

RE:FORM

Jak sfinansować elektryfikację przemysłu

Opłacalność i mechanizmy wsparcia ze środków krajowych i europejskich



Agenda

- 10:00 - 10:05 **Powitanie uczestników spotkania**
Instytut Reform
- 10:05 - 10:25 **Elektryfikacja przemysłu przetwórczego – wyzwania związane z finansowaniem i co jest potrzebne do zwiększenia opłacalności?**
Klaudia Janik, *Instytut Reform*
- 10:25 - 10:45 **Wyzwania elektryfikacji przemysłu na przykładzie polskiej branży papierniczej**
Janusz Turski, *Stowarzyszenie Papierników Polskich*
- 10:45 - 11:10 **Sesja pytań i odpowiedzi**
- 11:10 - 11:30 **Dostępne komercyjne instrumenty wsparcia finansowego i warunki Kredytowania**
Leszek Kąsek, Starszy Ekonomista, *ING Bank Śląski*
- 11:30 - 11:45 **Przerwa kawowa**
- 11:45 - 12:05 **Jak przedsiębiorstwa mogą pozyskać finansowanie na elektryfikację ze środków publicznych**
Marta Babicz, Dyrektor Departamentu Środków Zagranicznych, *Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej*
- 12:05 - 12:30 **Sesja pytań i odpowiedzi, dyskusja**
- 12:30 - 13:30 **Lunch i networking**

REFORM

Elektryfikacja przemysłu przetwórczego

**Wyzwania związane z finansowaniem i co jest
potrzebne do zwiększenia opłacalności?**

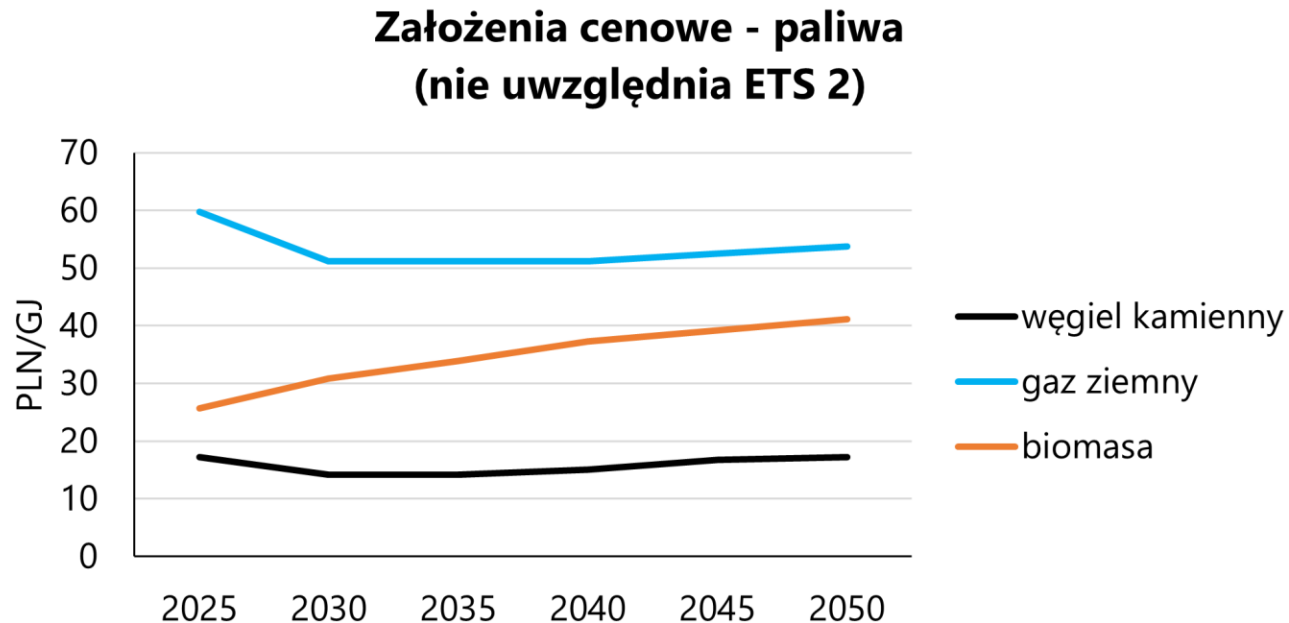
Kontekst

- **Polski przemysł musi wejść na ścieżkę szybkiego odchodzenia od spalania paliw kopalnych.**
- **Energia elektryczna jest nośnikiem najprostszym do dekarbonizacji**, a technologie bezpośredniej elektryfikacji – przy użyciu pomp ciepła, kotłów elektrycznych i elektrodowych – są wydajne, dojrzałe i skalowalne.
- Elektryfikacja niektórych gałęzi przemysłu, zwłaszcza przetwórstwa zużywającego **ciepło o temperaturze do 200°C, to nisko wiszący owoc** dla europejskiego przemysłu.
- Ze względu na obecną sytuację w energetyce, elektryfikacja przemysłu jest **szczególnym wyzwaniem dla Polski** i wymaga systemowego podejścia.





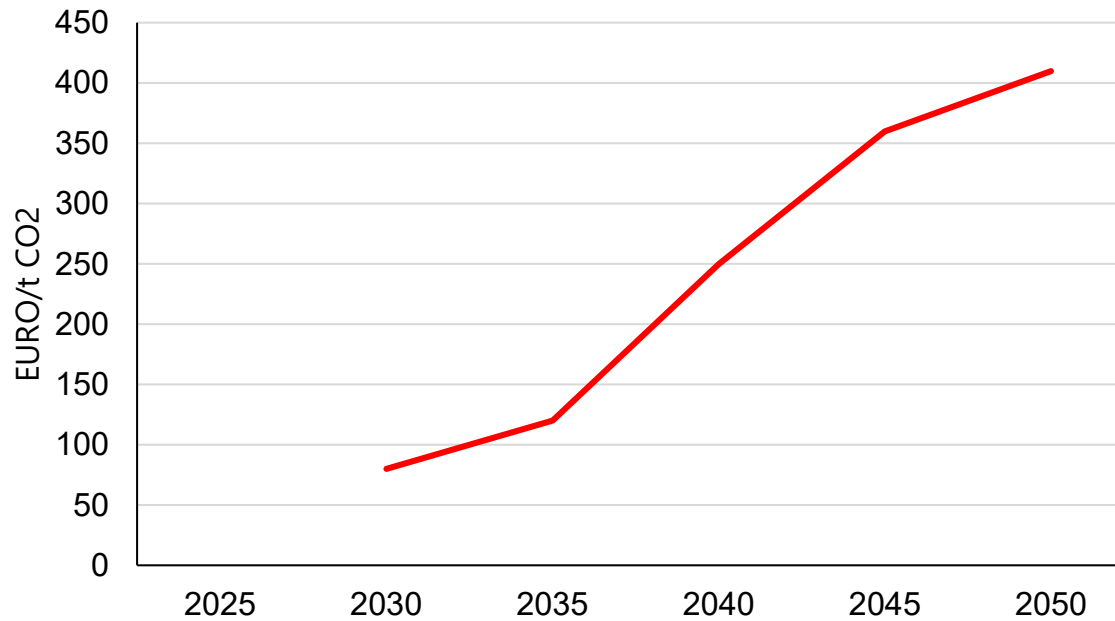
Analiza kosztów elektryfikacji dla średniego przemysłu – założenia (1)



- **Ceny paliw kopalnych** w perspektywie długoterminowej nie będą ulegać dużym zmianom – zgodnie z założeniami aKPEiK.
- Prognoza **cen biomasy** charakteryzuje się największą niepewnością i ryzykiem skokowych wzrostów (ograniczone zasoby zrównoważonej biomasy + możliwy duży wzrost popytu)

Analiza kosztów elektryfikacji dla średniego przemysłu – założenia (2)

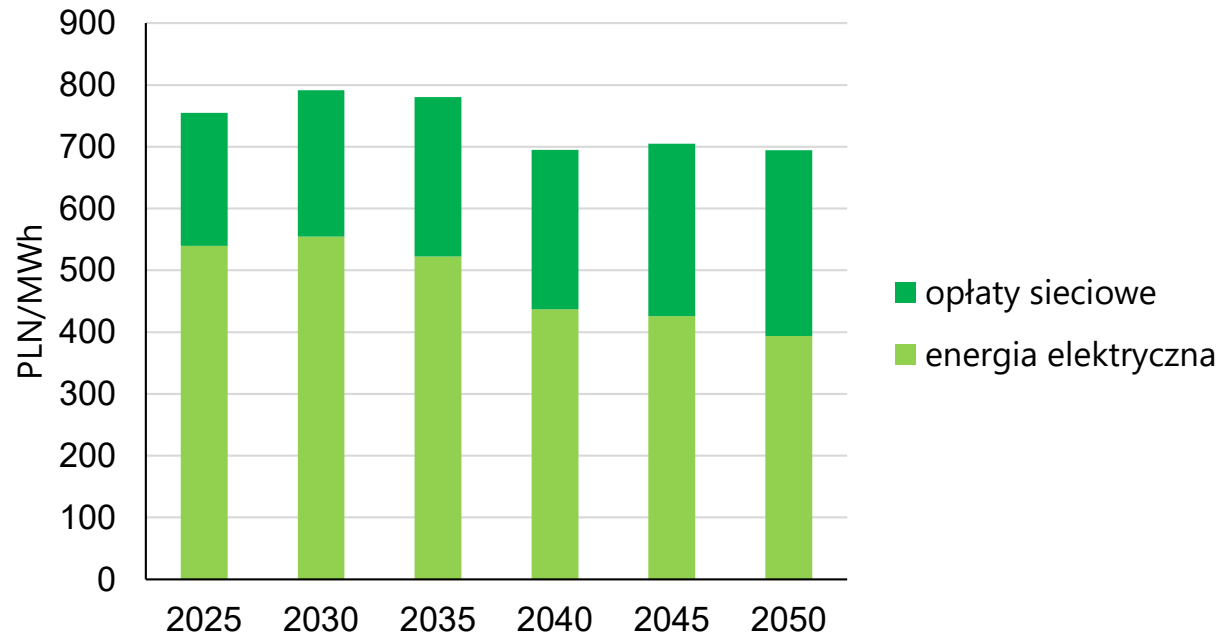
Założenia cenowe - ETS2



- **ETS2** – system ma wejść w życie od roku 2027 (2028 w razie kryzysu paliwowego). Pojawią się głosy, aby opóźnić jego wprowadzanie o 1-3 lata, ale obecnie brak sygnałów o większości pozwalającej na odpowiednie zmiany prawne.
- Długoterminowe prognozy wskazują, że koszt emisji CO2 w tym systemie będzie **zbiegać do kosztów emisji w systemie ETS1 lub je przekroczy** (wyższe krańcowe koszty emisji w sektorach ETS2)

Analiza kosztów elektryfikacji dla średniego przemysłu – założenia (3)

Założenia cenowe - energia elektryczna



- Dekarbonizacja systemu elektroenergetycznego powinna sprzyjać **obniżaniu się średnioważonej cenie energii elektrycznej**
- Jednocześnie konieczność przeprowadzenia znaczących inwestycji w infrastrukturę sieciową oraz mechanizmy zapewniające bezpieczeństwo pracy KSE może przełożyć się na **wzrost wysokości opłat sieciowych**

Koszty elektryfikacji w perspektywie długoterminowej

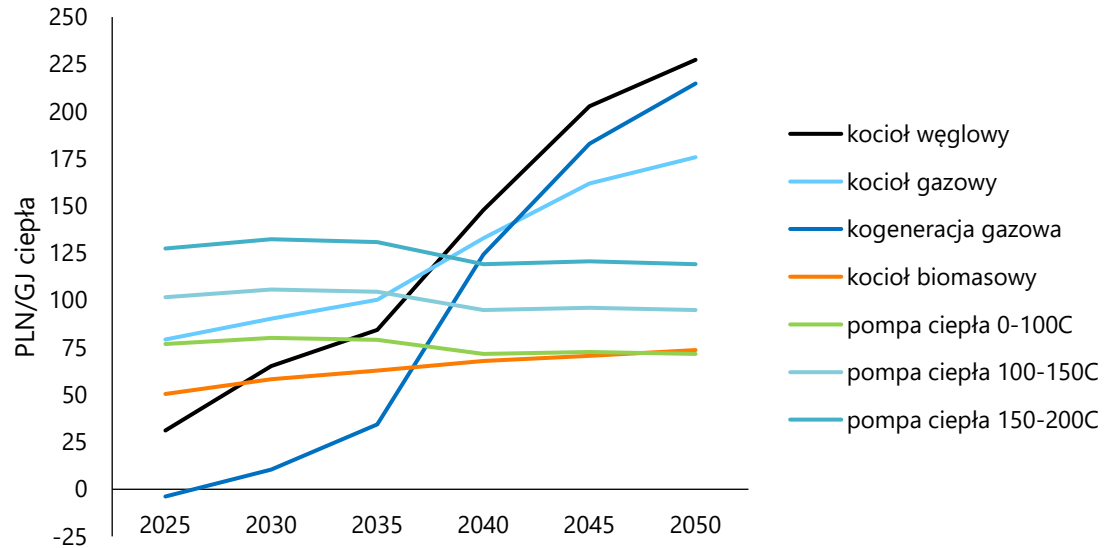


Elektryfikacja przy wykorzystaniu pomp ciepła zdobywa przewagę kosztową wobec węgla i gazu pomiędzy 2035 a 2040 rokiem.



Proces inwestycyjny trwa co najmniej kilka lat – zatem najwyższa pora, aby przemysł zwrócił uwagę na rozwiązania elektryfikacyjne.

LCOH - jednostkowy koszt wytworzenia ciepła



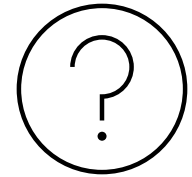
Rok uzyskania przewagi kosztowej	Kocioł węglowy	Kocioł gazowy	Kogeneracja gazowa	Kocioł biomasowy
Pompa ciepła 0-100C	~2035 r.	~2025 r.	~2037 r.	~2050 r.
Pompa ciepła 100-150C	~2036 r.	~2035 r.	~2039 r.	-
Pompa ciepła 150-200C	~2038 r.	~2038 r.	~2040 r.	-



Należy z rozważą podchodzić do inwestycji w **biomasę**, która obarczona jest znacznymi ryzykami (dostępność, cena, otoczenie regulacyjne).



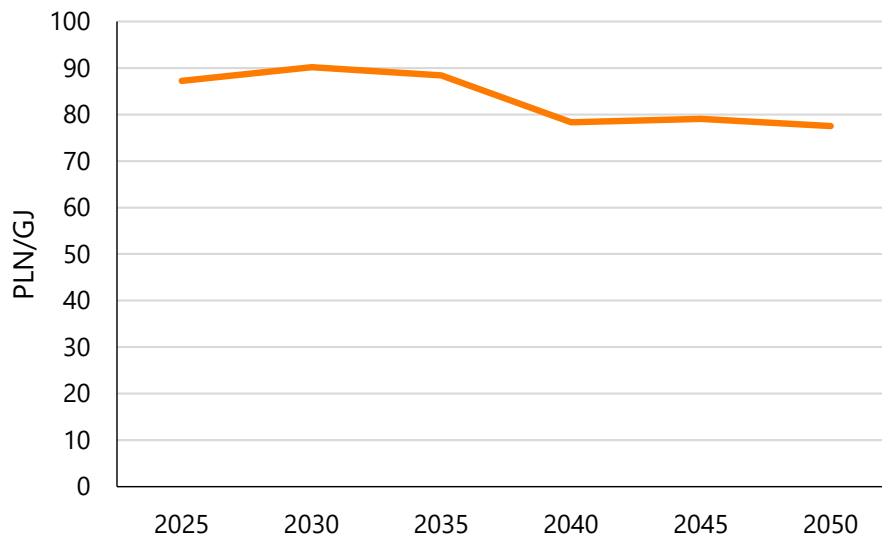
Pułapka biomasowa – co nam grozi?



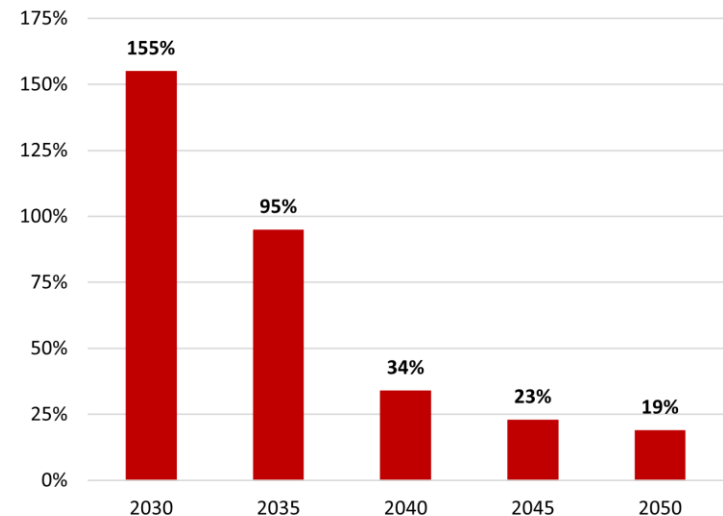
Biomasa obarczona jest dużymi ryzykami skokowych wzrostów kosztu wytwarzanego ciepła:

- Duży wzrost popytu przy ograniczonej podaży spowoduje **skokowe wzrosty ceny biomasy** spełniającej kryteria pozyskania **w sposób zrównoważony**
- Zmiana **otoczenia regulacyjnego** - wraz ze zbliżaniem się do perspektywy osiągnięcia zeroemisyjności (2050 rok) coraz więcej uwagi będzie poświęcane mechanizmom pochłaniania CO₂. Oznacza to, że możliwe będzie stosowanie mechanizmów cenowych i/lub standardów, które będą nakładały **bezpośredni lub pośredni koszt** na rzeczywiste emisje CO₂ powstające w wyniku spalania biomasy.

Cena biomasy, przy której elektryfikacja jest zawsze bardziej opłacalna

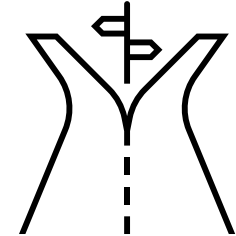
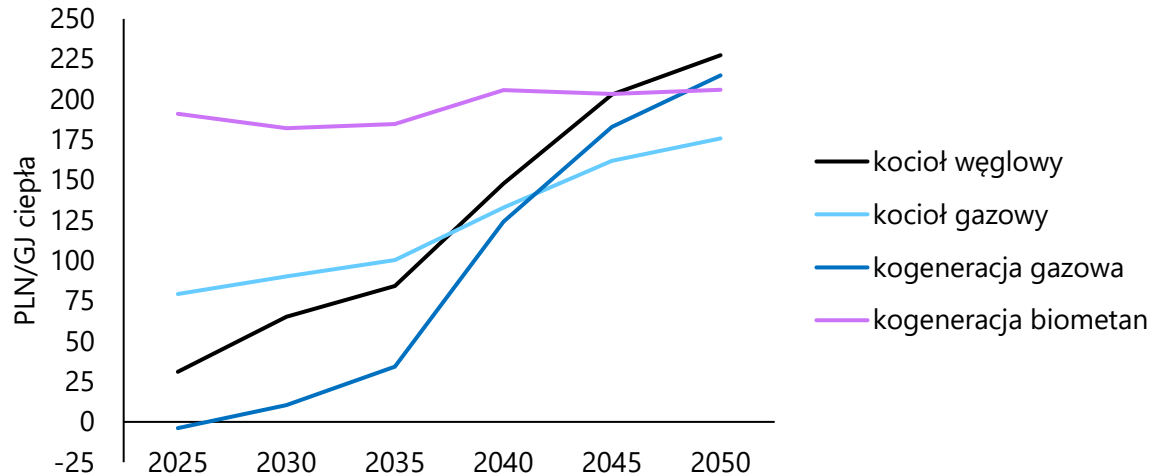


Stosunek wysokości kosztów emisji CO₂ dla biomasy względem cen uprawnień w ETS2, przy której elektryfikacja staje się bardziej opłacalna



A co z istniejącymi źródłami na węgiel i gaz?

LCOH - jednostkowy koszt wytworzenia ciepła



Źródła węglowe:

- Jeśli są w złym stanie technicznym, to nie będzie opłacało się przeprowadzać **kosztownych remontów generalnych**
- Największa wrażliwość na wzrost kosztów **ETS2**

Kotły gazowe:

- mogą być wykorzystywane jako **źródła szczytowe**;
- mogą podgrzewać ciepło z pompy ciepła do wyższej temperatury (**układ hybrydowy**)
- mogą być wykorzystywane w zastępstwie za pompy ciepła w momencie świadczenia **usług DSR**

Kogeneracja:

- silniki kogeneracyjne na gaz ziemny mogą zapewniać **usługi elastyczności** na potrzeby systemu elektroenergetycznego
- W perspektywie roku 2050 gaz ziemny będzie można zastępować **biometanem** – przy mniejszym wolumenie dostępnego paliwa



Dlaczego potrzebujemy „mostu” dla elektryfikacji przemysłu?

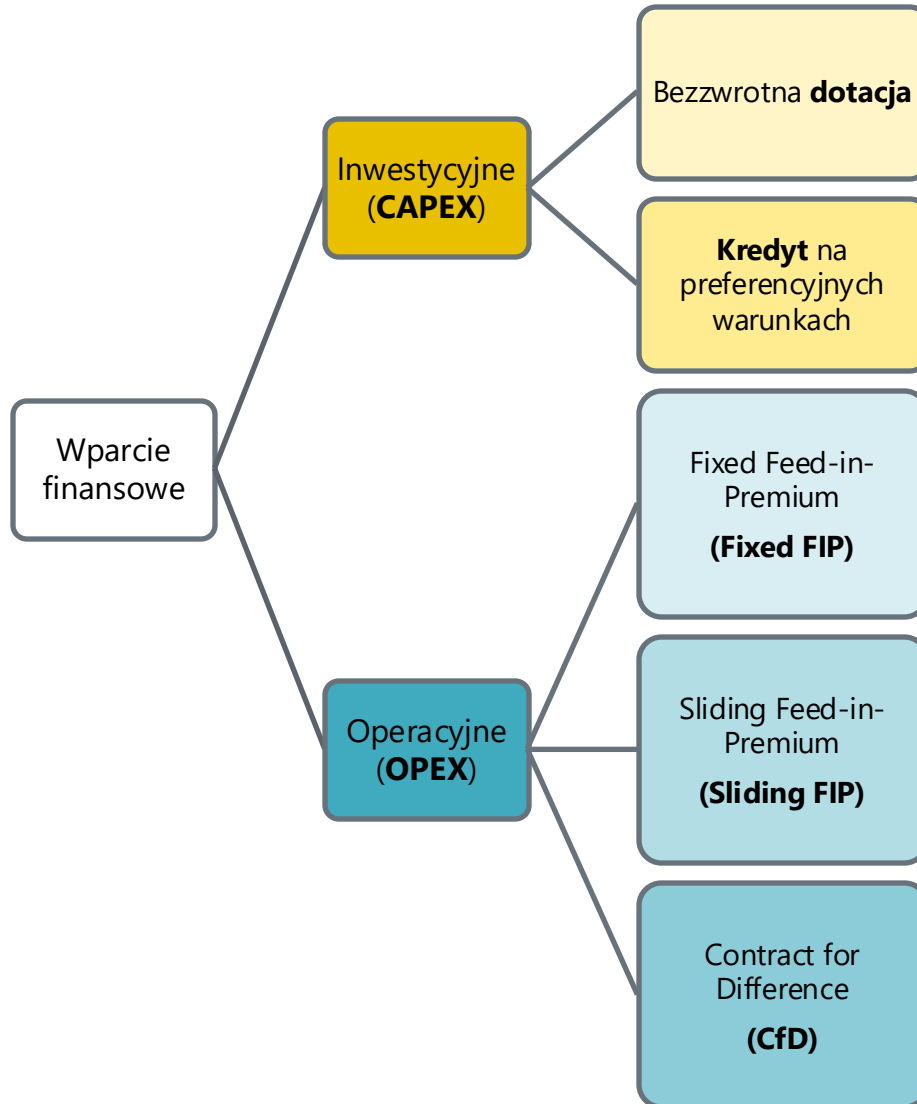
Dziś	Lata 30.	Lata 40.
<ul style="list-style-type: none">• Elektryfikacja – najdroższy wariant• Polskie ceny prądu dla przemysłu niekonkurencyjne na tle reszty Europy	<ul style="list-style-type: none">• Szybkie odwracanie się relacji cenowych• Konieczne wielkoskalowe inwestycje elektryfikacyjne	<ul style="list-style-type: none">• Brak elektryfikacji – najdroższy wariant• Wykładniczy wzrost kosztów zapóźnienia

Doraźne wsparcie na start elektryfikacji przemysłu

Strukturalne zmiany na rynku energii



Jak moglibyśmy wspierać elektryfikację produkcji ciepła w przemyśle?



Najprostsza forma wsparcia finansowego.

Obniża koszty kredytu zaciągniętego na inwestycję w stosunku do warunków rynkowych

Stała w czasie jednostkowa kwota wsparcia zależna od wyprodukowanego wolumenu energii (np. w PLN/GJ) przyznawana na określony okres (np. 15 lat)

Zmienna jednostkowa kwota wsparcia zależy od różnicy pomiędzy aktualnym rzeczywistym kosztem wytworzenia ciepła a wartością referencyjną (np. koszt wytworzenia ciepła w kotle gazowym). **Gdy koszt** produkcji we wspieranej instalacji **jest niższy** niż wartość referencyjna, **kwota wsparcia wynosi 0**.

Jak wyżej, jednak **gdy koszt** produkcji we wspieranej instalacji **jest niższy** niż wartość referencyjna, to **beneficjent zwraca różnicę na rzecz państwa**.

Wsparcie inwestycyjne – czy ma szansę pomóc?

Wariant C0: brak mechanizmów wsparcia

Wariant C1: bezzwrotne dofinansowanie dla 30% kosztów całkowitych inwestycji

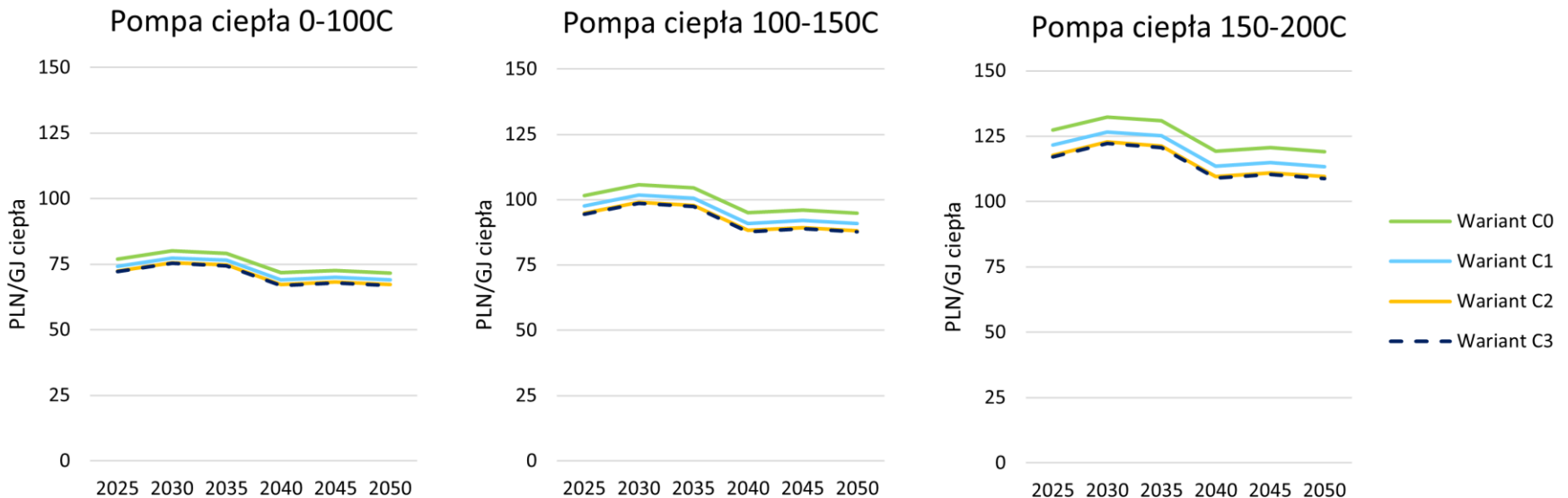
Wariant C2: bezzwrotne dofinansowanie dla 50% kosztów całkowitych inwestycji

Wariant C3: kredyt 0% dla całkowitych kosztów inwestycyjnych



Samo wsparcie inwestycyjne nie skłoni przemysłu do elektryfikacji. Konieczne będzie wypracowanie odpowiednich mechanizmów wsparcia operacyjnego.

LCOH



Wsparcie operacyjne – jak może wyglądać?

Wariant O0: brak mechanizmów wsparcia

Wariant O1: Fixed FIP 20 PLN/GJ ciepła

Wariant O2: Sliding FIP (kocioł gazowy jako źródło referencyjne)

Wariant O3: CfD (kocioł gazowy jako źródło referencyjne)

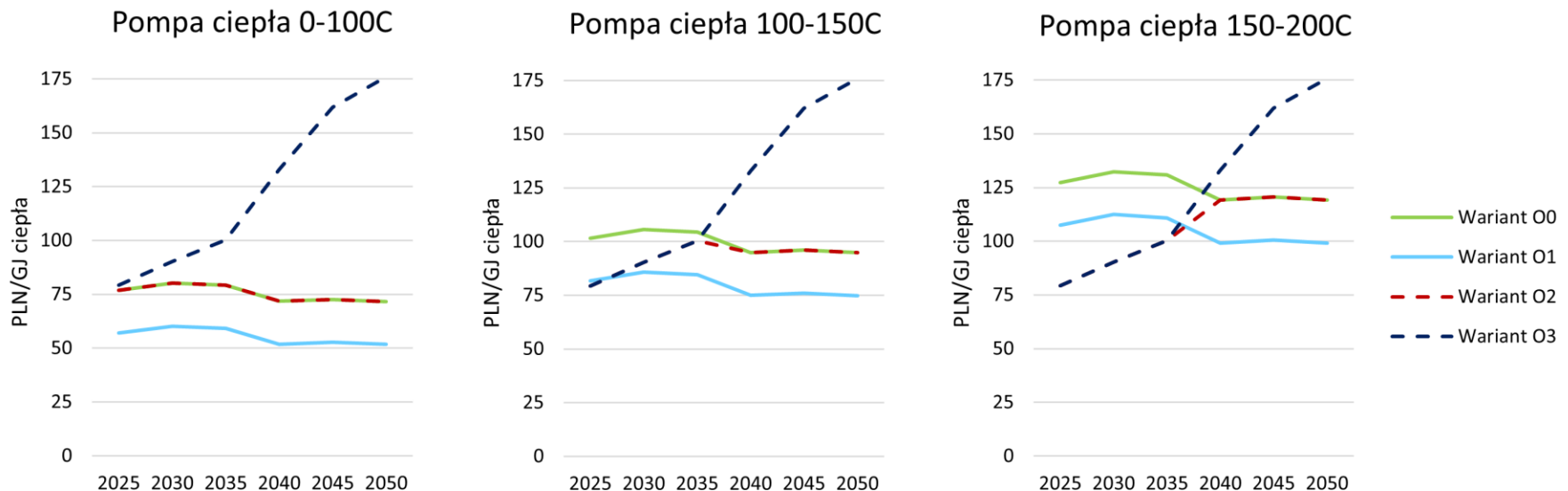


Dla przemysłu najbardziej korzystną zachętą w perspektywie długoterminowej byłby mechanizm **Fixed FIP**.



CfD byłoby mechanizmem najmniej korzystnym dla przemysłu, jeśli technologią referencyjną byłby kocioł na gaz ziemny

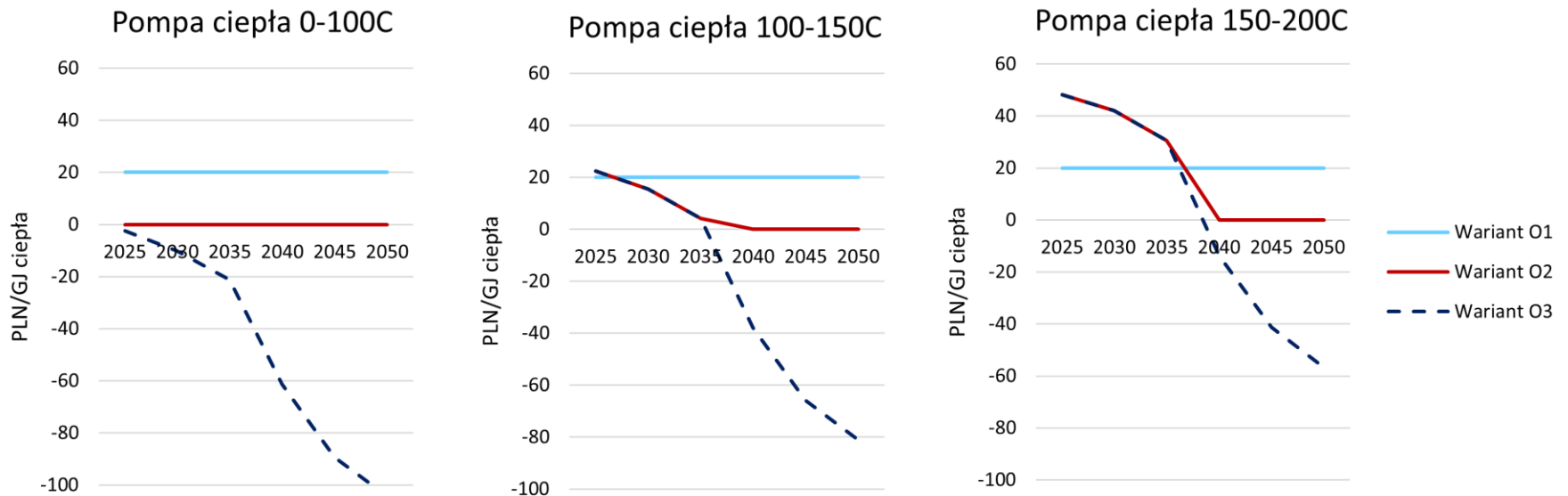
LCOH





Wsparcie operacyjne – ile by kosztowało?

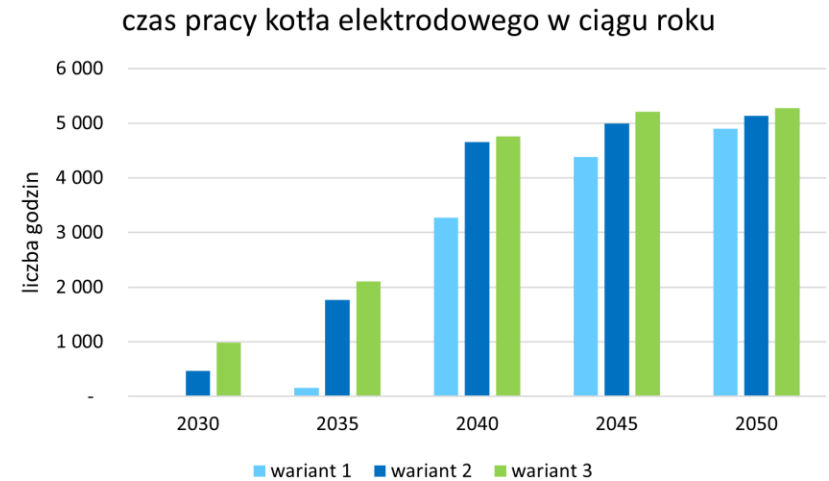
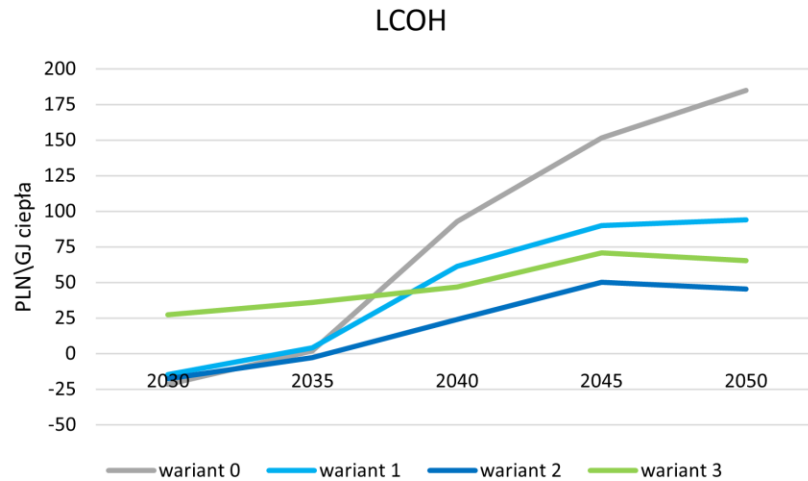
Wysokość wsparcia operacyjnego



Uśredniony koszty wsparcia dla okresu 2030-2045 (15 lat)	Pompa ciepła 0-100C	Pompa ciepła 100-150C	Pompa ciepła 150-200C
Wariant O1: Fixed FIP	20 PLN/GJ	20 PLN/GJ	20 PLN/GJ
Wariant O2: Sliding FIP	0 PLN/GJ	4 PLN/GJ	17 PLN/GJ
Wariant O3: CfD	-44 PLN/GJ	-20 PLN/GJ	6 PLN/GJ



Kotły elektrodowe – czy mogą się opłacić?



Założenia	Wariant 0	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3
Kocioł elektrodowy	NIE	TAK	TAK	TAK
Taryfa za energię elektryczną	Dynamiczna	Dynamiczna	Dynamiczna	Dynamiczna
Stawka zmienna opłaty sieciowej	Jednostrefowa	Jednostrefowa	Dynamiczna	Dynamiczna
Premia kogeneracyjna	TAK	TAK	TAK	NIE



Wnioski

- Wprowadzenie **ETS2** mocno wpłynie na koszty ponoszone przez niezdekarbonizowany przemysł. Z uwagi na ogrom potrzeb inwestycyjnych oraz czas trwania procesu inwestycyjnego konieczne jest **wypracowanie zachęt dla rozpoczęcia elektryfikacji, które zaczną obowiązywać w niedalekiej przyszłości.**
- Niezależnie od wsparcia krótkoterminowego, **przyspieszenie zmiany strukturalnej w energetyce jest kluczowe dla całego przemysłu, nie tylko dla branż energochłonnych.**
- **Samo wsparcie inwestycyjne nie zachęci przemysłu do elektryfikacji.** Konieczne będzie wypracowanie odpowiednich mechanizmów finansowego **wsparcia operacyjnego.** Mechanizm **sliding feed-in premium** może być dobrym kompromisem między efektywnością kosztową i skutecznością zachęty.
- **Premia kogeneracyjna** stanowi pośrednią zachętę do spalania gazu ziemnego. Optymalnym działaniem jest **przekierowanie funduszy ze wsparcia wysokosprawnej kogeneracji na gazie ziemnym na finansowanie wysokotemperaturowych pomp ciepła** w przemyśle.



Wnioski – c.d.

- Dla przemysłu posiadającego już źródła kogeneracyjne na gaz ziemny opłacalna będzie inwestycja w kocioł elektrodowy i elastyczna praca tych dwóch źródeł. Po stronie regulacyjnej konieczne jest wypracowanie mechanizmów **taryf dynamicznych** dla przemysłu oraz **dynamicznych opłat sieciowych**, które wspierać będą elastyczny charakter poboru i produkcji energii elektrycznej w sektorze przemysłu
- Wtórne do dynamicznych opłat za energię elektryczną będą **rynek mocy** oraz usługi **DSR**. Z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego, optymalnym jest, aby jak najwięcej bilansowania popytu i podaży odbywało się w ramach Rynku Dnia Następnego, a następnie Rynki Bilansującego. Ogranicza to konieczność uruchomienia procedur przywołania z rynku mocy.
- Finansowanie elektryfikacji przemysłu powinno w jak największym stopniu wspierać **integrację przemysłowych źródeł OZE** oraz sposobów na **magazynowanie energii**. Z jednej strony pozwoli to na szybszy rozwój mocy OZE, a z drugiej odciąży sieci przesyłowe (a zatem zoptymalizuje koszty rozwoju infrastruktury).



Dziękuję za uwagę

