

# PROGRAM

## IZBY ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ I ODBIORCÓW ENERGII **NA 2023 ROK**

REALIZOWANY W INTERESIE ENERGOCHŁONNYCH BRANŻ  
POLSKIEGO PRZEMYSŁU

---

Zarząd Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii



Izba Energetyki Przemysłowej  
i Odbiorców Energii



---

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

## PODSTAWOWE ZAŁOŻENIA PROGRAMU:

### Ochrona konkurencyjności przemysłowej działalności produkcyjnej

1. Pilne uruchomienie rządowego programu bazującego na Tymczasowych Ramach Kryzysowych – TCF (2022/C 131 1/01) na 2023 r.
2. Ustabilizowanie cen na Rynku Bilansującym (RB)
3. Implementacja Wytycznych KE w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z dnia 27.01.2022 r.
4. Objęcie uprawnieniem do uzyskiwania rekompensat pośrednich kosztów emisji producentów cementu, szkła, wapna oraz gazów technicznych
5. Zwiększenie efektywności źródeł wytwórczych uczestniczących w procesie bilansowania Krajowego Systemu Energetycznego (KSE)
6. Wykorzystanie instalacji przemysłowych zdolnych do elastycznego reagowania na potrzeby KSE w celu poprawy bezpieczeństwa energetycznego i optymalizacji kosztów jego funkcjonowania
7. Poprawa warunków funkcjonowania DSR na Rynku Mocy
8. Przyspieszenie wypłat z funduszu rekompensat kosztów pośrednich emisji w roku 2023 za rok 2022
9. Złagodzenie wymogów sprawozdawczości, spoczywających na odbiorcach przemysłowych będących jednocześnie spółkami obrotu, w związku z funkcjonowaniem mechanizmu odprowadzania środków na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny
10. Dostosowanie kryteriów ulgi w opłacie jakościowej do aktualnych parametrów charakteryzujących firmy z energochłonnych branż polskiego przemysłu

### Odblokowanie możliwości przyłączania odnawialnych źródeł energii – OZE (wiatraków i PV) bezpośrednio do sieci elektroenergetycznych zakładów przemysłowych oraz tworzenie warunków dla budowy odnawialnej energetyki przemysłowej

1. Wprowadzenie dedykowanej regulacji wyłączającej tereny, na których mogą powstawać odnawialne źródła wytwórcze dostarczające energię elektryczną bezpośrednio do zakładów przemysłowych, z szeregu wymogów formalno-prawnych
2. Zapisy rządowego projektu Ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw. Wymóg lokalizowania elektrowni wiatrowej wyłącznie na podstawie planu miejscowego
3. Warunki rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie
4. Liberalizacja przepisów w zakresie linii bezpośredniej
5. Techniczne bariery przyłączania większych ilości mocy OZE do KSE

W dalszej części opracowania powyższe punkty zostaną szczegółowo omówione, wraz z postulatami Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii.



# PROGRAM IZBY ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ I ODBIORCÓW ENERGII NA 2023 ROK

REALIZOWANY W INTERESIE ENERGOCHŁONNYCH  
BRANŻ POLSKIEGO PRZEMYSŁU

---

Zarząd Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii

Energochłonne zakłady przemysłowe prowadzące działalność gospodarczą w Polsce funkcjonują dziś w skrajnie trudnej sytuacji spowodowanej kryzysem energetycznym wywołanym m.in. napaścią Rosji na Ukrainę. Rosnące ceny paliw i energii powodują drastyczne wzrosty kosztów produkcji, spadek jej rentowności oraz ryzyko utraty konkurencyjności polskiej gospodarki. Problemy te pogłębia postępująca recesja – zmniejszający się popyt na produkty przemysłu i spadające ich ceny.

W niniejszym opracowaniu przedstawiono program Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii na 2023 r., który ma w zaistniałej sytuacji wesprzeć energochłonne branże polskiego przemysłu.



## OCHRONA KONKURENCYJNOŚCI PRZEMYSŁOWEJ DZIAŁALNOŚCI PRODUKCYJNEJ

### 1. Pilne uruchomienie rządowego programu bazującego na Tymczasowych Ramach Kryzysowych – TCF (2022/C 131 1/01) na 2023 r.

Energochłonne zakłady przemysłowe prowadzące działalność gospodarczą w Polsce funkcjonują dziś w skrajnie trudnej sytuacji spowodowanej kryzysem energetycznym wywołanym napaścią Rosji na Ukrainę. Rosnące ceny paliw i różnych form stosowanej w przemyśle energii wywołały drastyczne wzrosty kosztów produkcji, spadek jej rentowności i ryzyko utraty konkurencyjności. Problemy te pogłębia postępująca recesja, która objawia się zmniejszeniem zapotrzebowania gospodarki na produkty przemysłu, a w konsekwencji również – ich niższymi cenami.

Co ważne, o utrzymaniu przemysłowej działalności produkcyjnej w krajach UE zadecydują w 2023 r. wprowadzane (przy akceptacji KE) programy rządowe skutkujące administracyjnym zmniejszaniem kosztów paliw i energii: czy to w formie udzielanych dotacji, czy ograniczeń cenowych dedykowanych konsumentom, w tym zakładom przemysłowym. Skuteczność tych programów zależy od intensywności udzielanej pomocy, a więc wysokości dedykowanych budżetów, oraz od

klucza podziału rosnących kosztów paliw i energii na różne grupy ich użytkowników.

Z uwagi na znaczne zróżnicowanie możliwości finansowych krajów europejskich, w gronie najbardziej energochłonnych polskich firm zrodziła się obawa, że o wysokości kosztów produkcji przemysłowej – i w konsekwencji zbywalności pochodzących z różnych krajów towarów – zadecyduje ostatecznie zróżnicowanie poziomu subsydiów, a nie jak było dotąd – efektywność ich produkcji. Przykład? Rząd federalny Niemiec już 14 lipca 2022 r. uzyskał akceptację KE dla wartego 5 miliardów euro programu wsparcia firm energochłonnych, bazującego na Komunikacie KE pt. „Tymczasowe Ramy Kryzysowe dla środków pomocy państwa dla wsparcia gospodarki po agresji Rosji na Ukrainę”. Rząd federalny w pakietach osłonowych od I do III wprowadził szereg środków mających na celu zmniejszenie obciążeń finansowych zarówno odbiorców indywidualnych, jak i przedsiębiorców. Ponadto, w oparciu o pakiet ustaw dotyczących zamrożenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz ciepła sieciowego dla odbiorców końcowych, stworzył kompleksową tarczę obrony gospodarczej o łącznej wartości 200 miliardów euro, finansowaną z Funduszu Stabilizacji Gospodarczej.

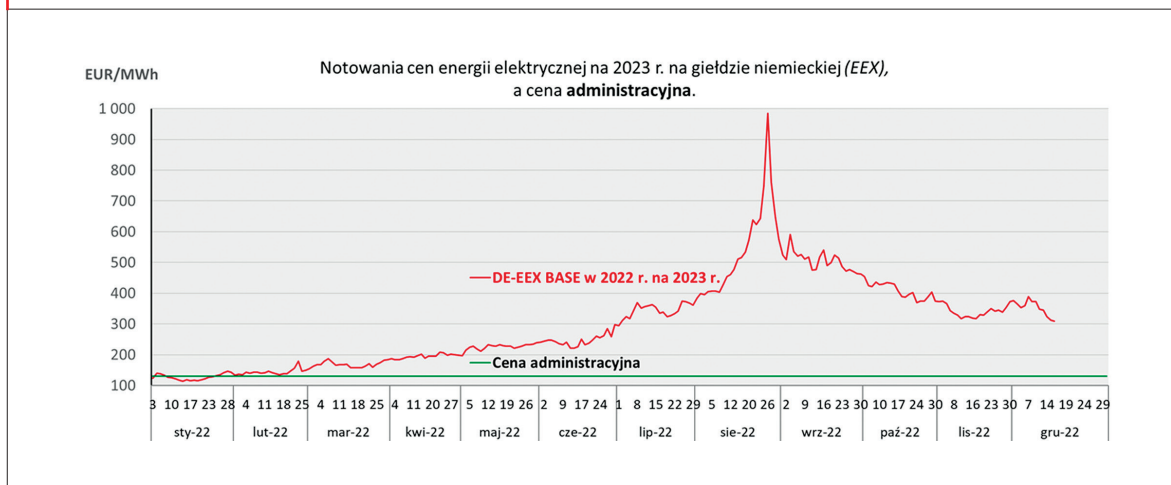
#### RZĄDOWE WSPARCIE

O utrzymaniu przemysłowej działalności produkcyjnej w krajach UE zadecydują w 2023 r. wprowadzane (przy akceptacji KE) programy rządowe skutkujące administracyjnym zmniejszaniem kosztów paliw i energii



**RYS. 1**

Administracyjne ograniczenie ceny energii elektrycznej dla niemieckiego przemysłu na 2023 r. odniesione do jej notowań na giełdowym rynku terminowym (EEX)



Najistotniejszym elementem tego pakietu jest „Ustawa wprowadzająca ograniczenia cenowe dla energii elektrycznej oraz zmieniająca inne przepisy prawa energetycznego”, która gwarantuje niemieckiemu przemysłowi stabilne ceny energii elektrycznej, utrzymywane na niskim poziomie przez cały 2023 rok. Z ograniczeń tych korzystają przedsiębiorcy o historycznym rocznym zużyciu powyżej 30 MWh. Ustawa gwarantuje im możliwość zakupu energii elektrycznej po cenie 130 €/MWh, jak również utrzymanie opłat sieciowych w całym 2023 r. na poziomach z roku 2022. Budżet przeznaczony tylko na stabilizację kosztów dostawy energii elektrycznej w 2023 r. to 12,84 mld €.

Jak widzimy na wykresie (rys. 1), administracyjna cena energii elektrycznej w Niemczech została ustalona na poziomie jej notowań na giełdzie EEX sprzed wybuchu wojny w Ukrainie. W powiązaniu z utrzymaniem stawek przesyłowych i dystrybucyjnych w 2023 r. na poziomie roku 2022 pozwoliło to na:

- ustabilizowanie kosztów energii elektrycznej dla niemieckiego przemysłu w całym 2023 r. i pierwszym kwartale roku 2024 na poziomie z roku 2021,
- utrzymanie niskich kosztów produkcji całego niemieckiego przemysłu i ustalenie przez to europejskiej konkurencyjności na poziomie nieosiągalnym dla firm polskich.

Rząd federalny Niemiec wprowadził również limit ceny gazu, który dla dużych odbiorców przemysłowych wynosi 70 €/MWh dla 70% jego historycznego zużycia, przy czym dotyczy to odbiorców przemysłowych zużywających rocznie nie mniej niż 1,5 tys. MWh tego paliwa.

Jak tymczasem sytuacja wygląda w Polsce? Wdrożony za 2022 r. przez Ministerstwo Rozwoju i Technologii polski program pt. „Pomoc dla sektorów

energochłonnych związana z nagłymi wzrostami cen gazu i energii elektrycznej” dysponuje nieporównanie mniejszymi środkami. Podstawę prawną dla jego uruchamiania stanowi „Ustawa o zasadach realizacji programów wsparcia przedsiębiorców w związku z sytuacją na rynku energii w latach 2022 – 2024”, a cel to łagodzenie negatywnych skutków wzrostu cen energii elektrycznej i gazu ziemnego, poprawa sytuacji finansowej firm, wsparcie ich w kontynuowaniu produkcji.

W obliczu wspomnianej sytuacji na polskim rynku energii:

- odbiorcy energochłonni otrzymali, w oparciu o złożone wnioski, dotacje w ramach wspomnianego programu rządowego,
- organizacje skupiające odbiorców przemysłowych apelują o jak najszybsze wypracowanie i wprowadzenie kolejnych programów, które zapewnią polskim zakładom przemysłowym warunki kontynuowania produkcji porównywalne z tymi, jakie mają ich europejscy konkurenci.

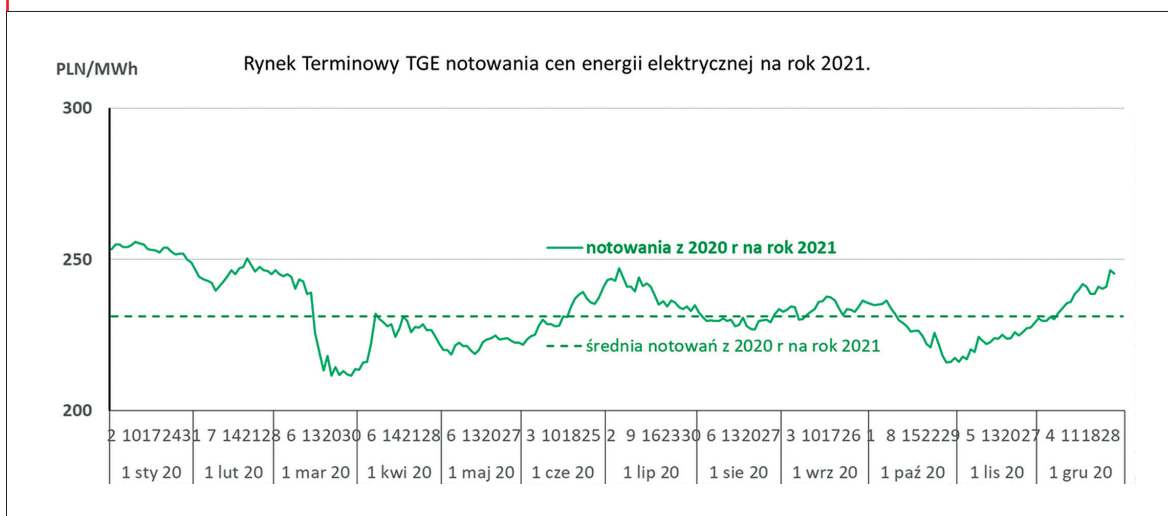
Podkreślić tu należy, że we wspomnianych wcześniej Niemczech, firmy mające problemy wynikające z wysokich cen paliw i energii, w roku 2022 otrzymywały wsparcie na bieżąco. Ta sama reguła obowiązuje w roku 2023.

Środki, które mogą trafić do potrzebujących takiego wsparcia polskich zakładów przemysłowych (jako efekt wprowadzenia programu ich administracyjnej ochrony przed skutkami wysokich cen energii elektrycznej i paliw w 2023 r.) są bezspornie bardzo potrzebne. Rok 2023 może być bowiem o wiele trudniejszy od ubiegłego. Pamiętajmy, że w 2022 r. wiele firm wykorzystywało kontrakty terminowe na zakup gazu i energii elektrycznej zawarte z dużym wyprzedzeniem, a ceny ich



## RYS. 2

Notowania cen energii elektrycznej na TGE w 2020 r. – BASE na rok 2021 r.



produktów, dzięki zawirowaniom na rynkach, pozwalały na uzyskiwanie dobrych wyników finansowych. Obecnie obserwujemy w gospodarce postępującą recesję i firmy odnotowują spadek zarówno wielkości, jak i wartości sprzedaży. Przy bardzo zasobnych budżetach programów wspierających przemysł w innych krajach UE, konkurencyjność polskich firm będzie spadać.

Po doświadczeniach uzyskanych w trakcie wprowadzania bieżącego programu rządowego kolejny, na 2023 r., po drobnych korektach, przy zapewnieniu wymaganego poziomu dostępnych na rynku usług doradczych i konsultingowych, będzie się z pewnością cieszył większą frekwencją, a przede wszystkim – taką mamy nadzieję – będzie dysponował dwukrotnie większym budżetem. Konieczność jego wprowadzenia ilustrują zamieszczone dwa wykresy, które obrazują zmianę, jaka w ciągu 2022 r. nastąpiła na rynku energii elektrycznej. Po trudnym roku ubiegłym łatwo zapomnieć o tym, co jeszcze niedawno było normą i przed czym odbiorców przemysłowych miały chronić Tymczasowe Kryzysowe Ramy.

Ceny z notowań w kontraktach terminowych na 2021 r. nieznacznie przekraczały 250 PLN/MWh, a ich średnia roczna wynosiła 231 PLN/MWh. Realia rynku terminowego na rok 2023 to olbrzymia zmienność cen oraz bardzo wysoki, prawie pięciokrotny wzrost (w stosunku do notowań z roku 2020 do roku 2021) średniej rocznej, która ostatecznie osiągnęła 1 128 PLN/MWh.

Niestety nie wiemy, po jakiej średniej cenie ostatecznie odbiorcy przemysłowi zakupią energię elektryczną na swoje potrzeby w 2023 r. Z uwagi na zbyt wysokie notowania cen w kontraktach terminowych na 2023 r. na TGE, polskie zakłady przemysłowe takich kontraktów nie zawierały i obecnie zmuszone są do kupowania energii elektrycznej na Rynku Bilansują-

cym i na rynkach krótkoterminowych TGE. Z pewnością jednak ceny te, odniesione do cen z notowań na rok 2021, będą spełniały kryterium wzrostu kosztów kwalifikowanych, warunkujące możliwość wnioskowania o dotację z programu dedykowanego zakładom energochłonnym na 2023 r.

## POSTULATY IZBY ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ I ODBIORCÓW ENERGII

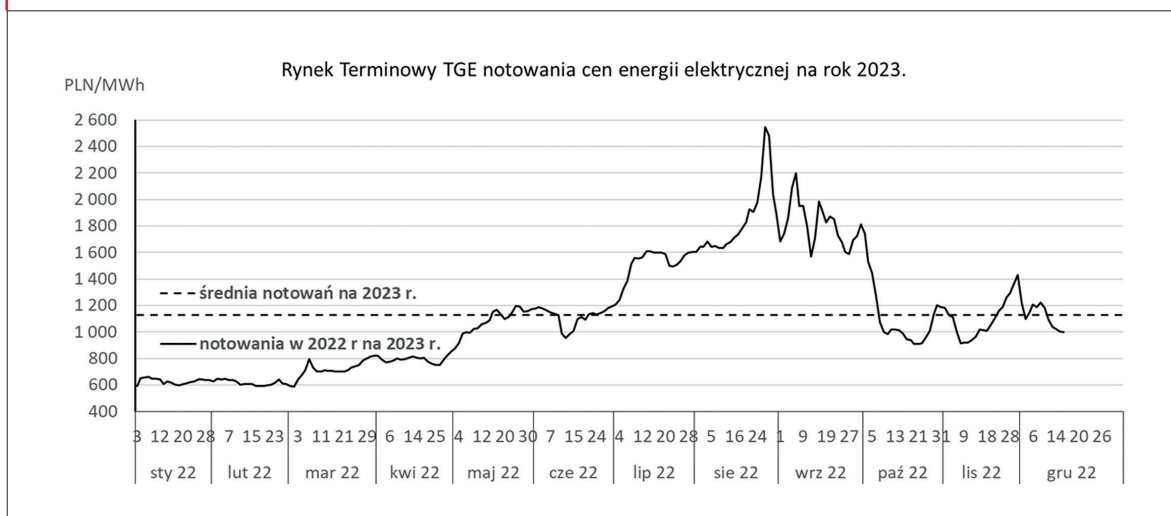
Członkowie Izby podkreślają, że w interesie całej krajowej gospodarki niezbędne jest zapewnienie stabilnych warunków do prowadzenia w Polsce przemysłowej działalności produkcyjnej w 2023 r. poprzez kontynuowanie programu rządowego pt. „Pomoc dla sektorów energochłonnych związana z nagłymi wzrostami cen gazu i energii elektrycznej”, który zgodnie z zapowiedziami premiera Mateusza Morawieckiego oraz ministra rozwoju i technologii Waldemara Budy miał być jedynie pierwszym z mechanizmów uruchamianych w oparciu o „Ustawę o zasadach realizacji programów wsparcia przedsiębiorców w związku z sytuacją na rynku energii w latach 2022 – 2024”. Energochłonne branże polskiego przemysłu oczekują, by środki, które nie zostaną wykorzystane w ramach programu za 2022 r., zwiększyły budżet kolejnego programu, tym razem opracowanego i zrealizowanego w roku 2023 r. – do około 10 mld PLN.

## 2. Ustabilizowanie cen na Rynku Bilansującym (RB)

Z uwagi na zbyt wysokie ceny energii elektrycznej w notowaniach na rynkach terminowych TGE w całym 2022 r., polskie firmy nie mogły kupić (wzorem lat ubiegłych) energii elektrycznej w kontraktach terminowych na lata 2023 czy 2024.

## RYS. 3

Notowania cen energii elektrycznej na TGE w 2022 r. – BASE na rok 2023 r.



Problemem krajowych zakładów przemysłowych są również skoki cenowe spowodowane głównie wahaniami cen paliw pierwotnych, choć w znacznym stopniu wywołują je także stosowane na hurtowych rynkach energii elektrycznej mechanizmy wyceny.

W ostatnich miesiącach obserwujemy coraz większy wpływ generacji źródeł pogodozależnych i wymiany międzysystemowej na ceny energii elektrycznej na rynkach TGE oraz RB. Odbiorcy przemysłowi w Polsce unikali w przeszłości tej zmienności, kupując energię elektryczną na kolejne lata w kontraktach terminowych. Jednak ceny, jakie w 2022 r. oferował rynek energii, były zbyt wysokie – ich poziom przewyższał próg rentowności większości polskich firm o co najmniej 50%, a ponadto przekraczał dwukrotnie cenę administracyjną zastosowaną dla przemysłu przez rząd federalny Niemiec. Tak więc zakup energii elektrycznej w kontraktach terminowych, dokonany przez polskie firmy po cenach notowanych na TGE w roku 2022 na lata 2023 czy 2024, oznaczał akceptację dla generowania strat z bieżącej działalności oraz prowadził wprost do utraty ich europejskiej konkurencyjności. W tej sytuacji odbiorcy przemysłowi w Polsce odstępowali od kupowania energii elektrycznej na kolejne lata w kontraktach rocznych, a obecnie poszukują tańszej energii na rynkach krótkoterminowych: na TGE (RDN oraz RDB w modelu X-Bid), ale również na mającym charakter techniczny Rynku Bilansującym. W działalności produkcyjnej, niestety, coraz częściej stosowaną alternatywą dla zakupu energii elektrycznej po rozsądnych cenach stało się okresowe wprowadzanie ograniczeń i przerw w produkcji.

Szansę na dokonywanie bieżących zakupów energii elektrycznej w 2023 r. po akceptowalnych cenach stworzyła odbiorcom przemysłowym nowelizacja Roz-

porządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 27 września 2022 r. Bezpośrednio po jej wprowadzeniu ceny energii elektrycznej oferowanej na RB i RDN (TGE) spadły prawie o połowę. Nowelizacja ta wprowadziła ograniczenie w wycenie ofert bilansujących, które winny odzwierciedlać jednostkowe koszty zmienne wytwarzania, jednak na poziomie nie wyższym niż maksymalna cena ofertowa (MaxCO). Dla jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne: węgiel kamienny, węgiel brunatny i gaz ziemny, MaxCO zależy wprost od sprawności źródła energii oraz kosztów paliwa i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

**Dla węgla kamiennego** nowelizacja wspomnianego rozporządzenia określiła analityczny sposób wyliczenia kosztu paliwa (notowania w portach ARA w 40%, indeks cenowy krajowego węgla energetycznego w 60%), jednak wytwórca nadal może podać koszt wyższy (od wyznaczonego w oparciu o wskaźniki cenowe), a OSP przyjmuje do wyznaczenia MaxCO koszt podany przez wytwórcę.

**Dla gazu ziemnego** do wyznaczenia kosztu paliwa przyjmuje się cenę z notowań na RDN TGE.

**Dla węgla brunatnego** określany jest on przez producenta jako suma zmiennego kosztu jego wydobycia i transportu.

**Dla magazynów energii i elektrowni szczytowo-pompowych (ESP)** maksymalną cenę ofertową wylicza się jako średnią arytmetyczną z czterech najwyższych w danej dobie rynkowych cen energii, powiększoną współczynnikiem sprawności procesu ładowania/pompowania, co podnosi wysokość składanej oferty bilansującej powyżej wyliczonej średniej rynkowej, ustalając w znaczącej części przypadków

**SKOKI CENOWE**

Problemem krajowych zakładów przemysłowych są m.in. skoki cenowe spowodowane głównie wahaniami cen paliw pierwotnych, choć w znacznym stopniu wywołują je także stosowane na hurtowych rynkach energii elektrycznej mechanizmy wyceny



cenę rozliczeniową dla całego Rynku Bilansującego.

Tak więc, pomimo zapisów Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska wprowadzających ograniczenia dla wysokości składanych przez wytwórców ofert bilansujących, nadal brakuje obiektywnych reguł wyznaczania kosztu paliwa i możliwe jest sterowanie cenami energii elektrycznej poprzez ustalanie, w warunkach państwowego monopolu, jego cen. Brakuje również limitów cenowych dla technologii innych niż bazujących na paliwach kopalnych. Oczekiwane przez odbiorców przemysłowych ustabilizowanie cen rozliczeniowych RB wymaga wprowadzenia kolejnych zmian, które pozwolą ograniczyć ryzyka wynikające z podejmowania decyzji o zakupie bądź sprzedaży energii elektrycznej za pośrednictwem RB praktycznie w trakcie procesów produkcyjnych (wprowadzanie ograniczeń w produkcji).

Najważniejsze z nich, to:

- utrzymanie na stałe lub wydłużenie co najmniej do końca 2023 r. przepisów rozporządzenia systemowego w zakresie wyliczania MaxCO, z jednoczesnym dostosowaniem procentowego udziału importowanego węgla kamiennego przyjmowanego do wyliczania MaxCO dla źródeł energii wykorzystujących jako paliwo węgiel kamienny, do jego udziału w krajowym zużyciu,
- publikowanie przez PSE S.A., z niezbędnym wyprzedzeniem, informacji i prognoz umożliwiających odbiorcom przemysłowym ocenę sytuacji w KSE

i bardziej świadome podejmowanie decyzji o zakupie/sprzedaży energii elektrycznej za pośrednictwem RB, zgodnie z potrzebami KSE.

**POSTULATY IZBY ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ I ODBIORCÓW ENERGII**

Sytuację, w której energochłonny przemysł zmuszony jest do kupowania energii elektrycznej z dnia na dzień po trudnej do przewidzenia cenie oraz do wprowadzania ograniczeń i przerw w produkcji – gdy ceny energii elektrycznej są zbyt wysokie – należy uznać za bardzo niekorzystną. Wobec tego oczekujemy przywrócenia odbiorcom przemysłowym możliwości zawierania terminowych kontraktów na zakup energii elektrycznej na określonych w dłuższym czasie warunkach, które pozwolą na ustabilizowanie produkcji i dostosowanie jej wielkości do potrzeb wynikających z umów handlowych zawartych z partnerami.

**3. Implementacja Wytycznych KE w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z dnia 27.01.2022 r.**

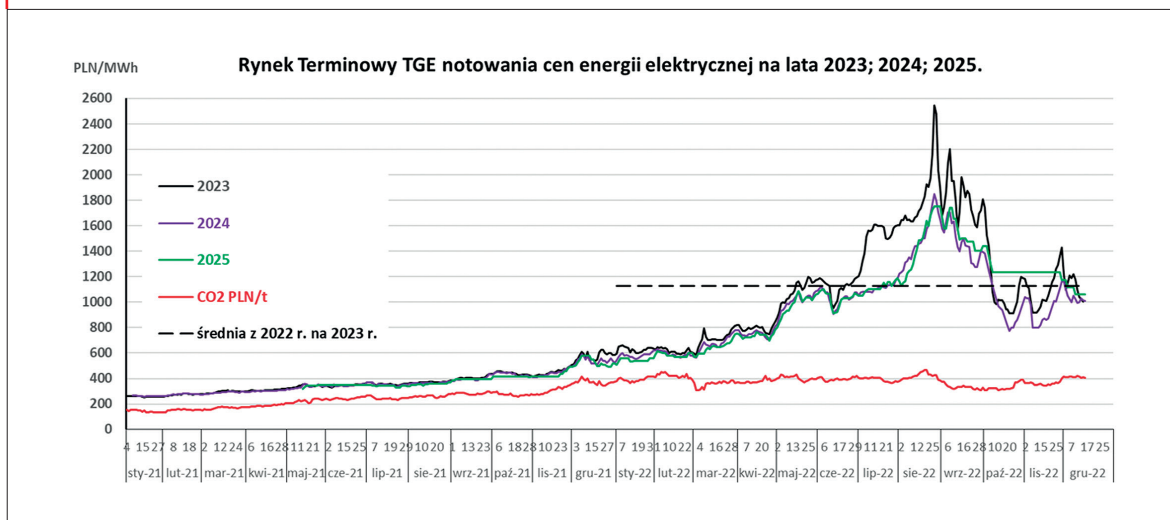
Analiza zapisów Komunikatu KE pt. „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r.” wskazuje, że:

- Od stycznia 2024 r. w Polsce powinny obowiązywać nowe zasady przyznawania firmom energochłonnym redukcji kosztu opłat CHP i OZE oraz certyfikatów OZE.
- Nowe wytyczne:
  - wprowadzają obowiązek spełnienia warunkowości, uzależniając możliwość korzystania z redukcji kosztów systemów wsparcia OZE i CHP (wysokosprawnej kogeneracji, CHP – Combined Heat and Power) od 2024 r. od spełnienia warunków identycznych, jakie obowiązują w systemie rekompensat pośrednich kosztów emisji,
  - pozwalają na ograniczenie maksymalnych poziomów kosztów ponoszonych przez firmy energochłonne na systemy wsparcia (OZE i CHP), do wysokości bądź 0,5% GVA, bądź 1,0% GVA (w zależności od parametrów charakteryzujących odbiorcę przemysłowego).
- Istnieje pilna potrzeba dostosowania krajowej legislacji do wymagań nowych wytycznych. Będzie to wymagało przeprowadzenia nowelizacji co najmniej dwóch ustaw: o OZE i o wsparciu CHP.

Biorąc pod uwagę deklarację dostosowania przepisów krajowych do zmienionych wytycznych do końca tego roku, złożoną przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska Komisji Europejskiej, oraz znaczenie tej tematyki dla kosztów energii ponoszonych przez odbiorców przemysłowych, niezbędne jest pilne roz-

## RYS. 4

Notowania cen energii elektrycznej w kontraktach terminowych na lata 2023, 2024, 2025 na TGE w roku 2022



poczęcie prac nad dostosowaniem krajowych regulacji do zgodności z wytycznymi KE.

Dalsze korzystanie, od 1 stycznia 2024 r., z redukcji kosztów:

- obowiązkowego zakupu i umorzenia certyfikatów OZE,
- opłaty OZE,
- opłaty CHP,

może mieć miejsce na zasadach określonych w sekcji 4.11 CEEAG „Pomoc w postaci obniżek opłat za energię elektryczną dla odbiorców energochłonnych”. Oznacza to konieczność przeprowadzenia skomplikowanego procesu legislacyjnego i nowelizacji co najmniej dwóch ustaw (Ust. o OZE i Ust. o wsparciu CHP).

**WCIAŻ BEZ REKOMPENSAT**

Niestety, po raz kolejny w wykazie sektorów uprawnionych do uzyskiwania rekompensat Komisja nie uwzględniła m.in sektora cementowego



Najważniejsze zmiany i możliwości, które zapewniają zmienione „Wytyczne ...”, to:

- warunkowość, od spełnienia której będzie zależała możliwość stosowania redukcji (warunki identyczne jak dla systemu rekompensat pośrednich kosztów emisji),
- możliwość zwiększenia poziomu redukcji, w stosunku do aktualnie obowiązującego, poprzez ograniczenie sumarycznych kosztów ponoszonych przez firmy energochłonne na finansowanie systemów wsparcia (OZE i CHP), do wysokości 0,5%, bądź 1% wartości dodanej brutto (GVA).

Biorąc pod uwagę powyższe punkty oraz uwzględniając deklaracje złożone przez MKiŚ Komisji Europejskiej (że Polska dostosuje przepisy krajowe do zmienionych Wytycznych do końca tego roku), przeprowadzenie wnioskowanych działań należy traktować jako bardzo pilne.

#### 4. Objęcie uprawnieniem do uzyskiwania rekompensat pośrednich kosztów emisji producentów cementu, szkła, wapna oraz gazów technicznych

Komisja Europejska w swoim komunikacie: „Wytyczne w sprawie niektórych środków pomocy państwa w kontekście systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych po 2021 r.” wprowadziła możliwość wypłacania przez kraje członkowskie pomocy sektorom energochłonnym. Celem tej pomocy jest pokrycie części kosztów emisji pośrednich, zawartych w cenie kupowanej energii elektrycznej. Niestety, po raz kolejny w wykazie sektorów uprawnionych do uzyskiwania rekompensat Komisja nie uwzględniła sektorów: cementowego (NACE 23.51 produkcja cementu), większości przemysłu szklarskiego (NACE 23.11, 23.12, 23.13, 23.14 i 23.19), sektora wapienniczego (NACE 23.52 produkcja wapna i gipsu) oraz sektora gazów technicznych (NACE 20.11). Wobec

tego Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii postuluje, by Rząd RP podjął zdecydowane działania mające na celu wprowadzenie powyższych sektorów i rodzajów działalności na listę uprawnionych do rekompensat, określoną w załączniku nr I do w/w wytycznych pt. „Sektory, które uznaje się za narażone na rzeczywiste ryzyko ucieczki emisji z powodu kosztów emisji pośrednich”.

### 5. Zwiększenie efektywności źródeł wytórczych uczestniczących w procesie bilansowania Krajowego Systemu Energetycznego (KSE)

W 2023 r. o losie wielu zakładów produkcyjnych zdecydować poziom kosztów energii elektrycznej, w tym kosztów systemowych. Dlatego szczególnie w bieżącym roku przemysł oczekuje bieżącej optymalizacji kosztów funkcjonowania KSE.

Skutecznie ograniczać je może wydłużanie czasu pracy źródeł o niskich zmiennych kosztach produkcji

(paliwo i uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>) oraz przesuwanie do rezerwy źródeł niezbędnych jedynie do okresowego pokrywania zapotrzebowania na moc, o niskiej sprawności, wysokiej emisyjności. A więc o wysokich, wynikających z ich wieku i stanu technicznego, zmiennych kosztach produkcji.

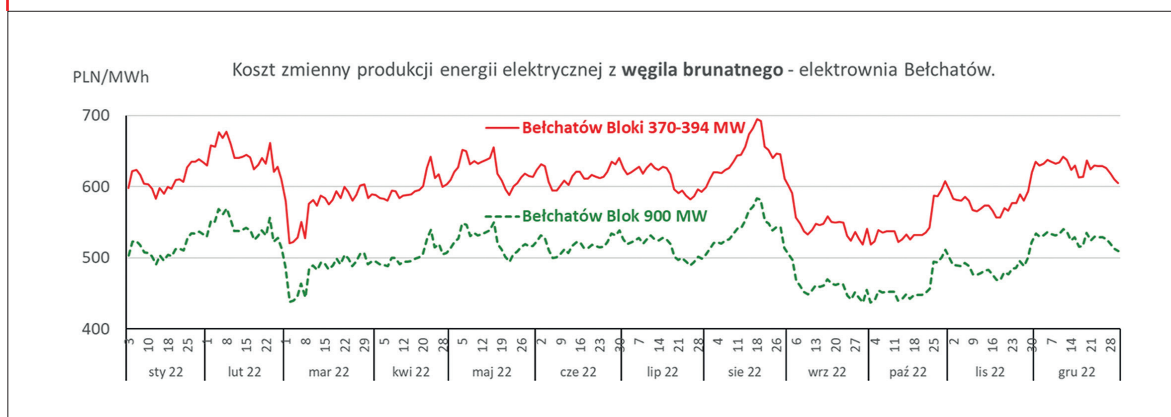
Wykres na rys. 5 pokazuje różnicę jednostkowych zmiennych kosztów produkcji energii elektrycznej bloków na węgiel brunatny w elektrowni Bełchatów, w 2022 r. Różnica ta pomiędzy blokiem 900 MW a starszymi, mocno wysłużonymi jednostkami o mocach 370 do 394 MW, wynosiła około 100 PLN/MWh.

Podobną sytuację obserwujemy w elektrowni Jaworzno, gdzie różnica zmiennych kosztów produkcji w bloku 910 MW i blokach starszych wahała się w 2022 r. od 140 do 180 PLN/MWh.

Generalnie duże, efektywne bloki węglowe produkują energię elektryczną znacznie taniej, emitując przy tym mniej, bardzo kosztownego ostatnio, CO<sub>2</sub>.

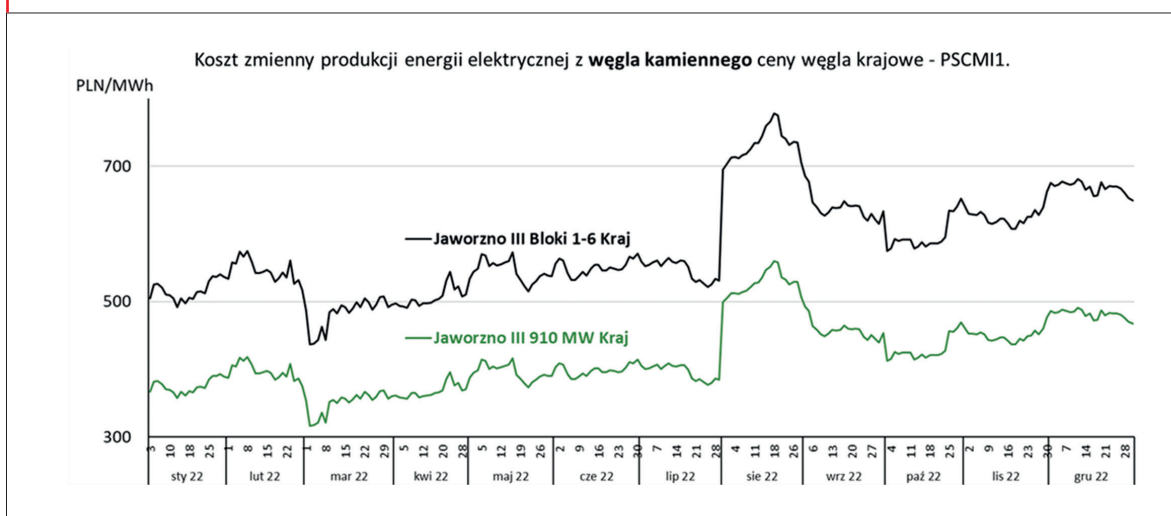
RYS. 5

Zmienne koszty produkcji energii elektrycznej z węgla brunatnego w 2022 r., wpływ sprawności bloków



RYS. 6

Zmienne koszty produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego, wpływ sprawności bloków



**TANIEJ I EFEKTYWNIJ**

Duże, efektywne bloki węglowe produkują energię elektryczną znacznie taniej, emitując przy tym mniej, bardzo kosztownego ostatnio, CO<sub>2</sub>



Trudno zatem zrozumieć, dlaczego najnowocześniejszy nie tylko w Polsce, ale i w Europie blok węglowy na parametry nadkrytyczne o mocy 910 MW, oddany do użytku w połowie 2020 r. w elektrowni Jaworzno, praktycznie nie funkcjonuje, podczas gdy – z uwagi na projektowaną efektywność – powinien pracować pełną parą. Trudno również w tej sytuacji nie zadać pytania, jaki jest akceptowalny poziom niekompetencji i marnotrawstwa środków publicznych w energetyce,

po przekroczeniu którego decydencki zwalniani są z odpowiedzialności politycznej.

**6. Wykorzystanie instalacji przemysłowych zdolnych do elastycznego reagowania na potrzeby KSE w celu poprawy bezpieczeństwa energetycznego i optymalizacji kosztów jego funkcjonowania**

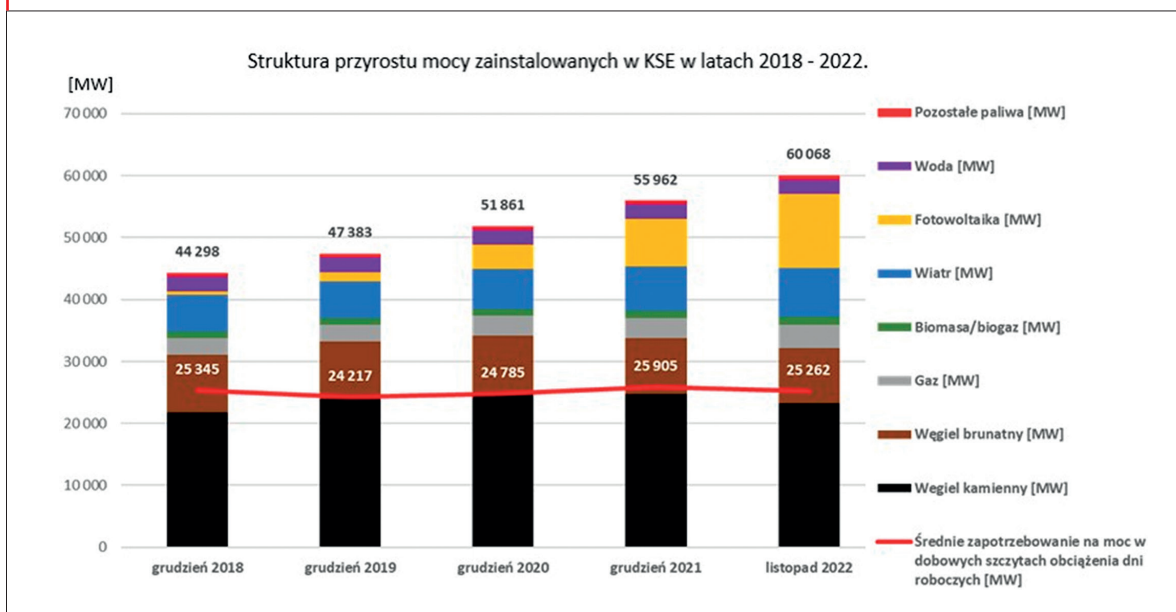
W interesie polskiej gospodarki leży dalszy rozwój funkcjonujących obecnie usług bazujących na sterowalnych odbiorach zakładów przemysłowych oraz wprowadzenie dodatkowych mechanizmów, w których elastycznie pracujące instalacje przemysłowe będą mogły wykorzystać w pełni swój potencjał, przynosząc korzyści zarówno operatorom systemów energetycznych, jak i wszystkim odbiorcom końcowym.

Zapotrzebowanie na zasoby interwencyjnych rezerw mocy i elastyczności poboru w KSE nieustannie rośnie. Przeprowadzenie transformacji energetycznej polskiej gospodarki oznacza nie tylko odejście od paliw kopalnych, ale także zwiększenie zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców końcowych w KSE, wynikającą z konieczności przeprowadzenia elektryfikacji procesów wytwarzania ciepła i transportu, ale przede wszystkim przemysłowych procesów technologicznych.

W ciągu ostatnich kilku lat nastąpiło zwiększenie mocy wytwórczych zainstalowanych w KSE o ponad 36%, głównie za sprawą pogodozależnych źródeł OZE. Obecnie ich sumaryczna moc to 19 789 MW. Coraz większym problemem dla stabilności KSE staje się nadwyżka produkcji energii odnawialnej ponad możliwości jej wykorzystania. O potrzebie rozwoju technologii ma-

**RYS. 7**

Przyrost mocy zainstalowanych w KSE



gazownianą energii elektrycznej na skalę systemową na razie tylko się mówi, a bieżąca praktyka zmusza PSE S.A. do okresowego wydawania poleceń zmniejszenia generacji źródeł pogodozależnych, głównie wiatrowych. Przyczyną wprowadzanych ograniczeń jest tu nie tylko brak możliwości magazynowania energii na potrzebną skalę, ale również nieprzystosowanie sieci elektroenergetycznych do trybu pracy narzuconego rozwojem OZE. Skutkuje to brakiem zdolności do transportowania nadmiaru energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych do odbiorców. Wprowadzane ograniczania, jakkolwiek konieczne z systemowego punktu widzenia, oznaczają marnowanie taniej zielonej energii oraz konieczność spalania dodatkowych ilości paliw kopalnych.

Istnieje zatem potrzeba bieżącego koordynowania wzrostu mocy pogodozależnych źródeł OZE przyłączonych do sieci KSE z rozbudową sieci elektroenergetycznych i zwiększaniem możliwości odbioru energii elektrycznej wyprodukowanej w tych źródłach.

Produkcja energii z pogodozależnych źródeł energii elektrycznej, przyłączonych do sieci KSE, z roku na rok rośnie coraz szybciej. W 2020 r. wyniosła ona 19 TWh, rok później było to już 21,8 TWh, zaś w 2022 r. – 30,4 TWh, co stanowiło ponad 17% zużycia krajowego.

Moc zainstalowana farm wiatrowych w 2020 r. osiągnęła poziom 6,6 GW, a na początku 2023 r. było to już 9,18 GW. Jeszcze większy przyrost mocy zauważamy w fotowoltaice: w 2020 r. – ledwie 1,18 GW, zaś 30 listopada 2022 r. – już 11,85 GW, z czego 80% stanowiły mikroinstalacje prosumenckie.

Maksymalny poziom dziennej generacji OZE odnotowano w Polsce 4 kwietnia 2022 r., gdy słońce i wiatr wyprodukowały 174 GWh energii elektrycznej, pokrywając niemal 34% krajowego zapotrzebowania na energię w tym dniu. Na podstawie informacji na temat wydanych warunków przyłączenia oraz wyników aukcji OZE szacujemy, że do 2030 przybędzie w Polsce 7,6 GW mocy w wiatrakach na lądzie i aż 14,3 GW w fotowoltaice. Równoległe postępuje budowa morskiej energetyki wiatrowej, która do roku 2030 zwiększy moce źródeł pogodozależnych, przyłączonych do KSE, o kolejne 8,4 GW. Łącznie do 2030 r. moce tych instalacji mogą osiągnąć: 14,9 GW dla wiatru na lądzie, 8,4 GW dla wiatru na morzu i 22,1 GW dla fotowoltaiki. Ponadto procedowane aktualnie zmiany w Ustawie o lokowaniu elektrowni wiatrowych odblokują możliwość realizacji inwestycji w tej technologii, zwiększając moce w elektrowniach wiatrowych na lądzie o kolejne 7 GW.

Tak więc w 2030 r. moc zainstalowana pogodozależnych źródeł OZE przyłączonych do sieci KSE może wynieść 50 GW.

Powyższe dane wskazują na to, że już niedługo wysoka, sięgająca okresowo 100% nadwyżka podaży energii produkowanej w źródłach pogodozależnych nad zapotrzebowaniem odbiorców końcowych, skutkować będzie koniecznością okresowego wyłączenia

znacznej części instalacji OZE i wypłaty odszkodowań za energię nieodebraną. Ostatecznie spowoduje to znaczący wzrost kosztów energii dla przemysłu.

Rozwiązywanie sygnalizowanych powyżej problemów wymaga realizacji kosztownych inwestycji w regulacyjne źródła wytwórcze oraz sieci przesyłowe i dystrybucyjne, ale znaczącej części owych inwestycji można uniknąć:

1. wykorzystując w pełni potencjał sterowalnych instalacji technologicznych pracujących obecnie w zakładach przemysłowych,
2. zwiększając ten potencjał poprzez rozbudowę mocy produkcyjnych i istniejących powierzchni magazynowych.

#### Ad. 1.

Rozwój usług DSR jest szczególnie istotny ze względu na strukturę produkcji energii elektrycznej w polskim KSE, gdzie obecnie wciąż większość stanowią mało elastyczne i w dużej części mocno wyeksploatowane elektrownie węglowe, a w niedalekiej przyszłości dominować będą pogodozależne źródła OZE. Przemysłowi odbiorcy energii od kilku lat coraz liczniej i skuteczniej uczestniczą w mechanizmach DSR na Rynku Mocy. W trakcie ogłoszonych 23 września pierwszych okresów zagrożenia, zapotrzebowanie na energię elektryczną w godzinach redukcji, dzięki usługom DSR, zostało zredukowane o blisko 1000 MW w stosunku do prognoz PSE S.A. Dla zobrazowania sytuacji – wielkość ta odpowiada mocy największych pracujących w Polsce bloków energetycznych w elektrowniach systemowych.

Wciąż jednak istnieje wiele barier, które utrudniają lub uniemożliwiają odbiorcom przemysłowym efektywne uczestnictwo w usługach bazujących na redukcji zapotrzebowania. Nie zostały wdrożone postanowienia Dyrektywy 944/2019, które miały umożliwić odbiorcom dostęp (samodzielny lub przez agregatorów) do rynków: energii, bilansującego, usług systemowych oraz do udziału tymi samymi zasobami co w Rynku Mocy, w usłudze: Interwencyjna Redukcja Poboru (IRP). Obecnie program ten, mogący dostarczać znacznie szybsze rezerwy niż Rynek Mocy, jest prawie nieaktywny.

Szereg barier rozwoju usług DSR w ramach Rynku Mocy przedstawiono szczegółowo w pkt. 7.

#### Ad. 2.

Uzasadnieniem dla powstania koncepcji magazynowania energii elektrycznej w produkcie jest pilna potrzeba zwiększenia zdolności regulacyjnych w KSE. Wynikające z tego niezaprzeczalne korzyści, to:

- zwiększenie bezpieczeństwa pracy KSE przy jednoczesnym zmniejszeniu kosztów jego funkcjonowania,
- złagodzenie, lub – przy znacznej skali zaintereso-

sowania świadczeniem takiej usługi – wyeliminowanie problemu zagospodarowania okresowo występującego nadmiaru energii elektrycznej produkowanej w źródłach odnawialnych,

- poprawa konkurencyjności zakładów przemysłowych świadczących tę usługę poprzez stworzenie im możliwości wykorzystywania taniej energii odnawialnej,
- ograniczenie ilości paliw zużywanych do produkcji energii elektrycznej poprzez pełne wykorzystanie potencjału produkcyjnego pogodozależnych źródeł energii odnawialnej.

Zwiększenie mocy produkcyjnych instalacji technologicznych pozwoli na swobodne kształtowanie struktury zużycia energii elektrycznej odbiorców przemysłowych, przy utrzymaniu wymaganej kontraktami wielkości produkcji realizowanej w godzinach i ilości dostosowanej do potrzeb KSE. Magazyn produktowy pozwoli gromadzić energię w postaci gotowego produktu nawet w okresach kilkudniowych, by w dogodnym momencie zwrócić ją, ograniczając pobór energii.

Krajowy System Elektroenergetyczny charakteryzuje się dużą zmiennością zapotrzebowania na moc:

- dzienną – szczyty poranne i wieczorne oraz niskie zapotrzebowanie nocne,
- tygodniową – wyższe zużycie w dni robocze oraz niższe w weekendy i święta, gdy część zakładów pracy nie zużywa energii elektrycznej,
- sezonową – wyższą w okresie zimowym (większe ogrzewanie i oświetlenie budynków) oraz niższe w okresie letnim.

Wykorzystanie możliwości magazynowania energii elektrycznej w produktach przemysłu może posłużyć do stabilizowania krzywej zużycia energii elektrycznej w KSE.

Obecnie bilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną z jej generacją, w polskim systemie elektroenergetycznym wymaga utrzymywania rezerw mocy opierających się głównie na jednostkach wytwórczych węglowych i gazowych. Charakteryzują się one wysokimi kosztami budowy i utrzymania oraz często niewystarczającą w stosunku do potrzeb elastycznością. Dodatkowo są przyczyną emisji do atmosfery całego szeregu szkodliwych substancji, m.in. CO<sub>2</sub>.

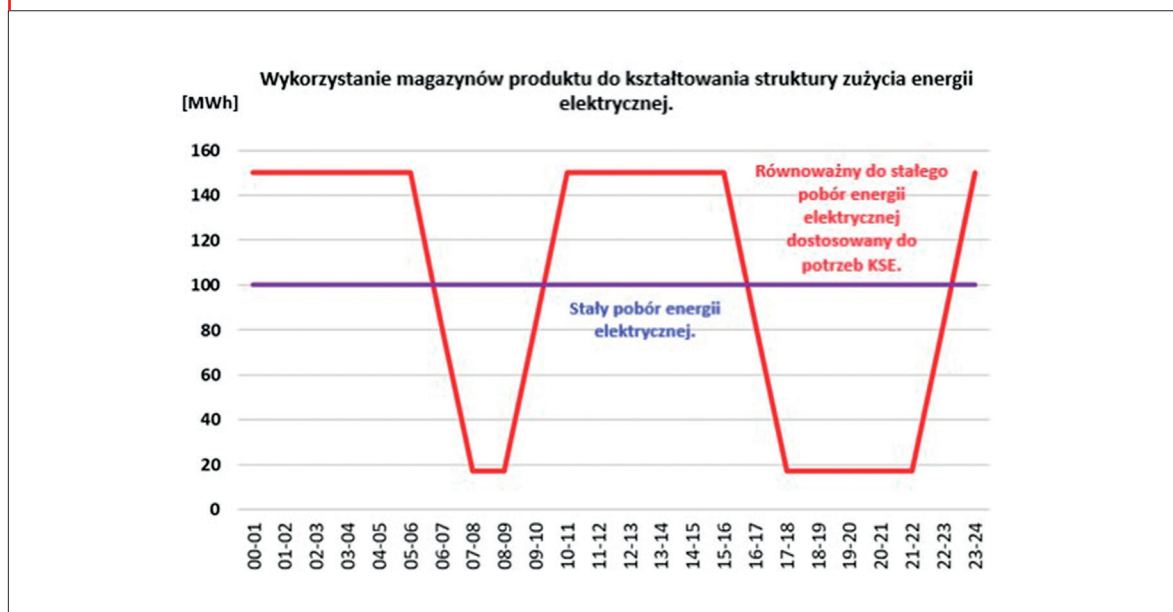
Alternatywnym sposobem bilansowania KSE mogą być różne technologie magazynowania energii:

- elektroenergetyczne, w formie kontenerowej, których moce i pojemności są jednak daleko niewystarczające w stosunku do potrzeb, dla których sprawność przemiany wynosi ok. 95%,
- wodorowe – dziś cechują je wysokie koszty produkcji i niska sprawność przemiany; efektywność całkowita procesu wytwarzania i spalania wodoru wynosi od 20% do 40%,
- produktowe – najbardziej efektywny energetycznie i ekonomicznie sposób magazynowania energii.

Koncepcja produktowego magazynu energii opiera się na przewymiarowaniu zdolności produkcyjnych instalacji technologicznej tak, by w sytuacjach, gdy wymagają tego potrzeby KSE, móc produkować więcej wyrobów niż wynika to ze zobowiązań kontraktowych. Dzięki dysponowaniu rezerwami magazynowymi

RYS. 8

Wykorzystanie produktowego magazynu energii elektrycznej





produktów końcowych można ograniczać lub wręcz zatrzymywać procesy wytwórcze wykorzystywane do potrzeb KSE. Zastosowanie produktowego magazynu energii pozwala również zmniejszyć zużycie energii elektrycznej na jednostkę produktu. Jednocześnie magazyny takie gwarantują utrzymanie zdolności do bilansowania KSE w dowolnej perspektywie czasowej.

Dla funkcjonowania produktowego magazynu energii elektrycznej niezbędne jest:

- zwiększenie zdolności produkcyjnych instalacji technologicznych,
- dobudowanie nowych lub zwiększenie istniejących powierzchni magazynowych.

Magazynowanie energii elektrycznej w produkcji nie wymaga stosowania procesów przemiany, nie potrzeba również zmieniać właściwości fizykochemicznych produktów. Nie ma więc żadnych strat, a proces magazynowania odbywa się ze 100% sprawnością. Dzięki temu można uzyskiwać ten sam wolumen wyrobów, często przy niższym zużyciu energii elektrycznej, przy dużo niższym koszcie, ze sprawnością wynoszącą 100%.

### POSTULATY IZBY ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ I ODBIORCÓW ENERGII

- Uruchomienie usługi elastycznego reagowania przemysłowych instalacji produkcyjnych na zmienne dobowe zapotrzebowanie na energię elektryczną występujące w KSE. Nastąpiłoby to poprzez zmiany ilości zużywanej energii elektrycznej nie tylko w zakresie redukcji jej zużycia, ale również przez jego zwiększanie.
- Stworzenie, w oparciu o wprowadzoną przez PSE S.A. usługę, możliwości zagospodarowania występujących okresowo nadwyżek taniej energii odnawialnej, poprzez zwiększanie wielkości produkcji przemysłowej, a więc i ilości zużywanej przez instalacje technologiczne energii elektrycznej.
- Szybkie wdrożenie dyrektywy EU 944/2019 w zakresie umożliwienia odbiorcom i agregatorom równoprawnego (i bez sztucznych barier) dostępu do rynku energii, Rynku Bilansującego i usług systemowych.
- Umożliwienie udziału w programie Interwencyjnej Redukcji Poboru przez uczestników Rynku Mocy oraz aktywacja tego programu przed aktywacją Rynku Mocy jako narzędzia skutecznego zapobiegania powstawaniu rozległych awarii.

### 7. Poprawa warunków funkcjonowania DSR na Rynku Mocy

Wprowadzony w 2017 r. mechanizm mocowy zaktywizował dostawców usług DSR agregujących odbiorców energii elektrycznej, w tym odbiorców przemysłowych, niemniej pierwsze lata dostaw pokazały

istotne bariery wykorzystania pełnego potencjału jednostek redukcji zapotrzebowania.

Obecnie obowiązujące regulacje w obszarze Rynku Mocy nie pozwalają na zmianę składu jednostek fizycznych wchodzących w skład Jednostki Rynku Mocy (JRM), nawet w przypadku długiego przestoju, permanentnego obniżenia zdolności do redukcji lub upadłości przedsiębiorstwa. Kwestia ta nabiera jeszcze większego znaczenia biorąc pod uwagę aktualnie obserwowaną sytuację funkcjonowania przedsiębiorstw, które w trudnych warunkach rynkowych podejmują decyzję o zmniejszeniu produkcji lub też całkowicie ją wstrzymują. Taka sytuacja, przy obecnych przepisach, stwarza ryzyko obniżenia zdolności do wykonania obowiązku mocowego przez JRM Redukcji Zapotrzebowania (JRM RZ), lub nawet uniemożliwienia jego wykonania, a tym samym wsparcia bezpieczeństwa energetycznego KSE.

W przypadku JRM RZ nie ma możliwości dokonania demonstracji zdolności wykonania obowiązku mocowego poprzez wskazanie OSP określonej liczby godzin w każdym kwartale, w których jednostka dokonała redukcji. Tym samym, w przypadku negatywnego wyniku testowego okresu przywołania (TOP) i braku możliwości wezwania danej JRM RZ do ponownego TOP w danym kwartale, dostawca mocy zobowiązany jest do zwrotu wynagrodzenia za cały kwartał w związku z brakiem wykazania demonstracji. Sytuacja ta powoduje, że udział odbiorców w Rynku Mocy jest obciążony bardzo dużym ryzykiem utraty wynagrodzenia, co ma bezpośredni wpływ na zmniejszenie liczby potencjalnych, nowych uczestników mechanizmu. Jednocześnie warto podkreślić, że na potrzeby demonstracji zdolności wykonania obowiązku mocowego jednostki wytwórcze mają pełną dowolność wskazywania godzin w kwartale, w których dostarczały moc do systemu.

Aktualnie, w przypadku zastąpienia jednostki planowanej redukcji zapotrzebowania, suma mocy osiągalnej jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania musi być równa wartości mocy wskazanej we wniosku o certyfikację, co w praktyce oznacza, że moc osiągalna redukcji zapotrzebowania poszczególnych jednostek fizycznych może być zaniżona celem osiągnięcia wymaganego poziomu sumarycznej mocy redukcji.

W związku z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, od 1 lipca 2025 r. jednostki wytwórcze o emisyjności 550 g CO<sub>2</sub>/kWh energii elektrycznej nie mogą posiadać obowiązku mocowego ani otrzymywać płatności z Rynku Mocy. Takie rozwiązanie powoduje znaczne ograniczenie udziału DSR w rynku. Niezastosowanie mechanizmu umożliwiającego udział w Rynku Mocy dla jednostek wytwórczych spełniających wolumen emisji CO<sub>2</sub>, tj. emisyjność poniżej 350 kg CO<sub>2</sub> średnio

**PRZYSPIESZENIE WYPŁAT**

W aktualnej, trudnej sytuacji gospodarczej i rynkowej, znaczącym wsparciem dla energochłonnych branż polskiego przemysłu byłoby przyspieszenie wypłaty środków z funduszu rekompensat pośrednich kosztów emisji



w skali roku na kW mocy zainstalowanej, spowoduje obniżenie potencjału DSR o ok. 35%. Znaczna większość źródeł wytwórczych wchodzących w skład jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania z generacją wewnętrzną, wykorzystywana jest jedynie incydentalnie, a ich rola – wyłącznie rezerwowa.

Dodatkowo nie jest możliwe wydzielenie z jednostki Rynku Mocy obiektów, które posiadają źródła emisyjne lub OZE nieuprawnione do otrzymywania wynagrodzenia z Rynku Mocy.

Mając na uwadze powyższe, proponujemy wprowadzenie przepisów, które jeszcze bardziej usprawnią funkcjonowanie DSR na Rynku Mocy, tj.:

- dodanie zapisów umożliwiających usunięcie lub dodanie odbiorcy końcowego składającego się na JRM RZ;
- dodanie zapisów umożliwiających, w ramach demonstracji, wskazanie OSP godziny w danym kwartale, w której JRM RZ ograniczyła moc do wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocy tej jednostki w odpowiednim kwartale dostaw;
- zmianę zapisów w zakresie zastąpienia wskazując, że suma mocy osiągalnej redukcji zapotrzebowania musi być nie mniejsza niż moc wskazana na etapie certyfikacji do aukcji;
- zastosowanie mechanizmu spełnienia wolumenu emisji dla JRM RZ, w skład których wchodzi jednostka fizyczna redukcji zapotrzebowania z generacją wewnętrzną;
- możliwość wydzielenia, poprzez niezbędne opomiarowanie, z obszaru JRM jednostek wytwórczych:

czych: przekraczających limity emisji lub uprawnionych do uzyskiwania świadectw pochodzenia.

### **8. Przyspieszenie wypłat z funduszu rekompensat kosztów pośrednich emisji w roku 2023 za rok 2022**

W aktualnej, trudnej sytuacji gospodarczej i rynkowej, znaczącym wsparciem dla energochłonnych branż polskiego przemysłu byłoby przyspieszenie wypłaty środków z funduszu rekompensat pośrednich kosztów emisji (maksymalne możliwe skrócenie postępowań administracyjnych). Wnioskowane przyspieszenie nie niesie za sobą dodatkowych utrudnień, z uwagi na utrwaloną już praktykę weryfikacji składanych wniosków. Z kolei z uwagi na olbrzymie doświadczenie i obserwowaną w poprzednich latach sprawność w działaniu administracji rządowej wydaje się uzasadnione, by przyspieszenie wypłaty rekompensat w 2023 r. miało – podobnie jak w roku 2020 – nieformalny charakter.

### **9. Złagodzenie wymogów sprawozdawczości, spoczywających na odbiorcach przemysłowych będących jednocześnie spółkami obrotu, w związku z funkcjonowaniem mechanizmu odprowadzania środków na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny**

Z dniem 1 marca 2023 r. weszły w życie przepisy nowelizujące Ustawę z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (ustawa cenowa) w zakresie dotyczącym zasad przekazywania odpisów na Fundusz do Zarządcy Rozliczeń S.A. przez niektórych odbiorców przemysłowych. Wprowadzone zmiany opierają się na propozycji legislacyjnej wypracowanej w ramach konsultacji Ministerstwa Klimatu i Środowiska z Izbą Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii oraz Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, jednak nowelizacja ta nie uwzględniła wszystkich proponowanych przez przedstawicieli polskiego przemysłu rozwiązań. Ustawodawca przyjął kluczowy postulat branż energochłonnych dotyczący złagodzenia negatywnych skutków ustawy cenowej poprzez częściowe ograniczenie wysokości odpisów wnoszonych do Zarządcy Rozliczeń. Na mocy przyjętych przepisów podmioty, które zostały wpisane na listę odbiorców przemysłowych prowadzoną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, będą mogły ograniczyć wysokość odpisów wnoszonych do Zarządcy Rozliczeń S.A. poprzez pomniejszenie wolumenu energii elektrycznej sprzedanej w danej dekadzie o 30% wolumenu energii elektrycznej zakupionej przez te podmioty w tym dziesięcioleciu. Brak odpisu za dany miesiąc rozliczeniowy nie zwalnia odbiorców przemysłowych z obowiązku składania w terminie do 20. dnia każdego

miesiąca sprawozdania potwierdzającego wysokość odpisu na Fundusz za poprzedni miesiąc. W takim sprawozdaniu, zgodnie ze znowelizowanymi przepisami, odbiorcy przemysłowi zobowiązani są do wskazania (oprócz wolumenu sprzedanej przez siebie energii elektrycznej) wolumenu zakupionej energii elektrycznej w poszczególnych dekadach miesiąca rozliczeniowego. Wspomniana redukcja ustalania wysokości odpisu nie dotyczy energii elektrycznej wytworzonej i sprzedanej przez odbiorcę przemysłowego w zakresie, jakim jest on wytwórcą energii elektrycznej.

Niezależnie od powyższego, zgodnie ze znowelizowanymi przepisami, przy obliczaniu średniej ważonej wolumenem ceny rynkowej sprzedanej energii elektrycznej w ramach odpisu na Fundusz, należy uwzględnić wszystkie dodatkowe rozliczenia pieniężne wynikające z zapisów zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej lub innych umów, w których dodatkowe rozliczenia pieniężne zależą od ilości lub wartości sprzedanej energii elektrycznej. Powyższy obowiązek dotyczy również odbiorców przemysłowych, niezależnie od tego, czy odprowadzanie środków za dany okres rozliczeniowy ich obejmuje, czy też nie. Wiąże się to z olbrzymim nakładem niepotrzebnej pracy, dlatego IEPiOE proponuje zmianę obowiązującej w tym zakresie regulacji w taki sposób, by:

- przedsiębiorstwo przemysłowe nie miało obowiązku składania sprawozdania, o którym mowa w art. 25 Ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku za miesiąc, dla którego suma należnych odpisów oraz suma wymagalnych odpisów wyniosła zero, pod warunkiem, że złoży do Zarządcy Rozliczeń oświadczenie o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam jako podmiot, o którym mowa w art. 21 ust. 2 ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 r., że suma należnych odpisów oraz suma wymagalnych odpisów, obliczona zgodnie z przepisami wyżej wymienionej ustawy, wyniosła za dany miesiąc zero złotych”.

- Powyższe oświadczenie przekazuje się do Zarządcy Rozliczeń w formie elektronicznej, w terminie do 20. dnia każdego miesiąca następującego po miesiącu, którego dotyczy.

#### 10. Dostosowanie kryteriów ulgi w opłacie jakościowej do aktualnych parametrów charakteryzujących firmy z energochłonnych branż polskiego przemysłu

Stawka jakościowa w opłatach przesyłowych i dystrybucyjnych pokrywa koszty usług służących likwidacji ograniczeń systemowych oraz utrzymaniu parametrów energii elektrycznej w KSE. W trakcie dyskusji nad koncepcją Rynku Mocy przed jego wprowadzeniem, przedstawiciele Ministerstwa Energii, Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. oraz wytwórców (energii) wspólnie deklarowali, że faktyczne obciążenia odbiorców końcowych kosztem Rynku Mocy będą dużo niższe, z uwagi na równoczesne (z wprowadzeniem Rynku Mocy) zmniejszenie:

- kosztów przesyłu i dystrybucji, przenoszonych opłatą jakościową, wynikające z likwidacji części regulacyjnych usług systemowych niezbędnych dla bilansowania zasobów Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (rezerw: operacyjnej i zimnej oraz interwencyjnego programu DSR),
- kosztów produkcji energii elektrycznej „czarnej” z uwagi na pokrycie części tych kosztów przychodami z Rynku Mocy.

Tymczasem stawka jakościowa od 2021 roku wzrosła niemalże trzykrotnie – z 9,39 PLN/MWh do 24,02 PLN/MWh w 2022 r., stając się przyczyną kolejnego wzrostu kosztów dostarczania energii elektrycznej ponoszonych przez przedsiębiorstwa energochłonne. Podwyżka ta miała miejsce w czasie historycznie najwyższych cen energii elektrycznej notowanych w ostatniej dekadzie. Formuła poboru opłaty nie była zmieniana przez ostatnie kilkanaście lat, a obecne warunki uprawniające do skorzystania z niższej stawki opłaty jakościowej spełniają jedynie dwa przedsiębiorstwa w skali całego kraju.

Aktualnie, gdy koszty paliw i energii stały się największym problemem polskich zakładów przemysłowych, podnoszenie stawek opłat w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych nie znajduje uzasadnienia. W szczególności dotyczy to grupy największych przemysłowych odbiorców energii elektrycznej, przyłączonych do sieci 110 kV i 220 kV, którzy:

- sumarycznie zużywają w każdej godzinie doby przez 365 dni w roku około 3 250 MW energii elektrycznej, tak więc nie tylko nie generują zmiennego zapotrzebowania w KSE, a wręcz ten system stabilizują,
- propozycja zmniejszenia kosztu opłaty jakościowej dla grupy odbiorców spełniających określone kryteria techniczne i ekonomiczne jest powrotem do starań czynionych przez firmy energochłonne w przeszłości, o wprowadzenie zmian w Rozporządzeniu Taryfowym, które obecnie umożliwiają 10-krotną redukcję tej stawki.
- Niestety obecnie w Polsce żadna firma z tych możliwości nie korzysta.

# ODBLOKOWANIE MOŻLIWOŚCI PRZYŁĄCZANIA OZE (WIATRAKÓW I PV) BEZPOŚREDNIO DO SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH ZAKŁADÓW PRZEMYSŁOWYCH ORAZ TWORZENIE WARUNKÓW DLA BUDOWY ODNAWIALNEJ ENERGETYKI PRZEMYSŁOWEJ

Żywotną potrzebą polskiego przemysłu jest uruchomienie alternatywnej (do dostaw z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego) formy bezpośredniego dostarczania energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł OZE, lokowanych w pobliżu zakładów przemysłowych, realizowanej z wykorzystaniem „linii bezpośredniej” lub w modelu „autoprodukcji”.

## 1. Wprowadzenie dedykowanej regulacji wyłączającej tereny, na których mogą powstawać odnawialne źródła wytwórcze dostarczające energię elektryczną bezpośrednio do zakładów przemysłowych, z szeregu wymogów formalno-prawnych

Wyłączenia te winny dotyczyć:

- ograniczeń wprowadzonych ustawą odległościową,
- przepisów dotyczących zagospodarowania przestrzennego i prawa budowlanego, w szczególności miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego.

Dedykowana regulacja powinna również:

- pozostawić decyzyjność w zakresie lokowania źródeł wytwórczych na terenach przemysłowych i w ich pobliżu w kompetencjach administracji terenowej i rad gmin,
- spowodować skrócenie czasu realizacji procesów inwestycyjnych, w szczególności uzyskiwania decyzji środowiskowych,

- wprowadzić do praktyki życia gospodarczego definicję: linii bezpośredniej, wydzielonej jednostki wytwarzania i wydzielonego odbiorcy.

## 2. Zapisy rządowego projektu Ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw. Wymóg lokalizowania elektrowni wiatrowej wyłącznie na podstawie planu miejscowego

Wpływ obowiązku lokowania elektrowni wiatrowych na czas realizacji inwestycji:

- Ponieważ istniejące miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego (MPZP) musiały być zgodne z obowiązującymi regulacjami prawnymi – nie mogły zawierać postanowień sprzecznych z tzw. Ustawą Odległościową (warunek 10 H), a więc nie przewidują możliwości lokowania elektrowni wiatrowych w odległości mniejszej niż to wynika z warunku 10 H.
- Oznacza to, że samo złagodzenie zapisów Ustawy Odległościowej nie umożliwi rozpoczęcia procesów inwestycyjnych w budowę wiatraków, a pozwoli jedynie na wprowadzenie zmian do MPZP, co trwa nie mniej niż 2 lata.
- Ponadto w przypadku, gdy odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej jest mniejsza niż dziesięciokrotność całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej i wykracza poza granice gminy, w której

### 20 ZIELONA ENERGIA

Żywotną potrzebą polskiego przemysłu jest uruchomienie alternatywnej (do dostaw z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego) formy bezpośredniego dostarczania energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł OZE, lokowanych w pobliżu zakładów przemysłowych



**WIATR KORZYSTNYCH ZMIAN**

Rozwój lądowej energetyki wiatrowej ma znaczenie systemowe, ale również korzystnie wpłynie na utrzymanie i poprawę konkurencyjności polskiego przemysłu oraz ograniczenie tzw. śladu węglowego jego produktów



jest lokalizowana ta elektrownia wiatrowa, plan miejscowy sporządza również gmina pobliska. Tak więc bariera administracyjna pozostaje, a lokowanie wiatraków w odległości 500 m czy może 700 m od mieszkalnictwa, parków narodowych i rezerwatów przyrody będzie możliwe dopiero po wypełnieniu wszystkich obowiązujących obecnie procedur administracyjnych oraz narzuconych przez Generalną Dyрекcję Ochrony Środowiska (GDOŚ).

- Powoduje to, że realnie inwestycje w budowę lądowej energetyki wiatrowej lokowanej w pobliżu (lub bezpośrednio na terenach) zakładów przemysłowych, będzie można rozpocząć nie wcześniej niż za 5 lat.

W tej sytuacji każda inicjatywa skutecznego łagodzenia wymagań administracyjnych i środowiskowych w zakresie lokowania elektrowni wiatrowych oraz zmniejszająca czas na przygotowanie inwestycji poprzez usprawnienie procedury sporządzania planów miejscowych jest cenna. Dotyczy to zwłaszcza propozycji uproszczenia procedury uchwalenia lub zmiany MPZP dla inwestycji OZE. Niezbędne jest również powiązanie zaproponowanych zmian w Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym ze zmianą Ustawy o gospodarce nieruchomościami, polegającej na włączeniu do katalogu przedsięwzięć celu publicznego następujących pozycji:

- wydzielanie gruntów pod instalacje OZE wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w celu wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby bezpośredniego jej dostarczenia do odbiorcy przemysłowego,
- budowa i utrzymywanie ciągów drenażowych, przewodów i urządzeń służących do przesyłania

lub dystrybucji płynów, pary, gazów i energii elektrycznej oraz do bezpośredniego jej dostarczenia do odbiorcy przemysłowego używającego tę energię na potrzeby własne, a także innych obiektów i urządzeń niezbędnych do korzystania z tych przewodów i urządzeń,

- budowa oraz utrzymywanie instalacji OZE wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w celu wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby bezpośredniego jej dostarczenia do odbiorcy przemysłowego.

### 3. Warunki rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie

Rozwój lądowej energetyki wiatrowej ma znaczenie systemowe, ale również korzystnie wpłynie na utrzymanie i poprawę konkurencyjności polskiego przemysłu oraz ograniczenie tzw. śladu węglowego jego produktów.

Aby umożliwić powstawanie lądowych farm wiatrowych niezbędna jest:

- liberalizacja zasady 10 H – pilne przyjęcie nowelizacji ustawy o inwestycjach w elektrownie wiatrowe, w wersji zaakceptowanej przez Radę Ministrów (nr wykazu prac RM - UD207), co wymaga odrzucenia poprawek przyjętych w toku prac połączonych komisji sejmowych: Komisji ds. energii, klimatu i aktywów państwowych oraz Komisji samorządu terytorialnego i polityki regionalnej (zwiększenie minimalnej odległości wiatraków od zabudowań mieszkalnych z 500 m do 700 m),
- objęcie inwestycji w energetykę wiatrową uproszczoną procedurą uchwalania/zmiany MPZP.

### 4. Liberalizacja przepisów w zakresie linii bezpośredniej

**LINIA BEZPOŚREDNIA**

Ostatnia wersja Ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw ds. UC74, datowana na dzień 19 stycznia 2023 r., zawiera zapisy dotyczące tzw. „linii bezpośredniej”



Ostatnia wersja Ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw ds. UC74, datowana na dzień 19 stycznia 2023 r., zawiera zapisy dotyczące „linii bezpośredniej”, będące wynikiem porozumienia Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz Ministerstwa Rozwoju i Technologii przyjętego po uwzględnieniu stanowiska przygotowanego przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) przy akceptacji PSE S.A.

PTPiREE przygotowało w różnych wariantach:

- symulację średniego jednostkowego kosztu energii zużywanej przez przeciętnego odbiorcę przyłączonego do sieci dystrybucyjnej na WN,
- symulację unikniętych opłat zmiennych dla odbiorców zasilanych linią bezpośrednią i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na WN (stawki opłat taryfowych na rok 2023).

Projekt ustawy przewiduje obciążenie wydzielonego odbiorcy (zakładu przemysłowego, do którego ma być dostarczana linią bezpośrednią energia odnawialna) dwoma dodatkowymi opłatami wnoszonymi do przedsiębiorstwa przesyłowego lub dystrybucyjnego, do którego sieci odbiorca korzystający z linii bezpośredniej jest przyłączony. To opłata:

- odpowiadająca udziałowi tego podmiotu w kosztach stałych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej, w części niepokrytej innymi składnikami taryfy, zwana „opłatą solidarnościową”, zależną od ilości energii dostarczanej tą linią bezpośrednią,

- opłata na pokrycie kosztów utrzymywania systemowych standardów jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej.

Nośnikiem obu opłat jest ilość energii dostarczanej linią bezpośrednią.

W części rozliczeniowej przyjęte rozwiązania są sprzeczne z oczekiwaniami odbiorców przemysłowych, jednak z uwagi na korzyści wynikające z różnicy pomiędzy kosztem produkcji energii elektrycznej z OZE dostarczanej linią bezpośrednią a jej rynkową wyceną, można uznać, że w interesie zakładów produkcyjnych jest jak najszybsze wprowadzenie w życie proponowanych zmian w Ustawie Prawo Energetyczne.

Projekt omawianej ustawy wprowadza również zmienione definicje:

- linii bezpośredniej,
- wydzielonej jednostki wytwórczej,
- wydzielonego odbiorcy,
- bezpośredniego dostarczania energii elektrycznej.

W części definicyjnej wprowadzone zapisy są zgodne z oczekiwaniami odbiorców przemysłowych.

## 5. Techniczne bariery przyłączania większych ilości mocy OZE do KSE

Aktualnie techniczne możliwości przyłączania nowych odnawialnych źródeł energii mają jedynie zakłady przemysłowe.

Sumaryczna moc przyłączeniowa określona w złożonych do operatorów sieci wnioskach o wydanie warunków przyłączenia dla źródeł OZE osiągnęła ponad 50 tys. MW, co znacznie przekracza możliwości przyłączeniowe KSE. Już w niedługim czasie może wystąpić 100% nadmiar mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach pogodozależnych nad zapotrzebowaniem odbiorców końcowych. W tej sytuacji rozwój OZE, w szczególności energetyki wiatrowej, winien być skorelowany z:

- rozbudową sieci elektroenergetycznych przesyłowych i dystrybucyjnych,
- wzrostem zdolności regulacyjnych w KSE, w szczególności będących wynikiem przystosowania instalacji technologicznych i powierzchni magazynowych w zakładach przemysłowych do świadczenia usługi magazynowania energii elektrycznej w produkcji.

W przypadku niespełnienia powyższych warunków odbiorcy końcowi będą w przyszłości obciążani dodatkowymi kosztami wynikającymi z opłat z tytułu braku technicznych możliwości odbierania przez operatorów sieci energii produkowanej w źródłach OZE, w okresach jej nadmiaru.





Izba Energetyki Przemysłowej  
i Odbiorców Energii

**Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii**

ul. Żurawia 24 lok. 6

00-515 Warszawa

tel.: 22 875 91 10, 503 074 245

e-mail: kontakt@iep.org.pl

[iep.org.pl](http://iep.org.pl)