

# **ZAŁĄCZNIKI**

## SPIS ZAŁĄCZNIKÓW

ZAŁĄCZNIK NR 2.1	SCHEMATYCZNY PRZEBIEG SIECI CIEPŁOWNICZYCH MIEJSKIEGO SYSTEMU CIEPŁOWNICZEGO.....	3
ZAŁĄCZNIK NR 2.2	ZESTAWIENIE KOTŁOWNI PRZEMYSŁOWYCH NA TERENIE MALBORKA .....	1
ZAŁĄCZNIK NR 2.3	ZESTAWIENIE KOTŁOWNI LOKALNYCH NA TERENIE MALBORKA.....	2
ZAŁĄCZNIK NR 3.1	BAZA DANYCH O OBIEKTACH NA TERENIE MIASTA MALBORK – REJON BILANSOWY I.....	1
ZAŁĄCZNIK NR 3.2	BAZA DANYCH O OBIEKTACH NA TERENIE MIASTA MALBORK – REJON BILANSOWY II .....	1
ZAŁĄCZNIK NR 4.1.	STACJE TRANSFORMATOROWE SN NA TERENIE MIASTA MALBORK.....	1
ZAŁĄCZNIK NR 5.	SCHEMAT SIECI GAZOWYCH ŚREDNIEGO I NISKIEGO CIŚNIENIA NA TERENIE MIASTA MALBORK.....	2
ZAŁĄCZNIK NR A.	ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII - PARAMETRY TECHNICZNO-EKONOMICZNE WYBRANYCH INSTALACJI.....	3





**ZAŁĄCZNIK NR 2.2 Zestawienie kotłowni przemysłowych na terenie Malborka**

Lp.	Adres źródła ciepła	Rejon	Typ kotłowni	Ilość	Rodzaj paliwa	Moc cieplna		Roczne zużycie paliwa	Uwagi
		bilansowy		kotłów		Kotła	Kotłowni		
		(*)		[szt.]					
1	"OVAL" Sp. z o.o. Aleja Wojska Polskiego 91	1	kocioł gazowy	1	gaz ziemny	200	200		
2	LEIER-Malbork Sp. z o.o. Aleja Wojska Polskiego 92	1	kocioł gazowy	2	gaz ziemny	210	420	60 000,00	
3	Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. Punkt Dystrybucji w Malborku ul.Bolesława Chrobrego 30	1	kotłownia gazowa	1	gaz ziemny	100	220		
				1		120			
4	Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji w Malborku Sp. z o.o. ul.Bolesława Chrobrego 31	1	Junkers KN 72	2	gaz ziemny	72	144	8 000,0	
5	S&P Polska Sp. z o.o. ul. Bydgoska 9	1	kocioł gazowy	1	gaz ziemny	100	100		
6	ELWARR Sp. z o.o. Oddział Malbork ul. Daleka 72	1	kotłownia gazowa	2	gaz ziemny	100	200		
7	Fabryka Okien PCV „Forest" Spółka Jawna ul. Daleka 115	1	kocioł węglowy	1	węgiel kamienny - ekogroszek	300	300	35,0	
8	PPHU DOMEX Sp. j. ul. Daleka 117	1	kocioł węglowy	1	węgiel kamienny	50	50		
9	Górnośląski Park Przemysłowy - Katowice - tereny dawnej Malmy ul. Daleka 122	1	kotłownia olejowa	2	olej opałowy EKOTERM	1 650	3 300		nieużywana
10	ECO Malbork Sp. z o.o. ul. Piaskowa 1	1	WR-10- podniesiona moc	2	węgiel kamienny - miał	14 000	51 200	23 000,0	
			WR-10	2	węglowy	11 600			
11	PKP - hala napraw ul. Słoneczna 11	1	kocioł węglowy	1	węgiel kamienny	250	250		
12	ZHU TAR-MAL Sp. z o.o. ul. Toruńska 54	1	kocioł na drewno	1	odpady drewna, zrębki	150	150		
13	Odzieżowa Spółdzielnia Pracy DELTA Aleja Armii Krajowej 15/16	2	kotłownia gazowa	2	gaz ziemny	143	285		
14	Malborskie Zakłady Chemiczne ORGANIKA S.A. ul. Boczna 10	2	kotłownia olejowa	2	olej opałowy EKOTERM	150	300		
15	Malborska Fabryka Obrabiarek PEMAL S.A. ul. Kościuszki 39	2	Viessmann Litola 45 kW	1	gaz ziemny	45	45		
16	Krajowa Spółka Cukrowa S.A. w Toruniu Oddział Cukrownia Malbork ul. Sikorskiego 52	2	elektrociepłownia	2	węgiel kamienny - miał węglowy	31 050	62 100		włączana w okresie kampanii cukrowniczej
				2	gaz ziemny	785	1 570		
RAZEM				29			120 834		

**ZAŁĄCZNIK NR 2.3 Zestawienie kotłowni lokalnych na terenie Malborka**

Lp.	Adres źródła ciepła	Rejon	Typ kotłowni	Ilość	Rodzaj paliwa	Moc cieplna		Roczne zużycie paliwa	Uwagi
		bilansowy		kotłowni		Kotła	Kotłowni		
		(*)		[szt.]					
1	Budynek mieszkalny - wspólnota ul. Chopina1516	1	kotłownia gazowa	1	gaz ziemny	100	100		
2	Zakład Ubezpieczeń Społecznych Inspektorat ZUS w Malborku ul. Dworcowa 1B	1	Viessmann Paromat Duplex 105 kW	1	gaz ziemny	105	105	14 000,0	
3	Ośrodek Sportu i Rekreacji ul. Parkowa 3	1	kolektory słoneczne cwu	6	odnawialna		0		
4	Żłobek nr 4 Pozytywnych Inicjatyw w Malborku ul. Andersa 40	1	kotłownia gazowa	1	gaz ziemny	40	40		
5	Przedszkole Niepubliczne Krasna ul. Chopina 71	1	kocioł węglowy	1	węgiel kamienny	35	35	40,0	
6	Przedszkole Niepubliczne „Pod Kasztanami”1 ul. Zieleniecka 15	1	kocioł węglowy	1	węgiel kamienny	80	80		
7	Black Red White Sp. z o.o. Aleja Wojska Polskiego 91D	1	kotłownia gazowa	1	gaz ziemny	150	150		
8	PPH REMAL Sp. z o.o. ul. Koszykowa 9	1	kotłownia olejowa	1	olej opałowy EKOTERM	30	30		
9	PHU MALNAFT Sp. z o.o. ul. Łąkowa 1	1	kotłownia olejowa	1	olej opałowy EKOTERM	100	100		
10	Hurtownia elektryczna ul. Rakowiec 55	1	kocioł węglowy	1	węgiel kamienny	80	100		
			kocioł olejowy	1	olej opałowy EKOTERM	20			
11	Bank Gospodarki Żywnościowej SA O/O w Malborku ul. 17-go Marca 43	2	kotły gazowo olejowe Schafer 50 kW	2	gaz ziemny	50	100		
12	Powiatowy Inspektorat Weterynarii ul. Boczna 1	2	kocioł węglowy	1	węgiel kamienny	100	100		
13	Zakład Karny ul. Poczty Gdańskiej 19A	2	kolektory słoneczne cwu	96	odnawialna		0		
14	Zespół Szkół Ponadgimnazjalnych Nr 4 - internat ul. 500 Lecia 23	2	kotłownia gazowa	2	gaz ziemny	84	168		
15	Żłobek nr 5 Pozytywnych Inicjatyw w Malborku ul. 500 Lecia 98	2	kotłownia gazowa	1	gaz ziemny	40	40		

Lp.	Adres źródła ciepła	Rejon	Typ kotłowni	Ilość	Rodzaj paliwa	Moc cieplna		Roczne zużycie paliwa	Uwagi
		bilansowy		kotłowni		Kotła	Kotłowni		
		(*)		[szt.]		[kW]	[kW]	[Mg, m3]	
16	Kąpielisko Miejskie Al. Armii Krajowej	2	kolektory słoneczne cwu	2	odnawialna		0		
17	Przedszkole Niepubliczne Bratek II ul. Derdowskiego 3	2	kocioł gazowy	1	gaz ziemny	80	80		
18	Przedszkole Niepubliczne Bajka ul. Gałczyńskiego 3	2	kocioł gazowy	1	gaz ziemny	50	50		
19	Specjalny Ośrodek Szkolno-Wychowawczy im. Marii Grzegorzewskiej - internat ul. Jagiellońska 79/82	2	kolektory słoneczne cwu	36	odnawialna		0		
20	Młodzieżowy Ośrodek Wychowawczy Nr 1 im. Tadeusza Kościuszki ul. Jagiellońska 94	2	kolektory słoneczne cwu	33	odnawialna		0		
21	Przedszkole Niepubliczne Promyk ul. Kościelna 10	2	kocioł gazowy	1	gaz ziemny	20	20		
22	Boisko sportowe ul. Kotarbińskiego	2	kolektory słoneczne cwu	4	odnawialna		0		
23	Zespół Szkół Ponadgimnazjalnych Nr 4 - basen i sala sportowa Plac narutowicza 14B	2	kolektory słoneczne cwu	75	odnawialna		0		
24	Przedszkole Nr 10 ul. Reymonta 3	2	kocioł węglowy - Heiztechnik QPLUS 55	1	węgiel kamienny	55	55	10,0	
25	Zespół Szkół nr 1 ul. Tczewska 13	2	kotłownia węglowa	2	węgiel kamienny	150	300		
26	Niepubliczny Zakład Opieki Zdrowotnej "MALMED" ul. Solskiego 1	2	kotłownia węglowa	2	węgiel kamienny	80	160		
27	Powiatowe Centrum Zdrowia Sp. z o.o. ul. Słowackiego 71	2	kolektory słoneczne cwu	50	odnawialna		0		
28	TESCO ul. Boczna	2	kocioł gazowy	1	gaz ziemny	50	50		
29	Lidl ul. de Gaulle'a	2	kocioł gazowy	1	gaz ziemny	80	80		
30	HELDRIK ul. Partyzantów 3b	2	kocioł gazowy	1	gaz ziemny	150	150		
31	Budynki biurowe Orange S.A. ul. Włociańska 4	2	kocioł gazowy	1	gaz ziemny	100	100		
32	Kupiecko-Wytwórcza Spółdzielnia Pracy "SPOŁEM" ul. Żeromskiego 12	2	kotłownia olejowa	1	olej opałowy EKOTERM	100	100		
<b>RAZEM</b>				<b>331</b>			<b>2 293</b>		

(\*) – zgodnie z podziałem miasta na rejony bilansowe wg. pkt. 3





## **ZAŁĄCZNIK NR 3.1      Baza danych o obiektach na terenie miasta Malbork – rejon bilansowy I**



## **ZAŁĄCZNIK NR 3.2      Baza danych o obiektach na terenie miasta Malbork – rejon bilansowy II**



## **ZAŁĄCZNIK NR 4.1. Stacje transformatorowe SN na terenie miasta Malbork**

## **ZAŁĄCZNIK NR 5. Schemat sieci gazowych średniego i niskiego ciśnienia na terenie miasta Malbork**

## **ZAŁĄCZNIK NR A. Odnawialne źródła energii - parametry techniczno-ekonomiczne wybranych instalacji**

### **1. Instalacje fotowoltaiczne**

Przetwarzanie energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną staje się coraz bardziej uzasadnione ekonomicznie. Energia elektryczna z ogniw fotowoltaicznych jest jeszcze stosunkowo droga, o czym decydują wysokie nakłady inwestycyjne na poszczególne urządzenia instalacji, w szczególności: panele fotowoltaiczne (panele PV), inwertery (falowniki) oraz akumulatory energii elektrycznej. Dodatkowo niekorzystnie na koszty wpływa stosunkowo krótka żywotność akumulatorów energii elektrycznej i paneli fotowoltaicznych.

Żywotność paneli PV jest oceniana na okres do 40 lat, ale w praktyce, ze względu na ich zużywanie się podczas eksploatacji, zaleca się ich wymianę po 20, a nawet po 10 latach.

Wyraźnie krótsza jest żywotność akumulatorów, spowodowana częstotnością ich ładowania i rozładowania. Dla akumulatorów kwasowych do niedawna podawano okres  $5 \div 6$  lat. Okres ten jest nadal obowiązujący ale, według zaleceń EUROBAT<sup>1)</sup>, żywotność może być utrzymana do 9-letniego okresu. W nowych rozwiązaniach konstrukcyjnych projektowana żywotność akumulatorów serii EN wynosi 10 lat i może być przedłużona przy pracy w warunkach optymalnych, w których jest wymagany odpowiedni poziom napięcia i prądu ładowania oraz praca w temperaturze zbliżonej do 20°C. Według zaleceń EUROBAT żywotność jest określana przy spadku pojemności do 80% wartości początkowej.

Według danych KAPE<sup>2)</sup> – na początku 2012 roku jednostkowy nakład inwestycyjny na instalację fotowoltaiczną mieści się w granicach od 10 000 zł/kW do 20 000 zł/kW<sup>3)</sup>. Do najdroższych w nakładach inwestycyjnych urządzeń instalacji zalicza się panele fotowoltaiczne, następne w kolejności są inwertery i akumulatory.

W niedalekiej przyszłości spodziewane jest znaczne obniżenie kosztów produkcji ogniw krzemowych. Według danych amerykańskich<sup>4)</sup> obecny koszt wytwarzania ogniwa kształtuje się na poziomie  $1,0 \div 1,1$  USD/W (wat mocy zainstalowanej ogniwa PV)<sup>5)</sup> a prognozuje się na okres najbliższego dziesięciolecia obniżenie kosztów produkcji do około 0,52 USD/W. Taka prognoza rokuje duże możliwości w rozwoju energetyki PV.

#### Określenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ocena efektywności ekonomicznej

Na podstawie danych warszawskich i gdyńskich wykonano oszacowanie miesięcznej i rocznej produkcji energii elektrycznej w odniesieniu do jednego kilowata mocy zainstalowanej w instalacjach PV. Wyniki oszacowania przedstawiono w tabeli 10.1. Dane z wykonanych obliczeń są wyj-

<sup>1)</sup> The European Storage Battery Manufacturers Association.

<sup>2)</sup> KAPE – Krajowa Agencja Poszanowania Energii.

<sup>3)</sup> Jednostkowy nakład inwestycyjny jest tu odniesiony do kilowatów mocy zainstalowanej w ogniwach PV.

<sup>4)</sup> Informacje CIRE – luty 2012.

<sup>5)</sup> Koszt produkcji ogniwa PV rzędu 1 USD/W znajduje pewne podobieństwo w nakładach inwestycyjnych na niektóre instalacje PV oferowane przez Pomorski Park Naukowo-Technologiczny w Gdyni. Dane liczbowe są zamieszczone w kolejnych rozdziałach niniejszej publikacji.

ściowe do wyznaczenia sprawności instalacji PV w obliczeniach kosztów wytwarzania energii elektrycznej. W zestawieniu w tabeli widać różnice w ilości wytworzonej energii elektrycznej. Może to wynikać z kilku powodów: z różnicy nasłonecznienia pomiędzy centralnymi rejonami kraju, a regionem północnym, z metody obliczeń, z dokładności pomiarów oraz z różnic w rozwiązaniach konstrukcyjnych paneli PV.

Do dalszych obliczeń w opracowanym algorytmie wyznaczono sprawność baterii PV, do tych obliczeń przyjęto dane według PPNT oraz średnie wieloletnie warunki nasłonecznienia na Wybrzeżu Gdańskim dla płaszczyzny nachylonej do poziomu pod kątem  $45^{\circ}$  i zwróconej ku południowi.

Tabela 10.1 Miesięczna i roczna produkcja energii elektrycznej z ogniw PV na podstawie danych pomiarowych z Politechniki Warszawskiej (PW) i danych według Pomorskiego Parku Naukowo-Technologicznego (PPNT). Produkcja energii elektrycznej jest odniesiona do jednego kilowata mocy zainstalowanej w panelach PV

Miesiąc	Według danych PW [kWh/kW]	Według danych PPNT [kWh/kW]
1	8,9	22,5
2	43,5	45,2
3	69,6	84,8
4	89,5	117,2
5	107,6	155,7
6	120,7	138,0
7	125,0	151,9
8	124,1	132,6
9	97,5	91,7
10	54,3	48,0
11	24,6	28,5
12	9,8	15,4
Produkcja roczna kWh/kW	<b>875,1</b>	<b>1031,5</b>

Obliczona sprawność paneli PV jest zmienna w czasie. Przyjęto wartości średnie miesięczne nasłonecznienia, miesięczną produkcję energii elektrycznej i wyznaczono średnią miesięczną sprawność paneli PV. Wyniki obliczeń przedstawiono na rys. 11.1

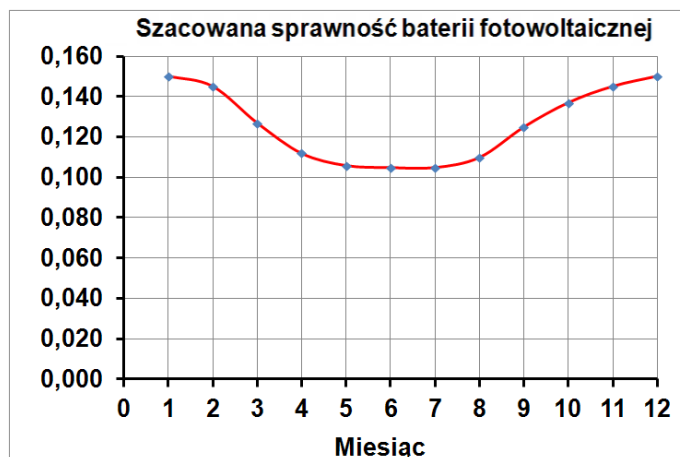
Sprawność ogniw PV jest wyraźnie niższa w okresie letnim w stosunku do okresu zimowego. Wyniki obliczeń uzyskane z wyżej wspomnianych danych pomiarowych potwierdzają fizyczne własności ogniw PV. Sprawność ich jest praktycznie niezależna od wartości nasłonecznienia, ale jest wrażliwa na temperaturę paneli. Wzrost temperatury obniża sprawność, o czym wspomniano we wstępie. Temperatura płyt krzemowych osiąga w okresie letnim poziom  $60\div 80^{\circ}\text{C}$ . Jeżeli wytwarzana moc elektryczna spada o  $0,2\div 0,5\%$  na każdy stopień powyżej  $25^{\circ}\text{C}$  to wydajność paneli PV obniża się o  $10\div 25\%$ . Te szacowania potwierdzają się w uzyskanych wyżej wynikach obliczeń.

W czasie eksploatacji wydajność baterii PV ulega pogorszeniu. Jak podają producenci paneli fotowoltaicznych, po dziesięciu latach pracy ilość wytworzonej energii elektrycznej spada do 90% wartości początkowej, a po dwudziestu latach pracy - do 80% wartości początkowej. Można na tej



podstawie przyjąć, że wydajność paneli PV obniża się liniowo – o 1% rocznie. Takie założenie przyjęto do zaprezentowanych niżej wyników obliczeń.

Obliczenie rocznej produkcji fotowoltaicznej energii elektrycznej jest pierwszym podstawowym krokiem do obliczenia efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia. Opisana wyżej - wyznaczona sprawność, jest fragmentem algorytmu obliczeniowego, który pozwala na elastyczny wybór gabarytów instalacji PV.



Rys. 11.1 Oszacowana średnia miesięczna sprawność krzemowych paneli fotowoltaicznych

Do wykonanego częściowego studium efektywności ekonomicznej przyjęto urządzenie PV o mocy zainstalowanej 3,25 kW zainstalowane na dachu ukośnym (patrz: m.in. tabela). W pierwszym roku eksploatacji wytwarza ona 3274 kWh energii elektrycznej, w dalszych latach – mniej - wobec postępującej powolnej degradacji fizycznej paneli PV. Założono do obliczeń, że panele fotowoltaiczne będą wymieniane po dwudziestu latach eksploatacji<sup>8)</sup>. Są to jedyne urządzenia, które w zestawie OnGrid ulegają systematycznej degradacji.

Zestaw fotowoltaiczny OnGrid dostarcza energię elektryczną bezpośrednio do sieci poprzez inwerter. Do obliczeń przyjęto jego sprawność równą 96%.

Urządzenie PV ma niewielką moc zainstalowaną, pracuje z niewielką siecią elektryczną. Straty mocy i straty energii w takiej sieci są bardzo małe. Składają się na nie: straty w przewodach, straty na złączach oraz w urządzeniach rozdzielczych. Do sporządzenia bilansu energetycznego założono, że sprawność takiej sieci jest równa 99%. W celu uproszczenia algorytmu obliczeniowego założono dodatkowo, że sprawności inwertera oraz sieci elektrycznej są stałe, niezależne od mocy wytwarzanej w instalacji PV.

#### Nakłady inwestycyjne, koszty zwrotu kapitałowego (koszty rozszerzonej reprodukcji) oraz koszty eksploatacyjne

Nakłady inwestycyjne na źródła PV są mocno zróżnicowane, na ogół są, jak dotychczas, zaliczane do wysokich. Do najdroższych elementów należą panele fotowoltaiczne. Podane we Wstępie informacje o jednostkowych kosztach produkcji ogniw PV według danych amerykańskich są bardzo optymistyczne zarówno dla kosztów prognozowanych jak też dla kosztów bieżących. Podawany koszt produkcji paneli PV rzędu 1,1 USD/W znajduje swoje odbicie w Polsce. Według informacji

<sup>8)</sup> Nie we wszystkich przypadkach może być zaakceptowany dwudziestoletni okres użytkowania paneli PV, może być oczekiwany krótszy okres. W taki przypadku są ponoszone dodatkowe nakłady inwestycyjne dla inwestycji etapowych. To zwiększy koszt wytwarzania fotowoltaicznej energii elektrycznej.

uzyskanych w PPNT w Gdyni koszt całego zestawu OnGrid może się zmieścić w wartości 1,2 Euro za wat mocy zainstalowanej, co oznacza, że jednostkowy nakład inwestycyjny (przy założeniu, że 1 Euro = 4,3 zł) ukształtuje się na poziomie 5200 zł/kW (kilowat mocy zainstalowanej). W tych kosztach uwzględnione są koszty wszystkich urządzeń instalacji oraz koszty transportu ale bez kosztów montażu. Koszty montażu są zróżnicowane i zależą od miejsca montażu. Szacuje się je na poziomie 0,2 ÷ 0,3 Euro/W, w szczególnych przypadkach mogą osiągnąć wartość 0,5 Euro/W.

Po uwzględnieniu kosztów montażu jednostkowe nakłady inwestycyjne na zestaw OnGrid, odniesione do mocy zainstalowanej, zmieszczą się w zakresie 6100 ÷ 7300 zł/kW. Są to wartości znacznie niższe od podawanych przez KAPE (patrz: wyżej) i jak pokazano w wynikach obliczeń, mogą się okazać optymistycznymi pod względem efektywności ekonomicznej w wytwarzaniu energii elektrycznej. Jest to najtańszy zestaw PV, są również inne - wyraźnie droższe.

W poniższych zestawieniach tabelarycznych podano wartości nakładów inwestycyjnych oraz obliczone wartości jednostkowych nakładów inwestycyjnych dla kilku wybranych wariantów instalacji PV.

Tabela 1.2 Nakłady inwestycyjne na zestawy fotowoltaiczne „OnGrid”

	System S	System M	System L	
Moc paneli PV	3,25 kW	5,5 kW	10,25 kW	
Nakład inwestycyjny, zł	22 700	37 000	67 000	Instalacja na dachu ukośnym
Jednostkowy nakład inwestycyjny, zł/kW	6985	6727	6537	
Nakład inwestycyjny, zł	26 000	41 800	79 500	Instalacja na dachu płaskim
Jednostkowy nakład inwestycyjny, zł/kW	8 000	7 600	7 756	
W koszcie wymienionych zestawów wliczone są koszty wszystkich urządzeń instalacji PV oraz konstrukcji mocujących włącznie z kosztami transportu na terenie Polski.				

Tabela 1.3 Nakłady inwestycyjne na zestawy fotowoltaiczne „OffGrid”

	System S	System M	System L	
Moc paneli PV	2,25	3,0	3,75	
Nakład inwestycyjny, zł	31 200	51 800	74 600	Instalacja na dachu ukośnym
Jednostkowy nakład inwestycyjny, zł/kW	12 480	17 266	19 893	
Nakład inwestycyjny, zł	34 300	56 300	87 200	Instalacja na dachu płaskim
Jednostkowy nakład inwestycyjny, zł/kW	15 288	18 766	23 253	
W koszcie wymienionych zestawów wliczone są koszty wszystkich urządzeń instalacji PV oraz konstrukcji mocujących włącznie z kosztami transportu na terenie Polski.				

Jak wspomniano we wstępie, akumulatory oraz panele fotowoltaiczne podczas eksploatacji ulegają stopniowej degradacji i po ustalonej liczbie lat powinny być wymienione. Koszt wymiany jest ko-

lejnym nakładem inwestycyjnym podczas eksploatacji obiektu, jest to etapowy nakład inwestycyjny.

W zestawach OnGrid wymianie podlegają tylko panele PV. Udział kosztów paneli w całkowitych nakładach inwestycyjnych instalacji jest oszacowany na poziomie około 55%. Szacowanie udziału wykonano na podstawie informacji o kosztach poszczególnych urządzeń, zamieszczonych w publikacjach specjalistycznych.

W zestawach OffGrid wymianie podlegają panele PV oraz akumulatory energii elektrycznej. Udział kosztów paneli i akumulatorów w całkowitych nakładach inwestycyjnych instalacji jest oszacowany na poziomie około 57%.

Do obliczeń przyjęto następujące założenia:

- 1) Kredyt bankowy, udzielony w inwestycji podstawowej a także w inwestycji etapowej, jest zwracany w okresie 5 lat, stopa oprocentowania kredytu jest równa 15% w skali rocznej, natomiast opłaty manipulacyjne są równe 2% od kwoty w dokonywanych operacjach finansowych.
- 2) Początkowe częściowe nakłady inwestycyjne pokryte ze środków własnych będą zwracane w okresie 20 lat, etapowe nakłady inwestycyjne pokryte ze środków własnych będą zwracane w okresie 10 lat. Coroczne wartości tych kosztów są policzone jako wartości średnie dyskontowe ze stopą dyskonta równą 6,5%<sup>9)</sup>. Wartości średnie dyskontowe są proporcjonalne do wkładu inwestycyjnego pokrytego ze środków własnych, a współczynnikiem proporcjonalności jest tu rata zwrotu kapitałowego (wcześniej zwana ratą rozszerzonej reprodukcji) zależna od przyjętej stopy dyskonta oraz liczby lat zwrotu nakładów inwestycyjnych<sup>10)</sup>.
- 3) Całkowity początkowy nakład inwestycyjny jest równy 22700 zł a wkład własny, według założeń przyjętych do obliczeń, jest równy 12700 zł. Całkowita wartość inwestycyjnego nakładu etapowego (wymiana paneli PV) jest równa 12450 zł, a wkład własny jest równy 6000 zł.

W urządzeniach PV nie ma poboru energii elektrycznej z zewnątrz podczas pracy instalacji, wobec tego nie ma kosztów zużycia energii. Używając pojęć z gospodarki energetycznej w energetyce można stwierdzić, że nie istnieje składnik tak zwanych zmiennych kosztów eksploatacyjnych<sup>11)</sup>.

Składnik stały kosztów eksploatacyjnych (w niniejszym artykule dalej zwany kosztami eksploatacyjnymi) według klasycznej metody kosztów rocznych jest proporcjonalny do wysokości nakładu inwestycyjnego, a współczynnikiem proporcjonalności jest rata stałych kosztów eksploatacyjnych, która zakłada, że w obliczeniowym okresie eksploatacji obiektu będą poniesione koszty co do wartości równe części nakładów inwestycyjnych.

W obliczeniach kosztów w niniejszym opracowaniu przyjęto założenia następujące:

<sup>9)</sup> Rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 25 listopada 1999 r. w sprawie wartości stopy dyskonta na 2000 rok do obliczania zdyskontowanej wartości netto dla przedsięwzięć termomodernizacyjnych realizowanych w budynkach mieszkalnych, lokalnej sieci ciepłowniczej dostarczającej ciepło do budynków z lokalnych źródeł ciepła, lokalnych źródeł ciepła oraz w przypadku zamiany konwencjonalnych źródeł energii na źródła niekonwencjonalne. (Dz. U. z dnia 30 listopada 1999 r.) [7].

<sup>10)</sup> Rata zwrotu kapitałowego, niegdyś nazywana ratą rozszerzonej reprodukcji, jest opisana następującym wzorem:

$$r = \frac{d \cdot (1+d)^N}{(1+d)^N - 1}, \quad \text{gdzie: } N - \text{liczba lat zwrotu nakładów inwestycyjnych, } d - \text{stopa dyskonta.}$$

<sup>11)</sup> W klasycznym rachunku kosztów rocznych stosowanym w energetyce w ocenach przedsięwzięć inwestycyjnych oraz w studiach optymalizacyjnych koszty eksploatacyjne dzielą się na koszty stałe i koszty zmienne. Przyjęte nazewnictwo czasami budzi pewne nieporozumienia. Koszty zmienne to są ściśle zależne od ilości wytworzonego produktu (tu: energii elektrycznej), koszty stałe są niezależne od ilości wytwarzanej energii. Do tych ostatnich należą koszty napraw, remontów, koszty przeglądów, koszty osobowe ruchu, itp. eksploatacyjne koszty stałe i zmienne mogą się zmieniać z roku na rok.

- a) w obliczeniowym dwudziestoletnim okresie eksploatacji instalacji PV koszty eksploatacyjne będą równe 20% początkowych nakładów inwestycyjnych, a więc rata tych kosztów jest równa 0,01;
- b) koszty eksploatacyjne równe jednemu procentowi początkowych nakładów inwestycyjnych są przypisane do pierwszego roku eksploatacji;
- c) w kolejnych latach użytkowania obiektu zakłada się, że koszty te będą systematycznie wzrastać ze stopą wzrostu równą 1% rocznie.

#### Metoda obliczenia efektywności ekonomicznej

W ocenie efektów ekonomicznych posłużono się metodą kosztów narastających, nazwana również metodą LCC (Live Cycle Costs). Metoda ta polega na tym, że do kosztów początkowych, którymi są nakłady inwestycyjne, dodaje się koszty wydatkowane w ciągu kolejnych lat eksploatacji obiektu. Algorytm obliczeń w niniejszym studium sformułowano z punktu widzenia użytkownika instalacji fotowoltaicznej.

Kosztem początkowym jest część wkładu inwestycyjnego pokryta ze środków własnych użytkownika natomiast dodawane do kosztów początkowych coroczne kwoty zawierają:

- a) koszty eksploatacyjne – ponoszone we wszystkich latach eksploatacji,
- b) roczną spłatę kredytu bankowego, koszty oprocentowania kredytu oraz koszty manipulacyjne w przewidzianym okresie spłaty kredytu (założony okres 5 lat odniesiony zarówno do początkowych nakładów inwestycyjnych jak też do nakładów etapowych),
- c) koszty zwrotu kapitałowego, tu: zwrot własnego wkładu inwestycyjnego w okresie 20 lat dla nakładów początkowych i w okresie 10 lat dla nakładów etapowych.

Użytkownik pozyskuje energię elektryczną z własnej instalacji PV w związku z tym nie kupuje tej ilości energii elektrycznej z sieci zawodowej. Powstają w ten sposób tak zwane „koszty uniknięte”, które obniżają wspomniane wyżej coroczne koszty obsługi urządzeń PV.

Koszty uniknięte są zależne od ceny konwencjonalnej energii elektrycznej aktualnej w kolejnych latach. Jeśli instalacja OnGrid pracuje u odbiorcy przemysłowego, to należy przypisać opłatę za energię wnoszoną przez odbiorcę według odpowiedniej taryfy. Do obliczeń przyjęto, że odbiorca rozlicza się za użytkowanie energii według taryfy C11 i opłata wynosi 0,53 zł/kWh.

Koszt energii wzrasta. Przyjęto założenie, że wzrost ten jest równy 3,53% w skali roku w okresie eksploatacji, co wynika z kolejnego założenia, że koszt energii elektrycznej wzrośnie do dwukrotnej wartości po 20 latach. Można przypuszczać, że jest to spodziewany minimalny wzrost kosztów energii. Projektanci nowych obiektów, w tym również instalacji PV, przyjmują wyższe wzrosty – rzędu 5% lub nawet 10% rocznie. Takie założenia wydają się także uzasadnione. Jeśli przyjmie się założenie, że przyrost 3,53% jest błędny bo zbyt ostrożny, to jest to błąd w kierunku bezpiecznym. Jeśli tu uda się znaleźć obszary opłacalności obiektu PV, to tym bardziej opłacalność będzie uzyskana przy większych wzrostach kosztów energii.

Użytkownik instalacji PV może część wytworzonej energii sprzedawać innemu odbiorcy według ustalonej kwoty umownej, ale na warunkach zgodnych z przepisami prawa. W tej sytuacji koszty uniknięte są odpowiednio mniejsze, a użytkownik otrzymuje zapłatę za sprzedaną energię PV. Uzyskany dochód jest pomniejszony o wartość odprowadzonego podatku od dochodu, jeśli taki podatek zostanie przewidziany. W wykonanych obliczeniach przyjęto wariant sprzedaży połowy wytworzonej energii elektrycznej PV po kosztach jednostkowych równych 0,45 zł/kWh w pierwszym roku eksploatacji. Przyjęto założenie, że kwota ta będzie wzrastać 3,53% rocznie. Przyjęto też, że odprowadzany podatek jest równy 23% wartości przychodu.

Koszty narastające dla obiektu PV porównano z kosztami narastającymi, jakie powstałyby przy

zakupie konwencjonalnej energii elektrycznej według wyżej wspomnianej taryfy C11 i przy wyżej opisanym założonym wzroście kosztów jednostki energii loco odbiorca. Tu, w opisywanych obliczeniach przyjęto, że początkowe koszty są równe zero. Liczone są tylko koszty „konkurencyjnej” energii elektrycznej. Instalacja elektryczna u danego odbiorcy musi istnieć i musi być podłączona do sieci konwencjonalnej. Przy sumowaniu poniesionych kosztów w kolejnych latach przyjęto stopę dyskonta równą 8%.

W wykonanych obliczeniach kosztów narastających wartości zsumowanych kosztów dyskontowano na koniec  $j$ -tego roku - dla  $j$ -letniego przedziału czasowego z  $n$ -letniego horyzontu czasowego ( $j = 1, 2, 3, 4, \dots, n-1, n$ ).

Tak zdefiniowany sposób obliczeń i model kosztów narastających daje użytkownikowi instalacji PV ułatwiony wizualnie pogląd na stan jego kosztów i zysków przewidywanych na kolejny  $j$ -ty rok eksploatacji źródła elektrycznej energii fotowoltaicznej.

### Wyniki obliczeń i dyskusja wyników

W obliczeniach dotyczących efektywności ekonomicznej instalacji energetycznych przyjmuje się, przykładowo – okresy 10, 15 i 20-letnie. W wykonanych obliczeniach przyjęto 50-letni horyzont czasowy. Trafność jakichkolwiek prognoz w tak długim okresie czasu jest problematyczna. W tym jednakże przypadku chodziło o teoretyczne pokazanie kierunku zmian kosztów w odległym okresie czasu w odniesieniu do założeń przyjętych do obliczeń.

W wykonanych obliczeniach przeprowadzono uproszczoną wersję studium parametrycznego, w którym wprowadzono trzy warianty danych:

1) Wzrost kosztów jednostkowych konwencjonalnej energii elektrycznej:

Wariant W1: - 3,53% rocznie,

Wariant W2: - 5,0% rocznie.

W tych wariantach założono, że użytkownik nie sprzedaje fotowoltaicznej energii elektrycznej, sam ją zużywa w całości.

2) Wariant W3: Przy 5-cio procentowym wzroście kosztów jednostkowych konwencjonalnej energii elektrycznej (jak w W2) odbiorca sprzedaje połowę wytworzonej energii fotowoltaicznej.

Pozostałe dane liczbowe przyjęto do obliczeń tak, jak opisano powyżej.

Na rysunkach 1.2A, B i 1.3 jest pokazana zmienność kosztów narastających dla trzech wariantów: Wariant W1 – na rys. 1.2A, wariant W2 – na rys. 1.2.B, wariant W3 – na rys. 1.3.

Funkcja na wszystkich rysunkach opisana numerem 1, oznacza narastanie rocznych kosztów zakupu konwencjonalnej energii elektrycznej w takiej ilości, jaka jest wytwarzana w źródle fotowoltaicznym. To narastanie kosztów rozpoczyna się od wartości zerowej, co wynika z założenia przyjętego do niniejszego opracowania, w którym jest stwierdzone, że instalacja PV jest dodana do już istniejącej konwencjonalnej instalacji elektrycznej. Sumowanie kosztów odbywa się z 8 procentową stopą dyskonta.

Funkcja na wszystkich rysunkach opisana numerem 2, oznacza narastanie rocznych kosztów użytkowania instalacji PV, w których wartością początkową jest wartość tej części nakładu inwestycyjnego, która jest pokryta ze środków własnych. W tej funkcji, w wariantach W1 i W2 nie uwzględniono kosztów unikniętych a w wariantcie W3 kosztów unikniętych pochodzących z niesprzedanej połowy wytworzonej energii PV oraz dochodu ze sprzedaży połowy wytworzonej fotowoltaicznej energii elektrycznej. W funkcji nr 2 sumowanie kosztów odbywa się z 6,5 procentową stopą dyskonta.

Funkcja na wszystkich rysunkach, opisana numerem 3, oznacza narastanie rocznych kosztów użytkowania instalacji PV, w których wartość początkowa jest taka, jak dla funkcji nr 2. W tej

funkcji, w wariantach W1 i W2 uwzględniono koszty uniknięte a w wariantcie W3 koszty uniknięte pochodzące z niesprzedanej połowy wytworzonej energii PV oraz dochód ze sprzedaży drugiej połowy wytworzonej fotowoltaicznej energii elektrycznej. W funkcji nr 3 sumowanie kosztów odbywa się także z 6,5 procentową stopą dyskonta.

Funkcja nr 2, w przedstawionym uproszczonym studium parametryczny kosztów, odgrywa rolę pomocniczą, nie prowadzi bezpośrednio do wniosków o ekonomicznej efektywności wykorzystania fotowoltaiki. W ocenie tej efektywności decydującą rolę spełniają funkcje 1 i 3.

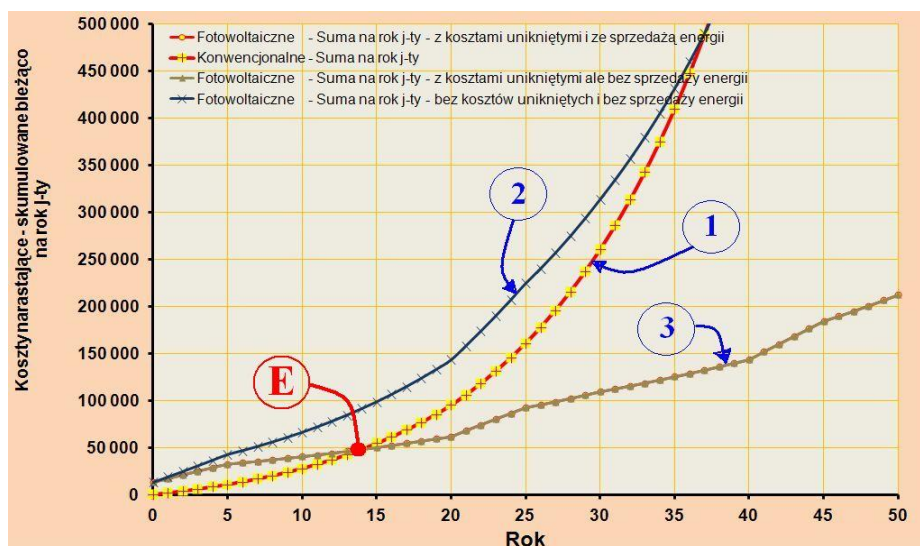
We wszystkich wariantach obliczeniowych obserwujemy przecięcie się wykresów tych funkcji zaistniałe w punkcie E.

W początkowych latach eksploatacji, na lewo od punktu E, wypadkowe koszty użytkowania instalacji PV są większe, niż koszty kupowanej konwencjonalnej energii elektrycznej. W dalszych latach – na prawo od punktu E – zsumowane koszty instalacji PV są niższe od zsumowanych kosztów energii konwencjonalnej.

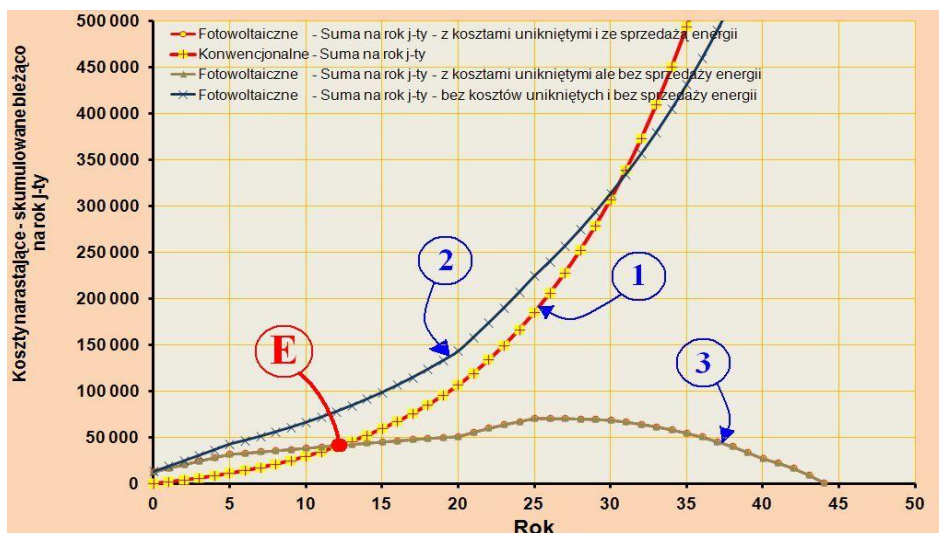
Rok, któremu przypisano punkt E, wyznacza okres zrównania kosztów a to jednocześnie oznacza zwrot nakładów inwestycyjnych wyłożonych na instalację fotowoltaiczną.

W wariantach W1 i W3 przewidywane zrównanie kosztów nastąpiło w czternastym roku eksploatacji, w wariantcie W2 – w dwunastym roku eksploatacji instalacji PV.

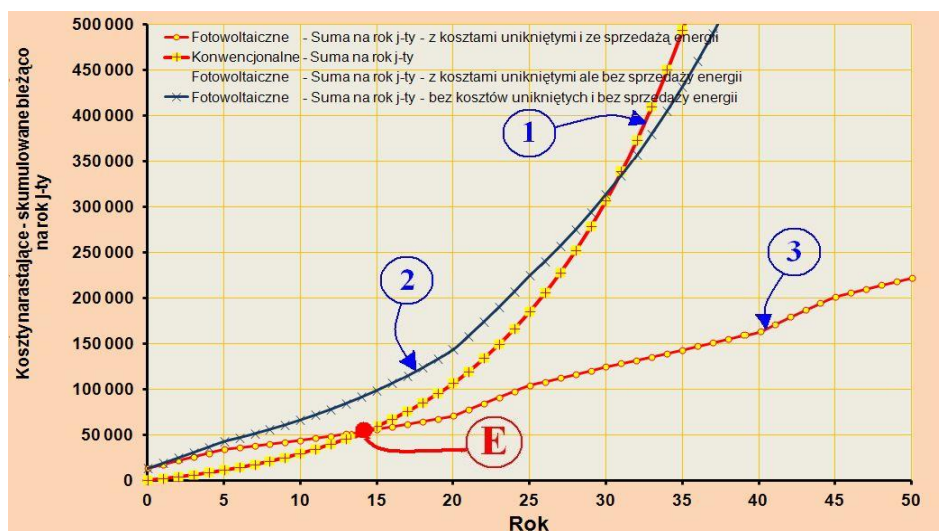
A)



B)



Rys. 1.2 Koszty narastające instalacji PV: A) dla wariantu W1, B) dla wariantu W2



Rys. 1.2 Koszty narastające instalacji PV dla wariantu W3

W obliczeniach wariantu W2 jest, w porównaniu do wariantu W1, jest zwiększona wartość rocznego wzrostu jednostkowych kosztów konwencjonalnej energii elektrycznej. Z oczywistych powodów należy spodziewać się polepszenia warunków ekonomicznej opłacalności instalacji PV, co rzeczywiście nastąpiło w porównaniu kosztów narastających.

Wariant W3 jest mniej korzystny w stosunku do wariantu W2. Wynikło to stąd, że użytkownik PV sprzedaje część swojej energii, zgodnie z ustawowymi możliwościami. Warunki sprzedaży energii elektrycznej są dla użytkownika PV mniej korzystne, niż warunki zadane w kosztach unikniętych ponieważ jest niższa cena sprzedawanej energii elektrycznej, mimo to wariant ten także należy uznać za korzystny.

W wariantcie W2 jest jeszcze jeden ciekawy rezultat. Koszty instalacji PV w 44 roku osiągają wartość zerową. W następnych latach są to już wartości ujemne, co oznacza, że instalacja fotowoltaiczna zaczyna przynosić finansowe zyski już liczone w skali bezwzględnej. Zyski te przyszły tu dopiero w drugim pokoleniu. Uzyskane wyniki obliczeń są swego rodzaju prognozą, której trafność na tak odległy termin budzi duże wątpliwości. Można jednak zgodzić się z wnioskiem, że tu wskazany jest kierunek korzystnych zmian w zakresie ekonomicznej efektywności i w zakresie poszukiwania kierunków rozwoju fotowoltaiki. Do tych prac potrzebne jest bardzo bogate rozwi-



nięcie studiów parametrycznych. Podobnie uformowane studia parametryczne można z dużym powodzeniem zastosować w innych gałęziach gospodarki.

Wykonane obliczenia i uzyskane rezultaty, opisane w opracowaniu, wskazują na bezwzględną konieczność zmiany poglądów w krajowych instytucjach decyzyjnych w zakresie finansowania przedsięwzięć w energetyce, w szczególności w energetyce odnawialnej. Efekty gospodarcze w tej gałęzi należą do długofalowych – kilkupokoleniowych.

Zrealizowane uproszczone studium opłacalności ekonomicznej wskazuje, że nawet dla drogiej pod względem inwestycyjnym instalacji fotowoltaicznych jest już realne znalezienie obszarów opłacalności ekonomicznej, choć jest to jeszcze opłacalność bardzo ostrożna. Realność ta jest tym bardziej prawdziwa, że jest już zapowiedziane znaczne obniżenie kosztów produkcji ogniw fotowoltaicznych (patrz: informacja we wstępie).

W zrealizowanym studium nie uwzględniono wielu danych, które mogłyby bardzo skutecznie poprawić wizerunek opłacalności ekonomicznej instalacji PV. Można tu wymienić niektóre z nich:

- 1) Użytkownik instalacji PV może pozyskać dotację finansową do nakładów inwestycyjnych, która w rezultacie spowoduje obniżenie corocznych kosztów bieżących.
- 2) Umowy międzynarodowe w krajach Unii Europejskiej żądają wzrostu ilości wytwarzania energii odnawialnej. Nie dotrzymanie warunków umowy może spowodować nałożenie kar pieniężnych, które można przypisać elektrycznej energii konwencjonalnej jako dodatkowe koszty jej wytwarzania.
- 3) Należy spodziewać się zwiększenia kosztów wytwarzania konwencjonalnej energii elektrycznej wynikających z coraz trudniejszym pozyskiwaniem kopalnych surowców energetycznych (zwiększające się koszty ich wydobywania).
- 4) Kontynuacja technologii węglowych w elektroenergetyce może doprowadzić do konieczności redukcji emisji CO<sub>2</sub> poprzez:
- 5) Zastosowanie wychwytywania dwutlenku węgla w specjalnych filtrach,
- 6) Zastosowanie technologii CCS, itp.
- 7) Redukcja emisji CO<sub>2</sub> zwiększy koszt wytwarzania konwencjonalnej energii elektrycznej.

## 2. Kolektory słoneczne

Według dotychczasowych doświadczeń w Polsce najczęściej stosowane są kolektory płaskie. Za wyborem tych kolektorów przemawia kilka argumentów. Płaskie kolektory są znacznie tańsze od kolektorów rurowych. W okresie dużego nasłonecznienia w kolektorach rurowych może być osiągnięta wysoka temperatura czynnika obiegowego, co może stwarzać spore problemy w przypadku małego zużycia ciepłej wody.

Instalacje słoneczne współpracujące z pompami ciepła należą do rzadziej spotykanych. Skojarzenie tych urządzeń daje wyraźnie lepsze efekty energetyczne w porównaniu do instalacji tylko z kolektorami, ale taki obiekt jest drogi pod względem kosztów inwestycyjnych i, jak dotychczas, jest ekonomicznie nieopłacalny, ponadto jest mało rozpoznany zarówno teoretycznie jak też pod względem praktyki eksploatacyjnej.

Ostatecznie jest wskazane budować instalacje słonecznego ogrzewania wody z kolektorami płaskimi. Źródła te w ostatecznym bilansie stanowią rezerwę energii, nie stanowią rezerwy mocy cieplnej. W związku z tym instalacja słoneczna musi współpracować z innym źródłem ciepła zdolnym do wytworzenia zadanej mocy cieplnej. Dodatkowo jest konieczne zainstalowanie zbiornika magazynującego ciepłą wodę.



Instalacje słonecznego ogrzewania wody użytkowej, współpracujące z konwencjonalnymi źródłami ciepła, znalazły najlepsze zastosowanie dla małych odbiorców, do których należą, między innymi, odbiorcy jednorodzinni. W niniejszym opracowaniu takie instalacje są zaproponowane do użytkowania.

### Bilans energetyczny i ocena ekonomicznej efektywności instalacji słonecznego ogrzewania wody z kolektorami płaskimi

W pierwszym kroku należy obliczyć dane konstrukcyjne instalacji słonecznej. Obliczamy powierzchnię baterii kolektorów, ponieważ ona decyduje o ilości ciepła dostarczonego użytecznie do odbiorcy w rocznym przedziale czasowym. Biorąc pod uwagę w rocznym bilansie energetycznym udział ciepła słonecznego w pokryciu rocznego zapotrzebowania na ciepło (w ciepłej wodzie użytkowej) u np. kilkuosobowego odbiorcy (odbiorca jednorodzinny) stwierdza się, udział ten praktycznie jest niezależny od pojemności zbiornika akumulacyjnego pod warunkiem, że jest ona nie mniejsza niż 200 litrów. Pojemność zbiornika można więc dostosować do wymogów użytkownika<sup>19)</sup>.

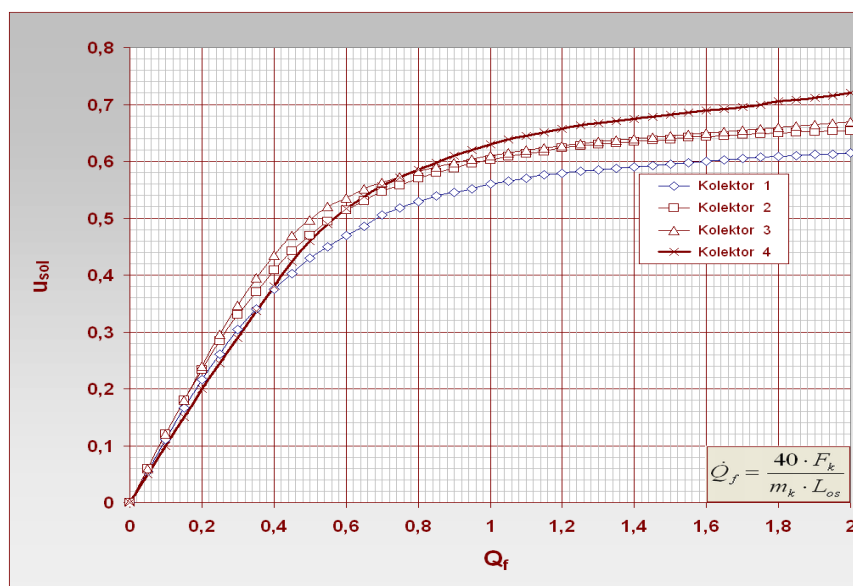
Powierzchnię baterii kolektorów można wyznaczyć posługując się zależnością opisującą udział energii słonecznej w pokryciu rocznego zapotrzebowania na ciepło w ciepłej wodzie użytkowej –  $u_{sol}$  – jako funkcje zmiennej uogólnionej –  $Q_f$  – opisanej poniższą zależnością

$$Q_f = \frac{40 \cdot F_k}{M_k}$$

gdzie:

$F_k$  - powierzchnia baterii kolektorów, [m<sup>2</sup>],

$M_k$  - średnie dobowe zużycie ciepłej wody przez odbiorcę, [kg/dobę].

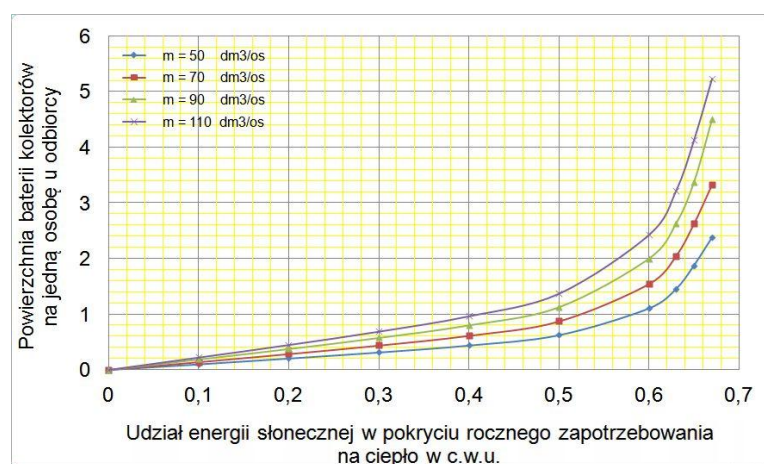


Rys. 2.1 Zależność opisująca roczny udział ciepła słonecznego w pokryciu zapotrzebowania na ciepło w c.w.u. w funkcji zmiennej uogólnionej. Zależność opracowana dla czterech typów cieczowych kolektorów słonecznych dostępnych w Polsce

<sup>19)</sup> Wyniki badań własnych przeprowadzane przez autora w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej.

Powyższy wykres, wykonany dla warunków nasłonecznienia panujących w województwie pomorskim, opisujący wydajność instalacji słonecznego ogrzewania wody wskazuje, że nie jest celowe przewymiarowanie instalacji, czyli przewymiarowanie baterii kolektorów. Po osiągnięciu pewnej wartości powierzchni baterii kolektorów wzrost udziału energii słonecznej ulega silnemu nasyceniu, co powoduje, że każdy przyrost wkładu inwestycyjnego nie da odpowiednio dużego przyrostu użytecznie wytworzonego ciepła, przez co zmniejsza się ekonomiczna efektywność całej instalacji. Należy pamiętać, że powierzchnia baterii kolektorów jest mocno zależna od wielkości zużycia ciepłej wody przez odbiorcę (patrz: zmienna uogólniona -  $Q_f$ ).

We wstępnych projektach instalacji wygodnie jest przyjmować do obliczeń powierzchnię baterii kolektorów przypadającą na jedną osobę u odbiorcy. Wielkość tej powierzchni jest zależna od średniego dobowego zużycia ciepłej wody przez jedną osobę. Powyższe uwagi zilustrowano kolejnym wykresem na rys.2.2.



Rys. 2.2 Jednostkowa powierzchnia baterii kolektorów w zadanym udziale energii słonecznej w pokryciu rocznego zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową

Z przeprowadzonych obliczeń zilustrowanych na rys. 2.2 widać, że w projekcie instalacji słonecznej nie jest uzasadnione zakładać udział energii słonecznej większy niż 60% niezależnie od tego jak duże jest zużycie ciepłej wody u odbiorcy.

W projekcie założeń przyjęto następujące wskaźniki:

- udział energii słonecznej w pokryciu rocznego zapotrzebowania na ciepło w c.w.u. dla typowej rodziny (4-osobowej) jest dla każdej projektowanej instalacji równy 60%,
- projektowe dobowe średnie zużycie ciepłej wody przez jedną osobę jest równe 90 dm<sup>3</sup>/dobę.

Przeprowadzane obliczenia wykonane dla powyższych założeń wskazują na to, że można już znaleźć obszary opłacalności dla słonecznego ogrzewania wody. W ocenie efektywności ekonomicznej instalacji słonecznej bardzo ważne jest, z jakim rodzajem energii konwencjonalnej będzie konkurować energia słoneczna. Jej opłacalność jest osiągalna z drogimi nośnikami konwencjonalnymi: z energią elektryczną – szczególnie rozliczanej według taryfy dziennej, z olejem opałowym, z gazem butlowym. W tych przypadkach możliwe jest uzyskanie zwrotu nakładów inwestycyjnych w okresie co najmniej sześciu lat. Na ten okres bardzo duży wpływ ma również ilość ciepłej wody zużywanej przez odbiorcę. Opłacalność jest tym łatwiej osiągalna, im jest większe zużycie wody.

Opłacalność ekonomiczna nie jest osiągalna w przypadkach, gdy energia słoneczna miałaby konkurować z ciepłem sieciowym lub z gazem ziemnym (jeszcze tak, gdy są stosunkowo niskie ceny gazu).

W podsumowaniu powyższych w dużym skrócie podanych informacji stwierdza się, że przed podjęciem decyzji o zainstalowaniu słonecznego ogrzewania wody należy w każdym indywidualnym

przypadku trzeba przeprowadzić szczegółową ocenę efektywności technicznej oraz ekonomicznej.

Dla rodziny 4-osobowej w ciągu roku energia słoneczna dostarczy 11,58 GJ energii. To daje obniżenie zużycia energii pierwotnej. Gdyby sprawność przetwarzania energii pierwotnej na użyteczną była równa  $\eta_c = 0,8$ , wówczas oznaczałoby to zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 14,48 GJ, co w przeliczeniu na masę węgla o wartości opałowej 20 MJ/kg daje 724 kg węgla.

Obniżenie kosztów zakupu energii konwencjonalnej (tak zwane: koszty uniknięte) jest przedstawione w poniższej tabeli 2.1, dla założonych wartości ceny paliw i energii elektrycznej określonych w tej tabeli.

Tabela 2.1 Koszty uniknięte powstałe u jednego odbiorcy w rezultacie słonecznego ogrzewania wody – obliczone dla różnych nośników energii konwencjonalnej

L.p.	Nośnik energii konwencjonalnej	Cena jednostkowa	Cena w przeliczeniu na wartość kaloryczną	Roczne koszty uniknięte
1.	Olej opałowy	3,5 zł/dm <sup>3</sup>	95,5 zł/GJ	1 100 zł/a
2.	Energia elektryczna – taryfa dzienna	0,50 zł/kW·h	139,0 zł/GJ	1 600 zł/a
3.	Energia elektryczna – taryfa nocna	0,30 zł/kW·h	83,0 zł/GJ	960 zł/a
4.	Gaz ziemny	2,0 zł/m <sup>3</sup>	56,0 zł/GJ	650 zł/a

Preferuje się wykorzystanie termicznej konwersji energii słonecznej do ogrzewania wody użytkowej w gospodarstwach domowych i w obiektach użyteczności publicznej, ponieważ jest to najtańszy spośród wszystkich sposobów wykorzystania energii słonecznej.

Nie zaleca się jeszcze słonecznego ogrzewania pomieszczeń w dotychczasowym budownictwie mieszkaniowym, ponieważ jest to jeszcze mało efektywne pod względem technicznym i także pod względem ekonomicznym. Zagadnienie to jest jeszcze w fazie badań i zastosowanie jest na skalę półtechniczną. Bardzo ważnym zagadnieniem w tej dziedzinie jest uzyskanie taniej i wysokowydajnej sezonowej akumulacji ciepła.

### 3. Pompy ciepła

#### Bilans energetyczny i ocena ekonomicznej efektywności pomp ciepła

Bilans energetyczny pompy ciepła zostanie zaprezentowany na przykładzie małego odbiorcy. Przy wyborze wariantu zasilania w ciepło porównana jest pompa ciepła z konwencjonalnym kotłem olejowym lub gazowym. Odbiorca ma szczytową moc cieplną obciążenia 12 kW, w której jest suma mocy cieplnej na ogrzewanie pomieszczeń i na ogrzewanie wody użytkowej. Pompa ciepła jest napędzana przy wykorzystaniu energii elektrycznej.

Przyjęto następujące założenia:

- sprawność elektrycznego systemu przesyłowego jest równa 31,5%,
- sprawność kotła jest równa 90%,
- cena oleju opałowego jest równa 3,50 zł/litr czyli 4,22 zł/kg,

- cena gazu ziemnego jest równa  $2,0 \text{ zł/m}^3$ ,
- cena energii elektrycznej jest równa  $0,50 \text{ zł/kWh}$ .

Wykonano bilans zużycia energii loco odbiorca (na poziomie energii końcowej) oraz roczny koszt zakupu paliwa lub energii elektrycznej, który przedstawia się następująco:

- 1) Roczne zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania pomieszczeń i wody użytkowej jest równe  $131,5 \text{ GJ}$ .
- 2) Roczne zużycie ciepła wprowadzonego w paliwie do kotła jest równe  $146 \text{ GJ}$ , co odpowiada zużyciu  $3476 \text{ kg}$  oleju opałowego lub  $4170 \text{ m}^3$  gazu ziemnego.
- 3) Do napędu pompy ciepła, jako alternatywnego źródła ciepła, zużyte jest u odbiorcy w ciągu roku  $8712 \text{ kWh}$  energii elektrycznej, co w przeliczeniu na energię pierwotną dla wyżej podanej sprawności systemu przesyłowego, daje wartość  $99,6 \text{ GJ}$  rocznie. Wartość ta w przeliczeniu na paliwo daje wartość  $2370 \text{ kg}$  oleju opałowego lub  $2846 \text{ m}^3$  gazu ziemnego.
- 4) W przypadku zastosowania pompy ciepła nastąpiło zmniejszenie zużycia energii na poziomie pierwotnym o  $46 \text{ GJ/a}$ .
- 5) Roczny koszt zakupu
  - energii elektrycznej:  $4310 \text{ zł/a}$ ,
  - oleju opałowego:  $14670 \text{ zł/a}$  – różnica wydatków:  $14670 - 4310 = 10360 \text{ zł/a}$ ,
  - gazu ziemnego:  $8310 \text{ zł/a}$  - różnica wydatków:  $8310 - 4310 = 4000 \text{ zł/a}$ .

Nakład inwestycyjny na konwencjonalną kotłownię wynoszą ok.  $20000 \text{ zł}$ , natomiast na instalację pompy ciepła ok.  $50000 \text{ zł}$  - różnica w nakładach inwestycyjnych wynosi  $30000 \text{ zł}$ .

Można porównać roczny koszt ciepła sieciowego z kosztem ogrzewania pompą ciepła. Jeśli sprawność instalacji rozprowadzającej ciepło po budynku jest równa  $85\%$  (wypadkowa sprawność instalacji co i c.w.u) a jednostkowy koszt ciepła sieciowego jest równy  $50 \text{ zł/GJ}$ , wówczas roczny koszt ogrzewania jest równy:  $50 \cdot 131,5 / 0,85 = 7740 \text{ zł/a}$ . Różnica rocznych wydatków w stosunku do ogrzewania pompą ciepła jest równa  $7740 - 4310 = 3430 \text{ zł/a}$ .

Powyżej przedstawiono uproszczoną analizę bilansu energetycznego i kosztów energii dla małego odbiorcy prywatnego. Należy się spodziewać zbliżonych relacji w odniesieniu do większych odbiorców. Pompa ciepła pod względem ekonomicznym należy do najbardziej efektywnych niekonwencjonalnych źródeł ciepła.

Każdy przypadek inwestycji z pompami ciepła powinien być traktowany indywidualnie.