

Kraków, marzec 2005

**POLSKA AKADEMIA NAUK
INSTYTUT GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI I ENERGIA**

**WYKORZYSTANIE ENERGII SŁONECZNEJ
W PARKU WODNYM W TARNOWSKICH GÓRACH**
Studium Celowości

ZAŁĄCZNIK NR 8

ZAWARTOŚĆ OPRACOWANIA

1. Podsumowanie i wnioski.
2. Definicja projektu.
3. Charakterystyka projektu.
4. Analiza techniczna.
 - 4.1. Wytwarzanie ciepła za pomocą cieczowych kolektorów słonecznych.
 - 4.1.1. Zużycie ciepła w obiekcie.
 - 4.1.2. Projektowana instalacja cieczowych kolektorów słonecznych.
 - 4.2. Wytwarzanie energii elektrycznej za pomocą modułów fotowoltaicznych.
 - 4.2.1. Zużycie energii elektrycznej w obiekcie.
 - 4.2.2. Projektowana instalacja modułów fotowoltaicznych.
5. Analiza ekonomiczna.
 - 5.1. Cieczowe kolektory słoneczne.
 - 5.2. Moduły fotowoltaiczne.
6. Analiza oddziaływania na środowisko.
 - 6.1. Cieczowe kolektory słoneczne.
 - 6.2. Moduły fotowoltaiczne.
7. Załączniki.

1. Podsumowanie i wnioski.

W niniejszym studium dokonano analizy celowości wykorzystania energii słonecznej na potrzeby Parku Wodnego w Tarnowskich Górach. Rozważono możliwość wykorzystania energii słonecznej w celu produkcji ciepła – z wykorzystaniem cieczowych kolektorów słonecznych, oraz do produkcji energii elektrycznej – z wykorzystaniem kolektorów słonecznych fotowoltaicznych.

W studium dokonano analizy bieżącego zużycia gazu ziemnego oraz energii elektrycznej, w celu określenia optymalnych wielkości instalacji. Dokonano również analizy uwarunkowań architektonicznych obiektu, wpływających na maksymalną wielkość instalacji.

Instalacja cieczowych kolektorów słonecznych nie wykazała się wystarczającą efektywnością ekonomiczną do realizacji w wariantcie komercyjnym, jednakże przy udziale dotacji charakteryzuje się ona bardzo korzystnymi wskaźnikami opłacalności ekonomicznej. Dla przeanalizowanego wariantu – dotacji w wysokości 75 % ze środków ZPORR – prosty czas zwrotu wyniósł 4,8 lat, a wewnętrzna stopa zwrotu wyniosła 19,2 %. Dodatni wynik finansowy pojawia się już na początku siódmego roku eksploatacji inwestycji.

Instalacja modułów fotowoltaicznych nie wykazała się opłacalnością ekonomiczną zarówno w wariantcie finansowania komercyjnego, jak i przy udziale dotacji. Wynika to z wielu przyczyn:

- ogniwa fotowoltaiczne są od strony inwestycyjnej jednym z najdroższych sposobów konwersji energii odnawialnej,
- Park Wodny kupuje energię elektryczną z sieci średniego napięcia, a więc po znacznie korzystniejszych stawkach, aniżeli odbiorcy indywidualni,
- obiekt posiada już infrastrukturę zaopatrzenia w energię elektryczną.

W praktyce ogniwa fotowoltaiczne charakteryzują się korzystnymi wskaźnikami efektywności energetycznej dla oddalonych od sieci rozdzielczej odbiorników niewielkiej mocy. Dlatego przeanalizowano wariant łącznego zastosowania kolektorów cieczowych i fotowoltaicznych. Wariant ten przy zastosowaniu dotacji również jest opłacalny, prosty czas zwrotu wynosi 8 lat, wewnętrzna stopa zwrotu wynosi 9,1 %, a dodatni wynik finansowy pojawia się na początku trzynastego roku eksploatacji inwestycji.

Z powyższych względów rekomenduje się wystąpienie ze stosownymi wnioskami do instytucji pomocowych w celu realizacji wariantu polegającego na zastosowaniu cieczowych kolektorów słonecznych.

2. Definicja projektu.

Przedmiotem projektu jest wykorzystanie energii słonecznej do wspomagania zaopatrzenia obiektu Parku Wodnego w Tarnowskich Górach w ciepło i energię elektryczną.

Rozważone zostanie wykorzystanie energii słonecznej za pomocą kolektorów słonecznych:

- cieczowych: do wytwarzania ciepła w celu wspomagania podgrzewu wody basenowej,
- fotowoltaicznych: do wytwarzania energii elektrycznej zużywanej na potrzeby obiektu.

3. Charakterystyka projektu.

Na chwilę obecną obiekt zaopatrywany jest z konwencjonalnych źródeł energii. Energia elektryczna kupowana jest z sieci dystrybucyjnej Górnośląskiego Zakładu Elektroenergetycznego S.A. z siedzibą w Gliwicach, a ciepło wytwarzane jest ze spalania gazu ziemnego kupowanego z sieci dystrybucyjnej Górnośląskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. z siedzibą w Zabrze. Kupowane nośniki energii zabezpieczają całość potrzeb energetycznych obiektu.

Obiekt posiada własną kotłownię gazową, wyposażoną w trzy kotły wodne Viessmann Paromat Triplex, z których dwa posiadają moc cieplną po 720 kW, a trzeci posiada moc cieplną 892 kW. Tak więc łączna moc nominalna kotłowni wynosi 2,3 MW. Woda wychodząca z kotłów posiada temperaturę 80 – 90 °C, a następnie zostaje rozdzielona na obiegi podgrzewu wody basenowej, przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz ogrzewania obiektu, poprzez instalację ogrzewania podłogowego oraz termowentylację. Temperatura w poszczególnych obiegach regulowana jest za pomocą układów zmieszania. Przygotowanie ciepłej wody użytkowej odbywa się za pomocą podgrzewaczy pojemnościowych Viessmann o łącznej objętości 2 m³.

W celu utrzymania właściwej temperatury oraz czystości, woda basenowa nieustannie krąży w dwóch obiegach. Obieg pierwszy obejmuje basen sportowy oraz do nauki pływania, przepływ wynosi ok. 90 m³/h, a woda basenowa podgrzewana jest do temperatury 28 °C. Obieg drugi obejmuje baseny rekreacyjne, przepływ wynosi ok. 330 m³/h, a woda basenowa podgrzewana jest do temperatury 30 °C. Dodatkowo część obiegu zasilająca basen solankowy podgrzewana jest do temperatury 36 °C. Łączna ilość wody we wszystkich basenach wynosi ok. 2.000 m³.

Energia elektryczna w obiekcie zużywana jest przede wszystkim na cele oświetleniowe, do napędów pomp obiegowych w obiegach grzewczych i basenowych oraz wentylatorów w centralach termowentylacyjnych (w obiekcie zainstalowanych jest 17 central termowentylacyjnych, z których część pracuje całorocznie, a część wyłącznie w okresie grzewczym).

Znaczące koszty zaopatrzenia obiektu w ciepło i energię elektryczną skłoniły do rozpoczęcia poszukiwań alternatywnych źródeł energii, które mogłyby uzupełnić bilans energetyczny obiektu. Duży i stosunkowo równomierny pobór energii przez obiekt, jego bardzo korzystna architektura i usytuowanie oraz dostępność źródła energii odnawialnej zadecydowały o skierowaniu rozważań właśnie w stronę energii słonecznej.

4. Analiza techniczna.

Projektuje się montaż kolektorów słonecznych w następujących lokalizacjach:

- dach hali basenów obiektu: ta część dachu obiektu nachylona jest w kierunku południowym ze spadkiem 25 % (14° nachylenia do poziomu), posiada ona wymiary 51,1 x 25,6 m, co daje powierzchnię o wielkości 1.308 m²,
- elewacja południowa – część nieprzeszklona: ten fragment elewacji budynku posiada wymiary 4,1 x 20,8 m, co daje powierzchnię 85,3 m², od której należy odjąć fragment elewacji przypadający na wyjście ewakuacyjne o wymiarach 2,8 x 1,2 m, tj. 3,4 m². Stąd dostępna do montażu kolektorów powierzchnia elewacji wynosi 82 m² i jest to powierzchnia liczona od poziomu 1,0 obiektu, znajdującego się 2,4 – 3,0 m n.p.t. (lokalizacja kolektorów poza zasięgiem rąk osoby stojącej na ziemi przy elewacji),

Pozostałe elementy dachu i elewacji posiadają znacznie mniej korzystne uwarunkowania w zakresie montażu kolektorów słonecznych. Warto również zwrócić uwagę, że spośród podanych dwóch lokalizacji znacznie korzystniejszą jest dach hali basenów od elewacji południowej z następujących przyczyn:

- większa powierzchnia,
- ułatwiony montaż i serwis,
- lepsze zabezpieczenie przed dostępem osób niepowołanych, a tym samym mniejsze narażenie na uszkodzenia spowodowane wandalizmem.

Analizując podane lokalizacje pod względem nachylenia powierzchni do poziomu (14° dla dachu oraz 90° dla elewacji) stwierdzić należy, że dla kolektorów cieczowych korzystniejszą lokalizacją jest dach, gdyż kolektory te dostarczają przeważającą ilość ciepła w miesiącach letnich, a wtedy kąty padania promieni słonecznych wynoszą 45 – 60^o, natomiast kolektory fotowoltaiczne w większym stopniu są przystosowane do pracy całorocznej, stąd ich nachylenie może być zbliżone do pionu. Rozwiązania takie są często stosowane w przypadku integracji kolektorów fotowoltaicznych ze ścianami budynków. Zalecanym kątem montażu kolektorów cieczowych jest 30 – 45^o (30^o dla pracy głównie w lecie oraz 45^o dla pracy całorocznej), natomiast zalecanym kątem montażu kolektorów fotowoltaicznych jest kąt równy szerokości geograficznej lokalizacji, która dla Tarnowskich Gór wynosi 50^o.

Z powyższych przyczyn projektuje się montaż kolektorów obu typów wyłącznie na dachu hali basenów, gdyż powierzchnia tej części dachu obiektu stanowi 94 % dostępnej powierzchni obiektu dla montażu kolektorów. Uwzględnienie elewacji południowej wiązałoby się z wyższymi jednostkowymi kosztami instalacji, natomiast nie przyniosłoby poprawy wskaźników ekonomicznych.

4.1. Wytwarzanie ciepła za pomocą cieczowych kolektorów słonecznych.

4.1.1. Zużycie ciepła w obiekcie.

Zużycie ciepła w analizowanym obiekcie tożsame jest ze zużyciem gazu ziemnego. Analizując dane zebrane za lata 2001 – 2004 stwierdzić można, że:

- średnie zużycie gazu ziemnego w miesiącach, w których nie występowało ogrzewanie (czerwiec, lipiec i sierpień) wyniosło $21.732 \text{ m}^3/\text{m-c}$, tj. $709 \text{ m}^3/\text{dobę}$,
- w pozostałych miesiącach zużycie stopniowo wzrastało osiągając maksymalną wartość w miesiącach grudniu i styczniu, średnio $58.207 \text{ m}^3/\text{m-c}$, tj. $1.878 \text{ m}^3/\text{dobę}$,
- średnie zużycie gazu ziemnego w badanych latach wyniosło $452.180 \text{ m}^3/\text{rok}$, tj. $1.239 \text{ m}^3/\text{dobę}$.

Z danych tych wynika zatem, że zużycie gazu w okresach najniższego obciążenia stanowi ok. 38 % zużycia w okresach największego obciążenia cieplnego obiektu. Udział ten określa zatem udział mocy cieplnej całorocznych odbiorników ciepła (podgrzew wody basenowej, przygotowanie ciepłej wody użytkowej, dogrzewanie powietrza w hali basenów) w całości zapotrzebowania na moc cieplną.

Przy przyjęciu:

wartość opałowa gazu ziemnego GZ-50:	34,5 MJ/m ³
sprawność kotłowni:	90 %

zużycie gazu ziemnego w ilości $709 \text{ m}^3/\text{dobę}$ oznacza ciągły pobór mocy cieplnej w wysokości 255 kW. Ponieważ najkorzystniej jest podgrzewać energią słoneczną wyłącznie wodę basenową z racji jej stosunkowo niskiej temperatury, przyjęto 40 % tej wartości jako wymaganą moc cieplną do podgrzewu wody basenowej, tj. 102 kW. Ponieważ temperatura wody basenowej oraz temperatura powietrza w hali basenów są stałe w przeciągu całego roku, wartość tę można przyjąć jako wartość średnioroczną.

4.1.2. Projektowana instalacja cieczowych kolektorów słonecznych.

Do oceny efektywności ekonomicznej zastosowania cieczowych kolektorów słonecznych na potrzeby Parku Wodnego przyjęto kolektor typu KS-2000 S/L produkcji Hewalex, charakteryzujący się następującymi parametrami:

rodzaj kolektora:	cieczowy płaski
obudowa:	aluminium pokryte farbą proszkową w kolorze RAL7022 (grafit)
absorber:	miedź pokryta galwanicznie niklem i czarnym chromem o specjalnych właściwościach selektywnych w odbiorze i emisji promieni słonecznych
szyba:	solarna gładka
wymiary:	2030 x 1025 x 87 mm
waga:	38 kg
powierzchnia absorbera:	1,8 m ²

Ponieważ w praktyce maksymalny efektywny strumień ciepła pochodzący z cieczowego kolektora słonecznego wynosi $0,85 \text{ kW/m}^2$, projektuje się zastosowanie instalacji o powierzchni czynnej 120 m^2 , co daje 67 sztuk kolektorów KS-2000 S/L. Dzięki temu całość wyprodukowanego przez kolektory ciepła będzie mogła zostać przeznaczona do podgrzewu wody basenowej.

Przy przyjęciu:

średnioroczna sprawność kolektora:	55 %
roczna suma promieniowania słonecznego dla miasta Tarnowskie Góry:	942 kWh/m ²

roczna ilość wyprodukowanego ciepła wyniesie 518 kWh/m^2 , a więc dla całej instalacji wyniesie ona 62.160 kWh/rok , tj. 224 GJ .

W celu montażu kolektorów na dachu hali basenów projektuje się zastosowanie oryginalnej konstrukcji wolnostojącej. Kolektory zostaną ustawione pod kątem 45° do poziomu, tj. pod kątem 31° do płaszczyzny dachu. Aby kolektory nie zacięniały się wzajemnie, planuje się rozsuniecie poszczególnych rzędów od siebie o $4,6 \text{ m}$ – wtedy cień rzucający będzie wyłącznie w przypadku, gdy słońce znajduje się będzie niżej niż 5° powyżej horyzontu. Takie rozsuniecie rzędów kolektorów zapewni odstęp serwisowy pomiędzy nimi o szerokości $2,9 \text{ m}$. Stąd rzeczywiste wykorzystanie powierzchni dachu, tj. stosunek powierzchni kolektorów do powierzchni zajmowanego przez nie dachu, wyniesie 43% . Ponieważ zainstalowane zostanie 67 kolektorów o łącznej powierzchni 140 m^2 , zajmą one 326 m^2 powierzchni dachu, tj. 25% .

W celu przekazania ciepła z obiegu pierwotnego (obieg roztworu glikolu w kolektorach słonecznych) do obiegu wody basenowej projektuje się zastosowanie wymiennika ciepła JAD X 9.88, dobranego dla następujących parametrów pracy:

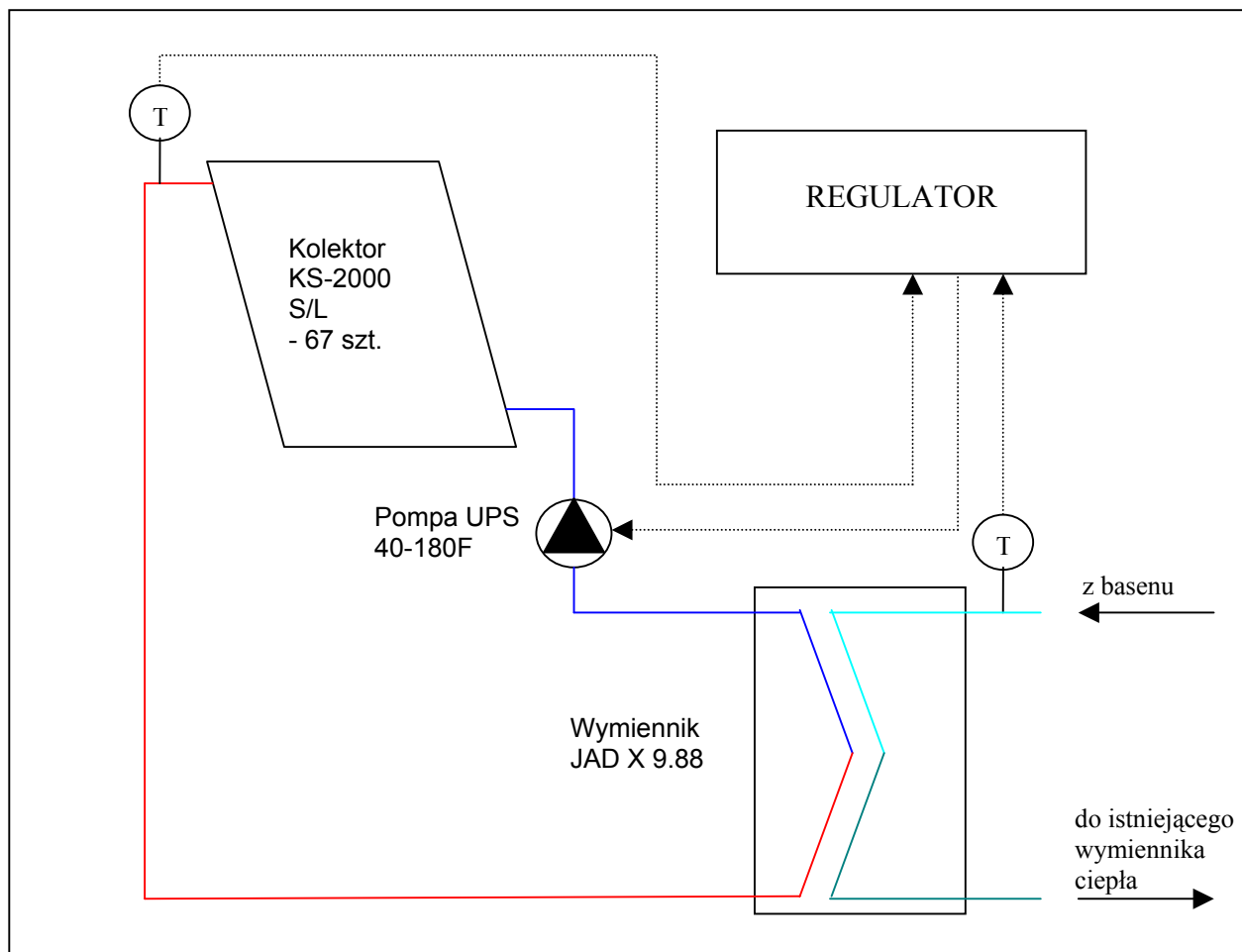
moc cieplna:	102 kW
strona pierwotna	czynnik: glikol etylenowy 30 %
	t. wlot: $40,0^\circ\text{C}$
	t. wylot: $30,5^\circ\text{C}$
	przepływ: $10,6 \text{ t/h}$
	strata ciśn.: 15 kPa
strona wtórna	czynnik: woda
	t. wlot: $28,0^\circ\text{C}$
	t. wylot: $30,0^\circ\text{C}$
	przepływ: $43,9 \text{ t/h}$
	strata ciśn.: 28 kPa

W celu wymuszenia przepływu po stronie pierwotnej projektuje się zastosowanie pompy obiegowej Grundfos UPS 40-180 F o parametrach w punkcie pracy:

przepływ:	$10,9 \text{ m}^3/\text{h}$
wysokość podnoszenia:	$10,5 \text{ m}$
pobór mocy elektrycznej:	640 W

Układ dodatkowo wyposażać należy w naczynie wzbiorcze przeponowe, zawór bezpieczeństwa, armaturę połączeniową i odcinającą oraz regulator uruchamiający pompę

obiegową w momencie, gdy temperatura glikolu w kolektorach wyższa będzie o zadaną różnicę od temperatury w obiegu wody basenowej. Poniżej przedstawiono schemat podłączenia instalacji kolektorów słonecznych do istniejącego układu podgrzewu wody basenowej oraz przykładową instalację kolektorów słonecznych.



4.2. Wytwarzanie energii elektrycznej za pomocą modułów fotowoltaicznych.

4.2.1. Zużycie energii elektrycznej w obiekcie.

Zużycie energii elektrycznej w obiekcie Parku Wodnego charakteryzuje się bardzo wysokim stopniem równomierności w przeciągu całego roku. Analizując dane za lata 2001 – 2004 stwierdzić można, że:

- średnie zużycie energii elektrycznej w badanym okresie wyniosło 258 MWh/m-c, tj. 8,5 MWh/dobę,
- miesięczne zużycie energii elektrycznej w badanym okresie mieściło się w przedziale 240 – 288 MWh.

Z danych tych wynika zatem, że najniższe odnotowane zużycie energii elektrycznej stanowiło 83 % najwyższego odnotowanego zużycia, co potwierdza równomierność zużycia energii w obiekcie.

Średnie zużycie 8,5 MWh/dobę oznacza średni pobór mocy elektrycznej w wysokości 354 kW.

4.2.2. Projektowana instalacja modułów fotowoltaicznych.

Do oceny efektywności ekonomicznej zastosowania kolektorów fotowoltaicznych na potrzeby Parku Wodnego przyjęto kompletną instalację typu Solar Generator SG4000AC przystosowaną do pracy równoległej z siecią energetyczną, złożoną z modułów typu S100 produkcji Solar Fabrik. Zestaw ten charakteryzuje się następującymi parametrami:

moc nominalna:	4.000 W
dzienna produkcja energii z modułów (średniorocznie):	10,3 kWh
napięcie na wyjściu:	230 V AC
typ modułu:	S100
ilość modułów:	40
powierzchnia:	35 m ²
wymiary:	20 x 2 m

Dane pojedynczego modułu:

moc:	100 W
typ i ilość ogniw:	Mono-Si/72 szt.
wymiary:	1310 x 660 x 40 mm
waga:	10 kg
gwarancja mocy:	90 % - 10 lat 80 % - 25 lat

Widać więc, że energia elektryczna pochodząca z kolektora zaspokoi w znikomym stopniu potrzeby obiektu, stąd na potrzeby obliczeń przyjęte zostanie zastosowanie jednego kompletnego zestawu.

Zestaw ten wygeneruje zatem energię elektryczną w ilości 3.760 kWh/rok

W celu montażu kolektorów na dachu hali basenów projektuje się zastosowanie analogicznej konstrukcji jak dla kolektorów cieczowych. Wyprowadzenie mocy elektrycznej odbywa się poprzez dostarczony w komplecie falownik do istniejącej instalacji elektrycznej niskiego napięcia, poprzez pole w rozdzielni nn. Podłączenie zestawu do sieci musi zostać poprzedzone uzgodnieniem z Zakładem Energetycznym.

Poniżej przedstawiono przykładowe instalacje kolektorów słonecznych.



5. Analiza ekonomiczna.

Wszelkie obliczenia finansowe zostaną przeprowadzone w cenach netto (bez podatku VAT).

5.1. Cieczowe kolektory słoneczne.

Nakłady inwestycyjne.

kolektor KS-2000 S/L	899 zł/szt.
konstrukcja wolnostojąca na 1 kolektor	190 zł/szt.
<u>zestaw przyłączeniowy kolektora</u>	<u>139 zł/szt.</u>
RAZEM:	1.228 zł/kpl.

kolektor KS-2000 S/L, kompletny (j.w.), 67 kpl.	82.276 zł
wymiennik ciepła JAD X 9.88	4.269 zł
pompa UPS 40-180F	2.582 zł
<u>montaż, materiały pomocnicze</u>	<u>+ 30 %</u>
RAZEM:	115.865 zł

Całkowity nakład inwestycyjny przyjęto w wysokości 116.000 zł.

Oszczędności.

Zgodnie z aktualną taryfą, Park Wodny w Tarnowskich Górach kupuje gaz ziemny w średniej cenie 0,83 zł/m³. Przyjmując wartość opałową gazu oraz sprawność kotłowni jak w rozdziale 4.1.1. otrzymujemy średnią cenę wytworzonego ciepła w wysokości 26,73 zł/GJ.

Ilość ciepła wytworzonego przez instalację kolektorów:	224 GJ/rok
Jednostkowa cena ciepła:	26,73 zł/GJ
Roczna oszczędność:	5.988 zł/rok

Prosty czas zwrotu.

Prosty czas zwrotu (SPBT) wynosi 19,4 lat.

Koszt wytworzonego ciepła.

Przy założeniu, że inwestycja amortyzowana będzie przez okres 20 lat oraz bez uwzględnienia kosztów finansowych, jednostkowa cena ciepła wytworzonego przez kolektory słoneczne wynosi 25,89 zł/GJ.

Instalacja kolektorów słonecznych dla Parku Wodnego nie jest zatem opłacalna przy realizacji inwestycji w wariantcie komercyjnym. Dlatego do analizy ekonomicznej przyjęto wariant z wykorzystaniem możliwości, jakie daje Zintegrowany Program Operacyjny Rozwoju Regionalnego (ZPORR), tj. dotacja w wysokości 75 % z funduszy Unii Europejskiej.

TABELA PRZEŁYWÓW FINANSOWYCH

WARIANT A: CIECZOWE KOLEKTORY SŁONECZNE

Horyzont czasowy:	15 lat	Udział własny:	29 000 zł	25%
Nakład inwestycyjny:	116 000 zł	Kredyt:	0 zł	
Stopa dyskonta (r):	7,0 %	Odsetki:	0 zł	
Zmniejszenie kosztów:	5 988 zł	Dotacja:	87 000 zł	75%

Okres	Przychody	Wydatki				Sumaryczny przepływ finansowy w danym okresie	1 / (1 + r)^n	PV	NPV
	Zmniejszenie kosztów eksploatacyjnych	Nakład inwestycyjny	Koszty eksploatacyjne	Rata kapitałowa	Rata odsetkowa				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	0	29 000	0	0	0	-29 000	1,00	-29 000	-29 000
1	5 988	0	0	0	0	5 988	0,93	5 596	-23 404
2	5 988	0	0	0	0	5 988	0,87	5 230	-18 174
3	5 988	0	0	0	0	5 988	0,82	4 888	-13 286
4	5 988	0	0	0	0	5 988	0,76	4 568	-8 717
5	5 988	0	0	0	0	5 988	0,71	4 269	-4 448
6	5 988	0	0	0	0	5 988	0,67	3 990	-458
7	5 988	0	0	0	0	5 988	0,62	3 729	3 271
8	5 988	0	0	0	0	5 988	0,58	3 485	6 756
9	5 988	0	0	0	0	5 988	0,54	3 257	10 013
10	5 988	0	0	0	0	5 988	0,51	3 044	13 057
11	5 988	0	0	0	0	5 988	0,48	2 845	15 902
12	5 988	0	0	0	0	5 988	0,44	2 659	18 561
13	5 988	0	0	0	0	5 988	0,41	2 485	21 046
14	5 988	0	0	0	0	5 988	0,39	2 322	23 368
15	5 988	0	0	0	0	5 988	0,36	2 170	25 538

SPBT:	4,8 lat
NPV:	25 538 zł
IRR:	19,2 %

5.2. Moduły fotowoltaiczne.

Nakłady inwestycyjne.

zestaw SG4000AC	85.214 zł
konstrukcja wolnostojąca (jak dla 20 kolektorów)	3.800 zł
montaż, materiały pomocnicze	+ 15 %
RAZEM:	102.366 zł

Całkowity nakład inwestycyjny przyjęto w wysokości 102.000 zł.

Oszczędności.

Zgodnie z aktualną taryfą, Park Wodny w Tarnowskich Górach kupuje energię elektryczną w średniej cenie 215 zł/MWh.

Ilość energii wytworzonej przez instalację kolektorów:	3,76 MWh/rok
Jednostkowa cena energii:	215 zł/MWh
Roczna oszczędność:	808 zł/rok

Prosty czas zwrotu.

Prosty czas zwrotu (SPBT) wynosi 126 lat.

Koszt wytworzonego ciepła.

Przy założeniu, że inwestycja amortyzowana będzie przez okres 20 lat oraz bez uwzględnienia kosztów finansowych, jednostkowa cena energii elektrycznej wytworzonej przez kolektory fotowoltaiczne wynosi 1.356 zł/MWh.

Instalacja modułów fotowoltaicznych dla Parku Wodnego jest zatem nieopłacalna.

Zastosowanie finansowania z udziałem środków ZPORR również nie przynosi wystarczającej poprawy wskaźników ekonomicznych i nie pojawia się dodatnia wartość wskaźnika NPV w 15-letnim horyzoncie czasowym. Dlatego przeanalizowano wariant łącznego zastosowania kolektorów słonecznych cieczowych oraz fotowoltaicznych.

TABELA PRZEPIŹYWÓW FINANSOWYCH

WARIANT B: CIECZOWE ORAZ FOTOWOLTAICZNE KOLEKTORY SŁONECZNE

Horyzont czasowy:	15 lat	Udział własny:	54 500 zł	25%
Nakład inwestycyjny:	218 000 zł	Kredyt:	0 zł	
Stopa dyskonta (r):	7,0 %	Odsetki:	0 zł	
Zmniejszenie kosztów:	6 796 zł	Dotacja:	163 500 zł	75%

Okres	Przychody	Wydatki				Sumaryczny przepływ finansowy w danym okresie	$1 / (1 + r)^n$	PV	NPV
	Zmniejszenie kosztów eksploatacyjnych	Nakład inwestycyjny	Koszty eksploatacyjne	Rata kapitałowa	Rata odsetkowa				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	0	54 500	0	0	0	-54 500	1,00	-54 500	-54 500
1	6 796	0	0	0	0	6 796	0,93	6 351	-48 149
2	6 796	0	0	0	0	6 796	0,87	5 936	-42 213
3	6 796	0	0	0	0	6 796	0,82	5 548	-36 665
4	6 796	0	0	0	0	6 796	0,76	5 185	-31 481
5	6 796	0	0	0	0	6 796	0,71	4 845	-26 635
6	6 796	0	0	0	0	6 796	0,67	4 528	-22 107
7	6 796	0	0	0	0	6 796	0,62	4 232	-17 874
8	6 796	0	0	0	0	6 796	0,58	3 955	-13 919
9	6 796	0	0	0	0	6 796	0,54	3 697	-10 222
10	6 796	0	0	0	0	6 796	0,51	3 455	-6 768
11	6 796	0	0	0	0	6 796	0,48	3 229	-3 539
12	6 796	0	0	0	0	6 796	0,44	3 018	-522
13	6 796	0	0	0	0	6 796	0,41	2 820	2 299
14	6 796	0	0	0	0	6 796	0,39	2 636	4 934
15	6 796	0	0	0	0	6 796	0,36	2 463	7 397

SPBT:	8,0 lat
NPV:	7 397 zł
IRR:	9,1 %

6. Analiza oddziaływania na środowisko.

6.1. Cieczowe kolektory słoneczne.

Zastosowanie instalacji analizowanej w niniejszym studium spowoduje roczną oszczędność ciepła w ilości 224 GJ. Ta ilość ciepła równoważna jest spalaniu 7.214 m³ gazu ziemnego.

Zgodnie z *Instrukcją nr 1/96 MOŚZNiL* dla energetycznego spalania gazu ziemnego wysokometanowego w urządzeniach o wydajności cieplnej poniżej 1,4 MW, wskaźniki unosu substancji zanieczyszczających przedstawiają się w sposób następujący:

<i>Substancja</i>	<i>Wskaźnik unosu</i> <i>[kg/10⁶m³]</i>
SO ₂ *)	80
NO ₂	1.280
CO	360
CO ₂	1.964.000
pył	15

*) - dla zawartości siarki w paliwie 40 mg/m³

Poniższa tabela prezentuje obniżenie wielkości emitowanych zanieczyszczeń w wyniku zastosowania cieczowych kolektorów słonecznych.

<i>Substancja</i>	<i>Emisja</i> <i>[kg/rok]</i>
SO ₂	0,6
NO ₂	9,2
CO	2,6
CO ₂	14.168
pył	0,1

Stosunkowo niskie wartości obniżenia emisji wynikają z faktu, że gaz ziemny jest jednym z najczystszych paliw kopalnych. Najbardziej istotne obniżenie emisji występuje w zakresie CO₂, gdzie roczna wielkość unikniętej emisji wynosi 14 ton.

6.2. Moduły fotowoltaiczne.

Zastosowanie instalacji analizowanej w niniejszym studium spowoduje roczną oszczędność energii elektrycznej w ilości 3,76 MWh.

Ponieważ brak jest oficjalnych i ujednoczonych informacji, określających wskaźniki unosu przy produkcji energii elektrycznej, przyjęto wskaźniki dla rzeczywistego źródła energii elektrycznej – Elektrowni Rybnik, która jest największym wytwórcą energii elektrycznej na terenie woj. śląskiego. Wskaźniki te przedstawiają się w sposób następujący:

<i>Substancja</i>	<i>Wskaźnik unosu</i> <i>[kg/MWh]</i>
SO ₂	5
NO ₂	1,9
CO	2,3
CO ₂	1.034
pył	0,6

Poniższa tabela prezentuje obniżenie wielkości emitowanych zanieczyszczeń w wyniku zastosowania cieczowych kolektorów słonecznych.

<i>Substancja</i>	<i>Emisja</i> <i>[kg/rok]</i>
SO ₂	18,8
NO ₂	7,1
CO	8,6
CO ₂	3.888
pył	2,3

Jak w poprzednim przypadku, wielkości unikniętej emisji nie są duże, co wynika z niewielkiej ilości energii elektrycznej wytworzonej przez moduł. Niższe niż w poprzednim przypadku jest ograniczenie emisji CO₂ (4 tony), natomiast występuje znacznie większy efekt ekologiczny w postaci ograniczenia emisji SO₂ (19 kg).

7. Załączniki.



Dach hali basenów – nachylenie w kierunku południowym



Dach części biurowo-gastronomicznej obiektu



Wymiennik ciepła – podgrzew wody basenowej



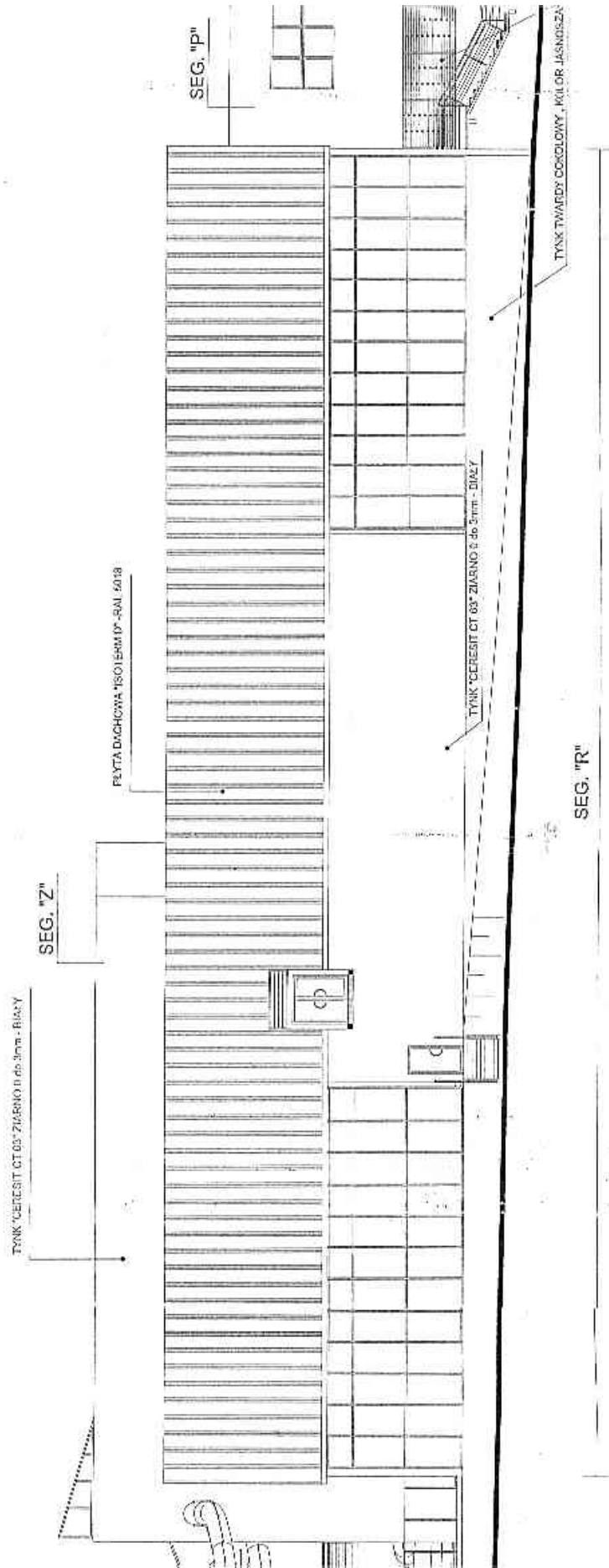
Elewacja zachodnia



Elewacja południowa



Elewacja wschodnia



ELEWACJA POŁUDNIOWA