

Raport z wyceny Spółki: Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o.



Przygotowany dla:

TAURON Ciepło Sp. z o.o. oraz Miasta Cieszyn

przez Zespoły Usług Konsultingowych

Budoserwis Z.U.H. Sp. z o.o.

data dokumentu: 01.08.2022 r.



Podsumowanie wyceny

Przedmiot wyceny	<p>„Wycena wartości godziwej udziałów Spółki „Energetyka Cieszyńska” Sp. z o.o. zawierającą w szczególności wycenę wartości przedsiębiorstwa oraz pakietu udziałów:</p> <p>a) będących własnością Miasta Cieszyn, w związku z potencjalną transakcją sprzedaży posiadanych przez Miasto Cieszyn udziałów w EC, b) będących własnością Spółki TAURON Ciepło Sp. z o.o., w związku z potencjalną transakcją sprzedaży posiadanych przez TAURON Ciepło udziałów w EC, c) metodami najbardziej adekwatnymi dla oszacowania wartości rynkowej w odniesieniu do sytuacji prawnej i finansowo – ekonomicznej tej Spółki”.</p>
Zastosowane metody wyceny	<ul style="list-style-type: none">• Zdyskontowane Przepływy Pieniężne (DCF)• Rynkową (Mnożników rynkowych)
Przyjęty standard wartości wyceny	rynkowa wartość godziwa (<i>ang. fair market value</i>)
Data wyceny	31.12.2021 r.
Data sporządzenia wyceny	01.08.2022 r.
Legitymacja wyceny	Podstawą wyceny jest Umowa nr UM-S/TC/05233/2022 zawarta pomiędzy Tauron Ciepło Sp. z o.o. oraz Miastem Cieszyn, a Spółką Budoserwis Z.U.H. Sp. z o.o. z siedzibą w Chorzowie.

Podsumowanie wyceny

	Zdyskontowane Przepływy Pieniężne (DCF)			Rynkowa (Mnożników rynkowych)		
	Wartość 100% udziałów Spółki	Wartość udziałów należących do Miasta Cieszyn	Wartość udziałów należących do TAURON Ciepło	Wartość 100% udziałów Spółki	Wartość udziałów należących do Miasta Cieszyn	Wartość udziałów należących do TAURON Ciepło
Uzyskane wyniki wyceny	<p>2 zł</p> <p>słownie: dwa złote 00/100</p> <p><i>Ze względu na wynik wyceny spółki metodą dochodową metoda nie jest rekomendowana</i></p>	<p>1 zł</p> <p>słownie: jeden złoty 00/100</p> <p><i>Ze względu na wynik wyceny spółki metodą dochodową metoda nie jest rekomendowana</i></p>	<p>1 zł</p> <p>słownie: jeden złoty 00/100</p> <p><i>Ze względu na wynik wyceny spółki metodą dochodową metoda nie jest rekomendowana</i></p>	<p>2 zł</p> <p>słownie: dwa złote 00/100</p> <p><i>Ze względu na wynik wyceny spółki metodą dochodową metoda nie jest rekomendowana</i></p>	<p>1 zł</p> <p>słownie: jeden złoty 00/100</p> <p><i>Ze względu na wynik wyceny spółki metodą dochodową metoda nie jest rekomendowana</i></p>	<p>1 zł</p> <p>słownie: jeden złoty 00/100</p> <p><i>Ze względu na wynik wyceny spółki metodą dochodową metoda nie jest rekomendowana</i></p>
Rekomendacja	<p>W wyniku przeprowadzonej wyceny metodą dochodową oraz porównawczą podjęto decyzję o braku rekomendacji dotyczącej ustalenia wartości spółki na podstawie przedmiotowych metod wyceny.</p> <p>Sporządzający wycenę rekomenduje zastosowanie w wycenie metod majątkowych w tym metodę likwidacyjną jako najbardziej adekwatną do stanu ekonomiczno-finansowego przedsiębiorstwa.</p>					
Autorzy wyceny:	<p>Robert Jaruga</p>					



Uzasadnienie odstąpienia od rekomendacji wyceny spółki metodą dochodową oraz porównawczą

Uzasadnienie

Analiza sprawozdań finansowych spółki wskazuje obecnie na złą sytuację ekonomiczną przedsiębiorstwa. Zdecydowana większość wskaźników analizy finansowej jest na skrajnie wysokich, negatywnych wartościach. Dotyczy to zarówno wskaźników rentowności, płynności finansowej jak i poziomu zadłużenia. Istnieje realne ryzyko utraty płynności finansowej przedsiębiorstwa.

Wycena dochodowa spółki przy założeniu kontynuacji działalności uwzględniająca realizację Planu Naprawczego oraz dokapitalizowanie spółki przy przyjętych w opracowaniu parametrach operacyjnych jest ujemna, co powinno skutkować koniecznością zastosowania do wyceny spółki metod majątkowych, w tym w szczególności metody likwidacyjnej jako adekwatnej do obecnej sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstwa. Brak uwzględnienia dokapitalizowania spółki w wycenie metodą dochodową podważa praktycznie zastosowanie przedmiotowej metody wyceny /znacząca część przyjętych działań restrukturyzacyjnych, w tym możliwych do otrzymania dotacji opiera się na konieczności dokapitalizowania spółki/. Przeprowadzona ponadto wycena spółki metodą porównawczą wykazuje także wartość ujemną przedsiębiorstwa i mimo, że ze względu na niewielką próbę porównawczą nie jest w pełni reprezentatywna dla oszacowania wartości przedsiębiorstwa, potwierdza zasadność zastosowania wyceny metodą majątkową.

Uzupełnieniem braku rekomendacji do wyceny metodą dochodową i porównawczą jest również Oświadczenie Udziałowców spółki:

Uchwałą Zgromadzenia Wspólników numer 4/EC/2022 z dnia 17 marca 2022 roku, Zarząd spółki Energetyka Cieszyńska sp. z o.o. został zobowiązany do opracowania Programu Naprawczego zmierzającego do poprawy sytuacji finansowej tej spółki. Po zapoznaniu się przez wspólników z przedstawioną propozycją Programu Naprawczego, zostały do niego zgłoszone uwagi, których treść została przytoczona w Protokole z Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników Energetyki Cieszyńskiej sp. z o.o. z dnia 17 marca 2022 roku, kontynuowanego następnie w dniu 20 kwietnia 2022 roku. Wobec zgłoszonych uwag Program Naprawczy dla Energetyki Cieszyńskiej do roku 2030 nie został zaakceptowany przez wspólników. Według stanu na dzień złożenia niniejszego oświadczenia Zarząd Energetyki Cieszyńskiej nie przedstawił skorygowanego Programu Naprawczego uwzględniającego zgłoszone uwagi. Jednocześnie wskazujemy, iż aktualnie brak jest decyzji zakładających realizację dokapitalizowania spółki Energetyka Cieszyńska sp. z o.o.

Definicje i skróty

Definicje i skróty

**Wykonawca
Autor
Budoserwis**

BUDOSERWIS Z.U.H. SP. Z O.O., z siedzibą w Chorzowie (41-500), przy ul. Kościuszki 31, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy Katowice-Wschód w Katowicach, Wydział VIII Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000038381 NIP: 627 10 00 400, REGON: 272163263. Kapitał zakładowy wynosi 1 300 000,00 zł (w pełni opłacony).

Zamawiający

1) TAURON CIEPŁO SP. Z O.O., z siedzibą w Katowicach (40-126), przy ul. Grażyńskiego 49, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy Katowice-Wschód w Katowicach, Wydział VIII Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000396345, NIP: 954 27 32 017, REGON: 242734832. Kapitał zakładowy wynosi 1 104 348 500,00 zł.

2) MIASTO CIESZYN, z siedzibą w Cieszynie (43-400), przy ul. Rynek 1, NIP: 548 240 49 50, REGON: 072182338

**Energetyka Cieszyńska
Sp. z o.o.**

ENERGETYKA CIESZYŃSKA SP. Z O.O., z siedzibą w Cieszynie (43-400), ul. Mostowa 2, wpisana do rejestru przedsiębiorców prowadzonego przez Sąd Rejonowy w Bielsku-Białej Wydział VI Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego pod numerem KRS 0000140561.

Kapitał zakładowy wynosi 29 259 000,00 zł.

NIP: 548 00 75 293, REGON: 070554340.

Raport

Raport z wyceny Spółki Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o. sporządzony metodami zdyskontowanych przepływów pieniężnych (DCF) oraz metodą rynkową (mnożników rynkowych) według stanu na dzień 31.12.2021 r.

Wprowadzenie

Wykorzystane dokumenty i informacje

Informacje i dokumentacja

Raport został opracowany na podstawie dokumentów dostarczonych przez Zamawiającego, obejmujących w szczególności:

- Program naprawczy dla Energetyki Cieszyńskiej Sp. z o.o. do 2030 roku;
- Oświadczenie Wspólników spółki dotyczące przedstawionego przez Zarząd Spółki Programu Naprawczego;
- Sprawozdania finansowe Spółki za lata obrotowe 2017 - 2021;
- Sprawozdanie zarządu z działalności Spółki za lata 2017-2021;
- Dodatkowe informacje pozyskane od Zarządu Spółki dotyczące charakterystyki funkcjonowania Spółki oraz rynku na jakim działa.

Do przygotowania wyceny Spółki wykorzystano również:

- Projekcje inflacji i PKB opracowane przez Departament Analiz Ekonomicznych Narodowego Banku Polskiego – marzec 2022;
- oraz inne materiały i informacje dostępne publicznie, w tym treści Internetowe.



Informacje o Spółce

Ogólna sytuacja gospodarcza

Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o. wytwarza energię ciepłą i elektryczną (w wysokosprawnej kogeneracji z energią ciepłą) oraz przesyła i dystrybuje wytworzoną energię ciepłą. Spółka odpowiada w około 45% zapotrzebowanie miasta Cieszyn na ciepło.

Dodatkową działalnością Spółki jest świadczenie usług pomocniczych związanych z dostawą ciepła do odbiorców (usługi konserwacyjne oraz eksploatacja węzłów i instalacji wewnętrznych), a także usługi związane z wynajmem wolnych pomieszczeń, w tym miejsca na kominach.

Rynek sprzedaży Energetyki Cieszyńskiej związane jest przede wszystkim z rynkiem ciepła, z którego Spółka osiąga 79,7% przychodów. Ze sprzedaży energii elektrycznej Spółka generuje 18,9% przychodów, a z kolei 1,4% to pozostałe usługi.

Wskaźnik efektywności energetycznej dla sieci ciepłowniczej za 2021 r. wyniósł 74,58%.

DANE REJESTROWE

Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o.

ul. Mostowa 2, 43-400 Cieszyn

Kapitał Zakładowy: 29 259 000,00 zł dzielący się na 29 259 udziałów o wartości nominalnej 1 000,00 zł każdy;

Sąd Rejonowy w Bielsku-Białej Wydział VI Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego

KRS: 0000140561; **NIP:** 548 007 52 93; **REGON:** 070554340

<http://www.ec.cieszyn.pl/>

ZARZĄD	
Damian Hernik	Prezes Zarządu

RADA NADZORCZA
Andrzej Surzycki
Krzysztof Kasztura
Artur Michałowski

UDZIAŁOWCY				
Nazwa	Liczba udziałów	Udział	Liczba głosów	Udział głosów
Miasto Cieszyn	13 059	44,63%	22 562	58,21%
Tauron Ciepło Sp. z o. o.	16 200	55,37%	16 200	41,79%

Informacje o Spółce

Energetyka Cieszyńska działa w oparciu o uzyskane koncesje:

- 1. Koncesję na wytwarzanie ciepła w okresie do 31 grudnia 2025 roku** – Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki *WCC/93-ZTO/1278/W/OKA/2007/RF* z dnia 09 listopada 2007 r.
- 2. Koncesję na przesyłanie i dystrybucję ciepła w okresie do 31 grudnia 2025 roku** – Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki *PCC/94-ZTO/1278/W/OKA/2007/PF* z dnia 09 listopada 2007 r.
- 3. Koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej w okresie do 31 grudnia 2025 r** – Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki *WEE/1008/1278/W/OKA/2007/PS* z dnia 27 sierpnia 2007 r.
- 4. Koncesję na dystrybucję energii elektrycznej w okresie do 31 grudnia 2030 r** – Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki *DEE/392/1278/W/OKA/2019/CW* z dnia 4 kwietnia 2019 r.
- 5. Koncesję na obrót energią elektryczną w okresie do 31 grudnia 2030 r** – Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki *OEE/11289/1278/W/OKA/2019/CW* z dnia 4 kwietnia 2019 r.

Ponadto Spółka decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 17 czerwca 2019 r. nr DRE.WOSE.4711.34.6.2018.2019.ZJ została wyznaczona na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na okres od 1 lipca 2019 r. do 31 grudnia 2030 r.



Informacje o Spółce

Efektywność energetyczna jest stosunkiem uzyskanej wielkości efektu użytkowego danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, w typowych warunkach ich użytkowania lub eksploatacji, do ilości zużycia energii przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację, albo w wyniku wykonanej usługi niezbędnej do uzyskania tego efektu.

Rys 1. Wskaźnik efektywności energetycznej dla sieci ciepłowniczej za 2021 r.

Wskaźniki efektywności energetycznej dla sieci ciepłowniczej Energetyki Cieszyńskiej Sp. z o.o. za 2021 rok

Procentowy udział ciepła wytworzonego w instalacji OZE i ciepła użytkowego w kogeneracji dostarczonego do sieci ciepłowniczej w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tej sieci w 2021 roku wyniósł:

$\alpha_{DH} = 74,58\%$

Wskaźnik obliczono w oparciu o metodologię określoną w załączniku nr 4 pkt. 1.1. do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 5 października 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii (Dz. U. z dnia 13 października 2017 r. poz. 1912).

Wskaźnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla sieci ciepłowniczej, bez względu na ilość i rodzaj źródeł ciepła oraz technologii wykorzystywanych do wytwarzania i dostarczania ciepła do odbiorcy końcowego w 2021 roku wyniósł:

$W_{p,c} = 1,072$

Wskaźnik obliczono w oparciu o metodologię określoną w załączniku nr 4 pkt. 1.3. do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 05 października 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii (Dz. U. z dnia 13 października 2017 r. poz. 1912).

Informacje o Spółce

- Paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła przez Spółkę jest w węgiel kamienny. W bardzo niewielkim stopniu wykorzystywany jest również olej opałowy, jednakże jego wykorzystanie w sezonie grzewczym 2020/2021 wyniosło zaledwie 0,032%. W zakresie produkcji energii elektrycznej Spółka wykorzystuje tylko i wyłącznie węgiel kamienny.
- Spółka prezentuje także informacje w zakresie wpływu na środowisko działalności wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, w tym przede wszystkim emisji do atmosfery. Dane te zostały zaprezentowane w tabeli poniżej:

Tab. 1. Wpływ wytworzenia ciepła na środowisko w zakresie emisji dla poszczególnych paliw i nośników energii pierwotnej.

Lp.	Rodzaj paliwa	CO ₂	SO ₂	NO _x	Pyły
		<i>emisja jednostkowa Mg/GJ ciepła</i>			
1	węgiel kamienny	0,9996	0,00042	0,00019	0,00004
2	olej opałowy	0,10736	0,00008	0,00020	0,00007
Razem		0,09997	0,00042	0,00019	0,00004

Tab. Wpływ wytworzenia energii elektrycznej na środowisko w zakresie emisji dla poszczególnych paliw

Lp.	Rodzaj paliwa	CO ₂	SO ₂	NO _x	Pyły
		<i>emisja jednostkowa Mg/MWh</i>			
1	węgiel kamienny	0,3718	0,0016	0,0007	0,0001
Razem		0,3718	0,0016	0,0007	0,0001

źródło: <http://www.ec.cieszyn.pl/>

Historia Spółki

- Początki Spółki sięgają 1906 roku, kiedy to powstał projekt budowy Elektrowni w Cieszynie. Uruchomienie i przekazanie do eksploatacji nastąpiło w 1910 r. Do 1915 r. Elektrownia była dzierżawiona przez firmę AEG, która ją budowała, następnie została przejęta przez miasto Cieszyn;
- W latach 1910-1926 w Cieszynie dokonano elektryfikacji Miasta Cieszyna połączonej z dynamicznym rozwojem i wzrostem produkcji energii elektrycznej. Produkowany przez Elektrownię prąd wykorzystywany był do napędu tramwajów miejskich do 1921 r. Po podziale miasta w 1920 r. elektrownia zasilala również Czeski Cieszyn do 1926 r.
- Od 1927 r. Elektrownia posiadała koncesję na budowanie sieci elektrycznych wysokiego i niskiego napięcia oraz sprzedaż prądu we wszystkich gminach powiatu cieszyńskiego. W tym okresie miał miejsce dalszy rozwój firmy związany z planowaną elektryfikacją powiatu cieszyńskiego i w dalszej kolejności gmin powiatów pszczyńskiego i rybnickiego;
- W okresie okupacji niemieckiej, elektrownia pracowała nieprzerwalnie, a po jej zakończeniu odbudowano majątek ze zniszczeń wojennych, rozbudowano urządzenia przesyłowe energii, zwiększono moc źródła, co umożliwiło dynamiczny wzrost produkcji energii elektrycznej. W wyniku zachodzących zmian od 1950 r. Elektrownia weszła w skład Zakładów Energetycznych okręgu Południowego w Katowicach;
- W 1953 r. Elektrownia Cieszyn rozpoczęła produkcję i dostawę energii cieplnej dla potrzeb przemysłu cieszyńskiego. Był to początek rozwoju ciepłownictwa w Cieszynie skutkujący rozbudową źródła ciepła i budową miejskiego systemu sieci ciepłych;
- Z końcem 1976 r. Elektrownię włączono do Zespołu Elektrociepłowni Bielsko-Biała pod nazwą EC III Cieszyn, przy jednoczesnym wydzieleniu Wydziału Sieci Ciepłych, który jako Zakład Energetyki Ciepłej wszedł w skład Wojewódzkiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Bielsku-Białej;
- W związku ze wzrostem zapotrzebowania na ciepło nastąpiła rozbudowa źródła ciepła o nową kotłownię oraz rozbudowa systemu dystrybucji ciepła. W 1985 r. zlikwidowana zostaje produkcja energii elektrycznej. Natomiast w 1992 r. nastąpiła komunalizacja WPEC Bielsko-Biała. Na bazie Zakładu w Cieszynie utworzone zostało **Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej "MPEC - Cieszyn" Spółka z o.o.**, w którym wszystkie udziały objęło Miasto Cieszyn;

Historia Spółki

- W latach 1993-1997 EC III Cieszyn przystosowała źródło ciepła do zmiennych warunków pracy sieci ciepłych oraz zracjonalizowała zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne. Działania te skoncentrowały się na zmianie sposobu rozliczania zużycia energii z m² na jednostki ciepła GJ, wprowadzaniu automatyzacji i regulacji poboru energii oraz rozpoczęto program likwidacji niskiej emisji z lokalnych kotłowni węglowo-koksowych;
- W lutym 1997 r. nastąpiło połączenie **MPEC Cieszyn** (właściciel Gmina Cieszyn) i **EC III Cieszyn** (właściciel Zespół Elektrociepłowni Bielsko-Biała, którego następcą prawnym jest TAURON Ciepło sp. z o.o.) w jedno przedsiębiorstwo pod nazwą „**Energetyka Cieszyńska**” Spółka z o.o.
- W 2002 r. zakończono modernizację źródła, polegającą na odtworzeniu gospodarki skojarzonej. W ramach inwestycji wybudowano blok energetyczny składający się z kotła parowego OR-35 o mocy 29 MWt i turbozespołu o mocy 4,5 MWe. Rozbudowano również system dystrybucji. Podłączono do systemu ciepłowniczego m.in. osiedle mieszkaniowe Mały Jaworowy w Cieszynie i Pogwizdów w gminie Hażlach oraz wybudowano sieć parową do ZPM Bieleś;
- W latach 2010-2021 realizowano przede wszystkim inwestycje poprawiające efektywność energetyczną systemu ciepłowniczego oraz przyczyniające się do likwidacji niskiej emisji zanieczyszczeń w centrum Cieszyna. W ramach dwóch inwestycji współfinansowanych przez Unię Europejską zmodernizowano blisko 21 km sieci ciepłych oraz zastąpiono 2 węzły grupowe węzłami indywidualnymi w 15 budynkach. W ramach likwidacji niskiej emisji zrealizowano wspólnie z gestorami zasobów mieszkaniowych projekty, polegające na podłączeniu budynków do sieci ciepłowniczej i budowie w nich instalacji centralnego ogrzewania i ciepłej wody zasilanych z węzła. Ponadto zrealizowano projekty, polegające na likwidacji indywidualnych źródeł ciepła służących do przygotowania c.w.u. w budynkach wielorodzinnych. W sumie w tym okresie zlikwidowano niską emisję w 50 budynkach wielorodzinnych oraz dobudowano moduł ciepłej wody użytkowej w kolejnych 60 budynkach.
- Od 2018 r. Spółka sprzedaje energię elektryczną poprzez Towarową Giełdę Energii i na Rynku Bilansującym oraz rozpoczęła dostawę własnej energii elektrycznej do własnych węzłów ciepłych będących elementem sieci dystrybucji ciepła (autokonsumpcja energii). Z kolei w 2019 r. Spółka uzyskała koncesję na obrót energią elektryczną, dzięki której może sprzedawać energię elektryczną bezpośrednio odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci TAURON Dystrybucja S.A.



Uwarunkowania rynkowe

Ogólna sytuacja gospodarcza

- Od 1991 r. w Polsce trwał nieprzerwalnie okres systematycznego rozwoju gospodarczego, któremu nie przeszkodził nawet kryzys z 2007 r. PKB Polski w ciągu 20 lat, pomiędzy rokiem 2000, a 2020 wzrósł o ponad 101%. Natomiast w ciągu lat od 2003 do 2017 PKB per capita wzrósł o 81%, co sprawia że gospodarka Polski jest jedną z najszybciej rozwijających się w Unii Europejskiej. Jednakże sytuacja z pandemią koronawirusa COVID-19 w istotny sposób wpłynęła na jej funkcjonowanie. Zatrzymanie wielu branż, w tym przede wszystkim hotelarskiej, turystycznej, restauracyjnej oraz kulturowej sprawiło, że od drugiego kwartału 2020 r. po raz pierwszy od niemal 30 lat gospodarka Polski zanotowała recesję. Produkt Krajowy Brutto w całym 2020 r. spadł o 2,8% r/r, po tym jak w 2019 odnotowany był wzrost o 4,5%. Z danych wynika, że w 2020 roku popyt krajowy spadł o 3,7%, inwestycje o 8,4%, a konsumpcja prywatna spadła o 3,0%. Według GUS wartość dodana brutto w przemyśle w 2020 r. zmniejszyła się o 0,2% r/r, w 2019 zanotowany był wzrost 4,3% r/r. Spadek PKB w Polsce był znacznie poniżej średniej dla UE, gdzie PKB obniżyło się w zeszłym roku o 7,4%¹.
- Rok 2021 charakteryzował się zdecydowanym, odbiciem strat pandemicznego 2020 r. Ze wstępnych szacunków Głównego Urzędu Statystycznego, PKB Polski w 2021 roku wzrósł o 5,7%, co oznacza najwyższe tempo wzrostu od 2007 roku. W samym czwartym kwartale polska gospodarka urosła o około 7,3% w ujęciu rocznym. Wartość dodana brutto w gospodarce narodowej w 2021 r. wzrosła o 5,3% w porównaniu z 2020 r., wobec spadku o 2,6% r/r w 2020 r. Z kolei wartość dodana brutto w przemyśle w 2021 r. wzrosła o 14,1% względem poprzedniego roku (w 2020 r. odnotowano spadek o 5,3% r/r), w budownictwie o 1,2% proc (w 2020 r. odnotowano spadek o 4,6% r/r), a w handlu i naprawach o 5,9% (w 2020 r. odnotowano spadek o 2,7% r/r). Produkt Krajowy Brutto oczyszczony z wpływu czynników sezonowych w IV kwartale 2021 r. był o 7,6% większy niż rok wcześniej i o 1,7% większy niż w III kwartale, co oznacza, że na koniec 2021 r. polska gospodarka wciąż była mocno rozpędzona².

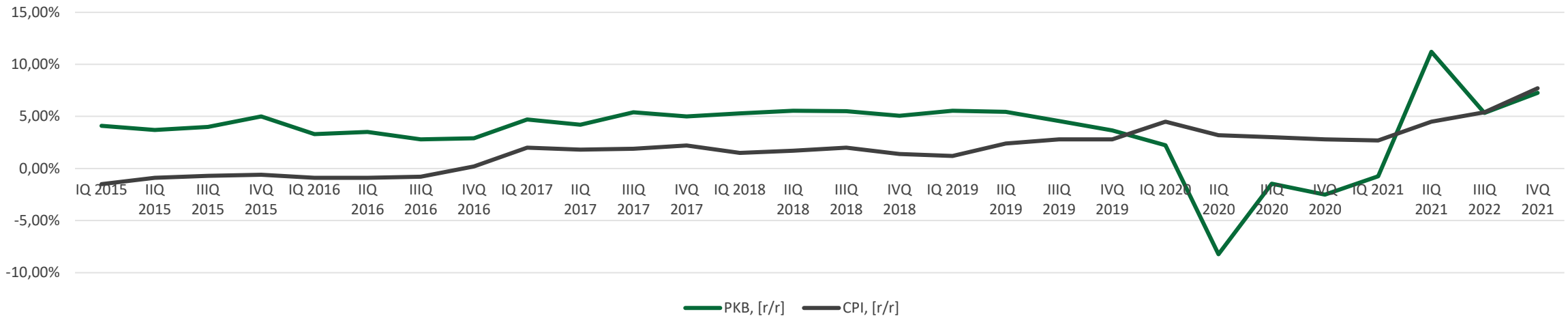
¹ <https://www.forsal.pl>

² <https://www.parkiet.com/gospodarka-krajowa/art35771801-potezny-zryw-inwestycji-pkb-wzrosl-o-7-3-proc-rdr-prognozy-na-2022-r-niepewne>



Ogólna sytuacja gospodarcza

Rys 2. Kwartalne zmiany PKB oraz inflacji CPI w Polsce w latach 2015 – 2021.



- Niepokojące są znaczne **wzrosty poziomu inflacji**, która w 2020 r. była w Polsce największa od 8 lat. W całym 2020 r. wyniosła średniorocznie 3,4%. To najwyższy wynik od 2012 r. Najwyższy wzrost cen nastąpił w okresie pierwszego „lockdown-u” – a więc w II kwartale 2020 r. Jak wynika z opublikowanych danych GUS-u, w grudniu 2020 r. w porównaniu do grudnia 2019 r. ceny usług wzrosły 6,4%, a towarów o 0,9%.
- Rok 2021 r. charakteryzuje się znacznym nasileniem wzrostu poziomu cen. Opublikowany przez Główny Urząd Statystyczny wskaźnik CPI za drugi kwartał osiągnął wartość 104,5. W całym trzecim kwartale 2021 r. inflacja okazała się jeszcze wyższa i wynosiła 5,4% r/r., a w czwartym kwartale już 7,7%. Miesięczny wskaźnik za grudzień 2021 wskazał poziom inflacji w wys. 8,6%. Kolejnymi miesiącami wzrostu cen był styczeń, dla którego miesięczny wskaźnik CPI wyniósł 109,4 oraz luty ze wskazaniem 108,5 oraz marzec ze wzrostem rdr o 10,9%, a miesiąc do miesiąca ceny wzrosły o 3,2%. Wartości te są zdecydowanie powyżej celu inflacyjnego NBP. Tak wysokie wartości średniego wzrostu cen nie były w Polsce od ponad 20 lat³.

³ <https://www.pb.pl/gus-inflacja-w-marcu-wyniosla-109-proc-1146456>

Ogólna sytuacja gospodarcza

- **Polski wskaźnik PMI** (*Purchasing Managers' Index*) jest złożonym indeksem obrazującym kondycję przemysłu, jest kalkulowany przez firmę badawczą IHS Markit na podstawie ankiety przeprowadzonej wśród zarządzających firm przemysłowych na podstawie pięciu subindeksów: nowych zamówień, produkcji, zatrudnienia, czasu dostaw i zapasów pozycji zakupionych. Wartości wskaźnika powyżej 50 pkt wskazują na ekspansję gospodarczą.
- Od lipca 2020 r. w Polsce wyniki utrzymują się powyżej 50 pkt – co wskazuje na wysokie tempo wzrostu aktywności ekonomicznej w polskim sektorze wytwórczym. Wskaźnik PMI w marcu spadł do 52,7 punktów, przyjmując najniższą wartość od stycznia 2021 roku. Marcowy odczyt był wyraźnie niższy od lutowego (54,7 pkt.) oraz niższy od oczekiwań większości ekonomistów, spodziewających się wyniku rzędu 53,1 pkt

Rys 3. Wartość odczytów wskaźnika PMI dla Polski.



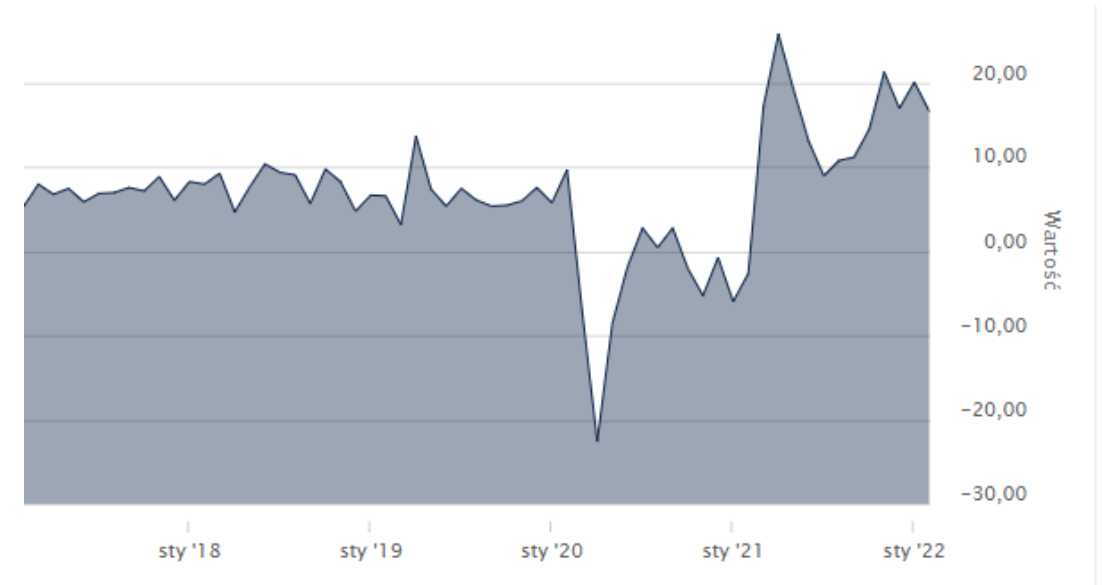
źródło: bankier.pl

⁴ źródło: <https://www.bankier.pl/wiadomosc/PMI-Polska-luty-2022-8288414.html>

Ogólna sytuacja gospodarcza

- **Sprzedaż detaliczna** jest indeksem mierzącym wartość comiesięcznej sprzedaży detalicznej realizowanej przez przedsiębiorstwa handlowe i niehandlowe. Zmiany w sprzedaży detalicznej są najszybszym wskaźnikiem pokazującym tendencje w wydatkach konsumpcyjnych społeczeństwa.
- Na przestrzeni ostatnich miesięcy można zauważyć dużą zmienność odczytów wskaźnika z poszczególnych miesięcy. Niemniej od momentu wybuchu pandemii COVID-19 wskaźnik ten jest w tendencji rosnącej, na co istotny wpływ na fakt kupowania przez konsumentów produktów „na zapas” w dobie szybko rosnącej inflacji.
- Odczyt z kwietnia 2021 r. (25,7%) był najwyższym wskazaniem od początku jego publikowania. W kolejnych miesiącach był w tendencji malejącej – odczyt z lipca 2021 r. ukazał wartość 8,9%. Wartość wskaźnika za styczeń wynosi 20,0%, a z kolei za luty spadek o 3,5 p.p. do 16,5%.
- Według danych Głównego Urzędu Statystycznego, sprzedaż detaliczna w cenach stałych w marcu 2022 r. była wyższa niż przed rokiem o 9,6% (wobec wzrostu o 15,2% w marcu 2021 r.). W porównaniu z lutym 2022 r. miał miejsce wzrost sprzedaży detalicznej o 16,4%. W okresie styczeń-marzec 2022 r. sprzedaż wzrosła r/r o 9,0% (wobec wzrostu o 1,2% w 2021 r.)

Rys 4. Wartości odczytów wskaźnika sprzedaży detalicznej.



źródło: bankier.pl

Ogólna sytuacja gospodarcza

- Na podstawie danych Głównego Urzędu Statystycznego **dot. wielkości bezrobocia** na koniec grudnia 2021 r. w Polsce było zarejestrowanych było ok. 895,2 tys. osób, co oznacza stopę bezrobocia rejestrowanego na poziomie 5,4%. W porównaniu z odczytem za listopad, stopa bezrobocia nie zmieniła się, natomiast odczyt październikowy wskazywał wartość bezrobocia rejestrowanego o 0,1 p.p. większy. Należy podkreślić, że historycznie w sezonie zimowym stopa bezrobocia w Polsce rosła. Jednym z najistotniejszych problemów, z którymi borykają się pracodawcy jest brak wystarczającej liczby pracowników, przy dużym zróżnicowaniu bezrobocia na terenie kraju. W niektórych powiatach jest ono poniżej 3% proc., a więc poniżej poziomu przyjmowanego jako naturalny dla rynku pracy, wynikający m.in. z przerw w zatrudnieniu. Z drugiej strony w niektórych powiatach, gdzie – mimo tak dużego popytu na pracę – bezrobocie przekracza 10 a nawet 15%. Oznacza, że problemy te mają charakter strukturalny⁵.
- Według najnowszych danych prezentujących dane za luty 2022 r. stopa bezrobocia wzrosła o 0,1 p.p. do wartości 5,5% z ilością około 921,8 tys. osób. Najniższe bezrobocie odnotowane zostało w województwie wielkopolskim (3,2%), a najwyższe z kolei w warmińsko-mazurskim (9,0%)⁶.
- Natomiast według danych opublikowanych przez Eurostat stopa bezrobocia na koniec grudnia 2021, liczona wg definicji przyjętej przez Eurostat, wyniosła w Polsce 2,9% wobec 6,4% w UE i 7,0% w strefie euro. Sytuacja w Polsce jest też lepsza niż w analogicznym okresie ubiegłego roku. Polska zajęła drugie miejsce, po Czechach (2,1%) i przed Niemcami (3,2%) oraz Maltą (3,4%) i Węgrami (3,7%). Ostatnie miejsce zajmuje Hiszpania 13,0% oraz Grecja 12,7⁷. Najnowsze dane przedstawiające sytuację według stanu na koniec lutego wskazują na nieznaczny wzrost stopy bezrobocia w Polsce do wartości 3,0%, przy średniej unijnej na poziomie 6,2% (0,2 p.p. niżej w porównaniu z grudniem 2021). Polska utrzymała drugie miejsce pod kątem najniższego bezrobocia według Eurostatu w Unii Europejskiej, po Czechach (2,4%), a przed Maltą (3,1%) i Niemcami (3,1%).

⁵ <https://www.prawo.pl/kadry/bezrobocie-dane-gus-grudzien-2021-r,513079.html>

⁶ <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rynek-pracy/bezrobocie-rejestrowane/>

⁷ <https://www.gov.pl/web/rodzina/eurostat-polska-na-drugim-miejszu-z-najnizszym-bezrobociem-w-unii-europejskiej>

⁸ <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Stopa-bezrobocia-w-Unii-Europejskiej-luty-2022-8309811.html>



Ogólna sytuacja gospodarcza

- W latach 2015-2020 Rada Polityki Pieniężnej utrzymywała stopy procentowe na niezmiennym poziomie. Oczekiwane spowolnienie gospodarcze, na skutek pandemii koronawirusa COVID-19, spowodowało aż trzykrotną obniżkę stóp procentowanych w Polsce w 2020 r. do najniższych w historii poziomów. Stopa referencyjna wynosiła 0,1%. Jednakże wraz z zwiększającą się inflacją narastała również presja na podwyżkę stóp procentowych w Polsce. Rada Polityki Pieniężnej w 2021 r. podniosła stopy trzykrotnie: o 0,4 p.p. w październiku, o 0,75 p.p. w listopadzie oraz o 0,5 p.p. w grudniu. Kolejne podwyżki miały miejsce w 2022 r.: w styczniu o 0,5 p.p. oraz lutym 0,5 p.p. oraz w marcu o 0,75 p.p. Ostatnia – siódma z rzędu – podwyżka stóp procentowych z kwietnia 2022 r. wyniosła aż 1,0 p.p. Wobec czego aktualnie, stopa referencyjna wynosi już 4,50 pkt i jest wyższa o 3,00 p.p. od poziomów sprzed pandemii COVID-19.
- Podwyżka stóp procentowych w marcu 2022 r. wynikała nie tylko w związku z występującą inflacją, ale także jako próba wzmocnienia siły polskiej waluty, która spadła po wybuchu wojny na Ukrainie spowodowanej atakiem wojsk rosyjskich na terytorium Ukrainy. Z kolei kwietniowe podwyższenie stóp procentowych aż o 1,0 p.p. było zaskoczeniem ekonomistów, którzy spodziewali się delikatniejszego ruchu władz monetarnych. Tak duża podwyżka wynikała przede wszystkim ze wzrastającej inflacji, która w ostatnim odczycie przekroczyła dwucyfrową wartość. Prezes RPP Adam Glapiński nie wykluczył dalszych podwyżek w kolejnych miesiącach. Według niektórych analityków stopy procentowe w Polsce mogą zostać podwyższone nawet do 6,0%.



Ogólna sytuacja gospodarcza

Wybuch wojny u naszego wschodniego sąsiada istotnie skomplikował sytuację gospodarek zarówno polskiej jak i europejskiej, a także światowej. Obawy w zakresie przerwania dostaw surowców: ropy naftowej czy gazu implikują wysokie wzrosty ich cen. Podobnie, zaburzony został łańcuch dostaw w zakresie stali, co spowodowało istotny wzrost cen.

Niedługo po wybuchu wojny eksperci z Departamentu Analiz Ekonomicznych (DAE) Narodowego Banku Polskiego zaprezentowali prognozy w zakresie wartości PKB oraz inflacji CPI, na lata 2022 – 2024. Na ich podstawie można zauważyć, że analitycy zakładają zdecydowanie wyższą inflację aniżeli PKB. Na rok 2022 r. przewidywana jest wartość inflacji CPI na poziomie 10,8%, przy wzroście gospodarczym 4,4%. Na najbliższy rok (2023) przewiduje się kontynuację wysokiej inflacji na poziomie 9,0%, przy dużo niższym wzroście gospodarczym w wys. 3,0%. Prognozy na rok 2024 przewidują nieznacznie zmniejszenie wskaźnika CPI do 4,2 – co w dalszym ciągu istotnie przekracza cel inflacyjny NBP.

Z kolei pod koniec marca NBP opublikował wyniki ankiety przeprowadzonej wśród 20 ekspertów reprezentujących instytucje finansowe, ośrodki analityczno-badawcze, związek zawodowy i organizację przedsiębiorców. Nie napawają one optymizmem. Należy spodziewać się wyhamowania wzrostu PKB, ujemnych realnych stóp procentowych oraz ustabilizowanie poziomu inflacji dopiero w 2025 r. Oczekuje się także podwyżek stóp procentowych nawet do 5,0-6,0%.

⁹ <https://www.money.pl/gospodarka/nbp-opublikowal-wyniki-ankiet-prognostycznych-ponure-perspektywy-na-najblizsze-5-lat-6753208219822592a.html>

Tab. 2. Podstawowe dane makroekonomiczne Polski.

Wyszczególnienie	2018	2019	2020	2021	2022 P	2023 P	2024 P
PKB r/r, [%]	5,4	4,7	-2,5	5,7	4,4	3,0	2,7
Inflacja CPI r/r, [%]	1,6	2,3	3,4	5,1	10,8	9,0	4,2
Bezrobocie rejestrowane, [%]	5,9	5,4	6,2	5,4	-	-	-

źródło: Opracowanie własne na podstawie danych NBP, marzec 2022



Uwarunkowania sektorowe

Spółka funkcjonuje w dwóch obszarach – zarówno na rynku ciepła jak i na rynku energii elektrycznej, stąd analizie podlegały oba te sektory.

Energia ciepła

- Według danych Urzędu Regulacji Energetyki na koniec 2020 r. na regulowanym rynku ciepła działało 387 przedsiębiorstw, które posiadały koncesje udzielone przez Prezesa URE na działalność w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem, co oznacza spadek o 9 firm względem poprzedniego roku. Na przełomie ostatnich lat zauważa się istotne ich zmniejszenie na wskutek konsolidacji rynku, przekształceń organizacyjnych i własnościowych, a także zmian związanych w ustawie Prawo energetyczne – podwyższenie progu koncesyjnego, przez co część rynku została „wyjęta” spod obserwacji.
- Zmniejszenie liczby podmiotów koncesjonowanych nie wpłynęło jednak na istotne zmiany wielkości regulowanego rynku ciepła. Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze były, w większości przypadków, zintegrowane pionowo i zajmowały się zarówno wytwarzaniem ciepła, jak i jego dystrybucją a także obrotem – od 2002 r. ich udział w strukturze badanych przedsiębiorstw zwiększył się o blisko 9 punktów procentowych i wyniósł w 2020 r. 83,7%.
- Koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze dysponują zróżnicowanym i rozdrobnionym potencjałem technicznym określanym przez dwie podstawowe wielkości, tj. zainstalowaną moc cieplną oraz długość sieci ciepłowniczej. Wielkość całkowitej mocy cieplnej zainstalowanej u koncesjonowanych wytwórców ciepła w 2020 r. wyniosła 53,3 GW, a osiągalnej 52,6 GW. Warto te są minimalnie niższe od tych z poprzedniego roku, jednakże od początku prowadzenia statystyk zmniejszyła się ona o 25%.
- 44,6% przedsiębiorstw wytwórczych w 2020 r. wytwarzały ciepło w źródłach małych (do 50MW), a jedynie dziesięć dysponowało mocą osiągalną źródeł ponad 1 GW, a ich łączna moc osiągalna stanowiła ponad 1/3 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych. Podmioty te działały również w obszarze wytwarzania energii elektrycznej.
- Przedsiębiorstwa podlegające analizie w 2020 r. dysponowały sieciami o długości 22,1 tys. km (+ 1,9% r/r), należy jednakże zaznaczyć, że wielkość ta obejmowała także sieci ciepłownicze łączące źródła ciepła z węzłami cieplnymi oraz sieci niskoparametrowe. Spośród badanych przedsiębiorstw 8,5% nie posiadało sieci, 67,9% przedsiębiorstw dysponowało sieciami o długości powyżej 10 km, a z tego 31,4% dysponowało sieciami powyżej 50 km. Na przestrzeni 19 lat średnia długość sieci przypadająca na jedno przedsiębiorstwo podwoiła się. Na koniec 2020 r. wynosiła 60,6 km sieci, co oznacza wzrost z roku na rok o 1,9 km.

Uwarunkowania sektorowe

- W 2020 r. wytwarzaniem ciepła zajmowało się ponad 90% wszystkich badanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Wytworzyły one łącznie z ciepłem odzyskanym w procesach technologicznych (odzysk ciepła) 393,8 tys. TJ ciepła, co oznacza spadek o 1,6% w stosunku do 2019 r. Do odbiorców przyłączonych do sieci trafiło ostatecznie 57% ciepła wytworzonego przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze – po zaspokojeniu własnych potrzeb cieplnych przedsiębiorstw oraz uwzględnieniu strat podczas przesyłania.
- W 2020 r. udział ciepła z kogeneracji wynosił 65,2% produkcji ciepła ogółem, podobnie jak w 2019 r., natomiast w 2018 r. udział ten wynosił 63,5%. Jeśli chodzi o udział liczby przedsiębiorstw wytwarzających ciepło w kogeneracji także dostrzegalny jest delikatny wzrost. Spośród 370 przedsiębiorstw wytwarzających ciepło, 128 z nich wytwarza ciepło również w kogeneracji, co oznacza udział na poziomie 34,6% - w 2019 r. wskaźnik ten wynosił 33,3%.
- W zakresie wykorzystywanych źródeł energii w dalszym stopniu dominują paliwa tradycyjne, z dominującym węglem. Jednakże jego udział systematycznie zmniejsz się. W 2020 r. odpowiadał za 68,9%, gdzie rok wcześniej stanowił 71% wszystkich paliw zużywanych przy produkcji energii. W 2018 r. węgiel stanowił 72,5%, w 2017 r. z kolei 74%. Od 2002 r. udział paliw węglowych obniżył się o 12,8 p.p., zaobserwowano natomiast wzrost udziału paliw gazowych – o 6,9 p.p. i źródeł OZE – o 7,2 punktu procentowego.
- Wysokość cen ciepła jest ściśle związany z rodzajem paliwa zużywanego w źródle do jego wytwarzania. Średnia cena ciepła sprzedawanego ze źródeł wytwarzających ciepło bez kogeneracji w 14 województwach była wyższa od średniej ceny ciepła sprzedawanego ze źródeł wytwarzających ciepło w kogeneracji. W 2020 r. średnia cena ciepła sprzedawanego ze wszystkich koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło wyniosła 44,33 zł/GJ, co oznacza wzrost o 8,2% w stosunku do ceny w roku 2019 (40,97 zł/GJ). Jednocześnie średnia cena ciepła sprzedawanego z koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło bez kogeneracji wyniosła 51,87 zł/GJ, zaś średnia cena ciepła sprzedawanego ze koncesjonowanych źródeł wytwarzających ciepło w kogeneracji wyniosła 41,32 zł/GJ.

Uwarunkowania sektorowe

- Aktualna sytuacja na polskim rynku ciepłowniczym jest trudna. Dynamicznie rosnącym cenom paliw (węgla i gazu ziemnego) towarzyszą znaczące wzrosty cen uprawnień do emisji CO₂. W tej sytuacji znacznie trudniejsza jest realizacja inwestycji w transformację energetyczną. W dużych systemach ciepłowniczych paliwem „pomostowym” miał być gaz ziemny co jeszcze bardziej uzależniło Polskę od Federacji Rosyjskiej. Efekt tych działań został dostrzeżony po brutalnej agresji Rosji na terytorium Ukrainy.
- W najbliższej dekadzie ciepłownictwo w Polsce będzie musiało przejść gruntowną rewolucję. Infrastruktura w ciepłowniach i budynkach jest przestarzała i osiąga kres swojej użyteczności. Ich eksploatacja jest droga, a wskutek napaści Rosji na Ukrainę i kryzysu energetycznego wywołanego odcinaniem się Europy od surowców z Rosji, coraz więcej trzeba będzie płacić za węgiel i gaz, od których sektor jest uzależniony. W tym miejscu rozważany jest mocniejszy zwrot ku rozwiązaniom nisko- i zeroemisyjnym. Elektryfikacja ciepłownictwa staje się jednym z priorytetów UE w ramach uniezależniania się od dostaw surowców z Rosji, jednakże w przypadku Polski pojawia się problem energetyki opartej na węglu.
- Ciepłownictwo i ogrzewnictwo to kluczowy sektor w osiągnięciu niezależności energetycznej, a przy okazji neutralności klimatycznej. Obecnie opieramy się na technologiach z lat 50 i 60-tych ubiegłego wieku. Zimą mamy najgorszej jakości powietrze w Unii Europejskiej. Polska odchodząc od węgla, powinna wykonać krok w stronę źródeł odnawialnych, gdyż w dłuższej perspektywie gwarantują niezależność energetyczną, umiarkowane koszty, czyste powietrze oraz redukcję emisji CO₂.
- Zgodnie z przyjętą unijną polityką w zakresie transformacji energetycznej, w tym dotyczącej ciepłownictwa, celem jest nie tylko ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, poprawa bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjność i efektywność energetyczna gospodarki, ale również poprawa warunków życia obywateli UE. Sprostanie wyzwaniom będzie następowało poprzez rozwój kogeneracji, większe wykorzystanie źródeł OZE, instalacje spalania śmieci komunalnych, ucieplnienie elektrowni, modernizację oraz rozbudowę systemu dystrybucji ciepła i chłodu, popularyzację magazynów ciepła i inteligentnych sieci. Według URE działania te będą związane z nakładami inwestycyjnymi rządu nawet 100 mld złotych w okresie najbliższych 10 lat. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie szacuje, że transformacja sektora w samym tylko obszarze wytwarzania ciepła pochłonie ok. 70 mld zł i kolejne 30 mld zł w obszarze sieci ciepłowniczych.



Uwarunkowania sektorowe

- Rynek ciepłowniczy jest rynkiem lokalnym, co jest determinowane transportowaniem ciepła rurociągami i powstającymi stratami podczas transportu. Taka sytuacja sprawia, że ciepło pomimo dość dużej ogólnokrajowej liczby jego producentów charakteryzuje się monopolem naturalnym. Konkurencją dla dotychczasowego źródła ciepła mogłoby być wybudowanie nowego źródła, które jednakże wiązałoby się z istotnymi barierami wejścia związanych z nakładami inwestycyjnymi oraz ograniczeniami prawnymi. Zatem niskie jest prawdopodobieństwo budowy nowego dużego źródła ciepła. Bardziej prawdopodobna jest budowa mniejszych lokalnych źródeł celem zaspokojenia zapotrzebowania na ciepło dla ograniczonej grupy odbiorców, np. na potrzeby zakładu przemysłowego lub osiedla mieszkaniowego, który nie będzie podlegać dyrektywom, a tym samym nie będą musiały ponosić kosztów, którymi będzie obciążona działalność większych dostawców ciepła;
- Główną konkurencją dla ciepła systemowego jest energia uzyskiwana z paliwa gazowego i mniej z oleju opałowego. Konkurencja ta jest odczuwalna szczególnie na obszarach o gęstej zabudowie wielorodzinnej, m.in. w zabytkowym Śródmieściu Cieszyna, gdzie występuje uzbrojenie w sieć gazową, a przygotowanie ciepłej wody w mieszkaniach jest realizowane w większości z indywidualnego pieca gazowego. Problemem administratorów budynków wielorodzinnych jest jednak niewystarczająca ilość przewodów kominowych w obiekcie, uniemożliwiająca wszystkim mieszkańcom montaż indywidualnych pieców grzewczych i zapewnienie sprawnie działającej wentylacji, koniecznej przy montażu urządzeń gazowych. Należy jednak pamiętać, że ten sposób zapewnienia ciepła w mieszkaniach nosi zagrożenie w postaci zatrucia się czadem, a niesprawne instalacje gazowe grożą wybuchami oraz mogą się stać przyczyną pożarów. Natomiast podłączenie indywidualnych odbiorców w zabudowie rozproszonej jest nieefektywne.
- Jak wynika z analiz prowadzonych przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, a dotyczących ciepła systemowego (sieciowego), coraz większe znaczenie mają inne niż cenowe aspekty związane z zaspokojeniem potrzeb cieplnych odbiorców takie jak:
 - **bezpieczeństwo** – do budynków dostarczana jest bezpieczna ciepła woda, nie ma zagrożenia wybuchem czy zaccadzeniem,
 - **wygoda i pewność zasilania** – nie wymaga praktycznie żadnego zaangażowania ze strony użytkownika, jest dostępne przez cały rok,
 - **oszczędność** – rozliczenie następuje na podstawie rzeczywistego zużycia ciepła zmierzonego przez liczniki ciepła;
 - **ekologia** – wytwarzane jest w źródłach ciepła poddanych rygorystycznej kontroli w zakresie ochrony środowiska, a jeżeli wytwarzane jest w procesie wysokosprawnej kogeneracji (jak w przypadku Spółki) to jest wytwarzane w najbardziej efektywny sposób.

Uwarunkowania sektorowe

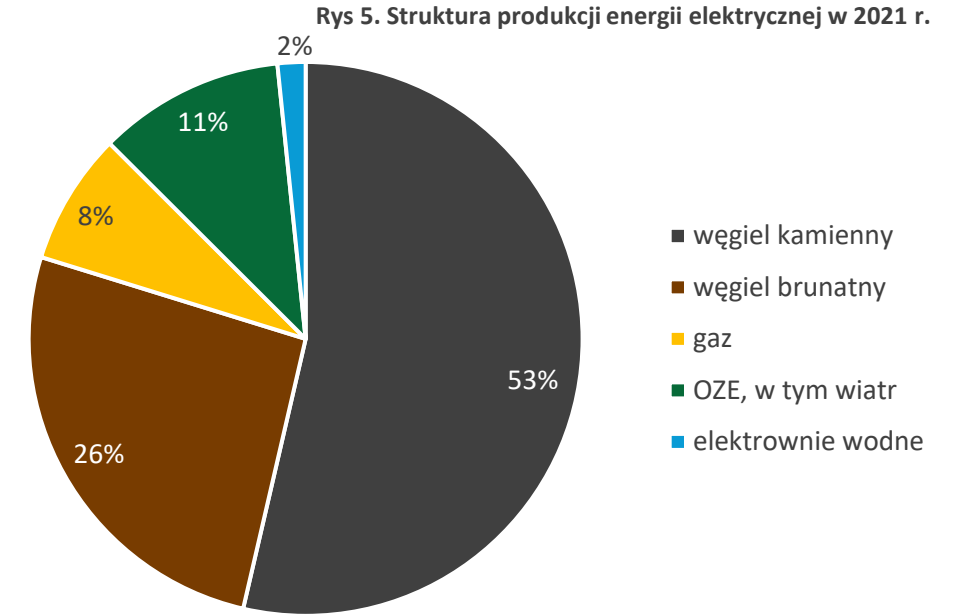
- Główną konkurencją dla ciepła systemowego jest energia uzyskiwana z paliwa gazowego i mniej z oleju opałowego. Konkurencja ta jest odczuwalna szczególnie na obszarach o gęstej zabudowie wielorodzinnej, m.in. w zabytkowym Śródmieściu Cieszyna, gdzie występuje uzbrojenie w sieć gazową, a przygotowanie ciepłej wody w mieszkaniach jest realizowane w większości z indywidualnego pieca gazowego. Problemem administratorów budynków wielorodzinnych jest jednak niewystarczająca ilość przewodów kominowych w obiekcie, uniemożliwiająca wszystkim mieszkańcom montaż indywidualnych pieców grzewczych i zapewnienie sprawnie działającej wentylacji, koniecznej przy montażu urządzeń gazowych. Należy jednak pamiętać, że ten sposób zapewnienia ciepła w mieszkaniach nosi zagrożenie w postaci zatrucia się czadem, a niesprawne instalacje gazowe grożą wybuchami oraz mogą się stać przyczyną pożarów. Natomiast podłączenie indywidualnych odbiorców w zabudowie rozproszonej jest nieefektywne.
- Jak wynika z analiz prowadzonych przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie, a dotyczących ciepła systemowego (sieciowego), coraz większe znaczenie mają inne niż cenowe aspekty związane z zaspokojeniem potrzeb cieplnych odbiorców takie jak:
 - **bezpieczeństwo** – do budynków dostarczana jest bezpieczna ciepła woda, nie ma zagrożenia wybuchem czy zaccadzeniem,
 - **wygoda i pewność zasilania** – nie wymaga praktycznie żadnego zaangażowania ze strony użytkownika, jest dostępne przez cały rok,
 - **oszczędność** – rozliczenie następuje na podstawie rzeczywistego zużycia ciepła zmierzonego przez liczniki ciepła, a zabudowana automatyka (w tym pogodowa) pozwala na dostosowanie zużycia ciepła do indywidualnych potrzeb użytkownika,
 - **ekologia** – wytwarzane jest w źródłach ciepła poddanych rygorystycznej kontroli w zakresie ochrony środowiska, a jeżeli wytwarzane jest w procesie wysokosprawnej kogeneracji (jak w przypadku Spółki) to jest wytwarzane w najbardziej efektywny sposób.



Uwarunkowania sektorowe

Energia elektryczna

- Według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych produkcja energii elektrycznej w Polsce w 2021 r. wyniosła 173 583 GWh, tj. o 14% więcej w porównaniu do poprzedniego roku. Większe było również krajowe zużycie: 174 402 GWh (wzrost o 5,3%). Zdecydowana większość produkcji odbywała się w elektrowniach zawodowych, gdzie wyprodukowano prawie 90% łącznej produkcji.
- Najważniejszym paliwem służącym do wytwarzania energii elektrycznej był w 2021 r. węgiel kamienny, którego udział wyniósł 53% oraz węgiel brunatny z udziałem 26%. Odnawialne źródła energii wyprodukowały 18 984 GWh, a ich udział wzrósł do 11%;



źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE oraz www.rynekelektryczny.pl

- W tym miejscu należy również wskazać, że Polska sukcesywnie zmniejsza wykorzystywanie paliw węglowych wykorzystywanych przy produkcji energii elektrycznej, jednakże zmiany te następują wolno. Rozwiązaniem przejściowym, podobnie jak w przypadku rynku ciepła, są elektrownie gazowe. Rozwiązanie to okazało się nietrafne w kontekście mocniejszego uzależnienia się od Rosji. Istotny wzrost należy zauważyć w obszarze fotowoltaika. Na koniec października 2021 r. moc zainstalowana w PV wynosiła 6687,5 MW, natomiast w 2020 r. wynosiła 3936 MW. Udział energii z PV w wytwarzaniu energii wzrósł z 1,5% do 2,9%. Z kolei w zakresie instalacji wiatrowych moc zainstalowana wyniosła na koniec listopada 2021 r. 7185 MW, gdzie na koniec 2020 r. było to 6350 MW.
- Jeżeli Polska planuje dotrzymać obietnic związanych z neutralnością klimatyczną, w zdecydowany sposób należy przyspieszyć tempo przeprowadzania transformacji energetycznej w Polsce.

Uwarunkowania sektorowe

- Liderem w zakresie produkcji energii elektrycznej w Polsce od lat jest grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. W 2020 r., analogicznie jak w 2019 r., jej udział wyniósł 40,6%. Pozostali liderzy to ENEA S.A., TAURON Polska Energia S.A.
- Obrót na giełdzie energii prowadzony jest przez całą dobę przez wszystkie dni w roku. Uczestnikami rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. (Rynek Towarów Giełdowych – RTG oraz od 1 maja 2020 r. – Zorganizowana Platforma Obrotu – OTF) mogą być przedsiębiorstwa obrotu i wytwarzania energii elektrycznej oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po wstąpieniu w poczet członków odpowiednio RTG i OTF (poprzez zawarcie stosownej umowy z TGE S.A.) lub za pośrednictwem domów maklerskich lub za pośrednictwem innych podmiotów posiadających status członka RTG oraz OTF ze swojej własnej grupy kapitałowej mogących zawierać transakcje na rzecz innych podmiotów należących do tej samej grupy kapitałowej. Dynamiczny rozwój giełdowego rynku energii elektrycznej rozpoczął się w 2010 r., wraz z wprowadzeniem obowiązku publicznej sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, tzw. obliga giełdowego. Od 2019 roku obowiązek ten dotyczy 100% energii elektrycznej wytworzonej przez przedsiębiorstwo energetyczne w danym roku. Umożliwienie międzynarodowego handlu energią na TGE w sposób znaczny zwiększyło wolumen i płynność rynku. Na tak rozwiniętym rynku energii pozycję konkurencyjną determinuje, co do zasady, cena oferowanej energii elektrycznej.
- Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2020 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 243,2 TWh, co oznacza wzrost o 6,2% w stosunku do 2019 r., w którym całkowity wolumen zawartych transakcji wyniósł 229 TWh. Natomiast sprzedaż energii elektrycznej w całym okresie notowań wszystkich kontraktów z fizyczną dostawą energii elektrycznej w 2020 r. wyniosła 224,4 TWh, co stanowiło 147,3% produkcji energii elektrycznej brutto w 2020 r.
- Według danych URE, w Polsce zdecydowana większość odbiorców energii elektrycznej to gospodarstwa domowe, których na koniec 2020 r. było 15 762 416 spośród 17 934 464 odbiorców ogółem na rynku detalicznym, co stanowi ok. 88%. Odbiorcy w tej grupie zużyli w ciągu 2020 r. ok. 32 354 341 MWh energii elektrycznej, co stanowiło nieco ponad 23% całego wolumenu sprzedanej energii.

Uwarunkowania sektorowe

źródła:

- *Raport „Energetyka ciepła w liczbach - 2020”, Urząd Regulacje Energetyki*
- *<https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/charakterystyka-ryнку/10165,2020.html>*
- *<https://www.cire.pl/artykuly/opinie/polskie-cieplownictwo-w-2021-r->*
- *<https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/cieplo-motor-gospodarki>*
- *<https://www.cire.pl/artykuly/opinie/produkcja-energii-elektrycznej-z-oze---podsumowanie-roku-2021->*
- *<https://www.rynekelektryczny.pl/produkcja-energii-elektrycznej-w-polsce/>*



Analiza 5 sił konkurencyjności Portera

Konkurencja wewnątrz sektora

Konkurencja w zakresie rynku sprzedaży ciepła jest ograniczona z uwagi na bardzo wysokie bariery wejścia, w tym kwestie nakładów inwestycyjnych oraz regulacji prawnych. Ryzyko to ograniczone jest w praktyce zaledwie do małych instalacji. Z kolei w zakresie produkcji energii elektrycznej istnieje dużo większa konkurencja z uwagi na uwolnienie handlu energią elektryczną poprzez handel na TGE. Należy jednak pamiętać, że oprócz ceny sprzedaży samej energii elektrycznej odbiorcy końcowi ponoszą także opłatę dystrybucyjną. Klienci indywidualni mogą dowolnie zmienić operatora dostarczającego energię elektryczną. Uwolnienie rynku energii pozwoliło także na sprzedaż większej ilości energii aniżeli wynosiła produkcja danej elektrowni, np. w okresach (okres letni i postój turbiny).

Siła przetargowa dostawców

Produkcja energii elektrycznej i ciepłej w tradycyjnych źródłach tzw. z wykorzystaniem węgla kamiennego czy brunatnego powoduje konieczność zapewnienia dostaw odpowiedniej ilości surowca odpowiedniej jakości. Na polskim rynku energetycznym dominują węgle wydobyte w polskich kopalniach przez PGG S.A. oraz JSW S.A. Duża część węgla była w ostatnich latach sprowadzana z wschodniej granicy, co w obliczu wojny w Ukrainie i wprowadzonego embarga na zakup węgla rosyjskich przez Polskę stwarza zagrożenie niedoborów węgla w Polsce.

Siła przetargowa nabywców

Rynek ciepłowniczy ma charakter rynku monopolu, gdyż w praktyce ograniczony jest zaledwie do głównego podmiotu dostarczającego energię ciepłą na lokalnym rynku, co powoduje że siła nabywców jest niska. Alternatywne metody dostarczania ciepła do mieszkań indywidualnych są nieefektywne i nieekologiczne. W zakresie energii elektrycznej nabywcy dysponują możliwością skorzystania z zmiany dostawcy energii elektrycznej, jednakże w praktyce zmiany te nie są istotne zagrażające funkcjonowaniu danej Spółki.



Analiza 5 sił konkurencyjności Portera

Grożba pojawienia się substytutów

W zakresie energii cieplnej potencjalny substytut dotyczy w głównej mierze jedynie produkcji ciepłej wody przy wykorzystaniu indywidualnych pieców gazowych. Jednakże ich użytkowanie związane jest z pewnymi uciążliwościami przez danego odbiorcę. W zakresie ogrzewania mieszkania czy hali produkcyjnej można posiątkować się ogrzewaniem elektrycznym, jednakże jego stosowanie jest wyższe aniżeli centralne ogrzewanie. W zakresie energii elektrycznej jedynym substytutem jaki może się pojawić jest zwiększenie wykorzystywanie instalacji fotowoltaicznych przez odbiorców końcowych, którzy mogą produkować prąd samodzielnie zamiast kupować go z zewnątrz.

Bariery wejścia na rynek

Istnieją bardzo wysokie bariery wejścia na rynek energetyczny. Budowa dużej instalacji elektrociepłowni w starej technologii (węglowej) jest w praktyce nieopłacalne i nie ekologiczne. Dotyczy to przede wszystkim bardzo wysokich nakładów inwestycyjnych jak i konieczność spełnienia wysokich regulacji prawnych, w tym ekologicznych. Pewnym zagrożeniem jest decyzja budowy lokalnej ciepłowni (lub elektrociepłowni), która przy produkcji energii będzie wykorzystywała ekologiczne surowce jak na przykład gaz, biogaz, śmieci lub pellet lub inne.





Analiza wewnętrzna

Misja, wizja, cele strategiczne

Wizja Spółki:

Energetyka Cieszyńska przedsiębiorstwem o wysokiej efektywności energetycznej i ekonomicznej oraz ceniony partner lokalnej społeczności.

Misja Spółki:

Zaspokajanie potrzeb ciepłych Odbiorców poprzez prowadzenie działalności zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju.

Cel nadrzędny:

Zapewnienie usług na poziomie spełniającym potrzeby Odbiorców oraz będącym źródłem wzrostu wartości Energetyki Cieszyńskiej.

Zgodnie z treścią Strategii:

„Naszym priorytetem jest zapewnienie komfortu ciepłego Odbiorcom. Koncentrujemy się na działaniach mających na celu identyfikację, a następnie realizację ich potrzeb. Pragniemy zapewniać najwyższą jakość świadczonych usług w oparciu o bezpieczeństwo i pewność dostawy ciepła oraz konkurencyjną cenę. Stosując nowoczesną automatykę oraz rozliczanie według rzeczywistego zużycia ciepła, dajemy naszym Odbiorcom możliwość racjonalnego korzystania z energii.

Pragniemy być postrzegani jako organizacja dobrze zarządzana, wiarygodna, o dużym potencjale rozwojowym. Działamy zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju, godząc aspekty ekonomiczne, społeczne i środowiskowe, które korzystnie wpływają na standard życia lokalnej społeczności oraz pozwalają na utrzymywanie dobrych relacji ze wszystkimi grupami społecznymi, w otoczeniu których funkcjonujemy”.



Czynniki wzrostu wartości przedsiębiorstwa

Ekonomia skali

Spółka dostarcza swoje usługi na terenie gminy Cieszyn oraz Hażlach zaopatrując mieszkańców miasta, podmioty gospodarcze oraz podmioty użyteczności publicznej. Spółka realizuje działania zmierzające na systematyczne rozszerzenie bazy klientów, w tym także podłączenia nowych inwestycji na terenie miasta jak i podłączanie starych budynków eliminując w ten sposób tzw. niską emisję. Do przesyłu energii cieplnej służy 54,44 km sieci ciepłowniczych, w tym 42,40 km to sieci preizolowane. Całkowita ilość zamontowanych liczników wynosi 858 szt. indywidualnych jak i grupowych.

Technologia

Spółka w zakresie wykorzystywanych paliw do produkcji energii cieplnej jak i elektrycznej posługuje się niemal wyłącznie węglem kamiennym, co z perspektywy ochrony środowiska jest zjawiskiem negatywnym. Podstawową jednostkę produkcyjną Energetyki Cieszyńskiej stanowi kocioł parowy OR-35N (K-12) o wydajności nominalnej 35 t/h i parametrach roboczych pary świeżej: ciśnienie 4,0 MPa i temperatura 450°C. Współpracuje on z turbozespołem parowym przeciwprężnym typ ATP-x 4,5 o mocy 4,8 MW wyposażonym w jeden upust nieregulowany o parametrach pary: ciśnienie 1,0 MPa, temperatura 350°C, przepływ 0-6 t/h. Łączna moc cieplna wytwarzana podczas pracy w skojarzeniu wynosi 23 MWt. Energia elektryczna wytwarzana jest w całości w procesie wysokosprawnej kogeneracji. Spółka posiada także dwie instalacje fotowoltaiczne po 15 kW, zabudowane na dachach stacji wymienników ciepła przy ulicy Siennej oraz Dolnej w Cieszynie, z których energia elektryczna wykorzystywana jest przede wszystkim na potrzeby własne wymiennikowni, a nadwyżka energii wykorzystywana jest na potrzeby systemu dystrybucji ciepła.

Oferta produktów i usług

Rynek sprzedaży Energetyki Cieszyńskiej Sp. z o.o. związany jest przede wszystkim z rynkiem ciepła, z którego Spółka osiąga 79,7% przychodów, 18,9% przychodów osiąganych jest ze sprzedaży energii elektrycznej, a 1,4% z usług pozostałych. Największą grupę odbiorców ciepła stanowią obiekty mieszkalne (46% sprzedaży ciepła), następnie odbiorcy przemysłowi (29%), obiekty użyteczności publicznej (16%), pozostałe obiekty (9%).



Czynniki wzrostu wartości przedsiębiorstwa

Dostęp do kapitału

Spółka finansuje swoją działalność zarówno środkami własnymi jak i zewnętrznymi. Nie bez znaczenia pozostaje tutaj fakt pozostawania w grupie kapitałowej jednej z największych Spółek energetycznych w Polsce – Grupa TAURON POLSKA ENERGIA S.A. Dla realizacji projektów inwestycyjnych zaciąga długoterminowe kredyty inwestycyjne oraz jeżeli to jest możliwe, pozyskuje środki w formie dotacji i pożyczek z NFOŚiGW oraz WFOŚiGW w Katowicach.

Wykwalifikowani pracownicy

Na dzień 31.12.2021 r. w Spółce zatrudnionych było łącznie 112 osób na 110,75 etatach. Zatrudniony personel to zarówno pracownicy umysłowi realizujący zadania w Pionie Dyrektora Naczelnego (DN) jak i pracownicy fizycznie wykonujące swoje obowiązki w Pionie Dyrektora ds. Technicznych.

Otoczenie rynkowe

Spółka bardzo istotnie jest narażona na zmiany w legislacji prawnej, szczególnie na szczeblu europejskiej w zakresie możliwości wykorzystywania węgla do produkcji energii. Od wielu lat funkcjonują na rynku certyfikaty uprawniające do emisji CO₂ do atmosfery, których cena z roku na rok systematycznie rośnie. Z tego też powodu w 2022 r. w Spółce został opracowany plan naprawczy spowodowany został gwałtownym spekulacyjnym wzrostem cen uprawnień do emisji EUA bez możliwości ich przeniesienia do taryf dla ciepła z uwagi na konstrukcję prawa energetycznego. Ponadto podnoszone są normy środowiskowe, które wymagają ponoszenia przez Spółkę nakładów inwestycyjnych lub modernizacyjnych.



Czynniki wzrostu wartości przedsiębiorstwa

Branding i strategia marketingowa. Baza klientów

Podstawą strategii sprzedaży jest budowanie i utrzymywanie jak najlepszych relacji z klientami tak, aby raz pozyskany odbiorca pozostał klientem na stałe. Spółka kieruje się zasadą podłączenia każdego, którego można podłączyć do istniejącego systemu ciepłowniczego w sposób technicznie możliwy i ekonomicznie uzasadniony. Ponosi koszty przyłączenia oraz może ponieść koszty budowy węzła w uzgodnieniu z odbiorcą. Spółka podejmuje liczne działania zmierzające do redukcji tzw. niskiej emisji na rzecz podłączenia coraz większej ilości odbiorców do ciepła systemowego. Energetyka Cieszyńska w 2021 r. zakończyła proces inwestycyjny ze wsparciem Unii Europejskiej na projekt pn. „Przebudowa sieci ciepłych w Cieszynie wraz z budową przyłączy i węzłów ciepłowniczych celem likwidacji węzłów grupowych”. W ramach projektu przebudowano magistrale ciepłownicze wewnątrzzakładowe, o łącznej długości 317mb, na co przeznaczono w 2021r. 2 519,39 tys. zł. Przebudowano także sieć ciepłą magistrali Południe na odcinku od EC do ul. Dojazdowej, o łącznej długości 488mb – poniesione nakłady wyniosły 2 669,7 tys. zł. Realizowano także inne budowy, przebudowy i modernizacji sieci ciepłowniczej.

Potencjalni klienci Spółki

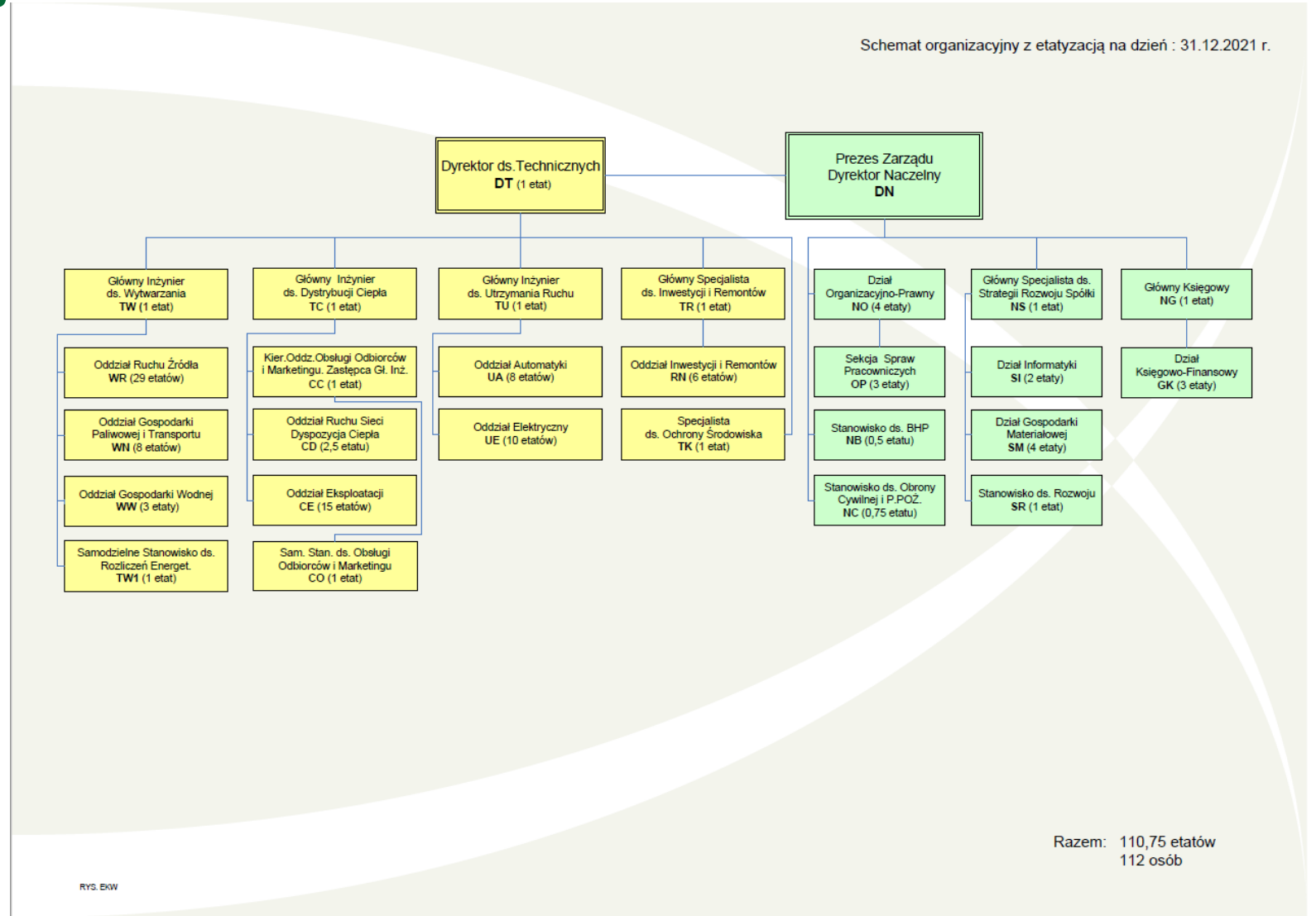
Wśród potencjalnych klientów Spółki należy wyszczególnić przede wszystkim wszystkie nowe inwestycje realizowane w mieście w zakresie budowy budynków mieszkaniowych wielorodzinnych, a także podłączenie do sieci ciepłowniczej możliwie jak największej grupy budynków w ramach ciepła systemowego w celu eliminacji tzw. niskiej emisji.



Struktura organizacyjna

Spółka jest przedsiębiorstwem jednozakładowym. W strukturze organizacyjnej wyodrębniono dwa piony – Dyrektora Naczelnego oraz Dyrektora ds. Technicznych.

Pion DN realizuje zadania z zakresu: strategii rozwoju Spółki, spraw organizacyjnych, pracowniczych, prawnych, BHP, Ppoż, OC, księgowości, sprzedaży, spraw ekonomicznych, administracyjnych, informatyki, gospodarki materiałowej; Z kolei Pion DT odpowiedzialny jest za obszar wytwarzania energii, przesyłania i dystrybucji energii cieplnej, remontów i inwestycji, ochrony środowiska.



Projekty rozwojowe

Główne projekty inwestycyjne Spółki w najbliższych latach związane są z niezbędną modernizacją źródła ciepła. Wynika to z konieczności dostosowania wytwarzania energii do nowych norm emisyjnych obowiązujących od 2023 r., a następnie od 2030 r., gwałtownie rosnących cen uprawnień EUA, zwiększenia produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, stopniowego odchodzenia od paliwa węglowego.

Realizację potrzeb inwestycyjnych podzielono na następujące etapy:

Etap I – dostosowanie źródła ciepła do nowych norm emisyjnych obowiązujących od 01.01.2023 r.

Etap II – budowa układu kogeneracyjnego opartego na trzech silnikach gazowych o łącznej mocy 10 MWe.

Etap III – dostosowanie kotłów parowych do spalania paliwa gazowego.



Projekty rozwojowe

ETAP 1 - Dostosowanie źródła ciepła do nowych norm emisyjnych wymaga realizacji do końca 2022 r. następujących zadań:

- demontaż kotła wodnego K-9 z przynależnymi instalacjami,
- wyłączenie z eksploatacji kotłów wodnych K-10 – K-11 z przynależnymi instalacjami,
- rozbiórkę istniejących budynków gazów technicznych oraz magazynu olejów i smarów,
- zabudowę trzech kotłów (K14-16) olejowo-gazowych, wyposażonych w zintegrowany spalinowy wymiennik ciepła (ekonomizer) każdy o mocy 14,2 MW, sprawności $\geq 95\%$, wyposażony w zintegrowane palniki przystosowane do spalania gazu ziemnego grupy E (GZ 50) oraz oleju opałowego lekkiego. Graniczne stężenie tlenków azotu (spaliny suche, zawartość O₂=3%):
 - przy spalaniu oleju - NO_x ≤ 200 mg/Nm³,
 - przy spalaniu gazu - NO_x ≤ 100 mg/Nm³.
- budowę nowego emitera dla kotłów gazowo-olejowych,
- budowę budynku pompowni olejowej,
- zabudowę zbiornika magazynowego oleju o pojemności użytkowej V= 300 m³ wraz z rurociągami przesyłowymi oleju opałowego,
- budowę instalacji gazowej,
- budowę instalacji p-poż,
- modernizację istniejących budynków, budowli, systemu centralnego sterowania oraz układu zasilania elektrycznego.

W 2022 r. uzyskano prawomocne pozwolenie na budowę i przystąpiono do realizacji zadania. Harmonogram prac oraz wartość wydatków uwzględniono na podstawie umowy podpisanej z wykonawcą.



Projekty rozwojowe

ETAP 2 - Budowa układu kogeneracyjnego opartego na trzech silnikach gazowych o łącznej mocy 10 MWe

Zabudowany w źródle układ wysokosprawnej kogeneracji (kocioł parowy z turbiną parową) jest układem o stosunkowo niskim współczynniku skojarzenia, rzędu 0,2. Na rynku dostępne są urządzenia o kilkukrotnie wyższym współczynniku skojarzenia, jak agregaty kogeneracyjne, które spalają bardziej ekologiczne paliwa gazowe. Zabudowa takich urządzeń pozwoli, przy takich samych potrzebach cieplnych, wyprodukować kilkukrotnie większą ilość energii elektrycznej.

Konieczność poprawy efektywności energetycznej, zwiększenia produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, ograniczenia emisji zanieczyszczeń pyłowo-gazowych do atmosfery, z jednoczesną poprawą bezpieczeństwa dostaw energii dla odbiorców, wskazuje na potrzebę budowy takiego układu.

Wielkość układu kogeneracyjnego opartego na trzech silnikach gazowych o łącznej mocy 10 MWe została zoptymalizowana pod kątem zaspokojenia całorocznych potrzeb cieplnych i ich jak najbardziej efektywnego wykorzystania do produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji z energią cieplną.

Zakres II etapu obejmuje realizację niżej wymienionych zadań inwestycyjnych:

1. Budowę nowego budynku – obiektu wielofunkcyjnego składającego się z 3 części: budynku silników gazowych, budynku urządzeń elektrycznych oraz budynku pomocniczego.
2. Budowę nowego emitera służącego do odprowadzenia spalin z nowego układu kogeneracyjnego.
3. Budowę nowego przyłącza do sieci elektroenergetycznej przeznaczonego do wyprowadzenia mocy z nowego układu kogeneracyjnego.
4. Zabudowę trzech agregatów kogeneracyjnych.
5. Zabudowę układu elektroenergetycznego dla nowego układu kogeneracyjnego



Projekty rozwojowe

ETAP 3 - Dostosowanie kotłów parowych do spalania paliwa gazowego

Propozycje zawarte w pakiecie klimatycznym UE „FIT for 55” oraz coraz wyższe koszty wynikające z EU ETS wskazują na celowość dostosowania istniejących kotłów parowych (K-12 i K-13) do spalania paliwa gazowego. Modernizację kotła K-13 zaplanowano na 2024 r. natomiast kotła K-12 na 2025 r.

Zmiana stosowanego paliwa nie powinna wpłynąć zarówno na charakterystykę ich pracy, jak i sprawność wytwarzania energii – zmianie ulega rodzaj stosowanego paliwa.

W wyniku realizacji tych inwestycji źródło wytwarzania energii będzie spełniało normy emisyjne obowiązujące od 01.01.2030 r.





Analiza ekonomiczno – finansowa

Analiza ekonomiczno – finansowa

Analiza finansowa została opracowana na podstawie sprawozdań finansowych spółki za lata 2017-2021.

Sprzedaż spółki w latach 2017-2021 oscylowała wokół 30 mln zł w wahaniami sprzedaży sięgającymi 10% rocznie. Najwyższą wartość spółka zanotowała w 2017 r. na poziomie 33,5 mln zł oraz najniższą w 2020 r. na poziomie 27,4 mln zł.

Na koniec 2021 r. sprzedaż wyniosła ok. 30 mln zł.

Spółka w latach 2017-2021 notuje rokrocznie ujemny wynik na sprzedaży a wartość straty ulega stałemu powiększeniu do 18,1 mln zł na koniec 2021 r.

Podobnie wynik operacyjny spółki w latach 2017-2021 ulega systematycznemu pogorszeniu.

Wysokość straty na poziomie operacyjnym wynosiła na koniec 2021 r. 11,9 mln zł.

Analogicznie pogorszenie wyniku ma miejsce na poziomie EBITDA. Wynik na poziomie EBITDA na koniec 2021 r. wynosi minus 11,9 mln zł. Strata netto na koniec 2021 r. wynosi ok. 15,5 mln zł.

Kapitał własny spółki w latach 2016-2021 w wyniku notowanych strat spadł o 25,1 mln zł z 33,4 mln zł do 8,3 mln zł to jest o 75%.

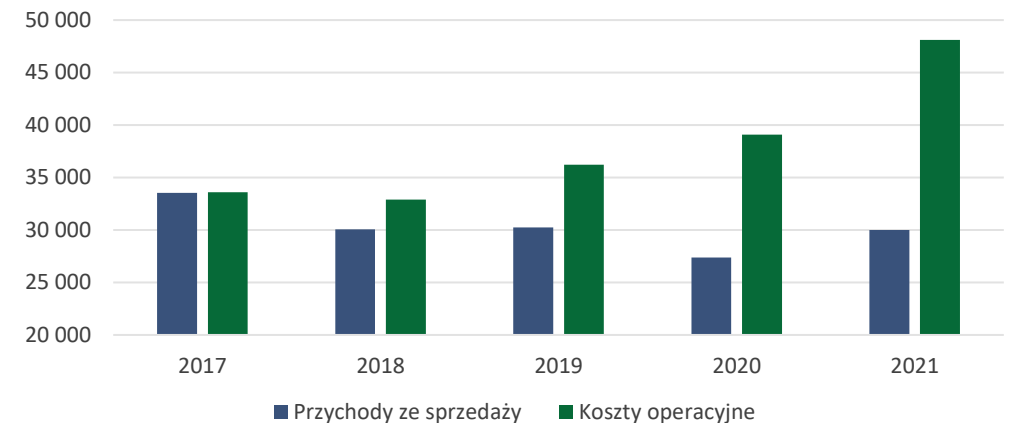
Suma bilansowa wzrosła w analizowanym okresie z 63,2 mln zł w 2016 r. do 86,7 mln zł na koniec 2021 r.

Tab. 3. Podstawowe dane finansowe w latach 2017-2021, [tys.]

Wyszczególnienie	2017	2018	2019	2020	2021
DANE OGÓLNE					
Przychody netto ze sprzedaży	33 526,2	30 069,0	30 238,2	27 373,5	29 989,1
Wynik na sprzedaży [tys. zł]	-56,0	-2 811,5	-5 964,1	-11 720,4	-18 109,2
Wynik operacyjny [tys. zł]	1 285,2	-689,1	-3 102,3	-8 614,1	-15 948,5
EBITDA [tys. zł]	6 258,3	4 023,4	214,9	-5 172,3	-11 918,9
Wynik netto [tys. zł]	642,3	-749,4	-3 497,2	-7 313,1	-14 475,2
Kapitał własny [tys. zł]	33 371,4	32 622,0	29 124,8	21 811,7	8 252,3
Suma bilansowa [tys. zł]	63 232,5	67 157,4	76 375,9	81 377,0	86 698,5

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Rys. 6. Przychody oraz koszty operacyjne w latach 2017-2021 r., [tys. zł].



źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Analiza ekonomiczno – finansowa

Koszty operacyjne spółki wzrosły w latach 2017-2021 z 33,6 mln zł do 48,1 mln zł. Znaczący wzrost kosztów operacyjnych jest efektem wzrostu kosztów zużycia materiałów i energii oraz kosztów umorzeń świadczeń ETS.

Koszty zużycia materiałów i energii stanowią największą pozycję kosztową. Ich wartość wzrosła z 10,8 mln zł w 2017 r. do poziomu 15,4 mln zł. Udział kosztów zużycia materiałów i energii w kosztach operacyjnych jest relatywnie stabilny i mieści się w przedziale 32%-37%. Na koniec 2021 r. koszty zużycia materiałów i energii stanowiły niecałe 32% łącznych kosztów operacyjnych.

Na przestrzeni analizowanego okresu największą dynamikę wzrostu cechują się koszty umorzeń świadczeń ETS, których wartość wzrosła ponad trzykrotnie. Wartość kosztów umorzenia świadczeń ETS na koniec 2017 r. wynosiła ok. 2,6 mln zł przy 10,9 mln zł w 2021 r. Udział kosztów umorzenia świadczeń ETS w łącznych kosztach operacyjnych wzrósł z 7,7% do 22,7%.

Kolejną największą pozycją kosztów operacyjnych są koszty wynagrodzeń wraz z pochodnymi. Ich wartość na koniec 2021 r. wyniosła 10,8 mln zł przy 10,7 mln zł na koniec 2017 r. Koszty wynagrodzeń wraz z pochodnymi stanowiły w 2021 r. 22,5% łącznych kosztów operacyjnych przy 31,8% w 2017 r. Nominalnie koszty wynagrodzeń w latach 2017-2021 nie uległy istotnym zmianom.

Kolejną pozycją kosztową pod względem wielkości jest amortyzacja. Spółka w latach 2017-2021 generowała roczne koszty amortyzacji na poziomie od 3,3 do 5 mln zł rocznie, notując na koniec 2021 r. 4 mln amortyzacji. Amortyzacja w 2021 r. stanowi 8,4% łącznych kosztów operacyjnych.

Ponadto spółka zanotowała na koniec 2021 r. 3,6 mln zł kosztów usług obcych. Koszty usług obcych na przestrzeni lat 2017-2021 podlegają systematycznemu zwiększeniu z poziomu 1,9 mln zł na koniec 2017 r. Zdecydowanie niższą dynamikę wzrostu mają koszty podatków i opłat których wartość na przestrzeni okresu 2017-2021 wzrosła z 2,2 mln zł do 2,7 mln zł. Ponadto spółka poniosła na koniec 2021 r. 0,3 mln zł pozostałych kosztów rodzajowych oraz 0,4 mln zł wartości kosztów sprzedanych towarów i materiałów.

Wartość tych pozycji kosztowych była również marginalna w poprzednich latach przedmiotowej analizy.

Tab. 4. Koszty operacyjne spółki w latach 2017-2021 r., [tys. zł].

Koszty operacyjne wg rodzaju	2017	2018	2019	2020	2021
Amortyzacja	4 973,1	4 712,5	3 317,2	3 441,8	4 029,6
Umorzenia świadczeń ETS	2 582,2	133,6	5 137,0	6 387,8	10 897,1
Zużycie materiałów i energii	10 814,8	12 161,0	12 782,6	13 512,6	15 373,1
Usługi obce	1 856,8	2 288,0	2 525,3	2 911,7	3 583,0
Podatki i opłaty	2 151,9	2 168,5	2 175,0	2 495,8	2 717,9
Wynagrodzenia wraz z pochodnymi	10 668,1	10 914,2	9 916,1	10 095,1	10 824,4
Pozostałe koszty rodzajowe	222,1	283,3	251,4	236,6	259,9
Wartość sprzedanych towarów i	313,1	219,4	97,7	12,6	413,2
Ogółem	33 582,2	32 880,5	36 202,3	39 093,9	48 098,3

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Analiza ekonomiczno – finansowa

W latach 2017-2021 suma bilansowa spółki wzrosła z 63,2 mln zł do 86,7 mln zł. Aktywa trwałe spółki na koniec 2021 r. wynosiły 76,7 mln zł przy 54,7 mln zł na koniec 2017 r. Aktywa trwałe na koniec 2021 r. stanowiły 88,5% sumy bilansowej. W latach 2017-2020 stanowiły od 84,2% do 88,2% sumy bilansowej.

Wartość aktywów trwałych systematycznie rośnie od 2017 r. Główne pozycje aktywów trwałych to: rzeczowe aktywa trwałe których wartość na koniec 2021 r. wyniosła 71,9 mln zł oraz długoterminowe rozliczenia międzyokresowe wynoszące ok. 4,8 mln zł.

Tab. 5. Aktywa i suma bilansowa spółki w latach 2017-2021 r., [tys. zł].

BILANS AKTYWA	2017 Historia	2018 Historia	2019 Historia	2020 Historia	2021 Historia
A. Aktywa trwałe	54 749,0	56 541,2	65 042,6	71 733,0	76 723,5
I. Wartości niematerialne i prawne	57,0	28,5	30,5	45,0	46,5
I. Rzeczowe aktywa trwałe	52 962,1	54 360,6	62 640,6	67 989,6	71 855,6
III. Należności długoterminowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IV. Inwestycje długoterminowe	1 355,6	1 316,0	1 318,2	1 290,0	53,3
V. Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	374,4	836,0	1 053,2	2 408,5	4 768,1
B. Aktywa obrotowe	8 483,6	10 616,2	11 333,4	9 644,0	9 975,0
I. Zapasy	2 455,6	3 624,2	4 429,1	3 850,1	2 451,8
II. Należności krótkoterminowe	4 364,2	5 324,7	5 675,5	4 686,6	6 775,4
1. Należności z tyt. dostaw	4 208,6	4 767,3	3 665,4	4 456,9	6 489,8
2. Należności publiczno-prawne	118,7	542,1	1 970,9	43,2	41,0
3. Pozostałe należności	36,8	15,3	39,1	186,5	244,6
III. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	1 315,8	1 327,5	892,8	885,0	705,5
IV. Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	348,0	339,8	336,0	222,4	42,3
AKTYWA RAZEM	63 232,5	67 157,4	76 375,9	81 377,0	86 698,5

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Wartość aktywów obrotowych pod wzroście w latach 2018-2019 z 8,5 mln zł w 2017 r. do 11,3 mln zł w 2019 r. uległa zmniejszeniu w latach 2020-2021 do poziomu 10 mln zł. Udział obrotowych w sumie bilansowej zmniejszył się w tym okresie do poziomu ok. 11,5%. Główne pozycje aktywów obrotowych to należności krótkoterminowe od odbiorców oraz zapasy.

Wartość należności od odbiorców wzrosła z 4,2 mln zł na koniec 2017 r. do 6,5 mln zł na koniec 2021 r. Wartość zapasów na koniec 2021 r. wynosiła 2,5 mln zł. W latach wcześniejszych wartość zapasów mieściła się w przedziale od 2,5 mln zł w 2017 r. do 4,4 mln zł w 2019 r. Spółka ponadto wykazuje na koniec 2021 r. 0,7 mln zł środków pieniężnych i ich ekwiwalentów a także ok. 0,3 mln zł pozostałych należności. W poprzednich latach spółka utrzymywała wyższe wartości środków pieniężnych. Od 2019 r. nastąpił spadek gotówki w bilansie do poziomu ok. 0,9 mln zł. Niewielką pozycją w 2021 r. - poniżej 0,1 mln zł są również czynne rozliczenia międzyokresowe.



Analiza ekonomiczno – finansowa

W latach 2017-2021 w wyniku ponoszonych strat wartość kapitałów własnych spółki spadła z 33,4 mln zł do 8,3 mln zł.

Udział kapitałów własnych w finansowaniu aktywów spadł z 52,8% w 2017 r. do 9,5% na koniec 2021 r. Spółka w latach 2017-2021 poniosła łącznie 25,4 mln zł strat.

Głównym źródłem finansowania aktywów były zobowiązania, których wartość wzrosła w latach 2017-2021 r. z poziomu 29,9 mln zł do 78,4 mln zł to jest o 48,6 mln zł. Największą pozycją zobowiązań na koniec 2021 r. były pozostałe rezerwy, których wartość wynosiła 24,8 mln zł pozycja ta stanowiła 28,6% sumy bilansowej. Krótkoterminowe zobowiązania kredytowe wynoszące 17,3 mln zł stanowiły kolejną największą pozycję (20% sumy bilansowej). Pozycja na przestrzeni lat 2017-2021 uległa podwojeniu. Pozostałe największe pozycje zobowiązań w 2021 r. to: bierne rozliczenia międzyokresowe (dotacje) w wysokości 14 mln zł a także 7,8 mln zł pozostałych zobowiązań krótkoterminowych. Spółka posiada także ok. 7,8 mln zł długoterminowych zobowiązań kredytowych oraz 2,9 mln zł zobowiązań handlowych. Wartość zobowiązań publiczno-prawnych sięga na koniec 2021 r. 2,4 mln zł.

Tab. 6. Pasywa i suma bilansowa spółki w latach 2017-2021 r., [tys. zł].

BILANS PASYWA	2017	2018	2019	2020	2021
	Historia	Historia	Historia	Historia	Historia
A. Kapitał (fundusz) własny	33 371,4	32 622,0	29 124,8	21 811,7	8 252,3
I. Kapitał podstawowy	29 259,0	29 259,0	29 259,0	29 259,0	29 259,0
II. Kapitał zapasowy	1 976,3	2 685,8	2 050,9	0,0	999,1
III. Kapitał z aktualizacji, w tym: z tyt. aktualizacji wartości godziwej	1 493,8	1 426,7	1 312,1	1 312,1	1 228,7
IV. Pozostałe kapitały zapasowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
V. Zyski zatrzymane / Niepokryte straty za lata poprzednie	0,0	0,0	0,0	-1 446,2	-8 759,4
VI. Zysk / strata netto bieżącego roku	642,3	-749,4	-3 497,2	-7 313,1	-14 475,2
B. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	29 861,1	34 535,4	47 251,1	59 565,3	78 446,2
I. Rezerwy na zobowiązania	2 265,7	4 823,1	6 304,5	14 077,1	27 322,2
1. Rezerwa z tyt. odroczonego podatku doch.	565,8	625,2	750,6	883,4	945,6
2. Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne	1 684,9	1 354,2	1 435,9	1 557,1	1 582,3
3. Pozostałe rezerwy	15,0	2 843,7	4 117,9	11 636,7	24 794,3
II. Zobowiązania długoterminowe	3 780,9	1 919,5	5 095,7	7 091,0	7 798,4
1. Kredyty i pożyczki	3 780,6	1 919,3	5 095,7	7 091,0	7 798,4
2. Pozostałe zobowiązania długoterminowe	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0
III. Zobowiązania krótkoterminowe	14 575,5	19 081,2	26 044,6	25 915,7	29 282,3
1. Kredyty i pożyczki	8 529,7	10 498,7	13 742,0	15 504,6	17 330,2
2. Zobowiązania krótkoterminowe wobec dostawców	2 594,4	2 249,9	2 291,7	1 153,8	2 925,6
3. Zobowiązania publiczno-prawne	2 035,2	1 739,4	1 537,1	1 129,0	2 375,4
4. Zobowiązania z tyt. wynagrodzeń	483,6	475,8	384,2	389,3	409,1
5. Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	918,9	4 099,8	8 066,3	7 704,1	6 216,1
6. Fundusze specjalne	13,7	17,5	23,3	34,9	26,0
IV. Rozliczenia międzyokresowe	9 239,1	8 711,6	9 806,2	12 481,4	14 043,3
PASYWA RAZEM	63 232,5	67 157,4	76 375,9	81 377,0	86 698,5

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Analiza ekonomiczno – finansowa

W latach 2017-2021 spółka notowała ujemne i pogłębiające się wartości wskaźników rentowności.

Wskaźnik rentowności sprzedaży wynosił w latach 2017-2021 od (minus) 0,2% w 2017 r. do (minus) 60,4% w 2021 r.

Rentowność operacyjna wyniosła w 2021 r. (minus) 53,2% i była najwyższa ujemną wartością w całym okresie analizy. W latach 2017-2020 mieściła się w przedziale od 3,8% w 2017 r. do (minus) 31,5% w 2020 r.

Analogicznie w przypadku rentowności netto - najwyższa ujemna wartość została zanotowana przez spółkę w 2021 r. na poziomie 48,3% przy dodatniej rentowności w 2017 r. na poziomie 3,8%.

Zwrot z kapitału własnego (ROE) osiągnął w 2021 r. ujemny poziom (minus) 175,4% przy wartości (minus) 33,5% w 2020 r. Spółka zanotowała dodatnią rentowność wyłącznie w 2017 r. na poziomie 1,9%

Ujemna rentowność aktywów rosła w podobny sposób, osiągając najwyższą wartość w 2021 r. na poziomie (minus) 16,7%. Podobnie jak w przypadku pozostałych wskaźników rentowności – spółka zanotowała dodatnią rentowność na aktywach wyłącznie w 2017 r. na poziomie 1%.

Tab. 7. Wskaźniki rentowności spółki w latach 2017-2021 r., [%].

Wyszczególnienie	2017	2018	2019	2020	2021
RENTOWNOŚĆ					
Rentowność sprzedaży (ROS) (wynik ze sprzedaży/przychody netto ze	-0,2%	-9,4%	-19,7%	-42,8%	-60,4%
Rentowność operacyjna (EBIT) (wynik operacyjny/przychody netto ze	3,8%	-2,3%	-10,3%	-31,5%	-53,2%
Rentowność netto (wynik finansowy netto/przychody ogółem)	1,9%	-2,5%	-11,6%	-26,7%	-48,3%
Rentowność majątku (ROA) (wynik finansowy netto/aktywa ogółem)	1,0%	-1,1%	-4,6%	-9,0%	-16,7%
Rentowność kapitałów własnych (ROE) (wynik finansowy netto/kapitał własny)	1,9%	-2,3%	-12,0%	-33,5%	-175,4%

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Analiza ekonomiczno – finansowa

Podstawowe wskaźniki płynności uległy systematycznemu obniżeniu w latach 2017-2021..

Wskaźnik płynności bieżącej uwzględniający wartość zapasów mieścił się w przedziale od 0,58 do 0,34 osiągając najniższą wartość na koniec 2021 r.

Wskaźnik płynności szybkiej a więc wskaźnik skorygowany o poziom zapasów mieścił się w przedziale 0,39 -0,26 osiągając najniższą wartość na koniec 2020 r. Wartość na koniec 2021 r. jest nieznacznie wyższa i wynosi 0,26.

Wskaźnik płynności natychmiastowej zakładający pokrycie zobowiązań krótkoterminowych środkami pieniężnymi spadł z poziomu 0,09 do poziomu 0,02 w 2021 r.

Cykl rotacji zapasów mieścił się w przedziale 26-45 dni. Osiągając najniższą wartość na koniec 2021 r.

Cykl rotacji należności handlowych na koniec 2021 r. wynosi 67 dni i jest najdłuższy w całym analizowanym okresie. Najniższą wartość zanotował w 2017 r. na poziomie 47 dni.

Cykl rotacji zobowiązań handlowych wynosi na koniec 2021 r. 17 dni przy wartościach wynoszących od 18 do 33 dni w latach 2017-2020.

Zauważalny jest zatem trend do wydłużenia cyklu obrotu gotówką

Tab. 8. Wskaźniki płynności spółki w latach 2017-2021 r., [%].

Wyszczególnienie	2017	2018	2019	2020	2021
PŁYNNOŚĆ					
Wskaźnik płynności bieżącej (aktywa obrotowe/zobowiązania)	0,58	0,56	0,44	0,37	0,34
Wskaźnik płynności szybkiej (aktywa obrotowe -zapasy - krótkoterminowe rozliczenia)	0,39	0,35	0,25	0,21	0,26
Wskaźnik płynności natychmiastowej (środki pieniężne/ zobowiązania)	0,09	0,07	0,03	0,03	0,02

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Tab. 9. Wskaźniki rotacji w latach 2017-2021 r., [%].

Wyszczególnienie	2017	2018	2019	2020	2021
ROTACJA					
Cykl obrotu zapasami [dni] (średni stan zapasów * 365 dni) / (Koszty)	34	39	45	42	26
Cykl obrotu należnościami [dni] (średni stan należności z tyt. dostaw i usług * 365 dni) / (przychody netto ze sprzedaży)	47	54	51	54	67
Cykl obrotu zobowiązaniami [dni] (średni stan zobowiązań z tyt. dostaw i usług * 365 dni) / (Koszty Operacyjne - Amortyzacja)	33	31	25	18	17
Cykl obrotu gotówką [dni]	48	62	70	79	76

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Analiza ekonomiczno – finansowa

Na przestrzeni lat 2017-2021 wskaźniki zadłużenia uległy znaczącemu pogorszeniu.

Wskaźnik ogólnego zadłużenia wzrósł w latach 2017-2021 z poziomu 47,2% do 90,5%.

Wskaźnik zadłużenia kapitału własnego wzrósł z 89,5% do 950,6% na koniec 2021 r.

Wskaźnik zadłużenia krótkoterminowego wzrósł w analogicznym okresie z 23,1% do 33,8%.

Wartość długu netto była sięgała na koniec 2021 r. 24,4 mln zł.

Tab. 10. Wskaźniki zadłużenia spółki w latach 2017-2021 r., [%].

Wyszczególnienie	2017	2018	2019	2020	2021
ZADŁUŻENIE					
Wskaźnik ogólnego zadłużenia (zobowiązania ogółem/aktywa ogółem)	47,2%	51,4%	61,9%	73,2%	90,5%
Wskaźnik zadłużenia kapitału własnego (zobowiązania ogółem/kapitał własny)	89,5%	105,9%	162,2%	273,1%	950,6%
Wskaźnik zadłużenia krótkoterminowego (zobowiązania krótkoterminowe/aktywa ogółem)	23,1%	28,4%	34,1%	31,8%	33,8%
Wskaźnik zadłużenia długoterminowego (zobowiązania długoterminowe/aktywa ogółem)	6,0%	2,9%	6,7%	8,7%	9,0%
Wskaźnik wypłacalności (Solvency) (kapitał własny / aktywa ogółem)	52,8%	48,6%	38,1%	26,8%	9,5%
Zobowiązania finansowe	12 310,3	12 418,1	18 837,7	22 595,6	25 128,6
Dług netto	10 994,5	11 090,6	17 944,9	21 710,7	24 423,1
Wskaźnik zadłużenia zysku operacyjnego	855,5%	-1609,4%	-578,4%	-252,0%	-153,1%

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki



Program naprawczy

Analiza sprawozdań finansowych spółki wskazuje na złą sytuację ekonomiczną przedsiębiorstwa. Zdecydowana większość wskaźników analizy finansowej jest na skrajnie wysokich, negatywnych wartościach. Dotyczy to zarówno rentowności, płynności finansowej jak i poziomu zadłużenia.

Stan zagrożenia dalszego istnienia Spółki spowodowany został w dużej mierze wzrostem cen uprawnień do emisji EUA bez możliwości ich dotychczasowego przeniesienia do taryf dla ciepła z uwagi na konstrukcję prawa energetycznego.

Spółka opracowała Program Naprawczy zgodnie z Uchwałą nr 4/EC/2022 z dnia 17 marca 2022 r. w wyniku okoliczności ujętych w art. 233 § 1 Kodeksu Spółek Handlowych. Program zawiera zakres kompetencji, jakie posiada Spółka, w zakresie działań jakie Spółka planuje podjąć w najbliższych latach celem wyjścia z obecnej sytuacji i stworzenia podstaw do jej dalszego rozwoju.

Program naprawczy zakłada dokapitalizowanie spółki kwotą 40 mln zł celem pokrycia dotychczasowych strat, jak również planowanych strat w latach 2022-2023.

Zgodnie z otrzymanym Oświadczeniem od wspólników spółki Zgromadzenie Wspólników nie podjęło uchwały o zaakceptowaniu Programu Naprawczego.

Wspólnicy zapoznali się z Programem, zostały wniesione uwagi i zapisane w protokole. Zarząd spółki został zobowiązany do jego uzupełnienia.

Na dzień opracowania wyceny sporządzający nie otrzymał informacji na temat uzupełnień do nie zaakceptowanego programu naprawczego.





Metodyka wyceny

Metodyka wyceny

Do wyceny udziałów Spółki Doradca przyjął zgodnie z umową dwie metody wyceny: metodę dochodową (zdyskontowanych przepływów pieniężnych - DCF) oraz metodą rynkową (porównawczą) opartą na mnożnikach rynkowych.

Podejście dochodowe obejmuje grupę metod, które wyznaczają wartość przedsiębiorstwa bazując na przyszłych strumieniach ekonomicznych zdyskontowanych na dzień wyceny oczekiwaną stopą zwrotu (kosztem zaangażowanego kapitału). Uzyskany wynik należy skorygować o aktywa i pasywa nieuwzględnione w prognozowanej działalności operacyjnej. Do dochodowych metod wyceny zalicza się m.in.:

- metodę zdyskontowanych przepływów pieniężnych (DCF),
- metodę zdyskontowanych zysków,
- metodę zdyskontowanych dywidend.

W podejściu rynkowym wyróżnia się dwie podstawowe metody: mnożników rynkowych i mnożników transakcyjnych (transakcji porównywalnych).

Pierwsza z nich bazuje na mnożnikach charakteryzujących wyselekcjonowane spółki notowane na rynkach publicznych. Wycena polega na porównaniu określonych miar charakteryzujących wycenianą spółkę z odpowiednimi miarami przedsiębiorstw z tej samej branży notowanych na giełdach papierów wartościowych i ich wyceną rynkową. W metodzie mnożników transakcyjnych wykorzystuje się natomiast informacje o przeprowadzonych w ostatnim czasie transakcjach fuzji i przejęć podmiotów porównywalnych do wycenianego przedsiębiorstwa.

Najważniejsze źródła metodyki

wyceny:

- *Powszechne Krajowe Zasady Wyceny (PKZW) Krajowy Standard Wyceny Specjalistyczny (KSWS) Ogólne Zasady Wyceny Przedsiębiorstw – Polska Federacja Stowarzyszeń Rzeczoznawców Majątkowych – kwiecień 2014,*
- *Panfil M., Szablewski A. (red. nauk.), (2011), Wycena przedsiębiorstwa. Od teorii do praktyki, Warszawa: Wyd. Poltext*
- *D. Zarzecki, (1999 r.), Metody wyceny przedsiębiorstw, Warszawa: Fundacja Rozwoju Rachunkowości;*
- *Szablewski A., Tuzimek R., (Red. nauk.), (2005), Wycena i zarządzanie wartością firmy, Warszawa: Wyd. Poltext;*
- *W. Patena, (2011 r.), W poszukiwaniu wartości przedsiębiorstwa. Metody wyceny w praktyce, Warszawa: Wolters Kluwer Polska.*

Metodyka wyceny

Metoda zdyskontowanych przepływów pieniężnych DCF stosowana jest do wyceny przedsiębiorstw generujących dochód i dodatnie przepływy pieniężne, o dobrej sytuacji finansowej oraz ugruntowanej pozycji rynkowej. Metoda ta koncentruje się na przyszłych przepływach, a zatem pozwala na uwzględnienie przyszłych korzyści, które zostaną wygenerowane przez podmiot. Wycena kapitałów własnych metodą DCF może zostać sporządzona na podstawie przepływów środków pieniężnych dla właścicieli („FCFE”) lub przepływów wolnych środków pieniężnych dostępnych dla wszystkich dawców kapitału („FCFF”). W praktyce najszerszej stosowanym podejściem jest wyznaczenie wartości przedsiębiorstwa na podstawie przyszłych przepływów przynależnych wszystkim stronom finansującym, zgodnie z poniższymi wzorami:

$$EV = \sum_{t=1}^n \frac{FCFF_t}{(1+WACC)^t} + \frac{RV}{(1+WACC)^n} - Dn$$

$$FCFF = EBIT(1-T) + A - \Delta KO - NI$$

$$WACC = k \times \frac{E}{E+D} + kd \times (1-T) \times \frac{D}{E+D}$$

$$k_e = R_f + \beta \times ERP + SP + SRP$$

$$RV = \frac{FCFF_n(1+g)}{(WACC-g)}$$

Legenda	
EV	wartość przedsiębiorstwa
FCFF	strumień wolnych środków pieniężnych dla stron finansujących przedsiębiorstwo w kolejnym roku projekcji,
t	kolejny rok projekcji
n	długość okresu projekcji
WACC	średnioważony koszt kapitału stanowiący stopę dyskonta, odzwierciedlający ryzyko strumieni pieniężnych
RV	wartość rezydualna, z uwagi na ograniczoną żywotność kopalni zastosowano wzór skorygowany
Dn	dług netto
EBIT	wynik operacyjny
T	stopa podatku dochodowego
A	amortyzacja
ΔKO	zmiana kapitału obrotowego
NI	nakłady inwestycyjne
k	koszt kapitału własnego
E	wartość kapitału własnego
D	wartość kapitału obcego oprocentowanego
Kd	koszt długu
Rf	stopa wolna od ryzyka (oparta na oprocentowaniu obligacji skarbowych)
B	indeks ryzyka systematycznego
ERP	stała premia rynkowa za ryzyko związane z inwestowaniem w aktywa obarczone ryzykiem
SP i SRP	premia za wielkość i premia za ryzyko specyficzne
g	Stopa wzrostu w okresie rezydualnym

Metodyka wyceny

W literaturze przedmiotu przedstawia się trzy, najczęściej wykorzystywane w praktyce biznesowej metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych w zależności od właścicieli przepływów pieniężnych:

- model przepływów pieniężnych przedsiębiorstwa – FCFF
- model przepływów pieniężnych należnych dla akcjonariuszy – FCFE
- model kapitałowych przepływów pieniężnych – CCF;

W pierwszej metodzie **FCFF** (*ang. Free Cash Flow to Firm*) określa się wartość przedsiębiorstwa poprzez zdyskontowanie przyszłych przepływów finansowych należnych wszystkim stronom finansującym dane przedsiębiorstwo. Mowa tutaj o przepływach po odjęciu wydatków operacyjnych, nakładów inwestycyjnych oraz podatku dochodowego. Jest to najczęściej wykorzystywany model kalkulacji nadwyżek finansowych, gdyż umożliwia dokonanie analizy opłacalności z perspektywy wszystkich stron finansujących Spółkę. W obliczeniach pomija się koszt obsługi długu, w tym odsetek. Dlatego też jako stopę dyskonta wykorzystuje się średnioważony koszt kapitału (WACC). Obliczoną w ten sposób dochodową wartość przedsiębiorstwa określa się mianem Enterprise Value (EV). Sposób obliczeń przedstawia wzór²:

$$FCFF = \underbrace{EBIT * (1 - T)}_{NOPAT} + A - NI + \Delta KO$$

gdzie:

EBIT – zysk operacyjny,

NOPAT – zysk operacyjny po uwzgl. podatku

T – stopa podatkowa,

A – amortyzacja,

NI – nakłady inwestycyjne

ΔKO – zmiana kapitału obrotowego

Uzyskany w ten sposób wynik jest wartością rynkową całego przedsiębiorstwa bez rozróżnienia na dawców kapitału. W celu wyznaczenia wartości rynkowej kapitałów własnych – Equity Value (Eq) – należy następnie uwzględnić korektę o wartość długu netto na dzień wyceny (dług odsetkowy pomniejszony o środki pieniężne), aktywów nieoperacyjnych oraz kapitałów mniejszości (jeśli występują)³.

² Mielcarz P., Paszczyk P., (2021), *Analiza projektów inwestycyjnych w procesie tworzenia wartości przedsiębiorstwa*, Warszawa: PWN, s. 64

³ Panfil M., Szablewski A. (red. nauk.), (2011), *Wycena przedsiębiorstwa. Od teorii do praktyki*, Warszawa: Wyd. Poltext; s. 300 - 304

Metodyka wyceny

Koszt kapitału

Zgodnie z definicją, koszt kapitału jest to stopa zwrotu wymagana przez dawców kapitału. Innymi słowy, koszt kapitału określa ile daną firmę kosztuje pozyskany przez nią kapitał⁴. Koszt kapitału stanowi niepodważalnie główny element oceny opłacalności ekonomicznej wielu przedsięwzięć inwestycyjnych, w tym także w kontekście działalności Spółki. Najbardziej powszechną kategorią kosztu kapitału, uwzględniającego różne jego źródła, jest średnioważony koszt kapitału (WACC), który bierze pod uwagę wartości poszczególnych kosztów kapitału, które następnie są ważone udziałami w strukturze finansowania. Nie należy zapominać o uwzględnieniu pozytywnego efektu tarczy podatkowej, która pomniejsza WACC. Zatem matematyczny wzór przedstawia się następująco:

$$WACC = k \times \frac{E}{E + D} + kd \times (1 - T) \times \frac{D}{E + D}$$

gdzie:

E – Kapitał własny;

k – koszt kapitału własnego;

D – Dług /zobowiązania finansowe/

kd – koszt długu;

T – stopa podatkowa

W literaturze spotyka się wiele sposobów liczenia kosztu kapitału własnego, jednak w praktyce korporacyjnej zdecydowanie najczęściej stosowanym sposobem wyznaczenia kosztu kapitału własnego są obliczenia z wykorzystaniem modelu CAPM (Capital Asset Pricing Model). Klasyczny model często jest modyfikowany o uwzględnienie dodatkowo premii za wielkość oraz za ryzyko specyficzne⁵:

$$k_e = R_f + \beta \times ERP + SP + SRP$$

gdzie:

R_f – stopa wolna od ryzyka,

β – współczynnik określający,

ERP – Equity Risk Premium – premia za ryzyko systematyczne,

SP – dodatkowa premia za ryzyko wielkości,

SRP – dodatkowa premia za ryzyko specyficzne

⁴ Tuzcko J., (2005), *Zrozumieć finanse firmy*, Warszawa: Wyd. Difin, s. 184;

⁵ Panfil M., Szablewski A. (red. nauk.), (2011), *Wycena przedsiębiorstwa. Od teorii do praktyki*, Warszawa: Wyd. Poltext; s. 91-93

Metodyka wyceny

Koszt kapitału obcego

Koszt tego kapitału związany jest z wynagrodzeniem dawców kapitału (w postaci kredytów, pożyczek, obligacji, leasingu czy faktoringu) za podejmowane ryzyko, a jego wielkość uzależniona jest m.in. od poziomu stóp procentowych, oceny historii kredytowej spółki. Koszt kapitału obcego jest pomniejszany pozytywnych efektem tarczy podatkowej. W sytuacji dodatnich wyników finansowych koszt odsetek stanowi koszt uzyskania przychodu pomniejszający podstawę opodatkowania. W tym miejscu należy zwrócić uwagę, że koszt kapitału własnego powinien być większy aniżeli obcego. Wynika to z faktu, że kapitałodawcy zewnętrzni ponoszą mniejsze ryzyko aniżeli właściciele Spółki, co przejawia się m.in.: właściciele są wynagradzani (dywidenda) jeśli spółka wypracuje zysk, inwestorzy zewnętrzni są finansowani niezależnie od osiąganego zysku. Są oni także wyżej w kolejności spłat w przypadku upadłości niż udziałowcy/akcjonariusze Spółki⁶.

⁶ Szablewski A., Tuzimek R., (Red. nauk.), (2005), *Wycena i zarządzanie wartością firmy*, Warszawa: Wyd. Poltext;



Metodyka wyceny

Stopa wolna od ryzyka

Stopa wolna od ryzyka to składnik kosztu kapitału własnego oznaczający wynagrodzenie za odłożenie konsumpcji o jeden okres, przy założeniu gwarancji jego otrzymania. Najczęściej mianem instrumentów wolnych od ryzyka określa się obligacje skarbowe, dlatego też ich rentowność jest wykorzystywana w modelu finansowym.

Wskaźnik beta (β)

współczynnik ryzyka systematycznego, tzn. współczynnik określający udział ryzyka danego papieru wartościowego w ryzyku rynkowym. Określa wrażliwość zmian cen instrumentu finansowego na zmiany rynku. Jeżeli β wynosi 1,20, oznacza to, że instrument jest o 20% bardziej zmienny aniżeli zmienność cen rynku wykorzystywanego do porównania.

Premia za ryzyko systematyczne (ang. Equity Risk Premium)

reprezentuje cenę ryzyka na rynkach kapitałowych i stanowi nadwyżkę ryzyka ponad stopę wolną od ryzyka, której inwestorzy oczekują przy podejmowaniu narastającego ryzyka związanego z rynkiem akcji.

Premia za ryzyko wielkości

stanowi dodatkową stopę zwrotu oczekiwaną przez inwestorów z inwestycji w tego typu Spółki, gdyż w toku prowadzonych badań naukowych, została udokumentowana anomalia rynkowa, zwana efektem wielkości firmy. Zakłada ona, że na rynkach finansowych występuje ujemna zależność pomiędzy kapitalizacją spółki, a osiąganą rynkową stopą zwrotu. Ponadto występuje przekonanie, że małe i średnie jednostki gospodarcze cechują się wyższym ryzykiem ich działalności operacyjnej⁷.

Premia za ryzyko specyficzne

odzwierciedla ryzyko wewnętrzne Spółki oraz uwarunkowania branżowe, stanowi ujęcie dodatkowego, nie uwzględnianego w prognozowanych przepływach pieniężnych ryzyka biznesowego. Najczęściej jest tutaj mowa o ryzyku niedotrzymania prognoz finansowych, ryzyku zmian prawnych lub niespodziewanych zdarzeń gospodarczych⁸.

⁷ Panfil M., Szablewski A. (red. nauk.), (2011), *Wycena przedsiębiorstwa. Od teorii do praktyki*, Warszawa: Wyd. Poltext; s. 91-93

⁸ Panfil M., Wnuczak P., (red. nauk.), (2022), *Wycena Spółek w warunkach kryzysu. Przypadek pandemii*, Warszawa: Wyd. Poltext; s. 35-38



Metodyka wyceny

Przepływy pieniężne i wartość rezydualna

Kolejnym etapem wyceny metodą DCF jest prognozowanie wartości przepływów pieniężnych w okresie szczegółowej prognozy. Jej okres powinien uwzględniać czas, jaki dane przedsiębiorstwo potrzebuje na ustabilizowania przepływów finansowych. Najczęściej podaje się okres szczegółowej prognozy od 5 do 10 lat. Stosuje się tutaj jeden z modeli szacowania przepływów przedstawionych wcześniej. Należy zwrócić uwagę, że w wycenie konieczne jest także oszacowanie wartości przepływów w okresie wykraczającym okres szczegółowej prognozy, którą określa się mianem wartości rezydualnej (RV)⁹. W praktyce rynkowej najczęściej wyznacza się ją w oparciu o model Gordona, którego wzór przedstawia się następująco:

$$RV = \frac{FCFF_n(1 + g)}{(WACC - g)}$$

gdzie:

RV – wartość rezydualna,

FCF_n – przepływ pieniężny w ostatnim roku szczegółowej prognozy,

g – oczekiwana stopa wzrostu w nieskończonym okresie,

WACC – stopa dyskontowa

Wartość RV w całkowitej wycenie wartości Spółki zazwyczaj stanowi istotną wielkość, przez co zatem powinno się zachować szczególną ostrożność przy jej wyznaczeniu. W modelu Gordona wykorzystuje się wskaźnik „g” oznaczający zakładany stopień wzrostu wielkości FCF w okresie wykraczającym poza przeprowadzoną prognozę.

⁹ Szablewski A., Tuzimek R., (Red. nauk.), (2005), *Wycena i zarządzanie wartością firmy*, Warszawa: Wyd. Poltext;



Metodyka wyceny

Metoda mnożników rynkowych reprezentuje podejście rynkowe wyceny przedsiębiorstwa. Wyróżnia się dwie grupy mnożników: Mnożniki Equity Value służące ustaleniu wartości rynkowej kapitału własnego spółki oraz mnożniki Enterprise Value służące do ustalenia rynkowej wartości przedsiębiorstwa, a więc wraz z rynkową wartością zadłużenia netto.

Wśród mnożników wartości kapitału własnego wyróżnia się:

- **P / E** – cena do zysku netto;
- **P / BV** – cena do wartości księgowej;
- **P / S** – cena do wielkość przychodów ze sprzedaży;
- **PEG** – iloraz mnożników P/E oraz EPS (zysk na akcję).

Z kolei wśród mnożników wartości przedsiębiorstwa (Enterprise Value) wyróżnić należy:

- **EV / S** – iloraz bieżącej wartości spółki i przychodów ze sprzedaży,
- **EV / EBIT** – iloraz wartości bieżącej i zysku operacyjnego,
- **EV / EBITDA** – iloraz bieżącej wartości spółki i EBIT powiększonego o amortyzację.

Równie istotnym jak dobór wskaźników, jest odpowiedni dobór spółek do porównań. Analiza spółek bazowych przeprowadzana jest pod kątem kraju prowadzonej działalności, branży, wielkości przedsiębiorstwa, struktury kapitałowej itp. Przedsiębiorstwa wybrane do porównań powinny cechować się podobną specyfiką prowadzonego biznesu.

Dodatkowo, w zależności od rodzaju zastosowanych mnożników może wystąpić konieczność dokonania korekty o wartość długu netto, jeśli nie jest on uwzględniony w konstrukcji danego mnożnika.



Wybór wskaźników rynkowych

EV/EBITDA – (ang. *Enterprise Value/ Earnings Before Interest and Tax, Depreciation, Amortisation*)

Mnożnik wyznaczany poprzez iloraz wartości przedsiębiorstwa do wyniku operacyjnego powiększonego o wysokość amortyzacji. Informuje o tym ile inwestorzy są w stanie zapłacić za jednostkę nadwyżki finansowej danej spółki.

Zalety

- umożliwia porównywanie spółek posiadających znaczny majątek trwały, wymagających dużych nakładów inwestycyjnych, o długim okresie zwrotu, np. spółki energetyczne czy wodociągowe, deweloperskie
- amortyzacja i różne sposoby opodatkowania nie zniekształcają obrazu spółki,
- umożliwia porównywanie firm o różnym poziomie zadłużenia (dźwigni finansowej),
- dobry dla spółek, które generują straty netto lub na poziomie wyniku operacyjnego.

Wady

- mnożnik nie uwzględnia różnic w zakresie źródeł finansowania działalności.

EV/S – (ang. *Enterprise Value/Sales*)

Mnożnik jest ilorazem bieżącej wartości Spółki i wartości przychodów ze sprzedaży. Informuje o tym, ile inwestorzy są w stanie zapłacić za jednostkę przychodów danej spółki.

Zalety

- mnożnik ten opiera się na wartości udziału rynkowego spółki,
- brak uzależnienia od zasad księgowania oraz zdarzeń zawartych w rachunku zysków i strat,
- umożliwia stosowanie w przypadku, gdy firma nie generuje zysku netto.

Wady

- mnożnik nie uwzględnia różnicy w rentowności spółek.



Wybór wskaźników rynkowych

P/BV – (ang. *Price/Book Value*)

Mnożnik jest ilorazem bieżącej wartości kapitalizacji rynkowej spółki do jej wartości księgowej.

Wskaźnik pozwala na ocenę spółki pod kątem efektywności wykorzystania posiadanych aktywów, nie rozróżniając źródła pochodzenia kapitału.

Zalety

- mnożnik pokazuje efektywność wykorzystania majątku,
- umożliwia stosowanie w przypadku, gdy firma nie generuje zysku netto.

Wady

- uzależnienie od zasad księgowania w bilansie i różnej polityki rachunkowości, dotyczącym m.in. amortyzacji, tworzenia rezerw i wyceny poszczególnych pozycji aktywów oraz pasywów,
- bazowanie na wartościach księgowych, które mogą istotnie odbiegać od wartości rynkowych.

P/E – (ang. *Price/Earnings*)

Mnożnik wyznaczony poprzez iloraz bieżącej wartości kapitalizacji rynkowej i wartości zysku netto.

Nazywany jest również wskaźnikiem pokrycia zysku netto ceną rynkową akcji. Wielkość tego wskaźnika kształtują dwa zasadnicze czynniki: wielkość ryzyka firmy i perspektywy wzrostu jej dochodów. Im wyższy jest poziom ryzyka związany z daną firmą, tym niższy jest poziom cen rynkowych akcji notowanych na rynku kapitałowym. Zatem im wyższy jest poziom ryzyka, tym wskaźnik P/E jest niższy. Wskaźnik ukazuje potencjał spółki do generowania zysków.

Zalety

- metoda łatwa do interpretacji,
- łatwość wyliczenia z powodu dostępności danych,
- wskazanie wartości potencjalnie należnej akcjonariuszowi,
- umożliwia proste porównanie akcji spółek z jednej branży.

Wady

- na jego wartość ma wpływ stopień dźwigni finansowej, bo jest obliczany dla zysku netto, czyli po spłacie odsetek,
- można obliczyć tylko dla firm generujących zyski netto,
- zyski netto mogą się różnić z powodu przepisów księgowych, systemów podatkowych, czy też z powodu zawiązania/rozwiązania rezerw.



Metoda porównawcza – mnożników rynkowych

Oszacowanie wartości metodą mnożników rynkowych

ZAŁOŻENIA DO WYCENY

Wycenę wartości rynkowej Spółki przeprowadzoną metodą mnożników rynkowych oparto z uwzględnieniem specyficznych uwarunkowań, związanych zarówno z wycenianym podmiotem, jak i ze Spółkami stanowiącymi przedmiot porównań. Do takich uwarunkowań należy zaliczyć:

Spółka na dzień 31.12.2021 r. posiada ujemny wynik finansowy na każdym poziomie rachunku zysków i strat zgodnie z powyższym brak jest możliwości odniesienia wyceny spółki do wartości EBITDA, EBIT oraz zysku netto.

Wycenę porównawczą wykonano w oparciu o wskaźniki oparte o sprzedaży i wartości księgowej spółki.

Znaczącym ograniczeniem wyceny przedmiotowego przedsiębiorstwa metodą porównawczą jest relatywnie niewielka ilość spółek giełdowych w sektorze Energy oraz Utility notowanych na krajowym publicznym rynku kapitałowym służących jako próba porównawcza a także zdecydowanie większa skala i zróżnicowanie działalności gospodarczej przedmiotowych przedsiębiorstw. Metoda ta pozwala jednak na zobrazowanie rynku energetycznego na jakim działa Spółka. Zastosowane przez Wykonawcę mnożniki pokazują między innymi jak rynek obecnie wycenia Spółki charakteryzujące się dużą kapitałochłonnością majątku.

Zgodnie z powyższym, zastosowana porównawcza metoda wyceny uznana została przez Wykonawcę jako istotna z punktu ogólnej oceny sentymentu rynkowego inwestorów dla perspektyw krajowego sektora energetycznego ale w procesie wyceny wykorzystana wyłącznie informacyjnie. Nie mniej jednak zbieżność otrzymanych ujemnych wyników z metodą DCF potwierdza sytuację finansową w jakiej znalazła się Spółka.



Oszacowanie wartości metodą mnożników rynkowych

Wybrane wskaźniki rynkowe będące przedmiotem zastosowania dla wyceny metodą porównawczą

- P / BV – cena do wartości księgowej;
- P / S – cena do wielkość przychodów ze sprzedaży;

Zastosowano równą wagę dla obu wskaźników /50%/

Nie uwzględniono dodatkowego dyskonta ze względu na niewielką skalę działalności spółki

Wybór spółek do porównania

Wybrano krajowe spółki sektora energetycznego o dodatniej wartości kapitału własnego, pominięto spółki specjalistyczne /m.in. Onde, ML System, EC Będzin/.

Tab. 11. Wycena metodą porównawczą, [mln/tys. zł].

Nazwa		Kapitalizacja (mln)	Wartość księgowa (mln)	Sprzedaż (mln)	P/E (ttm)	P/BV	P/S	
ENEA	sektor energetyczny	4 158,39	14 010,6	21 196,7	2,50	0,30	0,20	
KOGENERACJA	sektor energetyczny	365,05	1 739,6	1 434,5	6,50	0,21	0,25	
PEP	sektor energetyczny	4 475,75	1 857,1	3 999,1	13,30	2,41	1,12	
PGE	sektor energetyczny	17 811,34	47 494,0	52 730,0	4,50	0,31	0,34	
TAURONPE	sektor energetyczny	5 494,24	16 491,0	25 614,0	16,30	0,33	0,21	
ZEPAK	sektor energetyczny	825,37	1 055,3	2 205,9	6,30	0,78	0,37	
średnia					8,23	0,72	0,42	
ENERGETYKA CIESZYŃSKA			8,3	30,0	-	6,0	12,5	
waga						50%	50%	
wycena metodą porównawczą (mln zł)						3,0	6,2	
Wartość kapitału dla właścicieli (EQUITY VALUE) -w tys. zł							9 223,1	

źródło: opracowanie własne na podstawie danych stooq.pl oraz bankier.pl

Od oszacowanej wartości Equity Value odjęto dodatkowe obciążenia spółki wynikające z konieczności zapłaty za nieumorzone w terminie uprawnienia do emisji CO2 w wysokości 24.679,2 tys. zł. Po uwzględnieniu dodatkowych obciążeń wartość spółki oszacowana metodą porównawczą wynosi (-) 15.456,1 tys. zł



Oszacowanie wartości metodą porównawczą

Podsumowując, wartość Spółki

– **ENERGETYKA CIESZYŃSKA SP. Z O.O.** –

oszacowana metodą porównawczą – mnożników giełdowych, na dzień 31 XII 2021 r. wynosi:

(-) 15.456.100 zł

(słownie: minus piętnaście milionów czterysta pięćdziesiąt sześć tysięcy sto złotych 00 / 100)

Ze względu na ujemną wartość spółki oszacowaną za pomocą metody porównawczej łączną wartość udziałów dla wspólników szacujemy na

kwotę:

2 zł

(słownie: dwa złote).





Metoda zdyskontowanych przepływów pieniężnych (DCF)

Metoda DCF

ZAŁOŻENIA OGÓLNE I MAKROEKONOMICZNE

Wycena Energetyka Cieszyńska Sp. z o. o. z siedzibą w Cieszynie została oparta została na następujących założeniach:

1. Opracowanie sporządzone zostało przy założeniu ciągłości istnienia Zakładu;
2. Zakład będzie kontynuował swoją dotychczasową działalność w niezmienionej formie oraz będą podejmowane działania w zakresie pozyskiwania nowych klientów;
3. Prognozy sprawozdań finansowych zostały opracowane na podstawie: historycznych wyników finansowych Spółki oraz przekazanych danych i informacji od kierownictwa Spółki, a także danych rynkowych w oparciu o model finansowy i doświadczenie Wykonawcy;
4. Dla potrzeb prowadzonych analiz przyjęto okres pełnych dziewięciu lat od daty wyceny.
5. Objęty projekcją przedział czasowy obejmuje okres od 1 stycznia 2022 do 31 grudnia 2030 r.;
6. Bazą do sporządzenia modelu finansowego wyceny były projekcje finansowe spółki zawarte w Programie Naprawczym. Założenia cenowe dotyczące prognozy cen gazu oraz energii elektrycznej oparte na danych rynkowych z grudnia 2021 r. zastąpiono danymi bieżącymi co przyczyniło się do skorygowania części pozostałych założeń /prognozowanych cen ciepła, długoterminowych cen paliw oraz energii elektrycznej.
7. W szczególności sporządzający wycenę dokonał własnej prognozy ścieżki cenowej cen ciepła opierając się na prognozowanych zmianach cen nośników energii oraz założeń dotyczących wzrostu pozostałych uzasadnionych kosztów operacyjnych działalności ciepłowniczej.
8. Za podstawę ustalenia wartości Spółki przyjęto strumienie pieniężne netto, stanowiące różnicę wpływów i wydatków zgodnie z modelem FCFF;
9. Założono, że wartość Energetyka Cieszyńska Sp. z o. o. z siedzibą w Cieszynie jest równa sumie zdyskontowanych rocznych sald przepływów pieniężnych oraz zdyskontowanej wartości rezydualnej;
10. Projekcje zostały sporządzone w cenach stałych. W tabeli poniżej przedstawiono przyjęte w wycenie założenia makroekonomiczne.
11. **Oszacowanie wartości dochodowej zostanie przeprowadzone przy założeniu uzyskania dokapitalizowania (wartość dochodowa post money) w przeciwnym wypadku metoda ta nie będzie miała zastosowania z uwagi na trudną sytuację finansową w jakiej znajduje się Spółka.**

Tab. 12. Założenia makroekonomiczne na lata 2022-2030.

I N F L A C J A		Jedn.	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Wskaźnik inflacji		%	10,80	9,00	4,20	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50

źródło: opracowanie własne na podstawie danych opublikowanych przez NBP



Metoda DCF

ZAŁOŻENIA DOTYCZĄCE CENY REFERENCYJNEJ CIEPŁA

Spółka jest zobowiązana do sporządzania i zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla ciepła zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło – Dz. U. poz.718 (zwanym dalej Rozporządzeniem taryfowym). Ponieważ Spółka wytwarza ciepło w jednostkach kogeneracji, ceny ciepła może określać jedynie w sposób uproszczony w oparciu o ceny referencyjne ustalane na podstawie cen sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji. Ceny są corocznie publikowane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

ZAŁOŻENIA DOTYCZĄCE USTALENIA ŚREDNICH CEN SPRZEDAŻY CIEPŁA WYTWORZONEGO W NALEŻĄCYCH DO PRZEDSIĘBIORSTW POSIADAJĄCYCH KONCESJE JEDNOSTKACH WYTWÓRCZYCH NIEBĘDĄCYCH JEDNOSTKAMI KOGENERACJI

ZAŁOŻENIE OGÓLNE:

Ze względu na wysoką niepewność dotyczącą wysokości kształtowania się cen paliw w najbliższych latach założono przyjęcie prognoz cen ciepła metodą odkosztową /uwzględniającą wzrost cen benchmarkingowych ciepła opartych na prognozowanym wzroście kosztów wytworzenia – w szczególności wzroście kosztów paliw/.

Ceny ciepła opublikowane zgodnie z Komunikatem Prezesa URE 17/2022 w kolejnych latach projekcji powiększono o:

- Prognozowaną zmianę ceny zakupu paliwa w przeliczeniu na GJ,
- Prognozowaną zmianę kosztu zakupu uprawnień do emisji CO₂ w przeliczeniu na GJ,
- Prognozowany wzrost pozostałych uzasadnionych kosztów operacyjnych w przedziale 8-12% r/r przy założeniu, że pozostałe uzasadnione koszty operacyjne stanowią w zależności od źródła wytwarzania ciepła od 20% do 40% łącznych kosztów operacyjnych wytwarzania ciepła /po uwzględnieniu kosztów paliw/.

Ponadto dla oszacowania cen w 2023 r. uwzględniono objęcie źródeł wytwarzania spółki wskaźnikiem referencyjnym na poziomie analogicznym jak prezentowany w Komunikacie Prezesa URE nr 16/2022 r.

Zgodnie z Rozporządzeniem taryfowym średnią cenę sprzedaży ciepła na dany rok wylicza się na podstawie cen referencyjnych z roku poprzedzającego datę złożenia nowego wniosku taryfowego, proporcjonalnie do wielkości produkcji ciepła z poszczególnych paliw (ważone energią chemiczną zawartą w paliwie). Jednocześnie Rozporządzenie taryfowe dopuszcza możliwość zmiany taryfy przed końcem jej obowiązywania, jeżeli w trakcie tego okresu ogłoszone zostaną nowe ceny referencyjne.

Ponieważ w Spółce okres obowiązywania taryf pokrywa się z rokiem kalendarzowym, dla celów analizy średnią (maksymalną) cenę sprzedaży ciepła dla danego roku kalendarzowego przyjęto na podstawie średnich cen referencyjnych z dwóch kolejnych wcześniejszych lat, proporcjonalnie do wielkości produkcji ciepła z poszczególnych paliw.



Prognoza cen ciepła

Tab. 13. Prognozowana cena sprzedaży ciepła dla EC Cieszyn na podstawie założeń dotyczących symulacji prognozowanych średnich cen ciepła na lata 2022-2030, [zł].

PROGNOZA CEN	Jedn.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Historia	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza
Średnia cena sprzedaży ciepła przez spółkę (Cc)	zł/GJ	48,12	51,14	72,04	129,99	125,08	145,35	141,96	141,77	141,79	144,40
Projektowana dynamika cen	r/r	10,9%	6,3%	40,9%	80,4%	-3,8%	16,2%	-2,3%	-0,1%	0,0%	1,8%
Cena referencyjna (Cr)	zł/GJ	48,12	51,33	72,04	129,99	125,08	145,35	141,96	141,77	141,79	144,40
Średnia cena sprzedaży ciepła (Ccsn)	zł/GJ		51,33	64,77	129,99	125,08	145,35	141,96	141,77	141,79	144,40
Prognoza zużycia paliw spółki											
energia chemiczna w paliwie węglowym dla ciepła	GJ	661 275	619 635	519 395	275 421	275 421	0	0	0	0	0
energia chemiczna w oleju dla ciepła	GJ	5 339	2 706	96 166	64 076	56 148	62 541	64 280	65 144	65 477	66 043
energia chemiczna w gazie dla ciepła	GJ	0	0	0	280 766	298 774	574 194	574 194	574 194	574 194	574 194
Wskaźnik referencyjny wg informacji URE:											
paliwa węglowe		1,00	1,25	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
paliwa gazowe		1,00	1,30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
olej opałowy		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
biomasa		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Średnia cena ciepła wg informacji URE dla 2022 r. oraz prognoza na kolejne lata:											
paliwa węglowe	zł/GJ	51,91	68,90	84,37	73,45	75,26	77,19	74,82	77,60	80,45	83,36
paliwa gazowe	zł/GJ	72,02	188,19	189,00	155,52	144,92	147,34	144,85	147,55	150,28	153,02
olej opałowy	zł/GJ	75,66	101,09	103,99	97,00	104,27	105,28	102,12	104,14	106,17	108,21
biomasa	zł/GJ	46,12	47,23	48,36	49,33	50,31	51,32	52,14	52,98	53,82	54,68
Dane stanowiące bazę do prognozy zmiany średnich cen ciepła wg URE											
cena jednostkowa węgla	zł/GJ	13,65	14,41	26,09	20,87	14,41	14,41	14,41	14,41	14,41	14,41
cena gazu	zł/GJ	28,77	129,47	125,29	87,70	62,31	62,92	62,92	62,92	62,92	62,92
cena jednostkowa oleju opałowego	zł/GJ	73,46	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33
uśredniona cena jednostkowa zakupu EUA	zł/GJ	24,67	38,41	38,89	29,82	35,15	34,07	29,23	29,61	29,98	30,32
Przyjęta cena jednostkowa EUA (stały kurs wymiany eur/pln 4,5)	eur/EUA	53,52	79,61	80,61	81,61	82,61	83,61	84,61	85,61	86,61	87,61
Prognozowany wzrost uzasadnionych pozostałych kosztów operacyjnych	%		12%	12%	10%	10%	10%	8%	8%	8%	8%
Udział uzasadnionych pozostałych kosztów operacyjnych w wytwarzaniu ciepła											
dla źródła węglowego	%		40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
dla pozostałych źródeł	%		20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%

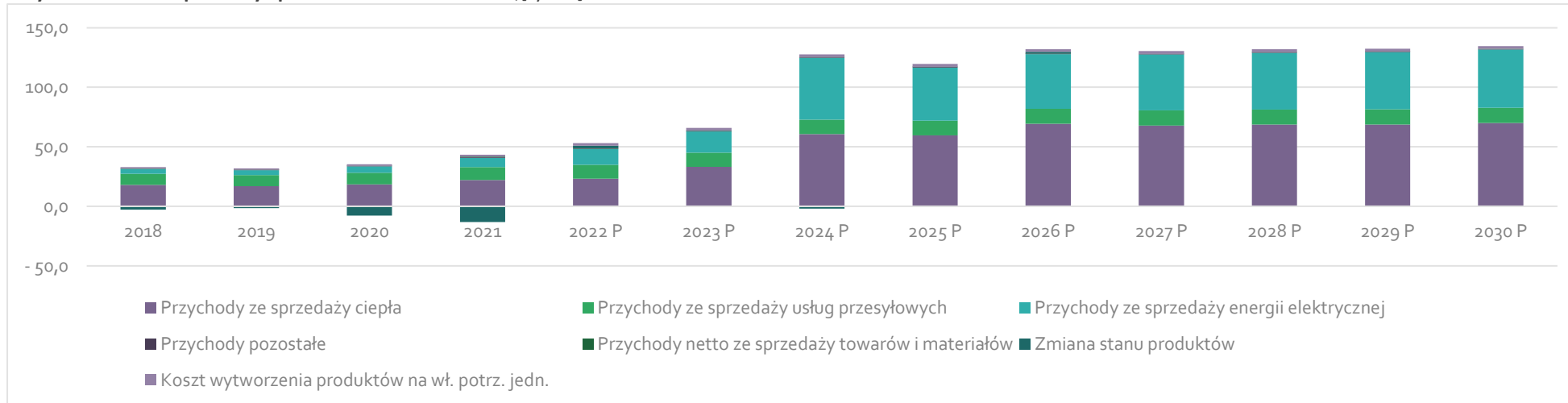
źródło: opracowanie własne



Metoda DCF – przychody ze sprzedaży

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Przychody	<p>Głównym źródłem przychodów jest wytwarzanie i dystrybucja ciepła. W latach 2022-2030 ciepło odpowiada za nie mniej niż 58% przychodów. Maksymalny udział przychodów z ciepła wynosi ponad 68% w 2023 r.</p> <p>Udział wytwarzania ciepła bez przychodów z przesyłu mieści się w przedziale od ponad 43% w 2022 r. do ok 52% w latach 2026-2030.</p> <p>Wpływ na wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła ma również niewielka tendencja wzrostowa dotycząca zakładanego zużycia, które w latach 2023-2026 powinno rosnąć w tempie 1,3%-2,1% rocznie oraz o 0,1%-0,3% rocznie w kolejnych latach projekcji.</p>

Rys. 8. Struktura sprzedaży Spółki w latach 2018 – 2030, [tys. zł].



źródło: opracowanie własne na podstawie danych przekazanych przez Spółkę.

Metoda DCF – przychody ze sprzedaży

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Przychody	<p>Prognoza sprzedaży zakłada uzyskanie w 2022 r. 53,1 mln zł przychodów ze sprzedaży przy 30 mln zł w 2021 r. /uwzględniającej zmianę stanu produktów o wartości 13,4 mln zł/. Zgodnie z przyjętymi założeniami dotyczącymi wielkości sprzedaży oraz założeń cenowych wartość przychodów ze sprzedaży do 2030 r. powinna wzrosnąć do poziomu 134,3 mln zł /wzrost o 152% względem 2022 r./.</p> <p>SPRZEDAŻ CIEPŁA</p> <p>Projekcja w latach 2022-2030 zakłada zmianę struktury źródeł wytwarzania ciepła poprzez zmniejszenie oraz finalnie po 2025 r. zaniechanie produkcji opartej na węglu i przejście na produkcję w źródle opartym na gazie uzupełnionym o wytwarzanie ciepła w kotłach olejowo-gazowych. Łączna wielkość sprzedaży ciepła w latach 2022-2030 powinna wzrosnąć zgodnie z założeniami z 450.671 GJ w 2022 r. do 484.961 GJ w 2030 r. /wzrost o 7,6%/.</p> <p>W 2022 r. produkcja ciepła w kotłach węglowych będzie stanowić 99,6% produkcji ogółem. Przejście na produkcję opartą na gazie pozwoli w 2024 r. wytwarzać 45,2% ciepła w kotłach gazowych oraz osiągnąć docelowo poziom ok. 89% produkcji ciepła od 2026 r.</p> <p>Zakładany wzrost kosztów wytworzenia /głównie wzrost cen paliw oraz utrzymanie wysokich cen zakupu uprawnień do emisji CO2/ przyczyni się do wzrostu cen ciepła do 2026 r. a następnie od 2027 r. do ich stabilizacji.</p> <p>Ze względu na wysoką niepewność dotyczącą wysokości kształtowania się cen paliw w najbliższych latach założono przyjęcie prognoz cen ciepła metodą odkosztową /uwzględniającą wzrost cen benchmarkingowych ciepła opartych na prognozowanym wzroście kosztów wytworzenia – w szczególności wzroście kosztów paliw/. Ma to istotny wpływ na prognozowane ceny ciepła w kolejnych latach projekcji finansowej.</p> <p>Średnia jednostkowa sprzedaży ciepła przyjęta dla 2022 r. wyniesie 51,14 zł/GJ co oznacza wzrost o 6,3% względem 2021 r. W latach 2023-2024 zakłada się wzrost cen ciepła o kolejno 40,9% w 2023 r. oraz o 80,4% w 2024 r. Do 2026 r. cena ciepła powinna wzrosnąć zgodnie z założeniami do poziomu 145,35 zł/GJ i w kolejnych latach mieścić się w przedziale 141,77-144,4 zł/GJ.</p>



Metoda DCF – przychody ze sprzedaży

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Przychody	<p>DYSTRYBUCJA CIEPŁA</p> <p>Ponieważ koszty przesyłu ciepła są w zdecydowanej większości kosztami stałymi, wielkość średniej stawki przesyłowej jest uzależniona od sezonu grzewczego. Średnią opłatę za usługi przesyłowe w całym okresie odniesienia przyjęto w wysokości zaplanowanej na 2022 r. (wielkość dla uśrednionego sezonu grzewczego). Cena jednostkowa za usługę przesyłu przyjęto na poziomie 27,07 zł/GJ.</p> <p>Usługa przesyłu dotyczy dostarczenia 435.671 GJ w 2022 r. W kolejnych latach założono stałą cenę usług przesyłowych, wzrost sprzedaży będzie wyłącznie wynikiem wzrostu dostarczanego ciepła, które powinno rosnać w tempie analogicznym do wzrostu sprzedaży ciepła. To jest rosnać do 2030 r. o ok. 7,9% – nominalnie do 469.961 GJ.</p> <p>Różnica pomiędzy wielkością sprzedaży ciepła, a wielkością sprzedaży usług przesyłowych dotyczy odbiorców przyłączonych bezpośrednio do źródła ciepła.</p> <p>Wartość przychodów ze sprzedaży z tyt. usług przesyłowych wzrośnie z 11,8 mln zł do 12,7 mln zł.</p>



Metoda DCF – przychody ze sprzedaży

Zagadnienie	Kluczowe założenia
<p>Przychody</p>	<p>SPRZEDAŻ ENERGII ELEKTRYCZNEJ</p> <p>Drugim zasadniczym źródłem przychodów jest sprzedaż energii elektrycznej. Sprzedaż energii elektrycznej w latach 2022-2030 znacząco wzrośnie w wyniku zastosowania silników gazowych od 2024 r. W latach 2022-2023 sprzedaż energii elektrycznej powinna wynieść rocznie ok. 24.196 MWh, natomiast od 2024 r. powinna wzrosnąć do poziomu 80.778 MWh rocznie.</p> <p>Zakłada się od 2024 r. zbliżony poziom sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym oraz dla odbiorców końcowych w sieci Tauron Dystrybucja – rocznie ok. 39.630 MWh dla każdego z obu kanałów sprzedaży. Niewielką część produkcji w ilości 1.518 MWh rocznie zakłada się sprzedać dla odbiorców końcowych u źródła /stała wielkość sprzedaży w latach 2022-2030/.</p> <p>Wielkość energii elektrycznej możliwej do sprzedaży uzależniona jest od produkcji ciepła w okresie, w którym jednostki kogeneracyjne nie pracują z pełną mocą. Ceny sprzedaży energii elektrycznej są cenami rynkowymi, nie podlegającymi zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Punktem odniesienia są ceny hurtowe z giełd energii, które charakteryzują się dużą zmiennością. Przy tak gwałtownym wzroście cen uprawnień do emisji EUA w bardzo dużym stopniu ceny hurtowe energii są skorelowane właśnie z cenami uprawnień EUA.</p> <p>Cenę sprzedaży energii elektrycznej dla 2022 r. przyjęto na poziomie 668,79 zł/MWh dla odbiorców na rynku hurtowym oraz kolejno: na poziomie 479,84 zł/MWh dla odbiorców w sieci Tauron Dystrybucja oraz na poziomie 535,90 zł/MWh dla odbiorców końcowych u źródła.</p> <p>Cenę sprzedaży dla 2023 r. przyjęto na poziomie bieżących notowań cen energii z dostawą dla 2023 r. na Towarowej Giełdzie Energii to jest na poziomie 673,97 zł/MWh z uwzględnieniem 10% dyskonta. Ceny dla odbiorców końcowych w sieci Tauron Dystrybucja powiększono o 70zł/MWh a dla odbiorców u źródła o dodatkowe 100 zł/MWh.</p>



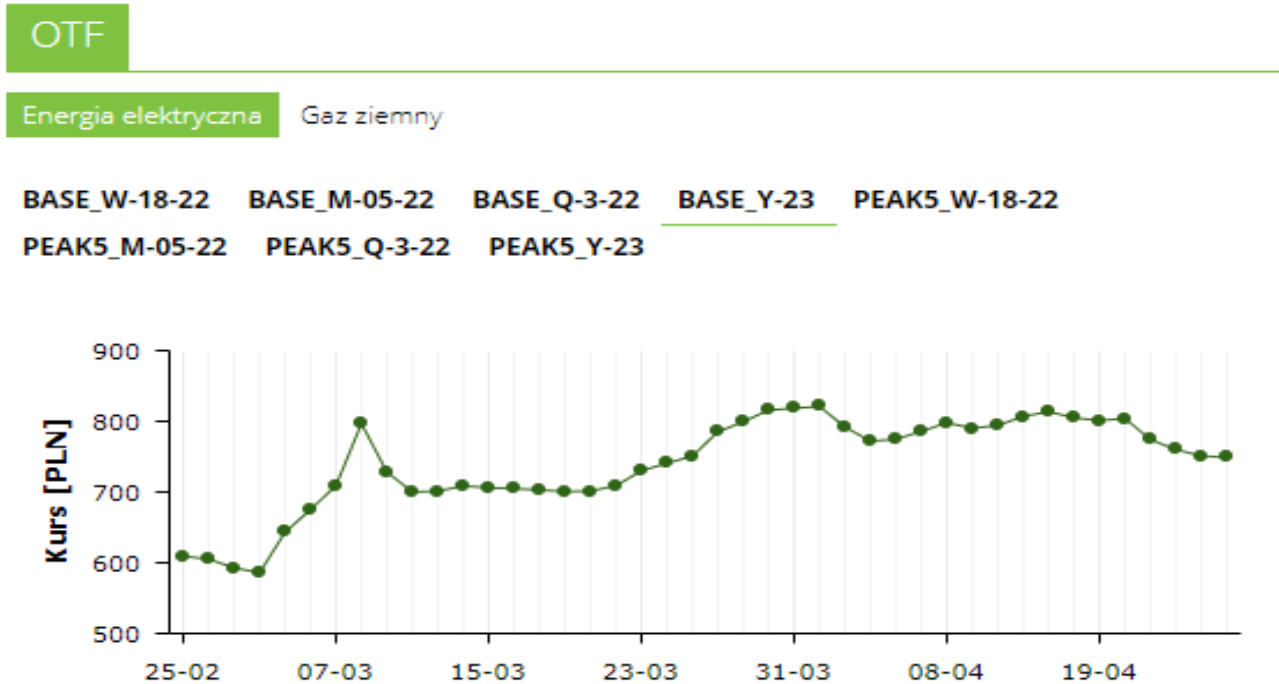
Metoda DCF – przychody ze sprzedaży

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Przychody	<p>SPRZEDAŻ ENERGII ELEKTRYCZNEJ</p> <p>Cena dla odbiorców hurtowych dla 2022 r. jest wyższa w relacji r/r o 73%. Obecna cena dostaw energii elektrycznej dla odbiorców hurtowych w 2023 r. /na podstawie notowań na TGE/ jest na poziomie o 0,8% wyższym niż cena bieżąca. W latach 2024-2025 zakłada się normalizację na rynku dostaw energii elektrycznej co powinno przełożyć się na spadek hurtowych cen energii elektrycznej o ok. 10-15% rocznie do poziomu 515,58 zł/MWh w 2025 r. . Dla kolejnych lat zakładamy niewielki wzrost o ok. 1,2-2,7% rocznie, do poziomu 568,52 zł/MWh.</p> <p>Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym obciążona jest dodatkowymi kosztami i na ich pokrycie przyjęto marżę w wysokości 70 zł/MWh, tj. średnią cenę sprzedaży dla tej grupy odbiorców przyjęto w wysokości ceny hurtowej powiększonej o taką marżę. Cenę sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym bezpośrednio przyłączonym do źródła powiększono dodatkowo o 100 zł/MWh, tj. o średni koszt opłat dystrybucyjnych.</p> <p>Wartość sprzedaż energii elektrycznej zgodnie z przyjętymi założeniami wzrośnie z 13,2 mln zł w 2022 r. do 49 mln zł w 2030 r. to jest o ok. 269%.</p>



Metoda DCF

Rys. 9. Miesięczne notowania hurtowych cen energii elektrycznej z dostawą na 2023 r. na Towarowej Giełdzie Energii, [zł/MWh].



źródło: Towarowa Giełda Energii

Metoda DCF – przychody ze sprzedaży

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Przychody	<p>POZOSTAŁA SPRZEDAŻ</p> <p>Przychody pozostałe generowane są przede wszystkim ze świadczenia usług wynajmu wolnych pomieszczeń oraz świadczenia usług ciepłowniczych (w tym eksploatacja zlecona węzłów ciepłowniczych nie będących własnością Spółki oraz instalacji wewnętrznych w budynkach). Wzrost przychodów w 2020 r. i 2021 r. związany jest z przejęciem majątku od zlikwidowanej spółki zależnej, którą spółka wynajmowała. Wielkość przychodów z tego tytułu w 2021 r. jest poziomem docelowym – dla celów analizy w okresie odniesienia przyjęto ich wartość na poziomie 560 tys. zł. Do przychodów zalicza się również przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów. Ich stosunkowo wysoka wartość w latach 2016-2019 wynikała z porządkowania gospodarki materiałowej i uptynniania zbędnych zapasów. Analogiczna sytuacja ma miejsce w 2021 r. Dla celów analizy w okresie odniesienia przyjęto ich średnioroczną wielkość na poziomie 60 tys. zł.</p> <p>Ponadto uwzględniono w projekcji zmianę stanu produktów oraz koszty wytworzenia produktów na potrzeby własne. Zmiana wartości stanu produktów w okresie projekcji mieści się w przedziale od zmniejszenia stanu produktów o 2 mln zł do zwiększenia stanu produktów o maksymalnie 3,5 mln zł. Koszt wytworzenia produktów na potrzeby własne przyjęto na poziomie ok. 2,3 mln zł rocznie w całym okresie projekcji.</p>



Metoda DCF – przychody operacyjne

Tab. 14. Struktura sprzedaży Spółki w latach 2018 – 2030, [mln zł].

	2018	2019	2020	2021	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P	2026 P	2027 P	2028 P	2029 P	2030 P
Przychody ze sprzedaży ciepła	18,0	16,9	18,3	22,1	23,0	33,1	60,6	59,5	70,0	68,6	68,6	68,7	70,0
Przychody ze sprzedaży usług przesyłowych	9,4	9,3	9,8	10,8	11,8	12,0	12,2	12,5	12,6	12,7	12,7	12,7	12,7
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	4,0	4,1	5,4	7,8	13,2	17,6	52,0	44,7	45,8	47,0	47,7	48,2	49,0
Przychody pozostałe	0,3	0,3	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	0,2	0,1	0,0	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Zmiana stanu produktów	-2,8	-1,7	-7,9	-13,4	2,3	0,3	-2,0	-2,6	3,5	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Koszt wytworzenia produktów na wł. potrz. jedn.	1,0	1,1	1,4	1,7	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Ogółem	30,1	30,2	27,4	30,0	53,1	65,9	125,7	116,9	134,8	130,8	131,6	132,2	134,3
Udział	2018	2019	2020	2021	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P	2026 P	2027 P	2028 P	2029 P	2030 P
Przychody ze sprzedaży ciepła	59,72%	56,05%	66,84%	73,56%	43,36%	50,24%	48,18%	50,87%	51,93%	52,45%	52,15%	51,95%	52,14%
Przychody ze sprzedaży usług przesyłowych	31,30%	30,64%	35,92%	36,08%	22,19%	18,26%	9,71%	10,66%	9,37%	9,69%	9,65%	9,61%	9,47%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	13,25%	13,59%	19,61%	25,99%	24,77%	26,74%	41,39%	38,21%	33,98%	35,90%	36,24%	36,47%	36,45%
Przychody pozostałe	1,03%	1,10%	1,55%	1,88%	1,05%	0,85%	0,45%	0,48%	0,42%	0,43%	0,43%	0,42%	0,42%
Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	0,72%	0,34%	0,06%	1,47%	0,11%	0,09%	0,05%	0,05%	0,04%	0,05%	0,05%	0,05%	0,04%
Zmiana stanu produktów	-9,34%	-5,50%	-28,99%	-44,56%	4,28%	0,39%	-1,57%	-2,21%	2,58%	-0,23%	-0,21%	-0,20%	-0,20%
Koszt wytworzenia produktów na wł. potrz. jedn.	3,32%	3,79%	5,01%	5,57%	4,23%	3,42%	1,79%	1,92%	1,67%	1,72%	1,71%	1,70%	1,68%

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki



Metoda DCF – przychody operacyjne

Tab. 15. Prognoza sprzedaży w latach 2021 – 2030, [tys. zł].

PROGNOZA PRZYCHODÓW	Jedn.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Historia	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza
Przychody netto ze sprzedaży produktów i usług	zł	41 240 297,62	48 562 683,18	63 281 268,29	125 370 254,78	117 189 813,63	129 005 354,36	128 807 143,71	129 587 581,41	130 165 079,38	132 267 177,20
Przychody ze sprzedaży ciepła	zł	22 059 398,37	23 045 961,29	33 085 970,53	60 572 539,46	59 482 483,44	70 004 070,77	68 608 951,68	68 634 164,17	68 687 551,44	70 029 606,71
Sprzedaż ciepła	GJ	458 379	450 671	459 266	465 985	475 561	481 634	483 286	484 107	484 423	484 961
Średnia cena sprzedaży ciepła (Cc)	zł/GJ	48,12	51,14	72,04	129,99	125,08	145,35	141,96	141,77	141,79	144,40
Projektowana dynamika cen	r/r	10,9%	6,3%	40,9%	80,4%	-3,8%	16,2%	-2,3%	-0,1%	0,0%	1,8%
Przychody ze sprzedaży usług przesyłowych	zł	10 820 901,74	11 793 613,97	12 026 280,62	12 208 165,03	12 467 388,44	12 631 769,39	12 676 513,93	12 698 735,15	12 707 278,44	12 721 831,28
Sprzedaż usług przesyłowych ciepła	GJ	448 817	435 671	444 266	450 985	460 561	466 634	468 286	469 107	469 423	469 961
Średnia opłata za usługi przesyłowe	zł/GJ	24,11	27,07	27,07	27,07	27,07	27,07	27,07	27,07	27,07	27,07
Dynamika cen	r/r	-0,5%	12,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej	zł	7 795 499,85	13 163 107,92	17 609 017,14	52 029 550,29	44 679 941,75	45 809 514,20	46 961 678,10	47 694 682,09	48 210 249,50	48 955 739,21
Sprzedaż energii elektrycznej	MWh	22 781,00	24 196,00	24 196,00	80 778,00	80 778,00	80 778,00	80 778,00	80 778,00	80 778,00	80 778,00
odbiorcom końcowym - źródło	MWh	1 512	1 518	1 518	1 518	1 518	1 518	1 518	1 518	1 518	1 518
odbiorcom końcowym - sieć TD	MWh	9 283	14 910	14 910	39 630	39 630	39 630	39 630	39 630	39 630	39 630
sprzedaż na rynku hurtowym	MWh	11 986	7 768	7 768	39 630	39 630	39 630	39 630	39 630	39 630	39 630
Cena dla odbiorców końcowych - źródło	zł/MWh	422,42	535,90	843,97	776,57	685,58	699,57	713,83	722,90	729,29	738,52
Dynamika cen	r/r	1,4%	26,9%	57,5%	-8,0%	-11,7%	2,0%	2,0%	1,3%	0,9%	1,3%
Cena dla odbiorców końcowych - sieć TD	zł/MWh	272,85	479,84	743,97	676,57	585,58	599,57	613,83	622,90	629,29	638,52
Dynamika cen	r/r	-13,4%	75,9%	55,0%	-9,1%	-13,4%	2,4%	2,4%	1,5%	1,0%	1,5%
Cena sprzedaż na rynku hurtowym	zł/MWh	385,78	668,79	673,97	606,57	515,58	529,57	543,83	552,90	559,29	568,52
Dynamika cen	r/r	92,7%	73,4%	0,8%	-10,0%	-15,0%	2,7%	2,7%	1,7%	1,2%	1,7%
Przychody pozostałe	zł	564 497,66	560 000,00	560 000,00	560 000,00	560 000,00	560 000,00	560 000,00	560 000,00	560 000,00	560 000,00
Przychody netto ze sprzedaży towarów i materiałów	zł	440 969,78	60 000,00	60 000,00	60 000,00	60 000,00	60 000,00	60 000,00	60 000,00	60 000,00	60 000,00
Przychody łącznie	zł	41 681 267,40	48 622 683,18	63 341 268,29	125 430 254,78	117 249 813,63	129 065 354,36	128 867 143,71	129 647 581,41	130 225 079,38	132 327 177,20
Zmiana stanu produktów	zł	-13 362 999,73	2 272 310,24	259 496,37	-1 970 067,60	-2 580 213,96	3 478 647,78	-306 178,83	-281 573,41	-266 196,87	-273 527,28
Koszt wytworzenia produktów na wł. potrz. jedn.	zł	1 670 830,07	2 250 000,00	2 250 000,00	2 250 000,00	2 250 000,00	2 250 000,00	2 250 000,00	2 250 000,00	2 250 000,00	2 250 000,00

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Metoda DCF – koszty operacyjne

Zagadnienie	Kluczowe założenia
<p>Koszty operacyjne</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Zużycie materiałów i energii <p>Największą pozycją kosztów zużycia materiałów i energii są koszty zużycia paliw. Szczegółową kalkulację kosztów zużycia paliw ujęto z uwzględnieniem wielkości planowanej sprzedaży ciepła, zużycia na potrzeby własne źródła oraz strat na przesyłce ciepła. Powyższe koszty uwzględniono w rozbiciu na zużywane paliwa i poszczególne jednostki wytwórcze, Analogicznie oszacowano koszty produkcji energii elektrycznej w rozbiciu na zużywane paliwa i poszczególne jednostki wytwórcze a także zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne. Dodatkowo uwzględniono wielkość sprzedaży energii elektrycznej wynikająca z jej produkcji, zużycia na potrzeby własne oraz zakupu w celu obrotu, Zużycie paliw – zużycie paliw wyliczono wg energii chemicznej i wartości opałowej poszczególnych paliw, dla gazu wielkość zużycia podano w MWh. Wielkość mocy umownej (zamówionej) dla gazu określono na podstawie maksymalnej wykorzystywanej mocy (cieplnej i elektrycznej) i sprawności wytwarzania poszczególnych jednostek. Dostawy węgla - wg struktury ilościowej produkcji dostawa wyniesie 31.230 ton w 2022 r. Cenę zakupu węgla przyjęto na poziomie 331,44 zł/tona dla 2022 r. oraz na poziomie 600 zł/tona dla 2023 r. Przyjęty dla 2023 r. wzrost ceny węgla o 81% wynika z aktualnej oceny sytuacji na rynku dostaw. Zakładamy, że w 2024 r. cena węgla spadnie do poziomu 480 zł/tonę a właściwa stabilizacja na rynku dostaw węgla nastąpi od 2025 r. dla którego założono cenę dostaw na poziomie 331,44 zł/tonę. W kolejnych latach założono stałą cenę dostaw węgla. Zużycie oleju opałowego – 75,2 tys. litrów oleju opałowego w 2022 r. Cenę oleju opałowego przyjęto na poziomie 3 zł/litr. Założono stałą cenę oleju opałowego w całym okresie projekcji. Znaczący wzrost zapotrzebowania na olej opałowy wystąpi od 2023 r. wraz ze zmniejszeniem produkcji z źródeł węglowych. Docelowe zapotrzebowanie na olej opałowy w latach 2024-2030 wyniesie ponad 1,8 mln litrów rocznie.</p>



Metoda DCF – koszty operacyjne

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Koszty operacyjne	<ul style="list-style-type: none"> Zużycie materiałów i energii <p>Zakłada się, że paliwo gazowe dostarczane będzie z sieci Polskiej Spółki Gazownictwa (PSG) średniego ciśnienia, natomiast gaz będzie kupowany w oparciu o ceny z TGE. Przy mocy umownej osiągającej poziom 55.830 kWh/h dostawa gazu będzie miała miejsce w ramach grupy taryfowej W-10.1_ZA. Stawki opłat dystrybucyjnych przyjęto wg aktualnie obowiązującej taryfy PSG dla grupy taryfowej W-10.1_ZA. Cenę gazu dla 2023 przyjęto na podstawie notowań na TGE z kwietnia 2022 r. na poziomie 435,45 zł/MWh. Dla lat 2024-2025 założono spadek ceny gazu o 30% rocznie do poziomu 213,37 zł/MWh w 2025 r. /przyjęta cena gazu w 2025 r. wyższa od notowań w 2021 r. o ponad 100%/. Dla kolejnych lat założono utrzymanie ceny gazu z 2025 r.</p> <p>Pozostałe założenia:</p> <ul style="list-style-type: none"> począwszy od 2024 r. brak konieczności zakupu energii elektrycznej w celu sprzedaży odbiorcom końcowym, zużycie materiałów do remontów – wg planu remontów, dla pozostałych kosztów na poziomie zaplanowanych na 2022 r. uwzględniających rozliczenie świadectw pochodzenia energii, na które wcześniej tworzono rezerwy.

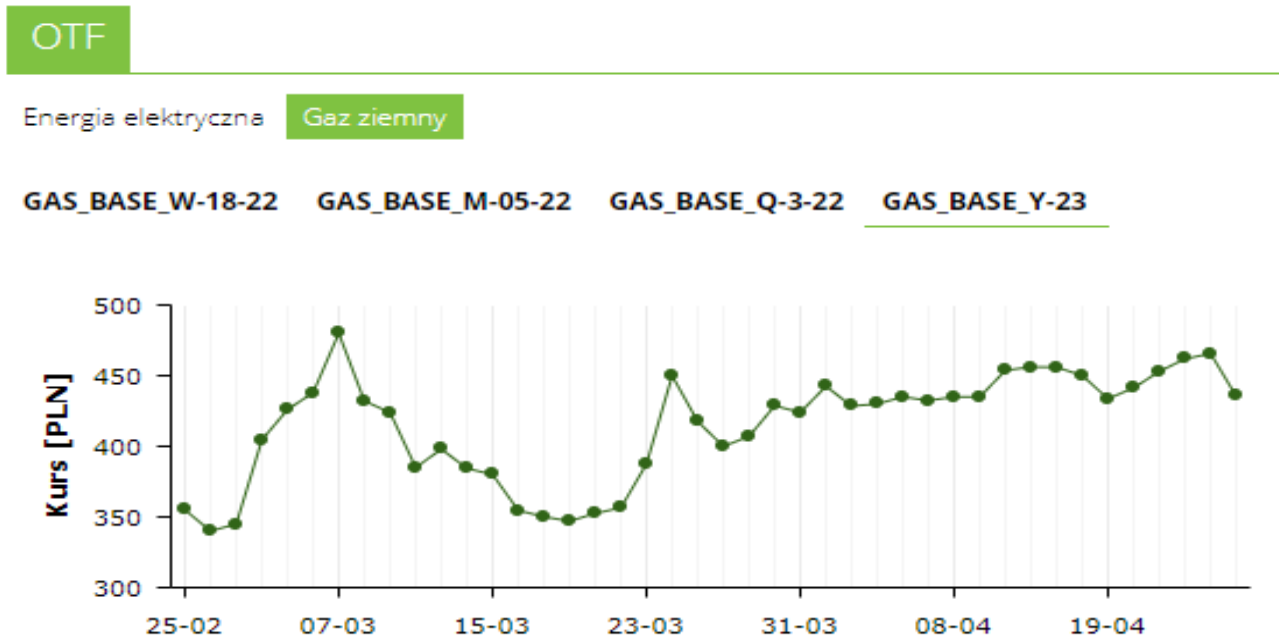
Tab. 16. Relacja cenowa gaz ziemny/energia elektryczna na przestrzeni okresu styczeń 2021-kwiecień 2022 r.,[zł/MWh].

	okres	sty.21	wrz.21	kwi.22
Energia elektryczna	zł/MWh	260	490	748,85
Gaz ziemny	zł/MWh	100	300	435,45
gaz ziemny/energia elektryczna	%	38,5%	61,2%	58,1%



Metoda DCF

Rys. 10. Miesięczne notowania hurtowych cen gazu z dostawą na 2023 r. na Towarowej Gieldzie Energii, [zł/MWh].



źródło: Towarowa Gielda Energii

Metoda DCF – koszty operacyjne

Tab. 17. Struktura ilościowa produkcji i sprzedaży ciepła w okresie 2021 – 2030, [tys. zł].

ZAŁOŻENIA ILOŚCIOWE	Jedn.	2021 Historia	2022 Prognoza	2023 Prognoza	2024 Prognoza	2025 Prognoza	2026 Prognoza	2027 Prognoza	2028 Prognoza	2029 Prognoza	2030 Prognoza
ENERGIA CIEPLNA											
Sprzedaż ciepła	GJ	458 379	450 671	459 266	465 985	475 561	481 634	483 286	484 107	484 423	484 961
sezonowa, w tym:	GJ	329 013	315 222	321 847	326 899	334 612	339 472	340 842	341 478	341 744	342 214
z nowych podłączeń	GJ			6 625	5 052	7 713	4 860	1 370	636	265	470
całoroczna, w tym:	GJ	129 366	135 449	137 419	139 086	140 949	142 162	142 444	142 629	142 679	142 747
z nowych podłączeń	GJ			1 970	1 667	1 863	1 213	283	185	50	67
Zużycie na potrzeby własne źródła	GJ	9 281	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000
Straty na przesyle ciepła	GJ	84 173	68 200	68 200	68 200	68 200	68 200	68 200	68 200	68 200	68 200
udział strat na przesyle do produkcji		15,3%	12,9%	12,7%	12,6%	12,4%	12,2%	12,2%	12,2%	12,2%	12,2%
Produkcja ciepła, w tym:	GJ	551 833	526 871	535 466	542 185	551 761	557 834	559 486	560 307	560 623	561 161
z węgla:	GJ	547 690	524 586	444 394	239 065	239 065	0	0	0	0	0
w kotle parowym K-12	GJ	423 440	444 394	444 394	239 065	239 065					
w skojarzeniu	GJ	409 581	421 958	421 958	227 112	227 112					
bez skojarzenia	GJ	13 859	22 436	22 436	11 953	11 953					
w kotłach wodnych (do 2022)	GJ	124 250	80 192								
z oleju:	GJ	4 052	2 165	90 952	58 171	53 341	59 414	61 066	61 887	62 203	62 741
w kotle parowym K-13	GJ	4 052	2 165	2 165	14 406						
w kotłach wodnych olejowo-gazowych K14-16	GJ			88 787	43 765	53 341	59 414	61 066	61 887	62 203	62 741
z gazu:	GJ	0	0	0	244 829	259 235	498 300	498 300	498 300	498 300	498 300
w silnika gazowych SG1-SG3	GJ				244 829	244 829	244 829	244 829	244 829	244 829	244 829
w kotle parowym K-12	GJ						239 065	239 065	239 065	239 065	239 065
w kotle parowym K-13	GJ					14 406	14 406	14 406	14 406	14 406	14 406
w instalacji solarnej	GJ	91	120	120	120	120	120	120	120	120	120

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Metoda DCF – koszty operacyjne

Tab. 18. Struktura ilościowa produkcji i sprzedaży energii elektrycznej w okresie 2021 – 2030, [tys. zł].

ZAŁOŻENIA ILOŚCIOWE	Jedn.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Historia	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza
ENERGIA ELEKTRYCZNA											
Produkcja energii elektrycznej, w tym:	MWh	23 541	23 480	23 480	84 810	84 810	84 810	84 810	84 810	84 810	84 810
z gazu - w silnikach gazowych SG1-SG3	MWh				71 528	71 528	71 528	71 528	71 528	71 528	71 528
<i>współczynnik skojarzenia</i>					1,052	1,052	1,052	1,052	1,052	1,052	1,052
z węgla - w turbozespole parowym TG	MWh	23 508	23 446	23 446	13 248	13 248					
<i>współczynnik skojarzenia</i>		0,207	0,200	0,200	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
z gazu - w turbozespole parowym TG w instalacjach PV	MWh	33	34	34	34	34	34	34	34	34	34
<i>współczynnik skojarzenia</i>							13 248	13 248	13 248	13 248	13 248
Zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne	MWh	4 112	4 032	4 032	4 032	4 032	4 032	4 032	4 032	4 032	4 032
Zakup energii elektrycznej - obrót	MWh	3 352	4 748	4 748							
Sprzedaż energii elektrycznej, w tym:	MWh	22 781	24 196	24 196	80 778	80 778	80 778	80 778	80 778	80 778	80 778
odbiornikom końcowym - źródło	MWh	1 512	1 518	1 518	1 518	1 518	1 518	1 518	1 518	1 518	1 518
odbiornikom końcowym - sieć TD	MWh	9 283	14 910	14 910	39 630	39 630	39 630	39 630	39 630	39 630	39 630
sprzedaż na rynku hurtowym	MWh	11 986	7 768	7 768	39 630	39 630	39 630	39 630	39 630	39 630	39 630

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Metoda DCF – koszty operacyjne

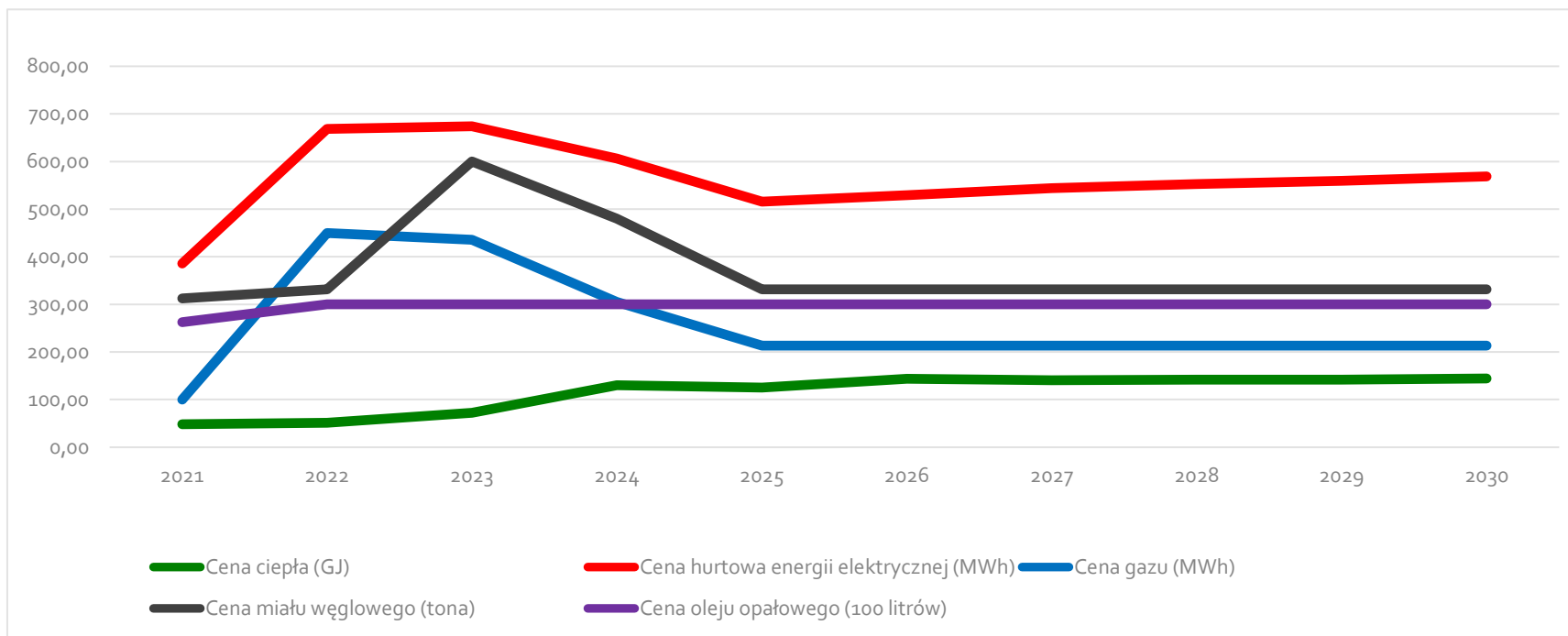
Tab. 19. Struktura ilościowa zużycia paliwa do produkcji ciepła i energii elektrycznej w okresie 2021 – 2030, [tys. zł].

ZAŁOŻENIA ILOŚCIOWE	Jedn.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Historia	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza
ZUŻYCIE PALIW											
węgla (dla wartości opałowej 23 GJ/t)	t	33 124	31 230	26 872	14 364	14 364					
sprawność wytwarzania energii w bloku K-12	%	84,14%	85,56%	85,56%	86,80%	86,80%	86,80%	86,80%	86,80%	86,80%	86,80%
sprawność wytwarzania energii cieplnej w kotłach węglowych (od	%	78,63%	80,00%								
energia chemiczna w paliwie węglowym	GJ	761 856	718 285	618 045	330 366	330 366					
<i>w tym dla ciepła</i>	<i>GJ</i>	<i>661 275</i>	<i>619 635</i>	<i>519 395</i>	<i>275 421</i>	<i>275 421</i>					
oleju (wartość opałowa 0,036 GJ/l)	l	148 306	75 167	2 671 278	1 779 887	1 559 678	1 737 251	1 785 556	1 809 561	1 818 801	1 834 532
sprawność wytwarzania energii cieplnej w K-13	%	75,89%	80,01%	80,01%	80,00%	80,00%	80,00%	80,00%	80,00%	80,00%	80,00%
sprawność wytwarzania energii cieplnej w K-14-17	%			95,00%	95,00%	95,00%	95,00%	95,00%	95,00%	95,00%	95,00%
energia chemiczna w paliwie olejowym	GJ	5 339	2 706	96 166	64 076	56 148	62 541	64 280	65 144	65 477	66 043
gazu	MWh				160 018	165 020	256 789	256 789	256 789	256 789	256 789
sprawność wytwarzania energii cieplnej w silnikach gazowych SG1-	%				42,5%	42,5%	42,5%	42,5%	42,5%	42,5%	42,5%
sprawność wytwarzania energii elektrycznej w silnikach gazowych	%				44,7%	44,7%	44,7%	44,7%	44,7%	44,7%	44,7%
energia chemiczna w paliwie gazowym	GJ				576 066	594 074	924 440	924 440	924 440	924 440	924 440
<i>w tym dla ciepła</i>	<i>GJ</i>				<i>280 766</i>	<i>298 774</i>	<i>574 194</i>	<i>574 194</i>	<i>574 194</i>	<i>574 194</i>	<i>574 194</i>
moc umowna (zamówiona) gazu	kWh/h				22 570	23 570	55 830	55 830	55 830	55 830	55 830
dla silników gazowych SG1-SG3 dla mocy 9,6+10,08 MW	kWh/h				22 570	22 570	22 570	22 570	22 570	22 570	22 570
dla kotła K-13 dla mocy 0,8 MW	kWh/h					1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
dla kotła K-12 dla mocy 28 MW	kWh/h						32 260	32 260	32 260	32 260	32 260

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Metoda DCF

Rys. 11. Prognoza cen paliw oraz hurtowej ceny energii elektrycznej na tle cen ciepła w latach 2021-2030,[zł].



źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Metoda DCF – koszty operacyjne

Tab. 20. Prognoza kosztów zużycia materiałów i energii w okresie 2021 – 2030, [tys. zł].

PROGNOZA KOSZTÓW OPERACYJNYCH	Jedn.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Historia	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza
Koszty operacyjne	zł	33 171 542,06	36 157 652,23	51 516 897,47	87 446 542,89	70 639 097,72	87 641 529,42	90 510 386,24	89 525 154,27	87 112 296,91	91 122 916,15
Zużycie materiałów i energii	zł	15 373 144,30	18 612 981,45	32 420 481,28	67 816 026,18	51 519 126,39	68 433 047,28	68 577 959,56	68 649 977,10	68 677 696,40	68 724 889,38
koszt zużycia węgla	zł	10 397 900,00	10 350 804,17	16 122 922,13	6 894 597,48	4 760 719,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
zużycie węgla	t	33 283	31 230	26 872	14 364	14 364	0	0	0	0	0
cena jednostkowa węgla	zł/t	312,41	331,44	600,00	480,00	331,44	331,44	331,44	331,44	331,44	331,44
Dynamika cen	r/r	-5,9%	6,1%	81,0%	-20,0%	-30,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cena jednostkowa węgla	zł/GJ	13,65	14,41	26,09	20,87	14,41	14,41	14,41	14,41	14,41	14,41
koszt zużycia oleju opałowego	zł	392 200,00	225 500,00	8 013 833,33	5 339 660,09	4 679 035,09	5 211 754,39	5 356 666,67	5 428 684,21	5 456 403,51	5 503 596,49
zużycie opałowego	l	149 512	75 167	2 671 278	1 779 887	1 559 678	1 737 251	1 785 556	1 809 561	1 818 801	1 834 532
cena jednostkowa oleju opałowego	zł/l	2,62	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Dynamika cen	r/r	28,4%	14,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
cena jednostkowa oleju opałowego	zł/GJ	73,46	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33	83,33
koszt zużycia gazu	zł				50 521 768,62	37 019 371,74	58 161 292,89	58 161 292,89	58 161 292,89	58 161 292,89	58 161 292,89
zakup gazu	zł				48 776 012,36	35 210 505,67	54 791 168,49	54 791 168,49	54 791 168,49	54 791 168,49	54 791 168,49
koszt opłaty dystrybucyjnej zmiennej	zł				1 091 325,57	1 125 439,78	1 751 300,06	1 751 300,06	1 751 300,06	1 751 300,06	1 751 300,06
koszt opłaty dystrybucyjnej stałej	zł				654 430,69	683 426,29	1 618 824,35	1 618 824,35	1 618 824,35	1 618 824,35	1 618 824,35
zużycie gazu	MWh				160 018,41	165 020,50	256 788,86	256 788,86	256 788,86	256 788,86	256 788,86
moc zamówiona gazu	kWh/h				22 570,00	23 570,00	55 830,00	55 830,00	55 830,00	55 830,00	55 830,00
stawka opłaty dystrybucyjnej stałej gazu	gr/(kWh/h)				0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331	0,331
stawka opłaty dystrybucyjnej zmiennej gazu	gr/kWh				0,682	0,682	0,682	0,682	0,682	0,682	0,682
cena gazu	zł/MWh	100,00	450,00	435,45	304,82	213,37	213,37	213,37	213,37	213,37	213,37
cena jednostkowa gazu	zł/GJ	28,77	129,47	125,29	87,70	62,31	62,92	62,92	62,92	62,92	62,92
w tym energia elektryczna zakupiona	zł	2 058 900,00	4 159 177,29	4 183 725,82	960 000,00	960 000,00	960 000,00	960 000,00	960 000,00	960 000,00	960 000,00
Dynamika kosztów	r/r	80,8%	102,0%	0,6%	-77,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
w tym materiały do remontów	zł	146 400,00	327 500,00	550 000,00	550 000,00	550 000,00	550 000,00	550 000,00	550 000,00	550 000,00	550 000,00
Dynamika kosztów	r/r	-40,8%	123,7%	67,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
w tym koszty pozostałe	zł	706 914,23	1 800 000,00	1 800 000,00	1 800 000,00	1 800 000,00	1 800 000,00	1 800 000,00	1 800 000,00	1 800 000,00	1 800 000,00
Dynamika cen	r/r	5,1%	154,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
koszt wytworzenia na potrzeby własne	zł	1 670 830,07	1 750 000,00	1 750 000,00	1 750 000,00	1 750 000,00	1 750 000,00	1 750 000,00	1 750 000,00	1 750 000,00	1 750 000,00

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki



Metoda DCF – koszty operacyjne

Zagadnienie	Kluczowe założenia
<p>Koszty operacyjne</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Amortyzacja <p>Wartości niematerialne i prawne - uprawnienia do emisji CO2</p> <p>Spółka objęta jest Europejskim Systemem Handlu Emisjami ETS w związku z czym ponosi koszty nabycia i umorzenia wymaganych uprawnień do emisji dwutlenku węgla EUA. Zgodnie z zasadami uprawnienia EUA zalicza się do wartości niematerialnych i prawnych i w tej pozycji dokonuje się ich umorzenia/amortyzacji.</p> <p>Ilość wymaganych rocznie uprawnień EUA wylicza się na podstawie energii chemicznej zużytych paliw i wskaźników emisji. Ponieważ dla węgla kamiennego Spółka prowadzi rozliczenia analitycznie, dla okresu odniesienia wskaźnik emisji przyjęto w wysokości planowanej na 2022 r. Dla oleju opałowego i gazu ziemnego przyjęto wskaźniki określone dla spalania różnych paliw w odniesieniu do wartości opałowej.</p> <p>Koszt nabycia uprawnień dla 2022 r. przyjęto na poziomie 79,61 eur to jest 358,25 zł przy kursie wymiany 4,50 eur/pln. Wzrost cen uprawnień w latach 2023-2030 przyjęto na poziomie 1,2-1,3% rocznie.</p> <p>Ilość przyznaných nieodpłatnie uprawnień EUA do 2025 r. mieści się w przedziale od 6135 w 2022 r. do 5649 w 2025 r. Dla lat 2026-2030 przyjęto zerową wielkość przyznaných nieodpłatnie uprawnień.</p> <p>Koszt uprawnień do emisji CO2 w 2022 r. wyniesie 22,6 mln zł /ilość niezbędnych uprawnień do emisji CO2 63.419 jednostek/.</p> <p>W kolejnych latach koszt uprawnień do emisji CO2 spadnie w wyniku zastąpienia kotłów węglowych jednostkami gazowymi co przyczyni się do obniżenia wielkości emisji CO2 do poziomu 56.973 jednostek /spadek o ponad 10% względem 2022 r./. Koszt zakupu uprawnień w 2030 r. zakłada się na poziomie 22,4 mln zł.</p>



Metoda DCF – koszty operacyjne

Zagadnienie	Kluczowe założenia
<p>Koszty operacyjne</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Amortyzacja <p>Wartości niematerialne i prawne - uprawnienia do emisji CO2</p> <p>Przy rozliczaniu amortyzacji uprawnień przyjęto następujące zasady:</p> <ul style="list-style-type: none"> • nieodpłatnie uprawnienia EUA przyznawane są w danym roku i ujmowane w danym roku dwustronnie (zgodnie z zasadami rachunkowości): w pozycji amortyzacja i drugostronnie w rachunku zysków i strat w pozycji Inne przychody operacyjne, • ponieważ uprawnienia za dany rok umarza się do końca kwietnia roku następnego, na różnicę pomiędzy wymaganymi uprawnieniami a przyznanymi nieodpłatnie tworzy się rezerwę na brakujące uprawnienia w ciężar danego roku w pozycji Pozostałe rezerwy Bilansu, a amortyzuje w roku następnym po ich nabyciu. <p>Pozostałe wartości niematerialne i prawne oraz rzeczowe aktywa trwałe</p> <p>Amortyzację w pozostałych grupach rodzajowych określono na podstawie planu amortyzacji dla istniejącego majątku oraz dla inwestycji objętych planem inwestycji odpowiednio do okresu przekazywania do eksploatacji i przyjętych stawek amortyzacyjnych:</p> <ul style="list-style-type: none"> • dla modernizowanych środków trwałych wg przyjętych w księgach rachunkowych stawek, • dla nowych środków trwałych wg obowiązującej KŚT (klasyfikacji środków trwałych). <p>W wyniku planowanych inwestycji wartość amortyzacji wzrośnie z 4,5 mln zł w 2022 r. do maksymalnie 11,3 mln zł w 2026 r. oraz do 9,9 mln zł w 2030 r. Kalkulację kosztów zakupu uprawnień do emisji CO2 jak również sumaryczne wyliczenie amortyzacji dla pozostałych środków trwałych zaprezentowano w kolejnej tabeli.</p>



Metoda DCF – koszty operacyjne

Tab. 21. Prognoza amortyzacji w tym: uprawnień EUA w okresie 2021 – 2030, [tys. zł].

PROGNOZA AMORTYZACJI	Jedn.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Historia	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza
Amortyzacja	zł	14 926 733,40	30 101 428,07	30 286 714,47	30 589 205,91	35 571 247,32	36 444 246,77	32 593 702,99	32 455 844,82	32 003 579,74	32 421 663,61
Wartości niematerialne i prawne	zł	10 910 603,40	25 605 088,07	22 979 300,47	22 693 271,91	24 651 696,32	25 152 848,77	21 629 002,99	21 935 784,82	22 217 659,74	22 483 973,61
prawa do emisji gazów	zł	10 897 113,40	25 591 948,07	22 946 160,47	22 647 631,91	24 604 686,32	25 112 848,77	21 589 002,99	21 895 784,82	22 177 659,74	22 443 973,61
wymagane uprawnienia EUA	MgCO2	65 302	63 419	61 831	66 349	66 746	56 702	56 836	56 903	56 929	56 973
przyznane uprawnienia EUA	MgCO2	6 399	6 135	5 973	5 811	5 649	0	0	0	0	0
uprawnienie do nabycia EUA	MgCO2	58 903	57 284	55 858	60 538	61 097	56 702	56 836	56 903	56 929	56 973
cena jednostkowa EUA	EUR/EUA	53,52	79,61	80,61	81,61	82,61	83,61	84,61	85,61	86,61	87,61
<i>Dynamika cen</i>	r/r	113,1%	48,7%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Kurs wymiany walut PLN/EUR	zł	4,30	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50	4,50
cena jednostkowa EUA	zł/EUA	230,14	358,25	362,75	367,25	371,75	376,25	380,75	385,25	389,75	394,25
koszt zakupu	zł		23 394 114,99	20 779 484,58	20 513 571,21	22 504 698,81	22 987 440,77	21 589 002,99	21 895 784,82	22 177 659,74	22 443 973,61
przyznane nieodpłatnie	zł		2 197 833,08	2 166 675,89	2 134 060,70	2 099 987,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ogółem wartość uprawnień do emisji CO2	zł		25 591 948,07	22 946 160,47	22 647 631,91	24 604 686,32	22 987 440,77	21 589 002,99	21 895 784,82	22 177 659,74	22 443 973,61
Koszt zakupu uprawnień na jednostkę	zł/GJ	24,67	38,41	38,89	29,82	32,15	34,07	29,23	29,61	29,98	30,32
Wskaźniki emisji:											
dla węgla kamiennego	MgCO2/GJ	0,0852	0,0880	0,0880	0,0880	0,0880	0,0880	0,0880	0,0880	0,0880	0,0880
dla oleju opałowego	MgCO2/GJ	0,0774	0,0774	0,0774	0,0774	0,0774	0,0774	0,0774	0,0774	0,0774	0,0774
dla gazu	MgCO2/GJ	0,0561	0,0561	0,0561	0,0561	0,0561	0,0561	0,0561	0,0561	0,0561	0,0561
Emisja CO2 z wybranego paliwa:											
Węgiel	MgCO2	64 910,13	63 209,11	54 387,99	29 072,22	29 072,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Olej opałowy	MgCO3	413,24	209,44	7 443,25	4 959,48	4 345,89	4 840,68	4 975,27	5 042,16	5 067,91	5 111,74
Gaz	MgCO4	0,00	0,00	0,00	32 317,32	33 327,54	51 861,08	51 861,08	51 861,08	51 861,08	51 861,08
Ogółem	MgCO5	65 323,37	63 418,56	61 831,24	66 349,01	66 745,65	56 701,76	56 836,35	56 903,24	56 928,99	56 972,82
inne wartości niematerialne i prawne	zł	13 490,00	13 140,00	33 140,00	45 640,00	47 010,00	40 000,00	40 000,00	40 000,00	40 000,00	40 000,00
Grunty	zł	12 530,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Budynki, lokale i obiekty inż.. lądowej i wodnej	zł	2 787 540,00	3 163 260,00	4 349 890,00	4 755 160,00	4 849 940,00	4 898 220,00	4 913 940,00	4 861 430,00	4 756 100,00	4 743 810,00
Etap I	zł			1 126 860,00	1 126 860,00	1 126 860,00	1 126 860,00	1 126 860,00	1 121 680,00	1 104 330,00	1 104 330,00
Etap II	zł				345 150,00	345 150,00	345 150,00	345 150,00	345 150,00	345 150,00	345 150,00
Pozostałe	zł	2 787 540,00	3 163 260,00	3 223 030,00	3 283 150,00	3 377 930,00	3 426 210,00	3 441 930,00	3 394 600,00	3 306 620,00	3 294 330,00
Urządzenia techniczne i maszyny	zł	1 188 430,00	1 304 120,00	2 909 940,00	3 087 400,00	5 995 351,00	6 334 170,00	5 973 040,00	5 583 260,00	4 934 450,00	5 118 510,00
Etap I	zł			1 216 380,00	1 216 380,00	1 216 380,00	1 216 380,00	1 216 380,00	1 001 180,00	732 180,00	732 180,00
Etap II	zł				0,00	2 262 400,00	2 262 400,00	2 262 400,00	2 262 400,00	2 262 400,00	2 262 400,00
Pozostałe	zł	1 188 430,00	1 304 120,00	1 693 560,00	1 871 020,00	2 516 571,00	2 855 390,00	2 494 260,00	2 319 680,00	1 939 870,00	2 123 930,00
Środki transportu	zł	17 880,00	21 380,00	21 380,00	21 380,00	41 080,00	29 700,00	46 120,00	45 370,00	65 370,00	45 370,00
Inne środki trwałe	zł	9 750,00	7 550,00	26 204,00	31 994,00	33 180,00	29 308,00	31 600,00	30 000,00	30 000,00	30 000,00

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki



Metoda DCF – koszty operacyjne

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Koszty operacyjne	<ul style="list-style-type: none"> Usługi obce Usługi remontowe – koszty założono wg planu remontów, średniorocznie ich wartość wynosi ok. 2,7 mln zł przy czym w poszczególnych latach waha się w szerokim przedziale od 0,4 mln zł w 2022 r. do maksymalnie 4,9 mln zł w 2027 r. oraz 2030 r. Pozostałe usługi przyjęto na poziomie 3 mln zł rocznie co nieznacznie przekracza wartość kosztów pozostałych usług poniesionych w 2021 r. Wynagrodzenia Zakłada się w latach 2023-2026 spadek zatrudnienia wynikający z przyjętego harmonogramu optymalizacji zatrudnienia uwzględniającego planowane do realizacji inwestycje oraz ochronę przedemerytalną pracowników. Poziom zatrudnienia w latach 2027-2030 przyjęto wg stanu zakładanego na koniec 2026 r. Stan zatrudnienia zmniejszy się w okresie prognozy z 108 etatów do 92 etatów w latach 2026-2030. Koszt płac – założono wzrost płac w 2022 r. o 1,4% oraz wzrost w tempie 3% r/r w latach 2023-2024, następnie 2% r/r w latach 2025-2026 oraz 1,5% r/r w latach 2027-2028. W latach 2029-2030 założono wzrost r/r w tempie 1%. Średnia miesięczna płaca wzrośnie na przestrzeni analizowanego okresu z 6345,66 zł do 7360,82 zł. Założono koszt funduszu bezosobowego od 2022 r. na poziomie 500,0 tys. zł oraz wzrost w kolejnych latach analogiczny do wzrostu płac. Koszt ubezpieczeń społecznych i pozostałych świadczeń – wzrost kosztów proporcjonalnie do kosztów wynagrodzeń wg danych za 2021 r.. Wartość kosztów ubezpieczeń społecznych i pozostałych świadczeń w 2022 r. wyniesie ok. 2,2 mln zł. Na przestrzeni analizowanego okresu ze względu na stopniowy spadek zatrudnienia będzie mieściła się w wąskim przedziale 2,1-2,5, mln zł rocznie.



Metoda DCF – koszty operacyjne

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Koszty operacyjne	<ul style="list-style-type: none"> Pozostałe koszty rodzajowe Pozostałe koszty rodzajowe przyjęto na stałym poziomie 280 tys. zł rocznie w całym okresie prognozy. Przyjęta wartość jest wyższa o ok. 7,7% względem kosztów poniesionych w 2021 r. Wartość sprzedanych towarów i materiałów Przyjęto wartość sprzedanych towarów na poziomie przychodów ze sprzedaży towarów to jest 60 tys. zł rocznie w całym okresie analizy. <p>Łącznie koszty operacyjne w latach 2022-2030 wzrosną z 66,3 mln zł do 123,5 mln zł. Marża operacyjna (wynik na sprzedaży do przychodów ze sprzedaży) będzie się wahać od (minus) 24,7% w 2023 r. do maksymalnie 9,9% w 2029 r.</p>



Metoda DCF – koszty operacyjne

Tab. 22. Prognoza pozostałych pozycji kosztów operacyjnych w okresie 2021 – 2030, [tys. zł].

PROGNOZA KOSZTÓW OPERACYJ	Jedn.	2021 Historia	2022 Prognoza	2023 Prognoza	2024 Prognoza	2025 Prognoza	2026 Prognoza	2027 Prognoza	2028 Prognoza	2029 Prognoza	2030 Prognoza
Koszty operacyjne	zł	33 171 542,06	36 157 652,23	51 516 897,47	87 446 542,89	70 639 097,72	87 641 529,42	90 510 386,24	89 525 154,27	87 112 296,91	91 122 916,15
Zużycie materiałów i energii	zł	15 373 144,30	18 612 981,45	32 420 481,28	67 816 026,18	51 519 126,39	68 433 047,28	68 577 959,56	68 649 977,10	68 677 696,40	68 724 889,38
Usługi obce	zł	3 583 013,10	3 421 000,00	4 816 000,00	5 501 000,00	5 260 000,00	5 360 000,00	7 915 000,00	6 686 000,00	4 123 000,00	7 963 000,00
w tym usługi remontowe	zł	767 600,00	421 000,00	1 816 000,00	2 501 000,00	2 260 000,00	2 360 000,00	4 915 000,00	3 686 000,00	1 123 000,00	4 963 000,00
Dynamika kosztów	r/r	38,1%	-45,2%	331,4%	37,7%	-9,6%	4,4%	108,3%	-25,0%	-69,5%	341,9%
w tym koszty pozostałe	zł	2 815 413,10	3 000 000,00	3 000 000,00	3 000 000,00	3 000 000,00	3 000 000,00	3 000 000,00	3 000 000,00	3 000 000,00	3 000 000,00
Dynamika kosztów	r/r	19,5%	6,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Podatki i opłaty	zł	2 717 900,00	2 830 000,00	2 830 000,00	2 830 000,00	2 830 000,00	2 830 000,00	2 830 000,00	2 830 000,00	2 830 000,00	2 830 000,00
Dynamika kosztów	r/r	8,9%	4,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Wynagrodzenia	zł	8 668 448,93	8 771 948,55	8 863 242,29	8 644 927,59	8 329 090,43	8 270 383,63	8 403 206,69	8 538 293,87	8 635 908,39	8 734 277,72
w tym fundusz bezosobowy	zł	529 700,00	500 000,00	500 000,00	515 500,00	531 480,50	547 956,40	564 943,05	582 456,28	600 512,42	618 527,79
średnioroczne zatrudnienie	etaty	108,42	108,63	106,63	100,63	94,63	91,88	91,88	91,88	91,88	91,88
średnia płaca	zł/etat	6 255,57	6 345,66	6 536,03	6 732,11	6 866,75	7 004,09	7 109,15	7 215,79	7 287,94	7 360,82
Dynamika wynagrodzeń	r/r	10,8%	1,4%	3,0%	3,0%	2,0%	2,0%	1,5%	1,5%	1,0%	1,0%
Ubezpiecz. społeczne i inne świadczenia	zł	2 155 980,24	2 181 722,23	2 247 173,90	2 314 589,11	2 360 880,90	2 408 098,51	2 444 219,99	2 480 883,29	2 505 692,12	2 530 749,05
Dynamika kosztów	r/r	5,7%	1,2%	3,0%	3,0%	2,0%	2,0%	1,5%	1,5%	1,0%	1,0%
Pochodne/wynagrodzenia	%	24,87%	24,87%	25,35%	26,77%	28,35%	29,12%	29,09%	29,06%	29,01%	28,97%
Pozostałe koszty rodzajowe	zł	259 887,90	280 000,00	280 000,00	280 000,00	280 000,00	280 000,00	280 000,00	280 000,00	280 000,00	280 000,00
Dynamika kosztów	r/r	9,8%	7,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Wartość sprzedanych towarów i materiałów	zł	413 167,59	60 000,00	60 000,00	60 000,00	60 000,00	60 000,00	60 000,00	60 000,00	60 000,00	60 000,00
Dynamika kosztów	r/r	3185,9%	-85,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Metoda DCF – pozostała działalność

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Pozostałe przychody operacyjne	<p>Pozostałe przychody operacyjne uwzględniają wpływy z tytułu rozliczenia dotacji od realizowanych oraz planowanych projektów dla których spółka uzyskała akceptację na dofinansowanie projektów. Wartość dotacji ujętych w pozostałych przychodach operacyjnych będzie wynosić od ok. 1 mln zł w 2022 r. do maksymalnie 2,1 mln zł w latach 2025-2030.</p> <p>Pozostałe przychody operacyjne uwzględniają również umorzenie darmowych uprawnień do emisji CO2. Wartość tych uprawnień rokrocznie będzie wynosić w przedziale 2,1-2,2 mln zł (w latach 2022-2025).</p>
Pozostałe koszty operacyjne	<p>W projekcji założono brak uzyskania pozostałych kosztów operacyjnych w latach 2022-2030.</p>
Przychody finansowe	<p>W projekcji uwzględniono uzyskanie symbolicznych przychodów finansowych na poziomie 4 tys. zł rocznie.</p>
Koszty finansowe	<p>Koszty finansowe w latach 2022-2030 przyjęto w rozbiciu na główne źródła finansowania dłużnego /koszty finansowania bieżących zobowiązań oraz projektów inwestycyjnych, w tym:</p> <ul style="list-style-type: none"> Koszty finansowania bieżącego ustalono w oparciu o stawkę WIBOR 1M + 2% marży Koszt finansowania Etapu 1 Rozbudowy źródła ciepła ustalono w oparciu o stawkę WIBOR 3m + 0,5% marży Koszt finansowania Etapu 2 Rozbudowy źródła ciepła ustalono w oparciu o stopę bazową Komisji Europejskiej + 1% marży
Nakłady inwestycyjne	<p>Łączne nakłady inwestycyjne w latach 2022-2030 wyniosą ponad 111,1 mln zł. Największe wydatki inwestycyjne przewidziano w latach 2022-2024 gdzie wartość nakładów inwestycyjnych wyniesie kolejno: 38,9 mln zł w 2022 r.; 12,7 mln zł w 2023 r.; 43,2 mln zł w 2024 r. oraz 9,9 mln zł w 2025 r.</p>



Metoda DCF – pozostała działalność

Tab. 23. Prognoza pozostałych pozycji rachunku zysków i strat w okresie 2021 – 2030, [tys. zł].

POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ OPERACYJNA	Jedn.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Historia	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza
Pozostałe przychody operacyjne	zł	2 385 788,81	3 166 033,08	3 134 875,89	3 254 206,58	4 215 690,89	2 115 703,38	2 115 703,38	2 115 703,38	2 115 703,38	2 115 703,38
Zysk z tyt. rozchodu niefinans. aktywów trwałych	zł	1 289 691,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Dotacje	zł	909 801,00	968 200,00	968 200,00	1 120 145,88	2 115 703,38	2 115 703,38	2 115 703,38	2 115 703,38	2 115 703,38	2 115 703,38
w tym EOG	zł				151 945,88	1 147 503,38	1 147 503,38	1 147 503,38	1 147 503,38	1 147 503,38	1 147 503,38
Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych	zł	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Inne przychody operacyjne	zł	186 296,28	2 197 833,08	2 166 675,89	2 134 060,70	2 099 987,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pozostałe koszty operacyjne	zł	225 146,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Strata z tyt. rozchodu niefinans. aktywów trwałych	zł	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Aktualizacja wartości aktywów niefinansowych	zł	17 935,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Inne koszty operacyjne	zł	207 211,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Tab. 24. Prognoza nakładów inwestycyjnych w okresie 2021 – 2030, [tys. zł].

NAKŁADY INWESTYCYJNE	Jedn.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
		Historia	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza
Wartości niematerialne i prawne	zł	15 000,00	25 000,00	40 000,00	40 000,00	40 000,00	40 000,00	40 000,00	40 000,00	40 000,00	40 000,00
Grunty (w tym prawo użytkowania wiecz.gruntu)	zł	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej, wodnej	zł	6 174 440,00	21 281 940,00	9 730 680,00	1 696 000,00	1 242 000,00	441 000,00	513 500,00	113 000,00	20 000,00	773 000,00
Urządzenia techniczne i maszyny	zł	1 750 740,00	17 501 200,00	2 944 280,00	41 328 360,00	8 578 000,00	756 000,00	795 000,00	835 000,00	405 000,00	1 095 000,00
Środki transportu	zł	69 550,00	70 000,00	0,00	100 000,00	0,00	100 000,00	0,00	100 000,00	0,00	100 000,00
Inne środki trwałe	zł	11 990,00	38 000,00	30 000,00	30 000,00	30 000,00	30 000,00	30 000,00	30 000,00	30 000,00	30 000,00
Razem	zł	8 021 720,00	38 916 140,00	12 744 960,00	43 194 360,00	9 890 000,00	1 367 000,00	1 378 500,00	1 118 000,00	495 000,00	2 038 000,00

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Metoda DCF – nakłady inwestycyjne oraz źródła finansowania

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Nakłady inwestycyjne oraz źródła finansowania	<p>ETAP 1 - Dostosowanie źródła ciepła do nowych norm emisyjnych obowiązujących od 01.01.2023 r. Wartość nakładów inwestycyjnych 34.376,2 tys. zł Zawarto umowę z wykonawcą Finansowanie zewnętrzne: Pożyczka ze środków NFOŚiGW w Warszawie z programu Energia Plus w kwocie 31.600,00 tys. zł, Oprocentowanie – na warunkach preferencyjnych: WIBOR 3M + 50 pb, nie mniej niż 1,5% w skali roku,</p>
	<p>ETAP 2 - Budowa układu kogeneracyjnego opartego na trzech silnikach gazowych o łącznej mocy 10 MWe Wartość nakładów inwestycyjnych 40.510 tys. zł Na realizację zadania w 2020 r. Spółka złożyła wniosek o dofinansowanie projektu ze środków MF EOG w formie dotacji w kwocie 17,6 mln zł oraz pożyczki z NFOŚiGW w kwocie 21,5 mln zł.</p> <p>Podpisanie umowy dotacji uwarunkowane jest dokapitalizowaniem Spółki do wysokości przewyższającej wartość wynikającą z art. 233 § 1 KSH. W projekcji przyjęto wzrost nakładów inwestycyjnych dla przedmiotowego projektu o 7,6% co odpowiada rocznemu wzrostowi cen produkcji budowlano-montażowej wg danych GUS za grudzień 2021 r. Przyjęta wartość nakładów inwestycyjnych to 43.588,8 tys. zł.</p> <p>Finansowanie: Środki Mechanizmu Finansowego Europejskiego Obszaru Gospodarczego w formie dotacji w kwocie 17.598.825,00 zł udzielonej w dwóch transzach: 2023 r. – 3.376.575 zł, 2024 r. – 14.222.250,00 zł, Pożyczka ze środków NFOŚiGW w Warszawie z programu priorytetowego Współfinansowanie projektów realizowanych w ramach Mechanizmu Finansowego Europejskiego Programu Gospodarczego 2014-2021 w kwocie 21.509.675,00 tys. zł udzielonej w dwóch transzach: 2023 r. – 4.126.925,00 zł, 2024 r. – 17.382.750,00 zł, Oprocentowanie – na poziomie stopy referencyjnej ustalonej zgodnie z komunikatem Komisji Europejskiej w sprawie zmiany metody ustalania stóp referencyjnych i dyskontowych (Dz. Urz. UE C 14, 19.01.2018).</p>
Bieżące finansowanie działalności	Średnie oprocentowanie posiadanych obecnie kredytów i pożyczek wynosi WIBOR 1M + marża na poziomie 2,0%



Metoda DCF – pozostała działalność

Tab. 25. Prognoza źródeł finansowania zewnętrznego działalności w okresie 2021 – 2030, [tys. zł].

PROGNOZA FINANSOWANIA DZIAŁALNOŚCI	Jedn.	2021 Historia	2022 Prognoza	2023 Prognoza	2024 Prognoza	2025 Prognoza	2026 Prognoza	2027 Prognoza	2028 Prognoza	2029 Prognoza	2030 Prognoza
Kredyty i pożyczki zacięgnięte											
Wysokość kredytów i pożyczek na początek okresu	zł	22 595 632,04	25 128 642,03	24 216 077,71	25 617 295,15	11 600 934,55	9 502 151,99	7 512 064,79	5 848 064,79	5 000 000,00	5 000 000,00
Zaciągnięcie kredytów i pożyczek	zł	3 537 738,55	3 000 000,00	3 500 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
długoterminowych (inwestycyjnych)	zł	2 120 000,00	3 000 000,00								
obrotowych	zł	1 417 738,55		3 500 000,00							
Splata kredytów i pożyczek	zł	1 004 728,56	3 912 564,32	2 098 782,56	14 016 360,60	2 098 782,56	1 990 087,20	1 664 000,00	848 064,79	0,00	0,00
długoterminowych (inwestycyjnych)	zł	1 004 728,56	1 412 564,32	2 098 782,56	2 098 782,56	2 098 782,56	1 990 087,20	1 664 000,00	848 064,79		
obrotowych	zł		2 500 000,00	0,00	11 917 578,04	0,00					
Wysokość kredytów i pożyczek na koniec okresu	zł	25 128 642,03	24 216 077,71	25 617 295,15	11 600 934,55	9 502 151,99	7 512 064,79	5 848 064,79	5 000 000,00	5 000 000,00	5 000 000,00
Splata odsetek	zł	676 731,60	1 391 521,10	1 756 626,39	1 311 942,60	743 883,80	599 751,14	470 944,57	382 394,28	352 500,00	352 500,00
Oprocentowanie	%	2,84%	5,64%	7,05%	7,05%	7,05%	7,05%	7,05%	7,05%	7,05%	7,05%
Rozbudowa źródła ciepła etap I - dostosowanie do nowych norm emisyjnych od 01.01.2023											
Środki własne	zł		2 776 200,00								
Pożyczka z NFOŚiGW	zł		31 600 000,00								
Wysokość pożyczki na początek okresu	zł		0,00	31 600 000,00	31 600 000,00	28 440 000,00	25 280 000,00	22 120 000,00	18 960 000,00	15 800 000,00	12 640 000,00
Zaciągnięcie pożyczki	zł		31 600 000,00	0,00	0,00						
Ilość rat	zł				4	4	4	4	4	4	4
Wysokość rat	zł				790 000,00	790 000,00	790 000,00	790 000,00	790 000,00	790 000,00	790 000,00
Wysokość pożyczki na koniec okresu	zł		31 600 000,00	31 600 000,00	28 440 000,00	25 280 000,00	22 120 000,00	18 960 000,00	15 800 000,00	12 640 000,00	9 480 000,00
Splata odsetek	zł			2 003 440,00	1 928 311,00	1 727 967,00	1 527 623,00	1 327 279,00	1 126 935,00	926 591,00	726 247,00
Oprocentowanie	%		6,34%	6,34%	6,34%	6,34%	6,34%	6,34%	6,34%	6,34%	6,34%

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Metoda DCF – pozostała działalność

PROGNOZA FINANSOWANIA DZIAŁALNOŚCI	Jedn.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	Historia	Proгноza	Proгноza	Proгноza	Proгноza	Proгноza	Proгноza	Proгноza	Proгноza	Proгноza	Proгноza
Rozbudowa źródła ciepła etap II - budowa układu kogeneracyjnego opartego na trzech silnikach gazowych o łącznej mocy 10 MWe											
Dotacja MF EOG	zł			3 376 575,00	14 222 250,00						
Pożyczka z NFOŚiGW	zł			4 126 925,00	17 382 750,00						
Wysokość pożyczki na początek okresu	zł			0,00	4 126 925,00	21 509 675,00	19 896 449,00	17 745 481,00	15 594 513,00	13 443 545,00	11 292 577,00
Zaciągnięcie pożyczki	zł			4 126 925,00	17 382 750,00						
Ilość rat	zł					3	4	4	4	4	4
Wysokość rat	zł					537 742,00	537 742,00	537 742,00	537 742,00	537 742,00	537 742,00
Wysokość pożyczki na koniec okresu	zł			4 126 925,00	21 509 675,00	19 896 449,00	17 745 481,00	15 594 513,00	13 443 545,00	11 292 577,00	9 141 609,00
Splata odsetek	zł			52 205,60	428 714,19	1 067 982,25	965 945,70	857 106,72	748 267,74	639 428,76	530 589,78
Oprocentowanie	%		5,06%	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%	5,06%
Kredyty i pożyczki razem											
Wysokość kredytów i pożyczek na początek okresu	zł	22 595 632,04	25 128 642,03	55 816 077,71	61 344 220,15	61 550 609,55	54 678 600,99	47 377 545,79	40 402 577,79	34 243 545,00	28 932 577,00
Zaciągnięcie kredytów i pożyczek	zł	3 537 738,55	34 600 000,00	7 626 925,00	17 382 750,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
długoterminowych (inwestycyjnych)	zł	2 120 000,00	34 600 000,00	4 126 925,00	17 382 750,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
obrotowych	zł	1 417 738,55	0,00	3 500 000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Splata kredytów i pożyczek	zł	1 004 728,56	3 912 564,32	2 098 782,56	17 176 360,60	6 872 008,56	7 301 055,20	6 974 968,00	6 159 032,79	5 310 968,00	5 310 968,00
długoterminowych (inwestycyjnych)	zł	1 004 728,56	1 412 564,32	2 098 782,56	5 258 782,56	6 872 008,56	7 301 055,20	6 974 968,00	6 159 032,79	5 310 968,00	5 310 968,00
obrotowych	zł	0,00	2 500 000,00	0,00	11 917 578,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Wysokość kredytów i pożyczek na koniec okresu	zł	25 128 642,03	55 816 077,71	61 344 220,15	61 550 609,55	54 678 600,99	47 377 545,79	40 402 577,79	34 243 545,00	28 932 577,00	23 621 609,00
w tym obrotowych	zł	15 917 578,04	13 417 578,04	16 917 578,04	5 000 000,00	5 000 000,00	5 000 000,00	5 000 000,00	5 000 000,00	5 000 000,00	5 000 000,00
Splata odsetek	zł	676 731,60	1 391 521,10	3 812 271,99	3 668 967,79	3 539 833,05	3 093 319,84	2 655 330,29	2 257 597,02	1 918 519,76	1 609 336,78
Część długoterminowa	zł	7 798 434,88	40 299 652,32	39 167 794,76	49 678 536,20	42 377 481,00	35 402 513,00	29 243 480,21	23 932 512,21	18 621 544,21	13 310 576,21
Finansowanie kapitałem własnym											
Liczba nowych udziałów	zł		20 000,00	11 000,00	9 000,00						
Wartość 1 udziału	zł		1 000,00	1 000,00	1 000,00						

źródło: opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Metoda DCF – kapitał obrotowy netto

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Kapitał obrotowy netto:	<p>Kapitał obrotowy jest konsekwencją długości cykli obrotowości składników aktywów i pasywów. Działalność ciepłownicza charakteryzuje się dużą sezonowością, gdzie obroty w sezonie grzewczym kilkukrotnie przewyższają obroty w sezonie poza-grzewczym. Ponadto przed sezonem grzewczym należy zgromadzić odpowiednie zapasy paliwa, zgodnie z wymogami prawa energetycznego. Z tych względów wartości zapasów, należności, zobowiązań na koniec roku są stosunkowo wysokie, co znajduje swoje odzwierciedlenie we wskaźnikach rotacji.</p>
Zapasy	<p>Przyjęto 50-dniowy cykl rotacji zapasów węgla. Cykl rotacji zapasów oleju przyjęto na poziomie 21 dni. Utrzymanie pozostałych zapasów przyjęto na poziomie 800 tys. zł rocznie /analogicznie do poziomu pozostałych zapasów utrzymywanych w 2021 r./. Wartość zapasów w kolejnych latach ulegnie zmniejszeniu w wyniku wyeliminowania produkcji opartej na węglu. Wartość zapasów ogółem spadnie z 3 mln zł na koniec 2022 r. do 1,1 mln zł na koniec 2030 r.</p>
Należności	<p>Założono spadek cyklu rotacji należności z tytułu dostaw i usług z 45 dni w 2022 r. do poziomu 30 dni w kolejnych latach projekcji. W wyniku znaczącego wzrostu sprzedaży wartość należności handlowych wzrośnie z 7,9 mln zł w 2022 r. do 11,1 mln zł w 2030 r. Należności z tyt. podatków – wielkość należności podatkowych w poszczególnych latach projekcji jest skorelowana z wartością realizowanych inwestycji. Założono relatywnie wysoki poziom należności podatkowych w latach 2022-2025 w przedziale 0,6-2,1 mln zł rocznie oraz spadek do poziomu ok. 0,2 mln zł rocznie w kolejnych latach.</p>
Zobowiązania	<p>Zobowiązania z tytułu dostaw i usług – poziom zobowiązań z tyt. dostaw i usług przyjęto na poziomie 11-20% kosztów zużycia materiałów i energii oraz usług obcych (40-70 dniowy cykl rotacji względem przedmiotowych pozycji kosztowych). Wartość zobowiązań handlowych wzrośnie w analizowanym okresie z 3 mln zł w 2022 r. do 7,5 mln zł w 2030 r. (maksymalnie wynosząc 11 mln zł w 2025 r.). Zobowiązania z tytułu podatków, ceł, ubezpieczeń i innych świadczeń założono wielkość zobowiązań podatkowych na poziomie zbliżonym do relacji zobowiązań podatkowych do sprzedaży w 2021 r.; Wartość przedmiotowych zobowiązań wzrośnie z 2,3 mln zł w 2022 r. do 6,2 mln zł w 2030 r. Inne zobowiązania – wartość skorelowana głównie z wartością realizowanych inwestycji. Ich wartość spadnie z 5,2 mln zł w 2022 r. do 0,7 mln zł w 2030 r.</p>



Metoda DCF – pozostałe pozycje bilansowe

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Krótkoterminowe rezerwy na zobowiązania	<p>Pozycja uwzględnia: Wartość naliczonych uprawnień do emisji CO2 za dany rok umarzanych do końca kwietnia roku następnego. Różnica pomiędzy wymaganymi uprawnieniami a przyznanymi nieodpłatnie tworzy rezerwę na brakujące uprawnienia w ciężar danego roku w pozycji <i>Pozostałe rezerwy</i> Wartość tej pozycji waha się rocznie w przedziale 22,3 mln zł – 26,8 mln zł. Krótkoterminowe rezerwy na świadczenia emerytalne i podobne w wysokości ok. 0,3 mln zł rocznie.</p>
Bierne rozliczenia międzyokresowe	<p>Uwzględnia wartość dotacji rozliczanych w czasie adekwatnie do udziału dofinansowania do amortyzacji środków trwałych nabytych lub wytworzonych z udziałem dotacji.</p>



Metoda DCF – kapitał obrotowy netto

Tab. 26. Prognozowane wartości składników obrotowych na lata 2022 – 2030, [tys. zł].

Wyszczególnienie	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P	2026 P	2027 P	2028 P	2029 P	2030 P
Zapasy	7 907,3	5 917,5	12 421,3	10 217,0	10 736,7	10 719,5	10 830,1	10 848,8	11 092,5
<i>Zapasy</i>	<i>7 907,3</i>	<i>5 917,5</i>	<i>12 421,3</i>	<i>10 217,0</i>	<i>10 736,7</i>	<i>10 719,5</i>	<i>10 830,1</i>	<i>10 848,8</i>	<i>11 092,5</i>
Należności krótkoterminowe	7 949,3	5 959,5	12 463,3	10 259,0	10 778,7	10 761,5	10 872,1	10 890,8	11 134,5
<i>z tytułu dostaw i usług</i>	<i>5 987,2</i>	<i>5 201,2</i>	<i>10 304,4</i>	<i>9 632,0</i>	<i>10 543,8</i>	<i>10 526,1</i>	<i>10 648,6</i>	<i>10 696,1</i>	<i>10 868,8</i>
<i>z tytułu należności publ.-prawnych</i>	<i>1 890,1</i>	<i>686,3</i>	<i>2 086,9</i>	<i>554,9</i>	<i>162,9</i>	<i>163,4</i>	<i>151,4</i>	<i>122,8</i>	<i>193,7</i>
<i>pozostałe aktywa krótkoterminowe</i>	<i>72,0</i>	<i>72,0</i>	<i>72,0</i>	<i>72,0</i>	<i>72,0</i>	<i>72,0</i>	<i>72,0</i>	<i>72,0</i>	<i>72,0</i>
Zobowiązania krótkoterminowe	47 964,8	51 635,6	76 985,7	71 143,1	63 316,1	61 768,0	59 855,6	57 702,9	56 537,2
<i>z tytułu dostaw i usług</i>	<i>3 042,6</i>	<i>7 097,3</i>	<i>10 735,1</i>	<i>11 005,8</i>	<i>7 204,3</i>	<i>7 474,3</i>	<i>7 358,6</i>	<i>7 105,1</i>	<i>7 493,8</i>
<i>z tytułu podatków, ceł, ubezpieczeń i innych świadczeń</i>	<i>2 264,2</i>	<i>2 950,5</i>	<i>5 845,4</i>	<i>5 464,0</i>	<i>5 981,2</i>	<i>5 971,2</i>	<i>6 040,6</i>	<i>6 067,6</i>	<i>6 165,5</i>
<i>pozostałe niefinansowe zobowiązania krótkoterminowe</i>	<i>6 030,9</i>	<i>2 811,8</i>	<i>6 557,1</i>	<i>2 460,7</i>	<i>1 412,3</i>	<i>1 413,7</i>	<i>1 381,7</i>	<i>1 305,1</i>	<i>1 494,9</i>
<i>rezerwy krótkoterminowe</i>	<i>22 829,4</i>	<i>22 569,9</i>	<i>24 540,0</i>	<i>25 020,2</i>	<i>23 641,6</i>	<i>23 947,7</i>	<i>24 229,3</i>	<i>24 495,5</i>	<i>24 769,0</i>
<i>bierne rozliczenia międzyokresowe</i>	<i>13 797,7</i>	<i>16 206,1</i>	<i>29 308,2</i>	<i>27 192,5</i>	<i>25 076,8</i>	<i>22 961,1</i>	<i>20 845,4</i>	<i>18 729,7</i>	<i>16 614,0</i>

źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Tab. 27. Zmiana kapitału obrotowego w latach 2022 – 2030, [tys. zł].

Wyszczególnienie	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P	2026 P	2027 P	2028 P	2029 P	2030 P
Zmiana stanu zapasów	-1 131,9	1 989,9	-6 503,9	2 204,4	-519,7	17,2	-110,5	-18,8	-243,7
Zmiana stanu należności	-1 131,6	1 989,9	-6 503,9	2 204,4	-519,7	17,2	-110,5	-18,8	-243,7
Zmiana stanu zobowiązań	-3 132,5	3 670,8	25 350,1	-5 842,6	-7 827,0	-1 548,2	-1 912,4	-2 152,8	-1 165,7
Zmiana kapitału obrotowego	-5 396,1	7 650,5	12 342,3	-1 433,8	-8 866,4	-1 513,8	-2 133,4	-2 190,3	-1 653,1

źródło: Opracowanie własne na podstawie danych Spółki

Metoda DCF – stopa dyskontowa

Stopę dyskonta przyjęto na poziomie średnioważonego kosztu kapitału (WACC) finansującego aktywa Spółki. Do wyznaczenia kosztu kapitału własnego posłużono się modelem CAPM (Capital Assets Pricing Model). Model ten wyraża się następującym równaniem:

$$k_e = R_f + \beta \times ERP + SP + SRP$$

gdzie:

k_e – koszt kapitału własnego, oczekiwana stopa zwrotu z kapitału własnego,

R_f – stopa wolna od ryzyka (oparta na oprocentowaniu obligacji skarbowych),

β – współczynnik określający udział ryzyka danego papieru wartościowego w ryzyku rynkowym,

ERP – premia za ryzyko rynkowe (Equity Risk Premium), rekompensująca inwestorom podjęcie ryzyka kapitałowego w Polsce

SP – to premia za wielkość spółki, która ma rekompensować inwestorom dodatkowe ryzyko nieodłącznie związane z akcjami małych spółek

SRP – to premia za ryzyko specyficzne



Metoda DCF – stopa dyskontowa

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Stopa wolna od ryzyka	Stopa wolna od ryzyka została zaczerpnięta jako rentowność 10-letnich obligacji Skarbu Państwa (DS0432) na dzień 25.04.2022 r. i wynosi 5,96% . <i>źródło: investing.com</i>
Współczynnik beta	Z uwagi na fakt, że Spółka nie jest notowana na giełdzie i nie ma możliwości wyznaczenia dla niej współczynnika beta, założono, że ryzyko zmian kondycji Spółki jest zbieżne z ryzykiem inwestycji w papiery wartościowe spółek działających w sektorze Utility (General). Wartość współczynnika beta odlewarowana dla sektora Utility (General) wynosi 0,44. Wartość tą zalewarowano strukturą kapitału zainwestowanego w spółkę uwzględniającego poziom finansowania długiem odsetkowym wg stanu na dzień 31.12.2021 r. zgodnie z czym wartość współczynnika beta przyjęto dla pierwszego roku projekcji na poziomie 1,53 . Wartość współczynnika beta zalewarowanej oddzielnie dla każdego roku projekcji.
Premia rynkowa	Stała premia za ryzyko związane z inwestowaniem w aktywa obarczone ryzykiem, w niniejszej wycenie przyjęto na poziomie 5,08% . Stopa ta została wyznaczona na podstawie publikacji A. Damodarana (Stern School of Business w Nowym Jorku), dotyczących szacowania ryzyka rynkowego, które zgodnie z modelem, w przypadku Polski jest sumą ryzyka dla gospodarki oraz spreadu wyliczanego w oparciu o rating ryzyka dla poszczególnych gospodarek publikowanego przez Moody's.



Metoda DCF – stopa dyskontowa

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Struktura finansowania	<p>Istotnym parametrem w ustaleniu średnioważonego kosztu kapitału WACC jest struktura finansowania prowadzonej działalności, tj. udział kapitału własnego (Equity) oraz kapitału obcego oprocentowanego (Debt) w kapitałach finansujących ogółem.</p> <ul style="list-style-type: none"> Wartość długu oprocentowanego na koniec 2021 r. wynosi: 25.128,6 tys. zł Wartość kapitału własnego na koniec 2021 r. wynosi: 8.252,3 tys. zł Kapitał finansujący ogółem wynosi: 25.313 tys. zł. Udział długu w kapitale finansującym wynosi 75,28% <p>Powyższy udział korygowano rokrocznie na podstawie wartości zainwestowanego kapitału wg stanu na początek kolejnego okresu.</p>
Premia za ryzyko prognoz	<p>Ze względu na strukturę właścicielską pominięto premię za wielkość Przyjęto premię za ryzyko prognoz na poziomie 5%.</p>
Koszt kapitału obcego	<p>Koszt kapitału obcego wyznaczono jako średni ważony koszt kapitału obcego z uwzględnieniem zawartych długoterminowych zobowiązań kredytowych i pożyczkowych. Koszt długu został pomniejszony o efekt tarczy podatkowej.</p>



Metoda DCF – stopa dyskontowa

Tab. 28. Koszt kapitału obcego w okresie analizy 2022 – 2030 r.

Wyszczególnienie	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P	2026 P	2027 P	2028 P	2029 P	2030 P
Wartość bieżących zobowiązań odsetkowych	24 216,1	25 617,3	11 600,9	9 502,2	7 512,1	5 848,1	5 000,0	5 000,0	5 000,0
WIBOR 1M	5,05%	5,05%	5,05%	5,05%	5,05%	5,05%	5,05%	5,05%	5,05%
MARŻA	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Wartość zobowiązań odsetkowych - Rozbudowa źródła ciepła etap I	31 600,0	31 600,0	28 440,0	25 280,0	22 120,0	18 960,0	15 800,0	12 640,0	9 480,0
WIBOR 3M	5,84%	5,84%	5,84%	5,84%	5,84%	5,84%	5,84%	5,84%	5,84%
MARŻA	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%	0,50%
Wartość zobowiązań odsetkowych Rozbudowa źródła ciepła etap II	0,0	4 126,9	21 509,7	19 896,4	17 745,5	15 594,5	13 443,5	11 292,6	9 141,6
STOPA BAZOWA KOMISJI EUROPEJSKIEJ	4,06%	4,06%	4,06%	4,06%	4,06%	4,06%	4,06%	4,06%	4,06%
MARŻA - kategoria ratingu: zadowalający, poziom zabezpieczeń:	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Średnioważony koszt kapitału obcego	6,65%	6,55%	6,03%	6,00%	5,97%	5,95%	5,94%	5,96%	5,99%

źródło: opracowanie własne



Metoda DCF – stopa dyskontowa

Tab. 29. Stopa dyskonta w okresie analizy 2022 – 2030 r.

Wyszczególnienie	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P	2026 P	2027 P	2028 P	2029 P	2030 P
Stopa wolna od ryzyka	5,96%	5,96%	5,96%	5,96%	5,96%	5,96%	5,96%	5,96%	5,96%
Premia rynkowa	5,08%	5,08%	5,08%	5,08%	5,08%	5,08%	5,08%	5,08%	5,08%
Współczynnik beta odlewarowana - sektor Utility	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
Współczynnik beta spółki	1,53	1,65	2,49	1,29	0,97	0,84	0,75	0,66	0,60
Premia za wielkość	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Premia za ryzyko prognoz	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Koszt kapitału własnego	18,71%	19,37%	23,59%	17,49%	15,88%	15,25%	14,75%	14,33%	13,99%
Udział kapitału własnego w kapitale zainwestowanym	24,72%	22,69%	14,83%	29,63%	40,30%	46,89%	53,81%	61,53%	69,37%
Udział długu w kapitale zainwestowanym	75,28%	77,31%	85,17%	70,37%	59,70%	53,11%	46,19%	38,47%	30,63%
Kapitał własny	8 252,3	16 377,9	10 682,0	25 919,4	36 916,4	41 829,1	47 071,8	54 769,0	65 538,5
Zobowiązania finansowe	25 128,6	55 816,1	61 344,2	61 550,6	54 678,6	47 377,5	40 402,6	34 243,5	28 932,6
Koszt kapitału własnego	18,71%	19,37%	23,59%	17,49%	15,88%	15,25%	14,75%	14,33%	13,99%
Koszt kapitału obcego z tarczą	5,38%	5,31%	4,88%	4,86%	4,84%	4,82%	4,81%	4,83%	4,86%
WACC	8,68%	8,50%	7,66%	8,60%	9,29%	9,71%	10,16%	10,67%	11,20%

źródło: opracowanie własne



Metoda DCF – wartość rezydualna

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Wartość rezydualna	<p>Podstawą do wyznaczenia wartości rezydualnej była znormalizowana wartość FCFF z 2030 r. uwzględniająca pominięcie korekt odroczonego podatku dochodowego oraz rozliczeń dotacji a także przyjmująca wartość amortyzacji równą wartości nakładów inwestycyjnych.</p> <p>Przyjęto wartość stopy wzrostu sprzedaży w okresie rezydualnym na poziomie 0,5% rocznie.</p>

Tab. 30. Wyliczenie wartości rezydualnej, [tys. zł].

Wyszczególnienie	Wartość
Znormalizowany FCFF 2030 r.	7 085,8
Stopa wzrostu wartości rezydualnej	0,50%
Stopa dyskonta	11,20%
Wartość rezydualna	66 580,5
Zdyskontowana wartość rezydualna	29 713,2

Źródło: Opracowanie własne



Metoda DCF – dyskonta i premie

Zagadnienie	Kluczowe założenia
Podatek dochodowy	<p>Podatek CIT przyjęto na poziomie 19% w całym prognozowanym okresie. Równocześnie założono, że wszystkie koszty ponoszone przez Spółkę w okresie prognoz będą kosztami podatkowymi.</p> <p>Spółka wykazuje na koniec 2021 r. aktywa z tyt. odroczonego podatku dochodowego. Rozliczenie odroczonego podatku dochodowego zgodnie prognozą uwzględniono w szacowaniu przepływów pieniężnych.</p> <p>Wartość spółki powiększono o aktywa nieoperacyjne oraz pomniejszono o zobowiązania nadwyżkowe.</p>
Aktywa nieoperacyjne Zobowiązania nadwyżkowe	<p>Spółka posiada aktywa nieoperacyjne w łącznej wartości 640,7 tys. zł, na które składają się: Grunty – działki położone w Cieszynie o numerach kolejno: nr 45/2 (obręb 27) oraz 16; 17/1; 17/2 (Obręb 26).</p> <p>Wartość rezerw długoterminowych ujętych jako zobowiązania nadwyżkowe wynosi 2.220,2 tys. zł</p> <p>Dodatkowe obciążenie wynikające z konieczności zapłaty za nieumorzone w terminie uprawnienia do emisji CO2 w ilości 52.509 uprawnień Koszt jednostkowy umorzenia po terminie wynosi 100 eur co daje łącznie kwotę 24.679,2 tys. zł (kurs 4,7 eur/pln).</p>
Dług netto	<p>Celem wyznaczenia wartości Equity Value, należy określić poziom długu netto, na którego wielkość składają się następujące dane aktualne na dzień wyceny:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Stan gotówki: 705,5 tys. zł • Zadłużenie finansowe: 25.128,6 tys. zł <p>Wartość długu netto wynosi: 24.423,1 tys. zł.</p>
Dyskonto z tyt. braku kontroli	<p>Brak dyskonta z tyt. braku kontroli. Dyskonto jest stosowane przy wycenie pakietu mniejszościowego, nie dającego prawa sprawowania kontroli nad działalnością przedsiębiorstwa.</p>

Metoda DCF – Free Cash Flow To Firm

Tab. 31. Oszacowanie wartości (post-money) przedsiębiorstwa Energetyka Cieszyńska Sp. z o.o. metodą DCF, [tys. zł].

Wyszczególnienie	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P	2026 P	2027 P	2028 P	2029 P	2030 P
EBIT	-13 054,1	-15 892,8	7 734,4	12 869,2	7 945,8	7 027,5	9 665,7	13 123,2	10 788,8
Rozliczenie dotacji	968,2	968,2	1 120,1	2 115,7	2 115,7	2 115,7	2 115,7	2 115,7	2 115,7
Darmowe uprawnienia do emisji CO2	2 197,8	2 166,7	2 134,1	2 100,0					
Efektywna stopa podatkowa	19,00%	19,00%	19,00%	19,00%	19,00%	19,00%	19,00%	19,00%	19,00%
Podatek dochodowy	0,0	0,0	2 087,8	3 246,1	1 911,7	1 737,2	2 238,5	2 895,4	2 451,9
Korekta podatku o aktywo na odroczony podatek dochodowy	518,3	49,3	-374,3	-91,2	261,9	-58,2	-53,5	-50,6	-52,0
NOPAT	-9 369,7	-12 708,7	8 526,5	13 747,6	8 411,8	7 347,8	9 489,5	12 293,0	10 400,7
Amortyzacja (bez uprawnień do emisji CO2)	4 509,5	7 340,6	7 941,6	10 966,6	11 331,4	11 004,7	10 560,1	9 825,9	9 977,7
Zmiana kapitału obrotowego	-5 396,1	7 650,5	12 342,3	-1 433,8	-8 866,4	-1 513,8	-2 133,4	-2 190,3	-1 653,1
Nakłady inwestycyjne	38 916,1	12 745,0	43 194,4	9 890,0	1 367,0	1 378,5	1 118,0	495,0	2 038,0
Free Cash Flow To Firm	-49 172,5	-10 462,6	-14 383,9	13 390,3	9 509,8	15 460,2	16 798,1	19 433,6	16 687,3
Stopa dyskontowa (WACC)	8,68%	8,50%	7,66%	8,60%	9,29%	9,71%	10,16%	10,67%	11,20%
Współczynnik dyskontujący	0,9201	0,8481	0,7878	0,7254	0,6637	0,6050	0,5492	0,4962	0,4463
Zdyskontowane FCF	-45 245,7	-8 873,3	-11 331,4	9 713,0	6 312,0	9 353,4	9 225,6	9 643,7	7 447,1
Suma zdyskontowanych FCF	-13 755,6								
Stopa wzrostu wartości rezydualnej	0,50%								
Wartość rezydualna	66 580,5								
Zdyskontowana wartość rezydualna	29 713,2								
Dług netto 31.12.2021 r.	24 423,1								
Gotówka i ekwiwalenty 31.12.2021 r.	705,5								
Zadłużenie oprocentowane 31.12.2021 r.	25 128,6								
Aktywa nieoperacyjne	640,7								
Dodatkowe obciążenia	24 679,2								
Zobowiązania nadwyżkowe (rezerwy długoterminowe) 31.12.2021 r.	2 220,2								
Wartość kapitału dla właścicieli (EQUITY VALUE)	-34 724,2								

źródło: Opracowanie własne

Oszacowanie wartości metodą DCF

Podsumowując, wartość Spółki

– **ENERGETYKA CIESZYŃSKA SP. Z O.O.** –

oszacowana metodą zdyskontowanych przepływów pieniężnych (DCF) na podstawie przyjętych założeń,
według stanu na dzień 31 XII 2021 r. wynosi:

(-) 34.724.200 zł

(słownie: minus trzydzieści cztery miliony siedemset dwadzieścia cztery tysiące dwieście złotych)

Ze względu na ujemną wartość spółki oszacowaną za pomocą dochodowej łączną wartość udziałów dla wspólników szacujemy na kwotę

2 zł

(słownie: dwa złote).



Rekomendacja wartości

Analiza sprawozdań finansowych spółki wskazuje obecnie na złą sytuację ekonomiczną przedsiębiorstwa. Zdecydowana większość wskaźników analizy finansowej jest na skrajnie wysokich, negatywnych wartościach. Dotyczy to zarówno wskaźników rentowności, płynności finansowej jak i poziomu zadłużenia.

Wycena dochodowa spółki przy założeniu kontynuacji działalności uwzględniająca realizację planu naprawczego oraz dokapitalizowanie spółki przy przyjętych w opracowaniu parametrach operacyjnych jest ujemna, co skutkuje koniecznością zastosowania do wyceny spółki metod majątkowych w tym w szczególności metody likwidacyjnej jako adekwatnej do obecnej sytuacji ekonomiczno-finansowej przedsiębiorstwa.

Przeprowadzona wycena spółki metodą porównawczą wykazuje także wartość ujemną przedsiębiorstwa i mimo, że ze względu na niewielką próbę porównawczą nie jest w pełni reprezentatywna dla oszacowania wartości przedsiębiorstwa, potwierdza również zasadność zastosowania wyceny metod majątkowych.



Główne ryzyka dotyczące szacowanej wartości spółki

Podstawowe ryzyka dotyczące szacowania wartości spółki:

- Ryzyko braku dokapitalizowanie spółki jako elementu podstawowego realizacji Planu Naprawczego, wszelkie zmiany harmonogramu dokapitalizowania jak również istotne zmniejszenie poziomu dokapitalizowania niosą ryzyko utraty płynności finansowej przedsiębiorstwa.
- Brak dokapitalizowania uniemożliwia także uzyskanie dodatkowych preferencyjnych źródeł finansowania zewnętrznego /uzyskanie dotacji warunkowane jest dobrą sytuacją ekonomiczną przedsiębiorstwa/.
- Ryzyko braku zatwierdzenia taryf przez URE na poziomie zakładanym w projekcji.
- Utrzymanie wysokich (i rosnących) cen paliw co może skutkować stałym wzrostem kosztów działalności jak i stopniowym ograniczeniem popytu na ciepło.
- Brak adekwatnego wzrostu cen energii elektrycznej przy rosnących cenach gazu /spadek relacji cenowej gaz ziemny/energia elektryczna/.
- Dalszy wzrost cen uprawnień do emisji CO2.
- Wzrost kosztów obsługi długu.
- Spadek popytu na ciepło w wyniku zmian klimatycznych oraz alternatywnych sposobów zaspokojenia popytu przez dotychczasowych oraz planowanych odbiorców.
- Znaczący wzrost nakładów inwestycyjnych ponad założenia przyjęte w projekcji.



Klauzule i oświadczenia

Raport oparty jest na najlepszej wiedzy specjalistów z zakresu wyceny przedsiębiorstw uczestniczących w opracowaniu niniejszego dokumentu. Informacje i dokumenty wykorzystane do przygotowania niniejszego Opracowania zostały pozyskane od przedstawicieli Spółki oraz służb księgowych Spółki, a także zostały zaczerpnięte z publicznie dostępnych źródeł i innych źródeł, do których Wykonawca miał dostęp. Założono, że otrzymane informacje są kompletne, prawidłowe, rzetelne i że zostały przekazane zgodnie z najlepszą wiedzą Spółki. Budoserwis nie ponosi odpowiedzialności za ich prawidłowość i rzetelność, a także za informacje, które nie zostały przekazane Wykonawcy.

Analizy, opinie i konkluzje zawarte w Raporcie są profesjonalnymi, bezstronnymi i obiektywnymi analizami, opiniami i konkluzjami osób wykonujących wycenę. Zastosowane przez Budoserwis procedury wyceny nie oznaczają, że w ramach niniejszego projektu przeprowadzone zostało badanie sprawozdania finansowego lub jego przegląd, ani w rozumieniu obowiązujących w Polsce przepisów, ani w rozumieniu Międzynarodowych Standardów Rewizji Finansowej.

Budoserwis nie ponosi odpowiedzialności za efekty wykorzystania Raportu (w części lub całości) przez osoby niebędące jego adresatem. Budoserwis nie ponosi odpowiedzialności za skutki jakichkolwiek decyzji podjętych w oparciu o informacje zawarte w niniejszym dokumencie.

Niniejszy Raport stanowi całość i żadna jego część lub strona nie powinna być czytana i interpretowana bez zapoznania się z całością dokumentu.

Chorzów, dn. 01.08.2022 r.

Sporządzający:



Załącznik: Projekcja sprawozdań finansowych

Tab. 34. Prognoza rachunku zysków i strat za lata 2016-2030, [tys. zł].

RACHUNEK ZYSKÓW I STRAT		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P	2026 P	2027 P	2028 P	2029 P	2030 P
		Historia	Historia	Historia	Historia	Historia	Historia	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza
A. Przychody ze sprzedaży	tys. zł	34 226,8	33 526,2	30 069,0	30 238,2	27 373,5	29 989,1	53 145,0	65 850,8	125 710,2	119 019,6	131 971,6	130 071,6	131 586,7	132 179,1	134 273,4
<i>Dynamika sprzedaży</i>	%		-2,0%	-10,3%	0,6%	-9,5%	9,6%	77,2%	23,9%	90,9%	-5,3%	10,9%	-1,4%	1,2%	0,5%	1,6%
I Przychody netto ze sprzedaży produktów	tys. zł	31 645,5	31 871,8	31 662,8	30 652,6	33 920,1	41 240,3	48 562,7	63 281,3	125 370,3	117 189,8	128 282,9	128 067,7	129 558,3	130 135,3	132 236,9
II Zmiana stanu produktów	tys. zł	1 434,3	565,9	-2 808,4	-1 662,1	-7 935,6	-13 363,0	2 272,3	259,5	-1 970,1	-480,2	1 378,7	-306,2	-281,6	-266,2	-273,5
III Koszt wytworzenia produktów na wł. potrz. jedn.	tys. zł	830,6	794,1	999,0	1 145,0	1 372,3	1 670,8	2 250,0	2 250,0	2 250,0	2 250,0	2 250,0	2 250,0	2 250,0	2 250,0	2 250,0
IV Przychody netto ze sprzedaży towarów i mat.	tys. zł	316,4	294,4	215,7	102,7	16,6	441,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
B. Koszty działalności operacyjnej	tys. zł	33 197,7	33 582,2	32 880,5	36 202,3	39 093,9	48 098,3	66 259,1	81 803,6	118 035,7	106 210,3	124 085,8	123 104,1	121 981,0	119 115,9	123 544,6
I Amortyzacja	tys. zł	6 432,0	7 555,3	4 846,1	8 454,3	9 829,6	14 926,7	30 101,4	30 286,7	30 589,2	35 571,2	36 444,2	32 593,7	32 455,8	32 003,6	32 421,7
II Zużycie materiałów i energii	tys. zł	10 915,5	10 814,8	12 161,0	12 782,6	13 512,6	15 373,1	18 613,0	32 420,5	67 816,0	51 519,1	68 433,0	68 578,0	68 650,0	68 677,7	68 724,9
III Usługi obce	tys. zł	2 776,4	1 856,8	2 288,0	2 525,3	2 911,7	3 583,0	3 421,0	4 816,0	5 501,0	5 260,0	5 360,0	7 915,0	6 686,0	4 123,0	7 963,0
IV Podatki i opłaty, w tym	tys. zł	2 230,2	2 151,9	2 168,5	2 175,0	2 495,8	2 717,9	2 830,0	2 830,0	2 830,0	2 830,0	2 830,0	2 830,0	2 830,0	2 830,0	2 830,0
V Wynagrodzenia	tys. zł	8 064,3	8 142,9	8 574,8	7 923,0	8 056,1	8 668,4	8 771,9	8 863,2	8 644,9	8 329,1	8 270,4	8 403,2	8 538,3	8 635,9	8 734,3
VI Ubezpiecz. społeczne i inne świadczenia, w tym	tys. zł	2 274,6	2 525,3	2 339,4	1 993,1	2 038,9	2 156,0	2 181,7	2 247,2	2 314,6	2 360,9	2 408,1	2 444,2	2 480,9	2 505,7	2 530,7
VII Pozostałe koszty rodzajowe	tys. zł	159,0	222,1	283,3	251,4	236,6	259,9	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0
VIII Wartość sprzedanych towarów i materiałów	tys. zł	345,6	313,1	219,4	97,7	12,6	413,2	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
C. Zysk (strata) ze sprzedaży (A-B)	tys. zł	1 029,1	-56,0	-2 811,5	-5 964,1	-11 720,4	-18 109,2	-13 114,1	-15 952,8	7 674,4	12 809,2	7 885,8	6 967,5	9 605,7	13 063,2	10 728,8
D. Pozostałe przychody operacyjne	tys. zł	1 590,4	1 605,9	2 255,4	3 194,9	3 171,7	2 385,8	3 166,0	3 134,9	3 254,2	4 215,7	2 115,7	2 115,7	2 115,7	2 115,7	2 115,7
E. Pozostałe koszty operacyjne	tys. zł	825,0	264,8	133,0	333,1	65,4	225,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
F. Zysk (strata) z działalności operacyjnej (C+D-E)	tys. zł	1 794,4	1 285,2	-689,1	-3 102,3	-8 614,1	-15 948,5	-9 948,1	-12 818,0	10 928,6	17 024,9	10 001,5	9 083,2	11 721,4	15 178,9	12 844,5
G. Przychody finansowe	tys. zł	14,1	14,7	12,5	31,7	723,2	8,2	3,8	3,8	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
H. Koszty finansowe	tys. zł	522,8	450,0	463,6	518,3	644,8	832,2	1 391,5	3 812,3	3 669,0	3 539,8	3 093,3	2 655,3	2 257,6	1 918,5	1 609,3
I. Zysk (strata) brutto (F+G-H)	tys. zł	1 285,8	850,0	-1 140,3	-3 588,9	-8 535,7	-16 772,5	-11 335,8	-16 626,5	7 263,4	13 488,8	6 911,9	6 431,6	9 467,6	13 264,1	11 238,9
J. Podatek dochodowy	tys. zł	159,7	207,7	-390,8	-91,8	-1 222,6	-2 297,3	538,5	69,5	1 025,9	2 491,8	1 999,2	1 188,9	1 770,4	2 494,6	2 108,5
I Część bieżąca	tys. zł	11,4	0,0	11,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 380,0	2 562,9	1 313,3	1 222,0	1 798,8	2 520,2	2 135,4
II Część odroczone	tys. zł	148,3	207,7	-402,2	-91,8	-1 222,6	-2 297,3	538,5	69,5	-354,1	-71,0	686,0	-33,1	-28,5	-25,5	-26,9
K. Zysk/strata netto	tys. zł	1 126,1	642,3	-749,4	-3 497,2	-7 313,1	-14 475,2	-11 874,3	-16 696,0	6 237,5	10 997,0	4 912,7	5 242,7	7 697,2	10 769,5	9 130,4

Załącznik: Projekcja sprawozdań finansowych

Tab. 35. Prognoza bilansu – aktywa za lata 2016-2030, [tys. zł].

BILANS AKTYWA		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P	2026 P	2027 P	2028 P	2029 P	2030 P
		Historia	Historia	Historia	Historia	Historia	Historia	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza
A. Aktywa trwałe	tys. zł	57 267,5	54 749,0	56 541,2	65 042,6	71 733,0	76 723,5	110 611,9	115 967,0	151 594,1	150 608,7	140 382,4	130 814,4	121 425,8	112 145,5	104 257,7
I. Wartości niematerialne i prawne	tys. zł	97,4	57,0	28,5	30,5	45,0	46,5	58,3	65,2	59,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5
I. Rzeczowe aktywa trwałe	tys. zł	55 243,9	52 962,1	54 360,6	62 640,6	67 989,6	71 855,6	106 250,4	111 648,0	146 906,4	145 836,9	135 872,5	126 246,3	116 804,2	107 473,3	99 533,6
1. Grunty (w tym prawo użytkowania wiecz.gruntu)	tys. zł	259,1	246,4	233,7	221,0	500,1	487,5	487,4	487,4	487,4	487,4	487,4	487,4	487,4	487,4	487,4
2. Budynki, lokale i obiekty inżynierii lądowej, wod	tys. zł	41 234,2	38 657,9	39 762,6	48 113,5	54 422,5	57 744,6	73 769,0	81 685,1	78 625,9	75 018,0	70 560,7	66 160,3	61 411,9	56 675,8	52 705,0
3. Urządzenia techniczne i maszyny	tys. zł	13 288,0	12 146,8	11 690,0	12 558,0	12 334,9	12 230,6	28 427,7	28 462,1	66 703,0	69 285,7	63 707,5	58 529,5	53 781,2	49 251,8	45 228,2
4. Środki transportu	tys. zł	51,3	135,6	98,4	80,8	81,3	133,3	181,9	160,5	239,1	198,0	268,3	222,2	276,8	211,5	266,1
5. Inne środki trwałe	tys. zł	54,2	61,7	45,2	33,3	18,2	15,0	45,5	49,3	47,3	44,1	44,8	43,2	43,2	43,2	43,2
6. Środki trwałe w budowie	tys. zł	348,1	1 704,7	2 530,8	1 634,0	632,5	1 244,7	3 338,9	803,7	803,7	803,7	803,7	803,7	803,7	803,7	803,7
7. Zaliczki na środki trwałe w budowie	tys. zł	9,0	9,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
III. Należności długoterminowe	tys. zł	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IV. Inwestycje długoterminowe	tys. zł	1 403,5	1 355,6	1 316,0	1 318,2	1 290,0	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3	53,3
V. Długoterminowe rozliczenia międzyokresowe	tys. zł	522,7	374,4	836,0	1 053,2	2 408,5	4 768,1	4 249,8	4 200,5	4 574,8	4 666,0	4 404,1	4 462,2	4 515,7	4 566,3	4 618,3
B. Aktywa obrotowe	tys. zł	9 685,1	8 483,6	10 616,2	11 333,4	9 644,0	9 975,0	11 787,4	9 955,5	15 142,5	14 430,5	14 461,6	20 769,5	29 804,0	42 410,3	52 972,1
I. Zapasy	tys. zł	2 907,0	2 455,6	3 624,2	4 429,1	3 850,1	2 451,8	2 964,7	3 471,8	2 053,8	1 723,5	1 102,0	1 110,3	1 114,4	1 116,0	1 118,7
II. Należności krótkoterminowe	tys. zł	4 980,6	4 364,2	5 324,7	5 675,5	4 686,6	6 775,4	7 907,3	5 917,5	12 421,3	10 217,0	10 736,7	10 719,5	10 830,1	10 848,8	11 092,5
1. Należności z tyt. dostaw	tys. zł	4 393,7	4 208,6	4 767,3	3 665,4	4 456,9	6 489,8	5 987,2	5 201,2	10 304,4	9 632,0	10 543,8	10 526,1	10 648,6	10 696,1	10 868,8
2. Należności publiczno-prawne	tys. zł	569,6	118,7	542,1	1 970,9	43,2	41,0	1 890,1	686,3	2 086,9	554,9	162,9	163,4	151,4	122,8	193,7
3. Pozostałe należności	tys. zł	17,2	36,8	15,3	39,1	186,5	244,6	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
III. Środki pieniężne i ich ekwiwalenty	tys. zł	1 479,3	1 315,8	1 327,5	892,8	885,0	705,5	873,4	524,2	625,4	2 448,0	2 581,0	8 897,7	17 817,5	30 403,5	40 718,8
IV. Krótkoterminowe rozliczenia międzyokresowe	tys. zł	318,3	348,0	339,8	336,0	222,4	42,3	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
AKTYWA RAZEM	tys. zł	66 952,6	63 232,5	67 157,4	76 375,9	81 377,0	86 698,5	122 399,3	125 922,4	166 736,6	165 039,2	154 844,0	151 583,8	151 229,8	154 555,8	157 229,8

Załącznik: Projekcja sprawozdań finansowych

Tab. 36. Prognoza bilansu – pasywa za lata 2016-2030, [tys. zł].

BILANS PASYWA		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P	2026 P	2027 P	2028 P	2029 P	2030 P
		Historia	Historia	Historia	Historia	Historia	Historia	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza
A. Kapitał (fundusz) własny	tys. zł	32 729,1	33 371,4	32 622,0	29 124,8	21 811,7	8 252,3	16 377,9	10 682,0	25 919,4	36 916,4	41 829,1	47 071,8	54 769,0	65 538,5	74 668,9
I. Kapitał podstawowy	tys. zł	29 259,0	29 259,0	29 259,0	29 259,0	29 259,0	29 259,0	49 259,0	60 259,0	69 259,0	69 259,0	69 259,0	69 259,0	69 259,0	69 259,0	69 259,0
II. Kapitał zapasowy	tys. zł	1 446,2	1 976,3	2 685,8	2 050,9	0,0	999,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
III. Kapitał z aktualizacji, w tym: z tyt. aktualizacji wartość	tys. zł	1 493,8	1 493,8	1 426,7	1 312,1	1 312,1	1 228,7	1 228,7	1 228,7	1 228,7	1 228,7	1 228,7	1 228,7	1 228,7	1 228,7	1 228,7
IV. Pozostałe kapitały zapasowe	tys. zł	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
V. Zyski zatrzymane / Niepokryte straty za lata poprzednie	tys. zł	-595,9	0,0	0,0	0,0	-1 446,2	-8 759,4	-22 235,4	-34 109,7	-50 805,7	-44 568,2	-33 571,3	-28 658,6	-23 415,9	-15 718,7	-4 949,2
VI. Zysk / strata netto bieżącego roku	tys. zł	1 126,1	642,3	-749,4	-3 497,2	-7 313,1	-14 475,2	-11 874,3	-16 696,0	6 237,5	10 997,0	4 912,7	5 242,7	7 697,2	10 769,5	9 130,4
B. Zobowiązania i rezerwy na zobowiązania	tys. zł	34 223,4	29 861,1	34 535,4	47 251,1	59 565,3	78 446,2	106 021,3	115 240,5	140 817,2	128 122,8	113 015,0	104 512,1	96 460,9	89 017,3	82 560,9
I. Rezerwy na zobowiązania	tys. zł	3 037,1	2 265,7	4 823,1	6 304,5	14 077,1	27 322,2	25 069,9	24 830,6	26 820,9	27 321,3	25 962,8	26 289,2	26 591,0	26 877,4	27 171,1
1. Rezerwa z tyt. odroczonego podatku doch.	tys. zł	506,4	565,8	625,2	750,6	883,4	945,6	965,9	986,1	1 006,3	1 026,5	1 046,7	1 066,9	1 087,1	1 107,3	1 127,5
2. Rezerwa na świadczenia emerytalne i podobne	tys. zł	1 541,9	1 684,9	1 354,2	1 435,9	1 557,1	1 582,3	1 582,3	1 582,3	1 582,3	1 582,3	1 582,3	1 582,3	1 582,3	1 582,3	1 582,3
3. Pozostałe rezerwy	tys. zł	988,9	15,0	2 843,7	4 117,9	11 636,7	24 794,3	22 521,7	22 262,2	24 232,3	24 712,5	23 333,8	23 640,0	23 921,6	24 187,8	24 461,3
II. Zobowiązania długoterminowe	tys. zł	4 072,4	3 780,9	1 919,5	5 095,7	7 091,0	7 798,4	40 299,7	39 167,8	49 678,5	42 377,5	35 402,5	29 243,5	23 932,5	18 621,5	13 310,6
1. Kredyty i pożyczki	tys. zł	4 072,0	3 780,6	1 919,3	5 095,7	7 091,0	7 798,4	40 299,7	39 167,8	49 678,5	42 377,5	35 402,5	29 243,5	23 932,5	18 621,5	13 310,6
2. Pozostałe zobowiązania długoterminowe	tys. zł	0,4	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
III. Zobowiązania krótkoterminowe	tys. zł	17 347,4	14 575,5	19 081,2	26 044,6	25 915,7	29 282,3	26 854,1	35 036,0	35 009,6	31 231,6	26 572,8	26 018,3	25 092,0	24 788,7	25 465,2
1. Kredyty i pożyczki	tys. zł	10 376,9	8 529,7	10 498,7	13 742,0	15 504,6	17 330,2	15 516,4	22 176,4	11 872,1	12 301,1	11 975,0	11 159,1	10 311,0	10 311,0	10 311,0
2. Zobowiązania krótkoterminowe wobec dostawc	tys. zł	2 609,8	2 594,4	2 249,9	2 291,7	1 153,8	2 925,6	3 042,6	7 097,3	10 735,1	11 005,8	7 204,3	7 474,3	7 358,6	7 105,1	7 493,8
3. Zobowiązania publiczno-prawne	tys. zł	2 136,2	2 035,2	1 739,4	1 537,1	1 129,0	2 375,4	2 264,2	2 950,5	5 845,4	5 464,0	5 981,2	5 971,2	6 040,6	6 067,6	6 165,5
4. Zobowiązania z tyt. wynagrodzeń	tys. zł	357,6	483,6	475,8	384,2	389,3	409,1	409,1	409,1	409,1	409,1	409,1	409,1	409,1	409,1	409,1
5. Pozostałe zobowiązania krótkoterminowe	tys. zł	1 860,4	918,9	4 099,8	8 066,3	7 704,1	6 216,1	5 595,8	2 376,7	6 122,0	2 025,6	977,3	978,7	946,6	870,0	1 059,8
6. Fundusze specjalne	tys. zł	6,5	13,7	17,5	23,3	34,9	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
IV. Rozliczenia międzyokresowe	tys. zł	9 766,5	9 239,1	8 711,6	9 806,2	12 481,4	14 043,3	13 797,7	16 206,1	29 308,2	27 192,5	25 076,8	22 961,1	20 845,4	18 729,7	16 614,0
PASYWA RAZEM	tys. zł	66 952,6	63 232,5	67 157,4	76 375,9	81 377,0	86 698,5	122 399,3	125 922,4	166 736,6	165 039,2	154 844,0	151 583,8	151 229,8	154 555,8	157 229,8

Załącznik: Projekcja sprawozdań finansowych

Tab. 37. Prognoza rachunku przepływów pieniężnych za lata 2016-2030, [tys. zł].

RACHUNEK PRZEPŁYWÓW PIENIĘŻNYCH		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 P	2023 P	2024 P	2025 P	2026 P	2027 P	2028 P	2029 P	2030 P
		Historia	Historia	Historia	Historia	Historia	Historia	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza	Prognoza
A. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej																
I. Zysk/ (strata) netto	tys. zł	1 126,1	642,3	-749,4	-3 497,2	-7 313,1	-14 475,2	-11 874,3	-16 696,0	6 237,5	10 997,0	4 912,7	5 242,7	7 697,2	10 769,5	9 130,4
II. Korekty razem	tys. zł	18 000,8	6 967,9	7 293,7	13 899,5	19 356,9	29 236,9	27 254,4	39 322,0	54 168,3	35 732,2	32 094,5	33 671,7	32 653,1	31 718,6	32 587,1
1. Amortyzacja	tys. zł	6 432,0	7 555,3	4 846,1	8 454,3	9 829,6	14 926,7	30 101,4	30 286,7	30 589,2	35 571,2	36 444,2	32 593,7	32 455,8	32 003,6	32 421,7
2. Zysk / strata z tytułu różnic kursowych	tys. zł	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3. Odsetki i dywidendy, netto	tys. zł	522,8	450,0	463,6	518,3	644,8	832,2	1 391,5	3 812,3	3 669,0	3 539,8	3 093,3	2 655,3	2 257,6	1 918,5	1 609,3
4. (Zysk) / strata na działalności inwestycyjnej	tys. zł	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5. Zmiana stanu rezerw	tys. zł	3 037,1	-771,5	2 557,4	1 481,4	7 772,6	13 245,1	-2 252,4	-239,3	1 990,3	500,4	-1 358,5	326,4	301,8	286,4	293,7
6. (Zwiększenie) / zmniejszenie stanu zapasów	tys. zł	-2 907,0	451,4	-1 168,5	-804,9	579,0	1 398,3	-512,9	-507,1	1 418,0	330,3	621,5	-8,3	-4,1	-1,6	-2,7
7. (Zwiększenie) / zmniejszenie stanu należności	tys. zł	-4 980,6	616,4	-960,6	-350,8	988,9	-2 088,8	-1 131,9	1 989,9	-6 503,9	2 204,4	-519,7	17,2	-110,5	-18,8	-243,7
8. Zwiększenie / (zmniejszenie) stanu zobowiązań z	tys. zł	6 970,9	-924,8	2 536,5	3 720,1	-1 891,5	1 541,0	-614,4	1 521,9	10 277,9	-4 207,1	-4 332,6	261,4	-78,2	-303,3	676,5
9. Zmiana stanu rozliczeń międzyokresowych	tys. zł	8 925,6	-408,9	-980,8	881,2	1 433,5	-617,6	273,1	2 457,7	12 727,8	-2 206,9	-1 853,8	-2 173,9	-2 169,2	-2 166,3	-2 167,7
10. Pozostałe korekty	tys. zł															
III. Przepływy pieniężne netto z działalności operacyjnej (I+/-)	tys. zł	19 126,8	7 610,2	6 544,2	10 402,4	12 043,7	14 761,7	15 380,1	22 626,0	60 405,8	46 729,2	37 007,2	38 914,4	40 350,3	42 488,1	41 717,6
B. Przepływy środków pieniężnych z działalności inwestycyjnej																
I. Wpływy	tys. zł	0,0	47,9	39,5	0,0	28,3	1 236,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1. Otrzymane odsetki	tys. zł															
2. Zbycie WNIp oraz RAT	tys. zł															
3. Zbycie inwestycji długoterminowych	tys. zł		47,9	39,5	0,0	28,3	1 236,6									
II. Wypływy	tys. zł	63 176,8	5 233,0	6 216,2	16 738,5	15 192,9	18 794,3	64 508,1	35 691,1	65 842,0	34 494,7	26 479,8	22 967,5	23 013,8	22 672,7	24 482,0
1. Nabycie WNIp i RAT	tys. zł	61 773,3	5 233,0	6 216,2	16 736,3	15 192,9	18 794,3	64 508,1	35 691,1	65 842,0	34 494,7	26 479,8	22 967,5	23 013,8	22 672,7	24 482,0
2. Odsetki od finansowania nakł. inw	tys. zł															
3. Inwestycje długoterminowe	tys. zł	1 403,5	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
I. Przepływy pieniężne netto z działalności inwestycyjnej	tys. zł	-63 176,8	-5 185,1	-6 176,7	-16 738,5	-15 164,7	-17 557,7	-64 508,1	-35 691,1	-65 842,0	-34 494,7	-26 479,8	-22 967,5	-23 013,8	-22 672,7	-24 482,0
C. Przepływy środków pieniężnych z działalności finansowej																
I. Wpływy	tys. zł	46 052,0	0,0	107,8	6 419,7	3 757,9	3 448,7	50 687,4	16 528,1	9 206,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1. Wpłaty na kapitał własny	tys. zł	31 603,1	0,0	0,0	0,0	0,0	915,7	20 000,0	11 000,0	9 000,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2. Kredyty i pożyczki	tys. zł	14 448,9	0,0	107,8	6 419,7	3 757,9	2 533,0	30 687,4	5 528,1	206,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3. Inne	tys. zł															
II. Wypływy	tys. zł	522,8	2 588,6	463,6	518,3	644,8	832,2	1 391,5	3 812,3	3 669,0	10 411,8	10 394,4	9 630,3	8 416,6	7 229,5	6 920,3
1. Dywidendy i inne wypłaty na rzecz właścicieli	tys. zł															
2. Spłata kredytów i pożyczek	tys. zł	0,0	2 138,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6 872,0	7 301,1	6 975,0	6 159,0	5 311,0	5 311,0
3. Odsetki	tys. zł	522,8	450,0	463,6	518,3	644,8	832,2	1 391,5	3 812,3	3 669,0	3 539,8	3 093,3	2 655,3	2 257,6	1 918,5	1 609,3
4. Inne zobowiązania finansowe	tys. zł															
I. Przepływy pieniężne netto z działalności finansowej	tys. zł	45 529,2	-2 588,6	-355,8	5 901,4	3 113,1	2 616,5	49 295,9	12 715,9	5 537,4	-10 411,8	-10 394,4	-9 630,3	-8 416,6	-7 229,5	-6 920,3
D. Środki pieniężne na początek okresu	tys. zł	0,0	1 479,3	1 315,8	1 327,5	892,8	885,0	705,5	873,4	524,2	625,4	2 448,0	2 581,0	8 897,7	17 817,5	30 403,5
E. Przepływy pieniężne netto w okresie (I+II+III)	tys. zł	1 479,3	-163,5	11,7	-434,7	-7,8	-179,4	167,9	-349,2	101,2	1 822,6	133,0	6 316,6	8 919,9	12 586,0	10 315,3
F. Środki pieniężne na koniec okresu (F+/-D)	tys. zł	1 479,3	1 315,8	1 327,5	892,8	885,0	705,5	873,4	524,2	625,4	2 448,0	2 581,0	8 897,7	17 817,5	30 403,5	40 718,8



Załącznik: Oświadczenie Zarządu dotyczące przyjęcia planu naprawczego przez Walne Zgromadzenie wspólników oraz brak zgody na dokapitalizowanie Spółki

OŚWIADCZENIE

Uchwałą Zgromadzenia Wspólników numer 4/EC/2022 z dnia 17 marca 2022 roku, Zarząd spółki Energetyka Cieszyńska sp. z o.o. został zobowiązany do opracowania Programu Naprawczego zmierzającego do poprawy sytuacji finansowej tej spółki. Po zapoznaniu się przez wspólników z przedstawioną propozycją Programu Naprawczego, zostały do niego zgłoszone uwagi, których treść została przytoczona w Protokole z Nadzwyczajnego Zgromadzenia Wspólników Energetyki Cieszyńskiej sp. z o.o. z dnia 17 marca 2022 roku, kontynuowanego następnie w dniu 20 kwietnia 2022 roku. Wobec zgłoszonych uwag Program Naprawczy dla Energetyki Cieszyńskiej do roku 2030 nie został zaakceptowany przez wspólników.

Według stanu na dzień złożenia niniejszego oświadczenia Zarząd Energetyki Cieszyńskiej nie przedstawił skorygowanego Programu Naprawczego uwzględniającego zgłoszone uwagi.

Jednocześnie wskazujemy, iż aktualnie brak jest decyzji zakładających realizację dokapitalizowania spółki Energetyka Cieszyńska sp. z o.o.

Przedstawiciele umocowani do reprezentacji:

.....

TAURON Ciepło Sp. z o.o.

.....

Miasto Cieszyn