



**Fortum Power and Heat
Polska Sp. z o.o.**

ul. Antoniego Słonimskiego 1A
50-304 Wrocław

**ANALIZA
KOSZTÓW
I KORZYŚCI**



Tytuł projektu:

Budowa bloku energetycznego
o mocy do 20 MW_e oraz
51 MW_t opartego na kotle
rusztowym we wskazanej
lokalizacji w gminie Wisznia Mała
pod Wrocławiem

SPIS TREŚCI

1. INFORMACJA INWESTORZE	3
2. OPIS PRZEDSIĘWZIĘCIA	7
3. ANALIZA OPCJI TECHNICZNYCH	10
3.1. ZAKRES I METODYKA ANALIZY	10
3.2. ANALIZA WYKONALNOŚCI	11
3.3. ANALIZA OPCJI	13
3.3.1. ANALIZA STRATEGICZNA – ZIDENTYFIKOWANIE NAJBARDZIEJ KORZYSTNYCH ROZWIĄZAŃ	13
3.3.2. ANALIZA ROZWIĄZAŃ TECHNOLOGICZNYCH	31
3.3.3. OSZACOWANIE KOSZTÓW DLA WYBRANYCH ROZWIĄZAŃ	37
3.3.4. FINANSOWE I EKONOMICZNE PORÓWNANIE ROZWAŻANYCH OPCJI	38
3.4. WYBÓR NAJLEPSZEGO ROZWIĄZANIA SPOŚRÓD ROZWAŻANYCH OPCJI WRAZ Z UZASADNIENIEM DOKONANEGO WYBORU	39
4. ANALIZA FINANSOWA	40
4.1. ZAŁOŻENIA MAKROEKONOMICZNE	40
4.2. PLAN INWESTYCYJNY	41
4.3. PLAN FINANSOWANIA PRZEDSIĘWZIĘCIA	42
4.4. PROGNOZA PRZYCHODÓW ORAZ KOSZTÓW W ANALIZOWANYM OKRESIE - DLA WARIANTU INWESTYCYJNEGO I BEZINWESTYCYJNEGO	43
4.5. PROGNOZA SPRAWOZDAŃ FINANSOWYCH	44
4.6. ANALIZA WSKAŹNIKOWA	46
4.7. WSKAŹNIKI EFEKTYWNOŚCI FINANSOWEJ	47
5. ANALIZA KOSZTÓW I KORZYŚCI	48
6. ANALIZA WRAŻLIWOŚCI	57
6.1. IDENTYFIKACJA ISTOTNYCH DLA REALIZACJI PROJEKTU ZMIENNYCH I PREZENTACJA WPŁYWU ICH ZMIAN NA PODSTAWOWE WSKAŹNIKI EFEKTYWNOŚCI FINANSOWEJ I EKONOMICZNEJ PRZEDSIĘWZIĘCIA	57
6.2. WSKAZANIE ZMIENNYCH KRYTYCZNYCH PROJEKTU, WRAZ Z PREZENTACJĄ PRZYJĘTYCH KRYTERIÓW DO ICH WSKAZANIA	58
7. ZAŁĄCZNIKI	61

1. INFORMACJA INWESTORZE

Spółka Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o., zgodnie z wpisem do KRS, rozpoczęła działalność w dniu 9 sierpnia 2001 roku. Obecnie jest właścicielem trzech elektrociepłowni zlokalizowanych w Częstochowie, Zabrze i Bytomiu, a moce wytwórcze firmy sięgają 233 MW energii elektrycznej oraz 998 MW ciepła. Dnia 02.01.2017 roku nastąpiło wydzielenie trzech zorganizowanych części przedsiębiorstwa w trybie art. 529 § 1 pkt. 4 Kodeksu Spółek Handlowych tj. przez przeniesienie części majątku (infrastruktura przesyłowa) na spółki Fortum Network Wrocław Sp. z o.o., Fortum Network Płock Sp. z o.o i Fortum Network Częstochowa Sp. z o.o.

Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. jest operatorem sieci ciepłowniczych należących do wydzielonych podmiotów zlokalizowanych we Wrocławiu, Częstochowie i Płocku.

Podstawowe dane o spółce:

Firma:	Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.
Nazwa skrócona:	FPHP Sp. z o.o.
Siedziba:	Wrocław
Adres:	ul. Antoniego Słonimskiego 1A, 50-304 Wrocław
Forma prawna:	spółka z ograniczoną odpowiedzialnością
NIP:	1181606467
REGON:	017341819
Oznaczenie sądu:	Sąd Rejonowy dla Wrocławia – Fabrycznej we Wrocławiu, VI Wydział Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego
Nr KRS:	0000033402

Przedmiot działalności spółki

Głównym przedmiotem działalności Spółki jest, zgodnie z obowiązującą klasyfikacją PKD „Wytwarzanie i zaopatrywanie w parę, gorącą wodę i powietrze do układów klimatyzacyjnych” – **35.30.Z.**

Według statutu przedmiotem działalności Spółki jest również:

- produkcja i dystrybucja ciepła (pary wodnej i gorącej wody)
- wytwarzanie energii elektrycznej
- handel energią elektryczną
- eksploatacja, konserwacja i remonty urządzeń ciepłowniczych
- prowadzenie inwestycji i modernizacji urządzeń ciepłowniczych
- doradztwo w zakresie prowadzenia działalności gospodarczej i zarządzania
- zarządzanie i kierowanie w zakresie prowadzenia działalności gospodarczej
- działalność pomocnicza finansowa
- działalność holdingów
- obsługa nieruchomości
- działalność rachunkowo-księgowa

Posiadane certyfikaty:

- ISO 9001:2015
- ISO 14001:2015

- OHSAS 18001:2007

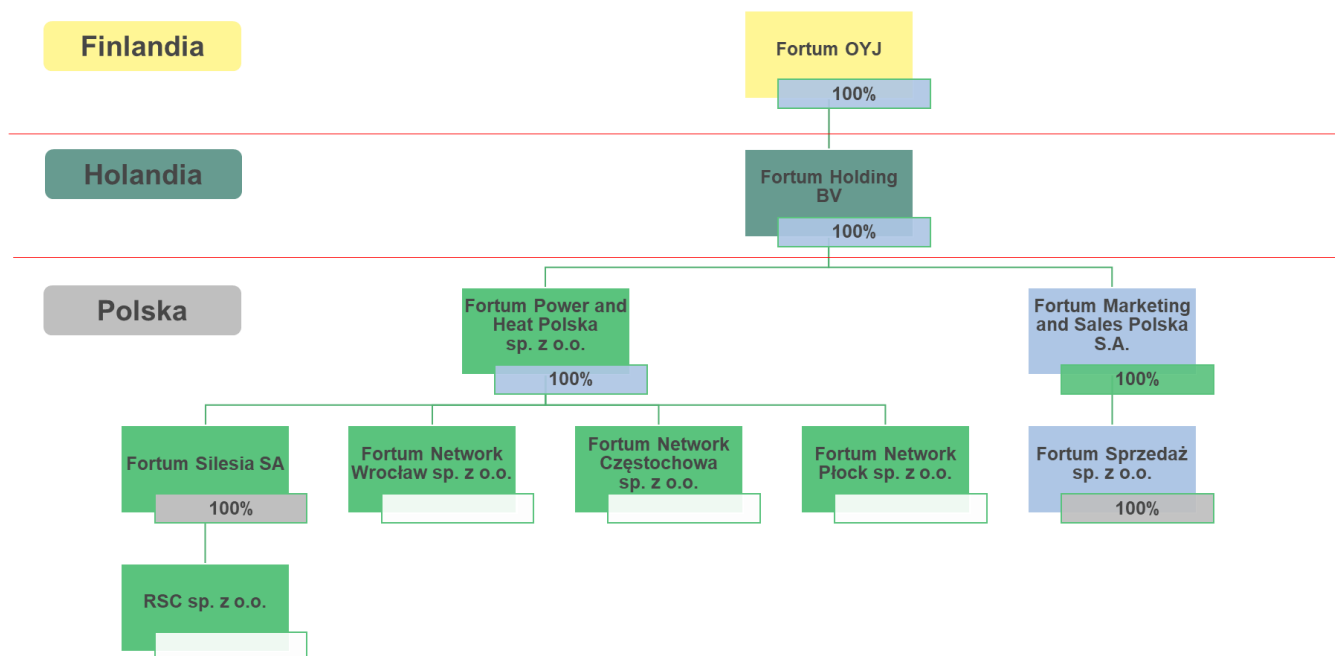
Ponadto firma w chwili obecnej jest na etapie opracowywania systemu zarządzania energią i pozyskania certyfikatu ISO 50001. Certyfikacja uzyskana zostanie w połowie 2021 r.

Grupa Kapitałowa Fortum

Fortum jest wiodącą spółką energetyczną, działającą w 10 krajach na świecie tj. w Skandynawii, Finlandii, Rosji, Niemczech, Anglii, krajach nadbałtyckich oraz w Indiach. Jej działalność obejmuje produkcję, dystrybucję oraz sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej oraz zarządzanie elektrowniami. W 2018 roku wyprodukowała 74,6 TWh energii elektrycznej, 29,8 TWh ciepła oraz pozwoliła na zaoszczędzenie 57% CO₂. Wizją grupy jest zbudowanie pozycji wzorcowego przedsiębiorstwa energetycznego, dla którego zrównoważony rozwój jest priorytetem. W ramach grupy produkcja energii elektrycznej i ciepłej odbywa się przy użyciu następujących technologii:

1. Kogeneracja – ciepło i energia elektryczna wytwarzane są w skojarzeniu. Dzięki temu paliwo wykorzystywane jest w sposób najbardziej efektywny, a wpływ na środowisko jest minimalny. Podstawą produkcji są paliwa dostępne lokalnie, takie jak węgiel, biomasa lub odpady.
2. Energetyka jądrowa – Fortum jest właścicielem lub współwłaścicielem kilku elektrowni jądrowych. Odgrywają one ważną rolę w systemie elektroenergetycznym, ponieważ wytwarzają w sposób niezawodny i stabilny energię wolną od emisji dwutlenku węgla.
3. Odnawialne źródła energii – Fortum inwestuje w elektrownie wiatrowe, energetykę solarną oraz energetykę wodną.

Struktura powiązań spółki zaprezentowana została poniżej:



Powiązania kapitałowe

- Fortum Silesia S.A.
- Fortum Network Wrocław Sp. z o.o.
- Fortum Network Częstochowa Sp. z o.o.

- Fortum Network Płock Sp. z o.o.
- Spółkami grupy kapitałowej FORTUM w kraju i za granicą.

Działalność firmy Fortum w Polsce

Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. posiada wyodrębnione terytorialnie obiekty produkcyjne i dystrybucyjne, zlokalizowane na terenie miasta Wrocław, Częstochowa, Płock, Zabrze i Bytom, które zostały wyodrębnione jako niezależne podmioty gospodarcze, należą do nich:

- Fortum Network Wrocław Sp. z o.o. – wydzielona w 2017 r. z majątku Fortum Polska
- Fortum Network Częstochowa Sp. z o.o. – wydzielona w 2017 r. z majątku Fortum Polska
- Fortum Network Płock Sp. z o.o. – wydzielona w 2017 r. z majątku Fortum Polska
- Fortum Silesia S.A. – powstała w 2015 r. z połączenia spółek Fortum Zabrze S.A. i Fortum Bytom S.A.

Podmioty te zostały wydzielone ze struktury Wnioskodawcy w celu zapewnienia stabilności i ciągłości funkcjonowania. Są to spółki obsługujące i posiadające w swoich środkach trwałych infrastrukturę ciepłowniczą na terenie poszczególnych miast i są odpowiedzialne za jej eksploatację i utrzymanie.

Firma **Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.** (Wnioskodawca) jest operatorem sieci ciepłowniczej we Wrocławiu, Płocku i Częstochowie, posiada również koncesję na wytwarzanie, dystrybucję, przesyłanie i obrót ciepłem i prowadzi działalność w zakresie przesyłu i dystrybucji ciepła, w tym:

- przyłączanie do sieci ciepłowniczej, w tym w szczególności zawieranie umów, wydanie warunków przyłączenia,
- świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła,
- ustalanie taryf dla ciepła,
- prowadzenie ruchu sieciowego,
- eksploatację sieci – utrzymanie zdolności sieci do realizacji dostaw ciepła w sposób ciągły i niezawodny.

Inwestycje w Polsce:

1. Dnia 16 września 2010 r. firma uruchomiła w Częstochowie swoją pierwszą elektrociepłownię w Polsce. Jest ona najnowocześniejszym, a zarazem jednym z najbardziej przyjaznych środowisku zakładów tego typu w kraju. Jest to elektrociepłownia o zainstalowanej mocy 129,1 MW ciepłych i 68,4 MW elektrycznych.
2. We wrześniu 2018 roku Fortum zainaugurowało nową elektrociepłownię wielopaliwową w Zabrzu. Nowa elektrownia spełnia wysokie standardy środowiskowe i BAT (Best Available Technology). Zakład dostarcza ciepło do około 70 000 gospodarstw domowych w Zabrzu i Bytomiu, w południowo-wschodniej Polsce. Nowa inwestycja zastąpiła przestarzałe, czysto węglowe bloki Zabrza i podniosła efektywność energetyczną obu miast. Nowa elektrownia ma moc produkcyjną 225 megawatów, a roczna produkcja szacuje się na około 730 gigawatogodzin (GWh) energii elektrycznej i 550 GWh ciepła.
3. Fortum w 2019 r. zainwestowało w Polsce blisko 72 mln zł. Pieniądze zostały przeznaczone między innymi na budowę nowych przyłączy i modernizację infrastruktury ciepłowniczej (rozbudowało sieci ciepłownicze za ponad 30 mln zł, podłączono do sieci 226 nowych obiektów). Oprócz

rozbudowy infrastruktury ciepłowniczej Fortum inwestuje także w ekologiczne źródła wytwarzania. Planowana jest inwestycja o wartości ponad 50 mln złotych, dotycząca budowy instalacji odsiarczania, odpylania i odazotowania spalin kotłów szczytowych, zlokalizowanych na terenie elektrociepłowni w Częstochowie przy ulicy Rejtana.

W ostatnim okresie grzewczym tj. od października 2019 roku do marca 2020 roku Fortum dostarczyło łącznie około 10 mln GJ ciepła do odbiorców, w tym:

- we Wrocławiu 6 195 960 GJ ciepła, czyli więcej o 7,3% niż w poprzednim sezonie,
- w Częstochowie 1 462 291 GJ ciepła, czyli więcej o 2,5% niż w poprzednim sezonie,
- w Płocku 1 362 561 GJ ciepła, czyli więcej o 5% niż w poprzednim sezonie,
- w Zabrzu 1 670 000 GJ ciepła, z nowej elektrociepłowni.

FPHP za możliwość korzystania z infrastruktury ponosi opłatę, która wynika z umowy o współpracy zawartej dnia 02.01.2017 r. (załączonej do dokumentacji aplikacyjnej – załączniki dodatkowe). W rzeczywistości to spółka Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. ponosi i będzie ponosić koszty eksploatacyjne związane z obsługą sieci ciepłowniczych oraz pobiera korzyści ze sprzedaży ciepła.

Fortum Network Wrocław Sp. z o.o. – jest właścicielem infrastruktury przesyłowej zlokalizowanej na terenie miasta i gminy Wrocław. Fortum zaspokaja ponad 64% zapotrzebowania stolicy Dolnego Śląska na energię ciepłą. W ramach Pilotażowego Programu Rewitalizacji Miasta Wrocławia, FPHP współfinansowało remonty i przyłączenia do sieci ciepłowniczej wielu zabytkowych kamienic miasta. W chwili obecnej Fortum współpracuje z władzami miasta w zakresie programu antysmogowego. Długość sieci ciepłowniczej na koniec 2019 wynosiła 558,01 km.

Fortum Network Częstochowa Sp. z o.o. – jest właścicielem infrastruktury przesyłowej zlokalizowanej na terenie miasta i gminy Częstochowa. Długość sieci ciepłowniczej na koniec 2019 wynosiła 174,4 km.

Fortum Network Płock Sp. z o.o. – jest właścicielem infrastruktury przesyłowej zlokalizowanej na terenie miasta i gminy Płock. Długość sieci ciepłowniczej na koniec 2019 wynosiła 178,92 km.

Fortum Silesia S.A. – jest właścicielem infrastruktury wytwórczej zlokalizowanej na terenie miasta Bytomia i Zabrze. Spółka powstała z połączenia spółek Fortum Bytom S.A. i Fortum Zabrze S.A. Fortum Silesia S.A. eksploatuje dwie elektrociepłownie produkujące ciepło w kogeneracji tj. łącznie z energią elektryczną. W ten sposób przyczynia się do zmniejszenia zużycia paliwa istotnie ograniczając emisję do środowiska w szczególności znacząco redukując emisję CO₂. CHP Miechowice usytuowana w Bytomiu zasila w ciepło miejski system ciepłowniczy miasta Bytom, a CHP Zabrze zasila w ciepło sieć ciepłowniczą ZPEC Zabrze sp. z o.o. w Zabrzu.

2. OPIS PRZEDSIĘWZIĘCIA

Celem inwestycji jest budowa bloku energetycznego, wytwarzającego energię elektryczną i ciepłą w układzie wysokosprawnej kogeneracji, z wykorzystaniem paliwa z odpadów, o mocy elektrycznej do 20 MWe oraz cieplnej do 51 MWt, w gminie Wisznia Mała pod Wrocławiem w województwie dolnośląskim. W bloku energetycznym spalana będzie frakcja palna odpadów pochodzenia komunalnego, wytwarzanych w instalacjach mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów.

Nominalna wydajność bloku energetycznego wynosić będzie 200 000 Mg/rok odpadów w 1 linii termicznego przekształcania odpadów. Przewidywany, uśredniony, czas pracy instalacji to 8 000 h, a jej godzinowa wydajność wynosi 25 Mg/h. Przewiduje się zastosowanie paliw o wartości opałowej w zakresie 8 – 20 MJ/kg (średnio zakłada się 10 MJ/kg).

Planowany blok energetyczny oparty zostanie na nowoczesnej, technicznie dojrzałej technologii spalania odpadów w palenisku rusztowym, zintegrowanym z kotłem parowym. Proces termicznego przekształcania odpadów przebiegać będzie autotermicznie. Oznacza to, że nie będzie wymagane ciągłe wspomaganie procesu przy użyciu konwencjonalnego paliwa (poza procedurami rozruchu i zatrzymania Instalacji).

Integralną część instalacji stanowić będzie efektywny, kilkustopniowy system oczyszczania spalin, który gwarantuje dotrzymanie emisji zanieczyszczeń na poziomie przewidzianym obowiązującymi normami. Ponadto proces termicznego przekształcania odpadów będzie tak prowadzony, aby zminimalizować ilość powstających zanieczyszczeń. Zastosowanie turbiny przeciwprężnej umożliwi funkcjonowanie bloku w trybie kogeneracyjnym, pozwalającym na jednoczesną produkcję energii elektrycznej oraz ciepła.

Na inwestycję składają się:

1. Przygotowanie niezbędnej dokumentacji i uzyskanie niezbędnych pozwoleń i decyzji administracyjnych.
2. Przygotowanie projektu techniczno – budowlanego.
3. Zakup nieruchomości stanowiącej lokalizację inwestycji.
4. Przygotowanie terenu pod inwestycję.
5. Prace budowlane, usługi i dostawy związane z blokiem energetycznym:
 - a. budynki bloku energetycznego,
 - b. infrastruktura elektroenergetyczna,
 - c. kocioł rusztowy,
 - d. turbina parowa,
 - e. infrastruktura gospodarki paliwowej,
 - f. system oczyszczania spalin,
 - g. systemy pomocnicze bloku energetycznego,
 - h. automatyka,
 - i. infrastruktura towarzysząca
6. Prace budowlane, usługi i dostawy związane z przyłączem elektroenergetycznym.
7. Prace budowlane, usługi i dostawy związane z przyłączem do sieci ciepłowniczej.
8. Uruchomienie instalacji.

Realizacja inwestycji podzielona została na 3 etapy organizacyjne:

- Etap I - Prace przygotowawcze (przygotowanie dokumentacji projektowej oraz pozyskanie niezbędnych pozwoleń i decyzji administracyjnych).
- Etap II - Realizacja inwestycji.
- Etap III - Odbiór techniczny.

Realizacja przedmiotowego projektu, polegająca na budowie bloku energetycznego opalanego paliwami z odpadów, pozwoli na:

- zmniejszenie emisji dwutlenku węgla (CO₂) do powietrza,
- trwały i zrównoważony rozwój, poprzez wzrost konkurencyjności przedsiębiorstwa,
- zapewnienie możliwości dalszego rozwoju oraz realizacji inwestycji przyczyniających się do poprawy stanu środowiska w przyszłości,
- zapewnienie możliwości bardziej efektywnej realizacji statutowych celów przedsiębiorstwa,
- działanie w oparciu o ideę zrównoważonego rozwoju,
- poprawa bezpieczeństwa energetycznego na poziomie krajowym i lokalnym.

Planowana Instalacja zlokalizowana zostanie w gminie Wisznia Mała, w powiecie trzebnickim, w województwie dolnośląskim. Lokalizacja ta położona jest niedaleko Wrocławia, przy łączniku z drogą S8. Teren przeznaczony na lokalizację Inwestycji obejmuje działki o numerach ewidencyjnych 1/19, 1/18 oraz 1/17. Szczegółowo lokalizację przedsięwzięcia opisano w dokumencie „Raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko Budowa bloku energetycznego o mocy do 20 MWe oraz 51 MWt opartego na kotle rusztowym we wskazanej Lokalizacji w gminie Wisznia Mała pod Wrocławiem”.

Budżet i harmonogram realizacji inwestycji przedstawia poniższa tabela.

Wyszczególnienie	Wydatki w tys. PLN	Wydatki w tys. PLN w latach			
		2022	2023	2024	2025
Zakup gruntu	19,30				
Budowa bloku energetycznego	169,20				
Infrastruktura elektroenergetyczna	26,10				
Kocioł rusztowy	157,95				
Turbina parowa	22,50				
Gospodarka paliwowa	11,25				
System oczyszczania spalin	33,75				
Systemy pomocnicze bloku energetycznego	30,20				
Automatyka	11,30				
Infrastruktura	18,90				
Przyłączenie do sieci ciepłowniczej	97,80				
Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej	10,00				
Nieprzewidziane wydatki	42,30				
Zarządzanie projektem	45,00				
RAZEM	695,55	19,30	226,25	230,00	220,00

3. ANALIZA OPCJI TECHNICZNYCH

3.1. Zakres i metodyka analizy

Analiza opcji polega na analizie możliwości wykonania przedsięwzięcia według rozważanych wariantów technologicznych oraz techniczno-lokalizacyjnych. Końcowym efektem analizy jest wybór najbardziej opłacalnego, pod względem ekonomicznym, społecznym i środowiskowym, rozwiązania przedsięwzięcia.

Metodyka analizy opiera się na porównaniu aspektów technicznych, ekonomicznych oraz ekologicznych. Podstawą dla wyboru docelowego wariantu inwestycji jest uzyskanie najlepszej efektywności energetycznej przy osiągnięciu największego efektu ekologicznego i ekonomicznego, przy jednoczesnym poniesieniu jak najmniejszych kosztów inwestycji.

Głównym założeniem strategicznym projektu jest stworzenie nowego źródła wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła w skalarzeniu na skalę zawodową przy jednoczesnej maksymalizacji pozytywnego wpływu tegoż źródła na środowisko, a w szczególności na emisję do atmosfery. W pierwszej kolejności dokonano więc analizy opcji strategicznych i wyłoniono te, które spełniają powyższy cel.

Analiza została przeprowadzona dwuetapowo:

1. W pierwszym etapie przeprowadzono analizę strategiczną, w celu porównania różnych wariantów inwestycyjnych, w tym wariant zerowy - bezinwestycyjny.

Można zatem powiedzieć, że rozpatrywane były trzy warianty strategiczne:

- **Wariant I** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwami z odpadów,
- **Wariant II** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwem węglowym,
- **Wariant III** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwem gazowym.
- **Wariant IV** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwem biomasowym.

2. W drugim etapie przeprowadzono analizę możliwości technologicznych wybranego wariantu strategicznego. Pod uwagę brano:

- Opcje lokalizacyjne.
- Opcje paliwowe.
- Opcje technologii spalania.
- Opcje technologii turbiny.
- Opcje technologii obiegu.
- Opcje technologii oczyszczania spalin.
- Opcje w zakresie skali przedsięwzięcia.

Wszystkie warianty w ramach analizy strategicznej zostały porównane za pomocą metody opisowej oraz skwantyfikowanych przybliżonych danych dotyczących kosztów realizacji poszczególnych zadań inwestycyjnych jak również kosztów ich eksploatacji. Wynikiem przeprowadzonej w ten sposób syntezy przedstawionych wariantów jest analiza CBA, DGC i AWK. Wynik tych analiz jest głównym punktem

odniesienia dla wyboru najlepszego wariantu strategicznego przedsięwzięcia, który będzie następnie promowany do realizacji przez Wnioskodawcę.

W kolejnym etapie przeanalizowano wybrany wariant pod kątem szczegółowych opcji technologicznych dla poszczególnych istotnych aspektów realizacji inwestycji. Analizę tą przeprowadzono z użyciem metody opisowej lub AWK, w zależności od konkretnego aspektu i możliwości kwantyfikacji jego charakterystycznych cech.

3.2. Analiza wykonalności

Głównym założeniem strategicznym projektu jest stworzenie nowego źródła wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła w skojarzeniu na skalę zawodową przy jednoczesnej maksymalizacji pozytywnego wpływu tegoż źródła na środowisko, a w szczególności na emisje do atmosfery. W pierwszej kolejności dokonano więc analizy opcji strategicznych i wyłoniono te, które spełniają powyższy cel.

Wyłoniono także opcje strategiczne, które nie spełniają wyżej opisanego celu. Do opcji tych należą w szczególności:

1. Zaniechanie inwestycji.
2. Budowa elektrociepłowni na biogaz.
3. Budowa farmy fotowoltaicznej.
4. Budowa farmy wiatrowej.
5. Budowa ciepłowni opalanej paliwem stałym lub gazowym.
6. Budowa elektrowni opalanej paliwem stałym lub gazowym.

Ad. 1. Alternatywa zerowa zakłada wariant, w którym nie dochodzi do realizacji planowanego projektu inwestycyjnego. Zaniechanie realizacji inwestycji spowoduje następujące rezultaty techniczno-ekonomiczne oraz ekologiczne:

- a. Koszty realizacji tego wariantu wyniosą 0,00 PLN.
- b. Zwiększenie produkcji energii elektrycznej i ciepła: 0,00 MWh/rok
- c. Efekt ekologiczny tego rozwiązania, niczym nie będzie się różnił od stanu obecnego i nie pozwoli na osiągnięcie redukcji emisji CO₂.
- d. Główne zalety i wady określonego wariantu:

Zalety:

- brak nakładów inwestycyjnych
- brak konieczności przeprowadzania robót budowlanych.

Wady:

- brak zwiększenia optymalizacji produkcji energii w kogeneracji,
- rozwiązanie nie perspektywiczne - nie pozwala na dalsze obniżanie emisji.

Nie zrealizowanie inwestycji i pozostawienie stanu istniejącego przyczyni się do:

- ciągłego zwiększania emisji pyłów i gazów cieplarnianych, a tym samym zmian klimatycznych,
- pogorszenia jakości powietrza,
- braku zagospodarowania ok 200 tys. ton odpadów kalorycznych, które trafią na składowiska,

- nie przyczynianie się do spełnienia zobowiązań Polski wobec Unii Europejskiej, w zakresie zmniejszenia emisji szkodliwych substancji do atmosfery.

Oszacowanie niezbędnej wydajności instalacji do termicznego przetwarzania odpadów w Polsce zawiera załącznik do projektu uchwały RM zmieniającej uchwałę w sprawie Kpgo 2022 z dnia 23.10.2020.

Ocena brakujących przepustowości instalacji uwzględnia:

- skierowanie do przekształcenia termicznego maksymalnie 30% masy odpadów komunalnych i odpadów pochodzących z przetwarzania odpadów komunalnych (w odniesieniu do całkowitej masy wytwarzanych odpadów komunalnych);
- obecną łączną przepustowość instalacji do termicznego przekształcania odpadów komunalnych i pozostałości po przetworzeniu odpadów komunalnych wynoszącą 1 134 tys. Mg/rok.;
- założenie, że termicznie przetwarzane będą tylko odpady po wcześniejszym przetwarzaniu: ok. 50% masy odpadów po przetworzeniu w instalacjach MBP oraz pozostałości po sortowaniu selektywnie zebranych odpadów (4 367 tys. Mg w 2028 r. i 4 204 tys. Mg w 2034 r.).

Na tej podstawie, brakujące moce przerobowe instalacji do termicznego przekształcania odpadów w latach 2028 i 2034 wyniosą odpowiednio: 3 233 tys. Mg/rok i 3 070 tys. Mg/rok.

Jako minimalną niezbędną moc przerobową dla instalacji termicznego przekształcenia pozostałości po przetwarzaniu odpadów komunalnych na rok 2034 r. przyjęto 4 204 tys. Mg/rok, co stanowi 25% masy przetwarzanych odpadów komunalnych.

Wybór tego wariantu wiąże się z brakiem wydatkowania środków na realizację inwestycji oraz brakiem potrzeby zaciągania pożyczki inwestycyjnej, ale jednocześnie wiąże się z:

- brakiem zwiększania efektywności energetycznej,
- pozostawieniem środowiska w takim samym stanie.

Ad. 2. Budowa elektrociepłowni na biogaz jest wariantem realizującym założenia dotyczące produkcji w skojarzeniu i ograniczenia emisji. Ten wariant realizuje jednakże przedmiotowe założenia jedynie w niewielkim stopniu, co oznacza, że nie odpowiada wymogom, co do skali zawodowej przedsięwzięcia. Instalacje biogazowe charakteryzują się na ogół niewielką mocą, która wynika z lokalnego charakteru substratów w nich stosowanych. Instalacje tego typu osiągają co do zasady moce, które nie przekraczają 5 MW, a już na tym poziomie są to przedsięwzięcia o bardzo wysokim stopniu skomplikowania logistycznego. Na potrzeby zapewnienia skali wymaganej dla przedmiotowego Projektu niezbędna byłaby realizacja do nawet kilkudziesięciu instalacji biogazowych. W kontekście braku specyficznej wiedzy dotyczącej rynku biogazowego jest to tym bardziej wariant dla Inwestora nie wykonalny.

Ad. 4-6. Wszystkie z wymienionych w punktach 4-6 wariantów zakładają realizację zdefiniowanego celu Projektu jedynie połowicznie, tj. zapewniają one produkcję albo energii elektrycznej albo ciepła. Brak tu więc spełnienia wytycznej w zakresie wytwarzania skojarzonego, będącego istotnym składnikiem osiąganego efektu ekologicznego w postaci redukcji emisji. Choć niektóre ze wskazanych opcji oferują istotną korzyść ekologiczną płynącą z zastosowania źródeł odnawialnych (słońce, wiatr, biomasa), to

żadna z nich nie pozwala na osiągnięcie dodatkowego efektu synergii przy wytwarzaniu energii w skojarzeniu. Warianty te odrzucono więc, jako nie spełniające podstawowych założeń.

Do dalszych rozważań w ramach analizy strategicznej przyjęto następujące warianty realizacji inwestycji:

- **Wariant I** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwami z odpadów,
- **Wariant II** - budowa bloku energetycznego opalanego paliwem węglowym,
- **Wariant III** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwem gazowym.
- **Wariant IV** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwem biomasowym

3.3. Analiza opcji

3.3.1. Analiza strategiczna – zidentyfikowanie najbardziej korzystnych rozwiązań

Jak już wskazano wcześniej do rozważań w ramach analizy strategicznej przyjęto następujące warianty realizacji inwestycji:

- **Wariant I** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwami z odpadów,
- **Wariant II** - budowa bloku energetycznego opalanego paliwem węglowym,
- **Wariant III** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwem gazowym.
- **Wariant IV** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwem biomasowym

WARIANT I – budowa bloku energetycznego opalanego paliwami z odpadów

Wariant I przedsięwzięcia polega na budowie bloku energetycznego opalanego paliwami z odpadów. Blok energetyczny o mocy elektrycznej do 20 MWe oraz cieplnej do 51 MWt będzie wytwarzał energię elektryczną i ciepłą w układzie wysokosprawnej kogeneracji. W bloku energetycznym spalana będzie frakcja palna odpadów pochodzenia komunalnego, wytwarzanych w instalacjach mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów. Energia elektryczna będzie dostarczana do sieci elektroenergetycznej, a ciepło do sieci ciepłowniczej.

Kompletna inwestycja w tym wariantie składać się będzie z następujących elementów:

1. Zakup gruntu
2. Budowa bloku energetycznego
3. Infrastruktura elektroenergetyczna
4. Kocioł rusztowy
5. Turbina parowa
6. Gospodarka paliwowa
7. System oczyszczania spalin
8. Systemy pomocnicze bloku energetycznego
9. Automatyka
10. Infrastruktura
11. Przyłączenie do sieci ciepłowniczej
12. Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej
13. Nieprzewidziane wydatki (8%)
14. Zarządzanie projektem

WARIANT II - budowa bloku energetycznego opalanego paliwem węglowym

Wariant II przedsięwzięcia polega na budowie bloku energetycznego opalanego paliwem węglowym. Blok energetyczny o mocy elektrycznej do 20 MWe oraz cieplnej do 51 MWt będzie wytwarzał energię elektryczną i ciepłą w układzie wysokosprawnej kogeneracji. W bloku energetycznym spalany będzie węgiel kamienny. Energia elektryczna będzie dostarczana do sieci elektroenergetycznej, a ciepło do sieci ciepłowniczej.

Kompletna inwestycja w tym wariantie składać się będzie z następujących elementów:

1. Zakup gruntu
2. Budowa bloku energetycznego
3. Infrastruktura elektroenergetyczna
4. Kocioł rusztowy
5. Turbina parowa
6. Gospodarka paliwowa
7. System oczyszczania spalin
8. Systemy pomocnicze bloku energetycznego
9. Automatyka
10. Infrastruktura
11. Przyłączenie do sieci ciepłowniczej
12. Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej
13. Nieprzewidziane wydatki (8%)
14. Zarządzanie projektem

WARIANT III - budowa bloku energetycznego opalanego paliwem gazowym

Wariant III przedsięwzięcia polega na budowie bloku energetycznego opalanego paliwem gazowym. Blok energetyczny o mocy elektrycznej do 20 MWe oraz cieplnej do 51 MWt będzie wytwarzał energię elektryczną i ciepłą w układzie wysokosprawnej kogeneracji. W bloku energetycznym spalany będzie gaz ziemny. Energia elektryczna będzie dostarczana do sieci elektroenergetycznej, a ciepło do sieci ciepłowniczej.

Kompletna inwestycja w tym wariantie składać się będzie z następujących elementów:

1. Zakup gruntu
2. Budowa bloku energetycznego
3. Infrastruktura elektroenergetyczna
4. Kocioł gazowy
5. Turbina parowa
6. System oczyszczania spalin
7. Systemy pomocnicze bloku energetycznego
8. Automatyka
9. Infrastruktura
10. Przyłączenie do sieci ciepłowniczej
11. Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej

12. Nieprzewidziane wydatki (8%)

13. Zarządzanie projektem

WARIANT IV – budowa bloku energetycznego opalanego paliwem biomasowym

Wariant IV przedsięwzięcia polega na budowie bloku energetycznego opalanego paliwami z odpadów. Blok energetyczny o mocy elektrycznej do 20 MWe oraz cieplnej do 51 MWt będzie wytwarzał energię elektryczną i ciepłą w układzie wysokosprawnej kogeneracji. W bloku energetycznym spalana będzie biomasa pochodzenia rolnego lub leśnego. Energia elektryczna będzie dostarczana do sieci elektroenergetycznej, a ciepło do sieci ciepłowniczej.

Kompletna inwestycja w tym wariantie składać się będzie z następujących elementów:

1. Zakup gruntu
2. Budowa bloku energetycznego
3. Infrastruktura elektroenergetyczna
4. Kocioł rusztowy
5. Turbina parowa
6. Gospodarka paliwowa
7. System oczyszczania spalin
8. Systemy pomocnicze bloku energetycznego
9. Automatyka
10. Infrastruktura
11. Przyłączenie do sieci ciepłowniczej
12. Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej
13. Nieprzewidziane wydatki (8%)
14. Zarządzanie projektem

Celem głównym planowanej inwestycji jest zwiększenie produkcji energii elektrycznej i ciepła w kogeneracji, poprzez budowę bloku energetycznego, a tym samym zmniejszenie ilości szkodliwych substancji do atmosfery i optymalizacji zużycia nośników energii do produkcji.

W ramach analizy opcji strategicznych rozpatrywano trzy alternatywne rozwiązania przedmiotowej inwestycji. Dokonując wyboru alternatywnego rozwiązania brano pod uwagę następujące kryteria:

- rozwiązania muszą być technicznie wykonalne,
- rozwiązania muszą zakładać uzyskanie tego samego efektu – produkcja energii w kogeneracji,
- koszt zastosowania rozwiązania musi być uzasadniony, tj. minimalizujący nakład na uzyskany efekt.

Realizacja każdego z powyższych wariantów przyczyni się do:

- zmniejszenie zużycia zasobów nieodnawialnych (węgla kamiennego),
- redukcji emisji pyłów i gazów cieplarnianych, a tym samym zmian klimatycznych,
- optymalizacji produkcji energii w kogeneracji,
- zwiększenie stopnia wykorzystania energii pierwotnej zawartej w paliwie.

Charakterystykę rozważanych wariantów przedstawiono w poniższych tabelach.

Wariant I	
Nazwa wariantu	Budowa bloku energetycznego opalanego paliwami z odpadów
Aspekt technologiczny wariantu	<p>Podstawowe parametry techniczne dla wariantu to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • moc elektryczna – 20 MW • moc cieplna – 51 MW • roczna produkcja energii elektrycznej – 158 000 MWh • roczna produkcja ciepła – 1 350 000 GJ
Aspekt finansowy wariantu	<p>Podstawowe parametry finansowe wariantu to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • koszt inwestycyjny: 695,5 mln. PLN • średni roczny koszt operacyjny: 24,9 mln. PLN • średni roczny przychód: 178,7 mln. PLN
Aspekt ekonomiczny wariantu	<p>Podstawowe ekonomiczne (efekty zewnętrzne) parametry wariantu to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • emisja CO₂: 237 318,20 Mg CO₂/rok • uniknięta emisja odpadów: 200 000,00 Mg/rok • uniknięta emisja CO₂: 343 690,20 Mg CO₂/rok • uniknięta emisja SO₂: 287 287,00 kg/rok • uniknięta emisja NO_x: 324 064,00 kg/rok • uniknięta emisja PM: 16 523,00 kg/rok <p>Obliczenia poszczególnych parametrów ekonomicznych wariantu dokonano zgodnie z metodyką opisaną w rozdziale 5 niniejszego dokumentu.</p> <p>W przypadku wariantu I przyjęto, za rozporządzeniem MINISTRA ŚRODOWISKA z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów, że 42% odpadów stanowi źródło odnawialne, a więc nie wlicza się do emisji CO₂ z instalacji.</p>

Wariant II	
Nazwa wariantu	Budowa bloku energetycznego opalanego paliwem węglowym
Aspekt technologiczny wariantu	<p>Podstawowe parametry techniczne dla wariantu to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • moc elektryczna – 20 MW • moc cieplna – 51 MW • roczna produkcja energii elektrycznej – 158 000 MWh • roczna produkcja ciepła – 1 350 000 GJ
Aspekt finansowy wariantu	<p>Podstawowe parametry finansowe wariantu to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • koszt inwestycyjny: 240,0 mln. PLN • średni roczny koszt operacyjny: 50,9 mln. PLN • średni roczny przychód: 107,6 mln. PLN <p>Wartość kosztów inwestycyjnych skalkulowano na podstawie danych pochodzących z aktualnego na dzień przygotowania AKK dokumentu „Informacje o realizowanych i planowanych budowach i rozbudowach elektrowni/elektrociepłowni w Polsce”. Według tych danych koszt inwestycyjny dla tego typu instalacji wynosi około 12,0 mln PLN/MWe.</p> <p>Wartość kosztów eksploatacyjnych określono na podstawie analizy kosztów dla wariantu I, w której dokonano korekty związanej z zastosowaniem paliwa węglowego.</p> <p>Wartość przychodów określono na podstawie analizy dla wariantu I, przy czym dla wariantu II nie przysługuje opłata na bramie za przyjęcie odpadów.</p>
Aspekt ekonomiczny wariantu	<p>Podstawowe ekonomiczne (efekty zewnętrzne) parametry wariantu to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • emisja CO₂: 187 080,00 Mg CO₂/rok • uniknięta emisja odpadów: 0,00 Mg/rok • uniknięta emisja CO₂: 343 690,20 Mg CO₂/rok • uniknięta emisja SO₂: 287 287,00 kg/rok • uniknięta emisja NO_x: 324 064,00 kg/rok • uniknięta emisja PM: 16 523,00 kg/rok <p>Obliczenia poszczególnych parametrów ekonomicznych wariantu dokonano zgodnie z metodyką opisaną w rozdziale 5 niniejszego dokumentu.</p>

Wariant III	
Nazwa wariantu	Budowa bloku energetycznego opalanego paliwem gazowym
Aspekt technologiczny wariantu	<p>Podstawowe parametry techniczne dla wariantu to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • moc elektryczna – 20 MW • moc cieplna – 51 MW • roczna produkcja energii elektrycznej – 158 000 MWh • roczna produkcja ciepła – 1 350 000 GJ
Aspekt finansowy wariantu	<p>Podstawowe parametry finansowe wariantu to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • koszt inwestycyjny: 64,0 mln. PLN • średni roczny koszt operacyjny: 56,9 mln. PLN • średni roczny przychód: 107,6 mln. PLN <p>Wartość kosztów inwestycyjnych skalkulowano na podstawie danych pochodzących z aktualnego na dzień przygotowania AKK dokumentu „Informacje o realizowanych i planowanych budowach i rozbudowach elektrowni/elektrociepłowni w Polsce”. Według tych danych koszt inwestycyjny dla tego typu instalacji wynosi około 3,2 mln PLN/MWe.</p> <p>Wartość kosztów eksploatacyjnych określono na podstawie analizy kosztów dla wariantu I, w której dokonano korekty związanej z zastosowaniem paliwa gazowego.</p> <p>Wartość przychodów określono na podstawie analizy dla wariantu I, przy czym dla wariantu III nie przysługuje opłata na bramie za przyjęcie odpadów.</p>
Aspekt ekonomiczny wariantu	<p>Podstawowe ekonomiczne (efekty zewnętrzne) parametry wariantu to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • emisja CO₂: 110 840,00 Mg CO₂/rok • uniknięta emisja odpadów: 0,00 Mg/rok • uniknięta emisja CO₂: 343 690,20 Mg CO₂/rok • uniknięta emisja SO₂: 287 287,00 kg/rok • uniknięta emisja NO_x: 324 064,00 kg/rok • uniknięta emisja PM: 16 523,00 kg/rok <p>Obliczenia poszczególnych parametrów ekonomicznych wariantu dokonano zgodnie z metodyką opisaną w rozdziale 5 niniejszego dokumentu.</p>

Wariant IV	
Nazwa wariantu	Budowa bloku energetycznego opalanego paliwem biomasowym
Aspekt technologiczny wariantu	<p>Podstawowe parametry techniczne dla wariantu to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • moc elektryczna – 20 MW • moc cieplna – 51 MW • roczna produkcja energii elektrycznej – 158 000 MWh • roczna produkcja ciepła – 1 350 000 GJ
Aspekt finansowy wariantu	<p>Podstawowe parametry finansowe wariantu to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • koszt inwestycyjny: 260,0 mln. PLN • średni roczny koszt operacyjny: 64,9 mln. PLN • średni roczny przychód: 107,6 mln. PLN <p>Wartość kosztów inwestycyjnych skalkulowano na podstawie danych pochodzących z aktualnego na dzień przygotowania AKK dokumentu „Informacje o realizowanych i planowanych budowach i rozbudowach elektrowni/elektrociepłowni w Polsce”. Według tych danych koszt inwestycyjny dla tego typu instalacji wynosi około 13,0 mln PLN/MWe.</p> <p>Wartość kosztów eksploatacyjnych określono na podstawie analizy kosztów dla wariantu I, w której dokonano korekty związanej z zastosowaniem paliwa biomasowego.</p> <p>Wartość przychodów określono na podstawie analizy dla wariantu I, przy czym dla wariantu IV nie przysługuje opłata na bramie za przyjęcie odpadów.</p>
Aspekt ekonomiczny wariantu	<p>Podstawowe ekonomiczne (efekty zewnętrzne) parametry wariantu to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • emisja CO₂: 0,00 Mg CO₂/rok • uniknięta emisja odpadów: 0,00 Mg/rok • uniknięta emisja CO₂: 343 690,20 Mg CO₂/rok • uniknięta emisja SO₂: 287 287,00 kg/rok • uniknięta emisja NO_x: 324 064,00 kg/rok • uniknięta emisja PM: 16 523,00 kg/rok <p>Obliczenia poszczególnych parametrów ekonomicznych wariantu dokonano zgodnie z metodyką opisaną w rozdziale 5 niniejszego dokumentu.</p>

Oceny zidentyfikowanych wariantów strategicznych dokonano za pomocą trzech metod:

1. Analizy wielokryterialnej (AWK).
2. Analizy efektywności kosztowej (DGC).
3. Analiza kosztów i korzyści (CBA).

Analiza wielokryterialna

Oceny wariantów pod względem technicznym dokonano na podstawie analizy wielokryterialnej. Wyniki tej analizy przedstawia poniższa tabela.

Wyszczególnienie	Waga	Wariant I		Wariant II		Wariant III		Wariant IV	
		Wartość parametru	Ocena	Wartość parametru	Ocena	Wartość parametru	Ocena	Wartość parametru	Ocena
Roczna produkcja energii elektrycznej (MWh)	20%	158 000,00	20,00	158 000,00	20,00	158 000,00	20,00	158 000,00	20,00
Roczna produkcja ciepła (GJ)	20%	1 350 000,00	20,00	1 350 000,00	20,00	1 350 000,00	20,00	1 350 000,00	20,00
Koszt inwestycyjny (mln PLN)	15%	695,6	1,38	240,0	4,00	64,00	15,00	260,00	3,69
Roczny operacyjny koszt (mln PLN)	15%	24,9	15,00	50,90	7,34	56,90	6,56	64,90	5,76
Uniknięta emisja CO ₂ (Mg CO ₂ na rok)	15%	237 318,20	10,36	156 610,20	6,84	232 850,20	10,16	343 690,20	15,00
Uniknięta emisja odpadów do środowiska (Mg na rok)	15%	200 000,0	15,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RAZEM	100%		81,74		58,17		71,73		64,45

Przedstawiona w powyższej tabeli analiza wielokryterialna oparta została o podstawowe parametry poszczególnych wariantów, istotnych z punktu widzenia ich głównych aspektów technologicznych, finansowych i ekonomicznych. Każdemu z parametrów przyznano wagę reprezentującą istotność tego parametru dla wyboru danego wariantu przez Wnioskodawcę.

W wyniku tak przeprowadzonej analizy za wieloaspektowo najbardziej korzystny wariant uznano wariant nr 1 polegający na budowie bloku energetycznego opalanego paliwami z odpadów.

Analiza efektywności kosztowej

Analizy wariantów alternatywnych dokonano z zastosowaniem metodologii dynamicznego kosztu jednostkowego (DGC). Miarą efektu w przedmiotowej analizie jest wskaźnik efektu „Redukcja emisji CO₂” wyrażony w Mg na rok, jako najbardziej istotny ze wskaźników realizacji celów Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Miarę kosztu stanowią zarówno koszty inwestycyjne, jak i koszty eksploatacyjne poszczególnych wariantów. Za okres analizy przyjęto 20-letni okres odniesienia.

Poszczególnego warianty charakteryzują się następującymi wartościami wskaźnika efektu:

Wariant	Redukcja emisji CO ₂ [Mg/rok]
Wariant I	237 318,20
Wariant II	156 610,20
Wariant III	232 850,20
Wariant IV	343 690,20

Dla wyznaczenia efektu ekologicznego przyjęto metodologię wyliczenia wskaźnika redukcji emisji dwutlenku węgla w działaniu 1.6.1 PO IiŚ, dostępną na stronie <http://poiis.nfosigw.gov.pl/skorzystaj-z-programu/zobacz-ogloszenia-i-wyniki-naborow-wnioskow/zrodla-wysokosprawnej-kogeneracji---v-konkurs/art,1,zrodla-wysokosprawnej-kogeneracji-v-konkurs.html>.

W przypadku wariantu I przyjęto, za rozporządzeniem MINISTRA ŚRODOWISKA z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów, że 42% odpadów stanowi źródło odnawialne, a więc nie wlicza się do emisji CO₂ z instalacji.

Przy powyższych założeniach, obliczenie wskaźnika DGC prezentują poniższe tabele.

kategoria / okres prognozy	DGC - Wariant I																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Koszty inwestycyjne (KI)	173,89	173,89	173,89	173,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Koszty eksploatacyjne (KE)	0,00	0,00	0,00	0,00	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 347,36
Uniknięta emisja CO2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Współczynnik dyskontowy	1,00	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62	0,60	0,58	0,56	0,53	0,51	0,49	0,47
Licznik	173,89	167,20	160,77	154,59	21,28	20,47	19,68	18,92	18,19	17,49	16,82	16,17	15,55	14,95	14,38	13,83	13,29	12,78	12,29	-627,70
Mianownik	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,20	0,19	0,18	0,17	0,17	0,16	0,15	0,15	0,14	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	0,11
DGC	111,81																			

kategoria / okres prognozy	DGC - Wariant II																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Koszty inwestycyjne (KI)	60,00	60,00	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Koszty eksploatacyjne (KE)	0,00	0,00	0,00	0,00	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	496,72
Uniknięta emisja CO2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Współczynnik dyskontowy	1,00	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62	0,60	0,58	0,56	0,53	0,51	0,49	0,47
Licznik	60,00	57,69	55,47	53,34	43,51	41,84	40,23	38,68	37,19	35,76	34,39	33,06	31,79	30,57	29,39	28,26	27,18	26,13	25,13	-211,60
Mianownik	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,07
DGC	319,30																			

DGC - Wariant III																				
kategoria / okres prognozy	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Koszty inwestycyjne (KI)	16,00	16,00	16,00	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Koszty eksploatacyjne (KE)	0,00	0,00	0,00	0,00	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	444,16
Uniknięta emisja CO2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Współczynnik dyskontowy	1,00	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62	0,60	0,58	0,56	0,53	0,51	0,49	0,47
Licznik	16,00	15,38	14,79	14,22	48,64	46,77	44,97	43,24	41,58	39,98	38,44	36,96	35,54	34,17	32,86	31,59	30,38	29,21	28,09	-183,81
Mianownik	0,00	0,00	0,00	0,00	0,20	0,19	0,18	0,18	0,17	0,16	0,16	0,15	0,15	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11
DGC	182,00																			

DGC - Wariant IV																				
kategoria / okres prognozy	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Koszty inwestycyjne (KI)	65,00	65,00	65,00	65,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Koszty eksploatacyjne (KE)	0,00	0,00	0,00	0,00	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	374,07
Uniknięta emisja CO2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Współczynnik dyskontowy	1,00	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62	0,60	0,58	0,56	0,53	0,51	0,49	0,47
Licznik	65,00	62,50	60,10	57,78	55,48	53,34	51,29	49,32	47,42	45,60	43,84	42,16	40,54	38,98	37,48	36,04	34,65	33,32	32,04	-146,75
Mianownik	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,28	0,27	0,26	0,25	0,24	0,23	0,22	0,21	0,21	0,20	0,19	0,18	0,18	0,17	0,16
DGC	207,89																			

Wyniki wyżej przeprowadzonej analizy podsumowuje poniższa tabela.

Wariant	Redukcja emisji CO ₂ [Mg/rok]	DGC [PLN/Mg CO ₂]
Wariant I	237 318,20	111,81
Wariant II	156 610,20	319,30
Wariant III	232 850,20	182,00
Wariant IV	343 690,20	207,89

W ramach analizy DGC wyłania się wariant o najniższym jednostkowym koszcie osiągnięcia pożądanego w wyniku realizacji Projektu efektu. W przypadku przedmiotowej inwestycji jest to efekt ekologiczny w postaci unikniętej emisji dwutlenku węgla. Najniższym jednostkowym kosztem osiągnięcia redukcji emisji CO₂ charakteryzuje się Wariant I. Analiza wskaźnika DGC potwierdza zatem, iż wariant I jest wariantem najbardziej efektywnym.

Analiza kosztów i korzyści

Analizę kosztów i korzyści przeprowadzono w oparciu o wskaźniki NPV i IRR. Im wyższa wartość tych wskaźników, tym wariant bardziej opłacalny jest dla Wnioskodawcy oraz z punktu widzenia społeczeństwa.

Analizę kosztów i korzyści w oparciu o metodykę CBA, z zastosowaniem uproszczonych założeń prezentują poniższe tabele.

FNPV/C - Wariant I																				
kategoria / okres prognozy	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Wydatki inwestycyjne	173,89	173,89	173,89	173,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Przychody ze sprzedaży	0,00	0,00	0,00	0,00	178,70	178,70	178,70	178,70	178,70	178,70	178,70	178,70	178,70	178,70	178,70	178,70	178,70	178,70	178,70	178,70
Koszty operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90
Przepływy operacyjne razem	0,00	0,00	0,00	0,00	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 347,36
Przepływy pieniężne razem	-173,89	-173,89	-173,89	-173,89	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	153,80	1 501,16
FRR/C	17,7%																			
FNPV/C	1 576,26																			

ENPV - Wariant I																				
kategoria / okres prognozy	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ograniczenie emisji gazów i pyłów	0,00	0,00	0,00	0,00	71,22	71,22	71,22	71,22	71,22	71,22	71,22	71,22	71,22	71,22	71,22	71,22	71,22	71,22	71,22	71,22
Oszczędność energii elektrycznej	0,00	0,00	0,00	0,00	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1 347,36
Razem KORZYŚCI	0,00	0,00	0,00	0,00	78,90	78,90	78,90	78,90	78,90	78,90	78,90	78,90	78,90	78,90	78,90	78,90	78,90	78,90	78,90	1 426,26
Nakłady inwestycyjne	173,89	173,89	173,89	173,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Koszty operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90
Razem KOSZTY	173,89	173,89	173,89	173,89	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90	24,90
Przepływy pieniężne razem	-173,89	-173,89	-173,89	-173,89	54,00	54,00	54,00	54,00	54,00	54,00	54,00	54,00	54,00	54,00	54,00	54,00	54,00	54,00	54,00	1 401,36
ERR	8,9%																			
ENPV	391,30																			

FNPV/C - Wariant II																				
kategoria / okres prognozy	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Wydatki inwestycyjne	60,00	60,00	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Przychody ze sprzedaży	0,00	0,00	0,00	0,00	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60
Koszty operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90
Przepływy operacyjne razem	0,00	0,00	0,00	0,00	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	496,72
Przepływy pieniężne razem	-60,00	-60,00	-60,00	-60,00	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	56,70	553,42
FRR/C	18,7%																			
FNPV/C	596,61																			

ENPV - Wariant II																				
kategoria / okres prognozy	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ograniczenie emisji gazów i pyłów	0,00	0,00	0,00	0,00	50,29	50,29	50,29	50,29	50,29	50,29	50,29	50,29	50,29	50,29	50,29	50,29	50,29	50,29	50,29	50,29
Oszczędność energii elektrycznej	0,00	0,00	0,00	0,00	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	496,72
Razem KORZYŚCI	0,00	0,00	0,00	0,00	57,97	57,97	57,97	57,97	57,97	57,97	57,97	57,97	57,97	57,97	57,97	57,97	57,97	57,97	57,97	554,69
Nakłady inwestycyjne	60,00	60,00	60,00	60,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Koszty operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90
Razem KOSZTY	60,00	60,00	60,00	60,00	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90	50,90
Przepływy pieniężne razem	-60,00	-60,00	-60,00	-60,00	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07	503,79
ERR	6,1%																			
ENPV	39,33																			

FNPV/C - Wariant III																				
kategoria / okres prognozy	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Wydatki inwestycyjne	16,00	16,00	16,00	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Przychody ze sprzedaży	0,00	0,00	0,00	0,00	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60
Koszty operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90
Przepływy operacyjne razem	0,00	0,00	0,00	0,00	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	444,16
Przepływy pieniężne razem	-16,00	-16,00	-16,00	-16,00	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	50,70	494,86
FRR/C	43,1%																			
FNPV/C	675,61																			

ENPV - Wariant III																				
kategoria / okres prognozy	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ograniczenie emisji gazów i pyłów	0,00	0,00	0,00	69,96	69,96	69,96	69,96	69,96	69,96	69,96	69,96	69,96	69,96	69,96	69,96	69,96	69,96	69,96	69,96	69,96
Oszczędność energii elektrycznej	0,00	0,00	0,00	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	444,16
Razem KORZYŚCI	0,00	0,00	0,00	77,64	77,64	77,64	77,64	77,64	77,64	77,64	77,64	77,64	77,64	77,64	77,64	77,64	77,64	77,64	77,64	521,79
Nakłady inwestycyjne	16,00	16,00	16,00	16,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Koszty operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90
Razem KOSZTY	16,00	16,00	16,00	16,00	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90	56,90
Przepływy pieniężne razem	-16,00	-16,00	-16,00	61,64	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	20,74	464,89
ERR	46,1%																			
ENPV	377,40																			

FNPV/C - Wariant IV																				
kategoria / okres prognozy	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Wydatki inwestycyjne	65,00	65,00	65,00	65,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Przychody ze sprzedaży	0,00	0,00	0,00	0,00	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60	107,60
Koszty operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90
Przepływy operacyjne razem	0,00	0,00	0,00	0,00	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	374,07
Przepływy pieniężne razem	-65,00	-65,00	-65,00	-65,00	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	42,70	416,77
FRR/C	13,7%																			
FNPV/C	374,49																			

ENPV - Wariant IV																				
kategoria / okres prognozy	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ograniczenie emisji gazów i pyłów	0,00	0,00	0,00	98,56	98,56	98,56	98,56	98,56	98,56	98,56	98,56	98,56	98,56	98,56	98,56	98,56	98,56	98,56	98,56	98,56
Oszczędność energii elektrycznej	0,00	0,00	0,00	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68
Wartość rezydualna	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	374,07
Razem KORZYŚCI	0,00	0,00	0,00	106,23	106,23	106,23	106,23	106,23	106,23	106,23	106,23	106,23	106,23	106,23	106,23	106,23	106,23	106,23	106,23	480,31
Nakłady inwestycyjne	65,00	65,00	65,00	65,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Koszty operacyjne	0,00	0,00	0,00	0,00	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90
Razem KOSZTY	65,00	65,00	65,00	65,00	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90	64,90
Przepływy pieniężne razem	-65,00	-65,00	-65,00	41,23	41,33	41,33	41,33	41,33	41,33	41,33	41,33	41,33	41,33	41,33	41,33	41,33	41,33	41,33	41,33	415,41
ERR	18,4%																			
ENPV	384,76																			

Podsumowanie wyżej przeprowadzonych obliczeń prezentuje poniższa tabela.

Wskaźnik	Wariant I	Wariant II	Wariant III	Wariant IV
FRR/C	17,72%	18,68%	43,13%	13,75%
FNPV/C	1 576,26	596,61	675,61	374,49
ERR	8,92%	6,12%	46,14%	18,40%
ENPV	391,30	39,33	377,40	384,76

Porównanie wariantów pod względem finansowym wskazuje, że najbardziej korzystnym jest Wariant I. Uwzględnienie, w analizie czynników społecznych powoduje, że wariant ten nadal pozostaje atrakcyjny w tym porównaniu, ponieważ generuje większe korzyści społeczne, niż pozostałe warianty. W związku z powyższym wybór Wariantu I, jako wariantu realizacyjnego jest w pełni uzasadniony.

3.3.2. Analiza rozwiązań technologicznych

Analizę opcji technologicznych przeprowadzono na kilku płaszczyznach:

1. Opcje lokalizacyjne.
2. Opcje paliwowe.
3. Opcje technologii spalania.
4. Opcje technologii turbiny.
5. Opcje technologii obiegu.
6. Opcje technologii oczyszczania spalin.
7. Opcje w zakresie skali przedsięwzięcia.

Opcje lokalizacyjne

Wybór lokalizacji został poprzedzony analizą możliwości „wpisania się” przedmiotowej instalacji w teren, którym dysponuje (poprzez umowę dzierżawy) Wnioskodawca oraz w istniejącą infrastrukturę budowlaną, drogową oraz w istniejącą infrastrukturę uzbrojenia terenu.

Analiza wariantów nie zawiera alternatyw lokalizacyjnych. Inwestor nie dysponuje żadnymi innymi gruntami, niż te wyznaczone pod planowaną inwestycję i jest to jedyna możliwość lokalizacji projektu. Lokalizacja projektu została ponadto wymuszona charakterem przedmiotowej inwestycji, która zakłada budowę bloku energetycznego, będącą źródłem zasilania dla infrastruktury energetycznej na obszarze realizacji Projektu, należącej do podmiotów trzecich. Za wyborem lokalizacji przemawia fakt istniejącej urbanizacji tego terenu i charakter przedsięwzięcia oraz przeznaczenie terenu zgodne z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego jako tereny zabudowy przemysłowej.

O wyborze lokalizacji zadecydowały następujące czynniki:

- bliskość i dostępność odbiorcy ciepła,
- bliskość i dostępność odbiorcy energii elektrycznej,
- wysoki poziom infrastruktury technicznej – uzbrojenia terenu,
- wysoki poziom infrastruktury transportowej,
- zagospodarowanie terenu zgodnie z przeznaczeniem – pod inwestycje o charakterze przemysłowym.

Opcje paliwowe

Przy wyborze technicznego wariantu inwestycji w zakresie opcji paliwowych kierowano się wyborem takiej mieszanki paliw, która pozwoli osiągnąć największą efektywność energetyczną przy najniższych kosztach inwestycji i największym pozytywnym wpływie na środowisko.

Dokonując wyboru technicznych wariantów realizacji inwestycji, w zakresie opcji paliwa, Wnioskodawca przeanalizował następujące warianty:

- Wariant I – zastosowanie wyłącznie paliw z odpadów
- Wariant II – zastosowanie paliw z odpadów wraz z biomasą (50/50)
- Wariant III – zastosowanie paliw z odpadów wraz z węglem (50/50)

Opcje paliwowe przeanalizowano pod względem następujących kryteriów:

- średniej wartości opałowej paliwa w MJ/kg,
- ceny paliwa w PLN/GJ,
- jakości paliwa ocenianej w skali od 1-10,
- dostępności paliwa ocenianej w skali od 1-10,
- trwałości cyklu, rozumianej jako stopień pewności utrzymania dostaw paliwa na wymaganym poziomie, ocenianej w skali od 1-10.

Charakterystykę poszczególnych wariantów, pod względem zdefiniowanych kryteriów, zaprezentowano w poniższej tabeli.

Parametry wariantu	Wariant I	Wariant II	Wariant III
Średnia wartość opałowa (MJ/kg)	10	11	15
Cena (PLN/GJ)	0	10	8
Jakość (1-10)	7	7	6
Dostępność (1-10)	8	7	9
Trwałość cyklu (1-10)	8	7	9

Wyniki analizy wielokryterialnej opcji paliwowych przedstawia poniższa tabela.

Wyszczególnienie	Waga	Wariant I		Wariant II		Wariant III	
		Wartość parametru	Ocena	Wartość parametru	Ocena	Wartość parametru	Ocena
Średnia wartość opałowa (MJ/kg)	20%	10,00	13,33	11,00	14,67	15,00	20,00
Cena (PLN/GJ)	20%	0,00	20,00	10,00	0,00	8,00	0,00
Jakość (1-10)	20%	7,00	20,00	7,00	20,00	6,00	17,14
Dostępność (1-10)	20%	8,00	17,78	7,00	15,56	9,00	20,00
Trwałość cyklu (1-10)	20%	8,0	17,78	7,0	15,56	9,00	20,00
RAZEM	100%		88,89		65,78		77,14

Na podstawie powyższych wyników uznać należy, że najbardziej korzystnym wariantem paliwowym realizacji projektu, jest wariant, w którym używa się wyłącznie paliwa pochodzącego z odpadów.

Opcje technologii spalania

Przy wyborze technicznego wariantu inwestycji w zakresie opcji technologii spalania kierowano się wyborem takiego wariantu, który pozwoli osiągnąć największą efektywność energetyczną przy najniższych kosztach inwestycji i największym pozytywnym wpływie na środowisko.

Dokonując wyboru technicznych wariantów realizacji inwestycji, w zakresie opcji technologii spalania, Wnioskodawca przeanalizował następujące warianty:

- Wariant I – kocioł rusztowy
- Wariant II – kocioł fluidalny typu BFB
- Wariant III – kocioł fluidalny typu CFB

Opcje w zakresie technologii spalania przeanalizowano pod względem następujących kryteriów:

- kosztu inwestycyjnego w mln. PLN,
- rocznego kosztu operacyjnego w mln. PLN,
- wymogów w zakresie jakości paliwa, tj. skali dopuszczalności stosowania paliw o nieco gorszych parametrach jakościowych, ocenianych w skali od 1-10,
- elastyczności paliwowej, tj. możliwości stosowania różnych miksów paliwowych w trakcie eksploatacji instalacji i ich zmiany w krótkim terminie, ocenianej w skali od 1-10,

- poziomu korzyści środowiskowych, ocenianych w skali od 1-10.

Charakterystykę poszczególnych wariantów, pod względem zdefiniowanych kryteriów, zaprezentowano w poniższej tabeli.

Parametry wariantu	Wariant I	Wariant II	Wariant III
Koszt inwestycyjny (mln PLN)	695,6	765,2	799,9
Roczny koszt operacyjny (mln PLN)	74,1	85,2	85,2
Wymogi w zakresie jakości paliwa (1-10)	10	8	8
Elastyczność paliwowa (1-10)	9	7	7
Korzyści środowiskowe (1-10)	10	10	10

Wyniki analizy wielokryterialnej opcji technologii spalania przedstawia poniższa tabela.

Wyszczególnienie	Waga	Wariant I		Wariant II		Wariant II	
		Wartość parametru	Ocena	Wartość parametru	Ocena	Wartość parametru	Ocena
Koszt inwestycyjny (mln PLN)	30%	695,60	30,00	765,20	27,27	799,90	26,09
Roczny koszt operacyjny (mln PLN)	30%	74,10	30,00	85,20	26,09	85,20	26,09
Wymogi w zakresie jakości paliwa (1-10)	10%	10,00	10,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Elastyczność paliwowa (1-10)	20%	9,00	20,00	7,00	15,56	7,00	15,56
Korzyści środowiskowe (1-10)	10%	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
RAZEM	100%		100,00		86,92		85,74

Na podstawie powyższych wyników uznać należy, że najbardziej korzystnym wariantem w zakresie technologii spalania jest wariant, w którym stosuje się technologię kotła rusztowego.

Opcje technologii turbiny

Przy wyborze technicznego wariantu inwestycji w zakresie opcji technologii turbiny kierowano się wyborem takiego wariantu, który pozwoli nie tylko osiągnąć największą efektywność energetyczną przy najniższych kosztach inwestycji i największym pozytywnym wpływie na środowisko, ale także wysoki poziom produktywności instalacji w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Dokonując wyboru technicznych wariantów realizacji inwestycji, w zakresie opcji technologii turbiny, Wnioskodawca przeanalizował następujące warianty:

- Wariant I – turbina przeciwprężna
- Wariant II – turbina upustowo-kondensacyjna

W ramach analizy powyższych wariantów w pierwszej kolejności przeanalizowano warianty turbiny przeciwprężnej i upustowo-kondensacyjnej. Ustalono, że wariant turbiny przeciwprężnej charakteryzuje się zwyczajowo ogólną wyższą efektywnością wytwarzania energii. Specyfiką tego rodzaju turbiny jest względne stały stosunek parametrów wyjściowych w postaci energii (mocy) elektrycznej i ciepła przy zadanych parametrach wejściowych paliwa (mocy wprowadzonej w paliwie).

W związku z powyższym zdecydowano w ramach projektu wykorzystać technologię turbiny przeciwprężnej, która posiada względem stawianych wymogów następujące zalety:

1. Zapewnia wykorzystanie pełnego potencjału paliwowego.
2. Zapewnia maksymalizację produkcji ciepła i energii elektrycznej.
3. Gwarantuje możliwość wysokosprawnej pracy.

Opcje technologii obiegu

Przy wyborze technicznego wariantu inwestycji w zakresie opcji technologii obiegu się wyborem takiego wariantu, który pozwoli spełnić założenia projektu w zakresie skali inwestycji oraz osiągnąć największą efektywność energetyczną przy najniższych kosztach inwestycji i największym pozytywnym wpływie na środowisko.

Dokonując wyboru technicznych wariantów realizacji inwestycji, w zakresie opcji technologii obiegu, Inwestor przeanalizował następujące warianty:

- Wariant I – Obieg Rankine’a (Rankine Cycle - RC)
- Wariant II – Organiczny Obieg Rankine’a (Organic Rankine Cycle - ORC)

Inwestor, kierując się doświadczeniem, płynącym z udziału w dużej grupie energetycznej, bez szczegółowej analizy techniczno-technologicznej wybrał wariant I, tj. zastosowanie tradycyjnego obiegu Rankine’a. Jest to technologia powszechnie używana w elektrociepłowniach zawodowych, w odróżnieniu od technologii Organicznego Obiegu Rankine’a. Technologia ORC jest przeznaczona do zastosowania w mniejszych instalacjach, o niższych temperaturach roboczych, w szczególności zaś w elektrociepłowniach przemysłowych, a nie zawodowych. Nie są ponadto Wnioskodawcy znane jakiegokolwiek inwestycje referencyjne, w skali odpowiadającej przedmiotowemu przedsięwzięciu, które mogłyby potwierdzić

skuteczność, a nawet możliwość zastosowania technologii ORC w ramach przedmiotowego przedsięwzięcia.

Na podstawie powyższych wyników uznać należy, że najbardziej korzystnym wariantem w zakresie technologii obiegu jest wariant, w którym stosuje się technologię obiegu Rankine'a.

Opcje technologii oczyszczania spalin

Wnioskodawca, jako inwestor w procesie budowy bloku energetycznego opalanego paliwami z odpadów, nie dokonywał samodzielnej analizy i wyboru wariantu technologii oczyszczania spalin. Przedmiotowa inwestycja realizowana będzie w formule „pod klucz” w technologii zaproponowanej przez wykonawcę, na podstawie założeń Wnioskodawcy zdefiniowanych w Specyfikacji Istotnych Warunków Zamówienia.

W zakresie technologii oczyszczania spalin, przy realizacji inwestycji dotyczącej budowy bloku energetycznego, inwestor zobowiązany jest (także zgodnie z uzyskaną decyzją środowiskową) zapewnić przestrzeganie prawa oraz najlepszych dostępnych technik (BAT). W związku z tym w dokumentacji zamówienia inwestor określi, że technologia oczyszczania spalin w ramach inwestycji musi spełniać wymogi dokumentu „BAT Reference Document for Large Combustion Plants”.

Wybór szczegółowego wariantu technologii oczyszczania spalin należy więc do wykonawcy, a inwestor oceniać będzie jedynie zgodność tej technologii z BREF-LCP i wymogami zdefiniowanymi w zamówieniu.

Opcje w zakresie skali przedsięwzięcia

Przy wyborze wariantu inwestycji w zakresie skali kierowano się wyborem takiego wariantu, który pozwoli osiągnąć największą efektywność energetyczną przy najniższych kosztach inwestycji i największym pozytywnym wpływie na środowisko.

Dokonując wyboru technicznych wariantów realizacji inwestycji, w zakresie opcji skali, Wnioskodawca przeanalizował następujące warianty:

- Wariant I – blok energetyczny o mocy 10 MWe
- Wariant II – blok energetyczny o mocy 20 MWe
- Wariant III – blok energetyczny o mocy 40 MWe

Opcje skali przeanalizowano pod względem następujących kryteriów:

- kosztu inwestycyjnego w mln. PLN,
- rocznego kosztu operacyjnego w mln. PLN,
- stopnia dopasowania skali instalacji do potrzeb rynkowych i warunków lokalizacyjnych, ocenianego w skali od 1-10,
- szacunkowej produkcji energii elektrycznej w GWh,
- szacunkowej produkcji ciepła w TJ.

Charakterystykę poszczególnych wariantów, pod względem zdefiniowanych kryteriów, zaprezentowano w poniższej tabeli.

Parametry wariantu	Wariant I	Wariant II	Wariant III
--------------------	-----------	------------	-------------

Koszt inwestycyjny (mln PLN)	486,9	695,6	904,2
Roczny koszt operacyjny (mln PLN)	14,3	24,9	42,1
Stopień dopasowania do potrzeb rynkowych i warunków lokalizacyjnych (1-10)	8	10	6
Produkcja energii elektrycznej (GWh)	79	158	237
Produkcja ciepła (TJ)	675	1350	2025

Wyniki analizy wielokryterialnej opcji technologii turbiny przedstawia poniższa tabela.

Wyszczególnienie	Waga	Wariant I		Wariant II		Wariant II	
		Wartość parametru	Ocena	Wartość parametru	Ocena	Wartość parametru	Ocena
Koszt inwestycyjny (mln PLN)	20%	486,90	20,00	695,55	14,00	904,20	10,77
Roczny koszt operacyjny (mln PLN)	20%	14,3	20,00	24,9	11,49	42,10	6,79
Stopień dopasowania do potrzeb rynkowych i warunków lokalizacyjnych (1-10)	20%	8,00	16,00	10,00	20,00	6,00	12,00
Produkcja energii elektrycznej (GWh)	35%	79,0	11,67	158,0	23,33	237,00	35,00
Produkcja ciepła (TJ)	5%	675,0	1,67	1 350,0	3,33	2 025,00	5,00
RAZEM	100%		69,33		72,15		69,56

Na podstawie powyższych wyników uznać należy, że najbardziej korzystnym wariantem w zakresie skali przedsięwzięcia, jest wariant budowy bloku o mocy 20 MWe.

3.3.3 Oszacowanie kosztów dla wybranych rozwiązań

Oszacowanie kosztów dla wybranych rozwiązań przedstawiono w opisie wariantów technicznych zamieszczonym w punkcie 3.3.1 i 3.3.2 niniejszego dokumentu.

3.3.4. Finansowe i ekonomiczne porównanie rozważanych opcji

Na podstawie przeprowadzonych analiz i porównań przytaczanych wariantów przedsięwzięcia, należy wskazać, że najlepszym i jednocześnie możliwym do realizacji jest Wariant I. Realizacja projektu według wybranego wariantu zapewnia wypełnienie podstawowego celu przedsięwzięcia, a mianowicie zwiększenie produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz zmniejszenie emisji szkodliwych substancji do atmosfery. Przedsięwzięcie zrealizowane według Wariantu I w sposób kompleksowy zaspokoi zdefiniowane potrzeby i pozwoli na optymalny dobór technologii budowy bloku energetycznego.

Wszystkie warianty poddano analizie wielokryterialnej, analizie finansowej i ekonomicznej w oparciu o wskaźniki efektywności tj. NPV i IRR oraz analizie efektywności kosztowej (DGC).

Wybór najbardziej odpowiedniego wariantu został uzależniony w zależności od metody badawczej od:

- w analizie wielokryterialnej - liczby zdobytych punktów,
- w analizie finansowej - wysokości osiągniętego efektu ekonomicznego, im wyższa wartość wskaźników NPV i IRR tym wariant jest bardziej opłacalny dla społeczeństwa,
- w analizie DGC - zdyskontowanych kosztów oraz efektu ekologicznego, a im niższy wskaźnik tym lepiej.

Poniżej zaprezentowano tabelaryczne zestawienie wszystkich wariantów poddanych analizie wielokryterialnej, analizie finansowej w oparciu o wskaźniki efektywności tj. NPV i IRR, analizie efektywności kosztowej (DGC):

Warianty	AWK	DGC	FNPV	ENPV
Wariant I	81,74	111,81	1 576,26	391,30
Wariant II	58,17	319,30	596,61	39,33
Wariant III	71,73	182,00	675,61	377,40
Wariant IV	64,45	207,89	374,49	384,76

3.4. Wybór najlepszego rozwiązania spośród rozważanych opcji wraz z uzasadnieniem dokonanego wyboru

Szczegółowe analizy w metodykach AWK, DGC i CBA przeprowadzono dla następujących wariantów strategicznych:

- **Wariant I** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwami z odpadów,
- **Wariant II** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwem węglowym,
- **Wariant III** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwem gazowym,
- **Wariant IV** – budowa bloku energetycznego opalanego paliwem biomasowym.

W wyniku przeprowadzonych analiz wyciągnięto następujące wnioski:

1. W analizie wielokryterialnej wariant I otrzymał najwyższą liczbę punktów.
2. W analizie DGC wariant I uzyskał najwyższą efektywność kosztową.
3. W analizie finansowej wariant I, osiągnął najlepszy efekt finansowy w postaci wskaźników FNPV i FRR.
4. W analizie ekonomicznej wariant I, osiągnął lepszy efekt ekonomiczny w postaci wskaźników ENPV i ERR.

Biorąc pod uwagę powyższe, rekomenduje się **Wariant I – budowa bloku energetycznego opalanego paliwami z odpadów** – jako optymalny, zarówno pod względem technologicznym, ekonomicznym, jak i środowiskowym. Wybrany wariant przedsięwzięcia zapewni w sposób optymalny osiągnięcie celów Projektu.

4. ANALIZA FINANSOWA

4.1. Założenia makroekonomiczne

Dla celów analizy finansowej przyjęto założenia makroekonomiczne zgodne z prognozami makroekonomicznymi dla Polski (według dokumentu „Warianty rozwoju gospodarczego Polski” z dnia 27.10.2020 r.). Poniżej zaprezentowano założenia makroekonomiczne dla okresu wdrożenia projektu oraz okresu wymaganej trwałości. Pełne założenia przyjęte do analizy zaprezentowano w załączniku nr 1 do Analizy Kosztów i Korzyści (dalej „AKK”).

Wskaźnik	Jedn.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
PKB	%	4,00%	3,40%	3,00%	3,00%	3,00%	3,10%	3,10%	3,00%
WIBOR 1R	%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
Dynamika realnego wzrostu płac	%	1,50%	1,90%	2,20%	2,70%	2,90%	3,00%	3,00%	3,00%
Stopa dyskontowa - finansowa	%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Stopa dyskontowa - ekonomiczna	%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Stopa podatku dochodowego	%	19,00%	19,00%	19,00%	19,00%	19,00%	19,00%	19,00%	19,00%
Kurs waluty EURO	PLN /EUR	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45

4.2. Plan inwestycyjny

Wyszczególnienie	Wydatki w tys. PLN	Wydatki w tys. PLN w latach			
		2022	2023	2024	2025
Zakup gruntu	19,30				
Budowa bloku energetycznego	169,20				
Infrastruktura elektroenergetyczna	26,10				
Kocioł rusztowy	157,95				
Turbina parowa	22,50				
Gospodarka paliwowa	11,25				
System oczyszczania spalin	33,75				
Systemy pomocnicze bloku energetycznego	30,20				
Automatyka	11,30				
Infrastruktura	18,90				
Przyłączenie do sieci ciepłowniczej	97,80				
Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej	10,00				
Nieprzewidziane wydatki	42,30				
Zarządzanie projektem	45,00				
RAZEM	695,55	19,30	226,25	230,00	220,00

4.3. Plan finansowania przedsięwzięcia

Inwestor planuje sfinansować projekt z następujących źródeł:

1. Środki własne
2. Pożyczka korporacyjna

Wyszczególnienie		2022	2023	2024	2025
Środki własne	%	15,00%	15,00%	15,00%	15,00%
Środki własne	PLN	2 895 000,00	33 937 500,00	34 500 000,00	33 000 000,00
Pożyczka	%	85,00%	85,00%	85,00%	85,00%
Pożyczka	PLN	16 405 000,00	192 312 500,00	195 500 000,00	187 000 000,00
Okres	rok	15,00	15,00	15,00	15,00
Oprocentowanie	%	1,10%	1,10%	1,10%	1,50%

Założenia co do warunków dla dłużnych instrumentów finansowych zaangażowanych w finansowanie Projektu są następujące:

1. Pożyczka korporacyjna

- a. prowizja za udzielenie pożyczki - brak,
- b. oprocentowanie pożyczki – WIBOR 1R + 1 p.p.,
- c. okres spłaty – do 15 lat,
- d. rata kapitałowa – stała,
- e. raty odsetkowe - płatne miesięcznie.

Szczegółowe założenia dotyczące finansowania inwestycji zaprezentowano w załączniku nr 1 AKK w punkcie 2.8 Finansowanie projektu UE. Kalkulację spłaty oraz kosztów finansowania zaprezentowano w załączniku nr 2 do AKK w punkcie 1.10 Zobowiązania długoterminowe.

4.4. Prognoza przychodów oraz kosztów w analizowanym okresie - dla wariantu inwestycyjnego i bezinwestycyjnego

Prognoza przychodów operacyjnych Projektu

Założenia do prognozy przychodów zaprezentowano w załączniku nr 1 do AKK w punkcie 2.1-2.3 (dla scenariusza z projektem) oraz w punkcie 3.1-3.3 (dla scenariusza bez projektu).

Przyjęto następujące założenia odnośnie przychodów generowanych przez Projekt:

1. Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej

- a. wolumen sprzedaży – prognozowany wolumen sprzedaży dla wszystkich lat prognozy wynosi **158 000 MWh**.
- b. cena sprzedaży – założono sprzedaż energii elektrycznej po cenie rynkowej TGE Base na poziomie **283 PLN/MWh**.

2. Przychody ze sprzedaży ciepła

- a. wolumen sprzedaży – prognozowany wolumen sprzedaży dla wszystkich lat prognozy wynosi **1 350 000 GJ**.
- b. cena sprzedaży – cenę sprzedaży ciepła określono na podstawie średniej ceny wg. URE dla instalacji OZE, wynoszącej **46,46 PLN/GJ**.

3. Przychody z tytułu przyjęcia odpadów

- a. wolumen sprzedaży – prognozowany wolumen odbioru odpadów dla wszystkich lat prognozy wynosi **200 000 t/r**.
- b. cena sprzedaży – cenę za odbiór odpadów wyznaczono na poziomie wyznaczonym przez aktualne wyniki przetargów, tj. na poziomie **400 PLN/t**, ze stopniowym spadkiem do poziomu opłaty marszałkowskiej powiększonej o minimalne koszty przetworzenia, tj. **320 PLN/t** w roku 2030.

Prognozę przychodów zaprezentowano w załączniku nr 2 do AKK w punkcie 1.1 (dla scenariusza z projektem) oraz w punkcie 2.1 (dla scenariusza bez projektu).

Prognoza kosztów operacyjnych Projektu

Założenia do prognozy kosztów operacyjnych zaprezentowano w załączniku nr 1 do AKK w punkcie 2.4-2.5 (dla scenariusza z projektem) oraz w punkcie 3.4-3.5 (dla scenariusza bez projektu).

Przyjęto następujące założenia odnośnie kosztów operacyjnych generowanych przez Projekt:

1. **Amortyzacja** – założono jednolitą stawkę amortyzacyjną dla całego bloku energetycznego na poziomie **3,66% w skali roku**. Szczegółowo metodykę określenia tej stawki opisano w rozdziale 4.5 AKK.
2. **Materiały:**
 - a. addytywy – założono koszt addytywów na poziomie **1,70 mln PLN** rocznie przy pełnej zakładanej produktywności bloku,
 - b. woda – założono koszt wody na poziomie **0,03 mln PLN** rocznie przy pełnej zakładanej produktywności bloku,

- c. pozostałe materiały eksploatacyjne o charakterze kosztów stałych (niezależnych od wolumenu produkcji) – założono stałą wartość na poziomie **5,5 mln PLN** w skali roku eksploatacji.
3. **Energia** – nie przewiduje się występowania kosztów energii.
4. **Usługi obce:**
 - a. utylizacja popiołów i żużli – założono koszt utylizacji na poziomie **5,80 mln PLN** rocznie przy pełnej zakładanej produktywności bloku,
 - b. eksploatacja – założono stały koszt usług związanych z eksploatacją na poziomie **3,30 mln PLN** rocznie.
5. **Podatki i opłaty:**
 - a. opłaty za emisje – założono koszt utylizacji na poziomie **0,18 mln PLN** rocznie przy pełnej zakładanej produktywności bloku,
 - b. podatek od nieruchomości – założono stały koszt podatków na poziomie **3,20 mln PLN** rocznie.
6. **Wynagrodzenia:**
 - a. założono wyjściowy koszt wynagrodzeń w 2026 roku na poziomie **3,80 mln PLN**.
 - b. indeksacja wynagrodzeń – wynagrodzenia indeksuje się wskaźnikiem „dynamika realnego wzrostu płac”
7. **Ubezpieczenia społeczne i inne świadczenia** – określono wskaźnikowo, na bazie średniego wskaźnika relacji ubezpieczeń społecznych do kosztów wynagrodzeń brutto w Fortum Power and Heat. Wskaźnik ten przyjęto na poziomie **29,17% wartości wynagrodzeń brutto**.
8. **Pozostałe koszty rodzajowe** – nie przewiduje się występowania pozostałych kosztów rodzajowych.

Prognozę kosztów operacyjnych zaprezentowano w załączniku nr 2 do AKK w punkcie 1.2 (dla scenariusza z projektem) oraz w punkcie 2.2 (dla scenariusza bez projektu).

4.5. Prognoza sprawozdań finansowych

Założenia przyjęte w ramach analizy finansowej przedstawia poniższa tabela:

Wyszczególnienie	Opis
Metoda	<ul style="list-style-type: none">różnicowa - w analizie dokonano zestawienia ze sobą przepływów pieniężnych dla scenariusza „podmiot (lub działalność gospodarcza) z projektem” oraz scenariusza „podmiot (lub działalność gospodarcza) bez projektu” i poprzez ich porównanie przeprowadzono analizę – zastosowana metoda różnicowa

Ujmowanie wielkości finansowych	<ul style="list-style-type: none">wszelkie wielkości finansowe przyjęte w ramach analizy finansowej ujmowane są z punktu widzenia Inwestora,analiza została przeprowadzona w PLN z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku,analiza finansowa uwzględnia przepływy pieniężne w roku, w którym miała miejsce rzeczywista zmiana stanu środków pieniężnych,dyskontowanie przepływów pieniężnych wykonano na moment rozpoczęcia pierwszego roku przyjętego okresu referencyjnego,rokiem obrotowym jest rok kalendarzowy,projekcję skumulowanych przepływów pieniężnych przedstawiono w ujęciu rocznym.																				
Stopa dyskontowa	<ul style="list-style-type: none">przepływy pieniężne podlegają dyskontowaniu dla kolejnych lat przy zastosowaniu jednakowej dla całego okresu referencyjnego stopy dyskontowej na poziomie 4%.																				
Amortyzacja	<ul style="list-style-type: none">okres amortyzacji ustalono w oparciu o okres ekonomicznej użyteczności środków trwałych objętych projektem, zgodnie z planowaną do zastosowania (obowiązującą w Grupie Fortum) polityką rachunkowości,amortyzację obliczono metodą liniową,założono jednolitą stawkę amortyzacji na poziomie średniej ważonej stawek amortyzacyjnych planowanych do nabycia grup środków trwałych (wyliczenie w poniżej), zgodną z okresem eksploatacyjnym elementów infrastruktury, tj.: 3,66% dla nakładów inwestycyjnych związanych z budową bloku energetycznego. <table><tr><th>Grupa środków trwałych</th><th>Wartość grupy środków trwałych</th><th>Stawka amortyzacji</th><th>Amortyzacja roczna dla grupy środków trwałych</th></tr><tr><td>Grupa I</td><td>568 450 000,00</td><td>4,0%</td><td>22 738 000,00</td></tr><tr><td>Grupa II</td><td>107 800 000,00</td><td>2,5%</td><td>2 695 000,00</td></tr><tr><td>Grupa III</td><td>19 300 000,00</td><td>0,0%</td><td>0,00</td></tr><tr><td>RAZEM</td><td>695 550 000,00</td><td>3,66%*</td><td>25 433 000,00</td></tr></table> <p>* średnia ważona (iloraz kolumny 4 i kolumny 2)</p>	Grupa środków trwałych	Wartość grupy środków trwałych	Stawka amortyzacji	Amortyzacja roczna dla grupy środków trwałych	Grupa I	568 450 000,00	4,0%	22 738 000,00	Grupa II	107 800 000,00	2,5%	2 695 000,00	Grupa III	19 300 000,00	0,0%	0,00	RAZEM	695 550 000,00	3,66%*	25 433 000,00
Grupa środków trwałych	Wartość grupy środków trwałych	Stawka amortyzacji	Amortyzacja roczna dla grupy środków trwałych																		
Grupa I	568 450 000,00	4,0%	22 738 000,00																		
Grupa II	107 800 000,00	2,5%	2 695 000,00																		
Grupa III	19 300 000,00	0,0%	0,00																		
RAZEM	695 550 000,00	3,66%*	25 433 000,00																		
Kapitał obrotowy	<ul style="list-style-type: none">zapasy – założono wskaźnik rotacji na poziomie 20 dninależności – założono wskaźnik rotacji na poziomie 61 dnizobowiązania – założono wskaźnik rotacji na poziomie 38 dniwskaźniki obliczono na podstawie sprawozdania finansowego Fortum Power and Heat za rok 2020																				
Pozostałe przychody i koszty operacyjne	<ul style="list-style-type: none">pozostałe przychody operacyjne – nie występująpozostałe koszty operacyjne – nie występują																				

Podatek VAT	<ul style="list-style-type: none"> • Inwestor ma możliwość odzyskania podatku VAT naliczonego przy zakupach, zarówno operacyjnych, jak i inwestycyjnych, • ceny podawane w AKK to ceny netto (bez podatku VAT). • nakłady inwestycyjne ujęto w analizie w cenach netto.
Ceny	<ul style="list-style-type: none"> • zastosowano ceny stałe
Okres referencyjny	<ul style="list-style-type: none"> • okres referencyjny (okres odniesienia, horyzont czasowy) – to okres czasu, dla którego przygotowano prognozę przepływów pieniężnych. Stanowi on sumę okresów: ponoszenia nakładów inwestycyjnych - (obejmujący fazę realizacyjną) oraz fazę eksploatacyjną. • długość fazy eksploatacji wynosi dla przedmiotowego projektu 16 lat. • analiza obejmuje więc następujące okresy: <ul style="list-style-type: none"> ◦ 4 lata (2022-2025) – faza wdrożeniowa, ◦ 16 lat (2026-2041) – faza eksploatacyjna. • okres odniesienia wynosi zatem 20 lat
Wartość rezydualna	<ul style="list-style-type: none"> • wartość rezydualna została obliczona metodą DCF • założono 27 letni okres „życia” Projektu • przepływy pieniężne określono dla okresu „życia” Projektu pozostałego po zakończeniu okresu referencyjnego (okres 11 lat) na poziomie przepływów generowanych przez Projekt w ostatnim roku okresu referencyjnego

Prognozę rachunku zysków i strat zaprezentowano w załączniku nr 3 do AKK w następujących tabelach:

- Tabela 5. Rachunek zysków i strat - przedsiębiorstwo z Projektem
- Tabela 6. Rachunek zysków i strat - przedsiębiorstwo bez Projektu
- Tabela 7. Rachunek zysków i strat - Projekt

Prognozę bilansu zaprezentowano w załączniku nr 3 do AKK w następujących tabelach:

- Tabela 8. Bilans - przedsiębiorstwo z Projektem
- Tabela 9. Bilans - przedsiębiorstwo bez Projektu

Prognozę rachunku przepływów pieniężnych zaprezentowano w załączniku nr 3 do AKK w następujących tabelach:

- Tabela 10. Rachunek przepływów pieniężnych - przedsiębiorstwo z projektem
- Tabela 11. Rachunek przepływów pieniężnych - przedsiębiorstwo bez Projektu
- Tabela 12. Rachunek przepływów pieniężnych - Projekt

4.6. Analiza wskaźnikowa

Analiza wskaźnikowa dla prognoz finansowych została zaprezentowana w załączniku nr 3 do AKK w tabeli Tabela 13. Analiza wskaźnikowa - przedsiębiorstwo z Projektem.

4.7. Wskaźniki efektywności finansowej

Analiza wskaźników efektywności finansowej (FNPV i FRR) została zaprezentowana w załączniku nr 3 do AKK w tabelach:

- Tabela 14. Zwrot z inwestycji – Projekt
- Tabela 15. Zwrot z kapitału - Projekt

Poniżej zaprezentowano wskaźniki efektywności finansowej inwestycji

Wskaźniki efektywności inwestycji	
FRR/C	18,35%
FNPV/C	1 479 543 306,46
FRR/K	55,71%
FNPV/K	1 602 270 907,20

Z przedstawionej powyżej analizy wynika, iż przedmiotowy projekt nie wykazuje efektywności finansowej, ponieważ:

- finansowa wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji (FRR/C) > finansowa stopa dyskontowa,
- finansowa bieżąca wartość netto z inwestycji (FNPV/C) > 0,
- finansowa wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału krajowego (FRR/K) > finansowa stopa dyskontowa,
- finansowa bieżąca wartość netto z kapitału krajowego (FNPV/K) > 0.

Trwałość projektu zostanie zachowana. Świadczą o tym chociażby wysokie wartości skumulowanych przepływów pieniężnych oraz wartość wskaźnika WPOD, który przyjmuje wartości większe od 1,2.

Na podstawie przeprowadzonej analizy stwierdzono, iż Inwestor, uwzględniając środki pochodzące z pożyczki korporacyjnej, zdoła go sfinansować bez zagrożenia dla płynności.

Z przedstawionej powyżej analizy wynika, iż przedmiotowy projekt wykazuje efektywność finansową.

5. ANALIZA KOSZTÓW I KORZYŚCI

5.1. Metodyka analizy kosztów i korzyści (analizy ekonomicznej)

Metodyka i założenia analizy kosztów i korzyści opracowana została w oparciu o „Wytyczne MIiR w zakresie zagadnień związanych z przygotowaniem projektów inwestycyjnych, w tym projektów generujących dochód i projektów hybrydowych na lata 2014-2020” i Załącznik III do Rozporządzenia Wykonawczego Komisji nr 2015/207, zgodnie z poniższymi założeniami:

1. Analizę przeprowadzono tylko dla przedmiotowego projektu (projekt nie jest realizowany wspólnie z innymi projektami komplementarnymi).
2. Zastosowano metodę CBA (ang. *Cost and Benefit Analysis*), właściwą dla projektów inwestycyjnych będących projektami dużymi.
3. Społeczna stopa dyskontowa – 5%.
4. Ceny stałe – ceny ustalono według roku bazowego (tj. pierwszego roku przyjętego okresu odniesienia), ich stosowanie pozwala wyeliminować wpływ inflacji na dane finansowe i ekonomiczne.
5. Korekty fiskalne na wynikach analizy finansowej – w ramach analizy ekonomicznej nie było konieczne dokonywanie korekty fiskalnej, ponieważ zastosowane w analizę ceny nie zawierają VAT i innych podatków pośrednich, a także podatków bezpośrednich i transferów.
6. Przekształcenie z cen rynkowych na ceny rozrachunkowe – do korekty fiskalnej i przekształcenia na ceny rozrachunkowe w ramach analizy ekonomicznej przedsięwzięcia zastosowano przepływy nie zawierające podatków pośrednich (w szczególności VAT) oraz następujące współczynniki korygujące:
 - 6.1. dla nakładów inwestycyjnych – 98%,
 - 6.2. dla kosztów operacyjnych – 98-99% (w zależności od roku analizy).

Kalkulacji wskaźników konwersji dokonano przy użyciu następujących wzorów:

- dla nakładów inwestycyjnych

$$%IP * WKP + \%IW * WKW$$

gdzie:

$\%IP = (1 - \%IW)$ – udział kosztów pozostałych w kosztach inwestycyjnych

WKP – współczynnik konwersji dla pozostałych kosztów, ustalony na poziomie 1,00 zgodnie z Przewodnikiem AKK, ze względu na brak dowodów na niedoskonałość rynku oraz brak jednolitych regulacji w zakresie współczynników konwersji

$\%IW$ – udział kosztów wynagrodzeń w kosztach inwestycyjnych, oszacowany na podstawie podobnych projektów

WKW – współczynnik konwersji dla wynagrodzeń, ustalony zgodnie z Przewodnikiem AKK z wykorzystaniem wzoru $WKW = 1 - (DP/DG)$, gdzie DP to wpływy Budżetu Państwa z tytułu podatków dochodowych od osób fizycznych, a DG to dochody brutto gospodarstw domowych w gospodarce (dane GUS).

- dla nakładów inwestycyjnych

$$\%OP * WKP + \%OW * WKW$$

$\%OP = (1 - \%OW)$ – udział kosztów pozostałych w kosztach operacyjnych

$\%OW$ – udział kosztów wynagrodzeń w kosztach operacyjnych, oszacowany na podstawie założeń i wyników analizy finansowej

- Okres odniesienia – 20 lat – okres, za który sporządzono prognozę przepływów pieniężnych generowanych przez projekt, uwzględniający zarówno okres realizacji projektu, jak i okres po jego ukończeniu, tj. fazę inwestycyjną i operacyjną.
- Źródło i data prognoz makroekonomicznych – dla dwóch scenariuszy (wariantów) makroekonomicznych: podstawowego (w całej analizie projektu) i pesymistycznego (w analizie ryzyka i wrażliwości), wykorzystano wskaźniki pochodzące z wariantów rozwoju gospodarczego Polski zaktualizowane w październiku 2020 r.
- Metodyka i założenia monetyzacji efektów społeczno-gospodarczych – metodykę monetyzacji poszczególnych zidentyfikowanych w analizie efektów ekonomicznych przedstawiono w punktach 11.2 i 11.3 AKK.
- Wartość rezydualna – obliczona analogicznie, jak w przypadku analizy finansowej:
 - metodą DCF,
 - założono 27 letni okres „życia” Projektu,
 - przepływy pieniężne określono dla okresu „życia” Projektu pozostałego po zakończeniu okresu referencyjnego (okres 11 lat) na poziomie przepływów generowanych przez Projekt w ostatnim roku okresu referencyjnego.
- W analizie kosztów i korzyści uwzględniono zagadnienia związane z:
 - łagodzeniem zmian klimatu oraz odporność na skutki zmian klimatu i klęski żywiołowe,
 - emisją gazów cieplarnianych i adaptacją do zmian klimatu,
 - działaniami mającymi na celu zwiększenie odporności projektu na skutki zmian klimatu.
- Z przeprowadzonej analizy wynika rekomendacja dla realizacji projektu społeczno-gospodarczego.

Metodyka zastosowana do przeprowadzenia analizy społeczno-gospodarczej

Określono następujący podziału zasięgu oddziaływania przedsięwzięcia:

- otoczenie bezpośrednie firmy,
- otoczenie dalsze firmy.

W ramach pierwszego zakresu zidentyfikowano następujące elementy:

- klienci instytucjonalni,
- klienci indywidualni,
- dostawcy,
- mieszkańcy Wrocławia i okolic,
- pozostali kontrahenci.

W ramach otoczenia dalszego wyróżniono następujące elementy:

- przemysł energetyczny w kraju,
- przemysł budowlany w kraju,

- stan środowiska naturalnego,
- mieszkańcy Wrocławia i okolic,
- turyści przybywający do Wrocławia i okolic.

W przeciwieństwie do analizy finansowej, skupiającej się głównie na przepływach finansowych z punktu widzenia Beneficjenta, przedmiotem analizy CBA (ang. *Cost and Benefit Analysis* - Analiza Kosztów i Korzyści) jest kalkulacja możliwie wszystkich kosztów i korzyści dla społeczeństwa, wynikających z realizacji, a następnie eksploatacji projektu inwestycyjnego. Należy zaznaczyć, że niniejsza analiza CBA, jak większość z dotychczas wykonanych tego typu analiz, zawiera opis tylko części kosztów i korzyści, skupia się przede wszystkim na korzyściach i kosztach czerpanych z wartości określonej/uchwytnej otoczenia (szczegóły zostały przedstawione w dalszej części niniejszego rozdziału). Wynika to przede wszystkim z trudności w szacowaniu wartości kosztów i korzyści nie związanych bezpośrednio z cenami rynkowymi. Mimo to zostały wskazane koszty i korzyści, których nie bierze się pod uwagę lub uznano jako generalnie niemierzalne, mające jednak istotny wpływ na decyzje o wdrożeniu projektu.

Wymienione poniżej korzyści i koszty bazują na generalnych preferencjach społeczeństwa zamieszkującego teren projektu, a dotyczących priorytetów w zakresie jakości środowiska naturalnego i standardu życia. Należy podkreślić, że preferencje te nie były dotychczas przedmiotem szczegółowych badań rynkowych i socjologicznych.

Analiza CBA została przygotowana według niżej przedstawionego schematu postępowania:

1. Analiza odchyleń cenowych, płacowych oraz aspektów podatkowych.
2. Ocena wpływu na środowisko:
 - identyfikacja oddziaływania projektu inwestycyjnego na środowisko i jego mieszkańców oraz wybór efektów mających wyłącznie znaczący poziom oddziaływania,
 - ocena możliwości kwantyfikacji efektów oddziaływania projektu na środowisko,
 - przyporządkowanie mierzalnym efektom miar i jednostek,
 - przypisanie stopnia znaczenia niemierzalnych efektów oddziaływania projektu na środowisko.
3. Ocena projektu z punktu widzenia mierzalnych i niemierzalnych efektów oddziaływania projektu na środowisko.

5.2. Analiza kosztów związanych z realizacją przedsięwzięcia z punktu widzenia społeczności (jakościowa i ilościowa)

ETAP I – *Identyfikacja oddziaływania projektu inwestycyjnego na środowisko i jego mieszkańców oraz wybór kosztów mających wyłącznie znaczący poziom oddziaływania.*

W trakcie realizacji, a następnie po wdrożeniu do eksploatacji, nowa infrastruktura będzie oddziaływać na swoje otoczenie. Wzajemna korelacja inwestycji z otoczeniem może przyjąć, z punktu widzenia skutków oddziaływania, wewnętrzną i zewnętrzną postać. I tak: zewnętrzne efekty dotyczą generalnie otoczenia, które ponosi koszty lub zyskuje korzyści i nie otrzymuje jakiegokolwiek rekompensaty czy nagrody. Tego typu oddziaływanie projektu na otoczenie jest rozpatrywane w analizie CBA, całkowicie pomijając efekty wewnętrzne, gdzie kwestie kompensaty za poniesione koszty i/lub nagrody jako odzwierciedlenie

otrzymywanych korzyści uznaje się za kwestię uzgodnioną. Kolejnym z kryteriów identyfikacji efektów oddziaływania projektu na otoczenie jest stopień i znaczenie wzajemnych powiązań. Również w tym przypadku, używając szeregu metod eliminacji, a przede wszystkim wskazań oceny oddziaływania projektu na środowisko, zdefiniowane wcześniej zewnętrzne efekty oddziaływania zostały zweryfikowane według przyjętych kryteriów. Wśród przyjętych kryteriów można przede wszystkim wyróżnić:

- oddziaływanie na społeczeństwo i środowisko naturalne,
- zakres oddziaływania,
- okres oddziaływania,
- odwracalność efektów oddziaływania.

Na podstawie wyżej zaprezentowanego podejścia, określono następujące zewnętrzne efekty oddziaływania projektu na otoczenie, a przede wszystkim na zmiany w jego całkowitej wartości ekonomicznej.

Wartość uchwytta bezpośrednio (*direct use value*)

KATEGORIA			EFEKT ODDZIAŁYWANIA
Emisja instalację	CO₂	przez	Efektem oddziaływania instalacji energetycznej na środowisko jest emisja gazów cieplarnianych do atmosfery, w tym w szczególności CO ₂ . Emisje te wywierają określony wpływ przedsięwzięcia na otoczenie.
Emisja CO₂ przez transport			W wyniku realizacji inwestycji nastąpi wzmożony ruch transportu dowożącego materiały do bloku energetycznego. Efektem tego będzie emisja CO ₂ przez samochody ciężarowe.

Wartość nieuchwytna (*non use value*)

KATEGORIA			EFEKT ODDZIAŁYWANIA
Zwiększenie hałasu przez transport			W wyniku realizacji inwestycji nastąpi wzmożony ruch transportu dowożącego materiały do bloku energetycznego. Efektem z pewnością będzie wzmożony hałas na trasie do bloku energetycznego. Nastąpią także inne koszty, takie jak większe zużycie dróg. Jednakże obydwa efekty są trudne do wyceny.

ETAP II – Ocena możliwości kwantyfikacji efektów oddziaływania projektu na środowisko oraz Przyporządkowanie mierzalnym efektom miar i jednostek i przypisanie stopnia znaczenia niemierzalnych efektów oddziaływania projektu na środowisko

Zdefiniowane w Etapie I efekty zewnętrzne, posiadające znaczący poziom oddziaływania projektu na środowisko, zostały ocenione ze względu na możliwość ich pomiaru i wyrażenia w jednostkach.

KATEGORIA			EFEKT ODDZIAŁYWANIA
Emisja instalację	CO₂	przez	Na bazie metodyki, o której mowa w rozdziale 4.3.1 AKK wyznaczono wartość emisji z instalacji: <ul style="list-style-type: none"> • CO₂ – 106 372,00 Mg/rok Następnie wielkości emisji przemnożono przez jednostkowy koszt

	<p>zewnętrzny emisji danego czynnika, wynoszący:</p> <ul style="list-style-type: none"> • CO₂ – 186,90-347,10 PLN/Mg (w zależności od roku odniesienia) <p>Wartość współczynnika kosztu jednostkowego ustalono za publikacją Komisji Europejskiej „Climate Change and Major Projects”. W tabeli 4 na str. 9 tego dokumentu przedstawiono metodykę ustalania kosztów społecznych emisji CO₂. Do analizy przyjęto środkową wartość współczynnika kosztu jednostkowego – założono dla poszczególnych lat analizy wartości kosztu zewnętrznego emisji podane w tabeli 4 – wskaźnik ten przyjmuje wartości w granicach 42-80 EUR/Mg. Kurs waluty EURO przyjęto za założeniami do analizy finansowej.</p> <p>Dokładne wyliczenia znajdują się w załączniku nr 2 do AKK w punkcie 1.16 Analiza kosztów i korzyści.</p>
Emisja CO₂ przez transport	<p>Dokonano oszacowania średniej odległości od dostawców. Biorąc pod uwagę zakładany tonaż transportu obliczono liczbę kursów transportu kołowego.</p> <p>W celu obliczenia emisji CO₂ przypadającej na 1 km posłużono się symulacją samochodu ciężarowego Volvo FH16 Classic dla średniego przebiegu 100 000 km i o średnim spalaniu 25 l/100 km.</p> <p>Emisję CO₂ przemnożono następnie przez jednostkowy koszt zewnętrzny emisji ustalony, jak dla emisji przez instalację.</p> <p>Kalkulacja wygląda zatem następująco:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Określenie ilości odpadów przyjmowanych do instalacji – 200 000,00 Mg. 2. Określenie średniego załadunku pojazdu – 25 Mg. 3. Określenie średniej odległości – 50 km 4. Określenie liczby kilometrów przejechanych przez transport w ciągu roku (1/2*3) – 400 000,00 km. 5. Określenie średniej emisji CO₂ – 0,94 kg/km. 6. Określenie koszty emisji CO₂ (4*5*jednostkowy koszt emisji CO₂) – 78 423,69 PLN (dla roku 2026). <p>Dokładne wyliczenia znajdują się w załączniku nr 2 do AKK w punkcie 1.16 Analiza kosztów i korzyści.</p>

5.3. Analiza korzyści związanych z realizacją przedsięwzięcia z punktu widzenia społeczności (jakościowa i ilościowa), w tym skutki przedsięwzięcia dla zatrudnienia

ETAP I - Identyfikacja oddziaływania projektu inwestycyjnego na środowisko i jego mieszkańców oraz wybór korzyści mających wyłącznie znaczący poziom oddziaływania.

Wartość uchwytta bezpośrednio (*direct use value*)

KATEGORIA	EFEKT ODDZIAŁYWANIA
Ograniczenie emisji gazów i pyłów w wyniku	Realizacja przedmiotowego projektu, w wyniku zastosowania przyczyni się do uniknięcia emisji z innych źródeł wykorzystywanych w systemie ciepłowniczym i elektroenergetycznym. Uniknięta emisja oznacza wprost

realizacji przedsięwzięcia	mnijšie koszty społeczne z nią związane.
Oszczędności energii elektrycznej	Realizacja przedmiotowego Projektu, poprzez wytwarzanie energii ze źródła kogeneracyjnego przyczyni się do zmniejszenia zapotrzebowania na energię wytwarzaną ze źródeł kopalnych.

Wartość nieuchwytna (*non use value*)

KATEGORIA	EFEKT ODDZIAŁYWANIA
Pośrednio stworzone miejsca pracy	W wyniku realizacji inwestycji pracę znajdą osoby zajmujące się transportem odpadów oraz żużlu i popiołów. Trudno jednak jest określić skalę zwiększenia liczby osób, które skorzystają w ten sposób z efektów inwestycji.
Różnorodność gatunkowa, jakość krajobrazu (emisja uniknięta)	Realizacja projektu korzystnie wpłynie na zachowanie różnorodności gatunkowych oraz krajobrazu terenów chronionych w regionie. Efekty te są jednak niemierzalne.
Zmniejszone ryzyko rozwoju chorób dróg oddechowych wśród ludności regionu (emisja uniknięta)	Realizacja projektu korzystnie wpłynie na zmniejszenie ryzyka chorób dróg oddechowych wśród ludności regionu. Efekty te są jednak niemierzalne.
Polepszenie warunków dla rolnictwa	Realizacja projektu korzystnie wpłynie na warunki funkcjonowania rolnictwa w regionie, dzięki wykorzystaniu efektów pracy tej gałęzi gospodarki. Efekty te są jednak niemierzalne.

ETAP II – Ocena możliwości kwantyfikacji efektów oddziaływania projektu na środowisko oraz przyporządkowanie mierzalnym efektom miar i jednostek i Przypisanie stopnia znaczenia niemierzalnych efektów oddziaływania projektu na środowisko

Zdefiniowane w Etapie I efekty zewnętrzne, posiadające znaczący poziom oddziaływania projektu na środowisko, zostały ocenione ze względu na możliwość ich pomiaru i wyrażenia w jednostkach.

KATEGORIA	EFEKT ODDZIAŁYWANIA
Ograniczenie emisji gazów i pyłów w wyniku realizacji przedsięwzięcia	<p>Wartość unikniętych kosztów emisji określono w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> CO₂ – określono na podstawie następującej metodyki: <ul style="list-style-type: none"> na bazie metodyki, o której mowa w rozdziale 4.3.1 AKK wyznaczono wartość unikniętej emisji z tytułu dodatkowo wyprodukowanej energii na poziomie 343 690,20 Mg, wyznaczono jednostkowy koszt społeczny emisji w EUR - wartość współczynnika kosztu jednostkowego ustalono za publikacją Komisji Europejskiej „Climate Change and Major Projects”. W tabeli 4 na str. 9 tego dokumentu przedstawiono metodykę ustalania kosztów społecznych emisji CO₂. Do analizy przyjęto środkową wartość współczynnika kosztu jednostkowego – założono dla

	<p>poszczególnych lat analizy wartości kosztu zewnętrznego emisji podane w tabeli 4 – wskaźnik ten przyjmuje wartości w granicach 42-80 EUR/Mg. Kurs waluty EURO przyjęto za założeniami do analizy finansowej,</p> <ul style="list-style-type: none"> o wyznaczono jednostkowy koszt społeczny emisji w PLN według kursu określonego w założeniach dla analizy finansowej – $47,00 \text{ EUR/Mg} * 4,45 \text{ PLN/EUR} = \mathbf{209,15 \text{ PLN/Mg}}$ (dla pierwszego pełnego roku operacyjnego), o wyznaczono zaoszczędzony koszt społeczny emisji – $343 \text{ 690,20 Mg} * 209,15 \text{ PLN/Mg} = \mathbf{71 \text{ 882 \text{ 805,33 PLN}}$ (dla pierwszego pełnego roku operacyjnego). <ul style="list-style-type: none"> • SO₂ – określono na podstawie następującej metodyki: <ul style="list-style-type: none"> o na podstawie danych KOBIZE¹ określono wskaźnik emisyjności dla energii elektrycznej w Polsce na poziomie 0,539 kg/MWh, o wyznaczono wielkość unikniętej emisji dzięki produkcji dodatkowej energii, z zastosowaniem wskaźnika emisyjności – $533 \text{ 000 MWh} * 0,539 \text{ kg/MWh} = \mathbf{287,29 \text{ Mg}}$ (dla pierwszego pełnego roku operacyjnego), o wyznaczono jednostkowy koszt społeczny emisji w EUR na podstawie danych zawartych w „Report on the procedure and data to generate averaged/aggregated data” - http://www.needs-project.org/² - 13 319,28-15 427,88 EUR/Mg, o wyznaczono jednostkowy koszt społeczny emisji w PLN według kursu określonego w założeniach dla analizy finansowej – $13 \text{ 319,28 EUR/Mg} * 4,45 \text{ PLN/EUR} = \mathbf{59 \text{ 270,78 PLN/Mg}}$ (dla pierwszego pełnego roku operacyjnego), o wyznaczono uniknięty koszt społeczny emisji – $287,29 \text{ Mg} * 59 \text{ 270,78 PLN/Mg} = \mathbf{17 \text{ 027 \text{ 724,09 PLN}}$ (dla pierwszego pełnego roku operacyjnego). • NO_x – określono na podstawie następującej metodyki: <ul style="list-style-type: none"> o na podstawie danych KOBIZE określono wskaźnik emisyjności dla energii elektrycznej w Polsce na poziomie 0,608 kg/MWh, o wyznaczono wielkość unikniętej emisji dzięki produkcji dodatkowej energii elektrycznej z OZE, z zastosowaniem wskaźnika emisyjności – $533 \text{ 000 MWh} * 0,608 \text{ kg/MWh} = \mathbf{324,06 \text{ Mg}}$ (dla pierwszego pełnego roku operacyjnego), o wyznaczono jednostkowy koszt społeczny emisji w EUR na podstawie danych zawartych w „Report on the procedure and data to generate averaged/aggregated data” - http://www.needs-project.org/ - 12 909,00-14 959,18
--	---

¹ „Wskaźniki emisyjności CO₂, SO₂, NO_x, CO i pyłu całkowitego na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2019 rok”, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, grudzień 2020

² Ustalenia jednostkowych kosztów dokonano poprzez pobranie danych z arkusza Excel udostępnionego z dokumentem „Report on the procedure and data to generate averaged/aggregated data” dla każdego roku okresu referencyjnego.

	<p>EUR/Mg,</p> <ul style="list-style-type: none"> wyznaczono jednostkowy koszt społeczny emisji w PLN według kursu określonego w założeniach dla analizy finansowej – 12 909,00 EUR/Mg * 4,45 PLN/EUR = 57 445,05 PLN/Mg (dla pierwszego pełnego roku operacyjnego), wyznaczono uniknięty koszt społeczny emisji – 324,06 Mg * 57 445,05 PLN/Mg = 18 615 873,16 PLN (dla pierwszego pełnego roku operacyjnego). <ul style="list-style-type: none"> Pył (PM) – określono na podstawie następującej metodyki: <ul style="list-style-type: none"> na podstawie danych KOBIZE określono wskaźnik emisyjności dla energii elektrycznej w Polsce na poziomie 0,031 kg/MWh, wyznaczono wielkość unikniętej emisji dzięki produkcji dodatkowej energii elektrycznej z OZE, z zastosowaniem wskaźnika emisyjności – 533 000 MWh * 0,031 kg/MWh = 16,52 Mg (dla pierwszego pełnego roku operacyjnego), na podstawie danych KOBIZE określono średni udział PM_{2,5} i pozostałych PM w PM ogółem na poziomie odpowiednio 20% i 80%, wyznaczono jednostkowy średnioważony koszt społeczny emisji PM w EUR na podstawie wcześniej zdefiniowanych kosztów jednostkowych i udziału poszczególnych rodzajów PM – 5 302,85-6 173,79 EUR/Mg, wyznaczono jednostkowy koszt społeczny emisji w PLN według kursu określonego w założeniach dla analizy finansowej – 5 302,85 EUR/Mg * 4,45 PLN/EUR = 23 597,67 PLN/Mg (dla pierwszego pełnego roku operacyjnego), wyznaczono uniknięty koszt społeczny emisji – 16,52 Mg * 23 597,67 PLN/Mg = 389 904,28 PLN (dla pierwszego pełnego roku operacyjnego). <p>Dokładne wyliczenia znajdują się w załączniku nr 2 do AKK w punkcie 1.16 Analiza kosztów i korzyści.</p>
<p>Oszczędności energii elektrycznej</p>	<p>Wartość unikniętych kosztów wynikających ze zmniejszenia zapotrzebowania na energię elektryczną wytwarzaną ze źródeł kopalnych określono w następujący sposób:</p> <ul style="list-style-type: none"> na bazie danych technicznych planowanej instalacji wyznaczono wielkość produkcji energii elektrycznej z odnawialnego źródła, a tym samym wielkość zmniejszania zapotrzebowania na produkcję energii elektrycznej ze źródeł nieodnawialnych (kopalnych) na poziomie 158 000 MWh, wyznaczono jednostkowy koszt społeczny produkcji energii na poziomie 197,07 PLN/MWh, według następującej metodyki: <ul style="list-style-type: none"> dla wyznaczenia jednostkowego kosztu wytworzenia energii elektrycznej ze źródeł kopalnych wykorzystano dane publikowane przez Urząd Regulacji Energetyki - https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-

	<p>wskazniki/7854,Sredniowazony-koszt-wegla-zuzywanego-przez-jednostki-wytworcze-centralnie-dyspon.html,</p> <ul style="list-style-type: none"> o jednostkowy koszt wytworzenia energii elektrycznej ustalono na podstawie „Średniej ceny energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki wytwórcze centralnie dysponowane opalane węglem”, która wynosiła 197,07 PLN/MWh, • wyznaczono uniknięty koszt społeczny produkcji energii pierwotnej – 158 000,00 MWh * 197,07 PLN/MWh = 31 137 060,00 PLN (dla pierwszego pełnego roku operacyjnego).
--	--

5.4. Wskaźniki efektywności ekonomicznej

Poniżej przedstawione zostały wyniki obliczeń wskaźników ENPV, ERR oraz współczynnika korzyści do kosztów (B/C). Szczegółowe wyliczenia dotyczące ekonomicznej stopy zwrotu i zaktualizowanej ekonomicznej wartości netto przedstawiono w punkcie 1.16 *Analiza kosztów i korzyści*, w arkuszu kalkulacyjnym załączonym do AKK.

Wskaźniki efektywności inwestycji	
ERR	13,90%
ENPV	821 377 748,91
B/C	1,73

W wyniku powyższej analizy można stwierdzić, że realizacja inwestycji korzystnie wpłynie na otoczenie społeczno-gospodarcze przedsiębiorstwa. Wskaźniki analizy ekonomicznej na wysoki efekt społeczno-gospodarczy Projektu, co przy negatywnym wyniku analizy finansowej dodatkowo uzasadnia jego wsparcie z funduszy unijnych.

Planowana inwestycja jest efektywna pod względem ekonomicznym, ponieważ:

- ekonomiczna wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji (ERR) > ekonomiczna stopa dyskontowa,
- ekonomiczna bieżąca wartość netto z inwestycji (ENPV) > 0,
- wskaźnik korzyści/kosztów > 1.

Konkludując, można z całą pewnością zarekomendować realizację projektu ze społeczno-gospodarczego punktu widzenia, ponieważ korzyści społeczno-gospodarcze jego wdrożenia znacząco przewyższają koszty.

6. ANALIZA WRAŻLIWOŚCI

6.1. Identyfikacja istotnych dla realizacji projektu zmiennych i prezentacja wpływu ich zmian na podstawowe wskaźniki efektywności finansowej i ekonomicznej przedsięwzięcia

Przeprowadzona na potrzeby przedmiotowego projektu analiza wrażliwości ma na celu zidentyfikowanie istotnych parametrów, których zmiana mogłaby pociągnąć za sobą znaczące modyfikacje wskaźników efektywności finansowej FNPV/C i FRR/C oraz ekonomicznej ENPV i ERR, a tym samym zmiany w wynikach generowanych przez Projekt. Poza identyfikacją takich zmiennych, analiza ma pomóc w skwantyfikowaniu wpływu, jaki zmiana ich wartości o pewien ustalony procent miałaby na powyższe wskaźniki.

Pod uwagę wzięto wszelkie zmienne wykorzystane w toku przeprowadzania analizy finansowej. Poddano je następnie procesowi selekcji, który miał wyodrębnić spośród nich najistotniejsze, czyli takie, których jednostkowa zmiana wywoływałaby stosunkowo duże odchylenia wartości wskaźników FNPV/C i FRR/C od ich wartości w bazowych. W efekcie testowaniu poddano następujące zmienne:

1. Koszt projektu
2. Produkcja energii
3. Cena energii elektrycznej
4. Cena ciepła
5. Koszty eksploatacyjne ogółem
6. Cena paliwa (Gate Fee)
7. Koszty energii
8. Koszty usług
9. Koszty podatków i opłat
10. Koszty wynagrodzeń

Dla zidentyfikowanych zmiennych dokonano obliczenia wielkości zmiany wskaźników efektywności inwestycji w efekcie zmiany wartości zmiennej o 1%. Wyniki tych obliczeń przedstawia poniższa tabela:

<i>Zmienne</i>	<i>Zmiana FRR/C</i>	<i>Zmiana FNPV/C</i>	<i>Zmienna krytyczna</i>	<i>Zmiana ERR</i>	<i>Zmiana ENPV</i>	<i>Zmienna krytyczna</i>
Koszt projektu	-0,85%	-0,44%	NIE	-0,90%	-0,77%	NIE
Produkcja energii	-0,77%	-1,03%	TAK	-0,92%	-1,53%	TAK
Cena energii elektrycznej	-0,23%	-0,31%	NIE	0,00%	0,00%	NIE
Cena ciepła	-0,33%	-0,44%	NIE	0,00%	0,00%	NIE

Koszty eksploatacyjne ogółem	-0,13%	-0,18%	NIE	-0,18%	-0,29%	NIE
Cena paliwa	-0,35%	-0,46%	NIE	-0,47%	-0,75%	NIE
Koszty energii	0,00%	0,00%	NIE	0,00%	0,00%	NIE
Koszty usług	-0,05%	-0,06%	NIE	-0,06%	-0,10%	NIE
Koszty podatków i opłat	-0,02%	-0,02%	NIE	-0,02%	-0,04%	NIE
Koszty wynagrodzeń	-0,03%	-0,04%	NIE	-0,04%	-0,07%	NIE

Szczegółowe wyliczenie zaprezentowanych wyżej wyników przedstawia w załącznik nr 2 do AKK w punkcie 3. Analiza wrażliwości.

6.2. Wskazanie zmiennych krytycznych projektu, wraz z prezentacją przyjętych kryteriów do ich wskazania

Wyniki uzyskane w trakcie testowania zmiennych wskazują, że najbardziej znaczący wpływ na wartości wskaźników efektywności finansowej FNPV/C i FRR/C i ekonomicznej ENPV i ERR miały dwie zmienne, tj.:

1. Koszt projektu
2. Produkcja energii

bowiem zmiana każdego z tych czynników ryzyka o +/-1% powoduje zmianę wartości bazowej FNPV/C lub ENPV o co najmniej +/-1%. Stąd zmienne te należy uznać za krytyczne w przeprowadzonej analizie wrażliwości Projektu.

Wartości progowe dla zmiennych krytycznych

Dla zidentyfikowanych zmiennych krytycznych przyjęto następujące kroki zmiany:

Zmienna	Krok zmiany
Produkcja energii	10%

Dla opisanych wyżej założeń dokonano analizy wrażliwości salda przepływów pieniężnych oraz wskaźników efektywności inwestycji:

- FNPV/C i FRR/C,
- FNPV/K i FIRR/K,

- ENPV i ERR/C.

Wyniki tej analizy są następujące:

<i>kategoria / okres prognozy</i>	<i>2026</i>	<i>2027</i>	<i>2028</i>	<i>2029</i>	<i>2030</i>	<i>2031</i>
Saldo środków pieniężnych	282 888 268,66	473 214 291,23	660 625 949,71	845 066 342,16	1 026 478 242,36	1 206 029 398,08
Saldo środków pieniężnych - wpływ zmiennych:						
Produkcja energii	267 482 184,66	442 594 648,61	614 985 715,61	784 598 938,74	951 377 360,43	1 116 311 611,20

<i>Zmienne / Wskaźniki NPV</i>	<i>Zmiana FNPV/K</i>	<i>FNPV/K po zmianie</i>	<i>Zmiana FNPV/C</i>	<i>FNPV/C po zmianie</i>	<i>Zmiana ENPV</i>	<i>ENPV po zmianie</i>
Produkcja energii	-9,52%	1 449 728 925,28	-10,31%	1 327 001 324,54	-15,30%	695 726 744,43

<i>Zmienne / Wskaźniki FRR</i>	<i>Zmiana FRR/K</i>	<i>FRR/K po zmianie</i>	<i>Zmiana FRR/C</i>	<i>FRR/C po zmianie</i>	<i>Zmiana ERR</i>	<i>ERR po zmianie</i>
Produkcja energii	-9,57%	50,38%	-7,78%	16,93%	-9,29%	12,61%

Na podstawie zdefiniowanych zmiennych krytycznych Projektu przeprowadzono także analizę scenariuszową. Zdefiniowano następujące scenariusze:

<i>Zmienne / Scenariusze</i>	<i>Pesymistyczny</i>	<i>Umiarkowanie pesymistyczny</i>	<i>Podstawowy</i>	<i>Umiarkowanie optymistyczny</i>	<i>Optymistyczny</i>
Produkcja energii	-10,00%	-5,00%	0,00%	5,00%	10,00%

Dla tak zdefiniowanych scenariuszy przeprowadzono analizę wartości wskaźników NPV projektu, która przedstawia następujące wyniki:

<i>Wskaźniki / Scenariusze</i>	<i>Pesymistyczny</i>	<i>Umiarkowanie pesymistyczny</i>	<i>Podstawowy</i>	<i>Umiarkowanie optymistyczny</i>	<i>Optymistyczny</i>
FNPV/C	1 234 849 357,04	1 310 134 431,94	1 479 543 306,46	1 460 704 581,74	1 535 989 656,64
ENPV	783 214 213,77	858 499 288,67	821 377 748,91	1 009 069 438,47	1 084 354 513,37

Dla zdefiniowanych scenariuszy przeprowadzono także analizę salda środków pieniężnych:

<i>Scenariusze</i>	<i>2026</i>	<i>2027</i>	<i>2028</i>	<i>2029</i>	<i>2030</i>	<i>2031</i>
Pesymistyczny - saldo środków pieniężnych	267 482 184,66	442 594 648,61	614 985 715,61	784 598 938,74	951 377 360,43	1 116 311 611,20
Umiarkowanie pesymistyczny - saldo środków pieniężnych	275 185 226,66	457 904 469,92	637 805 832,66	814 832 640,45	988 927 801,39	1 161 170 504,64
Podstawowy - saldo środków pieniężnych	282 888 268,66	473 214 291,23	660 625 949,71	845 066 342,16	1 026 478 242,36	1 206 029 398,08
Umiarkowanie optymistyczny - saldo środków pieniężnych	290 591 310,66	488 524 112,54	683 446 066,76	875 300 043,87	1 064 028 683,32	1 250 888 291,52
Optymistyczny - saldo środków pieniężnych	298 294 352,66	503 833 933,85	706 266 183,81	905 533 745,58	1 101 579 124,28	1 295 747 184,96

7. ZAŁĄCZNIKI

Do AKK załączono następujące dokumenty:

1. Założenia projekcji finansowej dla celów przeprowadzenia analizy ekonomiczno-finansowej projektu inwestycyjnego.
2. Obliczenia do projekcji finansowej dla celów przeprowadzenia analizy ekonomiczno-finansowej projektu inwestycyjnego.
3. Wyniki analizy ekonomiczno-finansowej projektu inwestycyjnego.



metropolis

| doradztwo gospodarcze

OPRACOWANIE:

PRAWA AUTORSKIE ZASTRZEŻONE