

# AUDYT ENERGETYCZNY BUDYNKU KRYTEJ PŁYWALNI CTS W NOWEJ RUDZIE

ul. Kłodzka 16  
57-402 Nowa Ruda

Zamawiający:	Centrum Turystyczno Sportowe Sp. z o.o. ul. Kłodzka 16 57-402 Nowa Ruda
Wykonawca: tytuł, imię i nazwisko adres tel.	Mariusz Bogacki ul. Armii Krajowej 67; 40-671 Katowice +48 32 209 55 46

Katowice, 16.04.2021

## Strona tytułowa audytu energetycznego budynku

1. Dane identyfikacyjne budynku			
1.1 Rodzaj budynku		Budynek użyteczności publicznej	
1.2. Rok ukończenia budowy		2002	
1.3. Inwestor		Centrum Turystyczno Sportowe Sp. z o.o.	
(Nazwa lub imię i nazwisko, adres do korespondencji, PESEL)		Sportowa 16 ul. Kłodzka 16 kod: 57-402 Nowa Ruda woj. dolnośląskie tel: (74) 872 60 10	
1.4. Adres budynku		Nowa Ruda 57-402 ul. Kłodzka 16 Powiat kłodzki woj. dolnośląskie tel: (74) 872 60 10	
2. Nazwa, adres i nr REGON podmiotu wykonującego audyt			
NOWA ENERGIA. DORADCY ENERGETYCZNI Bogacki, Osicki, Zieliński sp.j. ul. Armii Krajowej 67, 40-671 Katowice REGON: 243066841			
3. Imię, nazwisko, adres audytora koordynującego wykonanie audytu, posiadane kwalifikacje, podpis			
Mariusz Bogacki, ul. Armii Krajowej 67, 40-671 Katowice mgr inż. energetyk, audytor energetyczny			
4. Współautorzy audytu: imiona, nazwiska, zakresy prac			
Lp.		Imię i nazwisko	
1		Arkadiusz Osicki	
		Obliczenia energetyczne	
audytor energetyczny		16.04.2021	
5. Miejscowość		Katowice	
6. Data wykonania opracowania		16.04.2021	
7. Spis treści			
1. Strona tytułowa			
2. Karta audytu energetycznego str. 2			
3. Dokumenty i dane źródłowe wykorzystywane przy opracowaniu audytu oraz wytyczne i uwagi inwestora str. 4			
4. Inwentaryzacja techniczno-budowlana budynku str. 5			
5. Ocena stanu technicznego budynku str. 7			
6. Wykaz usprawnień i przedsięwzięć termomodernizacyjnych wibranych na podstawie oceny stanu technicznego str. 8			
7. Określenie optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego str. 8			
8. Opis techniczny optymalnego wariantu przedsięwzięć termomodernizacyjnych przewidzianego do realizacji str. 18			
Załączniki str. 20			

## 2. Karta audytu energetycznego budynku<sup>1)</sup>

<b>2.1. Dane ogólne</b>		
1.	Konstrukcja / technologia budynku	lekka/osłonowa
2.	Liczba kondygnacji	2
3.	Kubatura części ogrzewanej [m <sup>3</sup> ]	11 487
4.	Powierzchnia ogrzewana netto budynku [m <sup>2</sup> ]	2 362,3
5.	Powierzchnia ogrzewana części mieszkalnej [m <sup>2</sup> ]	0,00
6.	Powierzchnia ogrzewana lokali użytkowych oraz innych pomieszczeń niemieszkalnych [m <sup>2</sup> ]	1 641,0
7.	Liczba lokali mieszkalnych	0
8.	Liczba osób użytkujących budynek	100
9.	Sposób przygotowania ciepłej wody użytkowej	kotłownia gazowa i kolektory słoneczne i pompy ciepła i
10.	Rodzaj systemu grzewczego budynku	kotłownia gazowa
11.	Współczynnik A/V [1/m]	0,35
12.	Inne dane charakteryzujące budynek	-
<b>2.2. Współczynniki przenikania ciepła przez przegrody budowlane [W/m<sup>2</sup>K]</b>		
	Ściany zewnętrzne:	
1.	Ściana zewnętrzna z płyt warstwowych	0,32
	Ściana zewnętrzna przy gruncie	0,50
	Cokoł	0,62
	Poliwęglan	1,82
2.	Podłoga na gruncie	0,32
3.	Stropodachy/dachy:	
	Dach nad halą basenową	0,25
4.	Okna:	
	Okna zewnętrzne	1,60
5.	Drzwi/bramy:	
	Drzwi zewnętrzne	2,600
	Stan przed termomodernizacją	1,300
	Stan po termomodernizacji	
<b>2.3. Sprawności składowe systemu grzewczego i współczynniki uwzględniające przerwy w ogrzewaniu</b>		
1.	Sprawność wytwarzania	0,94
2.	Sprawność przesyłania	0,90
3.	Sprawność regulacji i wykorzystania ciepła	0,88
4.	Sprawność akumulacji	1,00
5.	Uwzględnienie przerw na ogrzewania w okresie tygodnia	1,00
6.	Uwzględnienie przerw na ogrzewanie w ciągu doby	0,95
7.	Całkowita sprawność systemu ogrzewania	0,74
<b>2.4. Sprawności składowe systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej</b>		
1.	Sprawność wytwarzania	0,88
2.	Sprawność przesyłania	0,70
3.	Sprawność regulacji i wykorzystania ciepła	1,00
4.	Sprawność akumulacji	1,00
5.	Uwzględnienie przerw na ogrzewania w okresie tygodnia	1,00
6.	Uwzględnienie przerw na ogrzewanie w ciągu doby	0,95
7.	Całkowita sprawność systemu ogrzewania	0,74
<b>2.5. Charakterystyka systemu wentylacji</b>		
1.	Rodzaj wentylacji (naturalna, mechaniczna, inna)	mechaniczna
2.	Sposób doprowadzenia i odprowadzenia powietrza	kanaly
3.	Strumień powietrza zewnętrznego [m <sup>3</sup> /h]	37 594
4.	Krotność wymian powietrza [1/h]	3,27

### Wszystkie koszty wyznaczono w oparciu o stawki brutto

- <sup>1)</sup> Dla budynku składającego się z części o różnych funkcjach użytkowych należy podać wszystkie dane oddzielnie dla każdej części budynku
- <sup>2)</sup>  $U_{0ze}$  [%] obliczamy zgodnie z rozporządzeniem dotyczącym sporządzania świadectw, jako udział odnawialnych źródeł energii w rocznym zapotrzebowaniu na energię końcową dostarczaną do budynku dla systemu grzewczego oraz dla systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej.
- <sup>3)</sup> Opłata zmienienna związana z dystrybucją i przesyłem energii.
- <sup>4)</sup> Stała opłata miesieczna związana z dystrybucją i przesyłem energii.
- <sup>5)</sup> Niepotrzebne skreślić.

Wraz z realizacją przedsięwzięcia termomodernizacyjnego w budynku ZOSTANIE / NIE ZOSTANIE <sup>5)</sup> zainstalowana mikroinstalacja odnawialnego źródła energii o mocy maksymalnej 49,95 kWp.			
Z audytu energetycznego Wynika / NIE Wynika <sup>5)</sup> , że po zrealizowaniu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego elementy budynku poddane temu przedsięwzięciu termomodernizacyjnemu będą spełniać stosowane od dnia 31 grudnia 2020 r. wymagania, o których mowa w art. 5a ust. 2 ustawy.			
2.9. Inne			
Planowane koszty całkowite [zł]	1 701 768,58	Premia termomodernizacyjna [zł]	n.d.
Planowana kwota kredytu [zł]	1 701 768,58	Roczne zmniejszenie zapotrzebowania na energię [%]	34,2
2.8. Charakterystyka ekonomiczna optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego			
1. Koszt za 1 GJ ciepła do ogrzewania budynku <sup>3)</sup> [zł/GJ]	42,95		42,95
2. Koszt 1 MW mocy zamówionej na ogrzewanie na miesiąc <sup>4)</sup> [zł/(MW m-c)]	4 309,92		4 309,92
3. Koszt przygotowania 1 m <sup>3</sup> ciepłej wody użytkowej <sup>3)</sup> [zł/m <sup>3</sup> ]	14,61		9,18
4. Koszt 1 MW mocy zamówionej na przygotowanie ciepłej wody użytkowej na miesiąc <sup>4)</sup> [zł/(MW m-c)]	4 309,92		4 309,92
5. Miesięczny koszt ogrzewania 1 m <sup>2</sup> powierzchni użytkowej [zł/(m <sup>2</sup> m-c)]	7,00		4,62
6. Miesięczna opłata abonamentowa - ogrzewanie budynku [zł/m-c]	0,00		0,00
7. Koszt za 1 GJ ciepła do przygotowania c.w.u. [zł]	42,95		42,95
2.7. Opłaty jednostkowe (obowiązujące w dniu sporządzenia audytu)			
1. Obliczeniowa moc ciepła systemu grzewczego [kW]	403,1	Stan przed termomodernizacją	250,7
2. Obliczeniowa moc ciepła potrzebna do przygotowania ciepłej wody użytkowej [kW]	65,2	Stan po termomodernizacji	65,2
3. Roczne zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania budynku (bez uwzględnienia sprawności systemu grzewczego i przerw w ogrzewaniu) [GJ/rok]	3620,9		2389,6
4. Roczne obliczeniowe zużycie energii do ogrzewania budynku (z uwzględnieniem uwzględniono również ciepło odzyskane w systemie wentylacji mechanicznej) [GJ/rok]	4620,5		3049,3
5. Roczne obliczeniowe zużycie energii do przygotowania ciepłej wody użytkowej [GJ]	366,7		230,5
6. (służące do weryfikacji przyjętych składowych danych obliczeniowych bilansu ciepła) <sup>1)</sup> [GJ/rok]	2555		-
7. Zmierzone zużycie ciepła na przygotowanie ciepłej wody użytkowej (służące do weryfikacji przyjętych składowych danych obliczeniowych bilansu ciepła)	b.d.		-
8. Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynku (bez uwzględnienia sprawności systemu grzewczego i przerw w ogrzewaniu) [kWh/(m <sup>2</sup> · rok)]	612,97		404,53
9. (z uwzględnieniem sprawności systemu grzewczego i przerw w ogrzewaniu) [kWh/(m <sup>2</sup> · rok)]	782,19		516,21
10. <sup>2)</sup> Udział odnawialnych źródeł energii [%] (dla energii do celów ogrzewania pomieszczeń i przygotowania c.w.u.)	0%		2%

### 3. Dokumenty i dane źródłowe wykorzystane przy opracowaniu audytu oraz wytyczne i uwagi inwestora

3.1. Dokumentacja projektowa:	- Rysunki budowlane - rzuty kondygnacji, przekrój budynku
3.2. Inne dokumenty	- Ankieta dla budynku - Aktualna taryfa dla gazu ziemnego i energii elektrycznej
3.3. Osoby udzielające informacji	- Wiesław Miśkiewicz - kierownik Obiektów Sportowych CTS w Nowej Rudzie
3.4. Wizja lokalna	- miała miejsce: luty 2021
3.5. Wytyczne, sugestie, ograniczenia i uwagi inwestora (zlecniodawcy)	- optymalizacja w zakresie kosztów ogrzewania budynku - rozpatwienie możliwości modernizacji systemu wentylacji mechanicznej w budynku - propozycje wykorzystania odnawialnych źródeł energii
3.6. Wykaz podstawowych norm i przepisów	<p>- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury w sprawie szczegółowego zakresu i formy audytu energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego z dnia 17 marca 2009r. (Dz. U. Nr 43, poz. 346, 2009) wraz z późniejszymi zmianami (Dz. U. 2015 Poz. 1606);</p> <p>- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 roku wraz z rozporządzeniami Ministra Infrastruktury z dnia 7 kwietnia 2004 oraz z dnia 5 lipca 2013 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 75, poz. 690, z późn. zm.);</p> <p>- Rozporządzenia Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 27 lutego 2015 r. w sprawie w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej (Dz. U. 2015, poz. 376);</p> <p>- PN-92/B-01706: "Instalacje wodociągowe. Wymagania w projektowaniu"</p> <p>- PN-EN-ISO 12831:2006 "Instalacje ogrzewcze w budynkach - Metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego";</p> <p>- PN-EN ISO 13790 "Energetyczne właściwości użytkowe budynków";</p> <p>- PN-ISO 9836:1997 "Właściwości użytkowe w budownictwie. Określanie i obliczanie wskaźników powierzchniowych i kubaturowych";</p> <p>- PN-EN-ISO 6946 "Komponenty budowlane i elementy budynku. Opór cieplny i współczynnik przenikania ciepła. Sposób obliczeń";</p> <p>- PN-EN-13465 "Wentylacja budynków - metody obliczeniowe do określenia przepływów powietrza w pomieszczeniach";</p> <p>- PN-B-03406:1994 "Ogrzewnictwo. Obliczanie zapotrzebowania na ciepło pomieszczeń o kubaturze do 600 m sześciennych";</p> <p>- PN-82/B-02402 "Ogrzewnictwo. Temperatury ogrzewanych pomieszczeń w budynkach";</p> <p>- PN-82/B-02403 "Ogrzewnictwo. Temperatury obliczeniowe zewnętrzne";</p> <p>- PN - EN - ISO 13370: 2001 "Właściwości cieplne budynków - wymiana ciepła przez grunt - metody obliczania";</p> <p>- PN - EN ISO 14863: 2001 "Mostki cieplne w budynkach - liniowy współczynnik przenikania ciepła - metody uproszczone i wartości orientacyjne";</p> <p>- PN - EN ISO 10211-2: 2002 "Mostki cieplne w budynkach - obliczanie strumieni ciepłych i temperatury powierzchni - część 2: Linowe mostki cieplne";</p> <p>- PN - EN ISO 10077-1:2006 "Ciepłota właściwości użytkowe okien, drzwi i żaluzji - obliczanie współczynnika przenikania ciepła - część 1: metoda uproszczona".</p>

#### 4. Inwentaryzacja techniczno-budowlana budynku

4.1. Ogólne dane o budynku			
Własność	Centrum Turystyczno Sportowe Sp. z o.o.		
Przeznaczenie budynku	Budynek użyteczności publicznej		
Adres	Nowa Ruda 57-402, ul. Kłodzka 16		
Budynek	wolnostojący		
Rok budowy	2002		
Technologia budynku	<p>Obiekt krytej pływalni jest częścią (segmentem) obiektów zlokalizowanych na terenie Centrum Turystyczno-Sportowego w Nowej Rudzie. Budynek pływalni przylega od strony zachodniej do łącznika, łączącego ten segment z pozostałymi obiektami. Budynek zbudowany w technologii lekkiej. Ściany zewnętrzne i dach z płyt warstwowych. Budynek posiada 1 kondygnację nadziemną oraz podbasenie.</p>		
1	Powierzchnia zabudowana	m <sup>2</sup>	1 683
2	Kubatura budynku	m <sup>3</sup>	13 654
3	Kubatura ogrzewanej części budynku	m <sup>3</sup>	11 487
4	Powierzchnia użytkowa pomieszczeń	m <sup>2</sup>	2 362,3
5	Powierzchnia pomieszczeń nieogrzewanych:	m <sup>2</sup>	721,3
7	Powierzchnia pomieszczeń ogrzewanych	m <sup>2</sup>	1 641,0
8	Budynek podpiwniczony		tak (podbasenie)
9	Liczba kondygnacji budynku		1
10	Liczba klatek schodowych		0
11	Wysokość kondygnacji w świetle	m	7,3-8,5
12	Liczba użytkowników budynku	os.	100
13	Liczba mieszkań w budynku	szt.	0
4.2. Opis techniczny podstawowych elementów budynku			
<p>Budynek pływalni został oddany do użytkowania w 2002 roku. Budynek 1 kondygnacyjny, podpiwniczony. Obiekt zbudowany jest w technologii lekkiej, osłonowej z płyt warstwowych.</p> <p>Izolacyjność cieplna ścian zewnętrznych i stropodachu budynku spełnia swoje zadanie, chociaż nie spełnia obowiązujących obecnie norm.</p> <p>Podłoga w piwnicy: posadzka, wylewka z betonu, płyta betonowa oraz podsypka z piasku.</p> <p>Dach budynku z płyt warstwowych z rdzeniem styropianowym lub z pianki poliuretanowej.</p> <p>Fasada z poliwęglanu komorowego, wyksploatowana w złym stanie technicznym o współczynniku <math>U=1,8 \text{ W/(m}^2\text{K)}</math>.</p> <p>Stolarka okienna w dobrym stanie technicznym o współczynniku <math>U=1,6 \text{ W/(m}^2\text{K)}</math>.</p> <p>Drzwi zewnętrzne, w dostatecznym stanie technicznym o współczynniku <math>U=2,6 \text{ W/(m}^2\text{K)}</math>.</p>			

<b>4.3. Charakterystyka energetyczna budynku</b>			
<b>Lp.</b>	<b>Rodzaj danych</b>	<b>Dane w stanie istniejącym</b>	
1.	Szczytowa moc cieplna (zapotrzebowanie na moc cieplną dla c.o.)	$q_{moc}$ [kW]	403,1
2.	Zamówiona moc cieplna c.o.	$q$ [kW]	-
3.	Sezonowe zapotrzebowanie na ciepło w standardowym sezonie grzewczym bez uwzględnienia sprawności systemu ogrzewania	$Q_h$ [GJ]	3620,9
4.	Wskaźnik sezonowego zapotrzebowania ciepła	$E=Q_h/V$ [kWh/m <sup>3</sup> a]	87,6
5.	Sezonowe zapotrzebowanie na ciepło w standardowym sezonie grzewczym z uwzględnieniem sprawności systemu ogrzewania	$Q_s$ [GJ]	4 620,5
6.	Opłaty (stawki netto) Opłata stała (za moc zamówioną) Opłata zmienna	zł/ MW / msc zł/GJ	4 309,92 42,95
<b>4.4. Charakterystyka systemu ogrzewania</b>			
<b>Lp.</b>	<b>Rodzaj danych</b>	<b>Dane w stanie istniejącym</b>	
1.	Sposób ogrzewania	System centralny zasilany z kotłowni gazowej wyposażonej w 4 kotły gazowe niskotemperaturowe. Instalacja stalowa, spawana, dwururkowa, pompowa z rozpraszaniem dolnym. Rurociągi rozpraszające zaizolowane.	
2.	Parametry pracy instalacji	90/70	
3.	Przewody w instalacji	stalowe	
4.	Rodzaje grzejników	płytowe oraz nagrzewnice w centralach wentylacyjnych	
5.	Ostonięcie grzejników	częściowo	
6.	Zawory termostaatyczne	tak	
7.	Sprawności składowe systemu grzewczego	$\eta_p =$ $\eta_n =$ $\eta_w =$ $\eta_e =$	0,90 0,88 0,94 1,00
8.	Liczba dni ogrzewania w tygodniu/liczba godzin na dobę	7/14	
9.	Modernizacja instalacji po 1984 r.	tak	
<b>4.5. Charakterystyka systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej</b>			
<b>Lp.</b>	<b>Rodzaj danych</b>	<b>Dane w stanie istniejącym</b>	
1.	Rodzaj instalacji	Ciepła woda użytkowa przygotowywana w 3 podgrzewaczach pojemnościowych o pojemności 2000 litrów każdy, zasilanych z kotłów gazowych oraz instalacji 60 kolektorów słonecznych.	
2.	Piony i ich izolacja	Przewody rozpraszające zaizolowane	
3.	Cyrkulacja	sprawna	
<b>4.6. Charakterystyka systemu wentylacji</b>			
<b>Lp.</b>	<b>Rodzaj danych</b>	<b>Dane w stanie istniejącym</b>	
1.	Rodzaj wentylacji	mechaniczna z odzyskiem	
2.	Strumień powietrza wentylacyjnego m <sup>3</sup> /h	37 594	
<b>4.7. Charakterystyka węzła cieplnego lub kotłowni w budynku</b>			

System grzewczy centralny: kotłownia gazowa z 4 kotłami gazowymi niskotemperaturowymi firmy Broje typ L 500C o łącznej mocy nominalnej 2000 kW. Kotły wyposażone w regulatory i programatory czasowe. Kotłownia pracuje na potrzeby wszystkich obiektów CTS w Nowej Rudzie przy ul. Kłodzkiej 16.

## 5. Ocena aktualnego stanu technicznego budynku

<b>5.1. Elementy konstrukcyjne i ochrona cieplna budynku</b> <b>Poliwęglan komorowy.</b> Współczynnik przenikania ciepła przegrody wynosi $U = 1,8 \text{ W/m}^2\text{K}$ . Stan techniczny przegrody zły i dostateczny. <b>Ściany zewnętrzne</b> z płyt warstwowych z rdzeniem styropianowym lub z pianki poliuretanowej o gr. 12 cm. Współczynnik przenikania ciepła ścian zewnętrznych wynosi $U = 0,32 \text{ W/m}^2\text{K}$ . Stan techniczny przegrody dobry. <b>Dach</b> z płyt warstwowych z rdzeniem o grubości 15 cm. Współczynnik przenikania ciepła $U = 0,25 \text{ W/m}^2\text{K}$ <b>Okna,</b> w dobrym stanie technicznym, charakteryzujące się współczynnikiem $U = 1,6 \text{ W/m}^2\text{K}$ <b>Drzwi zewnętrzne w stanie dostatecznym,</b> charakteryzujące się wsp. $U = 2,6 \text{ W/m}^2\text{K}$		
<b>5.2. System grzewczy</b> System centralny zasilany z kotłowni gazowej wyposażonej w 4 kotły gazowe niskotemperaturowe. Instalacja stalowa, spawana, dwururowa, pompowa z rozprwadzeniem dolnym. Rurociągi rozprwadzające zaizolowane.		
<b>5.3. System zaopatrzenia w c.w.u.</b> Ciepła woda użytkowa przygotowywana w 3 podgrzewaczach pojemnościowych o pojemności 2000 litrów każdy, zasilanych z kotłów gazowych oraz instalacji 60 kolektorów słonecznych.		
Zbiornice zestawienie oceny stanu istniejącego budynku i możliwości poprawy zawiera poniższa tabela.		
Lp.	Charakterystyka stanu istniejącego	Możliwości i sposób poprawy
1	1	3
1	<b>Przeurody zewnętrzne</b> mające niezadawalające wartości - śdiany zewnętrzne - stropodach/dach/strop pod nieogrzewanym strychem - podłogi na gruncie	$U \leq 0,20 \text{ [W/m}^2\text{K]}$ (wg WT 2021) bez zmian bez zmian
2	<b>Stolarka</b>	przewiduje się wymianę drzwi zewnętrznych oraz ilkwidację fasady z poliwęglanu
3	<b>Wentylacja</b>	przewiduje się modernizację wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła
4	<b>Instalacja ciepłej wody użytkowej</b> ciepła woda przygotowywana w podgrzewaczach pojemnościowych zasilanych z kotłowni gazowej	przewiduje się modernizację systemu przygotowania c.w.u. obejmującą montaż absorpcyjnych pomp ciepła zasilanych gazem
5	<b>System grzewczy</b> ogrzewanie centralne - kotłownia gazowa	bez zmian

**5.4. Instalacja elektryczna**  
Instalacja elektryczna w obiekcie działa prawidłowo. Eksploatowane przyłącze z mocą umowną 200 kW, z układem pomiarowym 3 fazowym.



## 6. Wykaz rodzajów usprawnień i przedsięwzięć termomodernizacyjnych wybranych na podstawie oceny stanu technicznego

L.p.	Rodzaj usprawnień lub przedsięwzięć	Sposób realizacji
1	Zmniejszenie strat przenikania ciepła przez przegrody zewnętrzne	Ocieplenie ścian zewnętrznych
2	Podwyższenie sprawności układu ogrzewczego	Modernizacja instalacji przygotowania c.w.u.
3	Zastosowanie odnawialnych źródeł energii	Zastosowanie absorpcyjnych pomp ciepła typu powietrz/woda oraz układu ogniw fotowoltaicznych
4	Modernizacja systemu wentylacji	Modernizacja układu wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła

## 7. Określenie optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego

**7.1. Ocena opłacalności i wyboru usprawnień dot. zmniejszenia strat przez przenikanie przez przegrody i zapotrzebowania na ciepło na ogrzanie powietrza wentylacyjnego**

W niniejszym rozdziale w kolejnych tabelach dokonuje się:

a) Oceny opłacalności i wyboru optymalnych usprawnień prowadzących do zmniejszenia strat ciepła przenikania przez przegrody zewnętrzne.

b) Oceny opłacalności i wyboru optymalnego wariantu przedsięwzięcia polegającego na wymianie okien i/lub drzwi oraz zmniejszeniu zapotrzebowania na ciepło na ogrzewanie powietrza wentylacyjnego, modernizacji systemu ogrzewania i przygotowania c.w.u. .

c) Zestawienie optymalnych usprawnień i przedsięwzięć w kolejności rosnącej wartości czasu zwrotu nakładów (SPBT) charakteryzującego każde usprawnienie.

W obliczeniach przyjęto następujące dane:

Wyszczególnienie				W stanie obecnym	Po termomodernizacji	Jednostka
$t_{wo}$	dla przegród zewnętrznych	24,0	24,0	0°C		
$t_{zo}$	dla przegród zewnętrznych	-18,0	-18,0	0°C		
$S_d^*$	dla przegród zewnętrznych	4642	4642	dzień.k.a		
$O_{0m, **}$		4 309,92	4 309,92	zł/(MW*mc)		
$O_{0z, **}$		42,95	42,95	zł/GJ		
$Ab_{0, **}$		0,00	0,00	zł/m-c		

\* liczbę stopniociepłych przyjęto dla stacji meteorologicznej Kłodzko w oparciu o dane Ministerstwa Infrastruktury  
\*\* ceny energii na podstawie taryf dostawców energii i paliw, aktualnych na czas sporządzania audytu



7.1.2. Ocena opłacalności i wybór wariantu zmniejszającego straty ciepła przez przenikanie		Przegroda				
Dane:		zmniejszeniem powierzchni przeszklen				
powierzchnia przegrody do obliczania strat		A = 293,2 m <sup>2</sup>				
powierzchnia przegrody do obliczania kosztu usprawnienia		A <sub>kosz</sub> = 153,2 m <sup>2</sup>				
		A <sub>okien</sub> = 140,0 m <sup>2</sup>				
Opis wariantów usprawnienia						
Przewiduje się częściowe zasłepienie otworów powstałych po uprzednim demontażu istniejących ścian z poliweglanu (do połowy ich obecnej wysokości), a następnie ich ociepleniu od strony zewnętrznej metodą lekką moką z użyciem płyt styropianowych o deklarowanym współczynniku przewodności:						
λ = 0,032 W/mK . Rozpatruje się 3 warianty różniące się grubością warstwy izolacji termicznej pod tynkiem cienkowarstwowym:						
wariant 1: o grubości izolacji o 1 cm mniejszej niż w wariantie 2						
wariant 2: o grubości izolacji, przy której spełniony będzie wsp. U (wg WT 2020), a wartość SPBT będzie najniższa						
wariant 3: o grubości warstwy izolacji o 1 cm większej niż w wariantie 2						
Proponuje się wykonać zasłepienie płytami warstwowymi z rdzeniem styropianowym lub z pianki poliuretanowej, aby wartość oporu przenikania ciepła dla zasłepienia nie była gorsza od istniejących ścian zewnętrznych z płyt warstwowych. W pozostałą część otworów powstałych po demontażu poliweglanu, zamontować okna aluminiowe lub PCV systemowe (fasada przeszklona) o wsp. U=0,9 W/m2K.						
Przewidywana powierzchnia przeszklen: 140,0 m <sup>2</sup>						
Lp.	Opis wariantu	Jedn.	Stan istniejący	1	2	Warianty
1	Grubość dodatkowej warstwy izolacji termicznej g	m		0,11	0,12	0,13
2	Zwiększenie oporu cieplnego ΔR	m <sup>2</sup> ·K/W		3,44	3,75	4,06
3	Opór cieplny R	m <sup>2</sup> ·K/W	0,55	6,53	6,85	7,16
4	Q <sub>ov</sub> , Q <sub>iu</sub> = 8,64·10 <sup>-5</sup> ·S <sub>d</sub> A/R + (14)	GJ/a	213,4	68,5	67,7	67,0
5	q <sub>ov</sub> , q <sub>iu</sub> = 10 <sup>-6</sup> ·A(t <sub>w0</sub> -t <sub>e0</sub> )/R + (15)	MW	0,022	0,007	0,007	0,007
6	Roczna oszczędność kosztów ΔO <sub>ru</sub> = (Q <sub>ov</sub> -Q <sub>iu</sub> )·0,2 + 12(q <sub>ov</sub> -q <sub>iu</sub> )·0 <sub>m</sub>	zł/a		6 991	7 046	7 083
7	Cena jednostkowa usprawnienia	zł/m <sup>2</sup>		281,00	292,00	303,00
8	Koszt ocieplenia	zł		43 040,77	44 725,64	46 410,51
9	Koszt zasłepienia i montażu okien	zł		281 275,50	281 275,50	281 275,50
10	Koszt realizacji usprawnienia N <sub>u</sub>	zł		324 316,27	326 001,14	327 686,01
11	SPBT = N <sub>u</sub> /ΔO <sub>ru</sub>	lata		46,39	46,27	46,27
12	U <sub>o</sub> , U <sub>c</sub>	W/m <sup>2</sup> ·K	1,82	0,15	0,15	0,14
Podstawa przyjętych wartości N <sub>u</sub>						
Ceny jednostkowe ocieplenia 1 m <sup>2</sup> przyjęto wg cenników lokalnych firm budowlanych. Ceny zawierają podatek VAT. Kolorem wyróżniono grubość wybraną.						
13	Powierzchnia okien	m <sup>2</sup>	0,0			
14	Q <sub>iu</sub> (tabela 7.1.3)	GJ/a	50,53			
15	q <sub>iu</sub> (tabela 7.1.3)	MW	0,0053			
Do kosztów ocieplenia doliczono następujące koszty:						
zasłepienie z ociepleniem 153,2 m <sup>2</sup> ścian * 150,00 zł/m <sup>2</sup> = 22 975,50 zł						
montaż okien (system fasadowy) 258 300,00 zł						
RAZEM: 281 275,50 zł						
Wybrany wariant : 2						
Koszt : 326 001,14 zł						
SPBT = 46,27 lat						



7.1.4. Ocena opłacalności i wybór wariantu przedsięwzięcia polegającego na wymianie drzwi		Dane: powierzchnia przegrody		$A_d = 12,20 \text{ m}^2$		Drzwi zewnętrzne	
Opis wariantów usprawnienia							
Rozpatrzono przedsięwzięcie obejmujące wymianę istniejących drzwi zewnętrznych na nowe, o niższym współczynniku przenikania ciepła spełniającym obecne wymogi w zakresie ochrony cieplnej budynków:							
wariant 1: drzwi PCV lub z profili aluminiowych							
wariant 2: drzwi PCV lub z profili aluminiowych							
$U = 1,1 \text{ W/m}^2\text{K}$							
$U = 1,3 \text{ W/m}^2\text{K}$ (wg WT 2021)							
a - współczynnik przepływu powietrza przez drzwi							
Lp.	Opis wariantów	Jedn.	Stan istniejący	Warianty			
1	Współczynnik przenikania przegrody	U	W/m <sup>2</sup> K	2,60	1,10	1,30	
2	Współczynnik infiltracji i przylgnia	a	-	0,80	0,50	0,50	
3	$Q_{lim} = 1,43 \cdot 10^{-6} \cdot a \cdot [t_{wo} - t_e(m)]^{5/3} \cdot Ld(m)$	GJ/rok		0,8	0,5	0,5	
4	$8,64 \cdot 10^{-5} \cdot Sd \cdot A_{ok} \cdot U$	GJ/rok		11,8	5,4	6,4	
5	$Q_{ov} \cdot Q_1 = (3) + (4)$	GJ/rok		12,6	5,9	6,9	
6	$10^{-6} \cdot A_{ok} \cdot (t_{wo} - t_{z0}) \cdot U$	MW		0,0013	0,0006	0,0007	
7	$1,65 \cdot 10^{-8} \cdot a \cdot (t_{wo} - t_{z0})^{5/3}$	MW		0,0001	0,0001	0,0001	
8	$q_{ov} \cdot q_1 = (6) + (7)$	MW		0,0014	0,0007	0,0008	
9	Roczna oszczędność kosztów $\Delta O_{ru} = (Q_{ou} - Q_{lu}) \cdot O_z + 12 \cdot (q_{ou} - q_{lu}) \cdot O_m$	zł/rok		324		276	
10	Koszt wymiany drzwi $N_{ok}$	zł		22 570		18 910	
11	SPBT = $(N_{ok} + N_w) / \Delta O_{ru}$	lata		69,7		68,6	

Podstawa przyjętych wartości $N_u$			
Przyjęto ceny jednostkowe wymiany drzwi w zł/m <sup>2</sup> wg cenników producentów i dystrybutorów. Ceny zawierają podatek VAT. Koszt modernizacji:			
wariant 1: wymiana	12,2	m <sup>2</sup> drzwi*	1850
wariant 2: wymiana	12,2	m <sup>2</sup> drzwi*	1550
		zł/m <sup>2</sup> =	22 570 zł
		zł/m <sup>2</sup> =	18 910 zł

Wybrany wariant : 2		Koszt : 18 910 zł		SPBT = 68,6 lat	
---------------------	--	-------------------	--	-----------------	--

Podstawa przyjętych wartości  $N_u$

Przyjęto ceny jednostkowe wymiany drzwi w zł/m<sup>2</sup> wg cenników producentów i dystrybutorów. Ceny zawierają podatek VAT. Koszt modernizacji:

wariant 1: wymiana 12,2 m<sup>2</sup> drzwi\* 1850 zł/m<sup>2</sup> = 22 570 zł

wariant 2 : wymiana 12,2 m<sup>2</sup> drzwi\* 1550 zł/m<sup>2</sup> = 18 910 zł

<p>Wybrane i zoptymalizowane ulepszenia termomodernizacyjne zmierzające do zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło w wyniku zmniejszenia strat przenikania ciepła przez przegrody budowlane oraz warianty przedsięwzięć termomodernizacyjnych dotyczących modernizacji systemu wentylacji i systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej, uszeregowane według rosnącej wartości SPBT</p>			
Lp.	Rodzaj i zakres ulepszenia termomodernizacyjnego albo wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego	Planowane koszty robót, zł	Oszczędność kosztów, zł/rok
1	2	3	4
1	Likwidacja fasady z poliweglanu	326 001,14	7 046,35
2	Drzwi zewnętrzne	18 910,00	275,84
3	Ściana z płyt warstwowych	227 707,44	2 676,18
			85,1
<p><b>7.3. Ocena i wybór optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego poprawiającego sprawność systemu grzewczego</b></p>			
<p>Dane:</p> <p> <math>Q_{oc} = 3\,620,9 \text{ GJ/a}</math> <math>w_{d0} = 1,00</math> <math>w_{d0} = 0,95</math> <math>\eta_0 = 0,74</math> </p> <p>Nie przewiduje się realizacji przedsięwzięć poprawiających sprawność systemu grzewczego</p>			
Lp.	Rodzaj usprawnienia	Współczynniki sprawności	
		przed	po
		$\eta_w = 0,94$	$\eta_w = 0,94$
1	Wytwarzanie ciepła		
2	Przesyłanie ciepła	$\eta_p = 0,90$	$\eta_p = 0,90$
3	Regulacja i wykorzystanie ciepła	$\eta_r = 0,88$	$\eta_r = 0,88$
4	Akumulacja ciepła	$\eta_e = 1,00$	$\eta_e = 1,00$
5	Sprawność całkowita systemu	$\eta_0 = 0,74$	$\eta_0 = 0,74$
6	Uwzględnienie przerw na ogrzewanie w okresie tygodnia	$w_t = 1,00$	$w_t = 1,00$
7	Uwzględnienie przerw na ogrzewanie w ciągu doby	$w_d = 0,95$	$w_d = 0,95$

**7.4 Ocena opłacalności modernizacji wentylacji mechanicznej na nową z odzyskiem ciepła z powietrza nawiewanego o wyższej sprawności**

Przedsięwzięcie obejmuje montaż układu wentylacji mechanicznej nawiewno-wywiewnej dla hali basenowej. Przewiduje się montaż central z nagrzewnicami wodnymi z wymiennikami ciepła i układem automatycznej regulacji oraz montaż instalacji rozprzadzającej powietrze.

Maksymalną wydajność systemu wentylacyjnego zaprojektowano na 41 800 m<sup>3</sup>/h w oparciu o zakładaną liczbę wymian dla hali basenowej i dla takiej wydajności oszacowano koszty instalacji. Założono ponadto, że system wentylacyjny pracuje z pełną wydajnością około 4000 h/rok, a poza godzinami użytkowania pomieszczenia wydajność systemu wentylacyjnego jest ograniczana do około 30%. W okresach przerwy działania basenu, system wentylacji mechanicznej będzie wyłączany. Stąd przeciętny strumień powietrza nawiewanego określono na poziomie 25 900 m<sup>3</sup>/h i dla tej wielkości oszacowano efekty energetyczne związane z zastosowaniem odzysku ciepła z powietrza wywiewanego.

$V_{\max} = 41\ 800\ \text{m}^3/\text{h}$   
 $V_{\text{sr}} = 25\ 900\ \text{m}^3/\text{h}$

	jedn.	stan istn.	stan po
1	Strumień powietrza wentylacyjnego - V	m <sup>3</sup> /h	25 900
2	Projektowa sprawność odzysku ciepła w rekuperatorze	%	65
3	Średnia sezonowa sprawność odzysku ciepła w rekuperatorze	%	46
4	Sezonowe zużycie ciepła do podgrzania powietrza wentylacyjno-grzewczego - dane z programu OZC	GJ/rok	3 306,0
5	Koszty ciepła	zł/rok	141 989
119 440			

6	Moc napędów wentylatorów	kW	26,98
7	Sprawność napędów wentylatorów - $h_o, h_1$	%	80
8	Liczba godzin pracy central wentylacyjnych - Sh	godzin	8760
9	Średnie obciążenie napędów wentylatorów	%	60
10	Koszt energii elektrycznej zużytej na przepływ powietrza przez system wentylacji - $O_{e0}, O_{e1} = Sh * N_{0,1} * c_e$	zł/rok	59 699
11	Roczna oszczędność kosztów - $DO_{ru} = (O_{r0} - O_{r1}) + (O_{e0} - O_{e1})$	zł/rok	22 548
12	Koszt wykonania usprawnienia - $N_u$	zł	925 000
13	$SPBT = N_u / DO_{ru}$	lata	41,0

Koszty przyjęto w oparciu o zapytania ofertowe i zawierają podatek VAT 23%:

L.p.	Zakres	koszt
1.	Dostawa i montaż central wentylacyjnych z odzyskiem ciepła, filtrami, nagrzewnicami wodnymi	600 000
2.	Instalacja nawiewno-wywiewna (przewody, armatura, prace montażowe)	325 000
	razem	925 000

Wybrany wariant : 1	Koszt : 925 000 zł	SPBT = 41,0 lat
---------------------	--------------------	-----------------

<b>Wybrany wariant : 1</b>		<b>Koszt :</b>	<b>204 150,00 zł</b>	<b>SPBT = 34,90</b>
<p>7.5. Ocena przedsięwzięcia dotyczącego systemu przygotowania c.w.u.</p> <p><b>Dane:</b> <math>Q_{dow} = 203</math> GJ/a instalacja centralna</p> <p>Przewiduje się usprawnienia polegające na zwiększeniu sprawności systemu przygotowania c.w.u. poprzez zastosowanie gazowych pomp ciepła pracujących jako źródło podstawowe dla przygotowania c.w.u.:          Zakres usprawnienia:          1. Montaż pomp ciepła typu powietrze/woda, absorpcyjnych zasilanych gazem wraz z armaturą, zasobnikiem buforowym oraz układem automatyki sterującej</p> <p>W tabeli poniżej zestawiono zmiany współczynników sprawności związane z wprowadzeniem proponowanych usprawnień.</p>				
<b>Współczynniki sprawności</b>				
<b>Lp.</b>	<b>Rodzaj usprawnienia</b>	<b>przed - kotłownia gazowa</b>	<b>po - gazowe pompy ciepła</b>	
1	Sprawność wytwarzanie ciepła	$\eta_{w,g} = 0,88$	$\eta_{w,g} = 1,40$	
2	Sprawność przesyłu ciepłej wody	$\eta_{w,d} = 0,70$	$\eta_{w,d} = 0,70$	
3	Sprawność akumulacji	$\eta_{w,e} = 0,90$	$\eta_{w,e} = 0,90$	
4	Sprawność sezonowa wykorzystania	$\eta_{w,s} = 1,00$	$\eta_{w,s} = 1,00$	
<b>Ocena proponowanego przedsięwzięcia</b>				
<b>Lp.</b>	<b>Opis</b>	<b>jedn.</b>	<b>przed - kotłownia gazowa</b>	<b>po - gazowe pompy ciepła</b>
1	Sprawność/efektywność całkowita systemu c.w.u.	-	0,55	0,88
4	Oszczędność kosztów $\Delta Q_{cc}$	zł/a	5 849,29	
5	Koszt przedsięwzięcia $N_{co}$	zł	204 150,00	
6	SPBT	lata	34,90	
<p>Koszty przyjęto w oparciu o ceny katalogowe producentów i dostawców (zawierają podatek VAT):</p> <p>1. Prace montażowe i ogólnobudowlane 20 000 zł</p> <p>2. Dostawa zespołu pomp ciepła typu powietrze/woda o łącznej mocy nominalnej ok. 60 kW, absorpcyjnych zasilanych gazem, z czujnikiem temperatury zewnętrznej, zasobnikiem buforowym, modułem sterowym obiegów c.o., wraz z układem zasilania w gaz i doprowadzania spalin 184 150 zł</p> <p><b>razem 204 150 zł</b></p>				





<p><b>7.6.3. Dokumentacja wyboru optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego budynku zgodnie z warunkami finansowania wg Ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów</b></p>					
Wariant	Planowane koszty całkowite	Roczna oszczędność kosztów energii	Procentowa oszczędność zapotrzebowania na energię (z uwzględnieniem sprawności całkowitej)	Minimalna kwota kredytu [50%] zł	Premia termomodernizacyjna
I	1 701 768,58	77 845,08	34,2	850 884,29	272 282,97
II	1 474 061,14	72 934,69	32,2	737 030,57	235 849,78
III	1 455 151,14	72 463,04	32,0	727 575,57	232 824,18
IV	1 129 150,00	54 808,78	24,2	564 575,00	180 664,00
V	925 000,00	42 657,32	21,5	462 500,00	148 000,00
<b>7.7. Wskazanie optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego</b>					
<p>Na podstawie dokonanej oceny, jako optymalny wariant przedsięwzięcia termomodernizacyjnego w rozpatrywanych budynkach oceniano się <b>wariant nr 1</b> obejmujący następujące przedsięwzięcia:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- wymiana systemu wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła</li> <li>- modernizację systemu do przygotowania c.w.u.</li> <li>- likwidację fasady z poliwęglanu</li> <li>- wymianę drzwi zewnętrznych</li> <li>- ocieplenie ścian zewnętrznych z płyt warstwowych</li> </ul> <p>Przedsięwzięcie to zapewnia:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Oszzczędność teoretycznego zużycia ciepła na cele grzewcze wyniesie: 34,2%</li> <li>2. Planowany kredyt, stanowiący 85% kosztów, jest zgodny z warunkami ustawowymi.</li> <li>3. Środki własne inwestora wyniosą 0 zł.</li> </ol> <p><b>Ponadto w budynku proponuje się:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) Modernizację oświetlenia wewnętrznego hali basenowej (załącznik nr 8)</li> <li>b) Montaż układu ogniw fotowoltaicznych PV (załącznik nr 9)</li> <li>c) Zastosowanie kogeneracji (załącznik nr 10)</li> </ol> <p>Łączny efekt energetyczny związany z wdrożeniem rozpatrywanych przedsięwzięć omówiono w punkcie 8.2 niniejszego opracowania. W punkcie 8.3 pokazano charakterystykę finansową dla wszystkich przewidywanych przedsięwzięć.</p>					

## 8. Opis techniczny optymalnego wariantu przedsięwzięcia termomodernizacyjnego

8.1. Opis robót	
W ramach wskazanego wariantu I przedsięwzięcia termomodernizacyjnego przewiduje się:	
1.	Wymianę systemu wentylacji mechanicznej centralnej obejmującą montaż nowej instalacji nawiewno-wywiewnej, montaż nowych central wentylacyjnych z odzyskiem ciepła z powietrza wywiewanego i układem automatycznej regulacji.
2.	Modernizację systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej obejmującą montaż zespołu pomp ciepła typu powietrze/woda o łącznej mocy nominalnej ok. 60 kW, absorpcyjnych zasilanych gazem współpracującego z istniejącą kotłownią gazową.
3.	Wykonanie ocieplenia ścian z płyt warstwowych, od strony zewnętrznej metodą lekką mokrą z użyciem płyt styropianowych. Grubość warstwy izolacji nie powinna być mniejsza niż 12 cm, a wsp. przewodności cieplnej materiału izolacyjnego nie większy niż $\lambda = 0,032 \text{ W/mK}$ .
4.	Zdemontowanie istniejących drzwi zewnętrznych na elewacji wschodniej, a następnie dokonanie montażu nowych, szczelnych drzwi (PCV lub aluminiowych) o współczynniku nie większym niż $U = 1,3 \text{ W/m}^2\text{K}$ .
5.	Przewiduje się ponadto likwidację fasady z poliwęglanu (elewacja północna i wschodnia) z częściowym zaślepieniem powstałych otworów z wykonaniem warstwy izolacyjnej od strony zewnętrznej metodą lekką mokrą z użyciem płyt styropianowych (grubość 12 cm, $\lambda = 0,032 \text{ W/mK}$ ) i wstawieniem nowych przeszkleń (system fasadowy) o wsp. $U$ nie większym niż $0,9 \text{ W/m}^2\text{K}$ .
6.	Dodatkowo proponuje się montaż układu ogniw fotowoltaicznych na dachu budynku o łącznej powierzchni $243 \text{ m}^2$ i mocy szczytowej wynoszącej $49,7 \text{ kW}_p$ (szczegóły w załączniku 9).
7.	Dodatkowo proponuje się modernizację oświetlenia wewnętrznego, polegającą na wymianie opraw ze źródłami w postaci metalohalogenów na oprawy przystosowane do pracy na pływających ze źródłami LED. Łączna liczba opraw przewidziana do wymiany wynosi 40 szt. (załącznik 8). Dopuszcza się zmianę liczby opraw przy jednoczesnym zapewnieniu prawidłowego natężenia oświetlenia wymaganego przepisami.
8.	Dodatkowo proponuje się zastosowanie układu mikro kogeneracji złożonego z dwóch jednostek mikrokogeneracyjnych o mocy elektrycznej 20 kW i deplej 40 kW każda (załącznik 10).

<b>8.3. Charakterystyka finansowa</b>	
<b>8.3.1. Wariant I audytu (termomodernizacja)</b>	
Kalkulowany koszt robót wyniesie: <b>1 701 768,58 zł</b> Roczne oszczędności kosztów: <b>77 845,08 zł</b> Czas zwrotu nakładów SPBT: <b>21,9 lata</b> Wartość bieżąca netto NPV (czas analizy 25 lat, stopa dyskonta 3%) <b>-543 630,4 zł</b>	
<b>8.3.2. Zastosowanie instalacji ogniw fotowoltaicznych</b>	
Kalkulowany koszt robót wyniesie: <b>273 350,00 zł</b> Roczne oszczędności kosztów: <b>21 337,78 zł</b> Czas zwrotu nakładów SPBT: <b>12,8 lata</b> Wartość bieżąca netto NPV (czas analizy 25 lat, stopa dyskonta 3%) <b>98 207,9 zł</b>	
<b>8.3.3. Modernizacja instalacji oświetleniowej</b>	
Kalkulowany koszt robót wyniesie: <b>135 360,00 zł</b> Roczne oszczędności kosztów: <b>10 441,79 zł</b> Czas zwrotu nakładów SPBT: <b>13,0 lata</b> Wartość bieżąca netto NPV (czas analizy 25 lat, stopa dyskonta 3%) <b>46 464,5 lata</b>	
<b>8.3.4. Zastosowanie mikrogeneracji</b>	
Kalkulowany koszt robót wyniesie: <b>570 000,00 zł</b> Roczne oszczędności kosztów: <b>123 763,83 zł</b> Czas zwrotu nakładów SPBT: <b>4,6 lata</b> Wartość bieżąca netto NPV (czas analizy 25 lat, stopa dyskonta 3%) <b>1 585 117,9 lata</b>	
<b>8.3.5. Wszystkie przedsięwzięcia</b>	
Kalkulowany koszt robót wyniesie: <b>2 680 478,58 zł</b> Roczne oszczędności kosztów: <b>233 388,48 zł</b> Czas zwrotu nakładów SPBT: <b>11,5 lata</b> Wartość bieżąca netto NPV (czas analizy 25 lat, stopa dyskonta 3%) <b>1 383 549,5 zł</b>	
<b>8.4. Dalsze działania</b>	
Dalsze działania inwestora obejmują: 1. Opracowanie i złożenie wniosku oraz podpisanie umowy o współfinansowaniu przedsięwzięcia; 2. Zawarcie umów z wykonawcami projektów i robót 3. Realizacja robót i odbiór techniczny 4. Rozliczenie projektu z instytucją finansującą 5. Monitorowanie efektów zrealizowanych przedsięwzięć.	

# ZAŁĄCZNIKI DO AUDYTU

Załącznik 1	Kalkulacja kosztów ciepła
Załącznik 2	Obliczenia zapotrzebowania na moc i ciepło wg programu OZC
Załącznik 3	Obliczenie zapotrzebowania na moc i ciepło dla przygotowania c.w.u.
Załącznik 4	Określenie sprawności systemu grzewczego w stanie istniejącym
Załącznik 5	Obliczenie normowego strumienia powietrza wentylacyjnego
Załącznik 6	Obliczenie współczynników przenikania ciepła U dla przegród zewnętrznych
Załącznik 7	Usytuowanie obiektu, widok elewacji
Załącznik 8	Analiza techniczno-ekonomiczna dla modernizacji oświetlenia wewnętrznych
Załącznik 9	Analiza techniczno-ekonomiczna dla zastosowania instalacji ogni w fotowoltaicznych
Załącznik 10	Wyznaczenie udziału OZE w rocznym zapotrzebowaniu na en. końcową w budynku
Załącznik 11	Efekty ekologiczne całkowite
Załącznik 12	Rysunki budowlane

Zař. 1. Kalkulacja kosztów ciepła i energii elektrycznej

Kalkulacja składowa zmiennego i stałego kosztu - kotłownia gazowa

taryfa W 6-1		cena netto	VAT	cena brutto
opł. za gaz - o <sub>zg</sub>	9,6940 gr/kWh	23%	11,924 gr/kWh	
opł. sieciowa zmienna - o <sub>zp</sub>	1,6620 gr/kWh	23%	2,044 gr/kWh	
opł. przesył. stała - o <sub>sp</sub>	zł/mies.	23%	0,00 zł/mies.	
opł. sieciowa stała - o <sub>sp</sub>	0,48000 gr/(kWh/h) za h	23%	0,5904 gr/(kWh/h) za h	
opłata handlowa	0,00 zł/mies.	23%	0,00 zł/mies.	

Ciepło spalania gazu grupy GZ50 - e<sub>g</sub>

36,62 MJ/m<sup>3</sup>

Opłata zmienna za gaz

Opłata stała za moc zamówioną gazu

42,95 zł/GJ  
4309,92 zł/MW/mies.

Kalkulacja składowa zmiennego i stałego kosztu energii elektrycznej

Dostawca energii - TAURON Sprzedaż, OSD - TAURON Dystrybucja

taryfa C11		cena netto	VAT	cena brutto
opł. za zużycie	0,2397 zł/kWh	23%	0,2948 zł/kWh	
składnik zmienny staw. sieciowej	0,0553 zł/kWh	23%	0,0680 zł/kWh	
stawka jakościowa	0,0133 zł/kWh	23%	0,0164 zł/kWh	
opłata mocowa (od 2021)	0,03402 zł/kWh	23%	0,0418 zł/kWh	
składnik stały opłaty sieciowej	9,99 zł/kWh/mies.	23%	12,29 zł/kWh/mies.	
stawka opłaty przejsłowej	0,19 zł/kWh/mies.	23%	0,23 zł/kWh/mies.	
opłata abonamentowa/handlowa	18,00 zł/mies.	23%	22,14 zł/mies.	

Opłaty brutto:

Opłata zmienna za energię elektryczną

Opłata zmienna za energię elektryczną

Opłata stała za moc zamówioną

Opłata stała o<sub>me</sub> = Ab =

116,95 zł/GJ  
421,00 zł/MW  
12,52 zł/kW/mies.  
22,14 zł/mies.

Obliczenia zapotrzebowania na moc i ciepło wg programu OZC						
Warianty	Sezonowe zapotrzebowanie na ciepło budynku $Q_h$			Obliczeniowe zapotrzebowanie na moc		
	[kWh/rok]	$Q_h$ [GJ/rok]	w tym: wentylacja pomieszczenia sali konferencyjnej] $Q_{h,vent}$ [GJ/rok]	pomieszczeń ogrzewanych $Q$ [MW]	w tym: do wentylacji pomieszczeń ogrzewanych $Q_{vent}$ [MW]	St. istn.
I	663 786	2 389,6	751,7	0,251	281 292,199	I
II	686 236	2 470,5	762,0	0,260	0,199	II
III	688 389	2 478,2	1 626,5	0,261	0,199	III
IV	772 519	2 781,1	1 983,6	0,281	0,199	IV
V	772 519	2 781,1	2 170,3	0,281	0,199	V

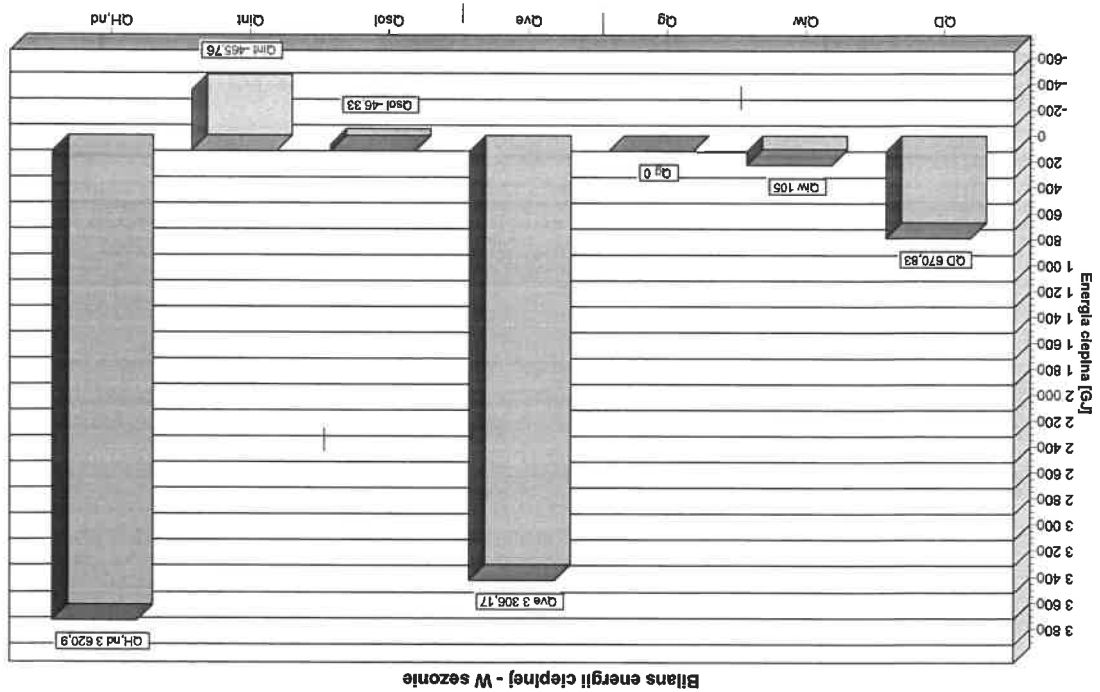
Podstawowe informacje:		
Nazwa projektu:	Nowa Ruda - pływalnia	
Miejscowość:	Nowa Ruda	
Adres:		
Normy:		
Norma na obliczanie wsp. przenikania ciepła:	PN-EN ISO 6946	
Norma na obliczanie projekt. obciążenia cieplnego:	PN-EN 12831:2006	
Norma na obliczanie E:	PN-EN ISO 13790	
Dane klimatyczne:		
Strefa klimatyczna:	STREFA III	
Projektowa temperatura zewnętrzna $\theta_e$ :	-20	°C
Średnia roczna temperatura zewnętrzna $\theta_{m,e}$ :	7,6	°C
Stacja meteorologiczna:	Kłodzko	
Grunty:		
Rodzaj gruntu:	Piaszek lub żwir	
Pojemność cieplna:	2,000	MJ/(m <sup>3</sup> ·K)
Głębokość okresowego wnikańia ciepła $\delta$ :	3,167	m
Współczynnik przewodzenia ciepła $\lambda_g$ :	2,0	W/(m·K)
Podstawowe wyniki obliczeń budynku:		
Powierzchnia ogrzewana budynku A <sub>H</sub> :	1641,0	m <sup>2</sup>
Kubatura ogrzewana budynku V <sub>H</sub> :	11487,0	m <sup>3</sup>
Projektowa strata ciepła przez przenikanie $\Phi_T$ :	82061	W
Projektowa wentylacyjna strata ciepła $\Phi_V$ :	321086	W
Całkowita projektowa strata ciepła $\Phi$ :	403146	W
Nadwyżka mocy cieplnej $\Phi_{RH}$ :	0	W
Projektowe obciążenie cieplne budynku $\Phi_{HL}$ :	403146	W
Wskaźniki i współczynniki strat ciepła:		
Wskaźnik $\Phi_{HL}$ odniesiony do powierzchni $\Phi_{HL,A}$ :	245,7	W/m <sup>2</sup>
Wskaźnik $\Phi_{HL}$ odniesiony do kubatury $\Phi_{HL,V}$ :	35,1	W/m <sup>3</sup>
Wyniki obliczeń wentylacji na potrzeby projektowego obciążenia cieplnego:		
Powietrze infiltrujące V <sub>intv</sub> :	1206,1	m <sup>3</sup> /h
Powietrze dodatkowo infiltrujące V <sub>m,inv</sub> :	0,0	m <sup>3</sup> /h
Wymagane powietrze nawiewane mech. V <sub>su,min</sub> :	0,0	m <sup>3</sup> /h
Powietrze nawiewane mech. V <sub>su</sub> :	34461,0	m <sup>3</sup> /h
Wymagane powietrze usuwane mech. V <sub>ex,min</sub> :	34461,0	m <sup>3</sup> /h
Powietrze usuwane mech. V <sub>ex</sub> :	34461,0	m <sup>3</sup> /h
Średnia liczba wymian powietrza n:	3,2	
Dopływające powietrze wentylacyjne V <sub>v</sub> :	36873,3	m <sup>3</sup> /h
Średnia temperatura dopływającego powietrza $\theta_v$ :	4,3	°C



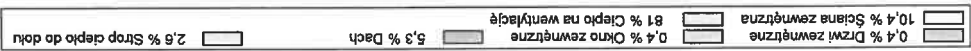
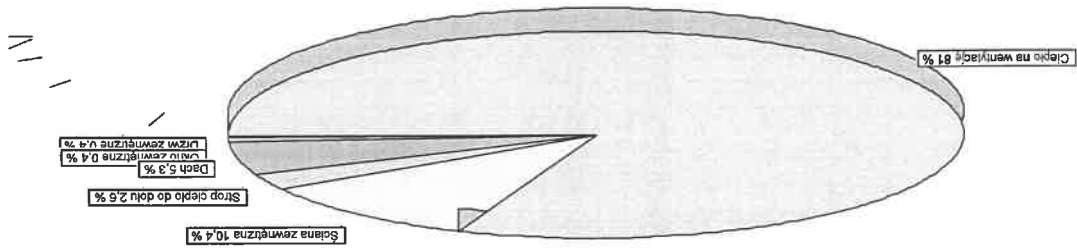
Wyniki obliczeń sezonowego zapotrzebowania na energię wg PN-EN ISO 13790		
Stacja meteorologiczna:		
Sezonowe zapotrzebowanie na energię na ogrzewanie		
Strumień powietrza wentylacyjnego-ogrzewanie $V_{v,H}$ :	34478,8	m <sup>3</sup> /h
Zapotrzebowanie na ciepło - ogrzewanie $Q_{H,nd}$ :	3620,90	GJ/rok
Zapotrzebowanie na ciepło - ogrzewanie $Q_{H,nd}$ :	1005807	kWh/rok
Powierzchnia ogrzewana budynku $A_H$ :	1641,00	m <sup>2</sup>
Kubatura ogrzewana budynku $V_H$ :	11487,0	m <sup>3</sup>
Wskaźnik zapotrzebowania - ogrzewanie $EA_H$ :	2206,5	MJ/(m <sup>2</sup> ·rok)
Wskaźnik zapotrzebowania - ogrzewanie $EA_H$ :	612,9	kWh/(m <sup>2</sup> ·rok)
Wskaźnik zapotrzebowania - ogrzewanie $EV_H$ :	315,2	MJ/(m <sup>3</sup> ·rok)
Wskaźnik zapotrzebowania - ogrzewanie $EV_H$ :	87,6	kWh/(m <sup>3</sup> ·rok)
Parametry obliczeń projektu:		
Obliczanie przenikania ciepła przy min. $\Delta\theta_{min}$ :		
4,0	K	
Wariant obliczeń strat ciepła do pomieszczeń w sąsiednich grupach:		
Obliczaj z ograniczeniem do $\theta_{j,u}$		
Minimalna temperatura dyżurna $\theta_{j,u}$ :	16	°C
Obliczaj straty do pomieszczeń w sąsiednich		
budynkach tak jak by były nieogrzewane:		
Tak		
Obliczanie automatyczne mostków cieplnych:		
Tak		
Obliczanie mostków cieplnych metodą uproszczoną:		
Nie		
Domyślne dane do obliczeń:		
Typ budynku:		
Sportowo-rekreat.		
Typ konstrukcji budynku:		
Lekka		
Typ systemu ogrzewania w budynku:		
Powietrzne SPM		
Osłabienie ogrzewania:		
Bez osłabienia		
Regulacja dostawy ciepła w grupach:		
Indywidualna reg.		
Stopień szczelności obudowy budynku:		
Średni		
Krotność wymiany powietrza wewn. $n_{50}$ :		
3,5	1/h	
Klasa osłonięcia budynku:		
Średnie osłonięcie		
Domyślne dane dotyczące wentylacji:		
System wentylacji:		
Nawiewno-wywiewna z odzyskiem ciepła		
Temperatura powietrza nawiewanego $\theta_{su}$ :		
	°C	
Temperatura powietrza kompensacyjnego $\theta_c$ :		
20,0	°C	
Domyślne dane dotyczące rekuperacji i recykulacji:		
Temperatura dopływającego powietrza $\theta_{ex,rec}$ :		
20,0	°C	
Projektowa sprawność rekuperacji $\eta_{recup}$ :		
65,0	%	
Sezonowa sprawność rekuperacji $\eta_{E,recup}$ :		
45,5	%	
Projektowy stopień recykulacji $\eta_{recir}$ :		
	%	
Sezonowy stopień recykulacji $\eta_{E,recir}$ :		
	%	
Geometria budynku:		
Rzędna poziomu terenu:		
-0,10	m	

Domyslna rzędna podłogi Lr:	m	0,00
Rzędna wody gruntuwej:	m	-10,00
Domyslna wysokość kondygnacji H:	m	3,00
Domyslna wys. pomieszczeń w świetle stropów H <sub>i</sub> :	m	2,70
Pole powierzchni podłogi na gruncie A <sub>g</sub> :	m <sup>2</sup>	100,00
Obwód podłogi na gruncie w świetle ścian zewn. P <sub>g</sub> :	m	40,00
Bez obrotu		
Obrot budynku:		
Statystyka budynku:		
Liczba kondygnacji:	2	
Liczba stref budynku:		
Liczba grup pomieszczeń:	2	
Liczba pomieszczeń:	2	

Miesiąc	Q <sub>D</sub>	Q <sub>W</sub>	Q <sub>G</sub>	Q <sub>ve</sub>	$\eta_{H,gn}$	Q <sub>sol</sub>	Q <sub>int</sub>	Q <sub>H,nd</sub>
Styczeń	86,45	10,81	0,00	416,44	0,951	1,94	39,56	474,24
Luty	81,25	9,97	0,00	433,37	0,957	2,20	35,73	488,31
Marzec	68,52	9,80	0,00	330,11	0,934	3,68	39,56	368,03
Kwiecień	56,79	8,85	0,00	282,71	0,922	4,90	38,28	308,52
Maj	35,84	7,73	0,00	172,67	0,866	6,17	39,56	176,63
Czerwiec	31,63	7,18	0,00	157,44	0,858	5,84	38,28	158,39
Lipiec	25,30	6,91	0,00	121,89	0,815	6,37	39,56	116,67
Sierpień	25,65	6,89	0,00	123,58	0,820	5,52	39,56	119,16
Wziesień	38,43	7,47	0,00	191,29	0,887	3,92	38,28	199,75
Październik	55,87	8,73	0,00	269,17	0,921	2,73	39,56	294,83
Listopad	75,84	9,80	0,00	377,51	0,948	1,58	38,28	425,37
Grudzień	89,26	10,87	0,00	429,99	0,953	1,47	39,56	491,00
W sezonie	670,83	105,00	0,00	3306,17	0,900	46,33	465,76	3620,90



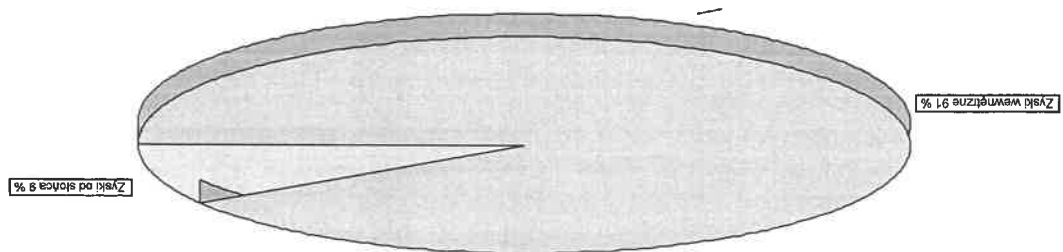
Szczegółowe zestawienie strat energii cieplnej



Opis	GJ/Rok	kWh/rok	%
Drzwi zewnętrzne	16,22	4505	0,4
Okno zewnętrzne	16,57	4602	0,4
Dach	215,34	59816	5,3
Strop ciepło do dołu	105,00	29166	2,6
Ściana zewnętrzna	423,51	117641	10,4
Ciepło na wentylację	3306,17	918380	81,0
Razem	4082,79	1134110	100,0

Opis	GJ/Rok	kWh/rok	%
Zyski od słońca	46,33	12869	9,0
Zyski wewnętrzne	465,76	129376	91,0
Razem	512,08	142245	100,0

☐ 9 % Zyski od słońca
 ☐ 91 % Zyski wewnętrzne



Szczegółowe zestawienie zysków energii cieplnej

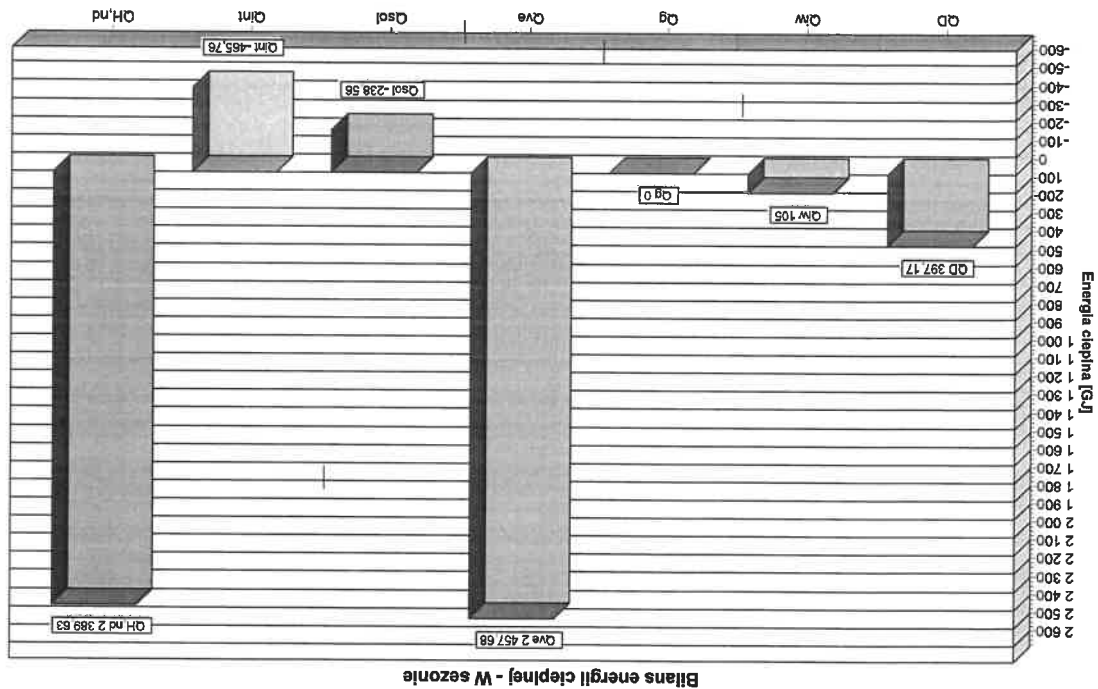
Podstawowe informacje:		
Nazwa projektu:	Nowa Ruda - pływania	
Miejscowość:	Nowa Ruda	
Adres:		
Normy:		
Norma na obliczanie wsp. przenikania ciepła:	PN-EN ISO 6946	
Norma na obliczanie projekt. obciążenia cieplnego:	PN-EN 12831:2006	
Norma na obliczanie E:	PN-EN ISO 13790	
Dane klimatyczne:		
Strefa klimatyczna:	STREFA III	
Projektowa temperatura zewnętrzna $\theta_{e}$ :	-20 °C	
Średnia roczna temperatura zewnętrzna $\theta_{m,e}$ :	7,6 °C	
Stacja meteorologiczna:	Kłodzko	
Grunty:		
Rodzaj gruntu:	Piasek lub żwir	
Pojemność cieplna:	2,000 MJ/(m <sup>3</sup> ·K)	
Głębokość okresowego wnikanía ciepła $\delta$ :	3,167 m	
Współczynnik przewodzenia ciepła $\lambda_g$ :	2,0 W/(m·K)	
Podstawowe wyniki obliczeń budynku:		
Powierzchnia ogrzewana budynku $A_H$ :	1641,0 m <sup>2</sup>	
Kubatura ogrzewana budynku $V_H$ :	11487,0 m <sup>3</sup>	
Projektowa strata ciepła przez przenikanie $\Phi_T$ :	51446 W	
Projektowa wentylacyjna strata ciepła $\Phi_V$ :	199231 W	
Całkowita projektowa strata ciepła $\Phi$ :	250677 W	
Nadwyżka mocy cieplnej $\Phi_{RH}$ :	0 W	
Projektowe obciążenie cieplne budynku $\Phi_{HL}$ :	250677 W	
Wskaźniki i współczynniki strat ciepła:		
Wskaźnik $\Phi_{HL}$ odniesiony do powierzchni $\Phi_{HL,A}$ :	152,8 W/m <sup>2</sup>	
Wskaźnik $\Phi_{HL}$ odniesiony do kubatury $\Phi_{HL,V}$ :	21,8 W/m <sup>3</sup>	
Wyniki obliczeń wentylacji na potrzeby projektowego obciążenia cieplnego:		
Powietrze infiltrujące $V_{in,v}$ :	1206,1 m <sup>3</sup> /h	
Powietrze dodatkowo infiltrujące $V_{m,in,v}$ :	0,0 m <sup>3</sup> /h	
Wymagane powietrze nawiewane mech. $V_{su,min}$ :	0,0 m <sup>3</sup> /h	
Powietrze nawiewane mech. $V_{su}$ :	34461,0 m <sup>3</sup> /h	
Wymagane powietrze usuwane mech. $V_{ex,min}$ :	34461,0 m <sup>3</sup> /h	
Powietrze usuwane mech. $V_{ex}$ :	34461,0 m <sup>3</sup> /h	
Średnia liczba wymian powietrza $n$ :	3,2	
Dopływające powietrze wentylacyjne $V_v$ :	36873,3 m <sup>3</sup> /h	
Średnia temperatura dopływającego powietrza $\theta_v$ :	11,8 °C	

Wyniki obliczeń sezonowego zapotrzebowania na energię wg PN-EN ISO 13790		
Stacja meteorologiczna:		
Kłodzko		
Sezonowe zapotrzebowanie na energię na ogrzewanie		
Strumień powietrza wentylacyjnego-ogrzewanie $V_{v,h}$ :		
34478,8	m <sup>3</sup> /h	
Zapotrzebowanie na ciepło - ogrzewanie $Q_{h,nd}$ :		
2389,63	GJ/rok	
Zapotrzebowanie na ciepło - ogrzewanie $Q_{h,nd}$ :		
663786	kWh/rok	
Powierzchnia ogrzewana budynku $A_H$ :		
1641,00	m <sup>2</sup>	
Kubatura ogrzewana budynku $V_H$ :		
11487,0	m <sup>3</sup>	
Wskaźnik zapotrzebowania - ogrzewanie $EA_H$ :		
1456,2	MJ/(m <sup>2</sup> ·rok)	
Wskaźnik zapotrzebowania - ogrzewanie $EA_H$ :		
404,5	kWh/(m <sup>2</sup> ·rok)	
Wskaźnik zapotrzebowania - ogrzewanie $EV_H$ :		
208,0	MJ/(m <sup>3</sup> ·rok)	
Wskaźnik zapotrzebowania - ogrzewanie $EV_H$ :		
57,8	kWh/(m <sup>3</sup> ·rok)	
Parametry obliczeń projektu:		
Obliczanie przenikania ciepła przy min. $\Delta\theta_{min}$ :		
4,0	K	
Wariant obliczeń strat ciepła do pomieszczeń w sąsiednich grupach:		
Obliczaj z ograniczeniem do $\theta_{j,u}$		
Minimalna temperatura dyżurna $\theta_{j,u}$ :		
16	°C	
Obliczaj straty do pomieszczeń w sąsiednich budynkach tak jak by były nieogrzewane:		
Tak		
Obliczanie automatyczne mostków cieplnych:		
Tak		
Obliczanie mostków cieplnych metodą uproszczoną:		
Nie		
Domyślne dane do obliczeń:		
Typ budynku:		
Sportowo-rekreat.		
Typ konstrukcji budynku:		
Lekka		
Typ systemu ogrzewania w budynku:		
Powietrzne SPM		
Osłabienie ogrzewania:		
Bez osłabienia		
Regulacja dostawy ciepła w grupach:		
Indywidualna reg.		
Stopień szczelności obudowy budynku:		
Średni		
Krotność wymiany powietrza wewn. $n_{50}$ :		
3,5	1/h	
Klasa osłoneńca budynku:		
Średnie osłoneńcie		
Domyślne dane dotyczące wentylacji:		
System wentylacji:		
Nawiewno-wywiewna z odzyskiem ciepła		
Temperatura powietrza nawiewanego $\theta_{su}$ :		
	°C	
Temperatura powietrza kompensacyjnego $\theta_c$ :		
20,0	°C	
Domyślne dane dotyczące rekuperacji i recyrkulacji:		
Temperatura dopływającego powietrza $\theta_{ex,rec}$ :		
20,0	°C	
Projektowa sprawność rekuperacji $\eta_{recup}$ :		
85,0	%	
Sezonowa sprawność rekuperacji $\eta_{E,recup}$ :		
59,5	%	
Projektowy stopień recyrkulacji $\eta_{recir}$ :		
	%	
Sezonowy stopień recyrkulacji $\eta_{E,recir}$ :		
	%	
Geometria budynku:		
Rzędna poziomu terenu:		
-0,10	m	

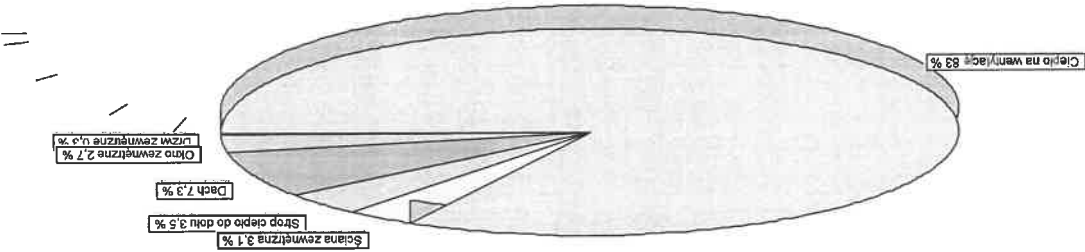
Domyslna rzędna podłogi Lr:	0,00	m
Rzędna wody gruntuowej:	-10,00	m
Domyslna wysokość kondygnacji H:	3,00	m
Domyslna wys. pomieszczeń w świetle stropów H <sub>i</sub> :	2,70	m
Pole powierzchni podłogi na gruncie A <sub>g</sub> :	100,00	m <sup>2</sup>
Obwód podłogi na gruncie w świetle ścian zewn. P <sub>g</sub> :	40,00	m
Bez obrotu		
Obrot budynku:		
Statystyka budynku:		
Liczba kondygnacji:	2	
Liczba stref budynku:		
Liczba grup pomieszczeń:	2	
Liczba pomieszczeń:	2	



Miesiąc	Q <sub>D</sub>	Q <sub>IW</sub>	Q <sub>G</sub>	Q <sub>VE</sub>	η <sub>H,gn</sub>	Q <sub>SOL</sub>	Q <sub>INT</sub>	Q <sub>H,nd</sub>
Styczeń	51,18	10,81	0,00	309,57	0,927	7,89	39,56	327,58
Luty	48,11	9,97	0,00	322,15	0,933	9,33	35,73	338,22
Marzec	40,57	9,80	0,00	245,39	0,885	18,16	39,56	244,67
Kwiecień	33,62	8,85	0,00	210,15	0,849	26,50	38,28	197,65
Maj	21,22	7,73	0,00	128,36	0,744	31,84	39,56	104,16
Czerwiec	18,72	7,18	0,00	117,03	0,726	32,29	38,28	91,72
Lipiec	14,98	6,91	0,00	90,61	0,652	35,89	39,56	63,32
Sierpień	15,19	6,89	0,00	91,86	0,678	29,30	39,56	67,27
Wziesień	22,75	7,47	0,00	142,20	0,804	19,81	38,28	125,74
Październik	33,08	8,73	0,00	200,09	0,869	14,00	39,56	195,34
Listopad	44,90	9,80	0,00	280,63	0,922	7,31	38,28	293,30
Grudzień	52,85	10,87	0,00	319,64	0,932	6,25	39,56	340,66
W sezonie	397,17	105,00	0,00	2457,68	0,810	238,56	465,76	2389,63

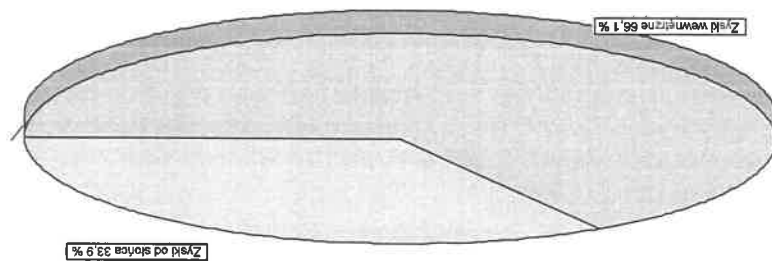


Szczegółowe zestawienie strat energii (ciepłota)



Opis	GJ/Rok	kWh/rok	%
Drzwi zewnętrzne	8,11	2253	0,3
Okno zewnętrzne	80,90	22473	2,7
Dach	216,57	60157	7,3
Strop ciepło do dołu	105,00	29166	3,5
Ściana zewnętrzna	92,39	25663	3,1
Ciepło na wentylację	2457,68	682688	83,0
Razem	2960,64	822401	100,0

Szczegółowe zestawienie zysków energii ciepłej



☐ 33,9 % Zyski od słońca
 ☐ 66,1 % Zyski wewnętrzne

Opis	GJ/Rok	kWh/rok	%
Zyski od słońca	238,56	66266	33,9
Zyski wewnętrzne	465,76	129376	66,1
Razem	704,31	195642	100,0

## Załącznik nr 3

Obliczenie zapotrzebowania na ciepło na potrzeby przygotowania ciepłej wody				
użytkowej - wg Rozporządzenia Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 3 czerwca 2014 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzenia i wzorów świadectw charakterystyki energetycznej (Dz. U. 2014, poz. 888)				
Lp.	Wyszczególnienie		symbol	stan ist.
		docel.	stan	jednostka
1	powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza (powierzchnia ogrzewana)	Af	1 641	m <sup>2</sup>
2	jednostkowe dobowe zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową	V <sub>wi</sub>	2,00	dm <sup>3</sup> /(m <sup>2</sup> · d)
3	ciepło właściwe wody	c <sub>w</sub>	4,190	kJ/(kg·K)
4	gęstość wody	p <sub>w</sub>	1,000	kg/dm <sup>3</sup>
5	obliczeniowa temperatura ciepłej wody użytkowej w zaworze czerpalnym	θ <sub>w</sub>	55,0	°C
6	obliczeniowa temperatura wody przed podgrzaniem	θ <sub>o</sub>	10,0	°C
7	współczynnik korekcyjny ze względu na przerwy w użytkowaniu ciepłej wody użytkowej	k <sub>p</sub>	0,90	
8	liczba dni w roku	t <sub>p</sub>	365,00	
9	Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową	Q <sub>u,nd</sub>	56467	kWh/rok
10	Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową	Q <sub>u,nd</sub>	203,28	GJ/rok
11	średnia roczna sprawność wytwarzania ciepła z nośnika energii lub energii dostarczanych do źródła ciepła		0,880	1,400
12	średnia roczna sprawność przesyłu ciepła ze źródła ciepła do zaworów czerpalnych		0,700	0,700
13	średnia roczna sprawność akumulacji ciepła w elementach pojemnościowych systemu przygotowania cwu		0,900	0,900
14	średnia roczna sprawność wykorzystania ciepła		1,000	1,000
15	Roczne zapotrzebowanie na energię końcową dostarczaną do budynku dla systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej	Q <sub>k,w</sub>	101853	kWh/rok
16	Roczne zapotrzebowanie na energię końcową dostarczaną do budynku dla systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej	Q <sub>k,w</sub>	366,7	230,5 GJ/rok
<b>Obliczenie zapotrzebowania na moc cieplną na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej</b> - wg PN-92/B-01706 "Instalacje wodociągowe. Wymagania w projektowaniu"				
1	Liczba użytkowników *	os.	100	osób
2	Jednostkowe dobowe zapotrzebowanie na cwu dla 1 użytkownika	V <sub>os</sub>	32,8	dm <sup>3</sup> /dobę
3	Liczba godzin rozbioru	T	8,0	h/dobę
4	Średnie godzinowe zapotrzebowanie cwu	V <sub>śred</sub>	0,41	m <sup>3</sup> /h
5	Współczynnik nierównomierności rozbioru	N	3,030	
6	Zapotrzebowanie na ciepło na ogrzanie 1 m <sup>3</sup> wody	Q <sub>cwi</sub>	0,189	GJ/m <sup>3</sup>
7	Obliczeniowa moc cieplna na potrzeby c.w.u.	q <sub>cw</sub>	65,2	kW

## 1. Określenie sprawności systemu grzewczego w stanie istniejącym

## 1. Sprawność wytwarzania

$\eta_w = 0,94$  Koły niskotemperaturowe na paliwo gazowe lub ciekłe, z zamkniętą komorą spalania i palnikiem modulowanym, o mocy nominalnej pow. 120 kW

## 2. Sprawność przesyłu (dystrybucji) ciepła

$\eta_d = 0,90$  ogrzewanie centralne wodne z lokalnego źródła ciepła usytuowanego w ogrzewanym budynku z zaizolowanymi przewodami, armaturą i urządzeniami, które są zainstalowane w przestrzeni nieogrzewanej

## 3. Sprawność regulacji i wykorzystania ciepła

$\eta_e = 0,88$  ogrzewanie wodne z grzejnikami członowymi lub płytowymi w przypadku centralnej i miejscowej z zaworem termostatycznym o działaniu proporcjonalnym z zakresem proporcjonalności P - 2K

## 4. Sprawność układu akumulacji ciepła w systemie ogrzewczym

$\eta_s = 1,00$  brak zasobnika buforowego

## 5. Przerwa na ogrzewanie w okresie tygodnia

$w_t = 1,00$

## 6. Przerwa na ogrzewanie w ciągu doby

$w_d = 0,95$

## 7. Sprawność systemu grzewczego

$$\eta = \eta_w \cdot \eta_d \cdot \eta_s \cdot \eta_e = 0,74$$

## Obliczenie normowego strumienia powietrza wentylacyjnego

Lp.	Pomieszczenia	Liczba pomieszczeń szt., osób	Kubatura netto, m <sup>3</sup>	Norma, m <sup>3</sup> /h; wym/h; m <sup>3</sup> /os.	Strumień powietrza wentylacyjnego m <sup>3</sup> /h
1	podbasenie	-	1 442,5	0,5	721,3
2	hala basenowa	-	11 487,0	3,2	36 873,0
Ogółem					37 594,3

## Załącznik nr 6

## Obliczenie współczynników przenikania ciepła dla przegród (U)

## Ściany zewnętrzne

Nr	symbol	opis	R (m <sup>2</sup> *K)/W	U <sub>o</sub> W/(m <sup>2</sup> *K)	powierzchnia, m <sup>2</sup>
1	SZ	Ściana zewnętrzna z płyt warstwowych	3,10	0,32	779,8
2	SG	Ściana zewnętrzna przy gruncie	2,02	0,50	415,7
3	COKŁ	Cokół	1,62	0,62	72,0
4	PW	Poliwęglan	0,55	1,82	293,2

## Podłoga

Nr	symbol	opis	R (m <sup>2</sup> *K)/W	U <sub>o</sub> W/(m <sup>2</sup> *K)	Powierzchnia m <sup>2</sup>
1	PDG	Podłoga na gruncie	3,17	0,32	721,3

## Stropodach/Dach

Nr	symbol	opis	R (m <sup>2</sup> *K)/W	U <sub>o</sub> W/(m <sup>2</sup> *K)	Powierzchnia m <sup>2</sup>
1	DACH	Dach nad halą basenową	4,04	0,25	1702,5

## Okna

Nr	symbol	opis	U <sub>o</sub> W/(m <sup>2</sup> *K)	Powierzchnia m <sup>2</sup>
1	OK	Okna zewnętrzne	1,60	16,2

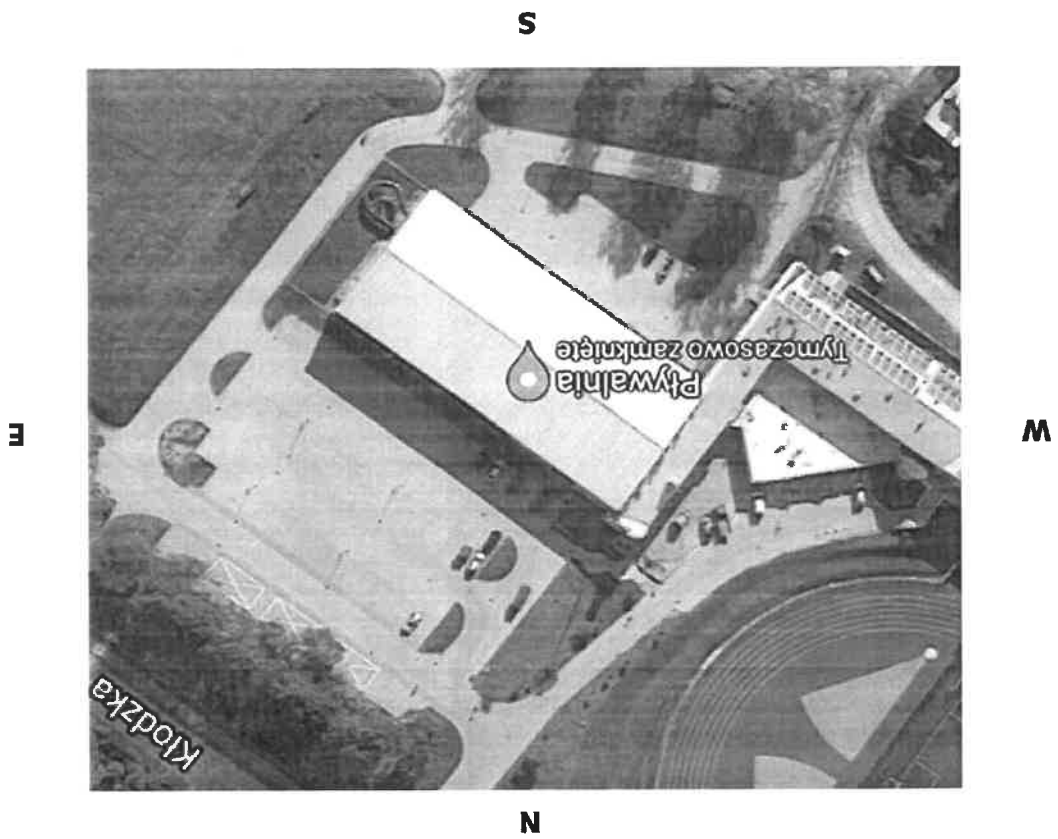
## Drzwi

Nr	symbol	opis	U <sub>o</sub> W/(m <sup>2</sup> *K)	Powierzchnia m <sup>2</sup>
1	DZ	Drzwi zewnętrzne	2,60	12,2

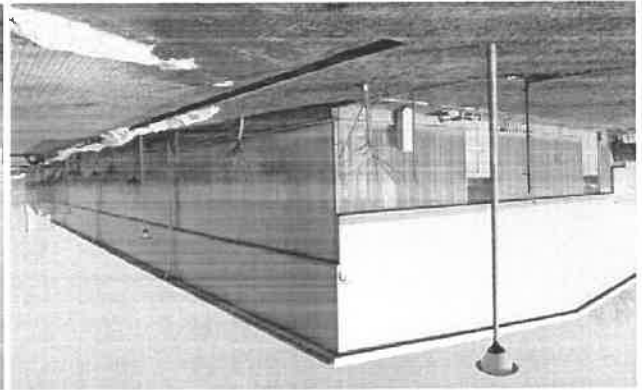
## Strop nad piwnicą

Nr	symbol	opis	R (m <sup>2</sup> *K)/W	U <sub>o</sub> W/(m <sup>2</sup> *K)	Powierzchnia m <sup>2</sup>
1	ST_B	Strop nad piwnicą	2,46	0,41	721,00

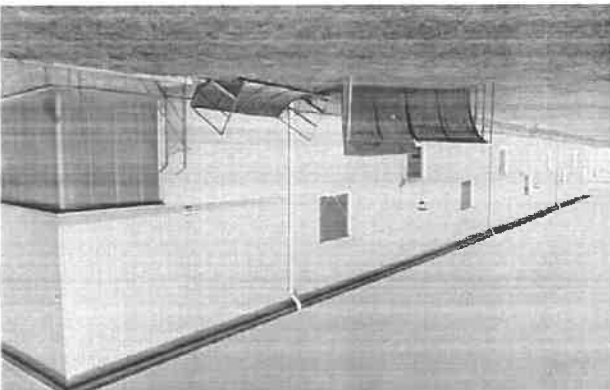
Rzut sytuacyjny budynku



Elewacja północna i wschodnia



Elewacja południowa





**Załącznik 8**

**Modernizacja systemu oświetlenia**

**1) Inwentaryzacja oświetlenia - stan istniejący**

Zmierzone zużycie energii elektrycznej	805400,00	kWh/rok
Średnioroczna jednostkowa cena energii elektrycznej	0,421	zł/kWh

Lp	Rodzaj pomieszczenia	Rodzaj oświetlenia	Liczba opraw	Moc oprawy	Powierzchnia użytkowa	Wskaźnik zainstalowanej mocy	Czas użytkowania	Współczynniki uwzględniające obecność czujnika		Zużycie energii
	-	-	szt	W	m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	h/rok	Ruchu	Zmierzczu	kWh/rok
1	hala basenowa	metalohalogen	40	400	1641,00	9,75	2500	1,0	1,0	40000,0
2										
łącznie			40	-	1641,00	9,75	-	-	-	40000,0

**2) Określenie stanu docelowego**

Wymiana opraw na oprawy LED o dużej skuteczności świetlnej (powyżej 140 lm/W) i dostosowane do pracy na basenach.

Lp	Rodzaj pomieszczenia	Rodzaj oświetlenia	Liczba opraw	Moc oprawy	Powierzchnia użytkowa	Wskaźnik zainstalowanej mocy	Czas użytkowania	Współczynniki uwzględniające obecność czujnika		Zużycie energii
	-	-	szt	W	m <sup>2</sup>	W/m <sup>2</sup>	h/rok	Ruchu	Zmierzczu	kWh/rok
1	hala basenowa	Oprawy LED	40	152	1641,00	3,71	2500	1,0	1,0	15200,0
łącznie			40	-	1641,00	3,71	-	-	-	15200,0

### 3) Określenie oszczędności energii, nakładów inwestycyjnych, wielkości redukcji emisji CO<sub>2</sub>

Zużycie energii elektrycznej na oświetlenie w stanie istniejącym	40000,0	kWh/rok
Zużycie energii elektrycznej na oświetlenie w stanie docelowym	15200,0	kWh/rok
Oszczędności energii elektrycznej na oświetlenie	24800,0	kWh/rok
Względne oszczędności energii elektrycznej na oświetlenie	62,0	%

Wielkość nakładów inwestycyjnych na zakup opraw, brutto	128592,00	zł
Dodatkowe nakłady na instalację elektryczne	6768,00	zł
Całkowite nakłady inwestycyjne	135360,00	zł

Koszty energii elektrycznej na oświetlenie w stanie istniejącym	16841,60	zł/rok
Koszty energii elektrycznej na oświetlenie w stanie docelowym	6399,81	zł/rok
Zmniejszenie kosztów energii elektrycznej na oświetlenie	10441,79	zł/rok
Prosty okres zwrotu inwestycji	13,0	lat

Wielkość emisji CO <sub>2</sub> w stanie istniejącym	28760,00	kg CO <sub>2</sub> /rok
Wielkość emisji CO <sub>2</sub> w stanie docelowym	10928,80	kg CO <sub>2</sub> /rok
Wielkość redukcji emisji CO <sub>2</sub>	17831,20	kg CO <sub>2</sub> /rok

**ZAŁĄCZNIK nr 9 DO AUDYTU ENERGETYCZNEGO**  
**obejmujący analizę techniczno-ekonomiczną**  
**budowy systemu fotowoltaicznego**  
**dla krytej pływalni CTS w Nowej Rudzie**

## 1. Wstęp

### 1.1. Podstawowe informacje

Przedmiotem niniejszego audytu energetycznego jest techniczno-ekonomiczna analiza koncepcyjna budowy instalacji fotowoltaicznej mającej na celu zasilanie w dodatkową energię elektryczną wytwarzaną we własnym źródle na potrzeby budynku krytej pływalni zlokalizowanego przy ul. Kłodzkiej 16 w Nowej Rudzie. Dobrany system fotowoltaiczny o mocy ok. 49,95 kW<sub>p</sub>, ma na celu produkcję i przesył energii elektrycznej do istniejącej wewnętrznej instalacji elektrycznej obiektu oraz oddawanie ewentualnych nadwyżek produkowanej energii do sieci elektroenergetycznej poprzez przyłącze elektroenergetyczne.

Objekt objęty niniejszą analizą zlokalizowany jest w województwie dolnośląskim, w powiecie kłodzkim. Lokalizację firmy oraz widok obiektu pokazano na kolejnych rysunkach.

Lokalizację firmy oraz widok obiektu pokazano na kolejnych rysunkach.



**Rysunek 1 Lokalizacja obiektu szkoły**

\_\_\_\_ Podstawę do opracowania niniejszej dokumentacji stanowiły następujące materiały:

- Zlecenie Inwestora;
- Inwentaryzacja stanu istniejącego na podstawie przeprowadzonego wywiadu technicznego obiektu;
- Obowiązujące normy i przepisy oraz wytyczne producentów urządzeń instalacji fotowoltaicznych.



## 1.2. Zakres opracowania

- Niniejsza analiza techniczno-ekonomiczna stanowi projekt koncepcyjny budowy instalacji fotowoltaicznej i swoim zakresem obejmuje:
- Przeprowadzenie wizji lokalnej,
  - Określenie zapotrzebowania na energię oraz profilu poboru energii elektrycznej,
  - Wstępny dobór mocy systemu wg profilu zapotrzebowania,
  - Weryfikacja warunków lokalizacyjnych oraz uzyskanie pozostałych informacji niezbędnych do przygotowania projektu koncepcyjnego,
  - Przeprowadzenia modelowych obliczeń komputerowych wielkości produkcji energii elektrycznej w skali roku i w poszczególnych miesiącach dla analizowanych systemów,
  - Przeprowadzenie uproszczonej analizy ekonomicznej dla inwestycji
  - Wyznaczenie podstawowych wskaźników energetycznych i ekologicznych.

## 1.3. Podstawy prawne oraz inne przepisy i dokumenty

- PN-IEC 60364-5-523:2001 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych - Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego - Obciążalność prądowa długotrwała przewodów
- PN-EN 62305-3:2009 Ochrona odgromowa. Część 3: Uszkodzenie fizyczne obiektów i zagrożenie życia
- N-SEP-E-004 „Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa”
- Karty katalogowe zastosowanych urządzeń.

## 1.4. Zastosowana metodologia

Programy komputerowe używane do obliczeń na potrzeby analizy:

- Microsoft Excel;
- RETScreen;
- Designer SolarEdge.

Dane na temat następczeńia zaczerpnięto z bazy danych meteorologicznych NASA zaimplementowanych w programie RETScreen® dla stacji meteorologicznej Kłodzko.

## 2. Opis rozwiązań projektowych

### 2.1. Ocena wpływu zamierzenia na środowisko

Przedmiotowa instalacja zlokalizowana będzie na dachu budynku pływaliń. Instalacja i eksploatacja modułów fotowoltaicznych nie będzie powodowała przekroczeń dopuszczalnych standardów oddziaływania na środowisko (praca instalacji jest bezgłośna, bezwibracyjna, nie generuje żadnych skutków ubocznych) oraz nie będzie negatywnie oddziaływała na występującą, w sąsiedztwie inwestycji zabudowę. Szata roślinna w wyniku prowadzenia prac budowlanych, a także w trakcie eksploatacji na przedmiotowej nieruchomości pozostanie nienaruszona.

### 2.2. Założenia koncepcyjne i wytyczne inwestora

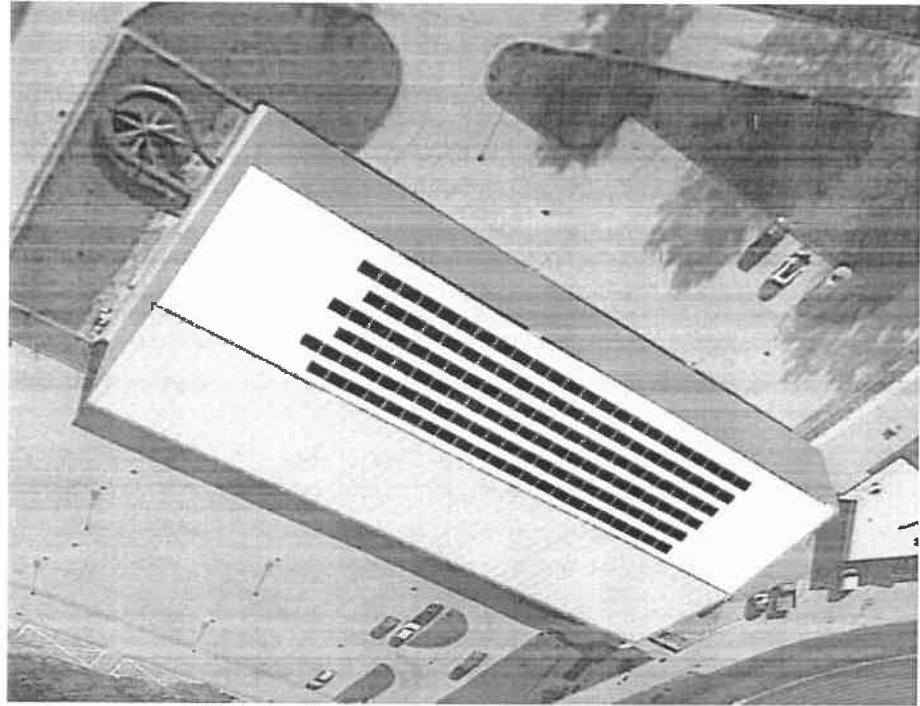
Proponuje się, aby projektowana instalacja fotowoltaiczna została usytuowana na dachu budynku pływaliń przy ul. Kłodzkiej 16 w Nowej Rudzie. Na podstawie analizy rocznego zużycia energii na przyłączu o mocy 200,0 kW, a także na podstawie dostępnego miejsca na dachu budynku, przyjęto układ o mocy instalacji 49,95 kWp, który będzie pracować na jedno przyłącze elektroenergetyczne. Wyprodukowana energia elektryczna będzie dostarczana do wewnętrznej sieci energetycznej obiektu przy jak największym zużyciu jej na potrzeby własne.

### 2.3. Główne elementy systemu

- Projektowana instalacja fotowoltaiczna składać się będzie z następujących elementów:
- modułów fotowoltaicznych (paneli);
  - falownika (inwertera, przetwornicy);
  - systemu montażowego;
  - okablowania elektrycznego;
  - zabezpieczeń i tablicy rozdzielczej;
  - instalacji odgromowej.

Moduły fotowoltaiczne, są to urządzenia elektroniczne, które wykorzystują zjawisko fotowoltaiczne do zamiany promieniowania słonecznego na prąd elektryczny. Moduły połączone między sobą, tworzą panele fotowoltaiczne, z których energia przekazywana jest za pomocą kablowych do falowników. Panele zainstalowane zostaną na konstrukcji wykonanej w wersji stacjonarnej, posadowionej na dachu. Inwerter (przetwornica) umożliwi przetworzenie wytworzonego poprzez moduły fotowoltaiczne prądu o stałym napięciu na prąd przemienny 400 V AC.

Rysunek 2 Widok analizowanego obiektu i miejsce realizacji planowanego przedsięwzięcia



widok obiektu  
objętego inwestycją  
wraz z proponowaną  
lokalizacją instalacji  
ogniw  
fotowoltaicznych;  
źródło:  
designersolaredge

Widok obiektu wraz z proponowaną lokalizacją instalacji pokazano na rysunku 2. Przeprowadzono analizę techniczno-ekonomiczną dla zastosowania układu ogniw fotowoltaicznych (PV), o mocy układu dobranej w oparciu o dane o zużyciu energii od stycznia 2019 r. do grudnia 2019 r. (dane za okresy miesięczne) oraz z uwzględnieniem dostępnego miejsca na dachu budynku.

## 2.4. Dobór mocy systemu fotowoltaicznego

Wszystkie materiały użyte do budowy instalacji fotowoltaicznej winny posiadać atesty i deklaracje zgodne z certyfikatami jakości. Całość prac ujętych w niniejszym projekcie koncepcyjnym jest zgodna z wymaganiami stosownych ustaw, przepisów i norm technicznych oraz zasadami wiedzy technicznej.

Zabezpieczenia, w które wyposażona jest instalacja fotowoltaiczna, to zabezpieczenia nadprądowe, spełniające ochronę przed skutkami przeciążeń i zwarc (zabezpieczenie przeciwpożarowe) oraz w ochronę przeciwprzepięciową chroniącą przed przepięciami na skutek wyładowania atmosferycznego oraz przepięciami łączeniowymi. Jako ochrona dodatkowa zastosowany zostanie wyładowacz różnicowoprądowy wykrywający znaczne mniejsze prądy upływu, które mogłyby spowodować niezadziałanie zabezpieczeń nadprądowych. Zabezpieczenia te zamontowane są w skrzynkach, które posiadają cechy spełniające normy przeciwpożarowe.

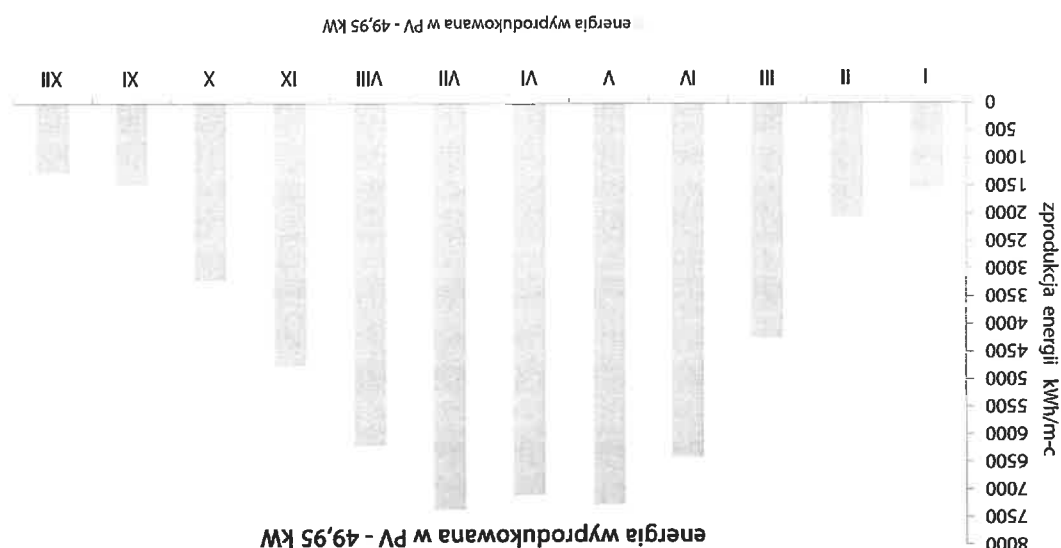
Okablowanie - po stronie stałoprądowej DC moduły fotowoltaiczne przyłączone są przewodami solarnymi w podwójnej izolacji odpornej na promieniowanie UV. W celu połączenia poszczególnych elementów składowych systemu w całość wykorzystane są złącza MC4. Elementy te są wodoszczelne i odporne na promieniowanie UV, aby zapewnić niezawodność połączeń w całym okresie użytkowania. Po stronie zmiennoprądowej AC instalacja wykonana będzie w oparciu o przewody typu YDY (instalacje natynkowe) i podtynkowe).

System montażowy tj. konstrukcji wsporczej umożliwia zainstalowanie modułów fotowoltaicznych na powierzchni dachu. System zapewnia stabilne przymocowanie modułów do konstrukcji wsporczej poprzez profile nośne oraz system montażowy śrub i specjalistycznych uchwyty mocujących.

W dalszej części, wyznaczone dla rozpatrywanego układu, wielkości produkcji energii zastawiono całkowitym zapotrzebowaniem energii elektrycznej systemowej w obiekcie, wyznaczonym na podstawie rzeczywistych danych o zużyciu energii elektrycznej od stycznia 2019 roku do grudnia 2019 roku dla analizowanego przyłącza.

## 2.4.2. Bilans energetyczny i ekologiczny

Rysunek 3 Szacowana, mieszcząca produkcja energii elektrycznej przez system fotowoltaiczny oraz zużycie energii elektrycznej w roku bazowym



Obliczenia dotyczące określenia wielkości produkcji energii elektrycznej przez system fotowoltaiczny przeprowadzono w programie RETScreen<sup>®</sup>. Oszacowana roczna produkcja energii elektrycznej z systemu PV kształtuje się na poziomie 52 MWh dla układu o mocy 49,95 kW<sub>p</sub>. Wielkość produkcji energii elektrycznej w okresie od stycznia do grudnia pokazano na poniższym rysunku.

#### 2.4.1. Obliczenia rocznej produkcji energii elektrycznej

Układ został przeanalizowany w oparciu o dane o zużyciach energii elektrycznej na przyłączu zasilałym rozpatrywany obiekt (dane z faktur).

l.p.	lokalizacja	Wp	zł	m <sup>2</sup>	kw <sup>2</sup>
1	Dach budynku	moc zainstalowana moduł	liczba modułów	Powierzchnia czysta PV	moc układu PV
		370	135	243	49,95

**Tabela 1** Podstawowe parametry dobranych instalacji fotowoltaicznych

Dostępne miejsce na dachu budynku pozwala na montaż układu PV o następujących parametrach (tabela 1).



Energia elektryczna	Zużycie energii - bazyse	kWh/rok	Produkcja energii	kWh/rok	Rozliczenie energii oddanej do sieci	kWh/rak	Zużycie energii po modernizacji	kWh/rak	%
systemowa	805 400,00	-	-	-	757 361,10	-	-	-	6%
	produkcja z PV dostarczona do odbiorców	-	36 953,00	-	-	-	-		
	produkcja z PV oddana do sieci	-	15 837,00	11 085,90	-	-	-		

Tabela 3 Zestawienie dotyczące emisji CO<sub>2</sub> w stanie istniejącym i planowanym

34,54	544,54	579,08	49,95	Dach budynku
-------	--------	--------	-------	--------------

### 2.4.3. Bilans ekonomiczny

Zgodnie z założeniami celem inwestycji jest zbilansowanie części potrzeb energetycznych przedsiębiorstwa energią elektryczną o ustabilizowanym koszcie nabycia w długim horyzoncie czasowym (min. 20-25 lat). Szacunkowe zmiany w kosztach ponoszonych na energię elektryczną przy założeniu zrealizowania przedsięwzięcia montażu układu PV, zestawiono w poniższych tabelach.

**Tabela 4 Bilans kosztów za użytkowane nośniki energii**

[illegible]



Analiza instalacji fotowoltaicznej została wykonana na podstawie wywiadu technicznego, materiałów informacyjnych i technicznych dostarczonych przez producentów systemów fotowoltaicznych, symulacji i obliczeń wykonanych na bazie specjalistycznego programu analitycznego, oraz opracowań własnych. Przjęto, że urządzenia składowe instalacji fotowoltaicznej posiadają deklaracje zgodności z obowiązującymi normami oraz dokumenty potwierdzające parametry oferowanych urządzeń wykonane wg obowiązujących norm. Rok produkcji urządzeń w instalacji 2020 bądź nowszy.

### 3.1. Podstawowe wskaźniki projektu

W kolejnej tabeli zestawiono podstawowe wskaźniki realizacji projektu związanego z budową instalacji fotowoltaicznej.

	Wskaźnik ekologiczny efektu	Obniżenie emisji CO <sub>2</sub> : 34,54 ton/rok.
	Wskaźnik energetyczny efektu	Produkcja energii elektrycznej z OZE w ilości: 52 790 kWh/rok
Efekt ekonomiczne	Efekt ekologiczny	Obniżenie kosztów użytkowania nośników energii Odnawialne źródła energii i zwiększenie udziału energii
Efekt społeczny		Wzrost świadomości społecznej w zakresie efektywności energetycznej i ekologicznej. Obniżenie zużycia kopalin zasobów naturalnych i zwiększenie udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym

### 3.2. Uwarunkowania prawne dla rozliczania energii!

Sprowadzanie energii elektrycznej do krajowego systemu elektroenergetycznego z instalacji wytwórczej o mocy do 50 kW<sub>p</sub> (mikroinstalacja), w obecnie funkcjonującym systemie prawnym nie wymaga posiadania koncesji. Nie podlega także wpisowi do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji (od 50kW mocy elektrycznej), a przez to nie ma obowiązku składania sprawozdań kwartalnych do Urzędu Regulacji Energetyki.

**Analiza zastosowania układów skojarzonego  
wytwarzania energii elektrycznej i ciepła  
(kogeneracja)**

1. Wstęp

Celem analizy opracowania jest ocena potencjału dla zastosowania w obiekcie wysokoprężnej kogeneracji oraz wspólny dobór rozwiązań technicznych wraz z podaniem wspólnych założeń obejmujących:

- możliwe do osiągnięcia efekty energetyczne,
- techniczne możliwości realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego,
- warunkowania eksploatacyjne związane z rozpatrywanymi technologiami,
- podsumowanie, rekomendacje.

2. Zastosowana metodologia

Wykorzystywane do obliczeń dane dotyczące wartości opałowej oraz wskaźników emisji CO<sub>2</sub>:

- dla paliw wykorzystywanych w przedsiębiorstwie przyjęto na podstawie danych publikowanych przez Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (KOBIZE) „Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub>(WE) w roku 2018 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2021”;
- dla energii elektrycznej systemowej wskaźnik wg komunikatu KOBIZE dotyczącego emisji dwutlenku węgla przypadającej na 1 MWh energii elektrycznej „Wskaźniki emisji CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2019 rok”.

Wartość	Wartość	Wartość	Wartość
Wartość wskaźnika (kg CO <sub>2</sub> /GJ)	Wartość wskaźnika (kg CO <sub>2</sub> /GJ)	Wartość wskaźnika (kg CO <sub>2</sub> /GJ)	Wartość wskaźnika (kg CO <sub>2</sub> /GJ)
199,72	55,35	0,719	0,19926
-	36,54 MJ/m <sup>3</sup>		
Energia elektryczna systemowa	Gaz ziemny wysokometanowy		

2.1. Ocena opłacalności

W celu podjęcia prawidłowej decyzji inwestycyjnej w zakresie efektywności energetycznej należy przeprowadzić rachunek ekonomiczny i finansowy. W przeciwnym razie błędne decyzje mogą skutkować nadmiernymi kosztami ponoszonymi przez wiele lat eksploatacji. Należy mieć świadomość, że w działaniach energetycznych rzadko występują bardzo optyczne rozwiązania, których koszty zwrotu są krótsze od 3 lat. Z drugiej jednak strony są to inwestycje, których czas życia wynosi często kilkanaście, a nawet kilkadziesiąt lat, jak np. termomodernizacja budynku.

Ocena efektywności ekonomicznej dla przedsięwzięcia modernizacyjnego związanego z uzyskaniem efektu energetycznego i ekologicznego spowodowała się do wyznaczenia wskaźników, które są kryteriami ułatwiającymi podejmowanie decyzji inwestycyjnych, dającymi możliwość porównania kilku rozwiązań projektowych. W praktyce najczęściej wykorzystywane są metody statyczne i dynamiczne, należące do mikroekonomicznego rachunku pieniężnego.

Metody statyczne służą do wstępnej selekcji projektów; dostarczają one szybkich, ale uproszczonych ocen, bo nie uwzględniają wpływu czasu na ocenę efektywności. Ich zastosowanie może być podważane, szczególnie w warunkach wysokiej inflacji.

Metody dynamiczne w przeciwieństwie do statycznych metod oceny uwzględniają rozłożenie w czasie przewidywanych wpływów i wydatków związanych z badaną inwestycją. Do tych metod wykorzystuje się rachunek dyskontowy i procentowy.

W niniejszej analizie przedstawiono i scharakteryzowano wybrane metody oceny efektywności ekonomicznej za pomocą wybranych wskaźników. Metodologię ich wyznaczania opisano poniżej.

#### PROSTY OKRES ZWROTU NAKŁADÓW

Prosty okres zwrotu nakładów (SPBP, SPBT) jest najczęściej spotykanym statycznym kryterium oceny efektywności ekonomicznej. Jest on definiowany jako czas potrzebny do odzyskania nakładów inwestycyjnych poniesionych na realizację danego przedsięwzięcia. Jest liczony od momentu uruchomienia inwestycji do chwili, gdy suma korzyści uzyskanych w wyniku realizacji inwestycji zrównoważy poniesione nakłady.

$$SPBT = \frac{K_i}{WRK}$$

gdzie:

K<sub>i</sub> - koszty inwestycyjne, zł

WRK - wartość rocznych korzyści, zł/rok np: wartość kosztów zaoszczędzonej energii;

#### WARTOŚĆ BIEŻĄCA NETTO (NPV)

Wartość bieżąca (zaktualizowana) netto definiuje się jako sumę zdyskontowanych oddzielnie dla każdego roku przepływów pieniężnych netto, zrealizowanych w całym okresie objętym rachunkiem, przy stałym poziomie stopy dyskontowej.

$$NPV = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{CF_n}{(1+i)^n} - K_i$$

gdzie:

CF<sub>n</sub> - przepływ pieniężny w roku n (korzyści pomniejszone o koszty),

n - czas trwania życia inwestycji,

i - stopa dyskonta.

Za korzystne uważa się wszystkie projekty, dla których wyznaczona wartość bieżąca netto NPV jest większa od zera lub równa zero. Oznacza to wówczas, że stopa rentowności badanego projektu inwestycyjnego jest wyższa od stopy granicznej lub jej równa. Stopa graniczna jest określona przez przyjętą do rachunku stopę dyskontową. Jeśli NPV jest mniejsze od zera, oznacza to, że przychody z projektowanej działalności nie zapewnią pokrycia wszystkich przewidywanych wydatków inwestycyjnych.

NPV < 0 → inwestycja jest nieopłacalna,

NPV = 0 → inwestycja znajduje się na granicy opłacalności,

NPV > 0 → inwestycja jest opłacalna, tym bardziej im większa wartość współczynnika.

Przykładem szczególny zachodzi, gdy suma wszystkich przyszłych przychodów dla okresu życia inwestycji zostaje sprowadzona do roku bieżącego i pomniejszona o poniesione nakłady inwestycyjne.

$$NPV = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{WRK_n}{(1+i)^n} - K_i$$

#### WENETRZNA STOPA ZWROTU - IRR (INTERNAL RATE OF RETURN)

Z pojęciem NPV związana jest wewnętrzna stopa zwrotu - IRR (Internal Rate of Return), obliczana z rachunku przepływów pieniężnych. Jest to taka wartość stopy dyskonta, przy której wartość bieżąca netto NPV jest równa zero.

Aktualną wartość netto kosztu energii w różnych latach ( $K_{e,n}$ ) określono jako:

Dla przedsięwzięć analizowanych w audycie zastosowano metodę złożoną wyznaczania LCC. Oczywiście w metodzie złożonej analizę LCC dla urządzeń zużywających energię można uprościć do określenia kosztów nabywania ( $K_p$ ) i kosztów użytkowania ( $K_{op}$ ), jako kosztu np. energii elektrycznej pobranej z sieci w okresie eksploatacji.

- metoda złożona obejmująca analizę zdyskontowanych przepływów pieniężnych (uwzględniających zmianę wartości pieniądza w czasie), integrując różne elementy kosztów, takie jak energia, utrzymanie, demontaż końcowy instalacji, itp.

$K_p$  - koszty początkowe (nabywania), zł  
 $K_o$  - roczne koszty operacyjne np. koszt energii, zł/rok  
 $n$  - planowany czas eksploatacji, lata

gdzie:

$$LCC = K_p + n \cdot K_o$$

- metoda prosta, porównuje się np.:

Szacowanie LCC może być proste lub złożone:

(koszty nabywania) i kosztami ponoszonymi w fazie posiadania. Zidentyfikowanie. Istnieje zależność pomiędzy kosztami ponoszonymi w początkowych fazach życia wyrobu o zakupie, to koszty operacyjne (posiadania), będące często głównym składnikiem LCC są na ogół trudniejsze do określenia (nabywania) są stosunkowo łatwe do zdefiniowania przed podjęciem decyzji o zakupie.

Z punktu widzenia użytkownika, klienta analiza LCC umożliwia ocenę kosztów związanych z rezultatami różnych koncepcji, sposobów podejść do eksploatacji, obsługi urządzeń i powinna mieć decydujący wpływ na koszty posiadania.

Łączne koszty ponoszone w różnych etapach życia projektu, inwestycji można podzielić na koszty nabywania i alokacji środków finansowych. również w kolejnych etapach cyklu życia przy podejmowaniu innych decyzji inżynierskich i uławianiu efektywnej użytkowania wyrobu. Analiza LCC jest najefektywniejsza w fazie projektowania. Jej przydatność potwierdza się dostarczenie ważnych danych wejściowych do podejmowania decyzji dotyczących projektowania, rozwoju i Cykl życia to przedział czasu od powstania wyrobu do jego likwidacji. Szacowanie LCC ma na celu

#### KOSZT W CYKLU ŻYCIA

- wymaganie prognozy cen produktu na cały okres obliczeniowy.
- trudność w ustaleniu minimalnej (granicznej) wartości w przypadku IRR,
- trudność w ustaleniu odpowiedniej stopy dyskonta w przypadku NPV,

Głównymi wadami metody NPV są:

- możliwość analizy każdego rodzaju inwestycji.
- uwzględnianie zmiany wartości pieniądza w czasie,
- uwzględnianie rzeczywistych przepływów pieniężnych,
- uwzględnianie całego okresu budowy i eksploatacji,

Do podstawowych zalet metod NPV oraz IRR należą:

Warunkiem optymalności inwestycji przy zastosowaniu IRR jest spełnienie kryterium -  $IRR > i$

$$\sum_{n=0}^0 (1 + IRR)^{-n} \cdot CF_n = 0$$

$$K_{e,n} = \frac{K_{e,1}}{(1+i)^n}$$

Suma tych kosztów od 1 do n w poszczególnych latach eksploatacji stanowi zdyskontowany koszt energii. Dyskontowaniu podlegają wszystkie koszty ponoszone w cyklu życia urządzenia. LCC wyznaczamy w następujący sposób:

$$LCC = \sum_{t=0}^n \frac{K}{(1+i)^n}$$

gdzie:

K – ponoszone koszty;  
i – stopa dyskonta;  
n – kolejny rok eksploatacji;  
t – długość cyklu żywotności.

Ponieważ koszty początkowe  $K_p$  ponoszone są w roku bazowym ( $n = 0$ ), powyższy wzór można zapisać następująco:

$$LCC = K_p + \sum_{t=1}^n \frac{K}{(1+i)^n}$$

Na potrzeby wyznaczania dynamicznych wskaźników ekonomicznych takich jak NPV, IRR, LCC przyjęto założenia:

- stopa dyskonta – 3%,
- okres eksploatacji, ustalany indywidualnie w zależności od rozpatrywanej technologii.



### 3. Zużycie nośników energii w obiekcie emisji CO<sub>2</sub>

W analizowanym obiekcie jako nośnik energii stosowana jest tu gorąca woda wytwarzana w kotłach gazowych oraz energia elektryczna. Do celów ogrzewania pomieszczeń oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej i technologicznej wykorzystywany jest gaz ziemny.

W 2020 roku zużycie wszystkich nośników energii w obiekcie kształtowało się na poziomie 2 916 MWh i z powodu panującej w kraju pandemii było znacznie mniejsze niż w roku poprzedzającym. Całkowita emisja dwutlenku węgla związana z tym zużyciem wyniosła z kolei około 890 ton.

Główne znaczenie w bilansie energetycznym zakładu ma gaz ziemny (około 78% w 2019 roku) i energia elektryczna (około 22% w 2019 roku). Zużycie obu nośników w sieciowych w zakładzie zależy silnie od stopnia wykorzystania obiektów sportowych, a także w przypadku gazu sezonu grzewczego.

Całkowite zużycie nośników energii oraz emisję dwutlenku węgla w rozpatrywanych latach 2019 - 2020 pokazano w poniższych tabelach.

Tabela 3.1 Zużycie nośników energii w latach 2019 – 2020

Wyszczególnienie		jeden	2019	2020
Zużycie użytkowanych nośników energii w jednostkach naturalnych				
energia elektryczna	MWh/rok	805,39	805,39	593,95
gaz ziemny	m <sup>3</sup> /rok	278 799	278 799	228 749
Zużycie użytkowanych nośników energii przeliczone na GJ				
energia elektryczna	GJ/rok	2 899,4	2 899,4	2 138,2
gaz ziemny	GJ/rok	10 187,3	10 187,3	8 358,5
RAZEM				
	GJ/rok		13 086,71	10 496,67
Zużycie użytkowanych nośników energii przeliczone na MWh				
energia elektryczna	MWh/rok	805,39	805,39	593,95
gaz ziemny	MWh/rok	2 829,81	2 829,81	2 321,80
RAZEM				
	MWh/rok		3 635,20	2 915,74
Udział w zużyciu energii				
	%		22,16%	20,37%
energia elektrycznej	%		77,84%	79,63%
Udział w zużyciu całkowitym				
	%			

Tabela 3.2 Emisja CO<sub>2</sub> związana z użytkowaniem nośników energii w latach 2019 – 2020

Emisja CO <sub>2</sub>				
energia elektryczna	Mg CO <sub>2</sub> /rok	579,1	427,0	
gaz ziemny	Mg CO <sub>2</sub> /rok	563,9	462,6	
RAZEM				
	Mg CO <sub>2</sub> /rok	1 142,9	889,7	
Udział poszczególnych nośników w emisji CO <sub>2</sub>				
	%			
energia elektrycznej	%	50,67%	48,00%	
gaz ziemnego	%	49,33%	52,00%	

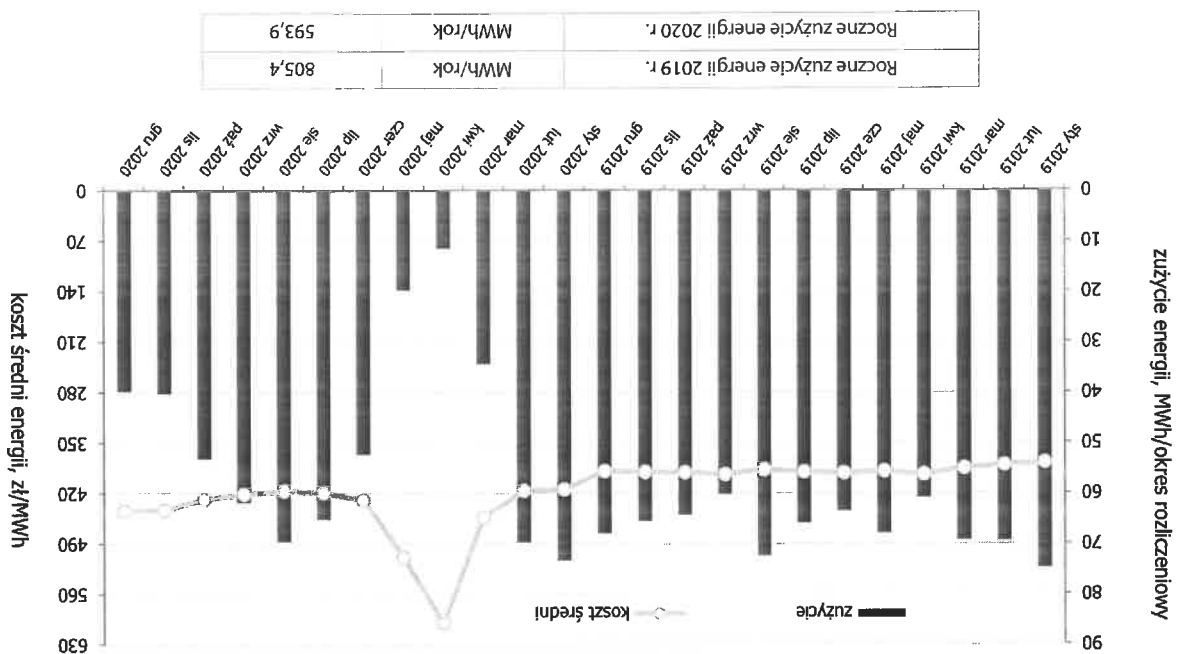
W obiekcie usługi dystrybucji energii elektrycznej świadczonych są w ramach umowy operatorem systemu dystrybucyjnego TAURON Dystrybucja S.A. Usługi sprzedawcy energii elektrycznej świadczonych są dla wszystkich zakładów w ramach umowy z TAURON Sp. z o.o.

Usługi dystrybucji energii elektrycznej świadczonych są w oparciu o taryfę jednostrefową B23 przy mocy umownej wynoszącej 200 kW.

Analizę przeprowadzono w oparciu o dane z faktur za usługi dystrybucyjne oraz usługi sprzedaży energii za okres od stycznia 2019 do grudnia 2020 r.

Energia elektryczna zużywana w obiekcie pochodzi w całości z krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE). Rozliczanie zużycia energii elektrycznej odbywa się 1 raz w miesiącu.

Szczegółowe dane dotyczące lat 2019 - 2020 obejmujące zużycie energii elektrycznej wraz z średnimi kosztami jednostkowymi jej użytkowania (brutto) pokazano na kolejnym rysunku.



Rysunek 3.1 Zużycie i koszty jednostkowe energii elektrycznej w poszczególnych okresach rozliczeniowych w latach 2019-2020 dla przyłącza

Na powyższym wykresie granatowe słupki odzwierciedlają wielkość zużycia energii w poszczególnych okresach rozliczeniowych, z kolei za koszty jednostkowe ponoszone w tych samych okresach odpowiada łamana linia w kolorze pomarańczowym. Widać silną zależność kosztów względem wielkości zużycia energii (kiedy rośnie zużycie - maleją koszty jednostkowe, i odwrotnie). Jest to szczególnie widoczne w okresie marzec - maj 2020 (pierwsze miesiąc epidemii koronawirusa).

Średnie zużycie energii elektrycznej w okresie rozliczeniowym w 2019 roku wyniosło 67,1 MWh. Najniższe zużycie w analizowanym okresie wyniosło 60,5 MWh (wrzesień), a największe 75,1 MWh (styczeń).

Średni udział kosztów w analizowanym okresie związanych z dystrybucją energii wynosił ok. 31,7%, a kosztów związanych z zakupem energii wynosił ok. 68,2%.

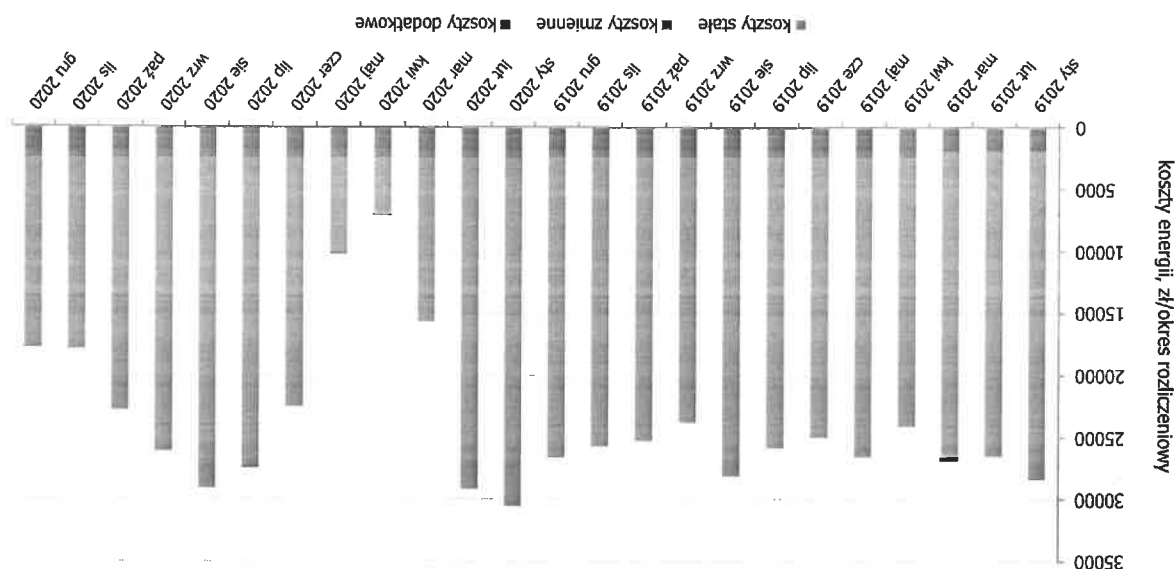
Usługi dystrybucyjne podobnie jak w przypadku energii elektrycznej wiążą się z kosztami dostawy gazu ziemnego infrastrukturą należącą do lokalnego dystrybutora, do którego sieci odbiorca jest przyłączony. Usługi

### 3.2. Gaz ziemny

- 2019 roku: 388,58 zł/MWh (brutto),
- 2020 roku: 432,28 zł/MWh (brutto).

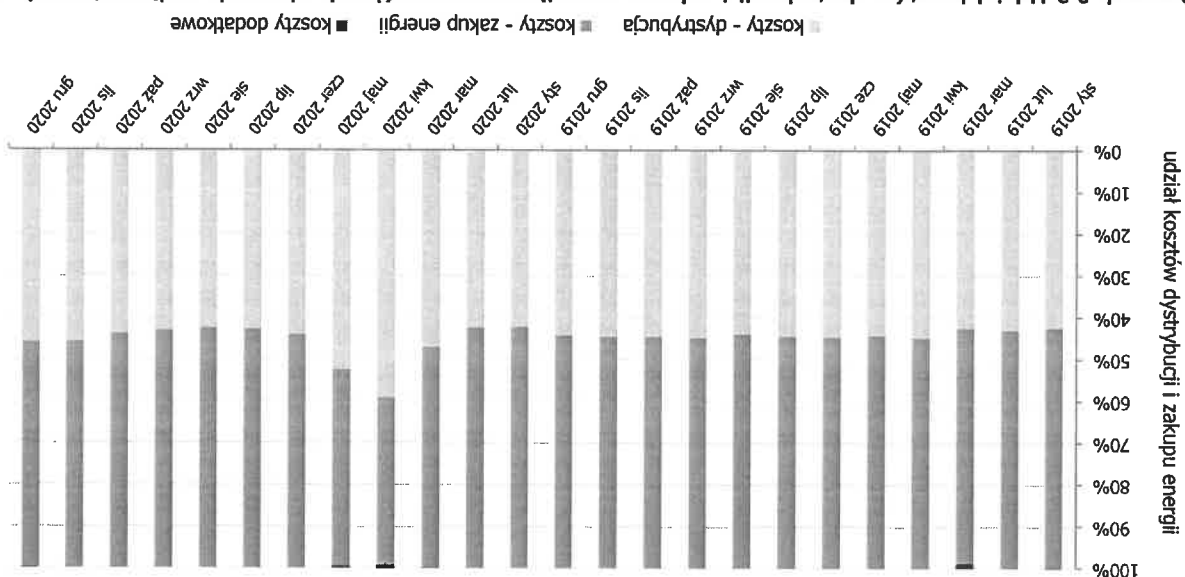
Średni koszt jednostkowy energii elektrycznej wyznaczony jako stosunek całkowitych kosztów poniesionych w okresie 12 miesięcy do całkowitego zużycia w analogicznym okresie wyniósł w:

**Rysunek 3.3 Wielkość opłat stałych i zmiennych w całkowitych kosztach energii w poszczególnych okresach rozliczeniowych dla przyłącza**



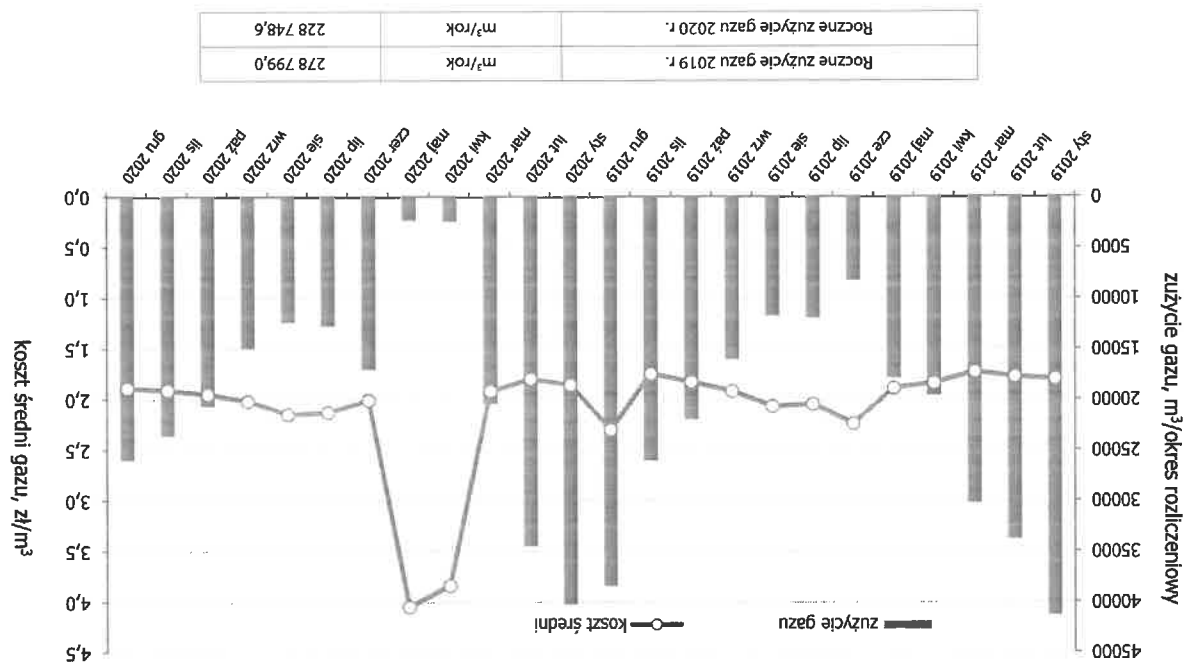
W analizowanym okresie w niektórych miesiącach występowały niewielkie opłaty z tytułu energii biernej indukcyjnej jak i pojemnościowej oraz przekroczeniami mocy umownej

**Rysunek 3.2 Udział kosztów dystrybucji i zakupu energii w poszczególnych okresach rozliczeniowych w latach 2019-2020 dla przyłącza**



dyspozycji realizowane są przez P5G Sp. z o.o. Usługi sprzedaży realizowane są przez Fortum Marketing & Sales Polska S.A. Usługi dystrybucji gazu świadczono są w oparciu o taryfę W-6, moc umowna wynosi 1317 kWh/h (co odpowiada 120 m<sup>3</sup>/h).

Rozliczanie zużycia gazu ziemnego odbywa się raz na miesiąc. Szczegółowe dane dotyczące miesięcznych okresów rozliczeniowych od stycznia 2019 do grudnia 2020 r. obejmujące zużycie gazu sieciowego wraz z informacjami o średnim koszcie jednostkowym (brutto) pokazano na kolejnym rysunku.



Rysunek 3.4 Zużycie i koszty jednostkowe gazu ziemnego w poszczególnych okresach rozliczeniowych w latach 2019-2020

Na powyższym wykresie niebieskie słupki odzwierciedlają wielkość zużycia gazu w poszczególnych okresach rozliczeniowych, z kolei za koszty jednostkowe ponoszone w tych samych okresach odpowiada łamana linia w kolorze pomarańczowym. Widać silną zależność kosztów względem wielkości zużycia paliwa (kiedy rośnie zużycie gazu - maleją koszty jednostkowe i odwrotnie).

Średnie zużycie gazu ziemnego w okresie rozliczeniowym w 2019 roku (przed pandemią) wynosiło 23 233 m<sup>3</sup>. Najniższe zużycie w analizowanym okresie wyniosło 8 392 m<sup>3</sup> (VI), a największe 41 475 m<sup>3</sup> (I).

Średni udział kosztów w analizowanym okresie (2019-2020) związanych z dystrybucją gazu wynosił ok. 26,3%, a kosztów związanych z zakupem energii wyniósł ok. 73,7%.

Analizując kolejny wykres można zauważyć, że udział kosztów dystrybucji praktycznie w każdym miesiącu jest podobny (za wyjątkiem miesięcy kwiecień-maj 2020), co wynika z wyrównanego zużycia gazu

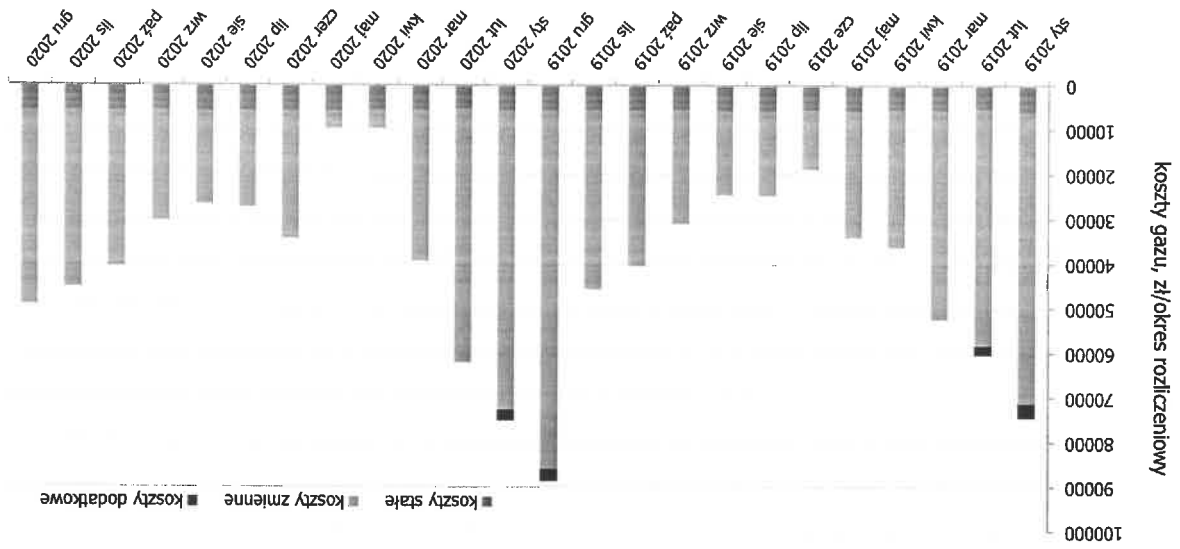
uwarunkowanego potrzebami technologicznymi.

**Rysunek 3.6 Udział opłat stałych i zmiennych w całkowitych kosztach gazu w poszczególnych okresach rozliczeniowych**

Średni koszt jednostkowy gazu ziemnego wyznaczony jako stosunek całkowitych kosztów poniesionych w okresie 12 miesięcy do całkowitego zużycia w analogicznym okresie wyniósł w:

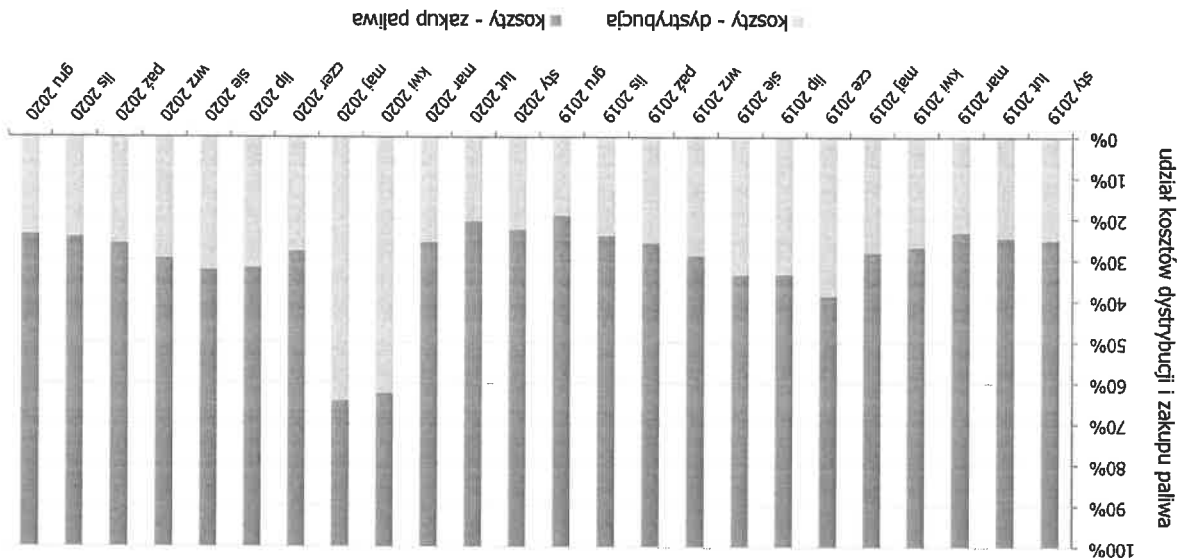
- w 2019 roku: 1,908 zł/m<sup>3</sup> (brutto),
- w 2020 roku: 1,971 zł/m<sup>3</sup> (brutto).

Dane dotyczące mocy pobranej na tle zamówionej pokazano na poniższym wykresie.



W analizowanym okresie sporadycznie w miesiącach zimowych moc pobrana była wyższa zamówionej. Występowanie pojedynczych przekroczeń jest, pomimo możliwości wystąpienia okresowych opłat dodatkowych, w dłuższym okresie użytkowania gazu opłacalne.

**Rysunek 3.5 Udział kosztów dystrybucji i zakupu gazu w poszczególnych okresach rozliczeniowych**



Na podstawie diagnozy stanu istniejącego określono możliwości dla zastosowania układów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w warunkach wysokoprężnej kogeneracji, czyli skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Stwierdzono duży potencjał do zagospodarowania ciepła w sposób ciągły, w postaci gorącej wody warunkującej zastosowanie kogeneracji.

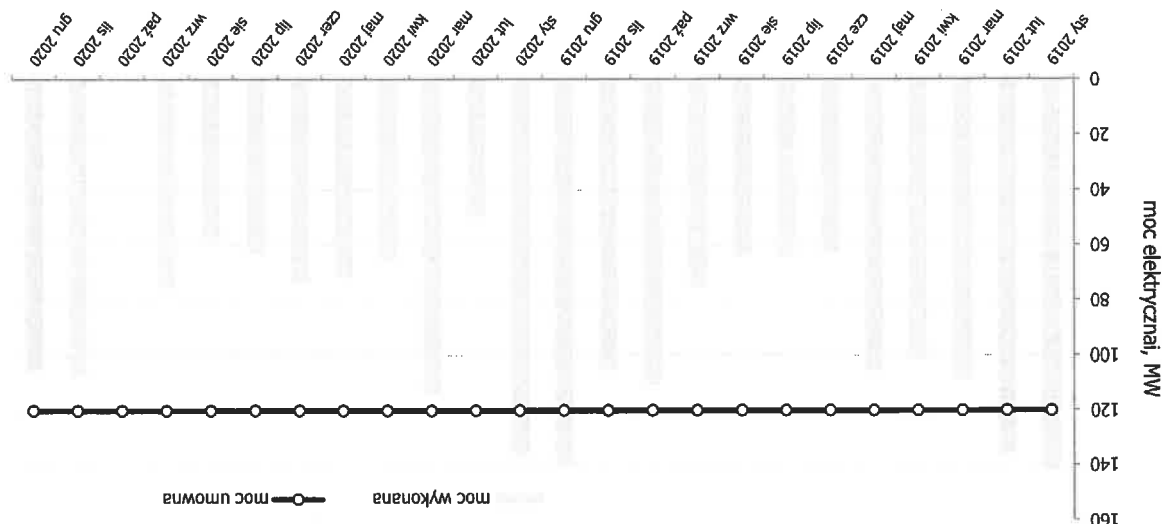
Na podstawie przeprowadzonej diagnozy stanu istniejącego obiektu oraz infrastruktury technicznej przyjęto, że inwestycja związana z budową źródła lub źródeł kogeneracyjnych polegać będzie na budowie nowego systemu składającego się z następujących elementów:

- źródło kogeneracyjne zlokalizowane w obrębie pomieszczeń istniejącej kotłowni,
- doprowadzenie gazociągu do jednostki/ek w obrębie pomieszczeń istniejącej kotłowni,
- fragment instalacji ciepłowniczej doprowadzającej ciepło ze źródła do istniejącego węzła cieplnego i zabudowa akumulatora ciepła,
- wyprowadzenie mocy elektrycznej ze źródła do istniejącej rozdzielni niskiego napięcia,
- układ automatyki, kontroli i sterowania wraz z systemem wizualizacji i monitoringu pracy urządzeń.

Decyza o ostatecznej lokalizacji urządzeń poparta winna być pracami projektowymi. Ze względu na lokalizację kotłowni wewnątrz budynku oraz wolną przestrzeń w jej obrębie, jako optymalną do zabudowy jednostek kogeneracyjnych wskazuje się rejon w jej pobliżu. Przyjęto zatem, że możliwe do zastosowania są tu niewielkie gabarytowo oraz niewymagające dodatkowego fundamentu jednostki mikro kogeneracji (o mocach elektrycznych do 20 kW). Nowoczesne, wysokowydajne, energooszczędne i ekologiczne technologie mikro kogeneracji (MCHP - Micro Combined Heat and Power), to technologie stosowane powszechnie od kilkunastu lat w krajach Europy zachodniej. W jednostkach mikro kogeneracyjnych wykorzystuje się silniki spalinowe podobne jak stosowane w samochodach osobowych np. firmy Toyota, czy VW. Przy równoczesnym wykorzystaniu gazu na potrzeby wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, uzyskuje się redukcję kosztów eksploatacji nawet o 30% w stosunku do technologii tradycyjnych, a także znacznym ograniczeniem emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery.

Idea wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu została przedstawiona na poniższej grafice.

Rysunek 3.7 Maksymalna moc pobierana w danym miesiącu na tle mocy zamówionej



### Analiza pracy układu na tle zidentyfikowanego zapotrzebowania na energię elektryczną

Niemniej jednak przy świadomości ograniczeń wynikających z dostępnych materiałów źródłowych, można przeprowadzić symulację pracy systemu kogeneracyjnego oraz z dużym prawdopodobieństwem dokonać oceny zasadności zastosowania wybranych elementów systemu.

Ocenę zasadności realizacji inwestycji przeprowadzono w oparciu historyczne zużycia sieciowych nośników energii tj. gazu ziemnego oraz energii elektrycznej. Dane historyczne nie pozwalają na dokonanie pełnego przeglądu gospodarki energetycznej obiektu. Przede wszystkim dane o historycznym zużyciu energii elektrycznej oraz gazu umożliwiającą stworzenie profilu zużycia ocenianych nośników, lecz zawsze jest to ocena post factum. Przyszłe zużycie energii w obiekcie nigdy nie będzie takie same jak wcześniej, bowiem decyduje o tym zbyt wiele czynników obiektowych, jak np. zmienne obłożenie obiektów sportowych, zmiany technologiczne wywołane budową nowych urządzeń, przebudowa lub modernizacja istniejących obiektów technicznych i budowlanych, zmienne warunki zewnętrzne determinujące intensywność sezonu grzewczego oraz wiele innych. Wpływ na wielkość zużycia energii ma również wiele czynników nieobjętych w niniejszym opracowaniu, choćby z wiedzy i doświadczenia w zakresie prowadzenia poszczególnych systemów przez przedstawicieli służb technicznych, występowanie stanów awaryjnych itp.

### 4.1. Ocena rozwoju technicznych

agregatów, aparatury sterowniczej i zabezpieczającej, układów pomiarowych wymaganych dla wysokośprawnego

Oprócz wymienionych elementów systemu kogeneracyjnego przewidziano zabudowę rozdzielni siłowej dla

zasobnika buforowego ciepła. Szczegółowy dobór wymaga obliczeń projektowych.

W celu zwiększenia czasu pracy oraz ustabilizowania pracy urządzeń przyjęto zabudowę

Zastosowano tu bowiem ogrzewanie wodne.

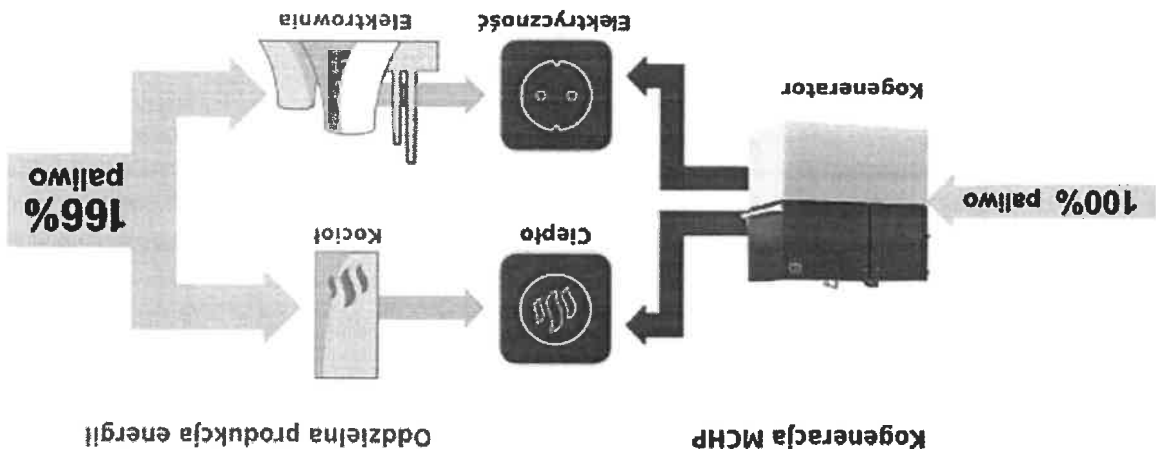
Istniejący układ grzewczy i przygotowania ciepłej wody użytkowej i technologicznej budynku zastosowany w obiekcie pod względem konfiguracji nie sprzyja wykorzystaniu ciepła produkowanego w kogeneracji.

W związku z tym, że technologii basenowej towarzyszy ciągłe zapotrzebowanie na ciepło w postaci gorącej wody zakresie doboru jednostek kogeneracyjnych przyjęto założenie maksymalnego dopasowania mocy cieplnej urządzeń do rzeczywistych (w oparciu o dane historyczne) potrzeb ciepłych obiektu oraz jak największego stopnia wykorzystania mocy znamionowej i czasu pracy ocenianych jednostek. Zakłada się brak nadwyżek produkcji energii elektrycznej ponad chwilowe potrzeby i sprzedaż jej do sieci elektroenergetycznej.

Analizę przeprowadzono w oparciu o zdiagnozowane zapotrzebowanie energii elektrycznej i ciepła w

obiekcie. Jako źródła rezerwowo-szczytowe ciepła dla jednostek kogeneracyjnych przewidziano istniejące kotły wodne.

Źródło: [www.a.isin.pl](http://www.a.isin.pl)



Przyjęto założenie, że produkowaną energię elektryczną należy wykorzystywać w maksymalnym stopniu na własne potrzeby przedsiębiorstwa. Przeprowadzono w związku z tym analizę profilu zużycia energii elektrycznej. Optymalne do tego celu są dane o średnich 15 minutowych poborach energii elektrycznej dla co najmniej 1 pełnego roku. W analizowanym przypadku byłyby jedynie dane miesieczne.

W interesie inwestora jest także dobranie mocy elektrycznej układu oraz liczby jednostek, aby możliwa była praca przez jak największą liczbę godzin w ciągu roku i to z możliwie największą mocą (najlepiej nominalną). Ponieważ przyjęty w koncepcji system może składać w zależności od konfiguracji z maksymalnie trzech zbliżonych jednostek pracujących przy minimalnym obciążeniu każdej jednostki na poziomie przynajmniej 50% mocy nominalnej, to czas pracy w ciągu roku zależy od profilu mocy pobieranej oraz zdolności regulacyjnych układów CHP. Przykładowo w przypadku dwóch jednostek zdolności regulacyjne wynoszą od 25% mocy elektrycznej nominalnej systemu (praca jednej jednostki przy obciążeniu 50%) do 100% mocy nominalnej (praca dwóch jednostek przy obciążeniu nominalnym).

Agregaty kogeneracyjne, jak każde silniki spalinyowe, muszą podlegać planowanemu przeglądowi, pracom konserwacyjnym oraz remontom. Jak każde urządzenie mechaniczne ulegają również nieplanowanym awariom. Każdy przegląd lub naprawa wiąże się z wyłączeniem agregatu i oczekaniem aż ostygnie w celu podjęcia jakichkolwiek prac serwisowych. W związku z tym, do analizy należy przyjąć średni roczny czas pracy uwzględniający statystyczną wartość dyspozycyjności dla tego rodzaju urządzeń. Do analizy przyjęto, że każda jednostka mikrokogeneracyjna pracować może przez max. 8600h, co odpowiada współczynnikowi dyspozycyjności 98,2%.

Przyjmując jednak, że wiódącym elementem dla doboru optymalnej jednostki jest zapotrzebowanie na ciepło, należy mieć również na uwadze konieczność jego zagospodarowania produkowanego jednocześnie z energią, a co może wywoływać konieczność znacznego ograniczenia mocy elektrycznej jednostek nawet w przypadku potencjalnej możliwości zastosowania urządzeń o większej mocy elektrycznej. Występowania nadwyżek ciepła w stosunku do potrzeb wiąże się, ze stratami energii i spadkiem sprawności całego układu.

Analizując dane o zużyciu energii można stwierdzić, że zużycie energii utrzymuje się przez cały rok na zbliżonym poziomie. Średnia miesięczna moc pobierana wynosi ok. 92kW. Średnie maksymalne pobory mocy elektrycznej wynoszą z kolei ok. 180kW. Praktyka pokazuje, że w tego typu obiektach zużycie energii zmienia się w cyklach doborowych powtarzalnie przez cały rok. W związku z tym dla analizowanego obiektu średnie zapotrzebowanie na moc elektryczną w podstawie (minimalne) kształtuje się na poziomie ok. 40-50 kW. Na zużycie energii w dolinach, czyli nocnego zapotrzebowania na energię wpływ mają, napędy pomp obiegowych, napędy wentylatorów wentylacji i palników kotłów, oświetlenie, urządzenia biurowe oraz inne.

Przeprowadzone analizy profilu zapotrzebowania na energię elektryczną stanowią podstawę do doboru optymalnej wielkości lub jednostek kogeneracyjnych pod względem elektrycznym, dlatego przed ostatecznym wyborem wielkości i liczby jednostek zaleca się dodatkowe szczegółowe pomiary przepływu ciepła oraz analizę profilu zużycia energii elektrycznej w oparciu o dane 15-minutowe).

Biorąc pod uwagę profil elektryczny obciążenia, należy stwierdzić, że w celu pokrycia potrzeb elektrycznych najbardziej optymalna wielkość systemu dla analizowanego zakładu to 40 kW. Ze względu na prawdopodobny, typowy dla tego typu obiektów profil obciążenia zakłada się montaż 2 jednostek o mocy łącznej 40kW, które pracowałyby niemiennie przez cały czas w granicach elastyczności tego typu urządzeń.

**Analiza pracy układu na tle zidentyfikowanego zapotrzebowania na ciepło zakładu**

Wyznaczenie rzeczywistego zapotrzebowania na całoroczne ciepło w zakładzie nie stanowi bardzo dużego problemu, bowiem z faktur za gaz można odczytać dobowe zużycie tego paliwa. Niemniej jednak w celu szczegółowej analizy należałoby przeprowadzić pomiary przepływu ciepła najlepiej w okresie poza sezonem grzewczym lub wyłącznie na obiegach związanych ze zużyciem ciepłej wody użytkowej i technologicznej (bez potrzeb ogrzewczych). Na podstawie odczytów za rok 2019 określono wielkość zużycia gazu w okresach dobowych w miesiącach poza sezonem grzewczym. Z obliczeń wynika, że średnia moc w paliwie zużywanym przez kotły w tym okresie wynosi niespełna 142kW, co przy uwzględnieniu sprawności kotłów daje średnie zapotrzebowanie na ciepło na poziomie ok. 130 kW.



Konkluzja jaka plynie z analizy zapotrzebowania na cieplo w kontekście zastosowania źródeł kogeneracyjnych daje satysfakcjonujące rezultaty. Zapotrzebowanie na cieplo jest na tyle duże, że nie wywołuje konieczności ograniczenia mocy układu kogeneracyjnego. Obniżanie mocy urządzeń w zakresie ich elastyczności względem nominalnej pogłębia dysproporcję między produkcją energii elektrycznej i ciepła, a co za ty idzie nie ma sensu zabudowa urządzeń, które muszą pracować przez większość czasu z obniżoną mocą. W tym przypadku dwóm jednostkom o mocach elektrycznych po 20 kW towarzyszy produkcja ciepła ma poziomie ok. 80kW (2 razy po 40 kW).

Do dalszej oceny przyjęto wytypowany i poniżej opisaną przykładową jednostkę mikro kogeneracyjną. Założono, że w przypadku pracy dwóch jednostek będą to jednostki o tej samej mocy i tego samego dostawcy. Jest to bowiem korzystniejsza sytuacja pod względem późniejszych kosztów eksploatacyjnych i serwisowych. Charakterystykę przyjętych do oceny jednostek kogeneracyjnych przedstawia kolejna tabela.

Moc elektryczna, kW	
Moc elektryczna, kW	20
Moc ciepła, kW	40
Zakres regulacji mocy	50% - 100%
Sprawność elektryczna układu	32%
Sprawność cieplna układu	63%
Temperatura zasilania, °C	80
Rodzaj silnika	Gazowy ZI
Paliwo	gaz ziemny
Napięcie V	400
Częstotliwość Hz	50

Do obliczenia kosztów zakupu i dystrybucji energii elektrycznej oraz gazu ziemnego wykorzystano stawki cenowe z końca 2020 r. dodatkowo uwzględniając opłatę tzw. mocową, która pojawiła się na rachunkach z początkiem 2021 r.

Do określenia przychodu z tytułu uzyskania premii gwarantowanej producentom energii elektrycznej wytwarzanej w nowych małych jednostkach kogeneracyjnych opalanych paliwem gazowym, zastosowano zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Klimatu z dnia 28 października 2020 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnnej kogeneracji objętej wsparciem oraz jednostkowych wysokości premii gwarantowanej w roku 2021, stawkę która będzie obowiązywać w roku 2021, tj. 148,49 zł/MWh (taką wartość przyjęto do analizy).

Tabela 4.1 Stawki cenowe brutto nośników energii przyjęte w ocenie ekonomicznej inwestycji

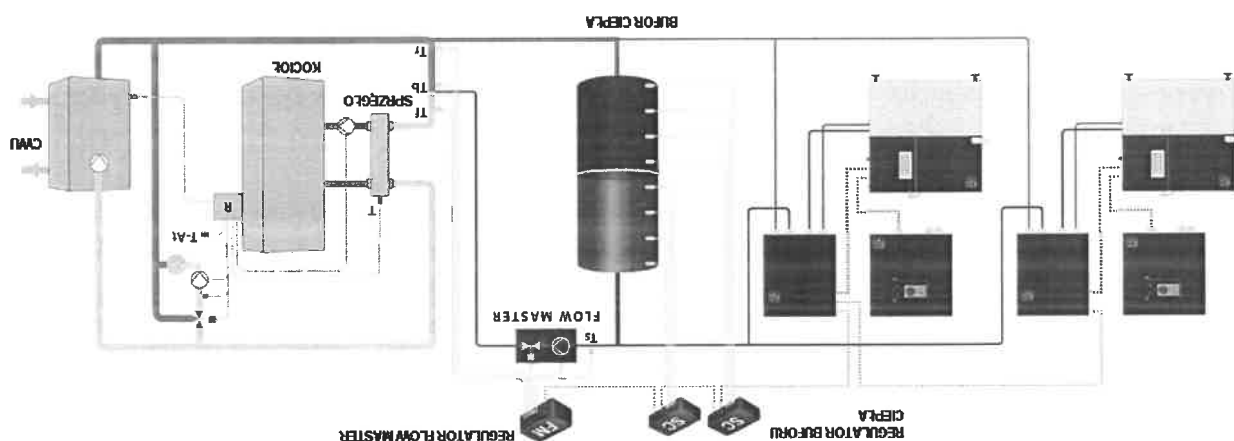
Gaz ziemny		Energia elektryczna	
------------	--	---------------------	--

Cena jednostkowa gazu	zł/m <sup>3</sup>	1,39	1,39
Opłata sieciowa zmienna	zł/m <sup>3</sup>	0,2302	0,2302
Moc umowna (przeliczona na MW)	MW	1,221	1,347
Moc umowna w paliwie	m <sup>3</sup> /h	120,1	132
Opłata sieciowa stała	zł/m-c	5 826,22	6 405,92
Abonamenty i opłaty handlowe	zł/m-c	0	0
Cena jednostkowa energii	zł/MWh	294,83	294,83
Stawki zmienne dystrybucji	zł/MWh	84,37	84,37
Opłata mocowa (od 2021 – średnia cena)	zł/MWh	41,84	41,84
Stawki stałe dystrybucji	zł/kW	12,52	12,52
Abonamenty i opłaty handlowe	zł/m-c	22,14	22,14

Premia gwarantowana (zgodnie z Rozp. Ministra Klimatu z dnia 28 października 2020 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej) wsparciem oraz jednostkowych wysokośći premii gwarantowanej w roku 2021)

i planowanym oraz wyniki analizy przedstawiono w kolejnych tabelach.

Przy zastosowaniu mikro kogeneratorów jednostki kogeneracyjne pracują przez cały rok pokrywając podstawę zapotrzebowania na ciepło i energię. Pozostałe brakujące ciepło jest dostarczane z istniejących kotłów gazowych, a energia z systemu elektroenergetycznego. Na rysunku poniżej przedstawiono zasadniczy schemat technologiczny produkcji ciepła z zastosowaniem technologii MCHP i współpracującego kotła.



Zródło: [www.aisin.pl](http://www.aisin.pl)

Tabela 4.2 Bilans potrzeb energetycznych i zestawienie wyników w stanie bazowym i planowanym

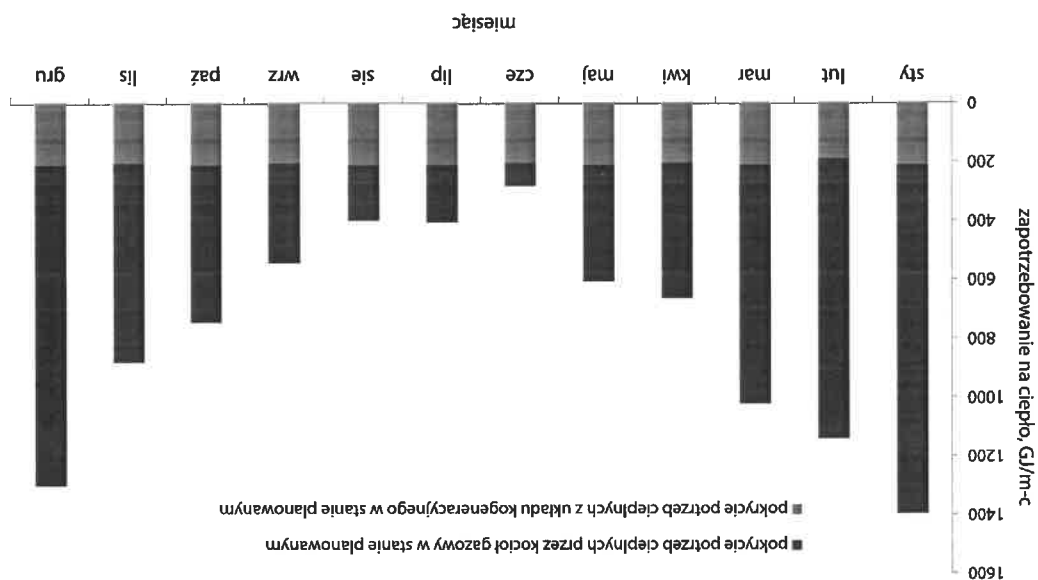
BILANS POTRZEB ENERGETYCZNYCH W STANIE BAZOWYM														
Okres analityczny	m-c	sty	lut	mar	kwi	maj	cze	lip	sie	wrz	paź	lis	gru	rok
Liczba godzin w miesiącu	h/m-c	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8760
Zużycie energii elektrycznej (wg danych za 2019)	MWh	75,1	69,7	69,6	61,1	68,2	63,8	66,2	72,7	60,5	64,6	65,8	68,2	805,4
	GJ	1 519	1 242	1 112	722	659	307	442	435	592	810	957	1 413	10 210
Produkcja ciepła z gazu														
Zapotrzebowanie na ciepło całoroczne	GJ/m-c	1397,3	1142,3	1023,1	664,4	606,5	282,7	406,3	399,9	544,9	745,0	880,7	1299,7	9392,8
Sprawność istniejących kotłów (wg obliczeń pomiarowych)	%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
Zużycie energii w paliwie przez kotły (z uwzględnieniem sprawności kotłów)	GJ	1519	1242	1112	722	659	307	442	435	592	810	957	1413	10210
Całkowite zużycie gazu w stanie planowanym	m <sup>3</sup>	41 475	33 906	30 368	19 722	18 002	8 392	12 059	11 869	16 174	22 112	26 141	38 579	278 799

Tabela 4.3 Zestawienie wyników w stanie planowanym dla układu CHP 2x20 kWel

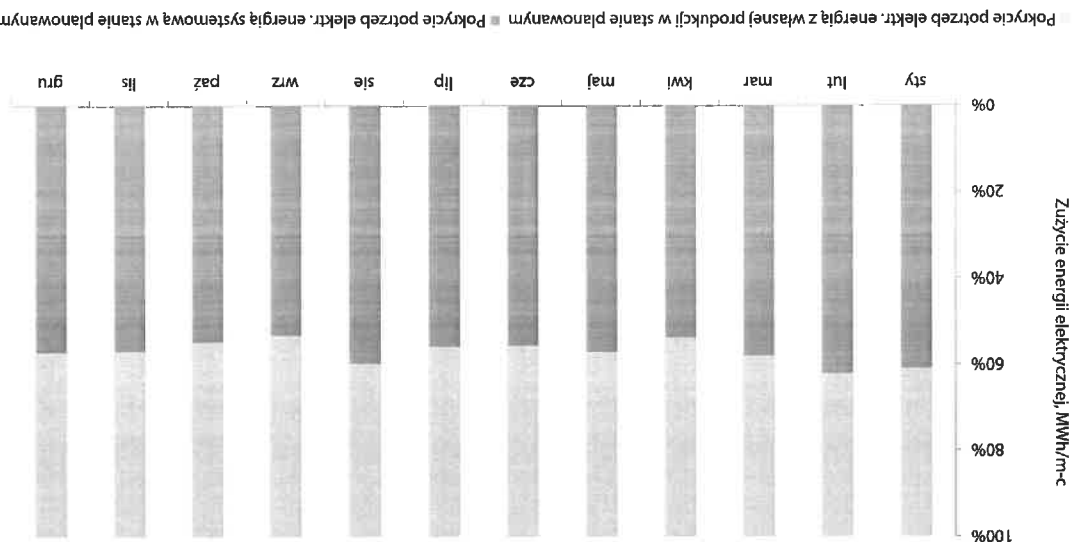
Wyszczególnienie	jedn.	sty	lut	mar	kwi	maj	cze	lip	sie	wrz	paź	lis	gru	RAZEM
Nominalna moc elektryczna układu CHP (2 x 20kW)	kW <sub>el</sub>													40,0
Nominalna moc cieplna układu CHP	kW <sub>th</sub>													80,0
Średnia moc elektryczna układu (w ciągu roku)	kW <sub>el</sub>	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Standardowy współczynnik dyspozycyjności jedn. kogeneracyjnych (obejmuje zaplanowane przeglądy, remonty, a także awarie)	%	98,2%	98,2%	98,2%	98,2%	98,2%	98,2%	98,2%	98,2%	98,2%	98,2%	98,2%	98,2%	98,2%
Czas pracy układu kogeneracyjnego (z uwzględnieniem współczynnika dyspozycyjności jednostki)	h	730,4	659,7	730,4	706,8	730,4	706,8	730,4	730,4	706,8	730,4	706,8	730,4	8600
Produkcja energii elektr. brutto	MWh	29,2	26,4	29,2	28,3	29,2	28,3	29,2	29,2	28,3	29,2	28,3	29,2	344,0
Śprzedaż energii elektr. do sieci	MWh	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
Produkcja ciepła z układu kogeneracyjnego	GJ	210	190	210	204	210	204	210	210	204	210	204	210	2477
Zużycie energii w paliwie przez układ kogeneracyjny (gaz)	GJ	329	297	329	318	329	318	329	329	318	329	318	329	3870
Zużycie gazu przez układ kogeneracyjny	m <sup>3</sup>	8 976	8 107	8 976	8 686	8 976	8 686	8 976	8 976	8 686	8 976	8 686	8 976	105 680
Ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w warunkach wysokosprawnej kogeneracji i wykorzystanej na potrzeby własne														
Zakup brakującej energii elektrycznej z sieci (wg rzeczywistego profilu zapotrzebowania na energię elektryczną)	MWh	45,8	43,3	40,4	32,9	39,0	35,5	36,9	43,4	32,2	35,4	37,5	39,0	461,4
Zużycie energii w paliwie przez układ kogeneracyjny (gaz)	MWh	91,3	82,5	91,3	88,4	91,3	88,4	91,3	91,3	88,4	91,3	88,4	91,3	1 075,0
Pokrycie potrzeb ciepłych z kotłów	MWh	358,4	287,5	245,4	139,2	119,6	23,9	59,2	57,2	103,1	161,4	204,4	328,9	2 088,2
Sprawność istniejących kotłów	%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%	92,0%
Zużycie energii w paliwie przez kotły (z uwzględnieniem sprawności)	GJ	1290	1035	883	501	431	86	213	206	371	581	736	1184	7517
Zużycie gazu ziemnego w kotłach	m <sup>3</sup>	35 231	28 266	24 124	13 680	11 758	2 350	5 815	5 625	10 132	15 868	20 099	32 335	205 283



Pod względem elektroenergetycznym i cieplnym zaproponowany układ kogeneracyjny jest dobrany dobrze (możliwość dopasowania do profilu mocy).



Rysunek 4.1 Pokrycie zapotrzebowania na ciepło przy pracy układu CHP 2x20 kW<sub>e</sub>



Rysunek 4.2 Udział w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną układu CHP 2x20 kW<sub>e</sub>

W kolejnej tabeli przedstawiono efekty ekologiczne realizacji projektu w postaci redukcji emisji CO<sub>2</sub> w wyniku zastosowania układu kogeneracyjnego.

Tabela 4.4 Redukcja emisji CO<sub>2</sub> w wyniku realizacji projektu

Rodzaj emisji	Wynik	
	Wartość	Wartość
energia elektryczna systemowa zakupiona	579,1	331,7
gaz ziemny	565,1	630,3
REZEM	1 144,2	962,0
REDUKCJA EMISJI BEZWZGLĘDNA	182,1	
REDUKCJA EMISJI WZGLĘDNA	15,9%	

Na potrzeby analizy techniczno-ekonomicznej wykorzystano wskaźnikowe koszty typowe poszczególnych technologii. Kalkulowane koszty brutto inwestycji z dwiema jednostkami o mocy po 20kW<sub>e</sub> każda wynoszą: 570 000 zł.

Eksploatacja urządzeń kogeneracyjnych wiąże się z relatywnie dużymi kosztami serwisu, przeglądów, uzupełniania i wymiany oleju, regulacji, wymiany świateł i innych prac wykonywanych wg harmonogramu, który przedstawia dostawca urządzeń wraz z ofertą. Stopień zużycia urządzeń oraz harmonogram planowanych przeglądów i prac serwisowych uzależnione są głównie od liczby przeprowadzanych godzin (niezależnie od obciążenia). W związku z tym do analizy kosztów, przyjęto na podstawie zapytania jednostkowy koszt eksploatacji na poziomie 0,9 zł/motogodzinę netto. Szacunkowe uśrednione roczne koszty eksploatacji i serwisu urządzeń kogeneracyjnych przyjęto zatem na poziomie ok. 13 000 zł.

Porównanie kosztów użytkowania nośników energii przy gospodarce rozdzielnej i skojarzonej:

Nośnik energii		Jedn.	Stan bazowy	Stan planowany
ENERGIA ELEKTRYCZNA				
energia elektryczna - zakup z systemu	MWh/rok		805,39	461,39
energia elektryczna wytworzona w CHP	MWh/rok		0,00	344,00
energia elektryczna oddana do sieci (wytworzona w CHP)	MWh/rok		0,00	0,00
moc zamówiona	kW		200,00	200,00
koszt zakupu energii z systemu	zł/rok		237 451,95	136 030,43
koszty dystrybucji energii z systemu (z opłatą mocową) - zmienne	zł/rok		101 647,77	58 231,53
koszty dystrybucji - stałe	zł/rok		30 048,00	30 048,00
opłaty stałe (abonamentowa + handlowa)	zł/rok		265,68	265,68
KOSZT UŻYTKOWANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ	zł/rok		369 413,40	224 575,64
przychód ze sprzedaży energii do systemu	zł/rok		0,00	0,00
przychód z premii gwarantowanej dla małej kogeneracji	zł/rok		0,00	51 080,56
PRZYCHODY Z PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ	zł/rok		0,00	51 080,56
GAZ ZIEMNY				
gaz ziemny (ogrzewanie wyłącznie hal produkcyjnych)	m <sup>3</sup> /rok		278 799,00	310 962,46
gaz ziemny - koszty zmienne za zakup i dystrybucję	zł/rok		452 462,90	504 660,98
gaz ziemny - koszty stałe za dystrybucję	zł/rok		69 914,64	76 871,04
gaz ziemny - abonament	zł/rok		0,00	0,00
KOSZT UŻYTKOWANIA GAZU ZIEMNEGO	zł/rok		522 377,54	581 532,02
ENERGIA I PALIWO RAZEM	zł/rok		891 790,94	755 027,11

Zasadniczo jednostki mikro kogeneracji nie podlegają kapitalnym remontom, dlatego mają krótszą żywotność. Obliczenia wskaźników ekonomicznych, pokazują jednak, że inwestycja jest opłacalna. Koszty w cyklu żywotności LCC przy założeniu 12 letniego okresu eksploatacji są ok. 662 tys. zł niższe po realizacji inwestycji niż przy jej zaniechaniu.

Tabela 4.5 Parametry efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia

Stwierdzenie	Wartość netto	Wartość brutto	Wartość netto	Wartość brutto	Wartość netto	Wartość brutto	Wartość netto	Wartość brutto
Istniejący	—	891 790,94	—	—	—	—	—	—
docelowy	570 000,00	768 027,11	123 763,83	4,61	661 945	19,03%	8 214 945	8 876 891

Na kolejnym wykresie przedstawiono skumulowany przepływ pieniężny oraz wartość bieżącą netto (NPV) dla projektu przy finansowaniu ze środków własnych inwestora.

Opłacalność ekonomiczna kogeneracji uzależniona jest od ceny energii elektrycznej (koszty uniknięte zakupu energii), ceny gazu ziemnego (koszty wywarzenia ciepła i energii) oraz od wielkości wsparcia, czy to inwestycyjnego czy na poziomie wytwarzanej energii (premia gwarantowana); im wyższe ceny energii elektrycznej tym opłacalność większa, im wyższe ceny gazu tym opłacalność mniejsza, brak wsparcia w postaci premii gwarantowanej wydłuża czas zwrotu inwestycji o kilka lat, a zatem rekomenduje się zastosowanie kogeneracji lecz wyjątkowo przy uzyskaniu premii gwarantowanej (wymaga prowadzenia działalności gospodarczej i pozyskania koncesji) lub dotacji na etapie inwestycyjnym; ponadto w celu dokładnego określenia profilu zapotrzebowania na moc zaleca się w pierwszej kolejności przeprowadzenie pomiarów zapotrzebowania na ciepło pokrywające potrzeby całoroczne, czyli na ciepłą wodę użytkową i technologię basenowej.

Kogeneracji wykazała czas zwrotu inwestycji na poziomie 4,6 lat. Zaażyczenia tylko środków własnych inwestora, a także uzyskania premii gwarantowanej dla wysokosprawnej 100%, koszt inwestycji oszacowano na około 570 tys. zł brutto; ocena ekonomiczna przy założeniu pokrycia potrzeb elektrycznych wynosi ok. 43% a ciepłych ok. 26%; stopień wykorzystania mocy zainstalowanej oszacowana roczna produkcja energii elektrycznej kształtuje się na poziomie 344 MWh i ciepła 2477 GJ; stopień zbudowany z dwóch jednostek mikro kogeneracyjnych o mocy elektrycznej 20 kW i ciepłej 40 kW każda; wykazała duży potencjał dla zastosowania tzw. mikro kogeneracji w związku z tym ocenę poddano uklad instalacji skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła w oparciu o tłoekowe silniki gazowe. Wstępny analiza w ramach audytu energetycznego budynku krytej pływalni przeanalizowano możliwości zastosowania

## 5. PODSUMOWANIE

W analizie kluczowe znaczenie ma cena energii elektrycznej kupowanej przez obiekt oraz cena gazu. Biorąc pod uwagę obserwowane wzrosty cen energii, a także prawdopodobieństwo dalszego wzrostu kosztów energii elektrycznej należy przypuszczać, że opłacalność inwestycji może być nieco większa. Analiza opłacalności została przeprowadzona przy założeniu uzyskania tzw. premii gwarantowanej w ramach wsparcia wysokosprawnej kogeneracji.

**Rysunek 4.3 Wykres skumulowanych przepływów pieniężnych oraz NPV przy finansowaniu ze środków własnych oraz pozyskaniu premii gwarantowanej**

