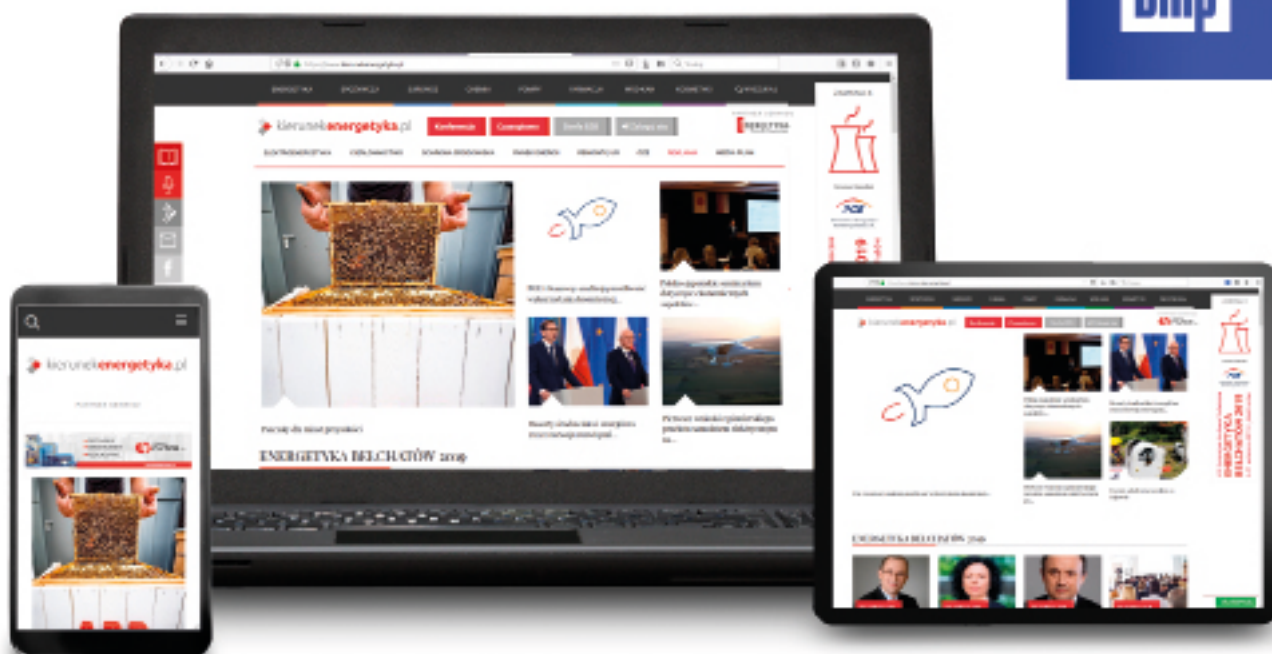
- rura dostarczana w odcinkach do 500 mb
- długości przewierć do 400 mb
- średnice rur do DN150
- parametry medium do 160 °C, do 2,5 MPa
- minimalne promienie gięcia: od 1,0 m
- brak połączeń w ziemi
- samokompensacja

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

Reklama



w grupie portali



PORTAL PEŁEN ENERGII

Także w warunkach stratosfery ogniwa fotowoltaiczne są w stanie wygenerować strumień energii niezbędny do uzyskania niezależności energetycznej poruszającego się w niej statku powietrznego. Prototyp takiego pojazdu został wykonany już w 2009 r. w Szwajcarii w ramach projektu o nazwie Solar Impulse. Na długim, 63-metrowym skrzydle maszyny umieszczono ponad 11 tysięcy ogniw fotowoltaicznych, mających za zadanie dostarczać nie tylko energię potrzebną do chwilowego zasilania samolotu, lecz także do ładowania akumulatorów umożliwiających mu lot nocny. Idea autonomicznego samolotu zasilanego z fotowoltaiki się sprawdziła – najdłuższy lot testowy trwał 26 godzin, a największa uzyskana wysokość lotu wyniosła 8720 metry. W kolejnych latach powstał drugi model tego pojazdu – Solar Impulse 2 – zdolny nawet do lotów transoceanicznych. Ogniwa, w niedalekiej przyszłości zagościć mogą także m.in. jako wsparcie systemu ładowania naziemnego, na opracowywanych obecnie samolotach elektrycznych, takich jak X-57 Maxwell czy też Pipistrel Velis Electro. Fotowoltaika to ponadto przyszłość samochodów elektrycznych. Montując wspomniane ogniwa na karoserii pojazdów naziemnych uzyskać można bowiem dość stabilny, dzienny system ładowania lub napędzania silników elektrycznych. Świadczą o tym m.in. propozycje Hyundai'a (IONIQ 5 z wbudowanymi w dach ogniwami PV), Sono Motors (model Sion z 248 polimerowymi ogniwami na niemal całej karoserii) oraz Aptera (niemal całkowicie autonomiczny trójkołowiec o dziennym zasięgu do 45 mil, wyposażony w 180 paneli umieszczonych na karoserii). Południowokoreański koncern wspomina przy tym przykładowo o dodatkowych 2000 km zasięgu rocznego z tytułu obecności ogniw fotowoltaicznych (przy mocy silników ok. 300 KM), zasięgu między ładowaniami do 400 km i przyspieszeniu do 60 mil na godzinę w czasie 5,2 s, z kolei niemiecki startup – o dodatkowych 35 km dziennie przy zasięgu 255 km. Do zastosowań nawodnych w przypadku fotowoltaiki z kolei należą takie konstrukcje, jak katamarany klasy PlanetSolar oraz nieco mniejsze, śródlądowe pojazdy wycieczkowe. Coraz częściej ogniwa tego typu pojawiają się także na statkach zasilanych silnikami spalinowymi, stanowiąc dodatkowe źródło energii elektrycznej i sposób na oszczędność paliwa konwencjonalnego podczas rejsów.

Polak potrafi

Co jednak bodaj najważniejsze w przypadku rozwoju fotowoltaiki w sektorze transportu – do walki z zanieczyszczeniami generowanymi przez różnego rodzaju pojazdy stają coraz częściej młodzi ludzie, w tym studenckie koła naukowe z polskich uczelni. Z tego też względu w ostatnich latach szczególnie atrakcyjne stały się zawody pojazdów solarnych, w tym także łodzi wyścigowych, domyślnie autonomicznych – niepotrzebujących do pracy dostępu do źródeł zewnętrznych, elektryzujące

młode polskie umysły. Przykładem zespołu działającego nad rozwojem proekologicznego transportu wodnego przy wykorzystaniu technologii solarnych, w tym także tego osiągającego zawrotną, wręcz wyścigową prędkość, jest działające przy Wydziale Mechaniczno-Energetycznym Politechniki Wrocławskiej Koło Naukowe PWr Solar Boat Team. Świeżo zwodowany dzięki zaangażowaniu studentów i doktorantów pierwszy pojazd – łódź Solaris I – jest zarówno ekologiczny – właśnie dzięki wykorzystaniu ogniw fotowoltaicznych zamontowanych na jego pokładzie – jak i szybki i ekonomiczny – z racji wyposażenia go w hydroskrzydła (przy prędkości powyżej 14 km/h uzyskiwany ma być efekt lotu, ograniczający opory ruchu łodzi i pozwalający efektywniej wykorzystywać generowaną przez ogniwa energię elektryczną). Kadłub opracowywanej łodzi pokryty został 6 m² aktywnej powierzchni paneli fotowoltaicznych, pozwalających, m.in. dzięki jej wyposażeniu w akumulatory o pojemności 1430 Wh, na zaspokojenie pełnego zapotrzebowania na energię w skali dnia. Silnik elektryczny sprzężony został ze śrubą napędową i ma moc około 7 KM, co przy maksymalnej uzyskiwanej prędkości równej ok. 40 km/h pozwolić ma na podjęcie rywalizacji z innymi łodziami solarnymi na międzynarodowych zawodach i potwierdzenie, że „ekologiczne”

Fotowoltaika to nie tylko wyzwanie, ale również szereg możliwości dla polskiego transportu

nie znaczy „wolniejsze”. Zespół przymierza się równolegle do opracowania pierwszych rozwiązań dedykowanych transportowi miejskiemu, w których główny nacisk zostanie położony na przystępność cenową oraz technologiczną. Optymalizacjom energetycznym w obrębie tak świeżo opracowanej, jak i niezależnie rozwijanej łodzi drugiej generacji – Solaris II – towarzyszą obecnie intensywne testy obejmujące mechanizmy sterowania i akwizycji danych, w tym także te częściowo zautomatyzowane na wzór stosowanego w lotnictwie systemu fly-by-wire. Sercem łodzi pozostają jednak ogniwa fotowoltaiczne, bez których pojazd nie zbliżyłby się nawet do statusu niezależnego energetycznie. Fotowoltaika to nie tylko wyzwanie, ale również szereg możliwości dla polskiego transportu. Czy jego „zazielenienie” z ich wykorzystaniem jest jednak możliwe? Jak najbardziej! Potrzeba do tego jednak wspólnych działań, tak dużych, jak i mniejszych podmiotów, oraz „morza” entuzjazmu i wytrwałości we wdrażaniu opracowywanych rozwiązań. Dla Polski to przy tym szansa na pojawienie się na mapie miejsc sprzyjających innowacjom energetycznym, dlatego też gorąco zachęcamy do wspierania każdej inicjatywy związanej z fotowoltaiką w transporcie, w tym także pomysłów członków Koła Naukowego PWr Solar Boat Team i naszych kolegów i koleżanek po fachu z innych uczelni!



Technologie czystego jutra

**Odpylanie, odsiarczanie,
neutralizacja dla energetyki
i ciepłownictwa.**

ELEKTROENERGETYKA W POLSCE 2021

Wybrane z wyzwań
i wyników

Herbert Leopold Gabrys

przewodniczący Komitetu ds. Energii i Polityki Klimatycznej KIG,
były wiceminister przemysłu odpowiedzialny za energetykę

W I kwartale 2021 energii elektrycznej zużyliśmy więcej o 3,97% niż odpowiednio przed rokiem, wyprodukowaliśmy ogółem o 5,82% więcej, a saldo wymiany z zagranicą – choć nadal dodatnie – jest prawie o 24% mniejsze niż po I kw 2020. Jest lepiej? Tak, ale tylko w porównaniach z pierwszymi miesiącami „covidowego” szoku.

foto. 123rf

Reczywistość elektroenergetyki w Polsce 2021 wyznaczają dziś przede wszystkim wyzwania płynące z pandemii COVID-19. Bo trwa, a końca nie widać. Dotkliwie dla nas wszystkich. Na szczęście rodzi się nadzieja, że szczepienia to zmienią. Przyszłość zaś kreśli przyjęta 6 lutego Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku (PEP 2040). Przyjęta dopiero co i już oczekująca na zmiany. Istotne! Z przyczyn zmiany celu klimatycznego dla redukcji emisji na 2030 rok i przygotowywanego Programu Transformacji Górnictwa i Energetyki. Zapowiadana koncepcja wydzielenia aktywów węglowych ze spółek energetycznych Skarbu Państwa sporo w niej zmieni. Zmieni także część jej zapisów pakiet zawieranych porozumień społecznych z partnerami związkowymi i samorządowymi. A także proces prowadzonych uzgodnień w tej materii z KE.

To w przyszłości. A dziś dla nas i świata to przede wszystkim pandemia!

COVID-19 w roku 2020 energetyce światowej przyniósł skutki, które będą widoczne przez wiele lat. Nie tylko w porównaniach podstawowych wskaźników. Produkcji i zużycia energii elektrycznej czy też w strukturze zużycia paliw w jej generacji. Z pewnością na czas powrotu do normalności zmniejszy aktywność części regionów świata w podnoszeniu kosztów na rzecz ochrony klimatu. Ciekawym będzie najbliższy szczyt klimatyczny ONZ COP26 w Glasgow. Znamienne, że Szkocja tuż przed pierwotnym terminem szczytu zapowiadała, iż osiągnie 100% produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Przypomnę, pierwotnie planowany na listopad 2019, z przyczyn pandemii przesunięto na końcówkę 2021 roku. „Świat stoi przed bezprecedensowym globalnym wyzwaniem, a kraje słusznie koncentrują się na walce z COVID-19. W tym trudnym czasie będziemy jednak kontynuować współpracę z partnerami, aby zrealizować ambicje potrzebne do rozwiązania kryzysu klimatycznego i uzgodnić nową datę szczytu”, napisał na twitterze

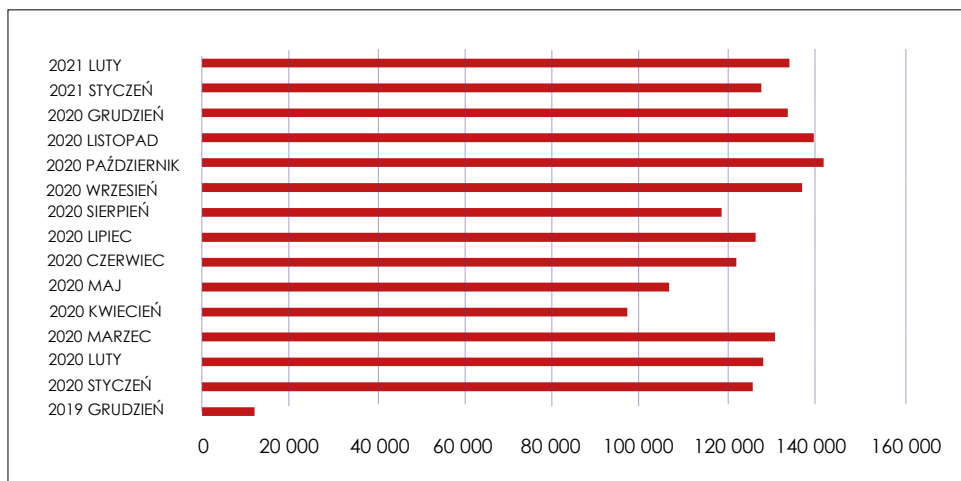
rze brytyjski Sekretarz Stanu ds. przedsiębiorczości, polityki energetycznej i strategii przemysłowej Alok Sharma. Znamienne słowa, które moim zdaniem wybrzmiały na kolejnym szczycie klimatycznym.

Świat będzie miał przede wszystkim problemy z ogarnięciem skutków pandemii i nakreśleniem drogi powrotu do normalności. Z poniesieniem kosztów nie tylko gospodarczych, ale społecznych też i to w skali dawno niespotykanej. Siegniemy na tej drodze do ubezpieczenia generacji energii elektrycznej z zasobów paliw własnych, w tym kopalnych. Węgla kamiennego w pierwszej kolejności. Nie należy zatem oczekiwać znaczących i wiążących decyzji podwyższających koszty ochrony klimatycznej.

Skończy się zapewne fajerwerkami politycznej gawędy bez twardych zobowiązań. Jak już bywało, gdy ważono interesy własne. Własnych gospodarek i społecznych oczekiwań. Także pośród państw naszej wspólnoty unijnej. Póki co globalne zapotrzebowanie na energię za 2020 rok było mniejsze niż w 2019 roku o 5%. Stąd emisje CO₂ związane z energią mniejsze aż o 7%. Inwestycje energetyczne wyhamowały o 18%. Nasza gospodarka w 2020 roku zareagowała jednym z największych spadków zużycia energii elektrycznej pośród krajów UE. To było mniej o nieco ponad dwa procent za pierwsze trzy miesiące 2019 roku i mniej o ponad pięć procent za pierwsze półrocze. W kolejnej fali obostrzeń ta reakcja nie była już tak mocna.

Niepewni czasu trwania pandemii nie wiemy, co przyniesie szeroko rozumianej energetyce. Z przyczyn zakłóceń w łańcuchu dostaw towarów i usług oraz konieczności zachowania dystansu społecznego. Ale i utrzymującej się niepewności politycznej. Także z coraz częściej refleksyjną ostrożnością co do ponoszenia znaczących kosztów na rzecz ochrony klimatu. W krajach z regionów świata szczególnie dotkniętych pandemią tym bardziej. Dziś wiemy, że powroty do normalności będą kosztowniejsze niż sądziliśmy dotąd.

Energetyka w realiach pandemii musi sobie radzić, przede wszystkim z ogromem zawirowań w organizacji pracy



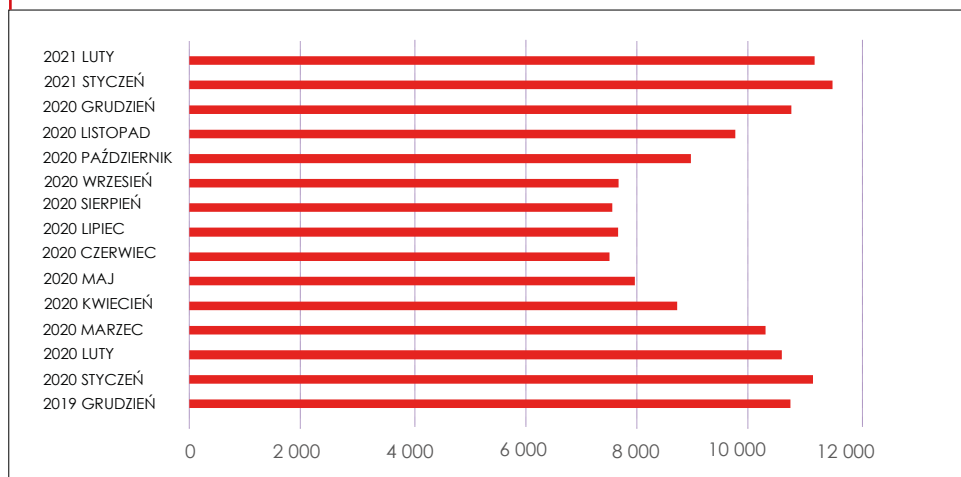
RYS. 1
Przemysł ogółem – produkcja sprzedana [mln zł] za okres 2020 do lutego 2021

Co w naszej gospodarce?

Ta przecież istotnie przekłada się na energetykę. Wyniki gospodarcze Polski za cały 2020 rok potwierdzają kosztowne skutki z przyczyn pandemii. Nieco mniejszego „kalibru” niż wiele innych krajów Wspólnoty unijnej. W początku roku z przyczyn COVID-19 mieliśmy znaczące symptomy załamania gospodarczego. Dotkliwe dla wielu branż. Po pierwszym kwartale PKB (realnie r. do r.) był jeszcze dodatni 1,9%, z dobrego stycznia i lutego. Ale produkcja sprzedana przemysłu mniejsza o 2,3% sygnalizuje niekorzystne zmiany. Zwiększenie cen towarów i usług konsumpcyjnych o 3,4%. Zużycie energii elektrycznej mniejsze (w porównaniu do analogicznego okresu 2019) o 2,09%, przy jej produkcji ogółem w kraju mniejszej o 4,56%. Po II kwartale odpowiednio PKB -8,2%, produkcja sprzedana przemysłu większa o 0,5%, ceny towarów i usług konsumpcyjnych wyższe o 3,3%. Zużycie energii elektrycznej mniejsze o 5,16%, przy jej produkcji ogółem w kraju mniejszej o 7,59%.

Po III kwartale PKB -1,8%, produkcja sprzedana przemysłu lepiej, bo ze wzrostem 5,9%, ale zużycie energii elektrycznej już sygnalizuje kolejną falę kłopotów. Mniejsza o 3,9%, przy jej produkcji ogółem w kraju mniejszej o 6,55%. Za cały 2020 rok

RYS. 2
Energetyka – produkcja sprzedana [mln zł], wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę



PKB w relacjach jak wyżej -2,8%, sprzedaż produkcji z przemysłu mniejsza o 1,0%. Zużycie energii elektrycznej mniejsze o 2,28%, przy jej produkcji ogółem mniejszej o 4,07%.

Oglądnijmy początek 2021 roku w wynikach gospodarczych przemysłu w Polsce. Tu sporo dobrych wieści. Dynamika dobrych zmian jest na niespotykaną skalę. Także w Europie. Przemysł ma istotny wpływ na sytuację w energetyce. Jest także lepiej niż w roku ubiegłym. Ogólnie, produkcja sprzedana przemysłu

za dwa pierwsze miesiące (piszę, gdy danych za I kw jeszcze nie ma) wzrosła o 2,0% analogicznie do ubiegłego roku. W samym lutym produkcja wzrosła o 2,7% r./r. Zatrudnienie zmniejszyło się w całym sektorze przedsiębiorstw – o 1,8% niższe niż przed rokiem. Ale wynagrodzenia przeciętne były wyższe o 4,7%. Co ciekawe, najwięcej w produkcji urządzeń elektrycznych – o 8,8% oraz produkcji komputerów, wyrobów elektronicznych i elektrycznych – o 7,2%. Najlepiej płacono w takich branżach, jak informacja i komunikacja (przeciętnie 9729 złotych miesięcznie), wydobywanie węgla 9 136 zł i produkcja koksu i produktów rafinacji ropy naftowej 8 542 PLN.

W pierwszych dwóch miesiącach bieżącego roku w szeroko rozumianej energetyce (wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę) produkcja sprzedana łącznie była większa o 4,7% w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego. Zatrudnienie mniejsze o 1,7%, a płace wyższe o 6,0%.

Tyle w skrócie o wynikach gospodarki za pierwsze miesiące drugiego roku w realiach pandemicznych. Przemysłu w szczególności. Za dwa miesiące br., bo wyniki za cały I KW są jeszcze niedostępne. Warto jednak oglądnąć te dostępne już teraz. Sygnalizują, niezależnie od stopnia trafności, intensywność wpływania stanu naszej gospodarki na elektroenergetykę w Polsce. W wielu obszarach: od zmian w zużyciu energii elektrycznej i strukturze jej wytwarzania po gotowość do inwestycji. Póki co nie nadążają inwestycje sieciowe, dystrybucyjne. A to przecież one są istotne dla obsłużenia przyrostów energetyki prosumenckiej. Dziś głównie solarnej, ale niebawem instalacji mikrowiatrowych. W strukturze produkcji energii elektrycznej nadal zmniejsza się, jak dotąd wyraźnie, udział generacji z paliw stałych.

Elektroenergetyka I kwartał 2021

Trochę z wyników elektroenergetyki w Polsce za pierwszy kwartał 2021. Z bilansu energii i wymiany z zagranicą. Porównując stosownie do czasu przed pandemią. Skala zmian jest nieco inna niż w przemyśle. Energetyka w realiach pandemii musi sobie radzić, przede wszystkim z ogromem zawirowań w organizacji pracy. Z chorobami, kwarantannami i reżimami sanitarnymi. Radzi sobie – prąd płynie! Nie było i nie ma przerw w dostawach energii z tych przyczyn. Z innych też prawie wcale. Są za to widoczne zmiany w produkcji energii elektrycznej, jej strukturze i w wymianie z zagranicą. Proponuję dla wyrazistości postrzegania (pomijając zmiany w pogodzie) porównania z wynikami za pierwsze kwartały sprzed i w trakcie pandemii. Energii elektrycznej w pierwszym kwartale 2021 wyprodukowaliśmy ogółem 43 138 GWh. To jest więcej o 5,82%. Zużyliśmy więcej o 3,97%. To w porównaniach do pierwszego kwartału z roku ubiegłego. Pierwszego kwartału z początków pandemii. Cieszy, bo to sygnał, że co nieco otrząsnęliśmy się z chaosu pierwszych miesięcy. Nauczyliśmy się, jak z pandemią żyć. Ale i pierwsze sygnały o skuteczności części przedsięwzięć politycznych decyzji osłaniających gospodarkę. Popatrzmy jednak na porównania pierwszych miesięcy z lat wcześniejszych. Wynik tegoroczny to powrót do wielkości produkcji z I kw. roku 2018. Zużycie energii elektrycznej przez odbiorców końcowych, podobnie jak zmiany w jej produkcji.

Istotne zmiany w porównywanych okresach zaszły w strukturze produkcji energii elektrycznej. Więcej generacji z węgla kamiennego, z gazu i odnawialnej. Mniej z węgla brunatnego. W tendencjach niezmiennych od kilku lat, ale z przyczyn spowolnienia gospodarczego ostrzej niż dotąd.

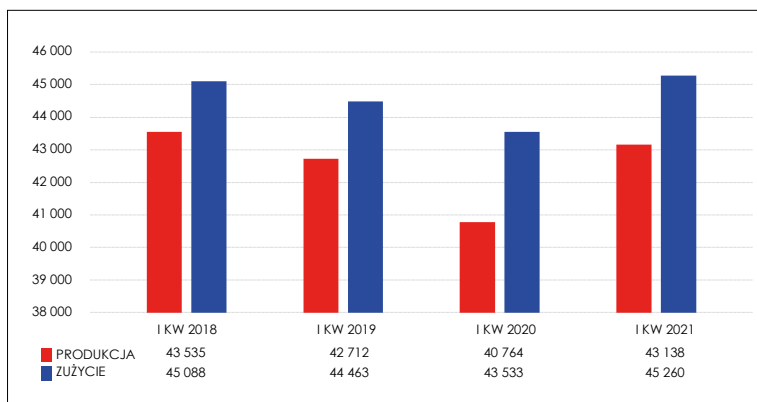
Trzeba jednak zauważyć te porównania łącznie z wymianą energii elektrycznej z zagranicą. Saldo wymiany po raz pierwszy od wielu lat nie zwiększyło się. Import energii po roku 2020 wyraźnie mniejszy. Eksport także, ale w dynamice skromniejszej.

Co do wymiany energii elektrycznej z zagranicą, to największe zmiany w porównywanym okresie widać na kierunku RG CE – w uproszczeniu Niemcy.

Z przytoczonych pokrótce porównań widoczny jest wpływ sytuacji gospodarczej na energetykę. Choć tu w ogromnym uproszczeniu to warto zauważyć. Także w kontekście strategicznych rozważań na temat koniecznej samowystarczalności energetycznej.

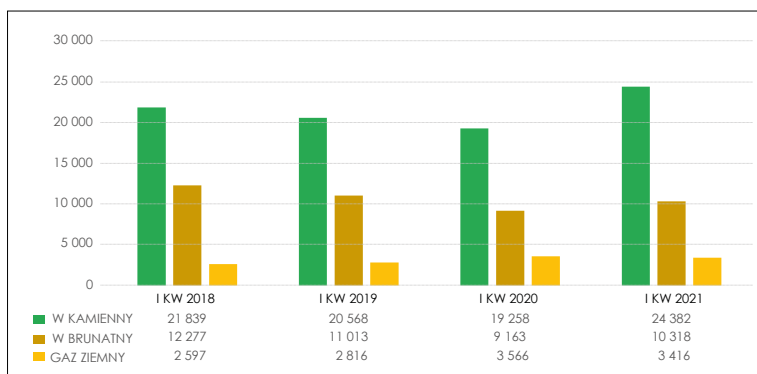
Strategia na przyszłość

Przed nami kolejne miesiące pandemii. Nie wiemy, jak długo jeszcze, nie wiemy do końca, jakie przyniesie skutki dla gospodarki i dla nas. Trzecia fala dotkliwie wyzwała nas złudzeń, że będzie łatwiej. Kolejne kraje ogłaszają przedłużenia lockdownu. Końca nie widać. Strach! Coraz częściej bezradność. Ludzkość coraz bardziej zdezorientowana. Nie wiemy co dalej nie tylko w globalnej gospodarce, ale i w naszej zwyczajnej



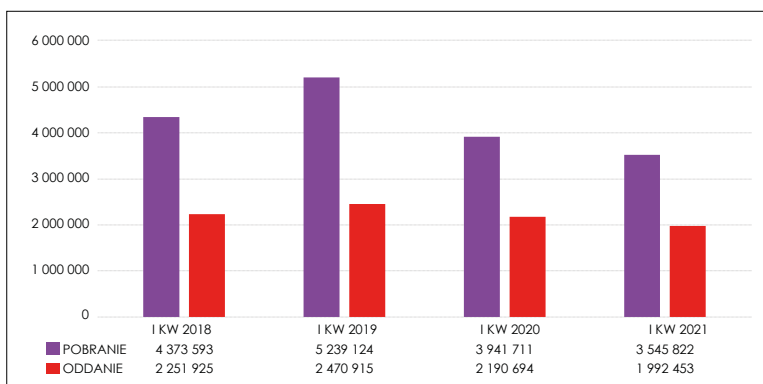
RYS. 3

Produkcja energii elektrycznej w Polsce [GWh] w pierwszych kwartałach z lat 2018-2019-2020 i 2021



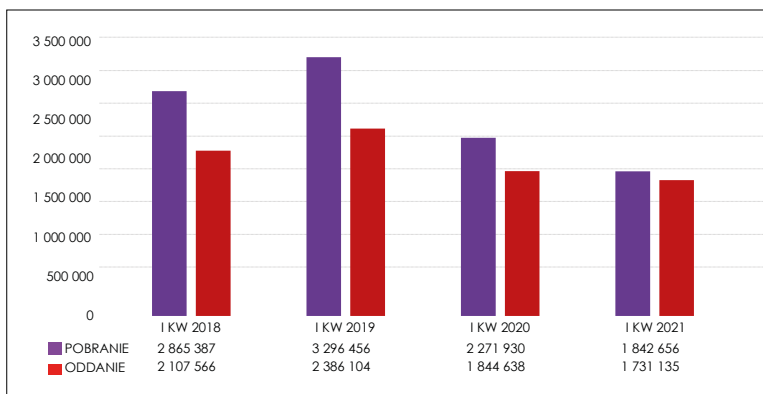
RYS. 4

Produkcja energii elektrycznej w Polsce wg paliw [GWh] w pierwszych kwartałach z lat 2018-2019-2020 i 2021



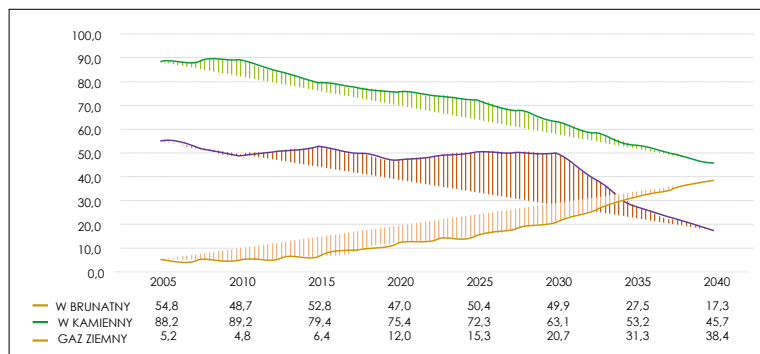
RYS. 5

Wymiana energii elektrycznej z zagranicą [MWh] import/eksport w pierwszych kwartałach z lat 2019-2020 i 2021

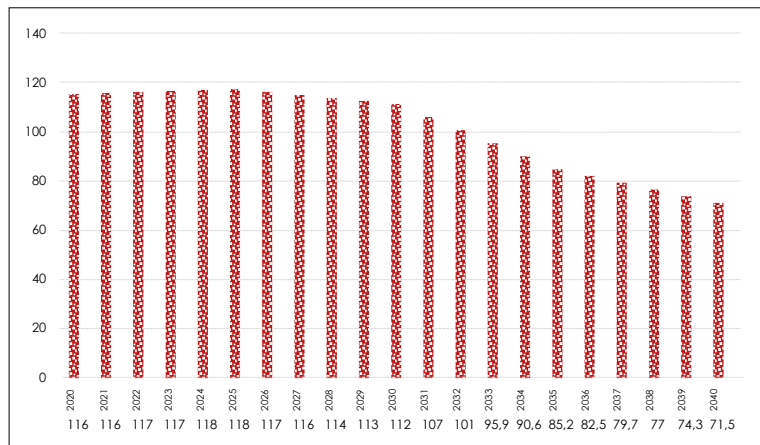


RYS. 6

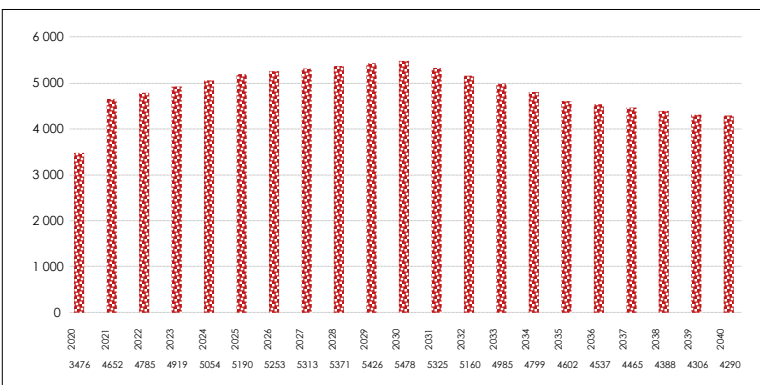
Wymiana energii elektrycznej z zagranicą na kierunku RG CE [MWh] w pierwszych kwartałach z lat 2019-2020 i 2021



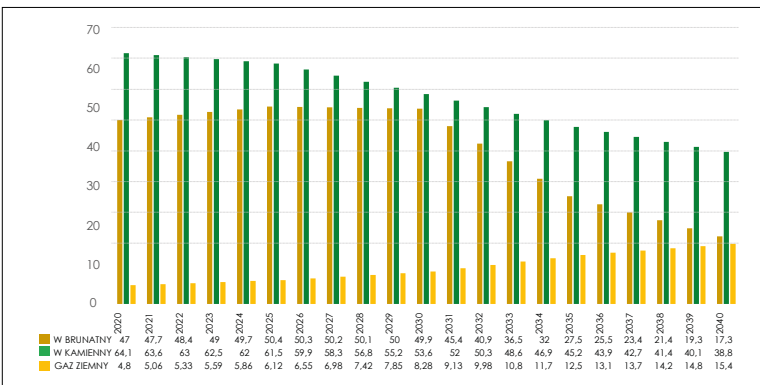
RYS. 7
Produkcja energii elektrycznej według paliw [TWh] od roku 2005 do 2040



RYS. 8
Emisje CO₂ z generacji energii elektrycznej w sumie [mln t] z generacji na węglach i gazie od roku 2020 do 2040



RYS. 9
Koszt pozyskania uprawnień do emisji CO₂ w sumie [mln Euro] dla cen 40- 60 euro/tonę z generacji na węglach i gazie od roku 2020 do 2040



RYS. 10
Emisje CO₂ z generacji energii elektrycznej według paliw [mln t] od roku 2020 do 2040

codzienności. Jak przeżyć z kurczących się zasobów i coraz mniejszej możliwości dostosowań?

Kreślimy strategię energetyki na przyszłość. Obowiązek opracowania strategii jest nałożony na ministra właściwego do spraw energii przepisami ustawy – Prawo energetyczne (tj. Dz.U. z 2020 r. poz. 833). Tamże zapisano, że celem polityki energetycznej Polski jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska.

Politykę Energetyczną Polski do 2040 roku mamy. Od 6 lutego formalnie. Napisaną tak, aby podobać wg ministra Michała Kurtyki wyzwaniu: „jakim będzie zbudowanie nowego systemu energetycznego w najbliższych dwóch dekadach. To z jednej strony nadanie dynamiki dążeniu ku nisko- i zeroemisyjnej transformacji polskiej gospodarki, ale też konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego”. W niej także „szereg zmian technologicznych, jakie zaszły na przestrzeni ostatnich miesięcy oraz konsekwencji pandemii COVID-19. PEP2040 jest kompasem dla przedsiębiorców, samorządów i obywateli w zakresie transformacji polskiej gospodarki w kierunku niskoemisyjnym”.

Tyle z cytowania Pana Ministra. Cóż – wolałbym, aby była po prostu zapisem bliższym strategii bezpieczeństwa energetycznego Polski z uszczegółowieniem działań i narzędzi dla jej realizacji. Tak jak to stanowi Prawo energetyczne.

PEP 2040 jest jedną z dziewięciu zintegrowanych strategii sektorowych, wynikających ze Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju. Jest spójna z Krajowym planem na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030. Zawiera opis stanu i uwarunkowań sektora energetycznego. Została oparta na trzech filarach: sprawiedliwa transformacja, zeroemisyjny system energetyczny i dobra jakość powietrza. Dla ich opisania przyjęto osiem celów szczegółowych:

- optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych,
- rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej,
- dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych,
- rozwój rynków energii,
- wdrożenie energetyki jądrowej,
- rozwój odnawialnych źródeł energii,
- rozwój ciepłownictwa i kogeneracji,
- poprawa efektywności energetycznej.

Cele szczegółowe PEP2040 obejmują cały łańcuch dostaw energii: od pozyskania surowców, przez wytwarzanie i dostawy energii (prześył i rozdział), po sposób jej wykorzystania i sprzedaży. Każdy z ośmiu celów szczegółowych PEP2040 przyczynia się do realizacji trzech elementów celu polityki energetycznej państwa i służy transformacji energetycznej Polski.

Według ministra Kurtyki: „Uwzględnia w swoich założeniach, na równi z koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, sprawiedliwej transformacji, odbudowy po pandemii koronawirusa, stabilnego rynku pracy, trwałego rozwoju gospodarki i wzmocnienia jej konkurencyjności”.

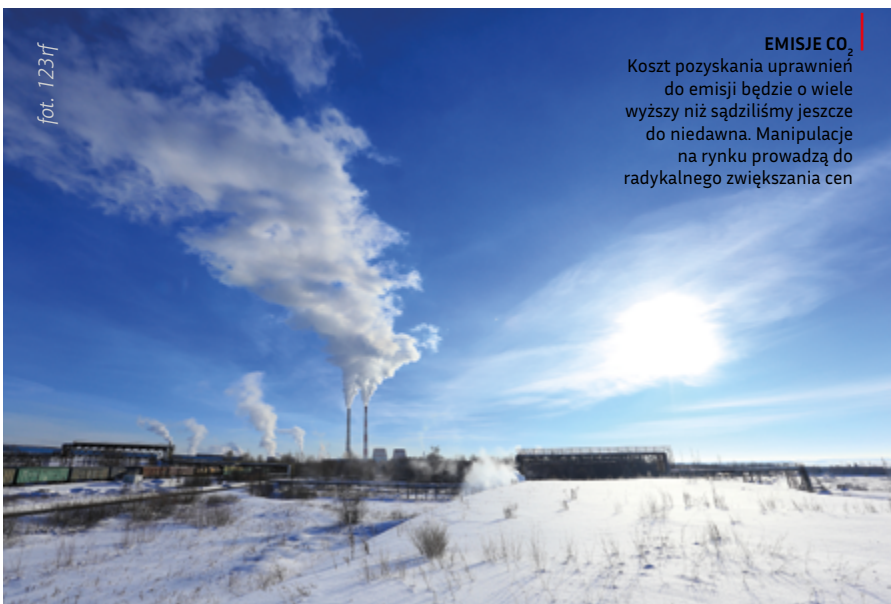
To się dobrze czyta. To jednak ogólniki. Popatrzmy na miary realizacji tejże polityki. Po pierwsze to zmniejszenie zużycia energii pierwotnej do 2030 roku o 23% w stosunku do prognoz zużycia z 2007 roku. Po wtóre, w 2030 roku nie więcej niż 56% węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej i co najmniej 23% z OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Po kolejne, w 2033 roku uruchomienie energetyki jądrowej. Pierwszego bloku. A potem szerzej. Sięgając tylko wybranych przeliczeń, w 2040 roku energii elektrycznej z węgla kamiennego ma być 45,7 TWh, z brunatnego 17,3 TWh i z gazu 38,4 TWh.

Stąd zużycie węgla kamiennego i węgla brunatnego na produkcję energii elektrycznej w 2040 roku ma być odpowiednio 17,82 i 20,02 mln ton. Prowokuje to pytanie: jak się to ma do przyjętych a sygnalizowanych porozumień z partnerami związkowymi w górnictwie i jak się to ma do koncesji na wydobycie węgla brunatnego? No i pozostaje problem kosztów pozyskania uprawnień do emisji i jego skala w wymiarze finansowym.

Koszt pozyskania uprawnień z takiej emisji będzie o wiele wyższy niż sądziliśmy jeszcze do niedawna. Manipulacje na rynku uprawnień prowadzą do radykalnego zwiększania cen uprawnień. I nie widać, aby ten trend spowolnił.

Emisje dwutlenku węgla według PEP2040 z generacji energii elektrycznej z węgla brunatnego mają być mniejsze w 2040 roku w relacji do 2020 o około 62%, gdy odpowiednio z węgla kamiennego mniejsze o prawie 40%, a z gazu zwiększyć się mogą o nieco ponad trzy razy.

Z tak liczonej generacji energii elektrycznej emisja CO₂ będzie znacząco odbiegać od założonej redukcji z polityki klimatyczno-energetycznej UE. Tym bardziej odbiega od nawoływań do jej przyspieszenia. Pomimo tego, że w 2040 r. ponad połowę mocy zainstalowanych mają stanowić źródła zeroemisyjne, a szczególną rolę przypisano morskiej energetyce wiatrowej i elektrowni jądrowej. W sumie wg PEP 2040, wyemitujemy w okresie do 2040 roku około 2137 mln ton dwutlenku węgla z produkcji energii elektrycznej. Przeliczając najskromniej cenę uprawnień od 40 euro w 2020 roku do 60 euro za tonę w 2040 to łączny koszt pozyskania uprawnień do emisji sięgnie 101 785, 53 mln euro. Pal licha precyzję tych wyliczeń. Alternatywy dla zastąpienia tej generacji w takiej ilości w skróconym czasie nie ma. Jeśli się jawią, to raczej w retoryce medialnej. To najprościej ogrom „pułapki” emisyjnej, z której szybkiego i jednoznacznego wyjścia nie ma. Zatem jeśli minister Sasin zapowiada



EMISJE CO₂

Koszt pozyskania uprawnień do emisji będzie o wiele wyższy niż sądziliśmy jeszcze do niedawna. Manipulacje na rynku prowadzą do radykalnego zwiększania cen

wsparcie generacji węglowej w nowo tworzonej NABE, to skala tego wsparcia jest dziś trudna do jednoznacznego określenia. Nie da się bowiem w istotnej części uniknąć wzrostu kosztów wytwarzania energii elektrycznej z przyczyn kosztów pozyskania uprawnień do emisji. Nie da się uniknąć istotnego zwiększenia kosztów generacji i stąd cen energii. Aby mogło być nieco lepiej, energetyka paliw stałych winna otrzymać jednoznaczną gwarancję osłony przed kosztami pozyskania uprawnień do emisji na czas niezbędny dla transformacji. Z wprowadzeniem zapisów do PEP 2040 z pakietu przyjętych porozumień społecznych z górnictwami węgla kamiennego i brunatnego oraz samorządami terytorialnymi. A to nie będzie proste!

Wołamy o zmiany w systemie handlu emisjami

Rynek uprawnień do emisji CO₂, jeśli musi pozostać, winien być zreformowany w stronę rynku towarowego z odejściem od jego dotychczasowego charakteru finansowego. Aby ograniczyć kosztowne skutki ingerencji KE oraz manipulacji instytucji finansowych. W pomniejszeniu kosztów pozyskania uprawnień do emisji wiele zależy od tempa i skuteczności naszych działań dla pozyskiwania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

Elektroenergetyce w Polsce rok 2021 niesie wiele niespotykanych dotąd wyzwań. Strategicznych i przełomowych. Bo z jednej strony COVID-19 z dramatyczną przestrogą dla świata, z drugiej szczyt klimatyczny w Stanach Zjednoczonych i przygotowywany szczyt klimatyczny ONZ COP 26 w Glasgow. Do tego rozpoczęte procedowanie nowego celu klimatycznego UE – 55% (a nie – 60) redukcji emisji do 2030 roku i neutralności klimatycznej w 2050 roku dla całej UE, a nie jak było – w propozycji każdego kraju. Z drugiej strony nasza PEP 2040 i szykująca się jej istotna korekta. Z Programu Transformacji Energetyki i Górnictwa no i zmian w Polityce Klimatycznej UE. Nowa polityka, a już stara! Dzieje się, oj dzieje!!!

ZIELONE ZMIANY W ELBLĄGU

Nowa kogeneracja, farma fotowoltaiczna i magazyn ciepła to inwestycje zaplanowane na najbliższe lata w Elblągu w zakresie transformacji miejskiego systemu ciepłowniczego. **Witold Wróblewski**, prezydent Elbląga, opowiada o planowanych przedsięwzięciach i pomyśle miasta na „zieloną zmianę”.

Maciej Szramek: Elbląg przystąpił do programu ELENA wspierającego inicjatywy związane z efektywnością energetyczną i rozproszonymi OZE. Czy to kolejny krok miasta w kierunku „zielonej” transformacji energetycznej?

Witold Wróblewski: W ubiegłym roku Rada Miejska przyjęła docelowy model zabezpieczenia miasta w ciepło. Elbląskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w połowie roku podpisało z Energa Kogeneracją nową umowę na dostawę ciepła. Wypracowany kompromis między firmami nie tylko zabezpiecza elblążan w dostawę ciepła na wiele lat, ale umożliwia też obu spółkom realizację proekologicznych inwestycji. Nowy model zakłada: wykorzystanie źródeł EKO, czyli źródła kogeneracyjnego biomasowego, układu kogeneracyjnego opalanego gazem ziemnym oraz kotłowni rezerwowo-szczytowej.

Dzięki nowoczesnej kogeneracji będzie możliwość racjonalnego oddziaływania na cenę dla mieszkańców. Źródło to przyczyni się również do poprawy jakości powietrza w mieście

Teraz przechodzimy do działania. Rozpoczynamy cykl inwestycyjny i pierwszym krokiem jest właśnie umowa EPEC z Krajową Agencją Poszanowania Energii. Od kilku lat powtarzam, że konieczne jest postawienie nowoczesnego źródła w kogeneracji. Dzięki temu będzie możliwość racjonalnego oddziaływania na cenę dla mieszkańców. Nowoczesne, kogeneracyjne miejskie źródło ciepła przyczyni się również do poprawy jakości powietrza w naszym mieście.

Jakie inwestycje zaplanowano w ramach tej transformacji?

Podpisana w lutym umowa z programu ELENA obejmuje opracowanie studium wykonalności projektu, przygotowanie dokumentacji celem uzyskania decyzji środowiskowej, wykonanie audytu, skompletowanie niezbędnych dokumentów i złożenie wniosku o dofinansowanie. Wartość tego etapu umowy wynosi 277 000 zł, z czego dofinansowanie wyniesie ponad 190 tys. zł. Sama inwestycja natomiast to budowa przez EPEC dodatkowego źródła ciepła, wysokosprawnej kogeneracji. Zbudowane ono zostanie na terenie ciepłowni Dojazdowa. Dotychczasowa ciepłownia pozostanie na swoim miejscu i pełnić będzie rolę źródła rezerwowego. Wybudowany zostanie również magazyn ciepła i farma fotowoltaiczna o mocy ok. 1 MWe. Łączna wartość projektu to 70 mln zł. Termin oddania do eksploatacji farmy fotowoltaicznej planowany jest na koniec 2023 roku, natomiast zakończenie inwestycji w wysokosprawną kogenerację – na 2025 rok.

Jak ocenia pan rolę ciepłownictwa systemowego w walce z zanieczyszczeniem powietrza?

Jest to dobry kierunek, dlatego zachęcam i mieszkańców, i inwestorów do korzystania z możliwości podłączenia się do EPEC. Dajemy nawet dotacje elblążanom, którzy zdecydują się na taki krok. Oprócz budowy dodatkowego źródła energii elektrycznej i ciepłej przy ul. Dojazdowej w planach do roku 2025 jest także dalsza modernizacja systemu ciepłowniczego. W ostatnich latach na ten cel wydatkowaliśmy kilkadziesiąt milionów złotych. Długość sieci ciepłowniczej w elbląskim systemie to około 196 km, w tym sieci preizolowanej około 103 km. Od wielu lat EPEC modernizuje także węzły ciepłownicze. Wyposaża je w nowoczesne urządzenia,



WITOLD WRÓBLEWSKI
prezydent Elbląga

Fot. UM Elbląg

m.in. w wysokowydajne płytowe wymienniki ciepła, zasobniki ciepłej wody użytkowej, urządzenia automatycznej regulacji oraz monitoring parametrów pracy węzła cieplnego. Chcemy w ten sposób zwiększyć efektywność systemu i dążymy do uzyskania pełnej niezawodności. Przełoży się to na obniżenie strat ciepła w procesie jego przesyłu i dystrybucji.

Jak wygląda sprawa efektywności energetycznej w Elblągu? Czy to również kierunek, w którym podążacie?

Oczywiście. Od wielu lat wprowadzamy nowoczesne rozwiązania technologiczne, które sprzyjają ograniczeniu emisji do środowiska, ograniczeniu poboru energii cieplnej i elektrycznej czy zmniejszeniu kosztów. Działania prowadzone są na różnych płaszczyznach i to zarówno przez samorząd, jak i prywatne instytucje oraz spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe. Dotyczą one między innymi poprawy efektywności energetycznej budynków poprzez ich termomodernizację. Na budynkach użyteczności publicznej montujemy instalacje fotowoltaiczne – przykładem jest obiekt krytej pływalni czy Centrum Rehabilitacji.

Od wielu lat stawiamy na rozwój nowoczesnego, niskoemisyjnego transportu tramwajowego, który jest podstawą funkcjonowania komunikacji miejskiej. Od 2015 roku wydaliśmy na ten cel ponad 26 mln złotych. Dzięki temu powstała nowa trakcja tramwajowa, zakupiliśmy również nowe wagony. Elbląg jest ponadto w czołówce polskich miast, które wykorzystują nowoczesne, energooszczędne i inteligentne oświetlenie. Od 5 lat realizujemy także program dofinansowania dla mieszkańców do wymiany ogrzewania na ekologiczne. Do tej pory udzieliliśmy dotacji na prawie milion złotych, dzięki czemu wymienionych zostało już ponad 500 tzw. kopciuchów. W latach 2015-2020 zrealizowano też wymianę systemu ogrzewania z piecowego na gazowe, elektryczne, olejowe lub podłączenia do miejskiej sieci ciepłowniczej w 197 lokalach administrowanych przez ZBK.

Rozmawiał Maciej Szramek, redaktor czasopisma „Energetyka Ciepła i Zawodowa” oraz portalu kierunekENERGETYKA.pl



Fot. MPEC Nowy Sącz

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA ŚREDNIEJ WIELKOŚCI PECÓW

Paweł Kupczak

prezes zarządu MPEC Nowy Sącz

Problem przedstawiony w tytule dotyczy znaczącej większości przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce, w tym również MPEC Nowy Sącz. Realia legislacyjne oraz zmieniające się warunki ekonomiczne wymuszają podejmowanie istotnych decyzji w zakresie źródeł ciepła. Proces dekarbonizacji staje się faktem niepodważalnym, a od przedsiębiorstw ciepłowniczych zależy, jak przejdą metamorfozę. Od tych decyzji zależy też ich „być albo nie być”.

W 2019 roku MPEC Nowy Sącz w zakresie produkcji ciepła dysponował następującymi zasobami:

- kotłownia Millenium – moc zainstalowana 70 MW, produkcja 410 tys. GJ (79,6% produkcji całkowitej MPEC), produkcja ciepła wyłącznie z węgla wykorzystując 5 kotłów o mocy 12 MW oraz dwa kotły o mocy 5 MW,
- kotłownia Sikorskiego – moc zainstalowana 14 MW, produkcja 71 tys. GJ (13,8% produkcji całkowitej MPEC), produkcja ciepła wyłącznie z węgla wykorzystując cztery kotły o mocy 3,5 MW,
- kotłownia Wólki – moc zainstalowana 2 MW, produkcja 13 tys. GJ (2,6% produkcji całkowitej MPEC), produkcja ciepła wyłącznie w kotłach gazowych,
- kotłownia Stary Sącz – moc zainstalowana 1,3 MW, produkcja 10 tys. GJ (1,9% produkcji całkowitej MPEC), produkcja ciepła wyłącznie w kotłach gazowych,
- 19 lokalnych kotłowni gazowych – produkcja 11 tys. GJ (2,1% produkcji całkowitej MPEC).

Powyższe zasoby produkcyjne pozwalają na roczną produkcję ciepła na poziomie 515 tys. GJ, co pozwala na

dotarcie z ciepłem do 60% mieszkańców Nowego Sącza zamieszkujących 30% powierzchni miasta. Ponadto MPEC zapewnia ciepło dla części mieszkańców Starego Sącza. Łączna liczba podłączonych obiektów wynosi 550, do których prowadzi 58 km sieci. Na potrzeby produkcji ciepła w kotłowniach węglowych rocznie MPEC zużywa ok. 23 tys. ton mialu węglowego, co pozwala na 93,4% produkcji całkowitej ciepła w spółce.

Zatem transformacja energetyczna jest przeprowadzana przez MPEC od podstaw. Ponadto w przyszłości planowane jest wygaszanie małych kotłowni gazowych i przyłączanie ogrzewanych przez nie obiektów do sieci ciepłowniczej kotłowni Millennium. Mając na uwadze znaczny rozwój sieci ciepłowniczej w ostatnich latach, część z tych obiektów znajduje się już w bezpośrednim zasięgu nowo wybudowanych ciepłociągów.

Biomasa pierwszym etapem dywersyfikacji źródeł

Wiosną 2019 r. MPEC przeprowadził trzy postępowania przetargowe na budowę kotła biomasowego. Dopiero za trzecim podejściem wyłoniono wykonawcę, litewską firmę Enerstena, z którą w lipcu 2019 r. podpisano umowę na realizację inwestycji. Całkowita wartość projektu to ponad 14,5 mln zł brutto, z czego 40% wydatków kwalifikowanych zostało dofinansowanych bezzwrotną dotacją pochodzącą z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, Poddziałanie 1.1.1. Prace trwały do końca 2020 r., przy czym pod koniec tego okresu nastąpił rozruch technologiczny. Planowana minimalna roczna wielkość produkcji ciepłej wynosi co najmniej 90 tys. GJ. Pozwoli to na zmniejszenie zużycia mialu węglowego o 4,5 tys. ton.

Realizacja inwestycji zbiegła się w czasie z wybuchem epidemii COVID-19. Istniało ryzyko niewykonania zadania w terminie. Po oddaniu kotła do użytkowania jest on w ciągłej eksploatacji. Zrębkę drzewną dostarczają podmioty wyłonione w drodze przetargów. Paliwo zrębki drzewnej w I fazie kontroli poddawane jest ocenie organoleptycznej (zapach, wtrącenia, ślady biologicznego rozkładu). Następnie II faza obejmuje sprawdzenie parametrów wilgotności, wartości opałowej, zawartości popiołu, uziarnienia zrębki (rozkład ziarnowy zrębki).

Mając na uwadze konieczność zakupu zrębki drzewnej, spółka podjęła decyzję o modernizacji laboratorium. Dzięki wyposażeniu go w nowoczesny sprzęt poszerzono zakres wykonywanych analiz. Każdą dostawę zrębki drzewnej poddaje się badaniu, ponadto planowane jest uzyskanie certyfikatu ISO 17025. Metody akredytowane sprawiają, że laboratorium MPEC będzie drugim w Małopolsce badającym zrębkę drzewną, a także jedynym w promieniu 100 km badającym mial węglowy.

Dlaczego MPEC stawia na kogenerację na gazie?

W 2019 r. MPEC złożył wniosek o dofinansowanie w ramach naboru w Programie Operacyjnym Infrastruktura i Środowisko, Poddziałanie 1.6.1. Analizując w tamtym czasie różne czynniki stanowiące o wyborze, okazało się z biegiem czasu, że część z nich zyskała na



Fot. MPEC Nowy Sącz

znaczeniu. Główne determinanty przemawiające za zmniejszeniem produkcji opartej na węglu oraz wyborem kogeneracji opartej na gazie ziemnym:

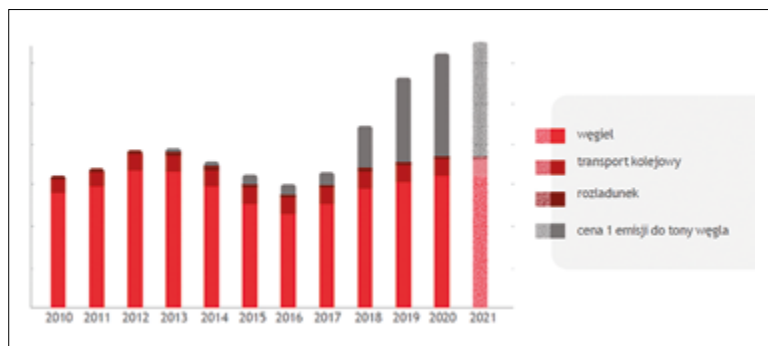
1. Rosnące ceny uprawnień EUA. Zespół kotłowni Millennium jest włączony do systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). To niestety pociąga za sobą rosnące koszty. Na rys. 1 przedstawiono, jak na przestrzeni lat 2010-2021 (rok 2021 pokazany jest jako planowany układ kosztów) kształtowały się koszty zakupu mialu węglowego powiększone o koszty transportu kolejowego, koszty rozładunku (MPEC nie ma własnej bocznic kolejowej) oraz ceny 1 emisji do tony węgla. Niestety przyszłość nie zapowiada się optymistycznie. Jak pokazano w tabeli 1, ceny uprawnień EUA będą rosły. Zaprezentowana prognoza została już nawet przekroczona, bowiem w kwietniu 2021 r. cena 1 EUA osiągnęła poziom 45

FOT. 1
Kocioł biomasowy o mocy 7,4 MW oddany do użytku w styczniu 2021 r.

FOT. 2
Zmodernizowane w 2020 r. laboratorium



Fot. MPEC Nowy Sącz



RYS. 1
Cena zakupu miału węglowego w latach 2010-2021

- euro. Prognoza przygotowana na podstawie Refinitiv, Bloomberg oraz Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych uwzględnia podwyższenie celu redukcyjnego UE do 55%.
2. Efektywny system ciepłowniczy – warunek niezbędny do uzyskania dotacji. Uzyskanie powyższego statusu pozwala na staranie się o dofinansowanie projektów. W odniesieniu do części naborów jest to warunek konieczny. W przypadku korzystania z kotła biomasowego 7,4 MW, kogeneracji opartej na gazie ziemnym 6 MW oraz dodatkowym źródle, tj. kogeneracji bazującej na gazie ziemnym 1 MW lub kotle biomasowym 3 MW spółka będzie posiadała efektywny system ciepłowniczy.
 3. Efektywny system ciepłowniczy – zmiany w Prawie budowlanym. Od 1 stycznia 2020 r., zgodnie z nowym art. 33 ust. 2 pkt. 10) ustawy Prawo budowlane [2], „projektant budynku lub inwestor mają obowiązek złożyć we wniosku o pozwolenie na budowę oświadczenie o istnieniu lub braku możliwości przyłączenia do sieci ciepłowniczej pod groźbą odpowiedzialności karnej”. Powyższy zapis dotyczy sytuacji, kiedy MPEC posiada status efektywnego systemu ciepłowniczego. Wówczas istnieje obowiązek podłączenia nowych budynków do sieci ciepłowniczej, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci ciepłowniczej i dostarczania ciepła do tego obiektu z sieci ciepłowniczej. Jest to wyjątkowe uprzywilejowanie przedsiębiorstw energetyki ciepłej, zwłaszcza, że brak analogicznych zapisów związanych z sieciami gazowymi. Dlatego posiadanie powyższego statusu zwiększy liczbę potencjalnych nowych odbiorców, a to z kolei przełoży się na wzrost wolumenu sprzedaży.
 4. Dywersyfikacja – bezpieczeństwo – stabilizacja cen. Posiadanie trzech źródeł (węgiel, biomasa, kogeneracja) zwiększa bezpieczeństwo produkcji

ciepła. Ewentualne braki któregoś paliwa dają możliwości konwersji. Ponadto znaczny wzrost cenowy paliwa do jednego źródła pozwala na odpowiednią modyfikację udziału w miksie energetycznym, co przekłada się na minimalizację wpływu na cenę ciepła dla odbiorcy.

5. Nowa działalność spółki – produkcja i sprzedaż energii elektrycznej. Dzięki tej inwestycji MPEC stanie się elektrociepłownią. Dodatkowym atutem jest fakt, że poza przychodami płynącymi ze sprzedaży ciepła oraz energii elektrycznej MPEC zyska dodatkowe środki związane z osiągniętą premią kogeneracyjną. A więc za każdą wyprodukowaną i sprzedaną 1 MWh energii elektrycznej spółka zyskuje dodatkowe wsparcie finansowe.
6. Automatyzacja i bezobsługowość. Zaimplementowany zostanie system nadrzędny umożliwiający sterowanie, podgląd oraz wykonywanie analiz pracy układu kogeneracyjnego. Dzięki systemowi nadrzędnemu praca układu kogeneracyjnego umożliwia podgląd oraz sterowanie układem z dowolnego miejsca w spółce, co świadczy o braku stałej obsługi. Zatem układ kogeneracyjny pozwala na zmniejszenie kosztów związanych z obsługą w porównaniu z kotłami węglowymi.
7. Aspekty ekologiczne. Inwestycja przyczyni się do ograniczenia zużycia paliwa węglowego – szacowany spadek emisji gazów cieplarnianych wynosi 31 496 ton/rok równoważnika CO₂, a zmniejszenie zużycia energii pierwotnej szacowane jest na 171 375 GJ/rok.
8. Czas zwiększenia obciążenia do 100%. Czas rozpalenia kotła miałowego ze stanu zimnego wynosi ok. 4 godzin dla kotłów węglowych, a wynika to z technologii rozgrzania obmurza. Czas rozpalenia kotła biomasowego to ok. 6 godzin, bowiem oprócz obmurza paleniska trzeba rozgrzać również elektrofiltr. W przypadku silnika kogeneracyjnego czas rozruchu, synchronizacji z siecią i zwiększenia obciążenia do 100% wynosi ok. 4 minut.
9. Powierzchnia magazynu paliwa. Dla potrzeb zespołu kotłowni Millenium powierzchnia magazynu miału i żuźla wynoszą 84 ary (w tym samego miału 72 ary). Niezbędna powierzchnia magazynów miału i żuźla przy kotłowni Sikorskiego wynosi 11 ar. Dla potrzeb prawidłowego funkcjonowania kotłowni biomasowej i celem zapewnienia ciągłości dostaw magazyny na zrębkę drzewną mają łączną powierzchnię 24 ary. Silniki kogeneracyjne nie potrzebują żadnej powierzchni magazynowej na paliwo. W przypadku MPEC, ze względu na lokalizację w centrum miasta,

TAB. 1
Prognoza cen uprawnień EUA w latach 2025 i 2030 w euro

Instytucja	2025 r.	2030 r.
Bloomberg	30	80
Refinitiv	25	51
CAKE	41	76
Średnia	32	69

ma to szczególne znaczenie. Nie zachodzi konieczność wygospodarowania dodatkowej powierzchni na magazyny.

Założenia projektu kogeneracyjnego

Przygotowując wnioski o dofinansowanie, analizowane były przez spółkę różne warianty lokalizacji silników kogeneracyjnych. Na decyzję o ostatecznej lokalizacji miały wpływ następujące kryteria:

- warunki przyłączeniowe do Głównego Punktu Zasilania (GPZ), bowiem na terenie Nowego Sącza są 3 GPZ,
- nieuwzględnianie układu kogeneracyjnego w systemie handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS),
- odległość do GPZ,
- dostępność do przyłącza ciepłowniczego i gazowego,
- możliwość zagospodarowania obiektu po zlikwidowanej wymiennikowni grupowej.

Na realizację inwestycji spółka uzyskała wsparcie z dwóch źródeł. W dniu 29 grudnia 2020 r. MPEC otrzymał 9 418 000 zł bezzwrotnego dofinansowania w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, Działanie 1.6.1. Ponadto 16 grudnia 2020 r. przyznana została w wyniku rozstrzygnięcia aukcji kogeneracyjnej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki premia kogeneracyjna w wysokości 19 200 000 zł. MPEC Nowy Sącz znalazł się w elitarnym gronie 5 beneficjentów systemu wsparcia, polegającym na dopłacie do każdej wyprodukowanej z wysokosprawnej kogeneracji i sprzedanej MWh energii elektrycznej.

Założenia techniczne:

- zwiększenie mocy źródła,
- 3 jednostki kogeneracyjne o łącznej mocy co najmniej 6 MWe i 5,85 MWt,
- 7,4 MW mocy zamówionej na ciepłą wodę użytkową dla kotłowni Millenium,
- możliwość całorocznej pracy,
- dywersyfikacja paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła,
- krótki czas rozruchu, synchronizacji z siecią i zwiększenia obciążenia do 100 % – około 4 minuty,
- osiągnięcie ok. 50% rocznej produkcji ciepła z OZE i kogeneracji,
- bezpieczeństwo energetyczne.

Źródła finansowania inwestycji w MPEC

Projekt	Wartość projektu netto [zł]	Wartość dotacji [zł]	Poziom dotacji [%]	Wartość projektu brutto [zł]
Budowa kotła na biomasę o mocy nominalnej 7 MW	11 842 000	4 718 700	40,0	14 523 340
Modernizacja sieci ciepłowniczej oraz likwidacja węzła grupowego	19 472 000	14 553 700	75,7	23 950 560
Modernizacja laboratorium badawczego MPEC Nowy Sącz	195 806	166 435	85,0	238 359
Modernizacja sieci ciepłowniczej w MPEC Nowy Sącz – etap 2	3 067 130	2 564 561	85,0	3 772 570
Budowa układu wysokosprawnej kogeneracji w MPEC Nowy Sącz	21 869 000	9 418 000	43,2	26 898 870
	56 445 936	31 421 396	-	69 383 699



FOT. 3
Fragment modernizowanej w 2020 r. sieci ciepłowniczej – w ramach projektu dofinansowanego z UE

Czy to koniec inwestycji w źródła ciepła?

Spółka jest obecnie na etapie przygotowywania Strategii rozwoju MPEC. W perspektywie następnej dekady planowane jest osiągnięcie statusu bezwęglowej produkcji energii cieplnej. Tak więc, w ciągu kilkunastu lat nastąpi całkowite odejście od węgla przez MPEC. Spółka prowadzi aktualnie analizy w zakresie kolejnych źródeł opartych na biomasie, a także kogeneracji gazowej. Ponadto weryfikowane są możliwości wykorzystania fotowoltaiki, pomp ciepła oraz magazynów energii. W kręgu zainteresowań pozostają również rozwiązania oparte na wodorze.

Literatura

- ^[1] Raport z rynku CO₂ – wrzesień 2020, nr 102, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami.
- ^[2] Ustawa z dnia 7 lipca 2020 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2011 r., poz. 1333).

TAB. 2
Projekt z dofinansowaniem zewnętrznym realizowane w MPEC w latach 2019-2023

ZMIENIONE PRAWO ZAMÓWIEŃ PUBLICZNYCH

Jak nowe przepisy wpłyną na system przetargowy na rynku energetycznym?

Fot. 123rf

Aleksandra Blukacz, aplikantka adwokacka w Zespole Zamówień Publicznych

Associate w Kancelarii JDP Drapała & Partners

Nowa ustawa regulująca procedurę zamówieniową przyniosła wiele nowych rozwiązań, ale także istotnie zmodyfikowała dotychczas istniejące. Wprowadzono sporo uproszczeń, które umożliwią wykonawcom ubieganie się o zamówienie publiczne. Celem jest przede wszystkim zwiększenie konkurencyjności organizowanych przetargów.



z instrumentów, które miałyby się przyczynić do usprawnienia procedury zamówieniowej, jest nieznaną dotąd zamawiającym obowiązek przeprowadzenia analizy potrzeb i wymagań. Ustawodawca nie określił dokładnej formy takiej analizy. Przesądzić natomiast można, że analiza powinna mieć formę oddzielnego pisemnego lub elektronicznego dokumentu. Lektura przepisów Pzp prowadzi jednak do wniosku, że taka analiza potrzeb i wymagań ma obejmować badanie możliwości zaspokojenia zidentyfikowanych potrzeb zamawiającego, w tym rozeznanie rynku w zakresie alternatywnych środków zaspokojenia tych potrzeb. W rezultacie, na podstawie przeprowadzonej analizy, zamawiający powinien określić przede wszystkim, czy w pierwszej kolejności ma możliwość osiągnięcia założonych celów za pomocą własnych zasobów. Zamawiający winni ustalić także, czy realizacja swoich założeń zamówionych możliwa jest za pomocą innych środków niż zasoby własne. Wynikiem analizy potrzeb powinno być sprawozdanie nakreślające orientacyjną wartość zamówienia, przewidywany tryb, możliwość podziału zamówienia na części, możliwość uwzględnienia aspektów innowacyjnych, środowiskowych czy społecznych oraz wyszczególnienie ryzyk związanych z przygotowaniem i realizacją zamówienia.

Warto zauważyć, że taka analiza wymagana jest przy postępowaniach o wartości równej lub przekraczającej progi unijne. Bez wcześniejszego sporządzenia analizy potrzeb, niemożliwym będzie zrealizowanie zakupu.

Analiza potrzeb i wymagań nie jest jednak obowiązkowa przy zamówieniach sektorowych (a zatem dla zamawiających prowadzących działalność sektorową w zakresie m.in. energii elektrycznej, gazu czy energii cieplnej) czy zamówieniach w dziedzinie obronności.

A co dla zamówień sektorowych?

Zamówienia udzielone przez zamawiających sektorowych uregulowane zostały w Dziale V nowej ustawy. Nie sposób jednak uznać, że dział ten wyczerpuje tematykę udzielenia zamówienia sektorowego. Część regulacji odnoszących się do działalności sektorowej opisano bowiem przez ustawodawcę już na pierwszych stronach ustawy – zostały wprost połączone z definicją zamawiającego sektorowego. Ustawodawca doprecyzował kategorie zamawiających sektorowych, do których zaliczono zamawiających publicznych prowadzących działalność sektorową, podmioty prowadzące działalność sektorową pozostające pod dominującym wpływem zamawiającego publicznego oraz podmioty prowadzące działalność sektorową na podstawie praw szczególnych lub wyłącznych. Ustawodawca dokładnie nakreślił rodzaje działalności sektorowej, wymieniając m.in. działalność w zakresie gospodarki wodnej, energii elektrycznej czy gazu i energii cieplnej.

Dzięki zmianom ustawy Pzp rynek zamówieniowy otworzyć ma się na znacznie szerszy krąg podmiotów, w tym dla wykonawców prowadzących małe i średnie przedsiębiorstwa, w wielu sektorach, również w sektorze energetycznym. Poniżej przedstawiamy najważniejsze i najistotniejsze zmiany z punktu widzenia zamawiających oraz wykonawców ubiegających się o udzielenie zamówienia publicznego.

Co nowego dla zamawiających? Analiza potrzeb i wymagań

Założeniem nowej ustawy Pzp jest zwiększenie efektywności zamówień publicznych. Jednym

Konstrukcja umowy w sprawie zamówienia publicznego – zakazy i nakazy

Niezależnie od branży przedmiotu zamówienia, w przestrzeni lat uczestnicy procedury zamówieniowej dostrzec mogli brak jakiegokolwiek równowagi stron stosunku zobowiązaniowego. Zamawiający wielokrotnie decydowali się przetrzucać na wykonawców wszelkie ryzyka związane z realizacją umowy, pozostawiając ich samym sobie. Ustawodawca najwyraźniej dostrzegł problem związany z nierównością stron na etapie realizacji umowy. W tym celu wyciągnięta przed nawias została zasada współdziałania zamawiającego i wykonawcy przy wykonywaniu umowy. W uzasadnieniu projektu ustawy zwrócono bowiem uwagę, że „Oczywistym jest, że zawarcie umowy nie jest celem samym w sobie, celem tym jest należyte wykonanie zamówienia publicznego z poszanowaniem interesów stron umowy. Urzeczywistnieniu tego celu ma służyć wyraźne wyartykułowanie zasady współdziałania zamawiającego i wykonawcy przy wykonaniu umowy, w celu należytej realizacji zamówienia publicznego”. W teorii więc, już sama zasada winna wzmocnić pozycję wykonawcy, która do tej pory była istotnie słabsza.

Ustawodawca, w celu zapewnienia równowagi stron przy realizacji umowy, zdecydował się na wprowadzenie pewnych obowiązków dla zamawiających w zakresie kształtowania postanowień umowy. Ustawodawca przewidział bowiem mechanizmy, których celem ma być przywrócenie równowagi stron umowy. Dotychczas nie funkcjonowały żadne przepisy, które wprost zakazywały bądź nakazywały zamawiającemu stosowania określonych postanowień. Zamawiający miał pełną swobodę w konstrukcji umowy, a ta niejednokrotnie przewidywała nieproporcjonalne ryzyko po stronie wykonawcy. W tym zakresie zdecydowano, że projekty umów w sprawie zamówienia publicznego nie mogą zawierać postanowień, które zakładałyby odpowiedzialność wykonawcy za opóźnienie, naliczenie kar umownych za zachowanie wykonawcy niezwiązane bezpośrednio lub pośrednio z przedmiotem umowy czy jej prawidłowym wykonaniem; odpowiedzialność wykonawcy za okoliczności, za które wyłączną odpowiedzialność ponosi zamawiający czy możliwość ograniczenia zakresu zamówienia przez zamawiającego bez wskazania minimalnej wartości lub wielkości świadczeń stron.

Z drugiej strony ustawodawca wprost wyszczególnił katalog obligatoryjnych postanowień umowy, które każdy zamawiający winien przewidzieć w swoich projektach umów. Są to chociażby warunki zapłaty wynagrodzenia, obowiązek wprowadzenia maksymalnego limitu kar umownych czy wysokości poszczególnych kar umownych oraz uściślenie klauzul waloryzacyjnych.

Zamawiający niejednokrotnie nadużywali swojej silniejszej pozycji w procesie zamówieniowym, konstruując projekty umowy w sposób obciążający wy-

konawców. Niejednokrotnie to właśnie niekorzystne projekty umów zniechęcały wykonawców do udziału w postępowaniach; pomimo możliwości technicznych nie byli skłonni podjąć się realizacji zadania z uwagi na nieprzewidywalne ryzyka kontraktowe. Powyższe ulepszenia niewątpliwie wpłyną na ilość składanych ofert w postępowaniach w sektorze energetycznym.

Z punktu widzenia wykonawców ubiegających się o udzielenie zamówienia publicznego energetycznego, dostrzec można z kolei poniższe zmiany w procedurze zamówieniowej.

Wadium – fakultatywność żądania i obniżona wartość

Jedną z bardziej odczuwalnych (i korzystnych) dla wykonawców zmian w nowej ustawie Pzp jest wprowadzenie fakultatywności żądania wniesienia wadium. W kontekście rynku energetycznego ma to szczególne znaczenie, gdzie często zamawiający sektorowi wymagają od potencjalnych wykonawców np. próbek produktów lub przedłożenia ściśle indywidualnych projektów, których przygotowanie generuje koszty po stronie wykonawców jeszcze przez rozstrzygnięciem przetargu. Koszty najczęściej nie zostają zwrócone wykonawcom, co obciąża ich wewnętrzny budżet. Naprzeciw ustawodawca pozostawił w tej materii pełną dowolność zamawiającemu, który może samodzielnie zdecydować, czy będzie wymagał od wykonawców, aby ci przedkładali mu dokument potwierdzający wniesienie wadium. Co jednak istotne, ustawa Pzp ogranicza zamawiającym prawo decydowania, w jakiej wysokości wadium ma zostać wniesione. Ustawodawca wskazał, że w przypadku postępowań krajowych wartość wadium nie może przekroczyć 1,5% wartości zamówienia netto. W odniesieniu do postępowań unijnych wartość wadium nie może z kolei przekroczyć 3% wartości zamówienia netto. Niewątpliwie taką zmianę należy odczytywać jako sprzyjającą potencjalnym wykonawcom. Brak żądania wadium lub żądanie go w obniżonej wartości zachęci może do udziału wielu mniejszych przedsiębiorców.

Przesłanki wykluczenia z postępowania – nowe zasady

W ramach nowej ustawy Pzp ustawodawca zdecydował się na zmiany w katalogu przesłanek wykluczenia wykonawcy z postępowania o udzielenie zamówienia publicznego. Nowa ustawa Pzp niezmiennie podtrzymuje podział przesłanek wykluczenia na obligatoryjne i fakultatywne. Katalog przesłanek obligatoryjnego i fakultatywnego wykluczenia z postępowania uregulowano w odpowiednio art. 108 i art. 109 nowej ustawy. W odróżnieniu od starej ustawy, nowa ustawa Pzp przetrzuca szereg przesłanek obligatoryjnego wykluczenia do katalogu przesłanek fakultatywnych. I tak – tytułem przykładu – ustawodawca do fakultatywnych przesłanek wykluczenia przeniósł przesłankę związaną z przedstawieniem przez wy-

konawcę informacji nieprawdziwych lub informacji wprowadzających w błąd w odniesieniu do spełnienia warunku udziału w postępowaniu, kryteriów oceny ofert czy podstaw wykluczenia. W odróżnieniu więc od funkcjonującego dotychczas obligatoryjnego badania (przez zamawiających) przesłanek związanych z możliwym wprowadzeniem zamawiającego w błąd (podania nieprawdziwych informacji), na gruncie nowej ustawy konieczne jest pojawienie się informacji w Specyfikacji Warunków Zamówienia, że zamawiający będzie badał taką przesłankę.

Elementem nowości przy przesłankach wykluczenia z procedury przetargowej jest wprowadzenie okresu trwania podstawy wykluczenia wykonawcy. Na mocy art. 111 nowej ustawy Pzp ustawodawca określił, w jakich okresach wskazane w nim przesłanki wykluczenia pozostają aktualne w kolejnych postępowaniach o udzielenie zamówienia publicznego. Okres, na jaki wykonawca może zostać wykluczony z postępowań przetargowych, różni się w zależności od przesłanki wykluczenia i może wynieść od 1 roku (za spełnienie fakultatywnej przesłanki odnoszącej się do przedstawienia informacji wprowadzających zamawiającego w błąd) do 5 lat (w przypadku większości przestępstw wskazanych przy obligatoryjnych przesłankach wykluczenia).

W celu zwiększenia szans wykonawcy, wobec którego spełnić może się jedna z fakultatywnych przesłanek wykluczenia z postępowania, ustawodawca zdecydował się wprowadzić element badania proporcjonalności wykluczenia. Oznacza to, że w odniesieniu do konkretnych sytuacji podlegających badaniu w ramach fakultatywnych przesłanek wykluczenia zamawiający może zrezygnować z decyzji o wykluczeniu wykonawcy, jeśli takie wykluczenie „byłoby w sposób oczywisty nieproporcjonalne”.

Co ważne w kontekście zamówień z zakresu energetyki – w przypadku zamówień sektorowych, zamawiający sektorowi zostali wyposażeni przez ustawodawcę w możliwość ustanowienia i stosowania własnych „autorskich” podstaw wykluczenia oraz warunków udziału w postępowaniu. Warunkiem wykreowania własnych podstaw wykluczenia i warunków udziału w postępowaniu ma być ich obiektywny charakter i ich określenie w dokumentach zamówienia.

Termin związania ofertą

Wykonawcy ubiegający się o zamówienie publiczne w oparciu o nowe przepisy ustawy Pzp powinni również mieć na uwadze istotne zmiany, jakie ustawodawca zdecydował się wprowadzić w odniesieniu do terminu związania ofertą. Przede wszystkim na uwagę zasługuje wydłużenie terminu związania ofertą w odniesieniu do postępowań o wartości zamówienia równej progom unijnym lub większej (unijnej). W nieobowiązującej już ustawie Pzp termin związania ofertą wynosił odpowiednio 60 i 90 dni. W nowej ustawie Pzp określono, że wykonawca związany będzie ofertą



ALEKSANDRA BLUKACZ

Wspiera klientów w postępowaniach przed Krajową Izbą Odwoławczą oraz przed sądami powszechnymi, ze szczególnym uwzględnieniem branży budowlanej i infrastrukturalnej. Zajmuje się bieżącym doradztwem prawnym w zakresie prawa zamówień publicznych, na etapie prowadzenia postępowania o udzielenie zamówienia publicznego oraz realizacji umowy o zamówienie publiczne. W swojej dotychczasowej praktyce zajmowała się dochodzeniem należności na etapie postępowania sądowego i egzekucyjnego oraz prawem nieruchomości.

przez 90 dni lub 120 dni (okres 120 dni w przypadku, gdy wartość zamówienia dla robót budowlanych jest równa 20 000 000 euro lub wyższa, a dla dostaw lub usług – 10 000 000 euro lub wyższa).

Nowością na gruncie nowych przepisów Pzp jest regulacja, na mocy której zamawiający określając termin związania ofertą, wskazuje nie tylko długość (tj. 30/60/90 dni), ale również rzeczywistą datę w postaci daty kalendarzowej, do której termin ten będzie wiązał wykonawców.

W kontekście różnic pomiędzy obowiązującą dotychczas ustawą a nową ustawą Pzp wskazać należy, że ustawodawca postanowił uregulować także materię związaną z przedłużaniem związania terminu ofertą. Związanie ofertą na gruncie nowej ustawy Pzp zainicjowane może być tylko przez zamawiającego (w starej ustawie ukształtowała się praktyka, że oświadczenie o przedłużeniu terminu związania ofertą mógł samodzielnie przedłożyć wykonawca).

Warto przy tym podkreślić, że w przypadku upływu terminu związania ofertą zamawiający ma w dal-

szym ciągu możliwość wyboru oferty najkorzystniejszej. Aby jednak móc dokonać takiego wyboru, zamawiający na podstawie art. 252 ust. 2 nowego Pzp został zobligowany przez ustawodawcę do wezwania wykonawcy, którego oferta otrzymała najwyższą ocenę, do wyrażenia (w wyznaczonym przez zamawiającego terminie) pisemnej zgody na wybór jego oferty. Upływ terminu związania ofertą nie wpływa zatem negatywnie na możliwość uzyskania przez danego wykonawcę zamówienia publicznego. Wykonawcy po terminie związania ofertą otrzymują *de facto* swobodę zadecydowania, czy podtrzymują wolę uczestnictwa w procedurze przetargowej i zawarcia umowy o treści zgodnej ze swoją ofertą.

Środki ochrony prawnej – sąd zamówień publicznych i skarga kasacyjna

Katalog środków ochrony prawnej na gruncie nowej ustawy Pzp co do zasady pozostaje niezmienny. Wykonawcom w dalszym ciągu przysługuje odwołanie do Krajowej Izby Odwoławczej oraz skarga na orzeczenie KIO do sądu okręgowego. W zakresie poszczególnych środków odwoławczych można dostrzec jednak szereg zmian, których celem jest doprecyzowanie i usprawnienie procesów odwoławczo-skargowych. O ile w procedurze odwoławczej przez Krajową Izbę Odwoławczą nie zdecydowano się na rewolucyjne zmiany, to warto nadmienić, że nowa ustawa Pzp dopuszcza możliwość wniesienia odwołania na *de facto* każdą czynność podjętą w postępowaniu o udzielenie zamówienia publicznego podjętą (lub też zaniechaną) przez danego zamawiającego. Ma to szczególne znaczenie dla postępowań o wartości poniżej progów unijnych, w przypadku których odwołanie można było wnieść tylko na niektóre czynności zamawiającego.

Wykonawcy ubiegający się o zamówienie publiczne, znacznie istotniejsze (i korzystniejsze) zmiany odczuć będą mogli przy postępowaniu skargowym na orzeczenie Krajowej Izby Odwoławczej. Zmianą, która niewątpliwie korzystnie wpłynąć może na ilość i zakres skarg na orzeczenia KIO jest termin na jej wniesienie. Dotychczas wykonawca, który chciał podważyć stanowisko Krajowej Izby Odwoławczej, musiał liczyć się z wysoką opłatą skargi. Wynosiła ona wówczas 5-krotność wpisu odwołania (a zatem przy przetargach powyżej progów unijnych była to równowartość 100 tys. złotych). Utrudniająca dostęp do procedury skargowej opłata za skargę została obniżona do 3-krotności wpisu wniesionego odwołania (co przy procedurach powyżej progów przekłada się na opłatę w wysokości 60 tys. złotych). Ustawodawca wydłużył termin na złożenie skargi z 7 dni na 14 dni, a przy tym zdecydowano się na stałą zmianę właściwości sądu okręgowego, który odpowiedzialny jest aktualnie za rozpatrywanie skarg na orzeczenie KIO. Na mocy nowej ustawy Pzp skargę na orzeczenie KIO wykonawcy obowiązani są wnieść do jednego

sądu okręgowego – Sądu Okręgowego w Warszawie, który ustawą określony został „sądem zamówień publicznych”.

Precedensem w nowej ustawie Pzp jest możliwość wniesienia skargi kasacyjnej do Sądu Najwyższego na wyrok sądu okręgowego. Dotychczas w legitymację do wniesienia skargi kasacyjnej wyposażony był wyłącznie Prezes Urzędu Zamówień Publicznych.

Zabezpieczenie należytego wykonania umowy – niższy próg wartości

Jedną z istotnych zmian, wychodzącą naprzeciw wykonawcom ubiegającym się o udzielenie zamówienia publicznego, jest obniżenie wartości zabezpieczenia należytego wykonania umowy. Dotychczas zamawiający był uprawniony do tego, by żądać od wykonawcy wniesienia zabezpieczenia należytego wykonania umowy w wysokości do 10% wartości ceny oferty. Nowa ustawa Pzp wprowadziła ograniczenie wartości procentowej zabezpieczenia należytego wykonania umowy, która nie może przekroczyć 5% ceny całkowitej podanej w ofercie albo maksymalnej wartości nominalnej zobowiązania zamawiającego wynikającego z umowy. O ile ustawodawca nie wprowadził radykalniejszych zmian przy materii związanej z zabezpieczeniem wykonania umowy, to zdecydował się na wprowadzenie przesłanek, które umożliwiłyby zamawiającemu wprowadzenie wyższej wartości zabezpieczenia należytego wykonania umowy (do 10% wartości ceny). Możliwość taka zaktualizuje się jednak dopiero wówczas, gdy uzasadnione to będzie przedmiotem zamówienia lub wystąpieniem ryzyka związanego z realizacją przedmiotu zamówienia. Chcąc określić zabezpieczenie w wysokości ponad 5% ceny całkowitej oferty, zamawiający zobowiązany jest jednak do uzasadnienia swojej decyzji w Specyfikacji Warunków Zamówienia lub innych dokumentach zamówienia.

Nowa ustawa Prawo zamówień publicznych niewątpliwie wprowadziła wiele zmian korzystnych dla wykonawców chcących aktywnie uczestniczyć w procedurze przetargowej. Implikuje również po stronie zamawiających wiele nowych zmian i obowiązków, których zadaniem jest unowocześnienie i usprawnienie systemu przetargowego, a przy tym ulepszenie funkcjonowania sektora energetycznego. O ile przepisy stały się dla uczestników postępowania czytelniejsze i niewątpliwie wpłyną na efektywniejsze funkcjonowanie całego systemu przetargowego, to na obecnym etapie trudno przewidzieć, jak faktycznie przyjmą się nowe zasady przetargów. Kierunek obrany przez ustawodawcę jest słuszny i ma na celu unowocześnienie wielu aspektów zamówień publicznych, dopiero jednak orzecznictwo Krajowej Izby Odwoławczej odzwierciedli rzeczywisty wpływ nowelizacji ustawy na przebieg procedury zamówieniowej.



budujemy możliwości
porozumienia

Nowa dekada W CIEPŁOWNICTWIE



XXVIII Sympozjum Naukowo-Techniczne
WIOSENNE SPOTKANIE CIEPŁOWNIKÓW
12-14 lipca 2021, Zakopane

W programie m.in.:

- ▶ Strategia dla ciepłownictwa. Jak dostosować się do nowych wyzwań?
- ▶ Optymalizacja i efektywność w ciepłownictwie
- ▶ W stronę ciepłownictwa 4.0
- ▶ Ciepłownictwo a ochrona środowiska

Honorowy patronat



Narodowy Fundusz Ochrony
Środowiska i Gospodarki Wodnej

Organizator



Partner



Partner branżowy



Patronat
merytoryczny



Patronat naukowy



AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA
im. STANISŁAWA STASZKA w KRAKOWIE

Patronat medialny



DOBRA ENERGIA DLA OLSZTYNA

Zrównoważona alternatywa dla paliw kopalnych

Adam Kukielewski

Już w połowie 2023 r. mieszkańcy Olsztyna skorzystają z ciepła wyprodukowanego w sposób w pełni ekologiczny, zgodny z najwyższymi europejskimi normami. Będzie to możliwe dzięki strategicznej dla całego regionu – zarówno w obszarze ciepłowniczym, jak i gospodarowania odpadami – inwestycji. Podmiotem odpowiedzialnym za jej realizację jest spółka Dobra Energia dla Olsztyna.

Fot. Dobra Energia dla Olsztyna

Nowa inwestycja obejmuje budowę i eksploatację instalacji produkującej w skojarzeniu ciepło i energię elektryczną z paliwa alternatywnego, jakim jest kaloryczna frakcja odpadów. Jest ona kluczowa nie tylko dla mieszkańców Olsztyna, ale i dla całego regionu, bo pozwala na realizację dwóch ważnych celów: zapewnienia ekologicznych dostaw ciepła, przy jednoczesnym rozwiązaniu problemu zagospodarowania odpadów pochodzenia komunalnego na całym obszarze Warmii i Mazur. Inwestycja spełnia wszystkie rygorystyczne wymogi stawiane przez Unię Europejską i współfinansowana jest przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Sprawdzony, lokalny partner z globalnym doświadczeniem

Projekt realizowany jest w formule partnerstwa publiczno-prywatnego. Wyłonionym na drodze przetargu publicznego prywatnym partnerem, odpowiedzialnym za realizację inwestycji oraz jej prowa-

dzenie przez okres 25 lat, została Dobra Energia dla Olsztyna Sp. z o.o. Jest to spółka celowa, dedykowana specjalnie do przeprowadzenia oraz zarządzania tą innowacyjną instalacją. Została powołana przez fundusz Meridiam Eastern Europe Investments SAS, specjalizujący się w rozwijaniu, finansowaniu i zarządzaniu długoterminowymi projektami infrastruktury publicznej oraz firmę Urbaser, będącą międzynarodowym podmiotem świadczącym usługi dla samorządów w sektorze gospodarki odpadami i ich przetwarzania. Są to podmioty z olbrzymim doświadczeniem i know-how, wykorzystywanym wcześniej m.in. przy realizacji projektu Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów w Gipuzkoa w Hiszpanii, w ramach 35-letniej umowy koncesyjnej.

– Dobra Energia dla Olsztyna to nie tylko wiedza wynikająca z realizacji proekologicznych inwestycji, ale przede wszystkim ludzie, którzy są i będą związani z miastem, gwarantując długoletnią i fachową współpracę na partnerskich zasadach. Priorytetem



FOT. 1
Widok z góry na
plac budowy

specjalistów reprezentujących naszą spółkę jest traktowanie projektu realizowanego w Olsztynie jako wzorcowego pod względem technologicznym i ekologicznym – mówi Krzysztof Witkowski, jej prezes.

Transformacja energetyczna stolicy Warmii i Mazur

Główne korzyści wynikające z nowej inwestycji dotyczą także dbałości o najwyższą jakość środowiska naturalnego. Jest to szczególnie istotne dla Warmii i Mazur – jednego z najpiękniejszych i najczystszych regionów w Polsce. Instalacja wykonywana przez spółkę Dobra Energia dla Olsztyna całościowo będzie spełniać najwyższe standardy w zakresie ochrony środowiska, a nawet przekroczy europejskie wymogi (przygotowując się już na przyszłe wymagania), zdefiniowane w ramach nowych konkluzji dotyczących BAT. Sam zakład ma być jedną z najnowocześniejszych i najbardziej ekologicznych instalacji nie tylko w Polsce, ale i w Europie.

– Dobra jakość powietrza jest szczególnie istotna dla Warmii i Mazur. Ekologiczna instalacja zasilana paliwem alternatywnym to nowoczesne rozwiązanie, które nie tylko spełnia najnowsze wytyczne Unii Europejskiej, ale także rozwiązuje problem składowania odpadów w całym regionie – wskazuje Krzysztof Witkowski.

Budowa ekologicznego źródła ciepła pozwoli na zastąpienie obecnych, zużytych instalacji węglowych odnawialnymi źródłami energii, które dostarczą mieszkańcom Olsztyna przede wszystkim ekologiczną energię cieplną i elektryczną. Nowa instalacja pozwoli na zmniejszenie nawet o połowę ilości węgla zużywanego obecnie do produkcji energii cieplnej, a tym samym znacząco ograniczy emisję zanieczyszczeń – szkodliwych pyłów i gazów – do atmosfery, co znacząco poprawi jakość powietrza w całym regionie. Wytworzone w instalacji ciepło zapewni całoroczne pokrycie dostaw ciepłej wody dla ok. 100 tys. mieszkańców Olsztyna. Wyprodukowanie tej samej ilości energii w źródle konwencjonalnym wiązałoby się ze zużyciem węgla na poziomie ok. 55 tys. ton rocznie, co przełożyłoby się na emisję CO₂ w ilości ok. 100 tys. ton w skali roku.

Proekologiczna gospodarka frakcją palną z odpadów komunalnych stanowi również bezpośredni wkład w europejską politykę mającą na celu zmniejszenie udziału składowisk odpadów jako narzędzi zarządzania odpadami. Projekt ten będzie stanowił znaczący udział Polski w walce ze zmianami klimatycznymi i w gospodarce obiegu zamkniętego (Cele Zrównoważonego Rozwoju ONZ 8, 12 i 13). Jest to również istotny element w realizacji polityki zrównoważonego rozwoju miast w Polsce, gdyż powstająca instalacja będzie integralnym elementem systemu zagospodarowania odpadów, który obejmuje ok. 790 tys. osób z terenu województwa warmińsko-mazurskiego.

– Projekt ten będzie stanowić istotny wkład Polski w walkę ze zmianami klimatycznymi. Zgodnie z założeniami inwestycyjnymi naszej spółki, nowo powstająca, proekologiczna instalacja będzie w stanie odzyskać energię z ponad 110 tys. ton paliwa odpadowego rocznie. Warto zauważyć, że paliwo, którym będzie zasilana ekociepłownia, jest produkowane z odpadów wytwarzanych przez samych mieszkańców, a to pozwoli na domknięcie gospodarki obiegu zamkniętego i znaczne zmniejszenie emisji gazów składowiskowych oraz dwutlenku węgla do atmosfery o około 100 tys. ton rocznie – wskazuje Krzysztof Witkowski.

Zakład będzie w stanie pokryć około 35% zapotrzebowania na ciepło w Olsztynie. Oznacza to stałe, niezawodne i bezpieczne dostawy energii cieplnej dla lokalnej społeczności. Jednocześnie wykorzystanie energii zawartej w odpadach stanowi zrównoważoną alternatywę dla paliw kopalnych. Ponadto obróbka termiczna odpadów pozwala na zmniejszenie wymaganej powierzchni składowiska, co również stanowi ważną wartość dodaną całego przedsięwzięcia.



Fot. Dobra Energia dla Olsztyna

FOT. 2
Transport
90-tonowych
kotłów

Prace budowlane zgodnie z harmonogramem

Prace budowlane realizowane są zgodnie z harmonogramem wynikającym z umowy PPP oraz uzgodnionym z wykonawcą inwestycji, którym jest konsorcjum firm Doosan Heavy Industries & Construction oraz Doosan Lentjes i z którym spółka Dobra Energia dla Olsztyna podpisała umowę latem 2020 roku.

Od maja do grudnia 2020 r. zrealizowanych zostało już szereg kluczowych prac przygotowawczych, takich jak: usunięcie humusu (czyli warstwy ziemi roślinnej do głębokości ok. 15-30 cm), niwelacja terenu, korytowanie pod drogę przeciwpożarową, przygotowanie nasypów, roboty związane z przyłączeniem terenu budowy do sieci wodociągowej i kanalizacyjnej.

Rok 2021 to już prace budowlane przy obiektach instalacji. Do dziś wykonano w stanie surowym otwarty budynek elektryczny kotłowni szczytowej, w którym w następnych tygodniach rozpoczną się prace instalacyjne. W samym budynku kotłowni wykonano fundamenty, na których w marcu 2021 r. posadowiono kotły szczytowo-rezerwowe i rozpo-

częto montaż mechaniczny rurociągów i kanałów spalin. Trwają prace budowlane na obiektach towarzyszących, takich jak: komora przyłączeniowa do sieci wodociągowej, komora pomiarowa na sieci ciepłowniczej, fundamenty zbiornika wody ppoż, powstają mury oporowe w miejscu zbiorników oleju opałowego lekkiego.

W obszarze ITPO bliski ukończenia jest proces wykonywania podziemnej części bunkra w technologii ścian szczelinowych. Trwają tam prace związane z kotwieniem ostatniego poziomu ścian. Rozpoczęto też przygotowania do wykonania płyty fundamentowej kotłowni ITPO.

Obecnie sekwencja prac budowlanych podporządkowana jest kolejnemu etapowi realizacji, jakim jest montaż urządzeń technologicznych, który w kotłowni szczytowej już się rozpoczął. Planowane jest rozpoczęcie prac nad wykonaniem części nadziemnej bunkra w technologii ślizgu, co pozwala na szybki postęp prac dzięki przesuwaniu coraz wyżej kolejnych elementów deskowania i praktycznie ciągłemu betonowaniu kolejnych fragmentów ścian.

TAB. 1
Kalendarium
inwestycji ITPO
w Olsztynie

Złożenie oferty	21 marca 2019
Podpisanie umowy PPP	17 listopada 2019
Zamknięcie finansowania	7 sierpnia 2020
Przekazanie do eksploatacji	
Faza I (kotłownia szczytowa)	31 grudnia 2021
Faza II (ITPO)	31 lipca 2023
Zakończenie umowy PPP	2048



FOT. 3
Posadowienie
kotłów

Zastosowanie tej technologii pozwoli na rozpoczęcie montażu konstrukcji stalowej ITPO w lipcu, zgodnie z harmonogramem realizacji instalacji.

Kolejny kamień milowy osiągnięty

Na przełomie marca i kwietnia, zgodnie z harmonogramem, na teren powstającej instalacji dotarł transport kotłów gazowych do kotłowni szczytowej. Mają one zapewnić ciepło dla mieszkańców Olsztyna jeszcze w tym roku. Pierwsze testy kotłowni szczytowej Dobra Energia dla Olsztyna planuje jesienią bieżącego roku. Docelowym źródłem ciepła będzie powstająca po sąsiedzku instalacja termicznego przekształcania odpadów, która zostanie uruchomiona w 2023 roku.

Jak podkreślają przedstawiciele Dobrej Energii dla Olsztyna, jest to kolejny kamień milowy na drodze do transformacji energetycznej miasta. Po ich zamontowaniu i uruchomieniu zakończy się kolejny ważny etap realizacji inwestycji.

Realizacja inwestycji w dobie pandemii

Realizacja inwestycji w Olsztynie przypadła w bardzo trudnym momencie pandemii COVID-19. Zamknięcie gospodarki (lockdown), na który ze względów zdrowotnych zdecydowały się w praktycznie wszystkie

kraje, już dziś przynosi efekty w postaci spowolnienia, a nawet kryzysu gospodarczego. Jest on odczuwalny i w naszym kraju. Dlatego wszelkie regionalne inwestycje mogą stanowić panaceum na negatywne konsekwencje pandemii. Ich realizacja jest teraz kluczowa. Przykładem właśnie takiej inwestycji jest najnowocześniejsza i w pełni ekologiczna instalacja w Olsztynie.

Jak wskazuje zarząd spółki, do dziś pandemia COVID-19 nie miała bezpośredniego negatywnego wpływu na realizowane prace. Przy tej liczbie pracowników fizycznych i służb nadzoru nieuniknione są pojedyncze przypadki zachorowań. Jednak dzięki wdrożonym, zaawansowanym procedurom postępowania, nie dochodzi do grupowych zakażeń, co umożliwi realizację projektu bez opóźnień. Prace budowlane trwają nieprzerwanie od pierwszego wbicia łopaty w ziemię. Obecnie na budowie pracuje około 120 osób, licząc łącznie pracowników fizycznych, jak i służby nadzoru. W szczytowym okresie szacowane zatrudnienie wzrośnie i będzie wynosiło ok. 500 osób.



Rzeczpospolita
Polska

Unia Europejska
Fundusz Spójności





NOWATORSKA I EKOLOGICZNA

Kogeneracyjna inwestycja Veolii

Przemysław Płonka
redaktor naczelny BMP

Kilka miesięcy temu Veolia Energia Poznań zakończyła inwestycję, którą śmiało można nazwać przełomową. W Szlachęcinie, przy oczyszczalni ścieków należącej do poznańskiego Aquanetu, stanęła innowacyjna instalacja, przyjazna środowisku, łącząca układ kogeneracyjny z pompą ciepła.

Szlachęcin to mała wieś w województwie wielkopolskim, ok. 2 km od Murowanej Gośliny, na skraju Puszczy Zielonki. Zlokalizowaną tam oczyszczalnię eksploatuje Aquanet – spółka świadcząca usługę m.in. zbiorowego zaopatrzenia w wodę i odprowadzania ścieków w Poznaniu i kilku gminach ościennych. To właśnie potencjał tej oczyszczalni, a konkretnie ciepła ze ścieków, postanowiono wykorzystać do celów energetycznych. W ramach niedawno zakończonej inwestycji (innowacyjna instalacja kogeneracyjna połączona z pompą ciepła) możliwe jest zmniejszenie emisji dwutlenku węgla do atmosfery o ok. 2 tys. ton rocznie.

Czemu to innowacja?

Zainstalowany w Szlachęcinie agregat kogeneracyjny produkuje zatem z gazu ciepło i energię elektryczną, która z kolei zasila pompę odzyskującą ciepło ze ścieków. Obie technologie znane są od lat, gdzie więc ta innowacja? Jak podkreślają w Veolii, ostateczna koncepcja to autorskie rozwiązanie inżynierów spółki. Pierwszy taki projekt w Polsce, który może być wykorzystany w kolejnych lokalizacjach, co podkreśla Dalida Gepfert, prezes zarządu Veolii Energii Poznań. – Inwestycja w Szlachęcinie mogła powstać tylko dzięki niestandardowej współpracy dwóch branż – energetyki i przed-

siębiorstwa wodno-kanalizacyjnego, jakim jest Aquanet. Takie rozwiązanie planujemy zastosować także w innych oczyszczalniach ścieków – mówi.

Warto zwrócić uwagę na parametry techniczne nowej instalacji kogeneracyjnej. Moc elektryczna wynosi około 1 MW, z czego 700 kW zostanie wykorzystane do zasilenia pompy ciepła. Powstała nadwyżka energii, czyli około 300 kW, będzie odbierana przez krajowy system energetyczny. Moc cieplna systemu, kogeneracji i pompy ciepła razem wynosi około 2,9 MW.

– Chodzi o to, aby w maksymalnym stopniu wykorzystać ciepło zawarte w ściekach, a równocześnie, dzięki kogeneracji, w jak największym stopniu produkować w pełnym skojarzeniu energię cieplną i elektryczną – wyjaśnia Szymon Szurkowski, kierownik projektu z Veolii. – Planujemy wytwarzać ponad 38 tys. GJ ciepła odzyskiwanego ze ścieków odpadowych przez pompę ciepła, blisko 29 tys. GJ z układu kogeneracji zasilanego gazem oraz ok. 7,7 MWh energii elektrycznej rocznie.

Nowy system kogeneracji zainstalowany w Szlachęcinie zastąpi częściowo użytkowaną do tej pory ciepłownię węglową w Bolechowie, która będzie uruchamiana jedynie w czasie niższych temperatur. Dzięki temu możliwe stanie się ograniczenie produkcji z węgla w Bolechowie o 3,5 tys. ton, a także zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o 2 tys. ton rocznie – z korzyścią dla mieszkańców i środowiska. Ciepło, które zostanie wykorzystane do ogrzania niemal 5 tys. mieszkańców pobliskiego osiedla, w 60% pochodzic będzie z tzw. ciepła odpadowego,

powstającego w procesie oczyszczania ścieków, a w 40% – z gazu, który jest traktowany jako paliwo przejściowe, dobra alternatywa dla węgla.

Zeroemisyjność

Największą zaletą instalacji, z punktu widzenia ekologii, jest radykalne ograniczenie do atmosfery emisji wspomnianego powyżej dwutlenku węgla, związków siarki oraz pyłów; będą również wolne od tlenków siarki, natomiast poziom tlenków azotu nie przekroczy wartości 250 mg/Nm³. W efekcie nastąpi poprawa jakości powietrza w pobliskich miejscowościach: Czerwonaku, Murowanej Goślinie i okolicy. Zważywszy, że w okresie jesienno-zimowym przeważają tam wiatry południowo-zachodnie, zmiana wpłynie korzystnie nie tylko na jakość życia mieszkańców okolicznych miasteczek, ale także na stan środowiska w Puszczy Zielonce. – Realizacja celów Europejskiego Zielonego Ładu, w tym osiągnięcia neutralności klimatycznej, skłania nas do poszukiwania coraz bardziej nowatorskich rozwiązań w obszarze energetyki. Jestem dumny, że jako pierwsi w Polsce zastosowaliśmy połączenie kogeneracji i pompy odzyskującej ciepło ze ścieków – podsumowuje Frédéric Faroche, prezes Veolii Energii Polska.

Inwestycję zrealizowano przy wsparciu Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Wykorzystano materiały Veolia Energia Poznań oraz PTEZ



KOGENERACJA W SZLACHĘCINIE
To pierwszy taki projekt w Polsce, który może być wykorzystany w kolejnych lokalizacjach

KONTRAKTY ESCO Z KOGENERACJĄ w małych systemach ciepłowniczych

Andrzej Jurkiewicz
eGIE Sp. z o.o. Opole

Na jednym z osiedli spółdzielni mieszkaniowej w województwie opolskim wdrażany jest kontrakt ESCO [1]. Jego cel to obniżenie kosztów zużywanej energii poprzez utworzenie lokalnego systemu generacji rozproszonej, dostarczającego energię elektryczną i ciepło do istniejących budynków (250 mieszkań). Tym samym wytwórcy energii staną się jednocześnie jej odbiorcami, tj. elektroprosumentami [2].

Model ten można rozszerzyć także na innych odbiorców (większe wspólnoty mieszkaniowe, samorządy terytorialne, małe firmy, szpitale, hotele, centra handlowe itp.), którzy mogą w ten sposób znacznie ograniczyć koszty związane z zakupem energii elektrycznej i ciepła. Można go także „wzbogacić” wprowadzając dodatkowo źródła energii odnawialnej (biogazownie, fotowoltaikę, elektrownie wiatrowe).

Idealnym rozwiązaniem dla rozwoju takich systemów byłoby wdrożenie zasady współużytkowania sieci energetycznej po stronie niskiego napięcia. Niestety, w obecnym stanie prawnym i organizacyjnym jest to niemożliwe, ale teoretycznie nie ma żadnych przeszkód, aby takie rozwiązanie w przyszłości zastosować w praktyce. W naszym przypadku wystąpiliśmy do lokalnego dystrybutora energii elektrycznej z propozycją utworzenia tzw. lokalnej „piaskownicy energetycznej”, czyli Sandboxu. W takich „piaskownicach” testujemy rozwiązania niespotykane w praktyce technicznej i legislacyjnej [3]... Rozmowy trwają.

Obecny system odbioru energii przez końcowych użytkowników

Typowy układ dostawy i odbioru energii na osiedlu mieszkalnym przedstawiono na rys. 1 (bez CHP i PV). Może być to także każdy inny odbiorca podłączony do sieci niskiego napięcia (budynki samorządu, szpitale, hotele, baseny itp.).

Układ elektroenergetyczny należy do lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego (OSD). Składa się on z sieci średniego napięcia (SN), transformatora SN-nN, rozdzielni niskiego napięcia, sieci rozdzielczych niskiego napięcia (nN) do budynków, złączy kablowych w budynkach, instalacji wewnętrznych i liczników energii elektrycznej u odbiorców końcowych.

W tym systemie dostawy energii elektrycznej wszyscy odbiorcy rozliczani są wg taryf niskonapięciowych (do 400 V): osoby fizyczne wg taryfy G, a instytucje (także części wspólne budynków) wg taryfy C. Dostawą energii elektrycznej zajmuje się lokalny operator OSD. Odbiorcy mogą wprawdzie wybrać dostawcę samej energii i w ten sposób wpływać na koszty jej zakupu, ale nie mają żadnego wpływu na koszty dystrybucji tej energii, gdyż muszą korzystać z usług lokalnego operatora OSD i taryf przez niego stosowanych. Taki system dostawy energii elektrycznej stosowany jest praktycznie u 100% odbiorców rozliczanych wg taryf niskonapięciowych.

Podobny system obowiązuje w przypadku dostawy ciepła. Właścicielem kotłowni lokalnej lub węzła grupowego jest najczęściej lokalny dostawca ciepła (przedsiębiorstwo energetyki ciepłej – PEC), który jest także właścicielem sieci przesyłowych i węzłów budynkowych. W niektórych przypadkach właścicielem systemu ciepłowniczego lub jego części (źródło ciepła, sieci przesyłowych lub węzłów obiektowych) może być odbiorca ciepła.

Zarówno OSD, jak i PEC stosują cenniki oparte o taryfy zatwierdzone przez Urząd Regulacji Energetyki (URE). Odbiorca nie ma żadnego wpływu na wysokość stosowanych stawek przez dostawców tej energii, gdyż prawo nie przewiduje możliwości udziału odbiorcy w ustalaniu kosztów w taryfach. Jest to typowy monopol narzucony systemowo przez prawo energetyczne i inne przepisy, a także wieloletnią praktykę. Mówi się nawet o tzw. „monopolu naturalnym”.

Należy podkreślić, że oba systemy: elektroenergetyczny oraz ciepłowniczy są niepowiązane ze sobą i obsługiwane przez dwa zupełnie niezależne podmioty.

Modele takich systemów funkcjonują powszechnie i nieprzerwanie od kilkudziesięciu lat (i to nie tylko w Polsce). Z tego także powodu rozwój energetyki rozproszonej, gdzie odbiorca staje się jednocześnie właścicielem/współużytkownikiem systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego, jest w dzisiejszym stanie prawnym praktycznie niespotykany.

Taki system dostawy energii funkcjonował również na naszym osiedlu, do końca września 2019 roku.

KOSZT CIEPŁA I ENERGII DLA OSIEDLA W 2019

Osiedle zużywało następujące ilości ciepła:

- dla potrzeb ogrzewania budynków: 1636 MWh/rok
- dla potrzeb podgrzania cwu: 1160 MWh/rok

Moc zamówiona wynosi: 1,3 MW

Razem koszt ciepła (taryfa): 925 000 zł/rok

Zużycie energii elektrycznej przez osiedle:

- mieszkania: 423 MWh/rok
- części wspólne: 100 MWh/rok

Koszt dostawy energii elektrycznej: 400 000 zł/rok

Nowy model energetyki – elektroprosumeryzm

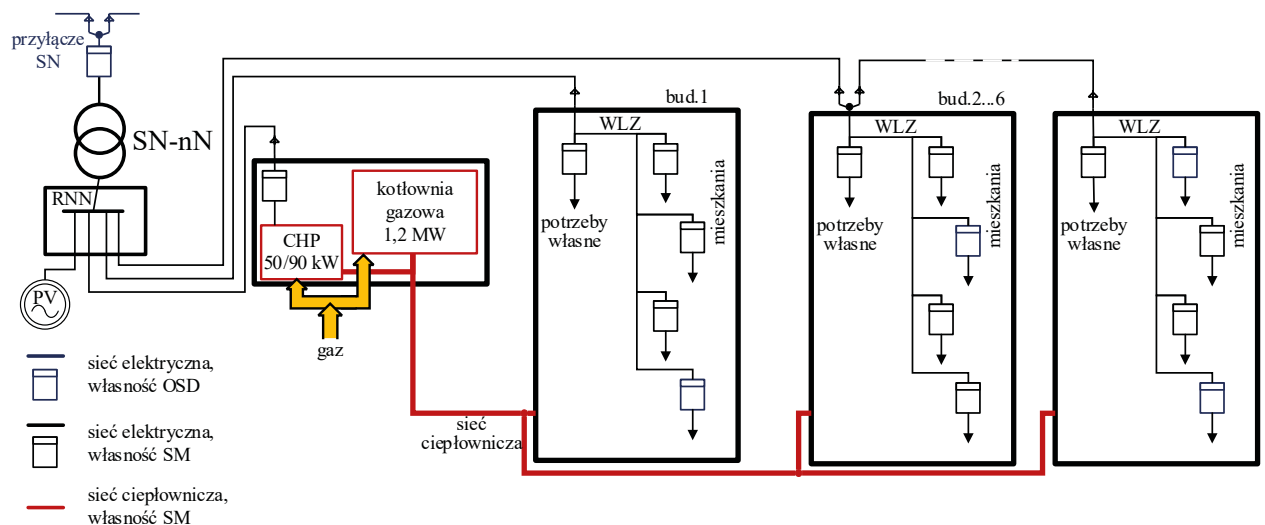
W zaproponowanym modelu dostawy energii elektrycznej oraz ciepła do budynków, odbiorca tej energii (w naszym przypadku spółdzielnia mieszkaniowa) staje się jednocześnie wytwórcą znacznej jej części. Oznacza to, że odbiorca musi stać się właścicielem źródeł energii, z których będzie ona dostarczana do budynków mieszkalnych. Celem głównym jest zawsze obniżenie zużycia energii i jej kosztów u odbiorcy końcowego. Celem pośrednim, lecz równie ważnym,

jest także ograniczenie zużycia energii pierwotnej oraz emisji gazów cieplarnianych w skali globalnej.

W układzie tym zmienia się całkowicie sposób wytwarzania i dostawy energii elektrycznej i ciepła do budynków i mieszkań osiedla, gdyż SM staje się elektroprosumentem. Spółdzielnia kupuje gaz dla zasilania kotłowni i CHP (kogenerator gazowy) oraz energię elektryczną (brakującą) po stronie średniego napięcia (w taryfie B). Znaczną część energii elektrycznej produkuje CHP, ale moc układu CHP dobrana jest do zapotrzebowania osiedla na ciepło niezbędne do podgrzania ciepłej wody. Obsługą całego systemu zajmuje się firma ESCO.

Niestety, w obecnym systemie prawnym dostarczanie energii elektrycznej wymaga utworzenia lokalnego OSD, co generuje zbędne koszty (koncesja, opłata dystrybucyjna + koszty dodatkowe) oraz obowiązki biurokratyczne. Jest typowy przykład nadmiernego fiskalizmu i zbędnych prawnych regulacji, które są bardzo kosztowne dla odbiorców końcowych. Rozwiązaniem w przyszłości powinna być zasada współużytkowania sieci niskonapięciowych. Od strony technicznej, a także opomiarowania odbiorców i ich rozliczania, współużytkowanie sieci nie stanowi już problemu, a dodatkowo wprowadzenie tej możliwości pozwoliłoby uniknąć wysokich nakładów finansowych związanych z koniecznością rozdzielania systemów dystrybucji. Zasady współużytkowania sieci Nn (wraz z stacjami transformatorowymi) oraz sposób rozliczania energii dostarczanej taką siecią powinny być ustalone w formie porozumienia/umowy z lokalnym OSD. W celu „przetestowania” takiego rozwiązania planujemy utworzyć lokalny Sandbox z obecnym dystrybutorem energii i sprawdzić możliwość współużytkowania sieci dystrybucyjnej wraz z modelami rozliczeniowymi (biznesowymi).

RYS. 1
Proponowany system dostawy energii elektrycznej i ciepła w modelu elektroprosumenta



CHP 50/90 kW – układ kogeneracji gazowej o mocy 50 kW_{el} i 90 kW_t

PV – możliwość zabudowy na dachach budynków instalacji fotowoltaicznych (etap III)

Etapy programu

Program obejmuje trzy etapy:

Etap 1 (wykonany w 2019/20):

1. Przejęcie systemu ciepłowniczego do dostawcy ciepła (wykonano w 2019).
2. Zawarcie umowy z dostawcą gazu na dostawę gazu dla potrzeb kotłowni (wykonano w 2019).
3. Wykonanie modernizacji systemu ciepłowniczego osiedla wraz z Systemem Zarządzania Energią SyNiS (wykonano w 2020).

Etap 2 (planowany do realizacji w roku 2021/22)

1. Zabudowa nowego układu kogeneracji gazowej o mocy 50 kW_{el} i 90 kW_t.
2. Ustalenie zasad współużytkowania sieci nN i sposobu rozliczania z OSD.

Efekty wprowadzenia programu pokazano w ramce.

EFEKTY WPROWADZENIA PROGRAMU

Koszty przed modernizacją: 1 325 000 zł/rok

Koszty po modernizacji: 800 000 zł/rok

Roczna oszczędność: 525 000 zł/rok

Koszt modernizacji systemu ciepłowniczego: 1 380 000 zł

Koszt CHP: 600 000 zł

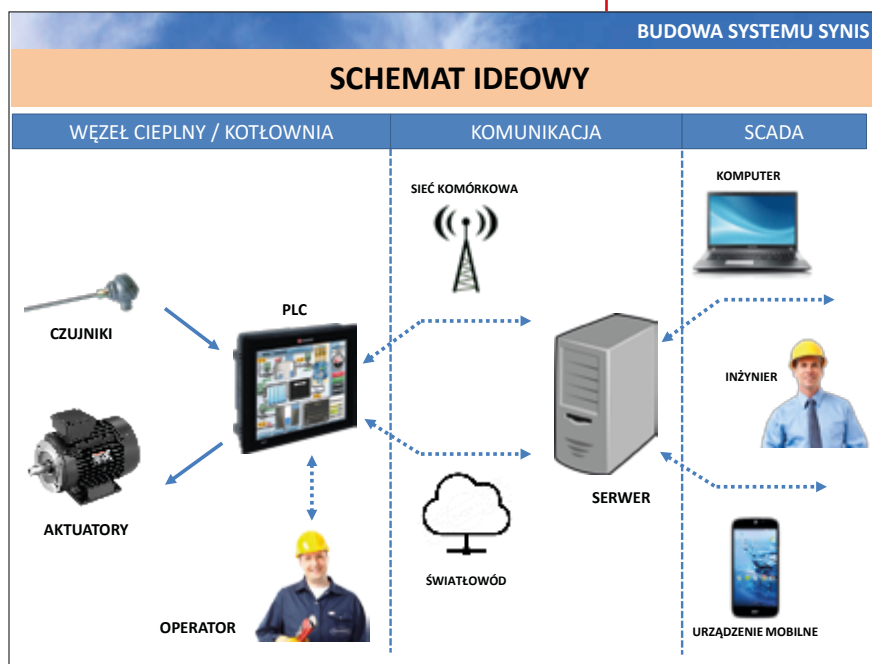
Razem koszty modernizacji: 1 980 000 zł

Czas zwrotu: 3,8 lat

Redukcja emisji CO₂: 310 ton/rok

Obniżenie zużycia ciepła: 500 MWh/rok

RYS. 2
Schemat budowy systemu Synis



Etap 3 (planowany do realizacji w roku 2023)

1. Budowa instalacji PV na dachach budynków (moc ok. 50 kWp).
2. Bilansowanie energii wytwarzania (CHP i PV) przez system SyNiS [4].

Zaprezentowane wyniki realizowanego projektu na niewielkim osiedlu jednoznacznie wskazują na bardzo wysoką opłacalność takiej inwestycji. Oczywiście, aby ją zrealizować, potrzebna jest wiedza i pomoc firm zewnętrznych działających w formule ESCO. Nie ma żadnych przeszkód, a wręcz należy dążyć do tego, aby firmami ESCO stały się spółki ciepłownicze, które są najczęściej właścicielami majątku ciepłowniczego. Należy „jedynie” przekazać ten majątek odbiorcy, zmodernizować go (finansowanie wspólne), zrezygnować z koncesji i taryf (paliwo kupuje odbiorca) i ustalić wynagrodzenie za obsługę systemu oraz podział generowanych oszczędności (kontrakt ESCO).

W kolejnym etapie można zabudować układ kogeneracji oraz dodatkowe źródła OZE. Następnym krokiem powinno być wprowadzenie zasady współużytkowania systemu dystrybucji energii elektrycznej na takim obszarze, obniżając tym samym koszty dystrybucji energii dla odbiorców końcowych.

Firma ESCO powinna zarabiać na eksploatacji systemu oraz generowanych oszczędnościach związanych ze zużyciem i kosztami energii, a nie na sprzedaży energii. Jest to rewolucja w energetyce: zarabiać wtedy, gdy się mniej produkuje i oszczędza!

Tego typu rozwiązania powinny być powszechne za 5-15 lat. Uzyskany efekt to znaczne obniżenie zużycia energii i jej kosztów, redukcja emisji gazów cieplarnianych i – w przyszłości – przejście do pełnego elektroprosumeryzmu.

Literatura i źródła informacji

1. A. Jurkiewicz Kontrakty typu ESCO – przyszłość firm ciepłowniczych (i nie tylko). Energetyka Ciepła i Zawodowa nr 12/2019.
2. <http://egie.pl/artykuly/kontrakty-typu-esco-przyszlosc-firm-cieplowniczych-i-energetycznych>
3. Popczyk J., Od działań kryzysowych 2020 do elektroprosumeryzmu 2050 – transformacja energetyki w trybie przełomowym: cz. I. Rozległe uwarunkowania i punkt odłownego praktycznego startu, cz. II. Słownik encyklopedyczny teorii i zarys koncepcji rynku wschodzącego 1 na poziomie praktyki (55 stron tekstu komputerowego). Platforma PPTE2050 (www.pppe2050.pl), 2020. Portal CIRE (www.cire.pl), 2020. „Energetyka” 2020, nr 5, Biuletyn PPTE2050 nr 1/2020, cz. II, s. 216-234.
4. S. Kopeć Propozycja: Program innowacyjnych piaskownic energetycznych. Klaster ER Energetyka rozproszona Zeszyt nr 3 wyd. AGH Kraków 2020.

ZAINSTALUJ NOWĄ APLIKACJĘ BMP

bezpłatne narzędzie dla uczestników konferencji

AKTUALNE INFORMACJE O WYDARZENIU

termin, program, miejsce, prelegenci, plan stoisk

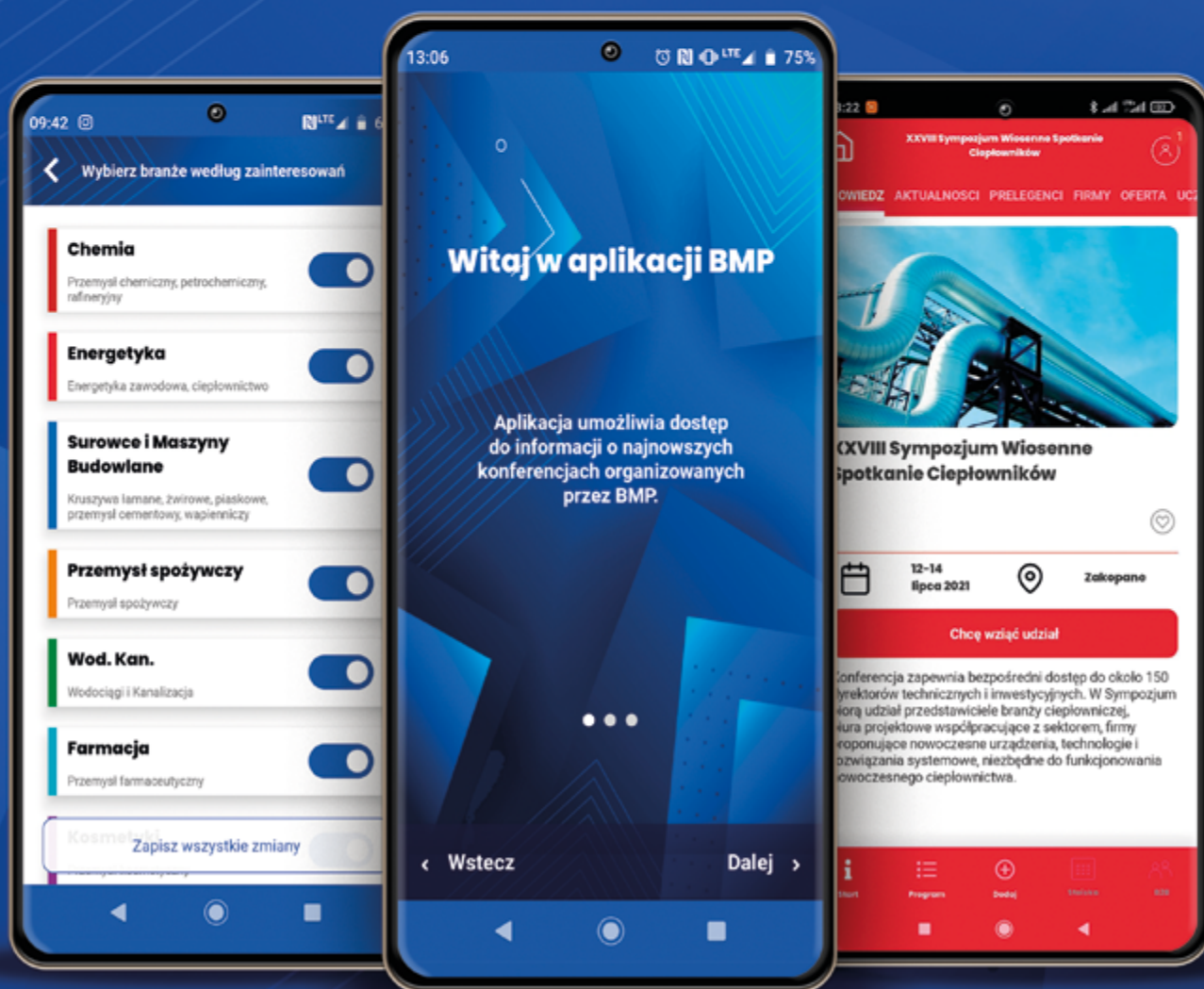
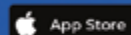
FUNKCJE INTERAKTYWNE

komentowanie debat, wymiana wizytówek

BUDOWANIE RELACJI

aranżowanie spotkań pomiędzy uczestnikami

ZESKANUJ KOD
I POBIERZ:



budujemy możliwości
porozumienia

ZRÓWNOWAŻONE SŁONECZNE ROZWIĄZANIA GRZEWCZE

Piotr Maślanka
GREENoneTEC

Jednym z zasadniczych wyzwań transformacji energetycznej jest zaspokojenie zapotrzebowania na ciepło za pomocą energii odnawialnych. Dlatego GREENoneTEC opracował portfolio produktów – kolektorów wielkopowierzchniowych – specjalnie do zastosowania w ciepłownictwie i przemyśle.

Jakość charakteryzuje się zoptymalizowanymi pod kątem eksploatacji właściwościami systemowymi, bezpieczeństwem i trwałością. Dzięki dużym systemem solarnym firmy GREENoneTEC niezależniają się państwo od zewnętrznych dostawców energii. Możecie skorzystać z naszego 30-letniego doświadczenia jako światowego, innowacyjnego producenta kolektorów oraz „know-how” pioniera dużych systemów Arcon-Sunmark.

GREENoneTEC & Arcon Sunmark

GREENoneTEC jest największym na świecie producentem płaskich kolektorów termicznych o rocznej zdolności produkcyjnej ponad 1,6 mln m². Wysoce zautomatyzowane, bezpieczne dla procesów zrobotyzowane linie produkcyjne oferują najwyższą jakość z doskonałą wydajnością dostaw i niezawodnością – wytworzone w Austrii, certyfikowane zgodnie z ISO 9001 i ISO 14001 i z ponad 30-letnim doświadczeniem na rynku solarnym.

80% europejskich wielkoskalowych słonecznych systemów grzewczych zostało zrealizowanych w oparciu o naszą technologię kolektorów

W 2020 roku firma GREENoneTEC przejęła firmę Arcon Sunmark, największego w tym czasie na świecie producenta urządzeń wielkogabarytowych. Wszystkie linie Arcon Sunmark zostały przeniesione do Austrii/St.Veit/Glan. GREENoneTEC to marka najwyższej jakości produkcji i innowacji na rynku solarnym, która w 2021 roku rozpoczyna również wytwarzanie i sprzedaż kolektorów Arcon Sunmark z Austrii.

Jako lider rynku znamy twoje potrzeby

GREENoneTEC oferuje wysokowydajne kolektory zoptymalizowane do zastosowania w dużych systemach, zaprojektowane w oparciu o wyniki badań i doświadczenia eksploatacyjne. Dzięki naszej sieci partnerskiej wspieramy państwa w realizacji projektu i znajdujemy indywidualne rozwiązania z szerokiej gamy opcji. Dla klientów oznacza to długoterminowo obliczalne koszty ogrzewania, jak również bezemisyjny uzysk energii dzięki bezpiecznej i długotrwałej eksploatacji instalacji.

Dzięki naszym rozwiązaniom uzyskujecie Państwo:

- Planowe, stale niskie koszty ogrzewania dzięki technologii kolektorów wiodącego producenta na rynku.
- Wysokie ograniczenie emisji CO₂ przy dużym udziale pokrycia solarne.
- Solarne ciepło użytkowe lub technologiczne jako przyszłościowe źródło energii cieplnej.

Benchmark na rynku

Każdy projekt jest definiowany przez zadane warunki brzegowe i pożądaną cel klienta. W związku z tym szerokie portfolio produktów firmy GREENoneTEC umożliwia znalezienie indywidualnie zoptymalizowanego rozwiązania w odniesieniu do najlepszego stosunku ceny do wydajności. Oprócz inwestycji i wydajności, istotne są również koszty utrzymania i eksploatacji, niezawodność i gwarancje.

GREENoneTEC oferuje wyłącznie rozwiązania, które spełniają najwyższe standardy bezpieczeństwa. Nasza technologia kolektorów to jedyny sposób na zapewnienie długotrwałej, bezpiecznej pracy systemu – nawet w przypadku nieplanowanych, nadzwyczajnych zdarzeń związanych z krytycznymi obciążeniami systemu z powodu przegrzania lub mrozu. W naszej filozofii zrównoważony rozwój

GREENoneTEC 1

SOLAR COLLECTORS

ARCON / SUNMARK

ARCON SUNMARK JEST MARKĄ NALEŻĄCĄ DO GREENONETEC



**ZBUDUJMY NASZĄ WSPÓLNA
PRZYSZŁOŚĆ. ROZPOCZNIJ SWÓJ
PROJEKT SOLARNY WRAZ Z NAMI!**



**DOSTARCZAMY ROZWIĄZANIA DLA
CIEPŁOWNICTWA PRZYSZŁOŚCI.**



**STAŁE I NIEZALEŻNE
KOSZTY CIEPŁA**



**NEUTRALNOŚĆ
EMISYJNA I
ZRÓWNOWAŻENIE**



**ODNAWIALNOŚĆ I
REGIONALIZACJA**

GREENoneTEC Solarindustrie GmbH
Piotr Maślanka
Specjalista ds. Obsługi Kluczowych
Klientów Europa Wschodnia
M: +48 691 210 767
piotr.maslanka@greenonetec.com
www.greenonetec.com

idzie wyłącznie w parze z bezpieczeństwem eksploatacji przez cały okres użytkowania.

Najlepszym sposobem, aby przekonać się o jakości produktów GREENoneTEC, jest odwiedzenie naszej siedziby. Zapraszamy do zwiedzenia z przewodnikiem naszych dużych zakładów w terenie i przekonania się, jak wygląda produkcja na najwyższym poziomie przemysłowym. GREENoneTEC wita państwa w każdej chwili na terenie naszej firmy w pięknej Karyntii, w Austrii! Przekonujemy produktami Made in Austria!

Jaki typ kolektora jest odpowiedni dla mojego projektu?

Kolektory wielkopowierzchniowe firmy GREENoneTEC są zoptymalizowane do użycia w dużych macierzach kolektorów. Szerokie portfolio produktów firmy GREENoneTEC oferuje optymalne rozwiązanie dla prawie każdego zastosowania. Mamy na przykład kolektory jedno- i dwuszybowe, które zapewniają najlepszą wydajność w niskich temperaturach pracy aż do zakresu temperatur 95°C. Decydująca jest jednak nie tylko sprawność

kolektora według certyfikatu Solar Keymark, ale także zachowanie całego systemu. Dzięki meandrowym absorberom pełnopowierzchniowym oraz absorberom typu harp-strip mamy do wyboru technologie, które oferują korzyści w zależności od wymagań systemu. Możemy łączyć ciągi kolektorów o powierzchni ponad 200 m² bez zewnętrznego orurowania. Minimalizuje to straty ciepła na zewnętrznym dodatkowym orurowaniu i zapewnia optymalną wydajność systemu. Przy projektowaniu absorbera położono nacisk na równomierny przepływ i dobrą sterowalność przepływem w celu zapewnienia najlepszej wydajności nawet w zmieniających warunkach pracy.

Niezmienne wysoka jakość produktów wynika z naszego 30-letniego doświadczenia jako producenta oraz z wysokiego stopnia automatyzacji w naszym zakładzie produkcyjnym w Austrii. Możemy służyć najlepszymi wynikami np. przy maksymalnym dopuszczalnym obciążeniu rozciągającym i ciśnieniowym kolektora lub certyfikowaną wysoką odpornością na temperaturę zgodnie z ISO 9806-2 dla bardzo nasłonecznionych obszarów.

Nasze kolektory nadają się do montażu zewnętrznego z wbijanymi profilami montażowymi, do montażu przykręcanego do podłoża np. na balastach betonowych oraz do montażu równoległego na dachu lub na dachu z podwyższeniem. W naszych kolektorach łączymy technologie wysokoselektywnej powłoki absorbera z wysokiej jakości, dwustronną powłoką antyrefleksyjną hartowanego szkła solarnego.

Przyszłościowe rozwiązania

Cena paliw się zmienia, cena energii słonecznej – nie. Dlatego im większy jest udział energii pokrywanej przez ciepło słoneczne, tym lepiej dla klientów (energia może być transportowana). Ciepłownia może być zlokalizowana poza miastem, a energia dostarczana do gospodarstw domowych podłączonych do miejskiej ciepłowni.

Wielkoskalowy system solarny GREENoneTEC może być zainstalowany w połączeniu z każdym rodzajem systemu grzewczego. System można w każdej chwili rozbudować, jak i zainstalować w krótkim czasie. Nasze kolektory są zoptymalizowane pod kątem szybkiego montażu.

WIELKOSKALOWE SYSTEMY GRZEWcze NADAJĄ SIĘ SZCZEGÓLNIIE DO:

- miejskiego ciepłownictwa komunalnego,
- wiosek solarnych,
- rozwiązań dzielnicowych.

SILKEBORG
Dania



Fot. GREENoneTEC

SMALL PUNCH TEST (SPT)

Najnowsze trendy współczesnej diagnostyki instalacji przemysłowych

Maciej Kaliciak, Tadeusz Uhl

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Trendy współczesnej diagnostyki maszyn i instalacji przemysłowych idą w kierunku diagnostyki materiałów, a nie funkcji diagnozowanego urządzenia. Dzięki temu można wykryć powstające uszkodzenie już we wczesnej fazie jego postawiania. Każde wstrzymanie produkcji bądź wyłączenie komponentu z użytku w celu pobrania materiału do badań generuje znaczne koszty, przede wszystkim związane z przestojami badanych instalacji. Pobór próbek do klasycznych badań niszczących, niezbędnych do określenia stanu materiału, często wymaga wstrzymania eksploatacji i wymiany całych komponentów lub podzespołów konstrukcji. Wymusiło to rozwój nieniszczących, niekonwencjonalnych metod badań materiałów, do których można zaliczyć metodę Small Punch Test (SPT).

Badania SPT – proces

Badania SPT, ze względu na niewielką ilość materiału potrzebną do wykonania próbki, należą do grupy badań nieniszczących. W ostatnich latach powstaje coraz więcej publikacji na temat korelacji wyników uzyskanych metodą SPT z wartościami otrzymywanymi równocześnie z pomocą konwencjonalnych metod badawczych oraz porównania wyników metod do symulacji komputerowych. Test SPT jest metodą semiempiryczną, co powoduje konieczność eksperymentalnego określania wartości pewnych współczynników koniecznych do budowy modeli materiałów. Stąd też przed jej zastosowaniem konieczne jest przeprowadzenie badań walidacyjnych dla każdego materiału, dla którego ma być zastosowana. Mimo tych niedogodności, metoda jest coraz szerzej wykorzystywana w energetyce i przemyśle chemicznym. Coraz szersze zastosowania powodują, że więcej materiałów posiada udokumentowane wyniki badań walidacyjnych dla opisywanej metody, co z kolei przyspiesza rozwój obszaru zastosowań. Opisywana metoda jest konkurencyjna dla klasycznych metod niszczących.

W przyszłości można się spodziewać zastąpienia metod klasycznych metodami nieniszczącymi, w tym metodą SPT. Obecnie zatwierdzona została norma

prEN 10371:2019 określająca warunki przeprowadzania testu, która obowiązuje od grudnia 2020 roku.

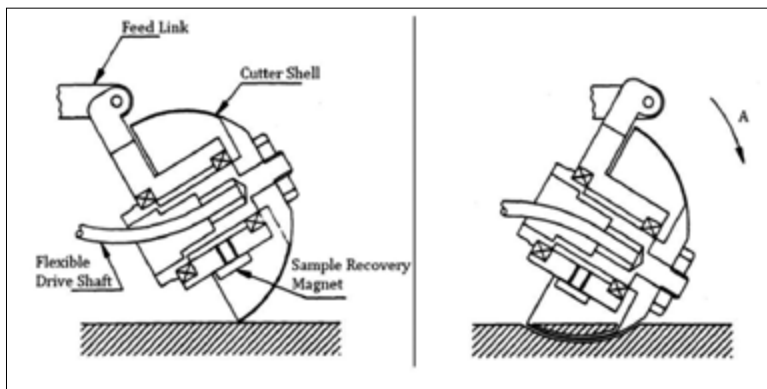
Przygotowanie próbek

Przeprowadzenie badań typu Small Punch Test wymaga posiadania na wyposażeniu laboratorium specjalistycznego oprzyrządowania dostosowanego do pobierania odpowiednio małych próbek. Same próbki odznaczają się specyficzną tolerancją wymiarową (tab. 1):

D _s [mm]		h ₀ [mm]		Ra [μm]
Φ8	0	0,50	+0,005	<0,25
	-0,1		-0,005	

TAB. 1
Wymiary próbki do badań SPT [1]

Ogólnoświatowa unifikacja wymiarów próbek pozwala na dokładne porównanie wyników analiz i charakterystyk materiałowych pomiędzy różnymi ośrodkami badań oraz na zwiększenie powtarzalności badań, co umożliwia na zintensyfikowanie starań mających na celu ostateczną walidację metody dla wielu powszechnie stosowanych materiałów konstrukcyjnych. Dopuszczalne jest zastosowanie próbek o średnicy 3 mm i grubości 0,25 mm [2], jednak przyjętym standardem jest używanie próbek o średnicy



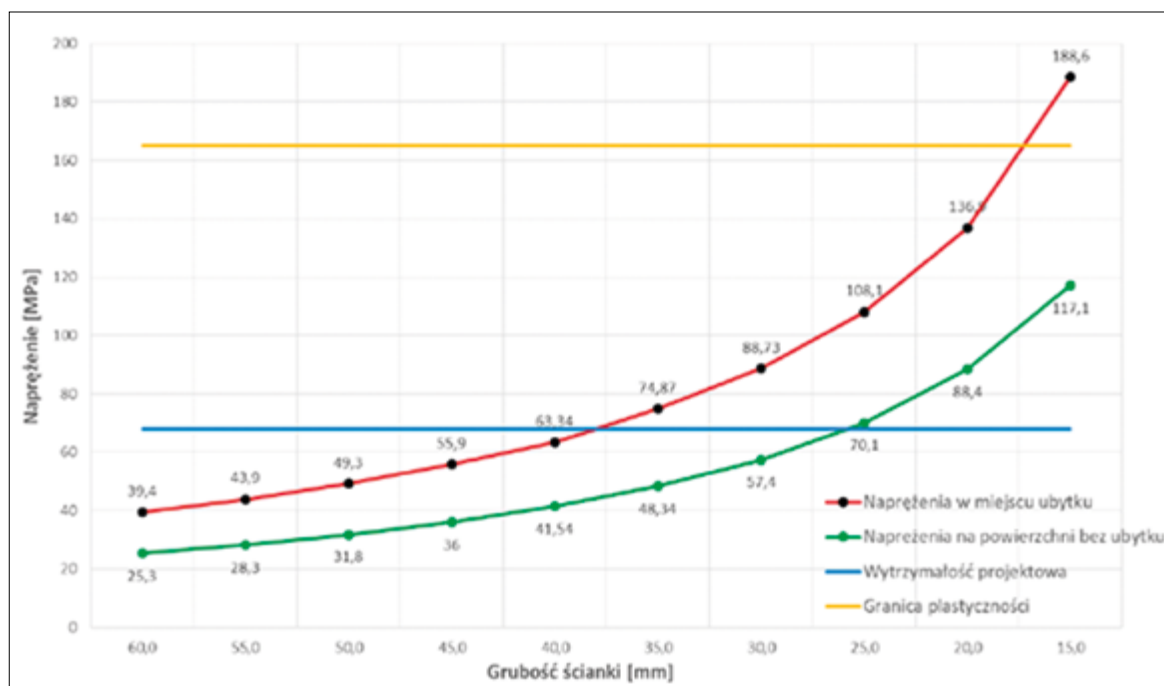
RYS. 1
Schematyczne przedstawienie ciernokrawędziowej czaszy tnącej do pobierania próbek materiału [1]

8 mm. Zapewnia to odpowiednią reprezentację całkowitej objętości materiału, gdzie zalecaną wartością jest obecność co najmniej 5 ziaren w przekroju poprzecznym po grubości próbki [1]. Dopuszczalne jest odstępstwo od tej reguły w przypadku materiałów gruboziarnistych lub monokrystalicznych. Próbki przed testem powinny być wolne od zewnętrznych zanieczyszczeń. Należy uwzględnić w raporcie położenie wyciętej próbki na osi materiału bazowego zgodnie z wytycznymi wskazanymi w normie prEN 10371:2019, ponieważ pierwotna orientacja próbki może rzutować na wyniki testów w przypadku materiałów o przestrzennej anizotropii własności.

Próbki do testów mogą być wykonane z dowolnie przygotowanych wcześniej fragmentów materiałów, jednak aby zachować nieniszczący charakter badań próbkę pobiera się z wykorzystaniem techniki *Scoop Cutter Sampling* (rys. 1). Technika ta pozwala na pobieranie niewielkich fragmentów materiału w postaci odciętego fragmentu kuli o średnicy około 30 mm i grubości 3 mm. Dokładne wymiary zależne są od kąta ataku czaszy tnącej. Tak wycięty

fragment materiału, ze względu na swoją geometrię zmniejszającą ryzyko powstawania i propagowania pęknięć, nie wpływa znacząco na wyężenie materiału i nie zagraża utratą stateczności, przez co nie jest wymagane napawanie, regenerację lub remont badanego obiektu. Założenia te potwierdził wewnętrzny raport Centrum Energetyki AGH [3], w którym przedstawiono przeprowadzone symulacje MES w środowisku Autodesk Inventor 2019 z wykorzystaniem siatki 2D (trójkąty) oraz ANSYS w celu symulacji za pomocą siatki 3D (czworościany). Analizy materiałowe wykonano dla rurociągów transportujących parę świeżą o temperaturze 540°C w kotłach parowych typu OP 140, projektowanych zgodnie z normą PN-EN 13480-3. Otrzymane wyniki (rys. 2) potwierdzają wystąpienie koncentracji naprężeń w punkcie najgłębszego wycięcia sferycznego. Naprężenia te są wyższe niż naprężenia występujące na powierzchni rurociągu bez ubytku, jednak nadal nie przekraczają one wymaganej granicy projektowej naprężeń, a tym samym nie stanowią zagrożenia dla dalszej eksploatacji instalacji. Pozwala to na klasyfikację metod SPT jako badania nieniszczące. Należy jednak wziąć pod uwagę, że na obecnym etapie badań nad metodami SPT i pozyskiwaniem próbek, wymagane są indywidualne analizy zależnie od rodzaju badanego materiału. Próbki można wycinać z rurociągów będących w ciągłej eksploatacji lub z wykorzystaniem minimalnego postoju przy badaniu innych obiektów. Dzięki niewielkiej ilości pobranego materiału metody SPT doskonale nadają się do badań materiałów pochodzących z elektrowni jądrowych, ponieważ, ze względu na bardzo małą objętość próbki, ograniczony jest wpływ promieniowania na personel prowadzący testy.

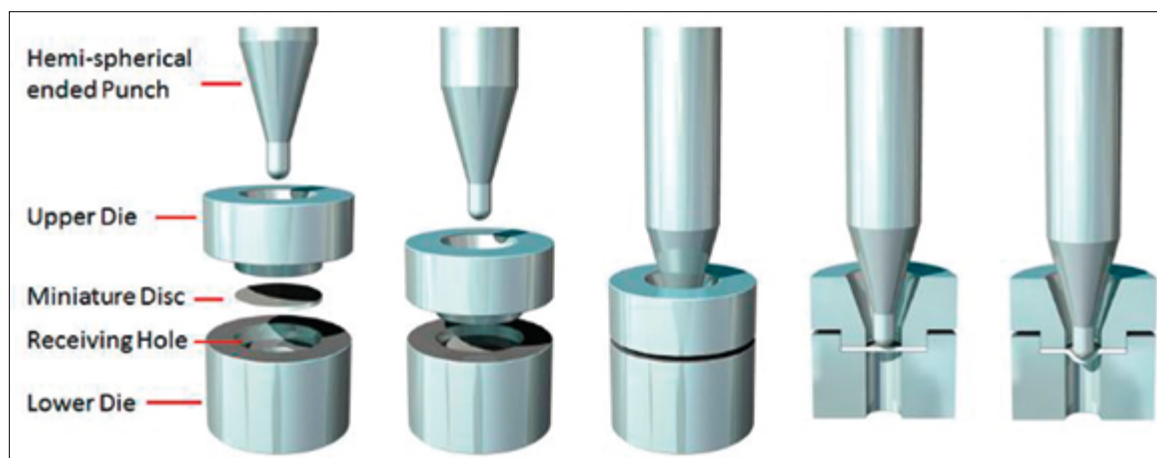
RYS. 2
Wykres przewidywanego naprężenia na powierzchni rurociągu o średnicy wewnętrznej $\Phi = 273$ mm zależnie od grubości ścianek, przy ciśnieniu wewnętrznym transportowanej pary świeżej wynoszącym 13,5 MPa [3]



Zestaw testowy

Po przygotowaniu próbki do testów zgodnej z unormowanymi wymiarami należy umieścić ją w odpowiednio wykrojonej matrycy. Zestaw testowy (rys. 3) może składać się z jednolitego stempla o zakończeniu półsferycznym, lub osobnego stempla i kulki, która będzie miała bezpośredni kontakt z próbką [4]. Drugie rozwiązanie jest bardziej korzystne ze względów ekonomicznych, gdyż pozwala na sprawną wymianę kulki w przypadku jej zużycia. W obu przypadkach średnica kulki powinna wynosić 2,5 mm. Próbka powinna być zamocowana na sztywno w matrycy poprzez zainstalowanie zestawu testowego na maszynie do badań. Przez rozpoczęciem testu, próbki należy doprowadzić do wymaganej temperatury, przy której ma być przeprowadzana próba. Dokładna specyfikacja zestawu testowego może się różnić w zależności od producenta oprzyrządowania. Materiały, z których wykonany jest zestaw testowy, powinny być dostosowane do pracy w zmiennych warunkach temperaturowych w przedziałach od -200°C do 20°C i od 20°C do 600°C zależnie od stanowiska badawczego i warunków prowadzenia badań.

Na wyposażeniu Centrum Energetyki AGH znajdują się dwa stanowiska testowe: jedno przygotowane do klasycznego testu SPT z możliwością prowadzenia badań z zastosowaniem ciekłego azotu do sprawdzania temperatury przejścia materiałów w stan kruchy oraz drugie stanowisko przystosowane do badań pełzania w metodyce Small Punch Creep Test z możliwością zapewnienia temperatury testu do 600°C .

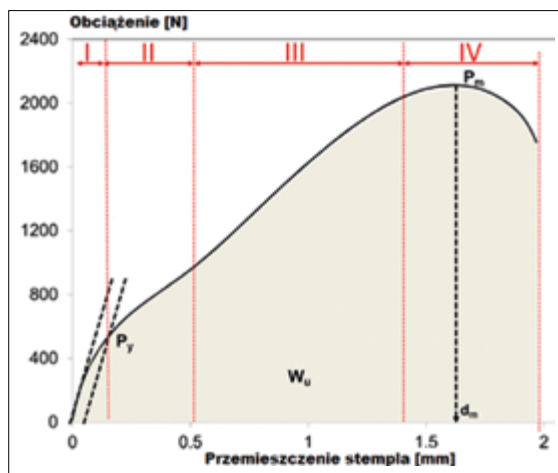


RYS. 3
Schemat zestawu testowego do prób SPT [5]

Przebieg testu

Testy SPT i SPCT należy przeprowadzać w zgodności ze standardami opisanymi w normie prEN 10371:2019 [1].

Small Punch Test – w czasie testu rejestrowana jest siła $F[\text{N}]$, z jaką stempel bądź kulka naciska na próbkę oraz zależnie od wybranej metodologii ugięcie próbki $u[\text{mm}]$ lub przemieszczenie stempla $v[\text{mm}]$. Druga metoda jest jednak rzadziej stosowana ze względu na możliwe odkształcenie stempla i konstrukcji maszyny wytrzymałościowej. Test odbywa się



RYS. 4
Przykładowy wykres otrzymany w próbie SPT dla próbki wykonanej z materiału plastycznego [6]

ze stałą prędkością i temperaturą zdefiniowaną przed próbą, aż do momentu pęknięcia próbki. W wyniku testu otrzymuje się wykres siły w funkcji wybranego parametru (rys. 4) (odkształcenie lub przemieszczenie). Na wykresie widoczne są etapy odkształceń materiału począwszy od sprężystego odkształcenia, aż do pęknięcia próbki.

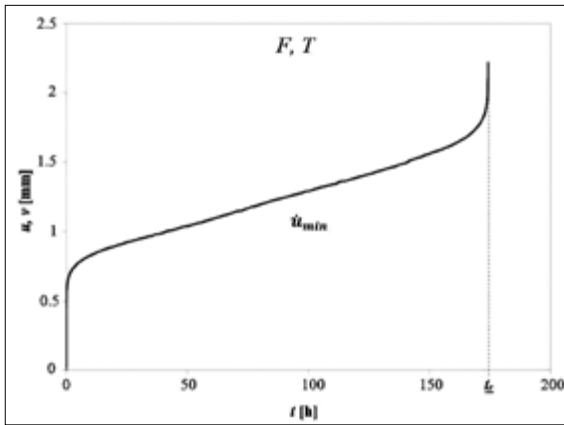
Small Punch Creep Test – badania odporności na pełzanie może odbywać się w temperaturze otoczenia bądź też podwyższonej temperaturze. Test wykonuje się przy stałej wartości siły nacisku i temperaturze zdefiniowanej przed próbą. Rejestrowane zmienne to ugięcie próbki $u[\text{mm}]$ oraz czas trwania próby $t[\text{h}]$. Wyniki przedstawić można w postaci wykresu odbicia w funkcji czasu trwania próby (rys. 5).

Analiza wyników

Otrzymane w próbie SPT lub SPCT wykresy oraz dane odczytane z maszyny poddaje się dalszej analizie celem oceny stanu badanego materiału [7]-[13]. Na tej podstawie wyznaczyć można parametry, takie jak granica plastyczności, granica wytrzymałości, wydłużenie próbki czy też odporność na pęknięcie [9] oraz w przypadku próby SPCT – odporność na pełzanie [11].

Do obliczania wartości siły F_e , przy której nastąpiło przejście ze stanu sprężystego do plastycznego podczas próby SPT, wykorzystuje się model dwu-

RYS. 5
Przykładowa krzywa otrzymana po próbie SPCT [1]



liniowy, gdzie F_e jest uzyskane z wykresu poprzez przeprowadzenie funkcji dwuliniowej $f(u)$ (1) przez punkty A i B na wykresie siły w funkcji odbicia (rys. 6). Aby zminimalizować błędy aproksymacji, stosuje się dodatkową funkcję err (2). Zalecane jest dobieranie wartości u_b równe grubości badanej próbki. Korzystając z wykresu, można również wyznaczyć maksymalną siłę potrzebną do zainicjowania pęknięcia próbki F_m oraz całkowitą energię pęknięcia (3) [1], [14].

$$f(x) = \begin{cases} \frac{f_A}{u_A} & \text{dla } 0 \leq u < u_A \\ \frac{f_B - f_A}{u_B - u_A} (u - u_A) + f_A & \text{dla } u_A \leq u \leq u_B \end{cases} \quad (1)$$

$$err = \int_0^{u_B} [F(u) - f(u)]^2 du \quad (2)$$

$$E_{SP} = \int_0^{u_B} F(u) du \quad (3)$$

W publikacjach [9], [15], [16] przedstawiono oraz podparto udanymi eksperymentami metody korelacji danych uzyskanych z prób SPT z własnościami mechanicznymi badanych materiałów. Tak też zaproponowano wykorzystanie maksymalnej siły użytej w teście F_m według wzoru (4) lub wartości siły w momencie utraty

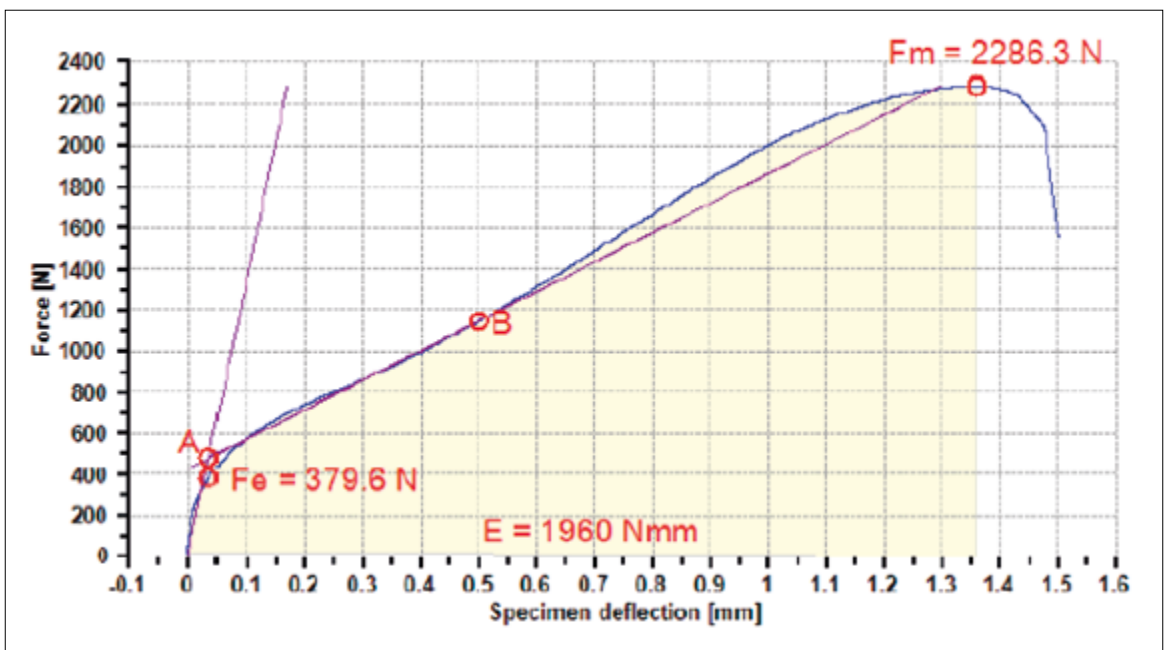
plastycznej stateczności materiału F_i (5) do wyznaczenia granicy wytrzymałości R_m badanego materiału. Metodyka ta została ujęta w normie prEN 10371:2019 [1]. Do estymacji stosuje się współczynnik β_{Rm} , którego wartość jest różna w zależności od przyjętej metody. Dla obliczeń wykorzystujących siłę maksymalną przyjmuje się jego wartość w przedziale 0,19-0,32, w zależności od badanego materiału i w zestawieniu z wynikami badań w klasycznych testach wytrzymałościowych. Dla przykładowych badań nad 9 różnymi stalami w różnych temperaturach otrzymano wartość współczynnika $\beta_{Rm} = 0,278$ jak przedstawiono na wykresie (rys. 7). W przypadku wykorzystania F_i wartość współczynnika β_{Rm} dobiera się z tabeli (tab. 2) adekwatnie do stosowanej geometrii próbki oraz zestawu testowego. Parametry te otrzymano z wykorzystaniem symulacji. Metoda wykorzystująca F_i została zweryfikowana dotychczas tylko na stalach ferrytyczno-martenzytycznych [1]. Obie metody można wykorzystywać zamiennie zależnie od generowanych w próbach typów wykresów danych [7]-[9].

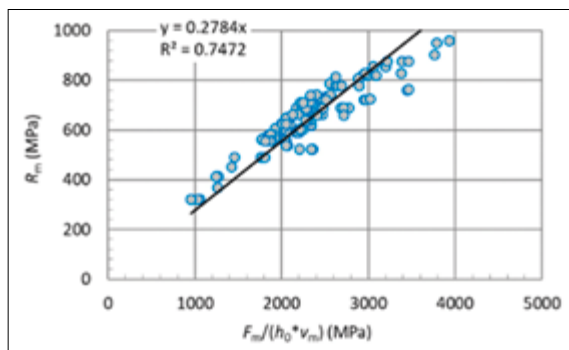
$$R_m = \beta_{Rm} \cdot \frac{F_m}{h_0 \cdot u_m} \quad (4)$$

$$R_m = \beta_{Rm} \cdot \frac{F_i}{h_0^2} \quad (5)$$

Również w publikacji [9] oraz w normie prEN 10371:2019 [1] zawarto wyniki analiz korelacji danych otrzymanych w próbie SPT z granicą plastyczności. Granicę plastyczności $R_{p0,2}$ estymować można z wykorzystaniem wartości siły F_e w momencie przejścia materiału ze stanu sprężystego w plastyczny według wzoru (6). Wartość współczynnika $R_{p0,2}$ dobierana jest z tabeli (tab. 3). Wartości te zostały wyznaczone dla stali z granicami plastyczności z przedziału 200-1000 MPa.

RYS. 6
Przykładowy wykres analizy uzyskany z próby SPT z wykorzystaniem oprogramowania SP Calc™ [14]





RYS. 7

Korelacja pomiędzy wartością F_m uzyskaną w próbie SPT oraz znanymi wartościami granicy wytrzymałości R_m badanych materiałów [16]

$$E_n = \frac{E_{SP}}{F_m} \tag{8}$$

$$E_n(T) = A + B \cdot \tanh\left[\frac{T-T_{SP}}{c}\right] = \frac{E_{US}+E_{LS}}{2} + \frac{E_{US}-E_{LS}}{2} \cdot \tanh\left[\frac{T-T_{SP}}{c}\right] \tag{9}$$

Gdzie są wartościami energii całkowitej z prób powyżej przewidywanej temperatury przejścia w stan kruchy, a poniżej tej wartości.

$$\sum_{i=1}^N \left[A + B \cdot \tanh\left[\frac{T_i-T_{SP}}{c}\right] - E_n(T_i) \right]^2 \rightarrow Min \tag{10}$$

Alternatywnie w analogiczny sposób, możliwe jest wykorzystanie efektywnego odkształcenia pęknięcia ϵ_f (11) zmierzonego przy pęknięciu próbki, gdzie wartość

Średnica próbki [mm]	r [mm]	D [mm]	Typ krawędzi w matrycy dolnej	h_0 [mm]	Typ krzywej	$u_1 v_1$ [mm]	β_{Rm}
8	1,25	4,0	Fazowana 0,2x45°	0,5	F(u)	0,552 (u)	0,192
8	1,25	4,0	Fazowana 0,2x45°	0,5	F(v)	0,645 (v)	0,179
3	0,5	1,75	Fazowana 0,2x45°	0,25	F(u)	0,282 (u)	0,205
3	0,5	1,75	Fazowana 0,2x45°	0,25	F(v)	0,320 (v)	0,197

TAB. 2

Zależność współczynnika β_{Rm} od geometrii zestawu testowego [1]

Średnica próbki [mm]	r [mm]	D [mm]	Typ krawędzi w matrycy dolnej	h_0 [mm]	Typ krzywej	$\beta_{Rp0,2}$
8	1,25	4,0	Fazowana 0,2x45°	0,5	F(u)	0,192
8	1,25	4,0	Fazowana 0,2x45°	0,5	F(v)	0,179

TAB. 3

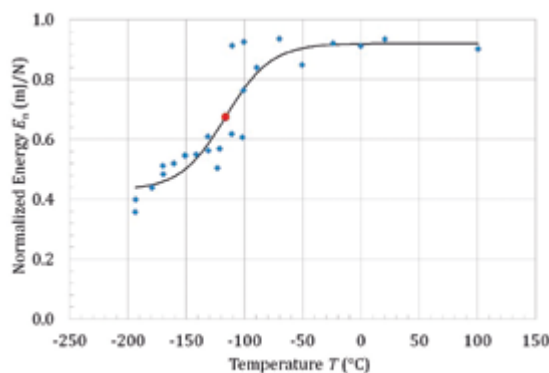
Proponowane wartości współczynnika dla standardowej geometrii zestawu testowego [1]

$$R_{p0,2} = \beta_{Rp0,2} \cdot \frac{F_e}{h_0^2} \tag{6}$$

Na podstawie badań przeprowadzanych metodą SPT możliwa jest estymacja temperatury przejścia materiału ze stanu plastycznego w stan kruchy [1], [15]. Jest to niezwykle istotna informacja przy projektowaniu instalacji operującej w środowiskach morskich lub w zastosowaniach z okresową bądź stałą niską temperaturą pracy. W publikacji [17] zaprezentowano stałą korelację między temperaturą przejścia w stan kruchy T_{SP} uzyskaną w testach SPT oraz z wartością uzyskaną w próbie Charpy'ego T_{CVN} , którą przedstawić można za pomocą wzoru (7), gdzie wartość α wynosi około 0,42 dla próbek o standardowej średnicy.

$$T_{SP} = \alpha \cdot T_{CVN} \tag{7}$$

Jedynie przeprowadzenie wiele testów (minimum 12) w różnych temperaturach pozwoli określić dokładną wartość temperatury przejścia w stan kruchy. Można tego dokonać poprzez znormalizowanie E_n całkowitej energii użytej w próbie E_{SP} według wzoru (8) oraz dopasowanie krzywej do otrzymanych wartości z zastosowaniem wzoru (9). Należy zastosować metodę najmniejszych kwadratów w celu wyznaczenia współczynników A, B, C oraz wartości T_{SP} zgodnie ze wzorem (10) [1]. W efekcie czego sformułować można krzywą (rys. 8), z której odczytuje się właściwą wartość T_{SP} . Jednostka temperatury może być podawana zarówno w K, jak i w °C.



RYS. 8

Przykładowa krzywa wyznaczająca wartość T_{SP} z użyciem znormalizowanej energii dla stali P92. Wynikowa wartość $T_{SP} = -116^\circ\text{C}$ zaznaczona na wykresie [1]

znormalizowanej energii E_n zastąpiona jest wartością odkształcenia. Gdzie h_f jest grubością próbki zmierzoną przy pęknięciu.

$$\epsilon_f = \ln\left(\frac{h_0}{h_f}\right) \tag{11}$$

Materiały badane metodami SPT mogą być poddane ocenie odporności na pęknięcie. Odporność tę można definiować na trzy sposoby. Poprzez korelację T_{SP} z naprężeniem K_{Ic} [MPa/m] (12) [18], zależną znacząco od grubości badanego materiału. Poprzez podejście energetyczne łączące ϵ_f z całkowym kryterium wyznaczania energii pęknięcia J_{Ic} [N/mm] (17), gdzie współczynniki k oraz J_0 są zależne od badanego materiału i można je znaleźć w literaturze [9]. Przy tym podejściu materiały plastyczne wykazują mniejszy wpływ grubości próbki. Ostatnią z głównych trzech

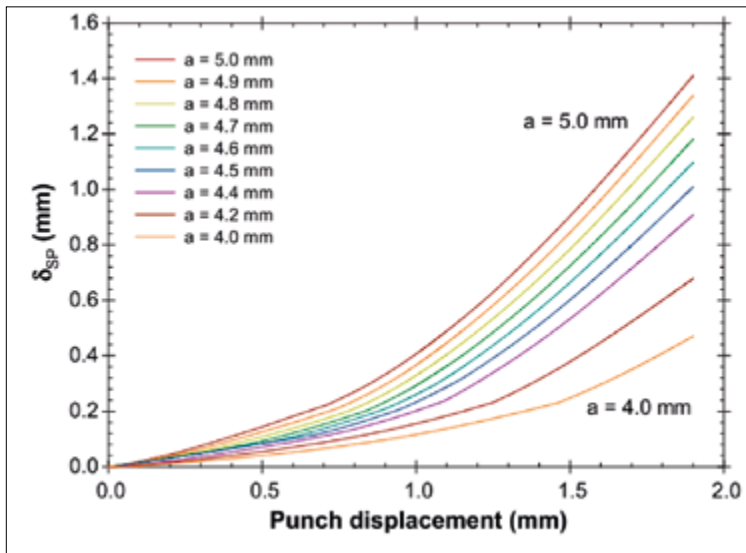
metod określania odporności na pękanie z w próbach SPT jest podejście czysto geometryczne z użyciem nacinanych próbek [1], [19].

$$K_{Ic} = \frac{6600}{60 - (T - T_{CVN})} \quad (12)$$

$$J_{Ic} = k \cdot \varepsilon_f - J_0 \quad (13)$$

Poprzez użycie krzywych (rys. 9), wyznaczonych poprzez wykonanie prób SPT na nacinanych próbkach, możliwe jest przedstawienie geometrycznej metody definiowania odporności na pękanie z użyciem J_{Ic} (14), gdzie δ_{Ic} jest wielkością propagacji pęknięcia lub też wielkością odsunięcia początku nacięcia od pierwotnego położenia [1], [19].

$$J_{Ic} = R_{P0,2} \cdot \delta_{Ic} \quad (14)$$



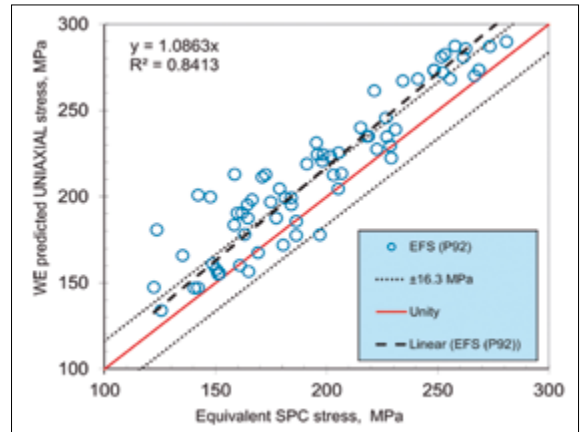
RYS. 9
Powiązanie wstępnej wielkości nacięcia z przemieszczeniem stempla w próbie SPT [19]

Ostatnią możliwą do określenia w próbach SPT własnością badanego materiału jest jego odporność na pełzanie [12], [13], [20], [21]. Próby pełzania wykonuje się w teście *Small Punch Creep Test*. Estymacje własności pełzania materiałów badanych tą metodą są przybliżone, ze względu na błędy i niejasności wynikające z przełożenia zadawanej w próbce siły F na równoważny jednoosiowy stan naprężenia σ . Przybliżenia pozwalają przyjąć wartość współczynnika Chakrabarty'ego $\Psi = 1,890 \text{ N/MPa}$ dla standardowej geometrii próbki SPT. Współczynnik ten jest stosunkiem wspomnianej wyżej siły F i jednoosiowego naprężenia σ w dla takiego samego czasu do pęknięcia próbki w metodzie SPCT i klasycznej metodzie badania pełzania. Optymalizacje i przybliżenia zostały zaczerpnięte z wielu źródeł literaturowych, między innymi [21].

Równoznaczna do klasycznej próby badającej pełzanie wartość naprężenia w teście SPC może być wyznaczona z wartości siły użytej do testu oraz minimalnej wartości prędkości ugięcia próbki u (15) [1].

$$\Psi = \frac{F}{\sigma} = 1,916 u_{min}^{0,6579} \left(\frac{N}{MPa} \right) \quad (15)$$

Dalsze optymalizacje korelacji między klasycznym jednoosiowym testem pełzania materiałów a metodyką SPCT wymaga pozyskania większej liczby danych z ośrodków zajmujących się rozwojem tych metod. Na przykładzie (rys. 10) przedstawiono korelację interpolacji wyników badań jednoosiowego pełzania przeprowadzonych na stali P92 według modelu Wilshire'a [22] oraz równorzędnego naprężenia przy teście SPCT wyznaczonego według wzoru (15) [21].



RYS. 10
Przykładowe zestawienie wartości naprężenia pełzania dla stali P92 w teście SPCT z wartościami z klasycznej próby pełzania interpolowanymi modelem Wilshire'a [21]

Możliwe jest również wyznaczenie wartości minimalnej prędkości odkształcenia $\dot{\varepsilon}_{min}$ [1/h] (16), korzystając z analogicznej metody jak w przypadku równorzędnej wartości naprężenia pełzania.

$$\dot{\varepsilon}_{min} = 0,3922 \cdot u_{min}^{1,1907} \quad (16)$$

gdzie; minimalna prędkości odkształcenia $\dot{\varepsilon}_{min}$, u .

Metody badań z grupy *Small Punch Test* mają bardzo duży potencjał do rozwoju jako wiodąca metoda wyznaczania własności mechanicznych materiałów. Dzięki standaryzacji metodologii przeprowadzania testów oraz wymiarów próbek testowych, możliwy jest równoległy ogólnosiowy postęp w kierunku utworzenia bazy materiałów, co w dalszej przyszłości może służyć do zmniejszenia nakładu pracy koniecznej, do przebadania danego materiału. Przy nieniszczącym aspekcie badań, ośrodki przemysłowe będą mogły zmniejszyć koszty napraw oraz skrócić przestoje dyktowane kontrolami i badaniami okresowymi, które obecnie wymuszają często dość złożone remonty. Metody SPT nadal klasyfikuje się jako niekonwencjonalne, jednak zintensyfikowane badania w wielu ośrodkach mogą przyczynić się do walidacji tych testów i uznanie metody jako równoważnej metodom niszczącym.

Literatura dostępna w redakcji

POZOSTAŃMY W KONTAKCIE

OBSERWUJ NASZE PROFILE
W MEDIACH SPOŁECZNOŚCIOWYCH



budujemy możliwości
porozumienia





NAJWIĘKSZE MAGAZYNY PALIW W POLSCE

mgr inż. Wojciech Sikorski
niezależny ekspert

Jednym z elementów bezpieczeństwa energetycznego jest budowa na terenie kraju odpowiedniej liczby dobrze wyposażonych oraz nowoczesnych baz paliwowych. Muszą one zasilić – w razie kryzysu, klęski żywiołowej czy też konfliktu zbrojnego – przede wszystkim obiekty strategiczne.

Zapasy paliw, takich jak ropa naftowa, gaz ziemny czy nawet węgiel kamienny są niezbędne. W przypadku ostatniego z wymienionych nie cierpimy na szczęście na brak dostępności do samego surowca, czy też na niskie stany magazynowe. Jednak w przypadku pozostałych z wymienionych surowców energetycznych niezbędne jest przygotowanie się na okoliczność, w której obecni dostawcy odmówią wywiązania się z umowy lub transport dóbr zostanie im uniemożliwiony.

Magazyny paliw

W związku z tym na terenie Polski funkcjonuje kilkadziesiąt różnej wielkości magazynów paliw. Zdecydowanie więcej jest tych związanych z ropą naftową. Co ciekawe, jedynie jeden z nich określany jest jako

magazyn podziemny – mowa tu o kawernowym obiekcie, zlokalizowanym w miejscowości Góra na terenie województwa kujawsko-pomorskiego. Jest to jednocześnie bardzo pojemny magazyn, gdyż odznacza się zdolnościami do przechowywania ponad sześciu mln m³ paliwa. Jego właścicielem jest IKS Solino – spółka z grupy kapitałowej PKN ORLEN.

Magazynowanie w kawernach solnych jest bardzo ciekawym rozwiązaniem, gdyż proces ługowania, który należy przeprowadzić dla właściwego przygotowania przestrzeni, nie należy do drogich, natomiast uzyskiwany jest dzięki temu obiekt charakteryzujący się nieprzepuszczalnością skał solnych (co umożliwia izolację od wód podziemnych oraz długotrwałą szczelność), jak również dobrymi właściwościami geomechanicznymi, opartymi na znacznej zwięzłości

struktury ścian tworzących daną przestrzeń. Złoża soli są rozpowszechnione na terenie Polski, w związku z czym daje to ogromne możliwości do stworzenia w najbliższej przyszłości istotnych pod względem strategicznym kolejnych podziemnych magazynów paliw.

Bazy paliwowe ropy naftowej w Polsce należą głównie do trzech koncernów. Są nimi LOTOS, PKN ORLEN oraz PERN. Jak wiadomo, Polski Koncern Naftowy ORLEN oraz LOTOS znajdują się obecnie na etapie trwania fuzji, która zakończy się stworzeniem ogromnego potentata paliwowego. Ostatnie z wymienionych przedsiębiorstw – PERN – odpowiedzialne jest za dystrybucję ropy naftowej i jej niektórych produktów na terenie Polski. W skład majątku spółki wchodzi liczne rurociągi przesyłowe, morski terminal przeładunkowy o zdolności 40 mln ton ropy naftowej rocznie oraz magazyny o pojemności blisko 3,5 mln m³. Największy ze zbiorników o pojemności 100 tysięcy metrów sześciennych znajduje się w Boronowie. W wyniku wspomnianej fuzji, z magazynowej mapy naszego kraju dotyczącej ropy naftowej zniknie kilka obiektów.

Magazyny gazu

Na terenie Polski występują liczne magazyny gazu ziemnego, jednak mianem obiektów strategicznych można określić dopiero te najbardziej pojemne oraz kumulujące paliwo w dużych ilościach. Bez wątpienia do rangi tego typu konstrukcji zaliczyć można podziemne magazyny gazu. Występuje ich w Polsce dokładnie dziewięć, z czego siedem odpowiedzialnych jest za przechowywanie gazu wysokometanowego, natomiast dwa pozostałe – gazu zaazotowanego. Do pierwszej z wymienionych grup należą (uszeregowane względem odpowiadającej im pojemności): PMG Wierzchowice – 1200 mln m³, PMG Mogilno – 585 mln m³, PMG Husów – 500 mln m³, PMG Strachocina – 360 mln m³, PMG Kosakowo – ok. 240 mln m³, PMG Brzeźnica – 100 mln m³, PMG Swarzów – 90 mln m³. Natomiast do sekcji związanej z magazynowaniem gazu zaazotowanego zaliczyć można dwa obiekty: PMG Bonikowo – 200 mln m³ oraz PMG Daszewo – 30 mln m³. Gaz w wymienionych kompleksach gromadzony jest głównie w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego, jednak możliwe jest także zagospodarowanie kawern solnych.

A jak to jest za granicą?

Pomimo tego, że ukazane wielkości mogą świadczyć o znacznym potencjale podziemnych magazynów gazu znajdujących się na terenie Polski, warto zaznaczyć, że łącznie pojemność maksymalna wynosi (we wskazanych obiektach) około 3,3 mld m³. Wartość tę można porównać z wynikami innych państw europejskich, w tym naszych dwóch sąsiadów. Na terenie Niemiec wykorzystywanych jest obecnie 46 podziemnych magazynów gazu, które pozwalają na zakumulowanie znacznej ilości surowca – około 20 mld m³. Duże ilości paliw gazowych magazynuje się także we Włoszech i we Francji (odpowiednio 12 PMG –

13 mld m³ oraz 15 PMG – 12 mld m³). Ciekawie sytuacja wygląda w przypadku Norwegii, gdyż zlokalizowane są tam jedynie cztery podziemne magazyny, które dają łączną pojemność w wielkości blisko 5 mld m³. Stanowi to o znacznej wielkości danych obiektów. Ogromne osiągi kompleksów magazynowych rejestruje się ponadto na Ukrainie. Wykorzystuje się tu 13 magazynów, o łącznej pojemności około 35 mld m³.

Zdolności magazynowe PMG w stosunku do średniego zapotrzebowania na terenie kraju mieszczą się w przypadku Polski w zakresie 1 do 5. Lepiej sytuacja wygląda w przypadku Niemiec, gdzie wskaźnik ten plasuje się na poziomie 1 do 4. Wspomniana ogromna pojemność ukraińskich magazynów pozwala na uzyskanie najlepszego stosunku w rozpatrywanym zestawieniu – wynosi on w tym wypadku 1:1.

Niektóre z obecnie istniejących magazynów planuje się rozbudowywać w celu powiększenia ich pojemności. Dodatkowo zakładana jest budowa trzech nowych obiektów, z czego dwa oparte będą na akumulacji w wyrobiskach soli kamiennej (PMG Moszczenica oraz KPMG Damasławek), natomiast w przypadku trzeciego, gaz gromadzony będzie w kopalni węgla kamiennego – PMG Nowa Ruda.

Nie ulega wątpliwości, że obiekty tego rodzaju są na terenie Polski, jak i każdego innego państwa, po prostu niezbędne. Kluczowe dla przyszłości naszego kraju, w aspekcie wsparcia jego właściwego rozwoju, jest występowanie nie tylko bardziej pojemnych magazynów, ale również większej ich ilości. Istotne jest także ich właściwe rozmieszczenie na terenie państwa. Obiekty tego rodzaju umożliwiają wzmocnienie krajowego bezpieczeństwa energetycznego, ich ilość powinna być jednak odpowiednio wyważona, gdyż każdy taki kompleks należy utrzymać. Na zapewnienie właściwego funkcjonowania składają się również takie elementy, jak wykwalifikowana obsługa, serwis techniczny i diagnostyczny oraz właściwa infrastruktura przesyłowa lub transportowa, dzięki której surowiec może docierać do danego miejsca.

Pamiętać jednak należy, że samym magazynowaniem paliw nie da się zbudować właściwie prosperującego systemu energetycznego kraju, a tym bardziej nie jest możliwe zapewnienie bezpieczeństwa w tym kontekście na odpowiednim poziomie. Na aspekt ten składa się mnóstwo czynników i tylko ich odpowiednie zbilansowanie pozwala na osiągnięcie całkowitego sukcesu na tym polu.

Paliwa kopalne mają to do siebie, że ich ilość na naszej planecie jest ograniczona. O ile zatem nie zostanie wynaleziona nowoczesne źródło energii, będące w stanie zaspokoić obecne potrzeby, z biegiem lat surowce, takie jak ropa naftowa, gaz ziemny czy węgiel kamienny i brunatny, będą systematycznie drożały. Czyż nie lepiej wówczas cieszyć się własnymi, zmagazynowanymi zasobami?

PRZEMYSŁ A ENERGETYCZNA TRANSFORMACJA

Henryk Kaliś

prezes zarządu, Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
Przewodniczący Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu

Od lat odbiorcy przemysłowi w Polsce przekonują polityków o konieczności tworzenia warunków zapewniających stabilne perspektywy rozwoju gospodarki. Kluczowym czynnikiem są tu ceny energii elektrycznej, które nie mogą być wyższe od uzyskiwanych przez naszych europejskich konkurentów.

Mechanizm rynku mocy. Powody wprowadzenia i wpływ na wzrost kosztów przesyłu i dystrybucji w przemyśle

Rynek mocy został w Polsce wprowadzony ustawą o rynku mocy w grudniu 2017 r. Jego głównym celem było uruchomienie zachęt dla potencjalnych inwestorów, do budowania nowych mocy wytwórczych oraz konieczność utrzymywania istniejących, głównie węglowych elektrowni systemowych, których dalsza eksploatacja w warunkach stworzonych przez politykę klimatyczną UE stawała się nieopłacalna. Funkcjonujący w Polsce do 01.01.2021 r. jednotowarowy rynek energii okazał się niewystarczający.

Zaryzykowne w polskich warunkach uznano również bilansowanie zasobów KSE jedynie poprzez wykorzystanie mechanizmu aktywacji wszystkich rezerw systemowych (wytwórczych i popytowych), poprzez zwiększenie ceny energii na rynku, do poziomu odzwierciedlającego bieżący ubytek mocy w systemie energetycznym (*scarcity pricing*). Dla zapewnienia bezpieczeństwa i stabilnej pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w każdej godzinie doby, przez 365 dni w roku, wymagane jest bowiem utrzymywanie pozostającej w dyspozycji Operatora Systemu Elektroenergetycznego (OSP) nadwyżki mocy ponad zapotrzebowanie odbiorców końcowych. Nadwyżka ta (wymagana rezerwa mocy), daje gwarancje utrzymywania ciągłości dostaw energii elektrycznej z sieci KSE. Jej istotnym elementem jest również nabierające na znaczeniu zarządzanie własnym zużyciem odbiorców końcowych, którzy posiadają „sterowalne odbiory” i możliwość okresowego ograniczania własnego zużycia energii.

Aktualnie warunki dostaw energii z sieci KSE, przemysłowym odbiorcom energii elektrycznej gwarantują zapisy umów przesyłowych i dystrybucyjnych, które określają:

- maksymalne czasy przerw w dostawach energii elektrycznej (całkowitej, dotyczącej jednocześnie wszystkich przyłączy zakładu produkcyjnego; określanych indywidualnie dla przyłączy),
- wielkości mocy maksymalnych dla poszczególnych stopni zasilania, wynikających z aktualnego „Planu wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej” (moce minimalne niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa osób i mienia).

Opierając się o te dwa parametry, zakłady przemysłowe:

- tworzą wewnętrzne, dostosowane do własnej specyfiki procedury obowiązujące w przypadkach występowania zakłóceń czy ograniczeń w dostawach energii elektrycznej,
- budują wewnętrzne linie elektroenergetyczne łączące poszczególne obiekty, instalacje i urządzenia z przyłączami (zasilania rezerwowe),
- w uzasadnionych przypadkach budują własne, wyposażone w możliwość pracy wyspowej źródła energii elektrycznej.

Każde odstępstwo od warunków umownych, w szczególności zwiększanie czasu przerw beznapięciowych powyżej określonego w umowach, stanowi zagrożenie dla życia i zdrowia pracowników oraz bezpieczeństwa obiektów, instalacji i urządzeń zakładów produkcyjnych i jako takie nie może być przedmiotem odrębnych porozumień, ani też podlegać odrębnej wycenie (życie ludzkie jest bezcenne).

Podstawowym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego odbiorców przemysłowych jest wprowadzony od 01.01.2021 r. mechanizm rynku mocy, który umożliwił Operatorowi Systemu Przesyłowego (OSP) dysponowanie (w określonych warunkach) mocami zakontraktowanymi na aukcjach przeprowadzonych przez PSE S.A. w końcu 2018 r. Został on tak skonstruowany, by mogli w nim uczestniczyć zarówno wytwórcy, jak i odbiorcy, przy czym odbiorcy mogą uczestniczyć w rynku mocy poprzez redukcję własnego zapotrzebowania. Ze względu na warunki postawione przez Komisję Europejską (KE) wszyscy uczestnicy rynku mocy otrzymują wynagrodzenie w oparciu o tę samą cenę, ustalaną podczas jednej z organizowanych dla wszystkich potencjalnych dostawców mocy aukcji.

Najkorzystniejszą dla odbiorców przemysłowych formą realizacji umowy CPPA jest dostawa energii elektrycznej z wykorzystaniem linii bezpośredniej łączącej wytwórcę z odbiorcą. W obowiązującym stanie prawnym rozwój tego typu umów nie jest możliwy

Ponieważ budowa nowych mocy wytwórczych to proces długotrwały i kosztowny, kolejne aukcje główne organizowane są z kilkuletnim wyprzedzeniem (na lata dostaw 2021-2023, w końcu 2018 r., na 2024 r. pod koniec 2019 r., 2025 r. 14 grudnia 2020 r.). Oprócz aukcji głównych, na rok przed fizyczną dostawą, OSP organizuje również aukcje uzupełniające, w których moc kontraktowana jest na okresy kwartalne.

Wyniki wszystkich aukcji decydują o rocznych budżetach rynku mocy, który pokrywają odbiorcy końcowi, płacąc tzw. „opłatą mocową”. Opłatę tę pobierają (w godzinach doby wyznaczonych przez Prezesa URE) operatorzy systemów elektroenergetycznych, a zebrane środki przekazywane są do Zarządcy Rozliczeń, którego zadaniem jest wypłacanie podmiotom, które zawarły umowy mocowe, określonego w tych umowach wynagrodzenia.

Stawki opłat mocowych obowiązujących w danym roku wyliczane są przez Prezesa URE w oparciu o koszt zawartych umów mocowych oraz informacje przekazywane przez operatorów systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych, na temat zużycia energii elektrycznej przez poszczególne grupy od-

biorców w roku poprzedzającym rok poboru opłaty mocowej.

Podkreślić należy, że możliwe przychody odbiorców przemysłowych z uczestnictwa w rynku mocy nie przekraczają 10% statystycznego kosztu, który wynika z obowiązku odprowadzania opłaty mocowej. Ostatecznie przychody te zależą od wykorzystania zdolności produkcyjnych (możliwość „odrobienia” utraconej produkcji), bowiem redukcja zużycia energii elektrycznej w przemyśle wiąże się z bardzo kosztownymi stratami w produkcji.

Mechanizm redukcji kosztu opłaty mocowej zawarty w ustawie o rynku mocy

Już na etapie tworzenia koncepcji polskiego rynku mocy, odbiorcy przemysłowi podkreślali, że planowany model powinien uwzględniać możliwości finansowe zakładów przemysłowych, dla których koszty energii elektrycznej decydują o ich konkurencyjności na rynku globalnym i europejskim oraz o rentowności produkcji własnej.

Skutki wzrostu kosztów energii elektrycznej wywołane wprowadzeniem rynku mocy w poszczególnych zakładach przemysłowych zależą od ich parametrów ekonomicznych, posiadanej infrastruktury energetycznej i charakterystyki procesów produkcyjnych. Od początku prac nad ustawą o rynku mocy, przedstawiciele polskiego przemysłu apelowali o zróżnicowane alokowanie opłaty mocowej na grupy odbiorców proporcjonalnie do generowanych przez te grupy kosztów. Podstawowe cele wnioskowanej alokacji to ochrona odbiorców, którzy w sposób nieuzasadniony zostali najmocniej dotknięci nową opłatą, oraz utrzymanie konkurencyjności produkcji przedsiębiorstw o wysokiej intensywności zużycia energii elektrycznej (przeciwdziałanie zjawisku przenoszenia ich produkcji do innych krajów UE).

Podkreślić należy, że duże energochłonne zakłady produkcyjne nie mają możliwości świadomego zarządzania kosztem rynku mocy (np. poprzez zmianę profilu zapotrzebowania na energię elektryczną), ponieważ swoje zdolności produkcyjne wykorzystują w 100%, co oznacza, że nie mogą przenosić produkcji poza godziny poboru opłaty mocowej, a każde ograniczenie zużycia energii elektrycznej wiąże się ze znacznymi stratami. Wynika to m.in. z bardzo kapitałochłonnej struktury kosztów, która nie pozwala na to, aby instalacje technologiczne nie były w pełni wykorzystywane.

Argumenty te zostały przez polski rząd uwzględnione i w ustawie o rynku mocy wprowadzono odrębną grupę odbiorców przemysłowych, dla których obliczane stawki opłaty mocowej miały podlegać znacznej redukcji. Grupa ta obejmowała wyłącznie odbiorców energochłonnych zużywających rocznie nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej, dla których udział kosztów energii w wartości dodanej brutto (GVA) jest nie mniejszy niż 3% prowadzących działalność gospodarczą określoną jednym z 68 wskazanych kodów Polskiej Klasyfikacji

Działalności Gospodarczej (PKD). Niestety, z prowadzonego przez Ministerstwo Energii postępowania notyfikacyjnego zakończonego 18 kwietnia 2018 r. opublikowaniem przez KE treści decyzji z 7 lutego 2018 r. zatwierdzającej rynek mocy, mechanizm alokacji kosztu opłaty mocowej został wyłączony.

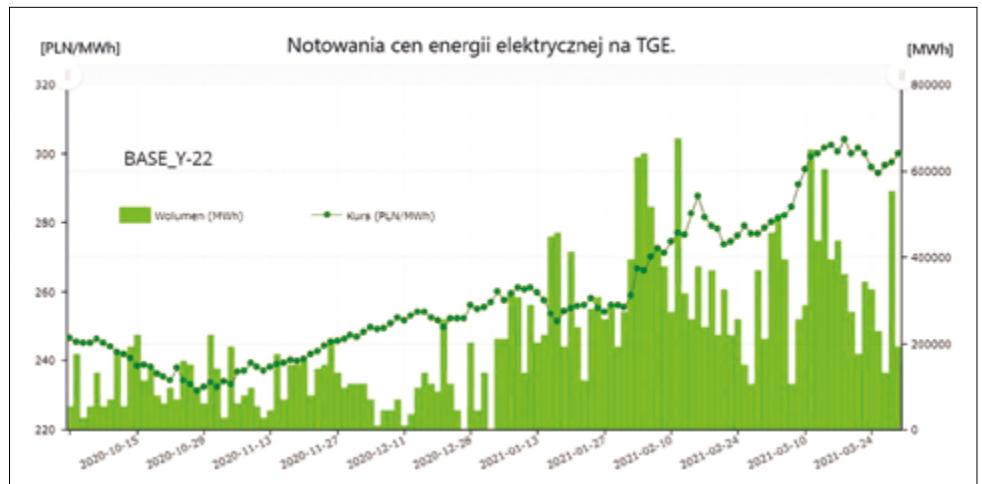
W związku z powyższym, w czerwcu 2018 r. polski rząd podjął decyzję o konieczności wszczęcia w tej sprawie odrębnego postępowania notyfikacyjnego. Jego przeprowadzenie powierzono ministrowi przedsiębiorczości i technologii.

15 kwietnia 2019 r. KE rozpoczęła odrębne, od zatwierdzającego rynek mocy w Polsce, postępowanie, a jego przedmiotem była ocena, czy zaproponowany mechanizm redukcji opłaty mocowej jest zgodny z zasadami rynku wewnętrznego Unii Europejskiej oraz czy jego wprowadzenie nie wpłynie negatywnie na finansowanie mechanizmu mocowego w Polsce.

Ostatecznie KE wyraziła pogląd o braku możliwości stosowania przewidzianego w ustawie z 2017 r. mechanizmu redukcji kosztu opłaty mocowej, nie kończąc jednak trwającego postępowania notyfikacyjnego wydaniem negatywnej decyzji.

Uzasadnieniem dla stanowiska KE było przekonanie, że:

- odbiorcy przemysłowi mają możliwość uzyskiwania dodatkowych przychodów związanych z redukcją zapotrzebowania jako jednostki DSR,
- odbiorców przemysłowych należy zachęcać do prowadzenia produkcji w sposób elastyczny,
- kosztami opłaty mocowej winni być obciążani wszyscy odbiorcy końcowi w stopniu proporcjonalnym do kosztu, który sami generują.



RYŚ. 2
Wzrost notowań cen energii elektrycznej na Towarowej Gieldzie Energii, BASE-2022

Sytuacja taka dla odbiorców przemysłowych w Polsce oznacza konieczność ponoszenia, od 1 stycznia 2021 r., kosztu rynku mocy, który dla największych przedsiębiorstw branży chemicznej i metali nieżelaznych szacowany jest na około 100 mln PLN/rok.

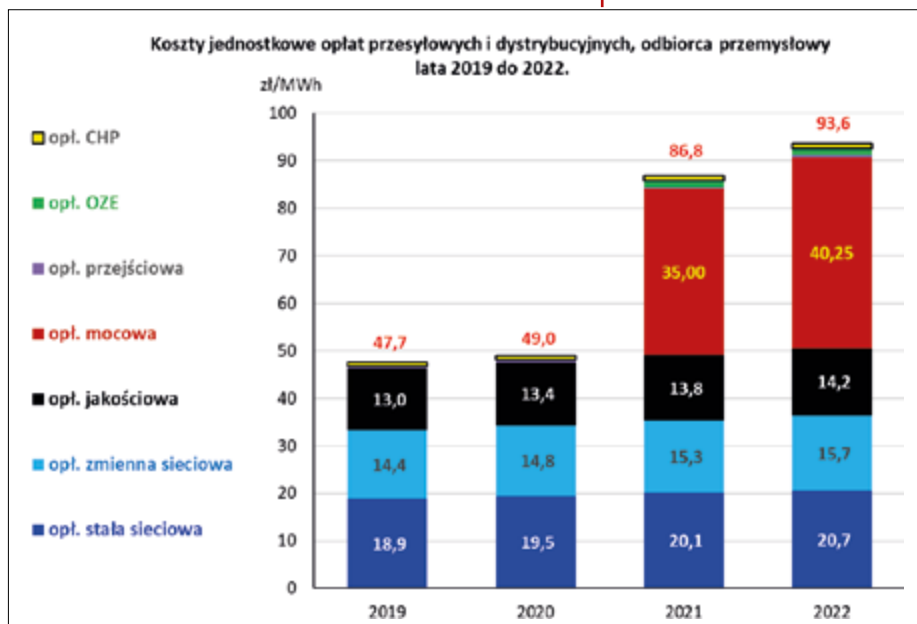
Jak pokazuje wykres na rys. 1 brak mechanizmu sprawiedliwej alokacji kosztów rynku mocy powoduje nadmierne obciążenia energochłonnych branż polskiego przemysłu, jest również kolejnym elementem niedozwolonego subsydiowania skrośnego (obciążania dodatkowymi kosztami grup odbiorców, którzy tych kosztów nie generują).

Opłata mocowa, ponoszona w pełnej wysokości, jest główną przyczyną podwojenia w przemyśle kosztu przesyłu i dystrybucji w 2021 r. (w stosunku do roku 2020). Tak wysoki jej poziom nie ma uzasadnienia, ponieważ płaska krzywa zużycia energii elektrycznej producentów energochłonnych nie zwiększa kosztów systemowych, a wręcz przeciwnie, zmniejsza problemy, na które odpowiedzią było wprowadzenie w Polsce rynku mocy. Potwierdza to liniowa zależność pomiędzy:

(i) wzrostem zapotrzebowania na moc w godzinach szczytu zapotrzebowania (w stosunku do godzin pozaszczytowych), a (ii) wzrostem całkowitych kosztów dostaw energii elektrycznej w KSE, co oznacza, że większa zmienność poboru skutkuje wyższymi całkowitymi kosztami dostaw (energii elektrycznej) dla wszystkich odbiorców końcowych w wyniku pokrywania zapotrzebowania na energię elektryczną przez coraz droższe jednostki wytwórcze.

Należy podkreślić, że wzrost kosztu przesyłu i dystrybucji, spowodowany wprowadzeniem opłaty mocowej, nałożył się na drastyczny wzrost notowań cen energii hurtowej na Towarowej Gieldzie Energii.

RYŚ. 1
Koszty jednostkowe opłat przesyłowych i dystrybucyjnych w przemyśle – wpływ opłaty mocowej



Mechanizm reparametryzacji opłaty mocowej oparty o kryterium techniczne

Prace nad nowelizacją ustawy o rynku mocy stały się kolejną okazją do przeprowadzenia, tym razem przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, szerokiej dyskusji nad możliwością dostosowania mechanizmu alokacji kosztu rynku mocy w Polsce do oczekiwań KE tak, by wysokość płaconej opłaty mocowej odzwierciedlała generowany przez określone grupy odbiorców końcowych koszt.

Ostatecznie wypracowano koncepcję, która opiera się na zróżnicowaniu wysokości stawek opłaty mocowej od spełnienia kryterium technicznego (struktury zużycia), które uzależnia jej wysokość od wielkości wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w godzinach poboru opłaty mocowej, w stosunku do jego wielkości w pozostałych godzinach doby. Podejście takie odbiega od zastosowanych wcześniej kryteriów, które KE uznała za niedopuszczalne i niezgodne z logiką wprowadzonego w Polsce mechanizmu mocowego.

W szczególności obecny mechanizm nie stosuje kryteriów sektorowego i wolumenowego, pomija również współczynnik elektrointensywności odbiorców energii elektrycznej, w związku z tym ma charakter uniwersalny i może być docelowo stosowany do wszystkich grup odbiorców końcowych. Tym samym nie powoduje występującego wcześniej na ogromną skalę, obciążającego w sposób nieuzasadniony odbiorców przemysłowych, subsydiowania kosztów rynku mocy.

W porównaniu z poprzednią metodologią, obecna propozycja będzie miała zastosowanie do znacznie większej liczby odbiorców końcowych (w tym energochłonnych). Szacunkową ich liczbę dla grup K1-K4 na podstawie danych z 2019 r. pokazuje tabela 1.

TAB. 1
Liczba odbiorców w grupach K1-K4 w 2019 r.

Liczba odbiorców w grupach K1-K4 w 2019 r.				
Grupa	K1	K2	K3	K4
A	450	57	31	252
B	6 567	1 423	1 285	18 815
C	7 341	982	1 005	33 217
Razem	14 358	2 462	2 321	52 284

Weryfikacja profilu zużycia i kwalifikacja odbiorcy do danej grupy będzie przeprowadzana w 2021 r. co miesiąc, w latach 2022-2024 dekadowo, a docelowo, od 2024 r., każdego dnia.

TAB. 2
Czas weryfikacji profilu zużycia i kwalifikacja odbiorcy do danej grupy

Lata	Grupa taryfowa	Moc	Poziom napięcia	Okres kwalifikacji
2021	A	wszystkie	≥110 kV	miesiąc
2022-2024	A, B	wszystkie	≥ 1 kV	dekada
2025-2027	A, B, C2	≥ 16 kW	wszystkie	dzień
2028	A, B, C	wszystkie	wszystkie	dzień

Specyfiką nowego mechanizmu jest fakt, że ten sam użytkownik może okresowo kwalifikować się do różnych grup uprawnionych do różnych poziomów opłaty mocowej (od K1 do K4). W związku z tym korzyści wynikające z niższej stawki opłaty za moc obowiązują tylko w te dni, w których faktycznie przyczynia się on do obniżenia kosztów KSE.

Wprowadzany mechanizm reparametryzacji opłaty mocowej zachęca wszystkich odbiorców końcowych do zużywania energii elektrycznej w podstawie, co przełoży się na spłaszczenie profilu zapotrzebowania w całym Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Zastosowane zachęty spowodują, że użytkownicy posiadający takie możliwości, świadomie będą migrować z grup K3 i K4 do grup K1 i K2, zmniejszając tym samym koszty funkcjonowania KSE. Tak więc wypracowany w MKiŚ nowy mechanizm reparametryzacji opłaty mocowej posiada znaczny potencjał korzystnej z punktu widzenia KSE zmiany struktury zużycia energii elektrycznej, co wpłynie na zmniejszenie całkowitych kosztów dostaw energii elektrycznej sieciowej, w tym kosztów rynku mocy.

System rekompensat pośrednich kosztów emisji

Od lat odbiorcy przemysłowi w Polsce przekonują polityków o konieczności tworzenia warunków zapewniających stabilne perspektywy rozwoju polskiej gospodarki. Kluczowym czynnikiem umożliwiającym utrzymanie i rozwój potencjału produkcyjnego, jakim dysponują funkcjonujące w Polsce zakłady przemysłowe, są ceny energii elektrycznej, które nie mogą być wyższe od uzyskiwanych przez naszych europejskich konkurentów. To właśnie te ceny, rosnące szybciej niż w innych krajach UE, stanowią największe zagrożenie dla utraty konkurencyjności polskich firm energochłonnych.

Dlatego olbrzymie znaczenie dla energochłonnych branż polskiego przemysłu mają jedyny dopuszczony przez KE mechanizm, pozwalający na częściowe wyrównywanie różnic w cenach energii elektrycznej występujących w krajach UE.

Zgodnie z art. 10a ust. 6 dyrektywy 2003/87/WE ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE, państwa członkowskie powinny przeznaczać środki finansowe na rzecz podmiotów prowadzących działalność gospodarczą w sektorach lub podsektorach narażonych na znaczące ryzyko utraty konkurencyjności (rekompensaty), z powodu rosnących kosztów emisji CO₂, zawartych w cenie energii elektrycznej. Zdaniem KE byłoby wskazane, by państwa członkowskie częściowo rekompensowały, instalacjom

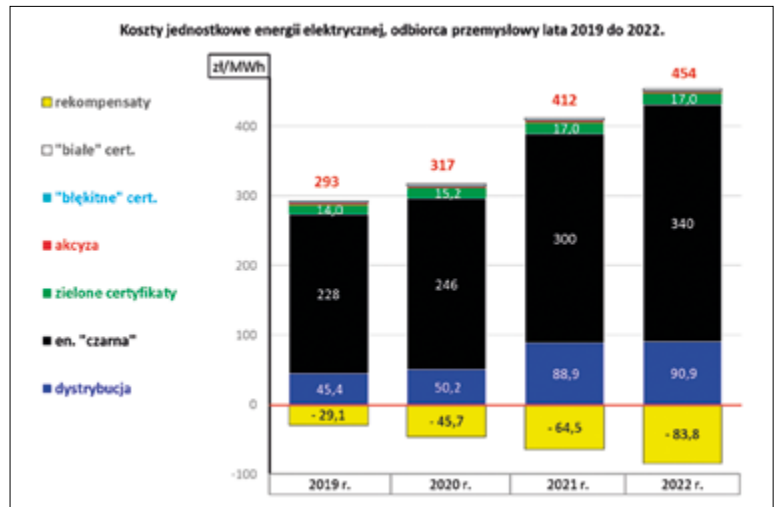
działającym w tych sektorach lub podsektorach, koszty tzw. emisji pośrednich, przeznaczając na ten cel nie więcej niż 25% dochodów pochodzących ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach.

Mechanizm ten pozwala na częściowe (z uwagi na stosowanie współczynników intensywności pomocy) niwelowanie różnic w kosztach działalności przemysłowej w krajach UE, wynikających głównie z różnych struktur produkcji energii elektrycznej (krajowych miksów energetycznych). Wprowadzane przez państwa członkowskie UE systemy rekompensat są pomocą publiczną, podlegają ocenie zgodności ze wspólnym rynkiem, mają formę bezpośrednich wypłat.

W Polsce decyzję o przyznaniu rekompensat wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE), na wniosek uprawnionych podmiotów (wykonujących działalność gospodarczą w sektorach oraz podsektorach wymienionych w załączniku nr 1 do ustawy). Rekompensaty są wypłacane jednorazowo przez Bank Gospodarstwa Krajowego, z Funduszu Rekompensat Pośrednich Kosztów Emisji, na podstawie przekazanego przez Prezesa URE wykazu podmiotów, którym w danym roku kalendarzowym przyznano rekompensaty.

Fundusz Rekompensat Pośrednich Kosztów Emisji jest państwowym funduszem celowym, którym dysponuje minister właściwy do spraw gospodarki. Przychodami funduszu (zgodnie z art. 49 pkt. 2c ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych), są środki finansowe uzyskane ze sprzedaży przez Polskę w drodze aukcji 25% uprawnień do emisji CO₂, nie więcej jednak niż: 1766,9 mln zł w 2020 i 988,18 mln zł w 2021 r., przy czym limity tych wydatków, określone w Ustawie o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (dalej ustawa) wynoszą dla lat 2020 i 2021 po 890 mln zł.

Z dzisiejszej perspektywy istotne jest, że (i) zgodnie z założeniami Komisji Europejskiej (cytowanymi w uzasadnieniu do Ustawy) cena uprawnień do emisji CO₂ w całej IV fazie EU ETS (lata 2021-2030) nie powinna przekraczać 30 €/EUA, (ii) w uzasadnieniu i OSR do ustawy przyjęto dla lat 2025 i 2030 odpowiednio 23 €/EUA i 30 €/EUA, tymczasem w momencie ostatecznego formułowania jej zapisów (początek 2019 r.) notowania te oscylowały wokół 25 €/EUA, a dzisiaj osiągają 45 €/EUA. W tej sytuacji roczne budżety Funduszu Rekompensat, określone w ustawie kwotowo do 2028 r., zostały znacząco niedoszacowane. Z tego powodu prawdopodobnie już tegoroczny ich przydział (za 2020 r.) będzie podlegał proporcjonalnemu obniżeniu, gdyż łączna wysokość środków wynikająca z pozytywnie



rozpatrzonych przez URE wniosków znacznie przekroczy ich limit przewidziany na ten rok.

Podkreślić należy, że rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂ (EUA) wywołują w Polsce większy niż w innych krajach UE wzrost cen energii elektrycznej. Niezależnie od poziomu tych cen, odbiorca w Polsce płaci za nie dwukrotnie więcej niż statystyczny odbiorca w krajach UE-15. Wynika to ze współczynnika emisyjności polskiej energetyki, który jest dwukrotnie wyższy od średniej europejskiej, a kilkanaście razy wyższy od notowanego, w takich krajach jak Szwecja, Francja czy Litwa.

Jakkolwiek sam system rekompensat nie zabezpiecza w 100% odbiorców przemysłowych przed wzrostami cen energii elektrycznej wynikającymi z rosnących cen uprawnień do emisji (EUA), to jednak powinien w istotny sposób te wzrosty ograniczać.

21.09.2020 r. KE opublikowała nowe „Wytyczne w sprawie niektórych środków pomocy państwa w kontekście systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych po 2021 r.”, określając w nich między innymi warunki, na jakich kraje członkowskie UE będą mogły wypłacać rekompensaty z tytułu pośrednich kosztów emisji po 2021 r. Nowe wytyczne określają w szczególności zasady udzielania rekompensat, m.in. przesłanki kwalifikowania instalacji do objęcia rekompensatami, okresy, za jakie mogą zostać one udzielane oraz metodykę ich wyliczania. W załącznikach do wytycznych określone zostały sektory i podsektory, które uznaje się za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji z powodu kosztów pośrednich emisji, wskaźniki efektywności zużycia energii elektrycznej w odniesieniu do produktów objętych kodami NACE oraz regionalne wskaźniki emisyjności dla różnych obszarów geograficznych. Celem nadrzędnym KE pozostaje zapewnienie neutralności

RYS. 3
Rosnące ceny energii elektrycznej i ich wpływ na koszty jednostkowe w przemyśle

Rok	Rynkowa cena energii [PLN/MWh]	Wzrost ceny [PLN/MWh]	Rekompensaty [PLN/MWh]	Cena z rekompensatą [PLN/MWh]	Wzrost ceny [PLN/MWh]
2019	228,0	-	-29,1	198,9	-
2020	246,0	18,0	-45,7	200,3	1,4
2021	300,0	54,0	-64,5	235,5	35,2
2022	340,0	40,0	-83,8	256,2	20,7

RYS. 4
Wpływ rekompensat na wzrostów cen energii elektrycznej dla przemysłu

klimatycznej, przy jednoczesnym zapewnieniu firmom z różnych krajów UE równych warunków prowadzenia działalności gospodarczej.

KE warunkuje możliwość przyznawania rekompensat spełnieniem przez beneficjenta pomocy jednego z trzech warunków:

1. wdrażania zaleceń określonych w sprawozdaniach z wykonywanych audytów energetycznych przedsiębiorstwa, poprzez realizację przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej o okresach zwrotu z inwestycji nieprzekraczających 3 lat, przy czym koszty tych inwestycji winny być proporcjonalne do wielkości uzyskiwanych rekompensat,
2. ograniczania śladu węglowego poprzez zużywanie nie mniej niż 30% energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł bezemisyjnych,
3. inwestowania nie mniej niż 50% środków uzyskanych w ramach rekompensat w projekty, które prowadzą do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych z instalacji znacznie poniżej mającego zastosowanie wskaźnika wykorzystywanego do przydziału bezpłatnych uprawnień w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji.

Ponadto nowe wytyczne KE dopuszczają możliwość zwiększenia intensywności pomocy powyżej 75%:

- w sektorach, w których intensywność pomocy w wysokości 75% może nie być wystarczająca do zapewnienia odpowiedniej ochrony przed ryzykiem ucieczki emisji,
- w przypadku zidentyfikowania takich sektorów, państwa członkowskie mogą ograniczyć wielkość kosztów pośrednich do 1,5% wartości dodanej brutto przedsiębiorstwa (GVA).

Zastosowanie dodatkowego progu zwiększającego intensywność pomocy (1,5% GVA) nie powinno prowadzić do przekroczenia intensywności 100% kosztów pośrednich emisji związanych z energią elektryczną zużywaną na potrzeby produkcji produktów wchodzących w zakres kwalifikujących się sektorów wymienionych w załączniku I do wytycznych.

Państwo członkowskie, wprowadzając możliwość rekompensowania pośrednich kosztów emisji do wysokości 1,5% GVA będzie musiało udowodnić, że (i) dla danego sektora standardowa intensywność pomocy na poziomie 75% nie będzie wystarczająca do zapewnienia odpowiedniej ochrony przed ryzykiem ucieczki emisji, (ii) pomoc jest ograniczona do niezbędnego minimum.

Ponadto w każdym roku, w którym budżet programów pomocy przekracza 25% dochodów uzyskanych ze sprzedaży uprawnień na aukcji, dane państwo członkowskie zobligowane jest do publikacji sprawozdania określającego powody przekroczenia tej kwoty. Sprawozdanie to musi zawierać istotne informacje na temat cen energii elektrycznej dla dużych odbiorców przemysłowych korzystających z programu.

W interesie polskiego przemysłu jest, by dostosowana do nowych wytycznych KE ustawa o systemie rekom-

pensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych, zawierała warunki możliwe do spełnienia w polskich warunkach.

1. W zakresie efektywności energetycznej:
 - w przypadku, gdy z audytów energetycznych wynika, że przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej nie spełniają warunku dotyczącego okresu zwrotu z inwestycji należy uznać, że obowiązek został przez beneficjenta pomocy zrealizowany,
 - podmiot zobowiązany winien mieć możliwość rozliczenia wykonania obowiązku wdrażania zaleceń zawartych w sprawozdaniu z audytu przez okres czterech lat następujących po roku, którego dotyczy obowiązek.
2. W zakresie ograniczania śladu węglowego:
 - potwierdzeniem zużycia na potrzeby instalacji uprawnionej do uzyskania rekompensaty, nie mniej niż 30% energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE, winno być:
 - umorzenie gwarancji pochodzenia dokonane nie wcześniej niż w roku, za który przyznawane są rekompensaty,
 - uzyskanie potwierdzenia umorzenia gwarancji pochodzenia wydanych w państwie członkowskim UE,
 - wykazanie ilości energii elektrycznej wytworzonej w OZE i zużytej na potrzeby własne,
 - wykazanie ilości energii elektrycznej wytworzonej w OZE, zakupionej bezpośrednio od wytwórcy lub sprzedawcy, oraz zużytej na potrzeby własne.

Energetyka odnawialna a konkurencyjność polskiego przemysłu

Żywotnym interesem polskiego przemysłu jest zwiększanie krajowej generacji energii elektrycznej w źródłach o najniższych kosztach wytwarzania. W szczególności przemysłowi odbiorcy energii elektrycznej upatrują szansy na ograniczenie postępującego gwałtownego wzrostu cen energii elektrycznej w rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie. Wzrost udziału tej technologii w krajowym miksie energetycznym oznacza dla zakładów przemysłowych możliwość kupowania energii po cenach zbliżonych do uzyskiwanych przez europejską konkurencję.

Duże zakłady produkcyjne, poszukując rozwiązań mających na celu utrzymanie konkurencyjności na rynkach światowych i europejskim, analizują możliwość szybkiego przyłączenia źródeł wiatrowych bezpośrednio do swoich sieci elektroenergetycznych. Odbiorcy przemysłowi nie tylko mogą samodzielnie realizować inwestycje w źródła odnawialne, zmniejszając tym samym potrzeby inwestycyjne przedsiębiorstw energetyki zawodowej. Mogą również skutecznie zarządzać jej zużyciem i produkcją w źródłach przyłączonych bezpośrednio do własnych sieci elektroenergetycznych tak, by niestabilna generacja nie powodowała zmiennego poboru energii z sieci KSE.

Zintegrowane zarządzanie energią elektryczną zużywaną na potrzeby technologiczne i produkowaną zarówno w źródłach niestabilnych (fotowoltaicznych i wiatrowych), jak i w elastycznych źródłach gazowych, wykorzystujących magazyny energii elektrycznej i instalacje wodorowe, realizowane w jednej wewnętrzzakładowej sieci elektroenergetycznej, pozwala na tworzenie zamkniętych, samobilansujących się przemysłowych obszarów energetycznych.

Dla konieczności ich tworzenia nie ma w perspektywie najbliższych 10 lat systemowej bezemisyjnej alternatywy. Zgodnie z zapisami Polityki Energetycznej Polski do 2040 r., pierwsza elektrownia jądrowa może się w Polsce pojawić dopiero w 2033 r., a budowa morskiej energetyki wiatrowej jest obecnie w fazie początkowej i wymaga olbrzymich nakładów finansowych na rozwój infrastruktury wytwórczej i sieciowej (niezbędnej dla wprowadzania wyprodukowanej na morzu energii elektrycznej do KSE), jak również czasu na realizację niezbędnych inwestycji. Oceny tej nie zmienia obserwowany obecnie niekontrolowany, samonapędzający się, bezwarunkowy rozwój instalacji fotowoltaicznych wspierany przez polityków w interesie biznesmenów, bez uwzględniania opinii energetyków. Z uwagi na skalę możliwych inwestycji, taki sposób ich realizacji jest szkodliwy z systemowego punktu widzenia, powoduje szybki wzrost kosztów przesyłu i dystrybucji (wymaga gruntownej przebudowy sieci dystrybucyjnych), problemy z utrzymaniem jej parametrów (napięcia), wygeneruje olbrzymie problemy z bilansowaniem KSE, pogarszając tym samym bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, również do odbiorców przemysłowych. Nie da się bezkosztowo magazynować energii elektrycznej (w sieci KSE), zawsze za taką możliwość ktoś musi zapłacić. Problem polega tylko na tym, że kosztu tego nie ponoszą producenci (którzy go generują), a wszyscy użytkownicy sieci elektroenergetycznych, płacąc zwiększone stawki opłat: stałej i zmiennej sieciowej, jakościowej, a od początku 2021 r. również mocowej. W zaistniałej sytuacji uzasadnione jest ograniczenie poziomu generacji prosumentów indywidualnych do wielkości ich zużycia własnego. Negatywnych skutków systemowych nie spowoduje rozwój odnawialnej energetyki przemysłowej. Lokowanie odnawialnych źródeł wytwórczych na terenach przemysłowych nie powoduje również uciążliwości dla sąsiedztwa, bowiem przeznaczeniem tych terenów, za zgodą lokalnych społeczności, jest tworzenie przestrzeni dla powstawania różnego rodzaju instalacji przemysłowych. Nie ma żadnego racjonalnego uzasadnienia dla utrzymywania stanu prawnego, w którym na terenach przemysłowych obowiązują takie same ograniczenia, jak dla zabudowy mieszkalnej.

Możliwości rozwojowe lądowej energetyki wiatrowej w Polsce pozwalają na stopniowe zastępowanie konwencjonalnych źródeł energii, opartych na paliwach kopalnych, tanimi źródłami bezemisyjnymi. Taka potrzeba tworzy kolejny obszar potencjalnej współpracy przemysłu z producentami energii odnawialnej jako stron umowy, której przedmiotem jest bezpośredni zakup energii



ZMIANA OTOCZENIA PRAWNEGO

Aby skutecznie zaimplementować cele, która nałożyła na państwa członkowskie dyrektywa RED II w zakresie zwiększenia udziału energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym, niezbędne jest stworzenie otoczenia prawnego sprzyjającego rozwojowi umów Corporate PPA.

elektrycznej od producenta OZE (umowy PPA – Power Purchase Agreements), przy czym dostawy energii mogą być realizowane linią bezpośrednią, lub poprzez sieć KSE.

Najczęściej celem zawieranych umów PPA jest (i) ze strony wytwórcy OZE, umożliwienie finansowania budowy instalacji OZE, (ii) ze strony odbiorcy zapewnienie stabilnej ceny energii elektrycznej na akceptowalnym poziomie przez określony w umowie okres. Umowy te mogą być dostosowywane do potrzeb stron, w szczególności dużych odbiorców energii elektrycznej. Jeśli są zawierane przez wytwórców bezpośrednio z przedsiębiorcami bądź dystrybutorami, którzy dostarczają energię elektryczną do określonego odbiorcy, mówimy o tzw. korporacyjnych umowach PPA (CPPA). Najkorzystniejszą z punktu widzenia odbiorców przemysłowych formą realizacji takiej umowy jest dostawa energii elektrycznej z wykorzystaniem linii bezpośredniej łączącej wytwórcę z odbiorcą (poza siecią OSD).

W obowiązującym w Polsce stanie prawnym, rozwój tego typu umów nie jest możliwy. Pozwolenie na budowę linii bezpośredniej wymaga bowiem zgody Prezesa URE, a przepisy regulujące kwestię dostawy energii elektrycznej od wytwórcy do odbiorcy wymuszają korzystanie z pośrednictwa sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. W obecnym ich brzmieniu o linii bezpośredniej możemy mówić tylko w sytuacji, gdy zarówno wytwórca, jak i odbiorca są odłączeni od sieci KSE i działają w tzw. systemie wyspowym. Oznacza to, że odbiorca przemysłowy używający energię elektryczną dostarczaną linią bezpośrednią łączącą instalacje OZE z wewnętrzną siecią elektroenergetyczną, musiałby zrezygnować z przyłączenia do KSE, co ze względów bezpieczeństwa nie jest możliwe. Z kolei jednostka wytwórcza produkująca energię odnawialną, dostarczając energię linią bezpośrednią, powinna być „wydzielona”, co w praktyce oznacza, że podobnie jak odbiorca, nie może być przyłączona do sieci KSE (praca wyspowa). Tymczasem przemysłowi odbiorcy energii elektrycznej muszą mieć możliwość jej równoległego nabywania nie tylko z OZE (w oparciu o umowę bezpośredniego zakupu

energii elektrycznej czy linią bezpośrednią), ale równolegle na podstawie innych umów opartych na fizycznej dostawie, z sieci KSE.

W praktyce wymogi takie skutkują brakiem rozwoju instalacji OZE przyłączonych bezpośrednio do sieci zakładów przemysłowych, co jest sprzeczne nie tylko z interesem przemysłu, ale i z regulacjami UE dotyczącymi dostaw energii elektrycznej z wykorzystaniem „linii bezpośrednich”.

Regulacje europejskie dotyczące dostaw energii elektrycznej linią bezpośrednią

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II), wprowadziła definicję umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej (umowy, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta) oraz nałożyły na państwa członkowskie Unii Europejskiej określone obowiązki w celu umożliwienia rozwoju takich umów:

- dokonania oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej,
- usunięcia nieuzasadnionych barier i wprowadzenia ułatwień w upowszechnianiu takich umów.

Dyrektywa RED II wskazuje wyraźnie, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by w/w umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (dyrektywa rynkowa) wprowadziła definicję i zasady funkcjonowania linii bezpośrednich w systemie elektroenergetycznym, które powinny wdrożyć państwa członkowskie. Zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy rynkowej „linia bezpośrednia” oznacza:

- linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą, lub
- linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.

Natomiast państwa członkowskie powinny umożliwić:

- wytwórcom i przedsiębiorstwom dostarczającym energię elektryczną na ich terytorium zaopatrywanie linią bezpośrednią własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców, bez poddawania ich nieproporcjonalnym procedurom administracyjnym lub nakładania nieproporcjonalnych kosztów,
- zaopatrywanie, indywidualnie lub wspólnie, linią bezpośrednią wszystkich odbiorców na ich terytorium przez wytwórców i przedsiębiorstwa dostarczające energię elektryczną,

- określać obiektywne i niedyskryminacyjne kryteria przyznawania zezwoleń na budowę linii bezpośrednich,
- przy czym dostawa energii elektrycznej linią bezpośrednią nie może ograniczać możliwości zawierania innych umów na dostawy energii elektrycznej (z sieci KSE).

Przepisy dyrektywy RED II, dotyczące umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, winny zostać zaimplementowane do polskiego porządku prawnego do 30 czerwca 2021 r.

Proponowane przez odbiorców przemysłowych zmiany

Aby skutecznie zaimplementować cele, która nałożyła na państwa członkowskie dyrektywa RED II w zakresie zwiększenia udziału energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym, niezbędne jest stworzenie otoczenia prawnego sprzyjającego rozwojowi umów Corporate PPA poprzez:

- dostosowanie definicji linii bezpośredniej do propozycji dyrektywy rynkowej,
- dodanie definicji umowy zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w celu implementowania dyrektywy RED II,
- zniesienie obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej, którą dostarczana będzie wyłącznie energia elektryczna z instalacji odnawialnego źródła energii,
- wyłączenie energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią lub objętej umowami zakupu energii elektrycznej z OZE z obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy o OZE,
- wyłączenie energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią lub objętej umowami zakupu energii elektrycznej z OZE z obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej,
- zwolnienie energii elektrycznej objętej umowami zakupu energii elektrycznej z OZE z opłat: (i) mocowej, (ii) OZE, (iii) kogeneracyjnej – tak by energia dostarczana na podstawie umowy typu PPA, której „zielone” pochodzenie zostanie potwierdzone gwarancjami pochodzenia, była traktowana analogicznie jak energia dostarczana linią bezpośrednią,
- wprowadzenie procedury umożliwiającej realizację zwolnienia energii elektrycznej objętej umowami zakupu energii elektrycznej z OZE z podatku akcyzowego.

Należy również zlikwidować obowiązek uzyskiwania i umarzania świadectw potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w OZE (zielonych certyfikatów), dla energii elektrycznej nabywanej ze źródeł odnawialnych i zużywanej na potrzeby własne. Obecne regulacje ustawy o OZE nie rozróżniają energii elektrycznej z OZE od wyprodukowanej z paliw kopalnych.



**budujemy możliwości
porozumienia**

Od ponad 25 lat działamy na rynku wydawniczym i konferencyjnym. Naszym celem jest budowanie przyszłości polskiego przemysłu.

- ♦ Bądź na bieżąco z tym, co dzieje się w branżach: energetycznej, chemicznej, farmaceutycznej, kosmetycznej, spożywczej, surowców skalnych, wodno-kanalizacyjnej oraz w technice pompowej
- ♦ Miej dostęp do aktualnej wiedzy, poznaj wypowiedzi ekspertów i praktyków
- ♦ Zaprezentuj swoją ofertę osobom decyzyjnym
- ♦ Poszerzaj sieć zawodowych kontaktów



KONFERENCJE I WEBINARIA

Organizujemy ponad 20 konferencji i kilkadziesiąt webinarów rocznie, w których udział bierze kilka tysięcy osób.



MAGAZYNY BRANŻOWE

Wydajemy 7 czasopism branżowych, które rocznie docierają do ok. 80 tys. czytelników



PORTALE

Na 8 portalach internetowych publikujemy najważniejsze branżowe informacje. Rocznie docieramy do ok. 750 tys. odbiorców.



32 415 97 74



biuro@e-bmp.pl



www.kierunekBMP.pl



WPŁYW PANDEMII NA ZARZĄDZANIE FIRMĄ W PRZYSZŁOŚCI

Piotr Potejko


Uniwersytet Warszawski, Deloitte Polska

Pandemia koronawirusa istotnie zmieniła świat. Oprócz wzmożonej troski o zdrowie, pojawiają się również problemy gospodarcze. Dzisiaj wiele firm musi zmienić strategię działania, aby przetrwać ten najtrudniejszy okres. Zaistniała sytuacja może stać się jednak szansą dla przedsiębiorców.

Pandemia uderza w fundamenty naszej cywilizacji. Narusza porządek społeczny i gospodarczy. Paraliżuje wiele dziedzin życia. Wpływa na politykę, także na funkcjonowanie służb publicznych. Obserwujemy gorączkowe kroki państw zmierzające do minimalizacji skutków kryzysu dla firm i obywateli. Walka o ciągłość funkcjonowania przeradza się w szereg działań zmierzających do powstrzymania rozprzestrzeniania się skutków pandemii, zakłócającego funkcjonowanie jednostek w skali całych społeczeństw. Takie mechanizmy i wspierający je strach przed przyszłością uderzają w możliwości wykonywania pracy, uzyskiwania dochodu, zgłaszania popytu, świadczenia podaży. Koronawirus staje się czynnikiem ekonomicznym w skali o wiele większej niż masowe, sezonowe zachorowania z powodu grypy, gdzie absencja chorobowa jest głównym mechanizmem wykluczającym i kosztotwórczym dla gospodarki.

Wstępem do zarządzania kryzysowego jest analiza ryzyka wystąpienia zagrożeń, z którymi możemy się spotkać jako firma, państwo, czy cały świat. Pierwszą zasadą zarządzania kryzysowego jest lokowanie środków i wysiłków w uporanie się z realnymi zagrożeniami o oszacowanym prawdopodobieństwie wystąpienia. Odpowiedź na mniej prawdopodobne zagrożenia może być znacznie skromniej przygotowana i opierać się na ogólnych zasadach działania struktur zarządzających kryzysem. Zagubieni są nie tylko pracownicy, ale często również ich szefowie – menedżerowie, zaskoczeni, gdyż nie byli gotowi na taką sytuację. Pojawia się lęk o jutro. Obawy o siebie i rodzinę.

Na niektóre rzeczy zarządzający nie mają wpływu. Mają jednak wpływ na to, jakie ustalą priorytety, jakie podejmą decyzje, na czym się skoncentrują, co zrobią. Ważne jednak, aby wówczas nie popełniali kosztownych błędów, gdyż czasu nie da się cofnąć, a niektóre



Epidemia skutecznie zachwiała całą światową gospodarką. Obecnie firmy muszą stawić czoła kolejnym, nowym wyzwaniom, wpływającym diametralnie na realizację celów biznesowych

działania i postawy są (i nadal będą) niewybaczalne czy bolesne w konsekwencjach dla funkcjonowania w biznesie.

Wychodzenie z pandemii w większości krajów europejskich będzie sprzyjało refleksji nie tylko nad medyczną stroną trwającej pandemii, ale także nad innymi rodzajami kryzysów, które mogą nas czekać w przyszłości. Może to skutkować przyspieszoną przebudową dotychczasowych stylów życia, działań biznesowych, ale również modelu funkcjonowania państwa.

W czasie, kiedy rządy walczą ze skutkami pandemii, przedsiębiorcy większości branż muszą walczyć o przetrwanie na rynku. Od właściwych decyzji i sprawnie przeprowadzonych zmian w firmach zależy, jak zakończy się ta walka. Jedno jest pewne: aby przetrwać, właściciele firm muszą skoncentrować się na działaniu, zamiast na oczekiwaniach, że sytuacja „sama się rozwiąże”. Mimo że wiele firm odczuwa dzisiaj negatywne skutki pandemii, można i trzeba je minimalizować. Kluczowe jest szybkie podejmowanie decyzji, dlatego warto przeanalizować trzy główne obszary działania firmy: strategię biznesową, bezpieczeństwo systemów, wdrażanie nowoczesnych technologii, zarządzanie ludźmi i finanse.

Co spowodowała pandemia dla zarządzania firmą?

Światowe doświadczenia niestety są zbyt słabe, aby można wykorzystać wnioski z wcześniejszych epidemii czy pandemii (np. wirusa Ebola w Afryce Zachodniej 2014-2016). Biorąc pod uwagę nieporównywalną skalę tego zjawiska, jakiegokolwiek odwoływanie się do przeszłości i pokazywanie, że kiedyś coś podobnego było, jest niemożliwe, zwłaszcza ze względu na powszechność kryzysu i powiązania między sobą krajów na wszystkich kontynentach.

W większości firm w fazie początkowej pandemii priorytetem stały się działania antykryzysowe z naciskiem na bezpieczeństwo, zdrowie, usługi podstawowe oraz przejście na pracę i naukę w trybie zdalnym. Dziś organizacje zaczynają wychodzić z fazy reagowania, a liderzy, planując jak podnieść się z kryzysu, zwracają baczniejszą uwagę na nowy rodzaj wyzwań kadrowych. Prawdopodobnie największym, jakiemu trzeba będzie sprostać w toku wychodzenia z kryzysu, będzie napięcie towarzyszące przygotowaniom do powrotu do wcześniejszych działań i zwyczajów w połączeniu z koniecznością adaptacji do nowej rzeczywistości firmy w przyszłości.

Praca zdalna na stałe wpisała się w życie zawodowe wszystkich firm. Według raportu Deloitte Poland oraz VMware aż 88% firm zadeklarowało pozostanie przy częściowej pracy zdalnej po ustaniu pandemii. „Home office” cieszy się dużą popularnością pracowników. Z raportu CBRE wynika, że aż 86% zatrudnionych liczy na możliwość tej formy pracy co najmniej jeden dzień w tygodniu. Przejście

na home office, wymuszone przez przedłużający się lockdown, spowodowało także zmiany w przepisach prawa. Praca zdalna i inne elastyczne modele pracy wymagają zaadresowania odpowiednich kwestii nie tylko prawno-podatkowych, ale i społecznych. Jednocześnie te nowe trendy mają dużo szerszy wpływ na środowisko biznesowe i środowisko pracy.

Na początku pandemii zespoły i pracownicy często szukali własnych ścieżek do efektywności w nietypowych warunkach, stosując tymczasowe rozwiązania. Organizacje i pracodawcy stoją teraz przed wyzwaniem zbudowania nowego, spójnego modelu pracy zdalnej/elastycznej, nie tylko w krótkiej perspektywie, ale również jako wizji na przyszłość. Musi ona zostać oparta m.in. o pogłębioną diagnozę wyzwań związanych z pracą zdalną, zapewnienie wsparcia na poziomie indywidualnym i zespołowym, stworzenie spójnego modelu pracy zdalnej i tradycyjnej we wspólnych procesach oraz systemach. W Europie popularyzację pracy zdalnej jako długofalowy skutek pandemii najczęściej wskazywały firmy z Czech i Słowacji (85% z nich). Na trzecim miejscu znalazły się Niemcy, gdzie trzy czwarte przedsiębiorców w ten sposób widzi przyszłość. W sumie, w regionie Europy Środkowo-Wschodniej większy udział pracy spoza biura przewiduje 76% firm. Z kolei inwestować w technologie, usprawniające elastyczne systemy pracy, zamierza 100% respondentów z Niemiec, niemal 8 na 10 ze Słowacji i 64% z Czech.

Jak zarządzać innowacyjnością?

Jednym z powszechnie widocznych współcześnie problemów rozwoju organizacji na całym świecie jest potrzeba innowacyjności. Przy czym podkreśla się jej niezwykle istotny i strategiczny wymiar, bowiem w aktualnych realiach gospodarczych o efektach i przyszłych perspektywach rozwojowych decydują w znacznej mierze charakter i intensywność różnorodnych przedsięwzięć innowacyjnych, dostosowujących zachowanie organizacji do wymogów globalnego rynku oraz stanu, struktury, złożoności i dynamiki otoczenia. W gospodarce globalnej, z którą mamy współcześnie do czynienia, występują określone trendy o charakterze naukowym i technologicznym, obejmujące wykładniczy wzrost wartości naukowej i technologicznej wiedzy, globalizację nauki i technologii. Biorąc pod uwagę burzliwą zmienność otoczenia stwierdzić należy, że współczesne organizacje zmuszone są do stałej modyfikacji przyjętych modeli biznesu, wdrażania nowych procesów czy sposobów zorganizowania prowadzonej działalności. Kroki takie są niezbędne, bowiem ich zaniechanie grozi utratą pozycji konkurencyjnej, spadkiem wartości organizacji, co w rezultacie może prowadzić do utraty możliwości efektywnego funkcjonowania.

Wśród szeregu strategicznych zasobów organizacji współcześnie szczególnego znaczenia, z uwagi na rolę w procesie uzyskiwania wysokiego i trwałego

poziomu konkurencyjności, nabiera technologia. Jej znaczenie i rola w organizacji uległy istotnej zmianie, co jest efektem ukształtowanego pod presją zmian otoczenia pandemicznego oraz nowego obrazu organizacji opartego współcześnie na szeroko rozumianych zasobach wiedzy.

Pandemia COVID-19 dla wielu osób oznaczała przyspieszony kurs cyfryzacji, który dla niektórych stał się jedyną szansą na utrzymanie pracy. Jak wynika z raportu Komisji Europejskiej DESI 2020, 15% Polaków nie korzysta z internetu, a podstawowe umiejętności cyfrowe posiada mniej niż połowa społeczeństwa w wieku od 16 do 74 lat (44%). Średnia dla UE wynosi 58%, tym samym Polska plasuje się dopiero na 22. miejscu. Dane z raportu wskazują też, że aż 60% polskich przedsiębiorstw ma niski poziom informatyzacji. Jeszcze w lutym tego roku aż 74% firm nie planowało wdrożyć automatyzacji, a jedynie 17% nie wykluczało takiego rozwiązania w przyszłości. Okoliczności wymusiły jednak zmianę nastawienia przedsiębiorców, w wielu firmach przyspieszył proces cyfryzacji.

Wdrażanie nowoczesnych technologii opartych o pogłębione badania naukowe stało się głównym kierunkiem rozwoju organizacji. Europejska Agencja EurEau w swoich raportach jednoznacznie wskazuje na potrzebę innowacji jako podstawowego elementu konkurencyjności firm. Dotyczy to zarówno obszarów technologicznych, jak i nietechnologicznych, społecznych, środowiskowych, zgodnych z nowym postpandemicznym ładem. Raport Komisji Europejskiej i OECD podkreślił pilną konieczność wielomiliardowego dofinansowania wybranych gałęzi polskiej gospodarki związanych z usługami technologicznymi. Zakup nowoczesnych urządzeń do budowania sieci wymiany danych, kontroli pracy, jej rozliczalności czy też coraz częstsze wdrażanie procedur bezpieczeństwa, sztucznej inteligencji i systemów sterowania sieciami w czasie rzeczywistym nie jest już wyzwaniem, a konkretną potrzebą, niezbędną dla budowania firmy w przyszłości. WHO w przygotowanych wytycznych w zakresie skuteczności kontroli i jakości działania zwraca uwagę na kilka niezbędnych, nierozzerwalnie ze sobą powiązanych elementów, m.in. nowoczesny sprzęt informatyczny – zaawansowane bazy danych – moce obliczeniowe – systemy wymiany danych – wyszkoleni analitycy.

Bardziej obecni w świecie wirtualnym

Branże, które szczególnie ucierpiały w efekcie pandemii, w początkowym okresie zdecydowały się na cięcie kosztów i redukcję etatów. Szacowano, że pracę może stracić nawet 1 mln osób. Teraz sytuacja się stabilizuje. Aż 80% europejskich respondentów badania Deloitte Poland przyznaje, że w ostatnich miesiącach doświadczyło co najmniej jednej zmiany warunków pracy, przy czym najczęstszą, wskazywaną aż przez 57% respondentów, jest przejście na pracę



Fot.: 123rf

PRACA ZDALNA

przy wykorzystaniu narzędzi online, spotkań wirtualnych i telekonferencji stała się dziś koniecznością, a nie – jak dotąd – wyborem, jaki dawaliśmy pracownikom

zdalną. Około 60% osób, które musiały pracować zdalnie, ale też co piąty pracownik wykonujący pracę z biura, przyznali, że stała się ona bardziej elastyczna w swojej formie. Z danych GUS wynika, że na koniec czerwca liczba wolnych miejsc pracy wynosiła 81,4 tys. i była większa niż w końcu pierwszego kwartału o 4,9 tys. Nadal jednak w gospodarce jest o 150 tys. etatów mniej niż przed pandemią. Na szczęście jednak firmy nie planują zwolnień. Z danych Polskiego Instytutu Ekonomicznego wynika, że w maju o 17% wzrósł odsetek firm deklarujących utrzymanie zatrudnienia.

Potrzebna jest zatem zmiana w świadomości pracowników w otaczającej nas nowej rzeczywistości. Niewystarczająca stała się tylko przemiana rynku benefitów oferowanych pracownikom. Raport „Rynek pracy w czasie COVID-19”, opracowany przez Grant Thornton, wskazuje, że z miesiąca na miesiąc zmniejsza się wachlarz owych benefitów. Na początku pandemii pakiet prywatnej opieki medycznej oferowało 30% pracodawców, a dofinansowanie do karty sportowej 27%. Rok wcześniej te bonusy można było znaleźć w ofertach niemal połowy przedsiębiorstw. W związku z pandemią pracodawcy zrezygnowali z wybranych benefitów albo na ich miejsce zaproponowali inne, zmodyfikowane, np. tradycyjne karty sportowe zostały rozszerzone o zajęcia online, a pakiet medyczny obejmuje dodatkowo wsparcie psychologiczne. Inny przykład to wirtualne zajęcia kreatywne dla dzieci, dzięki którym pracujący z domu rodzice mogą spokojnie wykonywać obowiązki służbowe.

Kierunek zarządzania oparty o model pracy zdalnej stawia wiele pytań o przyszłość tradycyjnych form pracy. Ważnym staje się przewartościowanie dotychczasowych poziomów wydajności i związanego z nim samopoczucia pracowników. Stawiane są równocześnie pytania, jak pandemia wpłynie na innowacyjność pracowników i jaka pozostanie rola biura jako miejsca dotychczasowego wykonywania zadań i obowiązków? Postępująca ewolucja miejsca

pracy będzie trudnym wyzwaniem dla kadry zarządzającej w nadchodzącej przyszłości.

Technologia stała się podstawowym czynnikiem tworzenia potencjału konkurencyjnego oraz realizacji celów strategicznych przedsiębiorstw na całym świecie. Ukształtowany pod presją pandemii nowy paradygmat organizacji zmienia nieco sens i formy strategii technicznej współczesnych podmiotów. Do niedawna strategia techniczna traktowana była jako ta część ogólnej strategii podmiotu, która odnosiła się do wyboru przyszłych systemów technicznych (np. baz danych, instalacji przemysłowych). Zatem postrzegana była głównie jako plan działań odnoszących się do jednego z podsystemów organizacji – podsystemu technologicznego, których realizacja winna pozwolić osiągnąć podstawowe cele. Współczesne warunki funkcjonowania skłaniają do postrzegania zmiany technologicznej w wymiarze strategicznym. Budowa strategii oparta o współpracę we wszystkich zakresach działania staje się rzeczywistością, a jej rozwój i właściwe opracowanie zależne jest od szybkości zmian i kierunków podejmowanych decyzji. Według badań Deloitte Poland aż 71% wszystkich podmiotów odświeża strategię rzadziej niż raz na trzy lata, ale jednocześnie aż 80% organizacji przyznaje, że planuje albo przechodzi transformację cyfrową. Nowymi kierunkami, które ewoluują i stają się podstawą dalszego skutecznego rozwoju, są m.in.: tworzenie nowych kanałów sprzedaży, elektroniczna obsługa klienta, zaawansowana analityka zbieranych danych czy też automatyzacja procesów. Wiąże się to z wdrożeniem procedur bezpieczeństwa i monitoringu procesów, którego systemowym sercem będą SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition, DCS – Distributed Control System PLC – Programable Logic Controller.

Innowacje wyznaczają ścieżkę rozwoju przedsiębiorstw na najbliższe lata. Zaawansowane cyfrowe rozwiązania pozwolą na zabezpieczenie łańcucha dostaw, a w przyszłości staną się nowym standardem działań zabezpieczającym przed takimi zdarzeniami jak pandemia. Obraz bezpieczeństwa cybernetycznego organizacji przed wybuchem pandemii COVID-19, na podstawie EY Global Information Security Survey 2020, wygląda następująco: 59% organizacji doświadczyło znacznego naruszenia bezpieczeństwa w ciągu ostatnich 12 miesięcy, 26% przypadków naruszeń bezpieczeństwa w ciągu ostatnich 12 miesięcy zostało wykrytych przez Security Operations Center (SOC). 20% zarządów organizacji jest całkowicie pewnych posiadanych środków mitygujących ryzyko cybernetyczne, 36% organizacji przyznaje, że planując nową inicjatywę biznesową od samego początku uwzględnia kwestie związane z cyberbezpieczeństwem. Jednak przykłady nowych zagrożeń w cyberprzestrzeni oraz intensyfikowania się ataków na przedsiębiorstwa i organizacje powoduje nowe

podejście do tworzenia systemów zabezpieczeń. W sytuacjach nadzwyczajnych to one przesądzą także *de facto* o jego przetrwaniu.

Poszukiwanie źródeł finansowania i dywersyfikacja zasobów

Obecna pozycja Polski na arenie międzynarodowej daje szansę na rozwój przedsiębiorstw nie tylko ze źródeł własnych bądź wsparcia ze strony państwa, lecz również dotacji ze źródeł zewnętrznych (Unia Europejska). Firmy mają możliwość korzystania z dotacji i subwencji m.in. na zakup maszyn, programów, dofinansowanie, ułatwienie dostępu do nowych technologii, wykorzystanie możliwości rynku wewnętrznego, wsparcie na inwestycje dla podmiotów, które chcą podnieść swój poziom konkurencyjności na rynku, ale również na innowacje i wdrożenie inwestycji oraz wiele innych działań wspomagających rozwój.

Przedsiębiorstwa, prowadząc działalność, wykorzystują kapitał pochodzący z różnych źródeł, które są bardzo zróżnicowane pod wieloma względami. Optymalny dobór kapitału wymaga określenia bieżących i przyszłych potrzeb finansowych firmy. Oprócz tego niezbędna jest też wiedza dotycząca różnic pomiędzy poszczególnymi źródłami finansowania.

Epidemia związana z COVID-19 skutecznie zahamowała całą światową gospodarkę. Obecnie firmy muszą stawić czoła kolejnym, nowym wyzwaniom, wpływającym diametralnie na realizację celów biznesowych wraz z organizacją pracy swoich pracowników na czele. Praca zdalna przy wykorzystaniu narzędzi online, spotkań wirtualnych i telekonferencji stała się dziś koniecznością, a nie – jak dotąd – wyborem, jaki dawaliśmy pracownikom. To wszystko niesie za sobą nie tylko konieczność zdefiniowania na nowo funkcjonowania przedsiębiorstw w dotąd nietestowanej rzeczywistości, ale przede wszystkim zdefiniowanie procesu zarządzania kryzysowego, który ma na celu podjęcie odpowiednich kroków, by ograniczyć bądź zminimalizować negatywne skutki epidemii koronawirusa.

Przygotowanie planów działania na czas „po koronawirusie”, wraz z zastosowaniem odpowiednich środków bezpieczeństwa spowoduje, że możliwe będzie opanowanie kryzysu wywołanego przez kolejny tego typu kryzys. Nie każdy biznes przetrwa trudny czas, kiedy możliwości podróżowania są ograniczone, wiele wydarzeń jest przekładanych na późniejszy termin, a niekiedy odwoływanych. Trudno określić, jak długo organizacje będą odczuwać skutki pandemii. Pewne jest, że już teraz należy przygotować długofalowy plan, który pozwoli na stopniowe ustabilizowanie procesów w organizacji. Jego założenia powinny opierać się na prognozach biznesowych opracowywanych przez systemy analityczne.

Literatura

- [1] K. Sienkiewicz-Małyjurek, Odporność i przedsiębiorczość w zarządzaniu kryzysowym. [Resilience and entrepreneurship in emergency management], in: Ekonomia społeczna [Social economy], Kraków 2020, pp. 22-36.
- [2] J. Itrich-Drabarek, Standaryzacja usług publicznych jako klucz do dobrego rządzenia, w: Nowe idee zarządzania publicznego. [Standardisation of public services as key to good governance, in: New ideas in public management] Wyzwania i dylematy [Challenges and dilemmas], red. J. Szczupaczyński, E. Marciniak, Warszawa 2017, pp. 99-123.
- [3] J. Wiśniewska, Strategia technologiczna w rozwoju współczesnych organizacji, Studia i prace Wydziału Nauk Ekonomicznych i Zarządzania [Technological strategy in the development of modern organizations, Studies and works of the Faculty of Economics and Management], nr 39, t. 1, Szczecin 2015, pp. 6-12.
- [4] T.T. Kaczmarek, G. Cwiek, Ryzyko kryzysu a ciągłość działania. [Business continuity management] Warszawa 2009, pp. 104-119.
- [5] Y. K. Dwivedia , D. L. Hughesa , C. Coombsb , I. Constantiouc , Y. Duand , J. S. Edwardse , B. Gupta f , B. Lalg , S. Misrah , P. Prashanti , R. Ramanj , N. P. Ranag , S. K. Sharmak , N. Upadhyayl, Impact of COVID-19 pandemic on information management research and practice: Transforming education, work and life, in: International Journal of Information Management 55 (2020), pp. 5-16.
- [6] European Commission, Digital Economy and Society Index (DESI) 2020, Full European Analysis, file:///C:/Users/test/Downloads/DESI2020Thematicchapters-FullEuropeanAnalysis.pdf
- [7] European Commission, Digital Economy and Society Index (DESI) 2020, Integration of Digital Technology, file:///C:/Users/test/Downloads/DESI2020Thematicchapters-Integrationofdigitaltechnology.pdf
- [8] European Commission, Digital Economy and Society Index (DESI) 2020, Cybersecurity, file:///C:/Users/test/Downloads/DESI2020Thematicchapters-Cybersecurity.pdf
- [9] The governance of water services in Europe, <https://www.eureau.org/resources/publications/5268-the-governance-of-water-services-in-europe-2020-edition-2/file>
- [10] <https://www.who.int/emergencies/diseases/novel-coronavirus-2019/situation-reports>
- [11] <https://grantthornton.pl/wp-content/uploads/2020/12/Rynek-pracy-w-czasie-koronawirusa-w-listopadzie-RAPORT-Grant-Thornton.pdf>
- [12] <https://www.cdc.gov/vhf/ebola/history/2014-2016-outbreak/index.html> (2021-02-20)
- [13] <https://www.afro.who.int/news/new-ebola-outbreak-declared-guinea> (2021-02-14)
- [14] <https://cwid.uw.edu.pl/zarzadzanie-firma-w-okresie-pandemii/> (2021-01-30)
- [15] <https://www.vmware.com/pl/company/news/releases/2017/raport-vmware-wyciek-danych-klientow-na-jwiekszym-koszmarem-polskich-dyrektorow-it.html> (2021-02-14)
- [16] <https://www2.deloitte.com/pl/> (2021-02-15)
- [17] <https://cbre.pl/releases/raporty-i-analzy> (2021-02-15)
- [18] <https://www2.deloitte.com/pl/pl/pages/risk/articles/jak-przygotowac-sie-na-wyjscie-z-kryzysu.html>
- [19] <https://mlodziwlodzi.pl/top5-zmian-na-ryнку-pracy-ktore-spowodowala-pandemia/> (2021-02-15)
- [20] https://www.propertydesign.pl/design/185/firmy_w_europie_zmieniaja_podejscie_do_pracy_zdalnej,30911.html (2021-02-20)
- [21] https://www.ey.com/pl_pl/covid-19 (2021-02-20)

Reklama

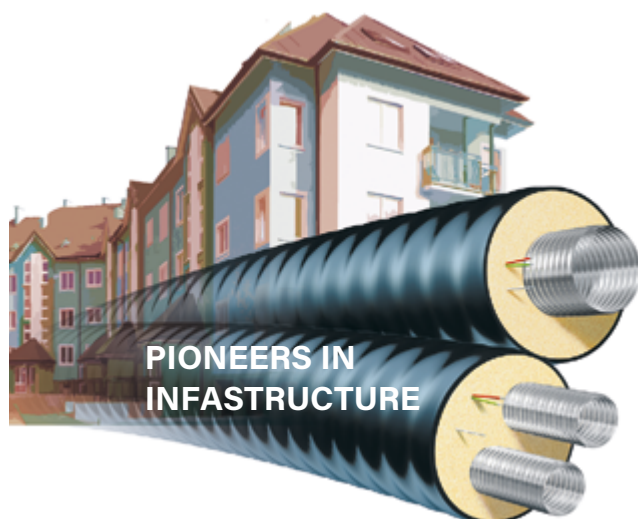
BRUGG

Pipes

brugg.pl

CASAFLEX®

giętka rura preizolowana



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

Zalety:

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

ELEKTROPROSUMERYZM

Między pop-energetyką oraz energetyką WEK-PK (i $\overrightarrow{EP-EJ}$)

prof. Jan Popczyk

Politechnika Śląska, Platforma PPE2050

Koncepcja reformy DURE (druga ustrojowa reforma elektroenergetyki) przedstawiona w [1] (po raz pierwszy „zasygnalizowana” przez autora artykułu w [8]) ma krytyczne znaczenie (rolę do odegrania) w rozpoczynającej się dekadzie. Z tym faktem łączy się zresztą w „Energetyce Ciepłej i Zawodowej” status artykułu [11] wynikający z logo, pod którym jest opublikowany: „ENERGETYKA EXTRA, NOWA DEKADA W ENERGETYCE”. Status ten w odniesieniu do reformy DURE oznacza w szczególności, że powinna ona osiągnąć pełną gotowość rynkową w horyzoncie 2030 (przed kolejnymi unijnymi ramami programowymi 2040) i potem efektywnie działać (zgodnie z koncepcją DURE, jeszcze przez dwie dekady).

Fot.: 123rf

W takim razie Prawo elektryczne z jego fundamentalnymi rozwiązaniami, filar koncepcji DURE, musi być najpóźniej uchwalone w 2025/2027 (2025 to początek weryfikacji unijnych ram programowych 2030 i zarazem prac projektowych dotyczących ram programowych 2040; z kolei 2027 to koniec perspektywy budżetowej 2021-2027). Wtedy jest szansa, że mechanizmy rynkowe, które muszą gwarantować w ciągu dwóch dekad (po wejściu w życie ram programowych 2040), zapewnią nie tylko dyfuzję ciągle przyspieszających innowacji technologicznych, ale będą trafnie antycypować pojawienie się nowych doktryn ekonomicznych (pociągających za sobą zmiany środowiska rynkowego). Wreszcie, będą trafnie antycypować kierunek zmian społecznych. W tym kontekście trzeba dostrzec, że polityczne plany POiOK oraz KPO powodują szokowe zmiany uwarunkowań na lata trzy-

dzieste i czterdzieste. To wymaga pilnego pogłębienia unifikacji społecznej, gospodarczej i środowiskowej transformacji TETIP za pomocą odwrócenia proporcji między podejściem indukcyjnym i dedukcyjnym do kształtowania trajektorii TETIP. Ma z tym związek tytuł artykułu zapisany w postaci „elektroprosumeryzm”, tytuł niezawierający powiązania z horyzontem 2050. Taki zapis oznacza zamierzone symboliczne przesunięcie akcentu z celu 2050 transformacji TETIP na środowisko realizacji TETIP (na jej trajektorię A → B). Konsekwencja końcowa jest taka, że dalsze prace nad dedukcyjną (realizowaną w środowisku tripletu paradygmatycznego) koncepcją DURE [1] trzeba pilnie osadzić w perspektywie 2050, aby następnie na trajektorii przygotowań Prawa elektrycznego i realizacji w pełni rynkowej trajektorii TETIP w okresie 2030-2050 (zarządzanej nadążnie za pomocą sygnałów kształtowanych na przesłankach

indukcyjnych) osiągnąć w perspektywie 2050 cel polityczny w postaci neutralności klimatycznej (czyli pełny elektroprosumeryzm, czyli też pełne wygaszenie energetyki WEK-PK).

Zmiana szans w walce

Ten artykuł trzeba rozpocząć od zadumy. Jest intrygujące jak Polska kolejny raz przemienia swoje największe szanse w niszczącą walkę wewnętrzną i skłócanie się – za pomocą „rozwoju” wstecznego w energetyce – z Europą i ze światem, w demoralizowanie społeczeństwa (odzwyczajanie od elektroprosumenckiej odpowiedzialności za własne „bezpieczeństwo” energetyczne i rozległe konsekwencje z tym związane, takie na przykład jak budowanie lokalnego kapitału społecznego w miejsce korporacyjnej entropijnej zachłanności, niskoeżergetycznej obfitości i politycznego zniewolenia). W martyrologię i posłannictwo (obronimy – wbrew całemu tripletowi paradygmatycznemu monizmu elektrycznego – węgiel, nie pozwolimy na lądową energetykę wiatrową). Zbudujemy – znowu wbrew całemu tripletowi – paramilitarny przemysł i energetykę jądrową. Dlaczego nie możemy zrozumieć – mając paradygmat egzergetyczny – że jeśli „... za śmierć odpowiadają Bóg i entropia” [J. Bowker. Sens śmierci. PIW – biblioteka myśli współczesnej. Warszawa 1996], to za elektroprosumeryzm odpowiadają entropia oraz elektromagnetyzm i procesy społeczne, czyli my. Dzisiejsi odbiorcy energii elektrycznej, bez wyjątku, łącznie z całym sektorem MMSP, z samorządem w roli odpowiedzialnego za realizację zadań własnych, z wielkim przemyślem, z zarządca strategicznej (krajowej) infrastruktury krytycznej, zwłaszcza transportowej.

To zrozumienie łatwiej nam przyjdzie, jeśli uznamy, że elektroprosumeryzm (bazujący na triplecie paradygmatycznym) jest sukcesorem, ale w trybie przełomowym, całej energetyki WEK-PK – przede wszystkim elektroenergetyki WEK-PK (łącznie z jądrową) – odgrywającej centralną rolę w dwóch pierwszych rewolucjach przemysłowych i w elektryfikacji (za pomocą prądu przemiennego [Tesla], a nie stałego [Edison]), a zarazem sukcesorem rewolucji cyfrowej. Pamiętajmy przy tym, że energetyka parowa to zasady termodynamiki pierwsza i druga (ta ostatnia mająca wśród zasad fizyki szanse na najdłuższe przetrwanie [Einstein]), a elektryfikacja za pomocą prądu przemiennego i cyfryzacja to elektromagnetyzm (cztery genialne [też Einstein] różniczkowe zasady elektromagnetyzmu Maxwella).

I jeszcze łatwiej, jeśli uznamy, że elektroprosumeryzmu na początku trzeciej dekady XXI wieku nie można w skali globalnej traktować inaczej jak tylko jako splątę długów – względem wieku XIX (nazywanego wiekiem pary) oraz sześciu pierwszych dekad XX w. (wieku nazywanego wiekiem elektryczności) i ostatnich sześciu dekad nazywanych cyfrowymi – za obecny dobrobyt konsumpcyjny mniejszości. Ale też jako odszkodowania za krzywdy, które korporacje energetyczne, cyfrowe (na początku telekomunikacyjne) i polityczne wyrządziły, doprowadzając do niewyobraźnego rozwarstwienia

świata ludzi i wyrządzając niewyobraźalne szkody światu przyrody.

Elektroprosumeryzm w Polsce

Elektroprosumeryzm w Polsce – po COVID-19, a z programem KPO – to także szkoła wolności i odpowiedzialności dla elektroprosumenckich, którymi będziemy – tak czy owak – wszyscy. W tym kontekście dla pretendentów-innowatorów z sektora MMSP, to historyczna szansa na wejście w nową generację tego sektora. Dla samorządów i rządu (przede wszystkim!) to szkoła kształtowania na nowo (w nowym globalnym procesie przemian) zasady pomocniczości. To przedmiot nauki dla uczniów szkoły podstawowej, gimnazjum i szkoły zawodowej, dla studentów uczelni wyższej. To szkoła przekraczania granic dla profesorów szukających odpowiedzi, dokąd zmierza, a dokąd powinien zmierzać świat. To przedmiot badań dla nauk społecznych – od uniwersytetów aż po akademię PAN. To obszar tworzenia (kreacji) innowacji technologicznych dla politechnik i instytutów naukowo-badawczych (korporacyjnych też!).

Dla kolejnych rządów to szansa, aby nie budowały pomników podobnych do pomnika „dynamicznego rozwoju korporacyjnego zastoju”, którym jest pomnik (nieistniejącego już) Ministerstwa Energii. Zwłaszcza dla Ministerstwa Klimatu i Środowiska szansa, aby oprócz pomnika „dynamicznego rozwoju jądrowo-energetycznego zastoju” w postaci polityki PEP2040 dalszych już nie było (nie były odsłaniane). Aby tak się stało, warto tu zasygnalizować historię i status tego pomnika. A historię można zredukować do trzech miesięcy: od przyjęcia polityki w końcu stycznia 2021 r. przez rząd, do rozpoczęcia przez ministerstwo (przy „okazji” prac nad KPO) działań na rzecz zainteresowania największych współczesnych graczy polskiego „wielkiego” przemysłu programem rozwoju polskiego segmentu energetyki EP-EJ (elektroprosumenckiej energetyki jądrowej z blokami klasy 250-300 MW). To oznacza nic innego jak tylko wycofanie się z polityki rozwojowej bazującej na sześciu blokach klasy 1000-1600 MW, która absolutnie zdominowała (z racji swojej wielkości) całą politykę PEP2040. Zatem tej polityki już nie ma, i dobrze. Tylko po co było ją przyjmować, jeśli wiadomo od ponad dziesięciu lat, że to nie mogła być droga „od Nietzschego do Kanta” (natomiast po spolszczeniu fonetycznym nazwisk filozofów, to i owszem). Biorąc pod uwagę całą przestrzeń uwarunkowań polskiej transformacji energetyki (tab. A), chodzi o to, aby nie zacząć budować – w ramach KPO – „pomnika dynamicznego rozwoju jądrowo-wodorowego zastoju”. Jak również, ogólnie, nie zamienić całego KPO w pomnik „dynamicznego rozwoju centralnego zastoju”. Pozostawić natomiast przestrzeń dla transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. Transformacji całkowicie zgodnej z unijnym celem politycznym 2050, ale bardziej efektywnej, bo poddanej stałemu wymogowi weryfikacji za pomocą technik tripletu paradygmatycznego. Transformacji, której siłą staną się pretendenci (jej beneficjenci): samorządy i odbiorcy na trzech rynkach końcowych należących, na mocy koncesji URE, do pod-

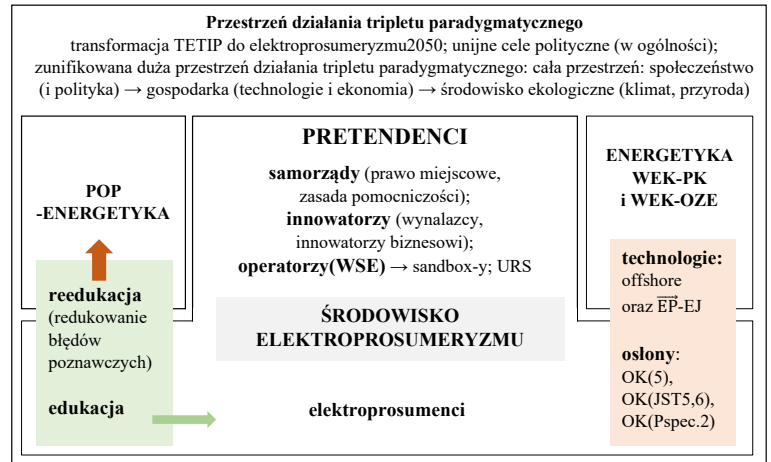
miotów zasiedziały energetyki WEK-PK (na rynkach: energii elektrycznej, ciepła i nabywców paliw kopalnych, którymi w dominującym zakresie są nabywcy paliw transportowych). Transformacji, w wyniku której elektroprosumenci i sektor MMST mogą ukształtować w Polsce klasę średnią, bez której żadne nowoczesne państwo nie może istnieć.

Kolejny (względem [1]) krok w zakresie unifikacji transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu

1. Chodzi tu o unifikację złożoności obejmującej całą przestrzeń globalnej polityki klimatycznej (jako celu politycznego) w perspektywie unijnej przestrzeni celów politycznych współzależnych: w szczególności polityki klimatyczno-energetycznej, Europejskiego Zielonego Ładu oraz programu odbudowy i odporności kryzysowej. Razem wymagających osadzenia (wymaganie Komisji) w trzech wymiarach: społecznym, gospodarczym i środowiskowym. Społecznym, czyli polityczno-socjologicznym. Gospodarczym, czyli technologicznym i ekonomicznym. Środowiskowym, czyli klimatycznym, przyrodniczym.

2. Transformacja TETIP do elektroprosumeryzmu „ogarnia” (ma pod kontrolą) tę (p.1) złożoność, ale nie na gruncie celów politycznych, a na gruncie podstaw fundamentalnych (czyli na gruncie tripletu paradygmatycznego). Korzyść z tego wynika z odpowiedzi na trzy pytania. Po pierwsze: czy triplet paradygmatyczny obejmuje trzy ogólne wymiary (społeczny, gospodarczy i środowiskowy) unijnych celów politycznych? Po drugie, czy transformacja TETIP do elektroprosumeryzmu zapewnia realizację unijnych celów politycznych, w szczególności neutralności klimatycznej? Po trzecie, czy celów tych nie można zrealizować efektywniej niż to proponują politycy?

3. W świetle dotychczasowego dorobku platformy PPE2050, jako sukcesora całego dorobku Konwersatorium Inteligentna Energetyka, odpowiedź na wszystkie trzy pytania jest pozytywna. Świadczą o tym przede wszystkim: empiryczne procesowe potwierdzenie (niestety poza Polską) koncepcji transformacyjnych rozwijanych w ciągu ostatnich dwóch dekad ([14], [15]) składających się na ten dorobek, uzyskane w ciągu ostatnich trzech lat heurystyki bilansowe stanu końcowego B(2050,) i heurystyki ekonomiczne trajektorii A(2021) → B(2050) oraz koncepcje reform [Popczyk]. Świadczą także wyniki uzyskane w ciągu ostatnich trzech lat w obszarze weryfikacji błędów poznawczych z obszaru wirtualizacji KSE [5], [7]: przede wszystkim błędnie adekwatności źródeł OZE i modelowania trajektorii transformacyjnych energetyki do elektroprosumeryzmu w osłonach kontrolnych [Bodzek]. Świadczą w dobitny sposób wyniki gliwickiej szkoły egzergetycznej ([16], [17]), przenoszone [Stanek] w przestrzeń platformy PPE2050, w tym w szczególności w przestrzeń błędów sprawności egzergetycznej elektrowni jądrowych, węglowych i gazowych. A także uzyskane liczne inne wyniki prezentowane na platformie PPE2050.



TAB. A
Zunifikowana duża przestrzeń działania tripletu paradygmatycznego

4. Znaczenie struktury przestrzeni pokazanej w tab. A polega ogólnie na tym, że odzwierciedla ona siłę procesów społecznych (polityczno-społecznych). W szczególności skutki takich procesów w wypadku, gdy na początku nie ma celu bazującego na podstawach fundamentalnych (wiedzy, odwagi politycznej, moralności). Kiedy wszystko robi się w trybie realizacji celów politycznych, i kiedy poziom establishmentu politycznego (bo nie elity politycznej) nie sięga poziomu wymaganego do odczytania przyszłości. W wypadku polskiej energetyki WEK-PK, tab. A pokazuje destrukcję procesu recentralizacji elektroenergetyki i rynku energii elektrycznej (odejścia od fundamentalnych zasad pierwszej ustrojowej reformy elektroenergetyki). Destrukcję zapoczątkowaną w 2000 r. utworzeniem Polskiego Koncernu Energetycznego. W 2021 r. tab. A pokazuje, że absolutnym priorytetem jest wyrwanie polskiej transformacji energetycznej realizowanej w trybie celów politycznych z przestrzeni błędów poznawczych (prawdziwych błędów – metodologicznych, ale też rosnącej w zastraszającym tempie niewiedzy oraz rozprzestrzeniającej się propagandy politycznej i lobbingu biznesowego). Jedyną drogą do tego wyrwania jest przerwanie rozwiązania w postaci: „uczył ślepy głuchego”. Ślepymi są politycy, ale także media, także nauka i edukacja. Głuchymi są podmioty zasiedziałe na rynkach końcowych energetyki WEK-PK. Także wielka już armia „roszczeniowców” (różnych, w tym: „obiorców wrażliwych”, ale także duża część ludu korporacyjnego, nie tylko energetycznego). Pretendenci nie mogą być ślepi. Muszą zagłębić się w triplet paradygmatyczny. I muszą dostrzec swoją szansę: transformację TETIP do elektroprosumeryzmu (jako lepszą od transformacji w trybie celów politycznych). Muszą zwrócić się ze swoimi produktami (technologiami, usługami, propozycjami regulacji prawnych, ofensywą edukacyjną) do głuchych, odblokować im słuch. Aby to się powiodło, muszą równolegle, mozolnie budować, i zbudować swój etos: elektroprosumenta (biorcy elektroprosumeryzmu) i elektroprosumerysty (to zawód) oraz kokreatora kapitału społecznego (to misja).

Otwarcie wielkiej przestrzeni twórczego rozwoju propozycji sformułowanych już w [1].

5. Przestrzeń zarysowana w tab. A narzuca pilnie potrzebę szerokiej dyskusji nad koncepcją DURE zaproponowaną w [1] w dwóch obszarach. Pierwszym obszarem są rozwiązania proponowane/potrzebne w koncepcji. W szczególności są to regulacje prawne, mechanizmy rynkowe, instytucje regulacyjne, systemy operatorskie na rynku energii elektrycznej, systemy wsparcia, systemy podatkowe, poniżej p. 6 do 16. Drugim obszarem są wyniki badań modelowych, weryfikacyjnych, prowadzonych równoległe do prac nad rozwiązaniami będącymi przedmiotem koncepcji DURE. Na platformie PPTe2050 priorytet w tym obszarze miały dotychczas badania potencjału autonomizacji (względem KSE) obszarów w postaci jednostek JST, poniżej p. 17 do 21. Ustrukturyzowanie przestrzeni transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu przedstawione w tab. A uwypukla w radykalny sposób ryzyko polskiego wykluczenia na tle już nie tylko trendów, ale także unijnej (i globalnej) praktyki realizacyjnej. Prawo energetyczne i instytucja w postaci URE są już – po prawie ćwierćwieczu istnienia, bez systemowych zmian i potrzebnej im niezależności politycznej – nie z tego świata. Również system operatorski na rynku energii elektrycznej jest nie z tego świata. Politycy także są nie z tego świata. Wszyscy naruszają podstawy fundamentalne tripletu paradygmatycznego. W konsekwencji wytwarza się procesowo struktura (tab. A), która nakazuje koncentrację na poszukiwaniu rozwiązań prawno-regulacyjnych i operatorskich adekwatnych do dynamiki procesów społecznych. Ale na tej ścieżce widoczne staje się już nowe, gwałtownie narastające zagrożenie pop-energetyką. W rezultacie elektroprosumeryzm – nie tylko jako system technologiczno-ekonomiczny, ale także jako system wartości – staje się w Polsce areną o największych potencjalnych szansach i najniekorzystniejszej strukturze uwarunkowań w Europie (a nie tylko w Unii). Po stronie zagrożeń jest zwłaszcza wyjątkowo niekorzystna relacja między pretendencjami do elektroprosumeryzmu w środku oraz energetycami z obszaru energetyki WEK-PK na jednym biegunie i pop-energetyką wirtualizującą świat rzeczywisty za pomocą świata alternatywnego (wytwarzającego w dużym stopniu własną przestrzeń błędów poznawczych energetyki) na drugim biegunie. Wyjście jest jedno: pretendenci muszą podjąć się posłannictwa, muszą zrozumieć, że to, co chcą zbudować, jest całkowicie inne od tego czego bronią podmioty zasiedziały (energeticusi). A przecież rola pretendencji polega na budowaniu nowego. Zatem pretendenci muszą (w ramach posłannictwa na rzecz przyszłości) pozyskać (między innymi) istniejące kadry operatorskie na rzecz zwiększania – za pomocą technologii teleinformatycznych i elektronicznych oraz energoelektronicznych(!) – sieciowych zdolności przyłączeniowych, a nie na rzecz blokowania konkurencji na osłonie wirtualnej między rynkiem schodzącym i rynkami wschodzącymi energii elektrycznej (to pierwsze zadanie jest inżyniersko znacznie atrakcyjniejsze od drugiego). Z kolei na

drugim biegunie muszą wyrwać (na przykład) z przestrzeni błędów poznawczych dużą część sektora NGO (aby w szczególności zredukować efekt „uczył ślepy głuchego”). Generalnie pretendenci swoje posłannictwo mogą najskuteczniej realizować w Polsce poprzez przekaz, że realizacja transformacji energetycznej w trybie transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu jest możliwa, jest skuteczniejsza gospodarczo i lepiej się wpisuje w przestrzeń wartości (ma większą przyszłość) od transformacji realizowanej w trybie celów politycznych, przede wszystkim polskich, ale także europejskich. Oczywiście, warunkiem skutecznego posłannictwa pretendentów, na obydwu biegunach, jest realizowanie praktyki zgodnej z tripletem paradygmatycznym (w trybie: naucz się tripletu, zrozum go i stosuj w przestrzeni etycznej). Ta praktyka to generalnie zastąpienie celów polityczno-korporacyjnych konkurencją w środowisku kapitału społecznego.

6. **Działanie 1.** Przebudowa regulacji kosztowej *ex ante* w antymonopolową *ex post* na rynku schodzącym. Z przebudową tą związana jest zanikająca rola URE. Taka rola jest naturalnym skutkiem transformacji TETIP i w zasadniczym rozumieniu tak ją trzeba traktować.

6.1. Jednak w praktyce trzeba dopuścić bardzo szeroki przedział czasu na realizację (dokonanie się) zanikającej roli URE: od wejście w życie ustawy Prawo elektryczne (dla której racjonalnym terminem z punktu widzenia dynamiki zmian w UE jest rok 2025, aż do stanu końcowego B (2050) transformacji).

6.2. Z drugiej strony pilnie, jeszcze przed wejściem w życie ustawy Prawo elektryczne, pożądana jest na rynku schodzącym WEK zmiana regulacji kosztowej *ex ante* w antymonopolową *ex post*. To poprawi z jednej strony sytuację elektroenergetyki WEK-PK, z drugiej zdynamizuje doświadczenia w zakresie funkcjonowania rynku \bar{EP} (I). Korzyść odniesie Polska.

7. **Działanie 2.** Jest to działanie odnoszące się do regulacji prawnych (wschodzących) kształtujących sandboxy oraz urzędy URS na drodze do Prawa elektrycznego. Urząd URS współistnieje z urzędem URE tak jak rynek \bar{EP} (I) współistnieje z rynkiem schodzącym; brakiem logiki, podkopującym całkowicie wiarygodność transformacji (TETIP) do elektroprosumeryzmu, byłoby włączenie regulacji sandboxów w kompetencje urzędu URE.

7.1. Urząd URS jest odpowiedzialny za opracowanie segmentacji sandboxów (na potrzeby kraju) i opracowanie zbioru kodeksów operatorskich (właściwych dla poszczególnych segmentów) do stosowania (w ramach koncesji) przez operatorów (WSE) składających wnioski o utworzenie sandboxu.

7.2 Ciężar przygotowań do utworzenia sandboxu (wystąpienia z wnioskiem o utworzenie do urzędu URS) spoczywa na operatorze (WSE).

7.3 Operator (WSE) jest tworzony – przez członków założycieli systemu (WSE) w trybie umów cywilnoprawnych – jako jednostka wewnętrzna (nieposiadająca osobowości prawnej) jednego z uczestników systemu (WSE) lub jako odrębny podmiot prawny.

7.4 W drugim wypadku może to być podmiot zależny

od jednego z członków założycieli systemu (WSE), od części z nich lub od wszystkich.

7.5 W wypadku operatora (WSE) nieposiadającego osobowości prawnej, ale posiadającego odpowiednie kompetencje, z wnioskiem o koncesję operatora (WSE) występuje członek założyciel, który go utworzył i tenże członek założyciel nabywa prawa koncesyjne.

8. Hipoteza 1. Jest to hipoteza w sprawie zastąpienia celów polityczno-korporacyjnych konkurencją w środowisku kapitału społecznego. Hipoteza 1, kluczowa z punktu widzenia efektywnego (skutecznego) odejścia od paliw kopalnych w całej energetyce, orzeka daleko idące ograniczenie wydolności (zmierzch) koncepcji transformacyjnych w obszarze energetyki WEK-PK realizowanych w trybie celów politycznych stawianych wbrew celom fundamentalnym. Hipoteza ta jest potencjalnie weryfikowalna za pomocą technik tripletu paradygmatycznego monizmu elektrycznego (na razie tylko jakościowo). Ale podkreśla się, że pierwsza kluczowa hipoteza jest w artykule sformułowana poza przestrzenią tripletu paradygmatycznego. To podkreślenie ma ważną konsekwencję: politycy – w Polsce, tak samo jak na całym świecie – mogą nie znać tripletu paradygmatycznego, ale elektroprosumenci muszą mieć za sobą. Tych wytworzy konkurencja. I nie jest ważne, czy oni tak będą się formalnie nazywać, czy nie. Ważne, że z istoty – którą jest poziom świadomości społecznej i ekologicznej oraz poziom i ukierunkowanie kompetencji technologicznych – będą głosować tak jak elektroprosumenci.

9. W takim kontekście podkreśla się, że całkowicie nowy polityczny Program Odbudowy i Odporności Kryzysowej wyraźnie znamionuje ratowanie się polityków (unijnych w mniejszym stopniu, polskich w stopniu przekraczającym ich własny interes) z opresji. Program ratowania w trybie „innowacji przyrostowej”, czyli charakterystycznym dla podmiotów „zasiedziały” w polityce. Bez wątplenia Program ten będzie w kolejnych latach dostarczał empirycznych (indukcyjnych) podstaw do pogłębionej weryfikacji hipotezy 1. W szczególności będzie to weryfikacja dostarczająca stosunkowo szybko, chociaż nie natychmiast, danych o tym, gdzie jest kres populizmu politycznego i bezwzględności korporacyjnej psujących społeczeństwo i doprowadzających do jego rozwarstwienia. Na drugim biegunie Program będzie dostarczał danych o konflikcie strukturalnym, który tu się definiuje następująco: pretendenci-innowatorzy vs roszczeniowi „narkomani” (w rękach politycznych dilerów). W tym konflikcie współcześni pretendenci-innowatorzy, i przyszłe pokolenia też, muszą sfinansować współczesnych beneficjentów zalewu różnorodnych polityk i (politycznych programów), wyglądających „dobrze” przed ich realizacją. W Polsce widoczne jest bardzo wyraźnie niebezpieczeństwo grożące całej klasie politycznej i korporacjom biznesowym energetyki WEK-PK związane z przekroczeniem krytycznego poziomu stosunku roszczeniowych biorców wsparcia

do pretendentów innowatorów, którzy muszą wytworzyć dobra potrzebne do finansowania wsparcia i do przyszłych pokoleń, które muszą ponieść koszty. Takie w szczególności jak projekt Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności, zwłaszcza polski.

10. O niebezpieczeństwie stawiania w energetyce na cele polityczne, takie jak Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności politykom (unijnym i przede wszystkim polskim) stale powinna przypominać Wspólna Polityka Rolna (WPR), pierwsza we wspólnotach europejskich, będąca wynikiem umowy pierwszego z Traktatów Rzymskich (1957), mianowicie ustanawiającego Europejską Wspólnotę Gospodarczą. Wówczas politycy błędnie ocenili potencjał wzrostu wydajności rolnictwa. Skutki ciągną się dotychczas. Unia jest zalewana jeziorami mleka i wina oraz przysypywana górami cukru i zboża, politycy wprowadzają kwoty produkcyjne na poszczególne produkty, rolnicy są niezadowoleni, politycy „heroicznie” próbują ograniczać wsparcie (politykę) WPR, rolnictwo unijne nie wytrzymuje konkurencji z USA i tanimi produktami z Afryki (Unia musi stosować cła), globalne rozwarstwienie/nierównowaga rośnie (uchodźcy z Afryki zalewają Europę). To wszystko oznacza, że politycy zamiast rozwiązywać problemy, tworzą je, a przyczyną jest niekompetencja i brak moralności.

11. Przechodząc na obszar energetyki WEK-PK, podkreśla się, że Traktat Paryski powołujący Europejską Wspólnotę Węgla i Stali (EWWiS), poprzedzający wspólnotę EWG, został ustanowiony w 1951 i podpisany na okres 50 lat w 1952 r. (wygasł w 2002 r.). Triplett paradygmatyczny (gdyby istniał) i jego techniki weryfikacyjne podpowiedziały ówczesnym politykom, że na węgiel w ogóle nie można stawiać, a że stalą trzeba być ostrożnym. Niestety, Europa (i USA też) zamiast zdefiniowania polityki na podstawach fundamentalnych wybrała rozwój w trybie innowacji przyrostowej: więcej węgla, więcej stali. Blok komunistyczny (ZSRR, Chiny) podjął na gruncie politycznym konfrontację gospodarczą ze strefą euro-atlantyczną też w trybie innowacji przyrostowej: więcej węgla, więcej stali. W ten sposób świat płaci za rozwój, który nie spełnia wymagań fundamentalnych.

12. Z kolei drugi z Traktatów Rzymskich był umową ustanawiającą (1957) Europejską Wspólnotę Energii Atomowej (EWEA). Przesłanki, które zadecydowały o umowie są znacznie bardziej złożone niż w wypadku EWWiS. Z jednej strony chodziło na pewno o bezpieczeństwo jądrowe Europy – znane były skutki dwóch ataków atomowych na Japonię, a elektrownie jądrowe istniały już w USA oraz ZSRR, Wielka Brytania ogłosiła natomiast (1957) plan ich budowy. Wszędzie cele militarne były powiązane z celami energetycznymi. Dlatego energetyka jądrowa rozwijała się jako paramilitarna. Rządziła się odmiennymi (niż cała pozostała energetyka) zasadami bezpieczeństwa, ekonomicznymi (finansowania rozwoju), zarządzania. Dlatego od samego początku istniały przepływy między sektorem zbrojeniowym i energetyką jądrową (w segmencie technologicznym reaktorowym i paliwowym). Wspólnym interesem sojuszu zbroje-

niowo-energetycznego było zdobycie przychylności społeczeństwa (uwolnienie się w jak największym stopniu od kontroli społecznej). To wtedy powstawał mit niskich cen energii elektrycznej z elektrowni jądrowych. Mit finansowany skrośnymi przepływami międzysektorowymi. I nie było szans, aby ktokolwiek zaprzął sobie głowę tripletem paradygmatycznym (gdyby on był nazwany).

13. Bezpieczeństwo energetyczne w zakresie dostaw energii elektrycznej po II wojnie światowej było (w kontekście narodowym) najwrażliwszą kategorią polityczną w Europie ze względu na wagę elektryfikacji po zniszczeniach wojennych. Dlatego politycy nie odważyli się ani w Traktacie Paryskim, ani w Traktatach Rzymskich „dotykać” władztwa krajów członkowskich w zakresie rynków energii elektrycznej. W rezultacie przez Europę przetoczyła się fala nacjonalizacji (i centralizacji) elektroenergetyki (Włochy, Francja, Wielka Brytania). Dopiero UE (po jej utworzeniu na mocy Traktatu z Maastricht, 1992 r.) rozpoczęła wdrażanie wspólnego rynku energii elektrycznej. W 1992 r. Komisja Europejska przedstawiła projekt pierwszej dyrektywy dotyczącej jednolitego rynku energii elektrycznej, weszła ona w życie dopiero po czterech latach, jako dyrektywa 96/92/WE.

14. Prześledzenie reform elektroenergetyki w Europie przez pryzmat Traktatu Paryskiego (Wspólnota Węgla), drugiego Traktatu Rzymskiego (Europejska Wspólnota Energii Atomowej), a także Traktatu z Maastricht pokazuje empirycznie przewagę tripletu paradygmatycznego monizmu elektrycznego (nienazwanego) nad celami politycznymi. Te kraje członkowskie (i ogólnie europejskie), które przyspieszały rozwój swoich rynków energii elektrycznej w stosunku do celów politycznych UE zyskiwały przewagę technologiczną (konkurencyjną), ekonomiczną (pokazują to ceny energii elektrycznej), a także w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (Wielka Brytania, 1989/90; Norwegia, Finlandia, Szwecja; Niemcy – Energiewende, ostatnie dwie dekady). Kraje, które walczyły o derogacje (i uzyskiwały je), były przegranymi. Polska jest największym przegranym mimo wielkiego strumienia środków pomocowych (te zostały w dużym stopniu zmarnowane).

*

15. Hipoteza 2. Jest to hipoteza w sprawie zastąpienia systemów wsparcia systemami podatkowymi. Leży ona u podstaw transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. Wstępnie (głównie jakościowo) została już zweryfikowana technikami tripletu paradygmatycznego. Podkreśla się przy tym, że istotą prezentowanej na platformie PPTe2050 koncepcji TETIP jest procesowe podejście do budowy elektroprosumeryzmu. Czyli weryfikację sformułowanej hipotezy traktuje się w koncepcji jako zadanie ciągłe, realizowane w miarę rozwoju (głównie na podstawach dedukcyjnych) technik weryfikacyjnych, skutkujące ulepszeniem systemów podatkowych zapewniającym ciągłą

adekwatność tych systemów do rynkowego postępu transformacji TETIP objawiającego się dyfuzją innowacyjności na rynki elektroprosumeryzmu. Intensywność tej dyfuzji będzie w kolejnych latach dostarczała empirycznych (indukcyjnych) podstaw do pogłębionej weryfikacji pierwszej kluczowej hipotezy.

16. Hipoteza 3. Jest to hipoteza w sprawie zmiany struktury podatkowej. Orzeka ona o fundamentalnej przebudowie systemu podatkowego elektroprosumeryzmu względem energetyki WEK-PK.

16.1. Elektroprosumenci będą płacili głównie podatki VAT, przy zakupie urządzeń na rynku \vec{EP} (2) i usług na rynku \vec{EP} (3). Zakup energii elektrycznej na rynku \vec{EP} (1) i na rynku \vec{EP} (4) będzie miał mniejsze znaczenie.

16.2. Wytwórcy urządzeń na rynek \vec{EP} (2) i dostawcy usług na rynek \vec{EP} (3) będą płacili podatek CIT.

16.3. Od paliw kopalnych podatków – VAT, CIT i akcyzy, przede wszystkim od paliw transportowych – w ogóle nie będzie (bo nie będzie ich na rynkach).

16.4. Elektroprosumeryzm spowoduje też zasadniczą zmianę alokacji podatków względem tej, która jest charakterystyczna dla energetyki WEK-PK. Mianowicie, wytworzy strukturę podatkową charakterystyczną dla rozwoju endogenicznego (podatki pozostają blisko elektroprosumentów). Dla energetyki WEK-PK struktura podatkowa jest charakterystyczna dla rozwoju egzogenicznego (podatki przejmują w dominującej części państwo).

16.5. Struktura podatków ulegnie również zasadniczej zmianie z powodu zmiany udziału importu na rynki elektroprosumeryzmu względem udziału importu w energetyce WEK-PK. W wypadku energetyki WEK-PK udział importu (paliwa i dobra inwestycyjne) w kosztach (przed opodatkowaniem) jest w Polsce dominujący. W wypadku elektroprosumeryzmu jest odwrotnie – istnieje wielki potencjał obniżenia importu do minimum (panele fotowoltaiczne, licencje na turbiny wiatrowe, licencje na technologie akumulatorowe, w przyszłości na technologie wodorowe).

16.6. Elektroprosumeryzm jest najważniejszą – współcześnie osiągalną siłą napędową procesów społecznych od społeczeństwa korporacyjnego do obywatelskiego, z klasą średnią (a ogólnie na świecie od wielkiego rozwarstwienia do struktury zrównoważonej).

16.7. Wreszcie, elektroprosumeryzm ma siłę spowodowania ustrojowej zmiany podatkowej polegającej na zmniejszeniu obciążenia podatkowego elektroprosumentów. W wypadku segmentu ludnościowego, zmiana będzie polegała na zrównaniu statusu wkładu własnego ze statusem wszystkich innych prac domowych. W pozostałych wypadkach – ze statusem kosztów własnych.

TAB. 1
Współczynniki skalujące elektroprosumeryzmu w osłonach OK(JST) zaautonomizowanych (w tendencji) względem KSE: sołectwo (nN), gmina (nN-SN), miasto do 100 tys. (nN-SN-110 kV), miasto powyżej 500 tys. (nN-SN-110 kV- hybrydowy układ dosyłowy), bilanse energii są w tabeli bilansami dla pełnych krajowych zbiorów osłon (a nie dla pojedynczych osłon)

	Polska		Współczynniki skalujące			Rynek wschodzący		
	2021	2050				2021	horyzont transformacji	
	TWh		TWh	rok	TWh			
Energia elektryczna	165	200	rynek $\vec{EP}(1)$	sołectwo poniżej 1 tys.	0,5	15	2035	18
				gmina	0,7	58	2040	70
				miasto do 100 tys.	0,8	48	2045	58
				miasto 100 do 500 tys.	1,0	33	2050	41
			rynkami $\vec{EP}(i), i=1,4$	miasto powyżej 500 tys.	1,2	11	2050	13

Komentarz do tabeli dotyczy powiązania ze sobą (ściślej współzależności) trzech kryteriów standaryzacji współczynników skalujących. Pierwszym jest liczba mieszkańców w osłonie (w tys.). Drugim jest górny poziom napięciowy autonomizacji osłony na rynku $\vec{EP}(1)$ względem KSE (sieci nN, SN, 110 kV); w wypadku rynku $\vec{EP}(4)$, który będzie korzystał z sieci NN, otwartą sprawą są z kolei rozwiązania hybrydowe układów dosyłowych w korytarzu infrastrukturalno-urbanistycznym północ południe („kotwica”) łączących ten rynek z rynkiem, rynkami $\vec{EP}(1)$. W najprostszym wypadku będzie to magistralny układ dosyłowy: farma źródeł AC – linia kablowa DC – sprzęgło DC/AC oraz linia napowietrzna NN i transformator NN/110 kV AC. Może to być jednak bardziej zaawansowany technologicznie układ z linią napowietrzną NN AC ze składową DC.

Otwarcie nowej przestrzeni twórczej interpretacji wyników dla transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu uzyskanych na platformie PPTE2050

17. Współczynniki skalujące elektroprosumeryzmu w osłonach OK(JST) autonomicznych (potencjalnie, w tendencji) względem KSE. Współczynniki skalujące rynki elektroprosumeryzmu, w szczególności w osłonach OK(JST), stanowią bardzo silne narzędzie pozyskiwania heurystyk bilansowych (ekonomicznych i innych), czyli danych wyjściowych dla dużych zbiorów osłon, standaryzujących (tym samym bardzo ułatwiających) prowadzenie szczegółowych oszacowań dla pojedynczych osłon (rozważanych w wymiarze indywidualnym). Zbiór współczynników elektroprosumeryzmu (pozwalających łatwo obliczać energię elektryczną OZE) w osłonach OK(JST) przedstawia tab. 1.

18. Współczynniki skalujące dla potrzeb pasywizacji budownictwa, elektryfikacji ciepłownictwa i elektryfikacji transportu. Skalowanie tych współczynników wymaga bardziej zindywidualizowanego podejścia niż w wypadku

skalowania energii elektrycznej. Potwierdza to przykład skalowania zrealizowany dla Subregionu Wałbrzyskiego, przedstawiony w artykule [12]. Przewaga starych (a nawet bardzo starych zasobów budynkowych) powoduje, że współczynnik skalujący dla ciepła grzewczego ma w Subregionie Wałbrzyskim bardzo dużą wartość, mianowicie 1,5 (względem współczynnika dla kraju równego 1). Współczynniki dla ciepłej wody użytkowej (CWU) i dla paliw transportowych są „zrównoważone” (nie odbiegają istotnie od współczynników w zbiorach osłon na terenie kraju grupujących jednostki JST w podobny sposób jak to jest w Subregionie Wałbrzyskim), i wynoszą 1 oraz 0,8, odpowiednio. Znajomość wszystkich trzech współczynników jest podstawą do (odpowiadających im) oszacowań zapotrzebowania energii elektrycznej OZE brutto w modelu elektroprosumeryzmu (w wypadku Subregionu Wałbrzyskiego jest to rok 2045). Z kolei bazą do tych oszacowań są trzy wielkości opisujące stan początkowy 2020: zużycie ciepła grzewczego oraz ciepła dla potrzeb CWU i energia chemiczna paliw transportowych. Każdą z tych wielkości wyznaczono w artykule [12] na

TAB. 2
Trajektorie wzrostu rynku $\vec{EP}(1)$ na obszarach wiejskich – w osłonach OK(JST) [9]

	sołectwo – osłona OK(JST1) (nN)		gmina (nN-SN)			miasto do 100 tys. (nN-SN-110 kV)			
	2030	2035	2030	2035	2040	2030	2035	2040	2045
PV, %	39,7	40,0	39,6	40,0	40,0	31,9	32,0	32,0	32,0
μ EW, %	2,9	5,0	1,6	3,1	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EWL, %	0,0	0,0	10,0	21,0	25,0	10,9	22,0	32,3	38,0
μ EB, %	45,0	55,0	8,8	9,9	10,0	4,4	4,9	5,0	5,0
EB, %	0,0	0,0	8,9	16,8	20,0	8,9	16,8	22,5	25,0
Suma OZE, %	87,6	100,0	68,9	90,8	100,0	56,1	75,7	91,8	100,0

podstawie dostępnych danych statystycznych (niestety o niskiej jakości, ale trzeba uwzględnić, że to jest „natura” zagadnienia) i dodatkowych oszacowań heurystycznych. W wyniku uzyskano wartości zapotrzebowania zużycia: 2,9, 0,7 i 3,7 TWh, odpowiednio. Dalej zaś określono heurystyki energii elektrycznej OZE w elektroprosumeryzmie: 0,45, 0,30 i 0,50 TWh, odpowiednio. Podkreśla się, i jest to podkreślenie metodologiczne, że tych heurystyk nie można porównywać bezpośrednio z heurystykami, które uzyskano by po zastosowaniu współczynników transformacji energetycznej do monizmu elektrycznego w tab.1. Dlatego, gdyż współczynniki w tab. 1 uwzględniają tylko paradygmat egzergetyczny. Przytoczone, na podstawie artykułu [12] heurystyki dla Subregionu Wałbrzyskiego mają już bardziej „praktyczny” charakter, uwzględniający również pozostałe paradygmaty, w szczególności elektroprosumencki, w zakresie odnoszącym się do procesów społecznych.

19. Trajektorja wzrostu rynku \vec{EP} (I) na obszarach wiejskich – w osłonach OK(JST). Nie dostrzeże się potencjału transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu, jeśli nie zacznie się myśleć kategoriami harmonizacji dwóch systemów osłon kontrolnych: osłon na jednostkach JST, osłon na jednostkach wielkiego/elektrochłonnego przemysłu i osłon na strategicznej infrastrukturze krytycznej (transportowej: drogowej, kolejowej, lotniczej, morskiej) oraz osłon na infrastrukturze systemowej KSE (odbiorcy, sieci, źródła wytwórcze), [1]. Niestety, takie myślenie w Polsce praktycznie jest jeszcze nieobecne. A to ono pokazuje nieuchronność bardzo szybkiej – procesowej, od obszarów wiejskich poczynając – autonomizacji osłon względem KSE. Subregion Wałbrzyski jest bardzo dobrym przykładem dla zaprezentowania takiego procesu. Procesu, który jest zarazem procesem przejścia do neutralności klimatycznej. Z tab. 3 wynika, że autonomizacja sołectw do 1 tys. mieszkańców (prosta w realizacji, bardzo ekonomiczna) jest możliwa w horyzoncie 2035. Ale wymaga mobilizacji zasobów lokalnych, musi być realizowana w trybie rozwoju endogenicznego, a nie egzogenicznego, centralistycznego (albo z tytułu polityki energetycznej, albo z tytułu biznesu korporacyjnego). Jeśli się uzna, że w sołectwach żyją Polacy, i jeśli wyciągnie się do nich pomocną dłoń (zorganizuje dobrą edukację, uchwali Prawo elektryczne!), to nie ma powodów, aby 40 tys. sołectw nie mogło realizować równolegle swojej autonomizacji. A wówczas tylko z tego tytułu 30% Polski (12 mln ludzi) będzie neutralna klimatycznie. Polska wydostanie się z pułapki nie za pomocą politycznego etatyzmu państwowego ani za pomocą korporacji rozwarstwiających społeczeństwo, a za pomocą kapitału społecznego, fundamentu nowoczesnego społeczeństwa. Przy tym trzy technologie wytwórcze i sieć nN potrzebne do tej autonomizacji są tech-

nologiami stanowiącymi znakomitą bazę do budowy nowoczesnych kompetencji społeczności w osłonach sołectw, w zgodzie z tripletem paradygmatycznym. W strefie autonomizacji „przynależnej” sieci SN żyje 7 mln Polaków, a w strefie autonomizacji sieci 110 kV jest to 11 mln. Razem trzy strefy,

to 80% ludności i nie mniej niż 70% obecnych rynków końcowych energetyki WEK-PK (łącznie z rynkami dla wielkiego przemysłu i dla infrastruktury krytycznej). Te trzy strefy mogą przejść do neutralności klimatycznej w horyzontach 2035, 2040, 2045. Zatem Polska nie musi być problemem UE, może być siłą napędową pożądanego rozwoju, uprawnionego fundamentalnie.

20. Struktura bilansu pokrycia potrzeb energetycznych miast powyżej 500 tys. (nN-SN-110 kV-korytarz IU).

Strukturę tę w wielkim przybliżeniu przedstawia tab. 3. Struktura technologiczna źródeł w tym segmencie to struktura uwzględniająca wyłącznie technologie skomercjalizowane. Z wyjątkiem technologii GOZ wszystkie one znajdują się już w trzeciej fazie rozwoju, czyli mają tylko potencjał przyrostowy innowacji. Zatem ta struktura nie powoduje obciążenia transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu ryzykiem realizowalności. Umożliwia natomiast wykorzystanie tej transformacji do dyfuzji innowacji przełomowych (energetyka WEK-PK blokuje natomiast systemowo innowacje przełomowe).

21. Elektroprosumencka Warszawa. Największe wyzwanie w Polsce na drodze do elektroprosumeryzmu podejmuje Warszawa. Model monizmu elektrycznego Warszawy został wprowadzony jako koncepcja na XVI Forum Operatorów Systemów i Odbiorców Energii i Paliw w październiku 2019 r. Miks energetyczny zaprezentowany dla Warszawy na Forum uwzględnił potencjalne zasoby własne OZE oraz bardzo duży udział energii z rynku offshore. Od tego czasu (niecałe dwa lata) został on dwukrotnie przeskalowany pod wpływem gwałtownie rosnącego potencjału źródeł OZE, ale również lepszego

Technologia	Energia, %
GOZ, %	5
PV, %	20
μEW, %	2
EB, %	5
źródła kogeneracyjne	9
elektrownie dieslowski	4
EWL	38
EWM	18
Suma	100

TAB. 3
Struktura bilansu pokrycia potrzeb energetycznych miast powyżej 500 tys. (nN-SN-110 kV-korytarz IU)

Technologia	Etap 1		Etap 2		Etap 3	
	Energia, TWh	Energia, %	Energia, TWh	Energia, %	Energia, TWh	Energia, %
GOZ, %	0,0	0	0,5	5	0,5	5
PV, %	1,1	10	2,2	20	2,7	25
μEW, %	0,2	2	0,2	2	0,2	2
EB, %	0,2	2	0,5	5	0,5	5
źródła kogeneracyjne	1,0	9	1,0	9	0,3	3
elektrownie dieslowski	0,4	4	0,4	4	0,2	0
EWL	0,0	0	2,0	18	2,2	20
EWM	8,0	73	4,2	38	4,6	42
Suma	10,9	100	11,0	100	11	100

TAB. 4
Struktura bilansu pokrycia potrzeb energetycznych Warszawy na trzech etapach

zrozumienia elektroprosumeryzmu w całości. Kolejne trzy etapy skalowania (2019, 2020, 2021) przedstawione zostały, na podstawie [13], w tab. 4.

Status artykułu i przesłanki jego opublikowania

22. Artykuł jest kontynuacją publikacji [1]. W tak silnym stopniu, że można je uznać za ostatnie dwie części długiego cyklu publikacji reprezentujących coraz bardziej jednolity zarys koncepcyjny powstający w głowie autora przez dwie i pół dekady – od zakończenia pierwszej ustrojowej reformy elektroenergetyki, w szczególności od przełączenia KSE „ze wschodu na zachód” i zastąpienia socjalistycznej ustrojowej doktryny funkcjonowania elektroenergetyki doktryną obowiązującą w strefie euro-atlantycznej (demokratyczno-rynkową). W tym długim procesie najważniejszym punktem zwrotnym (katalizatorem) przyspieszającym dojrzewanie zarysu koncepcyjnego w sferze teoretycznej był rok 2018 – rok sformułowania tripletu paradygmatycznego monizmu elektrycznego [2].

23. Wprowadzenie na początku roku 2020 pojęcia elektroprosumeryzmu [3] zdynamizowało przejście do praktyki. Mianowicie, była to najpierw koncepcja TETIP do elektroprosumeryzmu 2050 (koncepcja silnie jeszcze obciążona perspektywą metodologiczną charakterystyczną dla energetyki WEK-PK, czyli skoncentrowana na trzech rynkach końcowych energii należących, na mocy koncesji URE, do korporacyjnych podmiotów zasiedziających w energetyce WEK-PK) [3]. Następnie było to usytuowanie elektroprosumeryzmu 2050 (w postaci trzech kolejnych fal [4]) w przestrzeni społecznej, co zbliżało go do ludzi i do określenia jednej z najważniejszych zasad, mianowicie zasady skalowalności (zasada ta pociągnęła za sobą wprowadzenie w [4] zbioru kanonicznego osłon kontrolnych elektroprosumeryzmu, w tym systemu osłon kontrolnych na jednostkach JST. Pojęcie elektroprosumeryzmu w naturalny sposób doprowadziło – w przestrzeni gospodarczej (technologicznej i ekonomiczno-rynkowej) – do zdefiniowania czterech rynków

elektroprosumeryzmu [6]). Ich „powołanie do życia” ma potencjał do zdynamizowania pretendentów: elektroprosumentów (w aspekcie zastosowań dostępnych potencjalnie rozwiązań technologicznych, biznesowych i prawnych), samorządy (w dwóch aspektach: prawa lokalnego oraz zasady pomocniczości), sektor MMSP (w aspekcie poszukiwań nowych rozwiązań technologicznych i rozwiązań biznesowych).

24. Pojęcie elektroprosumeryzmu trwale już zagościło na platformie PPTE2050, zwłaszcza na Konwersatorium Inteligentna Energetyka, na razie głównie w komunikatach konwersatoryjnych oraz w publikacjach w dwóch Biuletynach (dotychczas dopiero 4 zeszyty, 11 artykułów) publikowanych w miesięczniku „Energetyka”, będącym emanacją powojennej tradycji polskiej elektroenergetyki WEK-PK (800 numerów wydanych przez 74 lata [10]); pierwszy z nich, to Biuletyn PPTE2050, drugi natomiast to Biuletyn Rynki Elektroprosumeryzmu. Jest to przede wszystkim obecność skoncentrowana na konsolidacji praktyki elektroprosumeryzmu (konsolidacji jednostkowych działań o szczególnie dobrych uwarunkowaniach początkowych). Taki charakter rozwoju elektroprosumeryzmu należy do jego istoty, jednak pod warunkiem, że rozwój fundamentalnych koncepcji będzie chronił praktykę przed ryzykiem błędów (poznawczych i wszystkich innych) oraz ryzykiem jej (praktyki) degeneracji. Do tego są potrzebne techniki weryfikacyjne tripletu paradygmatycznego. Jest to wielki obszar potrzebnego zaangażowania nauki.

Piśmiennictwo¹

1. Popczyk J. DRUGA USTROJOWA REFORMA ELEKTROENERGETYKI. Główny filar transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. Platforma PPTE2050 (www.pppte2050.pl), Biuletyn rynki EP (2) 1/2021, Energetyka 4/2021.
2. Popczyk J., Transformacja energetyki – paradygmatyczny triplett i mapa oraz trajektoria. Platforma PPTE2050 (www.pppte2050.pl), 2018, „Śląskie Wiadomości Elektryczne” cz. 1 i 2 – 2018, nr 5, s. 4-16, cz. 3 – 2019, nr 1, s. 9-46, Portal CIRE (www.cire.pl), 2019.
3. Popczyk J., Od działań kryzysowych 2020 do elektroprosumeryzmu 2050 – transformacja energetyki w trybie przełomowym: cz. I. Rozległe uwarunkowania i punkt oddolnego

TETIP	-	transformacja energetyki w trybie innowacji przełomowej (do elektroprosumeryzmu) – w artykule nazwa jest stosowana zgodnie ze statusem wynikającym z rozszerzenia opisu koncepcji transformacji zamieszczonego w [6] (czyli odnosi się do koncepcji kryjącej się pod tą nazwą według stanu na początku 2021 (będącego wynikiem syntetyzującym jej 20-letni rozwój)
TETIP(A→B)	-	trajektoria transformacji TETIP od stanu początkowego A(2021) do stanu końcowego B(2050 \sqrt{EP})
DURE	-	druga ustrojowa reforma elektroenergetyki; w artykule (w ślad za [1] i za platformą PPTE2050) akronim DURE traktuje się jako trwały element w zbiorze akronimów transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu
energetyka WEK-PK	-	wielkoskalowa energetyka paliw kopalnych; wszystkie sektory (elektroenergetyka, sektor paliw płynnych, gazownictwo, ciepłownictwo, górnictwo węgla kamiennego)
\vec{EP} , EP	-	elektroprosumeryzm lub elektroprosument (zależnie od kontekstu), energetyka prosumencka lub prosument (zależnie od kontekstu), odpowiednio
energetyka WEK-OZE	-	konieczność wprowadzenia tego akronimu jest podyktowana zagrożeniem, dla transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu (weryfikowalnej technikami tripletu paradygmatycznego), które wprowadza krajowy plan KPO. Zagrożeniem tym jest w szczególności ofensywa wszystkich sektorów energetyki WEK-PK mająca na celu wykorzystanie funduszy z KPO do obrony korporacyjnego modelu funkcjonowania, z nienaruszoną dominacją efektu skali (technologicznej i biznesowej)
energetyka $\vec{EP-EJ}$	-	konieczność wprowadzenia tego akronimu jest podyktowana z kolei zagrożeniem, dla transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu (weryfikowalnej technikami tripletu paradygmatycznego), które wprowadza krajowy plan KPO i działania Ministerstwa Klimatu i Środowiska na rzecz włączenia w Polsce wielkiego przemysłu w program rozwoju energetyki jądrowej z blokami jądrowymi średniej mocy (klasy 250-300 MW), czyli rozszerzenie statusu energetyki OZE na beze-misyjne elektrownie jądrowe (i wielkoskalowe technologie wodorowe)

rynkii EP (i)	-	cztery rynki elektroprosumeryzmu: i=1 – rynek energii elektrycznej RCR; i=2 – bezsieciowy rynek urządzeń (technologii, materiałów, produktów, ...); i=3 – bezsieciowy rynek usług (projektowych, instalacyjnych, serwisowych, innych, a także usług związanych z obsługą modeli biznesowych spółdzielczych, klastrowych, deweloperskich, franczyzowych, outsource'ringowych, innych); i=4 – rynek energii elektrycznej 2 (offshore)
NABE	-	Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE nie kwalifikuje się w koncepcji DURE - i tym bardziej w transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu) jako byt trwały/istotny. Jest jedynie nieprzemyślanym doraźnym pomysłem politycznym. W artykule sygnalizującym potrzebę przededefiniowania bezpieczeństwa energetycznego NABE jest synonimem ryzyka jego utraty
PoiOK, KPO		(unijny) Plan Odbudowy i Odporności Kryzysowej, Krajowy Plan Odbudowy
PPS, PPW		porządek prawny schodzący (Prawo energetyczne); porządek prawny wschodzący (Prawo elektryczne, sukcesywnie tworzone)
URE, URS	-	Urząd Regulacji Energetyki (istniejący, schodzący); Urząd Regulacji Sandboxów (wschodzący, wymagający utworzenia)
ORT(P),	-	Operator Rynku Technicznego wydzielony z PSE funkcjonujący w obydwóch porządkach prawnych
ORT(D),	-	niezależny (od operatora OSD w jego osłonie obszarowej) Operator Rynku Technicznego funkcjonujący między ORT(P) i operatorami(WSE), tylko w pierwszym porządku prawnym
operator(WSE)	-	operator wirtualnych systemów elektrycznych funkcjonujący tylko w drugim porządku prawnym
zmienne x(TETIP)i	-	są to cztery zmienne kanoniczne analizy czynnikowej transformacji TETIP: i=1 – pasywizacja budownictwa, i=2, – elektryfikacja ciepłownictwa, i=3 – elektryfikacja transportu, i=4 – reelektryfikacja OZE; w artykule wprowadza się piątą zmienną, mianowicie i=5 – elektrotechnologie w przemyśle (przemysł 4.0)

* Konieczność rozbudowy wynika z gwałtownie zmieniającej się sytuacji spowodowanej wejściem do „gry”: unijnego Planu Odbudowy i Odporności Kryzysowej (POiOK) oraz Krajowego Planu Odbudowy (KPO). W kontekście elektroprosumeryzmu (jak i transformacji TETIP) plany te wprowadzają zarówno szanse, jak i zagrożenia.

Spis akronimów użytych w artykule – jest to rozbudowany* (pod wpływem gwałtownych zmian uwarunkowań (krajowych i unijnych) dla potrzeb artykułu spis z [1] (pełny spis, podstawowy – potrzebny, ogólnie, do modelowania elektroprosumeryzmu na platformie PPTE2050, dotychczas najpełniejszy, został przedstawiony w artykule [8] w „Energetyce” oraz w artykule [11] w „Energetyce Ciepłej i Zawodowej”).

- praktycznego startu, cz. II. Słownik encyklopedyczny teorii i zarys koncepcji rynku wschodzącego 1 na poziomie praktyki. Platforma PPTE2050 (www.pppte2050.pl), 2020. Portal CIRE (www.cire.pl), 2020. „Energetyka” 2020, nr 5, Biuletyn PPTE2050 nr 1/2020, cz. II, s. 216-234.
- Popczyk J.: Trzy fale elektroprosumeryzmu. Platforma PPTE2050 (www.pppte2050.pl), 2020. Portal CIRE (www.cire.pl), 2020. „Energetyka” 2020, nr 7, Biuletyn PPTE2050 nr 2/2020, s. 316-333.
 - Bodzek K. Od analizy profili na osłonach kontrolnych systemu(WSE) do wskazówek projektowania struktury miksu energetycznego – studium przypadku. Platforma PPTE2050 (www.pppte2050.pl), 2020. Portal CIRE (www.cire.pl), 2020. „Energetyka” 2020, nr 7, Biuletyn PPTE2050 nr 2/2020, s. 334-338.
 - Popczyk J., Cztery rynki elektroprosumeryzmu. Odpowiedź na strukturalny kryzys 2020 (ścianę rodzącą energetyczny przełom), wyzwanie i szansa 2050. Platforma PPTE2050 (www.pppte2050.pl), „Energetyka” 2020, nr 11, Biuletyn Rynki Elektroprosumeryzmu nr 1/2020, s. 584 -597.
 - Bodzek K. Modelowanie trajektorii transformacyjnych energetyki do elektroprosumeryzmu w wybranych osłonach kontrolnych. Platforma PPTE2050 (www.pppte2050.pl), „Energetyka” 2020, nr 11, Biuletyn Rynki Elektroprosumeryzmu nr 1/2020, s. 584 -597.
 - Popczyk J.: ENERGETYKA WEK-PK: to, co było dobre dla świata przez 300 lat, i to, co się nie spełniło w ostatnich dwóch dekadach oraz odpowiedź (nowy pomysł na resztę XXI wieku, do zrealizowania w horyzoncie 2050): polska transformacja TETIP (w trybie innowacji przełomowej) do ELEKTROPROSUMERYZMU. Platforma PPTE2050 (www.pppte2050.pl), „Energetyka” 2021, nr 1, Biuletyn PPTE2050, nr 1(3)/2021, s. 43-56.
 - Popczyk J., Bodzek K., Gawlik R. (współpraca): Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji Subregionu Wałbrzyskiego. Transformacja energetyczna do elektroprosumeryzmu. Platforma PPTE2050 (www.pppte2050.pl), Biuletyn PPTE2050 (3) 1/2021, Energetyka 1/2021.
 - Popczyk J.: 800 numerów (74 lata) „Energetyki” jubileusze są po to, aby uszanować historię, otworzyć się na przemijanie i zwrócić ku przyszłości. Nie tylko odczytują i nazwać, ale zacząć budować. „Energetyka” 2021, nr 2.
 - Popczyk J.: Elektroprosumeryzm przemysłowy. Polski partyzant czy globalny standard? ?, Platforma PPTE2050 (www.pppte2050.pl), Energetyka Ciepła i Zawodowa. 1/2021. Ponadto www.pppte2050.pl
 - Popczyk J., Bodzek K. Transformacja energetyczna Subregionu Wałbrzyskiego. Trajektorja redukcji CO₂ w modelu transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. Platforma PPTE2050 (www.pppte2050.pl), Biuletyn rynki EP (2) 1/2021, Energetyka 4/2021.
 - Bodzek K.: Usługi na rynkach elektroprosumeryzmu w JST – od zwiększania kompetencji do zarządzania rynkami. Platforma PPTE2050 (www.pppte2050.pl), Biuletyn rynki EP (2) 1/2021, Energetyka 4/2021.
 - Popczyk J., (redakcja, współautorstwo); współautorzy: Siwy E., Żmuda K., Korab R., Kocot H.. Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, 2009, ss. 246.
 - Popczyk J., Energetyka rozproszona – od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej. Polski Klub Ekologiczny, Okręg Mazowiecki Warszawa, 2011, ss. 194.
 - Stanek W., Analiza egzergetyczna w teorii i praktyce. Monografia, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2016, ss. 268.
 - Szargut J.: Termodynamika techniczna. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2011, ss. 684.

Przypis

¹ Zaprezentowane piśmiennictwo koncentruje się na dorobku platformy PPTE2050 (w tym na dorobku całego Konwersatorium Inteligentna Energetyka, którego jest sukcesorem). Stąd wykaz piśmiennictwa jest niestety zdominowany przez autora artykułu, który uważa jednak, że ta niewłaściwość w świecie nauki jest tu mniejszym złem, zwłaszcza jeśli autor jest wolny od chęci pomnażania swojego dorobku za pomocą liczby artykułów. Ważniejsze jest przedstawianie za pomocą tak, a nie inaczej, skonsolidowanego piśmiennictwa – coraz pełniejszej i spójniejszej koncepcji transformacji TETIP do elektroprosumeryzmu. Ważne jest pokazanie – poprzez pozycje [5], [7], [13] – wielkiego potencjału możliwości w obszarze elektroprosumeryzmu naukowca średniego pokolenia, który nie ma tradycji badawczej w obszarze energetyki, w tym elektroenergetyki WEK-PK, ale ma taką tradycję w obszarze energoelektroniki, która staje się filarem przełomu cechującego transformację TETIP do elektroprosumeryzmu w obszarze działania paradygmatu wirtualizacyjnego. Pozycje [14] do [17], to z kolei źródła, które autor wykorzystuje w trybie podręczników, ale dla początkujących (w elektroprosumeryzmie), niezajmujących się nim „zawodowo” mogą one służyć jako literatura uzupełniająca.



Jerzy Łaskawiec

Szkłarska Poręba, 29 kwietnia 2021 r.

Po co i dla kogo to robimy? Felieton dla tych, co nie czytają „Energetyki Ciepłej i Zawodowej”

Moje uwagi i komentarz do zbliżającego się wielkimi krokami „narodowego programu” wydzielenia ze spółek typu PGE, TAURON, Enea aktywów energetycznych związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej z węgla do Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE).

Kto formalnie firmuje tę ideę? Wicepremier i minister aktywów państwowych. Ta produkcja, jak powiedział: „energii z węgla, w związku z polityką klimatyczną Unii Europejskiej, jest działalnością mało przychodową i mało perspektywiczną”. Zrobmy rozbiór logiczny tego uzasadnienia. Po pierwsze, produkcja energii elektrycznej sama w sobie nie jest czystym biznesem, jest zaspokojeniem w genialny technicznie sposób najbardziej podstawowych potrzeb człowieka. W obecnym cywilizowanym świecie nic się nie dzieje bez „prądu”. Na przemyśle, bezpieczeństwie krajów, istocie życia człowieka rozpoczynając, a na smartfonach kończąc. Ten wywód jest konieczny, aby niektórzy zrozumieli sekwencje działań w takich wrażliwych obszarach. Nie można zaprzestać produkcji wszystkiego ot tak zniechęca. Sarkanie na rzeczywistość węglową i węglowodorową upstreamu energetycznego, bez określenia realnej ścieżki dojścia (jak się kiedyś mówiło; teraz się mówi „mapy drogowej”) do jego całkowitego zastąpienia czymś innym jest mało poważne. Nie ma takiej możliwości, aby średnie obecnie zapotrzebowanie na moc energetyczną w Polsce (ponad 23000 MW) pokryć bez klasycznych źródeł (głównie węglowych i gazowych).

Skoro już taka struktura wytwarzania istnieje, to owa „mapa drogowa” musi opierać się na faktach. Konwersja całkowita, ze względu na brak potrzebnych i jednocześnie wystarczających w naszym pięknym kraju innych źródeł (jak energia wody, słońca, wiatru, biomasy) nie jest możliwa. Tutaj jest jak z linią horyzontu – niby zbliżamy się do niej, ale nigdy jej nie osiągniemy.

Jeśli już kiedyś musimy całkowicie zrezygnować z emisji CO₂, zrobmy to realnymi krokami obliczonymi co najmniej na 5-8 kadencji parlamentu. Następna władza musi kontynuować słuszne działania gospodarcze (i inne) rozpoczęte przez poprzednią. U nas, jak widać, jest to od wielu, wielu lat genetycznie niemożliwe. Główny powód jest taki, że „to nie może być dobre, bo to nie myśmy to wymyślili”. Wczoraj w telewizji emitowano wywiad z jednym z Polaków pracujących w NASA. Mówił, że pracują obecnie m.in. nad modelem superhelikoptera, który ma wystartować około roku 2035. Podkreślał, że takie programy są realizowane bez względu na to, kto był czy będzie prezydentem USA. To jest patrzenie strategiczne.

Kto jest właścicielem aktywów energetycznych w Polsce? Głównie spółki akcyjne utworzone uprzednio po wniesieniu poszczególnych akcji elektrowni, elektrociepłowni, kopalń i zakładów energetycznych do tychże. W większości spółki giełdowe. Jeśli w zamiarze ministra jest wniesienie samych aktywów wytwórczych do NABE, wymaga to zgód korporacyjnych i „antymonopolowych” i polskich, i UE. Jest to oczywiście możliwe, tylko po co to robić rozbijając w miarę logiczną – nawet wobec istnienia uprawnień taryfowych w URE – logikę ekonomiczną obecnych twórców. Stać je było jak dotąd i na utrzymanie bieżącej eksploatacji zakładów, jak i na inwestycje (*vide*: Kozienice, Jaworzno, Opole, Turów, elektrownie wiatrowe itd.). Pozbawione wytwarzania grupy, jak mówią polityczni wodzowie, wreszcie odetchną od balastu węgla i elektrowni. A kto da tym grupom przychód, jak nie będzie towaru, „prądu” do sprzedawania? Jaki będzie cel ich istnienia? Oczywiście, aby napić się przystawowego piwa nie potrzeba mieć własnych browarów. Ale to nie są tożsame działalności. Inicjatorzy wyłączenia aktywów mówią: „Dlatego ważne jest przejście przez gaz do wodoru i wybudowanie elektrowni jądrowej”. Tylko mówią. Mówią również tak: „Gdybyśmy nie podjęli tych działań, zmierzających do stopniowego wygaszania energetyki węglowej, zastępowania jej produkcją z innych źródeł, to te opłaty za energię, które ponoszą polskie rodziny, lawinowo by rosły w najbliższych latach, tak jak rosła opłata za emisję CO₂”. Rozbiór logiczny i celowościowy tego zdania? Kto ustala ceny za prawo do emisji CO₂? W Polsce sterowany przez władze popyt. Do kogo wpływają (jest to koszt produkcji w elektrowniach) należności za w/w opłaty? Do budżetu polskiego państwa. Jaki jest udział kosztów wytwarzania w ogólnej cenie energii elektrycznej u odbiorcy? Około 30%, w tym jest oczywiście koszt węgla (płaconego kopalniom i importowanego), CO, podatków lokalnych, CIT, akcyzy, daniny na dopłaty do tzw. „energii zielonej” i oczywiście płac załogi, który w elektrowniach wynosi tylko kilka % kosztów.

Po wydzieleniu aktywów produkcyjnych co zostanie w obecnych spółkach? Dokąd idziemy? Czym dysponują obecnie banki? Przychodami kapitałowymi, lokatami (których już nie chcą i zaraz każą sobie płacić za trzymanie naszych oszczędności) i międzybankowymi kredytami. Czy pożyczą duże pieniądze przyszłym Tauronom, Eneom, PGE na wydatki inwestycyjne nierokujące ogromnych i szybkich zwrotów z kapitału (ROE)? Zresztą koszty inwestycyjne te Grupy pokryją sobie swoją ceną, czyli odbiorcami końcowymi, czyli nami.

Niech ten felieton przeczytają wasi znajomi i dzieci spoza energetyki.

WEBINARIUM

SPRAWDŹ



Webinarium BMP: Biogaz w energetyce

27 maja, godz. 11:00

W programie m.in.:

- ▶ Potencjał i wytwarzanie biogazu
- ▶ Możliwości transportu i magazynowania biogazu
- ▶ Potencjał wykorzystania biogazu do celów energetycznych
- ▶ Budowa i działanie biogazowni – nowoczesne rozwiązania



Partner branżowy



Patronat medialny



kierunekenergetyka.pl

Organizator



Wiemy, że usprawnienie złożonych procesów w zakładzie ma dla Ciebie kluczowe znaczenie.

SPRAWNY PROCES + CIĄGŁY POSTĘP

Zwiększasz bezpieczeństwo, wydajność i niezawodność, korzystając z naszych innowacji i doświadczenia.

Deltabar PMD75B – na straży bezpieczeństwa i ciągłości produkcji



- Bezprzewodowa obsługa poprzez szyfrowane łącze Bluetooth i aplikację mobilną SmartBlue.
- Wsparcie operatora dzięki kreatorom uruchomienia SIL i okresowych testów kontrolnych, umożliwiającym automatyczne wygenerowanie dokumentacji bezpieczeństwa na potrzeby audytu.
- Ciągła weryfikacja przyrządu i monitorowanie drożności linii impulsowych za pomocą Heartbeat Technology.