

C Z Ę Ś Ć I V

MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA
ISTNIEJĄCYCH NADWYŻEK I LOKALNYCH ZASOBÓW
PALIW I ENERGII Z UWZGLĘDNIENIEM ENERGII
ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA WYTWARZANYCH W
ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁACH ENERGII, ENERGII
ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA UŻYTKOWEGO
WYTWARZANYCH W KOGENERACJI ORAZ
ZAGOSPODAROWANIA CIEPŁA ODPADOWEGO

Gdańsk, luty 2016

Część IV - SPIS TREŚCI

1	ANALIZA WYSTĘPOWANIA I OCENA MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA ISTNIEJĄCYCH NADWYŻEK ENERGII CIEPLNEJ	3
1.1	OCENA MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA NADWYŻEK ENERGII CIEPLNEJ Z ISTNIEJĄCYCH PRZEMYSŁOWYCH I LOKALNYCH ŹRÓDEŁ CIEPŁA	3
2	OCENA MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA ORAZ ZAGOSPODAROWANIA CIEPŁA ODPADOWEGO Z INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH	5
2.1	ZAGOSPODAROWANIE CIEPŁA ODPADOWEGO Z INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH.....	5
3	OCENA MOŻLIWOŚCI WPROWADZENIA SKOJARZONEGO WYTWARZANIA CIEPŁA I ENERGII ELEKTRYCZNEJ	6
3.1	OCENA MOŻLIWOŚCI WPROWADZENIA GOSPODARKI SKOJARZONEJ W ŹRÓDŁACH CIEPŁA EKSPLOATOWANYCH PRZEZ OPEC GDYNIA.....	6
3.2	OCENA MOŻLIWOŚCI WPROWADZENIA GOSPODARKI SKOJARZONEJ W LOKALNYCH I PRZEMYSŁOWYCH ŹRÓDŁACH CIEPŁA W OPARCIU O GAZ ZIEMNY	8
4	OCENA ZASOBÓW I MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA ENERGII CIEPLNEJ ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH I NIEKONWENCJONALNYCH.....	9
4.1	OCENA ZASOBÓW ENERGII CIEPLNEJ ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH.....	9
4.2	MOŻLIWOŚCI PRODUKCJI ENERGII W ŹRÓDŁACH ODNAWIALNYCH.....	11
4.2.1	Instalacje fotowoltaiczne – elektrownie PV	11
4.2.2	Elektrownie wiatrowe	16
4.2.3	Ogrzewanie słoneczne.....	18
4.2.4	Wykorzystanie pomp ciepła.....	22
4.2.5	Technologie OZE nie znajdujące zastosowania lub znajdujące ograniczone zastosowanie na terenie miasta Gdyni	26
4.3	MOŻLIWOŚCI LOKALIZACYJNE ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII	27

1 ANALIZA WYSTĘPOWANIA I OCENA MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA ISTNIEJĄCYCH NADWYŻEK ENERGII CIEPLNEJ

1.1 Ocena możliwości wykorzystania nadwyżek energii cieplnej z istniejących przemysłowych i lokalnych źródeł ciepła

Uwzględniając aktualne zapotrzebowanie na energię cieplną dla celów grzewczych i technologicznych oraz szereg takich czynników jak:

- parametry techniczne kotłowni;
- dane dotyczące charakteru działalności i wielkości produkcji;
- lokalizację zakładu oraz możliwości jego rozbudowy;
- wnioski wynikające z wizji lokalnej,

wytypowano przemysłowe i lokalne kotłownie zlokalizowane na obszarze miasta, które dysponują wyraźną nadwyżką zainstalowanej mocy w źródle ciepła w stosunku do aktualnego i perspektywicznego zapotrzebowania na energię cieplną. Poniżej przedstawiono krótki bilans obciążeń cieplnych Elektrociepłowni Gdynskiej oraz charakterystykę ww. wytypowanych kotłowni.

Elektrociepłownia Gdynska

Największym źródłem ciepła w Gdyni jest Elektrociepłownia Gdynska, należąca do Elektrociepłowni „Wybrzeże” S.A., której maksymalna osiągalna moc cieplna wynosi 480,3 MW_t.

Na podstawie danych przedstawionych przez OPEC Gdynia, maksymalne zapotrzebowanie odbiorców na moc cieplną dla warunków obliczeniowych, wynosi 476,54 MW w wodzie.

Prawdopodobnie jak w poprzednich sezonach grzewczych, maksymalne zapotrzebowanie na moc cieplną w wodzie jest niższe od zapotrzebowania mocy przez odbiorców dla warunków obliczeniowych, co oznacza, że także aktualnie występuje nadwyżka mocy cieplnej w elektrociepłowni nad faktycznym zapotrzebowaniem. Szacuje się, że po uwzględnieniu strat na sieci ciepłowniczej, nadwyżka wynosi w granicach od 30 MW do 150 MW. Zgodnie ze strategią rozwoju Elektrociepłowni Gdynskiej w latach 2016-2020 planuje się likwidację trzech najstarszych kotłów szczytowych olejowych o aktualnej łącznej mocy osiągalnej 123,7 MW i postawienie kotłów szczytowych na lekki olej opałowy z mocą dostosowaną do szczytowego obciążenia systemu ciepłowniczego, co oznacza, że nadwyżka mocy w elektrociepłowni praktycznie nie będzie istniała w zakresie mocy zainstalowanych, natomiast będzie występowała z powodu niejednoczesności obciążeń w zapotrzebowaniu na moc przez odbiorców z m.s.c.

Przyjmując średni spadek zapotrzebowania na moc dla zasobów aktualnie zaopatrywanych w ciepło z m.s.c. analogiczny jak dla całych zasobów Gdyni, czyli w wysokości rzędu 10-11% do 2035 r. można przyjąć, że wystąpi spadek zapotrzebowania na moc cieplną aktualnych odbiorców do poziomu 427 MW w roku 2035, co oznacza, że Elektrociepłownia Gdynska będzie docelowo w roku 2035 może

dysponować nadwyżką mocy cieplnej rzędu 100 MW. Uwzględniając likwidację 3 najstarszych kotłów oraz budowę kotłów szczytowych na lekki olej opałowy szacuje się, że nastąpi zbilansowanie mocy zainstalowanej dla aktualnych i ewentualnych przyszłych odbiorców, biorąc pod uwagę także niejednoczesność zapotrzebowania na moc cieplną.

Zgodnie z aktualnymi przepisami oraz trendami dotyczącymi wykorzystywania ciepła produkowanego w wysokosprawnej kogeneracji, polityka władz miasta musi być ukierunkowana na rozbudowę m.s.c. i podłączanie nowych odbiorców.

Stocznia Marynarki Wojennej

Najnowszym źródłem ciepła, wybudowanym w roku 2000, jest kotłownia olejowa parowa Stoczni Marynarki Wojennej o mocy cieplnej 24 MW. Ciepłownia dostarcza ciepło na cele technologii, przygotowania c.w.u. i c.o. do własnych obiektów. Sukcesywnie pozostałe obiekty, które były zasilane z tej kotłowni są lub będą podłączane do m.s.c., tak jak jest to planowane do realizacji z obiektami Komendy Portu Wojennego.

Z uwagi na postępowanie upadłościowe stoczni zapotrzebowanie mocy przez odbiorców zewnętrznych sukcesywnie spada, gdyż budują oni swoje własne źródła ciepła lub są podłączani do m.s.c.

W przypadku kontynuowania produkcji w stoczni konieczna będzie dalsza produkcja pary na potrzeby technologiczne, ale z uwagi na wielkość kotłowni jej moc będzie znacznie zawyżona w stosunku do potrzeb, co oznacza, że powinna być pozostawiona tylko minimalnej ilości kotłów w celu zabezpieczenia potrzeb technologicznych w parze.

COCA - COLA POLAND Ltd.

W kotłowni o całkowitej mocy cieplnej 3.3 MW zainstalowane zostały 2 kotły olejowe, z których jeden przeznaczony na cele technologiczne, o mocy 2.8 MW nie jest eksploatowany z powodu zaprzestania produkcji.

Istnieje możliwość wykorzystania pełnej mocy kotłowni do ogrzewania sąsiadujących obiektów przemysłowych, co wymaga wybudowania odcinka sieci ciepłowniczej, lub podłączenie kotłowni do m.s.c. i wykorzystywania jej jako kotłowni szczytowej lub awaryjnej.

2 OCENA MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA ORAZ ZAGOSPODAROWANIA CIEPŁA ODPADOWEGO Z INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH

2.1 Zagospodarowanie ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych

Istniejące na terenie Gdyni zakłady przemysłowe wykorzystują głównie do celów technologicznych parę wodną oraz ciepło do celów grzewczych dostarczane z miejskiego systemu ciepłowniczego lub wytwarzane we własnych kotłowniach. Aktualnie zakłady przemysłowe podejmują intensywne starania zmierzające do ograniczenia zużycia wszelkiego rodzaju mediów energetycznych.

Praktycznie jedynie w Stoczni Marynarki Wojennej występują potencjalne możliwości wykorzystania ciepła odpadowego i ciepła kondensatu. Znaczne ilości ciepła można uzyskać z instalacji sprężonego powietrza, które stosowane są w procesach produkcyjnych. Instalacje odzysku ciepła odpadowego współpracujące z tymi instalacjami już istnieją, (np. w Stoczni Remontowej „NAUTA”) lub są projektowane i będą stopniowo wprowadzone.

W zakładach przemysłowych stosujących parę wodną w procesach technologicznych istotnym jest właściwe wykorzystanie pary i ciepła odpadowego kondensatu. Stosowane w takim przypadku rozwiązania pozwalają na wykorzystanie ciepła odpadowego powstałego w procesach technologicznych i ciepła kondensatu do celów grzewczych tj. dla potrzeb c.o. w okresie sezonu grzewczego oraz do podgrzania ciepłej wody użytkowej w okresie całego roku, co znacząco obniża koszty produkcji ciepła w skali całego zakładu.

Instalacje ciepła odpadowego i ciepła kondensatu są liczone i projektowane indywidualnie dla każdego inwestora, ponieważ muszą uwzględniać specyfikę stosowanej technologii i lokalne uwarunkowania. Rozwiązania takie powinny być poprzedzone analizą techniczno-ekonomiczną określającą opłacalność inwestycji.

W mniejszych zakładach przemysłowych na terenie Gdyni nie stosuje się procesów technologicznych, w których wytwarzane byłoby ciepło odpadowe w takich ilościach, aby mogło być racjonalnie i celowo zagospodarowane.

W związku z powyższym zakłada się, indywidualne podejście każdego zakładu do problemu zagospodarowania ciepła odpadowego, w oparciu o racjonalne i ekonomiczne przesłanki.

Należy również w tym miejscu zaznaczyć, że aktualne przepisy i regulacje prawne nie sprzyjają możliwości wykorzystania na szerszą skalę ewentualnych nadwyżek energii cieplnej i jej odsprzedażanie - takie rozwiązania są ograniczone np. koniecznością uzyskania koncesji i taryfy cenowej w URE (np. dla odbiorców o mocy cieplnej powyżej 5 MW).

3 OCENA MOŻLIWOŚCI WPROWADZENIA SKOJARZONEGO WYTWARZANIA CIEPŁA I ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1 Ocena możliwości wprowadzenia gospodarki skojarzonej w źródłach ciepła eksploatowanych przez OPEC Gdynia

Ważnym zagadnieniem jest wprowadzony do ustawy „Prawo energetyczne” od dnia 1 lipca 2012 r. art. 7b i wynikający z ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej, w brzmieniu:

„Art. 7b. 1. Podmiot posiadający tytuł prawny do korzystania z obiektu, który nie jest przyłączony do sieci ciepłowniczej lub wyposażony w indywidualne źródło ciepła, oraz w którym przewidywana szczytowa moc cieplna instalacji i urządzeń do ogrzewania tego obiektu wynosi nie mniej niż 50 kW, zlokalizowanego na terenie, na którym istnieją techniczne warunki dostarczania ciepła z sieci ciepłowniczej, w której nie mniej niż 75% ciepła w skali roku kalendarzowego stanowi ciepło wytwarzane w instalacji odnawialnego źródła energii, ciepło użytkowe w kogeneracji lub ciepło odpadowe z instalacji przemysłowych, ma obowiązek zapewnić efektywne energetycznie wykorzystanie lokalnych zasobów paliw i energii przez:

1) wyposażenie obiektu w indywidualną instalację odnawialnego źródła ciepła, źródło ciepła użytkowego w kogeneracji lub źródło ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych, albo

2) przyłączenie obiektu do sieci ciepłowniczej

- chyba, że przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła odmówiło wydania warunków przyłączenia do sieci albo dostarczanie ciepła do tego obiektu z sieci ciepłowniczej lub z indywidualnej instalacji odnawialnego źródła ciepła, źródła ciepła użytkowego w kogeneracji lub źródła ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych zapewnia mniejszą efektywność energetyczną, aniżeli z innego indywidualnego źródła ciepła, które może być wykorzystane do dostarczania ciepła do tego obiektu.

2. Obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 2, nie stosuje się, jeżeli ceny ciepła stosowane przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła i dostarczające ciepło do sieci, o której mowa w ust. 1, są równe lub wyższe od obowiązującej średniej ceny sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c, dla źródła ciepła zużywającego tego samego rodzaju paliwo.

3. Efektywność energetyczną dostarczania ciepła, o której mowa w ust. 1, określa się na podstawie audytu, o którym mowa w art. 28 ust. 3 ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej.”

Zgodnie z powyższym przepisem nowe budynki będą wymagały przyłączenia do istniejącej sieci ciepłowniczej lub zastosowania odnawialnego źródła energii lub zastosowania kogeneracji lub zaopatrzenia w ciepło odpadowe z instalacji przemysłowych. Z obowiązku przyłączenia do sieci ciepłowniczej podmiot będzie zwolniony w przypadku, kiedy ceny ciepła dostarczanego z sieci będą równe lub wyższe od średniej ceny sprzedaży ciepła w źródłach stosujących to samo paliwo. Średnie ceny sprzedaży ciepła ogłasza Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dla poprzedniego roku kalendarzowego.

W przypadku chęci zastosowania innego źródła ciepła niż odnawialne lub kogeneracja wymagane jest zrobienie audytu efektywności energetycznej dostarczania ciepła, z którego musiałoby jednoznacznie wynikać, że efektywność dostawy ciepła z proponowanego źródła jest wyższa niż ze źródła odnawialnego lub kogeneracji.

Weryfikacja stosowanych sposobów ogrzewania może się odbywać na etapie udzielania „pozwolenia na budowę”.

Ponieważ zgodnie z at. 10 ustawy o „efektywności energetycznej”, jednostki sektora publicznego powinny pełnić wiodącą rolę w podnoszeniu efektywności energetycznej, to oznacza, że w pierwszej kolejności powinny stosować urządzenia zapewniające jak najwyższą efektywność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Nowe źródła z uwzględnieniem potencjalnych inwestycji OPEC-u

W związku z nowelizacją ustawy „Prawo energetyczne” konieczne jest rozpatrywanie zaopatrzenia w ciepło nowych powstających budynków ze źródeł odnawialnych lub układów pracujących w skojarzeniu, co można realizować w oparciu o źródła mikrokogeneracyjne lub minikogeneracyjne budowane dla każdego budynku indywidualnie lub dla zespołów budynków, analogicznie jak jest to realizowane dla kotłowni gazowych.

Źródła kogeneracyjne mogą być z powodzeniem stosowane w obiektach, gdzie jest ciągłe i stabilne zapotrzebowanie na ciepłą wodę, np. obiekty hotelowe z basenami. Dobrym przykładem jest w tym przypadku zastosowanie kogeneracji o mocy elektrycznej 36 kW i około 50 kW mocy cieplnej w hotelu „Nadmorskim” przy ul. Juliana Ejsmonda 2.

W związku z powyższym plany rozwojowe OPEC-u powinny uwzględniać możliwość budowy źródeł kogeneracyjnych w tych lokalizacjach, gdzie nie planuje się rozbudowy sieci ciepłowniczej.

Zgodnie z planami OPEC-u Gdynia rozpatruje się budowę źródła kogeneracyjnego w okolicach ul. Rdestowej, tj. rejon dzielnicy, tj. dzielnicy Dąbrówka, która mogłaby także zasiląć w ciepło obiekty w rejonach Wielkiego Kacka i Kaczych Buków. Proponuje się budowę źródła ciepła z blokiem kogeneracyjnym opartym na turbinie gazowej lub silnikach gazowych. Takie rozwiązanie umożliwi zaopatrzenie w ciepło obiekty budowane przy ul. Kacze Buki, zakłady przemysłowe przy ul. Chwaszczyńskiej, obiekty w dzielnicy Dąbrowa, częściowo Karwiny i Wielki Kack – rejon bilansowy V oraz będzie stanowiło dodatkowe źródło zaopatrujące w ciepło Gdynię, co podniesie bezpieczeństwo energetyczne w Gdyni w zakresie zaopatrzenia w ciepło.

Możliwość budowy źródła kogeneracyjnego powinna być także rozpatrywana jako alternatywa dla budowy nowej mocy wytwórczych w Elektrociepłowni Gdyńskiej po likwidacji najstarszych kotłów szczytowych. W tym przypadku nowe źródło ciepła oparte o układ pracujący w skojarzeniu byłoby podłączone do rozbudowywanej sieci ciepłowniczej, natomiast jego moc powinna być dobrana w oparciu o zapotrzebowanie mocy cieplnej w okresie lata dla potencjalnych obszarów zasilania, tj. Dąbrowy, Wielkiego Kacka i ewentualnie częściowo Karwin.

Budowa takiego źródła ciepła przyczyniłaby się do podniesienia bezpieczeństwa energetycznego, ze względu na dostawę ciepła do miejskiej sieci ciepłowniczej z więcej niż jednego źródła oraz przyczyniłaby się także do zmniejszenia strat na przesyle ciepła z uwagi na skrócenie długości sieci, którymi czynnik transportowany jest do odbiorców z aktualnie jedyne źródła ciepła w Gdyni. Przy analizie

ekonomiczno – technicznej realizacji takiej inwestycji powinno być brane pod uwagę podniesienie efektywności energetycznej całego układu zaopatrywania w ciepło obejmującego zarówno wytwarzanie jak i przesył ciepła,

Budowa źródeł kogeneracyjnych w powyżej przedstawionych lokalizacjach powinna być prowadzona wspólnie z EDF Wybrzeże S.A., gdyż z jednej strony pozwoli to na uniknięcie nowych inwestycji w źródło szczytowe po 2016 r. w Elektrociepłowni Gdynńskiej, a z drugiej strony pozwoli to na obniżenie strat ciepła w sieci ciepłej OPEC-u, co globalnie powinno doprowadzić do podniesienia efektywności energetycznej całego procesu wytwarzania i dystrybucji ciepła w Gdyni, a jest zgodne z celami polityki energetycznej Polski i Unii Europejskiej.

Zakłada się, że do 2035 roku zainstalowana moc cieplna nowych źródeł pracujących w skojarzeniu będzie wynosiła w granicach 30÷40 MW_t.

3.2 Ocena możliwości wprowadzenia gospodarki skojarzonej w lokalnych i przemysłowych źródłach ciepła w oparciu o gaz ziemny

Z uwagi na zmniejszającą się z roku na rok ilość kotłowni przemysłowych i lokalnych oraz ograniczenia mocy urządzeń w nich zainstalowanych możliwości zastosowania gospodarki skojarzonej w istniejących źródłach jest bardzo ograniczona. Oczywiście w przypadku budowy nowych zakładów przemysłowych zasady postępowania są analogiczne jak dla pozostałych źródeł o mocy powyżej 50 kW.

4 OCENA ZASOBÓW I MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA ENERGII CIEPLNEJ ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH I NIEKONWENCJONALNYCH

4.1 Ocena zasobów energii cieplnej ze źródeł odnawialnych

Oprócz podstawowych paliw stosowanych do produkcji ciepła, jakimi są węgiel kamienny, gaz i olej opałowy, coraz większe znaczenie będzie miała energia odnawialna. Podstawowymi źródłami energii odnawialnej, które mogą być wykorzystane do produkcji energii elektrycznej i ciepła są:

- biomasa (odpady drzewne, słoma, itp.),
- biogaz lub biometan,
- energia słoneczna,
- bytowo-gospodarcze odpady komunalne.

Ocenę zasobów podstawowych źródeł energii odnawialnej przedstawiono poniżej.

Zasoby biomasy

Podstawowymi źródłami biomasy są zakłady przemysłowe wykorzystujące w swojej produkcji podstawowej drewno lub elementy drewnopochodne, zakłady przetwarzające drewno takie jak tartaki, lasy, pola uprawne, na których uprawia się zboża lub specjalnie do tego celu zrealizowane tereny, na których uprawia się tzw. „lasy energetyczne”, czyli szybko rosnące drzewa mające zastosowanie typowo energetyczne.

Z uwagi na typowo miejski, zurbanizowany charakter Gdyni, na obszarze miasta nie występują pola uprawne w takiej wielkości, z których słoma mogłaby być wykorzystana do produkcji ciepła, jednocześnie brak jest terenów, które mogłyby być wykorzystane do zrealizowania pól z „energetycznymi lasami”. Słoma jako paliwo w kotłach energetycznych mogłaby być wykorzystana w bardzo ograniczonym zakresie, na terenach sąsiadujących z gminami typowo rolniczymi.

Lasy miejskie znajdujące się na terenie gminy Gdynia położone są w obrębie Trójmiejskiego Parku Krajobrazowego, co powoduje, że nie ma możliwości gospodarczego wykorzystania lasu, czyli realizacji planowego pozyskiwania drewna. Tego rodzaju lokalizacja, na terenie specjalnie chronionym, w obrębie Trójmiejskiego Parku Krajobrazowego, uniemożliwia wykorzystanie drewna do produkcji ciepła. Na podstawie informacji z Nadleśnictwa Gdańsk z siedzibą w Gdyni, niewielkie ilości drewna opałowego, które powstaje w wyniku zaistniałych okoliczności naturalnych (wiatry, przecinki pielęgnacyjne, itp.) sprzedawana jest osobom fizycznym.

Zakłady przemysłowe wykorzystujące drewno lub elementy drewnopochodne oraz tartaki, które mogłyby być podstawowym źródłem biomasy, wykorzystywanej do produkcji ciepła, praktycznie nie istnieją na terenie Gdyni. Jednym z nielicznych wyjątków jest Meblarska Spółdzielnia Pracy „DĄB”, w której z uwagi na bardzo małe ilości odpadów drzewnych i drewnopochodnych nie wykorzystuje się ich do spalania

w kotłach ciepłowniczych, czyli do produkcji ciepła. W kotłowni zakładowej, jako paliwo zastosowany jest olej opałowy.

Na podstawie przeprowadzonej oceny zasobów biomasy, należy stwierdzić, że na terenie gminy Gdynia brak jest odpowiednich ilości biomasy, które umożliwiłyby jej energetyczne wykorzystanie.

Zasoby biogazu lub biometanu

Z uwagi na położenie Gdyni oraz walory klimatyczne i krajobrazowe, na terenie miasta brak jest możliwości lokalizacji biogazowni, a więc także brak możliwości pozyskiwania biogazu lub po jego oczyszczeniu biometanu. Ocenia się, że ani biogaz, ani biometan nie będą możliwe do energetycznego wykorzystania.

Energia słoneczna

W ostatnich latach coraz bardziej popularnym sposobem przygotowania ciepłej wody użytkowej jest przygotowywanie jej przy wykorzystaniu kolektorów słonecznych oraz produkcja energii elektrycznej przy wykorzystaniu ogniw fotowoltaicznych. Z uwagi na brak nasłonecznienia przez cały rok, wymuszają stosowanie ich jako pomocniczych źródeł energii wykorzystywanych do przygotowania ciepłej wody użytkowej lub energii elektrycznej (duże nasłonecznienie późną wiosną, latem i wczesną jesienią), natomiast podstawowym źródłem ciepła na cele centralnego ogrzewania pozostają alternatywnie: miejski system ciepłowniczy, indywidualne kotłownie gazowe, olejowe lub energia elektryczna, natomiast do zaopatrzenia w energię elektryczną - system elektroenergetyczny.

W szczególności sposób akcentuje się konieczność promowania i stworzenia jak najkorzystniejszych warunków dla wdrażania rozwiązań bazujących na zastosowaniu kolektorów słonecznych jako urządzeń zabezpieczających przygotowanie c.w.u. oraz układów, w których kolektory te współpracują z instalacjami pomp ciepła lub tradycyjnymi kotłami na gaz ziemny lub olej opałowy. Rozwiązania te powinny być stosowane przy realizacji nowych inwestycji lub modernizacji starych obiektów takich jak szkoły, hale sportowe, baseny, przychodnie, szpitale itp. lub w budownictwie indywidualnym, natomiast z uwagi na wykorzystywanie ciepła w m.s.c. produkowanego w wysokosprawnej kogeneracji, nie jest wskazane stosowanie kolektorów słonecznych przy zaopatrywaniu w ciepło obiektów zasilanych z m.s.c.

Bytowo-gospodarcze odpady komunalne

Jednym z korzystniejszych sposobów gospodarczego wykorzystania odpadów komunalnych jest ich spalanie w specjalnie wybudowanych w tym celu spalarniach śmieci. W procesie spalania odpadów, oprócz niewątpliwych korzyści wynikających z ich utylizacji, można uzyskać, w zależności od technologii spalania, ciepło wykorzystywane następnie do ogrzewania obiektów oraz energię elektryczną.

Zgodnie z polityką władz województwa w zakresie zagospodarowania termicznego odpadów komunalnych planowane inwestycje będą zlokalizowane w obrębie Zakładu Utylizacyjnego Sp. z o.o. w Szadółkach w Gdańsku.

4.2 Możliwości produkcji energii w źródłach odnawialnych

Najbardziej obiecujące źródła: wiatr, pompy ciepła, słoneczne ogrzewanie, fotowoltaika. Fotowoltaika jest coraz częściej stosowana, pomimo realnie wysokiego kosztu oraz długich okresów zwrotu z tego rodzaju inwestycji i w niej dopatruje się dużego rozwoju znacznego udziału w bilansie energetycznym, a także w racjonalizacji gospodarki energią i w ochronie środowiska.

Zwrócono także uwagę na zastosowanie specjalnych napędów. Do nich zalicza się od dawna znane, dobrze obiecujące ale w Polsce mało popularne parowe silniki Spillinga oraz w ostatnich latach cieszące się coraz większym zainteresowaniem silniki Stirlinga.

4.2.1 Instalacje fotowoltaiczne – elektrownie PV

Instalacje fotowoltaiczne pozwalają wykorzystywać energię promieniowania słonecznego do produkcji energii elektrycznej. Ilość efektywnie pozyskanej energii elektrycznej jest mocno ograniczona sprawnością urządzeń. Powszechnie stosowane krzemowe ogniwa fotowoltaiczne pracują ze sprawnością rzędu kilkunastu procent, sprawność ta obniża się w miarę zużywania się ogniw PV w czasie eksploatacji. Laboratoryjnie sprawność ogniw PV jest wyznaczana w temperaturze 25°C. Ze wzrostem temperatury ogniw sprawność ich spada. Według danych od producentów, ze wzrostem temperatury wytwarzana moc elektryczna PV spada o $0,2 \div 0,5$ procenta na każdy stopień Celsjusza powyżej 25°C.

W warunkach nasłonecznienia gmin powiatów bytowskiego, słupskiego, kościerskiego i kartuskiego można przyjąć, że roczna produkcja energii elektrycznej na poziomie energii końcowej z 1 kW mocy zainstalowanej będzie wynosiła $900 \div 1100$ kWh, przy szacunkowych średnich nakładach inwestycyjnych wynoszących około $6000 \div 7000$ zł/1 kW. Dla zestawu 6 paneli o mocy zainstalowanej na poziomie 1 kW potrzebna jest powierzchnia dachu ok. $7,0 \div 9,0$ m² - sprawność przetwarzania energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną aktualnie wynosi w granicach $13 \div 17\%$, natomiast warto podkreślić, że już opracowane są technologie pozwalające na uzyskanie sprawności na poziomie $\sim 20\%$.

Producenci dostarczają odbiorcom dwa gotowe zestawy instalacji PV zasilające odbiorów na napięciu 230V:

- 1) instalacje podłączone do sieci elektroenergetycznych i współpracujące z nią - określane dalej, jako „Ongrid”,
- 2) instalacje nie podłączone do sieci elektroenergetycznych i pracujące na sieć wydzieloną - dalej określane, jako „Offgrid”.

Instalacja Ongrid nie ma akumulatorów energii elektrycznej i jest przewidziana do pracy u odbiorcy przemysłowego nieprzerwanie pobierającego energię elektryczną – w szczególności w ciągu dnia, dzięki czemu nie ma „biegu jałowego” instalacji PV.

Instalacja Offgrid ma akumulatory energii elektrycznej. Podobnie, jak Ongrid ma ona inwerter, który jest znacznie droższy od inwertera dla Ongrid, ponieważ musi być specjalnie dostosowany do współpracy z baterią akumulatorów uwzględniającą

optymalizację procesu ich ładowania. Instalacja Offgrid jest w nakładzie inwestycyjnym od dwu- do czterokrotnie droższa od instalacji Ongrid.

Wydajność instalacji fotowoltaicznej

Na podstawie danych z obliczeń dla różnego rodzaju instalacji PV na Wybrzeżu Gdańskim, wykonano oszacowanie miesięcznej i rocznej produkcji energii elektrycznej w odniesieniu do jednego kilowata mocy zainstalowanej w instalacjach PV. Wyniki oszacowania przedstawiono w tabeli 4.1. Dane z wykonanych obliczeń są wyjściowe do wyznaczenia sprawności instalacji PV w obliczeniach kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

Do dalszych obliczeń w opracowanym algorytmie wyznaczono sprawność baterii PV na podstawie danych ogólnych oraz średnie wieloletnie warunki nasłonecznienia na Wybrzeżu Gdańskim dla płaszczyzny nachylonej do poziomu pod kątem 45° i zwróconej ku południowi.

Tabela 4.1 Oszacowanie miesięcznej i rocznej produkcji energii elektrycznej z ogniw PV. Produkcja energii elektrycznej jest odniesiona do jednego kilowata mocy zainstalowanej w panelach PV

Miesiąc	Wytworzona energia elektryczna PV [kWh/kW]
1	22,5
2	45,2
3	84,8
4	117,2
5	155,7
6	138,0
7	151,9
8	132,6
9	91,7
10	48,0
11	28,5
12	15,4
Produkcja roczna kWh/kW	1031,5

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°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.

Możliwości wykorzystania instalacji fotowoltaicznych (elektrowni PV)

Obniżające się systematycznie koszty wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych wskazują na celowość instalowania elektrowni PV. Na terenie Gdyni istnieje możliwość wykorzystania tego typu źródeł energii elektrycznej na szerszą skalę, co w ostatnich miesiącach znajduje potwierdzenie.

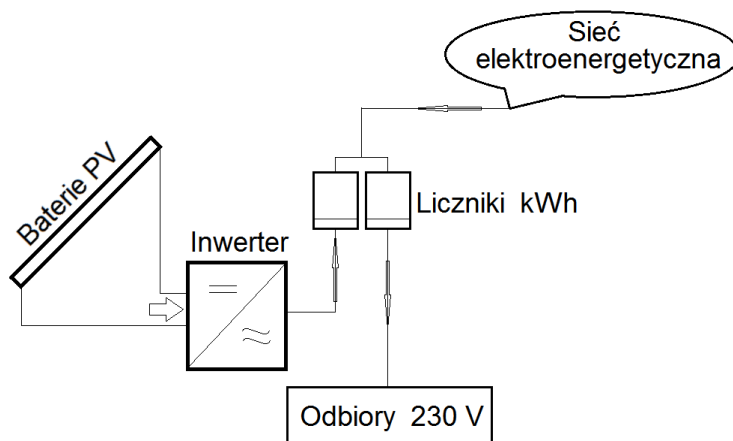
Potencjalnymi użytkownikami elektrowni PV są:

- odbiorcy indywidualni (budownictwo jednorodzinne, szeregowe, budynki sektora usług, i małych firm);
- odbiorcy grupowi (budynki sektora użyteczności publicznej, służby zdrowia, szkolnictwa i oświaty oraz innych instytucji dysponujących odpowiednimi budynkami);
- odbiorcy przemysłowi.

Możliwa jest również budowa dużych obiektów fotowoltaicznych (farm fotowoltaicznych) na terenach, na których brak jest możliwości lokalizacji obiektów kubaturowych a tereny te są przewidziane w dokumentach planistycznych pod usytuowanie takich obiektów.

Ostrożne postępowanie wynika z jeszcze stosunkowo wysokich kosztów w nakładach inwestycyjnych. Wskazane jest także w okresie początkowym, po uruchomieniu znacznej liczby obiektów, systematyczne zbieranie doświadczeń z ich eksploatacji. To pozwoli na wypracowanie zasad dalszego racjonalnego postępowania.

Ideowy schemat współpracy z siecią elektroenergetyczną jest przedstawiony na rys. 4.1.



Rys. 4.1 Instalacja fotowoltaiczna w jednorodziennym budynku mieszkalnym

Wskazane jest, aby panele fotowoltaiczne były połączone tak, by napięcie stałe podawane do konwertera miało wartość około 230 V. Jest to konieczne ze względu na utrzymanie wysokiej sprawności przetwarzania energii z napięcia stałego na napięcie przemienne 230 V. W rezultacie musi być odpowiednia liczba paneli PV połączonych szeregowo, z reguły wystarcza tu sześć paneli. W takim zestawie moc zainstalowana jest na poziomie 1 kilowata, a na ten zestaw potrzebna jest powierzchnia dachu około 8 m².

W poniższym zestawieniu podano liczbę paneli PV oraz zajmowaną przez nie powierzchnię dla wskazanych wyżej wartości mocy zainstalowanej.

Tabela 4.2 Dane konstrukcyjne baterii fotowoltaicznych dla zadanych wartości mocy zainstalowanej w panelach PV

Moc paneli PV	1,0 kW	3,25 kW	5,5 kW	10,25 kW
Liczba paneli PV	6	18	30	57
Powierzchnia zajmowana przez panele PV, [m ²]	8	24	40	76

Podczas pracy instalacji PV użytkownik używa całą energię fotowoltaiczną lub jej część, a resztę sprzedaje do sieci. W myśl nowych, przygotowywanych przepisów, nie musi rejestrować w tym celu działalności gospodarczej.

W dalszych etapach prac należy przewidywać montaż instalacji fotowoltaicznych z akumulatorami energii elektrycznej, które mogą pracować na sieć wydzieloną. Są to instalacje znacznie droższe w nakładach inwestycyjnych ze względu na wysoki koszt akumulatorów oraz znacznie droższe konwertery, które muszą być dostosowane do procesu ładowania akumulatorów.

Efekty energetyczne i ekonomiczne instalacji PV Ongrid

Na opracowania koncepcji zasilania w energię elektryczną trudno jest przewidzieć możliwości rozbudowy źródeł fotowoltaicznych i wartości mocy zainstalowanej. Są na to narzucone ograniczenia techniczne, ekonomiczne i logistyczne. Wydaje się słusznym oszacowanie efektów energetycznych i ekonomicznych dla pojedynczych instalacji PV przydatnej do zasilania budynku jednorodzinnego. Dla większych łącznych wartości mocy zainstalowanej można w przybliżeniu podać krotności uzyskanych efektów. Takie podejście może słuszenie budzić wiele wątpliwości, ale z dość dobrym przybliżeniem wskaże kierunek dalszego postępowania.

Założenia do wyznaczenia efektów:

1. Roczna produkcja energii elektrycznej na poziomie energii końcowej w warunkach woj. pomorskiego: z 1 kW mocy zainstalowanej jest 1000 kWh energii elektrycznej. To jest równoważne zmniejszeniu poboru energii z sieci zawodowej.
2. Sprawność przetwarzania energii pierwotnej (zawartej w węglu), uwzględniająca sprawność elektrowni i sprawność przesyłu energii do odbiorcy, jest równa $\eta_s = 0,315$.
3. Wartość opałowa węgla $W_d = 20\text{--}22 \text{ MJ/kg}$.

4. Rozpatrujemy instalację fotowoltaiczną w budynku jednorodzinnym, o mocy zainstalowanej ~3,0 kW. Nakład inwestycyjny jest równy 20-22 tys. zł.

Wyniki obliczeń:

- 1) Zmniejszenie rocznego poboru energii elektrycznej z sieci zawodowej: ~3000 kWh.
- 2) Roczne obniżenie zużycia węgla na wytwarzanie energii elektrycznej: 1800-1900 kg.
- 3) Roczne koszty uniknięte, wynikłe ze zmniejszenia wydatków na zakup energii elektrycznej z sieci zawodowej po kosztach jednostkowych (loco odbiorca) – 0,50 zł/kWh, są równe 1800 zł/a.

Realizacja instalacji fotowoltaicznych powinna poprzedzona być wnikliwą analizą ekonomiczną, ponieważ tego typu inwestycje zdecydowanie wymagają stosunkowo wysokich nakładach inwestycyjnych.

Koncepcja wykorzystania instalacji fotowoltaicznych

Zgodnie z proponowanymi w „Projekcie założeń ...” działaniami, zakłada się instalację paneli fotowoltaicznych na dachach budynków komunalnych. Przewidywana moc urządzeń nie powinna przekraczać 40 kW_e (urządzenia powinny spełniać, zgodnie z Prawem Energetycznym, kryteria tzw. mikroinstalacji). W pierwszej kolejności montaż paneli powinien się odbywać na budynkach użyteczności publicznej (jako pozytywny przykład), w tym na budynkach szkół i placówek samorządowych.

Wykorzystanie ogniw fotowoltaicznych do produkcji energii elektrycznej na potrzeby indywidualne oraz kolektorów słonecznych do przygotowania ciepłej wody użytkowej w okresie sezonu letniego jest szczególnie korzystne ze względów ekologicznych, a także ekonomicznych. Należy promować i rozwijać wytwarzanie energii elektrycznej z ogniw fotowoltaicznych. Aktualnie na terenie Gdyni są zainstalowane dwa mikroźródła oparte na fotowoltaice, jedno przy ul. Architektów o mocy 7 kW i drugie o mocy 10 kW przy ul. Sopockiej.

Przedstawione studium kosztów wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych wskazuje na celowość ich instalowania, ponieważ jest już możliwe ostrożne uzyskanie ekonomicznej opłacalności.

Dotychczasowy stan rozbudowy fotowoltaiki w Gdyni można ocenić jako śladowy. Są zamontowane pojedyncze instalacje do zasilania budynków, które w ogólnym bilansie energii nie mają znaczenia.

W rozwoju instalacji fotowoltaicznych zaleca się na czas obecny ostrożne postępowanie, ale systematyczne. Potencjalnymi użytkownikami są:

- jednorodzinne budynki mieszkalne,
- szkoły,
- urzędy,
- zakłady przemysłowe.

Należy także rozważyć możliwość lokalizacji dużych obiektów fotowoltaicznych (farm fotowoltaicznych) na terenach, gdzie brak jest możliwości lokalizacji jakichkolwiek obiektów kubaturowych. Potencjalnym takim miejscem w Gdyni mogą być tereny w pobliżu lotniska Gdynia – Kosakowo.

Wykorzystanie promieniowania słonecznego do produkcji energii zostało przedstawione także w części II, pkt 3 oraz zasygnalizowane w części V, pkt 2.4.

4.2.2 Elektrownie wiatrowe

Rejon Gdyni ma specyficzną strukturę. Jest to gęsta zabudowa miejska rozłożona między wybrzeżem morza, a mocno zalesionym pasmem wzgórz. Taka struktura terenu nie pozwala na stawianie dużych elektrowni wiatrowych, nie mówiąc już o innych ograniczeniach lokalizacyjnych, np. wynikających z przygotowywanych przepisów dotyczących minimalnej odległości od miejsc zamieszkania. Można jednak zasugerować instalowanie małych elektrowni wiatrowych o mocy w zakresie od kilkuset watów do kilku kilowatów.

Na polskim rynku jest wiele ofert małych elektrowni wiatrowych. Można tu wymienić kilka ofert udostępnianych za pośrednictwem Pomorskiego Parku Naukowo-Technologicznego w Gdyni [2,3]. Podstawowe informacje o tych obiektach zestawiono w tabeli 4.3.

Oferowane elektrownie, montowane przy budynkach, powinny być zamontowane na małej wysokości, wizualnie zgodnej z konstrukcją budynku, a więc na wysokości w granicach od 10 m do 30 m nad poziomem gruntu. Powstaje w związku z tym konieczność oszacowania wydajności tych elektrowni.

Tabela 4.3 Podstawowe dane konstrukcyjne małych elektrowni wiatrowych oferowanych na Wybrzeżu Gdańskim za pośrednictwem Pomorskiego Parku Naukowo Technologicznego w Gdyni

Typ elektrowni wiatrowej	Moc znamionowa [kW]	Moc maksymalna [kW]	Napięcie znamionowe elektrowni [V]	Średnica wirnika [m]
Air X Breeze	0,2	-	24, 36, 48	1,15
Air X Land	0,4	0,5	24, 36, 48	1,15
WHI 100 WHISPER	0,9	0,9	12, 24, 36, 48	2,70
WHI 200 WHISPER	1,0	1,0	12, 24, 36, 48	2,70
WHI 500 WHISPER	3,0	3,4	24, 36, 48	4,50
Mistral	3,0	3,3	230	2,49
SKYSTREAM	1,8	2,4	230	3,72

Możliwości wykorzystania małych elektrowni wiatrowych

Małe elektrownie wiatrowe mogą pracować samodzielnie, mogą także współpracować z instalacjami fotowoltaicznymi w układzie multienergetycznym. Mogą być montowane przy budynkach na masztach przymocowanych do konstrukcji budynku lub na masztach wolnostojących.

Należy zwracać uwagę na efekty wizualizacyjne - im jest większa moc znamionowa elektrowni wiatrowej, tym jest większa średnica wirnika turbiny i należy ją montować na odpowiednio wyższym maszcie.

Elektrownie o mocy poniżej 1 kW można montować na masztach o wysokości do 10 m, dlatego mogą to być maszty przymocowane do ściany budynku, natomiast w przypadku elektrowni o większej mocy wskazane jest stosowanie masztów wolnostojących.

W typowej zabudowie wiejskiej lub zabudowie indywidualnej na terenach peryferyjnych miasta zastosowanie małych elektrowni wiatrowych jest jak najbardziej wskazane, natomiast może być ograniczone zastosowanie w zabudowie zlokalizowanej w terenach zalesionych, ponieważ w takich warunkach mocno ograniczona może być prędkość wiatru.

Uproszczony bilans energetyczny

Uwzględniając wyżej podane wskaźniki można przyjąć, że na poziomie energii końcowej (finalnej) odbiorca z elektrowni wiatrowej 1 kW mocy zainstalowanej uzyska rocznie około 1000 kWh energii elektrycznej.

Stąd:

- 1) Zmniejszenie rocznego poboru energii elektrycznej z sieci zawodowej: 1000 kWh.
- 2) Roczne obniżenie zużycia węgla na wytwarzanie konwencjonalnej energii elektrycznej wynosi 571 kg (przy założeniu, że sprawność przesyłu energii do odbiorcy, jest równa $\eta = 0,315$, a wartość opałowa węgla $W_d = 20$ MJ/kg).
- 3) Roczne koszty uniknięte, wynikłe ze zmniejszenia wydatków na zakup energii elektrycznej z sieci zawodowej po kosztach jednostkowych (loco odbiorca) – 0,50 zł/kWh, są równe 500 zł/a.

Zastosowanie małych elektrowni wiatrowych ze względów ekonomicznych wymaga przeprowadzenia stosownych pomiarów i analiz.

Koncepcja wykorzystania elektrowni wiatrowych

Małe elektrownie wiatrowe mogą pracować samodzielnie, mogą także współpracować z instalacjami fotowoltaicznymi w układzie multienergetycznym. Mogą być montowane przy budynkach na masztach przymocowanych do konstrukcji budynku lub na masztach wolnostojących.

Należy zwracać uwagę na efekty wizualizacyjne. Im jest większa moc znamionowa elektrowni wiatrowej, tym jest większa średnica wirnika turbiny i należy ją montować na odpowiednio wyższym maszcie. Elektrownie o mocy poniżej 1 kilowata można montować na masztach o wysokości do 10 metrów i mogą to być maszty przymocowane do ściany budynku. Gdy moc elektrowni jest większa, wówczas wskazane jest stosowanie masztów wolnostojących.

W gęstej zabudowie miejskiej zastosowanie małych elektrowni wiatrowych jest mocno ograniczone, tym bardziej, gdy zabudowa jest zlokalizowana w terenach zalesionych, ponieważ w takich warunkach mocno ograniczona może być prędkość wiatru. W przypadku takich ograniczeń, mogą jednak wchodzić w rachubę tereny przemysłowe.

Natomiast bez ograniczeń wielkości mocy, możliwość realizacji elektrowni wiatrowych została uwzględniona w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego rejonu Obwodowej Północnej i zachodniego odcinka Drogi Czerwonej w Gdyni (uchwała nr XX/380/12 Rady Miasta Gdyni z dnia 23 maja 2012 r.). W tym rejonie, zgodnie z prawem lokalnym, mogą być także farmy wiatrowe.

Wykorzystanie energii wiatru do produkcji energii zostało przedstawione także w części II, pkt 3 oraz zasygnalizowane w części V, pkt 2.4.

4.2.3 Ogrzewanie słoneczne

Na terenie Gdańskiego Wybrzeża są dobre warunki nasłonecznienia, zaliczane do najlepszych w kraju, na co zwrócono uwagę w Projekcie założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe dla Gdyni [2].

Najbardziej wskazane jest zastosowanie słonecznego ogrzewania wody użytkowej w gospodarstwach domowych oraz w licznych obiektach użyteczności publicznej (szkoły, urzędy, szpitale, zakłady przemysłowe, itp.).

Liczne firmy usługowe oferują montaż cieczowych instalacji słonecznego ogrzewania wody z kolektorami płaskimi, są mniej liczne oferty instalacji z rurowymi kolektorami próżniowymi. Są również oferty cieczowych instalacji słonecznych współpracujących z pompami ciepła. W stosunkowo nielicznych przypadkach są oferowane powietrzne instalacje słoneczne, które byłyby wykorzystywane bezpośrednio do ogrzewania pomieszczeń.

Według dotychczasowych doświadczeń w Polsce instalacje powietrzne nie znalazły szerokiego zastosowania, przede wszystkim dlatego, że w klimatycznych warunkach Polski słoneczne ogrzewanie pomieszczeń nie znalazło zastosowania. Instalacje cieczowe z kolektorami rurowymi są montowane w polskich warunkach klimatycznych, ale są stosunkowo rzadko stosowane. Za częstszym wyborem kolektorów płaskich 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 spotykanych sporadycznie. Skojarzenie tych urządzeń daje wyraźnie polepszone 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 warunkach nasłonecznienia regionu Trójmiasta można w prosty sposób obliczyć dane konstrukcyjne instalacji słonecznej. W rachubę wchodzi obliczenie powierzchni baterii kolektorów, gdyż ta 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 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 użytkownika¹⁹⁾.

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

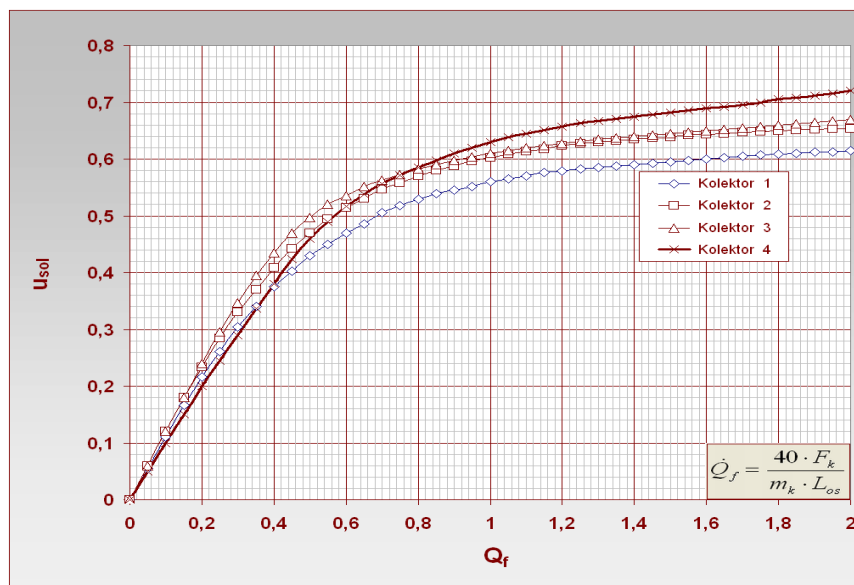
$$Q_f = \frac{40 \cdot F_k}{M_k}$$

gdzie:

F_k - powierzchnia baterii kolektorów, [m^2],

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

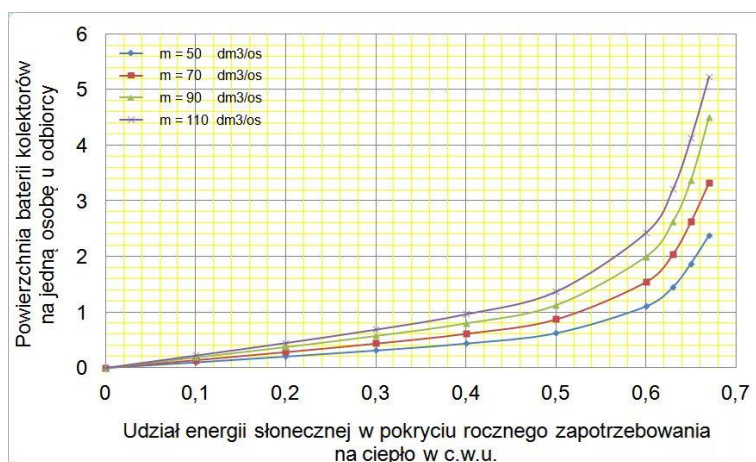
¹⁹⁾ Wyniki badań własnych przeprowadzane przez autora w Katedrze Elektroenergetyki Politechniki Gdańskiej.



Rys. 4.2 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 [np. 13]

Powyższy wykres, wykonany dla warunków nasłonecznienia panujących na Wybrzeżu Gdańskim, 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.4.3.



Rys. 4.3 Jednostkowa powierzchnia baterii kolektorów w zadanego udziału energii słonecznej w pokryciu rocznego zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową

Z przeprowadzonych obliczeń zilustrowanych na rys. 4.3 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 dm³/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 4.4, dla założonych wartości ceny paliw i energii elektrycznej określonych w tej tabeli.

Tabela 4.4 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 ³	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 ³	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, gdzie do przygotowania c.w.u. nie jest wykorzystywany m.s.c., 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.

Wykorzystanie promieniowania słonecznego do produkcji ciepła na przygotowanie ciepłej wody użytkowej zostało zasygnalizowane także w części V, pkt 2.4.

4.2.4 Wykorzystanie pomp ciepła

Pompy ciepła mogą być instalowane do ogrzewania pomieszczeń i wody użytkowej lub w pracy monowalentnej – do ogrzewania pomieszczeń w wariantach zestawów urządzeń:

- 1) Jako samodzielne źródła ciepła, pokrywające pełne obciążenie odbioru, zaprojektowane na pokrycie mocy szczytowej odbioru.
- 2) Współpracujące ze źródłem szczytowym, którym może być konwencjonalny kocioł gazowy, olejowy lub bojler elektryczny. W tym przypadku pompa ciepła, lub zespół pomp ciepła pracują u podstawy obciążenia.

W wariantach projektowania źródeł ciepła z pompami ciepła można brać pod uwagę:

- a) małe pompy ciepła do zasilania pojedynczych budynków lub do zasilania pojedynczych pomieszczeń (moce od kilku do kilkunastu kilowatów);
- b) pompy ciepła o zwiększonej (średniej) mocy cieplnej do zasilania małych osiedli mieszkaniowych, kampusów, niewielkich obiektów przemysłowych (moce do kilkuset kilowatów), pompy ciepła współpracujące z małą lokalną siecią ciepłowniczą i z innymi źródłami ciepła;

- c) pompy ciepła o dużej mocy cieplnej (od kilkuset kilowatów do kilku- kilkunastu megawatów) współpracujące z dużą siecią ciepłowniczą, zasilające w ciepło duże osiedla mieszkaniowe, dzielnice miasta, duże zakłady przemysłowe, współpracujące z innymi dużymi źródłami ciepła;
- d) pompy ciepła o średniej lub dużej mocy cieplnej zastosowane do odzysku niskotemperaturowego ciepła odpadowego, współpracujące z siecią ciepłowniczą, możliwe do zastosowania w tych rejonach gdzie istnieje lub będzie istniała sieć ciepłownicza oraz istnieją lub będą lokalizowane obiekty o odpowiednim zapotrzebowaniu na moc cieplną. Możliwość lokalizacji takich instalacji będzie możliwa np. w dzielnicy Wielki Kack, po rozbudowie sieci.

Pompy ciepła o małych i średnich mocach cieplnych – to pompy sprężarkowe, duże moce cieplne – pompy sprężarkowe lub absorpcyjne. Wskazane jest, aby pompy ciepła o dużej mocy były napędzane silnikami spalinowymi, w których istnieje możliwość i obowiązek odzysku wysoko-, średnio- i niskotemperaturowego ciepła odpadowego.

Dolnym źródła ciepła jest energia pobrana z przypowierzchniowych warstw gruntu z wykorzystaniem poziomych wymienników ciepła odbierających w większości (do 80%) energię promieniowania słonecznego lub z głębokich warstw gruntu w odwiertach pionowych na głębokości od 30 do 150 metrów odbierających praktycznie w całości ciepło Ziemi (tak zwana płytka geotermia).

Wymienniki poziome zajmują bardzo dużą powierzchnię gruntu. Wstępne dane szacunkowe wskazują, że dla pompy ciepła o mocy cieplnej 10 kW powierzchnia gruntu pod poziomy wymiennik gruntowy powinna mieć około 300 m². Ponadto jest wymagane, aby w tym terenie nie było zadrzewienia oraz ten nie może być uzbrojony. Wymagania te wskazują, że pompy ciepła z poziomymi wymiennikami gruntowymi nie mogą być instalowane w terenie miejskim o gęstej zabudowie ani też w terenach przemysłowych.

Wymienniki poziome są zakopywane na głębokości do 1,5 m – poniżej strefy zamarzania gruntu. Zaletą ich jest łatwe instalowanie i stosunkowo niski nakład inwestycyjny. Wadą ich w eksploatacji jest stosunkowo duża zmienność temperatury gruntu na tej głębokości, wynikająca z sezonowej zmiany nasłonecznienia (patrz: rys. 4.4).

Wymienniki poziome można stosować na obrzeżach miasta, w rejonach niskiej zabudowy, w tych miejscach, gdzie jest dostępna duża i bezkolizyjna powierzchnia gruntu.

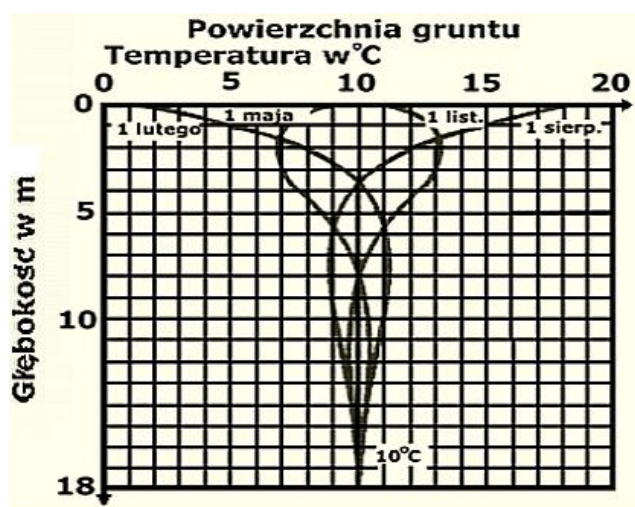
We wstępnej ocenie kosztów w nakładach inwestycyjnych przyjmuje się, że koszt wymiennika poziomego jest równy kosztowi agregatu pompy ciepła.

W terenach przemysłowych i w terenach zamieszkałych można instalować wymienniki pionowe w możliwie jak najgłębszych odwiertach. Na odwierty o głębokości do 30 m nie jest konieczne uzyskanie zgody z urzędu. Zgoda geologa jest dla odwiertów głębszych. W szeregu przypadkach wyraźny zakaz wykonywania głębokich odwiertów ze względu na strukturę geologiczną gruntu. Przed rozpoczęciem prac projektowych konieczna jest konsultacja z geologiem. Takie przypadki występują na terenie Trójmiasta i w szczególności na terenie Gdyni.

Zaleca się realizację pobór ciepła z odwiertów poprzez sondy, nie zaleca się instalowania poboru ciepła ze studni głębinowych. Eksploatacja takich urządzeń sprawia duże kłopoty spowodowane uniedrożnieniem porów w gruncie, to powoduje unieruchomienie pompy ciepła. Technologia użytkowania studni głębinowych jest jeszcze słabo opanowana.

Wadą odwiertów głębinowych jest ich stosunkowo wysoki koszt w nakładach inwestycyjnych. We wstępnej ocenie można przyjąć, że koszt wymiennika pionowego jest półtora-krotnie większy, niż koszt wymiennika poziomego.

Zaletą wymienników pionowych jest stabilna temperatura gruntu w przedziale całego roku. Temperatura ta, jak pokazano na rys. 4.4, ustala się na głębokości 18 metrów na poziomie 10°C i poniżej tej głębokości jest stała przez cały rok. To powoduje stabilną pracę pompy ciepła i niezmienną wartość współczynnika wydajności



Rys. 4.4 Zmienność sezonowej temperatury gruntu w zależności od głębokości

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 silnikiem elektrycznym.

Zakłada się, że:

- 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 zł/m³,
- cena energii elektrycznej jest równa 0,50 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 GJ.
- 2) Roczne zużycie ciepła wprowadzonego w paliwie do kotła jest równe 146 GJ, co odpowiada zużyciu 3476 kg oleju opałowego lub 4170 m³ gazu ziemnego.
- 3) Do napędu pompy ciepła, jako alternatywnego źródła ciepła, zużyte jest u odbiorcy w ciągu roku 8712 kWh energii elektrycznej, co w przeliczeniu na energię pierwotną dla wyżej podanej sprawności systemu przesyłowego, daje wartość 99,6 GJ rocznie. Wartość ta w przeliczeniu na paliwo daje wartość 2370 kg oleju opałowego lub 2846 m³ gazu ziemnego.
- 4) W przypadku zastosowania pompy ciepła nastąpiło zmniejszenie zużycia energii na poziomie pierwotnym o 46 GJ/a.
- 5) Roczny koszt zakupu
 - energii elektrycznej: 4310 zł/a,
 - oleju opałowego: 14670 zł/a – różnica wydatków: 14670 – 4310 = 10360 zł/a,
 - gazu ziemnego: 8310 zł/a - różnica wydatków: 8310 – 4310 = 4000 zł/a.

Nakład inwestycyjny na konwencjonalną kotłownię wynosi około 20000 zł.

Nakład inwestycyjny na instalację pompy ciepła wynosi około 50000 zł, różnica w nakładach inwestycyjnych wynosi 50000 – 20000 = 30000 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 zł/GJ, wówczas roczny koszt ogrzewania jest równy: $50 \cdot 131,5 / 0,85 = 7740$ zł/a. Różnica rocznych wydatków w stosunku do ogrzewania pompy ciepła jest równa $7740 - 4310 = 3430$ 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.

Wykorzystanie pozostałych paliw odnawialnych, takich jak biomasa, biogaz, w tym biogaz wysypiskowy lub biometan do produkcji energii elektrycznej i ciepła w układach kogeneracyjnych zostało przedstawione w części II, pkt 3, w części III pkt 4, a także w części V, pkt 2.4.

4.2.5 Technologie OZE nie znajdujące zastosowania lub znajdujące ograniczone zastosowanie na terenie miasta Gdyni

Aktualne przepisy prawa budowlanego, brak lokalizacji oraz bardzo wysokie nakłady inwestycyjne wykluczają zastosowanie innych urządzeń i instalacji z grupy OZE. Poniżej przedstawiono te instalacje, dla których brak jest uzasadnienia ich stosowania na obszarze miasta Gdyni:

- elektrownie wiatrowe sieciowe;
- biogazownie;
- małe elektrownie wodne (MEW);
- ciepłownie geotermalne;
- ciepłownie na zrębki drzewne i słomę dużej mocy (powyżej 50 MW_t),

Elektrownie wiatrowe sieciowe

Budowa elektrowni wiatrowych sieciowych wymaga spełnienia szeregu procedur prawno-budowlanych oraz wydatkowania bardzo dużych nakładów inwestycyjnych, zarówno jednostkowych (na 1 kW uzyskanej mocy elektrycznej) jak i nakładów łącznych. Przepisy dotyczące lokalizacji elektrowni wiatrowych dużych mocy ograniczają możliwości lokalizacyjne w pobliżu obszarów zabudowanych. W celu umożliwienia lokalizacji zgodnie z aktualnymi przepisami, konieczne jest spełnienie szeregu wymagań, z których najistotniejszym jest wykonanie Oceny Oddziaływania na Środowisko, z której będzie wynikała możliwość realizacji inwestycji.

Natomiast zgodnie z planami zagospodarowania przestrzennego, możliwość realizacji elektrowni wiatrowych została uwzględniona w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego rejonu Obwodowej Północnej i zachodniego odcinka Drogi Czerwonej w Gdyni (uchwała nr XX/380/12 Rady Miasta Gdyni z dnia 23 maja 2012 r.).

Możliwości zastosowania energetyki wiatrowej dużych mocy została także przedstawiona w części II, pkt. 3.

Biogazownie

Miasto Gdynia położone jest nad brzegiem morskim w otulinie Trójmiejskiego Parku Krajobrazowego. Miasto posiada bardzo atrakcyjne położenie pod względem klimatycznym oraz walorów krajobrazowych. Jest to obszar szczególnie chroniony oraz bardzo cenny przyrodniczo.

Technologie budowy OZE, takie jak biogazownie, spalanie śmieci, wykorzystanie gazu wysypiskowego, produkcja etanolu na cele energetyczne nie mogą być rozpatrywane z ww. względów ekologicznych oraz brak możliwości lokalizacji w granicach miasta Gdyni tego typu obiektów (brak przyzwolenia społecznego na tego rodzaju inwestycje).

Możliwość budowy biogazowni została zasygnalizowana w części V dotyczącej współpracy z sąsiednimi gminami, pkt 2.4.

Małe elektrownie wodne

Z uwagi na brak potencjału energii wodnej (brak zasobów hydroenergetycznych) na terenie miasta Gdyni nie można rozpatrywać budowy małych elektrowni wodnych (MEW). Problem możliwości budowy elektrowni wodnych został również omówiony w pkt.3 części II.

Możliwości zastosowania energetyki wodnej została także przedstawiona w części II, pkt. 3.

Ciepłownia geotermalna

Wykonane badania grawimetryczne i badania magnetyczne rejonu min. dawnego województwa elbląskiego, gdańskiego, pozwoliły na opracowanie mapy strukturalno-tektonicznej regionu.

Z opracowanych i dostępnych danych wynika, że zarówno rejon miasta Gdyni jak i okoliczne gminy nie są określane jako miejsca, w których możliwe byłoby wykorzystanie złóż geotermalnych dla celów grzewczych.

Zakłada się, że do 2035 roku zainstalowana moc cieplna wszystkich źródeł OZE będzie wynosiła w granicach $2,5 \div 3,0\%$ całkowitego zapotrzebowania miasta na moc cieplną, tj. około $20 \div 25 \text{ MW}_{t,}$.

4.3 Możliwości lokalizacyjne odnawialnych źródeł energii

Lokalizacja mikrogeneracyjnych i minikogeneracyjnych odnawialnych źródeł energii (OZE) na terenie Gdyni powinna być dopuszczona bez żadnych ograniczeń, natomiast OZE o mocach powyżej 100 kW powinny być lokalizowane według następujących zasad.

1. Energetyka wiatrowa.

Możliwość lokalizacji siłowni wiatrowych powinna być dopuszczona tylko w rejonie Obwodowej Północnej i zachodniego odcinka Drogi Czerwonej objętym miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego rejonu (uchwała nr XX/380/12 Rady Miasta Gdyni z dnia 23 maja 2012 r.), dopuszczającym taką lokalizację.

2. Elektrociepłownie i kotłownie na biomasę lub biogaz.

Z uwagi na konieczność transportu dużych ilości biomasy lub konieczność budowy oddzielnych rurociągów przesyłowych biogazu lokalizacja tego typu obiektów może być dozwolona na obrzeżach miast, tj. w rejonie V – dzielnica Wielki Kack, rejon VII – Chwarzno – Wiczlino, tereny przemysłowe w rejonie II (Cisowa, Chylonia) z zastrzeżeniem, że będzie to dopuszczalne w tych przypadkach, kiedy nie będą istniały warunki techniczne przyłączenia do m.s.c.

3. Elektrociepłownie i kotłownie na biometan.

Z uwagi na możliwość przesyłu biometanu istniejącymi rurociągami gazowymi lokalizacja tego typu obiektów powinna być dopuszczona na całym terenie Gdyni, gdzie brak jest możliwości podłączenia do m.s.c. lub nie będą istniały warunki techniczne przyłączenia do m.s.c.

4. Instalacje solarne współpracujące z miejskim systemem ciepłowniczym

Lokalizacja instalacji słonecznych współpracujących z instalacjami miejskiego systemu ciepłowniczego np. węzłami grupowymi, służącymi do przygotowanie

cieplej wody użytkowej powinna być dopuszczona na całym terenie Gdyni bez ograniczeń.

5. Fotowoltaika.

Z uwagi na wielkość terenu potrzebnego do budowy farm fotowoltaicznych, wskazane do lokalizacji powinny być tereny, na których nie będzie możliwości budowy innych obiektów, np. z tytułu stref ochronnych. Potencjalnym terenem jest teren w pobliżu lotniska Gdynia – Kosakowo, w rejonie I.

6. Pompy ciepła.

Lokalizacja pomp ciepła powinna być dopuszczona na całym terenie Gdyni, gdzie brak jest możliwości podłączenia do m.s.c., natomiast w przypadku budowy układów współpracujących z sieciami ciepłowniczymi – bez ograniczeń.

Zasady lokalizacji urządzeń energetycznych niezależnie, czy są to konwencjonalne, czy odnawialne źródła energii określone są przepisami ustawy „Prawo budowlane” oraz przepisami dotyczącymi ochrony środowiska.

Zgodnie z ustawą z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. Nr 199, poz. 1227 z późn. zm.) dla przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko konieczne jest wykonanie oceny oddziaływania na środowisko. W przypadku przedsięwzięć mogących potencjalnie, znacząco oddziaływać na środowisko organ administracji samorządowej może narzucić sporządzenie Oceny Oddziaływania Na Środowisko, której elementem jest raport. Dopiero z wykonanych opracowań wynikają ograniczenia lokalizacyjne danej instalacji energetycznej.

Rodzaje przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko zostały określone w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. Nr 213, poz. 1397).