



Raport PTEC

Integracja sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego,

czyli jak wykorzystać transformację ciepłownictwa systemowego do zapewnienia bezpieczeństwa
dostaw ciepła i stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego

Cel raportu

Zobrazowanie współpracy

systemu ciepłowniczego
z systemem
elektroenergetycznym.

Sprawdzenie

jak hybrydowe systemy
ciepłownicze sprawdziłby
się w warunkach
rynkowych, które
występują obecnie.

Pokazanie

jak kształtuje się godzinowa
praca aktywów
ciepłowniczych w różnych
warianach
technologicznych

Określenie

jakie miksy urządzeń będą
optymalne mając na uwadze
definicję systemu
efektywnego, koszt zmienny
wytworzonego ciepła oraz
poziomu emisyjności CO₂

Wypracowanie rekomendacji

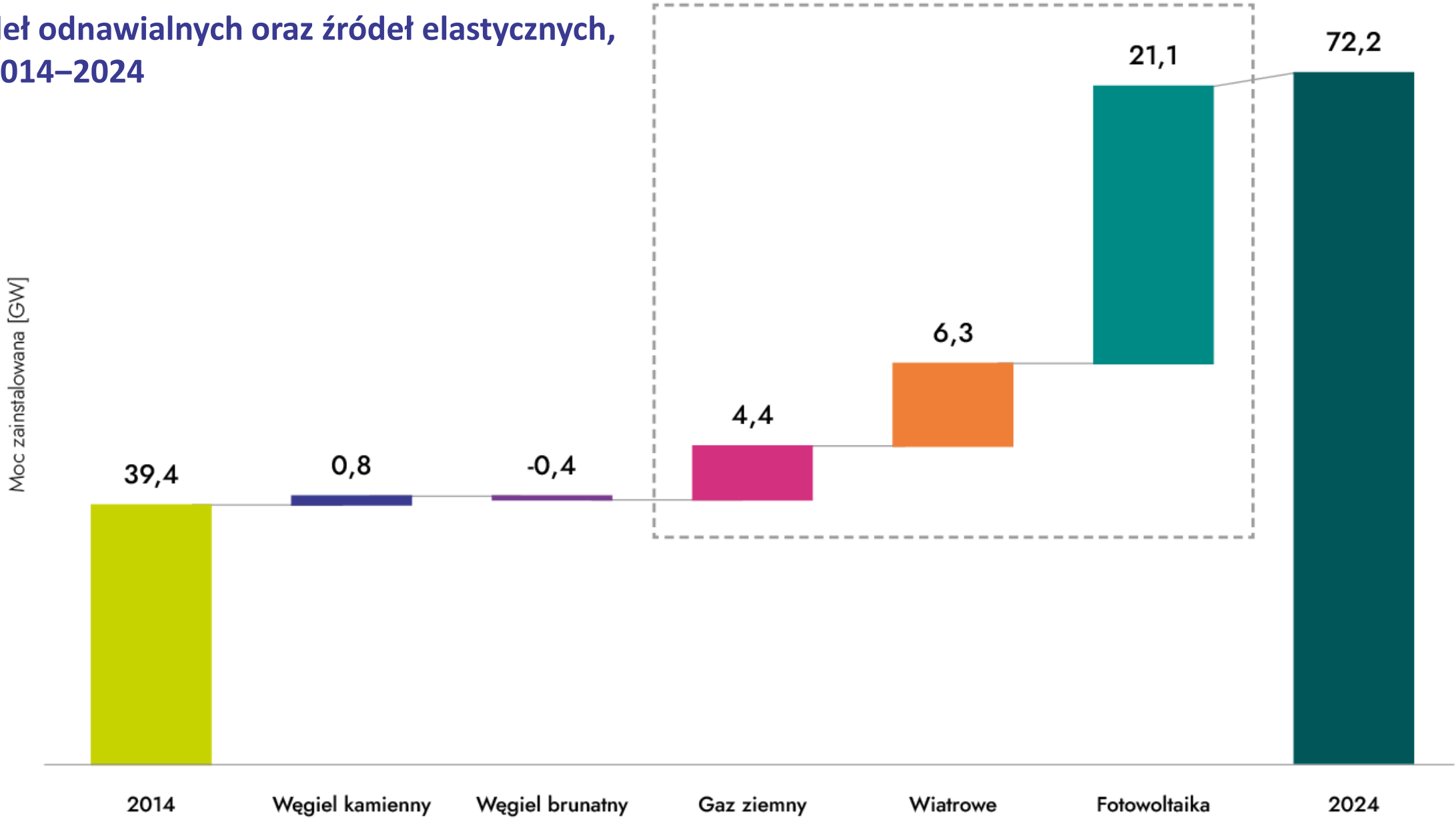
dotyczących kierunków,
mechanizmów i narzędzi
legislacyjnych wspierających
integrację sektorów
ciepłowniczego
i elektroenergetycznego.

Transformacja KSE – podstawa integracji sektorów 1/2

W ciągu ostatniej dekady Krajowy System Elektroenergetyczny przeszedł znaczącą transformację.

- Od 2014 roku łączna moc zainstalowana źródeł wytwórczych energii elektrycznej niemal się podwoiła, osiągając w 2024 roku ponad 72 GW, z tego 33 GW (ok. 46,2%) przypadało na źródła odnawialne.
- Największa generacja z OZE przypada w okresie letnim w związku z wysoką generacją PV. Jednak wysokie udziały OZE pojawiają się również w okresach przejściowych – wiosna, jesień – ze względu na wiatr
- Począwszy od 2024 r. w całej Europie na rynku hurtowym znacząco zwiększyła się liczba dni z ujemnymi cenami energii elektrycznej. W Polsce w 2024 roku było to 189 godzin, do kwietnia 2025 już 129.
- W 2024 r. redukcja OZE wyniosła ponad 680 GWh, w 2025 r. (do kwietnia) było to 390 GWh. W godzinach z redukcjami, procentowy udział OZE w bilansie KSE był na poziomie 40–60%.
- Reforma rynku bilansującego 14.06.2024 doprowadziła do znaczącego wzrostu amplitudy cen energii elektrycznej

Wzrost mocy zainstalowanej źródeł odnawialnych oraz źródeł elastycznych, sterowalnych w Polsce w latach 2014–2024



Transformacja ciepłownictwa – podstawa integracji sektorów 2/2

Wzrost generacji z OZE znacząco wpłynął na ceny energii elektrycznej na rynku.

Przed 2021 r. ceny w ciągu dnia były bardziej przewidywalne, a różnice dobowe umiarkowane – niższe ceny nocą, wyższe w godzinach szczytu zapotrzebowania.

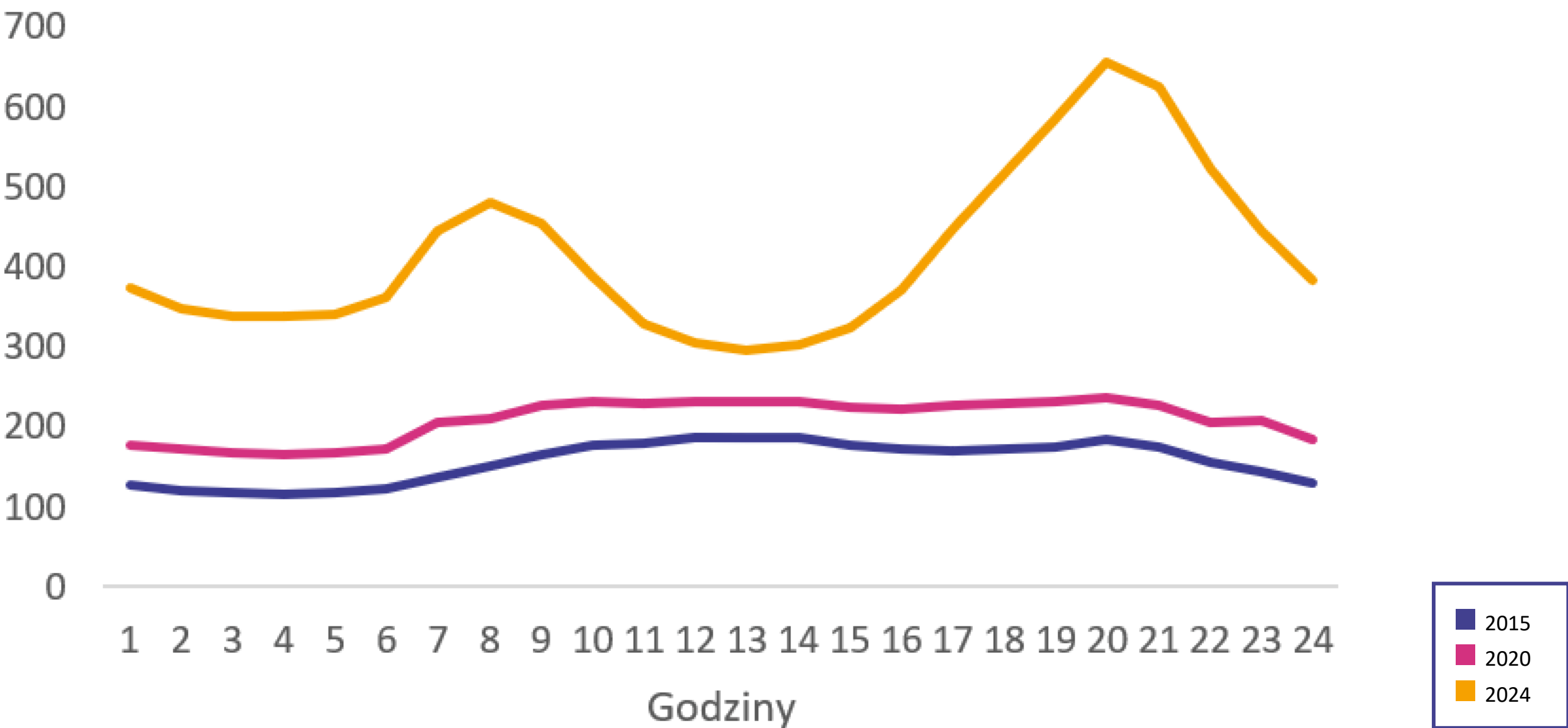
2024 rok to nowy obraz rynku - zmienność od wartości ujemnych w południe do wysokich w godzinach wieczornych.

Ceny energii są mocno związane z produkcją OZE – tania energia w momentach nadpodaży źródeł odnawialnych i droższa energia, gdy źródła odnawialne przestawały produkować energię, a wysokie zapotrzebowanie musiały uzupełniać jednostki konwencjonalne.

W 2024 roku ceny energii elektrycznej w Polsce zmieniały się znacznie w ciągu doby.

- najniższa cena energii elektrycznej – 320 PLN/MWh (14 sierpnia)
- najwyższa 2750 PLN/MWh (6 listopada + okres przywołania na Rynku Mocy)

Średnie godzinowe ceny SPOT energii elektrycznej, PLN/MWh



ANALIZA - kluczowe założenia i metodyka

Celem analizy jest pokazanie, jak przy dzisiejszych uwarunkowaniach rynkowych (dane z lat 2024-2025) sprawdzają się nowe koncepcje układów ciepłowniczych

- Ceny energii elektrycznej w kroku godzinowym, ceny uprawnień do emisji CO₂, ceny gazu ziemnego, ceny węgla kamiennego oraz wolumeny produkcji energii elektrycznej – zgodne z wartościami obserwowanymi w 2024 oraz do kwietnia 2025 r.,
- Wsparcie wysokosprawnej kogeneracji równe 200 PLN/MWh,
- Koszty związane z dystrybucją energii elektrycznej założono na poziomie 55 PLN/MWh,
- Opłaty za moc zamówioną dla gazu i energii elektrycznej założono na poziomie uśrednionych wartości z taryf z 2024 r.

Analizę wykonano w oparciu o zaawansowany model optymalizacyjny - godzinowy, którego funkcją celu jest minimalizacja kosztów wytworzenia ciepła



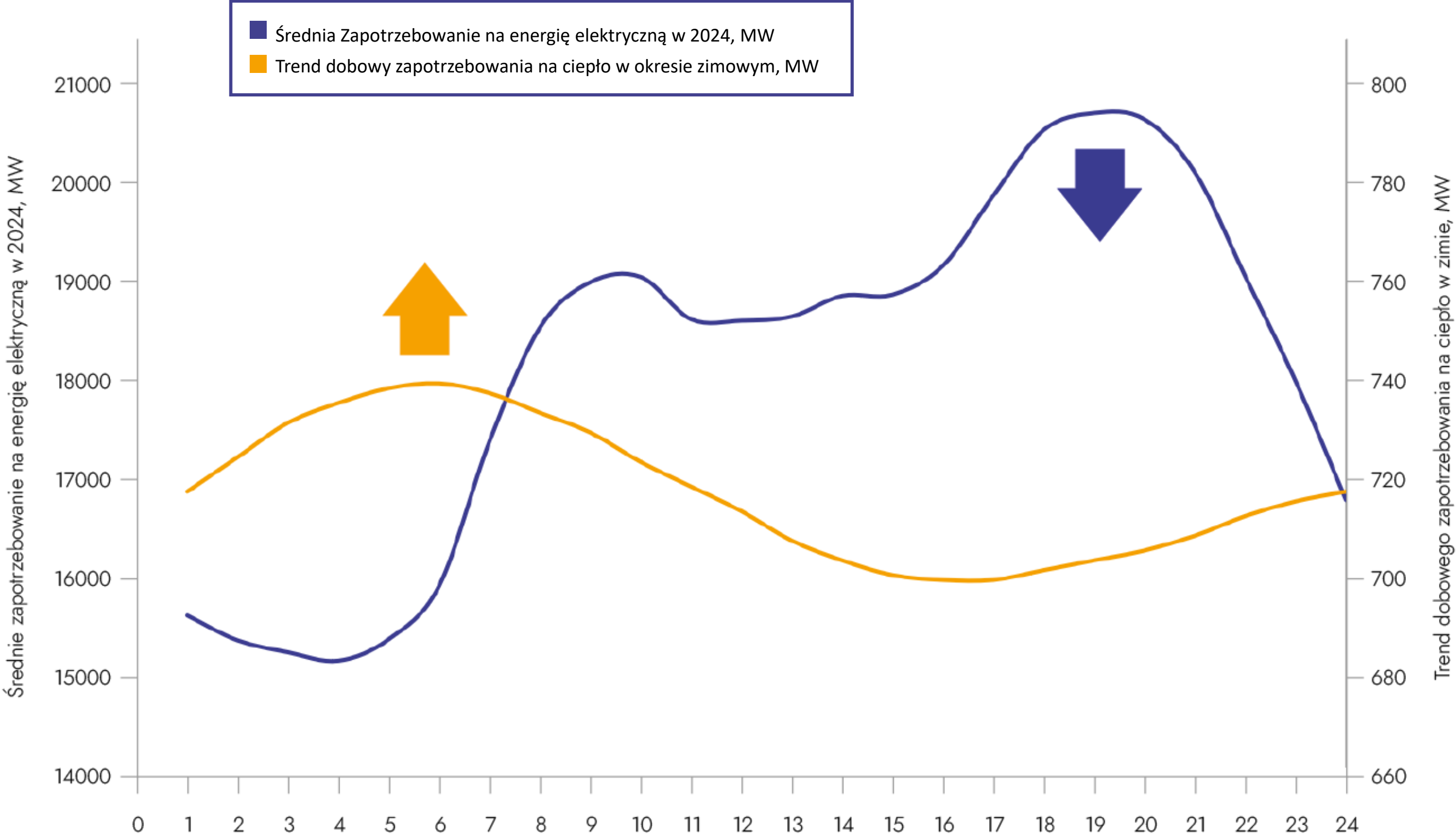
ANALIZA – warianty technologiczne

- Wykonano porównanie kosztów wytworzenia ciepła dla różnych wariantów technologicznych na bazie wykonania z rzeczywistej generacji energii elektrycznej w KSE oraz sytuacji cenowej na TGE z 2024 oraz 2025 r.
- Bazą do modelowania były dane godzinowego zapotrzebowania na ciepło dla dużego systemu ciepłowniczego o mocy termicznej wynoszącej ok. 725 MW_t.

Wariant	Opis	Urządzenia	Moc zainstalowana, MW _t /MW _e
Wariant 1	Układ przedstawiający stan obecny. Główne urządzenia to bloki i kotły węglowe. Uzupełnieniem jest magazyn ciepła.	Kogeneracja węglowa	21400/188
		Kotły węglowe	200
		Kotły węglowe	75
		Kotły olejowe	50
		Magazyn ciepła	19 000 m ³
Wariant 2	Układ po transformacji, przedstawiający sytuację, w której technologie kogeneracyjne i Power to Heat już dzisiaj w modelowy sposób funkcjonowałyby w systemie ciepłowniczym. Wariant zakłada korzystanie przez jednostki kogeneracji z systemu wsparcia. Uzupełnieniem dla miksu wytwórczego jest kocioł biomasowy. Założono pracę magazynu ciepła.	Kotły gazowe	375
		Silniki gazowe	150/150
		Kotły elektrodowe	150
		Kotły biomasowe	50
		Pompy ciepła	50
		Magazyn ciepła	19 000 m ³
Wariant 2B	Wariant 2 z wymuszoną pracą kotłów elektrodowych jako jednostek bilansujących KSE przy nadwyżkach energii z OZE.		
Wariant 3	Układ po transformacji, pokazujący sytuację, w której kogeneracja nie otrzymuje wsparcia, a generacja obejmowałaby wyłącznie wytwarzanie ciepła. Sprawdzenie jaki wpływ na koszty zmienne wytwarzania ciepła mają przychody ze sprzedaży energii elektrycznej.	Kotły gazowe	375
		Kotły elektrodowe	200
		Kotły biomasowe	150
		Pompy ciepła	50
		Magazyn ciepła	19 000 m ³

ANALIZA - praca magazynu ciepła

- Zastosowany algorytm ustawia pracę magazynu ciepła w taki sposób, aby uzyskać najniższy koszt wytworzenia ciepła z całego układu technologicznego
- Magazyn jest ładowany i rozładowywany w cyklu dobowym:
 - Poprawia to pracę urządzeń wytwórczych, które są mniej elastyczne.
 - Umożliwia to pracę źródeł w okresach, kiedy zapotrzebowanie na ciepło było poniżej mocy minimalnej, bo nadwyżka ciepła mogła być przesyłana do magazynu.
- Magazyn oddaje ciepło w momentach wysokiego zapotrzebowania na ciepło.
- Kolejny okres pracy to moment niskich cen energii elektrycznej kiedy nie jest opłacalne pracowanie jednostkami kogeneracyjnymi.
- Magazyn może pracować zastępując jednostki emisyjne.

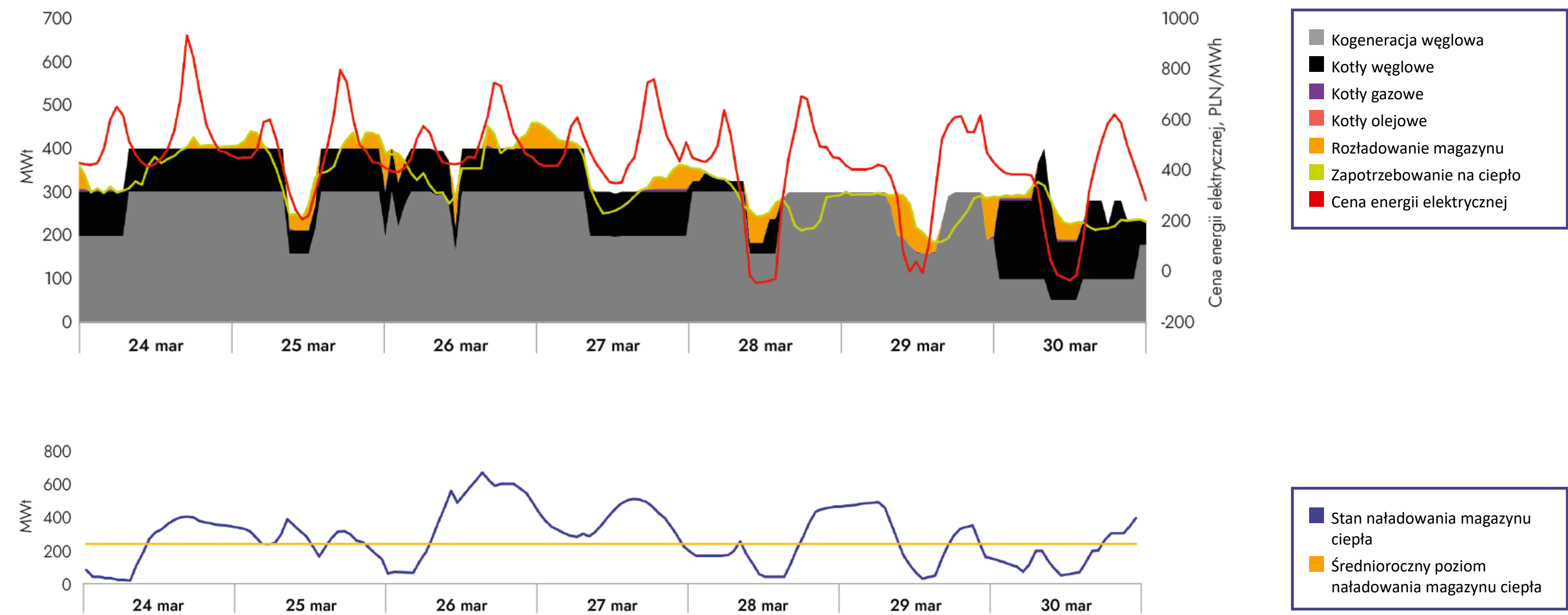


WARIANT 1

UKŁAD KOGENERACJI WĘGLOWEJ, KOTŁÓW WĘGLOWYCH, GAZOWYCH ORAZ OLEJOWYCH I
AKUMULATOR CIEPŁA

- W podstawie systemu ciepłowniczego kogeneracja węglowa - ograniczone możliwości elastycznej pracy.
- Jednostki węglowe pracują na potrzeby systemu ciepłowniczego lub ładują magazyn ciepła.
- W momentach niskich cen energii elektrycznej jednostki węglowe są redukowane, a w ich miejsce włączane są kotły węglowe lub magazyn ciepła.
- Magazyn ciepła może wspierać pracę bloków węglowych.

Praca urządzeń w Wariancie 1 w okresie 24–30 marca 2025 roku

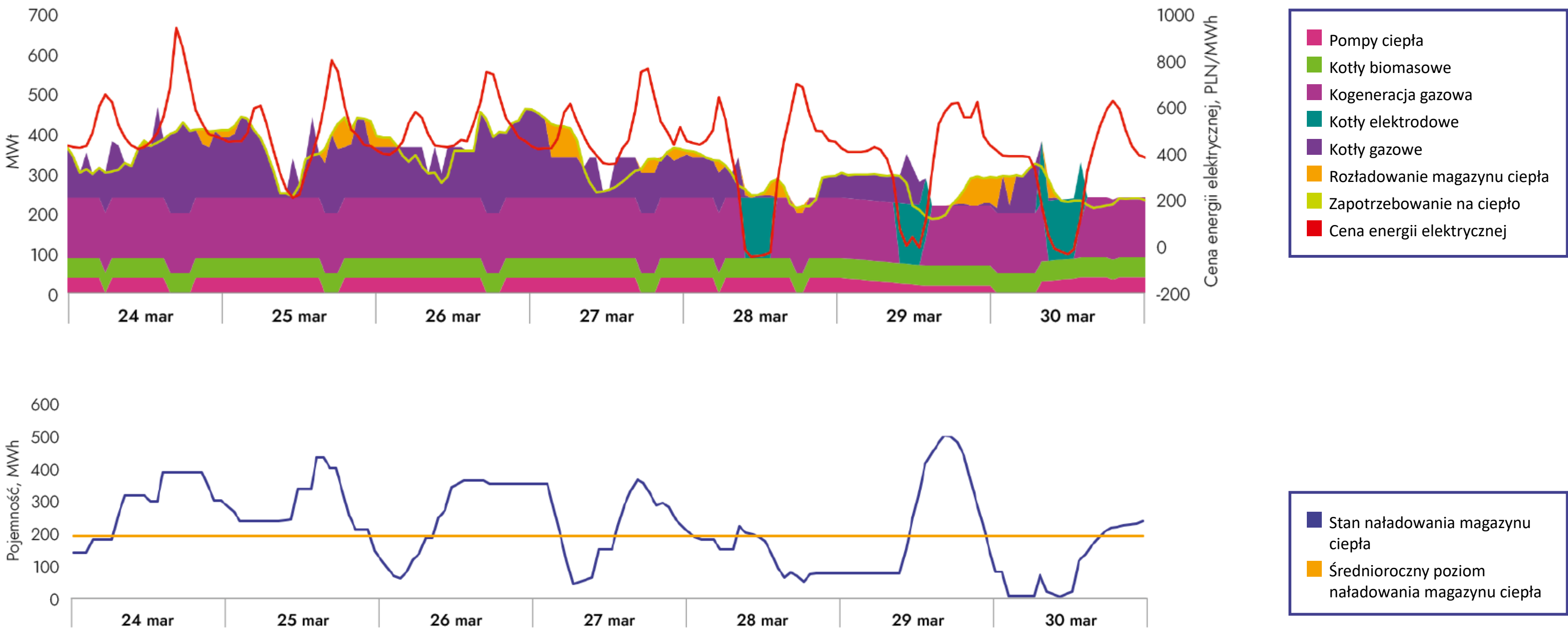


WARIANT 2

UKŁAD KOGENERACJI GAZOWEJ, KOTŁÓW BIOMASOWYCH, GAZOWYCH, ELEKTRODOWYCH, POMPY CIEPŁA, AKUMULATOR CIEPŁA

- Mocno zdywersyfikowany układ jednostek wytwórczych - podstawą pracy jest pompa ciepła, kocioł biomasowy oraz kogeneracja gazowa.
- Pompa ciepła wyłączana w momentach wysokich cen energii elektrycznej, uruchamiane jednostki szczytowe – kotły gazowe lub magazyn ciepła.
- Kotły elektrodowe **uruchamiane głównie w przypadku bardzo niskich cen energii elektrycznej**
- Kogeneracja gazowa redukowana w okresie niskich cen energii elektrycznej – produkcja ciepła uzupełniana kotłami elektrodowymi.
- Układ o najlepszej elastyczności i współpracy z KSE – produkcja energii elektrycznej przy wyższych cenach energii oraz pobór energii elektrycznej w okresach niskich cen.

Praca urządzeń w Wariancie 2 w okresie 24–30 marca 2025 roku

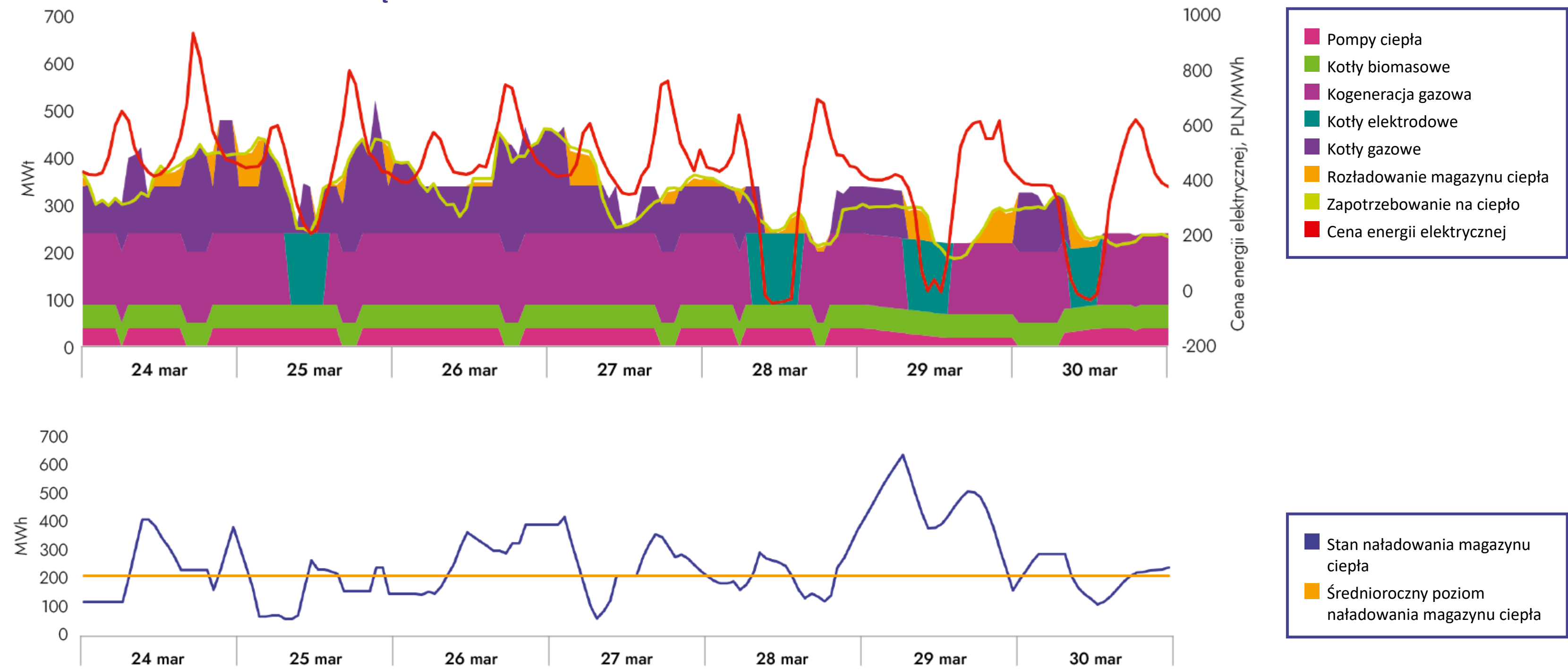


WARIANT 2B

IDENTYCZNY POD WZGLĘDEM DOBORU URZĄDZEŃ JAK WARIANT 2 Z WYMUSZONĄ PRACĄ KOTŁÓW ELEKTRODOWYCH PRZY NADWYŻKACH ENERGII Z OZE W KSE

- Wymuszona praca kotła elektrodowego w momencie wysokiej generacji OZE (ponad 40%) i pojawiających się nadwyżkach energii odnawialnej.
- W momentach zwiększonego udziału energii z OZE, przekraczającego 40%, średnia cena zakupu energii elektrycznej na potrzeby pracy kotła elektrodowego wynosiła 2024 roku 273 PLN/MWh, natomiast na potrzeby pompy ciepła 430 PLN/MWh.
- Zaobserwowano wyższy koszt produkcji ciepła i większy udział energii elektrycznej z OZE w produkcji ciepła.
- Potrzebne wsparcie operacyjne dla jednostek Power to Heat - obniżenie cen ciepła dla odbiorcy końcowego.

Praca urządzeń w Wariancie 2B w okresie 24–30 marca 2025 roku

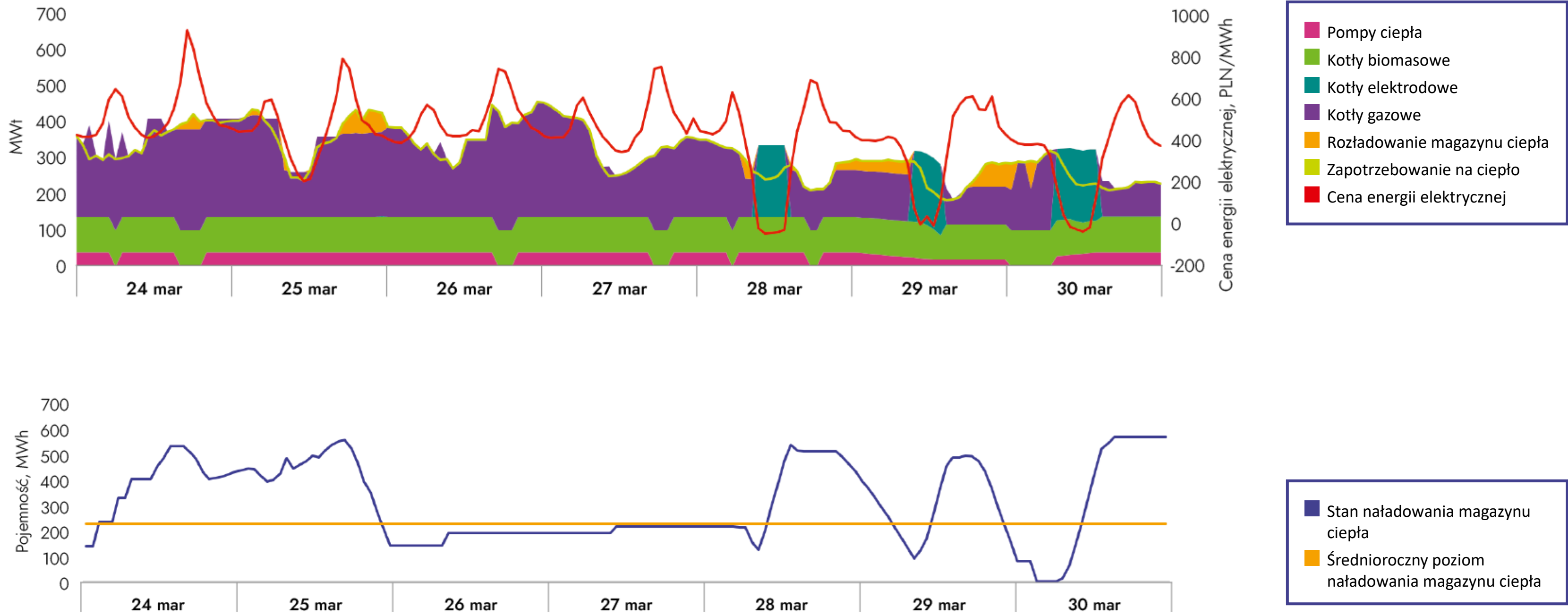


WARIANT 3

UKŁAD BEZ KOGENERACJI GAZOWEJ. KOTŁY GAZOWE, BIOMASOWE, POMPY CIEPŁA ORAZ KOTŁY ELEKTRODOWE

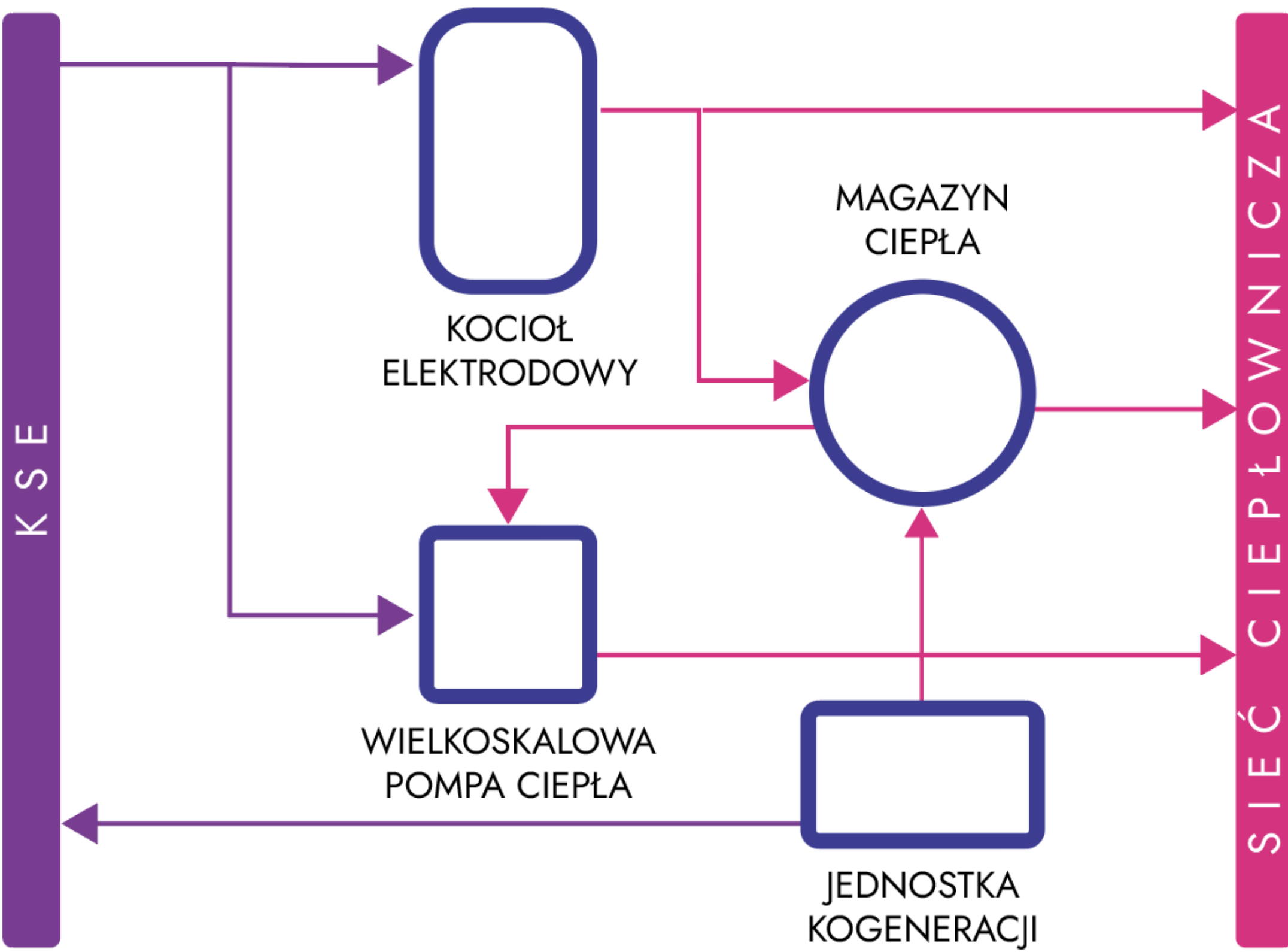
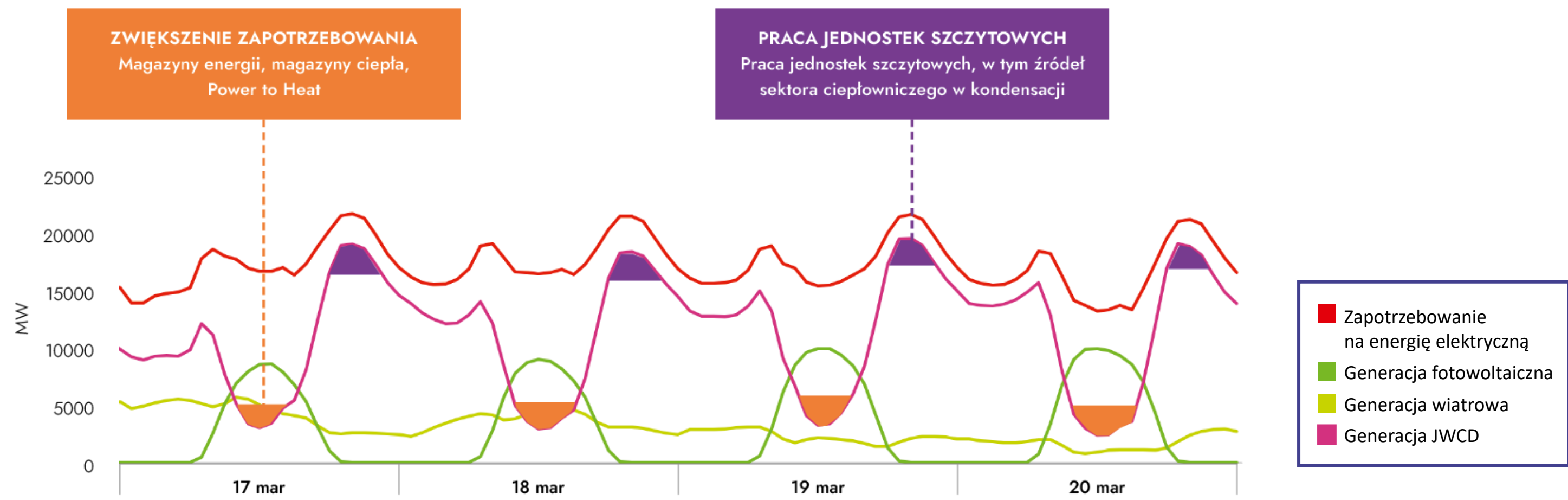
- Wariant ten charakteryzuje się zdywersyfikowanym układem jednostek wytwórczych, jednak nie zawiera układów kogeneracyjnych.
- Podstawa pracy: pompa ciepła i kocioł biomasowy. Pompa ciepła redukowana w sytuacji wysokich cen energii elektrycznej.
- Magazyn ciepła ładowany jedynie przez kotły elektrodowe.
- Układ ten charakteryzuje się umiarkowanym poziomem współpracy z KSE – tylko w zakresie poboru energii w okresach niskich cen energii elektrycznej (brak produkcji energii elektrycznej).
- W układzie nie ma przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej

Praca urządzeń w Wariancie 3 w okresie 24–30 marca 2025 roku



WYNIKI – Współpraca z KSE

Ideowe przedstawienie współpracy KSE i ciepłownictwa systemowego

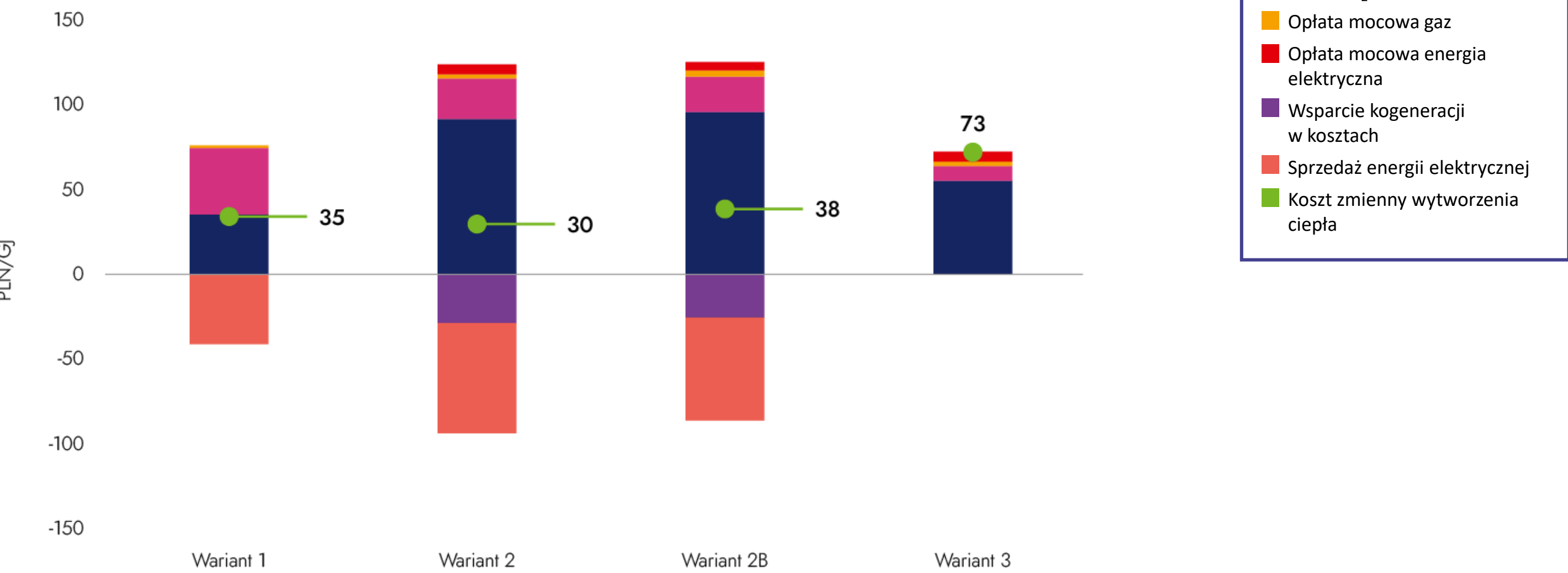


WYNIKI - koszt zmienny wytworzenia ciepła

Czy wykorzystanie Power to Heat w połączeniu z kogeneracją pozwoliłoby na obniżenie kosztów wytwarzania ciepła już dzisiaj?

- Układ hybrydowy pozwala na równoczesne wykorzystanie wyższych cen energii elektrycznej przy pracy kogeneracji oraz niskich, zerowych lub nawet ujemnych do produkcji ciepła z Power to Heat.
- Dla Wariantu 1 koszty zmienne, już teraz, były 16% wyższe w stosunku do Wariantu 2
- W Wariancie 3 koszt wytworzenia ciepła jest najwyższy - brak przychodów z energii elektrycznej i wsparcia z kogeneracji powoduje wzrost jednostkowego kosztu wytworzenia ciepła o 143% w porównaniu do Wariantu 2.

Porównanie kosztów zmiennych wytworzenia ciepła w analizowanych wariantach

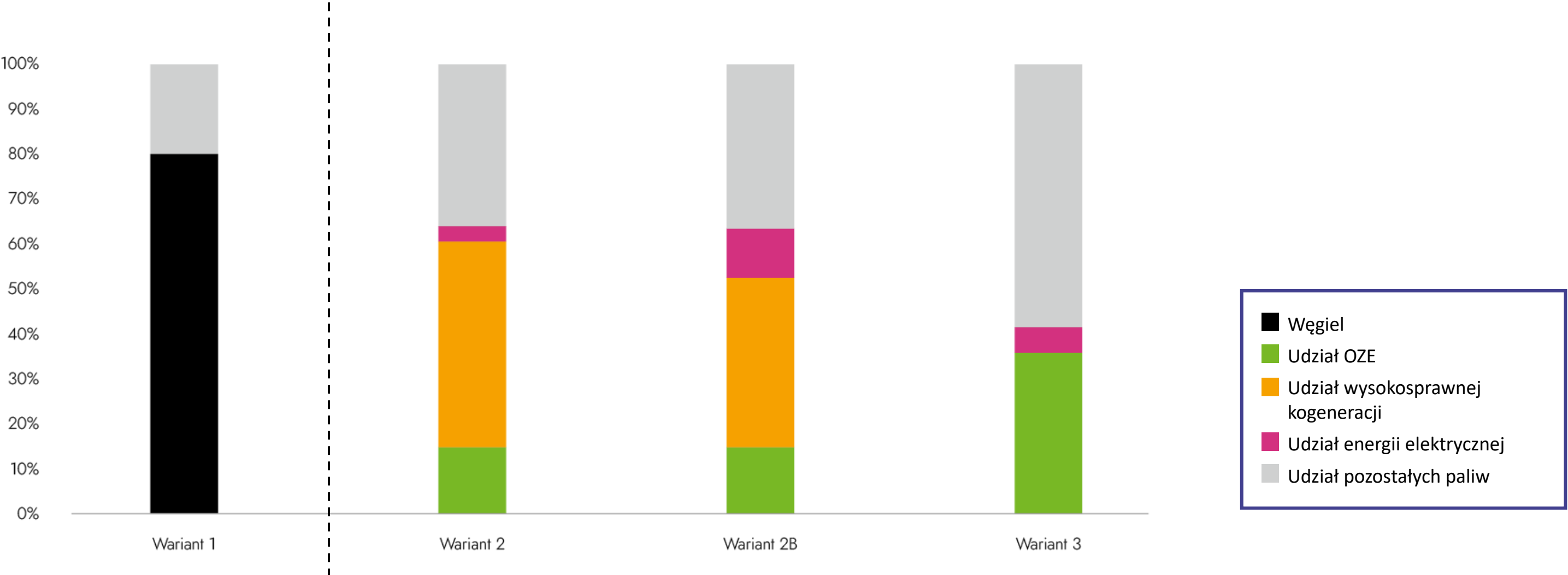


WYNIKI - efektywny system ciepłowniczy

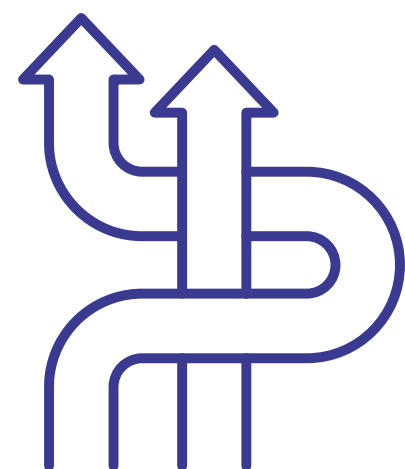
Czy zaproponowany nowy układ technologiczny pozwoliłby na utrzymanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego?

- Wariant 2 jest optymalny dla osiągnięcia przez system ciepłowniczy statusu efektywnego do końca 2034 r.
- Wariant 2B pozwala na większy udział energii elektrycznej OZE i pomóc w osiągnięciu wymagań dla systemu efektywnego - obniżenie kosztów wytwarzania wymaga wsparcia dla Power to Heat. W Wariancie 2B energia elektryczna odpowiada za ponad 10% produkcji ciepła.
- **W Wariancie 1 produkcja z kogeneracji węglowej pozwala spełniać wymagania efektywnego systemu ciepłowniczego wyłącznie do końca 2027 r.** Możliwość derogacji od wymogów emisyjnych dla wysokosprawnej kogeneracji do 2034 r. pod warunkiem przedstawienia planu obniżenia emisyjności.

Porównanie wolumenowych udziałów źródeł ciepła wymaganych do spełnienia statusu efektywnego systemu ciepłowniczego



WNIOSKI



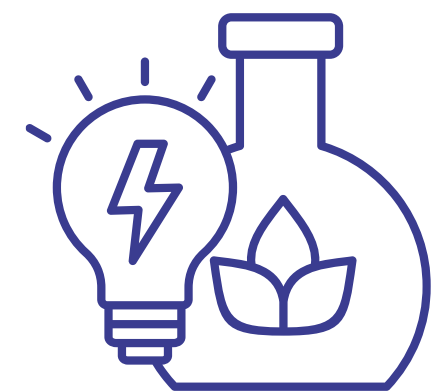
Najlepszą elastycznością pracy i współpracą z systemem elektroenergetycznym charakteryzuje się **układ hybrydowy** obejmujący urządzenia kogeneracyjne oraz Power to Heat



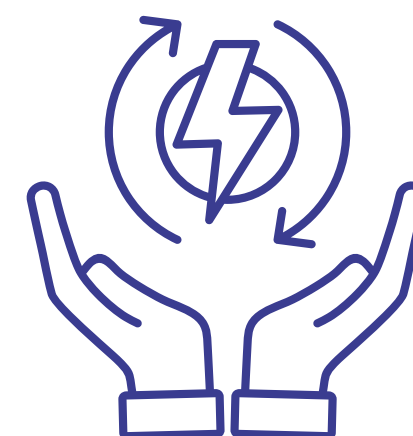
Układ bez **kogeneracji** charakteryzuje się wyższym kosztem wytworzenia ciepła



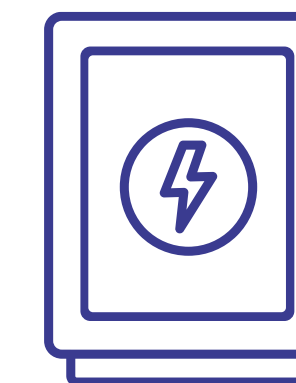
Elementem **podwyższającym koszty** wytwarzania ciepła w układach z elektrycznymi źródłami są koszty stałe związane z opłatą za moc zamówioną.



Ważną rolę w systemie pełnią źródła **biomasowe**, która charakteryzują się niskimi kosztami zmiennymi i pomagają w osiągnięciu celów efektywnego systemu ciepłowniczego.



Dekarbonizacja ciepłownictwa przez zwiększoną elektryfikację będzie wymagała systemu wsparcia operacyjnego, które pozwoli pokryć część kosztów związanych z zakupem energii elektrycznej przez te jednostki.



Magazyn ciepła zwiększa elastyczność pracy układu i zmniejsza zużycie paliw. Poprawia dobową pracę urządzeń ciepłowniczych, wspierając ich elastyczność.

Rekomendacje regulacyjne

Rozwój sector coupling wymaga szeregu zmian regulacyjnych, które przyczyniać się będą do szerszej współpracy sektora elektroenergetycznego i sektora ciepłowniczego, do najważniejszych należy zaliczyć:

Obszar	Rekomendowane kierunki i zmiany
Technologie Power to Heat	- zakwalifikowanie całego strumienia ciepła wytworzonego w pompach ciepła i kotłach elektrodowych jako ciepło z OZE na potrzeby spełnienia EDH; - wsparcie operacyjne dla pomp ciepła i kotłów elektrodowych; - redukcja opłat za moc zamówioną dla instalacji ciepłowniczych wykorzystujących energię elektryczną, mogących pełnić rolę bilansującą dla KSE; - preferencyjne warunki przyłączania pomp ciepła i kotłów elektrodowych do sieci elektroenergetycznej; - zmiany polityki taryfowej w zakresie ciepła, m.in. poprzez wprowadzenie dedykowanej taryfy dystrybucyjnej dla pomp ciepła i kotłów elektrodowych; - zmiany w modelu taryfowania ciepła celem wynagrodzenia wysiłków przedsiębiorstw ciepłowniczych na rzecz dekarbonizacji i impulsu rozwoju OZE, np. premia za wytwarzanie ciepła z OZE, zmiana sposobu rozliczania nakładów inwestycyjnych w premii inwestycyjnej.
Jednostki kogeneracji	- zmiany w mechanizmie wsparcia operacyjnego dla kogeneracji: - wydłużenie terminu uzyskania na PnB z 12 do 24 miesięcy; - przedłużenie terminu na wytworzenie po raz pierwszy energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji do odpowiednio 60/72 miesięcy; - złagodzenie przepisu uniemożliwiającego wytwórcy uczestnictwo w okresie 3 lat w systemie wsparcia CHP w przypadku przekroczenia terminów wybudowania i wytworzenia energii elektrycznej; - zwiększenie puli środków przeznaczonych dla aukcji na premie kogeneracyjne poprzez przeniesienie środków niewykorzystanych w związku z nierozstrzygniętymi naborami na premie kogeneracyjną indywidualną; - utrzymanie modelu taryfowania metodą uproszczoną i zapewnienie równomierności w kształtowaniu przychodów dla wszystkich jednostek kogeneracji; - wydłużenie roli wysokosprawnej kogeneracji w spełnieniu definicji EDH po 2040 r.

Rekomendacje regulacyjne

Rozwój sector coupling wymaga szeregu zmian regulacyjnych, które przyczyniać się będą do szerszej współpracy sektora elektroenergetycznego i sektora ciepłowniczego, do najważniejszych należy zaliczyć:

Obszar	Rekomendowane kierunki i zmiany
Magazyny ciepła	• umożliwienie taryfowania magazynów
Finansowanie dekarbonizacji	• objęcie pomocą inwestycyjną budowy magazynów ciepła jako samodzielnych projektów oraz budowy kotłów elektrodowych wytwarzających ciepło na potrzeby systemów ciepłowniczych; • Zmiany w zakresie pomocy publicznej (GBER): • wzrost intensywności pomocy publicznej do 60%; • podwyższenie progu notyfikacji do 100 mln EUR na projekt; • przedłużenie Funduszu Modernizacyjnego również po 2030 r.
Proces inwestycyjny	• deregulacja procesu inwestycyjnego i uproszczenie procedur administracyjnych, mające na celu rozwój technologii pomp ciepła oraz kotłów elektrodowych.

