



Ocena porównawcza wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii dla planowanej jednostki wysokosprawnej kogeneracji gazowej PEC Świnoujście

DOKUMENT SPORZĄDZONY NA POTRZEBY WYKAZANIA SPEŁNIENIA WARUNKU
OKREŚLONEGO DLA DZIAŁALNOŚCI 4.30 ZGODNIE Z ROZPORZĄDZENIEM
DELEGOWANYM KOMISJI (UE) 2021/2139, ZMIENIONYM ROZPORZĄDZENIEM
DELEGOWANYM KOMISJI (UE) 2022/1214

PRZEDSIĘBIORSTWO ENERGETYKI CIEPLNEJ SP. Z O.O. W ŚWINOUJŚCIU

Spis treści

1. Synteza wniosków z oceny porównawczej	2
2. Opis wariantu referencyjnego – projektowana jednostka gazowej kogeneracji.....	3
3. Cel i podstawa oceny.....	5
4. Uwarunkowania lokalne i systemowe przedsięwzięcia.....	7
4.1. Uwarunkowania lokalizacyjne i przestrzenno-logistyczne	7
4.2. Uwarunkowania techniczne i systemowe pracy źródła	9
5. Wstępna selekcja wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii.....	12
5.1. Zakres rozpatrywanych wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii	12
5.2. Kryteria wstępnej selekcji wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii	13
5.3. Wyniki wstępnej selekcji wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii	15
5.3.1. Wielkoskalowe pompy ciepła.....	15
5.3.2. Geotermia	17
5.3.3. Biogaz lub biometan.....	18
5.3.4. Kolektory słoneczne	19
5.3.5. Biomasa	20
5.3.6. Wnioski z wstępnej selekcji	22
6. Analiza porównawcza wariantu gazowej kogeneracji i wariantu wysokosprawnej kogeneracji na biomasę.....	24
6.1. Cel analizy porównawczej i określenie wariantów.....	24
6.2. Porównanie parametrów produkcyjnych wariantów	25
6.3. Porównanie nakładów inwestycyjnych wariantów	27
6.4. Porównanie przychodów z produkcji energii elektrycznej.....	28
6.5. Łączne porównanie rocznych kosztów operacyjnych.....	30
6.6. Porównanie średniego kosztu produkcji ciepła w okresie 15 lat	31
7. Wnioski końcowe z oceny porównawczej	33

1. Synteza wniosków z oceny porównawczej

Niniejsza ocena porównawcza została sporządzona w celu ustalenia, czy dla planowanego przedsięwzięcia polegającego na budowie jednostki wysokosprawnej kogeneracji gazowej dla systemu ciepłowniczego PEC Świnoujście istnieje najbardziej opłacalna i technicznie wykonalna alternatywa oparta na odnawialnych źródłach energii, zdolna do przejęcia porównywalnej funkcji systemowej. Ocena została przygotowana z uwzględnieniem wymogów wynikających z rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2021/2139, zmienionego rozporządzeniem delegowanym Komisji (UE) 2022/1214, w zakresie działalności 4.30 dotyczącej wysokosprawnej kogeneracji energii cieplnej/chłodniczej i energii elektrycznej z gazowych paliw kopalnych.

Punktem odniesienia dla analizy jest planowana jednostka wysokosprawnej kogeneracji gazowej o mocy cieplnej 25 MWt oraz mocy elektrycznej 16-17 MWe. Źródło to ma pełnić funkcję podstawowego, dyspozycyjnego źródła systemowego, zastępującego dotychczasowe źródło wysokoemisyjne i zapewniającego stabilne dostawy ciepła do istniejącej miejskiej sieci ciepłowniczej przy jednoczesnej produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu.

W ramach oceny rozpatrzono warianty alternatywne oparte na odnawialnych źródłach energii, w szczególności: wielkoskalowe pompy ciepła, geotermię, biogaz lub biometan, kolektory słoneczne oraz biomasę. Wstępna selekcja wykazała, że większość analizowanych technologii nie jest zdolna do samodzielnego przejęcia funkcji planowanego źródła systemowego w istniejących warunkach technicznych, lokalizacyjnych i eksploatacyjnych PEC Świnoujście. Dotyczy to w szczególności technologii zależnych od warunków pogodowych, technologii niskotemperaturowych, technologii wymagających niedostępnego lokalnie paliwa lub medium oraz rozwiązań wymagających zasadniczej przebudowy systemu ciepłowniczego lub instalacji odbiorczych.

Najbardziej zbliżonym funkcjonalnie wariantem odnawialnym pozostaje kogeneracja oparta na biomasie. Biomasa jako paliwo odnawialne może co do zasady zostać wykorzystana w źródle wysokotemperaturowym i umożliwia pracę dyspozycyjną, a więc odpowiada podstawowym wymaganiom systemu ciepłowniczego w większym stopniu niż pozostałe analizowane technologie OZE. Z tego względu, pomimo istotnych ograniczeń lokalizacyjnych i logistycznych, wariant kogeneracji na biomasę został przyjęty do pogłębionej analizy porównawczej jako najbardziej relewantna alternatywa odnawialna.

Dla wariantu alternatywnego OZE przyjęto budowę źródła wysokosprawnej kogeneracji na biomasę o mocy cieplnej 25 MWt, tj. porównywalnej z wariantem gazowym. Moc elektryczną wariantu biomasowego określono na poziomie 7,9 MWe. Założenie to przyjęto na podstawie krajowego benchmarku inwestycyjnego – źródła wysokosprawnej kogeneracji na biomasę w Lesznie o mocy 3,410 MWe i 10,817 MWt. Relacja mocy elektrycznej do cieplnej w tym benchmarku wynosi ok. 0,315 MWe/MWt. Po przeskalowaniu tej relacji do mocy cieplnej 25 MWt uzyskano moc elektryczną ok. 7,88 MWe, zaokrągloną w analizie do 7,9 MWe.

Przeprowadzona analiza wskazuje, że wariant biomasowy może zostać uznany za wariant odnawialny najbliższy funkcjonalnie planowanemu źródłu gazowemu, jednak jego realizacja w warunkach PEC Świnoujście wiązałaby się z istotnie większymi ograniczeniami technicznymi, logistycznymi, przestrzennymi i ekonomicznymi. Dotyczy to przede wszystkim konieczności zapewnienia stałych dostaw dużych ilości paliwa, organizacji rozbudowanego zaplecza magazynowego i rozładunkowego, gospodarki popiołami, zwiększonego ruchu transportowego oraz większych wymagań terenowych. Szczególne znaczenie ma lokalizacja PEC Świnoujście na wyspie Uznam, ograniczona dostępność terenu inwestycyjnego oraz konieczność obsługi dostaw przez układ komunikacyjny miasta, w tym

przez tunel stanowiący podstawowe połączenie lewobrzeżnej części Świnoujścia z zapleczem lądowym.

Wyniki porównania wskazują również na mniej korzystną efektywność ekonomiczną wariantu biomasowego. Przy porównywalnej mocy cieplnej wariant ten zapewnia istotnie niższą produkcję energii elektrycznej, wymaga wyższych nakładów inwestycyjnych oraz generuje większe ryzyka operacyjne związane z dostępnością, ceną, jakością i logistyką dostaw biomasy. Z punktu widzenia funkcjonowania systemu ciepłowniczego oznacza to niższą elastyczność ekonomiczną i operacyjną niż w przypadku planowanej jednostki gazowej kogeneracji.

W konsekwencji należy stwierdzić, że mimo zidentyfikowania wariantu odnawialnego najbardziej zbliżonego funkcjonalnie do planowanego źródła, tj. kogeneracji na biomasę, wariant ten nie stanowi alternatywy bardziej opłacalnej i racjonalnej do realizacji w warunkach PEC Świnoujście. Planowana jednostka wysokosprawnej kogeneracji gazowej nie wypiera zatem najbardziej opłacalnej i technicznie wykonalnej alternatywy odnawialnej, ponieważ wariant biomasowy — jako najbardziej relewantny scenariusz OZE — charakteryzuje się istotnie gorszą wykonalnością lokalizacyjną i logistyczną oraz mniej korzystnymi parametrami ekonomicznymi.

Ostateczny wniosek z niniejszej oceny jest taki, że realizacja jednostki gazowej kogeneracji stanowi rozwiązanie uzasadnione w istniejących warunkach systemowych PEC Świnoujście, przy jednoczesnym zachowaniu kierunku transformacji systemu ciepłowniczego, ograniczeniu emisji CO₂ oraz stworzeniu warunków do dalszej integracji paliw odnawialnych lub niskoemisyjnych w kolejnych etapach funkcjonowania systemu.

2. Opis wariantu referencyjnego – projektowana jednostka gazowej kogeneracji

Wariant referencyjny, stanowiący punkt odniesienia dla niniejszej oceny porównawczej, obejmuje realizację nowego źródła ciepła w postaci jednostki wysokosprawnej kogeneracji opalanej gazem ziemnym, przeznaczonej do pracy na potrzeby systemu ciepłowniczego obsługiwanego przez Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Świnoujściu. Przedsięwzięcie ma charakter inwestycji systemowej, której podstawowym celem jest zastąpienie dotychczasowego źródła węglowego nowoczesnym źródłem wysokotemperaturowym, zdolnym do zapewnienia ciągłości dostaw ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej przy jednoczesnym wytwarzaniu energii elektrycznej w skojarzeniu. W dokumentacji przedsięwzięcia źródło to jest ujmowane jako zasadniczy element transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku obniżenia emisyjności oraz poprawy efektywności energetycznej, przy zachowaniu parametrów pracy odpowiadających wymaganiom istniejącej infrastruktury sieciowej i odbiorczej.

Planowane źródło ma zostać zlokalizowane na działce nr 188/150 obręb 10 w Świnoujściu. Zgodnie z dokumentacją projektową przedsięwzięcie obejmuje budowę zespołu urządzeń i obiektów technologicznych niezbędnych dla funkcjonowania elektrociepłowni gazowej oraz jej włączenia do istniejącego systemu ciepłowniczego. Zakres inwestycji obejmuje nie tylko samą jednostkę kogeneracyjną, lecz również infrastrukturę towarzyszącą, układy przyłączeniowe, urządzenia pomocnicze i pozostałe elementy konieczne dla zapewnienia bezpiecznej i ciągłej eksploatacji źródła.

Funkcja systemowa projektowanego źródła ma charakter podstawowy. Oznacza to, że źródło to nie jest projektowane jako instalacja pomocnicza, szczytowa ani demonstracyjna, lecz jako zasadniczy element układu wytwórczego, który ma przejąć rolę dotychczasowego źródła konwencjonalnego i

zapewnić stabilną pracę na potrzeby miejskiego systemu ciepłowniczego. W praktyce oznacza to konieczność zapewnienia ciągłej dostępności źródła, zdolności do pracy w warunkach odpowiadających zmiennemu zapotrzebowaniu na ciepło w ciągu roku oraz możliwości współpracy z istniejącą siecią ciepłowniczą w sposób zapewniający zachowanie wymaganych parametrów czynnika grzewczego. Z tego względu projektowana jednostka kogeneracyjna musi być oceniana jako źródło wysokotemperaturowe, zdolne do pracy w systemie dostosowanym do potrzeb obecnych odbiorców.

Planowana instalacja gazowej kogeneracji została przewidziana jako źródło o mocy cieplnej 25 MW oraz mocy elektrycznej 16-17 MW. Układ ten ma zapewniać jednocześnie wytwarzanie energii cieplnej dla systemu ciepłowniczego oraz energii elektrycznej w skojarzeniu, przy zachowaniu parametrów właściwych dla wysokosprawnej kogeneracji. Dla potrzeb niniejszej oceny kluczowe znaczenie ma nie tylko nominalna wartość mocy cieplnej i elektrycznej, lecz również fakt, że źródło zostało zaprojektowane jako jednostka systemowa, pracująca w sposób ciągły i zapewniająca łączną sprawność na poziomie odpowiadającym nowoczesnym układom kogeneracyjnym.

Z punktu widzenia funkcjonowania systemu szczególne znaczenie ma integracja projektowanego źródła z istniejącą siecią ciepłowniczą. Wariant referencyjny został zaprojektowany z uwzględnieniem parametrów pracy właściwych dla obecnego układu dystrybucyjnego, w tym konieczności dostarczania ciepła do systemu na parametrach odpowiadających potrzebom odbiorców końcowych. Oznacza to, że jednostka gazowej kogeneracji nie wymaga założenia uprzedniej zasadniczej przebudowy sieci ani przekształcenia instalacji odbiorczych po stronie użytkowników. Cecha ta ma znaczenie zasadnicze dla niniejszej oceny porównawczej, ponieważ wariant referencyjny odpowiada rzeczywistej funkcji, jaką źródło ma pełnić w istniejącym systemie, a nie funkcji hipotetycznej, uzależnionej od dodatkowych, odrębnych inwestycji po stronie infrastruktury dystrybucyjnej.

W dokumentacji projektowej wskazano również, że źródło będzie pracować w warunkach zapewniających stabilność i dyspozycyjność właściwą dla źródła systemowego. Obejmuje to zarówno możliwość pracy w sposób ciągły, jak i zdolność do współpracy z pozostałymi elementami systemu ciepłowniczego. Projektowana jednostka ma zatem zapewniać nie tylko sam wolumen wytwarzanej energii, lecz również bezpieczeństwo dostaw, właściwy standard pracy systemu oraz możliwość elastycznego reagowania na zapotrzebowanie ciepłe. Z tego względu jest ona przyjmowana w niniejszym opracowaniu jako wariant odniesienia dla oceny potencjalnych wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii.

Wariant referencyjny należy również rozpatrywać w kontekście lokalnych ograniczeń inwestycyjnych i eksploatacyjnych. Gaz ziemny jako paliwo dla projektowanej jednostki nie wymaga rozbudowanego zaplecza magazynowego ani stałego, wielkoskalowego transportu materiałowego na teren zakładu. Ma to istotne znaczenie w warunkach PEC Świnoujście, gdzie dostępna powierzchnia terenu jest ograniczona, a lokalizacja przedsięwzięcia nie sprzyja technologiom wymagającym rozległych placów składowych, intensywnej logistyki paliwowej lub rozbudowanej infrastruktury przeładunkowej. W tym sensie wariant gazowej kogeneracji odpowiada nie tylko wymaganiom systemowym, ale również realnym uwarunkowaniom lokalizacyjnym i organizacyjnym właściwym dla planowanego przedsięwzięcia.

Mając powyższe na uwadze, projektowana jednostka gazowej kogeneracji została przyjęta w niniejszym opracowaniu jako wariant referencyjny, względem którego oceniane są potencjalne warianty alternatywne oparte na odnawialnych źródłach energii. Wariant ten odpowiada rzeczywistej funkcji, jaką źródło ma pełnić w systemie ciepłowniczym PEC Świnoujście, uwzględnia istniejące uwarunkowania techniczne, lokalizacyjne i organizacyjne oraz stanowi rozwiązanie projektowane do wdrożenia w konkretnych warunkach przedsięwzięcia.

3. Cel i podstawa oceny

Niniejszy dokument stanowi ocenę porównawczą przygotowaną na potrzeby wykazania spełnienia warunku określonego dla działalności 4.30 „Wysokosprawna kogeneracja energii cieplnej/chłodniczej i energii elektrycznej z gazowych paliw kopalnych” w Załączniku I do Rozporządzenia Delegowanego Komisji (UE) 2021/2139, zmienionego Rozporządzeniem Delegowanym Komisji (UE) 2022/1214. Celem dokumentu jest wykazanie, że planowane przedsięwzięcie nie wypiera alternatywnej instalacji opartej na odnawialnych źródłach energii, która mogłaby zostać zrealizowana zamiast projektowanej jednostki gazowej kogeneracji, przy uwzględnieniu wymogu przeprowadzenia oceny porównawczej względem najbardziej opłacalnej i technicznie wykonalnej alternatywy odnawialnej dla obiektu tej samej mocy.

Na potrzeby niniejszej oceny przez alternatywę odnawialną dla obiektu tej samej mocy rozumie się nie tylko źródło o zbliżonej mocy nominalnej, ale rozwiązanie zdolne do zapewnienia porównywalnej funkcji energetycznej w tym samym systemie. Ocena nie może być zatem ograniczona do prostego zestawienia parametrów katalogowych poszczególnych technologii, lecz powinna obejmować ich zdolność do dostarczenia energii w wymaganym wolumenie, przy odpowiedniej dyspozycyjności, w warunkach odpowiadających rzeczywistym potrzebom systemu ciepłowniczego. W przypadku działalności 4.30 oznacza to konieczność zbadania, czy rozpatrywany wariant odnawialny może w praktyce przejąć funkcję projektowanego źródła kogeneracyjnego w istniejącym układzie technicznym, lokalizacyjnym i organizacyjnym.

Z tego względu niniejsza ocena została oparta na podejściu etapowym. W pierwszej kolejności analizie podlega techniczna wykonalność poszczególnych wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii. Ocenie podlega przy tym nie tylko sama możliwość technicznego zastosowania określonej technologii, lecz również możliwość jej wdrożenia i eksploatacji w konkretnych warunkach przedsięwzięcia, z uwzględnieniem uwarunkowań lokalizacyjnych, dostępności paliwa lub medium, infrastruktury przyłączeniowej, charakterystyki systemu ciepłowniczego, wymagań odbiorców oraz bezpieczeństwa eksploatacji. Dopiero w przypadku potwierdzenia, że co najmniej jeden wariant odnawialny spełnia kryterium technicznej wykonalności, zasadne jest przeprowadzenie dalszego porównania w zakresie opłacalności. W sytuacji, w której żaden z rozpatrywanych wariantów nie spełnia tego kryterium, analiza porównawcza kończy się na etapie selekcji technicznej, a brak przejścia do dalszego etapu nie stanowi braku metodologicznego, lecz wynik samej oceny.

Przez technicznie wykonalną alternatywę odnawialną należy rozumieć rozwiązanie, które może zostać zrealizowane i eksploatowane w rzeczywistych warunkach lokalnych, infrastrukturalnych i systemowych przedsięwzięcia. Oznacza to konieczność uwzględnienia łącznie takich aspektów, jak dostępność odpowiedniego terenu, możliwość organizacji dostaw paliwa lub wykorzystania medium energetycznego, zgodność z charakterystyką istniejącej sieci i instalacji odbiorczych, zapewnienie wymaganych parametrów pracy, możliwość pokrycia zapotrzebowania na moc i energię oraz utrzymanie bezpieczeństwa i stabilności pracy źródła. Rozwiązanie, które mogłoby funkcjonować wyłącznie przy założeniu zasadniczej przebudowy systemu, nieadekwatnej rozbudowy infrastruktury towarzyszącej albo oparcia eksploatacji na niestabilnym modelu logistycznym, nie może zostać uznane za technicznie wykonalną alternatywę w rozumieniu niniejszej oceny.

Przez najbardziej opłacalną alternatywę odnawialną należy natomiast rozumieć rozwiązanie, które pozwala osiągnąć wymagany efekt energetyczny przy najniższym koszcie całkowitym i przy akceptowalnym poziomie ryzyka realizacyjnego oraz operacyjnego. W niniejszej analizie za wariant

odnawialny najbardziej relewantny funkcjonalnie uznano kogenerację na biomasę, ponieważ jako jedyna spośród analizowanych technologii OZE może co do zasady pracować jako źródło wysokotemperaturowe i dyspozycyjne. Wariant ten został zatem poddany dalszemu porównaniu ekonomicznemu z wariantem gazowym, obejmującemu w szczególności nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacyjne, koszty paliwa, koszty logistyki i magazynowania, koszty gospodarki pozostałościami po spalaniu, produkcję energii elektrycznej oraz ryzyka lokalizacyjne i operacyjne. [źródło: Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) 2021/2139; Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) 2022/1214; Wytyczne MRiT „Wymagania dla procesu i metodologii walidacji i weryfikacji technicznych kryteriów kwalifikacji dla działalności nr 4.29, 4.30 i 4.31”].

Ocena porównawcza, której dotyczy niniejszy dokument, ma również wymiar proceduralny. Zgodnie z krajowymi wytycznymi dotyczącymi stosowania wymogów dla działalności 4.29–4.31, wykonanie dedykowanej analizy porównawczej, publikacja jej wyniku oraz przedstawienie go zainteresowanym stronom stanowią element wykazania spełnienia warunku odnoszącego się do oceny alternatywy odnawialnej. Dokument jest zatem przygotowywany nie tylko jako materiał analityczny na potrzeby przedsięwzięcia i procesu finansowania, lecz również jako podstawa dla dalszych działań informacyjnych i konsultacyjnych. [źródło: Wytyczne MRiT „Wymagania dla procesu i metodologii walidacji i weryfikacji technicznych kryteriów kwalifikacji dla działalności nr 4.29, 4.30 i 4.31”].

W konsekwencji zakres niniejszej oceny obejmuje identyfikację potencjalnych wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii, ich wstępną selekcję pod kątem wykonalności technicznej oraz pogłębione porównanie techniczno-ekonomiczne wariantu kogeneracji na biomasę z projektowaną jednostką gazowej kogeneracji. Analiza została zatem skonstruowana w taki sposób, aby umożliwić jednoznaczne ustalenie, czy w warunkach planowanego przedsięwzięcia istnieje technicznie wykonalna i najbardziej opłacalna alternatywa odnawialna zdolna do przejęcia porównywalnej funkcji systemowej. Takie podejście pozwala prawidłowo ocenić, czy planowany Projekt wypiera realne rozwiązanie odnawialne, czy też stanowi wariant bardziej uzasadniony w konkretnych warunkach lokalnych, technicznych, ekonomicznych i organizacyjnych PEC Świnoujście.

4. Uwarunkowania lokalne i systemowe przedsięwzięcia

4.1. Uwarunkowania lokalizacyjne i przestrzenno-logistyczne

Ocena technicznej wykonalności alternatyw odnawialnych dla planowanego przedsięwzięcia wymaga uwzględnienia szczególnych uwarunkowań lokalizacyjnych PEC Świnoujście. Projektowane nowe źródło ciepła ma zostać zrealizowane na działce nr 188/150 obręb 10 w Świnoujściu, w lokalizacji funkcjonalnie związanej z istniejącym systemem ciepłowniczym i dobranej z uwagi na możliwość włączenia nowego źródła do miejskiej infrastruktury przesyłowej. Jednocześnie jest to lokalizacja obciążona istotnymi ograniczeniami przestrzennymi, komunikacyjnymi i środowiskowymi, które muszą zostać uwzględnione przy ocenie realności wdrożenia alternatywnych technologii odnawialnych.

PEC Świnoujście funkcjonuje w lewobrzeżnej części miasta, na wyspie Uznam, w obszarze pełniącym równocześnie funkcje mieszkaniowe, uzdrowskowe i turystyczne. Po polskiej stronie wyspy dostępność terenów możliwych do przeznaczenia pod infrastrukturę energetyczną jest ograniczona, a presja związana z zagospodarowaniem przestrzennym jest wysoka. Oznacza to, że analiza porównawcza nie może abstrahować od rzeczywistych warunków lokalnych. Technologie wymagające rozległych placów składowych, rozbudowanej infrastruktury pomocniczej, znacznych stref manewrowych lub intensywnej obsługi transportowej nie mogą być oceniane w oderwaniu od ograniczeń przestrzennych i funkcjonalnych właściwych dla tej części miasta.

Zasadnicze znaczenie ma ograniczona powierzchnia działki przeznaczonej pod realizację inwestycji. Teren ten musi pomieścić nie tylko podstawową infrastrukturę źródła, lecz również obiekty i instalacje towarzyszące, układy przyłączeniowe, komunikację wewnętrzną, niezbędne strefy bezpieczeństwa oraz zagospodarowanie techniczne wymagane dla eksploatacji źródła systemowego. W tych warunkach możliwość przeznaczenia części terenu na rozbudowane funkcje magazynowe i składowe jest w praktyce istotnie ograniczona. Dotyczy to w szczególności wariantu biomasowego. Nawet przy założeniu wydzielenia powierzchni rzędu około 2000 m² na potrzeby placu magazynowego, skala dostępnego terenu pozostaje niewystarczająca dla zapewnienia racjonalnego i bezpiecznego magazynowania paliwa stałego dla źródła o znaczeniu systemowym. Należy bowiem uwzględnić, że w przypadku biomasy niezbędna jest nie tylko powierzchnia składowa sensu stricto, lecz również przestrzeń przeznaczona na rozładunek, manewrowanie pojazdów, czasowe buforowanie dostaw, kontrolę jakości paliwa oraz zabezpieczenie warunków jego przechowywania.

Dodatkowym czynnikiem ograniczającym jest specyfika dostępności transportowej wynikająca z położenia przedsiębiorstwa na obszarze wyspy Uznam. Zaopatrzenie w paliwa i materiały odbywa się w warunkach ograniczonej przepustowości układu komunikacyjnego, którego podstawowym elementem jest tunel łączący lewobrzeżną część Świnoujścia z pozostałą częścią kraju. W przypadku technologii opartych na paliwie stałym, zwłaszcza na biomasie, konieczne byłoby zapewnienie regularnych, wielkoskalowych dostaw transportem samochodowym. Taki model zaopatrzenia oznaczałby nie tylko wzrost kosztów logistycznych, lecz również zwiększenie presji na lokalny układ drogowy, w tym na tunel obsługujący ruch miejski, turystyczny i zaopatrzeniowy. Okoliczność ta ma znaczenie nie tylko ekonomiczne, ale również operacyjne i społeczne.

Należy przy tym podkreślić, że ograniczenia logistyczne nie odnoszą się wyłącznie do samego transportu paliwa do miasta, lecz również do jego obsługi w obrębie lokalizacji inwestycji. Biomasa wymaga zorganizowania odpowiedniego zaplecza rozładunkowego, przeładunkowego

i magazynowego, a także zapewnienia ciągłości dostaw przy zachowaniu bufora bezpieczeństwa. W warunkach ograniczonej powierzchni działki oraz silnego otoczenia miejskiego każda z tych funkcji dodatkowo zwiększa presję na dostępny teren. Z punktu widzenia oceny wykonalności oznacza to, że wariant biomasowy nie może być rozpatrywany wyłącznie przez pryzmat samej technologii spalania, lecz musi obejmować pełen łańcuch logistyczny i jego konsekwencje dla funkcjonowania przedsiębiorstwa.

Na ocenę wariantów paliwowych wpływa również charakter otoczenia inwestycji. Lokalizacja w części miasta o funkcji uzdrowiskowej i turystycznej wymaga szczególnej ostrożności przy rozpatrywaniu technologii generujących dodatkowe obciążenia związane z ruchem samochodowym, okresowym magazynowaniem paliwa, zwiększonym zapyleniem lub koniecznością prowadzenia stałej obsługi materiałowej. W odróżnieniu od paliw gazowych, biomasa wymaga bieżącej organizacji dostaw, składowania i przemieszczania paliwa na terenie zakładu. Powoduje to wzrost uciążliwości eksploatacyjnych, które w lokalizacji o takiej funkcji przestrzennej mają znaczenie większe niż w klasycznej strefie przemysłowej.

Analogiczne ograniczenia dotyczą również wariantu biogazowego. Niezależnie od kwestii dostępności substratów, lokalizacja inwestycji nie zapewnia odpowiednich warunków terenowych dla sytuowania instalacji biogazowej wraz z zapleczem magazynowym i technologicznym. Z uwagi na ograniczoną powierzchnię działki oraz konieczność przeznaczenia jej przede wszystkim pod podstawową infrastrukturę źródła ciepła, wariant ten nie może być traktowany jako realna alternatywa lokalizacyjna.

Ograniczenia przestrzenne dotyczą również technologii solarnych. Wprawdzie wykorzystanie kolektorów słonecznych jako rozwiązania wspomagającego może być uzasadnione, jednak zastosowanie tej technologii w skali odpowiadającej funkcji źródła podstawowego wymagałoby znacznie większej powierzchni niż ta, którą dysponuje PEC Świnoujście w analizowanej lokalizacji. W warunkach silnej urbanizacji oraz konieczności zachowania terenu dla zasadniczej infrastruktury źródła systemowego, wielkoskalowa instalacja solarna nie może być uznana za rozwiązanie realnie zastępujące projektowaną jednostkę.

W konsekwencji należy stwierdzić, że uwarunkowania lokalizacyjne, przestrzenne i logistyczne w sposób istotny zawężają katalog technologii odnawialnych, które mogłyby zostać uznane za technicznie wykonalne alternatywy dla planowanego źródła gazowej kogeneracji. Szczególne znaczenie mają tu: ograniczona dostępność terenów po polskiej stronie wyspy Uznam, silna urbanizacja i funkcja uzdrowiskowo-turystyczna otoczenia, ograniczona powierzchnia działki inwestycyjnej, a także uwarunkowania transportowe związane z koniecznością obsługi dostaw przez układ komunikacyjny o ograniczonej przepustowości. Z tych względów technologie wymagające dużego zaplecza terenowego lub intensywnej logistyki paliwowej nie mogą być w tym przypadku oceniane jako warianty neutralne lokalizacyjnie, lecz jako rozwiązania obciążone istotnym i trwałym ograniczeniem wykonalności. Dotyczy to w szczególności wariantów wymagających rozbudowanej infrastruktury magazynowej, przeładunkowej albo stałego dowozu znacznych ilości paliwa lub substratów, których realizacja w warunkach PEC Świnoujście wymagałaby przyjęcia założeń wykraczających poza realne możliwości lokalizacyjne i organizacyjne przedsiębiorstwa.

4.2. Uwarunkowania techniczne i systemowe pracy źródła

Ocena technicznej wykonalności alternatyw odnawialnych dla planowanego przedsięwzięcia wymaga uwzględnienia nie tylko uwarunkowań lokalizacyjnych, lecz również funkcji, jaką projektowane źródło ma pełnić w systemie ciepłowniczym PEC Świnoujście. W analizowanym przypadku nie chodzi o dowolne źródło wytwórcze zdolne do okresowego dostarczania energii cieplnej, lecz o źródło systemowe, które ma zapewnić ciągłość i bezpieczeństwo dostaw ciepła w skali odpowiadającej potrzebom miejskiego systemu ciepłowniczego. Oznacza to konieczność oceny alternatyw odnawialnych pod kątem ich zdolności do przejęcia tej samej funkcji operacyjnej, a nie jedynie osiągnięcia porównywalnej mocy zainstalowanej lub rocznej produkcji energii.

Projektowane źródło ma stanowić podstawowy element systemu ciepłowniczego, zintegrowany z istniejącą siecią i pracujący w warunkach charakterystycznych dla systemu obsługującego odbiorców komunalnych i użytkowych. W tego rodzaju układzie kluczowe znaczenie ma nie tylko wolumen energii dostarczanej w ciągu roku, ale także dyspozycyjność źródła w okresach zwiększonego zapotrzebowania, możliwość stabilnej pracy w szerokim zakresie obciążeń oraz zdolność do utrzymania wymaganych parametrów czynnika grzewczego. Źródło musi zatem spełniać funkcję nie tylko wytwórczą, ale również systemową, obejmującą zapewnienie niezawodności oraz odpowiedniego standardu pracy sieci ciepłowniczej.

W warunkach PEC Świnoujście zasadniczym uwarunkowaniem technicznym jest wysokotemperaturowy charakter systemu ciepłowniczego. Istniejąca sieć oraz instalacje odbiorcze po stronie klientów zostały dostosowane do pracy na parametrach właściwych dla tradycyjnego systemu ciepłowniczego, a nie dla źródeł niskotemperaturowych. Oznacza to, że analiza alternatyw odnawialnych musi uwzględniać nie tylko ich zdolność do wytworzenia ciepła, ale również możliwość dostarczenia go do sieci na parametrach odpowiadających wymaganiom odbiorców końcowych. W praktyce stanowi to istotne ograniczenie dla technologii, których naturalnym obszarem zastosowania są układy niskotemperaturowe lub średniotemperaturowe.

W szczególności dotyczy to wielkoskalowych pomp ciepła. Technologia ta może stanowić użyteczne rozwiązanie wspomagające w systemach o obniżonych parametrach zasilania albo tam, gdzie istnieje możliwość głębokiej modernizacji sieci i instalacji odbiorczych. W przypadku PEC Świnoujście warunek taki nie jest jednak spełniony. Zastosowanie pomp ciepła jako źródła podstawowego wymagałoby albo dostarczania ciepła na parametrach wyższych niż typowe dla tego rodzaju instalacji, co pogarsza ich sprawność i ekonomikę, albo zasadniczej ingerencji po stronie systemu dystrybucyjnego i odbiorców. Tego rodzaju przebudowa wykracza poza zakres analizowanego przedsięwzięcia i nie może być traktowana jako neutralne założenie porównawcze. W rezultacie pompy ciepła nie mogą zostać uznane za pełnowartościową alternatywę dla źródła podstawowego o charakterze wysokotemperaturowym, lecz co najwyżej za technologię uzupełniającą, możliwą do wykorzystania w ograniczonym zakresie jako element przyszłego miksu wytwórczego.

Na ocenę pomp ciepła wpływają również warunki lokalne związane z dostępnością i jakością dolnego źródła. W warunkach Świnoujścia istotne znaczenie mają niekorzystne uwarunkowania gruntowo-wodne oraz obecność środowiska zasolonego, które zwiększają wymagania materiałowe, eksploatacyjne i serwisowe. Dotyczy to zarówno trwałości elementów instalacji, jak i kosztów budowy układów wymiennikowych, odwiertowych lub poboru medium. Nawet gdyby zatem pompy ciepła były rozważane jako rozwiązanie częściowo wspierające system, ich zastosowanie w skali odpowiadającej funkcji źródła podstawowego pozostawałoby obciążone dodatkowymi ograniczeniami technicznymi i ekonomicznymi.

Istotnym czynnikiem systemowym jest również zapotrzebowanie na moc elektryczną w przypadku technologii opartych na pompach ciepła. Zastąpienie źródła systemowego urządzeniami elektrycznymi o dużej mocy wymagałoby zapewnienia odpowiednio wysokiej mocy przyłączeniowej, rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej oraz utrzymania bezpieczeństwa pracy systemu przy znacznym wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną. Tego rodzaju konsekwencje infrastrukturalne nie mogą być pomijane w ocenie porównawczej, ponieważ warunek „tej samej funkcji systemowej” obejmuje również zdolność do rzeczywistego wdrożenia rozwiązania w istniejących warunkach technicznych.

Podobnie należy ocenić wariant geotermalny. Możliwość wykorzystania geotermii jako źródła systemowego zależy od parametrów zasobu, w szczególności temperatury wody i głębokości zalegania warstw wodonośnych, a także od relacji tych parametrów do kosztów wykonania odwiertów, eksploatacji i dalszego podnoszenia temperatury czynnika. W warunkach analizowanej lokalizacji przesądzające znaczenie ma fakt, że zasób dostępny na ekonomicznie uzasadnionej głębokości nie zapewnia temperatur umożliwiających efektywne wykorzystanie geotermii jako źródła zdolnego przejąć funkcję podstawowego źródła systemowego. Oznacza to, że technologia ta wymagałaby dodatkowego układu dogrzewu, a zatem nie mogłaby zostać uznana za samodzielną alternatywę odnawialną dla planowanej jednostki gazowej kogeneracji.

Wariant biogazowy również nie spełnia warunków technicznej wykonalności w rozumieniu niniejszej oceny. Poza ograniczeniami przestrzennymi opisanymi w pkt 4.1 zasadnicze znaczenie ma brak dostępnego paliwa w skali odpowiadającej potrzebom systemowego źródła ciepła. W lokalnych warunkach nie występuje stabilny i wystarczający strumień biogazu, który mógłby zostać wykorzystany dla zasilania jednostki kogeneracyjnej o mocy odpowiadającej analizowanemu przedsięwzięciu. Nie ma również podstaw do przyjęcia, że paliwo to mogłoby zostać zapewnione z zewnątrz w sposób trwały, przewidywalny i uzasadniony operacyjnie. Tym samym wariant biogazowy nie spełnia przesłanki realnej wykonalności systemowej.

Technologie solarne również nie mogą zostać uznane za alternatywę zdolną do samodzielnego pełnienia funkcji analizowanego źródła. Charakterystyka pracy kolektorów słonecznych jest z natury zmienna i zależna od warunków atmosferycznych oraz pory roku, co oznacza, że technologia ta nie zapewnia stabilności i dyspozycyjności wymaganej od podstawowego źródła systemowego. Nawet przy założeniu wykorzystania magazynowania ciepła rozwiązanie takie nie jest zdolne do samodzielnego pokrycia potrzeb systemu w okresach najwyższego zapotrzebowania. Z tego względu kolektory słoneczne mogą być rozważane jako rozwiązanie uzupełniające, zgodnie z obecnym kierunkiem rozwoju przedsięwzięcia, ale nie jako technologia zastępująca źródło podstawowe.

W konsekwencji ocena techniczna i systemowa prowadzi do wniosku, że zdecydowana większość technologii odnawialnych nie jest zdolna do przejęcia funkcji projektowanego źródła gazowej kogeneracji w istniejących warunkach pracy systemu ciepłowniczego PEC Świnoujście. Ograniczenia te wynikają przede wszystkim z konieczności zapewnienia stabilnej pracy źródła systemowego, utrzymania wysokich parametrów czynnika grzewczego, dostosowania do charakterystyki istniejącej sieci i instalacji odbiorczych oraz zapewnienia rzeczywistej wykonalności infrastrukturalnej (w tym w szczególności w zakresie możliwości zapewnienia odpowiednio dużego pod względem powierzchni miejsca na procesy technologiczne i logistyczne związane z danym źródłem). W tym kontekście technologie takie jak pompy ciepła, geotermia, biogaz czy wielkoskalowe instalacje solarne nie mogą zostać uznane za rozwiązania zdolne samodzielnie zastąpić projektowaną jednostkę gazowej kogeneracji. W najlepszym przypadku mogłyby one pełnić funkcję uzupełniającą lub wspomagającą, co jednak nie odpowiada przedmiotowi niniejszej oceny, dotyczącej alternatywy zdolnej przejąć funkcję źródła podstawowego.

Na tle powyższych uwarunkowań należy stwierdzić, że sama zgodność danej technologii z wymaganiami systemu wysokotemperaturowego nie jest wystarczająca do uznania jej za realną alternatywę dla projektowanego źródła. Ocenie podlega bowiem łącznie zdolność do zapewnienia wymaganych parametrów pracy, wykonalność lokalizacyjna, organizacja dostaw paliwa lub medium, a także możliwość bezpiecznej i stabilnej eksploatacji w warunkach PEC Świnoujście. Z tego względu ostateczne rozstrzygnięcie co do technicznej wykonalności poszczególnych wariantów alternatywnych wymaga przeprowadzenia wstępnej selekcji przedstawionej w rozdziale 5.

5. Wstępna selekcja wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii

5.1. Zakres rozpatrywanych wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii

Na potrzeby niniejszej oceny porównawczej przyjęto, że identyfikacja wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii powinna obejmować technologie, które z punktu widzenia obowiązujących wymagań regulacyjnych oraz praktyki inwestycyjnej mogą być rozważane jako potencjalne rozwiązania zastępujące projektowane źródło gazowej kogeneracji lub przejmujące jego zasadniczą funkcję w systemie ciepłowniczym. Zakres rozpatrywanych wariantów nie został zatem ograniczony wyłącznie do technologii aktualnie przewidzianych w dokumentacji przedsięwzięcia, lecz objął również te rozwiązania odnawialne, które co do zasady mogłyby zostać uznane za alternatywę dla źródła systemowego w ciepłownictwie. [źródło: Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) 2021/2139, zmienione Rozporządzeniem Delegowanym Komisji (UE) 2022/1214; Wytyczne MRiT „Wymagania dla procesu i metodologii walidacji i weryfikacji technicznych kryteriów kwalifikacji dla działalności nr 4.29, 4.30 i 4.31”]

W ramach niniejszego opracowania uwzględniono w szczególności warianty technologiczne oparte na wielkoskalowych pompach ciepła, geotermii, biogazie lub biometanie, kolektorach słonecznych oraz biomasie. Dobór takiego katalogu wynika z faktu, że są to rozwiązania najczęściej wskazywane w analizach transformacji ciepłownictwa jako potencjalne odnawialne kierunki zastępowania źródeł konwencjonalnych, w tym również źródeł pracujących w układach kogeneracyjnych. Jednocześnie zastrzega się, że samo objęcie danego wariantu zakresem analizy nie oznacza uznania go za rozwiązanie realnie wykonalne w warunkach przedmiotowego przedsięwzięcia. Celem niniejszego etapu jest bowiem możliwie szerokie i uporządkowane zidentyfikowanie technologii, które wymagają weryfikacji pod kątem ich przydatności jako potencjalnej alternatywy odnawialnej.

Do zakresu rozpatrywanych wariantów włączono wielkoskalowe pompy ciepła, ponieważ technologia ta stanowi jedno z podstawowych rozwiązań rozważanych współcześnie w procesach dekarbonizacji systemów ciepłowniczych. Analizie podlegają przy tym pompy ciepła rozumiane jako źródło systemowe lub źródło mogące w istotnym zakresie przejąć funkcję projektowanego źródła podstawowego, a nie jedynie jako technologia pomocnicza lub wspierająca. W podobny sposób uwzględniono geotermię, która z punktu widzenia formalnego i technologicznego może stanowić odnawialne źródło ciepła dla systemu ciepłowniczego, o ile lokalne warunki hydrogeologiczne oraz ekonomiczne pozwalają na jej racjonalne wykorzystanie.

Zakresem analizy objęto również wariant biogazowy lub biometanowy. Rozwiązanie to zostało uwzględnione z uwagi na jego formalny charakter odnawialny oraz możliwość wykorzystania w układach kogeneracyjnych. Jego obecność w katalogu rozpatrywanych wariantów wynika z konieczności pełnego zweryfikowania, czy w warunkach analizowanego przedsięwzięcia istnieją przesłanki do uznania go za realną alternatywę dla projektowanego źródła. Analogicznie uwzględniono technologię kolektorów słonecznych, która może stanowić element odnawialnego miksu ciepłowniczego, chociaż z natury rzeczy charakteryzuje się zmiennością produkcji oraz uzależnieniem od warunków nasłonecznienia.

Szczególne znaczenie w ramach niniejszej oceny przypisano wariantowi opartemu na biomasie. Spośród rozpatrywanych technologii jest to bowiem rozwiązanie, które co do zasady może zapewnić parametry pracy zbliżone do parametrów wymaganych przez system ciepłowniczy o charakterze wysokotemperaturowym. Z tego względu biomasa została objęta zakresem niniejszej analizy nie tylko jako technologia formalnie kwalifikująca się do kategorii odnawialnych źródeł energii, lecz również jako wariant potencjalnie zdolny do przejęcia funkcji źródła podstawowego, przy czym kwestia ta wymaga dalszej weryfikacji z uwzględnieniem uwarunkowań lokalizacyjnych, logistycznych, inwestycyjnych i eksploatacyjnych.

Zakres rozpatrywanych wariantów nie obejmuje natomiast rozwiązań, które nie mogłyby zostać uznane za odnawialne źródła energii w rozumieniu niniejszej oceny albo które nie pozostają funkcjonalnie relewantne względem planowanego przedsięwzięcia. Przedmiotem analizy nie są zatem technologie konwencjonalne inne niż wariant bazowy, ani rozwiązania, które z góry nie mogłyby zostać uznane za alternatywę dla systemowego źródła ciepła o skali odpowiadającej planowanej inwestycji.

Przyjęcie powyższego zakresu analizy pozwala uznać, że katalog rozpatrywanych wariantów odnawialnych został określony w sposób wystarczająco szeroki, aby spełnić wymóg identyfikacji potencjalnych alternatyw, a jednocześnie na tyle precyzyjny, aby dalsza ocena mogła koncentrować się na rozwiązaniach rzeczywiście istotnych z punktu widzenia funkcji systemowej projektowanego źródła. Dalsza część analizy będzie zatem ukierunkowana na ocenę, które z wymienionych wariantów mogą zostać uznane za technicznie wykonalne w warunkach PEC Świnoujście, a następnie – w odniesieniu do wariantów spełniających ten warunek – na porównanie ich z projektowaną jednostką gazowej kogeneracji.

5.2. Kryteria wstępnej selekcji wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii

Wstępna selekcja wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii została przeprowadzona w celu ustalenia, które spośród zidentyfikowanych technologii mogą zostać uznane za potencjalnie relewantne z punktu widzenia dalszej oceny porównawczej. Na tym etapie nie rozstrzyga się jeszcze, który wariant jest najkorzystniejszy ekonomicznie, lecz bada się, czy dana technologia spełnia podstawowe warunki pozwalające uznać ją za realną alternatywę dla projektowanego źródła gazowej kogeneracji. Takie podejście wynika z istoty analizowanego wymogu, zgodnie z którym ocena porównawcza powinna odnosić się do alternatywy jednocześnie technicznie wykonalnej i opłacalnej, co oznacza, że porównanie ekonomiczne może dotyczyć wyłącznie rozwiązań, które uprzednio pozytywnie przeszły weryfikację wykonalności. [źródło: Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) 2021/2139, zmienione Rozporządzeniem Delegowanym Komisji (UE) 2022/1214; Wytyczne MRiT „Wymagania dla procesu i metodologii walidacji i weryfikacji technicznych kryteriów kwalifikacji dla działalności nr 4.29, 4.30 i 4.31”]

Podstawowym kryterium preselekcji była zdolność danego wariantu do przejęcia tej samej funkcji systemowej, jaką ma pełnić projektowane źródło. Oznacza to, że za wariant potencjalnie relewantny można uznać wyłącznie takie rozwiązanie, które nie tylko umożliwia wytworzenie energii cieplnej z wykorzystaniem odnawialnego źródła energii, lecz również może zostać zintegrowane z istniejącym systemem ciepłowniczym w sposób zapewniający porównywalny efekt użytkowy. Weryfikacji podlega zatem możliwość zapewnienia wymaganej mocy, odpowiedniej dyspozycyjności oraz parametrów pracy odpowiadających charakterystyce systemu PEC Świnoujście. Kryterium to ma znaczenie

zasadnicze, ponieważ eliminuje rozwiązania, które mogą funkcjonować jedynie jako źródła wspomagające, sezonowe lub uzupełniające, ale nie są zdolne do pełnienia roli źródła podstawowego.

Drugim istotnym kryterium była zgodność danego wariantu z uwarunkowaniami lokalizacyjnymi i przestrzennymi opisanymi w rozdziale 4.1. W ramach tej weryfikacji oceniano, czy wdrożenie danej technologii jest możliwe przy uwzględnieniu ograniczonej powierzchni działki inwestycyjnej, charakteru otoczenia, warunków zagospodarowania przestrzennego oraz ograniczeń komunikacyjnych związanych z lokalizacją PEC Świnoujście na obszarze wyspy Uznam. W tym aspekcie szczególne znaczenie miała ocena zapotrzebowania na teren, konieczności wydzielania powierzchni pod funkcje magazynowe lub składowe, wymogów dotyczących stref obsługi transportowej oraz wpływu danej technologii na organizację ruchu materiałowego i eksploatacyjnego. Wariant, którego realizacja wymagałaby infrastruktury wykraczającej poza możliwości lokalizacyjne przedsięwzięcia, nie mógł zostać uznany za technicznie wykonalny.

Kolejne kryterium stanowiła dostępność niezbędnych zasobów, mediów i warunków technicznych pozwalających na eksploatację danej technologii w skali odpowiadającej potrzebom systemu. W tym zakresie analizowano w szczególności dostępność paliwa lub substratu, możliwość zapewnienia odpowiedniego źródła dolnego dla pomp ciepła, warunki hydrogeologiczne dla geotermii, możliwość organizacji logistyki dostaw oraz dostęp do infrastruktury elektroenergetycznej i przyłączeniowej. Sam fakt, że określona technologia jest znana i stosowana w praktyce, nie jest wystarczający do uznania jej za alternatywę relewantną w niniejszej analizie. Konieczne jest bowiem wykazanie, że dla konkretnej lokalizacji i konkretnego przedsięwzięcia istnieją realne warunki do jej wdrożenia oraz późniejszej eksploatacji w sposób stabilny i przewidywalny.

W ramach preselekcji uwzględniono również kryterium zgodności z istniejącą infrastrukturą systemową oraz z wymaganiami odbiorców końcowych. W przypadku PEC Świnoujście szczególne znaczenie ma tu zdolność danej technologii do pracy w systemie o charakterze wysokotemperaturowym, bez konieczności przyjmowania nierealistycznych założeń co do szybkiej i szerokiej przebudowy sieci lub instalacji po stronie odbiorców. Jeżeli określone rozwiązanie mogłoby funkcjonować jedynie po uprzednim zasadniczym przekształceniu systemu dystrybucyjnego albo po wdrożeniu dodatkowych technologii podnoszących parametry pracy, to nie może być traktowane jako prosta i bezpośrednia alternatywa dla projektowanego źródła. Kryterium to służy zatem odróżnieniu technologii, które mogłyby realnie przejąć funkcję źródła podstawowego, od rozwiązań, które mogłyby pełnić wyłącznie funkcję pomocniczą lub częściowo wspierającą.

Znaczenie miało także kryterium wykonalności realizacyjnej i operacyjnej. Weryfikowano, czy dana technologia może zostać wdrożona w racjonalnym horyzoncie czasowym, przy akceptowalnym poziomie ryzyka inwestycyjnego i eksploatacyjnego, a także czy jej zastosowanie nie prowadzi do powstania nadmiernych zależności od elementów zewnętrznych, które pozostają poza kontrolą przedsiębiorstwa. Na tym etapie chodziło przede wszystkim o wychwycenie tych wariantów, które mimo formalnej kwalifikacji jako OZE pozostają w praktyce rozwiązaniami wysoce niepewnymi, obciążonymi znacznym ryzykiem technologicznym, dostawczym, logistycznym lub organizacyjnym.

Wstępna selekcja nie miała charakteru punktowego ani rankingowego. Nie polegała na przypisaniu poszczególnym technologiom oceny liczbowej, lecz na sprawdzeniu, czy dana technologia spełnia minimalny zestaw warunków pozwalających na jej dalsze rozpatrywanie w analizie porównawczej. W konsekwencji warianty, które nie spełniały jednego lub więcej kryteriów o charakterze podstawowym, uznawano za niewłaściwe do dalszego etapu oceny. Takie podejście jest uzasadnione charakterem niniejszej analizy, w której nie ma potrzeby prowadzenia rozbudowanego porównania

ekonomicznego dla rozwiązań, które już na poziomie warunków technicznych, lokalizacyjnych lub systemowych okazują się niewykonalne albo niespójne z funkcją projektowanego źródła.

Przyjęty zestaw kryteriów preselekcji zapewnia, że dalsza część analizy koncentruje się wyłącznie na wariantach rzeczywiście istotnych z punktu widzenia wymogu porównania z najbardziej opłacalną i technicznie wykonalną alternatywą odnawialną. Pozwala to uniknąć sytuacji, w której projektowana jednostka gazowej kogeneracji byłaby porównywana z rozwiązaniami mającymi jedynie charakter teoretyczny, pomocniczy albo niemożliwy do wdrożenia w konkretnych warunkach PEC Świnoujście. Wyniki zastosowania powyższych kryteriów do poszczególnych wariantów przedstawiono w kolejnym podrozdziale.

5.3. Wyniki wstępnej selekcji wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii

5.3.1. Wielkoskalowe pompy ciepła

W wyniku przeprowadzonej wstępnej selekcji należy stwierdzić, że wielkoskalowe pompy ciepła nie mogą zostać uznane za technicznie wykonalną alternatywę zdolną do samodzielnego przejęcia funkcji projektowanego źródła gazowej kogeneracji w systemie ciepłowniczym PEC Świnoujście. Rozstrzygające znaczenie mają w tym przypadku zarówno uwarunkowania systemowe, jak i lokalne ograniczenia techniczne oraz eksploatacyjne.

Podstawową przesłanką ograniczającą możliwość przyjęcia tego wariantu jest charakter systemu ciepłowniczego obsługiwanego przez PEC Świnoujście. System ten funkcjonuje jako układ wysokotemperaturowy, a instalacje odbiorcze po stronie klientów zostały dostosowane do pracy na parametrach właściwych dla tradycyjnej sieci ciepłowniczej. Oznacza to, że źródło podstawowe musi zapewniać nie tylko odpowiedni wolumen energii cieplnej, lecz również zdolność do stabilnej pracy na parametrach wymaganych przez sieć i odbiorców końcowych. Wielkoskalowe pompy ciepła są natomiast rozwiązaniem, którego naturalny obszar zastosowania obejmuje układy nisko- lub średniotemperaturowe. Ich wykorzystanie jako podstawowego źródła w systemie o wysokich parametrach wymagałoby albo istotnego obniżenia temperatury pracy systemu, albo zastosowania dodatkowych układów podnoszenia temperatury, co oznaczałoby odejście od prostego i bezpośredniego porównania z projektowaną jednostką gazowej kogeneracji.

Nie można przy tym przyjąć założenia, że dostosowanie systemu do pracy z pompami ciepła nastąpiłoby w sposób automatyczny lub neutralny z punktu widzenia niniejszej analizy. Ewentualne szerokie obniżenie parametrów pracy sieci wymagałoby ingerencji zarówno po stronie infrastruktury dystrybucyjnej, jak i po stronie odbiorców końcowych, których instalacje wewnętrzne są dostosowane do obecnych parametrów zasilania. Taka przebudowa nie stanowi elementu analizowanego przedsięwzięcia i nie może być traktowana jako założenie wyjściowe dla oceny porównawczej. Z tego względu pompy ciepła nie mogą zostać uznane za wariant zdolny do zapewnienia tej samej funkcji systemowej co planowane źródło gazowej kogeneracji.

Dodatkowo technologia ta jest obciążona istotnymi ograniczeniami wynikającymi z lokalnych warunków technicznych. W przypadku Świnoujścia znaczenie mają niekorzystne warunki gruntowo-wodne oraz oddziaływanie środowiska zasolonego, które zwiększają wymagania materiałowe, komplikują rozwiązania techniczne i wpływają na wzrost kosztów inwestycyjnych oraz

eksploatacyjnych. Dotyczy to w szczególności układów poboru i wymiany ciepła, instalacji pracujących w kontakcie ze środowiskiem morskim lub zasolonym, a także elementów wymagających podwyższonej odporności korozyjnej. W rezultacie lokalne warunki naturalne nie sprzyjają wykorzystaniu pomp ciepła w skali odpowiadającej roli źródła podstawowego.

Należy również uwzględnić skalę technologiczną przedsięwzięcia. W przypadku źródła systemowego o mocy odpowiadającej planowanemu przedsięwzięciu zastosowanie pomp ciepła wymagałoby budowy układu wielojednostkowego oraz zapewnienia odpowiedniej infrastruktury pomocniczej. Oznacza to zwiększenie stopnia złożoności technologicznej, wzrost wymagań w zakresie sterowania i eksploatacji, a także większą zależność od dostępności energii elektrycznej oraz parametrów pracy całego układu. Dla takiego wariantu konieczne byłoby ponadto zapewnienie znacznej mocy przyłączeniowej po stronie elektroenergetycznej, co samo w sobie stanowiłoby odrębne wyzwanie infrastrukturalne. Tym samym wariant pomp ciepła nie może być oceniany wyłącznie jako alternatywna technologia wytwarzania ciepła, lecz jako rozwiązanie wymagające szerokiego dostosowania otoczenia technicznego, co osłabia jego przydatność jako bezpośredniego wariantu odniesienia.

Wariant oparty na wielkoskalowych pompach ciepła jest dodatkowo ograniczony z uwagi na wymagania powierzchniowe. Instalacja tego rodzaju, rozpatrywana w skali odpowiadającej funkcji źródła systemowego, wymagałaby nie tylko posadowienia samych jednostek wytwórczych, lecz również zapewnienia miejsca dla infrastruktury pomocniczej, w tym układów hydraulicznych, stacji transformatorowych, urządzeń elektroenergetycznych, wymienników, instalacji źródła dolnego oraz niezbędnych ciągów technologicznych i obsługowych. W praktyce oznacza to zapotrzebowanie na znacznie większą powierzchnię niż ta, którą dysponuje PEC Świnoujście w analizowanej lokalizacji. Przy ograniczonej powierzchni działki inwestycyjnej oraz konieczności przeznaczenia jej na podstawową infrastrukturę źródła, układy przyłączeniowe i komunikację wewnętrzną, brak jest warunków terenowych pozwalających uznać wariant wielkoskalowych pomp ciepła za rozwiązanie realnie możliwe do wdrożenia w skali odpowiadającej potrzebom systemu.

Znaczenie ma również profil pracy tego rodzaju źródła. Pompy ciepła mogą stanowić wartościowy element miksu wytwórczego w systemach modernizowanych stopniowo, w których przewiduje się ich wykorzystanie jako źródeł wspomagających, pracujących w określonych zakresach temperatur zewnętrznych lub obciążeń. W warunkach PEC Świnoujście taki kierunek nie jest wykluczony w perspektywie przyszłych działań uzupełniających. Nie zmienia to jednak faktu, że technologia ta nie spełnia warunków samodzielnej alternatywy dla podstawowego, wysokotemperaturowego źródła systemowego, którego zadaniem jest zapewnienie stabilnej i ciągłej pracy na potrzeby istniejącej sieci i odbiorców.

W konsekwencji należy uznać, że wielkoskalowe pompy ciepła nie spełniają kryterium technicznej wykonalności w rozumieniu niniejszej oceny porównawczej, rozumianej jako zdolność do przejęcia tej samej funkcji systemowej co projektowane źródło gazowej kogeneracji. Technologia ta może być rozważana wyłącznie jako rozwiązanie uzupełniające, możliwe do wykorzystania w ograniczonym zakresie jako element przyszłego miksu źródeł ciepła, lecz nie jako samodzielny wariant alternatywny dla planowanego źródła podstawowego. Z tego względu wariant oparty na wielkoskalowych pompach ciepła nie podlega dalszej, pogłębionej analizie porównawczej na etapie niniejszego opracowania.

5.3.2. Geotermia

W wyniku przeprowadzonej wstępnej selekcji należy stwierdzić, że wariant geotermalny nie może zostać uznany za technicznie wykonalną alternatywę dla projektowanego źródła gazowej kogeneracji w systemie ciepłowniczym PEC Świnoujście. O braku zasadności dalszego analizowania tego rozwiązania przesądzą przede wszystkim lokalne uwarunkowania zasobowe oraz ich konsekwencje techniczne i ekonomiczne.

Podstawowym ograniczeniem jest brak dostępu do zasobu geotermalnego o parametrach umożliwiających efektywne wykorzystanie tej technologii jako źródła systemowego w analizowanej lokalizacji. Z dostępnych ustaleń wynika, że woda geotermalna osiąga temperatury niewystarczające na głębokościach, które mogłyby zostać uznane za ekonomicznie racjonalne dla realizacji przedsięwzięcia tego rodzaju. Oznacza to, że nawet w przypadku technicznej możliwości wykonania odwiertów uzyskane parametry medium nie pozwalałyby na samodzielne wykorzystanie geotermii jako źródła zdolnego do przejęcia funkcji podstawowego źródła ciepła w istniejącym systemie.

Okoliczność ta ma szczególne znaczenie z punktu widzenia charakterystyki systemu ciepłowniczego PEC Świnoujście. Jak wskazano w rozdziale 4.2, system ten ma charakter wysokotemperaturowy, a zatem źródło podstawowe musi być zdolne do zapewnienia ciepła o parametrach odpowiadających wymaganiom istniejącej sieci i odbiorców końcowych. W sytuacji, w której zasób geotermalny nie osiąga wystarczającej temperatury, konieczne byłoby zastosowanie dodatkowego układu dogrzewu, co oznacza, że geotermia nie mogłaby pełnić funkcji samodzielnego źródła podstawowego. W takim układzie technologia ta przestaje być bezpośrednią alternatywą dla projektowanej jednostki gazowej kogeneracji, a staje się co najwyżej źródłem częściowo wspomagającym, wymagającym współpracy z innym źródłem zdolnym do podniesienia parametrów czynnika grzewczego.

Dodatkowym ograniczeniem jest wysoki poziom ryzyka inwestycyjnego właściwy dla projektów geotermalnych. Ryzyko to dotyczy zarówno samego etapu rozpoznania i wykonania odwiertów, jak i niepewności co do rzeczywistych parametrów wydajnościowych i temperaturowych zasobu. W analizowanym przypadku ryzyko to nie ma charakteru abstrakcyjnego, lecz pozostaje bezpośrednio związane z rozpoznanymi ograniczeniami lokalnymi. Jeżeli już na etapie założeń wiadomo, że dostępny zasób nie zapewnia parametrów wystarczających dla racjonalnej eksploatacji źródła systemowego, prowadzenie pogłębionej analizy ekonomicznej tego wariantu nie byłoby uzasadnione.

Należy również uwzględnić, że wariant geotermalny wymagałby poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych jeszcze przed uzyskaniem pewności co do możliwości osiągnięcia zakładanego efektu użytkowego. Dotyczy to w szczególności kosztów odwiertów, infrastruktury wydobywczej i zatłaczającej, układów wymiennikowych oraz ewentualnych dodatkowych instalacji umożliwiających dostosowanie parametrów ciepła do potrzeb systemu. W przypadku lokalizacji, w której zasób nie wykazuje odpowiednich parametrów temperaturowych na ekonomicznie uzasadnionej głębokości, nakłady te pozostają niewspółmierne do prawdopodobnego efektu technicznego.

W konsekwencji należy uznać, że geotermia nie spełnia kryterium technicznej wykonalności w rozumieniu niniejszej oceny porównawczej. Technologia ta nie jest zdolna do samodzielnego przejęcia funkcji projektowanego źródła podstawowego w systemie ciepłowniczym PEC Świnoujście, a jej zastosowanie wymagałoby dodatkowych układów wspomagających oraz poniesienia wysokich nakładów przy jednoczesnym istotnym ryzyku nieosiągnięcia oczekiwanych parametrów pracy. Z tego względu wariant geotermalny nie podlega dalszej, pogłębionej analizie porównawczej na etapie niniejszego opracowania.

5.3.3. Biogaz lub biometan

W wyniku przeprowadzonej wstępnej selekcji należy stwierdzić, że wariant oparty na biogazie lub biometanie nie może zostać uznany za technicznie wykonalną alternatywę dla projektowanego źródła gazowej kogeneracji w systemie ciepłowniczym PEC Świnoujście.

Podstawową przesłanką takiej oceny jest brak realnie dostępnego paliwa odnawialnego w ilości odpowiadającej potrzebom źródła systemowego. W warunkach lokalnych nie występuje stabilny i wystarczający strumień biogazu, który mógłby stanowić podstawę pracy jednostki kogeneracyjnej o skali odpowiadającej planowanemu przedsięwzięciu. Dostępne lokalnie instalacje tego rodzaju mają charakter ograniczony i służą przede wszystkim pokryciu potrzeb własnych obiektów, przy których funkcjonują. Tym samym brak jest podstaw do przyjęcia, że na potrzeby miejskiego systemu ciepłowniczego możliwe byłoby zabezpieczenie odpowiedniej ilości paliwa w sposób trwały, przewidywalny i operacyjnie wiarygodny.

Niezależnie od powyższego, analizowana lokalizacja nie zapewnia odpowiednich warunków przestrzennych dla realizacji źródła opartego na biogazie. Instalacja tego rodzaju wymagałaby nie tylko miejsca dla samej jednostki wytwórczej, lecz również odpowiednio rozbudowanej infrastruktury towarzyszącej, obejmującej strefy przyjęcia substratów, zbiorniki, układy fermentacyjne, magazynowanie i uzdatnianie gazu, gospodarkę pozostałościami pofermentacyjnymi oraz zaplecze transportowe i obsługowe. W przypadku PEC Świnoujście nie byłoby odpowiednio dużej powierzchni terenu pozwalającej na realizację takiego źródła wraz z niezbędną infrastrukturą. Ograniczona powierzchnia działki inwestycyjnej musi zostać przeznaczona przede wszystkim pod podstawową infrastrukturę projektowanego źródła ciepła, obiekty i instalacje towarzyszące, komunikację wewnętrzną oraz układy przyłączeniowe. W tych warunkach brak jest przesłanek do uznania, że budowa instalacji biogazowej mogłaby zostać zrealizowana w sposób technicznie i organizacyjnie racjonalny.

Istotne znaczenie mają również uwarunkowania logistyczne. Funkcjonowanie instalacji biogazowej w skali odpowiadającej potrzebom systemowego źródła ciepła wymagałoby zapewnienia stałych dostaw odpowiednich ilości substratów, ich rozładunku, magazynowania oraz bieżącej obsługi technologicznej. W warunkach PEC Świnoujście, zlokalizowanego na obszarze wyspy Uznam, w części miasta o funkcji uzdrowiskowej i turystycznej, rozwiązanie takie należałoby uznać za organizacyjnie nieadekwatne. Wprowadzałoby ono dodatkową presję transportową i materiałową w miejscu, które z uwagi na swoje położenie oraz charakter otoczenia nie jest przystosowane do pełnienia funkcji zaplecza dla instalacji wymagającej stałego dowozu surowców i obsługi procesu fermentacji.

Podobnie należy ocenić wariant oparty na biometanie dostarczonym z zewnątrz. Sama techniczna możliwość wykorzystania biometanu w jednostce kogeneracyjnej nie jest wystarczająca do uznania tego rozwiązania za realną alternatywę w rozumieniu niniejszej oceny. Konieczne byłoby bowiem wykazanie, że paliwo to może zostać zabezpieczone w odpowiedniej ilości, jakości i horyzoncie czasowym w sposób trwały i przewidywalny dla potrzeb źródła systemowego. W analizowanym przypadku brak jest podstaw do przyjęcia takiego założenia jako pewnego. Wariant ten opiera się zatem nie na rozpoznanym i lokalnie dostępnym zasobie, lecz na hipotetycznej możliwości pozyskania paliwa z rynku zewnętrznego, co nie spełnia przesłanki technicznej i operacyjnej wykonalności przyjętej dla niniejszej analizy.

W konsekwencji należy uznać, że wariant oparty na biogazie lub biometanie nie spełnia kryterium technicznej wykonalności w rozumieniu niniejszej oceny porównawczej. Przesądzą o tym łącznie:

brak lokalnie dostępnego paliwa w skali odpowiadającej potrzebom źródła systemowego, brak odpowiednio dużej powierzchni terenu dla realizacji źródła wraz z infrastrukturą towarzyszącą oraz brak podstaw do przyjęcia stabilnych i racjonalnych operacyjnie dostaw paliwa zewnętrznego. Z tego względu wariant biogazowy lub biometanowy nie podlega dalszej, pogłębionej analizie porównawczej na etapie niniejszego opracowania.

5.3.4. Kolektory słoneczne

W wyniku przeprowadzonej wstępnej selekcji należy stwierdzić, że wariant oparty na kolektorach słonecznych nie może zostać uznany za technicznie wykonalną alternatywę zdolną do samodzielnego przejęcia funkcji projektowanego źródła gazowej kogeneracji w systemie ciepłowniczym PEC Świnoujście.

Podstawowym ograniczeniem tego wariantu jest jego niedostosowanie do roli źródła podstawowego w systemie ciepłowniczym o charakterze całorocznym i o zmiennym profilu obciążenia. Produkcja ciepła z kolektorów słonecznych jest uzależniona od warunków nasłonecznienia, a tym samym wykazuje znaczną zmienność dobową i sezonową. W praktyce oznacza to, że technologia ta nie zapewnia stabilności i dyspozycyjności wymaganej od źródła, które ma pokrywać zapotrzebowanie systemu w sposób ciągły, w tym również w okresach największego zapotrzebowania na ciepło, przypadających na miesiące o najniższym uzysku energii promieniowania słonecznego. Z tego względu kolektory słoneczne nie mogą zostać uznane za rozwiązanie zdolne do samodzielnego przejęcia funkcji źródła podstawowego.

Istotnym ograniczeniem są również wymagania powierzchniowe tej technologii. Uzyskanie mocy cieplnej odpowiadającej roli źródła systemowego wymagałoby dysponowania bardzo znaczną powierzchnią terenu przeznaczoną pod pole kolektorów, a w praktyce także pod infrastrukturę pomocniczą i ewentualne magazynowanie ciepła. W warunkach PEC Świnoujście taka powierzchnia nie jest dostępna. Ograniczona powierzchnia działki inwestycyjnej musi zostać przeznaczona przede wszystkim pod podstawową infrastrukturę projektowanego źródła, układy przyłączeniowe, obiekty towarzyszące oraz komunikację wewnętrzną. Brak jest zatem warunków terenowych pozwalających na realizację wielkopowierzchniowej instalacji solarnej w skali mogącej stanowić rzeczywistą alternatywę dla projektowanej jednostki gazowej kogeneracji.

Nawet przy założeniu wykorzystania magazynowania ciepła technologia solarne nie traci swojego zasadniczego ograniczenia, jakim jest zależność od warunków atmosferycznych i sezonowości pracy. Magazyn ciepła może częściowo poprawiać elastyczność pracy układu, jednak nie eliminuje problemu niewystarczającej produkcji w okresach zimowych ani nie prowadzi do uzyskania parametrów eksploatacyjnych porównywalnych z dyspozycyjnym źródłem systemowym. W konsekwencji również wariant kolektorów słonecznych wsparty magazynowaniem nie może zostać uznany za samodzielną alternatywę dla analizowanego przedsięwzięcia.

Dodatkowo należy uwzględnić, że rola kolektorów słonecznych w systemie ciepłowniczym ma co do zasady charakter wspomagający. Technologia ta może być racjonalnie wykorzystywana jako element uzupełniający miksu wytwórczego, obniżający zużycie paliw w określonych okresach roku, lecz nie jako rozwiązanie przejmujące funkcję podstawowego, stabilnego źródła ciepła dla istniejącego systemu. W warunkach PEC Świnoujście kierunek taki może być uzasadniony jako działanie uzupełniające, jednak nie spełnia przesłanki bezpośredniej i samodzielnej alternatywy dla projektowanej jednostki gazowej kogeneracji.

W konsekwencji należy uznać, że wariant oparty na kolektorach słonecznych nie spełnia kryterium technicznej wykonalności w rozumieniu niniejszej oceny porównawczej jako rozwiązanie zdolne do przejścia tej samej funkcji systemowej co projektowane źródło gazowej kogeneracji. Przesądza o tym łącznie: brak stabilności i dyspozycyjności właściwej dla źródła podstawowego, bardzo duże wymagania powierzchniowe oraz niemożność zapewnienia pokrycia zapotrzebowania systemu w okresach krytycznych. Z tego względu technologia solarna może być rozważana wyłącznie jako rozwiązanie uzupełniające, natomiast nie podlega dalszej, pogłębionej analizie porównawczej jako samodzielny wariant alternatywny na etapie niniejszego opracowania.

5.3.5. Biomasa

W wyniku przeprowadzonej wstępnej selekcji należy stwierdzić, że wariant oparty na biomase jest najbardziej zbliżonym funkcjonalnie wariantem odnawialnym względem projektowanego źródła gazowej kogeneracji. Jako jedyny spośród rozpatrywanych wariantów OZE może co do zasady zapewnić parametry pracy odpowiadające systemowi wysokotemperaturowemu oraz pracę dyspozycyjną. Jednocześnie wariant ten jest obciążony istotnymi ograniczeniami terenowymi, logistycznymi i eksploatacyjnymi właściwymi dla lokalizacji PEC Świnoujście. Ograniczenia te nie prowadzą do automatycznego wykluczenia wariantu biomasowego z dalszej analizy, lecz wymagają uwzględnienia dodatkowego modelu organizacyjnego, w szczególności zewnętrznego magazynowania paliwa oraz zwiększonych kosztów transportu i obsługi logistycznej.

Podstawową przesłanką tej oceny jest brak warunków terenowych pozwalających na zapewnienie racjonalnego i bezpiecznego modelu magazynowania paliwa. Źródło biomasowe o znaczeniu systemowym wymaga utrzymywania zapasu paliwa gwarantującego ciągłość pracy, przy czym dla potrzeb niniejszej analizy przyjęto założenie analogiczne do stosowanego historycznie dla paliwa węglowego, tj. utrzymywanie zapasu na okres co najmniej jednego miesiąca. Przy takich założeniach należy uwzględnić zasadniczą różnicę pomiędzy biomasą a węglem zarówno pod względem wartości opałowej, jak i gęstości nasypowej. Dla biomasy przyjęto wartość opałową na poziomie 3,0 MWh/Mg oraz gęstość nasypową 300 kg/m³, natomiast dla węgla odpowiednio 6,5 MWh/Mg oraz 800 kg/m³. Oznacza to, że energia przypadająca na jednostkę objętości paliwa wynosi około 0,9 MWh/m³ dla biomasy oraz około 5,2 MWh/m³ dla węgla. W konsekwencji, dla zgromadzenia zapasu energii odpowiadającego miesięcznemu zapasowi węgla, niezbędna objętość biomasy byłaby około 5,8-krotnie większa.

Różnica ta przekłada się bezpośrednio na wymagania powierzchniowe placu składowego. Przy zachowaniu porównywalnych zasad organizacji magazynowania, wysokości składowania oraz wymagań bezpieczeństwa, wariant biomasowy wymagałby placu składowego wielokrotnie większego niż w przypadku paliwa węglowego. Przy obecnie dostępnej powierzchni magazynowej rzędu około 1300 m² oznaczałoby to potrzebę dysponowania powierzchnią rzędu około 7500 m², podczas gdy PEC Świnoujście nie dysponuje terenem o takiej skali i nie ma realnych możliwości jego wydzielenia w analizowanej lokalizacji. Już z tego względu należy uznać, że zapewnienie miesięcznego zapasu biomasy dla źródła systemowego nie jest możliwe w warunkach terenowych przedsiębiorstwa.

Rozważenia wymaga również wariant oparty na zewnętrznym placu magazynowym. Rozwiązanie takie mogłoby częściowo ograniczyć barierę wynikającą z braku odpowiedniej powierzchni składowej bezpośrednio na terenie PEC, jednak nie usuwa ograniczeń logistycznych związanych z bieżącym zasilaniem źródła w paliwo. Dla potrzeb dalszej analizy przyjęto zatem model, w którym magazyn biomasy byłby zlokalizowany poza terenem zakładu, na obszarze wyspy Wolin, poza granicami

Wolińskiego Parku Narodowego oraz poza pasem nadmorskim, w odległości orientacyjnie ok. 20 km od lokalizacji kotłowni. Model ten należy uznać za technicznie możliwy do rozważenia, lecz wymagający uwzględnienia dodatkowych kosztów nabycia lub dzierżawy terenu, urządzenia placu magazynowego, zabezpieczenia paliwa, przeładunku, transportu wtórnego do kotłowni oraz organizacji stałego łańcucha dostaw. Oznacza to, że wariant biomasowy pozostaje trudniejszy organizacyjnie i bardziej kosztowny niż wariant gazowy, ale może zostać poddany dalszej analizie ekonomicznej jako najbardziej relevantny wariant OZE.

Ograniczenia te nabierają szczególnego znaczenia z uwagi na położenie przedsiębiorstwa w lewobrzeżnej części Świnoujścia, na obszarze wyspy Uznam. Zaopatrzenie źródła w paliwo stałe wymagałoby stałej obsługi transportowej w warunkach ograniczonej dostępności komunikacyjnej i przy znacznym obciążeniu układu drogowego miasta. Dotyczy to w szczególności transportu przez tunel, który stanowi podstawowy element połączenia tej części miasta z zapleczem lądowym. W przypadku paliwa takiego jak biomasa, wymagającego dużych wolumenów transportowych, okoliczność ta przekłada się nie tylko na koszty, lecz również na wykonalność organizacyjną i operacyjną całego wariantu.

Nie zmienia tej oceny potencjalne rozważanie dostaw drogą morską. Po stronie wyspy Uznam, w części Świnoujścia właściwej dla analizowanej lokalizacji, nie funkcjonuje terminal przeładunkowy umożliwiający bezpośrednią obsługę dostaw biomasy dla PEC. Istniejąca infrastruktura przeładunkowa zlokalizowana jest po drugiej stronie rzeki Świna, co oznacza, że nawet w przypadku wykorzystania transportu morskiego paliwo i tak wymagałoby dalszego przeładunku oraz przewozu do źródła z wykorzystaniem lokalnego układu komunikacyjnego. Rozwiązanie to nie eliminuje zatem podstawowych trudności logistycznych, lecz w istocie dodaje kolejny etap organizacji dostaw.

Należy również podkreślić, że wariant oparty na biomasie nie znajduje uzasadnienia jako źródło o niewielkiej skali, pełniące wyłącznie funkcję uzupełniającą. Biomasa jest technologią wymagającą rozbudowanej obsługi logistycznej, magazynowej i eksploatacyjnej, wobec czego jej stosowanie w małym udziale mocy nie prowadzi do proporcjonalnego uproszczenia systemu, a jednocześnie nie rozwiązuje zasadniczych problemów wynikających z warunków lokalizacyjnych PEC Świnoujście. W praktyce, jeżeli w przyszłości rozważane byłyby źródła wspomagające, znacznie bardziej racjonalny kierunek mogłyby stanowić technologie takie jak pompy ciepła lub kolektory słoneczne. Na obecnym etapie nie stanowią one jednak przedmiotu planowanego przedsięwzięcia, którego podstawę stanowi wyłącznie jednostka kogeneracji gazowej.

Niezależnie od powyższego należy mieć na uwadze, że wariant biomasowy wiązałby się również z wyższymi wymaganiami eksploatacyjnymi niż wariant gazowy, obejmującymi organizację i kontrolę dostaw paliwa, jego magazynowanie, przygotowanie do spalania, gospodarkę popiołami oraz utrzymanie porządku technologicznego na terenie zakładu. W niniejszym przypadku elementy te mają jednak znaczenie wtórne wobec zasadniczej bariery, jaką jest brak warunków terenowych i logistycznych dla wdrożenia źródła biomasowego w skali odpowiadającej funkcji systemowej.

W konsekwencji należy uznać, że wariant oparty na biomasie jest technicznie możliwy do rozważenia jako wariant alternatywny OZE, lecz jego realizacja w warunkach PEC Świnoujście wiązałaby się z istotnymi ograniczeniami terenowymi, logistycznymi i operacyjnymi. Przesądzają o tym łącznie: brak możliwości zapewnienia odpowiedniej powierzchni magazynowej dla wymaganego zapasu paliwa bezpośrednio na terenie PEC, konieczność organizacji zewnętrznego magazynu biomasy, brak infrastruktury przeładunkowej po stronie wyspy Uznam oraz ograniczenia logistyczne związane z koniecznością stałego dowozu paliwa do źródła. Ograniczenia te nie wykluczają całkowicie wariantu

biomasowego, ale powodują, że jego realizacja wymagałaby przyjęcia bardziej złożonego i kosztownego modelu organizacyjnego niż w przypadku wariantu gazowego.

Z tego względu wariant wysokosprawnej kogeneracji na biomasę zostaje wskazany jako najbardziej relewantny funkcjonalnie wariant odnawialny i podlega dalszej, pogłębionej analizie techniczno-ekonomicznej. W kolejnym etapie analizy uwzględnione zostaną w szczególności: nakłady inwestycyjne na źródło biomasowe, koszty paliwa, koszty zewnętrznego magazynowania biomasy, koszty transportu z magazynu do kotłowni, koszty gospodarki popiołami, niższa produkcja energii elektrycznej oraz ryzyka operacyjne związane z organizacją łańcucha dostaw paliwa.

5.3.6. Wnioski z wstępnej selekcji

Przeprowadzona wstępna selekcja wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii prowadzi do wniosku, że w warunkach PEC Świnoujście większość rozpatrywanych technologii OZE nie może zostać uznana za warianty zdolne do samodzielnego przejęcia funkcji projektowanego źródła gazowej kogeneracji. Ograniczenia te wynikają z uwarunkowań lokalizacyjnych, przestrzennych, logistycznych, systemowych i eksploatacyjnych właściwych dla analizowanego przedsięwzięcia.

W odniesieniu do wielkoskalowych pomp ciepła przesądzające znaczenie mają ograniczenia wynikające z wysokotemperaturowego charakteru systemu ciepłowniczego, dostosowania instalacji odbiorczych do pracy na obecnych parametrach, wysokiego zapotrzebowania na moc elektryczną oraz istotnych wymagań powierzchniowych i infrastrukturalnych. Technologia ta może być rozważana jako potencjalne rozwiązanie uzupełniające w przyszłości, nie zaś jako samodzielna alternatywa dla źródła podstawowego.

Wariant geotermalny został wykluczony z uwagi na niewystarczające parametry zasobu na ekonomicznie uzasadnionej głębokości, co uniemożliwia uznanie go za źródło zdolne do samodzielnego przejęcia funkcji projektowanego źródła systemowego. Wariant oparty na biogazie lub biometanie nie spełnia natomiast kryterium realnej wykonalności ze względu na brak lokalnie dostępnego paliwa w odpowiedniej skali, brak odpowiedniej powierzchni terenu dla realizacji źródła wraz z niezbędną infrastrukturą oraz brak podstaw do przyjęcia stabilnego i racjonalnego operacyjnie modelu zaopatrzenia w paliwo. Również technologia kolektorów słonecznych, z uwagi na swoją zmienność, zależność od warunków atmosferycznych oraz bardzo duże wymagania powierzchniowe, nie może zostać uznana za rozwiązanie zdolne do samodzielnego pełnienia funkcji źródła podstawowego.

Na tle pozostałych wariantów szczególne znaczenie ma biomasa. Jest to jedyna spośród analizowanych technologii odnawialnych, która co do zasady może zapewnić parametry pracy właściwe dla systemu wysokotemperaturowego oraz pracę dyspozycyjną. Z tego względu wariant wysokosprawnej kogeneracji na biomasę należy uznać za najbardziej zbliżony funkcjonalnie wariant OZE względem planowanej jednostki gazowej kogeneracji.

Jednocześnie wariant biomasowy jest obciążony istotnymi ograniczeniami terenowymi, logistycznymi i operacyjnymi. Dotyczą one przede wszystkim braku możliwości zapewnienia odpowiedniej powierzchni magazynowej dla wymaganego zapasu paliwa bezpośrednio na terenie PEC, braku realnych warunków dla organizacji dużego placu składowego w analizowanej lokalizacji, braku infrastruktury przeładunkowej po stronie wyspy Uznam oraz konieczności stałego dowozu znacznych ilości paliwa do źródła. Ograniczenia te nie wykluczają całkowicie technicznej możliwości realizacji

wariantu biomasowego, ale powodują, że wymagałby on przyjęcia bardziej złożonego modelu organizacyjnego, obejmującego w szczególności zewnętrzne magazynowanie paliwa oraz dodatkowy transport biomasy do kotłowni.

W konsekwencji wynik wstępnej selekcji należy interpretować w ten sposób, że warianty oparte na pompach ciepła, geotermii, biogazie lub biometanie oraz kolektorach słonecznych nie podlegają dalszej pogłębionej analizie jako samodzielne alternatywy dla planowanego źródła systemowego. Do dalszego porównania techniczno-ekonomicznego przyjmuje się natomiast wariant wysokosprawnej kogeneracji na biomasę jako najbardziej relewantny funkcjonalnie wariant odnawialny.

Dalsza analiza wariantu biomasowego powinna uwzględniać nie tylko nakłady inwestycyjne na samo źródło wytwórcze, lecz również koszty wynikające z ograniczeń lokalizacyjnych PEC Świnoujście, w szczególności koszty zewnętrznego magazynowania paliwa, transportu biomasy z magazynu do kotłowni, organizacji stałego łańcucha dostaw, gospodarki popiołami oraz niższą produkcję energii elektrycznej w porównaniu z wariantem gazowym.

Wynik wstępnej selekcji nie przesądza zatem o wyższej opłacalności wariantu biomasowego, lecz wskazuje, że spośród rozpatrywanych wariantów OZE jest to jedyny wariant wystarczająco zbliżony funkcjonalnie, aby mógł zostać poddany dalszej analizie porównawczej. Wnioski z tej analizy zostaną przedstawione w kolejnym rozdziale.

Analiza nie obejmuje wariantów hybrydowych (np. biomasa o zredukowanej mocy uzupełniona pompami ciepła lub instalacją solarną) z następujących względów:

- (1) każda z technologii uzupełniających została już indywidualnie oceniona jako niezdolna do pełnienia funkcji źródła podstawowego ze względu na te same ograniczenia lokalizacyjne i systemowe (brak powierzchni, charakter wysokotemperaturowy sieci), które dotyczyłyby jej także w układzie hybrydowym;
- (2) rozwiązanie hybrydowe nie eliminowałoby konieczności zapewnienia pełnego zaplecza magazynowo-logistycznego dla biomasy jako głównego komponentu dyspozycyjnego, a jedynie zmniejszałoby jego skalę proporcjonalnie do redukcji mocy – co nie zmienia jakościowo zidentyfikowanych ograniczeń terenowych;
- (3) ocena wariantu hybrydowego wymagałaby odrębnego modelu techniczno-ekonomicznego (dobór mocy poszczególnych komponentów, koordynacja pracy, dodatkowe nakłady na automatykę i integrację), wykraczającego poza zakres niniejszej oceny porównawczej, której celem jest wskazanie najbardziej relewantnej pojedynczej alternatywy OZE, a nie zaprojektowanie optymalnego miksu wytwórczego.

6. Analiza porównawcza wariantu gazowej kogeneracji i wariantu wysokosprawnej kogeneracji na biomasę

6.1. Cel analizy porównawczej i określenie wariantów

Celem niniejszego rozdziału jest przeprowadzenie analizy porównawczej dwóch wariantów realizacji źródła kogeneracyjnego dla systemu ciepłowniczego PEC Świnoujście: wariantu referencyjnego obejmującego planowaną jednostkę wysokosprawnej kogeneracji gazowej oraz wariantu alternatywnego OZE obejmującego wysokosprawną kogenerację na biomasę. Analiza ma na celu ustalenie, który z wariantów jest korzystniejszy z punktu widzenia funkcji systemowej, wykonalności lokalizacyjnej, parametrów produkcyjnych, kosztów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych, ryzyk eksploatacyjnych oraz ogólnej racjonalności ekonomicznej.

Wariant referencyjny stanowi planowana jednostka wysokosprawnej kogeneracji gazowej o mocy cieplnej 25 MWt oraz mocy elektrycznej 16-17 MWe. Jest to wariant przewidziany do realizacji w dokumentacji przedsięwzięcia, zaprojektowany jako podstawowe, dyspozycyjne źródło systemowe, zdolne do zapewnienia stabilnej produkcji ciepła dla miejskiej sieci ciepłowniczej oraz jednoczesnej produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu.

Wariant alternatywny OZE stanowi wysokosprawną kogenerację na biomasę. Wariant ten został wskazany w wyniku wstępnej selekcji jako najbardziej zbliżony funkcjonalnie wariant odnawialny względem planowanego źródła gazowego. Jako jedyny spośród rozpatrywanych wariantów OZE może co do zasady pracować jako źródło wysokotemperaturowe, dyspozycyjne i kogeneracyjne, a więc potencjalnie pełnić funkcję zbliżoną do wariantu referencyjnego.

Dla zachowania porównywalności wariantów przyjęto, że wariant biomasowy posiada taką samą moc cieplną jak wariant gazowy, tj. 25 MWt. Moc cieplna została uznana za podstawowy parametr porównywalności, ponieważ zasadniczą funkcją analizowanego źródła jest dostarczanie ciepła do miejskiego systemu ciepłowniczego PEC Świnoujście. Różnica między wariantami dotyczy natomiast mocy elektrycznej, co wynika z odmiennej charakterystyki technologicznej układów kogeneracyjnych opartych na gazie ziemnym i biomasie.

Jako podstawowy wzorzec inwestycyjny dla określenia parametrów wariantu biomasowego przyjęto projekt MPEC Leszno pn. „Budowa źródła wysokosprawnej kogeneracji na biomasę o mocy 3,410 MWe i 10,817 MWt”. W projekcie tym relacja mocy elektrycznej do mocy cieplnej wynosi ok. 0,315 MWe/MWt, co po przeskalowaniu do mocy cieplnej 25 MWt daje moc elektryczną ok. 7,88 MWe, zaokrągloną w niniejszej analizie do 7,9 MWe. Przyjęte proporcje są mniej korzystne niż w przypadku kogeneracji gazowej, ale odpowiadają charakterystyce technologicznej wysokosprawnych układów kogeneracyjnych opartych na biomasie, w których przy porównywalnej mocy cieplnej uzyskuje się co do zasady niższą moc elektryczną.

Moc elektryczną wariantu biomasowego określono na poziomie 7,9 MWe. Założenie to przyjęto na podstawie krajowego wzorca inwestycyjnego, tj. projektu budowy źródła wysokosprawnej kogeneracji na biomasę w Lesznie o mocy 3,410 MWe oraz 10,817 MWt. Relacja mocy elektrycznej do cieplnej w tym projekcie wynosi ok. 0,315 MWe/MWt. Po przeskalowaniu tej relacji do mocy cieplnej 25 MWt uzyskano moc elektryczną ok. 7,88 MWe, którą na potrzeby niniejszej analizy zaokrąglono do 7,9 MWe.

Na potrzeby dalszej analizy przyjmuje się zatem następujące warianty porównawcze:

Tabela 1. Zestawienie kluczowych danych technicznych porównywanych wariantów

Parametr	Wariant I: gazowa kogeneracja	Wariant II: kogeneracja na biomasę
Rodzaj źródła	wysokosprawna kogeneracja gazowa	wysokosprawna kogeneracja na biomasę
Paliwo	gaz ziemny	biomasa
Moc cieplna	25 MWt	25 MWt
Moc elektryczna	17 MWe	7,9 MWe
Charakter pracy	źródło systemowe, dyspozycyjne	źródło systemowe, dyspozycyjne, OZE
Funkcja cieplna	podstawowe źródło dla systemu ciepłowniczego	alternatywne źródło OZE o porównywalnej funkcji cieplnej

Przyjęcie powyższych wariantów pozwala przeprowadzić porównanie w sposób odpowiadający istocie wymogu oceny alternatywy odnawialnej. Warianty są porównywalne w zakresie podstawowej funkcji cieplnej, natomiast różnią się technologią, paliwem, mocą elektryczną, wymaganiami logistycznymi, kosztami inwestycyjnymi, kosztami eksploatacyjnymi oraz poziomem ryzyka operacyjnego. Dalsza część rozdziału obejmuje ocenę tych różnic i prowadzi do wskazania wariantu korzystniejszego dla systemu ciepłowniczego PEC Świnoujście.

6.2. Porównanie parametrów produkcyjnych wariantów

Porównanie parametrów techniczno-produkcyjnych przeprowadzono przy założeniu, że oba warianty zapewniają porównywalną funkcję cieplną w systemie ciepłowniczym PEC Świnoujście. Podstawowym parametrem porównywalności jest moc cieplna źródła, która w obu wariantach wynosi 25 MWt. Założenie to pozwala ocenić warianty w odniesieniu do tej samej podstawowej funkcji systemowej, tj. dostarczania ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej.

Wariant referencyjny obejmuje planowaną jednostkę wysokosprawnej kogeneracji gazowej o mocy cieplnej 25 MWt oraz mocy elektrycznej 16-17 MWe. Wariant alternatywny OZE obejmuje wysokosprawną kogenerację na biomasę o mocy cieplnej 25 MWt oraz mocy elektrycznej 7,9 MWe. Moc elektryczna wariantu biomasowego została określona na podstawie krajowego wzorca inwestycyjnego obejmującego źródło wysokosprawnej kogeneracji na biomasę w Lesznie.

Dla wariantu biomasowego przyjęto roczną produkcję ciepła z kogeneracji na poziomie 497 183 GJ, tj. 138 106 MWh. Przy mocy elektrycznej 7,9 MWe roczna produkcja energii elektrycznej wynosi 43 642 MWh. Przyjęte wartości produkcyjne wynikają z założonego profilu pracy źródła kogeneracyjnego oraz relacji pomiędzy mocą cieplną i elektryczną właściwej dla układów kogeneracyjnych opartych na biomasie.

Tabela 2. Zestawienie parametrów produkcyjnych analizowanych wariantów

Parametr	Jednostka	Wariant I: gazowa kogeneracja	Wariant II: kogeneracja na biomasę
Rodzaj źródła	—	wysokosprawna kogeneracja gazowa	wysokosprawna kogeneracja na biomasę
Paliwo	—	gaz ziemny	biomasa
Moc cieplna układu kogeneracyjnego	MWt	25	25
Moc elektryczna układu kogeneracyjnego	MWe	17	7,9
Relacja mocy elektrycznej do cieplnej	MWe/MWt	0,68	0,316
Roczna produkcja ciepła z kogeneracji	GJ/rok	497 183	497 183
Roczna produkcja ciepła z kogeneracji	MWh/rok	138 106	138 106
Roczna produkcja energii elektrycznej z kogeneracji	MWh/rok	93 912	43 642
Różnica produkcji energii elektrycznej względem wariantu gazowego	MWh/rok	—	-50 270
Spadek produkcji energii elektrycznej względem wariantu gazowego	%	—	ok. -54%

Z powyższego zestawienia wynika, że oba warianty są porównywalne w zakresie podstawowej funkcji cieplnej. Zarówno wariant gazowy, jak i wariant biomasowy przyjęto jako źródła o mocy cieplnej 25 MWt oraz rocznej produkcji ciepła z kogeneracji na poziomie 497 183 GJ, tj. 138 106 MWh.

Zasadnicza różnica techniczna dotyczy natomiast mocy elektrycznej oraz wynikającej z niej rocznej produkcji energii elektrycznej. Wariant gazowy, przy mocy elektrycznej 16-17 MWe, pozwala na produkcję ok. 93 912 MWh energii elektrycznej rocznie. Wariant biomasowy, przy mocy elektrycznej 7,9 MWe, pozwala na produkcję ok. 43 642 MWh energii elektrycznej rocznie. Oznacza to, że przy tej samej funkcji cieplnej wariant biomasowy wytwarza ok. 50 270 MWh energii elektrycznej mniej rocznie, tj. ok. 54% mniej niż wariant gazowy.

Niższa produkcja energii elektrycznej w wariantie biomasowym wynika z charakterystyki technologicznej układów kogeneracyjnych opartych na biomase. W tego rodzaju instalacjach relacja mocy elektrycznej do cieplnej jest co do zasady mniej korzystna niż w układach gazowych. Oznacza to, że wariant biomasowy może zapewnić porównywalną produkcję ciepła, jednak przy istotnie niższej produkcji energii elektrycznej.

6.3. Porównanie nakładów inwestycyjnych wariantów

Porównanie nakładów inwestycyjnych przeprowadzono dla dwóch wariantów określonych w rozdziale 6.1, tj. wariantu gazowej kogeneracji oraz wariantu wysokosprawnej kogeneracji na biomasę. W obu przypadkach przyjęto porównywalną moc cieplną źródła na poziomie 25 MWt. Różnica między wariantami dotyczy natomiast mocy elektrycznej, technologii wytwarzania, paliwa oraz zakresu infrastruktury niezbędnej do eksploatacji źródła.

Dla wariantu gazowego przyjęto nakłady inwestycyjne wynikające z budżetu planowanego przedsięwzięcia PEC Świnoujście. Łączna wartość netto nakładów inwestycyjnych wynosi 160 675 491,09 zł. Wartość ta obejmuje dokumentację projektową i nadzór autorski, roboty budowlane wraz z dostawą i montażem maszyn i urządzeń, inżyniera kontraktu, zarządzanie projektem przez zespół Wnioskodawcy oraz działania promocyjne.

Dla wariantu wysokosprawnej kogeneracji na biomasę nakłady inwestycyjne oszacowano na podstawie krajowego wzorca inwestycyjnego, tj. projektu MPEC Leszno pn. „Budowa źródła wysokosprawnej kogeneracji na biomasę o mocy 3,410 MWe i 10,817 MWt”. Całkowita wartość tej inwestycji wynosi 151,98 mln zł brutto, co odpowiada 123 560 976 zł netto. Projekt w Lesznie przyjęto jako podstawowy benchmark, ponieważ dotyczy rzeczywistej krajowej inwestycji w źródło wysokosprawnej kogeneracji na biomasę, z podanymi parametrami mocy cieplnej i elektrycznej oraz wartością inwestycji.

Koszt wariantu biomasowego dla PEC Świnoujście oszacowano poprzez przeskalowanie wartości netto inwestycji referencyjnej z Leszna proporcjonalnie do mocy cieplnej. Moc cieplna inwestycji referencyjnej wynosi 10,817 MWt, natomiast dla wariantu PEC Świnoujście przyjęto 25 MWt. Po przeskalowaniu koszt inwestycji biomasowej do mocy 25 MWt, w poziomie cen 2025 r., wynosi 285 570 000 zł netto.

Następnie wartość tę zaktualizowano do poziomu cen 2027 r., przyjmując skumulowany indeks inflacji 2027/2025 na poziomie 1,06190. Indeks ten przyjęto na podstawie wytycznych Ministerstwa Finansów dotyczących stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych, które służą do zachowania spójności założeń makroekonomicznych przy szacowaniu skutków finansowych i limitów wydatków. Po indeksacji szacowany CAPEX wariantu wysokosprawnej kogeneracji na biomasę wynosi 303 250 000 zł netto.

Tabela 3. Porównanie nakładów inwestycyjnych

Pozycja	Jednostka	Wariant I: gazowa kogeneracja	Wariant II: kogeneracja na biomasę
Moc cieplna źródła	MWt	25	25
Moc elektryczna źródła	MWe	17	7,9
Podstawa określenia CAPEX	—	budżet projektu PEC Świnoujście	benchmark MPEC Leszno
Nakłady inwestycyjne netto — poziom cen właściwy dla budżetu projektu	zł	160 675 491,09	—
Nakłady inwestycyjne netto inwestycji referencyjnej	zł	—	123 560 976
Moc cieplna inwestycji referencyjnej	MWt	—	10,817

Szacowany CAPEX po przeskalowaniu do 25 MWt — poziom cen 2025	zł	—	285 570 000
Skumulowany indeks inflacji 2027/2025	—	—	1,0619
Szacowany CAPEX po przeskalowaniu do 25 MWt — poziom cen 2027	zł	—	303 250 000

Z powyższego zestawienia wynika, że wariant wysokosprawnej kogeneracji na biomasę wymaga istotnie wyższych nakładów inwestycyjnych niż wariant gazowy. Różnica pomiędzy wariantami wynosi ok. 142,6 mln zł netto na niekorzyść wariantu biomasowego. Oznacza to, że szacowany CAPEX wariantu biomasowego jest o ok. 89% wyższy od nakładów inwestycyjnych wariantu gazowego. Należy przy tym podkreślić, że nawet przy uwzględnieniu wyższego poziomu dofinansowania możliwego dla wariantu kogeneracji na biomasę, tj. 50% wobec 30% dla wariantu kogeneracji gazowej, szacowany wkład własny dla wariantu biomasowego pozostaje wyższy o ok. 39,2 mln zł, tj. o ok. 34,8% względem wkładu własnego dla wariantu gazowego, przy czym wartość tę należy traktować jako szacunkową z uwagi na możliwość wystąpienia kosztów niekwalifikowalnych.

Należy podkreślić, że powyższe porównanie dotyczy nakładów inwestycyjnych na zasadnicze źródło wytwórcze i nie obejmuje jeszcze dodatkowych kosztów specyficznych dla wariantu biomasowego, wynikających z uwarunkowań lokalizacyjnych PEC Świnoujście. W szczególności nie uwzględniono na tym etapie kosztów zewnętrznego magazynu biomasy, urządzenia placu składowego, infrastruktury przeładunkowej, dodatkowego transportu biomasy z magazynu do kotłowni oraz gospodarki popiołami. Koszty te zostaną ujęte odrębnie w dalszej części analizy, ponieważ stanowią dodatkowe obciążenie wariantu biomasowego wynikające z braku możliwości zapewnienia odpowiedniego zaplecza paliwowego bezpośrednio na terenie PEC.

Już na poziomie podstawowych nakładów inwestycyjnych wariant gazowej kogeneracji wykazuje zatem istotną przewagę ekonomiczną nad wariantem wysokosprawnej kogeneracji na biomasę. Przy tej samej mocy cieplnej wariant biomasowy wymaga znacznie wyższego CAPEX, a jednocześnie — jak wykazano w rozdziale 6.2 — zapewnia istotnie niższą moc elektryczną i niższą roczną produkcję energii elektrycznej.

6.4. Porównanie przychodów z produkcji energii elektrycznej

Porównanie przychodów przeprowadzono wyłącznie w odniesieniu do energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji. Przychody ze sprzedaży ciepła nie zostały odrębnie różnicowane, ponieważ w obu wariantach przyjęto tę samą moc cieplną źródła, tj. 25 MWt, oraz taką samą roczną produkcję ciepła z kogeneracji na poziomie 497 183 GJ, tj. 138 106 MWh. Oznacza to, że z punktu widzenia sprzedaży ciepła wariant gazowy i wariant biomasowy pełnią porównywalną funkcję systemową, a różnica w wyniku ekonomicznym po stronie przychodowej wynika przede wszystkim z odmiennej produkcji energii elektrycznej.

Wariant gazowej kogeneracji, przy mocy elektrycznej 16-17 MWe, pozwala na roczną produkcję energii elektrycznej na poziomie ok. 93 912 MWh. Wariant wysokosprawnej kogeneracji na biomasę, przy mocy elektrycznej 7,9 MWe, pozwala natomiast na roczną produkcję energii elektrycznej na

poziomie 43 642 MWh. Różnica produkcji energii elektrycznej wynosi zatem ok. 50 270 MWh rocznie na korzyść wariantu gazowego.

Dla potrzeb porównania przyjęto łączną jednostkową wartość energii elektrycznej na poziomie 421,18 zł/MWh. Wartość ta obejmuje zarówno komponent odpowiadający sprzedaży energii elektrycznej, jak i komponent wynikający z mechanizmu wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji. Założenie to zastosowano jednolicie do obu wariantów, aby zachować porównywalność analizy i wyodrębnić wpływ różnicy technologicznej w produkcji energii elektrycznej.

Tabela 4. Porównanie przychodów z energii elektrycznej dla obu wariantów

Parametr	Jednostka	Wariant I: gazowa kogeneracja	Wariant II: kogeneracja na biomasę
Moc elektryczna układu kogeneracyjnego	MWe	17	7,9
Roczna produkcja energii elektrycznej	MWh/rok	93 912	43 642
Łączna jednostkowa wartość energii elektrycznej	zł/MWh	421,18	421,18
Roczna wartość produkcji energii elektrycznej	zł/rok	39 548 816	18 378 736
Różnica rocznej wartości produkcji energii elektrycznej	zł/rok	—	-21 170 080

Z powyższego zestawienia wynika, że przy jednakowej funkcji cieplnej wariant gazowej kogeneracji generuje istotnie wyższą wartość ekonomiczną z tytułu produkcji energii elektrycznej. Roczna wartość produkcji energii elektrycznej w wariantcie gazowym wynosi ok. 39,55 mln zł, natomiast w wariantcie biomasowym ok. 18,38 mln zł. Różnica wynosi ok. 21,17 mln zł rocznie na korzyść wariantu gazowego.

Niższa wartość produkcji energii elektrycznej w wariantcie biomasowym nie wynika z odmiennej ceny energii ani z mniej korzystnego założenia taryfowego, lecz z niższej mocy elektrycznej charakterystycznej dla układów kogeneracyjnych opartych na biomasie. Przy tej samej mocy cieplnej wariant biomasowy wytwarza znacznie mniej energii elektrycznej, co bezpośrednio obniża jego potencjał przychodowy i pogarsza wynik ekonomiczny względem wariantu gazowego.

W konsekwencji, przy założeniu porównywalnych przychodów ze sprzedaży ciepła, wariant gazowej kogeneracji wykazuje istotną przewagę po stronie przychodów z energii elektrycznej. Przewaga ta ma znaczenie szczególnie istotne w całym okresie eksploatacji źródła, ponieważ różnica ok. 21,17 mln zł rocznie kumuluje się w kolejnych latach funkcjonowania instalacji i wpływa na ocenę opłacalności wariantów.

6.5. Łączne porównanie rocznych kosztów operacyjnych

W celu syntetycznego porównania wariantów zestawiono roczne koszty operacyjne ujęte w analizie, obejmujące koszty paliwa, koszty uprawnień do emisji CO₂, koszty serwisu instalacji kogeneracyjnej, koszty ubezpieczenia oraz dodatkowe koszty specyficzne dla wariantu biomasowego. Zestawienie to nie obejmuje nakładów inwestycyjnych ani przychodów z produkcji energii elektrycznej, które zostały przedstawione w odrębnych częściach analizy.

Dla wariantu gazowego uwzględniono dwa okresy kosztowe. Pierwszy obejmuje okres do 2035 r., w którym przyjęto koszty uprawnień do emisji CO₂ na poziomie ok. 14,07 mln zł rocznie. Drugi obejmuje okres po 2035 r., w którym — zgodnie z założeniem przejścia na paliwa bezemisyjne lub prawie bezemisyjne — koszty uprawnień do emisji CO₂ obniżają się do ok. 4,22 mln zł rocznie.

Dla wariantu biomasowego koszty uprawnień do emisji CO₂ nie zostały ujęte, ponieważ wariant ten opiera się na paliwie odnawialnym w postaci zrębki drzewnej. Jednocześnie uwzględniono koszty specyficzne dla eksploatacji dużego źródła biomasowego, obejmujące dodatkową obsługę operatorską, zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne układów podawania paliwa i odpylania, gospodarkę popiołami, utrzymanie infrastruktury magazynowej, sprzęt przeładunkowy, badania jakości paliwa, zabezpieczenia przeciwpożarowe, straty magazynowe oraz koszt kapitału obrotowego zamrożonego w zapasie paliwa.

Tabela 5. Kalkulacja kosztów eksploatacyjnych dla obu wariantów

Pozycja kosztowa	Jednostka	Wariant I: gazowa kogeneracja — do 2035 r.	Wariant I: gazowa kogeneracja — po 2035 r.	Wariant II: kogeneracja na biomasę
Koszt paliwa	zł/rok	42 234 249	42 234 249	28 509 600
Koszt uprawnień do emisji CO ₂	zł/rok	14 071 734	4 218 146	0
Serwis instalacji kogeneracyjnej	zł/rok	1 250 000	1 250 000	2 400 000
Ubezpieczenie	zł/rok	150 000	150 000	280 000
Dodatkowa obsługa operatorska i eksploatacyjna paliwa stałego	zł/rok	nie dotyczy	nie dotyczy	1 200 000
Zwiększone zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne instalacji biomasowej	zł/rok	nie dotyczy	nie dotyczy	1 000 000
Gospodarka popiołami i pozostałościami po spalaniu	zł/rok	nie dotyczy	nie dotyczy	500 000
Utrzymanie zewnętrznego placu magazynowego i infrastruktury pomocniczej	zł/rok	nie dotyczy	nie dotyczy	650 000
Eksploatacja sprzętu przeładunkowego i transportu wewnętrznego	zł/rok	nie dotyczy	nie dotyczy	600 000

Badania jakości paliwa, certyfikacja i kontrola pochodzenia biomasy	zł/rok	nie dotyczy	nie dotyczy	200 000
Dodatkowe zabezpieczenia przeciwpożarowe, monitoring i BHP	zł/rok	nie dotyczy	nie dotyczy	250 000
Straty magazynowe i jakościowe paliwa	zł/rok	nie dotyczy	nie dotyczy	350 000
Koszt kapitału obrotowego zamrożonego w zapasie paliwa	zł/rok	nie dotyczy	nie dotyczy	200 000
Łączne roczne koszty operacyjne	zł/rok	57 705 983	47 852 395	36 139 600

Z powyższego zestawienia wynika, że po uwzględnieniu kosztów specyficznych dla eksploatacji dużego źródła biomasowego łączne roczne koszty operacyjne wariantu biomasowego wynoszą ok. 36,14 mln zł. Wariant ten nadal wykazuje niższe koszty operacyjne niż wariant gazowy, jednak przewaga kosztowa jest istotnie mniejsza niż przy porównaniu ograniczonym wyłącznie do paliwa i uprawnień do emisji CO₂.

Do 2035 r. łączne roczne koszty operacyjne wariantu gazowego wynoszą ok. 57,71 mln zł, natomiast wariantu biomasowego ok. 36,14 mln zł. Różnica wynosi ok. 21,57 mln zł rocznie na korzyść wariantu biomasowego. Po 2035 r., po założonym obniżeniu kosztów uprawnień do emisji CO₂ w wariantcie gazowym, łączne roczne koszty operacyjne wariantu gazowego wynoszą ok. 47,85 mln zł, a różnica względem wariantu biomasowego zmniejsza się do ok. 11,71 mln zł rocznie.

Należy podkreślić, że przewaga wariantu biomasowego na poziomie rocznych kosztów operacyjnych nie przesądza o jego wyższej opłacalności całkowitej. Musi ona zostać zestawiona z wyższymi nakładami inwestycyjnymi, wyższym wymaganym wkładem własnym, niższą produkcją energii elektrycznej, niższą wartością produkcji energii elektrycznej oraz większymi ryzykami logistycznymi i organizacyjnymi. W szczególności wariant biomasowy wymaga utrzymywania rozbudowanego łańcucha dostaw paliwa stałego, zewnętrznego magazynowania zrzębki oraz stałej obsługi materiałowej, czego wariant gazowy w tej skali nie wymaga.

6.6. Porównanie średniego kosztu produkcji ciepła w okresie 15 lat

W celu syntetycznej oceny ekonomicznej wariantów obliczono średni koszt produkcji 1 MWh ciepła w okresie 15 lat eksploatacji. Kalkulacja obejmuje nakłady inwestycyjne, roczne koszty operacyjne oraz wartość produkcji energii elektrycznej. Przychody z energii elektrycznej potraktowano jako pomniejszenie kosztów produkcji ciepła, ponieważ oba warianty pełnią tę samą podstawową funkcję cieplną, natomiast różnią się poziomem produkcji energii elektrycznej w kogeneracji.

Dla obu wariantów przyjęto tę samą roczną produkcję ciepła z kogeneracji, tj. 138 106 MWh/rok. W okresie 15 lat daje to łączną produkcję ciepła na poziomie 2 071 590 MWh. Koszt jednostkowy obliczono jako iloraz łącznego kosztu netto wariantu, pomniejszonego o wartość produkcji energii elektrycznej, oraz łącznej produkcji ciepła w analizowanym okresie.

W kalkulacji przyjęto następujące założenia:

- okres analizy: 15 lat;
- produkcja ciepła: 138 106 MWh/rok;
- łączna produkcja ciepła w okresie 15 lat: 2 071 590 MWh;
- przychody z energii elektrycznej jako pomniejszenie kosztów produkcji ciepła;
- dla wariantu gazowego: 8 lat kosztów operacyjnych z wyższym kosztem uprawnień do emisji CO₂ oraz 7 lat kosztów operacyjnych po przejściu na paliwa bezemisyjne lub prawie bezemisyjne;
- dla wariantu biomasowego: stały poziom rocznych kosztów operacyjnych w całym okresie analizy.

Tabela 6. Zestawienie nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych w 15 letnim okresie referencyjnym porównywanych wariantów

Pozycja	Jednostka	Wariant I: gazowa kogeneracja	Wariant II: kogeneracja na biomasę
CAPEX netto bez dotacji	zł	160 675 491	303 250 000
CAPEX po uwzględnieniu dotacji	zł	112 472 844	151 625 000
Łączne koszty operacyjne w okresie 15 lat	zł	796 614 629	542 094 000
Łączna wartość produkcji energii elektrycznej w okresie 15 lat	zł	593 232 240	275 681 040
Łączna produkcja ciepła w okresie 15 lat	MWh	2 071 590	2 071 590

Tabela 7. Kalkulacja kosztu jednostkowego produkcji ciepła w wariantach nie uwzględniających dotacji do nakładów inwestycyjnych

Pozycja	Jednostka	Wariant I: gazowa kogeneracja	Wariant II: kogeneracja na biomasę
CAPEX netto	zł	160 675 491	303 250 000
Łączne koszty operacyjne	zł	796 614 629	542 094 000
Pomniejszenie o wartość produkcji energii elektrycznej	zł	-593 232 240	-275 681 040
Łączny koszt netto produkcji ciepła	zł	364 057 880	569 662 960
Średni koszt produkcji 1 MWh ciepła	zł/MWh	175,74	274,99

Bez uwzględnienia dotacji wariant gazowej kogeneracji osiąga średni koszt produkcji ciepła na poziomie ok. 175,74 zł/MWh, natomiast wariant kogeneracji na biomasę ok. 274,99 zł/MWh. Różnica

wynosi ok. 99,25 zł/MWh na niekorzyść wariantu biomasowego, co oznacza, że wariant biomasowy jest droższy o ok. 56,5% w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanego ciepła.

Tabela 8. Kalkulacja kosztu jednostkowego produkcji ciepła w wariantcie uwzględniającym dotację do nakładów inwestycyjnych

Pozycja	Jednostka	Wariant I: gazowa kogeneracja	Wariant II: kogeneracja na biomasę
CAPEX po uwzględnieniu dotacji	zł	112 472 844	151 625 000
Łączne koszty operacyjne	zł	796 614 629	542 094 000
Pomniejszenie o wartość produkcji energii elektrycznej	zł	-593 232 240	-275 681 040
Łączny koszt netto produkcji ciepła	zł	315 855 233	418 037 960
Średni koszt produkcji 1 MWh ciepła	zł/MWh	152,47	201,8

Po uwzględnieniu dotacji wariant gazowej kogeneracji osiąga średni koszt produkcji ciepła na poziomie ok. 152,47 zł/MWh, natomiast wariant kogeneracji na biomasę ok. 201,80 zł/MWh. Różnica wynosi

ok. 49,33 zł/MWh na niekorzyść wariantu biomasowego, co oznacza, że mimo wyższego poziomu dofinansowania wariantu biomasowego jego średni koszt produkcji ciepła pozostaje wyższy o ok. 32,4%.

Z przeprowadzonego porównania wynika, że wariant biomasowy nie stanowi wariantu korzystniejszego ekonomicznie. Pomimo niższych rocznych kosztów paliwa i braku kosztów uprawnień do emisji CO₂, jego przewaga operacyjna jest kompensowana przez znacznie wyższe nakłady inwestycyjne oraz istotnie niższą wartość produkcji energii elektrycznej. W konsekwencji zarówno bez uwzględnienia dotacji, jak i po uwzględnieniu dotacji, wariant gazowej kogeneracji wykazuje niższy średni koszt produkcji 1 MWh ciepła.

7. Wnioski końcowe z oceny porównawczej

Przeprowadzona ocena porównawcza prowadzi do wniosku, że planowany wariant realizacji jednostki wysokosprawnej kogeneracji gazowej stanowi rozwiązanie korzystniejsze i bardziej racjonalne dla systemu ciepłowniczego PEC Świnoujście niż wariant alternatywny oparty na wysokosprawnej kogeneracji na biomasę. Wniosek ten wynika zarówno z analizy uwarunkowań lokalizacyjnych, technicznych i logistycznych, jak i z przeprowadzonego porównania parametrów produkcyjnych, nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych oraz średniego kosztu produkcji ciepła w okresie 15 lat eksploatacji.

W ramach oceny rozpatrzono kilka potencjalnych wariantów alternatywnych opartych na odnawialnych źródłach energii, w tym wielkoskalowe pompy ciepła, geotermię, biogaz lub biometan, kolektory słoneczne oraz biomasę. Wstępna selekcja wykazała, że większość analizowanych

technologii OZE nie może samodzielnie przejąć funkcji projektowanego źródła systemowego w istniejących warunkach PEC Świnoujście. Ograniczenia te dotyczą przede wszystkim wysokotemperaturowego charakteru systemu ciepłowniczego, ograniczonej dostępności terenu, braku odpowiednich lokalnych zasobów lub paliw, dużych wymagań powierzchniowych oraz konieczności zapewnienia stabilnej i dyspozycyjnej pracy źródła.

Jako wariant odnawialny najbardziej zbliżony funkcjonalnie do planowanej jednostki gazowej wskazano wysokosprawną kogenerację na biomasę. Jest to jedyny spośród analizowanych wariantów OZE, który co do zasady może pracować jako źródło wysokotemperaturowe i dyspozycyjne, a więc potencjalnie odpowiadać podstawowej funkcji planowanego źródła gazowego. Z tego względu wariant biomasowy został poddany pogłębionej analizie porównawczej z wariantem gazowym.

Dla zachowania porównywalności wariantów przyjęto tę samą moc cieplną obu źródeł, tj. 25 MWt. Różnica pomiędzy wariantami dotyczy natomiast mocy elektrycznej, wynikającej z odmiennej charakterystyki technologicznej układów kogeneracyjnych. Wariant gazowy posiada moc elektryczną 16-17 MWe, natomiast wariant biomasowy — określony na podstawie krajowego benchmarku inwestycyjnego z Leszna — 7,9 MWe. Oznacza to, że przy tej samej mocy cieplnej wariant biomasowy wytwarza ok. 50 270 MWh energii elektrycznej mniej rocznie, tj. ok. 54% mniej niż wariant gazowy.

Niższa produkcja energii elektrycznej bezpośrednio wpływa na wynik ekonomiczny wariantu biomasowego. Przy przyjętej łącznej jednostkowej wartości energii elektrycznej wariant gazowy generuje rocznie ok. 39,55 mln zł wartości produkcji energii elektrycznej, natomiast wariant biomasowy ok. 18,38 mln zł. Różnica wynosi ok. 21,17 mln zł rocznie na korzyść wariantu gazowego. Ponieważ w obu wariantach przyjęto tę samą produkcję ciepła, różnica po stronie przychodowej wynika przede wszystkim z odmiennej produkcji energii elektrycznej.

Istotną przewagę wariantu gazowego potwierdza również porównanie nakładów inwestycyjnych. CAPEX netto wariantu gazowego wynosi ok. 160,68 mln zł, natomiast szacowany CAPEX netto wariantu biomasowego po przeskalowaniu benchmarku z Leszna i aktualizacji do poziomu cen 2027 r. wynosi ok. 303,25 mln zł. Różnica wynosi ok. 142,6 mln zł netto na niekorzyść wariantu biomasowego. Nawet przy założeniu wyższego poziomu dofinansowania dla kogeneracji na biomasę, tj. 50% wobec 30% dla wariantu gazowego, szacowany wkład własny wariantu biomasowego pozostaje wyższy o ok. 39,2 mln zł, tj. o ok. 34,8% względem wariantu gazowego.

Wariant biomasowy wykazuje niższe roczne koszty operacyjne niż wariant gazowy, przede wszystkim z uwagi na niższy koszt paliwa oraz brak kosztów uprawnień do emisji CO₂. Po uwzględnieniu kosztów specyficznych dla eksploatacji dużego źródła biomasowego, łączne roczne koszty operacyjne wariantu biomasowego wynoszą ok. 36,14 mln zł. Dla wariantu gazowego wynoszą one ok. 57,71 mln zł do 2035 r. oraz ok. 47,85 mln zł po 2035 r., po założonym przejściu na paliwa bezemisyjne lub prawie bezemisyjne. Przewaga operacyjna wariantu biomasowego nie przesądza jednak o jego korzystniejszej ocenie całkowitej, ponieważ jest równoważona przez znacznie wyższy CAPEX, wyższy wymagany wkład własny oraz istotnie niższą wartość produkcji energii elektrycznej.

Syntetycznym potwierdzeniem wyniku analizy jest porównanie średniego kosztu produkcji 1 MWh ciepła w 15-letnim okresie eksploatacji, przy potraktowaniu przychodów z energii elektrycznej jako pomniejszenia kosztów produkcji ciepła. Bez uwzględnienia dotacji średni koszt produkcji ciepła w wariantcie gazowym wynosi ok. 175,74 zł/MWh, natomiast w wariantcie biomasowym ok. 274,99 zł/MWh. Oznacza to, że wariant biomasowy jest droższy o ok. 99,25 zł/MWh, tj. o ok. 56,5% w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanego ciepła.

Po uwzględnieniu dotacji różnica maleje, ale nie zmienia zasadniczego wyniku analizy. Wariant gazowy osiąga średni koszt produkcji ciepła na poziomie ok. 152,47 zł/MWh, natomiast wariant biomasowy ok. 201,80 zł/MWh. Różnica wynosi ok. 49,33 zł/MWh na niekorzyść wariantu biomasowego, co oznacza, że mimo wyższego poziomu dofinansowania wariantu biomasowego jego średni koszt produkcji ciepła pozostaje wyższy o ok. 32,4%.

Na niekorzyść wariantu biomasowego wpływają również uwarunkowania lokalizacyjne i organizacyjne, które nie są w pełni odzwierciedlone w samych wskaźnikach kosztowych. Realizacja źródła biomasowego wymagałaby zapewnienia stałych dostaw dużych ilości zrębki drzewnej, organizacji zewnętrznego magazynu paliwa, dodatkowego transportu biomasy do kotłowni, rozbudowanej obsługi przeładunkowej, kontroli jakości paliwa, zabezpieczeń przeciwpożarowych oraz gospodarki popiołami. W warunkach PEC Świnoujście, przy ograniczonej dostępności terenu inwestycyjnego oraz lokalizacji na wyspie Uznam, elementy te istotnie zwiększają złożoność i ryzyko operacyjne wariantu biomasowego.

Wariant gazowy jest natomiast lepiej dostosowany do rzeczywistych warunków lokalizacyjnych i systemowych PEC Świnoujście. Nie wymaga rozbudowanego zaplecza magazynowego paliwa, stałej obsługi transportowej paliwa stałego ani organizacji zewnętrznego placu składowego. Jednocześnie zapewnia wyższą moc elektryczną, wyższą produkcję energii elektrycznej, niższy CAPEX, niższy wymagany wkład własny oraz niższy średni koszt produkcji ciepła zarówno bez uwzględnienia dotacji, jak i po jej uwzględnieniu.

Na podstawie całości przeprowadzonej oceny należy zatem stwierdzić, że wariant wysokosprawnej kogeneracji na biomasę, mimo że stanowi najbardziej relewantną funkcjonalnie alternatywę odnawialną, nie jest wariantem bardziej opłacalnym ani bardziej racjonalnym do realizacji w warunkach PEC Świnoujście. Wariant ten jest obciążony wyższymi nakładami inwestycyjnymi, wyższym wymaganym wkładem własnym, niższą produkcją energii elektrycznej, wyższym średnim kosztem produkcji ciepła oraz istotnie większą złożonością logistyczną i eksploatacyjną.

Ostateczny wniosek z oceny porównawczej jest taki, że planowana jednostka wysokosprawnej kogeneracji gazowej nie wypiera najbardziej opłacalnej i technicznie wykonalnej alternatywy opartej na odnawialnych źródłach energii. Spośród rozpatrywanych wariantów OZE jedynie kogeneracja na biomasę mogła zostać poddana pogłębionej analizie jako wariant zbliżony funkcjonalnie, jednak wyniki tej analizy wskazują, że nie stanowi ona rozwiązania korzystniejszego od wariantu gazowego. Realizacja jednostki gazowej kogeneracji pozostaje zatem wariantem uzasadnionym technicznie, ekonomicznie i organizacyjnie dla systemu ciepłowniczego PEC Świnoujście.