



Izba Energetyki Przemysłowej
i Odbiorców Energii

PROGRAM

IZBY ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ I ODBIORCÓW ENERGII NA 2024 ROK,

realizowany w interesie energochłonnych
branż polskiego przemysłu





Źródło fot.:123rf.com
Rys.: zasoby IEPiOE
Skład: BMP Sp. z o. o. Sp. k.

POSTULATY

I. Ochrona konkurencyjności przemysłowej działalności produkcyjnej

1. Przygotowanie do szybkiego wprowadzenia w Polsce administracyjnego mechanizmu stabilizacji cen energii elektrycznej, na poziomie 60 EUR/MWh, z jakiego mogłyby korzystać energochłonne zakłady przemysłowe, które zadeklarują utrzymanie działalności produkcyjnej w obecnych lokalizacjach co najmniej do 31 grudnia 2029 r.
2. Pilne opracowanie i zgłoszenie przez polski rząd, do oceny Komisji Europejskiej, przygotowanego przez Ministerstwo Rozwoju i Technologii (MRiT) programu pt. „Pomoc dla sektorów energochłonnych związana z nagłymi wzrostami cen gazu i energii elektrycznej w 2024 r.”, opartego o „Tymczasowe kryzysowe ramy środków pomocy państwa w celu wsparcia gospodarki po agresji Rosji wobec Ukrainy” – TCF (2022/C 1311/01).
3. Pilna implementacja do obowiązującego w Polsce porządku prawnego *Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią* (2022/C 80/01) z dnia 18 lutego 2022 r.
4. Obniżenie stawki opłaty jakościowej dla odbiorców przemysłowych poprzez zmianę zapisów *Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*. Dostosowanie kryteriów uprawniających do redukcji do aktualnych parametrów charakteryzujących firmy energochłonne.
5. Dostosowanie tempa zmian w systemie ETS do specyfiki energochłonnych branż europejskiego przemysłu, tak by umożliwić firmom energochłonnym zachowanie globalnej konkurencyjności.
6. Objęcie uprawnieniem do uzyskiwania rekompensat pośrednich kosztów emisji producentów nawozów i związków azotowych (NACE 20.15.Z), cementu (NACE 23.51), szkła (23.11, 23.13, 23.14 i 23.19), wapna (NACE 23.52), gazów technicznych (NACE 20.11), produkcji: pozostałych podstawowych chemikaliów organicznych (NACE 20.14.), pestycydów i pozostałych środków agrochemicznych (NACE 20.20. Z.) oraz branż, dla których zastosowanie technologii CCUS (wychwytywanie i składowanie lub wykorzystanie CO₂) jest jedyną drogą do osiągnięcia zeroemisyjnej produkcji.
7. Wdrożenie narzędzia wyrównującego konkurencyjność dla przemysłu energochłonnego przechodzącego na wodór nisko- i zeroemisyjny, zgodnie z wymogami dekarbonizacyjnymi nakładanymi na państwa członkowskie w ramach polityki klimatycznej, odnoszącymi się do wykorzystania wodoru w przemyśle ustanowionymi w ramach dyrektywy 2023/2413 (RED III).
8. Zapewnienie skuteczności funkcjonowania *Mechanizmu dostosowywania cen na granicach* (CBAM), wprowadzanego na obszarze UE dla ochrony europejskiego przemysłu przed importem produktów, których wytwarzanie nie jest obciążone kosztami emisji CO₂. Nawiązanie ścisłej współpracy przemysłu z administracją rządową, w celu wypracowania i wdrożenia procedur wyznaczania emisyjności poszczególnych produktów oraz kosztów pośrednich i bezpośrednich emisji CO₂ związanych z ich wytwarzaniem. Stworzenie dedykowanych mechanizmów nakierowanych na wsparcie dekarbonizacji podmiotów objętych mechanizmem CBAM, które ze względu na zmniejszanie liczby przydzielanych bezpłatnych uprawnień ponosić będą większe koszty związane z zakupem uprawnień do emisji.
9. Przywrócenie zniesionego w 2022 roku tzw. obliża giełdowego. Umożliwienie odbiorcom przemysłowym dostępu do importowanej energii elektrycznej, w ramach kontraktów terminowych, poprzez jej bezpośredni zakup od wytwórców lub w kontraktach zawieranych na europejskich giełdach energii.
10. Implementacja *Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniającej rozporządzenie (UE) 2023/955* (dyrektywa EED). Modyfikacja procedury wydania świadectw efektywności energetycznej, doprecyzowanie stosowanych definicji oraz wprowadzenie, bazujących na normach i najlepszych praktykach, kryteriów oceny składanych wniosków.

11. Wprowadzenie możliwości wyliczania indywidualnych stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych dla odbiorców przemysłowych zużywających energię elektryczną, w podstawie których czas wykorzystania mocy maksymalnej wynosi nie mniej niż 5 500 godzin/rok, bądź alternatywnie – utworzenie dedykowanej odbiorcom przemysłowym, posiadającym określoną strukturę poboru energii elektrycznej, odrębnej grupy taryfowej.
12. Bieżące monitorowanie prac Komisji Europejskiej i Parlamentu Europejskiego, dotyczących wszelkich zmian w *Dyrektywie Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 r., w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (ETD)*.
13. Nowelizacja przepisów dotyczących Zamkniętych Systemów Dystrybucyjnych (ZSD) – rozszerzenie katalogu zwolnień dedykowanych ZSD, w szczególności wprowadzenie zwolnienia z obowiązku przyłączenia do Zamkniętych Systemów Dystrybucyjnych nowych podmiotów, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem ZSD.

II. Zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania KSE oraz ciągłości dostaw energii elektrycznej i gazu ziemnego

1. Pilne opracowanie lub aktualizacja dokumentów niezbędnych dla przeprowadzenia świadomej przebudowy istniejącej w Polsce infrastruktury energetycznej oraz nadania kierunków rozwoju polskiego sektora energetycznego: *Polityki Energetycznej Polski (PEP)* i *Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu (KPEiK)*. Zapewnienie, by oba te dokumenty były spójne.
2. Uwzględnienie potencjału energetycznego zakładów przemysłowych w planowaniu krajowej struktury mocy wytwórczych, w procesie niskoemisyjnej transformacji polskiej energetyki systemowej oraz w dokumentach: *Polityka Energetyczna Polski* i *Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu*.
3. Pełne wykorzystanie potencjału przemysłowych instalacji technologicznych, zdolnych do elastycznego reagowania na występujące w KSE zmiany wielkości zapotrzebowania i generacji. Wprowadzanie nowych mechanizmów DSR, które zwiększą bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w KSE i zmniejszą koszty jego funkcjonowania, ale również zapewnią odbiorcom przemysłowym wynagrodzenie adekwatne do ich zaangażowania i uzyskiwanych korzyści systemowych.
4. Usunięcie barier utrudniających pełne wykorzystanie potencjału sterowalnych odbiorów Jednostek Redukcji Zapotrzebowania w rynku mocy oraz innych usług świadczonych na rzecz KSE.
5. Zmiana zapisów Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego regulująca zasady wprowadzania administracyjnych ograniczeń w dostarczaniu gazu ziemnego do zakładów przemysłowych charakteryzujących się dużą wrażliwością na zmniejszenie wielkości tych dostaw.

III. Usunięcie barier w lokowaniu farm wiatrowych w pobliżu zakładów przemysłowych. Wprowadzenie zachęt finansowych dla przyłączania pogodozależnych OZE bezpośrednio do wewnątrzzakładowych sieci elektroenergetycznych

1. Stworzenie możliwości budowy farm wiatrowych lokowanych na terenach przemysłowych bądź w ich pobliżu, przyłączanych bezpośrednio do zakładowych sieci elektroenergetycznych. Likwidacja wszystkich barier w ich lokowaniu i wprowadzenie ułatwień w realizacji procesów inwestycyjnych.
2. Przeprowadzenie implementacji *Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającej dyrektywę Rady 2015/652* (tzw. Dyrektywy RED III), do polskiego porządku prawnego.
3. Dostosowanie krajowych aktów prawnych z zakresu planowania i zagospodarowania przestrzennego do realizacji celów stawianych przez regulacje unijne, dotyczące redukcji emisji CO₂ i wykorzystania energii elektrycznej pochodzącej z OZE. Likwidacja barier w lokowaniu elektrowni wiatrowych na terenach przemysłowych i w ich pobliżu.





PROGRAM IZBY ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ I ODBIORCÓW ENERGII NA 2024 ROK

Zarząd Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii

W niezwykle trudnej, niespotykanej w przeszłości sytuacji panującej obecnie na rynkach paliw i energii, konieczne jest wprowadzenie pakietu przepisów pomagających w rozwoju energochłonnych zakładów

produkcyjnych, a tym samym – polskiej gospodarki. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii proponuje szereg rozwiązań dla ochrony polskiego przemysłu – opisanych w niniejszym Programie.

UZASADNIENIE

I. Ochrona konkurencyjności przemysłowej działalności produkcyjnej

1. Przygotowanie do szybkiego wprowadzenia w Polsce administracyjnego mechanizmu stabilizacji cen energii elektrycznej, na poziomie 60 EUR/MWh, z jakiego mogłyby korzystać energochłonne zakłady przemysłowe, które zadeklarują utrzymanie działalności produkcyjnej w obecnych lokalizacjach co najmniej do 31 grudnia 2029 r.

Obszar UE, jako miejsce dla prowadzenia i rozwoju działalności gospodarczej, od lat systematycznie traci swoje atuty. Wysokie koszty pracy, uzależnienie od importu surowców energetycznych, oderwana od realiów światowej gospodarki polityka klimatyczna, a w konsekwencji wysokie ceny i koszty energii elektrycznej powodują, że nie tylko maleje konkurencyjność Unii Europejskiej, ale w praktyce zahamowany został jej rozwój.

Polska wchodząc do UE w 2004 r. miała do zaoferowania potencjalnym inwestorom tanią energię elektryczną i niskie koszty pracy. Niestety, dziś mamy już najwyższe

ceny energii elektrycznej w UE oraz dramatycznie wysoki koszt wydobycia węgla kamiennego, podnoszący wycenę energii, oraz koszty pracy na poziomie europejskim.

W efekcie, w ciągu ostatnich lat, wzrost gospodarczy na obszarze UE został zatrzymany, a przyrost PKB za ostatnie 15 lat wyniósł zaledwie 2,8%. W tym okresie gospodarka niemiecka wzrosła co prawda o 9%, ale dużo silniejsze od polskiej gospodarki takich krajów jak Francja, Włochy czy Hiszpania, odnotowały ujemny przyrost PKB.

Zmiana PKB w okresie ostatnich 15 lat wyniosła:

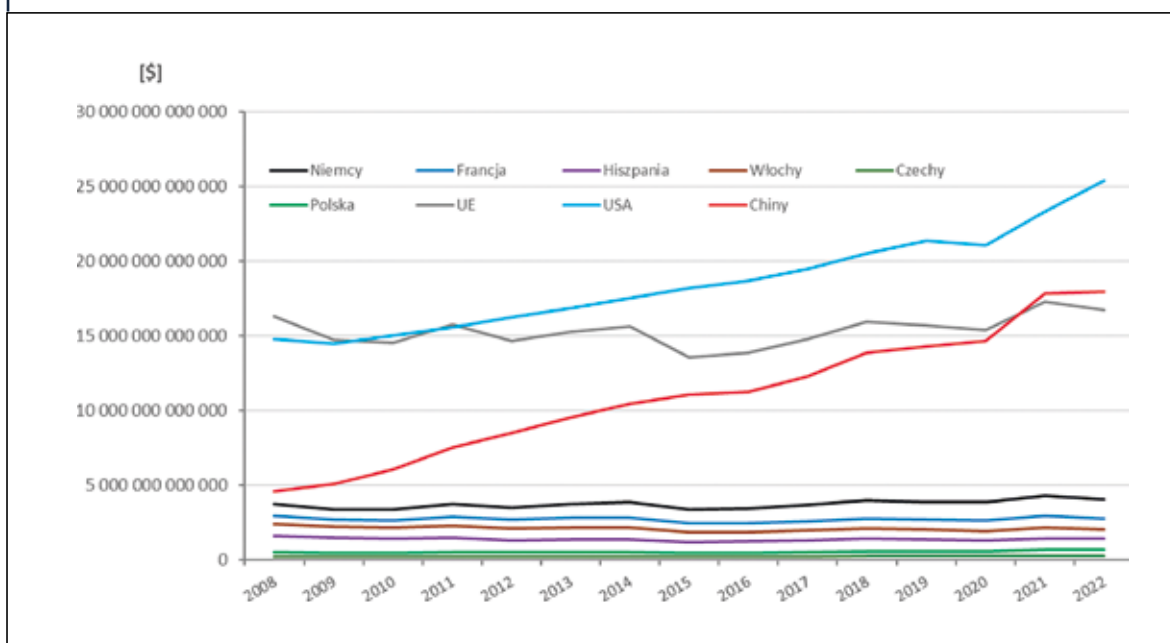
- we Francji: - 5%,
- w Hiszpanii: - 13%,
- we Włoszech: - 15%.

Polska pozytywnie się wyróżnia na tle ww. krajów – odnotowała w tym okresie wzrost PKB o 29%. W tym czasie PKB Stanów Zjednoczonych wzrósł o 72%, Chin o 291%, a Indii o 185%.

RYS. 1

Wzrost PKB w Chinach, USA, UE-27 i wybranych krajach UE w latach 2008-2022

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych The World Bank



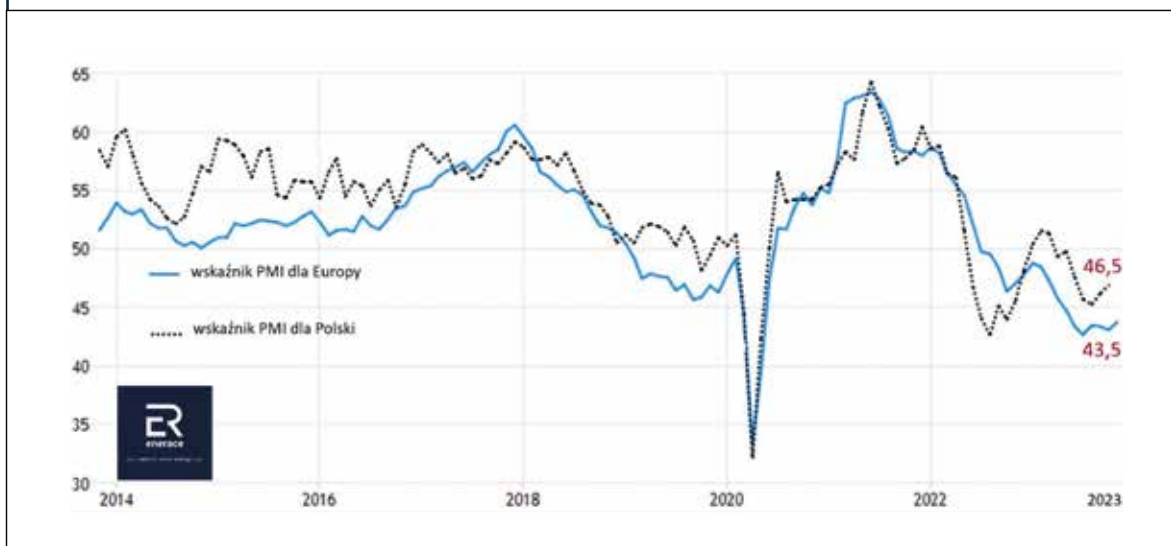
TAB. 1

Zmiany wielkości PKB w Chinach, USA, UE-27 i wybranych krajach UE w latach 2008-2022

	2008 r.	2022 r.	Lata 2022/2008 [%]
Niemcy	3 745 264 093 617	4 082 469 490 798	9,0%
Francja	2 930 303 780 828	2 779 092 236 506	-5,2%
Hiszpania	1 631 863 493 552	1 417 800 466 263	-13,1%
Włochy	2 408 655 348 719	2 049 737 165 408	-14,9%
Czechy	236 816 485 763	290 527 550 627	22,7%
Polska	533 599 779 516	688 125 010 521	29,0%
UE	16 295 383 915 395	16 746 223 630 459	2,8%
Indie	1 198 895 139 015	3 416 645 826 053	185,0%
USA	14 769 857 911 000	25 439 700 000 000	72,2%
Chiny	4 594 336 785 752	17 963 171 479 205	291,0%

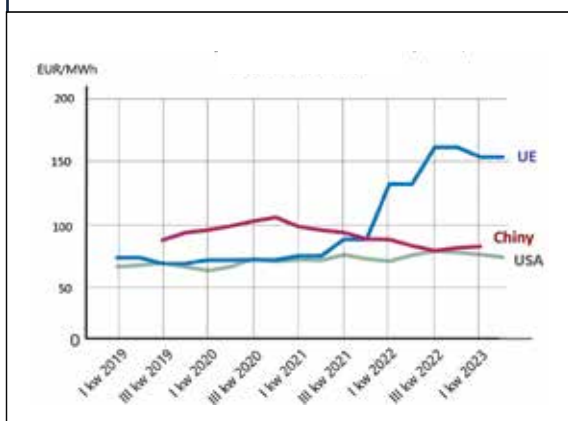
RYS. 2

Wskaźnik PMI dla UE i Polski w 2023 r. Źródło: ENERACE Sp. z o.o.



RYS. 3

Porównanie cen energii elektrycznej w UE, USA i Chinach



Zarówno europejski, jak i polski przemysł znajdują się w fazie recesji, co wyklucza możliwość płacenia przez zakłady produkcyjne wysokich rachunków za paliwa i energię elektryczną. Tymczasem surowcowe uzależnienie UE przekłada się na wysokie ceny energii elektrycznej, a oderwana od realiów światowej gospodarki polityka klimatyczna, rosnące płace i kosztowne programy socjalne skazują Europę na zapaść gospodarczą.

W takiej sytuacji w najsilniejszych krajach UE upowszechnia się opinia, jakoby burzliwy okres niekontrolowanych zmian cen paliw i energii elektrycznej już minął. Zapomina się o tym, że aktualnie ceny te są ponaddwukrotnie wyższe niż przed agresją Rosji na Ukrainę, oraz

o tym, iż europejski przemysł musi sprostać globalnej konkurencji. Na szczególnie wysokich poziomach notowane są kontrakty terminowe, z uwagi na ryzyko związane z podejmowaniem długoterminowych zobowiązań, przy dużej zmienności cen paliw i uprawnień do emisji CO₂, a może przede wszystkim w obliczu postępującej w europejskiej gospodarce recesji.

W solidarnej ocenie przedstawiciele rządów Niemiec i Francji, po (iluzorycznym) ustabilizowaniu sytuacji na rynku europejskim, należy zapewnić suwerenność krajowych systemów energetycznych oraz warunki do utrzymania globalnej konkurencyjności narodowych gospodarek.

Przemysłowym odbiorcom energii we **Francji** przyjazne warunki dla kontynuowania działalności produkcyjnej ma zapewnić umowa zawarta pomiędzy rządem a Électricité de France (EDF). Dotyczy ona energii produkowanej w reaktorach jądrowych: zarówno istniejących, jak i budowanych. Umowa ta gwarantuje średnią cenę energii elektrycznej wytwarzanej w jednostkach jądrowych na poziomie 70 EUR/MWh przez 15 lat, począwszy od roku 2026 r. Celem francuskiego rządu jest ukształtowanie krajowego miks energetycznego tak, by zapewnił globalną konkurencyjność francuskiej gospodarce. Jego przedstawiciele uzasadniają podpisanie umowy z EDF porozumieniem zawartym na szczeblu europejskim, które umożliwia wyłączenie z mechanizmu ustalania cen na rynkach hurtowych (*merit order*) energii elektrycznej produkowanej z paliw kopalnych. Wprowadzenie podobnego rozwiązania od lat proponują odbiorcy przemysłowi w Polsce.

Obecnie dostęp do energii jądrowej we Francji odbiorcy energii elektrycznej uzyskują za pośrednictwem mechanizmu *Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique* (ARENH). Został on wprowadzony 7 grudnia 2010 r., a funkcjonuje od 1 lipca 2011 r. Program ten umożliwia niezależnym od EDF spółkom obrotu, do końca 2025 r., dostęp do energii elektrycznej wytwarzanej przez elektrownie jądrowe zlokalizowane na terytorium kraju i oddane do użytku przed 8 grudnia 2010 r., po cenie regulowanej (aktualnie wynosi ona 42 EUR/MWh). Wolumeny energii elektrycznej dostępne w ramach ARENH dla alternatywnych dostawców początkowo nie przekroczyły 100 TWh w skali roku, tj. ok. 25% produkcji elektrowni jądrowych. 13 stycznia 2022 r. francuski rząd arbitralnie podjął decyzję o zwiększeniu tego wolumenu o 20 TWh, do 120 TWh rocznie.

Obecnie mechanizm powyższy umożliwia skuteczne obniżanie cen energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom przemysłowym, a jej ilość nabyta w ramach umowy między konsorcjum utworzonym przez duże energochłonne przedsiębiorstwa przemysłowe a EDF pomniejsza wolumen energii dystrybuowanej w ramach mechanizmu ARENH.

W celu wyeliminowania ryzyka związanego z wpływem wahań cen gazu ziemnego na wycenę energii

elektrycznej, od 2026 r. we Francji zaczną obowiązywać administracyjne pułapy cenowe, a obrót energią zacznie się odbywać na podstawie bilateralnych umów długoterminowych.

EDF będzie sprzedawał energię elektryczną po cenach referencyjnych, a zabezpieczeniem odbiorców końcowych przed ich ewentualnym wzrostem będą odpowiednio ustanowione progi podatkowe:

- wzrost ceny do 78-80 EUR/MWh spowoduje przekazanie klientom w rozliczeniach za energię elektryczną 50% nadwyżki przychodów uzyskanych przez EDF,
- po przekroczeniu 110 EUR/MWh klientom zostanie zwrócone 90% zwiększonego dochodu.

Niemcy z kolei zamierzają stać się przyjaznym miejscem dla lokalizacji biznesowych. Właśnie w tym celu rząd federalny odciążył przemysł z kosztów związanych z energią elektryczną, konsekwentnie wspiera rozwój odnawialnych źródeł energii i sieci energetycznych oraz tworzy warunki dla utrzymania rentowności i konkurencyjności każdej formy działalności gospodarczej: od MŚP po duże korporacje.

Kancelarz Olaf Scholz, federalny minister gospodarki i energii dr Robert Habeck oraz federalny minister finansów Christian Lindner uzgodnili wprowadzenie pakietu dodatkowych ulg dla firm prowadzących działalność produkcyjną w Niemczech. Będzie on obowiązywał przez najbliższe pięć lat. Skorzystają z niego w szczególności przedsiębiorstwa stosujące energochłonne technologie produkcji.

Na pakiet ten składa się:

- obniżenie podatku od energii elektrycznej na lata 2024 do 2028,
- nowelizacja systemu rekompensat kosztów emisji pośrednich poprzez:
 - usunięcie zasady, że pierwsza GWh nie podlega rekompensacie,
 - likwidację kwoty podstawowej w wysokości 5 EUR/tonę CO₂ w odniesieniu do całego zużycia energii elektrycznej w instalacji,
- stabilizacja opłat za przesył i dystrybucję z budżetem 5,5 miliarda EUR/rok.

Ponadto rząd Niemiec od początku 2023 r. czynił wysiłki, by w pełnym zakresie wprowadzić pakiet regulacji zamrażających ceny energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz ciepła sieciowego, tworzący tarczę chroniącą niemiecką gospodarkę przed ich wysokimi cenami, o łącznym budżecie 200 miliardów EUR, który miał być finansowany z Funduszu Stabilizacji Gospodarczej.

Najważniejszy element tej tarczy to „*Ustawa wprowadzająca ograniczenia cenowe dla energii*

elektrycznej oraz zmieniająca inne przepisy prawa energetycznego”, która

- wprowadzała stabilizację cen energii elektrycznej i gazu ziemnego dla niemieckiego przemysłu, obejmującą 80% wolumenu zużycia, na poziomach:
 - dla energii elektrycznej (130 EUR/MWh),
 - dla gazu ziemnego (70 EUR/MWh),
- utrzymała wysokość opłat sieciowych w 2023 r. na poziomach z roku 2022, przy czym budżet przeznaczony tylko na stabilizację kosztów dostawy energii elektrycznej w 2023 r. wyniósł 12,84 mld EUR.

Niemiecki resort gospodarki i ochrony klimatu przygotował również program dopłat do cen energii elektrycznej dla firm energochłonnych. Zgodnie z jego założeniami miały one możliwość wnioskowania o obniżenie ceny 1 MWh zużywanej energii elektrycznej o 60 EUR/MWh, do poziomu zużycia w wysokości 80% z 2022 roku.

Zagrożenia dla europejskiego przemysłu ze strony gospodarki USA

Od 2021 r. następuje w USA systematyczny spadek wskaźnika ISM, który – podobnie jak europejski PMI – obrazuje aktywność w sektorze przedsiębiorstw przemysłowych. Jego wartość poniżej 50 oznacza recesję.

W reakcji na pogarszającą się sytuację amerykańskiego przemysłu, w sierpniu 2022 roku prezydent USA Joe Biden podpisał ustawę *Inflation Reduction Act* (IRA), na którą składają się trzy elementy:

- reforma podatkowa,

- reforma opieki zdrowotnej,
- zmiany w regulacjach dotyczące energii i klimatu.

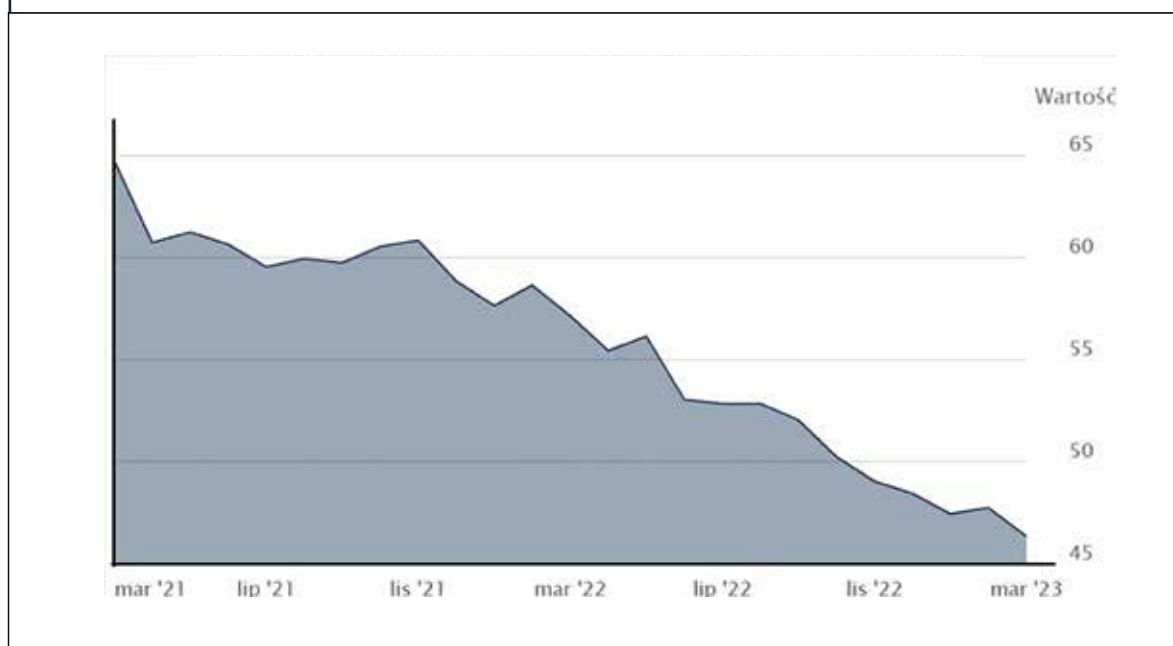
Celem ustawy jest ożywienie amerykańskiej gospodarki, a narzędziem – olbrzymi poziom środków finansowych. Tylko na rozwój odnawialnych źródeł energii i niskoemisyjnych technologii administracja prezydenta Bidena zamierza wydać około 369 mld USD, które zostaną wykorzystane na dotacje, kredyty i ulgi podatkowe dla firm lokujących swoją działalność w USA. Oznacza to, że będą one mogły otrzymać wsparcie ze strony państwa na produkcję związaną z czystą energią, a europejscy producenci czystych technologii, kuszeni atrakcyjnymi subsydiami i niższymi kosztami energii, mogą decydować się na relokację swojej działalności do Stanów Zjednoczonych.

Oferta USA dla europejskiego przemysłu obejmuje między innymi:

- ulgi podatkowe na inwestycje związane z rozbudową oraz tworzeniem nowych zakładów zajmujących się produkcją związaną z czystą energią,
- ulgi podatkowe na produkcję komponentów do paneli fotowoltaicznych, turbin wiatrowych, falowników oraz baterii do samochodów elektrycznych,
- dotacje w wysokości 250 mln USD na produkcję pomp ciepła,
- dotacje w wysokości 5,8 mld USD dla przemysłu energochłonnego, na budowę instalacji technologicznych zmniejszających emisje gazów cieplarnianych.

RYS. 4

Spadek wskaźnika ISM w USA w latach 2021 do 2023. Źródło: Bankier.pl



Zachęty te mogą wpłynąć na osłabienie tempa rozwoju zielonych technologii w Europie.

Odpowiedź UE na IRA

16 marca 2023 r. UE ogłosiła *Net-Zero Industry Act*, który ma umożliwić szybszy rozwój czystych technologii w Europie poprzez wprowadzenie wymogu, by do 2030 roku UE wytwarzała co najmniej 40% urządzeń i instalacji, niezbędnych do osiągnięcia celów klimatycznych i energetycznych.

Do czystych technologii, dla których ma zastosowanie przyspieszony proces wydawania pozwoleń i zwiększony dostęp do finansowania, należą: energia słoneczna i wiatrowa, baterie i magazyny energii, pompy ciepła, energia geotermalna, elektrolizery, ogniwa paliwowe, biogaz, sekwestracja dwutlenku węgla oraz technologie sieciowe.

Opisane powyżej starania rządów Francji i Niemiec mają na celu zachowanie konkurencyjności narodowych gospodarek w stosunku do gospodarki USA. W przypadku Niemiec, z uwagi na problemy budżetowe, zostały one obecnie zawieszane.

Jeśli jednak najbogatsze kraje UE zaczną indywidualnie wspierać swój przemysł jasnym jest, że bez wprowadzenia podobnych rozwiązań w Polsce kontynuowanie produkcji przemysłowej nie będzie możliwe. Rosnących kosztów wytwarzania nie da się przenosić na klientów w sytuacji, gdy firmy w innych europejskich krajach otrzymują od swoich rządów administracyjne wsparcie.

2. Pilne opracowanie i zgłoszenie przez polski rząd, do oceny Komisji Europejskiej, przygotowanego przez Ministerstwo Rozwoju i Technologii (MRiT) programu pt. „Pomoc dla sektorów energochłonnych związana z nagłymi wzrostami cen gazu i energii elektrycznej w 2024 r.”, opartego o „Tymczasowe kryzysowe ramy środków pomocy państwa w celu wsparcia gospodarki po agresji Rosji wobec Ukrainy” – TCF (2022/C 1311/01).

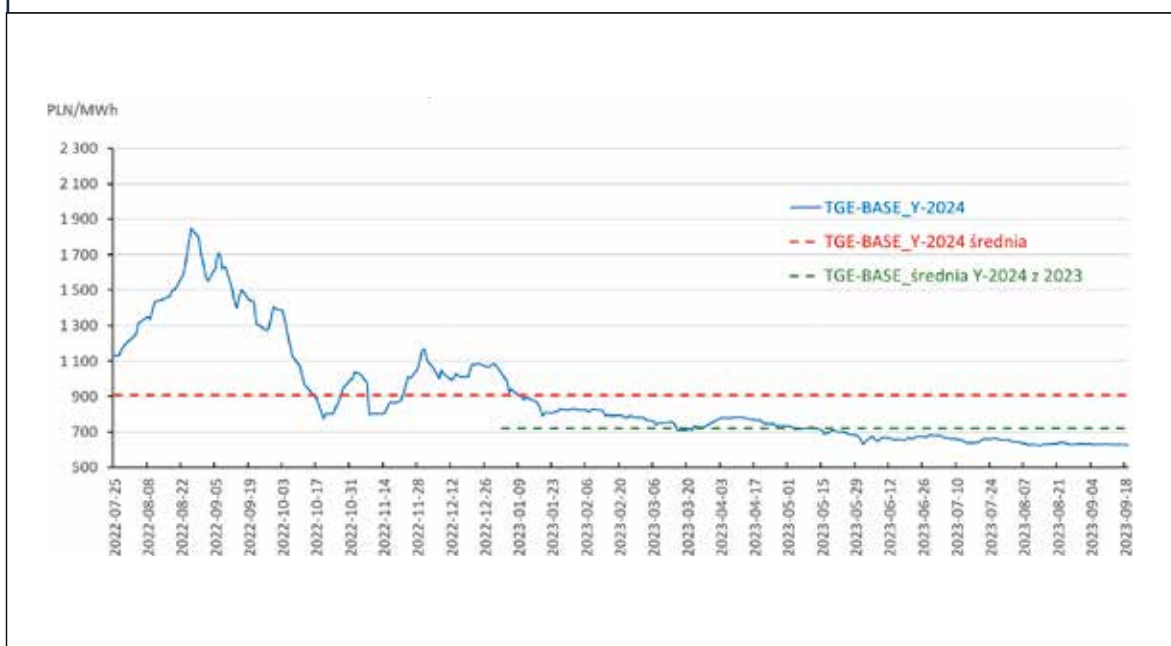
Z uwagi na ciągle wysokie ceny energii elektrycznej i gazu ziemnego, w stosunku do ich notowań z roku 2021 (nadal ponaddwukrotnie wyższe), odbiorcy przemysłowi oczekują kontynuowania programu MRiT opartego o „Tymczasowe kryzysowe ramy środków pomocy państwa w celu wsparcia gospodarki po agresji Rosji wobec Ukrainy” pt. „Pomoc dla sektorów energochłonnych związana z nagłymi wzrostami cen gazu i energii elektrycznej w 2024 r.”

Zgodnie z Komunikatem Prasowym KE z dnia 20 listopada 2023 r. przyjęto zmianę tymczasowych ram pomocy państwa w sytuacjach kryzysowych i w okresie transformacji. Zmiana ta:

- przedłuża o sześć miesięcy okres obowiązywania wskazanych sekcji ram (w tym sekcji 2.4.), w celu umożliwienia krajom członkowskim reakcji w sytuacji kryzysu będącego następstwem rosyjskiej agresji na Ukrainę i wzrostu cen energii elektrycznej i gazu ziemnego,

RYS. 5

Notowania cen energii elektrycznej w kontraktach terminowych Y+1 w latach 2022 do 2023.
Dane TGE. Źródło: Opracowanie własne



- pozwala przyznawać pomoc nawet do 31 grudnia 2024 r. pod warunkiem, że będzie ona udzielana po weryfikacji *ex post* dokumentacji uzupełniającej beneficjenta, a państwo członkowskie postanowi nie uwzględniać możliwości przyznawania płatności zaliczkowych, pod warunkiem jednak, że przestrzegany będzie okres kwalifikowalny,
- dopuszcza możliwość wyliczania EBITDA w okresie kwalifikowalnym na podstawie danych z roku kalendarzowego kończącego się 31 grudnia 2023 r. dla pomocy przyznanej na podstawie kosztów kwalifikowalnych poniesionych w I półroczu 2024 r.

Powszechnie uważa się, że decyzja Komisji Europejskiej o przedłużeniu możliwości wprowadzania programów pomocy państwa opartych o „Kryzysowe Ramy” jest politycznym zwycięstwem koalicji Niemiec i Francji, które mają możliwość przyznawania znacznych dotacji dla swojego przemysłu na poziomach zdecydowanie wyższych niż Polska. Jest więc jasne, że również polski rząd winien jak najszybciej opracować i zgłosić do oceny Komisji Europejskiej program pt. „Pomoc dla sektorów energochłonnych związana z nagłymi wzrostami cen gazu i energii elektrycznej w 2024 r.”.

Pragniemy podkreślić, że obowiązująca dziś Ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zasadach realizacji programów wsparcia przedsiębiorców w związku z sytuacją na rynku energii w latach 2022-2024 przewiduje, że limit wydatków przeznaczony na realizację ww. programów wynosi:

- w 2022 r. 5 079 416 000 PLN,
- w 2023 r. 8 212 659 000 PLN,
- w 2024 r. 4 136 240 000 PLN.

3. Pilna implementacja do obowiązującego w Polsce porządku prawnego *Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią (2022/C 80/01)* z dnia 18 lutego 2022 r.

Wytyczne te określają zasady udzielania pomocy na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią, która zostanie lub ma zostać przyznana od dnia 27 stycznia 2022 r. KE zmieniła poprzednie wytyczne, w oparciu o które firmy charakteryzujące się określonymi parametrami (odbiorcy przemysłowi) mogły ograniczać koszty finansowania systemów wsparcia odnawialnych źródeł energii i wysokosprawnej kogeneracji. Stosowanie obowiązujących obecnie w tym zakresie w Polsce przepisów (bazujących na nieaktualnych już Wytycznych) w 2024 r., niesie za sobą znaczne ryzyka.

Polski rząd deklarował dostosowanie krajowych regulacji do zmienionych Wytycznych CEEAG najpóźniej

do 1 stycznia 2024 r. Zawierają one wskazówki na temat sposobu oceny przez KE zgodności środków pomocy, które podlegają wymogowi zgłoszenia na podstawie art. 107 ust. 3 lit. c) Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Swoim zakresem obejmują one zarówno nowe programy pomocowe, jak i programy, które w przeszłości zostały uznane za zgodne z rynkiem wewnętrznym. W odniesieniu do funkcjonujących programów pomocowych, Wytyczne CEEAG zakładają ich efektywne dostosowanie w taki sposób, by udzielana od 1 stycznia 2024 r. pomoc była zgodna z obowiązującymi Wytycznymi CEEAG.

Dostosowanie funkcjonujących programów pomocowych jest konieczne, gdy jego beneficjenci są zobowiązani do okresowego (np. corocznego) składania wniosku o przyznanie pomocy, potwierdzając tym samym swoją kwalifikowalność do nich. Do takich właśnie programów wsparcia notyfikowanych przez Komisję oraz objętych zakresem przedmiotowym wynikającym z Wytycznych CEEAG, w ramach których pomoc jest przyznawana co rok, należą mechanizmy redukcji kosztów systemów wsparcia dedykowane odbiorcom przemysłowym na podstawie:

- *Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 1378 z późn. zm.),*
- *Ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 553).*

Zasady udzielania pomocy publicznej, w zakresie przyznawanym na podstawie powyższych ustaw, powinny zostać dostosowane do Wytycznych CEEAG od dnia 1 stycznia 2024 r. W przeciwnym wypadku beneficjenci tej pomocy narażeni są na zarzut uzyskiwania niedozwolonej pomocy publicznej.

Z informacji posiadanych przez Izbę Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii wynika, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska przygotowało projekty aktów prawnych niezbędne do przeprowadzenia implementacji Wytycznych. Trzeba jedynie przeprowadzić proces legislacyjny.

W związku z powyższym apelujemy o:

- jak najszybsze przyjęcie nowelizacji dostosowującej przepisy ustaw: z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, do aktualnych wytycznych CEEAG, lub alternatywnie
- niezwłoczne podjęcie starań w KE o uzyskanie dla Polski przedłużenia o rok (do końca 2024 r.) możliwości stosowania zasad udzielania pomocy publicznej na podstawie *Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 (2014/C 200/01)*.

4. Obniżenie stawki opłaty jakościowej dla odbiorców przemysłowych poprzez zmianę zapisów *Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*. Dostosowanie kryteriów uprawniających do redukcji do aktualnych parametrów charakteryzujących firmy energochłonne.

W 2016 r., w trakcie dyskusji nad koncepcją rynku mocy w Polsce, zarówno przedstawiciele Ministerstwa Energii, jak i Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. i wytwórców (energii) wspólnie deklaruwali, że faktyczne obciążenie odbiorców przemysłowych kosztem opłaty jakościowej, po wprowadzeniu mechanizmu rynku mocy będzie dużo niższe, z uwagi na:

- likwidację części regulacyjnych usług systemowych (rezerw: operacyjnej i zimnej oraz interwencyjnego programu DSR),
- zmniejszenie kosztów produkcji energii elektrycznej ze względu na pokrycie części kosztów stałych przychodami z rynku mocy.

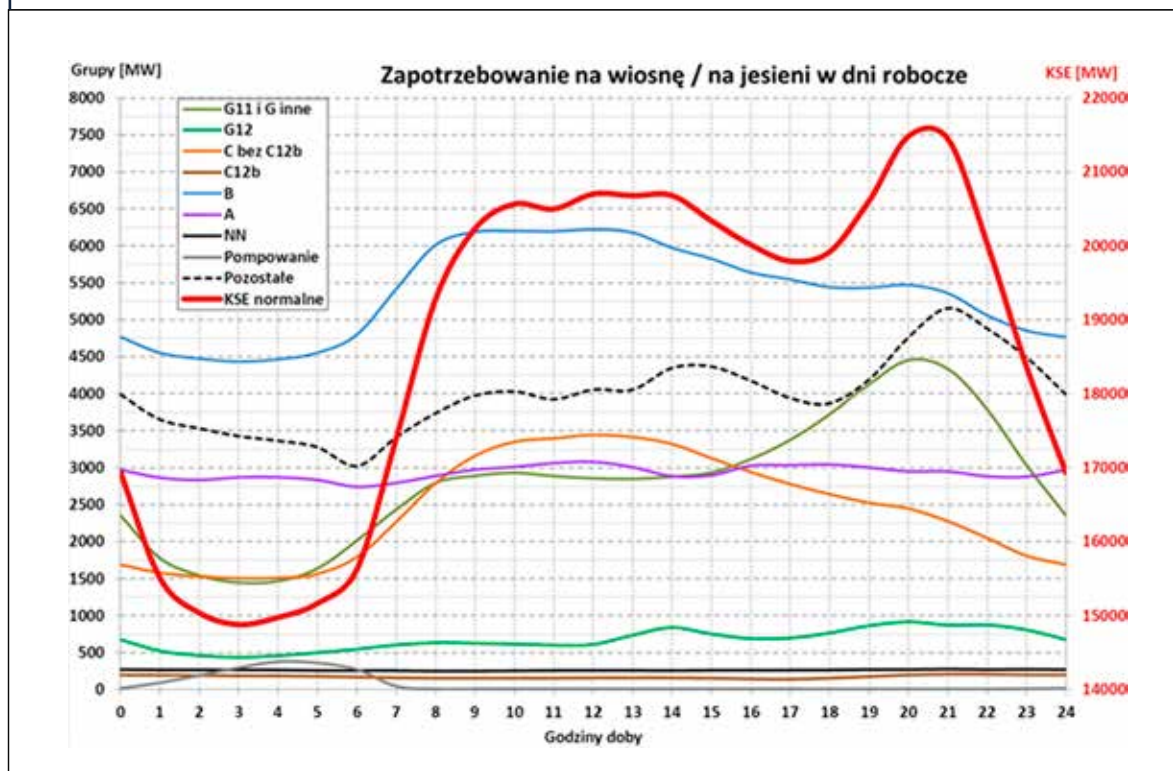
W praktyce jednak stawka opłaty jakościowej w 2024 r. wynosi 31,1 PLN/MWh i jest ponaddwukrotnie wyższa od deklarowanych wcześniej wielkości. Winna

ona odzwierciedlać wysokość kosztów systemowych generowanych przez poszczególne grupy podmiotów, kalkulowanych w Taryfie Operatora Systemu Przesyłowego, finansując:

- zakup regulacyjnych usług systemowych,
- zakup usługi generacji wymuszonej względami sieciowymi (GWS),
- usługi odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego,
- likwidację ograniczeń elektrowniowych,
- likwidację ograniczeń sieciowych,
- utrzymywanie wymaganego poziomu rezerw mocy w KSE,
- uruchomień,
- koszty dodatkowego wytwarzania energii elektrycznej wynikające z potrzeby realokacji USE na rynku bilansującym na JGWa inne niż określone w zgłoszeniach umów sprzedaży energii elektrycznej:
 - w ramach rozliczenia dodatkowych kosztów wytwarzania energii, URB_w otrzymują rekompensatę w wysokości, w jakiej koszty wytwarzania energii przez JGWa (na które zostały realokowane USE) przekraczają rynkową wartość energii,
 - koszt wytwarzania energii elektrycznej przez JGWa jest rozliczany po cenie jednostkowej równej sumie ceny rozliczeniowej wymuszonej

RYS. 6

Zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców końcowych w grupach taryfowych wiosna/jesień.
Dane PSE SA. Źródło: opracowanie własne



dostawy energii elektrycznej (przez JGWa) oraz jednostkowego kosztu uprawnień do emisji CO₂.

Przemysłowi odbiorcy energii elektrycznej, przyłączeni do sieci 110 kV i 220 kV, zużywający rocznie nie mniej niż 100 GWh energii rocznie, z uwagi na strukturę poboru energii elektrycznej, ww. kosztów nie generują. Pobierają oni energię elektryczną w grupach taryfowych „A” i „NN”, a ich zapotrzebowanie jest stabilne i – niezależnie od pory roku – utrzymuje się na poziomie około 3 250 MW.

Zmienne zapotrzebowania w KSE generują grupy taryfowe:

- „GII” (gospodarstwa domowe),
- „CII” (usługi, mali producenci, miasta, administracja i jednostki samorządu terytorialnego),
- „B” (mały i średni biznes).

Ponosząc nadmierne koszty bilansowania i utrzymywania parametrów pracy KSE, przemysł subsydiuje odbiorców głównie z grup taryfowych GII, C i B, ale również pogodozależne źródła energii elektrycznej (PV i elektrownie wiatrowe), które kosztów bilansowania nie ponoszą. Tymczasem w finansowaniu kosztów KSE winna obowiązywać zasada, że obciążenia należy lokować na podmioty, które te koszty wywołują, proporcjonalnie do ich wielkości.

Z obniżenia stawki opłaty jakościowej winni korzystać odbiorcy przemysłowi, którzy w efekcie zmiany zapisów *Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*, będą spełniać złagodzone kryteria statusu odbiorcy specjalnego:

- wolumen zużycia energii elektrycznej: obniżenie kryterium rocznego zużycia energii elektrycznej z 400 GWh do 100 GWh,
- wykorzystanie mocy umownej: obniżenie kryterium wykorzystania mocy umownej z 50% do 40%,
- wartość współczynnika energochłonności wynosząca co najmniej 3% kosztów energii w stosunku do wartości produkcji.

5. Dostosowanie tempa zmian w systemie ETS do specyfiki energochłonnych branż europejskiego przemysłu, tak by umożliwić firmom energochłonnym zachowanie globalnej konkurencyjności.

Konieczność prowadzenia przez energochłonne branże europejskiego przemysłu działalności produkcyjnej na zasadach ukształtowanych przez system EU ETS powoduje drastyczne obniżenie ich konkurencyjności, pomimo planów wdrażania na obszarze UE mechanizmu CBAM.

Obowiązujące przepisy przewidują limity emisji gazów cieplarnianych w przemyśle (ETS1) dążące do zera w 2039 roku. Przy braku możliwości dokonania w tym czasie pełnej dekarbonizacji sektorów przemysłowych uniemożliwi to im kontynuowanie produkcji.

Funkcjonowanie systemu EU ETS ulega znaczącym przekształceniom pod wpływem prowadzonej na szczeblu unijnym polityki klimatyczno-energetycznej. Ostatnia rewizja systemu EU ETS, wprowadzona dyrektywą 2023/959, przyczyni się do zmniejszenia liczby EUA w całej UE, zwiększenia liczby uprawnień do emisji niezbędnych do zakupu przez instalacje przemysłowe, a także dalszego istotnego wzrostu ich cen.

Dodatkowo należy zwrócić uwagę na długofalowe wyzwania i zagrożenia, jakie będzie generował EU ETS dla funkcjonowania całego europejskiego przemysłu po 2039 r. Nastąpi wtedy zatrzymanie dopływu nowych uprawnień do emisji CO₂ na rynek unijny, ale utrzymany będzie obowiązek ich rozliczania.

W związku z powyższym postulujemy podjęcie pilnych działań zmierzających do wypracowania, niezbędnych energochłonnym branżom europejskiego przemysłu, regulacyjnych mechanizmów osłonowych, a także długoterminowo pilne ustalenie rozwiązania umożliwiającego zakładom energochłonnym wykonywanie obowiązku umorzenia uprawnień.

Całkowita dekarbonizacja przemysłu do 2039 r. nie jest możliwa, natomiast przewidywany gwałtowny wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ spowoduje nie tylko znaczący wzrost kosztów produkcji przemysłowej, zmniejszenie jej rentowności i utratę globalnej konkurencyjności, lecz także wprost zwiększy ryzyko bankructwa większości firm zmuszonych do pokrywania kosztów emisji na obecnych zasadach.

Postulujemy o:

- pilne ustalenie spójnych ram funkcjonowania systemu ETS po 2030 roku, tak by:
 - umożliwiły utrzymanie międzynarodowej konkurencyjności zakładów przemysłowych,
 - uwzględniły fizyczne możliwe uzyskania poziomów redukcji emisji oraz realną skalę pobudzenia popytu na produkty niskoemisyjne czy podziału kosztów w łańcuchach wartości.
- wprowadzenie skutecznych mechanizmów finansowania procesów dekarbonizacji energochłonnych branż polskiego przemysłu.

Odbiorcy przemysłowi podejmują szereg działań nakierowanych na dekarbonizację procesów produkcji, które w znaczący sposób wpływają na redukcję emisji CO₂. By je skutecznie prowadzić niezbędne są jednak znaczne środki finansowe możliwe do pozyskiwania w ramach dedykowanych wieloletnich programów, na wzór wdrożonych przez Niemcy, Francję czy Hiszpanię.

Wsparcie publiczne, na szczeblu unijnym i krajowym, jest obecnie jeszcze bardziej istotne ze względu na trwający kryzys na rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego, znacząco osłabiający zdolności inwestycyjne firm energochłonnych.

W tym kontekście postulujemy o: stworzenie na szczeblu unijnym mechanizmu finansowania niskoemisyjnej transformacji przemysłu, korzystającego z puli bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂, wycofywanych z rynku w wyniku wdrażania mechanizmu CBAM. Mógłby on finansować inwestycje w dekarbonizację procesów przemysłowych w firmach, które utraciły bezpłatne przydziały EUA.

Rozwój CCS i CCU

Dla zakładów przemysłowych stosujących emisyjne technologie produkcji, dla których nie są znane bezemisyjne alternatywy, jedyną szansą na kontynuowanie działalności po 2050 r. będzie usunięcie barier w rozwoju technologii wychwytywania, transportowania i składowania CO₂ poprzez:

- stworzenie Krajowej Strategii CCS, która powinna obejmować różne branże przemysłowe emitujące CO₂ oraz planować lokalizację sieci rurociągów do transportu wychwyconego CO₂,
- pilną nowelizację Prawa Energetycznego; pragniemy podkreślić, że nowelizacja Prawa Górniczego i Geologicznego, choć zapewniła możliwość stosowania CCS w Polsce, nie daje wystarczających podstaw dla budowy infrastruktury do transportu i magazynowania CO₂ na lądzie,
- wyznaczenie krajowego operatora systemu transportu i magazynowania CO₂,
- zapewnienie możliwości składowania CO₂ pochodzącego z przemysłu, gdy nie jest on wynikiem spalania, lecz produktem ubocznym procesów technologicznych,
- konieczne są wysiłki koordynacyjne, aby efektywnie zespolić działania związane z określeniem miejsc wychwytu i odpowiednich lokalizacji składowania CO₂, z zaplanowaniem i budową adekwatnej sieci przesyłowej;
- krajowe wymagania regulacyjne w sprawie lokalizacji kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla wskazują, że jedyny obszar Polski, na terenie którego jest możliwe prowadzenie takiej działalności, to zbiornik kambryjski zlokalizowany w wyłącznej strefie ekonomicznej Rzeczypospolitej Polskiej. Gdyby zostały zidentyfikowane inne obszary wykazujące potencjał w tym zakresie, w szczególności na obszarze lądowym kraju, należy je uwzględnić w rozporządzeniu,
- oczekujemy również zwolnienia z obowiązku umarzania uprawnień do emisji CO₂ tych emisji, które są wynikiem reakcji trwałego wiązania chemicznego CO₂ z produktem (CCU).

Bardzo ważna jest identyfikacja krajowych możliwości utylizacji CO₂ w podziale na technologie, w celu wskazania tych o największym potencjale. Pozwoli to na zastosowanie technologii CCS w pierwszej kolejności tam, gdzie można uzyskać największe efekty wynikające ze zmniejszenia obowiązku zakupu EUA, a więc i największy efekt w postaci poprawy konkurencyjności działalności przemysłowej.

Realistyczne podejście do emisji procesowych

W dyskusjach nad szczegółowymi rozwiązaniami i zmianami systemu EU ETS należy wziąć pod uwagę specyfikę emisji procesowych obecnych w wielu firmach energochłonnych. Dotyczy to zarówno produktów objętych benchmarkami, jak i pozostałych towarów regulowanych w ramach EU-ETS, dla których nie zostały jeszcze przesądzone nowe zasady przydziału bezpłatnych uprawnień

Zasada korekty przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji ze względu na zmiany w poziomie działalności

Rozporządzenie wykonawcze 2019/1842 do dyrektywy 2003/87/WE (dyrektywa EU ETS), dotyczące dostosowania przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji ze względu na zmiany w poziomie działalności, w artykule 5 stanowi m.in., że: „jeżeli wartość bezwzględna różnicy między średnim poziomem działalności a historycznym poziomem działalności przekracza 15%, należy dostosować przydział bezpłatnych uprawnień dla tej instalacji”.

Zasadne jest zainicjowanie dyskusji nad możliwością zmiany sposobu przydziału bezpłatnych uprawnień odpowiednio do poziomów działalności, w świetle nadzwyczajnej sytuacji na rynku surowców energetycznych wywołanej atakiem Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. Efektem jest znaczne ograniczanie produkcji przez operatorów instalacji w firmach energochłonnych, często przekraczające 15% w stosunku do historycznego poziomu działalności.

Stosowanie w takich przypadkach korekty zmniejszającej przydział bezpłatnych uprawnień utrudnia odbudowę normalnego poziomu działalności i znacząco osłabia efekt instrumentów wsparcia, jakie wdrażają „Tymczasowe kryzysowe i przejściowe ramy środków pomocy państwa w celu wsparcia gospodarki po agresji Rosji wobec Ukrainy”.

Niestety zbieg tych okoliczności istotnie pogarsza i tak już bardzo słabą pozycję konkurencyjną unijnych producentów względem produktów z państw trzecich, w których nie funkcjonują systemy takie jak EU ETS. Stopniowe wprowadzanie mechanizmu CBAM (postrzeganego jako narzędzie ochronne) dla takich produktów przewidziane jest dopiero od 2026 r., więc co najmniej do tego czasu nie można dodatkowo osłabiać konkurencyjności europejskich producentów.

6. Objęcie uprawnieniem do uzyskiwania rekompensat pośrednich kosztów emisji producentów nawozów i związków azotowych (NACE 20.15.Z), cementu (NACE 23.51), szkła (23.11, 23.13, 23.14 i 23.19), wapna (NACE 23.52), gazów technicznych (NACE 20.11), produkcji: pozostałych podstawowych chemikaliów organicznych (NACE 20.14.), pestycydów i pozostałych środków agrochemicznych (NACE 20.20. Z.) oraz branż, dla których zastosowanie technologii CCUS (wychwytywanie i składowanie lub wykorzystanie CO₂) jest jedyną drogą do osiągnięcia zeroemisyjnej produkcji.

Najważniejsze, wręcz niezbędne dla utrzymania ciągłości produkcji firm energochłonnych prowadzących w Polsce działalność produkcyjną, jest kontynuowanie programu pomocowego opierającego się na „Wytycznych w sprawie niektórych środków pomocy państwa w kontekście systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych po 2021 r.” Dlatego apelujemy, by polski rząd podjął zdecydowane działania mające na celu wprowadzenie sektorów: nawozów i związków azotowych (NACE 20.15.Z), cementowego (NACE 23.51), szklarskiego (NACE 23.11, 23.13, 23.14, 23.19) wapienniczego (NACE 23.52), gazów technicznych (NACE 20.11) oraz produkcji: pozostałych podstawowych chemikaliów organicznych (NACE 20.14.), pestycydów i pozostałych środków agrochemicznych (NACE 20.20. Z.) oraz branż, dla których zastosowanie technologii CCUS (wychwytywanie i składowanie lub wykorzystanie CO₂) jest jedyną drogą do osiągnięcia zeroemisyjnej produkcji, na listę branż uprawnionych do rekompensat w ramach „Wytycznych w sprawie niektórych środków pomocy państwa w kontekście systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych po 2021 r.” w załączniku nr I pt. „Sektory, które uznaje się za narażone na rzeczywiste ryzyko ucieczki emisji z powodu kosztów emisji pośrednich”.

Komisja Europejska w swoim komunikacie „Wytyczne w sprawie niektórych środków pomocy państwa w kontekście systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych po 2021 r.” umożliwiła państwom członkowskim udzielanie pomocy sektorom energochłonnym w sytuacji dynamicznie rosnących kosztów energii elektrycznej i systemu EU ETS. Pierwsze wytyczne w tej materii Komisja Europejska wydała w roku 2021. W nowelizacji, jaka miała miejsce we wrześniu 2020 r., Komisja wykreśliła z listy sektorów uprawnionych do otrzymywania rekompensat sektor nawozów i związków azotowych (NACE 20.15.Z) oraz po raz kolejny nie uwzględniła na liście sektorów uprawnionych do otrzymywania rekompensat branż: cementowej (NACE 23.51), większości branż przemysłu szklarskiego (NACE 23.11, 23.13, 23.14 i 23.19), sektora wapienniczego (NACE 23.52), sektora gazów

technicznych (NACE 20.11), jak również produkcji: pozostałych podstawowych chemikaliów organicznych (NACE 20.14.), pestycydów i pozostałych środków agrochemicznych (NACE 20.20. Z.) oraz branż, dla których zastosowanie technologii CCUS (wychwytywanie i składowanie lub wykorzystanie CO₂) jest jedyną drogą do osiągnięcia zeroemisyjnej produkcji.

Koszty energii elektrycznej rosną lawinowo w okresie ostatnich lat i osiągają 40% kosztów produkcji cementu. W produkcji szkła łączny koszt gazu i energii elektrycznej stanowi obecnie nawet ponad 50% kosztów wytworzenia. Podobnie zakłady nawozowe, wapiennicze, chemiczne i instalacje produkujące gazy techniczne ponoszą wysokie opłaty z tytułu zakupu energii elektrycznej potrzebnej do produkcji.

Dyrektywa 2003/87/WE o systemie EU ETS, uzupełniona aktem delegowanym z dnia 15.02.2019 r. w zakresie wskazania sektorów i podsektorów uznanych za narażone na ryzyko ucieczki emisji w okresie 2021 – 2030, kwalifikuje wymienione sektory według kryteriów określonych w paragrafie 10b, jako narażone na ucieczkę emisji. Takie podejście powinno być uwzględnione w wytycznych w obszarze pomocy EU ETS. Analogicznie, tak samo należy zakwalifikować sektory: cementowy, wapienniczy, szklarski, produkcji: pozostałych podstawowych chemikaliów organicznych (NACE 20.14.), pestycydów i pozostałych środków agrochemicznych (NACE 20.20. Z.) oraz branż, dla których zastosowanie technologii CCUS (wychwytywanie i składowanie lub wykorzystanie CO₂) jest jedyną drogą do osiągnięcia zeroemisyjnej produkcji.

Obowiązujące obecnie kryteria kwalifikacji sektorów do udzielania rekompensat z tytułu wzrostu pośrednich kosztów emisji wykluczają ww. sektory i producentów, z uwagi na stosowanie kryterium intensywności wymiany handlowej na niezmiennym wysokim poziomie (20%). Utrzymanie takiego wskaźnika intensywności handlowej powoduje, że uprawnione do pomocy są sektory, które mają znacznie niższą emisyjność niż np. sektor cementowy (1,330 kg CO₂/EUR), a tym samym niższe koszty jednostkowe uczestnictwa w EU ETS. Podejście takie jest niezrozumiałe, gdyż np. w wytycznych CEEAG Komisja Europejska obniżyła wartość kryterium wymiany handlowej do 5%. Odbiorcy przemysłowi wielokrotnie zwracali KE uwagę, że utrzymywanie kryterium wymiany handlowej na poziomie 20% jest niewłaściwe, a działanie KE zwiększa jedynie ryzyko ucieczki emisji w wielu branżach europejskiego przemysłu. Ponadto ww. sektory charakteryzują się bardzo długim okresem zwrotu inwestycji. Sytuacja, w której intensywność wymiany handlowej przekroczy 20% oznacza, że przeniesienie produkcji poza UE (Polskę) może być już praktycznie nieodwracalne.

Kryterium wymiany handlowej zostało przez ekspertów Komisji Europejskiej określone na podstawie

historycznych danych, natomiast lista sektorów uprawniających do rekompensat jest tworzona na przyszłe lata; tymczasem obserwujemy systematyczny wzrost importu produktów przemysłowych do UE (w Polsce jest to również wyraźnie widoczny trend).

Wszystkie branże zrzeszone w IEPiOE są świadome konieczności jak najszybszego osiągnięcia neutralności klimatycznej. Tymczasem dla większości energochłonnych procesów produkcji nie ma bezemisyjnych technologicznych alternatyw i jedynym rozwiązaniem jest wdrożenie nowych technologii wychwytywania i magazynowania CO₂. Dotyczy to szczególnie branż: cementowej, wapiennej, metalurgicznej, chemicznej, charakteryzujących się tzw. emisją procesową, której nie da się zredukować – należy ją wychwycić i zneutralizować. W ww. sektorach już do roku 2023 zostaną wybudowane potężne instalacje wychwytu CO₂, które według ekspertów zwiększą ponaddwukrotnie zapotrzebowanie na energię elektryczną. Z tego też względu należy wszystkim tym sektorom zapewnić możliwość korzystania z systemu rekompensat.

Aktualizacja „Wytycznych w sprawie niektórych środków pomocy państwa w kontekście systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych po 2021 r.”, która zgodnie z dyrektywą o handlu emisjami ma zostać przeprowadzona w roku 2025, musi brać ten fakt pod uwagę.

Bez względu na „wytycznymi” muszą być objęte sektory: (i) dla których wychwytywanie CO₂ to jedyna możliwość osiągnięcia neutralności klimatycznej, lub (ii) w których występują istotne emisje procesowe. Jest to jednoznaczne z rozszerzeniem listy branż uprawniających do uzyskiwania rekompensat o sektory: cementowy, wapienny, szklarski, chemiczny i gazów technicznych.

Wprowadzenie rekompensat w tytułu pośrednich kosztów emisji CO₂ dla producentów stosujących CCS będzie sprzyjać procesom niskoemisyjnej transformacji energetycznej i technologicznej.

Apelujemy o:

- zastosowanie przez Komisję Europejską realnych kryteriów kwalifikacji do rekompensat pośrednich kosztów emisji poprzez obniżenie (historycznego) kryterium intensywności handlowej do poziomu 5% (tak jak zostało to określone w aktualnych wytycznych CEEAG),
- uwzględnienie na liście sektorów uprawniających do rekompensat producentów cementu (NACE 23.51), szkła (23.11, 23.13, 23.14 i 23.19), wapna (NACE 23.52), gazów technicznych (NACE 20.11) oraz produkcji: pozostałych podstawowych chemikaliów organicznych (NACE 20.14.), pestycydów i pozostałych środków agrochemicznych (NACE 20.20. Z.) oraz branż, dla których zastosowanie technologii CCUS (wychwytywanie i składowanie lub wykorzystanie CO₂) jest jedyną drogą do osiągnięcia zeroemisyjnej produkcji.

7. Wdrożenie narzędzia wyrównującego konkurencyjność dla przemysłu energochłonnego przechodzącego na wodór nisko- i zeroemisyjny, zgodnie z wymogami dekarbonizacyjnymi nakładanymi na państwa członkowskie w ramach polityki klimatycznej odnoszącymi się do wykorzystania wodoru w przemyśle, ustanowionymi w ramach dyrektywy 2023/2413 (RED III).

Dyrektywa RED III po raz pierwszy wprowadziła (w ramach art. 22a) do unijnego porządku prawnego cel w zakresie zwiększania udziału źródeł odnawialnych w sektorze przemysłu. Cel ten dzieli się na dwie główne kategorie: ogólne wykorzystanie OZE oraz udział paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (ang. *renewable fuels of non-biological origin*; RFNBO) w wykorzystywanym wodorze. Co istotne, oba cele odnoszą się nie tylko do użycia OZE w sposób energetyczny, lecz także obejmują zastosowanie odnawialnych źródeł do celów nieenergetycznych np., w ramach surowca w procesach technologicznych.

Ogólny cel OZE dla przemysłu

Ogólny cel zastosowania OZE w przemyśle ustanowiony został jako cel niewiążący i zakłada wzrost wykorzystywanych OZE w sektorze przemysłu o co najmniej 1,6 punktu procentowego, jako średnia roczna obliczona na lata 2021-2025 oraz 2026-2030. W ramach przedmiotowego celu istnieje możliwość jego częściowego rozliczenia za pomocą wykorzystania ciepła odpadowego i chłodu odpadowego. Możliwość zaliczenia ciepła i chłodu odpadowego w ramach rozliczenia ogólnego celu OZE odnosi się jednak wyłącznie do ciepła i chłodu pochodzących z efektywnych systemów ciepłowniczych.

Cel RFNBO dla przemysłu

Dyrektywa RED III zawiera także cel udziału RFNBO w przemyśle wykorzystującym wodór. W odróżnieniu od ogólnego celu OZE dla przemysłu, cel RFNBO ma charakter wiążący. Cel ten zakłada osiągnięcie udziału RFNBO w wodorze używanym do celów energetycznych i nieenergetycznych na poziomie 42% do 2030 r. i 60% do 2035 r. Należy podkreślić, że ten cel w żaden sposób nie uwzględnia różnic pomiędzy państwami członkowskimi w zakresie bazy przemysłowej niezbędnej do dekarbonizacji oraz możliwości pozyskania źródeł odnawialnych, a także szerzej – etapu, na którym dane państwo członkowskie znajduje się w zakresie osiągnięcia wyznaczanych celów klimatycznych. Tym samym państwa członkowskie o znacznej bazie przemysłowej wykorzystującej wodór (sektor nawozów sztucznych oraz sektor chemiczny), o ograniczonej możliwości przekierowania wolnych mocy wytwórczych z OZE na produkcję wodoru, znajdują się w trudnej sytuacji.

acji. Dodatkowo uzyskanie statusu RFNBO przez wódór wymaga spełnienia rygorystycznych kryteriów określonych w ramach przewidzianych dwóch aktów delegowanych: *rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniającego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 przez ustanowienie unijnej metodyki określającej szczegółowe zasady produkcji odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego oraz rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2023/1185 z dnia 10 lutego 2023 r. uzupełniającego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 poprzez ustanowienie minimalnego progu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku pochodzących z recyklingu paliw węglowych oraz poprzez określenie metodyki oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, uzyskanego dzięki odnawialnym ciekłym i gazowym paliwom transportowym pochodzenia niebiologicznego oraz pochodzącym z recyklingu paliwom węglowym.*

Realizacja celu RFNBO w Polsce

Jak wskazuje raport przygotowany przez Instytut Energetyki cel RFNBO w Polsce będzie musiał zostać zrealizowany głównie przez krajowy sektor nawozowy

oraz sektor rafineryjny (w zakresie produkcji niepalinowej).

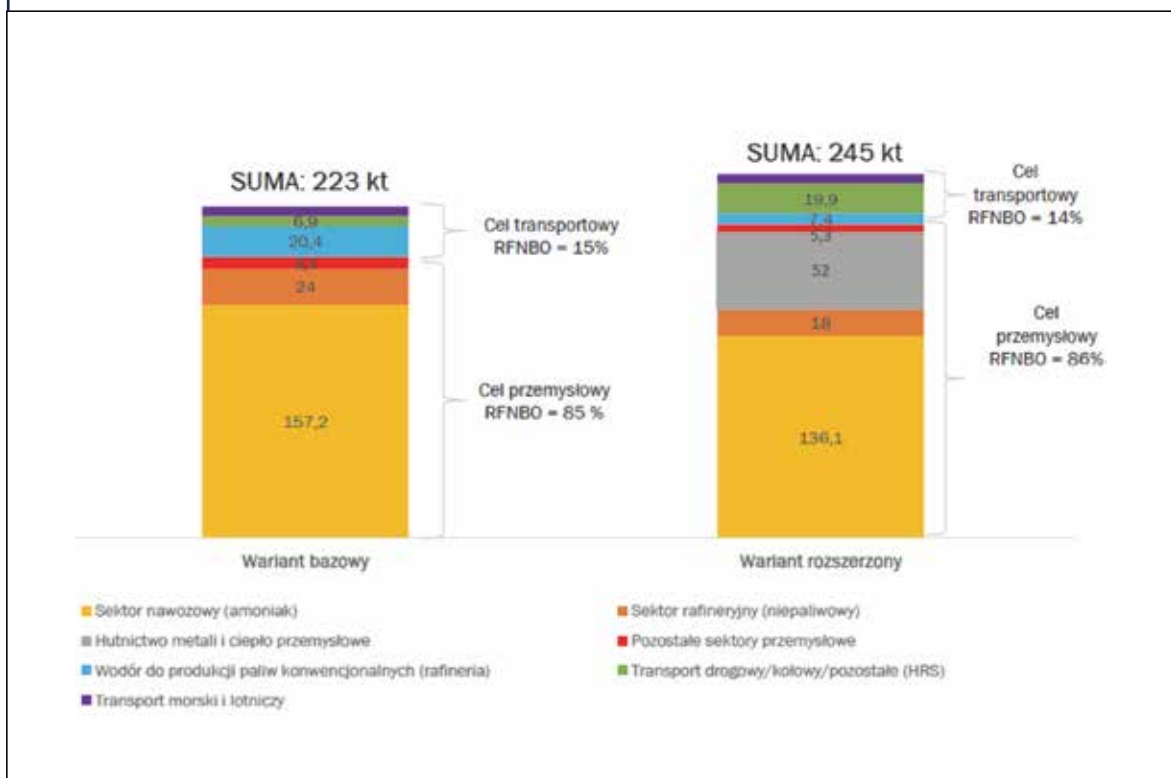
Obecnie koszt wytworzenia wodoru RFNBO jest średnio między 2,5 do 4,5 raza większy od kosztu wyprodukowania wodoru w oparciu o węglowodory (głównie gaz zimny), dodatkowo koszt RFNBO będzie zwiększany o koszty związane z rozwojem nowej, niezbędnej infrastruktury towarzyszącej. Przejście pozbawione wsparcia publicznego na wódór RFNBO tym samym skutkować będzie znaczącym wzrostem towarów końcowych wyprodukowanych w oparciu o taki wódór (m.in.: nawozów, tworzyw sztucznych), co spowoduje utratę konkurencyjności tych produktów i ostatecznie doprowadzi do wyparcia krajowej produkcji przez tańsze towary zagraniczne.

Wsparcie krajowe dla RFNBO

Dla uniknięcia utraty konkurencyjności krajowego wytwarzania przemysłowego opartego o wódór należy jak najszybciej zaproponować do szerokiej konsultacji społecznej, a następnie wdrożyć, mechanizm wsparcia bazujący na kontrakcie różnicowym (ang. *contract for difference*). Należy podkreślić, że podobne mechanizmy są już wdrażane albo są na etapie projektowania lub koncepcyjnym w najważniejszych gospodarkach wodorowych Unii Europejskiej, tj. Niemczech, Holandii czy Francji.

RYS. 7

Prognoza zapotrzebowania na wódór odnawialny RFNBO w Polsce do 2030 r., Instytut Energetyki, listopad 2023, s. 45
Źródło: Tchorek, G. (red.)



8. Zapewnienie skuteczności funkcjonowania *Mechanizmu dostosowywania cen na granicach (CBAM)*, wprowadzanego na obszarze UE dla ochrony europejskiego przemysłu przed importem produktów, których wytwarzanie nie jest obciążone kosztami emisji CO₂. Nawiązanie ścisłej współpracy przemysłu z administracją rządową, w celu wypracowania i wdrożenia procedur wyznaczania emisyjności poszczególnych produktów oraz kosztów pośrednich i bezpośrednich emisji CO₂ związanych z ich wytwarzaniem.

Zapewnienie prawidłowości funkcjonowania mechanizmu CBAM

CBAM to zupełnie nowy mechanizm. Głównym celem jego wprowadzenia jest ochrona przemysłu w UE przed importem produktów, których wytwarzanie nie jest obciążone kosztami emisji CO₂, a tym samym – ich producenci nie podejmują działań mających na celu ograniczanie emisji. Aby zrealizować ten cel kluczowe jest zagwarantowanie, że system pozostaje „szczelny” i nie dopuszcza możliwości omijania jego wymagań. Aby to osiągnąć niezbędne jest kompleksowe przetestowanie mechanizmu w okresie przejściowym, które będzie wymagało ścisłej współpracy pomiędzy europejskim przemysłem a administracją krajową i europejską. Do roku 2026 należy utworzyć i wprowadzić do stosowania rozwiązania, które pozwolą na efektywną weryfikację emisyjności poszczególnych produktów oraz wyznaczanie rzeczywistych kosztów emisji CO₂ (pośrednich oraz bezpośrednich) związanych z ich wytwarzaniem w danym kraju.

Współpraca z administracją krajową i europejską

Rozporządzenie Wykonawcze KE (UE) 2023/1773 z dnia 17 sierpnia 2023 r., ustanawiające zasady stosowania Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 w odniesieniu do obowiązków sprawozdawczych do celów mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ w okresie przejściowym, zawiera szczegółowe wytyczne dotyczące określania emisyjności oraz jej weryfikacji w kraju pochodzenia. Dlatego bardzo istotne jest, aby krajowe służby celne, we współpracy z administracją europejską, wdrożyły systemy weryfikacji danych produktów. Do tego celu niezbędne będzie m.in. przygotowanie systemu poboru prób, przeprowadzenie analiz danych produktów w krajach UE. Przemysł energochłonny jest gotowy do stałej współpracy z administracją krajową oraz instytucjami badawczymi, które mogłyby uczestniczyć w tych działaniach.

Produkcja materiałów na eksport poza UE

Na etapie tworzenia mechanizmu CBAM, sektory przemysłowe wielokrotnie zwracały uwagę na fakt, że

w projektowanym kształcie rozporządzenie tworzy niekonkurencyjne warunki produkcji wyrobów na eksport. Pomimo tego, w opublikowanych aktach prawnych nie wdrożono mechanizmu pozwalającego na rzeczywiste wyrównywanie kosztów emisji CO₂ w ramach EU ETS przy produkcji wyrobów na eksport do krajów, w których nie funkcjonują obciążenia finansowe związane z emisjami CO₂. Utrata udziałów na rynkach światowych przez unijne instalacje (znacząco bardziej wydajne pod względem środowiskowym) spowoduje zmiany przepływów handlowych i ewentualne ryzyko przekierowania produktów – których nie można ulokować na rynkach międzynarodowych – na rynki wewnątrzspółnotowe. Apelujemy więc, aby już w okresie przejściowym podjęto wszelkie niezbędne działania, by takie rozwiązania stworzyć.

Lista produktów objętych CBAM

Powyższe postulaty są istotne nie tylko dla sektorów aktualnie objętych mechanizmem. Lista produktów będzie stopniowo rozszerzana o kolejne. Część z nich jest obecnie wytwarzana na eksport. Dlatego przed włączeniem kolejnych należy przeprowadzić szczegółową analizę konsekwencji ich włączenia do mechanizmu CBAM. Przemysł europejski, od prawie 20 lat funkcjonowania systemu EU ETS, podjął już szereg działań oraz przeprowadził wiele inwestycji mających na celu obniżanie emisyjności. Objęcie systemem CBAM produktów wiąże się m.in. ze znacznym przyspieszeniem ograniczenia przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji, a tym samym – z drastycznym wzrostem kosztów produkcji.

Rozszerzenie CBAM o dodatkowe produkty powinno spełniać określone warunki, by zapewnić ekwiwalentną ochronę przed ryzykiem ucieczki emisji w świetle coraz szybszego wycofania darmowych uprawnień oraz potencjalnego wycofania rekompensat kosztów pośrednich. W przypadku tak kompleksowych sektorów jak chemia organiczna czy polimery, decyzję o rozszerzeniu CBAM powinno poprzedzić badanie wpływu potencjalnych skutków na łańcuchy wartości. CBAM winien obejmować starannie wybrane grupy produktowe i części łańcucha wartości, gdyż zyskowność danego produktu/grupy produktowej zależy od zyskowności całego łańcucha wartości – w przypadku, gdy traci zyskowność, może pociągnąć za sobą wszystkie produkty na wszystkich etapach łańcucha wartości, zarówno upstream, jak i downstream. Bez włączenia produktów na poziomie przetwórstwa chemicznego do CBAM możemy spodziewać się zwiększonego ryzyka ucieczki emisji – utraty ich konkurencyjności i wzrostu importu wyrobów gotowych wytworzonych z produktów bazowych, a nieobjętych CBAM.

Rzetelna analiza oddziaływania mechanizmu CBAM w okresie przejściowym

Mechanizm ten jest rozwiązaniem nowatorskim. Zgodnie z deklaracjami urzędników UE, jego celem

jest m.in. zmotywowanie krajów trzecich do podjęcia działań mających na celu obniżanie emisji CO₂. Jednak, aby ten cel osiągnąć, niezbędne jest zapewnienie prawidłowego funkcjonowania całego mechanizmu. W przeciwnym razie jego wprowadzenie może doprowadzić do przyspieszenia zjawiska ucieczki emisji, czyli przenoszenia produkcji (nierzadko w nowoczesnych i bardzo efektywnych instalacjach) poza obszar UE. Przed wdrożeniem mechanizmu CBAM w pełnym zakresie (rok 2026) niezbędna jest kompleksowa analiza jego efektywności i oddziaływania na terenie całej UE. Pozytywny efekt takiej analizy to podstawowy warunek ostatecznego wdrożenia rozporządzenia CBAM. Przemysł jest gotowy do stałej współpracy zarówno z administracją krajową, jak i europejską.

9. Przywrócenie zniesionego w 2022 roku tzw. obliga giełdowego. Umożliwienie odbiorcom przemysłowym dostępu do importowanej energii elektrycznej, w ramach kontraktów terminowych, poprzez jej bezpośredni zakup od wytwórców lub w kontraktach zawieranych na europejskich giełdach energii.

Wprowadzanie w 2010 r. tzw. obliga giełdowego miało na celu poddanie mechanizmom uczciwej konkurencji całego obszaru obrotu energią elektryczną, produkowaną w różnych technologiach i charakteryzującą się różnymi kosztami wytworzenia, w szczególności poprawę transparentności oraz płynności rynku energii elektrycznej. Implementacja obliga była poprzedzona trwającym kilka lat okresem permanentnej dominacji sektora energetycznego nad przemysłem.

Polski rynek energii elektrycznej jest zdominowany przez silne, skonsolidowane pionowo koncerny energetyczne (w skład których wchodzi również wytwórcy). Trzej najwięksi (PGE S.A., TAURON Polska Energia S.A., ENEA S.A.) dysponują w sumie prawie 2/3 mocy wytwórczych zainstalowanych w KSE i odpowiadają za 70% krajowej produkcji energii elektrycznej, co nie sprzyja tworzeniu presji na zmniejszanie cen. Dlatego też jednym z powodów wprowadzenia obliga giełdowego była konieczność ochrony odbiorców przemysłowych przed nadmiernymi wzrostami cen energii, które nie miały uzasadnienia fundamentalnego, a wynikały z innych czynników takich jak np. transakcje zawierane wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup energetycznych.

Przesłanki te nadal pozostają aktualne. Likwidacja obliga giełdowego w 2022 roku zmniejszyła wielkość obrotu na Towarowej Giełdzie Energii (TGE), co przy wprowadzeniu administracyjnych mechanizmów stanowienia cen jeszcze bardziej ograniczyło wpływ me-

chanizmów rynkowych na wycenę energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Pomysł zniesienia obliga giełdowego był efektem spotkań przedstawicieli rządu z górnikiem, a ściślej – z górnictwem organizacjami związkowymi – i stał się kolejnym sposobem wspierania sektora wydobywczego. W zgodnej ocenie ekspertów spowodował jedynie wzrost cen energii, w wyniku ich dostosowywania do rosnących kosztów wydobycia węgla kamiennego w polskich kopalniach, i ułatwił koncernom energetycznym manipulowanie cenami i maksymalizowanie swoich zysków.

Tymczasem funkcjonowanie w Polsce Towarowej Giełdy Energii, posiadającej odpowiedni poziom płynności wymuszany przez obowiązek obrotu giełdowego dotyczący wszystkich źródeł wytwórczych, gwarantuje poprawne kreowanie cen energii elektrycznej na rynku hurtowym. Zmniejszenie płynności na TGE wywołuje jej wahania, co skutkuje wzrostem ryzyka w obrocie giełdowym i większą podatnością na ewentualne manipulacje.

Obligo giełdowe ma kluczowe znaczenie dla odbiorców przemysłowych. Rynek giełdowy wyrównuje bowiem pozycję sprzedających i kupujących w anonimowym obrocie, a transparentna i wiarygodna wycena giełdowa stanowi obiektywny punkt odniesienia także dla umów zawieranych w kontraktach bilateralnych, w tym też dla kontraktów typu PPA (*Power Purchase Agreement*).

Brak obowiązku sprzedaży energii elektrycznej za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii prowadzi do wzrostu manipulacji ceną, a w konsekwencji umożliwia ustalanie konkurencyjnej ceny energii, która jest również punktem odniesienia dla mechanizmów wsparcia, np. OZE, oraz wielu umów zawieranych na rynku energii (np. kontraktów różnicowych, umów typu PPA).

Obligo giełdowe wpływa również na poprawne funkcjonowanie mechanizmu *Market Coupling*, czyli tworzenia wspólnego dla wszystkich państw członkowskich UE wewnętrznego rynku handlu energią elektryczną. Docelowo winno nastąpić powiązanie wszystkich obszarów regulacyjnych i rynkowych, ujednoczenie różnych systemów giełd energii elektrycznej i w efekcie zmniejszenie cen energii elektrycznej na całym obszarze UE.

Przemysł nie jest zainteresowany rozwojem jedynie giełdowych rynków krótkoterminowych, które służą głównie potrzebom bieżącego bilansowania krajowych systemów elektroenergetycznych, ale również zniesieniem ograniczeń formalnych, technicznych i infrastrukturalnych w imporcie energii elektrycznej z zagranicy w kontraktach terminowych, poprzez jej bezpośredni zakup od wytwórców lub na europejskich giełdach energii, co pozwoli na ograniczenie monopolu krajowych producentów.

Należy podkreślić, że obligo giełdowe (które pierwotnie wynosiło 15%), by zagwarantować oczekiwany poziom urynkwienia cen energii elektrycznej w obrocie hurtowym winno wynosić nie mniej niż 50%. Tylko wtedy możliwe będzie eliminowanie wahań cen, niemających podstaw fundamentalnych, a krajowi odbiorcy będą mieli możliwość kupowania energii elektrycznej na warunkach kształtowanych przez mechanizmy wolnorynkowe, z zachowaniem uzasadnionych marż przedsiębiorstw energetycznych.

W interesie odbiorców przemysłowych jest podjęcie przez TGE działań mających na celu ograniczenie możliwości manipulowania cenami oraz wprowadzenie nowych produktów odpowiadających na potrzeby przemysłu:

- obrotu europejskimi gwarancjami pochodzenia energii ze źródeł odnawialnych, co wymaga podjęcie przez URE starań o przystąpienie do stowarzyszenia AIB;
- giełdowego obrotu energią elektryczną pochodzącą z redukcji zapotrzebowania.

Dlatego jeśli pojawi się potrzeba wprowadzenia w Polsce administracyjnego mechanizmu stabilizacji cen energii elektrycznej, na poziomie 60 EUR/MWh, nie może on ingerować ani w mechanizm rynkowej wyceny energii elektrycznej, ani też zasady funkcjonowania TGE.

10. Implementacja Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniającej rozporządzenie (UE) 2023/955 (dyrektywa EED). Modyfikacja procedury wydania świadectw efektywności energetycznej, doprecyzowanie stosowanych definicji oraz wprowadzenie, bazujących na normach i najlepszych praktykach, kryteriów oceny składanych wniosków.

Działania mające na celu poprawę efektywności energetycznej prowadzone są przez zakłady przemysłowe w Polsce permanentnie. Wspieranie planowanych inwestycji proefektywnościowych przychodami ze sprzedaży białych certyfikatów stało się w ostatnich latach powszechną praktyką, a możliwości, jakie stworzyła *Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej*, wykorzystywane są przez zakłady produkcyjne w pełnym zakresie. Świadomość wpływu oszczędzania paliw i energii na ograniczenie kosztów produkcji, poziom jej rentowności i w konsekwencji na konkurencyjność produktów, jest w przemyśle powszechna – podobnie jak elementarna prawda, że taniej jest energię oszczędzać niż ją produkować, nawet w OZE.

W październiku 2023 roku weszła w życie nowa dyrektywa EED, która zastąpiła dyrektywę z 2018 r.

Jednym z warunków skutecznego przeprowadzenia niskoemisyjnej transformacji przemysłu jest przyspieszenie procedur uzyskiwania decyzji administracyjnych i środowiskowych dla realizacji inwestycji w odnawialne źródła energii



Polska ma obecnie dwa lata na implementowanie nowych przepisów. Jednym z celów powyższej dyrektywy jest rozłożona na lata, zwiększona o 11,7% oszczędność energii w UE do 2030 r. Kraje członkowskie będą więc musiały zwiększyć średni roczny wskaźnik ograniczenia zużycia (energii) z poziomu 0,8% w roku 2023 do: 1,3% w latach 2024-2025; 1,5% w latach 2026-2027 oraz 1,9% w latach 2028-2030 (w stosunku do średniej z ostatnich trzech lat poprzedzających 1 stycznia 2019 r.). Ponadto dyrektywa zobowiązuje wszystkie firmy zużywające:

- więcej niż 10 TJ/rok energii (licząc wszystkie nośniki energii łącznie) – do sporządzania audytów energetycznych przedsiębiorstwa,
- więcej niż 85 TJ/rok – do wprowadzenia certyfikowanego Systemu Zarządzania Energią ISO 50001.

Dla zakładów przemysłowych sposób implementacji Dyrektywy EED jest niezwykle istotny, dlatego IEPiOE na bieżąco będzie monitorować ten proces w Polsce, ale również śledzić postępy i działania podejmowane w tym zakresie przez inne kraje członkowskie UE.

Implementacja zmienionej dyrektywy EED powinna przebiegać tak, by maksymalizować przychody finansowe dla podmiotów podnoszących efektywność energetyczną.

Zasada EE1st

Dyrektywa EED podkreśla rolę i znaczenie przedsięwzięć poprawy efektywności energetycznej, które towarzysząc szybkim wzrostom produkcji energii odnawialnej mogą znacząco zmniejszyć zapotrzebowanie na nowe zdolności wytwórcze oraz obniżyć koszty związane z produkcją, magazynowaniem, przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej. Wpływają również na poprawę bezpieczeństwa dostaw energii, zmniejszając zależność UE od importu paliw. Dlatego też projekty prowadzące do poprawy efektywności energetycznej powinny być brane pod uwagę w pierwszej kolejności przy planowaniu inwestycji, podejmowaniu decyzji politycznych, formułowaniu celów i środków realizacji polityki energetycznej. Tzw. Zasada „EE1st” (efektywność energetyczna na pierwszym miejscu) wymaga przeprowadzenia analizy zależności pomiędzy regulacjami promującymi rozwój odnawialnych źródeł energii a wspierającymi efektywność energetyczną. Jakkolwiek, dla osiągnięcia efektu synergii, należy promować działania w obu tych obszarach, jednak pierwszeństwo w realizacji winny mieć projekty poprawy efektywności energetycznej, które przynoszą gospodarce większe korzyści.

Aktualizacja katalogu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej

Szczególną uwagę należy zwrócić na aktualizację katalogu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej. Winien on uwzględniać zmiany wynikające z trwających aktualnie procesów transformacji energetycznej i technologicznej.

Likwidacja barier administracyjnych w uzyskiwaniu białych certyfikatów

Postulujemy likwidację wszelkich barier, w tym także organizacyjnych, które prowadzą do przekroczenia ustawowego terminu 45 dni na wydanie świadectw efektywności energetycznej. Ich eliminacja jest kluczowa dla skutecznego funkcjonowania systemu wsparcia efektywności energetycznej, zaś zaniechania w tym zakresie byłyby szkodliwe dla całej polskiej gospodarki. Promowanie i wspieranie działań służących poprawie efektywności energetycznej jako efektywnego narzędzia w walce z kryzysem energetycznym oraz wyzwaniem transformacji energetycznej, pozostaje celem nadrzędnym IEPiOE.

Usprawnienie procedur administracyjnych.
Doprecyzowanie definicji

W celu ułatwienia i przyspieszenia procesu oceny składanych Wniosków o wydanie świadectw efektywności energetycznej, niezbędne jest uściślenie definicji zawartych w *Ustawie o efektywności energetycznej* i przepisach wykonawczych. Wykorzystanie jasno opisanych kryteriów bazujących na normach i najlepszych praktykach może znacząco poprawić czytelność przepisów oraz efektywność procesu oceny. Zasadnym jest przeanalizowanie zakresu rozbieżności pojawiających się w praktyce interpretacyjnej i opracowanie rekomendacji ukierunkowanych na ujednoczenie rozumienia przepisów przez wszystkich uczestników tego procesu. Niezbędne jest również doprecyzowanie zasad uiszczania opłaty zastępczej.

Wykorzystanie norm do wyliczania oszczędności

Narzędziem, które powinno być stosowane powszechnie w regulacjach dotyczących efektywności energetycznej, jest odwoływanie się do istniejących norm. Działania IEPiOE w tym zakresie będą nakierowane na zachęcenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska, by przy najbliższej okazji do *Ustawy o efektywności energetycznej* trafiły wprost zapisy dotyczące sposobów kalkulacji oszczędności energii i katalog norm odpowiednich dla poszczególnych obszarów efektywności energetycznej. IEPiOE zamierza brać czynny udział w konsultacjach społecznych oraz aktywnie wspierać ustawodawcę, by implementacja zmienianych przepisów dyrektywy odbyła się w sposób czytelny, przejrzysty oraz korzystny dla przemysłu, który jest głównym źródłem możliwości do uzyskania oszczędności paliw i energii, warunkujących spełnienie krajowych celów poprawy efektywności energetycznej.

Należy upowszechniać pogląd, że największy potencjał techniczny oraz ekonomiczny redukcji energii do 2030 r. prezentuje sektor przemysłowy w Polsce. Przedsięwzięcia efektywnościowe w przemyśle pozwalają na poprawę ekonomiki funkcjonowania sektora do czasu wdrożenia w skali przemysłowej nisko- i zero-

emisyjnych sposobów wytwarzania, które obecnie są na niskich poziomach gotowości technologicznej (TRL).

11. Wprowadzenie możliwości wyliczania indywidualnych stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych dla odbiorców przemysłowych zużywających energię elektryczną w podstawie, których czas wykorzystania mocy maksymalnej wynosi nie mniej niż 5 500 godzin/rok, bądź alternatywnie – utworzenie dedykowanej odbiorcom przemysłowym, posiadającym określoną strukturę poboru energii elektrycznej, odrębnej grupy taryfowej.

Co do zasady, opłaty za użytkowanie sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych muszą odzwierciedlać koszty faktycznie spowodowane przez ich użytkowników. Ponadto opłaty te muszą być odpowiednie, niedyskryminujące i przejrzyste oraz obliczane na podstawie kosztów wynikających z efektywnej eksploatacji sieci.

Ponieważ zasady wyliczania opłat za użytkowanie sieci ustalają kraje członkowskie UE, to rząd Polski jest zobowiązany do ich kształtowania w taki sposób, by unikać tzw. finansowania skrośnego, czyli ponoszenia kosztów przez grupy odbiorców, które ich nie generują.

Odbiorcy przemysłowi w Niemczech korzystają z możliwości istotnej redukcji kosztów przesyłu i dystrybucji, a stosowane tam mechanizmy redukcyjne uzyskały akceptację Komisji Europejskiej potwierdzone *Decyzją Komisji (UE) 2019/56 z dnia 28 maja 2018 r. w sprawie pomocy państwa SA.34045 (2013/C) (ex 2012/NN)* udzielonej przez Niemcy dużym odbiorcom energii elektrycznej na podstawie § 19 StromNEV (notyfikowana jako dokument nr C(2018) 3166). Dążąc do wyrównania warunków prowadzenia działalności gospodarczej zakładów przemysłowych funkcjonujących w Polsce i w innych krajach UE, wnioskujemy o przyznanie polskim odbiorcom przemysłowym, których struktura poboru energii elektrycznej wpływa stabilizująco na Krajowy System Elektroenergetyczny, spełniającym określone kryteria techniczne, możliwości:

- wyliczania indywidualnych stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych, w oparciu o metodykę analogiczną do stosowanej w Niemczech, bądź
- stosowania stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych wyliczanych w nowo utworzonej grupie taryfowej, dedykowanej przemysłowym odbiorcom energii elektrycznej.

Metodyka wyliczania indywidualnych stawek przesyłowych i dystrybucyjnych w Niemczech

W drodze odstępstwa od ogólnych zasad alokowania kosztów za korzystanie z Krajowego Systemu

Elektroenergetycznego, w Niemczech dopuszczono możliwość wyliczania indywidualnych stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych dla odbiorców przemysłowych „pracujących w podstawie”, czyli charakteryzujących się wysokim rocznym czasem wykorzystania mocy maksymalnej (iloraz rocznego zużycia energii elektrycznej do maksymalnego godzinowego poboru odnotowanego w trakcie roku kalendarzowego), zużywających rocznie nie mniej niż 10 GWh energii elektrycznej.

Indywidualną opłatę dla odbiorców pracujących w podstawie w Niemczech wyznacza się w oparciu o analizy wykorzystania majątku sieciowego służącego do dostarczenia energii elektrycznej danemu odbiorcy końcowemu. W celu identyfikacji majątku sieciowego wykorzystanego przez odbiorców energochłonnych, niemiecki system zobowiązuje przedsiębiorstwa przesyłowe/dystrybucyjne do wyznaczania, na wniosek zainteresowanego odbiorcy przemysłowego, tzw. fizycznej ścieżki dostaw.

Jest to połączenie punktu poboru energii elektrycznej odbiorcy z najbliższą elektrownią lub węzłem sieciowym, będącymi w stanie pokryć jego zapotrzebowanie w całości. Dla tak określonej indywidualnej ścieżki dostaw wyznacza się wartość majątku sieciowego służącego do dostarczania energii elektrycznej do odbiorcy przemysłowego, przy czym indywidualną opłatę stosuje się tylko w sytuacji, kiedy prowadzi ona do obniżki kosztów dostarczania energii, w porównaniu do wysokości opłat sieciowych, które odbiorca poniósłby na zasadach ogólnych.

System redukcji kosztów przesyłu i dystrybucji stosowany w Niemczech podlegał badaniu przez KE pod kątem zgodności z zasadami pomocy publicznej; w efekcie tego badania KE nie uznała indywidualnego obliczania opłaty sieciowej dla grupy odbiorców pracujących w podstawie za pomoc publiczną, o ile odbiorcy nie są zwalniani z opłat sieciowych w 100%. Ponadto Komisja przyjęła, że podstawą specjalnego traktowania odbiorcy końcowego może być stabilne zużycie energii elektrycznej i w tym zakresie zaakceptowała kryterium wykorzystania mocy maksymalnej przez 7000 godzin/rok.

W systemie niemieckim poziom redukcji wynikający z wyliczania indywidualnych opłat za korzystanie z sieci uzależniony jest od rocznego czasu wykorzystania mocy maksymalnej i nie może być niższy niż określony procent opłaty sieciowej, wyliczonej na zasadach ogólnych, który wynosi:

- 20% dla rocznego czasu wykorzystania mocy maksymalnej $\geq 7\ 000$ godzin;
- 15% dla rocznego czasu wykorzystania mocy maksymalnej $\geq 7\ 500$ godzin;
- 10% dla rocznego czasu wykorzystania mocy maksymalnej $\geq 8\ 000$ godzin.

12. Bieżące monitorowanie prac Komisji Europejskiej i Parlamentu Europejskiego, dotyczących wszelkich zmian w *Dyrektywie Rady 2003/96/WE z dnia 27 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej (ETD)*.

14 lipca 2021 r. Komisja Europejska opublikowała projekt zmian treści *Dyrektywy Rady 2003/96/WE w sprawie w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej*. Był on częścią Europejskiego Zielonego Ładu i pakietu legislacyjnego „Gotowi na 55”, i koncentrował się na kwestiach środowiskowych oraz klimatycznych. Zmieniał system obliczania podatku akcyzowego od paliw, węgla i energii elektrycznej, uzależniając wysokość podatku nie tylko od masy czy objętości produktu, ale i od kategorii określającej pochodzenie produktu energetycznego i energii elektrycznej.

Proponowane zmiany zasad opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej mają żywotne znaczenie dla reprezentowanych przez IEPiOE zakładów przemysłowych i wywierają bezpośredni negatywny wpływ nie tylko na poszczególne przedsiębiorstwa, ale wręcz całe sektory polskiej gospodarki.

Nie można godzić się z uzasadnieniem przyczyn złożenia przez Komisję Europejską wniosku o zmianę dyrektywy ETD, tj. potrzebą zapewnienia zgodności opodatkowania energii z celami klimatycznymi. Zdaniem KE zniesienie aktualnie obowiązujących ulg i wyłączeń z opodatkowania będzie wspierać rozwój zielonej energii poprzez zniesienie zachęt do zużywania paliw kopalnych, co jest niezbędne do osiągnięcia celu redukcji emisji gazów cieplarnianych.

IEPiOE zrzesza największe zakłady przemysłowe w Polsce, jednocześnie największych krajowych odbiorców energii elektrycznej i paliw gazowych, dla których koszty energii i paliw to często najważniejsze elementy kosztów produkcji.

Wprowadzanie w krajach UE coraz bardziej ambitnych celów redukcji emisji, w powiązaniu z restrykcyjnym charakterem systemu EU ETS, powoduje systematyczny wzrost kosztów produkcji przemysłowej. Celem zmiany dyrektywy ETD nie może być stworzenie kolejnego mechanizmu dekarbonizacji tych samych sektorów, które już są objęte systemem EU ETS. Ich wprowadzenie doprowadzi do zwiększenia ryzyka przenoszenia działalności produkcyjnej energochłonnych branż polskiego przemysłu poza obszar UE (ucieczka emisji), lub w obrębie UE – do krajów o niższych kosztach energii.

W oparciu o zapisy dyrektywy ETD zakłady energochłonne w Polsce (w zakresie opodatkowania po-

datkiem akcyzowym) mogą obecnie korzystać z tzw. zwolnień procesowych (dla procesów: metalurgicznego, elektrolitycznego, mineralogicznego i redukcji chemicznej) oraz redukcji kosztu zapłaconego podatku akcyzowego poprzez uzyskiwanie zwrotu jego części. Możliwości te zostały wprowadzone *Ustawą z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym* w zakresie:

- wyrobów węglowych z dniem 2 stycznia 2012 r.,
- wyrobów gazowych z dniem 1 listopada 2013 r.,
- energii elektrycznej z dniem 1 stycznia 2016 r.

Zakłady przemysłowe korzystają obecnie z obu ww. mechanizmów redukcji, a proponowane przez KE zmiany w dyrektywie ETD oznaczają docelowo odejście od wszystkich zwolnień i wyłączeń z opodatkowania paliw i energii podatkiem akcyzowym. Spowoduje to:

- pogorszenie globalnej konkurencyjności europejskiego przemysłu,
- zwiększenie importu materiałów i towarów produkowanych obecnie przez europejski przemysł na obszarze UE i utratę wielu miejsc stabilnej pracy,
- wstrzymanie inwestycji prorozwojowych, w szczególności w nowe technologie i niskoemisyjną transformację przemysłową.

Ze szczególnym natężeniem skutki te odczuje przemysł polski, ponieważ ceny energii są w naszym kraju jednymi z najwyższych w Europie.

IEPiOE sprzeciwia się więc odejściu od jakichkolwiek zwolnień i wyłączeń z opodatkowania, stosowanych obecnie zgodnie z dyrektywą ETD przez branże energochłonne, w tym dla procesów mineralogicznych. Sprzeciwiamy się także ostatnim propozycjom w tym zakresie, takim jak wprowadzenie okresu przejściowego do 2033 roku. Czas ten uznajemy za zbyt krótki patrząc z perspektywy dekarbonizacji i elektryfikacji wspomnianych branż, a także typowych dla nich długich cykli inwestycyjnych.

Ponadto Komisja Europejska, podejmując próbę wprowadzenia zmian w dyrektywie ETD, zamierzała ją przeprowadzić odchodząc od procedury jednomyślności, która jest wymagana przez art. 113 Traktatu o Funkcjonowaniu UE, na rzecz zwykłej procedury ustawodawczej (głosowanie większością kwalifikowaną).

Wykorzystywane obecnie przez zakłady przemysłowe możliwości redukcji kosztów opodatkowania podatkiem akcyzowym paliw i energii stanowią istotny element tworzonego przez lata systemu ochrony energochłonnych branż europejskiego przemysłu przed utratą globalnej konkurencyjności. Na dziś bazuje on na wyrównywaniu kosztów produkcji przemysłowej poprzez redukcję wysokości całego szeregu składników kosztowych, wprowadzonych przez europejską politykę energetyczną i klimatyczną, a którymi producenci w innych częściach świata nie są obciążani.

Każdy ubytek w tym systemie, również spowodowany planowanymi zmianami w dyrektywie ETD, winien być w sposób skuteczny kompensowany.

13. Nowelizacja przepisów dotyczących Zamkniętych Systemów Dystrybucyjnych (ZSD) – rozszerzenie katalogu zwolnień dedykowanych ZSD, w szczególności wprowadzenie zwolnienia z obowiązku przyłączenia do Zamkniętych Systemów Dystrybucyjnych nowych podmiotów, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem ZSD

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) funkcjonują przedsiębiorstwa realizujące różne zakresy działalności energetycznej. Zgodnie z zasadą *unbundlingu*, największe przedsiębiorstwa energetyczne odrębnie organizują i prowadzą działalność polegającą na wytwarzaniu, przesyłaniu lub dystrybucji oraz obrocie energią elektryczną. Istnieje jednak w gospodarce polskiej liczna grupa spółek energetycznych mających odmienny status. Nie dość, że podmioty takie prowadzą energetyczną działalność regulowaną w zakresie dystrybucji i obrotu energią elektryczną, a nierzadko także w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, to równocześnie są istotnymi dla KSE odbiorcami końcowymi energii elektrycznej. Działalność w zakresie sprzedaży oraz

dystrybucji energii elektrycznej podmioty te prowadzą w skali *stricte* podporządkowanej ich podstawowym celom aktywności gospodarczej (nieenergetycznej). Ograniczony obszarowo rozkład sieci dystrybucyjnej (obejmujący zwykle teren danego zakładu), zawężony krąg odbiorców końcowych i subsydiarny charakter działalności energetycznej wobec działalności podstawowej sprawiają, że nie ma obiektywnej potrzeby poddawania ich działalności koncesjonowanej reglamentacji, analogicznej jak dla przedsiębiorstw zawodowej energetyki.

Z technicznego punktu widzenia przyłącza rzeczonych przedsiębiorstw – odbiorców przemysłowych – pracują na wysokim napięciu (WN) lub średnim napięciu (SN) i poprzez układy transformatorowe, linie napowietrzne lub kablowe, redystrybuują energię na SN lub niskie napięcia (nN) do układów pomiarowych i końcowego zużycia podmiotów operujących w powiązaniu z terenem danego zakładu. Zgodnie z przepisami Prawa energetycznego spółki te mają status przedsiębiorstw energetycznych, choć działalność polegająca na dystrybucji energii elektrycznej i jej obrocie nie wchodzi w zakres ich podstawowej działalności gospodarczej. Posiadanie statusu przedsiębiorstwa energetycznego wiąże się niewątpliwie z koniecznością sprostania ponadstandardowym wymaganiom związanym z uzyskaniem koncesji, obowiązkiem przyłączenia do sieci odbiorców i wytwórców, zatwierdzeniem taryfy, przedkładaniem różnego rodzaju sprawozdań, itp. W grupie

Koszty energii elektrycznej rosną lawinowo i osiągają już 40% kosztów produkcji cementu



takich przedsiębiorstwach znalazły się m.in. zakłady przemysłowe: ORLEN S.A., KGHM Polska Miedź S.A., Grupa Azoty S.A., Zakłady Mechaniczne „Bumar – Łabędy” S.A., Huta „Kościuszko” S.A., Firma Oponiarska „Dębica” S.A., Huta „Pokój” S.A., Katowicki Holding Węglowy S.A., PCC Rokita S.A., Przedsiębiorstwo Państwowe „Porty Lotnicze”, Góraździe Cement S.A., ArcelorMittal S.A., Zarząd Morskich Portów Szczecin i Świnoujście S.A. i wiele innych.

Rozwiązaniem, które w swym założeniu miało zniwelować zakres ciężarów regulacyjnych, spoczywających na ww. podmiotach, była wprowadzona w lipcu 2021 do ustawy Prawo energetyczne instytucja zamkniętych systemów dystrybucyjnych (ZSD). Ułatwienia dla ZSD objęły jednak wyłącznie zwolnienie z obowiązku:

- przedkładania do zatwierdzenia taryfy;
- sporządzania planów rozwoju.

Dodatkowo skorzystanie ze zwolnienia z obowiązku taryfowego następuje pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez operatora ZSD stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci jest przyłączony, albo – w przypadku braku takiego przyłączenia – na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same, jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego. Dla większości przedsiębiorstw, które mogłyby się ubiegać o status ZSD, spełnienie wspomnianego warunku oznaczałoby konieczność prowadzenia działalności dystrybucyjnej ze stratą. Podmioty te przyłączone są bowiem zwykle do sieci największych operatorów działających na danym obszarze i rozliczane przez tych operatorów według stawek z ich taryfy. Konieczność stosowania tej samej taryfy (po której się jest rozliczającym) do rozliczeń z własnymi odbiorcami, z reguły nie pozwala na pokrycie kosztów własnej działalności dystrybucyjnej.

Taki niewielki zakres zwolnień i ich warunki powodują, że instytucja ZSD nie spełnia swojego głównego celu (odciążenia regulacyjnego operatorów niezawodowej energetyki), a w konsekwencji cieszy się nikłym zainteresowaniem.

Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii od 2016 roku wnioskowała i nadal wnioskuje o rozszerzenie listy „zwolnień”, które będą dostosowane do działalności dużych przedsiębiorstw przemysłowych, które mogłyby funkcjonować jako Zamknięte Systemy Dystrybucyjne.

W 2020 roku IEPiOE wnioskowała o ujęcie w katalogu ułatwień dla ZSD (poza przyjętymi w ustawie) także zwolnienie z obowiązku:

- przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego,
- sporządzania informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8 pkt 1 i 2 ustawy,
- przekazywania Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki informacji, o których mowa w art. 9d ust. 8 ustawy,
- ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy.

W obecnej rzeczywistości szczególnie na znaczeniu nabiera pierwszy z niezrealizowanych postulatów: ograniczenie publicznoprawnego obowiązku przyłączeniowego dla ZSD. Ograniczenia w zakresie dostępnych mocy przyłączeniowych, w powiązaniu z dynamicznym rozwojem źródeł OZE, powodują, że coraz częściej wnioski o przyłączenie do sieci – zamiast do operatorów zawodowej energetyki, odpowiedzialnych za rozwój KSE na ich obszarze – kierowane są do operatorów zakładowych sieci dystrybucyjnych. I to mimo że podmioty, które wnoszą o ich przyłączenie do sieci (ani ich obiekty) nie są w żaden sposób powiązane z działalnością zakładu. Procedowanie takich wniosków jest nie tylko czasochłonne, ale i kosztowne. Operatorzy zakładowych sieci zmuszani są bowiem do angażowania personelu, który nie może się zajmować zadaniami związanymi z działalnością podstawową danego zakładu, ale też finansowaniem ekspertyz – najczęściej potwierdzających brak możliwości przyłączenia nowych odbiorców. To z kolei często prowadzi do angażowania operatorów przemysłowych w długotrwałe (nawet wieloletnie) spory przyłączeniowe, mogące blokować własne potrzeby rozwojowe zakładów – związane z niepewnością co do dostępnych mocy przyłączeniowych (objętych ryzykiem nieprzewidywalności rozstrzygnięć spraw spornych).

Wprowadzenie dodatkowych „zwolnień” dla Zamkniętych Systemów Dystrybucyjnych jest inicjatywą istotnie poprawiającą otoczenie prawne dla przedsiębiorstw będących Operatorami Systemów Dystrybucyjnych, które nie prowadzą działalności typowo energetycznej, a w obecnym porządku prawnym obciążone są takimi obowiązkami administracyjnymi jak zawodowe przedsiębiorstwa energetyczne. W związku z powyższym wnioskujemy o rozwinięcie listy „zwolnień” o ww. postulaty.

II. Zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania KSE oraz ciągłości dostaw energii elektrycznej i gazu ziemnego

1. Pilne opracowanie lub aktualizacja dokumentów niezbędnych dla przeprowadzenia świadomej przebudowy istniejącej w Polsce infrastruktury energetycznej oraz nadania kierunków rozwoju polskiego sektora energetycznego: *Polityki Energetycznej Polski (PEP)* i *Krajowego Planu na Rzecz Energii i Klimatu (KPEiK)*. Zapewnienie, by oba te dokumenty były spójne.

W dniu 10 marca 2021 r. Minister Klimatu i Środowiska ogłosił w Monitorze Polskim Obwieszczenie w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., którego załącznikiem był dokument „*Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.*” (PEP). W związku z dynamicznymi zmianami w sektorze energetycznym, wynikającymi z unijnej legislacji i wydarzeń geopolitycznych, dokument ten uległ szybkiej dezaktualizacji, czego jaskrawym przykładem były prognozy mocy zainstalowanej w fotowoltaice, gdy założenia na rok 2040 zostały zrealizowane już w roku 2023.

Administracja rządowa miała świadomość odebrania zapisów tej wersji PEP-2040 od realiów życia gospodarczego i przygotowała jej aktualizację w postaci *założeń do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.* z marca 2022 r., które przewidywały m.in.:

- dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii,

- budowę energetyki jądrowej systemowej i rozproszonej,
- zwiększenie dywersyfikacji technologicznej i rozbudowę mocy bazujących na źródłach krajowych,
- dostosowanie skali inwestycji w gazowe moce wytwórcze do koncepcji docelowej struktury mocy wytwórczych w KSE oraz dostępności paliwa gazowego,
- czas korzystania z jednostek wytwórczych wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny,
- rozwój sieci elektroenergetycznych i magazynów energii.

Pomimo publikacji założeń, przez dłuższy czas nie prowadzono dalszych prac nad PEP. Dopiero w czerwcu 2023 r. MKiŚ przeprowadziło prekonsultacje związane z aktualizacją *Krajowego Planu Na Rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) na lata 2021-2030 oraz Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* Zgodnie z podsumowaniem prekonsultacji z września 2023 r.:

- „Wnioski płynące z prekonsultacji zostaną uwzględnione w projektach aktualizacji KPEiK i PEP-2040.
- Projektowane ww. dokumenty strategiczne będą poddane pełnym konsultacjom publicznym i uzgodnieniom w późniejszym okresie, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa.”

Analiza wydanych dla instalacji OZE warunków przyłączenia do sieci KSE wskazuje, że już w 2030 roku moc źródeł odnawialnych może osiągnąć 60 GW



Ministerstwo nie przedstawiło terminów aktualizacji PEP-2040 i nie przeprowadziło zapowiadanych pełnych konsultacji tego dokumentu.

Niezbędna jest spójność dokumentów kluczowych z punktu widzenia kształtowania polityki energetycznej Polski. Prowadzonym obecnie pracom nad PEP musi więc towarzyszyć aktualizacja KPEiK (którego wstępna wersja została już złożona).

PEP to strategiczny dokument, szczególnie istotny nie tylko dla przedsiębiorstw energetycznych, ale również dla przemysłowych odbiorców energochłonnych. Wskazuje on kierunki rozwoju polskiej energetyki, na podstawie których powinna być przeprowadzona przebudowa krajowej infrastruktury energetycznej, kształtowana krajowa legislacja oraz programy wsparcia. Dokument ten wpływa również na decyzje i wieloletnie strategie przyjmowane przez zakłady przemysłowe. Mogą one, w oczekiwaniu na aktualizację PEP i KPEiK, zwlekać z podejmowaniem ważnych decyzji inwestycyjnych czy rozwijaniem nowych modeli biznesowych. Dlatego niezwykle ważne jest, aby zarówno PEP, jak i KPEiK powstały jak najszybciej w wersjach finalnych, a w dalszym horyzoncie czasowym były także okresowo bądź doraźnie aktualizowane.

Koszty produkcji energii elektrycznej z paliw kopalnych

Oparty o ceny końcowe mechanizm wyceny energii elektrycznej na rynku hurtowym (merit order) powoduje, że w obecnej sytuacji o cenach tych w notowaniach na TGE – zarówno na rynkach SPOT, jak i w kontraktach terminowych – decydują koszty produkcji elektrowni stosujących paliwa kopalne.

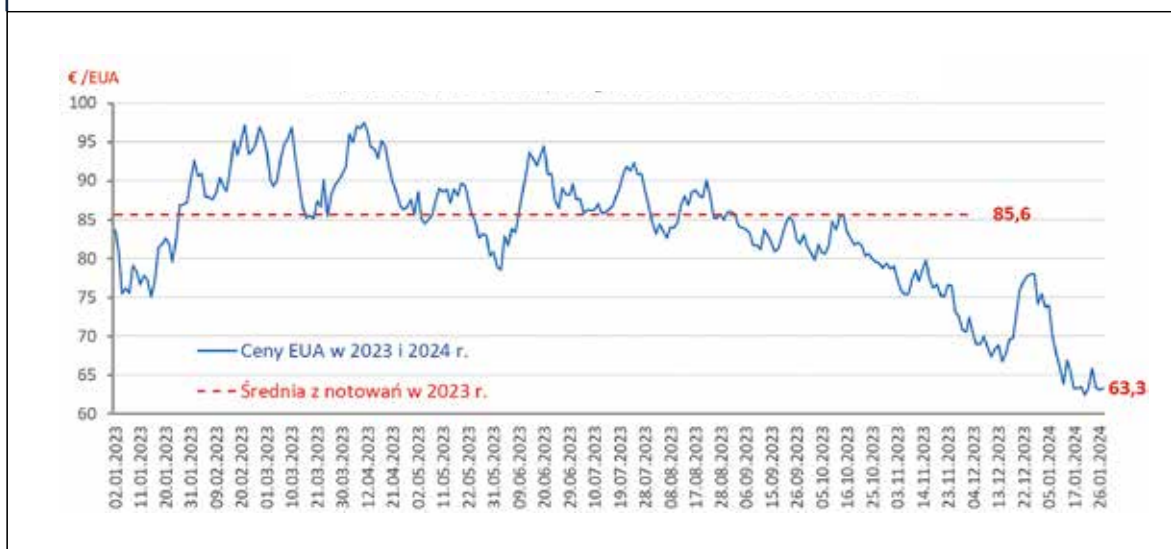
- Obecnie w Polsce na stabilnym poziomie utrzymują się koszty wydobycia węgla brunatnego. Związek Pracodawców Porozumienia Producentów Węgla Brunatnego podaje, że koszt paliwa w 1 MWh wyprodukowanej z węgla brunatnego energii elektrycznej to 150 PLN, koszt uprawnień do emisji CO₂ (przy cenie 63,3 PLN/EUA) jest 1,8 razy wyższy i wynosi około 280 PLN/MWh, a koszt zmienny produkcji to 430 PLN/MWh.
- Zakładając, że wycena węgla energetycznego w 2024 r. będzie oparta o notowania w portach ARA (obecnie 94,4 USD/t) i nie przekroczy poziomu 380 PLN/tonę (16,5 PLN/GJ), a cena uprawnień do emisji CO₂ ustabilizuje się na obecnym poziomie (63,3 EUR/EUA), koszt produkcji energii elektrycznej w źródłach systemowych na węgiel kamienny wyniesie około 435 PLN/MWh.
- Ponadto, jeśli cena gazu w 2024 r. nie przekroczy poziomu notowanego obecnie na TGE, tj. około 150 PLN/MWh, a cena uprawnień do emisji CO₂ ustabilizuje się na poziomie 63,3 EUR/EUA, koszt produkcji energii elektrycznej w źródłach gazowych wyniesie około 375 PLN/MWh.

Przy aktualnych cenach: uprawnień do emisji CO₂ na poziomie 63,3 EUR/MWh, węgla kamiennego 380 PLN/tonę, gazu ziemnego 150 PLN/MWh, koszty zmienne produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego są porównywalne, natomiast z gazu ziemnego (przy sprawności 62%) – niższe o 60 PLN/MWh.

Obecnie brak fundamentalnych podstaw dla prognozowania cen energii elektrycznej na 2024 r. na wyższych niż wskazanych powyżej poziomach. Należy jednak pamiętać, że aktualnie Polska ma najwyższe ceny energii elektrycznej w Europie.

RYS. 8

Ceny uprawnień do emisji CO₂ w latach 2023 i 2024. Źródło: opracowanie własne na podstawie notowań cen EUA



Rola węgla kamiennego w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski

W najbliższej dekadzie bezpieczeństwo energetyczne Polski będzie opierało się na blokach energetycznych na węgiel kamienny, o mocach około 200 MW, pracujących aktualnie w elektrowniach systemowych. Będą one spełniać rolę technologii pomostowej zapewniając ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, jak i utrzymanie parametrów pracy KSE, do czasu wybudowania w Polsce bądź źródeł gazowych, bądź jądrowych – zarówno systemowych, jak i rozproszonych (SMR-ów).

Bezpieczeństwo to uzależnione jest od pilnego określenia przyszłości 44 bloków węglowych o mocach około 200 MW, będących obecnie własnością czterech spółek skarbu państwa, i przeprowadzenia modernizacji zwiększającej ich elastyczność niezbędną do bilansowania rozwijającej się gwałtownie generacji odnawialnych źródeł pogodozależnych.

Obecni właściciele tych bloków nie rozpoczęli procesów rewitalizacji, nie wiadomo też, czy ich potencjalny nowy właściciel – Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE), która winna przejąć wszystkie aktywa węglowe Spółek Skarbu Państwa – powstanie. Tym bardziej nie wiadomo, czy jeśli powstanie, będzie dysponować środkami finansowymi i potencjałem wykonawczym, by niezbędne modernizacje szybko przeprowadzić.

Odrębny problem stanowi pochodzenie paliwa, z którego pomostowa energetyka węglowa będzie korzystała. Aby zachować suwerenność energetyczną po-

winien to być węgiel kamienny wydobywany w polskich kopalniach. Tymczasem koszt jego wydobycia systematycznie rośnie, podczas gdy ceny węgla importowanego spadają. Koszt 1 GJ w węglu kamiennym wynosi:

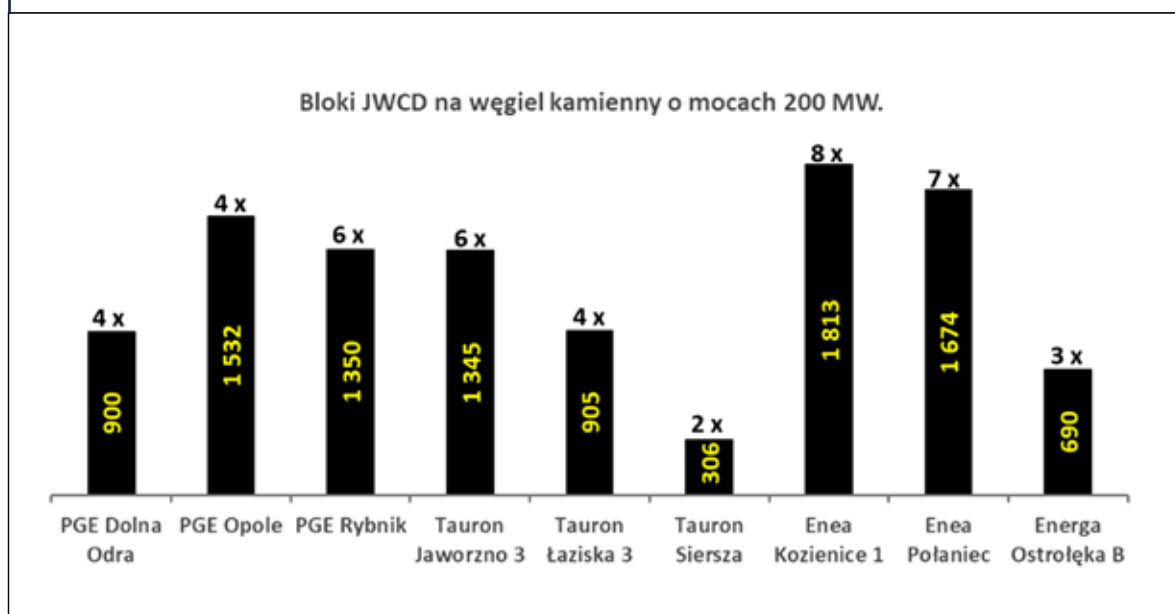
- kupionego w portach ARA (notowania z 17.01.2024 r.) 18,5 PLN,
- wyliczony w oparciu o polski wskaźnik cen węgla energetycznego (PSCMII) 29,0 PLN,
- wyliczony w oparciu o koszt wydobycia z polskich kopalń 39 PLN.

Rodzi się więc pytanie, jak zapewnić rentowność polskich kopalń i jednocześnie uchronić odbiorców energii elektrycznej przed skutkami wysokich cen energii elektrycznej w sytuacji, gdy koszt paliwa zawarty w 1 MWh produkowanej z węgla kamiennego energii elektrycznej to 440 PLN, a koszt uprawnień do emisji CO₂ (przy cenie 63,2 EUR/EUA) to 250 PLN/MWh – razem 690 PLN/MWh.

Kolejny problem energetyki węglowej w Polsce to krótki okres finansowania z mechanizmu rynku mocy (RM). Nowelizowane *Rozporządzenie KE w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej* przedłuża taką możliwość dla polskich węglówek do końca 2028 r. Dotyczy to bloków, które będą korzystały z RM do połowy 2025 r., w tym tych o mocach około 200 MW. Jednak uruchomienie aukcji rynku mocy na lata po 2025 r. dla bloków węglowych (tylko rocznych i jedynie do końca 2028 r.) będzie możliwe, gdy po aukcjach mocy z udziałem źródeł spełniających próg emisyjności 550 kg CO₂/MWh pozostanie niedobór mocy w KSE.

RYS. 9

Bloki na węgiel kamienny o mocach około 200 MW, pracujące w elektrowniach systemowych: liczba, moce zainstalowane i ich obecni właściciele. Źródło: opracowanie własne na podstawie Informacji PSE S.A. dotyczące JWCD będących w eksploatacji oraz których rozpoczęcie eksploatacji jest planowane w ciągu najbliższych 5 lat



Polski przemysł czeka pilne przeprowadzenie trudnych i kosztownych procesów niskoemisyjnej transformacji – nie tylko technologicznej, ale i energetycznej



Ponadto, aby Polska mogła skorzystać z przedłużenia rynku mocy dla bloków węglowych do końca 2028 r., musi uzyskać na to zgodę KE, na podstawie pozytywnej oceny przedłożonego planu transformacji. Oczywiście rodzi się pytanie, czy w przypadku utraty wsparcia z rynku mocy w połowie 2025 r. nastąpi lawinowe wycofywanie z rynku bloków węglowych, nawet w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa KSE.

Energetyka jądrowa, systemowa i rozproszona

Zgodnie z dokumentem PEP-2040 r. Polska zamierza zbudować nową – opartą głównie o pogodozależne OZE oraz źródła jądrowe – energetykę systemową. Średniookresowo utrzymana zostanie produkcja w elektrowniach węglowych, w celu uniknięcia: nadmiernego rozwoju energetyki gazowej, uzależnienia od importu gazu oraz utrwalenia na kolejne lata wysokiego współczynnika emisji CO₂ energetyki systemowej. Dokument ten zawiera bardzo optymistyczne założenia dotyczące tempa budowy zarówno źródeł systemowych, jak i rozproszonych. Przewidują one oddanie do eksploatacji pierwszego dużego bloku jądrowego już w 2033 r., a następnie kolejnych, o łącznych mocach 7,8 GW do roku 2040. Tymczasem dziś nadal trwają dyskusje na temat trafności lokalizacji tej elektrowni. Wyzwaniem wydaje się też rozpoczęcie w 2030 r. produkcji energii elektrycznej w pierwszym małym reaktorze jądrowym, szczególnie że obecnie technologia ta nie uzyskała wymaganej certyfikacji i nie jest też jeszcze komercyjnie dostępna. Do roku 2040

w jądrowych elektrowniach systemowych i SMR-ach ma być produkowane odpowiednio 15 TWh i 39,7 TWh energii elektrycznej. Analiza tempa i kosztów realizacji projektów jądrowych oddawanych do eksploatacji w świecie wskazuje, że założenia te mogą się okazać zbyt optymistyczne.

Nadmierny i niepoparty efektami konkretnych działań optymizm może się okazać brzemienny w skutkach, bowiem opóźnienie w oddaniu do eksploatacji źródeł jądrowych oznacza przedłużenie okresu przejściowego, wysokie koszty energii, wzrost kosztów produkcji przemysłowej, utratę konkurencyjności i duży ślad węglowy produktów, a w efekcie trudności z ich zbywaniem.

Gaz ziemny, jego potencjał i znaczenie dla przyszłości energetyki systemowej

Zgodnie z publicznymi deklaracjami Polska będzie dążyć do zastępowania gazu ziemnego i ropy naftowej alternatywnymi źródłami energii, tj. wodorem, biometanem, biokomponentami, niskoemisyjnymi paliwami syntetycznymi oraz energią elektryczną. Gaz ziemny przestaje więc być widziany w roli technologii pomocniczej, która przypada energetyce węglowej, a jego rozwój w zakresie niezbędnym z uwagi na potrzeby systemowe, postrzegany jest przez pryzmat ryzyka realizacji nietrafionych w długim czasie inwestycji. Wykorzystanie gazu ziemnego w energetyce systemowej ma być więc ograniczane, a z inwestycji w nowe moce wytwórcze realizowane będą jedynie te rozpoczęte, na znacznym poziomie zaawansowania. Koncepcja taka

nie do końca odpowiada koncernom energetycznym, które planują zastępowanie części pracujących obecnie bloków węglowych gazowymi – przykładowo PGE w elektrowni Rybnik czy Enea w elektrowni Kozienice. Z danych zawartych we „Wnioskach z analizy prognozy stycznej” wynika, że planowane moce zainstalowane w elektrowniach gazowych w 2030 r. wyniosą 10 GW, a w elektrociepłowniach gazowych 3 GW. Wielkości te nie ulegają zmianie do 2040 r.

Zaletą elektrowni gazowych jest znacznie mniejszy od węglowych koszt emisji CO₂. Przy aktualnym ich poziomie (63,2 EUR/EUA z dnia 17.01.2024) osiąga on około 130 PLN/MWh, co powoduje, że sumaryczny koszt zmienny produkcji energii elektrycznej w elektrowniach gazowych, przy cenie gazu ziemnego 150 PLN/MWh, wynosi około 375 PLN/MWh, czyli znacznie poniżej zmiennego kosztu produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego.

Skala rozwoju pogodozależnych odnawialnych źródeł energii

Produkcja pogodozależnych źródeł energii elektrycznej przyłączonych do sieci KSE z roku na rok coraz szybciej rośnie. Analiza wydanych dla instalacji OZE warunków przyłączenia do sieci KSE wskazuje, że już w 2030 roku moc źródeł odnawialnych może osiągnąć 60 GW, a ich zdolności produkcyjne to 100 TWh energii elektrycznej rocznie. Prognozy zawarte w PEP-2040 wskazują, że do roku 2040 moce zainstalowane w KSE

w OZE osiągną 88 GW, w tym w źródłach pogodozależnych 83 GW, co oznacza wzrost udziału OZE w krajowej produkcji energii elektrycznej do 51%, w tym w źródłach pogodozależnych do 44%.

Uwzględniając fakt, że maksymalne chwilowe zapotrzebowanie krajowych odbiorców nie przekracza 28 GW, okresy, gdy generacja OZE będzie znacząco przewyższać zapotrzebowanie odbiorców, staną się normą.

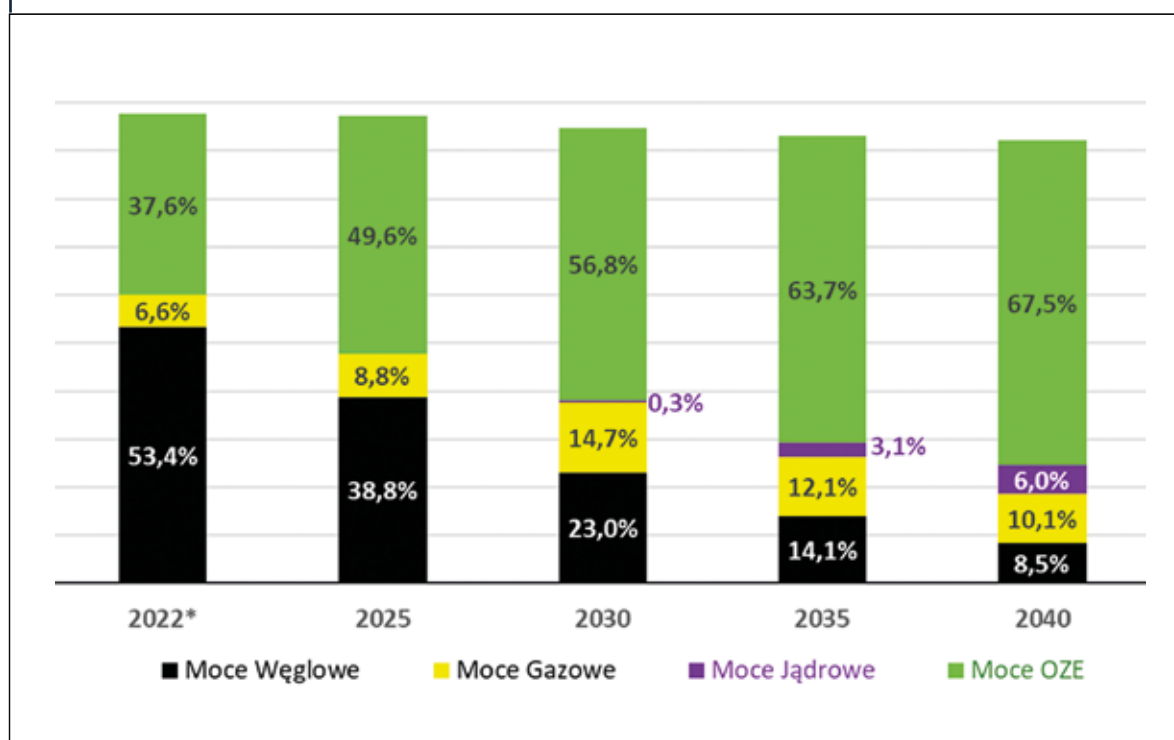
Powyższe dane wskazują, że już niedługo w KSE wystąpi wysoka nadwyżka podaży energii produkowanej w źródłach pogodozależnych nad zapotrzebowaniem odbiorców końcowych, która skutkować będzie koniecznością okresowego wyłączenia znacznej części instalacji OZE związanej z wypłatą odszkodowań za energię nieodebraną, co ostatecznie spowoduje znaczący wzrost kosztów energii dla przemysłu.

Gdy ilość wytwarzanej energii elektrycznej przekracza zapotrzebowanie odbiorców, na rynku bilansującym mogą pojawiać się ceny ujemne, a jeśli mimo to niezbilansowania nie udaje się zrównoważyć, OSP wydaje polecenia zniżenia generacji w OZE. Ta nierynkowa redukcja dokonywana jest w ostateczności, po zmniejszeniu wytwarzania w elektrowniach konwencjonalnych i elektrociepłowniach, uruchomieniu pompowania w elektrowniach szczytowo-pompowych, przy braku możliwości realizacji awaryjnego eksportu.

Odpowiedzią przemysłu na opisane powyżej problemy jest koncepcja produktowego magazynu energii, która opiera się na przewymiarowaniu zdol-

RYS. 10

Struktura paliwowa mocy zainstalowanych w KSE. Źródło: opracowanie własne na podstawie PEP-2040



ności produkcyjnych instalacji technologicznej tak, by w sytuacjach, gdy wymagają tego potrzeby KSE, móc produkować więcej wyrobów niż wynika to ze zobowiązań kontraktowych. Dzięki zwiększonym zdolnościom produkcyjnym i rezerwom magazynowym można sterować procesami produkcyjnymi stosownie do potrzeb KSE. Wykorzystanie produktowego magazynu energii gwarantuje utrzymanie zdolności do bilansowania KSE w dowolnej perspektywie czasowej, bez używania procesów przemiany, a więc bez powodowania strat. Dzięki temu można produkować tę samą ilość wyrobów przy niższym zużyciu energii elektrycznej i niższym koszcie, ze sprawnością wynoszącą 100%.

Dzięki magazynowaniu energii elektrycznej w produktach, w sytuacjach, gdy w KSE występuje jej nadwyżka w efekcie nadmiernej generacji pogodozależnych źródeł odnawialnych, zakłady przemysłowe mogłyby zmniejszać swój ślad węglowy uzyskując dla takiej produkcji cechę ekologiczną.

Z punktu widzenia realizacji przez Polskę celów polityki klimatycznej UE ważne jest docelowe zwiększenie mocy zainstalowanych morskich farm wiatrowych do 18 GW oraz źródeł PV do 45 GW. Dla przemysłowych odbiorców energii elektrycznej naj-

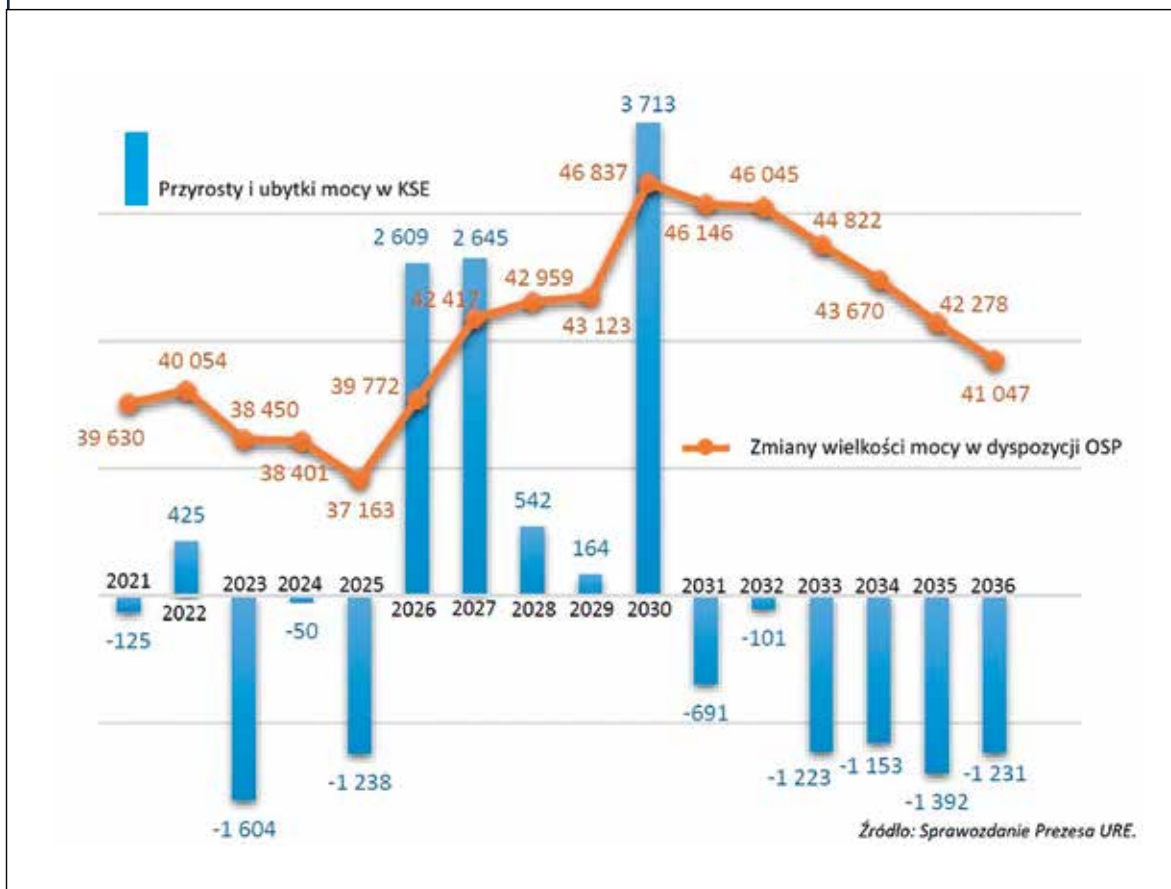
ważniejsze jest jednak przyspieszenie tempa rozwoju lądowej energetyki wiatrowej, w szczególności lokowanej w pobliżu zakładów produkcyjnych. Z uwagi na najniższe (z dostępnych na dziś technologii) koszty wytwarzania energii elektrycznej, właśnie w rozwoju lądowej energetyki wiatrowej przemysłowi odbiorcy energii elektrycznej upatrują szansy na ograniczenie kosztów produkcji, poprawę europejskiej i globalnej konkurencyjności i zmniejszenie śladu węglowego produktów przemysłowych.

Wpływ OZE na wielkość mocy pozostającej w dyspozycji OSP. Sprawozdanie z działalności Prezesa URE za 2022 r. zawierające Informacje o Planach inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych.

Przedsiębiorstwa energetyczne produkujące energię elektryczną w źródłach o mocach ≥ 50 MW sporządzają i przekazują Prezesowi URE informacje i prognozy dotyczące typu, wielkości, lokalizacji i wykorzystywanego do produkcji energii elektrycznej paliwa na okres kolejnych 15 lat. Sprawozdanie Prezesa URE zawiera również informacje o planowanych wyłączeniach mocy wytwórczych z dalszej eksploatacji.

RYS. 11

Przyrosty i ubytki mocy zainstalowanej i dyspozycyjnej w KSE w latach 2021 do 2036. Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE 2022 r.



Aktualnie „Plany inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych” są jedynym źródłem informacji o kierunkach zmian struktury mocy wytwórczych w Polsce. Wynika z nich, że do 2036 r. przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 22 GW nowych mocy:

- 9,8 GW na gaz ziemny,
- 5,2 GW w morskich farmach wiatrowych,
- 5,7 GW w fotowoltaice.

W tym samym czasie wytwórcy planują wycofać z eksploatacji jednostki o mocy 20 GW, głównie na węgiel kamienny i brunatny.

Co ważne, dyspozycyjność części nowych mocy będzie dużo niższa niż jednostek wycofywanych. Aby więc określić rzeczywisty wpływ planowanych zmian na wielkość mocy dyspozycyjnej w KSE (a więc i bezpieczeństwo funkcjonowania KSE), należy uwzględnić tzw. korekcyjne współczynniki dyspozycyjności (KWD) poszczególnych technologii produkcji energii elektrycznej.

Zastosowanie współczynników dyspozycyjności źródeł wiatrowych i PV zmniejsza realny przyrost mocy dyspozycyjnych w KSE, będący efektem wybudowania do 2036 r. 22 GW nowych mocy, do 12,6 GW.

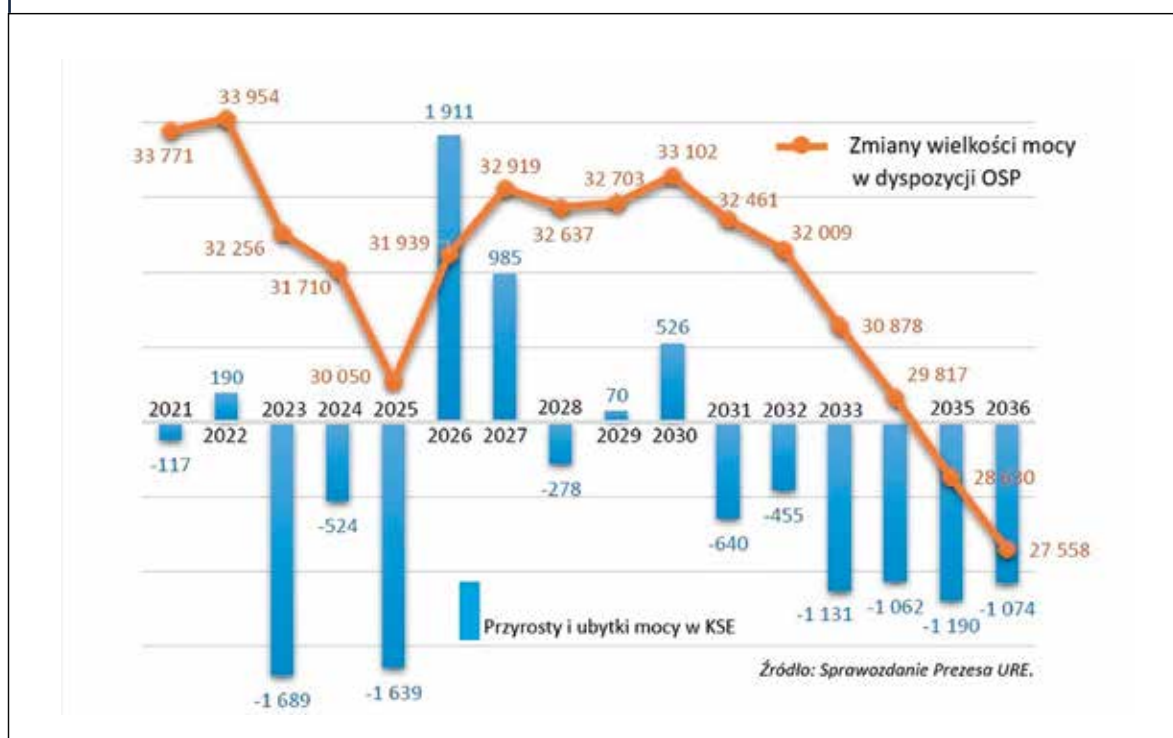
O bezpieczeństwie dostaw energii elektrycznej w Polsce ostatecznie zadecyduje struktura mocy za instalowanych w KSE, która ukształtuje się w najbliższych latach. Chociaż powszechna jest opinia, że naj-

Do 2036 r. przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 22 GW nowych mocy, w tym 5,7 GW w fotowoltaice



RYS. 12

Wpływ przyrostów i ubytków mocy zainstalowanej na dyspozycyjność źródeł wytwórczych w KSE w latach 2021 do 2036 z uwzględnieniem współczynników dyspozycyjności KWD. Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE 2022 r.



bardziej aktualny dokument rządowy pt. „Scenariusz 3 do prekonsultacji aktualizacji KPEIK/PEP2040 – analiza dla sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem zmiany sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji na Ukrainę”, będzie wymagał wielu korekt, to na dziś informacji na ten temat jeszcze nie ma.

PEP-2040 z kwietnia 2023 r. zakładała, że docelowo Polska zbuduje nową, opartą o OZE oraz w części o paliwo gazowe i źródła jądrowe, energetykę systemową. Dla uniknięcia nadmiernego rozwoju energetyki ga-

zowej, dalszego uzależnienia Polski od importu gazu oraz utrwalenia na lata wysokiego poziomu emisji CO₂, średniookresowo miała być utrzymana produkcja energii elektrycznej w elektrowniach węglowych. Aktualnie trwają dyskusje nad szczegółami realizacji kolejnych etapów niskoemisyjnej transformacji energetycznej polskiej energetyki systemowej, jednak przytoczone uwarunkowania, przyjęte podstawowe założenia i wypracowane wnioski, nadal zachowują swoją aktualność.

TAB. 2
Prognoza mocy zainstalowanych w KSE na podstawie Scenariusza 3. PEP-2040

Moce zainstalowane w KSE	2022	2025	2030	2035	2040
elektrownie na węgiel brunatny	8 908	6 520	6 520	3 337	683
elektrownie na węgiel kamienny	16 635	13 858	9 962	9 127	7 563
elektrociepłownie na węgiel kamienny	5 933	4 020	3 011	1 871	1 848
elektrociepłownie pozostałe	675	760	945	945	945
elektrociepłownie gazowe	1 522	2 286	2 973	3 079	3 071
elektrownie gazowe	2 482	3 446	10 036	10 036	10 036
elektrownie słoneczne (PV)	12 189	18 760	27 000	36 000	45 000
elektrownie wiatrowe na morzu (offshore)	0	0	5 900	11 885	17 885
elektrownie wiatrowe na lądzie (onshore)	8 256	10 940	13 940	16 940	19 940
elektrownie wodne przepływowo	980	980	1 130	1 280	1 430
elektrownie i EC na biomasę i biogaz	1 247	1 455	2 470	2 920	3 370
elektrownie jądrowe	0	0	0	2 200	5 740
małe reaktory jądrowe (SMR)	0	0	300	1 200	2 100
elektrownie szczytowo-pompowe (ESP)	1 413	1 334	2 084	3 824	4 824
prosumenckie i wielkoskalowe magazyny en.	16	450	2 500	3 750	5 000
elektrownie szczytowe (olejowe, OCGT, in.)	0	0	0	0	300
Razem	60 258	64 809	88 771	108 393	129 736
Źródła węglowe	32 151	25 158	20 438	15 280	11 039
	53%	39%	23%	14%	9%
Źródła OZE	22 672	32 135	50 440	69 025	87 625
	38%	50%	57%	64%	68%
Źródła pogodozależne	20 445	29 700	46 840	64 825	82 825
	34%	46%	53%	60%	64%
Źródła gazowe	4 004	5 732	13 009	13 115	13 107
	7%	9%	15%	12%	10%
Źródła jądrowe	0	0	300	3 400	7 840
	0%	0%	0%	3%	6%

2. Uwzględnienie potencjału energetycznego zakładów przemysłowych w planowaniu krajowej struktury mocy wytwórczych, w procesie niskoemisyjnej transformacji polskiej energetyki systemowej oraz w dokumentach: *Polityka Energetyczna Polski i Krajowy Plan na Rzecz Energii i Klimatu*.

Odbiorcy przemysłowi w Polsce, poza stosunkowo wysokim zapotrzebowaniem na energię elektryczną, charakteryzują się dużym zapotrzebowaniem na ciepło w postaci pary lub gorącej wody. To właśnie konieczność zapewnienia obu tych nośników energii jednocześnie powoduje, że transformacja energetyczna w przemyśle jest trudniejsza do przeprowadzenia niż w energetyce zawodowej. Energia elektryczna zużywana na potrzeby własne w przemyśle, produkowana jest głównie w wysokosprawnych źródłach kogeneracyjnych wykorzystujących:

- paliwa gazowe (50,4%),
- paliwa węglowe (27,8%),
- paliwo odpadowe z przerobu ropy (11,8%),
- biopaliwa (6,9%),
- pozostałe (około 3%).
- moc osiągalna elektryczna źródeł kogeneracyjnych w energetyce przemysłowej to 3 215 MW;
- roczny czas wykorzystania mocy maksymalnej wynosi 4 529 godzin;
- produkcja energii elektrycznej w 2022 r. to 14 560 GWh;
- wielkość sprzedaży nadwyżek wyprodukowanej energii do sieci KSE, 5 000 [GWh] – 34,3%;

- zużycie na potrzeby własne to 9 560 GWh – 65,7%.

Fakt, że polska energetyka systemowa oparta jest o wysokoemisyjne źródła węglowe, w dobie wysokich cen paliw i uprawnień do emisji CO₂ powoduje trwały, wyższy niż w innych krajach UE wzrost hurtowych cen energii elektrycznej, co bezpośrednio uderza w rodzimą gospodarkę i pogarsza konkurencyjność energochłonnych branż. Tymczasem polski przemysł czeka pilne przeprowadzenie trudnych i kosztownych procesów niskoemisyjnej transformacji: nie tylko technologicznej, ale i energetycznej. Trudno bowiem mieć nadzieję, że w obecnym stanie polska energetyka systemowa szybko zapewni przemysłowi bezemisyjną energię elektryczną po konkurencyjnych cenach.

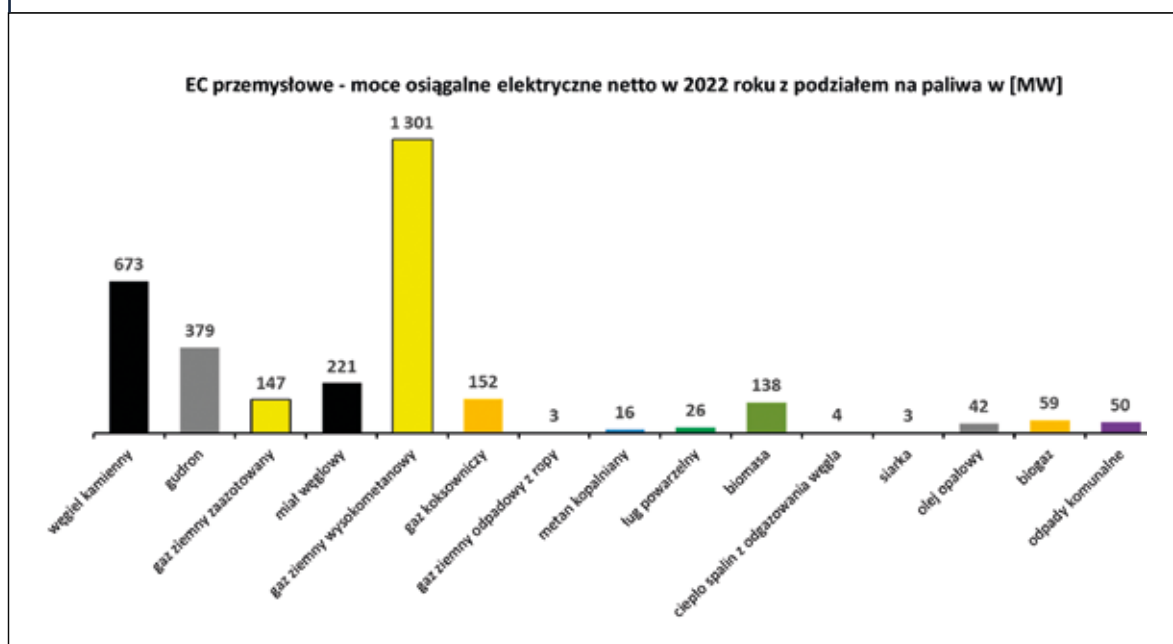
Dlatego dla stworzenia długofalowych perspektyw funkcjonowania energochłonnych branż polskiego przemysłu niezbędne jest przyłączanie odnawialnych źródeł energii – wiatrowych i fotowoltaicznych – bezpośrednio do elektroenergetycznych sieci zakładowych oraz przeprowadzenie niskoemisyjnej transformacji istniejącej w energetyce przemysłowej infrastruktury wytwórczej.

Budowa własnych, niskoemisyjnych bądź bezemisyjnych źródeł energii:

- małych modułowych reaktorów jądrowych,
- wysokosprawnej kogeneracji gazowej (zastępującej kotłownie węglowe),
- wykorzystujących energię wiatru i słońca, co umożliwi produkcję energii elektrycznej po kosztach znacznie niższych od oferowanych przez energetykę systemową cen hurtowych,

RYS. 13

Struktura paliwowa pracujących w przemyśle kogeneracyjnych źródeł wytwórczych. Dane raport ARE S.A. Źródło: opracowanie własne



daje przemysłowym zakładom produkcyjnym możliwość łagodzenia skutków trwałego wzrostu cen energii elektrycznej.

Potencjał rozwoju tych projektów jest znaczny również z punktu widzenia potrzeb KSE, a ich realizacja może nastąpić w bardzo krótkim czasie. W sprzyjających warunkach, po wykorzystaniu potencjału odnawialnej energetyki przemysłowej i przeprowadzeniu jej niskoemisyjnej transformacji, wielkość produkcji energii elektrycznej w energetyce przemysłowej do 2030 roku mogłaby ulec podwojeniu.

Wymaga to przede wszystkim dalszej liberalizacji zasad lokowania źródeł wiatrowych na terenach wskazywanych w MPZP jako przeznaczone pod działalność przemysłową, w szczególności będących własnością zakładów przemysłowych. Niezbędne są również działania inwestycyjne wymagające zaangażowania znacznych środków finansowych. Projekty te nie są związane bezpośrednio z podstawową działalnością produkcyjną przedsiębiorstw; wiele zarządów wstrzymuje decyzje o ich realizacji z uwagi na potrzebę bieżącego zaangażowania znacznych środków finansowych w modernizację

W najsilniejszych krajach UE upowszechnia się opinia, jakoby burzliwy okres niekontrolowanych zmian cen paliw i energii elektrycznej już minął. Zapomina się o tym, iż na dzień dzisiejszy ceny te są ponad dwukrotnie wyższe, niż przed agresją Rosji na Ukrainę

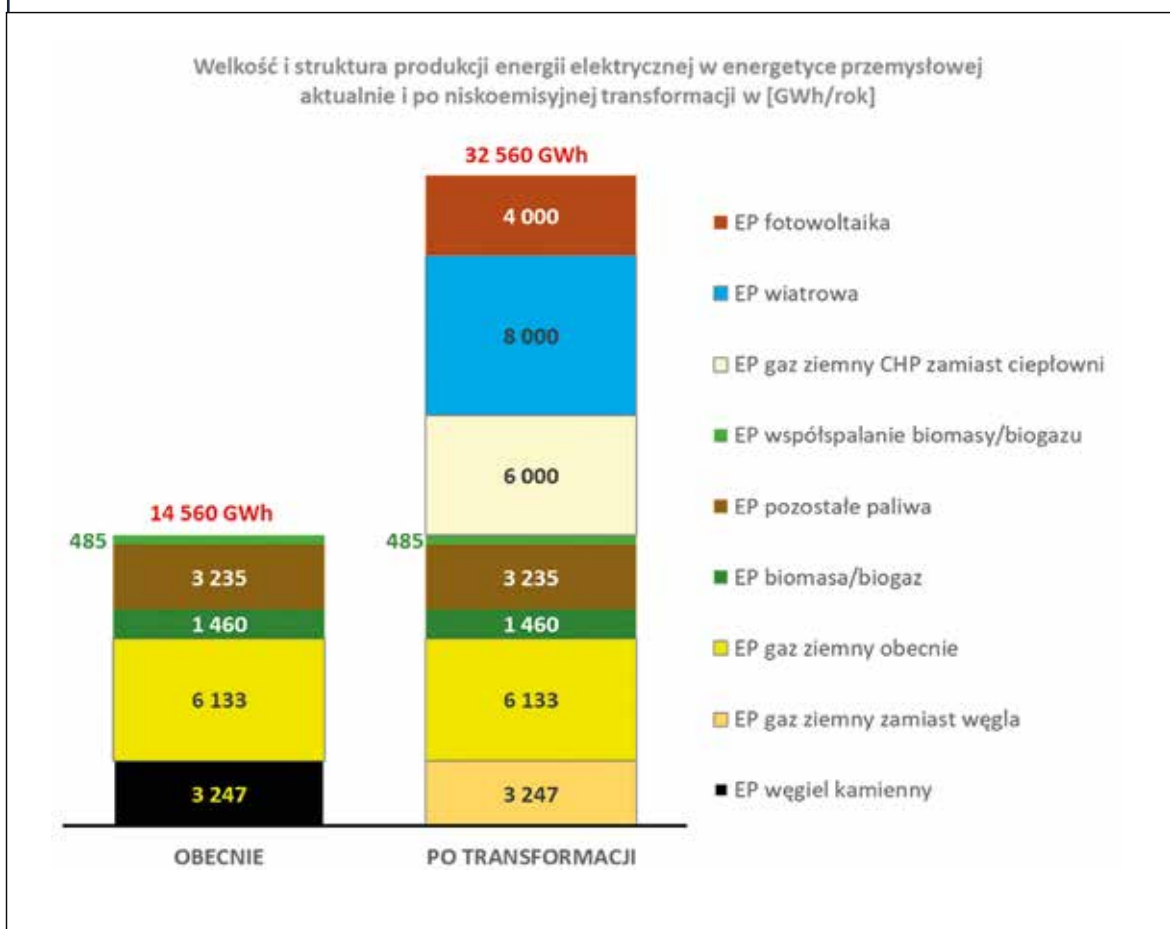


stosowanych technologii, rozwój oraz niskoemisyjną transformację technologiczną.

Pełne wykorzystanie potencjału energetycznego przemysłu może znacznie ograniczyć koszty niskoemisyjnej transformacji energetyki systemowej, ale wymaga uwzględnienia w *Polityce Energetycznej Polski* i *Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu* oraz finansowania dedykowanego procesom niskoemisyjnej transformacji przemysłowej.

RYS. 14

Wzrost generacji w energetyce przemysłowej po przeprowadzeniu jej niskoemisyjnej transformacji. Źródło: opracowanie własne



3. Pełne wykorzystanie potencjału przemysłowych instalacji technologicznych, zdolnych do elastycznego reagowania na występujące w KSE zmiany wielkości zapotrzebowania i generacji. Wprowadzanie nowych mechanizmów DSR, które zwiększą bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w KSE i zmniejszą koszty jego funkcjonowania, ale również zapewnią odbiorcom przemysłowym wynagrodzenie adekwatne do ich zaangażowania i uzyskiwanych korzyści systemowych.

Obecnie sytuacja geopolityczna wywiera ogromny wpływ na ceny paliw i energii, a ich wysokie poziomy powodują obniżenie globalnej konkurencyjności zakładów przemysłowych prowadzących działalność produkcyjną w Polsce i krajach UE. Ponadto wymuszane regulacjami unijnymi przejście na gospodarkę bezemisyjną wymaga znacznego zwiększenia ilości zużywanej przez przemysł energii elektrycznej oraz uzależnienia chwilową strukturę krajowej generacji od pogody. Aby w tych warunkach zagospodarować nadwyżki energii elektrycznej produkowanej w źródłach pogodozależnych (wiatrowych i fotowoltaicznych), przy rosnącej awaryjności bloków węglowych w elektrowniach systemowych, należy w pełni wykorzystać zasoby elastyczności zarówno po stronie generacji, jak i zużycia energii elektrycznej. Alternatywą jest marnowanie bezemisyjnej energii produkowanej w wybudowanych ogromnym kosztem OZE i w konsekwencji wzrost opłat przesyłowych czy dystrybucyjnych dla wszystkich odbiorców końcowych.

Jeśli nie zostaną stworzone i nadal nie będą wykorzystywane dodatkowe mechanizmy elastycznego reagowania zarówno po stronie wytwarzania, jak i odbioru, nie uda się w pełni wykorzystać zalet energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE, tj.

- zmniejszenia negatywnego wpływu energetyki systemowej na środowisko naturalne,
- uniezależnienia się gospodarek krajów europejskich od importu paliw kopalnych,
- obniżenia kosztów energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

Bez wypracowania i szybkiego wdrożenia takich mechanizmów produkcja energii z OZE będzie ograniczana (w wielu wypadkach za uszkodzeniem) po to, by zapewnić wymagany dla utrzymania parametrów pracy KSE poziom generacji mało elastycznych i nieefektywnych elektrowni ciepłych.

Dlatego proponujemy szybkie wprowadzenie kolejnych mechanizmów wykorzystujących możliwości zmiany wielkości poboru energii elektrycznej przez odbiorców końcowych, zarówno w zakresie jego zmniejszenia, jak i zwiększania, stosownie do aktualnych potrzeb KSE.

Dużi odbiorcy przemysłowi dysponują źródłami energii elektrycznej (elektrociepłownie przemysłowe) przyłączonymi do swoich sieci elektroenergetycznych, a część z nich nie spełnia limitów emisyjności wymaganych w stosunku do jednostek wytwórczych uczestniczących w rynku mocy (550 kg CO₂/MWh); jednocześnie mogą świadczyć usługi oparte o redukcję zapotrzebowania (DSR). Mechanizmy elastyczności powinny wykorzystywać wszystkie dostępne zasoby DSR, zarówno uczestniczące w rynku mocy, jak i te, które w tym rynku nie mogą uczestniczyć ze względu na obowiązujące limity emisji.

Podstawą do opracowania takich mechanizmów mogą być między innymi (po odpowiednich modyfikacjach) programy interwencyjne:

- Interwencyjna ofertowa Redukcja Poboru Mocy przez odbiorców (IRP),
- Interwencyjne ofertowe Zwiększenie Poboru Mocy przez odbiorców (IZP).

Nowe Rozporządzenie KE w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej zawiera zapisy, które uwzględniają zgłaszany przez Polskę postulat przedłużenia możliwości korzystania z rynku mocy jednostkom wytwórczym energii elektrycznej, których emisyjność przekracza 550 kg CO₂/MWh, do końca 2028 r.

15 stycznia 2024 r. Komisja Przemysłu, Badań Naukowych i Energii Parlamentu Europejskiego (ITRE) zatwierdziła porozumienie w tej sprawie. Do zakończenia prac nad tym rozporządzeniem brakuje jego przyjęcia przez Parlament Europejski i zatwierdzenia go przez Radę UE, ale nie bezwarunkowo. Przeprowadzenie aukcji rynku mocy dla elektrowni węglowych będzie możliwe tylko wtedy, gdy w latach obowiązywania derogacji, po aukcjach dla źródeł spełniających próg emisyjności 550 kg CO₂/MWh, stwierdzony zostanie brak wystarczalności mocy w polskim KSE. Ponadto Polska będzie musiała przeprowadzić ocenę wpływu derogacji na krajowy poziom emisji CO₂, a zawierane przez elektrownie węglowe po lipcu 2025 r. kontrakty mocowe będą maksymalnie roczne.

Ważne jest, aby taka zasada dotyczyła również JRM redukcji zapotrzebowania. Odbiorcy przemysłowi, dysponując regulowanymi źródłami energii, mogą świadczyć usługi zarówno czasowej redukcji, jak i zwiększania poboru energii elektrycznej, stabilizując przez to rynek energii elektrycznej. Niezrozumiałym byłoby, gdyby duże elektrownie systemowe, emitujące więcej niż 550 kg CO₂/MWh, mogły nadal uzyskiwać przychody z rynku mocy, podczas gdy takiej możliwości pozbawiono by odbiorców przemysłowych.

Postulujemy zorganizowanie, w ramach rynku mocy, aukcji otwartych dla wszystkich uczestników, w których jednostki niskoemisyjne konkurowałyby z jednostkami niespełniającymi limitu emisji, z uwzględnieniem jednostek DSR.

4. Usunięcie barier utrudniających pełne wykorzystanie potencjału sterowalnych odbiorów Jednostek Redukcji Zapotrzebowania w Rynku Mocy (RM) oraz innych usług świadczonych na rzecz KSE.

Wprowadzony *Ustawą z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy* „mechanizm mocowy” stanowi istotny wkład w bezpieczeństwo energetyczne Polski. Dzięki niemu Operator Systemu Przesyłowego zyskał między innymi ponad 1500 MW pełnowartościowych rezerw mocy, dzięki aktywności dostawców usług DSR oraz uczestniczących w programie przemysłowych odbiorców energii. Zasoby te są regularnie kilka razy w roku testowane, potwierdzając swoją niezawodność i gotowość do wspierania KSE w sytuacjach krytycznych deficytów mocy.

TAB. 3
Dynamika zmian generacji poszczególnych technologii wytwórczych i DSR

Typ JW	Szybkość zmian mocy	
	[MW/min]	[%/min]
Atomowe	16,5	3,3%
Węglowe	6	1,2%
CCGT	27,5	5,5%
Wodne	50	10,0%
DSR	27,1	5,5%

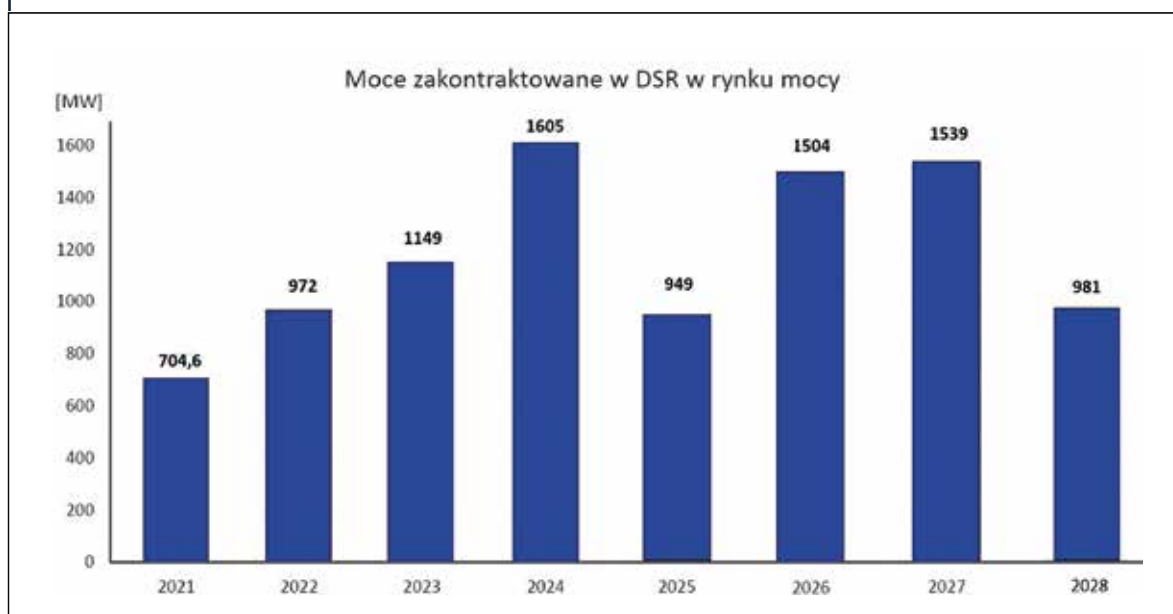
Szybkość zmian wielkości poboru energii elektrycznej dla sterowalnych odbiorów jest porównywalna z szybkością zmian produkcji w CCGT.

Należy podkreślić, że rezerwy mocy uzyskane przez OSP w redukcji zapotrzebowania zostały stworzone znacznie szybciej i niższym kosztem niż miałyby to miejsce w efekcie budowy nowych źródeł wytwórczych, a dodatkowo pozwoliły znacząco ograniczyć negatywny wpływ tych źródeł, korzystających z paliw kopalnych, na środowisko naturalne.

Przychody z rynku mocy trafiają do przemysłowych odbiorców energii, dzięki czemu mogą oni odzyskać część kosztów ponoszonych z tytułu wnoszenia opłaty mocowej.

Niemniej jeden mechanizm mocowy w obecnym kształcie ma szereg istotnych wad, które uniemożliwiają pełne wykorzystanie potencjału jednostek redukcji zapotrzebowania i zniechęcają do udziału w nim odbiorców przemysłowych. Do takich barier należy wyłączenie z rynku mocy jednostek, w skład których wchodzi agregaty prądotwórcze, które co prawda nie spełniają limitów emisji określonych dla źródeł wytwórczych, ale też tymi źródłami nie są. Tymczasem interpretacja uzyskana w tej sprawie z PSE mówi, że: „... każdy agregat prądotwórczy czy instalację fotowoltaiczną należy uznać za jednostkę wytwórczą. Taki stan rzeczy odpowiada definicji jednostki fizycznej z generacją wewnętrzną”. W konsekwencji zgłaszanie do jednostki rynku mocy jednostek fizycznych, do sieci elektroenergetycznych których przyłączone są agregaty prądotwórcze, jest dla OSP powodem do pozbawienia wynagrodzenia z rynku mocy dla całej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania. Niezgłoszenie z kolei

RYS. 15
Moc zakontraktowana w RM w latach 2021 do 2028. Źródło: Enspiron Sp. z o.o.



faktu przyłączenia agregatu prądowłórczego może spowodować odpowiedzialność karną.

Tymczasem zgodnie z *Rozporządzeniem PE i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej*, wynagrodzenie nie powinno przysługiwać jedynie tej jednostce wytwórczej (agregat), a nie całej jednostce rynku mocy; ponadto starsze jednostki wytwórcze, nieprzekraczające współczynnika emisji 350 kg CO₂/rok, nie powinny podlegać temu limitowi.

Limity emisji CO₂ stosowane wobec JRM:

- źródła wytwórcze, które rozpoczęły komercyjną działalność najpóźniej od dnia 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 kg CO₂ na 1 MWh wyprodukowanej energii elektrycznej, nie mogą zawierać umów mocowych ani otrzymywać płatności z tytułu realizacji zobowiązań w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych.
- Źródła wytwórcze, które rozpoczęły komercyjną działalność przed dniem 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 kg CO₂ na 1 MWh wyprodukowanej energii elektrycznej oraz ponad 350 kg CO₂ średnio w skali roku, na 1 MWe mocy zainstalowanej:
 - od dnia 1 lipca 2025 r. nie mogą zawierać umów mocowych ani otrzymywać płatności w ramach mechanizmu zdolności wytwórczych,

- ponadto limitom emisji powinny podlegać jedynie agregaty zmniejszające zapotrzebowanie energii elektrycznej w sieci (tylko biorące udział w świadczeniu usługi redukcji zapotrzebowania).

- Lokalne rezerwowe jednostki wytwórcze powiązane z instalacjami świadczącymi usługę redukcji zapotrzebowania i wykorzystywane w celu zaspokojenia ich zapotrzebowania na energię elektryczną (zapewniając w ten sposób zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną w sieci KSE), podlegają limitom emisji wskazanym w art. 22 ust. 4 *Rozporządzenia (UE) 2019/943*.
- Rozumienie pojęcia: „wchodzą w skład jednostki fizycznej”, przywoływane wielokrotnie w regulaminie rynku mocy w stosunku do agregatów prądowłórczych niezasilających stale sieci, do których są przyłączone, a wykorzystywanych jedynie w razie awarii bądź zaniku napięcia, dla zapewnienia bezpieczeństwa ludzi, instalacji i urządzeń (obwody oświetlenia awaryjnego, wentylacji, potrzeb własnych elektrowni, centrów sterowania procesami) w przemyśle jest nieprecyzyjne. Wyklucza bowiem z rynku mocy nie tylko odbiorców, ale nawet elektrownie wodne i gazowe, w tym z funkcją odbudowy zasilania po blackoutcie.

Przeprowadzenie transformacji energetycznej wymaga m.in. modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznych i budowy systemowych magazynów energii, co zwiększy wykorzystanie energii produkowanej w pogodozależnych źródłach OZE



- Traktowanie każdego, nawet najmniejszego agregatu prądotwórczego, którego limit emisji nie pozwoli na udział w rynku mocy, jako źródła wytwórczego wchodzącego w skład jednostki fizycznej rynku mocy, prowadzi do wykluczenia z mechanizmu mocowego dużej liczby przemysłowych odbiorców energii elektrycznej – według wstępnych szacunków może to dotyczyć ponad 50% mocy zakontraktowanych na rynku mocy.
- Ponadto:
- Brak możliwości zmiany składu zagregowanej jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania:
 - podobnie jak w przypadku awarii urządzenie w elektrowni może ulec wymianie, tak powinna być możliwa wymiana jednostek fizycznych wchodzących w skład jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania (po przeprowadzeniu dodatkowego testu potwierdzającego zdolność nowej jednostki fizycznej do zastąpienia jednostek wycofywanych,
 - taka potrzeba może wynikać np. z wprowadzonych sankcji, przeniesienia przez odbiorcę produkcji do innej lokalizacji, zniszczenia instalacji odbiorcy na skutek pożaru, upadłości bądź całkowitego wstrzymania produkcji przez odbiorcę,
 - wprowadzenie nowych odbiorców w to miejsce poprzez obrót wtórny obowiązkiem mocowym wymaga przeprowadzenia certyfikacji generalnej odpowiedniego wolumenu oraz zgłoszenia nowej jednostki do certyfikacji do aukcji, co trwać może łącznie ponad dwa lata, a powyższych zdarzeń nie da się przewidzieć z takim wyprzedzeniem.
 - Zbyt restrykcyjne zasady wykonania kwartalnej zdolności demonstracji wykonania obowiązku mocowego w 100% mocy pod rygorem utraty całego wynagrodzenia kwartalnego oprócz kar za niedostarczenie mocy,
 - OSP nie uwzględni wniosków o powtórzenie testów, nawet gdy ich niepełne wykonanie wynikało z awarii lub ograniczeń sieciowych wpływających na zdolność do wykonania redukcji (np. znaczne obniżenie poziomu odniesienia wskutek przerwy w dostawach bezpośrednio przed redukcją),
 - może także dojść do sytuacji, w której testowy okres przywołania, ogłaszany w ostatnim miesiącu kwartału, zakończy się wynikiem negatywnym, a OSP nie będzie w stanie wezwać JRM do ponownego testowego przywołania; w takiej sytuacji dostawca mocy dla JRM RZ zobowiązany jest do zwrotu wynagrodzenia za cały kwartał z powodu braku demonstracji zdolności wykonania obowiązku mocowego,
 - JRM RZ nie mogą tak jak wytwórcy, samodzielnie wskazywać godzin, w których wykonali obowiązek mocowy na potrzeby demonstracji dla jednostek DSR, co przeczy zasadzie neutralności technologicznej,
 - warto podkreślić, że zwykle redukcje są wykonywane ze znacznym zapasem i w razie ogłoszenia okresu przywołania na rynku mocy agregatorzy dysponują zapasem mocy w innych jednostkach rynku mocy, pozwalającym na dostarczenie całej zakontraktowanej mocy.
 - Zbyt długi okres konieczny do weryfikacji i zastąpienia jednostek planowanych rynku mocy:
 - obecnie są to trzy miesiące, a proponowane przez PSE zmiany w RRM przewidują jego wydłużenie nawet do pięciu miesięcy, przed okresem rozpoczęcia dostaw,
 - w przypadku planowanych jednostek redukcji zapotrzebowania, odbiorcy łatwiej podejmują decyzję na krótko przed okresem dostaw, kiedy lepiej znają swoje plany produkcyjne i kontrakty na kolejny rok; wydłużanie tego okresu zmniejszy zarówno dostępność, jak i niezawodność redukcji mocy,
 - obecnie np. procedura zmiany dostawcy trwa tylko dwa tygodnie; OSP (w ramach pełnienia funkcji OIRE) otrzyma od OSD bazy danych punktów poboru energii (PPE) oraz adresy odbiorców, które są podstawą weryfikacji,
 - duża część jednostek fizycznych może być łatwo zweryfikowana na podstawie certyfikatów Ored, wcześniej wydanych odbiorcom uczestniczącym w programach DSR.
 - Możliwość zastosowania, do określania wielkości mocy dostarczanej do KSE przez niezależnie opomiarowane magazyny energii u odbiorcy energii, takich samych zasad jak stosowane dla wolnostojących magazynów energii i podobnych w charakterze instalacji z magazynami ciepła lub magazynami produktowymi:
 - obecnie regularne wykorzystywanie takich instalacji znacząco obniża możliwą do wykazania moc redukcji zapotrzebowania, podczas gdy w przypadku wolnostojących magazynów energii zaliczana jest pełna moc magazynu, o ile tylko magazyn generuje z tą mocą w okresach przywołania,
 - wprowadzenie niezależnego opomiarowania (submetering) dla wyłączenia z rynku mocy zasobów, które przepisami ustawy są wyłączone z możliwości uczestnictwa w RM ze względu na otrzymywanie innej formy pomocy publicznej, lub przekraczania limitów emisji, co pozwoli na wykorzystywanie w RM pozostałych zasobów zdolnych do redukcji zapotrzebowania.

- Wprowadzenie możliwości uczestniczenia tego samego dostawcy mocy zarówno w rynku mocy, jak i w świadczeniu innych usług dla OSP, takich jak:
 - Interwencyjna ofertowa Redukcja Poboru Mocy przez odbiorców (IRP),
 - Interwencyjne ofertowe Zwiększenie Poboru Mocy przez odbiorców (IZP),
 - kolejnych usług elastyczności, które będą wdrażane w przyszłości.
- Usługi te powinny być kontraktowane na zasadach rynkowych, w sytuacjach: występowania niedoboru mocy wytwórczych, niskich rezerw mocy lub dużych nadwyżek mocy w KSE. Aktywacja takich mechanizmów powinna być uwzględniana w kalkulacji redukcji (w tym profilu bazowego), aby nie zniechęcała do udziału w różnych usługach.

Zgodnie z decyzją KE akceptującą wprowadzenie w Polsce rynku mocy, oraz wytycznymi dotyczącymi udzielania pomocy publicznej, udział odbiorcy w RM nie powinien być przeszkodą dla jego uczestnictwa w rynkach energii i rynku bilansującym.

Dyrektywa RED III wyznacza okres 1,5 roku na implementację nowych postanowień do polskiego prawa. Podnosi cel udziału źródeł odnawialnych w unijnym zużyciu energii elektrycznej



Zgodnie z art. 103 *Ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy*, nie później niż w 2024 r. Rada Ministrów dokona oceny funkcjonowania rynku mocy w Polsce oraz przedłoży swoje rekomendacje w tym zakresie. Mogą one wskazywać na potrzebę zniesienia rynku mocy.

Ponieważ rozpoczęcie prac RM może nastąpić już na początku 2024 r. konieczne jest pilne dołączenie postulatów IEPiOE dotyczących udziału DSR w rynku mocy do dokumentów, nad którymi będzie pracować RM.

Postulaty:

- Modyfikacja przepisów dotyczących udziału w RM jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci elektroenergetycznych zakładów przemysłowych niespełniających limitów emisji (w szczególności agregatów w jednostkach DSR). Stosowane obecnie wyłączenie powinno odnosić się tylko do części wynagrodzenia dotyczącej udziału w osiągnięciu redukcji agregatu (o ile bierze on udział w redukcji) oraz nie powinno dotyczyć jednostek wytwórczych emitujących mniej niż 350 kg CO₂/rok, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed 2019 rokiem.
- Włączenie do ustawy o RM zapisów umożliwiających usunięcie lub dodanie odbiorcy końcowego składającego się na jednostkę DSR. Zmiana składu jednostek fizycznych byłaby możliwa zarówno dla JRM RZ z zawartą w wyniku aukcji umową mocową, jak i dla JRM RZ dopuszczonych w danym roku dostaw jedynie do udziału w rynku wtórnym; w przypadku, gdy zmiana składu jednostek fizycznych dotyczyłaby JRM RZ, dla której został już przeprowadzony test redukcji zapotrzebowania, byłaby ona zobowiązana do ponownego przeprowadzenia takiego testu.
- Umożliwienie jednostkom DSR ponownienia nieudanej demonstracji na wniosek dostawcy mocy, do dwóch tygodni po zakończeniu kwartału, lub wykonania demonstracji poprzez wskazanie OSP godziny w kwartale, w której jednostka samodzielnie ograniczyła moc w wymaganym zakresie,
 - w przypadku, gdy wynik testowego okresu przywołania ogłoszonego w ostatnim miesiącu kwartału okaże się negatywny, JRM RZ będzie mogła wskazać OSP godzinę w danym kwartale, w której ograniczyła moc do wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocy tej jednostki w kwartale dostaw (*zmiana Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym*).
- Skrócenie okresu na weryfikację zastępowanych planowanych JRM RZ z trzech do dwóch miesięcy przed rozpoczęciem dostaw.
- Możliwość zastosowania dla opomiarowanych instalacji u odbiorców przemysłowych zasad

wyznaczania dostarczonej mocy stosowanych dla magazynów energii oraz instalacji magazynów ciepła i magazynów produktowych u odbiorców (możliwość wykazania pełnej dostępnej mocy instalacji).

- Wykorzystanie submeteringu dla rozdzielania zasobów elastycznych od nieelastycznych lub nieuprawnionych do uzyskiwania wynagrodzenia z RM.
- Możliwość równoczesnego udziału tych samych sterowalnych odbiorów w RM i innych usługach wykorzystujących zdolność elastycznego reagowania odbiorcy na potrzeby KSE.
- Zmiana zapisów regulaminu rynku mocy dotyczących zastępowania planowanej jednostki redukcji zapotrzebowania według zasady, że suma mocy osiągalnej redukcji zapotrzebowania musi być nie mniejsza niż moc określona we wniosku o certyfikację.

5. Zmiana zapisów Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego regulująca zasady wprowadzania administracyjnych ograniczeń w dostarczaniu gazu ziemnego do zakładów przemysłowych charakteryzujących się dużą wrażliwością na zmniejszenie wielkości tych dostaw.

Zapewnienie ciągłości dostaw gazu ziemnego ma żywotne znaczenie dla bezpieczeństwa większości firm zrzeszonych w Izbie Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii. Każda przerwa w jego dostawach powoduje bowiem zagrożenie nie tylko dla ciągłości procesów produkcyjnych, ale może również powodować zniszczenia instalacji i urządzeń technologicznych czy skażenie środowiska. Zagrożenia te powodują zapisy *Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego*.

Zmiany w rozporządzeniu:

- Wprowadzenie 11. stopnia zasilania, który odpowiada zerowej godzinowej i dobowej ilości pobieranego gazu ziemnego, co oznacza konieczność zmniejszenia jego poboru poniżej minimalnych ilości gwarantujących u odbiorców przemysłowych bezpieczeństwo osób i niepowodujących uszkodzenia lub zniszczenia obiektów technologicznych.
- Brak możliwości uwzględnienia awarii, postojów technologicznych i remontowych, które trwały krócej niż dobę, w wyliczeniach średniej godzinowej i dobowej ilości pobieranego gazu, uwzględnianych w Planach wprowadzania ograniczeń.

- Zmniejszenie ilości pobieranego gazu dla poszczególnych stopni zasilania.
- Brak wprowadzenia regulacji wyraźnie określającej zasady kolejności zastosowania środków, jakie powinny zostać podjęte w sytuacji kryzysowej na rynku gazu, tj. w pierwszej kolejności nakazanie przeciwdziałania kryzysowi wszelkimi możliwymi środkami rynkowymi polegającymi np. na zobowiązaniu podmiotów będących uczestnikami rynku gazu, w tym odbiorców przemysłowych gazu, do współpracy z podmiotami zajmującymi się przesyłaniem, dystrybucją, obrotem i magazynowaniem gazu ziemnego celem podjęcia działań zmierzających do samoograniczenia się w poborze gazu. Dopiero gdy te działania okażą się niewystarczające, wprowadzać mechanizmy administracyjnego reagowania kryzysowego, do których można zaliczyć uwalnianie zapasów obowiązkowych gazu czy też wprowadzanie ograniczeń w jego poborze.
- Brak wprowadzenia regulacji zmierzających do ochrony urządzeń przemysłowych odbiorców gazu przed uszkodzeniem lub zniszczeniem urządzeń lub ich zespołów – wykorzystywanych bezpośrednio w procesach technologicznych.
- Zmniejszenie stopnia ochrony odbiorców przemysłowych przed wprowadzanymi ograniczeniami w poborze gazu ziemnego, w tym:
 - strategicznych dla bezpieczeństwa państwa przedsiębiorstw zaopatrujących gospodarkę w energię czy paliwa ciekłe,
 - wytwórców energii elektrycznej i ciepła wykorzystujących paliwa gazowe, dostarczających energię elektryczną i ciepło do odbiorców, o których mowa w § 7 ust. 1 pkt 1 – 9.

Wyżej wymienione RRM, dzieli odbiorców paliwa gazowego na dwie grupy, chronionych i pozostałych (przemysłowych), dla których wprowadzane administracyjne ograniczenia dostaw obowiązują w pełni i bez wyjątków.

Mając to na uwadze:

- postulujemy o jak najszybsze zwiększenie stopnia ochrony najbardziej wrażliwych branż polskiego przemysłu w oparciu o nowe kryteria sformułowane w przepisach krajowych, regulujących między innymi sposób wprowadzania ograniczeń dostaw gazu ziemnego, w tym szczególnie stosowanie 11. stopnia zasilania.

III.

Usunięcie barier w lokowaniu farm wiatrowych w pobliżu zakładów przemysłowych. Wprowadzenie zachęt finansowych dla przyłączania pogodozależnych OZE bezpośrednio do wewnątrzzakładowych sieci elektroenergetycznych

1. Stworzenie możliwości budowy farm wiatrowych lokowanych na terenach przemysłowych bądź w ich pobliżu, przyłączanych bezpośrednio do zakładowych sieci elektroenergetycznych. Likwidacja wszystkich barier w ich lokowaniu i wprowadzenie ułatwień w realizacji procesów inwestycyjnych.

Perspektywy polskiego przemysłu zależą od jego zdolności do utrzymania konkurencyjności na rynkach europejskim i światowym oraz możliwości zbywania własnych produktów. W tym celu niezbędne jest:

- ograniczanie śladu węglowego produkcji przemysłowej,
- kształtowanie kosztów paliw i energii (dla przemysłu) na poziomie europejskiej i światowej konkurencji.

W polskich warunkach duży wpływ na sytuację firm energochłonnych mają koszty produkcji energii elektrycznej, które zależą od: cen paliw, cen uprawnień do emisji CO₂ (EUA), aktualnego kursu PLN/EUR (4,37 PLN/EUR), jak również sposobu wyceny energii elektrycznej.

Na rynku hurtowym cenę tę ustalają źródła wytwórcze o najwyższych kosztach wytwarzania, „domykające” zapotrzebowanie w KSE. Dzięki temu wytwórcy produkujący w technologiach bezemisyjnych (OZE), a w szczególności lądowa energetyka wiatrowa, uzyskują nadmierne przychody, których źródłem jest nie tylko sprzedawana energia, ale i systemy wsparcia rozwoju OZE.

Z dostępnych obecnie technologii najniższe koszty produkcji energii elektrycznej mają lądowe elektrownie wiatrowe, dzięki czemu mogą oferować na aukcjach OZE ceny, które byłyby dla przemysłu satysfakcjonujące, jednak odbiorcy przemysłowi nie mają dostępu do tej energii po takich cenach. W interesie polskiego przemysłu jest zwiększenie krajowej generacji zarówno systemowej, jak i rozproszonej, w technologiach o najniższych kosztach wytwarzania.

Obecnie (i w perspektywie do 2030 r.) najniższy koszt produkcji energii elektrycznej zapewnia lądowa energetyka wiatrowa, dla której nie ma technologicznej alternatywy. Pierwsza elektrownia jądrowa może się w Polsce pojawić dopiero w drugiej połowie kolejnej dekady. Z kolei morska energetyka wiatrowa wymaga olbrzymich nakładów finansowych na rozwój infrastruktury wytwórczej i sieciowej oraz czasu na zrealizowanie niezbędnych inwestycji. Tak więc jedyną możliwością zapewnienia polskim firmom energochłonnym taniej i jednocześnie bezemisyjnej energii elektrycznej jest budowa własnych elektrowni wiatrowych przyłączanych bezpośrednio do zakładowych sieci elektroenergetycznych.

Co prawda od początku 2023 r. ceny energii elektrycznej na TGE systematycznie spadają, jednak nie przekłada się to na poprawę sytuacji przemysłowych zakładów produkcyjnych. Obecnie mamy bowiem w przemyśle (nie tylko polskim, ale i europejskim) głęboką recesję, która wpływa na zmniejszone zapotrzebowanie na energię elektryczną i uprawnienia do emisji CO₂, co powoduje spadki ich cen.

Recesja powoduje przede wszystkim spadek przychodów ze sprzedaży produktów przemysłowych, co wyklucza możliwość płacenia przez zakłady produkcyjne wysokich rachunków za paliwa i energię elektryczną.

Wysokie ceny energii systemowej i spodziewany ich dalszy wzrost (wynikający z koniecznego przeprowadzenia niskoemisyjnej transformacji energetycznej w energetyce systemowej i przemysłowej) oraz dekarbonizacja przemysłu stanowią obecnie największe zagrożenie dla firm energochłonnych prowadzących działalność produkcyjną w Polsce, ale i na obszarze UE.

Odległa perspektywa odejścia od węgla w polskiej energetyce i brak oczekiwanych postępów w zmniejszaniu emisji we wszystkich sektorach gospodarki wywoła:

- wzrost cen energii elektrycznej i ciepła (z uwagi na wzrost kosztów emisji CO₂),
- problemy ze sprzedażą produktów polskiego przemysłu na rynku krajowym i na rynkach zagranicznych (śląd węglowy),

Polski przemysł wymaga m.in. przyspieszenia procedur uzyskiwania decyzji administracyjnych i środowiskowych dla realizacji inwestycji w OZE dla potrzeb bezpośredniego dostarczania energii dla przemysłu



- pogorszenie atrakcyjności Polski jako kraju przyjaznego lokowaniu inwestycji zagranicznych (śląd węglowy energii elektrycznej).

Z roku na rok będą również spadały przychody, jakie uzyskuje polski rząd ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ na aukcjach (z uwagi na zmniejszającą się pulę). Ponadto w latach 2021-2030 ich ilość przydzielana Polsce będzie znacznie mniejsza niż suma prognozowanych na ten okres emisji podmiotów objętych systemem EU ETS. Jeśli więc nie zmniejszymy wielkości krajowych emisji, wystąpi niedobór EUA i zajdzie potrzeba uzupełniania niedoborów zakupami, co obciąży polską gospodarkę kosztem kilku mld euro.

W interesie polskiej gospodarki jest więc wykorzystanie każdej możliwości ograniczania emisji CO₂. Zegar tyka...

Tak więc za szybkim przyłączeniem do zakładów sieci elektroenergetycznych, zeroemisyjnych bądź niskoemisyjnych źródeł energii, przemawia nie tylko potrzeba obniżenia kosztów energii elektrycznej i utrzymania konkurencyjności polskiego przemysłu, ale również ogólnonarodowy interes. Kluczowe jest przy tym równoległe wprowadzanie zintegrowanych systemów zarządzania energią produkowaną, pobieraną z sieci KSE oraz zużywaną na potrzeby własne zakładów produkcyjnych tak, by pogodzona generacja nie powodowała problemów z bilansowaniem KSE i nie obciążała innych grup odbiorców energii elektrycznej dodatkowymi kosztami.

Przeprowadzenia szerokiej dyskusji wymagają również zasady przyłączania źródeł wytwórczych do sieci zakładów przemysłowych w formule autoprodukcji lub linii bezpośredniej. Brak standardów w tym zakresie umożliwia obecnie operatorom sieci stawianie wygórowanych i często bardzo zróżnicowanych wymagań. Szczególnie istotne – zarówno dla zakładów przemysłowych, które zamierzają przyłączyć do własnych sieci elektroenergetycznych źródła wytwórcze, jak i ich potencjalnych partnerów (podmioty zdolne do budowania takich źródeł i dostarczania energii elektrycznej przez nie produkowanej „linią bezpośrednią”) – jest jednoznaczne określenie warunków wprowadzania energii elektrycznej do sieci KSE.

18 października 2023 r. przyjęty został kolejny unijny akt prawny ważny dla procesu transformacji energetycznej: *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady 2015/652*, tzw. „Dyrektywa RED III”. Dokument wprowadza cele orientacyjne oraz wiążące i wyznacza okres 1,5 roku na implementację jego postanowień do polskiego porządku prawnego. Podnosi cel udziału źródeł odnawialnych w unijnym zużyciu energii w 2030 roku – z zakładanych w dyrektywie RED II 32% do 42,5%.

Zgodnie z art. 16 dyrektywy RED III: Państwa członkowskie zapewniają, aby w ramach pro-

cedury wydawania zezwoleń, do czasu osiągnięcia neutralności klimatycznej: planowanie, budowa i eksploatacja elektrowni wytwarzających energię odnawialną i podłączenie tych elektrowni do sieci były uznawane za leżące w nadrzędnym interesie publicznym oraz służące zdrowiu i bezpieczeństwu publicznemu.

Rok 2023 był w Polsce czasem wielu zmian legislacyjnych, które ułatwiły prowadzenie inwestycji w odnawialne źródła energii, ale których nie sposób jednak uznać za wystarczające. Nie ulega wątpliwości, że polskie ustawodawstwo musi w tym zakresie zostać dostosowane zarówno do oczekiwań odbiorców przemysłowych, jak i do standardów europejskich.

Warunki skutecznego przeprowadzenia niskoemisyjnej transformacji przemysłu:

- wprowadzenie regulacji, które umożliwią szybkie budowanie elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych na terenach przemysłowych i w bezpośrednim ich sąsiedztwie,
- przyspieszenie procedur uzyskiwania decyzji administracyjnych i środowiskowych dla realizacji inwestycji w odnawialne źródła energii dla potrzeb bezpośredniego dostarczania energii dla przemysłu,
- modyfikacja regulacji prawnych tak, by umożliwiły lokowanie i budowę elektrowni wiatrowych

na podstawie *Zintegrowanego Planu Inwestycyjnego* oraz procedury uproszczonej uchwalania miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego,

- zmniejszenie obciążeń dla energii elektrycznej wyprodukowanej w źródłach odnawialnych dostarczanej linią bezpośrednią do sieci elektroenergetycznych zakładów przemysłowych (opłat: solidarnościowej oraz za utrzymywanie parametrów sieci KSE), jeśli odbiorca, do sieci którego te źródła zostały przyłączone, zadeklaruje utrzymanie wielkości mocy zamówionej,
- stworzenie regulacji prawnych i zapewnienie źródeł finansowania pozwalających na wykorzystanie w przemyśle na dużą skalę zielonego wodoru,
- zmianę zapisów ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji tak, by umożliwić finansowanie elektrociepłowni przemysłowych w sytuacjach, gdy z powodów rynkowych (wysokie ceny gazu) pojawia się tzw. luka finansowa.

Postulaty IEPIOE:

- Uwzględnienie energetycznego potencjału zakładów przemysłowych w procesie niskoemisyjnej

Surowcowe uzależnienie UE przekłada się na wysokie ceny energii elektrycznej, a oderwana od realiów światowej gospodarki polityka klimatyczna, rosnące płace i kosztowne programy socjalne, skazują Europę na zapaść gospodarczą



transformacji polskiej energetyki systemowej, stworzenie warunków dla budowy odnawialnej energetyki przemysłowej oraz przemysłowych obszarów energetycznych wyposażonych w magazyny energii, źródła wytórcze oraz systemy informatycznego wspomagania procesów zintegrowanego zarządzania energią elektryczną i ciepłem.

- Stworzenie warunków dla budowy elektrowni fotowoltaicznych i wiatrowych lokowanych na terenach przemysłowych bądź w ich pobliżu, przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznych zakładów przemysłowych, poprzez likwidację wszystkich barier w ich lokowaniu i wprowadzenie ułatwień w prowadzeniu procesów inwestycyjnych poprzez:

- wyłączenie terenów zabudowy przemysłowej z obowiązujących w tym zakresie rygorów i ograniczeń, lub
- stworzenie na potrzeby legislacji odrębnej kategorii inwestycji mających na celu bezpośrednie dostarczanie energii elektrycznej do odbiorców przemysłowych (które zostaną zwolnione z obowiązujących rygorów lub ograniczeń), lub
- zdefiniowanie nowej kategorii inwestycji celu publicznego: inwestycji z zakresu wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby bezpośredniego jej dostarczenia do odbiorcy przemysłowego (które zostaną zwolnione z obowiązujących rygorów lub ograniczeń).

- Uporządkowanie systemu planowania i zagospodarowania przestrzennego, a w tym:

- jednoznaczne określenie możliwości lokalizowania elektrowni wiatrowych na podstawie Zintegrowanego Planu Inwestycyjnego,
- modyfikacja definicji inwestycji uzupełniającej w sposób umożliwiający jej realizację w ramach umowy urbanistycznej zawieranej na potrzeby lokalizacji OZE jako elementu Zintegrowanego Planu Inwestycyjnego,
- likwidacja ograniczeń dla stosowania uproszczeń proceduralnych przewidzianych dla Zintegrowanego Planu Inwestycyjnego, dla lokowania i budowy elektrowni wiatrowych na terenach przemysłowych,
- rozszerzenie katalogu inwestycji, których lokalizacja może zostać objęta procedurą uproszczoną uchwalania miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego o elektrownie wiatrowe na terenach przemysłowych.

- Uwzględnienie potencjału energetyki przemysłowej w planowaniu:

- krajowej struktury paliw wykorzystywanych do produkcji energii,

- rozbudowy systemowych źródeł energii (mocy instalowanych w poszczególnych technologiach),
- rozbudowy sieci elektroenergetycznych (przebiegowych i dystrybucyjnych),
- systemowych mechanizmów zapewniających bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.
- Wprowadzenie mechanizmów finansowania rozwoju niskoemisyjnej i bezemisyjnej, rozproszonej energetyki przemysłowej jako istotnego elementu niskoemisyjnej transformacji energetyki systemowej.

2. Przeprowadzenie implementacji *Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej dyrektywę 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającej dyrektywę Rady 2015/652 (tzw. Dyrektywy RED III), do polskiego porządku prawnego.*

31 października 2023 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej została ogłoszona *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652*, zwana dalej: „Dyrektywą RED III”. Weszła ona w życie 20 listopada 2023 r. Kraje członkowskie będą miały czas do 21 maja 2025 r. na wdrożenie jej postanowień do krajowych porządków prawnych.

Obowiązki wprowadzane Dyrektywą RED III:

- podniesienie celu udziału OZE w unijnym zużyciu energii brutto w 2030 roku, z zakładanych w RED II 32% do 42,5%, z opcją zwiększenia tego poziomu do 45%,
- zwiększenie wykorzystania energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia o 0,8% (jako średniej rocznej) w latach 2021 do 2025 oraz o 1,1% w latach 2026 do 2030,
- uproszczenie procedury wydawania zezwoleń, certyfikatów i koncesji dotyczących budowy odnawialnych źródeł energii, co przyspieszy wydawanie decyzji administracyjnych dotyczących budowy tych jednostek,
- uproszczenie procedur regulacyjnych i administracyjnych dla zawierania długoterminowych umów zakupu energii odnawialnej (PPA),
- wprowadzenie systemu i środków wsparcia dla likwidacji barier związanych z procedurami wy-

dawania zezwoleń i dla budowy infrastruktury przesyłu, dystrybucji i magazynowania,

- wprowadzenie obszarów przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych; kraje członkowskie winny je wyznaczyć do dnia 21 lutego 2026 r.,
- uproszczenie procedur opracowywania planów wyznaczania specjalnych obszarów infrastruktury sieciowej i magazynowej, niezbędnej do wprowadzania energii z OZE do KSE,
- zwiększenie udziału energii odnawialnej zużywanej w przemyśle o 1,6% (jako średniej rocznej) w latach 2021-2025 oraz 2026-2030,
- wdrożenie obowiązku uzyskania 42% udziału paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (RFNBO) w produkcji wodoru w państwach członkowskich UE.

Postulaty Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii:

- KE postawiła państwom członkowskim bardzo ambitne cele w procesie dochodzenia do neutralności klimatycznej, jednocześnie tworząc ramy prawne nakładające na kraje członkowskie obo-

wiązek zliberalizowania przepisów dotyczących procedur administracyjnych.

- Uproszczenie procesów uzyskiwania decyzji administracyjnych i pozwoleń budowlanych ma służyć skróceniu czasu powstawania jednostek wytwarzających energię elektryczną z OZE, dzięki czemu możliwe będzie zrealizowanie obowiązku udziału zielonej energii w bilansie europejskiej energetyki.
- Pozytywnie oceniamy przepisy ułatwiające rozbudowę infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, w tym opracowania planów wyznaczających specjalne obszary infrastruktury sieci i magazynowania dedykowane wytwarzaniu energii odnawialnej i jej dostarczaniu do systemu elektroenergetycznego.
- W interesie przemysłu leży rozwój infrastruktury przesyłowej i magazynów energii, gdyż pozwoli to na poprawę stabilności pracy krajowych sieci elektroenergetycznych oraz zwiększy dostępność taniej energii ze źródeł odnawialnych.
- Przeprowadzenie transformacji energetycznej, oprócz odejścia od paliw kopalnych na rzecz OZE,

Przemysł potrzebuje m.in. zmiany zapisów ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji tak, by umożliwić finansowanie elektrociepłowni przemysłowych w sytuacjach, gdy z powodów rynkowych pojawia się tzw. luka finansowa



wymaga także modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznych i budowy systemowych magazynów energii, co zwiększy wykorzystanie energii produkowanej w pogodozależnych źródłach OZE oraz pozwoli zmniejszyć ceny energii na rynku hurtowym.

- Kolejnym elementem Dyrektywy RED III, wspierającym osiągnięcie celu neutralności klimatycznej, jest obowiązek opracowania planów obszarów przyspieszonego rozwoju energetyki odnawialnej; plany te winny być opracowywane we współpracy z przedstawicielami odbiorców przemysłowych, którzy mogą wskazać lokalizacje optymalne dla lokowania jednostek wytwórczych w pobliżu zakładów przemysłowych, co pozwoli na efektywne wykorzystanie instytucji linii bezpośredniej oraz cable pooling'u.

Istotną regulacją wprowadzoną Dyrektywą RED III jest uproszczenie procedur regulacyjnych i administracyjnych dla zawierania długoterminowych umów zakupu energii odnawialnej (PPA). Odbiorcy przemysłowi mogą być głównymi nabywcami energii elektrycznej sprzedawanej w formule PPA, są zainteresowani zwiększeniem dostępności tego typu kontraktów na polskim rynku, jednak po cenach odzwierciedlających koszty produkcji i uczciwą marżę dla wytwórców.

Kluczową zmianą z punktu widzenia rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce będzie wdrożenie obowiązkowego, 42% udziału paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego (ang. *renewable fuels of non-biological origin* – RFNBO) w wodrze zużywanym w przemyśle zarówno do celów energetycznych, jak i nieenergetycznych.

Polska, jako trzeci największy wytwórca szarego wodoru w Unii Europejskiej, stanie przed wyzwaniem wynikającym z potrzeby przeprowadzenia dekarbonizacji sektora nawozowo-chemicznego. Ze względu na strukturę krajowej produkcji ze znacznym udziałem energii elektrycznej wytwarzanej z węgla oraz ograniczone możliwości szybkiego zwiększenia generacji w systemowych odnawialnych źródłach energii, cel ten może okazać się trudny do zrealizowania.

Postulaty:

- Biorąc pod uwagę ambitne cele Dyrektywy RED III i możliwość przyśpieszenia procesów inwestycyjnych w OZE, Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii postuluje ścisłą współpracę organów państwowych odpowiedzialnych za implementację Dyrektywy RED III z przedstawicielami odbiorców przemysłowych.
- Stworzenie dedykowanego mechanizmu wsparcia dla realizacji celu RFNBO w sektorach objętych obowiązkowym 42% udziałem paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego w stosowanym wodrze oraz dokonanie wyłączeń z tego celu sektora produkcji amoniaku.

3. Dostosowanie krajowych aktów prawnych z zakresu planowania i zagospodarowania przestrzennego do realizacji celów stawianych przez regulacje unijne, dotyczących redukcji emisji CO₂ i wykorzystania energii elektrycznej pochodzącej z OZE. Likwidacja barier w lokowaniu elektrowni wiatrowych na terenach przemysłowych i w ich pobliżu.

Obowiązujące uwarunkowania formalnoprawne wpływające na możliwość lokowania elektrowni wiatrowych, z uwzględnieniem ich nowelizacji.

1. *Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tj. Dz.U. z 2021 r. poz. 724).*

Ustawa ta określa warunki i tryb lokalizacji oraz budowy elektrowni wiatrowych i warunki lokalizacji elektrowni wiatrowych między innymi w sąsiedztwie istniejącej albo planowanej zabudowy mieszkaniowej. Zgodnie z art. 3 ustawy lokalizacja elektrowni wiatrowej następuje wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego.

Z dniem 23 kwietnia 2023 r. weszła w życie nowelizacja ustawy wprowadzająca m.in. modyfikacje odległości lokalizowanych farm wiatrowych od budynku mieszkalnego i budynków o funkcji mieszkalnej, utrzymując jednak generalną zasadę, że odległość ta nie może być mniejsza niż 10-krotność wysokości planowanej elektrowni wiatrowej. Odległość ta może zostać zmieniona przez gminę w uchwalanym miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego, jednak na nie mniejszą niż 700 metrów.

Z kolei odległość elektrowni wiatrowej od parku narodowego jest równa lub większa od 10-krotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, a dla rezerwatu przyrody wynosi nie mniej niż 500 metrów.

Ustawa zawiera także wymóg rozbudowanych konsultacji społecznych w procedurze sporządzania planu miejscowego, w którym przewiduje się tereny pod lokalizację elektrowni wiatrowych.

Wymóg lokalizacji elektrowni wiatrowej:

- w większości przypadków w odległościach zgodnych z tzw. zasadą 10H oraz
- w każdym przypadku na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego.

Rozbudowane procedury uzgadniania lokalizacji tych elektrowni pozostają więc zasadniczym ograniczeniem i barierą dla rozwoju OZE dla przemysłu.

2. *Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (tj. Dz.U. z 2023 r. poz. 977 z późn. zm.).*

Ustawa określa zakres i sposoby postępowania w sprawach przeznaczania terenów na określone cele oraz ustalania zasad ich zagospodarowania i zabudowy.

W dniu 24 sierpnia 2023 r. w Dzienniku Ustaw ogłoszona została *Ustawa z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw, której postanowienia dokonały kompleksowej reformy systemu planowania i zagospodarowania przestrzennego*.

Nowelizacja objęła m.in.:

- wprowadzenie nowego aktu planowania przestrzennego, tj. planu ogólnego, który do końca 2025 r. ma w pełni zastąpić studia uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego;
- wymóg lokalizowania, co do zasady, wolnostojących instalacji PV na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego,
- wprowadzenie uproszczonego postępowania w sprawie uchwalenia planu miejscowego dopuszczalnego m.in. w przypadku, gdy plan lub jego zmiana dotyczy wyłącznie lokalizacji instalacji odnawialnych źródeł energii z wyłączeniem jednak elektrowni wiatrowych,
- wprowadzenie nowego narzędzia planistycznego w postaci Zintegrowanego Planu Inwestycyjnego (ZPI), który pozwala na podjęcie przez inwestorów inicjatywy w sprawie uchwalenia zintegrowanego

planu, dzięki któremu będzie możliwe przeprowadzenie zaplanowanej inwestycji przy określonym udziale inwestora; ustawa przewiduje uproszczenia procedury uchwalenia zintegrowanego planu, jednak nie dotyczą one elektrowni wiatrowych,

- zmianę przepisów dotyczących decyzji o warunkach zabudowy poprzez wprowadzenie terminu ich ważności wynoszącego 5 lat.

Nowelizacja nie wprowadziła istotnych, z punktu widzenia zakładów przemysłowych, ułatwień w realizacji inwestycji w odnawialne źródła energii, w szczególności dotyczących elektrowni wiatrowych.

3. *Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tj. Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 z późn. zm.) – linia bezpośrednia.*

W dniu 7 września 2023 r. weszły w życie przepisy nowelizujące prawo energetyczne dotyczące m.in. linii bezpośredniej, która do tego momentu pozostawała regulacją w praktyce martwą. *Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw* (Dz. U. poz. 1681) porządkuje kwestie definicyj-

Szczególnie istotne dla zakładów przemysłowych jest jednoznaczne określenie warunków wprowadzania energii elektrycznej do sieci KSE



ne związane z linią bezpośrednią, co przekłada się na ułatwienie możliwości zastosowania jej w praktyce. Nowe rozwiązanie w założeniu pozwala na szersze wykorzystanie odnawialnych źródeł energii przez odbiorców przemysłowych, co z kolei wpływa na obniżenie kosztów energii i poprawę ich konkurencyjności. Bariery dla rozwoju linii bezpośredniej był dotychczasowy tryb jej realizacji, jednak nowe przepisy przewidują uproszczenie procedury przez wprowadzenie obowiązku złożenia Prezesowi URE zgłoszenia o zamiarze jej wybudowania w miejsce zgody Prezesa URE wyrażonej w drodze decyzji administracyjnej. Ustawodawca uwzględnił również ułatwienia proceduralne w przypadku instalacji o mocy mniejszej niż 2 MW.

Nowelizacja wprowadziła, istotne z punktu widzenia zakładów przemysłowych, zmiany w obszarze definicyjnym, co winno umożliwić budowanie linii bezpośrednich i dostarczanie nimi energii elektrycznej. Jednak równolegle, na wniosek operatorów sieci, ustanowiła dwie dodatkowe opłaty: solidarnościową i za utrzymywanie parametrów w KSE, które znacząco pogarszają opłacalność inwestowania w OZE przyłączane bezpośrednio do sieci elektroenergetycznych dużych zakładów przemysłowych liniami bezpośrednimi.

4. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku.*

Rozporządzenie określa zróżnicowane dopuszczalne poziomy hałasu dla terenów przeznaczonych

- pod: zabudowę mieszkaniową, szpitale i domy opieki społecznej, budynki związane ze stałym lub czasowym pobytem dzieci i młodzieży,
- na cele: uzdrowiskowe, rekreacyjno-wypoczynkowe oraz mieszkaniowo-usługowe.

Wokół turbin, w zasięgu obszarów, w których emisja hałasu będzie przekraczała wartości dla poszczególnych rodzajów zabudowy, konieczne jest wyznaczenie stref, gdzie dany typ zabudowy nie będzie mógł być lokalizowany (strefa ograniczenia w zabudowie oraz zagospodarowaniu terenu).

Lokując elektrownie wiatrowe należy brać pod uwagę konieczność dokonania zmian w dokumentach planistycznych gmin, polegających na wyznaczeniu stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu przez mieszkańców gminy.

5. *Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko.*

Zgodnie z przepisami Działu IV tej ustawy, w związku z systemową nowelizacją planowania i zagospodarowania przestrzennego, projekty planu ogólnego gminy oraz planu zagospodarowania przestrzennego, wyznaczające ramy dla późniejszej realizacji przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, wymagają przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko. Co więcej, zgodnie z nowelizacją ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z dnia 23 kwietnia 2023 r., nie można odstąpić od przeprowadzenia strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla projektu miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, na podstawie którego ma być lokalizowana elektrownia wiatrowa, jeżeli wprowadza on nowe albo zmienia istniejące ustalenia związane z budową lub przebudową elektrowni wiatrowej, w tym mające wpływ na odległość między elektrownią wiatrową a budynkami mieszkalnymi czy budynkami o funkcji mieszanej.

W ramach strategicznej oceny oddziaływania na środowisko, organ opracowujący projekt studium lub planu miejscowego sporządza prognozę oddziaływania na środowisko, która m.in. określa, analizuje i ocenia:

- istniejący stan środowiska oraz potencjalne zmiany tego stanu w przypadku braku realizacji projektowanego dokumentu,
- stan środowiska na obszarach objętych przewidywanym znaczącym oddziaływaniem,
- istniejące problemy ochrony środowiska istotne z punktu widzenia realizacji projektowanego dokumentu,
- cele ochrony środowiska ustanowione na szczeblu międzynarodowym, wspólnotowym i krajowym istotne z punktu widzenia projektowanego dokumentu oraz sposoby, w jakich te cele i inne problemy środowiska zostały uwzględnione podczas opracowywania dokumentu,
- przewidywane znaczące oddziaływania (bezpośrednie, pośrednie, wtórne, skumulowane, krótkoterminowe, średnioterminowe i długoterminowe, stałe i chwilowe) na cele i przedmiot ochrony obszaru Natura 2000 oraz integralność tego obszaru, a także na: różnorodność biologiczną, ludzi, zwierzęta, rośliny, wodę, powietrze, powierzchnię ziemi, krajobraz, klimat, zasoby naturalne, zabytki, z uwzględnieniem zależności między tymi elementami.

Szczegółowy sposób ujmowania ww. zagadnień w prognozie oddziaływania na środowisko nie jest unormowany przepisami prawa, jednak na zlecenie Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska zostały

przygotowane wytyczne i zalecenia szczegółowe dotyczące oceny wpływu przedsięwzięć energetyki wiatrowej na środowisko, w szczególności na krajobraz. Kierują się nimi Regionalne Dyrekcje Ochrony Środowiska przy wydawaniu decyzji i uzgadnianiu zmian dokumentów planistycznych.

Wytyczne i zalecenia dotyczące wykonywania oceny oddziaływania na środowisko farm wiatrowych obejmują m.in. opis stosowanych zasad i procedur, a także wskazania dla inwestorów i ekspertów, na jakie elementy środowiskowe, społeczne i technologiczne oraz w jakim stopniu należy zwracać uwagę podczas przygotowania i realizacji projektu inwestycyjnego.

Szczegółowe informacje dotyczące badań i zakresu uzyskiwanych informacji dotyczących awifauny oraz chiropterofauny, które są niezbędne do wykonania i zamieszczenia w prognozie oddziaływania na środowisko, dla lokalizacji inwestycji na cele energetyki wiatrowej, zostały przedstawione w oddzielnych opracowaniach przygotowanych na zlecenie Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska.

Obowiązujące uwarunkowania realizacji OZE na terenach przemysłowych stawiają przed inwestorami szereg barier uniemożliwiających realizację budowy odnawialnych źródeł energii



6. Wytyczne i Zalecenia Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska dotyczące oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na środowisko.

- Ocena oddziaływania elektrowni wiatrowych na nietoperze:
 - w przypadku Miejscowych Planów Zagospodarowania Przestrzennego i ich zmian, dla celów opracowania poprzedzającego sporządzenie projektu planu i prognozy OOS należy przeprowadzić rozpoznanie, w zakresie jak dla SUIKZP, a dodatkowo terenowe rozpoznawanie chiropterofauny obszaru objętego planem (lub jego zmianą).

Poza wstępnym rozpoznanem należy wykonać szczegółowe badania obecności i aktywności nietoperzy na obszarze planowanej inwestycji i ewentualnie w jego bezpośrednim sąsiedztwie, obejmujące cały sezon aktywności nietoperzy, a także poszukiwania ważniejszych schronień letnich i zimowych na obszarze projektowanego przedsięwzięcia i w jego pobliżu, a inwentaryzacja chiropterologiczna powinna trwać przez cały rok.

- Ocena oddziaływania elektrowni wiatrowych na ptaki,
 - długość trwania monitoringu ptaków powinna wynosić 1 rok, z uwzględnieniem wszystkich okresów fenologicznych.
- Zalecenia w zakresie uwzględnienia wpływu farm wiatrowych na krajobraz.
 - Opracowanie obejmuje ocenę wpływu na:
 - charakter krajobrazu utożsamiany z jego strukturą i funkcjonowaniem,
 - krajobraz,
 - kluczowe elementy krajobrazu kulturowego – zabytki.

Przedmiotem analizy jest sam krajobraz, jego struktura, funkcjonowanie, wartości kulturowo-historyczne oraz walory wizualne.

Zgodnie z zaleceniami, w zakresie krajobrazu, w prognozach oddziaływania na środowisko powinno się zamieścić:

- wstępny zasięg strefy potencjalnego znaczącego oddziaływania wizualnego,
- tabelę oceny ryzyka lokalizacji przedsięwzięć energetyki wiatrowej, z opisem uwarunkowań decydujących o klasyfikacji do strefy ryzyka,
- charakterystykę krajobrazów oraz kluczowych przyrodniczych i historyczno-kulturowych cech charakterystycznych, wraz z mapą przedstawiającą poszczególne rodzaje krajobrazów występujących w strefie potencjalnego znaczącego oddziaływania,
- ocenę wpływu cech charakterystycznych krajobrazu oraz dostępnych danych o planowanych zmianach,

- opis działań minimalizujących i kompensujących wpływ na krajobraz,
- uzasadnienie wyboru rozstrzygnięć przestrzennych.

Analizy krajobrazowe są więc elementem procedury strategicznej oceny oddziaływania na środowisko projektów wiatrowych, często decydującym o możliwości ich lokowania np. na terenach przemysłowych, będących często własnością zakładów przemysłowych, przy czym zasady ich sporządzania nie są uregulowane przepisami prawa, często bywają sprzeczne z interesem społeczności lokalnych. Nie uwzględniają również zmian społecznej oceny pożądanych elementów krajobrazu ani też potrzeb wynikających z konieczności realizacji przez Polskę polityki klimatycznej.

7. *Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko.*

Rozporządzenie określa rodzaje przedsięwzięć mogących znacząco lub potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko.

Do przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko zalicza się m.in. instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, o łącznej mocy nominalnej nie mniejszej niż 100 MW, lokalizowane na obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej.

Do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko zalicza się m.in. instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru inne niż wymienione w § 2 ust. 1 pkt 5, lokalizowane na obszarach objętych określonymi formami ochrony przyrody, o całkowitej wysokości nie niższej niż 30 m.

Elektrownie wiatrowe o mocy nieprzekraczającej 100 MW oraz wysokości przekraczającej 30 m kwalifikowane są więc do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko.

8. *Proponowane zmiany legislacyjne (projekty) wpływające na lokowanie elektrowni wiatrowych.*

Na dzień sporządzania niniejszego dokumentu istnieje jeden projekt legislacyjny, którego postanowienia mogłyby w sposób znaczący wpłynąć na realizację inwestycji w elektrownie wiatrowe. W dniu 28 listopada 2023 r. zgłoszony został poselski projekt *Ustawy o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła oraz niektórych innych ustaw*, który przewiduje zmiany m.in. w zakresie regulacji dotyczących elektrowni wiatrowych.

Projekt ustawy znajduje się jednak dopiero na początkowym etapie procedury legislacyjnej i w dalszym jej toku może ulec znaczącym zmianom.

Sposób wprowadzenia postulowanych przez IEPIOE regulacji

Obowiązujące uwarunkowania realizacji OZE na terenach przemysłowych stawiają przed inwestorami szereg barier uniemożliwiających realizację budowy odnawialnych źródeł energii, w tym w szczególności elektrowni wiatrowych. Pomimo licznych zmian legislacyjnych dokonanych w ostatnim czasie nie zostały uwzględnione kluczowe dla polskiego przemysłu postulaty dotyczące wprowadzenia regulacji, które umożliwią inwestycje w instalacje OZE (w tym przypadku elektrownie wiatrowe na lądzie) na terenach lub w pobliżu zakładów przemysłowych.

Z uwagi na kompleksowy charakter obowiązujących obecnie przepisów blokujących takie możliwości oraz nadzwyczajną, niespotykaną w przeszłości sytuację panującą obecnie na rynkach paliw i energii, za zasadne uznać należałoby wprowadzenie pakietu przepisów dedykowanych grupie energochłonnych zakładów produkcyjnych, których celem byłoby:

- wprowadzenie rozwiązań rozszerzających możliwość korzystania z linii bezpośredniej przez odbiorców przemysłowych, w szczególności poprzez zniesienie w tym zakresie dodatkowych kosztów, w szczególności opłaty solidarnościowej,
- zdefiniowanie szczególnej kategorii inwestycji – inwestycji z zakresu wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby bezpośredniego jej dostarczenia do odbiorcy przemysłowego,
- jednoznaczne określenie możliwości lokalizowania elektrowni wiatrowych na podstawie zintegrowanego planu inwestycyjnego oraz umożliwienie stosowania uproszczeń proceduralnych przewidzianych dla procedury zintegrowanego planu inwestycyjnego dla elektrowni wiatrowych na terenach przemysłowych,
- zmodyfikowanie definicji inwestycji uzupełniającej w sposób umożliwiający jej realizację na podstawie umowy urbanistycznej zawieranej na potrzeby lokalizacji OZE w ramach zintegrowanego planu inwestycyjnego,
- umożliwienie stosowania dla elektrowni wiatrowych na terenach przemysłowych uproszczeń proceduralnych przewidzianych dla procedury zintegrowanego planu inwestycyjnego i miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego.







Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii

ul. Żurawia 32/24 lok. 117

00-515 Warszawa

tel.: +48 503 428 045, +48 503 074 245

e-mail: kontakt@iep.org.pl

iep.org.pl