



FOEEiG

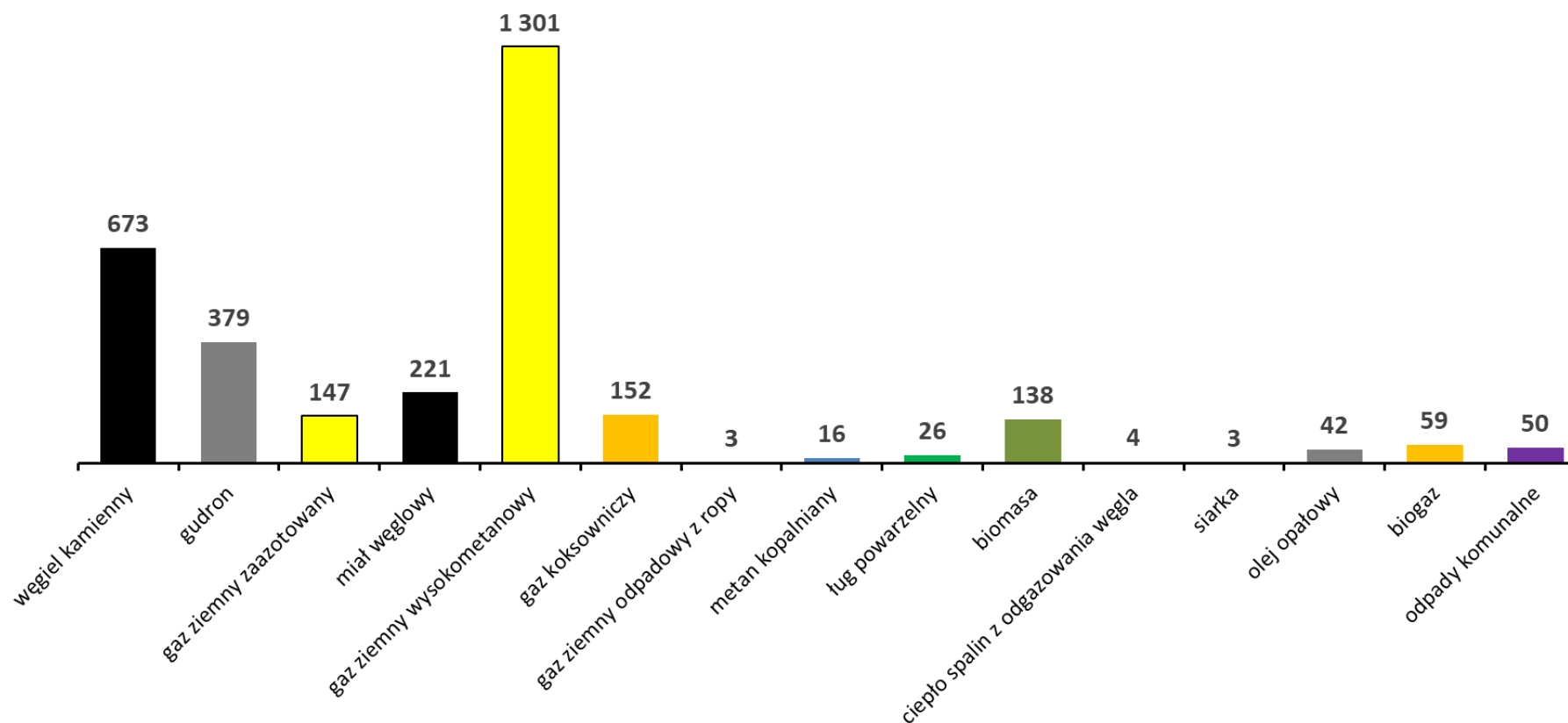
Energetyka przemysłowa



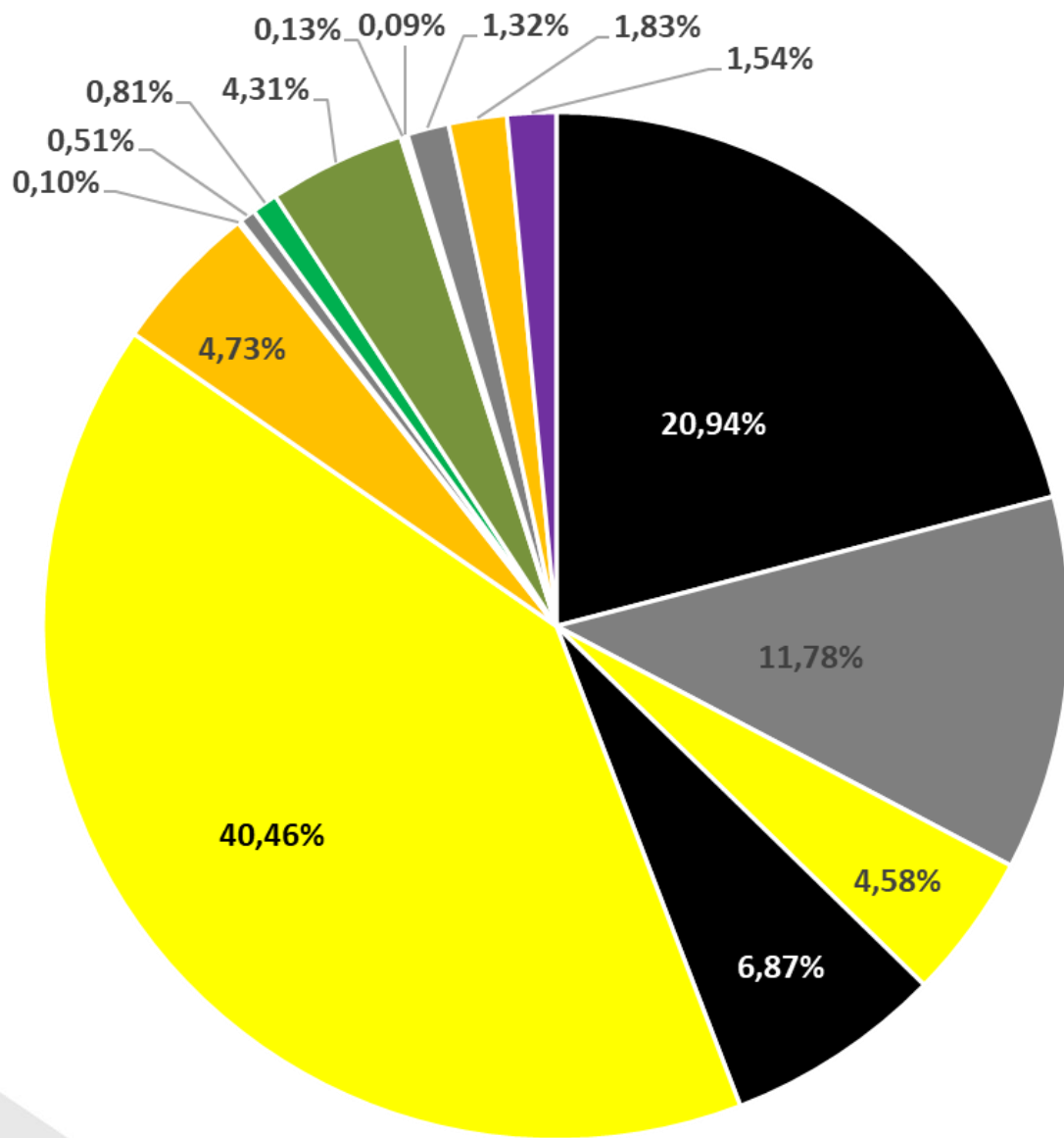
ENERGETYKA PRZEMYSŁOWA – OBECNIE

- potencjał i przykładowe instalacje.
-

EC przemysłowe - moce osiągalne elektryczne netto w 2022 roku z podziałem na paliwa w [MW]



- Moc osiągalna elektryczna istniejących źródeł wytwórczych w energetyce przemysłowej: **3 215 MW**.
- Roczny czas wykorzystania mocy maksymalnej wynosi **4 529 godzin**.
- Wielkość produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowniach przemysłowych w 2022 r.: **14 560 GWh**.
- Sprzedaż nadwyżek wyprodukowanej energii do sieci KSE: **5 000 [GWh]** – 34,3%.
- Zużycie na potrzeby własne: **9 560 [GWh]** – 65,7%.



1) Paliwa gazowe: 50,4%.

- gaz ziemny wysokometanowy: 40,5%,
- gaz koksowniczy: 4,7%,
- gaz ziemny zaazotowany 4,6%,
- metan kopalniany: 0,5%,
- gaz odpadowy z ropy: 0,1%.

2) Paliwa Węglowe: 27,8%.

- węgiel kamienny: 20,9%,
- miat węglowy: 6,9%.

3) Paliwo odpadowe z przerobu ropy: 11,8%.

- gudron: 11,8%.

4) Biopaliwa: 6,9%.

- biomasa: 4,3%,
- biogaz: 1,8%,
- ług powarzelny: 0,8%.

3) Odpady komunalne: 1,5%.

4) Olej opałowy: 1,3%.

5) Ciepło spalin z odgazowania węgla: 0,1%.

6) Siarka: 0,1%.

KGHM Polska Miedź S.A. - bloki gazowo parowe.

Cel inwestycji

- zabezpieczenie energetyczne zakładów na wypadek blackoutu, bloki gwarantują pokrycie całkowitego rocznego zapotrzebowania KGHM na poziomie **22 %**.

Koszt inwestycji: **523 mln zł**.

Paliwo: **gaz ziemny zaazotowany** pochodzący z lokalnego złoża Kościan o ciepłe spalania **$Q=28,3 \text{ GJ/m}^3$**



➤ Elektrociepłownia Głogów:

- moc elektryczna **40 MWe**, moc cieplna w skojarzeniu **39 MWt**, wyposażona w **3 turbozespoły** o mocach znamionowych: **2 x 14,7 MWe** i **1 x 12,3 MWe**, z kotłami odzysknicowymi,
- roczne zdolności produkcyjne energii elektrycznej: **247 GWh**.

➤ Elektrociepłownia Polkowice:

- moc elektryczna **38,9 MWe**, moc cieplna w skojarzeniu **39 MWt**, wyposażona w 3 turbozespoły o mocach znamionowych **2 x 14,7 MWe** (2) i **1 x 12,3 MWe** (1), z kotłami odzysknicowymi,
- roczne zdolności produkcyjne energii elektrycznej: **314 GWh**.

Rocznie KGHM zużywa około **2,5 TWh** energii elektrycznej. Bloki gazowo-parowe są zdolne do pokrycia ponad **22% rocznego zapotrzebowania** zakładu.

Elektrociepłownia Stora Enso Narew Sp. z o.o.

- produkcja energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji.

➤ Stosowane paliwa:

- węgiel kamienny,
- biomasa,
- paliwo alternatywne (*odpady, makulatura*),
- olej opałowy lekki,
- biogaz.

➤ Moc elektryczna brutto **36,1 MWe**, netto **30,1 MWe**,

Moc cieplna osiągalna **164 MWt**, w skojarzeniu **128 MWt**,

➤ Wyposażenie:

- 1 kocioł energetyczny **fluidalny** o wydajności pary **223 Mg/h**,
- 1 turbozespół z turbiną o mocy **36,1 MW**,
- 3 kotły ciepłownicze o mocy **26 MW**,

➤ Dodatkowa korzyść

- zastosowanie kotła fluidalnego umożliwiło energetyczne spalanie odpadów wywożonych wcześniej na składowisko.



Elektrociepłownia Stora Enso Poland S.A.

- produkcja energii elektryczną i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji.

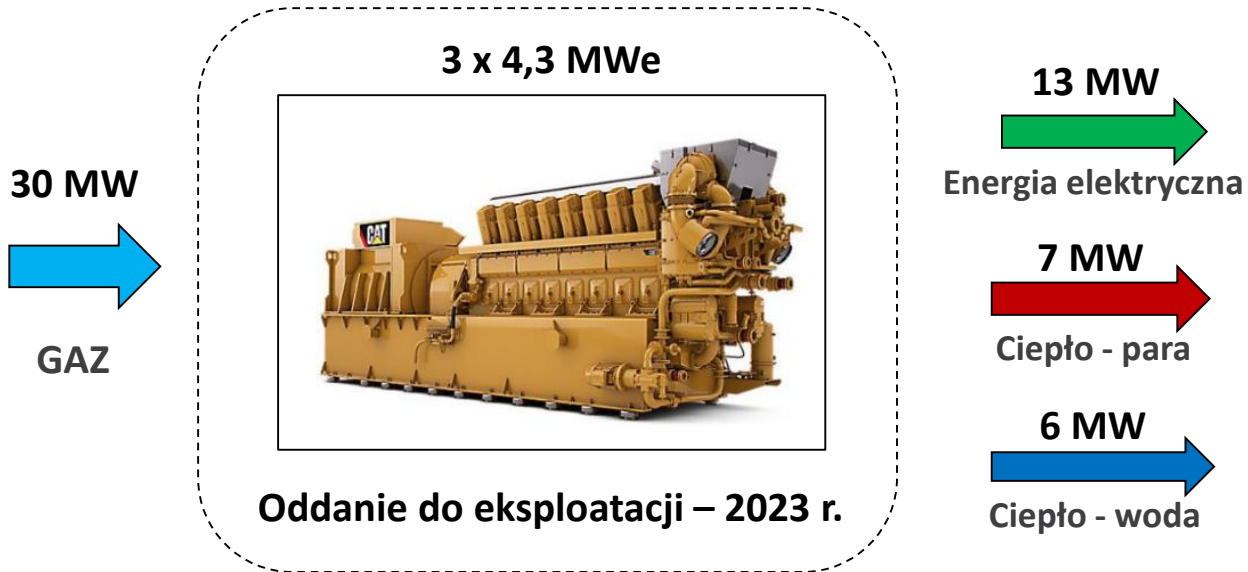
➤ Stosowane paliwo, ług powarzelnny sodowy

➤ Moc elektryczna: brutto **7,0 MWe**, netto **4,5 MWe**

Moc cieplna: osiągalna **62 MWt**, w skojarzeniu **46 MWt**,

➤ Wyposażenie:

- **1 kocioł** energetyczny o wydajności pary **70 Mg/h**,
- **1 turbozespół** z turbiną o mocy **7,0 MW**.



PARAMETRY

- roczna produkcja energii elektrycznej **100 [GWh]**.
- roczna produkcja ciepła **100 [GWh]**.
- sprawność wykorzystania paliwa > 80%,
- współczynnik emisyjności poniżej **250 kg CO₂/MWh**.
- **redukcja emisji CO₂ o 100 tys. ton/rok**.
- wzrost bezpieczeństwa zakładu – **praca wyspowa**.
- **CAPEX – 70 MPLN**.

UZYSKANE EFEKTY

- poprawa efektywności energetycznej,
- poprawa bezpieczeństwa energetycznego zakładu,
- zmniejszenie kosztów produkcji cynku, poprawa konkurencyjności,
- zmniejszenie śladu węglowego, ograniczenie emisji CO₂.

UWARUNKOWANIA DLA BUDOWY OZE PRZYŁĄCZANYCH BEZPOŚREDNIO DO SIECI ZAKŁADÓW PRZEMYSŁOWYCH

- niskoemisyjna transformacja energetyczna i technologiczna,
- alternatywna w stosunku do KSE, forma dostarczania energii elektrycznej dla przemysłu.

Polski przemysł **musi możliwie szybko** przeprowadzić procesy niskoemisyjnej transformacji technologicznej i energetycznej by:

- 1) umożliwić **zbyt swoich produktów** poprzez zmniejszenie ich „śladu węglowego” i nadanie im cech ekologicznych,
- 2) spełnić wymogi regulacji UE warunkujących korzystanie z systemów redukcji kosztów polityki klimatycznej i energetycznej wykazaniem się działaniami mającymi na celu ograniczenie emisji CO₂,
- 3) utrzymać **koszty energii** (*elektrycznej, ciepła, paliw*), a więc i koszty produkcji, na poziomie umożliwiającym zachowanie konkurencyjności na rynkach europejskim i globalnym.

Niskoemisyjna transformacja technologiczna

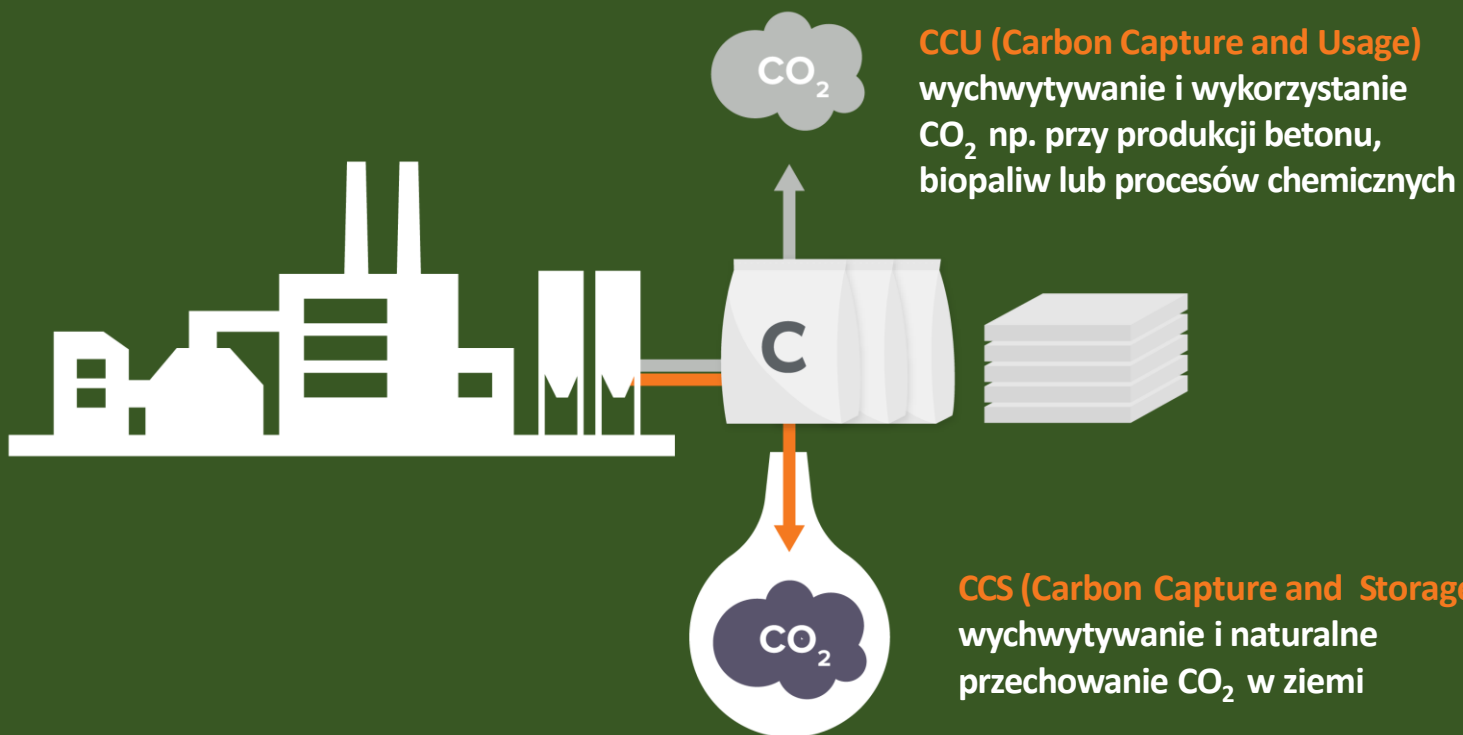
- zmiany wprowadzane w przemysłowych procesach technologicznych, których skutkiem jest **dekarbonizacja** (*eliminowanie węgla i zastępowanie go reagentami bezemisyjnymi, np. wodorem*), **ograniczanie negatywnego wpływu działalności przemysłowej na środowisko naturalne** (*również poprzez stosowanie energii bezemisyjnej*), co jednak wiąże się ze znaczącym zwiększaniem zużycia różnych form energii.

Dekarbonizacja wymaga:

- wprowadzania, na ogromną skalę, bardzo **kosztownych** i **energochłonnych**, niskoemisyjnych technologii wytwarzania produktów,
- korzystania w produkcji ciepła, z energii elektrycznej pochodzącej z OZE,
- wprowadzenia do stosowania w produkcji przemysłowej **zielonego wodoru** i bezemisyjnych reagentów chemicznych niezbędnych w takich procesach jak np.:
 - redukcja rud metali,
 - produkcja klinkieru dla przemysłu cementowego,
 - produkcja prekursorów dla przemysłu chemicznego.

Przeprowadzenie dekarbonizacji będzie się wiązało z koniecznością **przeprojektowania procesów przemysłowych** oraz dokonania **przebudowy instalacji i urządzeń technologicznych** (*np. pieców i reaktorów chemicznych*).

Centrum Energetyki AGH w Krakowie zrealizowało studium wykonalności zintegrowanego układu CCS dla przemysłu cementowego w Polsce.



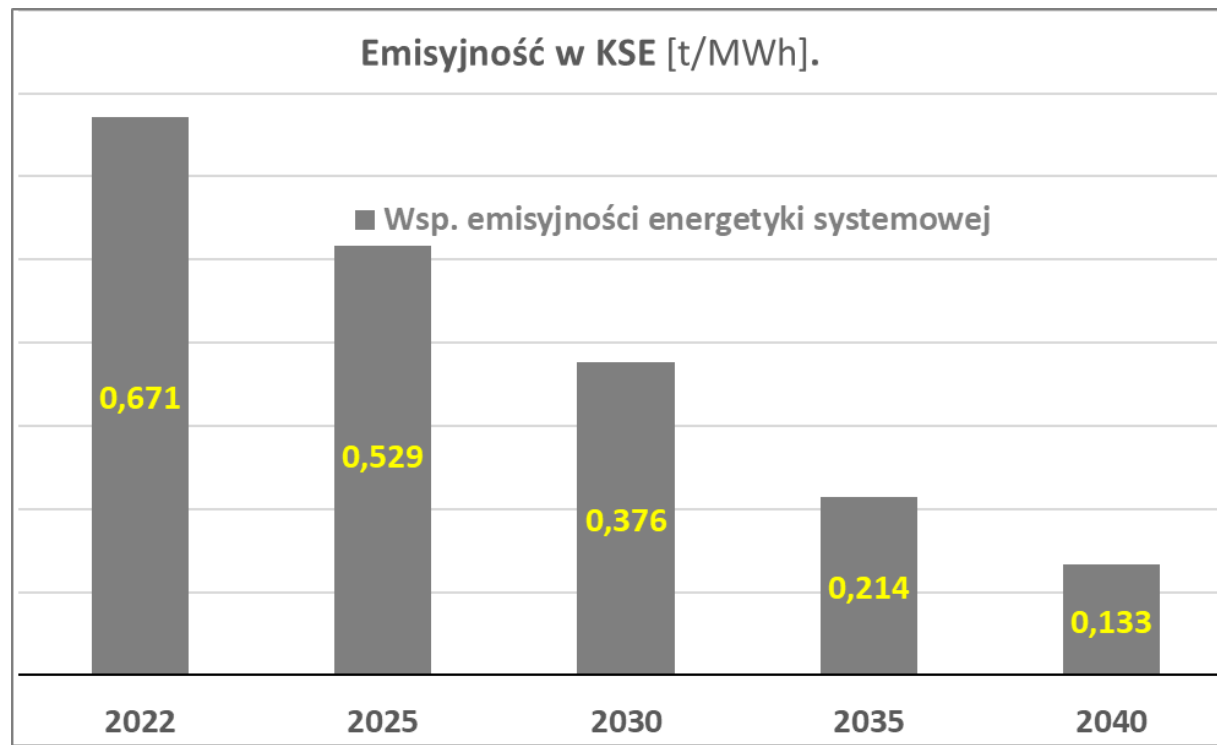
Pełnowymiarowa instalacja CCS/U zostanie wybudowana w:



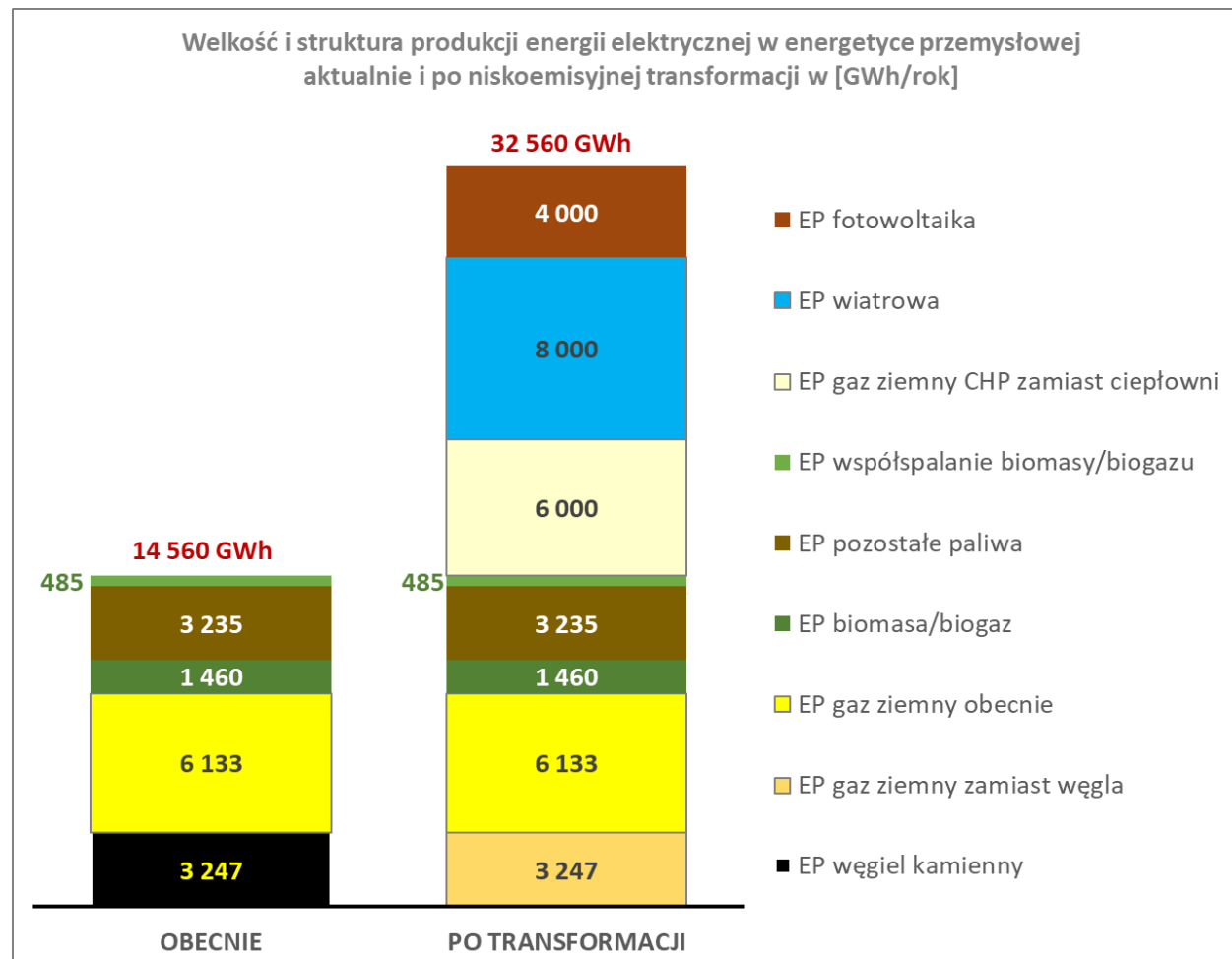
Cementowni Kujawy: instalacja CCS z całkowitym wychwyceniem emisji CO₂ i jego późniejszym magazynowaniem.

W Cementowni Górażdże: prowadzony jest pilotażowy projekt instalacji CCUS w ramach międzynarodowego projektu ACCESS





- **Ślad węglowy produktów przemysłowych** to skumulowana emisja generowana na wszystkich etapach ich powstawania, w tym pochodząca z energii elektrycznej i ciepłej, zużywanych w procesach produkcyjnych.
- Na dzień dzisiejszy **śladowe węglowe z energii** elektrycznej i ciepłej można zmniejszać:
 - kupując za pośrednictwem KSE energię elektryczną wyprodukowaną w OZE (*kontrakty PPA*),
 - kupując gwarancje pochodzenia,
 - zużywając energię elektryczną i ciepłą **produkowane na potrzeby własne** w OZE lub źródłach niskoemisyjnych, w modelu autoprodukcji lub linii bezpośredniej.



Potencjał bezemisyjnej energetyki przemysłowej przy zachowaniu zdolności do samodzielnego bieżącego bilansowania handlowego wynosi:

- **4 TWh** w źródłach fotowoltaicznych, **4,0 GW** mocy zainstalowanej,
- **8 TWh** w źródłach wiatrowych, **2,5 GW** mocy zainstalowanej.

Jedyną, perspektywiczną, możliwą do szybkiej realizacji formą zapewnienia zakładom przemysłowym **taniej** bezemisyjnej energii elektrycznej, jest **budowa odnawialnych źródeł energii przyłączonych bezpośrednio do zakładowych sieci elektroenergetycznych, jako alternatywnej** (dla dostaw z KSE), **formy pozyskiwania energii elektrycznej**, realizowanej z wykorzystaniem „**linii bezpośredniej**” lub w modelu „**autoprodukcji**”.

Z uwagi na kompleksowy charakter przepisów blokujących możliwości lokowania elektrowni wiatrowych w pobliżu zakładów przemysłowych, niezbędne jest **wprowadzenie PAKIETU REGULACJI**, które przeprowadzenie takich inwestycji (*przez zakłady produkcyjne*) umożliwią poprzez:

- 1) rozszerzenie katalogu inwestycji objętych procedurą uproszczoną uchwalania miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, o lokowanie elektrowni wiatrowych oraz instalacji termicznego przekształcania odpadów, na terenach przemysłowych,
- 2) jednoznaczne przesądzenie o możliwości lokowania elektrowni wiatrowych oraz instalacji termicznego przetwarzania odpadów na terenach przemysłowych, na podstawie Zintegrowanego Planu Inwestycyjnego,
- 3) zdefiniowanie nowej kategorii inwestycji celu publicznego:
 - inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej na potrzeby bezpośredniego jej dostarczenia do odbiorcy przemysłowego,
- 4) złagodzenie stosowania *Zaleceń w zakresie uwzględnienia wpływu farm wiatrowych na krajobraz* w **Ocenach oddziaływania na środowisko** wykonywanych **na potrzeby Planów Miejsowych**, dla projektów wiatrowych lokowanych na **terenach przemysłowych**,
- 5) wprowadzenie zachęt finansowych do budowy linii bezpośrednich, przez **zniesienie opłat: solidarnościowej** oraz **za utrzymanie parametrów KSE**, jeśli odbiorca, do sieci którego te źródła zostały przyłączone, zadeklaruje utrzymanie wielkości mocy zamówionej na dotychczasowym poziomie.

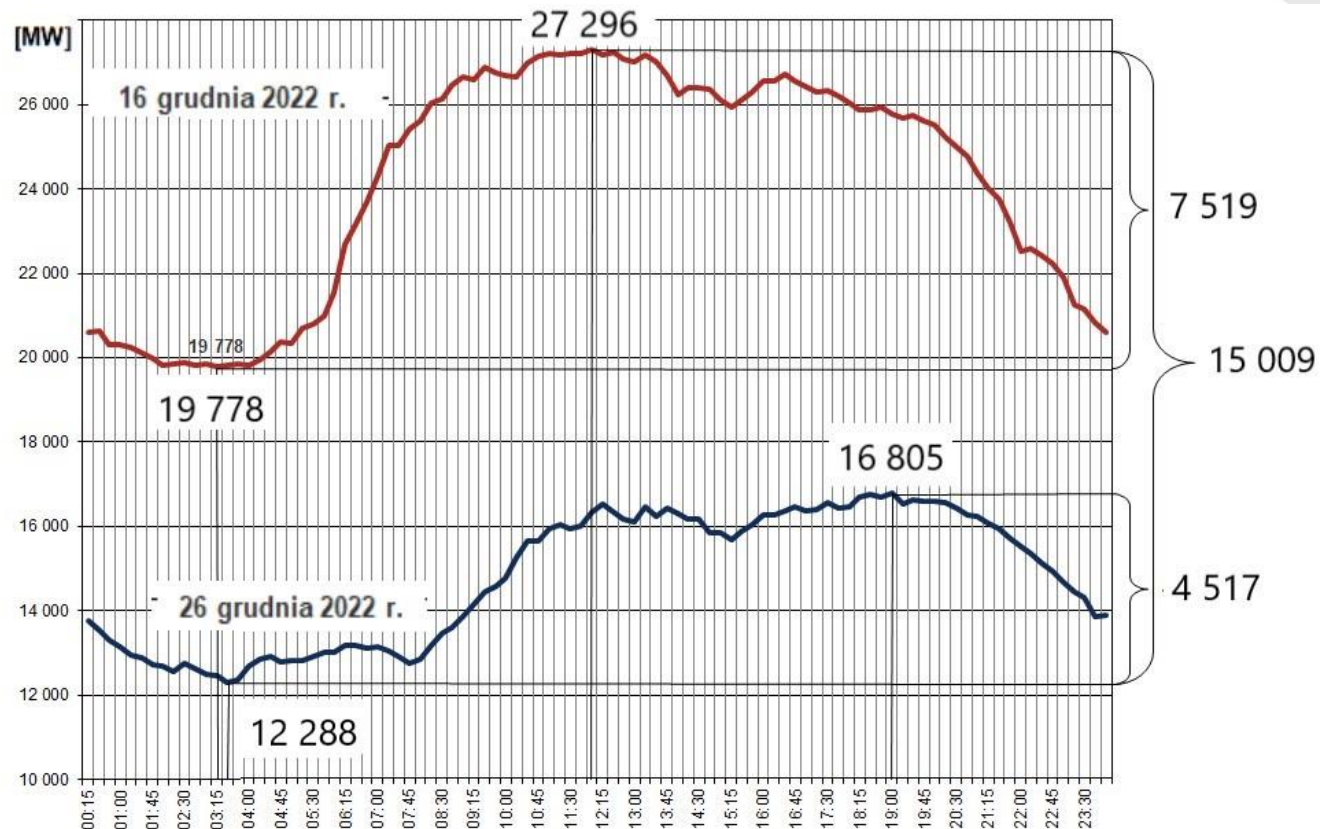
ENERGIA PRODUKOWANA W POGODOZALEŻNYCH ŹRÓDŁACH ODNAWIALNYCH

- wpływ na bezpieczeństwo energetyczne i koszty KSE.
-

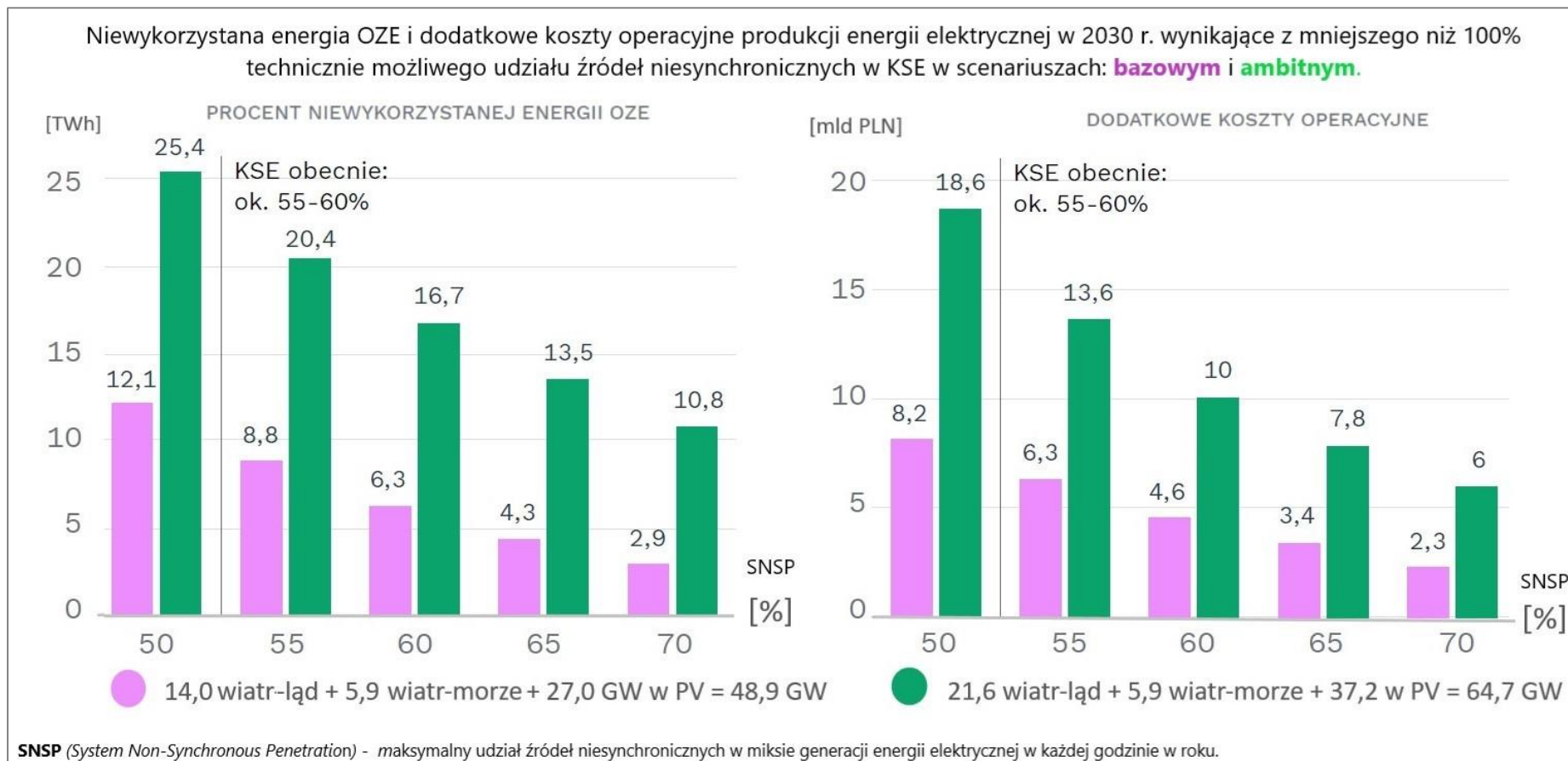
Moce zainstalowane w pogodozależnych źródłach OZE w Polsce do 2030 r.

- 1) Budowa morskiej energetyki wiatrowej do roku **2030** zwiększy moc w źródeł pogodozależnych o **5,9 GW**.
- 2) Do 2030 r. moc źródeł wiatru na lądzie wyniesie **13,9 GW**, a źródeł PV wzrośnie do **27,1 GW**.
- 3) Zmiany w Ustawie o lokowaniu lądowych elektrowni wiatrowych, odblokują inwestycje w tej technologii o kolejne **7 GW**.
- 4) Tak więc w **2030 r.** moc zainstalowana pogodozależnych źródeł OZE przyłączonych do sieci KSE w Polsce, wyniesie prawie **54 GW**.

Min. i Max. zapotrzebowanie na moc w KSE w 2022 r.



- W nadchodzących latach nastąpi dalszy niekoordynowany wzrost mocy w pogodozależnych źródłach odnawialnych, a wielkość tych mocy nadal będzie oderwana od możliwości zużycia produkowanej w nich energii elektrycznej przez odbiorców końcowych.
- Już niedługo **2-4 krotna nadwyżka** energii produkowanej w źródłach pogodozależnych, nad zapotrzebowaniem w KSE, skutkować będzie wyłączeniami części instalacji OZE i eskalacją **wypłat odszkodowań za energię nieodebraną**.



Prognoza kosztów wyłączenia źródeł OZE i pracy elektrowni węglowych i gazowych w efekcie niskiej elastyczności KSE w 2030 r.

- w scenariuszu bazowym to **5 – 6 mld PLN/rok** (koszt jednostkowy dla każdego odbiorcy około **40 PLN/MWh**),
- w scenariuszu ambitnym to **10–14 mld PLN/rok** (koszt jednostkowy dla każdego odbiorcy około **96 PLN/MWh**)

Źródło: Praca w podstawie. Modelowanie kosztów niskiej elastyczności polskiego systemu elektroenergetycznego, Infracore Policy Paper 04/2023

- Instalacje fotowoltaiczne i wiatrowe, w 2023 r., przy skumulowanej produkcji, pokrywały **okresowo ponad 70%** zapotrzebowania na energię elektryczną w dobowych szczytach zapotrzebowania, z **perspektywą wzrostu do ponad 100% w najbliższych latach**.
- Wzrost mocy zainstalowanych pogodozależnych źródeł OZE wymusza potrzebę utrzymywania w gotowości do pracy źródeł wytwórczych, węglowych i gazowych, które co prawda mają pokryte koszty stałe (*rynek mocy*), ale charakteryzują się wysokimi zmiennymi kosztami produkcji (*paliwo i uprawnienia do emisji CO₂*), a w przypadku źródeł węglowych również **niską elastycznością**.
- Alternatywnym, w stosunku do utrzymywania źródeł konwencjonalnych, sposobem bilansowania KSE, winno stać się **magazynowanie energii**.
- Dostępne na dzień dzisiejszy magazyny energii są bardzo kosztowne, i charakteryzują się **niską sprawnością przemiany**, warto więc wykorzystać w pełni potencjał regulacyjności, którym dysponują zakłady przemysłowe, w szczególności w zakresie zwiększania zużycia energii poprzez zwiększanie produkcji, a następnie **magazynowanie zielonej energii w zielonych produktach**.
- Sprawność produktowego magazynu energii wynosi **100%**, podczas gdy sprawność procesu wytwarzania i spalania wodoru to zaledwie **20% - 40%** (*silnik gazowy lub ogniwo paliwowe*), natomiast magazynów elektrycznych ok. **95%**.
- Magazyny produktowe działają **bez strat i bez ograniczeń czasowych**.



1. Cel zawierania kontraktów cPPA to zapewnienie:
 - odbiorcom możliwości wykazania się działaniami na rzecz ochrony klimatu,
 - wytwórcom finansowania dalszego rozwoju energetyki odnawialnej.
2. W Polsce zawierane są dwa rodzaje umów PPA:
 - fizyczne cPPA, które wiążą się z bezpośrednim przekazywaniem wyprodukowanej w OZE energii,
 - wirtualne cPPA, które są instrumentem finansowym, w którym wytwórca i odbiorca ustalają cenę rozliczeniową, zawierając tak naprawdę kontrakt różnicowy,
3. Do końca 2021 r. zawierano w Polsce praktycznie wyłącznie umowy wirtualne,
 - w 2022 r. zaczęły się rozwijać kontrakty na dostawy fizyczne,
 - wiąże się to z potrzebą rozliczania produkowanej w pogodozależnych OZE, zużywanej w czasie rzeczywistym energii odnawialnej, a to z kolei najlepiej robić mając własną spółkę obrotu.

Modele rozliczania zawartych umów cPPA:

- model **pay as produced** – odbiorca musi odebrać całą wyprodukowaną energię.
- model **baseload**, który opiera się o zakupie energii w produktach, np. w tzw. pasmach (megawatowych), czyli kontraktowaniu mocy źródła na określonym poziomie we wszystkich godzinach doby przez określony czas, np. 8760 MWh rocznie,
- model **pay as consumed**, gdzie odbiorca płaci jedynie za energię fizycznie odebraną, co może się opłacać dużym wytwórcom współpracującym ze spółkami obrotu, które mają wielu klientów i mogą równoważenia różnic w ilościach odbieranej przez nich energii elektrycznej.



FOEEiG

ul. Żurawia 24/6,
00-515 Warszawa

+48 22 875 90 96
503 074 245

Dziękuję za uwagę

Henryk Kaliś
Prezes FOEEiG oraz IEPiOE.

