



Politechnika Śląska, Wydział Elektryczny
Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
44-100 Gliwice, ul. Bolesława Krzywoustego 2

Symbol umowy nadany w NCBiR: SP/B/3/76469/10

Symbol umowy nadany w Politechnice Śląskiej: PBS-3/RIE6/2010

Tytuł projektu: Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków – projekt badawczy strategiczny

Numer i tytuł zadania badawczego: 3. Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł energii w budownictwie

Numer i tytuł etapu: 6. Badania nad stosowaniem mikrokogeneracji i kogeneracji małej skali oraz technologii zintegrowanych z wykorzystaniem OZE (z uwzględnieniem mikrobiogazowni i innych technologii OZE) w różnych kategoriach budynków

Tytuł dokumentacji:

**BADANIA NAD STOSOWANIEM MIKROKOGENERACJI I KOGENERACJI
MAŁEJ SKALI ORAZ TECHNOLOGII ZINTEGROWANYCH Z
WYKORZYSTANIEM OZE (Z UWZGLĘDNIENIEM MIKROBIOGAZOWNI I
INNYCH TECHNOLOGII OZE) W RÓŻNYCH KATEGORIACH BUDYNKÓW**



Gliwice, maj 2011 r.

BADANIA NAD STOSOWANIEM MIKROKOGENERACJI I KOGENERACJI MAŁEJ SKALI ORAZ TECHNOLOGII ZINTEGROWANYCH Z WYKORZYSTANIEM OŹE (Z UWZGLĘDNIENIEM MIKROBIOGAZOWNI I INNYCH TECHNOLOGII OŹE) W RÓŻNYCH KATEGORIACH BUDYNKÓW

ZESPÓŁ AUTORSKI

prof. dr hab. inż. Jan Popczyk – kierownik etapu zadania badawczego
dr inż. Henryk Kocot
dr inż. Roman Korab
dr inż. Edward Siwy
dr inż. Zbigniew Jan Schmiegel
mgr inż. Agnieszka Czop
mgr inż. Andrzej Jurkiewicz
mgr inż. Dawid Kamiński
mgr inż. Paweł Kucharczyk
mgr inż. Marta Mastalerska
mgr inż. Ryszard Mocha
mgr inż. Michał Zakrzewski
inż. Dorian Bukowski
inż. Jerzy Wacowski
mgr Iwona Wocka

SPIS TREŚCI

Wprowadzenie.....	3
1. Przeprowadzenie sondażu diagnostycznego gromadzącego wiedzę o atrybutach strukturalnych i funkcjonalnych modelu użytkownika energii	
a. Budowa osłon bilansowych na reprezentatywnych budynkach i zespołach budynków, bilanse energii, w tym energii odnawialnej, w aspekcie realizacji celów Pakietu 3x20 i budowy modelu użytkownika energii. Syntetyczna ocena stanu budownictwa w Polsce pod kątem atrybutów strukturalnych i funkcjonalnych modelu użytkownika energii (ciepła grzewczego i cwu).	9
b. Przeprowadzenie sondażu diagnostycznego gromadzącego wiedzę o atrybutach modelu użytkownika energii w zakresie zaopatrzenia w ciepłą wodę użytkową (z uwzględnieniem zmienności dobowej i sezonowej) wraz z wnioskami w zakresie implementacji technologii urządzeń rozproszonej energetyki.....	17
2. Określenie kryteriów przydatności rozpatrywanych technologii dla zastosowania w różnych kategoriach budynków	
a. Szacowanie wpływu energetyki odnawialnej w osłonach bilansowych budynków i zespołów budynków na pracę systemu elektroenergetycznego - rozwój energetyki URE a zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych KSE	44
b. Integracja źródeł odnawialnych znajdujących się w osłonach bilansowych budynków i zespołów budynków z siecią elektroenergetyczną wraz ze szczegółowymi rozważaniami w zakresie zagadnień charakterystycznych dla sieci rozdzielczych niskiego napięcia	51
c. Integracja agregatu prądotwórczego z instalacją odbiorczą budynku mieszkalnego – pierwsze doświadczenia praktyczne	69
d. Analiza wymagań w zakresie niezbędnej infrastruktury technicznej do współpracy prosumenta z siecią elektroenergetyczną niskiego napięcia pod kątem stworzenia wytycznych w zakresie przyłączania prosumentów do sieci na niedyskryminujących warunkach.....	78
e. Opracowanie założeń rynkowych systemu rozliczeń przedsiębiorstw energetycznych z prosumentami.....	88
f. Opracowanie założeń rynkowych wynagradzania prosumentów za usługi systemowe świadczone na rzecz systemu dystrybucyjnego	95
3. Zastosowanie generacji zintegrowanej typu BCHP (Building Cooling and Heat Power), opracowanie analizy przy pomocy grup równoważnych metodą J. S. Milla.....	98
4. Pragmatyczne zdefiniowanie roli i funkcjonalności mikrobiogazowni jako specyficznego źródła OZE sprzężonego z kompleksem budynków; przeprowadzenie czynnej modyfikacji zjawiska konwersji energii z biomasy dla wyznaczenia warunków brzegowych jej aplikacji w budynkach	197
5. Implementacja rozpatrywanych (tytułowych) technologii energetycznych OZE w budynkach wraz z wstępną oceną ekonomiczną i eksploatacyjną	
a. Wstępna optymalizacja struktury źródeł OZE zintegrowanych z technologią zasobnikową (z uwzględnieniem samochodu elektrycznego) dedykowanej reprezentatywnemu budynkowi	256
b. Studium przypadku aplikacji praktycznych technologii geotermalnych, technologii opartych na pompach ciepła i pompach gazowych pod kątem aplikacji OZE w budynkach wraz oceną efektywności tych technologii zastosowanych w budynkach. Selekcja oraz hierarchizacja w obrębie grupy	

czynników innowacyjnych dla określenia kompatybilności rozpatrywanych technologii z budynkami.....	302
c. Koncepcja doboru źródeł OZE (np. pompy ciepła, kolektora słonecznego i innych - elektrycznych) oraz zasobników energii do budynku pasywnego.....	335
d. Implementacja technologii energetycznych OZE opartych na urządzeniach rozproszonej energetyki w budynkach (z uwzględnieniem aspektów ekonomicznych i eksploatacyjnych) w warunkach krajowych wraz z porównaniem uzyskanych w wyniku badań wniosków z wynikami badań zagranicznych (w szczególności International Energy Agency Energy Conservation in Buildings and Community Systems - ECBCS).....	354
6. Optymalizacja struktury urządzeń rozproszonej energetyki w budynkach mieszkalnych	
a. Wstępna optymalizacja struktury źródeł zintegrowanych (z technologią dominującą w postaci pompy ciepła, ogniwa fotowoltaicznego) dedykowanej reprezentatywnemu budynkowi	373
b. Wstępna optymalizacja struktury źródeł zintegrowanych (z technologią dominującą w postaci kolektora słonecznego, pompy ciepła) dedykowanej reprezentatywnemu budynkowi	461
Załącznik: Materiały prezentacji z seminarium podsumowującego prace wykonane w roku 2011	541

PODSUMOWANIE REALIZACJI ETAPU 1 ZADANIA BADAWCZEGO

Tematem etapu 6 zadania nr 3 „Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł energii w budownictwie” w ramach projektu badawczego strategicznego „Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków” są „Badania nad stosowaniem mikrokogeneracji i kogeneracji małej skali oraz technologii zintegrowanych z wykorzystaniem OZE (z uwzględnieniem mikrobiogazowni i innych technologii OZE) w różnych kategoriach budynków”. Prace badawcze w ramach etapu 6 zaplanowano na okres 12 miesięcy, tj. na okres 01.05.2010 r. do 30.04.2011 r. Zgodnie z ofertą oraz umową, zrealizowane badania objęły prace w następującym zakresie:

- a. przeprowadzenie sondażu diagnostycznego gromadzącego wiedzę o atrybutach strukturalnych i funkcjonalnych modelu użytkownika energii,
- b. określenie kryteriów przydatności rozpatrywanych technologii dla zastosowania w różnych kategoriach budynków,
- c. zastosowanie generacji zintegrowanej typu BCHP (Building Cooling and Heat Power), opracowanie analizy za pomocą grup równoważnych metodą J. S. Milla,
- d. pragmatyczne zdefiniowanie roli i funkcjonalności mikrobiogazowni jako specyficznego źródła OZE sprzężonego z kompleksem budynków; przeprowadzenie czynnej modyfikacji zjawiska konwersji energii z biomasy dla wyznaczenia warunków brzegowych jej aplikacji w budynkach,
- e. implementacja rozpatrywanych (tytułowych) technologii energetycznych OZE w budynkach wraz z wstępną oceną ekonomiczną i eksploatacyjną,
- f. optymalizacja struktury źródła zintegrowanego (mikrokogeneracja, kogeneracja małej skali, pompa ciepła, kolektor słoneczny, ogniwo fotowoltaiczne, elektrownia wiatrowa małej mocy) dedykowanej reprezentatywnemu budynkowi z uwzględnieniem samochodu elektrycznego.

Prace realizowane były w zespole badawczym o następującym składzie: prof. dr hab. inż. Jan Popczyk, dr inż. Henryk Kocot, dr inż. Roman Korab, dr inż. Edward Siwy, dr inż. Zbigniew Jan Schmiegel, mgr inż. Agnieszka Czop, mgr inż. Andrzej Jurkiewicz, mgr inż. Dawid Kamiński, mgr inż. Paweł Kucharczyk, mgr inż. Marta Mastalerska, mgr inż. Ryszard Mocha, mgr inż. Michał Zakrzewski, inż. Dorian Bukowski, inż. Jerzy Wacowski, mgr Iwona Wocka.

W zakresie sondażu diagnostycznego gromadzącego wiedzę o atrybutach strukturalnych i funkcjonalnych modelu użytkownika energii we współpracy z wykonawcami etapu nr 7 prowadzono prace dotyczące koncepcji struktury modelu użytkownika energii pod kątem budowy oprogramowania komputerowego wspomagającego stosowanie OZE w budynkach. Ponadto przeanalizowano rozmieszczenie osłon bilansowych na reprezentatywnych budynkach i zespołach budynków oraz bilanse energii, w tym energii odnawialnej, w aspekcie realizacji celów Pakietu 3x20 i dokonano segmentacji użytkowników energii. Zestawiono szczegółowe bilanse energii (w tym energii odnawialnej) w aspekcie realizacji celów Pakietu 3x20 (zapropozowana metodyka jednakowej oceny kosztów dla różnych technologii elektroenergetycznych integruje w sobie podstawowe składniki tych kosztów: wytwarzania, przesyłu i ochrony środowiska, w związku z czym pozwala dokonać obiektywnego porównania tych technologii). Przebadano proces budowy i eksploatacji budynku

energooszczędnego (studium przypadku dla budynku zlokalizowanego w Komprachcicach z uwzględnieniem doświadczeń eksploatacyjnych zebranych w pierwszym roku użytkowania tego obiektu), jak również przeprowadzono sondaż diagnostyczny gromadzący wiedzę o atrybutach modelu użytkownika energii w zakresie zaopatrzenia w ciepłą wodę użytkową (z uwzględnieniem zmienności dobowej i sezonowej).

W zakresie określenia przydatności rozpatrywanych technologii dla zastosowania w różnych kategoriach budynków przeanalizowano szczegółowo (poprzez symulacje komputerowe) zagadnienia współpracy tych technologii z systemem elektroenergetycznym i ich wpływu na wypełnienie przez Polskę zobowiązań wynikających z umów i przepisów międzynarodowych:

- oszacowano wpływ energetyki odnawialnej w osłonach bilansowych budynków i zespołów budynków na pracę systemu elektroenergetycznego w kontekście określenia kryteriów przydatności rozpatrywanych technologii energetycznych dla zastosowania w różnych kategoriach budynków (w ramach tego działania prześledzono oddziaływanie urządzeń rozproszonej energetyki na krajowy system elektroenergetyczny oraz połączenia transgraniczne, w szczególności na możliwość zmniejszania liczby i siły oddziaływania ograniczeń sieciowych występujących w sieci 400/220/110 kV KSE poprzez odciążenie tej sieci),
- rozpatrzono integrację źródeł odnawialnych znajdujących się w osłonach bilansowych budynków i zespołów budynków z siecią elektroenergetyczną, zwłaszcza w zakresie zagadnień charakterystycznych dla sieci rozdzielczych niskiego napięcia (z uwzględnieniem aspektów takich jak: możliwość masowego wprowadzania mikroźródeł rozproszonych przy istniejącej strukturze sieci dystrybucyjnej nN w zakresie obwodów pierwotnych, zastosowanie elementów smart meteringu w celu uniknięcia zasadniczych zmian technicznych w strukturze sieci, a także instalacji wewnętrznej obiektu, nowe podejście prosumentów do problemu niezawodności sieci oraz problemów eksploatacyjnych, możliwość masowej rezygnacji prosumentów wykorzystujących systemy autonomiczne OZE+zasobnik ze współpracy z systemem elektroenergetycznym, ceny węzłowe jako narzędzie motywacji ekonomicznej wytwórców i odbiorców energii do efektywniejszego wykorzystania sieci); zbadano także studium przypadku integracji agregatu prądotwórczego z instalacją odbiorczą budynku mieszkalnego,
- opracowano założenia rynkowe systemu rozliczeń przedsiębiorstw energetycznych z prosumentami za dostarczoną energię oraz za usługi systemowe świadczone na rzecz systemu dystrybucyjnego a także przeanalizowano wymagania w zakresie niezbędnej infrastruktury technicznej do współpracy prosumenta z siecią elektroenergetyczną niskiego napięcia pod kątem stworzenia wytycznych w zakresie przyłączania prosumentów do sieci na niedyskryminujących warunkach.

Przeprowadzone analizy potwierdziły korzystny wpływ urządzeń rozproszonej energetyki na system elektroenergetyczny – zarówno z punktu widzenia odbiorców energii, jak również operatorów systemów dystrybucyjnych.

W zakresie zastosowania generacji zintegrowanej typu BCHP, dokonano przeglądu dostępnych na krajowym rynku urządzeń generacji zintegrowanej mających zastosowanie w rozpatrywanych budynkach, zbudowano arkusz obliczeniowy do oceny opłacalności

stosowania tych urządzeń w budynkach (zgodnie z przyjętą segmentacją odbiorców) a także zweryfikowano spójność uzyskanych wyników z wynikami badań zagranicznych. Wyniki uzyskane w trakcie realizacji tej części zadania badawczego potwierdzają celowość stosowania przy rozpatrywaniu budynków mieszkalnych modeli symulacyjnych uwzględniających większą rozdzielczość czasową, niż w przypadku rozpatrywania dużych obiektów przemysłowych, czy też wydzielonych obszarów kraju (np. gmin, województw).

W zakresie pragmatycznego zdefiniowania roli i funkcjonalności mikrobiogazowni określono przydatność technologii fermentacji beztleniowej pod kątem aplikacji OZE w budynkach (w szczególności budynkach zlokalizowanych na terenach wiejskich). Wykonano charakterystykę technologii oraz rozwiązań konstrukcyjnych, selekcję oraz hierarchizację w obrębie grupy czynników innowacyjnych dla określenia kompatybilności z rozpatrywanymi budynkami. W szczególności, przeanalizowano koncepcję wykonania niewielkich komór fermentacyjnych (biogazowni), które byłyby montowane w średniej wielkości warsztatach a następnie, jako kompletne, przewożone do miejsca zabudowania (gospodarstwo rolne). Wykreowano w ten sposób i przeanalizowano dwa modele mikrobiogazowni rolniczej: kontenerową KMR i cysternową CMR 20 o mocach elektrycznych 10 i 20 kW. Są to instalacje dedykowane przede wszystkim dla małych gospodarstw rolnych lub hodowlanych i służących do utylizacji biodegradowalnych resztek upraw rolnych oraz odpadów i odchodów zwierzęcych (np. gnojowica, kurzyniec) z hodowli. Innowacyjność rozwiązania polega na uniwersalności i prostocie prowadzenia procesu konwersji mas biodegradowalnych w biogaz i uzdatnieniu go dla potrzeb wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Wyznaczono warunki lokalizacja oraz planowany obszar oddziaływania przedsięwzięcia. Przygotowano biznesplan mikrobiogazowni KMR (Kontenerowa Mikrobiogazownia Rolnicza) i CMR 20 (Cysternowa Mikrobiogazownia Rolnicza) dla rolnika eksploatatora, w którym: dobrano spektrum substratów, przeprowadzono bilans energetyczny, określono niezbędne instalacje technologiczne, oszacowano koszty inwestycji, przeanalizowano przepływy pieniężne i wyliczono wskaźniki NPV i IRR. Określono warunki rentowności dla KMR oraz oceniono prawdopodobieństwa wystąpienia istotnych zdarzeń w zakresie analizowanych kategorii ryzyka i wrażliwości inwestycji. Wyznaczono analizę SWOT dla mikrobiogazowni rolniczych. Dokonano wstępnej analizy oddziaływania na środowisko wraz z komputerową analizą hałasu i emisji. Opisano warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Zoptymalizowano proces technologiczny i wykorzystanie sedymentu pofermentacyjnego. Opisano procedury zarządzania projektem budowy mikrobiogazowni, stan prawny i administracyjny.

W zakresie prac optymalizacyjnych implementacji technologii energetycznych OZE w budynkach przeanalizowano struktury źródeł zintegrowanych z technologią dominującą w postaci kolektora słonecznego, pompy ciepła, mianowicie dokonano optymalizacji aplikacji OZE (kolektor słoneczny oraz pompa ciepła) na potrzeby reprezentatywnego budynku z uwzględnieniem nakładów: technicznych i ich wystarczalności oraz finansowych, w szczególności dotyczących okresu zwrotu inwestycji. Rozpatrywano także praktyczne uwarunkowania stosowania technologii małych elektrowni wiatrowych (tzw. mikrowiatraków).

Dokonano symulacji instalacji z kolektorami słonecznymi na potrzeby C.W.U. oraz C.O. z uwzględnieniem: zastosowania kolektorów płaskich i CPC, typu budynku, liczby osób

korzystających z instalacji, zapotrzebowania użytkowników na C.W.U. Przeprowadzone symulacje wydajności instalacji solarnej oraz kalkulacji finansowych jednoznacznie stwierdzają opłacalność stosowania tego typu instalacji w wielu typach budynków, szczególnie tych, których okres eksploatacji jest całoroczny, a przynajmniej w sezonie wiosenno – letnim. Stwierdzono również, że wydajność i opłacalność finansowa instalacji zależy w szczególnie wysokim stopniu od profesjonalnego projektu i dokładnego określenia oczekiwań co do instalacji jak również dostosowania jej elementów do potrzeb użytkowników. Wspomaganie instalacji C.O. jest celowe w przypadkach niskiego i bardzo niskiego zapotrzebowania budynku na ciepło grzewcze ($35 - 50 \text{ W/m}^2$) oraz wykorzystania kolektorów próżniowych CPC w instalacji.

Dokonano symulacji instalacji z pompą ciepła na potrzeby C.O. oraz C.W.U. z uwzględnieniem: zastosowania kolektorów (dolnego źródła energii: gruntowych poziomych oraz pionowych, wodnych: systemu dwóch studni), różnych typów budynków (powierzchnia użytkowa, zapotrzebowanie energetyczne). W wyniku przeprowadzonych symulacji wskazano następujące cechy instalacji z pompą ciepła: wysokie nakłady inwestycyjne związane z budową kotłowni wspomaganej pompą ciepła, kłopotliwa budowa kolektora gruntowego w przypadku modernizacji energetycznej budynku, rekomendacja przejścia na ogrzewanie niskotemperaturowe modernizowanego budynku, znaczne oszczędności oraz szybki okres zwrotu inwestycji (6 – 7 lat) z pompą ciepła w przypadku zastąpienia ogrzewania budynku olejem opałowym lub gazem propan-butan, najbardziej opłacalne przypadki instalacji pompy ciepła: budynek nowy – łatwość budowy kolektora gruntowego, lub systemu dwóch studni, niska lub bardzo niska energochłonność budynku, możliwość zastosowania pomp ciepła o niższych mocach – niższa cena oraz znacznie mniejszy (powierzchnia lub głębokość) kolektor gruntowy. Jako kierunek dalszych badań należy wskazać możliwość zastosowania systemu hybrydowego zasilania budynku opartego o mikrowiatrak oraz ogniwa fotowoltaiczne – budowa domu zero/plus energetycznego. W przypadku inwestycji polegającej na integracji instalacji pompy ciepła z ogniwem fotowoltaicznym przeprowadzone obliczenia i analizy uzyskanych wyników wykazały, iż inwestycja jest opłacalna w przypadku gdy zastępuje instalacje ogrzewania elektrycznego, na olej opałowy lub gaz płynny. Okres zwrotu takiej inwestycji wynosi kolejno: 8-9 lat dla ogrzewania elektrycznego, 9-10 lat dla ogrzewania na olej opałowy oraz 7-8 lat dla gazu płynnego. Z kolei w przypadku zastępowania pompą ciepła zintegrowaną z fotoogniwem ogrzewania na gaz ziemny, węgiel lub biomasę, inwestycja taka okazuje się być nieopłacalna – zwrot inwestycji przekracza lub jest bardzo zbliżony do żywotności pompy ciepła, wynoszącej około 20 lat. Przy obecnych cenach paliw, które charakteryzują się dużą zmiennością, warto rozważać na etapie inwestycyjnym montaż pompy ciepła w połączeniu lub bez ogniwa fotowoltaicznego. Decyzja taka powinna być jednak podparta na dokładnych analizach dla konkretnego przypadku i lokalizacji.

Na podstawie badań przeprowadzonych w wyniku realizacji rozpatrywanego etapu zadania badawczego sporządzono szczegółowy raport o objętości ponad 500 stron.

Andrzej JURKIEWICZ
eGmina, Infrastruktura, Energetyka sp. z o.o.
Henryk KOCOT
Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów

BUDOWA OSŁON BILANSOWYCH NA REPREZENTATYWNYCH BUDYNKACH I ZESPOŁACH BUDYNKÓW, BILANSE ENERGII, W TYM ENERGII ODNAWIALNEJ, W ASPEKCIE REALIZACJI CELÓW PAKIETU 3X20 I BUDOWY MODELU UŻYTKOWNIKA ENERGII. SYNTETYCZNA OCENA STANU BUDOWNICTWA W POLSCE POD KĄTEM ATRYBUTÓW STRUKTURALNYCH I FUNKCJONALNYCH MODELU UŻYTKOWNIKA ENERGII (CIEPŁA GRZEWczego I CWU)

1. Bilansowanie energii w budynkach zaopatrzonych we własne źródła

Bilansowanie zużycia i produkcji energii w budynkach musi być prowadzone w dwóch horyzontach czasowych tj. długoterminowym oraz krótkoterminowym, przy czym w niniejszym przypadku okres długoterminowy dotyczy przynajmniej sezonu w roku (letniego i zimowego) lub nawet całego roku, natomiast horyzont krótkoterminowy dotyczy bieżącego bilansowania energii i będzie on różny dla energii cieplnej i elektrycznej, ze względu na możliwości jej gromadzenia. Można uznać, że w przypadku energii elektrycznej w horyzoncie krótkoterminowym mamy również pewne zdolności akumulacyjne energii i w takim razie można go przyjmować jako okres godzinowy (typowy dla rynku energii elektrycznej) lub nawet dobowy. Rozróżnienie tych horyzontów jest ważne z powodu możliwości określenia wpływu generacji występującej wewnątrz budynku na różne cele. Z punktu widzenia wpływu na całą gospodarkę (realizację programów energetycznych w wymiarze krajowym lub europejskim) istotny jest horyzont długoterminowy w którym można określać globalny wpływ źródeł zainstalowanych w budynkach na wielkość zapotrzebowania na energię (głównie elektryczną) czy też na wielkość emisji substancji szkodliwych (głównie CO₂) i politykę środowiskową. Horyzont krótkoterminowy natomiast jest ważny dla określenia ekonomiki pracy urządzeń OZE/URE, gdyż szczególnie jeśli chodzi o energię elektryczną ważne jest maksymalne wykorzystanie energii produkowanej przez prosumenta bezpośrednio na jego własne potrzeby. W przypadku odsprzedaży jej do sieci operatora sieci dystrybucyjnej pojawia się problem rozliczeń za tę część energii, co wpływa zwykle na niekorzyść produkującego (lub przynajmniej zmniejsza jego efektywność ekonomiczną). Z drugiej strony możliwa jest akumulacja nadwyżek tej energii bezpośrednio u prosumenta ale to przy dzisiejszych technologiach znacząco podraża całą inwestycję.

Do bilansów energii w horyzoncie długookresowym konieczne staje się znajomość zapotrzebowania na energię ciepłą budynku (ogrzewanie oraz ciepła woda użytkowa), zapotrzebowanie na chłód oraz na energię elektryczną. Do wykonania takich bilansów na typowych rozwiązaniach budynków można posługiwać się wartościami średnimi (choćby wykorzystywanymi dla wykonywania audytu i świadectwa energetycznego budynku wg metodologii zawartej w rozporządzeniu ministra infrastruktury). Dla źródeł energii natomiast można wykorzystywać również dane przeciętne wg przeciętnego czasu wykorzystania mocy zainstalowanej (np. wiatraka) lub zastępczej liczby godzin z nasłonecznieniem (dla źródeł fotowoltaicznych).

Trudniejszy problem występuje przy bilansowaniu krótkookresowym, gdyż w tym przypadku model powinien uwzględniać zmienność parametrów decydujących o zapotrzebowaniu i produkcji energii (prędkość wiatru, temperaturę zewnętrzną itp.). Modelowanie w tym przypadku powinno się opierać na statystycznej symulacji czynników decydujących o produkcji mocy i energii oraz jej zapotrzebowaniu z uwzględnieniem możliwości akumulacyjnych oraz stałych czasowych zmian parametrów opisujących bilanse.

Poniżej przedstawia się propozycję segmentacji budynków, dla których badania symulacyjne prowadzone są w nieco odmienny sposób chociażby ze względu na niejednoczesność występowania obciążeń szczytowych (szczególnie w zakresie energii elektrycznej).

2. Propozycja segmentacji budynków

Poniżej zostały opisane kategorie obiektów wraz z danymi wejściowymi, dla których w dalszych podpunktach przeprowadzone zostaną szczegółowe badania nad możliwością zastosowania kogeneracji. Określono i przedstawiono w sposób uporządkowany charakterystyczne cechy i parametry modelu rozpatrywanych budynków wraz z przyporządkowaniem do poszczególnych segmentów odbiorców przedstawionych poniżej.

Przedstawiona klasyfikacja odbiorców dotyczy poziomu i progów zużycia energii cieplnej i elektrycznej. Podane wielkości dotyczące powierzchni użytkowych budynków, wielkości zakładu pracy zależnego od ilości zatrudnionych pracowników i wielkość gospodarstwa rolnego, mają charakter umowny. Kryterium podziału i przynależność do danej kategorii jest zawsze minimalne i maksymalne zużycie energii elektrycznej i ciepła w ciągu roku.

URE – Urządzenia Rozproszonej Energetyki. Energetyka URE oznacza energetykę wykorzystującą urządzenia produkowane w fabrykach, transportowane w kontenerach, sprzedawane w marketach, przeznaczone dla prosumentów. Urządzenia te produkuje przemysł URE (Niemcy – przedsiębiorstwa takie jak: Viessmann i wiele innych, Polska – przedsiębiorstwa takie jak: Watt i wiele innych). Przemysł URE działający podobnie jak przemysł AGD, staje się siłą, dynamizującą gospodarkę w ogóle. Siłą urządzeń URE będzie ich certyfikacja/homologacja, która zapewni prosumentom możliwość pokonania barier tworzonych przez struktury administracyjne (system pozwoleń, koncesji...) i struktury operatorskie (utrudnienia w zakresie przyłączania źródeł do sieci).

Segment S (Small)

Małe budynki mieszkalne (głównie indywidualne), 50-500 m² powierzchni użytkowej, małe zakłady pracy (do 10 osób zatrudnienia), małe gospodarstwa rolne (do 10 ha).

- zużycie energii elektrycznej roczne: 1 - 20 MWh/rok,
- zużycie energii cieplnej: 3 - 50 MWh/rok,
- łączne zużycie energii: 5 - 70 MWh/rok,

- moc elektryczna P_{el} URE: 1-10 kW,
- moc cieplna P_{th} URE: 2 - 25kW,
- zalecany czas pracy URE: >5000 h/rok.

Opis segmentu:

(a) Małe budynki mieszkalne (głównie indywidualne) o różnym standardzie ochrony cieplnej i różnym zapotrzebowaniu na ciepło do ogrzewania budynku; od 15 kWh/m²/rok (budynek pasywny) do 250 kWh/m²/rok (budynek w technologii z lat 60-70tych), przy założeniu, że ilości energii cieplnej na potrzeby ogrzewania i ciepłej wody nie przekracza 50 MWh/rok

Ciepła woda użytkowa wytwarzana w lokalnym źródle ciepła przy w ilości 30-60 l/osobę. Liczba osób 1-6. Zużycie energii elektrycznej 1-20MWh/rok

OZE/URE w formie niewielkich źródeł energii (mikrowiatrak do 3 kW, fotowoltaika do 5 kW, kolektor słoneczny do 5 m² powierzchni absorbera, mikrokogeneracja o mocy elektrycznej do 10 kW i cieplnej do 20 kW). W przypadku stosowania pompy ciepła, pompa ta zasilana jest głównie z OZE lub z wykorzystaniem kogeneracji. Podstawą doboru układów kogeneracyjnych dla zapewnienia energii cieplnej jest zapotrzebowanie budynku na ogrzewanie, dlatego przyjmuje się, że czas pracy tych źródeł będzie nie krótszy niż 5000 h/rok (sezon grzewczy w Polsce średnio trwa 5000-5500 h/rok). Przy doborze układu kogeneracji bierzemy pod uwagę średnie zapotrzebowanie na ciepło w sezonie grzewczym (łącznie z cwu).

(b) Małe zakłady pracy typu warsztaty, biura, sklepy i drobnych usług dla ludności, o zużyciu energii cieplnej do 50MWh/rok i elektrycznej do 20 MWh/rok

Zużycie cwu 5-15 l/osobę/dzień. Zasady doboru i czasu pracy OZE/URE zgodne z ppkt.a). Możliwość zastosowania indywidualnych rozwiązań OZE/URE w zależności o specyfiki produkcji lub rodzaju usług oferowanej w zakładzie.

Przykładowo dla bezdotykowej myjni samochodowej, zastosowanie kolektorów słonecznych jest inwestycją bardzo opłacalną (czas zwrotu 3-4 lata), lecz wtedy powierzchnia absorberów uzależniona będzie od ilości stanowisk w myjni.

(c) Małe gospodarstwa rolne z budynkiem mieszkalnym i budynkami gospodarczymi przy założeniach podanych w ppkt.a). W tym wypadku preferowanym źródłem OZE jest mikrobiogazownia z układem kogeneracyjnym na biogaz o mocy elektrycznej 7-10 kW. W mikrobiogazowni wsadem są głównie odpady organiczne produkowane w gospodarstwie, oraz z upraw tego gospodarstwa (w tym także roślin energetycznych). Energia elektryczna i cieplna jest produkowana przez cały rok.

Segment M (Middle)

Budynki o powierzchni użytkowej 200-2000 m², średnie zakłady pracy (10 - 20 pracowników), średnie gospodarstwa rolne (10 - 50 ha), małe obiekty użyteczności publicznej (szkoły, ośrodki zdrowia, urzędy).

- zużycie energii elektrycznej rocznie 10 - 100 MWh/rok,
- zużycie energii cieplnej: 30 - 300 MWh/rok,
- łączne zużycie energii: 70 - 400 MWh/rok,
- moc elektryczna P_{el} URE: 10 - 100 kW,
- moc cieplna P_{th} URE: 25 - 300 kW,
- zalecany czas pracy URE: >7000 h/rok.

Opis segmentu

(a) Niewielkie budynki wielorodzinne o różnym standardzie ochrony cieplnej i różnym zapotrzebowaniu na ciepło do ogrzewania budynku od $15 \text{ kWh/m}^2/\text{rok}$ (budynek pasywny) do $250 \text{ kWh/m}^2/\text{rok}$ (budynek w technologii z lat 60 -- 70-tych), przy założeniu, że ilości energii cieplnej na potrzeby ogrzewania i ciepłej wody nie przekracza 300 MWh/rok

Ciepła woda użytkowa wytwarzana w lokalnym źródle ciepła przy w ilości 30-60 l/osobę. Liczba osób 5-100. Zużycie energii elektrycznej 10-100 MWh/rok

OZE/URE w formie blokowych źródeł energii (wiatrak do 30 kW, fotowoltaika do 30 kW, kolektor słoneczny o powierzchni absorbera do 100 m^2 , mała kogeneracja). W przypadku stosowania pompy ciepła, pompa ta zasilana jest głównie z OZE lub z wykorzystaniem kogeneracji. Podstawą doboru układu kogeneracji dla zapewnienia energii cieplnej, jest zapotrzebowanie budynku na produkcję cwu dlatego przyjmuje się, że czas pracy źródeł będzie nie krótszy niż 7000h/rok.

Układ kogeneracji dobierany pod całoroczne potrzeby cwu. W przypadku zastosowanie kolektora słonecznego nie należy stosować układu kogeneracji, gdyż w okresie letnim praca układu kogeneracyjnego byłaby nieopłacalna z uwagi na brak możliwości wykorzystania ciepła.

(b) Średnie zakłady pracy typu warsztaty, zakłady produkcyjne, przetwórcze, hale magazynowe, markety o zużyciu energii cieplnej do 300 MWh/rok i elektrycznej do 100 MWh/rok

Zużycie cwu 5-15 l/osobę/dzień. Zasady doboru i czasu pracy OZE/URE zgodne z ppkt.a).

W wielu przypadkach dobór OZE/URE oraz ich wielkości uzależniony będzie od profilu produkcji (zapotrzebowanie na konkretny rodzaj energii) oraz czasu pracy zakładu. W przypadku produkcji opartej o produkty rolnicze (mleczarnie, zakłady przetwórstwa owoców i warzyw, masarnie, tłocznie oleju, gorzelnie) należy w pierwszej kolejności rozważyć możliwość zastosowania lokalnej biogazowni produkującej biogaz z odpadów poprodukcyjnych. Biogaz wykorzystywany będzie w układzie kogeneracyjnym o mocy elektrycznej do 100 kW.

(c) Średnie gospodarstwa rolne z budynkiem mieszkalnym i budynkami gospodarczymi. Możliwa produkcja rolnicza profilowa (tuczniaki, kury, krowy). W tym wypadku preferowanym źródłem OZE jest biogazownia z układem kogeneracyjnym na biogaz o mocy elektrycznej 10-50 kW. W mikrobiogazowni wsadem są głównie odpady organiczne produkowane w gospodarstwie. Energia elektryczna i ciepła jest produkowana przez cały rok.

Segment L (Large)

Budynki lub kompleksy budynków o powierzchni użytkowej powyżej 2000 m^2 , duże zakłady pracy (powyżej 20 pracowników), duże gospodarstwa rolne (powyżej 50 ha), średnie i duże obiekty użyteczności publicznej (szkoły, szpitale, urzędy, centra handlowe, jednostki wojskowe).

- zużycie energii elektrycznej rocznie: $>80 \text{ MWh/rok}$,
- zużycie energii cieplnej: $>200 \text{ MWh/rok}$,
- łączne zużycie energii: $>400 \text{ MWh/rok}$,
- moc elektryczna P_{el} URE: $>100 \text{ kW}$,
- moc cieplna P_{th} URE: $>300 \text{ kW}$,
- zalecany czas pracy URE: $>8000 \text{ h/rok}$.

Opis segmentu

(a) Duże budynki wielorodzinne lub osiedla mieszkaniowe zasilane ze wspólnego źródła ciepła (kotłownia osiedlowa), o różnym standardzie ochrony cieplnej i różnym zapotrzebowaniu na ciepło do ogrzewania budynku od 15 kWh/m²/rok (budynek pasywny) do 250 kWh/m²/rok (budynek w technologii z lat 60 -- 70-tych), przy założeniu, że ilości energii cieplnej na potrzeby ogrzewania i ciepłej wody przekracza 200 MWh/rok.

Ciepła woda użytkowa wytwarzana w lokalnym źródle ciepła przy w ilości 30-60 l/osobę. Liczba osób powyżej 50. Zużycie energii elektrycznej powyżej 80 MWh/rok

OZE/URE w formie scentralizowanego lokalnego źródła (miniwiatrak od 30 kW, fotowoltaika od 30 kW, kolektor słoneczny o powierzchni absorbera powyżej 100 m², średnia kogeneracja). W przypadku stosowania pompy ciepła, pompa ta zasilana jest głównie z OZE lub z wykorzystaniem kogeneracji. Podstawą doboru układów kogeneracyjnych, jest zapotrzebowanie budynku/osiedla na produkcję cwu, dlatego przyjmuje się, że czas pracy źródeł będzie nie krótszy niż 8000 h/rok.

Układ kogeneracji dobierany pod całoroczne potrzeby cwu. W przypadku zastosowanie kolektora słonecznego nie należy stosować układu kogeneracji, gdyż w okresie letnim praca układu kogeneracyjnego byłaby nieopłacalna z uwagi na brak możliwości wykorzystania ciepła.

(b) Większe zakłady produkcyjne, przetwórcze, hale przemysłowe, centra handlowe, lub biurowce o zużyciu energii cieplnej powyżej 200MWh/rok i elektrycznej powyżej 80 MWh/rok.

Zużycie cwu 5-15 l/osobę/dzień.

Zasady doboru i czasu pracy OZE/URE w dużym stopniu uzależnione od specyfiki produkcji lub rodzaju stosowanych urządzeń technologicznych. W wielu przypadkach dobór OZE/URE oraz ich wielkości uzależniony będzie od profilu produkcji (zapotrzebowanie na konkretny rodzaj energii) oraz czasu pracy zakładu. W przypadku produkcji opartej o produkty rolnicze (mleczarnie, zakłady przetwórstwa owoców i warzyw, masarnie, tłocznie oleju, gorzelnie) należy w pierwszej kolejności rozważyć możliwość zastosowania lokalnej biogazowni produkującej biogaz z odpadów poprodukcyjnych. Biogaz wykorzystywany będzie w układzie kogeneracyjnym o mocy elektrycznej powyżej 100 kW.

(c) Duże gospodarstwa rolne z budynkami gospodarczymi. Możliwa produkcja rolnicza profilowa (tuczniki, kury, krowy). W tym wypadku preferowanym źródłem OZE jest biogazownia z układem kogeneracyjnym na biogaz o mocy elektrycznej powyżej 100 kW. W biogazowni wsadem są odpady organiczne produkowane w gospodarstwie a także produkcja celowa roślin energetycznych. Energia elektryczna i ciepła jest produkowana przez cały rok.

Segment XL (Extra Large)

Inni nietypowi odbiorcy energii, w tym zwłaszcza zakłady przemysłowe, gdzie występuje duże zapotrzebowanie na różne rodzaje energii związane z technologią produkcji i gdzie możliwe jest powtórne wykorzystanie energii odpadowej poprodukcyjnej.

Uwaga: W niniejszym podpunkcie celowo pominięto segment XL. Obiekty należące do tego segmentu posiadają zróżnicowane parametry techniczne, które są niejako ich indywidualną i rzadko powtarzalną cechą. Dlatego nie istnieje fizyczna możliwość stworzenia algorytmu określającego przydatność technologii CHP dla wszystkich obiektów reprezentujących ten segment. Konieczne jest tu zastosowanie indywidualnej analizy określającej słuszność zastosowania URE dla każdego obiektu z osobna.

3. Analiza składowych Pakietu Energetycznego 3×20

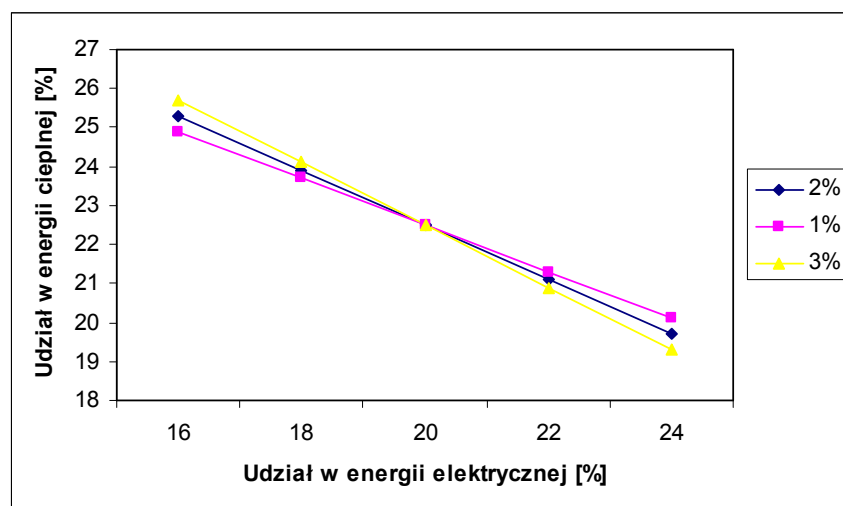
Pakiet Energetyczno-Klimatyczny 3×20 narzuca pewne obowiązki dla całej gospodarki danego kraju. Realizacja tego pakietu musi być przeprowadzona racjonalnie i z całkowitą świadomością skutków. W tym celu niezbędna jest znajomość powiązań pomiędzy poszczególnymi składowymi oraz rynkami końcowymi energii, na których cele te mają być realizowane. W tym celu poniżej przedstawia się krótką ocenę powiązań składowych i możliwości ich realizacji na poszczególnych rynkach końcowych.

Poszczególne składowe pakietu 3×20 muszą być rozpatrywane łącznie dla trzech końcowych rynków: energii elektrycznej, ciepła oraz paliw transportowych. Poniżej zostaną przedstawione możliwości spełnienia tych składowych wymagań dla różnych proporcji udziałów energii odnawialnej w poszczególnych rynkach końcowych. Zastosowany model jest następujący.

Zakłada się, że trzecia składowa pakietu tj. zmniejszenie jednostkowego, w stosunku do produktu krajowego brutto, zużycia energii w warunkach naszego kraju zostanie spełniona, ze względu na dużą dynamikę przyrostu PKB. W rozpatrywanym okresie tj. do 2020 roku Polska będzie charakteryzować się dużym przyrostem PKB. Sumaryczny przyrost PKB w latach 2007-2020 na poziomie 51%. Przewidywane przyrosty dla poszczególnych rynków końcowych (przyjęto, że wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną będzie w rozpatrywanym okresie wynosił 2% (sumarycznie około 29%), rynek ciepła nie ulegnie zmianie (ze względu na działania oszczędnościowe – przyjęto kompensację wzrostu zapotrzebowania i działań oszczędnościowych), rynek paliw wzrost o 3% rocznie co daje wzrost około 43% w rozpatrywanym okresie) dają sumaryczny przyrost (ważony po wielkościach poszczególnych rynków) tych rynków na poziomie 15%. Jeżeli dokonać konfrontacji przyrostu rynków produktów końcowych i przyrostu PKB to spadek jednostkowego zużycia energii wynosi ponad 20%. W związku z powyższym założenie o spełnieniu tej składowej pakietu 3×20 jest w pełni uzasadnione.

Składowe pakietu mówiące o sumarycznym obniżeniu emisji CO₂ oraz udziale energii odnawialnej w poszczególnych rynkach są ściśle ze sobą powiązane. Jako daną o wyższym priorytecie, w niniejszym rozdziale, przyjmuje się sumaryczny udział energii odnawialnej w rozpatrywanych trzech rynkach końcowych. Ponieważ celem jest sumaryczny udział energii odnawialnej w trzech rynkach podział pomiędzy poszczególnymi rynkami może być zrealizowany na różne sposoby. W niniejszym rozdziale przyjęto jako stały udział energii odnawialnej w paliwach transportowych na poziomie 14%. Ten cel został przyjęty obligatoryjnie z dwóch powodów: po pierwsze większej niezależności rynku paliw od pozostałych rynków i po drugie ze względu na charakter i tematykę niniejszego opracowania, która skupiona jest na energii elektrycznej i ciepłej. Udziały energii odnawialnej w rynkach energii elektrycznej i ciepła przyjmowane są w sposób scenariuszowy, przy czym jako zmienną niezależną przyjmuje się udział energii odnawialnej w rynku energii elektrycznej.

Na rysunku 1 przedstawiono zależności udziału energii odnawialnej na rynku ciepła w zależności od udziału energii odnawialnej na rynku energii elektrycznej, przy założeniu 20% łącznego udziału energii odnawialnej w rozpatrywanych trzech rynkach.



Rys. 1. Udział energii odnawialnej w rynku ciepła w zależności od udziału energii odnawialnej w rynku energii elektrycznej, przy sumarycznym udziale energii odnawialnej w rynkach: energii elektrycznej, ciepłej i paliw transportowych równym 20%

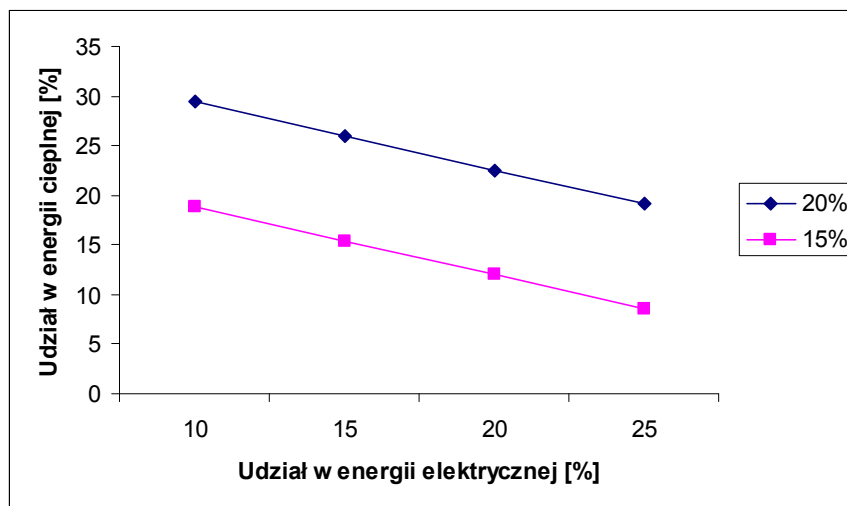
Parametrem wykresu jest procentowy przyrost energii elektrycznej w rozpatrywanym horyzoncie czasowym tj. do 2020 roku. Roczny przyrost energii elektrycznej został przyjęty na trzech poziomach 2% jako najbardziej prawdopodobny oraz dodatkowo 1% i 3%.

Otrzymane zależności są liniowe, przy czym współczynniki nachylenia tych prostych określające zmiany udziału energii odnawialnej w rynku ciepła do zmiany udziału energii odnawialnej w rynku energii elektrycznej wynoszą, dla rocznego przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną na poziomie:

- 2% – 0,7%/1%,
- 1% – 0,6%/1%,
- 3% – 0,8%/1%.

Wartości tych współczynników poniżej 1 oznaczają, że większe sumaryczne efekty zwiększenia udziału energii odnawialnej można osiągnąć zwiększając udziały tejże energii w rynku energii elektrycznej niż w rynku ciepła. Istotna jest również zależność tych współczynników od przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, im większy przyrost zapotrzebowania tym większe (bezwzględne) wartości tego współczynnika.

Na rysunku 2 przedstawiono zależności udziału energii odnawialnej na rynku ciepła w zależności od udziału energii odnawialnej na rynku energii elektrycznej, przy założeniu 2% rocznego przyrostu obciążenia na rynku energii elektrycznej. Parametrem wykresu jest procentowy łączny udział energii odnawialnej w rozpatrywanych trzech rynkach, który przyjęto na poziomie 20% i 15% w rozpatrywanym horyzoncie czasowym tj. do 2020 roku.



Rys. 2. Udział energii odnawialnej w rynku ciepła w zależności od udziału energii odnawialnej w rynku energii elektrycznej, przy 2% rocznym przyroście rynku energii elektrycznej

Otrzymane zależności są liniowe o jednakowym współczynniku nachylenia ($-0,7\%/1\%$) i przesunięte względem siebie o wartość $10,5\%$, co oznacza, że zwiększenie sumarycznego udziału energii odnawialnej w trzech rynkach o 5% , powoduje konieczność znacznego zwiększenia (o $10,5\%$) udziału energii odnawialnej w rynku ciepła, przy tym samym udziale energii odnawialnej w rynku energii elektrycznej.

Po wyznaczeniu udziałów energii odnawialnej w poszczególnych trzech rynkach końcowych wykonywane są obliczenia sumarycznej emisji CO_2 , i w ten sposób dokonuje się oceny spełnienia drugiego kryterium pakietu 3×20 mówiącego o 20% redukcji emisji CO_2 . Jak wspomniano wcześniej scenariusze muszą być porównywalne ze sobą w związku z tym każdy musi dawać identyczne wartości ograniczenia sumarycznej emisji CO_2 . Bardzo istotnym elementem Pakietu 3×20 jest fakt, że nie nakłada on konkretnego przydziału energii odnawialnej na poszczególne rynki energii końcowej. W związku z tym może wystąpić (a w polskich warunkach, ze względu na aktualne braki w produkcji energii odnawialnej i paliwach odnawialnych, z pewnością wystąpi) konkurencja pomiędzy poszczególnymi rynkami końcowymi (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) o dostęp do paliw odnawialnych.

Ryszard MOCHA

**PRZEPROWADZENIE SONDAŻU DIAGNOSTYCZNEGO
GROMADZĄCEGO WIEDZĘ O ATRYBUTACH MODELU
UŻYTKOWNIKA ENERGII W ZAKRESIE ZAOPATRZENIA W
CIEPLĄ WODĘ UŻYTKOWĄ (Z UWZGLĘDNIENIEM ZMIENNOŚCI
DOBOWEJ I SEZONOWEJ) WRAZ Z WNIOSKAMI W ZAKRESIE
IMPLEMENTACJI TECHNOLOGII URZĄDZEŃ ROZPROSZONEJ
ENERGETYKI**

STRESZCZENIE:

W opracowaniu dokonano krótkiej charakterystyki systemów przygotowania ciepłej wody użytkowej. Zwrócono uwagę na rzeczywiste wysokości zapotrzebowania na c.w.u. Ukazano zmienność rozborów c.w.u. w okresie tygodnia – z uwzględnieniem różnic między dniami roboczymi, a sobotami i niedzielami. W okresie roku obserwuje się zmiany w okresach wakacyjnych. W ciągu doby wyróżnia się okresy szczytowe o największych poborach c.w.u.

W dalszej części opracowania przytoczono wyniki badań zapotrzebowania na c.w.u. przez dom jednorodzinny, wielorodzinny oraz budynek szkolny zaczerpnięte z ogólnodostępnej literatury. Przeanalizowano także dane o poborze c.w.u. przez kilka wspólnot mieszkaniowych.

Spis treści

1. Wprowadzenie.....	19
2. System przygotowania ciepłej wody użytkowej	21
3. Zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową.....	24
4. Optymalizacja zużycia c.w.u.	29
5. Przykłady analiz zużycia ciepłej wody użytkowej	31
5.1. Zużycie c.w.u. w budynku wielorodzinnym	31
5.2. Zużycie c.w.u. w budynku jednorodzinnym	34
5.3. Zużycie c.w.u. w budynku szkolnym	36
5.4. Zużycie ciepłej wody użytkowej przez wspólnotę mieszkaniową	38
6. Podsumowanie.....	41
7. Literatura	43

1. Wprowadzenie

W polskim prawodawstwie określa się wytyczne dotyczące warunków technicznych jakie powinny spełniać budynki. Co jakiś czas są one aktualizowane aby uwzględniać najnowsze materiały, technologie i poprawiać komfort, bezpieczeństwo i koszt użytkowania. Komfort oznacza dotrzymanie właściwej temperatury, ilości i dostępności „na zawołanie”.

Rozporządzenie [1] podaje zalecenia do instalacji grzewczych – powinny one być zaprojektowane i wykonane w taki sposób, aby ilość energii potrzebnej do użytkowania budynku zgodnie z jego przeznaczeniem można było utrzymać na możliwie niskim poziomie (§ 328). Wymóg ten jest spełniony wg [1], jeżeli przegrody w budynku zachowują minimalne wartości współczynnika przenikania ciepła U [$W/(m^2K)$] lub gdy wartość wskaźnika E , określającego obliczeniowe zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania budynku w sezonie grzewczym, jest mniejsza od wartości granicznej E_0 [$l < Wh/(m^3rok)$]. W rozporządzeniu nie określono natomiast żadnych wymagań dotyczących instalacji c.o. i c.w.u. (Żurawski J.).

Zalecenia dotyczące jakości c.w.u. opisują poniższe dokumenty:

- Dz. U. Nr 75/02 - Rozporządzenie § 120 ust. 2 brzmi: "Instalacja ciepłej wody powinna zapewnić uzyskanie w punktach czerpalnych temperatury wody nie niższej niż $55^{\circ}C$ i nie wyższej niż $60^{\circ}C$ oraz umożliwić okresowe jej podniesienie do nie niższej niż $70^{\circ}C$ ".
- PN-71/B-10420 pkt. 2.2.10 w urządzeniach centralnej ciepłej wody, temperatura wody na wyjściu z podgrzewacza, przy jej nominalnym rozbiegu nie powinna przekraczać $55^{\circ}C$. W urządzeniach z przewodami cyrkulacyjnymi temperatura wody wypływającej z punktów czerpalnych, mierzona po 5 sekundach od otwarcia zaworu nie powinna być niższa od temperatury wody w podgrzewaczu o więcej niż $10^{\circ}C$.

Szacuje się, że na potrzeby wytwarzania c.w.u. zużywa się 10-30% energii wykorzystywanej do ogrzewania domu jednorodzinnego (Marciniak W.). W porównaniu z c.o. koszt wytwarzania 1 kWh c.w.u. nie ma aż tak dużego znaczenia ekonomicznego i na etapie projektowania oddala się na drugi plan. Decydującymi kryteriami są koszty inwestycji i komfort użytkowania.

Specyfiką systemów dwufunkcyjnych – c.o. + c.w.u. – jest zagadnienie osiągnięcia właściwej temperatury c.w.u.

Duże znaczenie na energochłonność budynku ma instalacja przygotowania c.o. i c.w.u. W poniższej tabeli przedstawiono przykładowe zużycia energii na potrzeby c.o. i c.w.u. w budynkach z instalacjami o różnej sprawności.

Tabela 1. Zapotrzebowanie na ciepło na potrzeby instalacji c.o. i c.w.u. w budynkach o różnej wielkości: 1 - ciepło dostarczane z kotłowni węglowej o sprawności wytwarzania $\eta_w=70\%$, sprawności przesyłu $\eta_p=60-50\%$, sprawności magazynowania $\eta_m=85\%$, instalacje c.o. i c.w.u. starego typu. 2 - ciepło dostarczane z kotłowni gazowej kondensacyjnej o sprawności wytwarzania $\eta_w=95\%$, sprawności przesyłu $\eta_p=85-60\%$, sprawności magazynowania $\eta_m=90-85\%$, wyposażonej w automatykę pogodową, nowoczesne instalacje c.o. i c.w.u. (źródło: Żurawski J.)

Typ budynku	Sprawność instalacji c.w.u.		Zapotrzebowanie na ciepło na c.w.u. [GJ/rok]				Sprawność instalacji c.o.		Zapotrzebowanie na ciepło na c.o. [GJ/rok]			
			Bez uwzględnienia sprawności systemu		Z uwzględnieniem sprawności systemu				Bez uwzględnienia sprawności systemu		Z uwzględnieniem sprawności systemu	
	1.	2.	1.	2.	1.	2.	1.	2.	1.	2.	1.	2.
Dom jednorodzinny	51%	66%	18,00	18,0	35,29	27,36	54%	89%	93,37	93,37	173,33	105,50
Mały dom wielorodzinny (10 mieszkań)	38%	56%	145,00	145,00	379,08	258,80	53%	84%	181,87	181,87	345,32	216,41
Średni dom wielorodzinny (90 mieszkań)	35%	55%	931,00	931,00	2655,26	1700,77	51%	83%	1315,70	1315,70	2586,27	1582,03
Duży dom wielorodzinny (300 mieszkań)	31%	47%	3104,00	3104,00	10094,31	6615,52	48%	81%	4814,64	4814,64	10055,64	5978,02

Udział instalacji c.w.u. w zużyciu ciepła jest zróżnicowany w zależności od wielkości i przeznaczenia budynku; np. (Żurawski J.):

- w domach jednorodzinnych z nowoczesną instalacją c.w.u. udział wynosi ok. 16%,
- w budynkach wielorodzinnych z instalacją starego typu udział zużycia ciepła na c.w.u. wynosi ok. 50% całkowitego zużycia energii, z nową zaś- ok. 35%,
- w szpitalach - przy instalacji c.w.u. nowego typu stanowi ok. 50%.

2. System przygotowania ciepłej wody użytkowej

Cechy wymagane od instalacji ciepłej wody użytkowej (Albers J. et al.):

- ciepła woda użytkowa powinna być dostarczana w każdej chwili w wystarczającej ilości o żądanej temperaturze w sposób energooszczędny, atrakcyjny cenowo,
- dostarczana ciepła woda użytkowa musi być o najwyższej jakości pod względem sanitarno-epidemiologicznym,
- muszą być niezawodne w działaniu i łatwe w obsłudze,
- temperatura ciepłej wody użytkowej powinna być regulowana,
- muszą pracować zgodnie z zasadami bezpieczeństwa.

Źródłami ciepła/urządzeniami wytwarzającymi ciepło dla systemów c.w.u. mogą być:

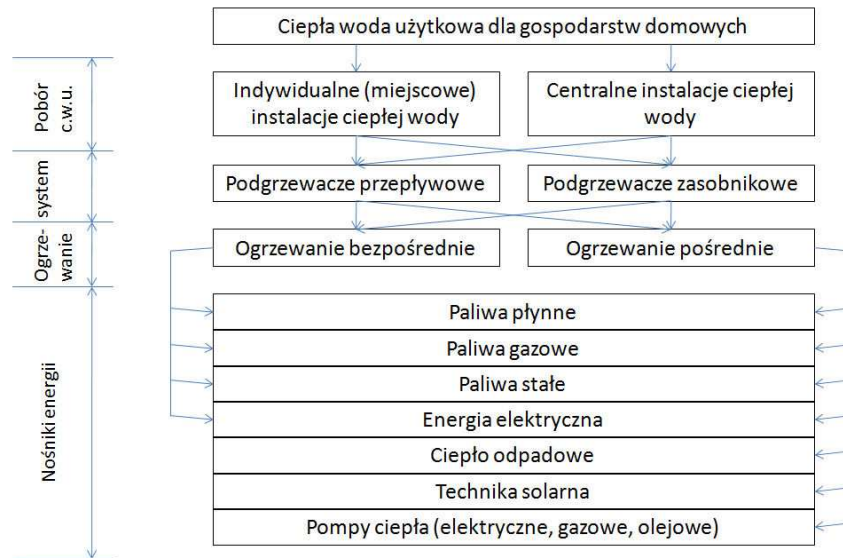
- urządzenia konwencjonalne - kotły węglowe, olejowe, gazowe, wymienniki ciepła podłączone do (elektro)ciepłowni zasilanych paliwami kopalnymi
- urządzenia niekonwencjonalne – pompy ciepła, kolektory słoneczne, wymienniki ciepła podłączone do (elektro)ciepłowni zasilanych odnawialnymi źródłami energii (tu najczęściej spotykanym źródłem jest energia geotermalna) lub ciepłem odpadowym

Systemy przygotowania c.w.u. mogą być zasilane także większą ilością źródeł ciepła (tu najczęściej wykorzystuje się dwa), np. paliwe stałym i energią elektryczną – są to tzw. układy biwalentne (żurawski J.). Charakteryzuje je większa niezawodność i elastyczność. W przypadku braku paliwa, awarii można zasilać drugim źródłem lub gdy zasilanie jednym tymczasowo okazuje się nieekonomiczne.

Pozostałe urządzenia i elementy w systemie przygotowania c.w.u. to przewody rozprowadzających i cyrkulacyjne wyposażone w pompy cyrkulacyjne, zawory, regulatory oraz punkty odbioru c.w.u.

Późniejszy rysunek (rys. 1) przedstawia

Podział instalacji do ciepłej wody użytkowej



Źródło: (Albers et al.)

Rys.1. Podział instalacji do ciepłej wody użytkowej

Wyróżnia się następujące systemy instalacji c.w.u. (Albers J. et al.):

- system jednoczerpalny – każdy punkt poboru wody ma własny podgrzewacz wody, niewielki nakład kosztów na instalacje ze względu na brak przewodów instalacji c.w.u.
- system wieloczerpalny – kilka poborów wody jest zasilanych wspólnie z podgrzewacza wody użytkowej, niewielki nakład kosztów instalacji, krótkie odcinki przewodów, niewielkie straty ciepła
- centralne instalacje ciepłej wody użytkowej – wszystkie punkty poboru wody w budynku są zasilane z centralnego podgrzewacza wody

Systemy indywidualne (jednoczerpalne) stosuje się w niewielkich instalacjach lub gdy zużycie c.w.u. jest niewielkie, a utrzymanie cyrkulacji może powodować duże straty ciepła.

Źródłami ciepła dla systemów centralnych mogą być kotłownie na paliwa stałe, ciekłe lub gazowe. Ciepło może być także dostarczane z sieci ciepłowniczej lub kotłowni osiedlowej przez wymiennik ciepła. Przemiana parametrów termodynamicznych czynnika grzejącego następuje zazwyczaj w węzłach ciepłowniczych. Rozróżnia się: węzły jedno- i dwustopniowe, równoległe, szeregowo-równoległe, szeregowo-jednostopniowe, szeregowo-dwustopniowe. Ze względu na rodzaj zastosowanych urządzeń rozróżnia się (Żurawski J.):

- układy bezzasobnikowe, wyposażone wyłącznie w wymienniki przepływowe (w takim wypadku nie uwzględnia się sprawności magazynowania),
- układy zasobnikowe, wyposażone w wymienniki przepływowe i zasobniki ciepła lub wymienniki pojemnościowe.

Centralne systemy c.w.u. zasilane z kotłowni wbudowanych dzielą się na (Żurawski J.):

- bezzasobnikowe,
- z wydzielonym wymiennikiem przepływowym,
- z wymiennikiem wbudowanym w kocioł,
- zasobnikowe z akumulacją ciepła po stronie czynnika grzewczego lub po stronie c.w.u.:
 - z pojemnościowym wymiennikiem ciepła,
 - z przepływowym wymiennikiem ciepła i zasobnikiem,
 - z pojemnościowo-przepływowym wymiennikiem ciepła.

W instalacjach z zasobnikami zwykle przyjmuje się moc grzewczą dla c.w.u. na poziomie 0,25-0,5 kW na jedną osobę. Zatem dla rodziny czteroosobowej otrzymujemy 1-2 kW. Przy tak niewielkiej mocy zbiornik c.w.u. powinien mieć pojemność nie mniejszą niż dobowe zużycie c.w.u. przez rodzinę, czyli 200-400 l. Zbiorniki c.w.u. o mniejszej pojemności wymagają stosowania wyższej mocy grzewczej (np. 5 kW) lub trzeba się pogodzić z dyskomfortem długiego czekania na ciepłą wodę po kąpieli w wannie. (Marciniak w.)

3. Zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową

Rzeczywiste zapotrzebowanie na ciepłą wodę jest zależne od:

- liczby mieszkańców i ich przyzwyczajęń np. kąpiel pod prysznicem przez 5 czy 20 minut
- zastosowanych punktów poboru, np. wanna o pojemności 140 litrów lub 200 litrów
- wymaganej temperatury ciepłej wody użytkowej
- liczby łazienek i sposobu korzystania z nich

W poniższych tabelach 2 i 1 podano szacunkowe czasy poboru i ilości c.w.u. do różnych celów.

Tabela 2. Szacunkowe czasy i pobory w różnych punktach poboru

Punkt poboru	umywalka	Zlew kuchenny	Natrysk oszczędny	Natrysk standardowy	Natrysk komfortowy	wanna
Temperatura [°C]	35-40	55	40	40	40	40
Czas poboru [min]	1,5-3	5	6	60	6	10
Zużycie c.w.u. [litr]	5-15	20-30	30	50	90	15

Tabela 3. Wysokość jednorazowych poborów przez niektóre punkty

Rodzaj wanny	Pobór jednorazowy, l
Mała wanna	120
Wanną kąpielowa 1600 x 700 mm	140
Wanną kąpielowa 1700 x 700 mm	160
Duża wanna 1800 x 750	200

Wielkość zużycia ciepłej wody użytkowej w budownictwie mieszkaniowym zależy od kilku czynników, m. in. od:

- wyposażenia technicznego mieszkań, tj. armatury czerpalnej, opomiarowania,
- pory roku,
- ilości domowników i ich wieku.

Poniższa tabela 4 przedstawia orientacyjnie ilości wody zimnej i ciepłej, zużywanej na zaspokojenie wymienionych potrzeb.

Tabela 4. Zapotrzebowanie na c.w.u. w zależności wykonywanych czynności [2]

Struktura zużycia wody	Zużycie jednostkowe wody [$\text{dm}^3/(\text{Mxd})$]		Podział temperaturowy wody	
	min.-max	Średnie	Zimna, $T=10^\circ$	Ciepła, $T=55-60^\circ\text{C}$
Picie i gotowanie	3-5	4	4	0
Mycie naczyń	10-15	12	6	6
Mycie ciała	10-15	12	6	6
Kąpieł pod prysznicem lub w wannie	25-40	33	16,5	16,5
Splukiwanie miski ustępowej	30-45	38	38	0
Pranie	16-20	18	18	0
Sprzątanie i inne potrzeby	6-10	8	4	4
Razem	100-150	125	92,5	32,5
Udział w całkowitym zużyciu wody [%]		100	74	26

Dla mieszkań o wysokim standardzie wyposażenia w armaturę czerpalną i urządzenia techniczne, a więc tam, gdzie zastosowano racjonalizację zużycia wody można przyjąć całkowite zużycie wody w granicach $100-150 \text{ dm}^3 (\text{M} \times \text{d})$.

„W wielkości dobowego zużycia wody można wyróżnić zużycie racjonalne (niezbędne) oraz straty wody. Pod pojęciem racjonalnego zużycia wody rozumie się taką ilość wody, która w pełni zaspokaja wszystkie potrzeby człowieka. Straty powstają w wyniku przecieków wody oraz jej marnotrawstwa. Źródłem marnotrawstwa wody może być również niedostateczne wyposażenie sanitarne mieszkań. I tak, np. brak umywalki w łazience powoduje konieczność mycia rąk pod baterią wannową (bateria o dużej wydajności!). W czasie 30 s mycia rąk pod baterią umywalkową z perlatozem zużywa się od 3 do 4 dm^3 wody, natomiast w tym samym czasie i dla tej samej czynności z użyciem baterii wannowej zużyje się od 8 do 10 dm^3 wody! Zużycie ciepłej wody użytkowej w przeciętnym gospodarstwie domowym uległo w ostatnich latach znacznemu zmniejszeniu. Spowodowało to głównie powszechne stosowanie wodomierzy mieszkaniowych, które wymuszają racjonalne gospodarowanie wodą. Analizy zużycia wody w mieszkaniach wyposażonych w wodomierze wykazały, iż ilość zużywanej wody zmniejsza się średnio od 10 do nawet 35%, a opłaty od 20 do 50%.” [2]

Poniższe tabele 5 i 6 przedstawiają zapotrzebowanie i temperaturę c.w.u. dla budynków i celów przemysłowych.

Tabela 5. Zapotrzebowanie i temperatura ciepłej wody dla budynków i celów przemysłowych (Recknagel et al.)

Przeznaczenie budynku	zapotrzebowanie	Temperatura, °C
Szpital	100-300 l/dzień, łóżko	60
koszary	30-50 l/dzień, osobę	45
Budynki biurowe	10-40 l/dzień, osobę	45
Kąpiele lecznicze	200-400 l/dzień, pacjenta	45
Domy towarowe	10-40 l/dzień, pracownika	45
Szkoły (250 dni/rok)		
bez natrysków	5-15 l/dzień, ucznia	45
z natryskami	30-50 l/dzień, ucznia	45
Obiekty sportowe		
z natryskami	50-70 l/dzień, sportowca	45
Piekarnie	105-150 l/dzień, pracownika	45
	10-50 l/dzień, prace porządkowe	45
Do produkcji	40-50 l/100 kg mąki	70
Zakłady fryzjerskie		
(włącznie z klientami)	150-200 l/dzień, pracownika	45
Browary włącznie z produkcją	250-300 l/100 l piwa	60
pralnie	250-300 l/100 kg bielizny	75
mleczarnie	1-1,5 l/l mleka	75
średnio	4000-5000 l/dzień	
Rzeźnie		
bez produkcji	150-200 l/dzień, pracownika	45
z produkcją	400-500 l/dzień, pracownika	

Tabela 6. Zapotrzebowanie ciepłej wody dla mieszkań (Recknagel et al.)

Punkty poboru	Pobór jednorazowy, l	Temperatura, °C	Czas poboru, min.
Zawory czerpalne			
DN 10, w połowie otwarte	5	40	1
całkowicie otwarte	10	40	1
DN 15, w połowie otwarte	10	40	1
całkowicie otwarte	18	40	1
DN 20, w połowie otwarte	25	40	1
całkowicie otwarte	45	40	1
Zlewozmywaki			
jednokomorowe	30	55	5
dwukomorowe	50	55	5
Umywalki			
do rąk	5	65	1,5
zwykle	10	65	2
jednokomorowe	15	40	3
dwukomorowe	25	40	3
Wanny			
małe (dł. 100cm)	100	40	15
średnie (dł. 160cm)	150	40	15
duże (dł. 180cm)	250	40	20
Natryski	50	40	6
Kąpiel nasiadowa	50	40	4
Bidety	25	40	8
Zużycie ogólne (przy temperaturach 40-60°C)	30-60 l/dzień, osobę		

Niektóre źródła podają nieco niższe zużycie c.w.u. – w wysokości ok. 80-100 litrów osoba/dzień, więc całkowite zużycie c.w.u. użytkowej (wodociąg, ubikacja, łazienka, dostawa ciepłej wody do mieszkania) o temperaturze 40°C wynosi około 140-160 litrów osobę/dzień, to znaczy 4,2 - 5,4 m³ osobę/miesiąc [3].

Wzrastająca cena wody i ciepła oraz wprowadzanie liczników indywidualnych w poszczególnych mieszkaniach przyczynia się do ciągłego spadku zużycia wody, w tym c.w.u. Ponadto modernizacja instalacji wodociagowych - wymianany starych baterii na nowoczesne baterie jednouchwytowe (mieszaczowe) lub termostatyczne, stosowanie perlatorów także prowadzi do zauważalnego spadku zużycia wody, a tym samym stwarza konieczność uaktualniania modelu zapotrzebowania na wodę oraz c.w.u.

Na wielkość zapotrzebowania na c.w.u. mają także wpływ przemiany społeczne – w związku z niżami demograficznymi maleje przeciętna ilość mieszkańców w mieszkaniach z 3,3 przed trzydziestoma laty do 2,0-2,5 obecnie [3].

Niskie prędkości przepływu wody w instalacji oznaczają wyższą prędkość korozji materiałów a wyższe tworzenie się osadów na metalowych i plastikowych instalacjach. Ów fakt dotyczy zimnej wody pitnej a w powiększonej mierze i ciepłej wody pitnej. Faktem jest, iż przy wzroście temperatury o 10°C się powiększa prędkość korozji i tworzenia się osadów aż o 100%. Średnie prędkości korozji stali węglowych to 0,1 - 0,3 mm rocznie, a u wody ciepłej 0,3 - 0,5mm rocznie. Średnia żywotność stalowej armatury dla zimnej wody to 12 - 15 lat, a dla wody ciepłej 5 - 7 lat, armatura ocynkowana dla wody ciepłej 7 - 9 lat.

4. Optymalizacja zużycia c.w.u.

Zużycie energii na potrzeby c.w.u. można zoptymalizować poprzez zmniejszenie zużycia wody, zwiększenie sprawności systemu przygotowania c.w.u., a najdogodniejszym jest maksymalizowanie wykorzystania OZE.

Zwiększone zużycie c.w.u. wynikać może z braku cyrkulacji w przewodach c.w.u., gdy punkty poboru są oddalone od źródeł ciepła. Cyrkulacja pomaga w utrzymaniu zbliżonej temperatury w całym systemie. Ważnym jest aby instalować pompy cyrkulacyjne z wyłącznikiem czasowym oraz termostatycznymi ogranicznikami cyrkulacji montowanymi na przewodach cyrkulacyjnych pod pionami, co pozwala dynamicznie równoważyć przepływy i stabilizować strumień. Podsumowując – dzięki właściwie zaprojektowanej cyrkulacji uzyskuje się oszczędności ciepła, a dostawa ciepłej wody jest natychmiastowa.

Ponadto zamontowanie wodomierzy i ciepłomierzy mobilizuje do racjonalnego użytkowania c.w.u. Ograniczenie zużycia ciepłej wody użytkowej uzyskuje się również dzięki zastosowaniu regulatorów ciśnienia na przyłączach wodociągowych w celu dostosowania ciśnienia wody do wymaganego (zmniejszenia poboru wody oraz strat spowodowanych przeciekami) oraz zastosowaniu armatury wodooszczędnej w punktach poboru c.w.u. (baterie termostatyczne, perlatory itp.) (Żurawski J.).

Poprawę sprawności systemu przygotowania c.w.u. i tym samym obniżenie zużycia ciepła uzyskuje się poprzez (Żurawski J.):

- zwiększenie sprawności źródła ciepła,
- zastosowanie układu automatycznej regulacji temperatury wody oraz pomp obiegowych i cyrkulacyjnych,
- regulacja hydrauliczna systemu rozdziału i cyrkulacji wody,
- zastosowanie pomp cyrkulacyjnych z regulowaną prędkością obrotową wirnika i wyłącznikiem czasowym,
- skrócenie czasu pracy pomp,
- zmniejszenie strat ciepła w systemie przesyłania c.w.u. (dzięki właściwej izolacji cieplnej przewodów, armatury i wymienników ciepła).

Proponuje zastosowania OZE jako źródeł ciepła dla systemów przygotowania c.w.u. w budynkach jednorodzinnych:

- kocioł na drewno / kominek z płaszczem wodnym – drewno jest jednym z najtańszych paliw, łatwo dostępne, warunkiem jest jednak posiadanie możliwości magazynowania paliwa; niedogodnością jest konieczność obsługi [4]. Wykorzystywanie kotła tylko do

celów przygotowania c.w.u. jest niezbyt ekonomiczne, stąd poza okresem grzewczym lepiej sprawdzać się będą inne źródła, jak np. kolektory słoneczne;

- pompa ciepła - im niższa jest wymagana temperatura c.w.u., tym lepiej (wysokie wartości współczynnika COP osiąga się dla ogrzewania podłogowego, dla którego w instalacji c.o. wystarczy ogrzać wodę do 30°C, a dla potrzeb c.w.u. woda musi mieć wyższą temperaturę, choć „fizycznie” wystarczająca jest temperatura ciepłej wody na poziomie 40-50°C, to przepisy mówią, że powinna ona mieć nie mniej niż 55°C [4]); Pompę ciepła powietrze-woda [4] cechuje bezobsługowość i niskie koszty produkcji ciepła; przy temperaturze powietrza przekraczającej 15°C pompa zużywa cztery razy mniej energii niż dostarcza ciepła, w okresach mroźnych wydajność pompy spada, a dodatkowe koszty rosną, więc tego typu źródła opłaca się stosować jako uzupełniające – tylko poza sezonem grzewczym (czyli w takim samym czasie, w którym działałby kolektor, gdyby był zainstalowany) [4];
- kolektory słoneczne - mogą dostarczać energii potrzebnej do przygotowania ciepłej wody użytkowej, a także podgrzewania wody w basenach oraz służyć do wspomagania centralnego ogrzewania. umożliwia zmniejszenie produkcji energii na potrzeby c.w.u., a czasami również na c.o.; pozwalają pokryć nawet 100% zapotrzebowania na ciepło w budynku; w niektórych przypadkach pozwalają obniżyć zapotrzebowanie na ciepło do podgrzewania wody użytkowej do poziomu 50-65% w skali roku, a latem nawet do 100%.

Określenie objętości zasobnika c.w.u. i mocy grzewczej [5]

Szacuje się, że dobowe zużycie c.w.u. wynosi 50-100 l na jedną osobę; jeżeli założy się średnia temperatura wodu na poziomie 40-50°C można obliczyć ilość ciepłą potrzebnego do ogrzania c.w.u.

Zakłada się, że dla instalacji zasilanych kotłem stosuje się zasobniki o pojemności ok. 150 litrów – przy mocy kotła 20 kW lub więcej możliwe jest szybkie nagrzanie tej ilości wody. Natomiast w instalacjach z pompami ciepła, mającymi znacznie niższe moce stosuje się zbiorniki o pojemności ok. 300 litrów i więcej w związku ze znacznie dłuższym czasem nagrzewania. Ponieważ pompa ciepła pracuje cały czas ze stałą mocą (w przeciwieństwie do kotła, w którym moc jest modulowana), pojemność zbiornika c.w.u. i rozmiary wymiennika ciepła (węzownicy) dobiera się odpowiednio do pompy ciepła, by mogła bezawaryjnie pracować (znane są p.c. z modulacją mocy, ale to jeszcze rzadkość na rynku). Zaleca się, aby czas podgrzewania wody w zasobniku c.w.u., ze względu na prawidłową pracę sprężarki pompy ciepła, nie był krótszy niż 10 minut. Nie powinien też być zbyt długi, bo w czasie grzania c.w.u. nie będzie ogrzewana woda w instalacji c.o. (tzw. priorytet c.w.u., czyli pompa ciepła w pierwszym rzędzie pracuje na rzecz c.w.u., a w wolnych chwilach na rzecz c.o.).

5. Przykłady analiz zużycia ciepłej wody użytkowej

5.1. Zużycie c.w.u. w budynku wielorodzinnym

Poniższe wnioski pochodzą z analizy czterech budynków mieszkalnych w Legionowie, wykonanej przez M. Kotlarczyk i B. Zawadę. Budynki te są zasilane w ciepło z miejskiej sieci ciepłowniczej. W poniższej tabeli podano parametry budynków (tab. 7).

Tabela 7. Podstawowe parametry mieszkaniowe analizowanych budynków (Kotlarczyk M. et al.)

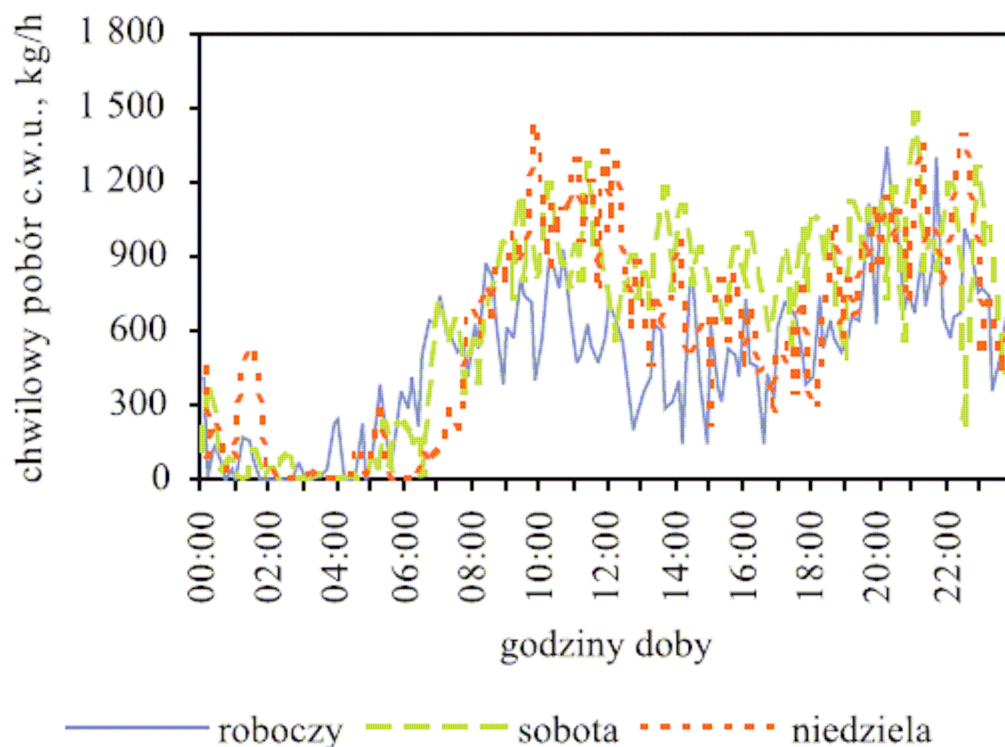
Nr węzła	Liczba mieszkań w budynku, j.m.	Liczba zameldowanych mieszkańców, os.z.	Średnia liczba zameldowanych osób w mieszkaniu, os.z./j.m.	Liczba normatywnych mieszkańców, j.n.	Średnia liczba normatywnych osób w mieszkaniu, j.n./j.m.	Wskaźnik zasiedlenia budynku, os.z./j.n.
21	90	269	2,99	401	4,46	0,671
46	118	268	2,27	347	2,94	0,772
47	119	270	2,27	350	2,94	0,771
72	120	250	2,08	349	2,91	0,716
średnio	112	264	2,36	362	3,24	0,730

Natomiast charakterystykę cieplną przedstawia tabela 8.

Tabela 8. Podstawowe parametry cieplne analizowanych budynków (Kotlarczyk M. et al.)

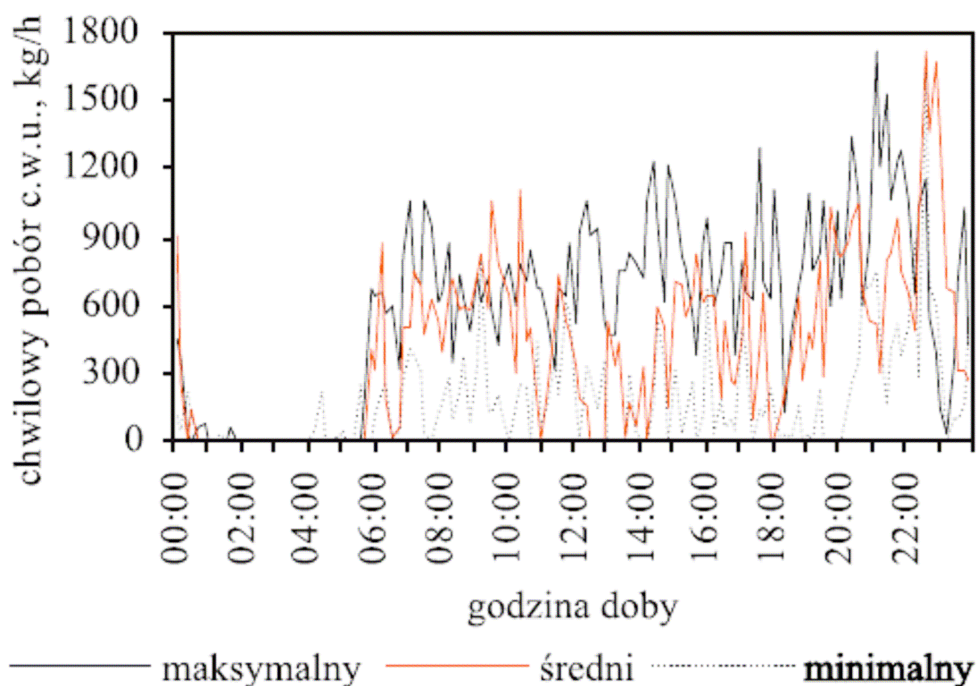
Nr węzła	Ogrzewana kubatura, m ³	Ogrzewana powierzchnia, m ²	Wg danych projektowych (1979r.)			Wg pomiarów (2001 r.)		
			Obliczeniowa moc na c.o., kW	Obliczeniowa moc na c.w.u., kW	Wskaźnik mocy cieplnej	Moc na c.o., kW	Moc na c.w.u., kW	Wskaźnik mocy cieplnej
21	23002	5164	576,8	185,2	0,321	518,8	36,9	0,071
46	23579	5001	663,2	160,3	0,242	499,5	41,1	0,082
47	23579	5007	663,2	161,7	0,244	505,4	35,2	0,070
72	23598	5013	668,8	161,2	0,241	502,2	38,4	0,076

Pomiarów dokonywano z dokładnością 10 minutową. Na rysunku 2 Pokazano dobowe zróżnicowanie rozbiórów ciepłej wody użytkowej. Oprócz zmienności rozbiórów ciepłej wody w ciągu doby zaobserwowano także zmienność tygodniową – krzywe różnią się dla dni roboczych, sobót i niedziel.



Rys. 2. Zmiany poborów c.w.u. w ciągu doby dla różnych dni tygodnia (Kotlarczyk M. et al.)

Zróżnicowanie poborów maksymalnych, minimalnych i średnich w ciągu dnia pokazano na rys. 3.



Rys. 3. Chwilowy pobór c.w.u. w dni robocze (dzień średni oraz dni o maksymalnym i minimalnym poborze) (Kotlarczyk M. et al.)

Na podstawie analizy otrzymanych danych wyciągnięto następujące wnioski:

- zauważa się duże zmiany poborów w okresie godziny, jak i doby, a każdy dzień ma indywidualny przebieg, jednak mimo to występują pewne prawidłowości. Typowy dzień można podzielić na cztery okresy:

- okres nocny (między 00:00 a 06:00) – pobór wody nie występuje lub jest znikomy,
- okres poranny (między 06:00 a 13:00),
- okres popołudniowy (między 13:00 a 18:00),
- okres wieczorny (między 18:00 a 24:00).

Największy pobór ciepłej wody w okresie porannym występuje między 08:00 a 10:00, natomiast w okresie wieczornym między 19:00 a 21:30. W okresie popołudniowym brak jest wyraźnego szczytu. Zwiększone zużycie wody występuje około godziny 15:30. Powyższe okresy zestawiono w tabeli 9.

Tabela 9. Godziny występowania maksymalnego chwilowego poboru c.w.u. dla różnych dni tygodnia (Kotlarczyk M. et al.)

Okres dnia	Dni robocze	soboty	Niedziele i święta	Wszystkie dni
Rano	07.30-10.40	09.10-11.40	09.40-11.50	08.00-11.10
Popołudnie	14.00-17.00	14.00-16.50	13.30-16.20	14.00-17.00
wieczór	20.10-22.20	19.50-22.20	20.00-22.20	20.10-22.20

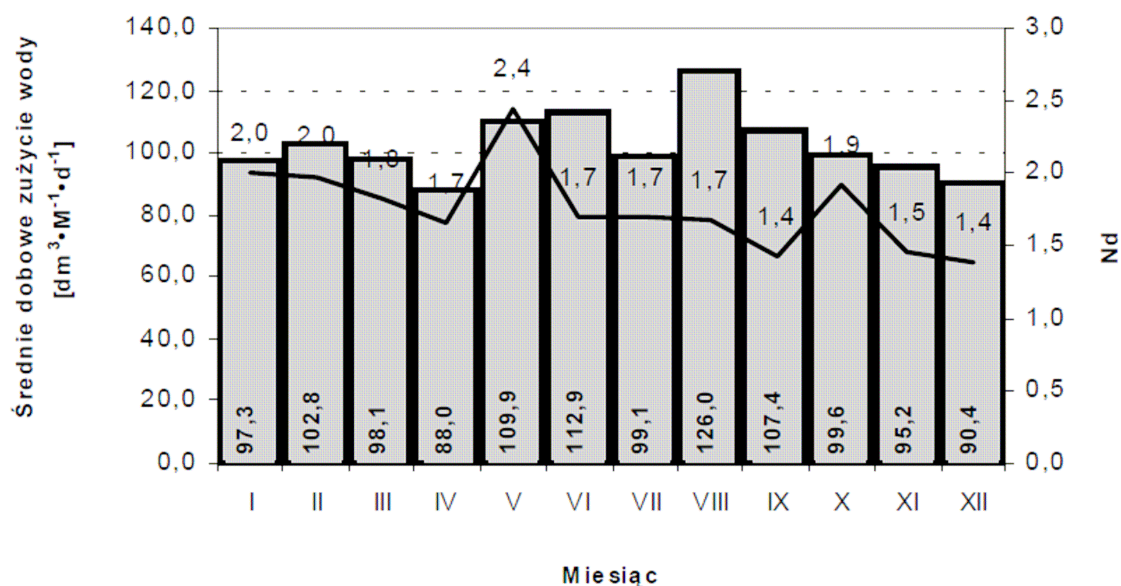
Zróznicowanie poborów ciepłej wody jest uzależnione od czynników socjologicznych i stale się zmienia. Zależy od dobowego i tygodniowego rytmu zajęć i zabiegów higienicznych związanych z fizjologią człowieka. Wyższe pobory ciepłej wody w godzinach porannych i wieczornych wynika z czynności związanych z myciem ciała i przygotowaniem posiłków. Największe zużycie ciepłej wody w soboty jest związane ze sprzątaniem i praniem w ten dzień. W lipcu i sierpniu odnotowuje się zmniejszenie zużycia c.w.u. ze względu na sezon urlopowy i wyjazdy domowników.

W wyniku prowadzonych badań zauważa się, że dobowe zużycie c.w.u. jest w przybliżeniu 3-krotnie mniejsze niż zalecane w normatywach wydanych 30 lat temu i ciągle jeszcze stosowanych. Taka tendencja wiąże się z powszechnym stosowaniem wodomierzy i opłata za wodę według ich wskazań, co mobilizuje do racjonalnego wykorzystywania wody. Ponadto dysponuje się coraz lepszymi technicznie instalacjami c.w.u. i sprawniejszymi urządzeniami automatycznej regulacji temperatury c.w.u.

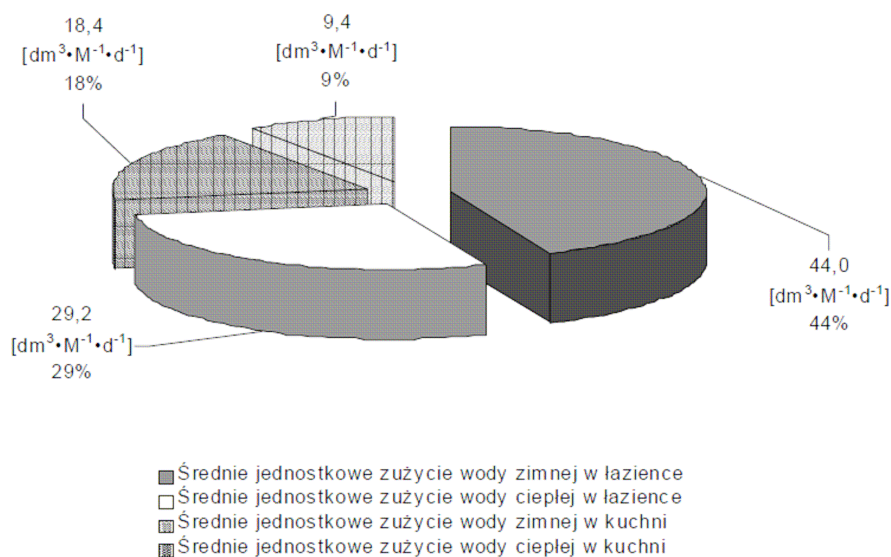
5.2. Zużycie c.w.u. w budynku jednorodzinnym

Analiza wykonana przez P. Bugajskiego i G. Kaczora dotyczy struktury zużycia zimnej i ciepłej wody w lokalu zamieszkanym przez 3-osobową rodzinę. Woda jest zużywana w kuchni w trakcie przygotowywania posiłków oraz zmywania naczyń, a w łazience zimna woda jest zużywana w celu spłukiwania miski ustępowej oraz na pranie, zaś ciepłą wodą wykorzystywaną jest do celów utrzymania higieny osobistej mieszkańców i porządkowych. C.w.u. jest dostarczana przez elektrociepłownię.

Roczne zużycie wody (zimnej i ciepłej) wyniosło $96,08 \text{ m}^3$, a średnie dobowe zużycie wody przez jednego mieszkańca wyniosło $101,0 \text{ dm}^3$. W powyższych wielkościach zużycie ciepłej wody stanowiło 38%. Średnio w badanym okresie zużycie wody ciepłej wyniosło $38,6 \text{ dm}^3/\text{M}\cdot\text{d}$, natomiast wody zimnej $62,4 \text{ dm}^3/(\text{M}\cdot\text{d})$. Największe pobory wody odnotowano w sierpniu, najniższe w kwietniu. Największe nierównomierności dobowe (stosunek najmniejszego i największego poboru) wystąpiły w maju ($N_{\text{dmax}} = 2,4$) a najmniejsze we wrześniu i w grudniu ($N_{\text{dmax}} = 1,4$), co pokazano na poniższych wykresach (rys 4 i rys.5).



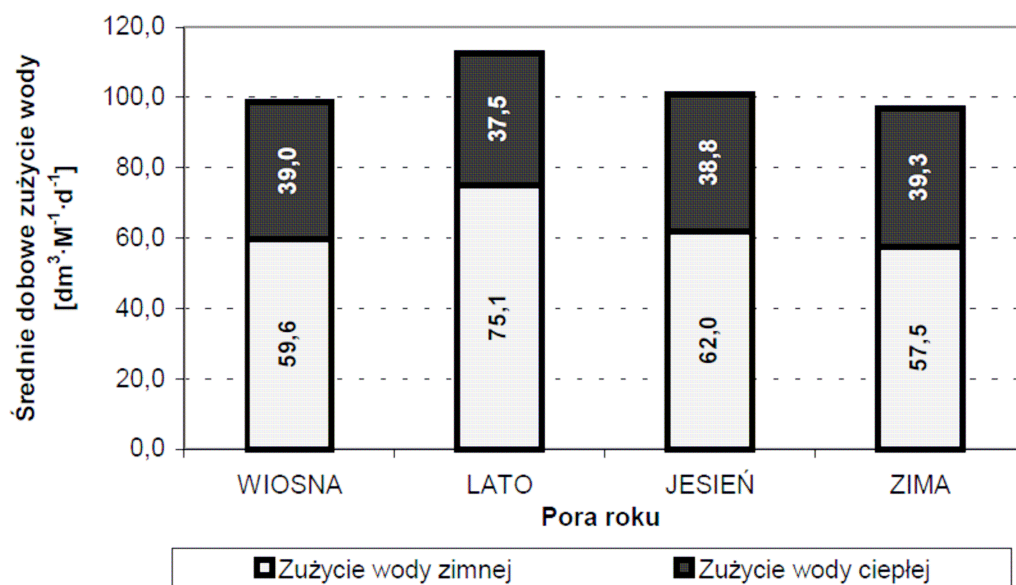
Rys. 4. Charakterystyka jednostkowego dobowego zużycia wody w poszczególnych miesiącach roku 2004 na tle maksymalnych dobowych współczynników nierównomierności (Bugajski P. et al.)



Rys. 5. Struktura zużycia wody ciepłej i zimnej w całym mieszkaniu z podziałem na kuchnię i łazienkę (Bugajski P. et al.)

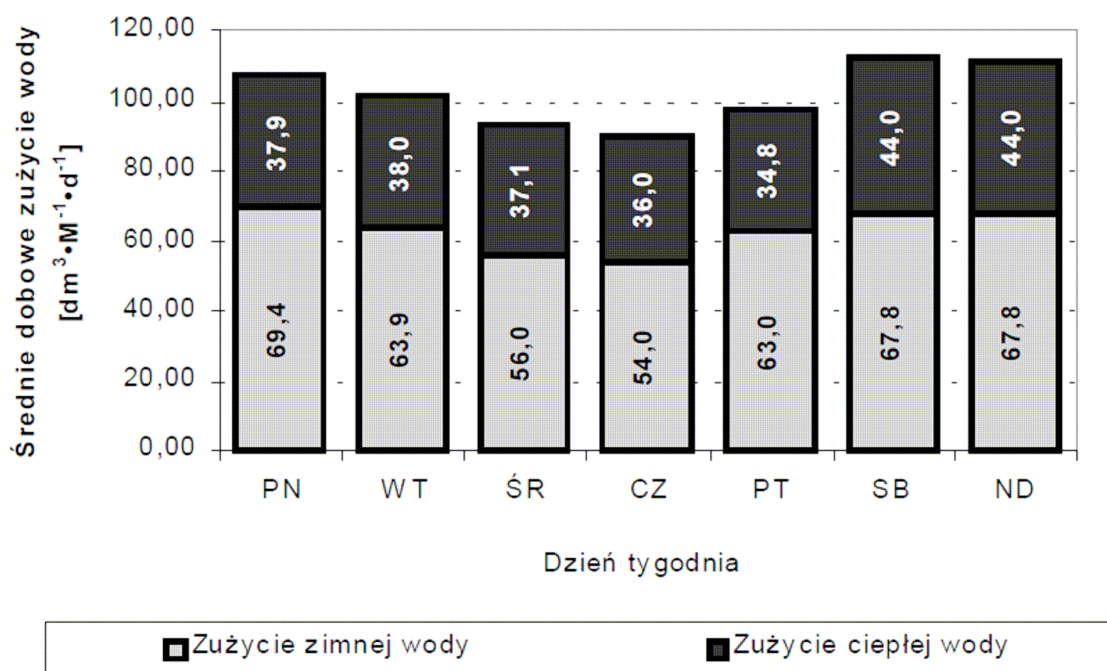
W poszczególnych dniach tygodnia pobór wody zimnej zmieniał się od $54,0 \text{ dm}^3/(\text{M} \cdot \text{d})$ w czwartek do $69,4 \text{ dm}^3/(\text{M} \cdot \text{d})$ w poniedziałek, największe zużycie wody ciepłej występowało w sobotę i niedzielę ($44,0 \text{ dm}^3/(\text{M} \cdot \text{d})$), a najmniejsze w piątek ($34,0 \text{ dm}^3/(\text{M} \cdot \text{d})$).

Odnosnie całkowitego zużycia wody zauważa się wyraźne zróżnicowanie między porami roku (rys. 6). Całkowite zużycie wody jest największe w lecie, natomiast zużycie c.w.u. jest wtedy najmniejsze.



Rys. 6. Średnie jednostkowe zużycie wody w poszczególnych porach roku z uwzględnieniem udziału wody zimnej i ciepłej (Bugajski P. et al.)

W okresie tygodniowym największe zużycie wody odnotowuje się w soboty i niedziele, zaś mniejsze w dni robocze (rys. 7).



Rys. 7. Średnie jednostkowe zużycie wody w poszczególnych dniach tygodnia z podziałem na wodę zimną i ciepłą (Bugajski P. et al.)

Jednym z wniosków przeprowadzonej analizy było wykazanie różnicy pomiędzy rzeczywistym, a przyjmowanym wg wytycznych zapotrzebowaniem na wodę ($150\text{-}160 \text{ dm}^3/(\text{M} \cdot \text{d})$) przez przeciętnie sytuowaną finansowo rodzinę. Rzeczywiste zapotrzebowanie było o 67% niższe. Wskazuje to na konieczność zachowania dużej ostrożności przy przyjmowaniu jednostkowego zapotrzebowania na wodę na cele bytowe ludności.

5.3. Zużycie c.w.u. w budynku szkolnym

Dane o zużyciu c.w.u. przez szkołę pochodzą z analizy wykonanej i opisaną przez J. Zimnego i P. Michalaka. Źródłem ciepła dla obiektu jest węzeł cieplny wyposażony w pompę ciepła, system solarny oraz wspomagający kocioł gazowy.

Ze względu na zbyt małą wydajność tego układu w jesienno-zimowym okresie roku, dobrano pojemnościowo-przepływowy podgrzewacz o pojemności nominalnej 750 dm^3 . Może on być zasilany dodatkowo ciepłą wodą z pompy ciepła.

Poniżej zestawiono dane o zapotrzebowaniu c.w.u. na podstawie audytu (tabela 10).

Tabela 10. Zapotrzebowanie na c.w.u. wg audytu (Zimny J. et al.)

obiekt	Liczba osób	Zużycie jednostkowe, dm ³	Zużycie łączne dobowe, dm ³
Szkoła	192+15	7	1449,0
Sala gimnastyczna	60	20	1200,0
Stołówka – obiady	100	15	1500,0
Stołówka – obsługa prac. umysłowi	1	2,5	2,5
Stołówka – obsługa prac. fizyczni	5	20	100,0
Mieszkańcy	6	110	660,0
razem			4911,5

Szkolna kotłownia zasila szkołę, stołówkę, mieszkania socjalne w szkole oraz docelowo ma zasilać salę gimnastyczną. Zapotrzebowanie na ciepłą wodę w okresie nauki określono łącznie na 5000 litrów na dobę. Przyjęto czas pracy szkoły równy 14h, co dało zapotrzebowanie sekundowe na poziomie: $357,1 \text{ dm}^3/\text{h} = 0,1 \text{ dm}^3/\text{s}$. Współczynnik nierównomierności określono na $k_h = 1,8$.

Pomiary zużycia wody

W okresie pomiarowym od stycznia 2008 do czerwca 2010 roku zużyto łącznie 87,23 m³ c.w.u., więc miesięczne zużycie wyniosło 2,91 m³. Zużycie to było w okresach półrocznych dość równomierne, jednak ze spadkiem od lipca 2009 (tab.11).

Tabela 11. Zużycie wody w okresach półrocznych (Bugajski P. et al.)

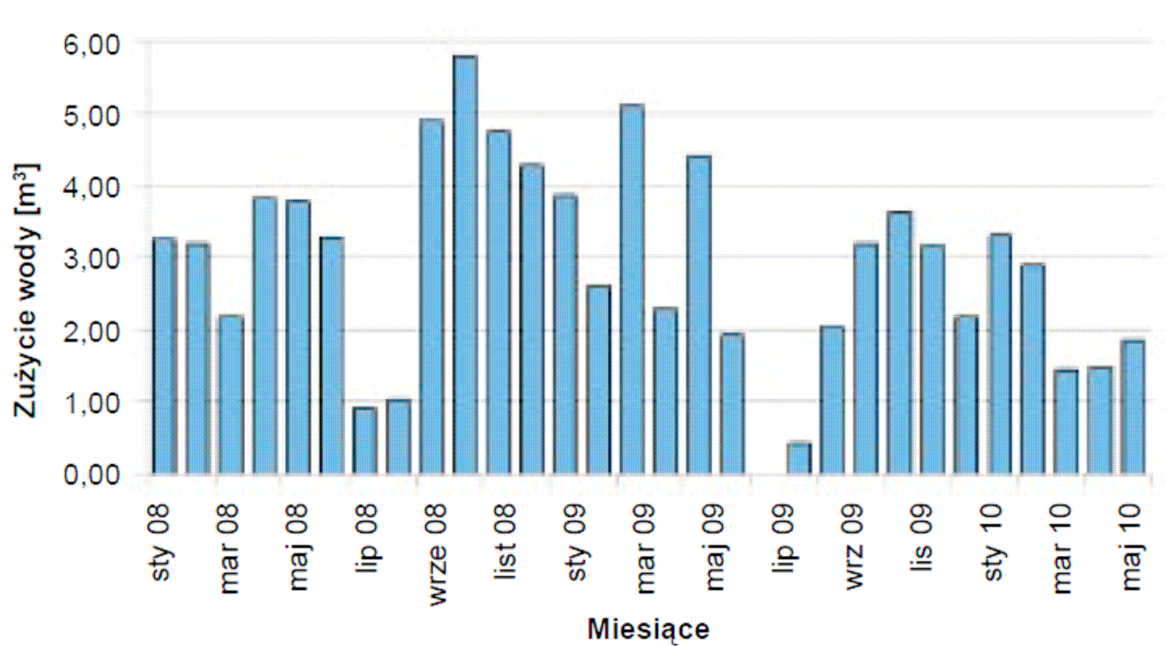
rok	miesiąc	Zużycie wody, m ³
2008	I-VI	19,54
	VII-XII	21,69
2009	I-VI	20,23
	VII-XII	12,52
2010	I-VI	13,25

W analizowanym okresie zużycie miesięczne ciepłej wody było stosunkowo nierównomierne (rys. 8). Dokładniejsze dane dotyczące charakteru zmienności zużycia ciepłej wody można uzyskać po uwzględnieniu sezonowości pracy szkoły.

W trakcie roku szkolnego, kiedy prowadzona jest nauka, średnie zużycie ciepłej wody wyniosło 2,40 m³, a dla miesięcy wakacyjnych (lipiec-sierpień) 0,60 m³. Widać zatem że jest to wielokrotnie mniej, niż zakładano w obliczeniach.

Różnica ta wynika z zawieszenia funkcjonowania stołówki szkolnej oraz z tego, że nie wydzielono w budynku żadnych pomieszczeń mieszkalnych dla pracowników. Jednak nawet

łącznie zużycie dla szkoły i sali określone w audycie (79,5 m³/m-c) jest znacznie większe niż zużycie rzeczywiste.

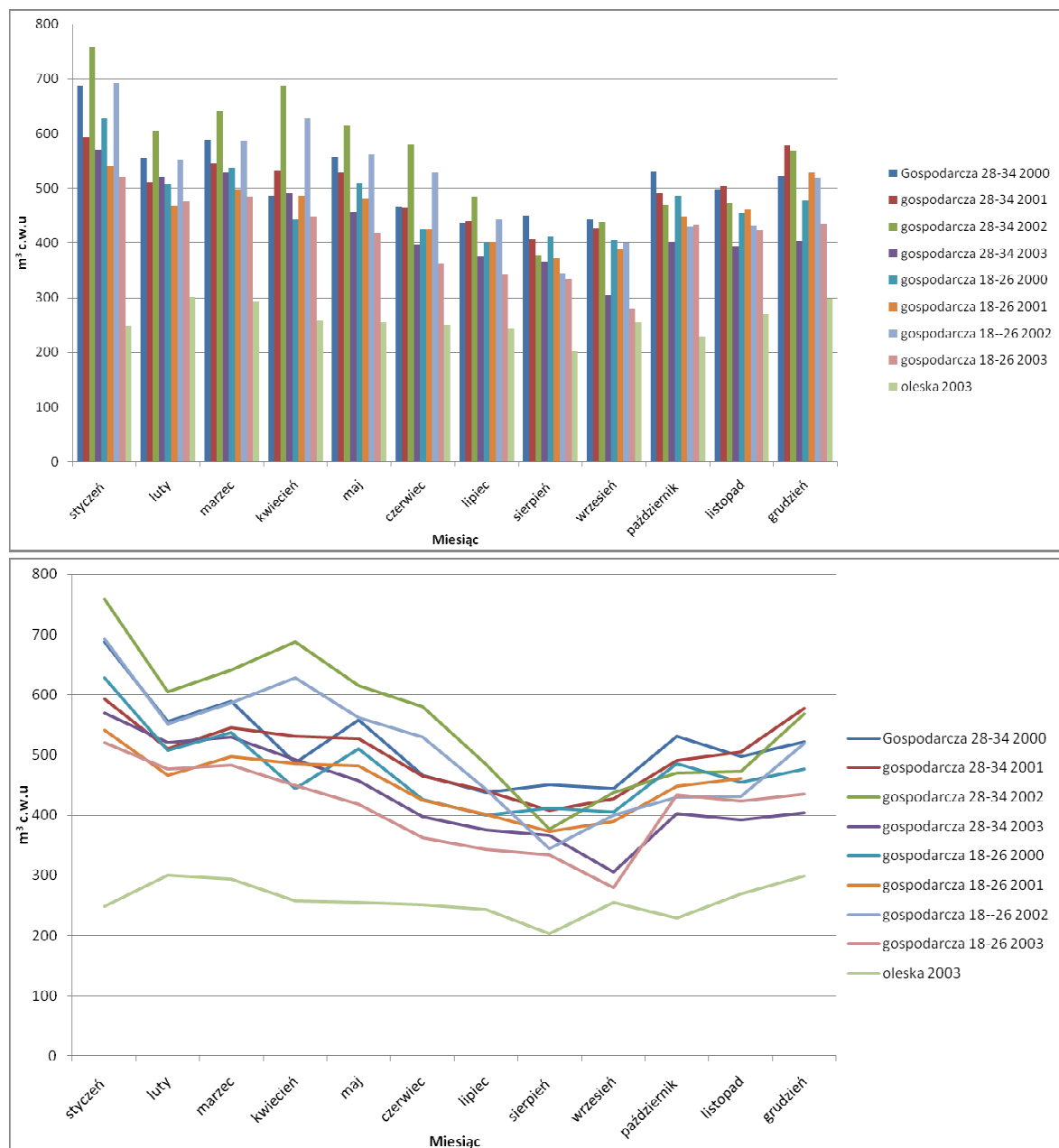


Rys. 8. Miesięczne zużycie wody w okresie od 01.2008 do 06.2010 (Bugajski P. et al.)

Szkoła stanowi bardzo specyficzny model użytkownika c.w.u. charakteryzujący się względnie stałym zużyciem c.w.u. ale poza okresami wakacyjnymi. Potwierdza się tu konieczność wykonania rocznych symulacji zapotrzebowania na c.w.u. przed przystąpieniem do fazy projektowej oraz konieczność operowania na dokładniejszych założeniach niż wielkości średni miesięczne.

5.4. Zużycie ciepłej wody użytkowej przez wspólnotę mieszkaniową

Przeprowadzony sondaż diagnostyczny umożliwił sporządzenie profili rozbiórów c.w.u. przez wspólnoty mieszkaniowe składające się z budynków wielorodzinnych. Otrzymane dane miały dokładność 1 miesiąca. Poniższe wykresy (rys. 9) zbiorcze ilustrują sezonowe zróżnicowanie zużycia ciepłej wody użytkowej. Wykres zbiorczy słupkowy ukazuje dość duże różnice w strukturze zużycia ciepłej wody użytkowej przez każdą ze wspólnot.



Rys. 9. Zużycie c.w.u. przez analizowane wspólnoty mieszkaniowe

Pomimo zbliżonej liczby osób zamieszkujących obiekty należące do wspólnot mieszkaniowych różnice te wynikają przede wszystkim ze stylu i trybu życia każdego z mieszkańców z osobna. Wykres liniowy zbiorczy również ukazuje zmiany w zużyciu ciepłej wody pomiędzy wspólnotami, przy czym jego zaletą jest zdolność do ilustrowania nie tyle różnic w zużyciu c.w.u. przez poszczególne wspólnoty co ilustracja samego przebiegu zużycia którego kształt jest zbliżony dla każdej z nich. Szczególną uwagę należy zwrócić rozpatrując sezon letni niniejszego wykresu. Charakteryzuje się on znacznym spadkiem zużycia c.w.u. co zinterpretować można w dwojaki sposób:

- z racji okresu letniego ludzie mają tendencję do brania tzw. „letnich/zimnych kąpieli”, co znacznie zmniejsza zużycie c.w.u. z racji wymieszania jej z wodą zimną (co daje ten sam efekt objętościowy);

- w okresie letnim duża część mieszkańców wyjeżdża na urlop, co również przyczynia się do spadku zużycia c.w.u.

6. Podsumowanie

Podsumowanie jest cytowaniem wniosków z każdego z rozdziałów niniejszego opracowania.

Szacuje się, że na potrzeby wytwarzania c.w.u. zużywa się 10-30% energii wykorzystywanej do ogrzewania domu jednorodzinnego (Marciniak W.). W porównaniu z c.o. koszt wytwarzania 1 kWh c.w.u. nie ma aż tak dużego znaczenia ekonomicznego i na etapie projektowania oddala się na drugi plan. Decydującymi kryteriami są koszty inwestycji i komfort użytkowania.

Udział instalacji c.w.u. w zużyciu ciepła jest zróżnicowany w zależności od wielkości i przeznaczenia budynku; np. (Żurawski J.):

- w domach jednorodzinnych z nowoczesną instalacją c.w.u. udział wynosi ok. 16%,
- w budynkach wielorodzinnych z instalacją starego typu udział zużycia ciepła na c.w.u. wynosi ok. 50% całkowitego zużycia energii, z nową zaś- ok. 35%,
- w szpitalach - przy instalacji c.w.u. nowego typu stanowi ok. 50%.

Rzeczywiste zapotrzebowanie na ciepłą wodę jest zależne od:

- liczby mieszkańców i ich przyzwyczajęń np. kąpiel pod prysznicem przez 5 czy 20 minut
- zastosowanych punktów poboru, np. wanna o pojemności 140 litrów lub 200 litrów
- wymaganej temperatury ciepłej wody użytkowej
- liczby łazienek i sposobu korzystania z nich

Wielkość zużycia ciepłej wody użytkowej w budownictwie mieszkaniowym zależy od kilku czynników, m. in. od:

- wyposażenia technicznego mieszkań, tj. armatury czerpalnej, opomiarowania,
- pory roku,
- ilości domowników i ich wieku.
- dla mieszkań o wysokim standardzie wyposażenia w armaturę czerpalną i urządzenia techniczne, a więc tam, gdzie zastosowano racjonalizację zużycia wody można przyjąć całkowite zużycie wody w granicach 100-150 dm³ (M x d).

Wzrastająca cena wody i ciepła oraz wprowadzanie liczników indywidualnych w poszczególnych mieszkaniach przyczynia się do ciągłego spadku zużycia wody, w tym c.w.u. Ponadto modernizacja instalacji wodociągowych - wymiany starych baterii na nowoczesne baterie jednouchwytowe (mieszaczowe) lub termostatyczne, stosowanie perlatorów także prowadzi do zauważalnego spadku zużycia wody, a tym samym stwarza konieczność uaktualniania modelu zapotrzebowania na wodę oraz c.w.u.

Zróżnicowanie poborów ciepłej wody jest uzależnione od czynników socjologicznych i stale się zmienia. Zależy od dobowego i tygodniowego rytmu zajęć i zabiegów higienicznych związanych z fizjologią człowieka. Wyższe pobory ciepłej wody w godzinach porannych i wieczornych wynika z czynności związanych z myciem ciała i przygotowaniem posiłków.

Największe zużycie ciepłej wody w soboty jest związane ze sprzątaniem i praniem w ten dzień. W lipcu i sierpniu odnotowuje się zmniejszenie zużycia c.w.u. ze względu na sezon urlopowy i wyjazdy domowników.

7. Literatura

Albers J., Dommel R., Montaldo-Ventsam H., Nedo H., Übelacker E., Wagner J.: Systemy centralnego ogrzewania. Poradnik dla projektantów i instalatorów. WNT 2007, Warszawa

Bugajski P., Kaczor G.: Struktura zużycia zimnej i ciepłej wody w gospodarstwie jednorodzinnym. Infrastruktura i ekologia terenów wiejskich Nr 2/2005, Polska Akademia Nauk

Kotlarczyk M., Zawada B.: Analiza rozbiór– ciepłej wody użytkowej. Ciepłownictwo, ogrzewnictwo, wentylacja nr 5/2007

Marciniak W.: Ciepła woda użytkowa w systemie z pompą ciepła.

<http://ekobudowanie.pl/pompy-ciepla/841-ciepla-woda-uzytkowa-w-systemie-z-pompa-ciepla>

Michalak P., Zimny J.: Obliczeniowe i rzeczywiste zużycie ciepłej wody użytkowej w budynku szkolnym. Ciepłownictwo, ogrzewnictwo, wentylacja 42/4 (2011)

Recknagel, Sprenger, Schramek.: Kompendium wiedzy. Ogrzewnictwo. Klimatyzacja. Ciepła woda. Chłodnictwo. Omni Scala, Wrocław 2008/2009

Żurawski J.: Energooszczędność budynku a zużycie energii na przygotowanie c.w.u. Izolacje IX/2008

Akty prawne i strony internetowe:

1. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (DzU z 2002 r. nr 75, poz. 690, zm.: DzU z 2003 r. nr 33, poz. 270 oraz z 2004 r. nr 109, poz. 1156).

2. http://www.ogrzewnictwo.pl/index.php?akt_cms=7044&cms=264

3. <http://www.euroclean.com.pl/wplyw-zuzycia-cieplej-wody>

4. http://www.ogrzewnictwo.pl/index.php?akt_cms=6136&cms=264

5. <http://ekobudowanie.pl/pompy-ciepla/841-ciepla-woda-uzytkowa-w-systemie-z-pompa-ciepla>

Roman Korab
Politechnika Śląska

ROZWÓJ ENERGETYKI URE A ZDOLNOŚCI PRZESYŁOWE POŁĄCZEŃ TRANSGRANICZNYCH KSE

W dyskusjach dotyczących pożądanego kierunku rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) coraz częściej pojawia się twierdzenie o konieczności rozbudowy połączeń transgranicznych. Takie stwierdzenie sugeruje, że moc przesyłowa istniejących linii wymiany KSE jest niewystarczająca w stosunku do potrzeb. Jest to jednak wniosek nieuprawniony, bowiem aktualnie sumaryczna – wynikająca z dopuszczalnej obciążalności termicznej linii – moc polskich połączeń transgranicznych tylko na przekroju synchronicznym (zachodnia i południowa granica kraju) przekracza 30% zapotrzebowania szczytowego. Problemem jest to, że nie da się w pełni wykorzystać istniejącego potencjału, a główną przeszkodą są ograniczenia sieciowe w sieci wewnętrznej KSE. Jednym z możliwych sposobów łagodzenia tych ograniczeń jest rozwój energetyki URE (Urządzenia Rozproszonej Energetyki).

Połączenia transgraniczne KSE – stan obecny

Obecnie, na napięciu powyżej 110 kV, polski system elektroenergetyczny posiada jedenaście połączeń transgranicznych z systemami ościennymi. Są to zarówno połączenia synchroniczne z pozostałą częścią UCTE¹ (do Czech, Niemiec i Słowacji), jak i połączenia niesynchroniczne z systemem szwedzkim, ukraińskim i białoruskim. Jedynym właścicielem połączeń transgranicznych (poza kablem szwedzkim) jest PSE - Operator [1]. Najważniejsze dane charakteryzujące połączenia transgraniczne KSE przedstawiono w tabeli 1 (podana w tabeli obciążalność termiczna toru linii dotyczy sezonu zimowego).

Tabela 1

Charakterystyka synchronicznych i niesynchronicznych połączeń transgranicznych KSE
o napięciu znamionowym powyżej 110 kV

Linia wymiany	Napięcie [kV]	Liczba torów linii	Obciążalność termiczna toru [MW]
Kopanina – Liskovec (Czechy)	220	1	412
Bujaków – Liskovec (Czechy)	220	1	412
Wielopole – Nosovice (Czechy)	400	1	1206
Dobrzeń – Albrechtice (Czechy)	400	1	1206
Mikulowa – Hagenverder (Niemcy)	400	2	1386
Krajnik – Vierraden (Niemcy)	220	2	457
Krosno Iskrzynia – Lemesany (Słowacja)	400	2	831
Słupsk – Starno (Szwecja)	450	1	600
Rzeszów – Chmielnicka (Ukraina)	750	1	2000
Zamość – Dobrotwór (Ukraina)	220	1	251
Białystok – Roś (Białoruś)	220	1	231

¹ Od lipca 2009 roku zadania realizowane przez UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*) oraz pięć pozostałych stowarzyszeń europejskich operatorów systemów przesyłowych przejęła organizacja ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*).

Połączenie transgraniczne KSE na przekroju północnym (niesynchroniczne) zrealizowane zostało przy wykorzystaniu technologii *HVDC (High Voltage Direct Current)*. Podmorski kabel prądu stałego łączący system polski z systemem szwedzkim został oddany do użytku w 2000 roku i stanowi on jedną z sześciu przesyłowych linii kablowych *HVDC* łączących sieci elektroenergetyczne Europy kontynentalnej z sieciami krajów skandynawskich. Zdolności przesyłowe tego połączenia są równe 600 MW, przy czym istnieje tutaj pełna możliwość kontroli przepływu mocy w obu kierunkach (import i eksport z KSE).

Kolejne niesynchroniczne połączenia transgraniczne KSE zainstalowane są na przekroju wschodnim. Spośród trzech linii napowietrznych łączących system polski z Białorusią i Ukrainą w eksploatacji pozostaje jedynie połączenie relacji Zamość – Dobrotwór, przy czym ze względu na charakter jego pracy (wydzielony blok po stronie ukraińskiej) jest ono obecnie wykorzystywane wyłącznie w kierunku importu do KSE (około 200 MW). Pozostałe dwa połączenia są wyłączone z eksploatacji (linia Rzeszów – Chmielnicka od 1993 roku, a linia Białystok – Roś od 2004 roku). W perspektywie kilku lat możliwe byłoby uruchomienie wyłączonych linii, przy czym warunkiem koniecznym jest instalacja w stacjach granicznych KSE sprzęgieł prądu stałego (tzw. wstawek *back-to-back*), pozwalających na współpracę systemu polskiego z systemami wschodnimi, pracującymi według innych standardów niż obowiązujące w systemie *UCTE*. Zrealizowanie tych działań pozwoliłoby na uzyskanie technicznych możliwości wymiany mocy między KSE a systemami wschodnimi na poziomie około 1400 MW (Ukraina – 1200 MW, Białoruś – 200 MW). Dalsze zwiększenie możliwości wymiany na przekroju wschodnim umożliwiłaby głęboka modernizacja linii Białystok – Roś lub jej przebudowa na napięcie 400 kV. Z uwagi na wykorzystanie wstawek *back-to-back*, podobnie jak w przypadku połączenia kablowego ze Szwecją, istniałaby pełna możliwość kontroli przepływającej przez granice mocy.

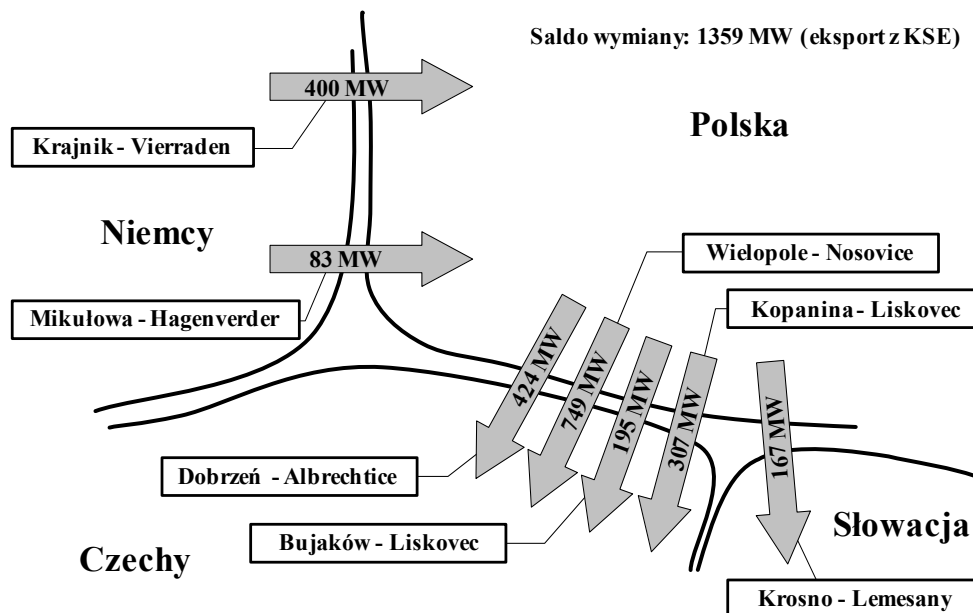
Na przekroju południowym i zachodnim systemu polskiego funkcjonują połączenia synchroniczne, umożliwiające równoległą współpracę KSE z pozostałą częścią systemu *UCTE*. Jak wynika z przedstawionych w tabeli 1 danych, sumaryczne termiczne zdolności przesyłowe synchronicznych połączeń transgranicznych KSE wynoszą około 8600 MW, co stanowi ponad 30% krajowego zapotrzebowania szczytowego. Jednak do realizacji handlowej wymiany międzysystemowej może zostać wykorzystana jedynie część termicznych zdolności przesyłowych linii wymiany. Powodem tego jest sposób kształtowania się rozpywu mocy w połączonym systemie elektroenergetycznym², ale przede wszystkim ograniczenia sieciowe w sieci wewnętrznej krajowego systemu elektroenergetycznego.

Rozpyw mocy w regionie Europy środkowo-wschodniej

Struktura systemu połączonego w regionie Europy środkowo-wschodniej powoduje, że w tej części systemu *UCTE* zwykle występuje przepływ mocy od systemu niemieckiego, przez system polski, głównie do Czech i w niewielkim stopniu do Słowacji. Stan taki tłumaczy przede wszystkim rozmieszczenie elektrowni w tym obszarze. Na północnym i południowym zachodzie Polska posiada jedynie dwie elektrownie systemowe – Dolną Odrę i Turów, których wytwarzana moc jest praktycznie konsumowana przez odbiorców lokalnie. Z kolei w Niemczech kilka dużych elektrowni skupionych jest w niewielkiej odległości od polskiej granicy, co w połączeniu ze znaczącą mocą farm wiatrowych zlokalizowanych w północnej części Niemiec sprawia, że wytwarzana przez te źródła moc jest „wypychana” do Polski przez

² Trudno przewidywalne – wynikające z praw elektrotechniki rządzących rozpywem mocy w systemie połączonym – przepływy wyrównawcze wykorzystują część zdolności przesyłowych synchronicznych połączeń transgranicznych. Przeciwdziałanie temu zjawisku jest możliwe poprzez regulację fazy napięcia w węzłach granicznych przy zastosowaniu tzw. przesuwników fazowych. Jednak obecnie, w odniesieniu do połączeń transgranicznych KSE, to rozwiązanie nie jest wykorzystywane.

oba połączenia transgraniczne. Odwrotna sytuacja ma miejsce na przekroju polsko-czeskim i polsko-słowackim, gdzie elektrownie Rybnik i Opole, a także Bełchatów, Łagisza i Połaniec, znacznie silniej oddziałują na południowe linie transgraniczne KSE niż elektrownie czeskie i słowackie (w Czechach i Słowacji elektrownie systemowe są skupione w południowej i zachodniej części obu krajów). Opisaną sytuację na granicach KSE ilustruje rysunek 1.



Rys. 1. Przepływy mocy w liniach transgranicznych KSE w stanie bazowym

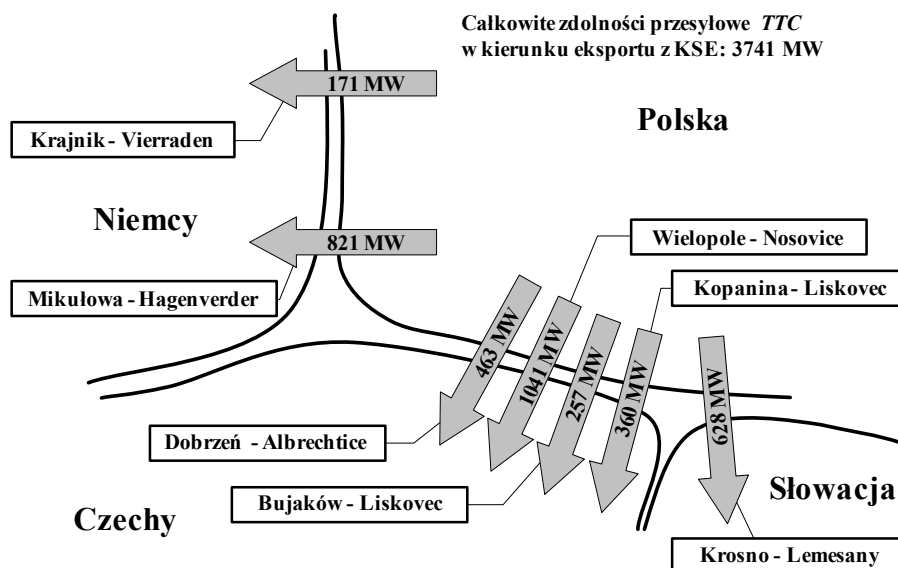
Przedstawiony na rysunku 1 stan pracy systemu połączonego w regionie Europy środkowo-wschodniej otrzymano dla modelu systemu odwzorowującego zimowy szczyt wieczorny w roku 2008. Zapotrzebowanie KSE było równe 25120 MW, natomiast zdolności wytwórcze pracujących jednostek 30200 MW. Szczegółowo odwzorowano sieci 400/220/110 kV KSE. Zagraniczna część systemu połączonego obejmowała systemy czeski, słowacki oraz wschodnią część systemu niemieckiego. Opisany model systemu jest bazowym stanem pracy systemu połączonego, wykorzystanym w dalszych analizach, wykonanych z wykorzystaniem metody optymalizacji rozpręgu mocy (*Optimal Power Flow – OPF*) [2, 3].

Zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych KSE w stanie bazowym

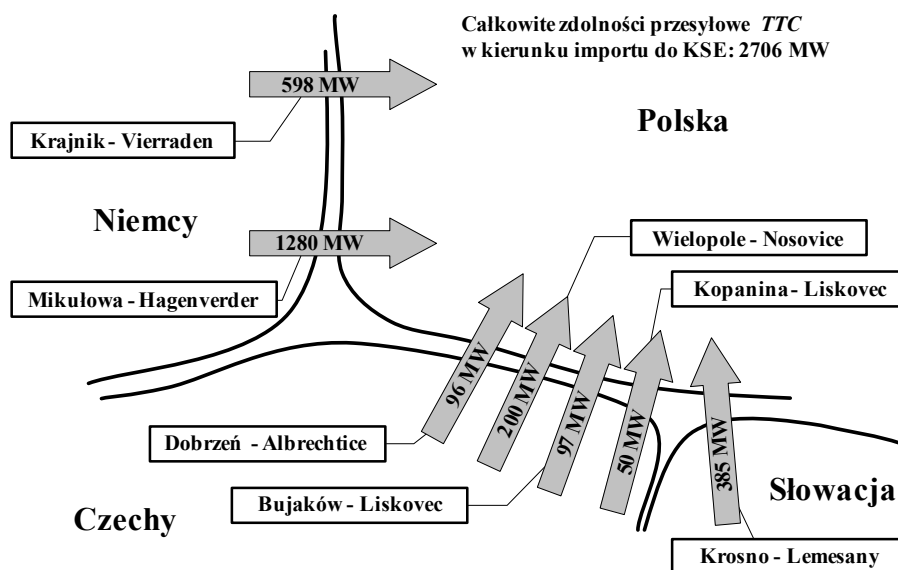
Bazowy model systemu połączonego został wykorzystany do wyznaczenia zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych KSE w kierunku importu i eksportu. W tym celu zastosowano metodykę przedstawioną w opracowaniach [4, 5]. Założenia oraz sposób wykonywania obliczeń rozpręgowych opisano w [6]. Głównym celem analiz było wyznaczenie tzw. całkowitych zdolności przesyłowych *TTC* (*Total Transfer Capacity*) [7] krajowych połączeń transgranicznych. Zdolności przesyłowe *TTC* stanowią maksymalną dopuszczalną wartość mocy wymiany między przyległymi obszarami, wyznaczoną zgodnie z obowiązującymi w każdym z nich kryteriami bezpieczeństwa. Wartości *TTC* w kierunku eksportu i importu oraz przepływy mocy na granicach KSE przedstawiono na rysunkach 2 i 3.

Wykonane analizy wskazują, że pomimo iż przepływ mocy w żadnej z linii transgranicznych KSE nie osiągnął wartości równej obciążalności termicznej linii (tabela 1), nie jest możliwe dalsze zwiększenie eksportu lub importu, gdyż spowodowałoby to taką zmianę rozpręgu mocy, że nastąpiłoby przeciążenie niektórych linii w sieci wewnętrznej KSE. W analizowa-

nym stanie pracy systemu połączonego liniami tymi są przede wszystkim linie 110 kV w aglomeracji warszawskiej. Opisana sytuacja oznacza, że przyczyną ograniczonych możliwości wymiany transgranicznej KSE nie są same linie wymiany, ale ograniczenia sieciowe w sieci krajowej (zbyt mała przepustowość niektórych linii).



Rys. 2. Całkowite zdolności przesyłowe TTC w kierunku eksportu z KSE oraz przepływy mocy na granicach Polski



Rys. 3. Całkowite zdolności przesyłowe TTC w kierunku importu do KSE oraz przepływy mocy na granicach Polski

Zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych KSE w latach 2008 ÷ 2015

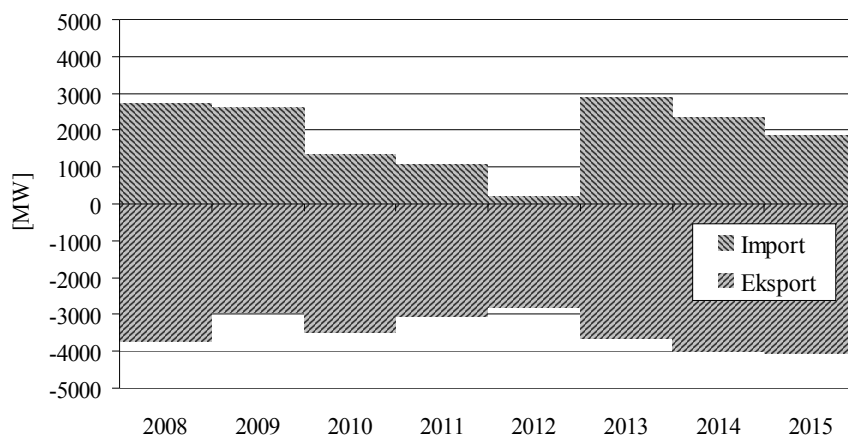
Bazowy model systemu połączonego stanowił podstawę do przygotowania modeli na lata 2009 ÷ 2015. Przyjęto, że w kolejnych latach zapotrzebowanie szczytowe w KSE będzie wzrastało o około 500 MW. Rozwój sektora wytwórczego dotyczył wprowadzenia w roku 2009 nowych bloków w elektrowni Łagisza i Bełchatów (blok Pątnów II był już uwzględnio-

ny w układzie bazowym). W analizach, których wyniki przedstawia się w niniejszym punkcie, pominięto rozwój generacji rozproszonej (energetyki URE).

W modelach KSE przygotowanych na lata 2009 ÷ 2015 uwzględniono natomiast planowany rozwój sieci 400 i 220 kV, przy czym najważniejsze zmiany, z punktu widzenia zdolności przesyłowych linii transgranicznych KSE, obejmują:

- rok 2008 – budowa ciągu liniowego 400 kV Trębaczew – Ostrów – Plewiska,
- rok 2009 – budowa stacji 400/110 kV Kromolice i linii 400 kV Pątnów – Kromolice,
- rok 2011 – budowa ciągu liniowego 400 kV Pasikurówce – Wrocław Płd. – Świebodzice,
- rok 2012 – budowa stacji 400/220/110 kV Ołtarzew wraz z systemem linii 220 i 400 kV.

Ponadto uwzględniono jeszcze szereg innych inwestycji sieciowych (budowa nowych linii NN, stacji NN oraz punktów transformacji 400/220 kV, instalacja dodatkowych transformatorów NN/110 kV oraz urządzeń do kompensacji mocy biernej w istniejących stacjach NN). Założono, że nowe inwestycje wchodzi do eksploatacji z końcem danego roku, więc przynoszą efekt dopiero w roku kolejnym. Na rysunku 4 przedstawiono całkowite zdolności przesyłowe *TTC* linii transgranicznych KSE w latach 2008 ÷ 2015.



Rys. 4. Całkowite zdolności przesyłowe [MW] istniejących połączeń transgranicznych między KSE a systemami Czech, Niemiec i Słowacji w latach 2008 ÷ 2015

Uzyskane wyniki wskazują przede wszystkim na brak symetrii między całkowitymi zdolnościami przesyłowymi linii transgranicznych KSE w kierunku eksportu i importu energii. W przypadku eksportu z KSE w kolejnych latach zdolności przesyłowe *TTC* pozostają na stosunkowo stabilnym poziomie i kształtują się w granicach 3000 ÷ 4000 MW, co praktycznie spełnia cel uznany przez Unię Europejską, mówiący o minimum 10% zdolności przesyłowej połączeń transgranicznych w stosunku do mocy zainstalowanej w KSE (około 35 GW).

Odmienna sytuacja ma miejsce w przypadku zdolności importowych KSE, które w pierwszych latach rozpatrywanego okresu mieszczą się w przedziale 2500 ÷ 3000 MW, zaś poczynając od roku 2010 obserwuje się ich systematyczny spadek. W 2012 roku zdolności importowe maleją do około 200 MW, by w roku 2013 skokowo wzrosnąć do około 3000 MW. Główną przyczyną takiego stanu rzeczy są wspomniane wyżej ograniczenia sieciowe w okolicach aglomeracji warszawskiej, które szczególnie nasilają się w latach 2010 ÷ 2012. Wprowadzenie do eksploatacji na koniec 2012 roku stacji Ołtarzew (aglomeracja warszawska) wraz z systemem linii 400 i 220 kV zmienia rozpyływ mocy w sieci 400/220/110 kV w taki sposób, że ograniczenia te zostają złagodzone, co umożliwia zwiększenie importu do KSE.

Wpływ energetyki URE na zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych KSE

Zaprezentowane wyżej wyniki analiz wskazują, że rozbudowa krajowej sieci 400 i 220 kV, wpływając na zmianę rozpyłu mocy w całej sieci zamkniętej 400/220/110 kV, powoduje złagodzenie ograniczeń sieciowych w sieci 110 kV, a to z kolei przekłada się na wzrost zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych KSE. Kolejnym sposobem zmniejszania siły oddziaływania ograniczeń sieciowych w sieci 110 kV są działania podejmowane wewnątrz tej sieci. Działania te mogą polegać np. na wymianie istniejących przewodów na tzw. przewody wysokotemperaturowe, które pozwalają na znaczące zwiększenie przepustowości linii [8].

Oprócz rozbudowy/modernizacji sieci zamkniętej 400/220/110 kV, także inwestycje podejmowane po stronie wytwórczej mogą wpływać na złagodzenie istniejących ograniczeń sieciowych. Do inwestycji tych należy zaliczyć budowę źródeł przyłączanych bezpośrednio do węzłów sieci zamkniętej, ale także rozwój energetyki URE. Urządzenia URE – przyłączane głównie do sieci niskich i średnich napięć – produkują energię w pobliżu punktów jej odbioru, odciążając jednocześnie sieci 400/220/110 kV. Tym samym wpływają one m.in. na zmniejszenie liczby oraz siły oddziaływania ograniczeń sieciowych występujących w tych sieciach.

W tabeli 2 przedstawiono wyniki analiz, których celem była ocena stanu pracy krajowej sieci 400/220/110 kV dla różnych poziomów rozwoju energetyki URE w Polsce. Ocenie podlegały zdolności importowe połączeń transgranicznych KSE, liczba i siła oddziaływania ograniczeń sieciowych oraz straty mocy w sieci zamkniętej systemu polskiego. Obliczenia wykonano dla stanu pracy systemu połączonego odwzorowującego zimowy szczyt wieczorny w roku 2012, czyli w roku, w którym możliwości importu energii do KSE osiągnęły wartość minimalną (rysunek 4). Przeanalizowano pięć poziomów sumarycznej mocy produkowanej przez urządzenia URE, równych od 1 do 5% mocy pobieranej w KSE.

Tabela 2

Zdolności importowe połączeń transgranicznych, siła oddziaływania i liczba ograniczeń sieciowych oraz wartość strat mocy w KSE dla różnych poziomów rozwoju energetyki URE

Charakterystyczna wielkość	URE 0%	URE 1%	URE 2%	URE 3%	URE 4%	URE 5%
Zapotrzebowanie w KSE [MW]	27 487	27 487	27 487	27 487	27 487	27 487
Sumaryczna moc URE [MW]	0	275	550	825	1 100	1 375
Zdolności importowe linii wymiany [MW]	187	701	907	1413	1421	1541
Liczba ograniczeń sieciowych w KSE [szt.]	10	11	10	9	9	9
Siła oddziaływania ograniczeń [zł/MVA]	11 857	8 700	5 647	3 240	2 520	1 979
Straty w sieci 400/220/110 kV KSE [MW]	602	585	574	556	538	535

Przedstawione wyniki analiz jednoznacznie wskazują, że rozwój energetyki URE będzie przyczyniał się do zmniejszenia liczby oraz – mierzonej wartością mnożników Lagrange'a³ – siły oddziaływania ograniczeń sieciowych w sieci 400/220/110 kV KSE. Poprawa warunków pracy sieci wewnętrznej KSE będzie przekładać się z kolei na wzrost możliwości importowych synchronicznych połączeń transgranicznych systemu polskiego. Dodatkowym pozytywnym efektem rozwoju energetyki URE jest obniżenie strat przesyłowych. Zmniejszenie strat przesyłowych prowadzi do wzrostu ogólnej sprawności dostawy energii elektrycznej odbiorcom końcowym (zwiększenia efektywności wykorzystania energii), co m.in. jest zbieżne z celami pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20.

Najważniejsze wnioski

³ Wyznaczane podczas rozwiązywania zadania optymalizacji rozpyłu mocy *OPF* wartości mnożników Lagrange'a związanych z poszczególnymi gałęziami sieci (liniami i transformatorami) mogą być miarą siły oddziaływania danego ograniczenia, bowiem mówią one o ile zmniejszy się koszt bilansowania zapotrzebowania w systemie (funkcja celu w zadaniu *OPF*), jeżeli przepustowość gałęzi zwiększy się o 1 MVA.

Zdolności przesyłowe synchronicznych połączeń transgranicznych KSE są limitowane przede wszystkim ograniczeniami sieciowymi w sieci wewnętrznej systemu polskiego. Jak wykazały analizy, w rozpatrywanych stanach pracy systemu połączonego krytycznymi okazały się ograniczenia sieciowe w sieci 110 kV w aglomeracji warszawskiej, które w roku 2012 spowodowały utratę zdolności importu energii do KSE (zwiększenie importu energii spowodowałoby przeciążenie tych linii). Ponieważ import energii powinien stanowić trzeci, po elektrowniach systemowych i generacji rozproszonej (energetyce URE), filar bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju, rolą operatorów jest umożliwienie realnego wykorzystania tej możliwości.

W celu zwiększenia możliwości importu operatorzy OSP i OSD powinni podjąć odpowiednie działania zmierzające do poprawy stanu sieci krajowej (łagodzenia ograniczeń sieciowych). Na podstawie przeprowadzonych analiz, których wyniki przedstawiono powyżej oraz w [9], można wskazać dwa kierunki pozwalające na poprawę przyszłej sytuacji. Po stronie OSP leży rozbudowa krajowej sieci NN, prowadząca do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii, przede wszystkim do dużych centrów odbiorczych. Z kolei po stronie OSD leży modernizacja sieci 110 kV, która może polegać np. na wymianie istniejących przewodów na tzw. przewody wysokotemperaturowe. Oczywiście działania podejmowane przez operatorów OSP i OSD powinny być ściśle skoordynowane, aby nie przyniosły efektów przeciwnych do zamierzonych.

Kolejnym sposobem „odblokowania” zdolności importowych połączeń transgranicznych KSE jest zmniejszanie liczby i siły oddziaływania ograniczeń sieciowych występujących w sieci 400/220/110 kV KSE poprzez odciążenie tej sieci. Możliwość taką daje rozwój energetyki URE. Wypracowanie przez operatorów sieciowych wspólnych i prostych zasad pozwalających na integrację energetyki URE z istniejącą siecią elektroenergetyczną powinno w znaczący sposób ułatwić rozwój tego segmentu w Polsce.

Literatura

- [1] Kasprzyk S.: *Aktualne problemy funkcjonowania KSE z punktu widzenia operatora systemu przesyłowego*. Konferencja APE'09, Jurata, 3 – 5 czerwca 2009
- [2] Wang X.F., Song Y., Irving M.: *Modern Power Systems Analysis*. Springer, New York 2008
- [3] Wood A.J., Wollenberg B.F.: *Power Generation, Operation and Control*. John Wiley and Sons INC, New York 1996
- [4] European Transmission System Operators: *Procedures for cross-border transmission capacity assessments*. October 2001, www.etso-net.org
- [5] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity: *UCTE Operation Handbook. Załącznik 4. Planowanie skoordynowane*. Maj 2006, www.pse-operator.pl
- [6] Korab R.: *Zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych KSE*. Rynek Energii, Zeszyt tematyczny nr II, marzec 2009
- [7] European Transmission System Operators: *Definitions of Transfer Capacities in Liberalised Electricity Market*. April 2001, www.etso-net.org
- [8] Popczyk J., Żmuda K., Kocot H., Korab R., Siwy E.: *Bezpieczeństwo elektroenergetyczne w społeczeństwie postprzemysłowym na przykładzie Polski*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2009
- [9] Korab R.: *Możliwości zwiększenia zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych KSE*. Przegląd Elektrotechniczny, nr 2/2011

Edward SIWY
Politechnika Śląska

INTEGRACJA ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH ZNAJDUJĄCYCH SIĘ W OSŁONACH BILANSOWYCH BUDYNKÓW I ZESPOŁÓW BUDYNKÓW Z SIECIĄ ELEKTROENERGETYCZNĄ

1. Zagadnienia ogólne

Użytkownicy sieci dystrybucyjnych coraz częściej przestają mieć charakter typowego tradycyjnego odbiorcy energii elektrycznej. Dotyczy to również sieci na najniższych poziomach napięciowych. W analizach sieciowych musi więc zacząć obowiązywać model prosumenta, tzn. użytkownika sieci konsumującego energię elektryczną, ale też mającego możliwość jej produkcji (np. w mikroźródłach znajdujących się w osłonach bilansowych budynków lub zespołów budynków) oraz magazynowania (np. w akumulatorach samochodu elektrycznego). Operatorzy sieci dystrybucyjnych coraz wyraźniej muszą zdawać sobie sprawę z konieczności przygotowania tych sieci do sprostania wymogom jakie będą stawiać tak rozumiani ich użytkownicy.

Docelowym modelem pracy sieci jest koncepcja sieci inteligentnej „smart grid”. Powszechnie akceptuje się następującą definicję inteligentnej sieci energetycznej: jest to sieć, która potrafi harmonijnie integrować zachowania i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników – wytwórców, odbiorców i tych, którzy pełnią obydwie te role – celem zapewnienia zrównoważonego, ekonomicznego i niezawodnego zasilania. Pierwszym etapem rozwoju sieci typu „smart grid” będzie wprowadzenie inteligentnego opomiarowania sieci, a przede wszystkim jej użytkowników („smart metering”).

Obecny stan zaawansowania prac i występujące tendencje wskazują, że zarówno w kraju, jak i za granicą rozwój generacji rozproszonej, a w tym mikrogeneracji, może na wielu obszarach znacznie wyprzedzić wdrażanie systemów „smart grid”. Dzieje się tak pomimo wielu istotnych barier i trudności związanych z instalacją źródeł generacji rozproszonej. Do głównych należą bariery formalno prawne związane z lokalizacją źródeł, „opór” operatorów sieci, bariery finansowe. Głównymi siłami sprzyjającymi rozwojowi generacji rozproszonej jest z jednej strony bardzo szybki postęp technologiczny, rozwój bardzo wielu różnorodnych technologii, stała tendencja obniżania się cen poszczególnych źródeł, z drugiej strony stale zwiększające się ceny nośników energetycznych, możliwość uniezależnienia się od systemu elektroenergetycznego, poprawa bezpieczeństwa energetycznego poszczególnych użytkowników sieci.

W przypadku sieci typu „smart grid” ich wdrożenie leży po stronie operatora sieci będącego naturalnym monopolistą na danym obszarze. Wymaga od niego olbrzymich nakładów finansowych, a także wielu zmian organizacyjnych, systemu funkcjonowania, wdrożenia odpowiednich systemów informatycznych itp. Należy się więc spodziewać, że o ile nie zostaną do tego zmuszeni przez użytkowników sieci wprowadzających nowe technologie, operatorzy sieci nie będą zainteresowani wdrażaniem sieci inteligentnych na szeroką skalę. Na korzyść źródeł będzie działał efekt „innowacyjności rozproszonej” – podejmowanie decyzji przez wielu „rozproszonych” inwestorów wspomaganych działaniami coraz większej liczby poważnych, dużych firm zainteresowanych rozwojem produkcji źródeł i związanych z nimi technologii.

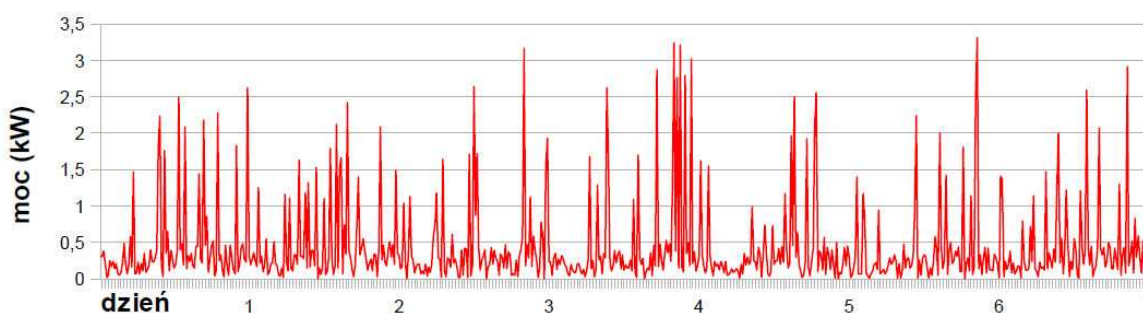
2. Szczegółowe rozważania w zakresie zagadnień charakterystycznych dla sieci rozdzielczych niskiego napięcia

W przedstawionych badaniach przyjęto szereg podstawowych założeń wynikających z wyżej podanych stwierdzeń. Przede wszystkim badano wpływ generacji rozproszonej, a także pojawiających się na szeroką skalę samochodów elektrycznych na pracę sieci dystrybucyjnej pozostającej w istniejącej strukturze. Celem badań było określenie możliwego zakresu wdrożenia mikrogeneracji i systemów ładowania samochodów elektrycznych z instalacji wewnętrznej prosumenta bez konieczności znacznej rozbudowy sieci. Przyjęto również założenie, że rozwój generacji rozproszonej, a także wpływ ładowania samochodów elektrycznych na danym terenie zależeć będzie wyłącznie od indywidualnych decyzji poszczególnych inwestorów. Będą więc miały na niego wpływ możliwości lokalizacyjne, zasobność portfela, indywidualne preferencje itp. Może on zachodzić wg różnych scenariuszy. Rozwój ten nie będzie natomiast zależał od uwarunkowań sieciowych. To rozwój sieci powinien nadszalać za potrzebami jej użytkowników.

2.1. Potencjalna moc pobierana i generowana w węźle sieci

Węzłami analizowanej sieci nN są przede wszystkim punkty przyłączenia do sieci poszczególnych prosumentów, a także rozgałęzienia w sieci i węzły zasilające (stacje SN/nN). Przyjęto, że w węzłach możliwe są dwie podstawowe kategorie odbioru energii – typowy odbiorca w taryfie G (odbiorcy komunalno-bytowi) lub C (usługi, drobna wytwórczość) oraz stacja ładowania samochodu elektrycznego. W przypadku mikrogeneracji ograniczono się do dwóch obecnie najbardziej dostępnych i rozpowszechnionych technologii, tzn. do mikrowiatraków i źródeł fotowoltaicznych.

W przypadku odbiorców taryfowych do analiz wykorzystano modele oparte na pomiarach rzeczywistych całorocznych przebiegów obciążenia (dane 15-to minutowe). Przykładowy przebieg obciążenia przedstawiono na rys. 1.



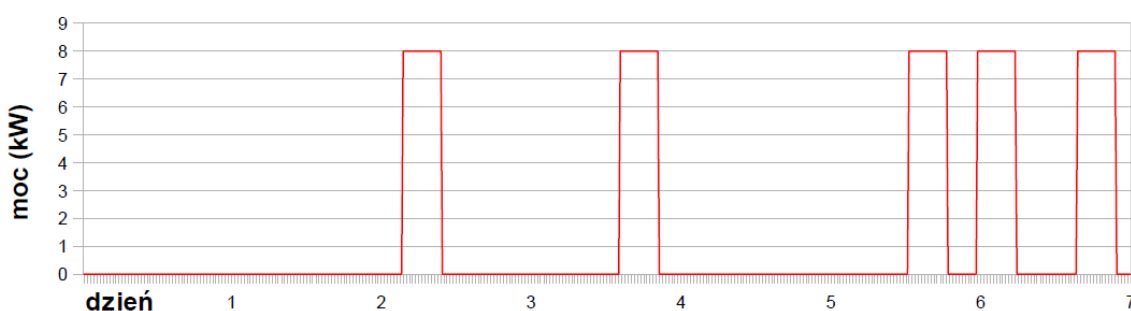
Rys. 1. Przykładowy przebieg obciążenia odbiorcy komunalno-bytowego w okresie zimowym

Ładowanie samochodów elektrycznych może odbywać się w wyodrębnionych profesjonalnych stacjach szybkiego ładowania typu stacja benzynowa. Do ładowania akumulatorów w krótkim czasie wykorzystuje się wtedy stosunkowo duże moce (na poziomie kilkuset kilowatów). Stacje takie będą musiały posiadać wyodrębnione zasilanie z sieci SN, nie będą więc stanowiły obciążenia sieci niskiego napięcia. Ładowanie samochodu z instalacji wewnętrznej użytkownika sieci nN może odbywać się przy zakresach mocy rzędu kilku, kilkunastu kilowatów i czasach rzędu kilku godzin. Dla określenia modelu obciążenia przyjęto następujące założenia:

- zasobnik samochodu elektrycznego o pojemności 40 kWh ładowany przez 6 h przy pobieranej stałej mocy ok. 8 kW (uwzględniono sprawność akumulatorów),

- średnie zużycie energii przez samochód wynoszące ok. 20 kWh/100km,
- przy przejechanych 10 000 km/rok daje to ok. 50 ładowań rocznie (raz w tygodniu), przy przejechanych 20 000 km/rok daje to ok. 100 ładowań rocznie (dwa tygodniowo), przy przejechanych 50 000 km/rok (mogą to być także dwa samochody w gospodarstwie domowym mające przebiegi po 25 000 km/rok) - ładowanie co 36 h,
- w modelu przyjęto, że cykle ładowania są rozłożone równomiernie w ciągu roku (np. dla przebiegu 10 000 km/rok w każdym tygodniu w ciągu roku występuje jedno ładowanie), natomiast moment rozpoczęcia ładowania w danym cyklu jest losowy.

Przykładowy przebieg obciążenia przydomowej stacji ładowania samochodu elektrycznego przedstawiono na rys. 2.

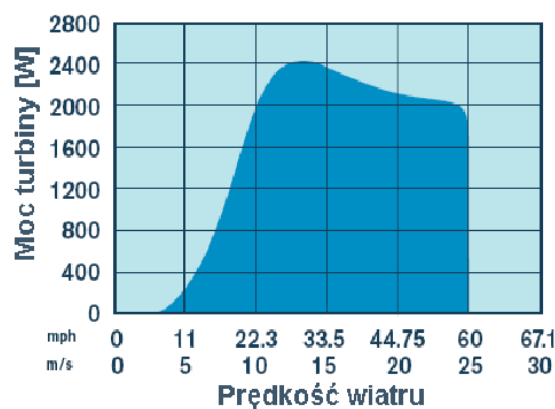


Rys. 2. Przykładowy przebieg obciążenia stacji ładowania samochodu elektrycznego o przebiegu 50 000 km/rok

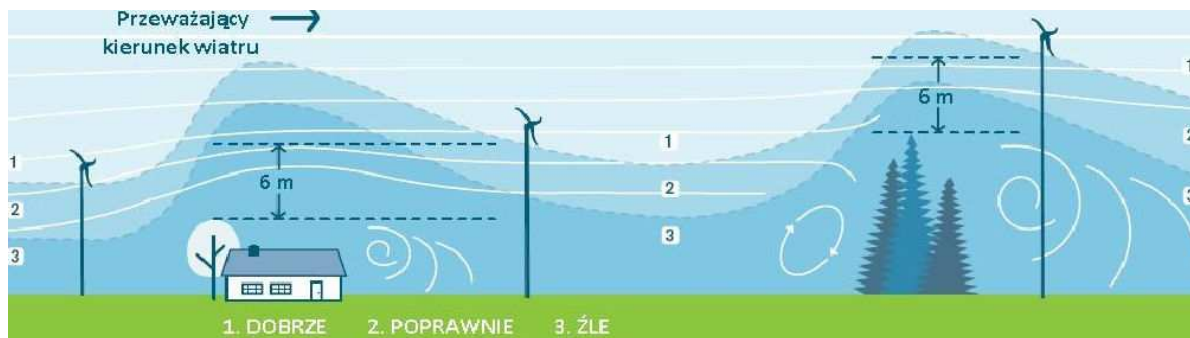
Model źródła związany z generacją wiatrową oparto na całorocznych rzeczywistych pomiarach prędkości wiatru w terenie odsłoniętym o dobrych warunkach wiatrowych. Podstawową rolę przy określaniu generowanych przebiegów odgrywają jednak założenia dotyczące możliwej mocy zainstalowanych źródeł w danym węzle sieci. Przyjęto, że decydujące będą tutaj możliwości lokalizacyjne – wielkość działki, odległości od sąsiadów, zabudowa terenu itp.

Na rys. 3 przedstawiono parametry przykładowego mikrowiatraka z poziomą osią obrotu (rozwiązanie najbardziej rozpowszechnione) wraz z krzywą wykorzystania mocy turbiny w zależności od prędkości wiatru. Należy tutaj zwrócić uwagę na wymiary samej turbiny – prawie czterometrowa średnica wirnika.

Dane techniczne Skystream 3.7	
Moc nominalna	1,8 kW
Moc maksymalna	2,4 kW
Średnica wirnika	3,72 m
Powierzchnia robocza wirnika	10,87 m ²
Łopaty wirnika	3 sztuki wykonane z włókna szklanego wzmocnionego materiałami kompozytowymi
Startowa prędkość wiatru	3,5 m/s
Nominalna prędkość wiatru	9 m/s
Odporność na wiatr	Do około 63 m/s
Ochrona przed zbyt silnym wiatrem	Elektroniczny system kontroli prędkości obrotowej i hamowania
System ustawiania do wiatru	Pasywny
Parametry sieci współpracującej	230VAC 50Hz
Generowany hałas	45 dB w odległości 12 m od turbiny



Rys. 3. Parametry przykładowego mikrowiatraka z poziomą osią obrotu



Rys. 4. Wysokość na jakiej należy umieścić turbinę wiatraka z poziomą osią obrotu

Bardzo istotnym parametrem z punktu widzenia uciążliwości dla otoczenia jest również poziom hałasu emitowanego przez kręcący się wirnik – ok. 45 dB w odległości 12 m od turbiny. Jest to poziom dopuszczalny w nocy w terenach miejskich, w terenie wiejskim wynosi on 40 dB. Na rys. 4 przedstawiono zalecaną wysokość na jakiej należy umieścić turbinę. Jak widać na rysunku optymalne jest umieszczenie turbiny ok. 6 m powyżej najwyższego obiektu w otoczeniu mikrowiatraka. Na rys. 5 i w tablicy 1 przedstawiono lokalizację oraz dane przykładowego mikrowiatraka z pionową osią obrotu. Jego podstawową zaletą jest wykorzystywanie wiatrów turbulentnych. Nie musi być więc umieszczany wysoko ponad otaczającymi obiektami. Ma on jednak zwykle niższą sprawność od dobrze zlokalizowanego wiatraka z poziomą osią obrotu i jest także zwykle droższy (dla porównywalnych mocy)

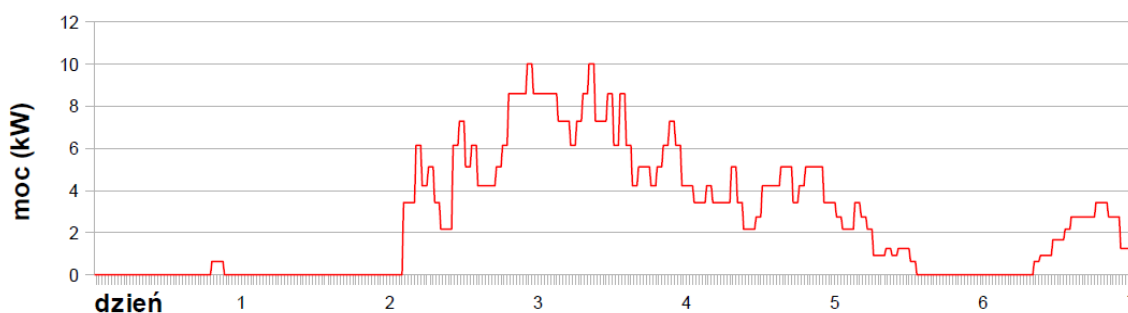


Rys. 5. Lokalizacja mikrowiatraka z pionową osią obrotu

Tablica 1. Przykładowe parametry mikrowiatraka z pionową osią obrotu

Moc nominalna	3000 W
Wiatr startowy	2 m/s
Wiatr użytkowy	4 – 25 m/s
Długość śmigieł	3,6 m
Średnica turbiny	3,0 m
Waga turbiny	500 kg

Biorąc pod uwagę powyższe własności mikrowiatraków i występujące ograniczenia należy się spodziewać, że występujące lokalizacje na szerszą skalę mogą się pojawić na terenach wiejskich oraz podmiejskich (np. osiedla domków jednorodzinnych) przy stosunkowo niewielkich zainstalowanych mocach. W analizach przyjęto moce w zakresie od 0,5 do 20 kW, przy czym typowe są moce na poziomie pojedynczych kilowatów. Przykładowy przebieg generowanej mocy w węźle sieci z mikrowiatrakiem przedstawiono na rys. 6.

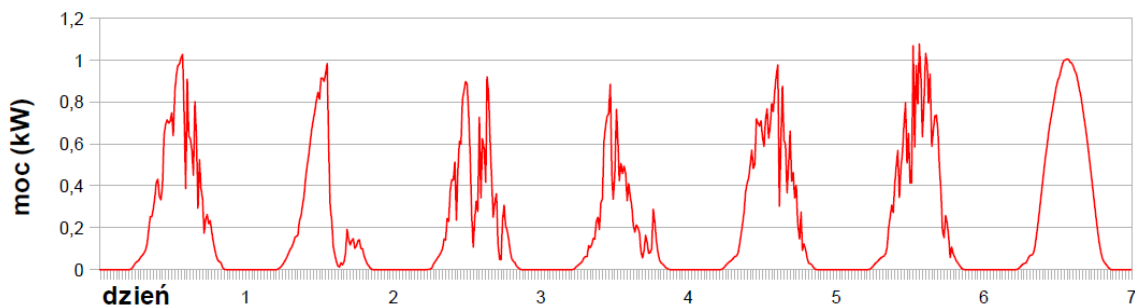


Rys. 6. Przykładowy przebieg mocy generowanej w okresie zimowym w mikrowiatraku o mocy maksymalnej 10 kW

Praktycznie nieuciążliwe dla otoczenia są źródła fotowoltaiczne. Barierą ograniczającą możliwą do uzyskania moc jest dostępna powierzchnia, na której można je zainstalować. W chwili obecnej istotne są również wysokie koszty. W analizach przyjęto powierzchnię wykorzystywanych źródeł fotowoltaicznych w zakresie od 5 do 50 m². Uzyskana moc zależy również od sprawności źródeł. Obecne wykorzystywane rozwiązania osiągają sprawności na poziomie do 15 %. Na rynku proponowane są już także panele hybrydowe, dla których producenci deklarują sprawności bliskie 20 %. Przykładowe parametry panela fotowoltaicznego dostępnego na rynku podano w tablicy 2. Podobnie jak w przypadku mikrowiatraków model źródła fotowoltaicznego oparto na całorocznych rzeczywistych pomiarach generowanej mocy w pracującym źródle. Przykładowy przebieg generowanej mocy przedstawiono na rys. 7.

Tablica 2. Przykładowe parametry panela fotowoltaicznego

Moc maksymalna	130 W
Długość	1485 mm
Szerokość	668 mm
Grubość	35 mm
Waga	11,6 kg
Wydajność	90 % do 10 lat 80 % do 25 lat



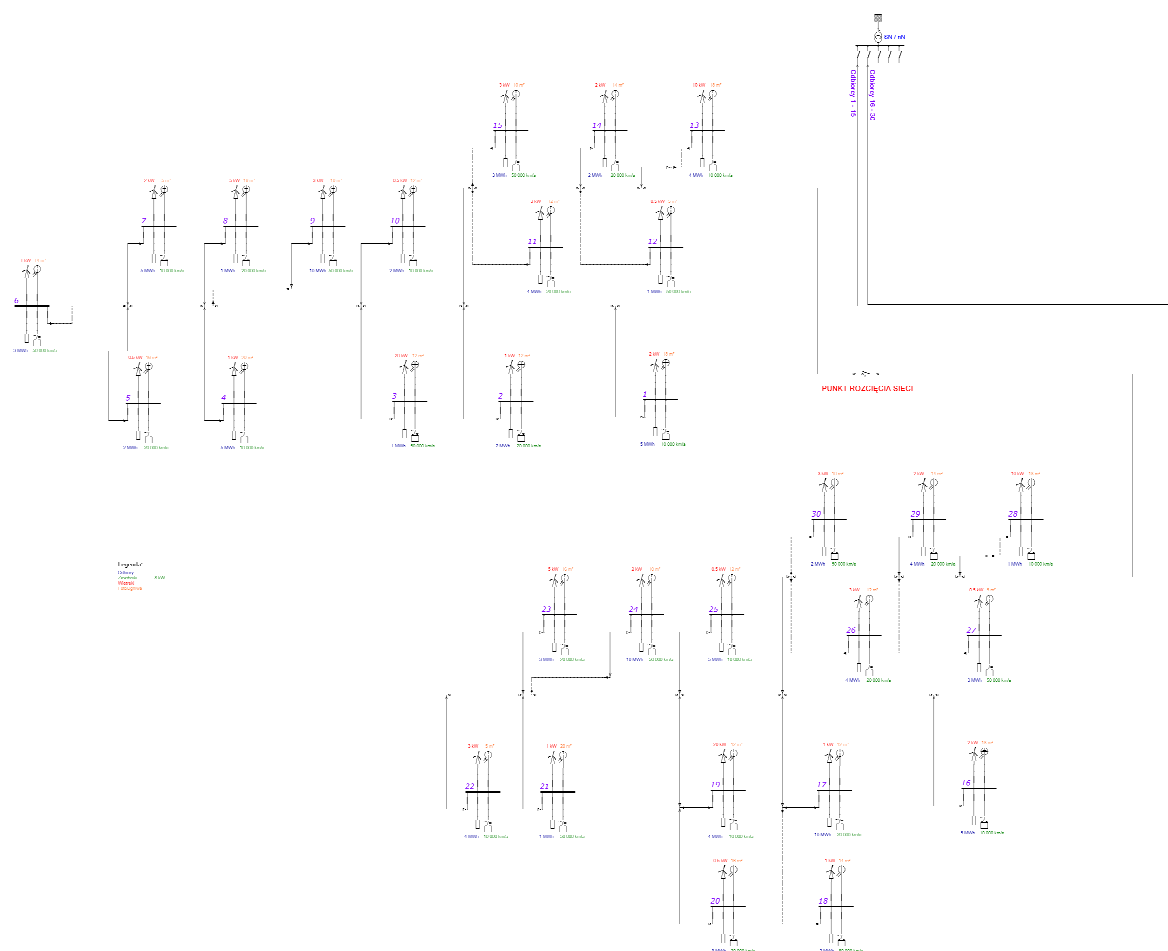
Rys. 7. Przykładowy przebieg mocy generowanej w okresie letnim w źródle fotowoltaicznym o powierzchni 8 m²

2.2. Przyjęte modele sieci, struktura odbiorców i generacji

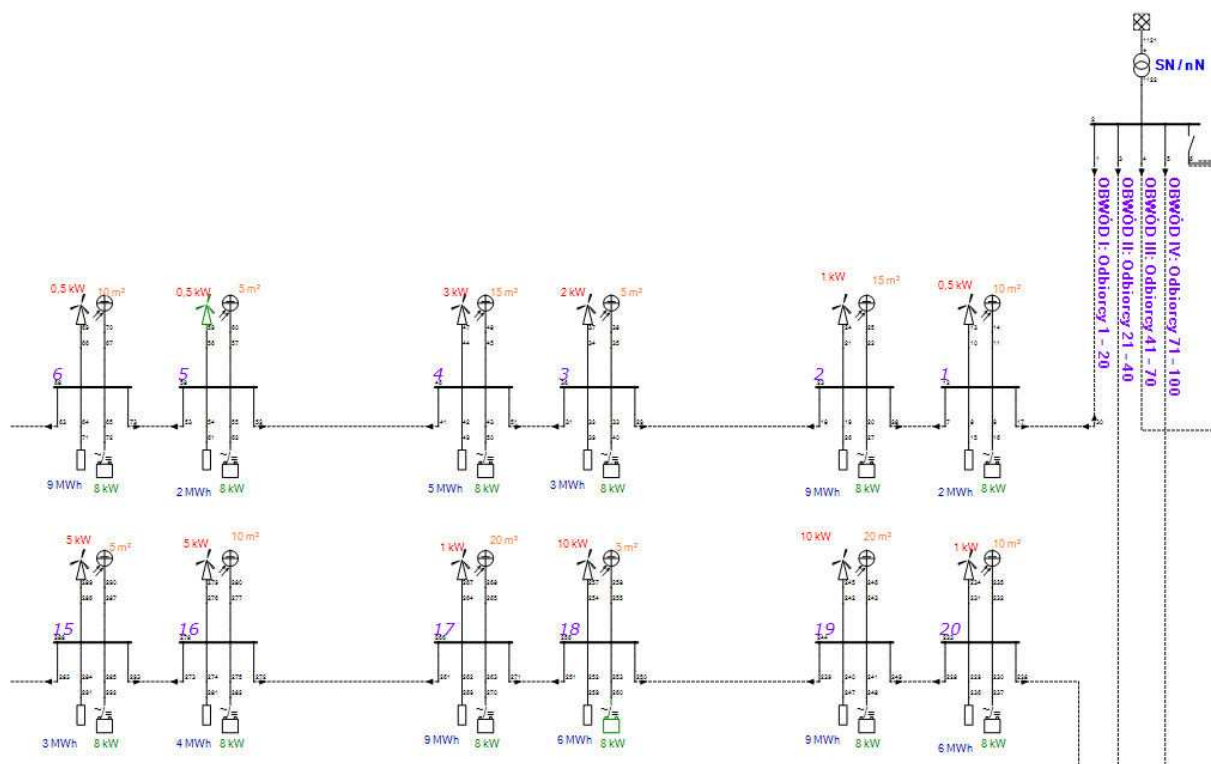
W analizach rozpatrywano dwa podstawowe modele sieci, dla których możliwe jest wprowadzenie mikrogeneracji na szerszą skalę:

- sieć terenowa na obszarach wiejskich – sieć napowietrzna,
- sieć podmiejska na obszarach o niskiej zabudowie jednorodzinnej – sieć kablowa.

Modele sieci przedstawiono na rys. 8 i 9. Parametry sieci (tablica 3) odpowiadają typowym istniejącym sieciom niskiego napięcia.



Rys. 8. Model sieci terenowej



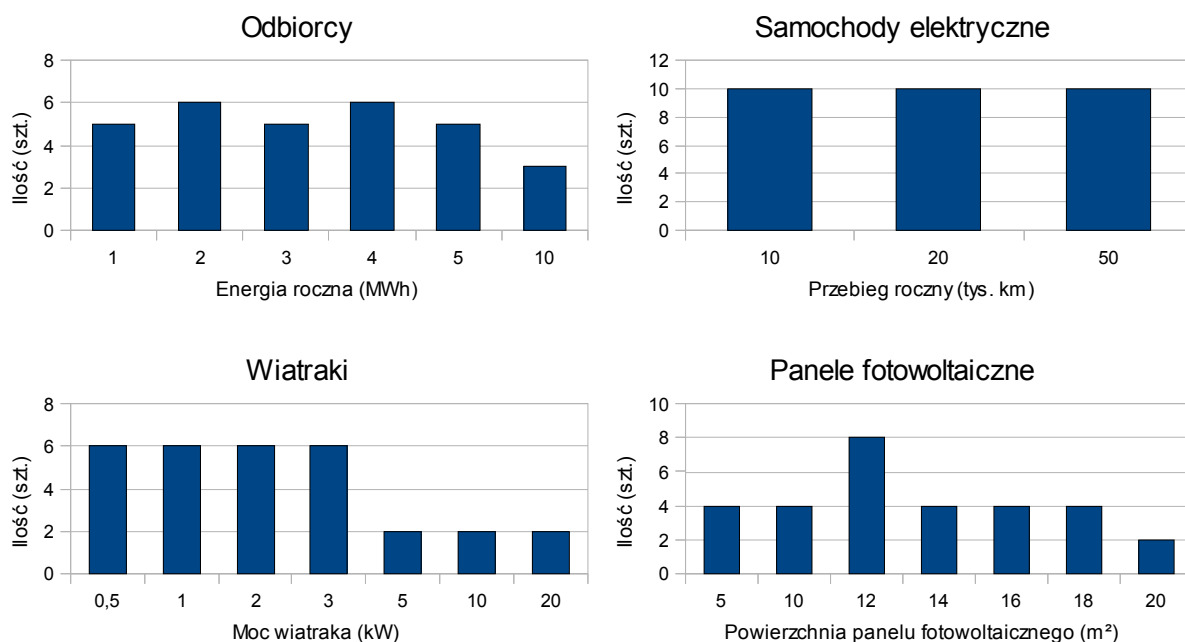
Rys. 9. Fragment modelu sieci podmiejskiej

Tablica 3. Parametry sieci modelowych

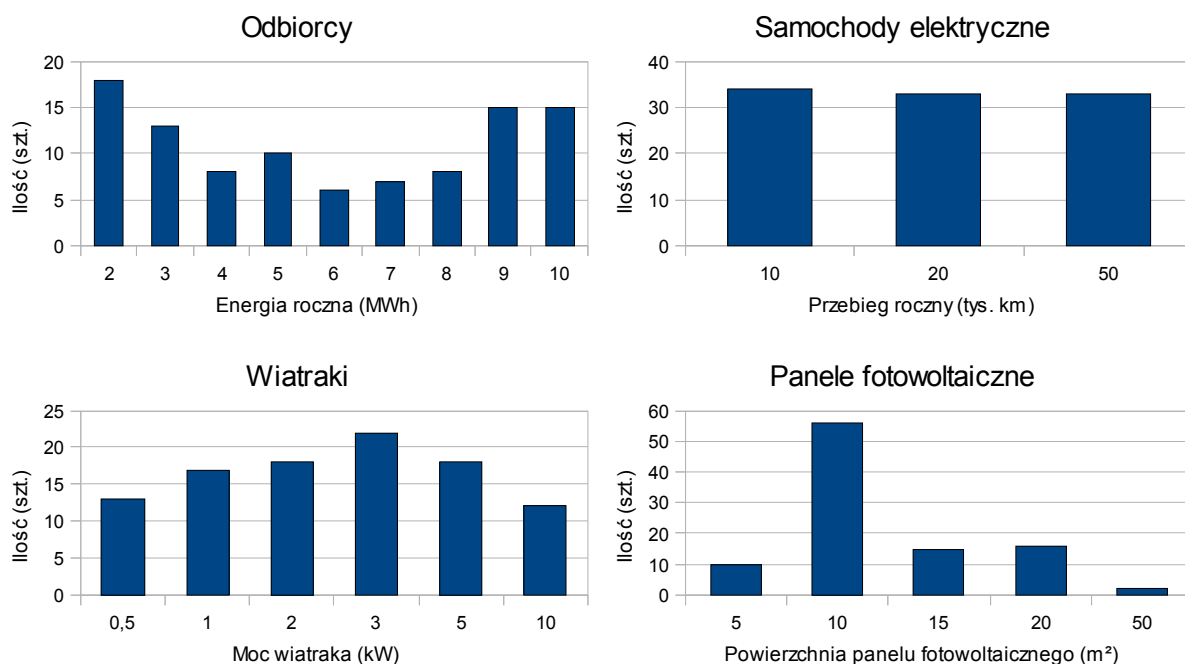
Sieć	Podmiejska kablowa	Terenowa napowietrzna
Moc transformatora SN/nN [kVA]	250	100
Liczba obwodów odbiorczych	4	2
Liczba węzłów odbiorczych	100	30
Przekrój linii [mm ²]	240	25 ÷ 70
Sumaryczna długość linii [m]	2710	1620

Strukturę odbioru i generacji w sieci przedstawiono na rysunkach 10 i 11. Uwzględniono w niej możliwe prawdopodobne preferencje inwestorów w zależności od typu sieci (miejska czy wiejska). W sieci podmiejskiej ze względu na istniejące bariery lokalizacyjne przyjęto mniejszą maksymalną moc mikrowiatraków w stosunku do sieci terenowej. Większa jest natomiast moc źródeł fotowoltaicznych.

Symulacji pracy sieci na danym terenie dokonano dla różnych scenariuszy rozwoju generacji rozproszonej oraz systemów ładowania samochodów elektrycznych. Przyjęto szereg wariantów zdefiniowanych procentowym udziałem poszczególnych elementów w węzłach sieciowych. Rozpatrywano równomierny rozwój generacji i odbioru, a także scenariusze przewidujące tylko występowanie generacji bez ładowania samochodów elektrycznych lub przeciwnie, scenariusze przewidujące wyłącznie wzrost obciążeń w węzłach sieci spowodowany ładowaniem samochodów.



Rys. 10. Struktura odbioru i generacji w modelowej sieci terenowej



Rys. 11. Struktura odbioru i generacji w modelowej sieci podmiejskiej

W przypadku dużej zmienności rozpyłów mocy w sieciach atrakcyjna wydaje się możliwość pracy sieci w konfiguracji zamkniętej. Taka zmienność będzie występować w analizowanych sieciach. Już sami odbiorcy na niskim napięciu charakteryzują się dużą zmiennością obciążeń. Zmienność ta będzie dodatkowo potęgowana przez zmienność generacji w znacznym stopniu uzależnionej od szybko zmieniających się warunków

atmosferycznych. Z tego względu w analizach uwzględniono również wariant pracy sieci z największym nasyceniem odbioru i generacji w konfiguracji zamkniętej. Należy tu podkreślić, że nie wprowadza to jakiś znacznych dodatkowych wymagań eksploatacyjnych. Z punktu widzenia prowadzenia ruchu i eksploatacji sieci, jeżeli występują w niej źródła, i tak musi ona być traktowana jako sieć wielostronnie zasilana. Należy również dodać, że wprowadzenie konfiguracji zamkniętej może mieć znaczenie przede wszystkim w sieci miejskiej, gdzie występują zamknięte struktury sieci i istnieje możliwość wielokrotnych powiązań istniejących ciągów sieciowych. W sieciach terenowych najczęściej występuje typowa struktura drzewiasta i możliwe jest co najwyżej zamknięcie głównych ciągów zasilających.

Szczegółowy opis rozpatrywanych wariantów przedstawiono w tablicy 4. W wariantach W1, W3 i W5 rozmieszczenia generacji i instalacji ładowania samochodów dokonano w sposób losowy niezależnie dla źródeł wiatrowych, fotowoltaicznych i instalacji ładowania. W sieci istnieją więc węzły posiadające tylko pojedyncze źródło lub instalację, a także węzły posiadające różne kombinacje poszczególnych elementów.

Tablica 4. Analizowane warianty rozwoju generacji rozproszonej i instalacji ładowania samochodów elektrycznych

Wariant	Skrócony opis	Szczegółowy opis
W0	0s_0z	Wariant odniesienia, istniejąca sieć bez źródeł generacji rozproszonej i instalacji ładowania samochodów elektrycznych
W1	30s_0z	Rozwój wyłącznie instalacji ładowania, występują w 30 % ogólnej liczby węzłów
W2	100s_0z	Rozwój wyłącznie instalacji ładowania, występują we wszystkich węzłach odbiorczych
W3	0s_30z	Rozwój wyłącznie generacji rozproszonej, występuje w 30 % ogólnej liczby węzłów
W4	0s_100z	Rozwój wyłącznie generacji rozproszonej, występuje we wszystkich węzłach
W5	30s_30z	Równomierny rozwój generacji rozproszonej i instalacji ładowania, źródła i instalacje występują w 30 % ogólnej liczby węzłów
W6	100s_100z	Równomierny rozwój generacji rozproszonej i instalacji ładowania, źródła i instalacje występują we wszystkich węzłach
W7	100s_100z_#	Rozwój jak wyżej, sieć pracuje w konfiguracji zamkniętej

2.3. Analiza pracy sieci

Analizy pracy sieci dokonano na podstawie wykonanych symulacji dla przedstawionych wariantów rozwoju generacji i instalacji ładowania samochodów elektrycznych, w różnych warunkach atmosferycznych (sezonach pogodowych), dla sieci terenowej i podmiejskiej. Symulowano rozprawy mocy w sieci w okresie jednego miesiąca w sezonie zimowym i letnim. Obciążenia i generowane moce były uśredniane w przedziałach 15-to minutowych. Jako narzędzie obliczeniowe wykorzystano program „OeS – Obliczenia sieciowe”, który został wyposażony w dodatkowe moduły umożliwiające modelowanie i analizę całorocznych przebiegów obciążenia i generacji w źródłach rozproszonych.

Tablica 5. Zestawienie podstawowych parametrów sieciowych

Sieć	Wariant	W0	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7
Sieć terenowa – LATO	Energia pobierana z sieci SN w MWh	7,6	12,6	23,9	3,6	2,3	8,8	13,5	13,5
	Energia oddawana do sieci SN w MWh	0,0	0,0	0,0	1,8	9,4	1,2	4,3	4,3
	Maksymalne obciążenie stacji SN/nN w kW	30	48	77	54	126	48	117	117
	Energia konsumowana przez odbiorców w MWh	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
	Maks. obciążenie sieci przez odbiorców w kW	30	30	30	30	30	30	30	30
	Energia konsum. przez samoch. elektr. w MWh	0,0	5,0	16,2	0,0	0,0	5,8	16,3	16,3
	Maks. obciąż. sieci przez samoch. elektr. w kW	0	32	55	0	0	32	56	56
	Energia wytw. w źródłach wiatrowych w MWh	0,0	0,0	0,0	3,9	8,9	3,9	8,9	8,9
	Maksymalna moc źródeł wiatrowych w kW	0	0	0	53	107	53	107	107
	Energia wytw. w źródłach fotowolt. w MWh	0,0	0,0	0,0	1,9	5,8	1,9	5,8	5,8
	Maks. moc źródeł fotowoltaicznych w kW	0	0	0	17	53	17	53	53
	Maksymalne obciążenie odcinka linii w A	31	47	82	47	104	47	92	89
	Maksymalne napięcie w węźle sieci w V	400	400	400	405	409	405	408	408
	Minimalne napięcie w węźle sieci w V	400	399	398	400	400	400	399	399
	Straty energii w sieci w MWh	0,03	0,10	0,30	0,03	0,12	0,09	0,24	0,23
	Względne straty energii w sieci %	0,40	0,78	1,27	0,36	0,70	0,62	0,86	0,83
Sieć terenowa – ZIMA	Energia pobierana z sieci SN w MWh	12,0	17,0	28,3	4,8	2,4	8,9	12,4	12,4
	Energia oddawana do sieci SN w MWh	0,0	0,0	0,0	3,6	13,9	2,6	7,6	7,6
	Maksymalne obciążenie stacji SN/nN w kW	44	58	88	62	115	60	107	107
	Energia konsumowana przez odbiorców w MWh	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
	Maks. obciążenie sieci przez odbiorców w kW	44	44	44	44	44	44	44	44
	Energia konsum. przez samoch. elektr. w MWh	0,0	5,0	16,2	0,0	0,0	5,0	16,3	16,3
	Maks. obciąż. sieci przez samoch. elektr. w kW	0	32	55	0	0	32	56	56
	Energia wytw. w źródłach wiatrowych w MWh	0,0	0,0	0,0	10,2	21,7	10,2	21,7	21,7
	Maksymalna moc źródeł wiatrowych w kW	0	0	0	71	122	71	122	122
	Energia wytw. w źródłach fotowolt. w MWh	0,0	0,0	0,0	0,6	1,8	0,6	1,8	1,8
	Maks. moc źródeł fotowoltaicznych w kW	0	0	0	14	43	14	43	43
	Maksymalne obciążenie odcinka linii w A	47	52	96	48	86	49	83	79
	Maksymalne napięcie w węźle sieci w V	400	400	400	406	408	405	407	407
	Minimalne napięcie w węźle sieci w V	399	399	398	399	399	399	399	399
	Straty energii w sieci w MWh	0,08	0,16	0,40	0,09	0,23	0,13	0,32	0,31
	Względne straty energii w sieci %	0,64	0,94	1,41	0,56	0,87	0,68	0,89	0,86

Tablica 5. Zestawienie podstawowych parametrów sieciowych cd.

Sieć	Wariant	W0	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7
Sieć osiedlowa – LATO	Energia pobierana z sieci SN w MWh	39,9	52,9	89,7	26,5	13,2	38,8	47,7	47,7
	Energia oddawana do sieci SN w MWh	0,0	0,0	0,0	1,5	31,2	0,8	16,0	16,0
	Maksymalne obciążenie stacji SN/nN w kW	94	158	252	92	493	158	443	443
	Energia konsumowana przez odbiorców w MWh	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9
	Maks. obciążenie sieci przez odbiorców w kW	94	94	94	94	94	94	94	94
	Energia konsum. przez samoch. elektr. w MWh	0,0	12,9	49,3	0,0	0,0	12,9	49,3	49,3
	Maks. obciąż. sieci przez samoch. elektr. w kW	0	71	204	0	0	71	205	205
	Energia wytw. w źródłach wiatrowych w MWh	0,0	0,0	0,0	10,0	35,7	10,0	35,7	35,7
	Maksymalna moc źródeł wiatrowych w kW	0	0	0	118	434	118	434	434
	Energia wytw. w źródłach fotowolt. w MWh	0,0	0,0	0,0	4,8	22,2	4,8	22,2	22,2
	Maks. moc źródeł fotowoltaicznych w kW	0	0	0	47	172	47	172	172
	Maksymalne obciążenie odcinka linii w A	60	80	137	59	231	78	227	227
	Maksymalne napięcie w węźle sieci w V	399	399	399	403	423	403	421	421
	Minimalne napięcie w węźle sieci w V	398	397	395	398	400	397	396	396
	Straty energii w sieci w MWh	0,32	0,51	1,42	0,21	0,81	0,35	1,08	0,90
	Względne straty energii w sieci %	0,79	0,97	1,58	0,50	1,13	0,64	1,02	0,85
Sieć osiedlowa – ZIMA	Energia pobierana z sieci SN w MWh	63,7	76,7	113,4	40,0	16,1	52,4	48,2	48,2
	Energia oddawana do sieci SN w MWh	0,0	0,0	0,0	1,6	42,8	1,0	25,1	25,1
	Maksymalne obciążenie stacji SN/nN w kW	169	211	287	163	404	211	357	357
	Energia konsumowana przez odbiorców w MWh	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8
	Maks. obciążenie sieci przez odbiorców w kW	169	169	169	169	169	169	169	169
	Energia konsum. przez samoch. elektr. w MWh	0,0	12,9	49,3	0,0	0,0	12,9	49,3	49,3
	Maks. obciąż. sieci przez samoch. elektr. w kW	0	71	204	0	0	71	205	205
	Energia wytw. w źródłach wiatrowych w MWh	0,0	0,0	0,0	23,5	84,4	23,5	84,4	84,4
	Maksymalna moc źródeł wiatrowych w kW	0	0	0	121	441	121	441	441
	Energia wytw. w źródłach fotowolt. w MWh	0,0	0,0	0,0	1,6	5,8	1,6	5,8	5,8
	Maks. moc źródeł fotowoltaicznych w kW	0	0	0	38	142	38	142	142
	Maksymalne obciążenie odcinka linii w A	130	130	173	110	216	121	195	155
	Maksymalne napięcie w węźle sieci w V	399	399	399	403	420	402	418	412
	Minimalne napięcie w węźle sieci w V	397	396	394	397	397	396	396	397
	Straty energii w sieci w MWh	0,81	1,09	2,26	0,48	1,41	0,68	1,52	1,33
	Względne straty energii w sieci %	1,28	1,43	2,00	0,74	1,32	0,87	1,10	0,96

Analizie podlegały podstawowe parametry sieciowe, takie jak: bilans mocy i energii w sieci, poziomy napięć w węzłach, obciążenia poszczególnych odcinków linii, obciążenia stacji zasilających SN/nN, straty w sieci. Jako główne zagrożenie dla prawidłowego funkcjonowania sieci w danej strukturze przyjmowano nadmierny wzrost lub obniżenie poziomu napięć w węzłach oraz możliwe przeciążenia prądowe elementów sieciowych. W tablicy 5 zamieszczono szczegółowe zestawienie wszystkich podstawowych parametrów sieciowych otrzymanych w wyniku symulacji.

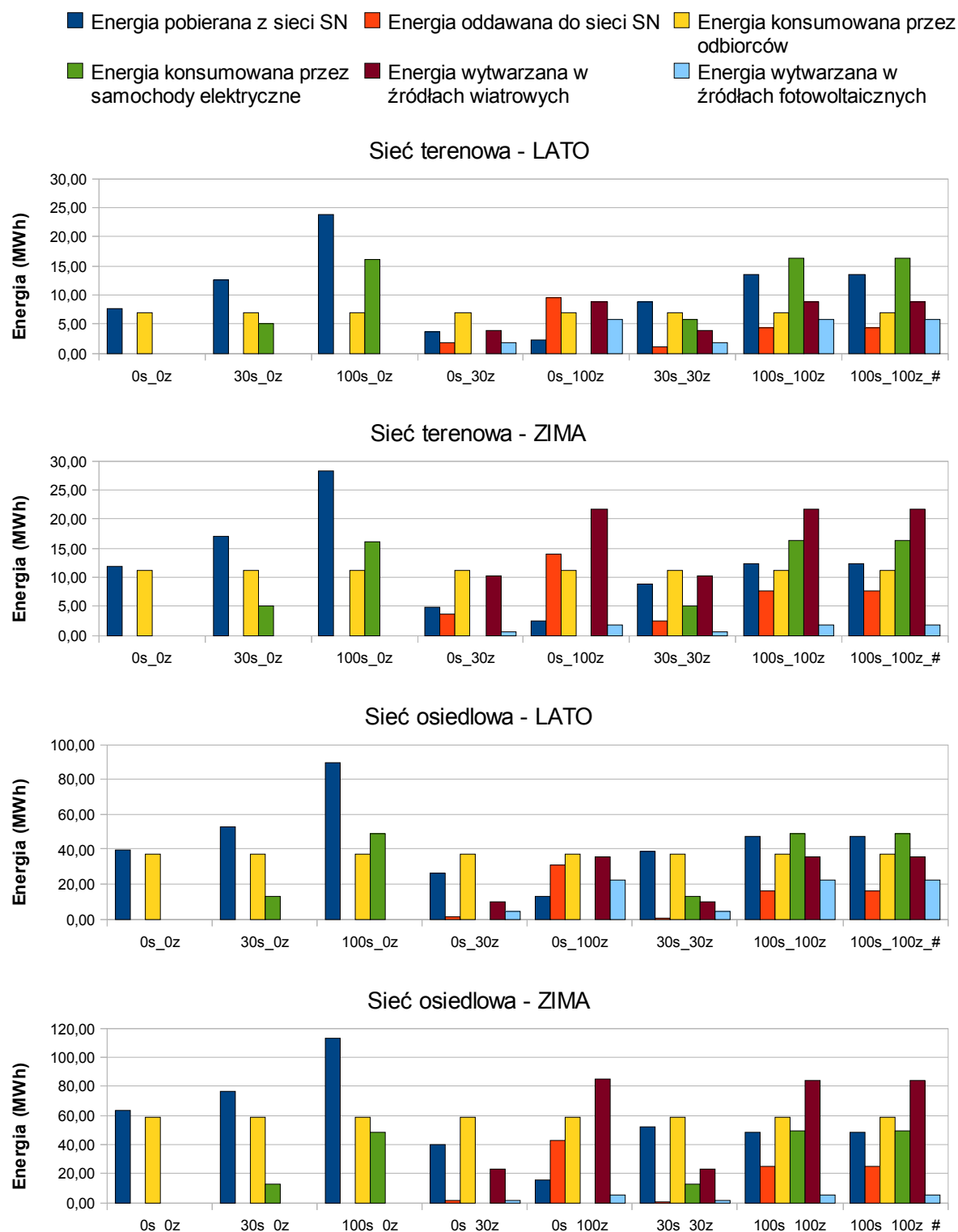
Bilans mocy i energii

Bilans energii w modelowanych sieciach przedstawiono graficznie na rys. 12. Przede wszystkim należy stwierdzić, że zarówno zapotrzebowanie energetyczne samochodów elektrycznych, jak i możliwości produkcyjne w analizowanych mikroźródłach rozproszonych na danym terenie, są wielkościami porównywalnymi (tego samego rzędu) z wielkością zużywanej energii elektrycznej przez odbiorców tradycyjnych. Bardzo zbliżone są poziomy zapotrzebowania odbiorów tradycyjnych i samochodów elektrycznych. Wprowadzenie jakościowo nowych odbiorów (samochód elektryczny) czy też generacji rozproszonej nie zmienia więc w jakiś zasadniczy sposób warunków funkcjonowania sieci elektroenergetycznej. Fakt ten jest wart podkreślenia ponieważ przy wyznaczaniu zapotrzebowanej lub generowanej energii nie brano pod uwagę żadnych założeń dotyczących aktualnego stanu lokalnego systemu elektroenergetycznego, tzn. stanu sieci, możliwości zasilania, możliwości przesyłowych itp. Określano je tylko i wyłącznie na podstawie warunków użytkowania (samochody elektryczne) lub lokalnych warunków i ograniczeń terenowych (źródła rozproszone), tzn. czynników zewnętrznych i niezależnych w stosunku do systemu elektroenergetycznego.

Szczegółowa analiza przedstawionych wyników obliczeń wskazuje, że dla przyjętych założeń następuje pełne zbilansowanie zapotrzebowanej energii przez tradycyjnych odbiorców mikrogeneracją rozproszoną, jeżeli występowałaby ona u ok. 30 do 50 % prosumentów. Jeżeli uwzględni się dodatkowe zapotrzebowanie pochodzące od samochodów elektrycznych, aby uzyskać pełne zbilansowanie wszyscy użytkownicy sieci powinni zainstalować mikroźródła (powinni stać się prosumentami). Poziom zapotrzebowania i generacji jest naturalnie zmienny w czasie. Musi więc być okresowo bilansowany z sieci nadrzędnej. Kierunek przepływu energii zmienia się w zależności od tego czy w danym czasie przeważa generacja, czy pobór energii.

Należy zwrócić uwagę, że występują duże różnice w możliwościach produkcyjnych w zależności od pory roku – latem na korzyść źródeł fotowoltaicznych, zimą na korzyść źródeł wiatrowych. Generalnie większy potencjał produkcyjny mają źródła wiatrowe. Ze względu jednak na większe problemy z zainstalowaniem oraz uciążliwość dla otoczenia należy ich się spodziewać mniej.

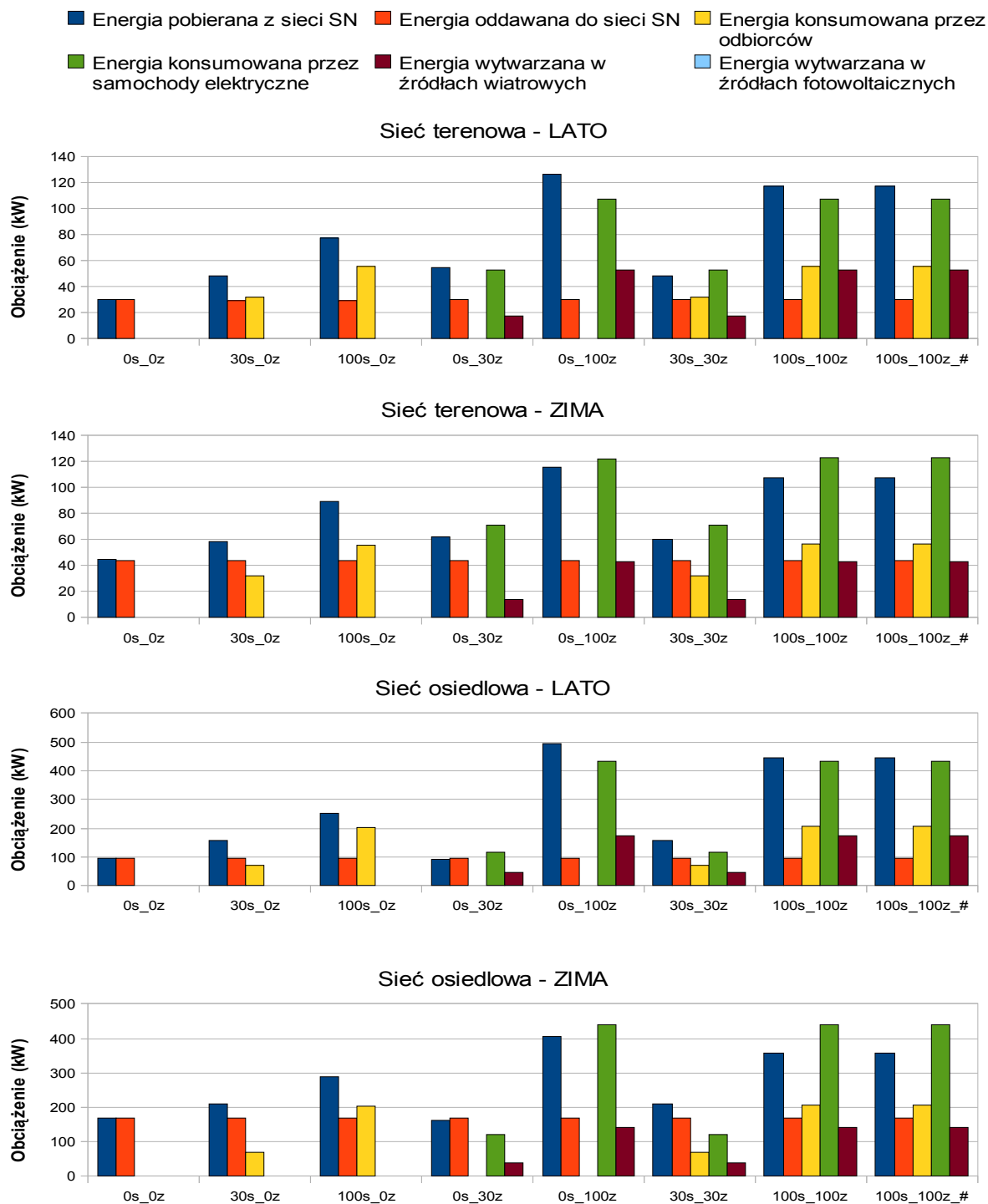
W sieci terenowej i podmiejskiej (osiedlowej) opisane wyżej relacje są podobne. Występują pomiędzy tymi sieciami różnice, nie zmieniają one jednak zasadniczych wniosków.



Rys. 12. Bilans energii w modelowanych sieciach

Bilans mocy w modelowanych sieciach przedstawiono graficznie na rys. 13. Tradycyjna sieć, w której nie występują źródła jest stosunkowo słabo obciążona (zwłaszcza sieć terenowa). Z punktu widzenia jednostkowych maksymalnych wartości mocy sytuacja zmienia się istotnie po pojawieniu się źródeł i/lub instalacji do ładowania samochodów elektrycznych. Pojawiają się w sieci źródła wytwórcze o stosunkowo dużej mocy jednostkowej. Dotyczy to przede wszystkim źródeł wiatrowych. Maksymalne obciążenie sieci (objawiające się przede

wszystkim możliwym przeciążeniu transformatora w stacji zasilającej) występuje w momencie maksymalnej generacji wiatrowej i słabego obciążenia sieci (latem w nocy). Należy tutaj jednak podkreślić, że przeprowadzone symulacje wykonywane były przy założeniu jednoczesnego pełnego wykorzystania mocy przez wszystkie źródła wiatrowe zainstalowane w sieci (100-procentowa korelacja pracy źródeł). Przy co najmniej kilkudziesięciu źródłach w sieci sytuacja taka w rzeczywistości jest praktycznie niemożliwa.



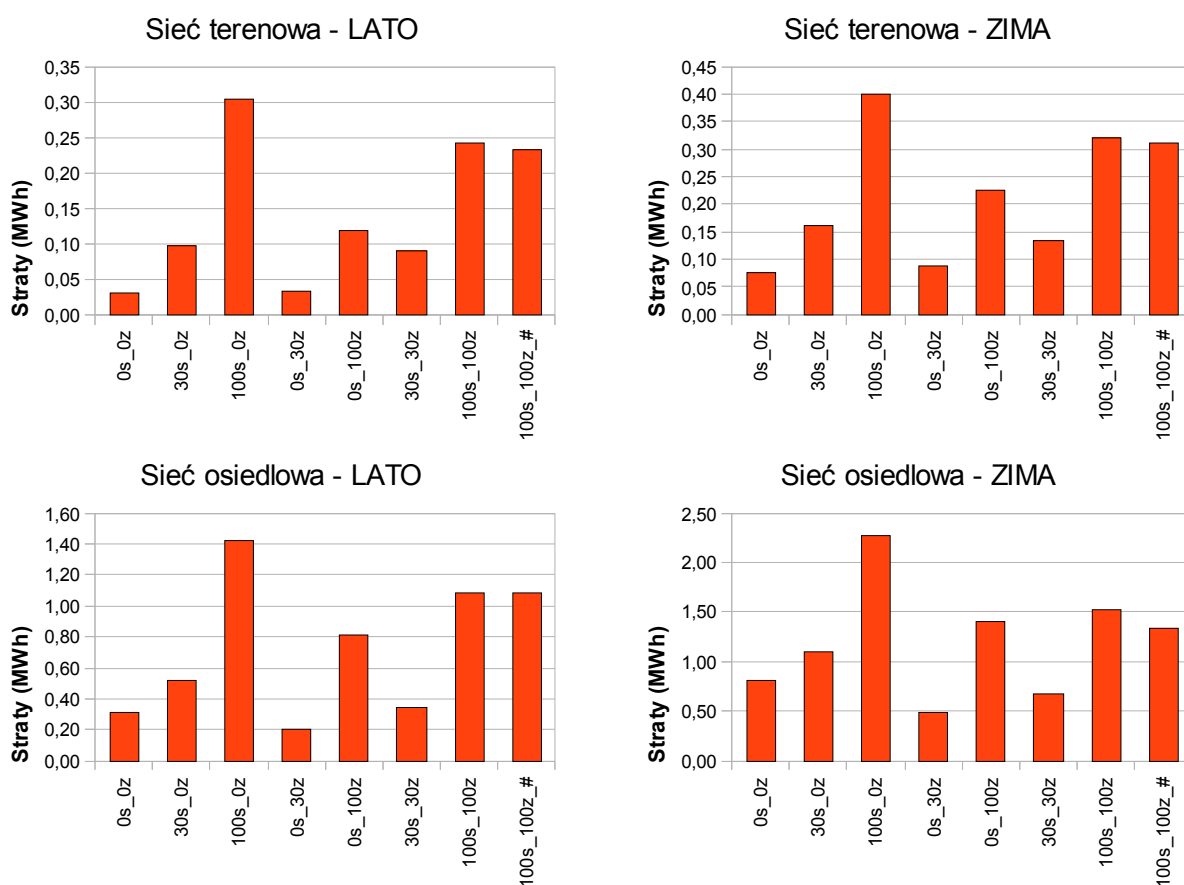
Rys. 13. Bilans mocy w modelowanych sieciach

Pomijając nawet duże prawdopodobieństwo odstawienia któregoś ze źródeł, ich moc generowana zależec będzie od kierunku wiatru, lokalnych uwarunkowań terenowych, lokalnych przeszkód itp. Dla zadanego kierunku wiatru zawsze pewna część źródeł nie będzie miała optymalnych warunków pracy.

Znacznie mniejszych sumarycznych jednostkowych mocy należy się spodziewać dla źródeł fotowoltaicznych, które praktycznie mocowo nie stanowią zagrożenia dla sieci (nawet przy 100 – procentowym nasyceniu obszaru).

Należy również zwrócić uwagę, że stosunkowo duże jednostkowe obciążenie sieci mogą dać instalacje ładowania samochodów elektrycznych. W przeciwieństwie do mikroźródeł, założona korelacja jednoczesnego ładowania wielu samochodów mogła być w symulacjach nieco zaniżona. Przyjęto bowiem, że godziny ładowania będą rozłożone w przybliżeniu równomiernie w ciągu dnia. W rzeczywistości należy się spodziewać zwiększonej liczby ładowań w nocy, gdy samochody nie są użytkowane. Tak więc występujące zagrożenie sieci będzie zbliżone do tego jakie powoduje masowa instalacja mikroźródeł w sieci.

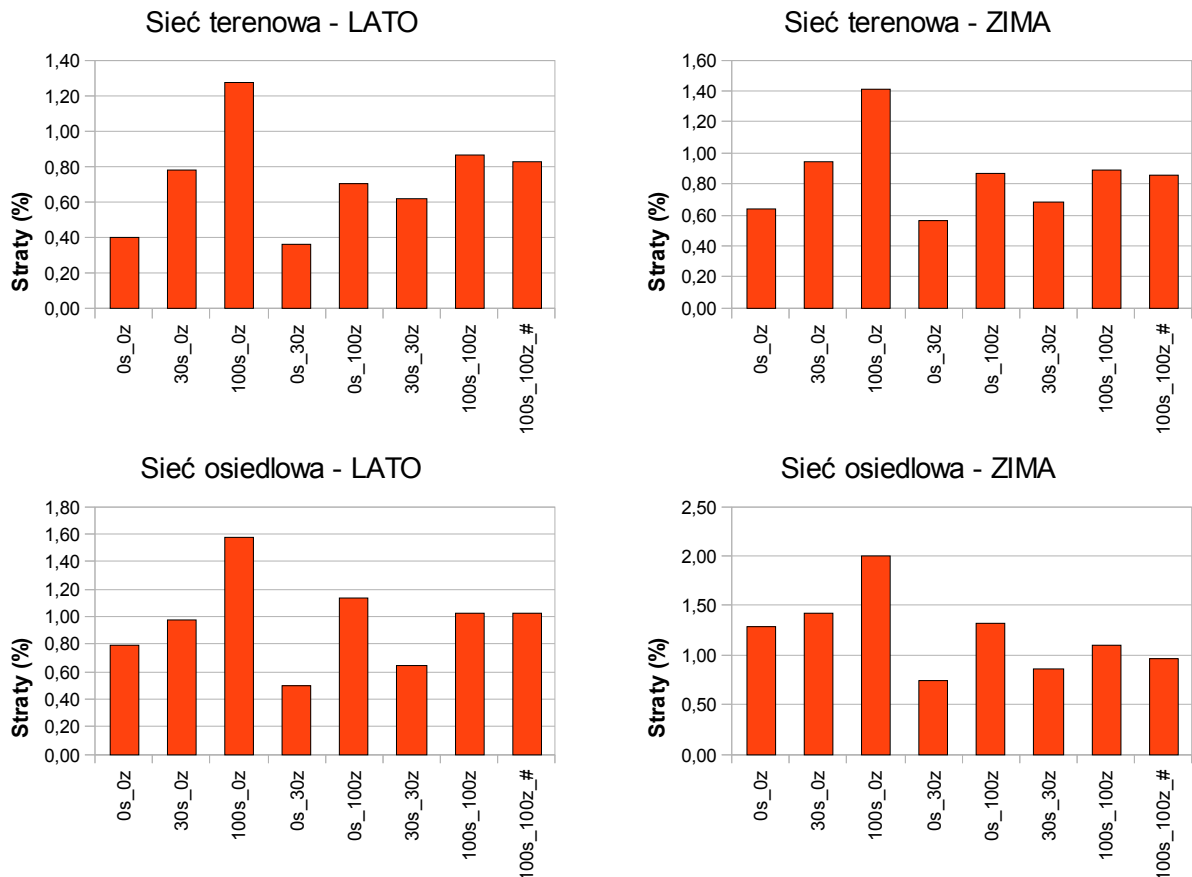
Generalnie należy jednak stwierdzić, że zagrożenie to nie jest duże. Nawet przy kilkudziesięcioprocentowym nasyceniu obszaru zasilanego przez analizowane sieci źródłami rozproszonymi i instalacjami ładowania samochodów elektrycznych maksymalne obciążenia stacji zasilających sieć pozostają na podobnym poziomie jak dla sieci tradycyjnej.



Rys. 14. Straty energii w analizowanych sieciach

Straty w sieci

Występujące straty energii w sieci przedstawiono na rys. 14 i 15. W analizowanych sieciach tradycyjnych są one stosunkowo niewielkie. W sieci terenowej (straty znacznie poniżej 1 %) wynika to przede wszystkim z niewielkiego poziomu obciążenia sieci. Jest to także sieć niezbyt rozległa. W podmiejskiej sieci kablowej, przy znacznie większym obciążeniu stosuje się jednak także znacznie większe przekroje kabli.



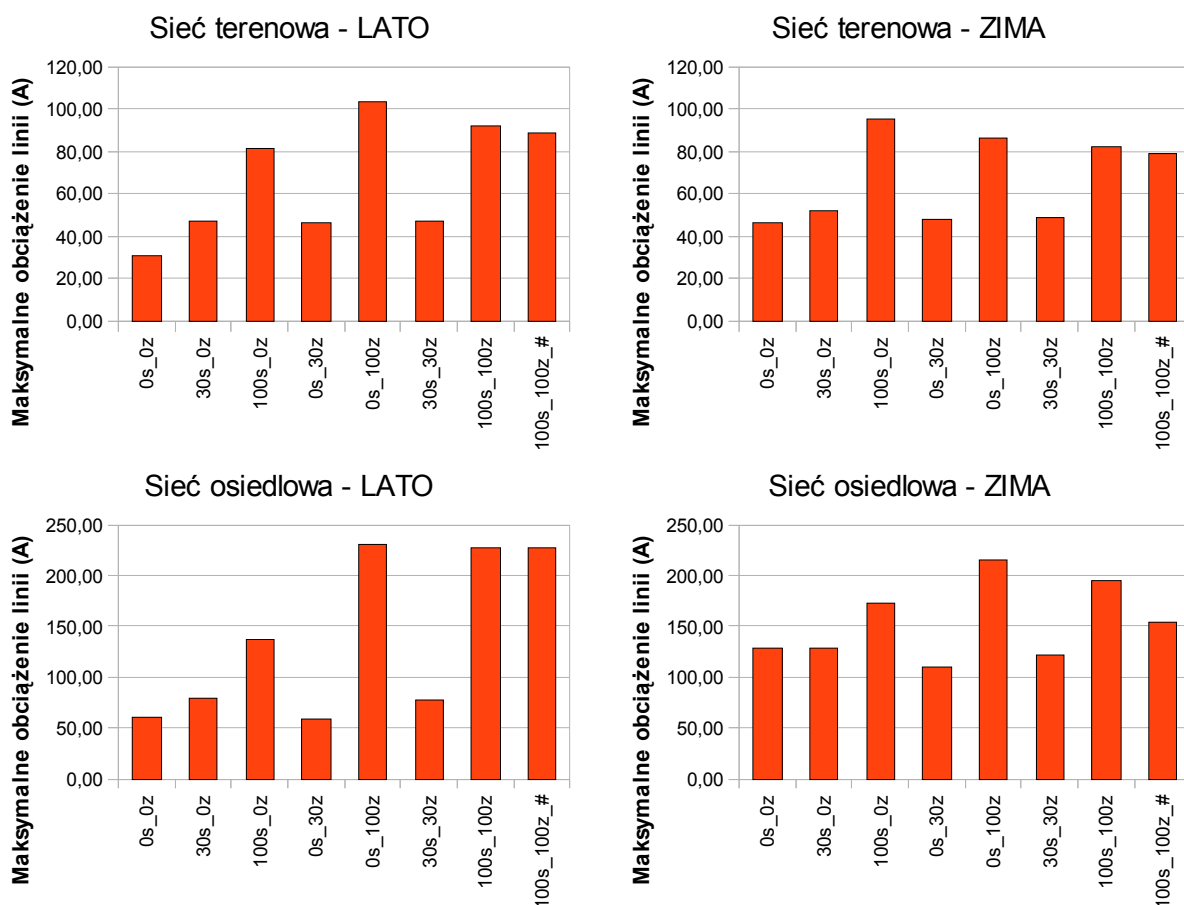
Rys. 15. Względne straty energii w analizowanych sieciach

Znaczny wzrost strat występuje po wprowadzeniu do sieci dodatkowego odbioru w postaci samochodów elektrycznych. Wprowadzenie źródeł rozproszonych u części użytkowników sieci (do kilkudziesięciu procent użytkowników) wpływa korzystnie na pracę sieci zmniejszając straty. Należy jednak zauważyć, że nawet przy idealnym zbilansowaniu energii pobieranej i generowanej straty te będą występować. Wynika to z czasowej i przestrzennej zmienności poboru i generacji powodującej przepływy energii wewnątrz sieci. Istotnie zmniejszą się natomiast straty w sieci nadrzędnej przez którą energia nie będzie przepływać. Po wprowadzeniu generacji rozproszonej u wszystkich prosumentów straty w sieci rosną. Wynika to jednak ze znacznie większych przepływów energii w sieci. Widać to na wykresie strat względnych, które wzrastają w znacznie mniejszym stopniu.

Należy również zauważyć korzystny wpływ sieci pracującej w konfiguracji zamkniętej na ograniczenie strat energii.

Obciążenia elementów sieciowych

Maksymalne wartości prądów obciążenia odcinków linii w poszczególnych sieciach przedstawiono na rys. 16. Prądy te podobnie jak maksymalne moce (rys. 13) rosną po wprowadzeniu instalacji ładowania samochodów elektrycznych i/lub źródeł generacji rozproszonej do sieci. Wzrost ten jest relatywnie mniejszy w porównaniu do wartości mocy. W przypadku maksymalnych prądów obciążenia obowiązują także te same uwagi dotyczące założeń, które przyjęto w symulacjach, jakie podano dla wzrostu mocy (dotyczące przykładowo korelacji pracy źródeł). Praktycznie wzrost ten będzie więc znacznie mniejszy.



Rys. 16. Maksymalne obciążenia linii w analizowanych sieciach

Generalnie należy stwierdzić, że nawet w najgorszych założonych warunkach obciążenia prądowe mieszczą się w granicach dopuszczalnej obciążalności linii. Jest to zgodne z tendencjami jakie występują w sieciach dystrybucyjnych, zarówno na poziomie niskiego, jak i średniego napięcia. Przy obecnie stosowanych przekrojach linii elementami sieci, które pierwsze reagują na wzrost obciążeń ewentualnymi przeciążeniami, są transformatory w stacjach zasilających, a dopiero w drugiej kolejności linie.

Poziomy napięcie w sieci

Jak wskazują wartości przedstawione w tablicy 5 poziomy napięcie we wszystkich analizowanych przypadkach mieszczą się w zakresie dopuszczalnym. W przypadku wprowadzenia źródeł do sieci można się spodziewać podwyższenia napięć w węzłach sieci. Maksymalnie nie przekracza ono jednak ok. 6 %. Generalnie można stwierdzić, że po

wprowadzeniu mikroźródeł lub instalacji ładowania samochodów w sieciach niskiego napięcia nie należy oczekiwać większych problemów z poziomami napięć.

3. Podsumowanie

Przeprowadzona analiza wskazuje, że w zakresie obwodów pierwotnych istnieje możliwość masowego wprowadzenia źródeł generacji rozproszonej oraz przydomowych instalacji ładowania samochodów elektrycznych do terenowych i podmiejskich sieci niskiego napięcia, praktycznie bez istotnego zagrożenia dla jej podstawowych parametrów. Jak wskazują bilanse mocy, a zwłaszcza energii, możliwości wytwórcze na danym terenie są tego samego rzędu jak występujące zapotrzebowanie. Istnieje więc możliwość tworzenia bardzo dobrze zbilansowanych lokalnych systemów elektroenergetycznych. Przy obecnym zapotrzebowaniu wymagałoby to zainstalowania mikroźródła u co drugiego-trzeciego odbiorcy. W przypadku masowego wdrożenia systemów ładowania samochodów elektrycznych z instalacji wewnętrznych użytkowników sieci, prawie wszyscy użytkownicy powinni zainstalować źródła wytwórcze i stać się prosumentami.

W przypadku 100-procentowego nasycenia sieci źródłami generacji rozproszonej możliwe jest ewentualne przeciążenie elementów sieci. Źródła te musiałyby mieć niekorzystną strukturę – przewaga źródeł wiatrowych o stosunkowo dużych mocach jednostkowych. Ze względu na uciążliwość dużych źródeł wiatrowych dla otoczenia, bardzo duże nasycenie danego obszaru takimi źródłami nie wydaje się prawdopodobne. Jeżeli takie przeciążenia by występowały najczęściej dotyczyłoby to transformatorów w stacjach zasilających, które wymagałyby wymiany na większe jednostki. W analizach nie stwierdzono natomiast dużego zagrożenia przeciążeniami linii, których likwidacja byłaby znacznie bardziej uciążliwa. Nie należy również oczekiwać problemów z poziomami napięcia w sieci.

Wprowadzenie generacji rozproszonej na większą skalę do sieci powinno być postrzegane raczej jako szansa dla operatorów systemów dystrybucyjnych. Pozwala ono na znacznie lepsze wykorzystanie potencjału przesyłowego tych sieci. Przy przepływach nawet kilkukrotnie większej energii przez sieć nie występują znaczne zagrożenia dla jej parametrów, nie wzrastają także w dużym stopniu procentowe straty w sieci. Przy ewentualnej (z wielu względów zasadnej) zmianie systemu taryfowego polegającej na wprowadzeniu cen węzłowych, opłat przesyłowych dla wszystkich użytkowników sieci, tzn. także dla wytwórców, powstałaby możliwość racjonalizacji, a nawet zwiększenia przychodów operatorów sieci dystrybucyjnych.

Z drugiej strony operatorzy sieci muszą liczyć się z zagrożeniem utraty prosumentów jako klientów systemów dystrybucyjnych. Prosument wyposażony w zasobnik energii, np. akumulator samochodu elektrycznego, przestaje być uzależniony od monopolu operatora sieci jako jedyne źródła energii elektrycznej. Pojemności zasobników pozwalają na co najmniej kilkudniowe pokrycie własnego zapotrzebowania prosumenta. Jest to poziom pozwalający na „przeczekanie” większości długotrwałych niekorzystnych warunków atmosferycznych (nie pozwalających na generację). W sytuacjach ekstremalnych można dodatkowo wykorzystać małe generatory napędzane silnikami spalinowymi stanowiącymi źródło rezerwowe. W sytuacji, gdy prosumenci napotykać będą na znaczne trudności z przyłączeniem własnych instalacji do sieci, mogą podejmować decyzje o odcięciu się od niej i rezygnacji z usług operatora.

Roman KORAB
Politechnika Śląska

INTEGRACJA AGREGATU PRĄDOTWÓRCZEGO Z INSTALACJĄ ODBIORCZĄ BUDYNKU MIESZKALNEGO – PIERWSZE DOŚWIADCZENIA PRAKTYCZNE

Sezon jesienno-zimowy 2009/10 pokazał, że w niektórych sytuacjach technika jest bezbronna wobec sił natury. Niespodziewany atak zimy w październiku 2009, a następnie ekstremalne warunki atmosferyczne w styczniu 2010 roku doprowadziły do awarii sieci elektroenergetycznej o niespotykanej od dawna skali. W efekcie tysiące odbiorców, w tym autor niniejszego referatu, zostało pozbawionych zasilania. Paradoksalnie, działo się to w województwie Śląskim, czyli na obszarze, gdzie infrastruktura elektroenergetyczna należy do lepiej rozwiniętych w kraju. Zaistniałe zdarzenia uświadomiły wielu odbiorcom konieczność podjęcia indywidualnych działań zmierzających do zapewnienia sobie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Najprostszym rozwiązaniem jest zakup agregatu prądotwórczego. W rozdziale omówiono najważniejsze aspekty związane z doбором i przyłączeniem agregatu do instalacji odbiorczej budynku.

I. Krótka charakterystyka rozpatrywanego budynku mieszkalnego

Budynek mieszkalny, dla którego projektowane jest zasilanie awaryjne z wykorzystaniem agregatu prądotwórczego, został wybudowany w technologii z końca lat 70-ych XX wieku. W pierwszych latach XXI wieku został on gruntownie zmodernizowany. Budynek posiada trzy poziomy: poziom „0”, na który składają się pomieszczenia gospodarcze, kotłownia i garaż oraz poziomy „1” i „2” tworzące przestrzeń mieszkalną dla pięciu osób (poziom „3” – poddasze – nie jest obecnie wykorzystywany).

Rozpatrywany budynek jest zasilany trójfazowo z sieci napowietrzno-kablowej nN, z którą jest połączony za pomocą przyłącza napowietrznego wykonanego w technologii AsXS (przewód elektroenergetyczny samonośny o żyłach aluminiowych i izolacji z polietylenu usieciowanego). Stacja SN/nN (wnętrzowa) oddalona jest o około 400 m. Jest ona zasilana z linii napowietrznej SN z przewodami gołymi, która częściowo przebiega przez obszary zalesione. Sieć SN zasilana jest z napowietrznej stacji 110 kV/SN, dwustronnie połączonej z sąsiednimi, silnie powiązanymi z resztą sieci, stacjami 110 kV. W sieci 110 kV spełniona jest reguła $n - 1$, a w sieci NN reguła $n - 2$.

Opisany układ zasilania budynku przez wiele lat postrzegany był jako zapewniający bardzo wysoką pewność dostawy energii elektrycznej (przerwy awaryjne zdarzały się stosunkowo rzadko i były to zwykle zdarzenia krótkotrwałe), jednak ekstremalne warunki pogodowe, które wystąpiły w sezonie jesienno-zimowym 2009/10 spowodowały konieczność zrewidowania tej opinii (w wyniku awarii śniegowo-wiatrowej w październiku 2009 roku nastąpiła przerwa w zasilaniu trwająca ponad 20 godzin, natomiast styczniowa awaria oblodzeniowo-sadziowa spowodowała przerwę trwającą 8 godzin, przy czym podwyższone ryzyko zaistnienia powtórnej awarii utrzymywało się przez ponad 20 dni). Należy zaznaczyć, że rozpatrywany budynek mieszkalny wymaga dużej pewności dostaw energii elektrycznej, ponieważ centralne ogrzewanie oraz przygotowanie ciepłej wody użytkowej zapewnia kocioł gazowy, który nie działa bez zasilania w energię elektryczną. Był to podstawowy czynnik, który zadecydował o zakupie agregatu prądotwórczego.

II. Przyjęte kryteria doboru agregatu prądotwórczego

Przy doborze agregatu prądotwórczego przeznaczonego do awaryjnego zasilania rozpatrywanego budynku mieszkalnego uwzględniono następujące kryteria:

- moc znamionową agregatu,
- jakość napięcia zasilającego (wartość współczynnika THD),
- liczbę faz.

Dobierając moc znamionową agregatu prądotwórczego przyjęto założenie, że w przypadku braku zasilania w energię elektryczną z sieci agregat powinien zapewnić normalne funkcjonowanie wszystkich urządzeń elektrycznych zainstalowanych w rozpatrywanym budynku mieszkalnym (oczywiście poza urządzeniami o największym poborze mocy, np. pralka automatyczna lub piekarnik elektryczny). Wymaganą moc znamionową agregatu prądotwórczego najlepiej byłoby określić bazując na wynikach pomiarów mocy pobieranej przez analizowany obiekt w różnych stanach obciążenia. Niestety tego rodzaju dane nie były dostępne, a z uwagi na sposób zasilania budynku, odpowiednie pomiary nie były możliwe do przeprowadzenia bez znaczącej ingerencji w instalację odbiorczą.

W związku z tym dobór mocy znamionowej agregatu przeprowadzono na podstawie średniego zapotrzebowania na moc rozpatrywanego budynku, które zostało określone na podstawie zarejestrowanego zużycia energii elektrycznej. Dla sezonu zimowego 2009/10 zużycie energii wyniosło 4068 kWh, co daje 22,2 kWh/dzień. W związku z tym średnie obciążenie w ciągu doby wyniosło około 0,93 kW. Podobnie było w sezonie letnim 2010, kiedy przy zużyciu równym 3766 kWh (20,6 kWh/dzień), średnie obciążenie dobowe wyniosło 0,86 kW. Dobierając agregat przyjęto, że moc szczytowa budynku (w warunkach awaryjnych) nie przekroczy trzykrotnej wartości średniego obciążenia w dobie zimowej ($3 \times 0,93 \text{ kW} = 2,8 \text{ kW}$). Założenie to zweryfikowano przy wykorzystaniu opracowanego przez Zakład Sieci Rozdzielczych Instytutu Energetyki w Katowicach wzoru, który pozwala na określenie „typowej” mocy szczytowej odbiorcy na podstawie znajomości jego rocznego zużycia energii. Wzór ten ma następującą postać:

$$P_{s\text{ typ}} = a_1 A_r + a_2 \sqrt{A_r}, \quad (1)$$

przy czym

A_r - roczne zużycie energii przez danego odbiorcę (w MWh/rok),

a_1, a_2 - współczynniki określone dla każdej klasy odbiorców (tabela 1),

a określona przy jego wykorzystaniu wartość „typowa” mocy szczytowej jest równa $P_{s\text{ typ}} = 0,16 \cdot 7,8 + 0,72 \cdot \sqrt{7,8} = 3,3 \text{ kW}$.

Tabela 1

Podział odbiorców grupy taryfowej G11 na klasy

Klasa odbiorców	A_r [MWh]	a_1	a_2
G1A	$A_r \leq 1,5$	0,32	0,48
G1B	$1,5 < A_r \leq 3,0$	0,23	0,58
G1C	$3,0 < A_r \leq 7,0$	0,18	0,66
G1D	$7,0 < A_r \leq 18,0$	0,16	0,72
G1E	$18,0 < A_r$	0,14	0,81

Na podstawie opisanych wyżej oszacowań przyjęto, że moc znamionowa agregatu prądotwórczego powinna wynosić około 3 kW. Kolejnym kryterium rozpatrywanym podczas doboru tego urządzenia była jakość napięcia zasilającego. Obecnie standardem są agregaty z automatyczną regulacją napięcia, zapewniające utrzymanie wymaganego poziomu napięcia

zasilającego w różnych sytuacjach ruchowych. Jednak ogólna jakość tego napięcia (chodzi tutaj głównie o odkształcenie sinusoidy, mierzone wartością współczynnika THD) sprawia, że urządzenia te nie nadają się zwykle do zasilania odbiorników wrażliwych na niską jakość energii elektrycznej. Ponieważ przyjęto, że podczas przerwy w dostawie energii z sieci agregat musi zapewnić normalne działanie wszystkich odbiorników w budynku (w tym urządzeń wrażliwych: sprzętu RTV, komputerów, sterowników kotła gazowego), egzemplarz wyposażony jedynie w prosty regulator napięcia nie spełniał sformułowanego kryterium. W grę wchodził więc jedynie tzw. agregat inwerterowy, czyli urządzenie wyposażone w przekształtnik energoelektroniczny, który gwarantuje dotrzymanie odpowiednich parametrów jakościowych energii w różnych warunkach pracy agregatu.

Trzecie rozpatrywane kryterium dotyczy kolejnego aspektu związanego z konstrukcją agregatu. Jest nim liczba faz. Jak wspomniano wyżej instalacja odbiorcza analizowanego budynku zasilana jest trójfazowo (zawiera trzy obwody, każdy zasilany z jednej fazy). Możliwy jest jednak inny sposób zasilania tej instalacji, tzn. wszystkie trzy obwody mogą być zasilone ze wspólnej fazy. Ponieważ agregaty trójfazowe mają zwykle większą moc niż wymagana do zasilania awaryjnego rozpatrywanego budynku (w związku z tym są droższe), a ponadto większość modeli jest wyposażona jedynie w proste układy regulacji napięcia (niższa jakość energii), wybór jest prosty – agregat jednofazowy.

III. Dane znamionowe dobranego agregatu prądotwórczego

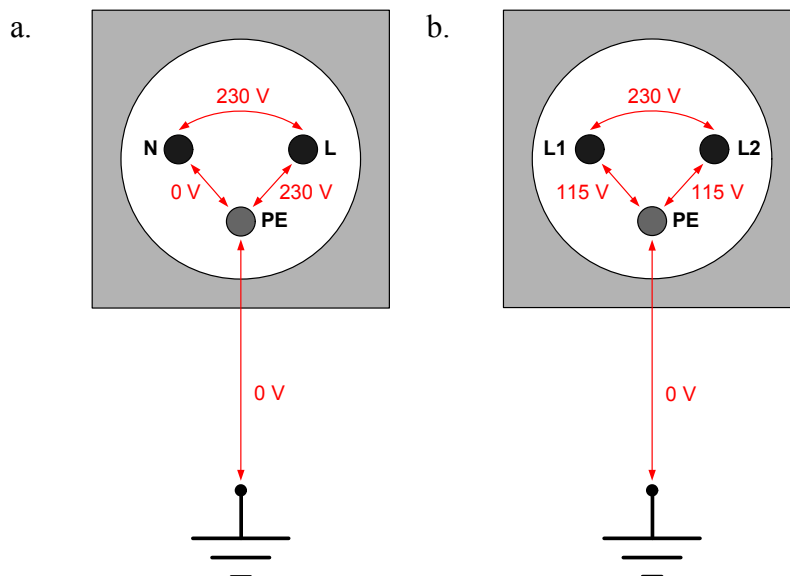
Uwzględniając przedstawione kryteria dobrano jednofazowy, inwerterowy agregat prądotwórczy o następujących danych:

- napięcie znamionowe - 230 V,
- współczynnik THD na biegu jałowym - 2,5%,
- częstotliwość - 50 Hz,
- prąd znamionowy - 12,2 A,
- moc znamionowa - 2,8 kW,
- prąd maksymalny - 13 A,
- moc maksymalna - 3 kW,
- moc silnika spalinowego - 4 kW.

Agregat zasilany jest benzyną bezołowiową. Deklarowane przez producenta zużycie paliwa wynosi 480 g/kWh (0,65 l/kWh). Przyjmując wartość opałową benzyny równą 43 MJ/kg (9 kWh/l) otrzymuje się sprawność wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 17%. Agregat wyposażony jest w zbiornik o pojemności 13 l. Waży około 60 kg, a jego wymiary wynoszą 68 × 42 × 50 cm. Poziom generowany hałas nie przekracza 66 dB (kosiarka spalinowa generuje hałas o natężeniu około 98 dB).

Należy jeszcze zwrócić uwagę na fakt, że rozkład napięć na wyjściu agregatu (w gnieździe przeznaczonym do przyłączenia odbiorników I klasy ochronności) jest inny niż w instalacji zasilanej z sieci rozdzielczej nN. Przedstawia to rysunek 1. W przypadku zasilania instalacji z sieci nN (rys. 1.a) wartość skuteczna napięcia zmierzonego między zaciskiem fazowym L1 a neutralnym N wynosi 230 V. Podobnie jest w przypadku pomiaru napięcia między zaciskiem L1 a stykiem ochronnym PE, natomiast napięcie zmierzone między zaciskami N i PE jest równe 0. Odmierna sytuacja ma miejsce w gnieździe agregatu prądotwórczego (rys. 1.b). W tym przypadku brak jest pary zacisków L-N, a zamiast tego występują dwa zaciski fazowe L1 i L2. Wartość skuteczna napięcia zmierzonego między tymi zaciskami jest równa 230 V, a wartość napięcia zmierzonego między parami zacisków L1-PE i L2-PE wynosi 115 V. W związku z tym bezpośrednie przyłączenie agregatu do instalacji odbiorczej pracującej w układzie TN-C (a taka występuje w rozpatrywanym budynku) spowoduje

pojawienie się napięcia o wartości 115 V na metalowych obudowach odbiorników I klasy ochronności.



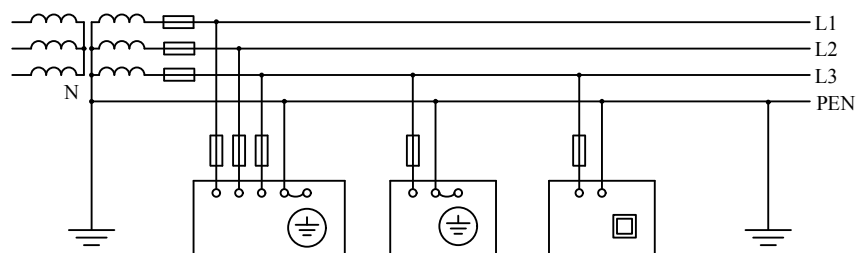
Rys. 1. Rozkład napięć w gnieździe wtykowym przeznaczonym do przyłączenia odbiorników I klasy ochronności: a. instalacja zasilana z sieci nN, b. agregat prądotwórczy

IV. Sposób przyłączenia agregatu prądotwórczego do instalacji odbiorczej budynku

Projektując sposób przyłączenia agregatu prądotwórczego do instalacji odbiorczej budynku przyjęto dwa podstawowe kryteria:

- zapewnienie bezpieczeństwa użytkowania urządzeń elektrycznych,
- brak ingerencji w istniejącą instalację odbiorczą budynku.

Instalacja odbiorcza w rozpatrywanym budynku pracuje w układzie TN-C (bezpośrednio uziemiony punkt neutralny sieci, dostępne części przewodzące odbiorników I klasy ochronności przyłączone do przewodu ochronno-neutralnego PEN). Przykładowy schemat instalacji pracującej w układzie TN-C wraz ze sposobem przyłączenia odbiorników I i II klasy ochronności przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Poglądowy schemat instalacji pracującej w układzie TN-C

Instalacja wykonana jest z wykorzystaniem przewodów z żyłami miedzianymi o przekroju 1,5 i 2,5 mm² w izolacji polwinitowej. Rezystancja izolacji jest większa niż wymagana przepisami. Spełnione są zatem wymagania dotyczące zapewnienia ochrony przeciwporażeniowej przy dotyku bezpośrednim (ochrona podstawowa). Spełnienie wymagań dotyczących skuteczności ochrony przeciwporażeniowej przy dotyku pośrednim (ochrona dodatkowa) wymaga, aby zachodził warunek:

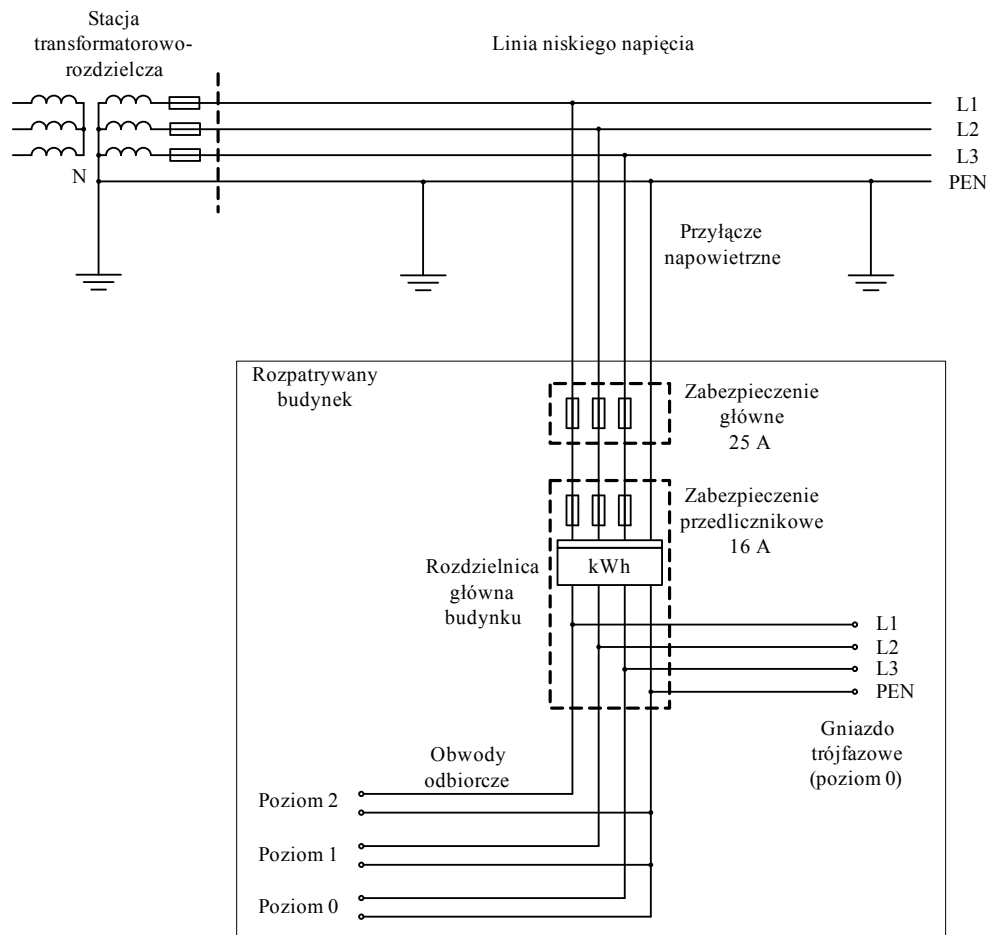
$$I_a \leq I_k, \quad (2)$$

przy czym

I_a - wartość prądu zapewniającego zadziałanie zastosowanego urządzenia zabezpieczającego w wymaganym czasie,

I_k - spodziewany prąd zwarcia jednofazowego.

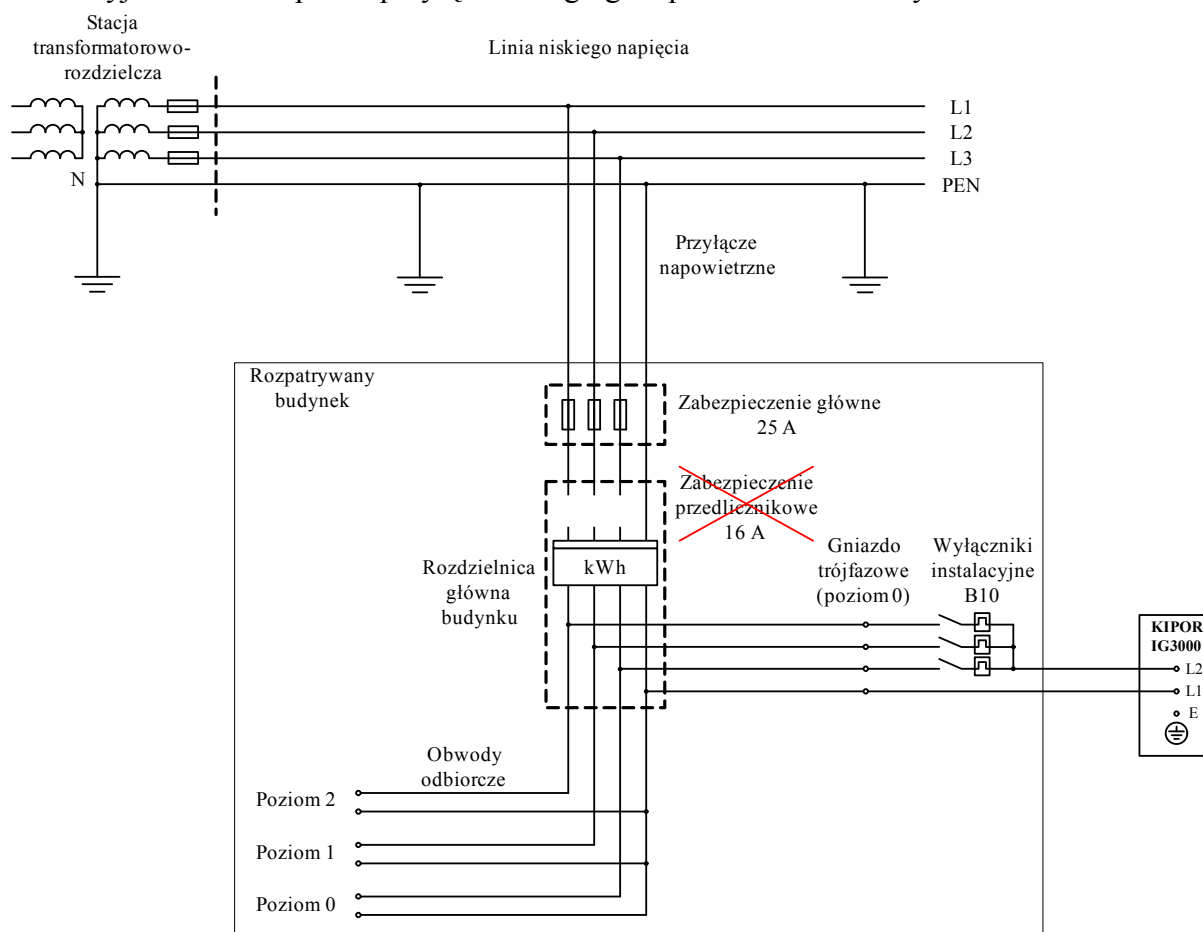
Średnia wartość impedancji pętli zwarcia w analizowanej instalacji wynosi $0,74 \Omega$ (wartość minimalna wynosi $0,59 \Omega$, a maksymalna $1,05 \Omega$), zatem spodziewany prąd zwarcia jednofazowego I_k średnio jest równy 321 A (min = 218 A, max = 389 A). Zabezpieczenie główne stanowią bezpieczniki instalacyjne gL 25 A, natomiast jako zabezpieczenie przedlicznikowe zastosowano bezpieczniki gL 16 A. Wyznaczone z charakterystyki czasowo-prądowej bezpieczników prądy I_a powodujące samoczynne zadziałanie bezpieczników w czasie nie dłuższym niż 0,4 s wynoszą odpowiednio: 220 i 130 A. Biorąc pod uwagę zależność (2) można stwierdzić, że ochrona przeciwporażeniowa przed dotykem pośrednim jest skuteczna. Istniejący sposób zasilania rozpatrywanego budynku oraz uproszczony schemat instalacji odbiorczej przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Istniejący sposób zasilania rozpatrywanego budynku oraz uproszczony schemat instalacji odbiorczej

Do przyłączenia agregatu stanowiącego zasilanie awaryjne budynku wykorzystano istniejące w instalacji gniazdo trójfazowe (pozwoliło to na przyłączenie agregatu bez jakiegokolwiek ingerencji w instalację). Gniazdo to znajduje się na poziomie „0” i zostało wyprowadzone przewodami miedzianymi $2,5 \text{ mm}^2$ bezpośrednio z rozdzielni głównej budynku. Agregat (znajdujący się podczas pracy na zewnątrz budynku) został przyłączony za

pośrednictwem kabla YKY 2,5 mm². Jako zabezpieczenie zastosowano wyłączniki instalacyjne B 10 A. Sposób przyłączenia agregatu przedstawiono na rysunku 4.



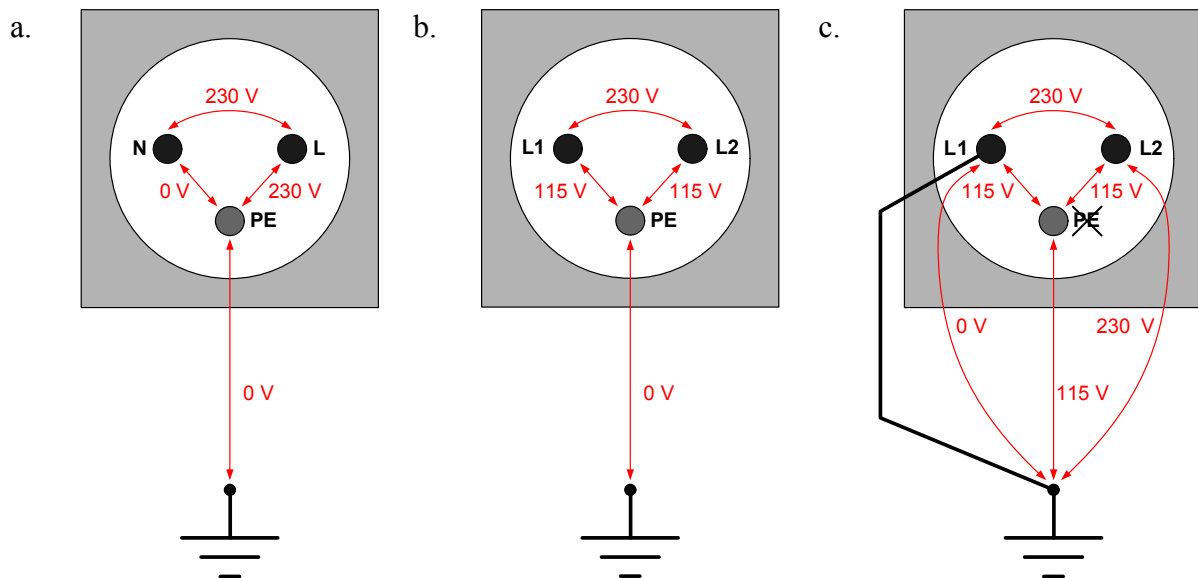
Rys. 4. Sposób przyłączenia agregatu prądotwórczego do instalacji odbiorczej budynku

Pierwszą czynnością przy przyłączaniu agregatu do instalacji odbiorczej budynku jest odcięcie instalacji od sieci rozdzielczej nN. Realizuje się to przez wyjęcie wkładek bezpiecznikowych zabezpieczenia przelicznikowego. Czynność ta zapobiega podaniu napięcia na sieć oraz jednocześnie chroni agregat przed uszkodzeniem w przypadku przywrócenia normalnej pracy sieci nN. Następnie agregat uruchamiany jest na biegu jałowym (wyłączniki instalacyjne są otwarte). Po uzyskaniu przez agregat ustalonego stanu pracy na biegu jałowym kolejno załączane są poszczególne obwody odbiorcze, przy czym każdy następny obwód załączany jest dopiero w chwili, gdy agregat osiągnie ustalony stan pracy (zapobiega to przeciążeniu agregatu, np. w wyniku jednoczesnego załączenia odbiorników o znacznym prądzie rozruchowym).

Odcinając instalację budynku od sieci nN przerywane są jedynie przewody fazowe L1, L2 i L3. Przewód ochronno-neutralny PEN ma zachowaną ciągłość (rys. 4). Oznacza to, że obudowy odbiorników I klasy ochronności cały czas znajdują się na potencjale ziemi (0 V). Zmianie ulega natomiast rozkład napięć na wyjściu agregatu – rozkład napięć staje się taki sam jak w gnieździe wtykowym przeznaczonym do przyłączenia odbiorników I klasy ochronności przy zasilaniu instalacji z sieci nN. Zagadnienie to zilustrowano na rysunku 5.

Przy zasilaniu instalacji odbiorczej budynku z agregatu prądotwórczego zmiana ulega wartość impedancji pętli zwarcia poszczególnych obwodów w stosunku do stanu, gdy instalacja zasilana jest z sieci rozdzielczej nN. Przy zasilaniu budynku z agregatu średnia wartość impedancji pętli zwarcia wzrasta do poziomu 2,29 Ω (min = 1,98 Ω , max = 2,66 Ω),

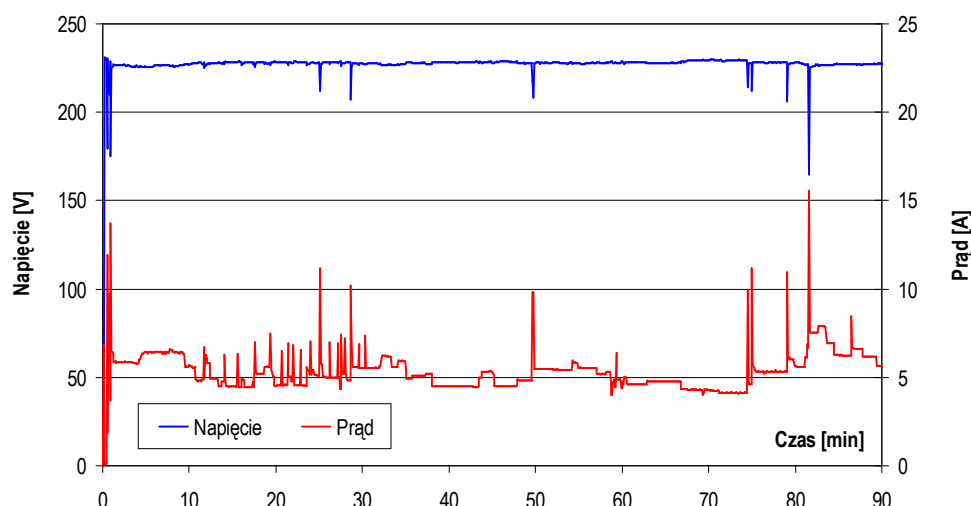
zatem spodziewany prąd zwarcia I_k średnio jest równy 101 A (min = 87 A, max = 116 A). W tym przypadku zabezpieczenie zwarciove stanowią wyłączniki instalacyjne B 10 A, dla których wartość prądu powodująca samoczynne zadziałanie urządzenia zabezpieczającego I_a wynosi 50 A. Porównując wartości prądów I_k i I_a , na podstawie zależności (2), można stwierdzić, że ochrona przed dotykiem pośrednim w warunkach awaryjnych (zasilanie budynku z agregatu) jest skuteczna. Zastosowane wyłączniki instalacyjne stanowią również zabezpieczenie samego agregatu przed skutkami zwarcia międzyfazowego (zwarcie między zaciskami L1 i L2).



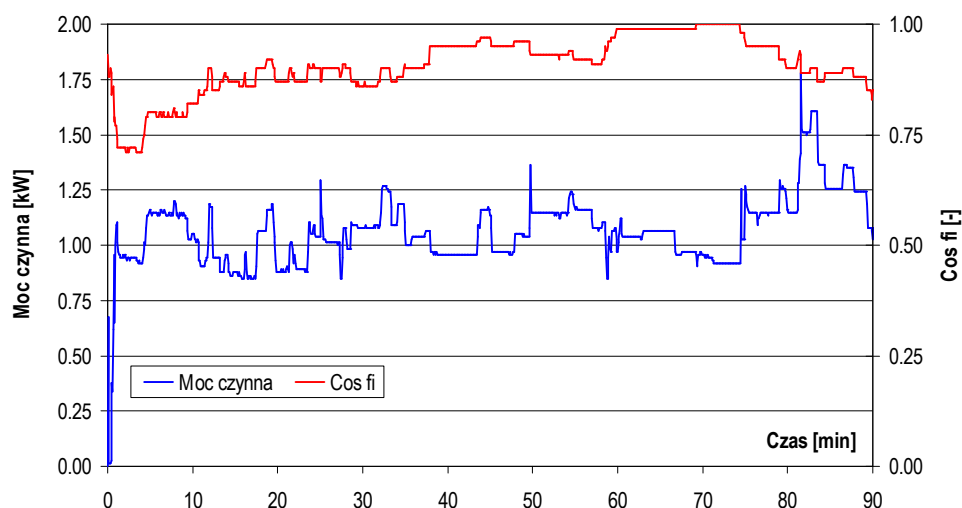
Rys. 5. Rozkład napięć w gnieździe wtykowym przeznaczonym do przyłączenia odbiorników I klasy ochronności: a. instalacja zasilana z sieci nN, b. agregat prądotwórczy – praca autonomiczna, c. agregat prądotwórczy przyłączony do instalacji zgodnie z rys. 4

V. Praca agregatu podczas ruchu próbnego

Podjęte decyzje dotyczące doboru agregatu prądotwórczego oraz jego przyłączenia do instalacji w warunkach awaryjnych zostały zweryfikowane poprzez przeprowadzenie ruchu próbnego. Ruch ten trwał około 90 minut i odbywał się w listopadowy dzień powszedni, częściowo po zmierzchu. Na rysunkach 6 i 7 przedstawiono zarejestrowane przebiegi prądu i napięcia oraz mocy czynnej i współczynnika mocy $\cos\varphi$.



Rys. 6. Zasilanie budynku z agregatu – napięcie i prąd podczas ruchu próbnego



Rys. 7. Zasilanie budynku z agregatu – moc czynna i współczynnik mocy podczas ruchu próbnego

Wyniki pomiarów wskazują, że podczas ruchu próbnego układ regulacji agregatu zapewnił utrzymanie częstotliwości na poziomie 50 Hz oraz napięcia na poziomie 230 V. Oczywiście pojawiły się chwilowe wahania, a nawet krótkotrwałe zapady napięcia, spowodowane nagłym poborem dużej wartości prądu, np. prąd rozruchowy agregatów urządzeń chłodniczych (większe piki prądowe na rys. 6) lub prądy rozruchowe naprzemiennie załączanych przez sterownik kotła gazowego pomp CO i CWU (mniejsze piki prądowe na rys. 6). Obserwowane zmiany napięcia były jednak szybko zregulowywane przez układ regulacji i nie miały wpływu na poprawną pracę załączonych odbiorników.

Zmierzona wartość współczynnika THD podczas współpracy agregatu z instalacją budynku była równa 3,5%, a więc była znacząco mniejsza od wartości dopuszczalnej (8%). Podczas ruchu próbnego obciążenie agregatu oscylowało wokół 1 kW. W tym czasie (90 minut) agregat wyprodukował około 1,6 kWh energii elektrycznej. Przeprowadzony ruch próbny wykazał, że agregat został prawidłowo dobrany i przyłączony do instalacji odbiorczej budynku. Tym samym może on stanowić źródło energii elektrycznej w warunkach awaryjnych.

VI. Podsumowanie

Rozwój technologii z segmentu URE (urządzenia rozproszonej energetyki) sprawia, że odbiorca energii nie jest już uzależniony wyłącznie od dostaw energii elektrycznej z sieci. Pojawienie się dojrzałych konstrukcji agregatów prądotwórczych o umiarkowanych cenach umożliwia obecnie bezproblemowe zaspokojenie potrzeb energetycznych budynków mieszkalnych w warunkach awaryjnych. Kolejnym krokiem będzie zapewne instalacja źródeł URE pokrywających zapotrzebowanie na energię elektryczną tych budynków w warunkach normalnych. Należy jednak pamiętać, że instalacje przeważającej większości obiektów były projektowane według zasad, które nie uwzględniały możliwości przyłączenia do nich źródeł wytwórczych. W związku z tym inwestor powinien być przygotowany na to, że instalując źródło URE będzie musiał zmierzyć się co najmniej z problemami podobnymi do opisanych wyżej. Wydaje się, że dopiero przezwyciężenie tych problemów, np. w wyniku opracowania urządzeń URE typu *plug-and-play*, doprowadzi do wykreowania silnego segmentu prosumentów, użytkujących domy plus-energetyczne i sprzedających nadwyżkę energii do sieci.

Wydatki poniesione na zakup agregatu prądotwórczego oraz urządzeń umożliwiających jego integrację z instalacją odbiorczą budynku obrazują skutek ekonomiczny utraty bezpieczeństwa elektroenergetycznego indywidualnego odbiorcy (inaczej są ceną jaką należy zapłacić za zapewnienie sobie wyższego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej). Należy przypuszczać, że w takt postępującego rozwoju gospodarczego oraz wzrastającego stopnia uzależnienia społeczeństwa od zasilania w energię elektryczną, coraz więcej odbiorców będzie decydowało się na taki krok. W związku z tym może pojawić się pytanie, czy nie lepszym rozwiązaniem byłoby przeznaczenie tych pieniędzy na podniesienie niezawodności dostaw z sieci? Odpowiedzią jest tutaj kolejne pytanie. Czy dzięki tym dodatkowym nakładom poniesionym na rozwój i modernizację sieci będzie możliwe zapewnienie niezawodności satysfakcjonującej każdego indywidualnego odbiorcę?

Uzupełnieniem treści przedstawionej w niniejszym rozdziale jest prezentacja zamieszczona na stronach internetowych Klastra 3×20 (<http://www.klaster3x20.pl/cykl-2010/materialy-z-ix-spotkania-konwersatorium-inteli-gentna-energetyka.html>) oraz Centrum Informacji o Rynku Energii CIRE (http://prezenta-cje.cire.pl/wiadomosci.html?d_id=50589&d_typ=1).

Wszelkie uwagi krytyczne – w szczególności te, które mogą przyczynić się do ulepszenia przedstawionych w referacie rozwiązań – proszę kierować na adres roman.korab@polsl.pl.

Gliwice
grudzień 2010

Edward SIWY
Politechnika Śląska

ANALIZA WYMAGAŃ W ZAKRESIE NIEZBĘDNEJ INFRASTRUKTURY TECHNICZNEJ DO WSPÓŁPRACY PROSUMENTA Z SIECIĄ ELEKTROENERGETYCZNĄ NISKIEGO NAPIĘCIA POD KĄTEM STWORZENIA WYTICZNYCH W ZAKRESIE PRZYŁĄCZANIA PROSUMENTÓW DO SIECI NA NIEDYSKRYMINUJĄCYCH WARUNKACH

1. Wprowadzenie

Specyfika projektowania, budowy, wyposażenia, a następnie eksploatacji instalacji niskiego napięcia z włączonymi mikroźródłami zmienia się w wielu aspektach w stosunku do instalacji tradycyjnej. Właściwe zaprojektowanie instalacji elektrycznej zapewnia spełnienie wymaganych żądań o charakterze technicznym i ekonomicznym, do których należą: niezawodność dostawy energii elektrycznej, elastyczność, wygoda eksploatacji, bezpieczeństwo użytkownika. Z oczywistych względów specyfika pracy instalacji obejmuje również zagadnienia ochrony przeciwporażeniowej.

Prawidłowo zaprojektowana, wykonana i eksploatowana instalacja nie powinna stwarzać problemów po jej przyłączeniu do sieci elektroenergetycznej. Jak wykazują badania wykonywane w ramach projektu nawet masowe włączanie mikroźródeł do sieci nN nie wprowadza istotnego zagrożenia dla podstawowych parametrów sieciowych. Dodatkowo możliwe jest wprowadzenie systemów pomiarowych będących elementami systemów „smart metering”, zapewniających praktycznie pełną obserwowalność pracy mikroźródeł i identyfikację stanu pracy sieci. W razie konieczności umożliwiają one ingerencję w pracę mikroźródeł, np. poprzez ich odłączenie lub ograniczenie produkcji. Należy podkreślić, że obecnie dostępne na rynku rozwiązania systemów pomiarowych nie nastręczają trudności technicznych z ich wdrożeniem, nie wymagają także bardzo dużych nakładów inwestycyjnych.

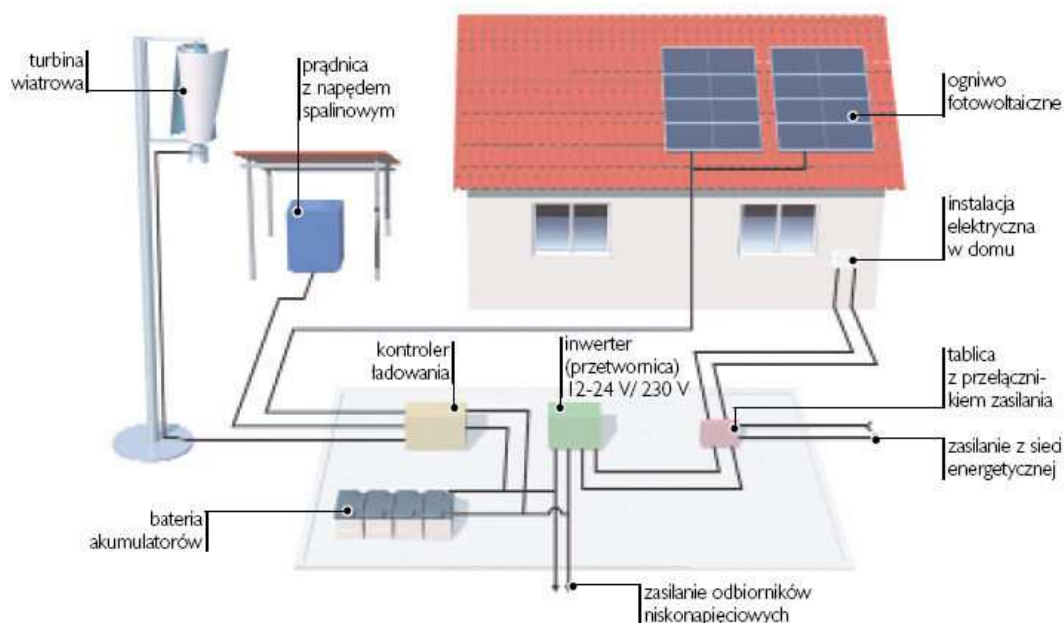
2. Budowa systemów zintegrowanych z siecią dystrybucyjną

Pełne zestawienie elementów, które mogą występować w instalacji prosumenta współpracującej z siecią dystrybucyjną nN obejmuje:

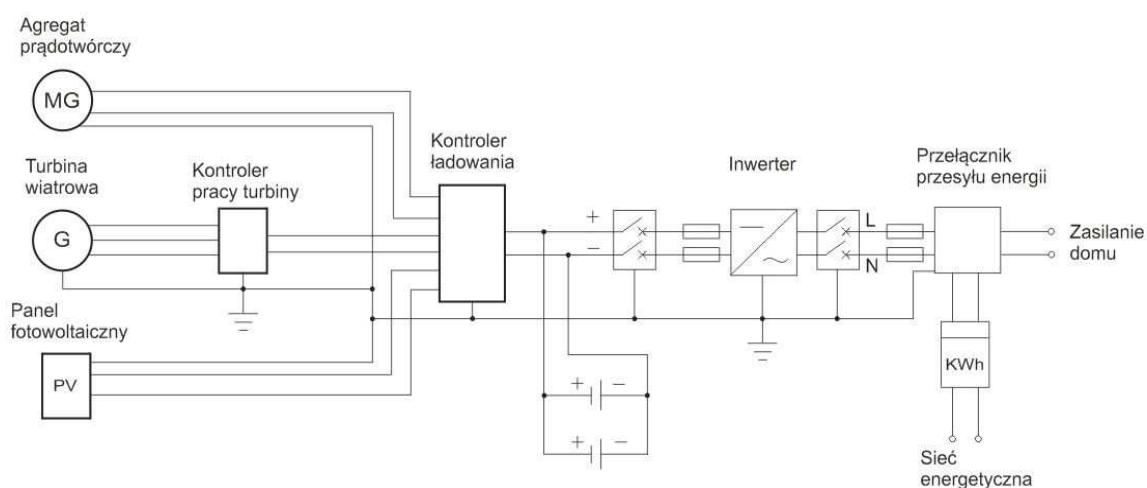
- źródła energii odnawialnej,
- prądnica napędzana silnikiem spalinowym,
- zasobnik energii (bateria akumulatorów z kontrolerem ładowania) – rolę tą może spełniać samochód elektryczny,
- inwerter,
- rozdzielnica z przełącznikiem zasilania,
- układy pomiarowe.

Tak wyposażona instalacja prosumenta jest przygotowana do pracy również w systemie autonomicznym (bez zasilania z sieci dystrybucyjnej). Zapewnia ona bezpieczeństwo zasilania nawet w przypadku rozległych i długotrwałych awarii w systemie elektroenergetycznym.

Rozmieszczenie poszczególnych elementów instalacji oraz układ połączeń pomiędzy nimi przedstawiono na rys. 1 i 2.



Rys. 1. Przykładowe rozmieszczenie urządzeń w instalacji prosumenta [1]



Rys. 2. Przykładowy schemat połączeń w instalacji prosumenta [1]

Przedstawiony na rysunkach przykładowy system prosumenta może mieć wiele rozwiązań wariantowych.

3. Wyposażenie systemów zintegrowanych z siecią dystrybucyjną

Przewody elektryczne, przełączniki, włączniki i inne niezbędne energetyczne elementy muszą być dobrane zgodnie z zasadami i odpowiednimi normami. Szczególnie starannie należy dobrać przekroje kabli i przewodów. Kable i inne elektryczne komponenty muszą być ułożone mechanicznie w taki sposób aby uniknąć uszkodzeń mechanicznych, które mogą doprowadzić do zwarcia instalacji i tym samym do pożaru lub innego zagrożenia dla zdrowia.

Szczególnie generatory fotowoltaiczne różnią się zasadniczo od konwencjonalnych źródeł napięcia. Ich prąd zwarciový jest tylko o 20% większy od prądu znamionowego. Uszkodzenie przewodów przyłączeniowych jest więc praktycznie niemożliwe. Mija się z celem w związku z tym stosowanie w instalacji tego typu bezpieczników lub wyłączników instalacyjnych nadprądowych, wymagających do zadziałania kilkakrotnie większego prądu niż nominalny. Sytuacja taka powoduje, że w przypadku złej izolacji przewodów instalacyjnych może wystąpić łuk elektryczny, który mógłby stać się przyczyną pożaru. Ponieważ napięcie na zaciskach nieobciążonego generatora ma wartość nominalną nawet w przypadku niewielkiego nasłonecznienia (tylko prąd jest liniowo zależny od natężenia promieniowania słonecznego), występuje również niebezpieczeństwo porażenia elektrycznego. Wyłączenie prądu stałego w systemach fotowoltaicznych przy napięciu o wartości powyżej 60 V wymaga stosowania specjalnie zaprojektowanych wyłączników zdolnych stłumić powstały łuk łączeniowy (prąd nie osiąga w tych systemach wartości zerowej, co zwykle ułatwia wyłączanie różnych aparatów elektrycznych). Bardzo istotnym składnikiem systemu fotowoltaicznego jest więc okablowanie. Z upływem czasu izolacja przewodów narażonych na zewnętrzne warunki atmosferyczne może się starzeć i kruszyć.

Przetwornica częstotliwości (inwerter)

Przetwornica częstotliwości jest stosowana w systemie do zasilania odbiorników elektrycznych na napięcie przemienne oraz w przypadku współpracy systemu z siecią elektroenergetyczną, do której wytworzona energia elektryczna może być oddawana. Ważne jest więc, aby miała ona wysoką sprawność konwersji napięcia stałego na przemienne. Zadaniem przetwornicy częstotliwości w systemie fotowoltaicznym jest także znalezienie tzw. punktu maksymalnej mocy (MPP) i śledzenie go (utrzymywanie) w czasie zmiennych warunków pogodowych (zmian natężenia promieniowania słonecznego). Punkt MPP jest punktem na charakterystyce prądowo-napięciowej generatora fotowoltaicznego, w którym iloczyn prądu i napięcia przyjmuje wartość maksymalną. Punkt pracy generatora zmienia się w zależności od wartości rezystancji przyłączonego obciążenia. Przetwornica częstotliwości i generator fotowoltaiczny powinny być tak dobrane, aby moc wyjściowa przetwornicy zawierała się w zakresie 80-100% mocy generatora oraz aby wartość napięcia MPP była zbliżona do wartości napięcia nominalnego przetwornicy (bliska wartości napięcia wejściowego, przy którym przetwornica częstotliwości osiąga najwyższą sprawność).

Mogą być stosowane przetwornice częstotliwości z transformatorem wyjściowym do modyfikacji napięcia wyjściowego (co umożliwia pracę generatora przy napięciu niższym niż napięcie sieciowe) lub bez transformatora. Przetwornice bez transformatora są zbudowane z przetwornika DC/DC dostosowanego do pracy z wysoką częstotliwością i układów elektronicznych transformujących napięcie (transformator wysokiej częstotliwości ze względów bezpieczeństwa nie może być bezpośrednio przyłączany do sieci elektroenergetycznej). Moc inwertera musi być dobrana w zależności od jego przeznaczenia. Sumaryczna moc obciążeń nie może przekraczać mocy nominalnej inwertera. Moc maksymalna inwertera musi pokrywać moc rozruchową odbiorników. W związku z możliwością podłączenia większej ilości odbiorników zaleca się przewymiarowanie inwertera.

Przykładowy inwerter Sunny Boy 5000TL Multi-String [2]

Sunny Boy to seria inwerterów przeznaczonych do współpracy z siecią niskiego napięcia i musi spełniać rygorystyczne wymagania dotyczące bezpieczeństwa. Każdy inwerter posiada tzw. zabezpieczenie antywyspowe. Polega ono na natychmiastowym zatrzymaniu oddawania energii do sieci publicznej w przypadku, gdy jej parametry (napięcie i/lub częstotliwość) znajdują się poza ustalonymi granicami. Np. napięcie zanika przy awarii lub wyłączeniu sieci w celach serwisowych. W takich przypadkach oddawanie energii do sieci przez inwerter mogłoby spowodować porażenie prądem pracownika serwisującego sieć. Zabezpieczenie antywyspowe jest podstawowym i koniecznym zabezpieczeniem wymaganym przez każdego operatora sieci niskiego napięcia.



Rys. 3. Inwerter Sunny Boy 5000TL Multi-String [2]

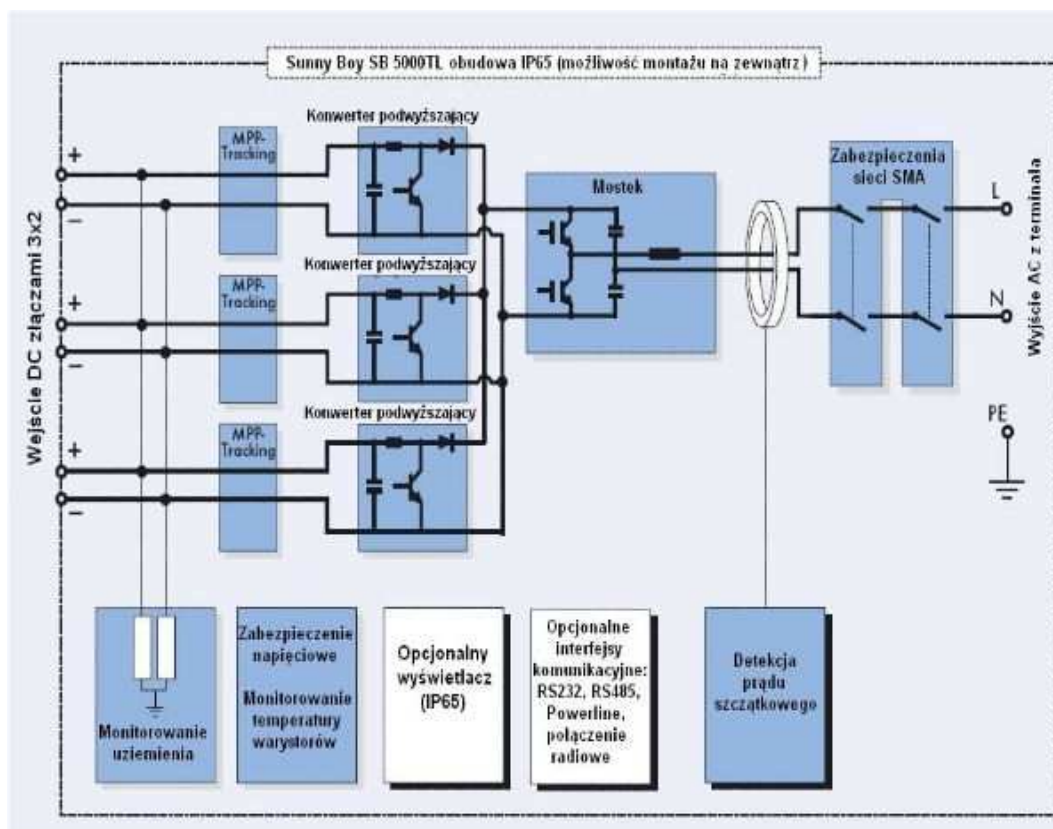
Dane techniczne:

- Maksymalna moc DC ($P_{DC,max}$): 5300 W
- Maksymalne napięcie DC ($U_{DC,max}$): 550 V
- Zakres napięcia PV, MPPT (UPV): 125 V – 440 V
- Maksymalny prąd wejściowy ($I_{PV,max}$): 3x 15 A
- Maksymalna liczba linii modułów podłączonych równolegle: 3
- Monitorowanie braku uziemienia: Tak
- Maksymalna moc AC ($P_{AC,max}$): 5000 W
- Nominalna moc AC ($P_{AC,nom}$): 4600 W

- Napięcie nominalne AC: 220 – 240 V
- Częstotliwość AC (fAC): 49.8 Hz – 50.2 Hz
- Możliwy zakres częstotliwości AC: 45.5 Hz – 54.5 Hz
- Maksymalna sprawność: 97%
- Euro-eta: 96,2 %
- Ochrona zgodnie z DIN EN 60529: IP65
- Szerokość / wysokość / głębokość w mm: 470 / 445 / 180 mm
- Masa: Około 25 kg
- Temperatura pracy: -25°C - +60°C.

Ochrona i zabezpieczenia występujące w inwerterze:

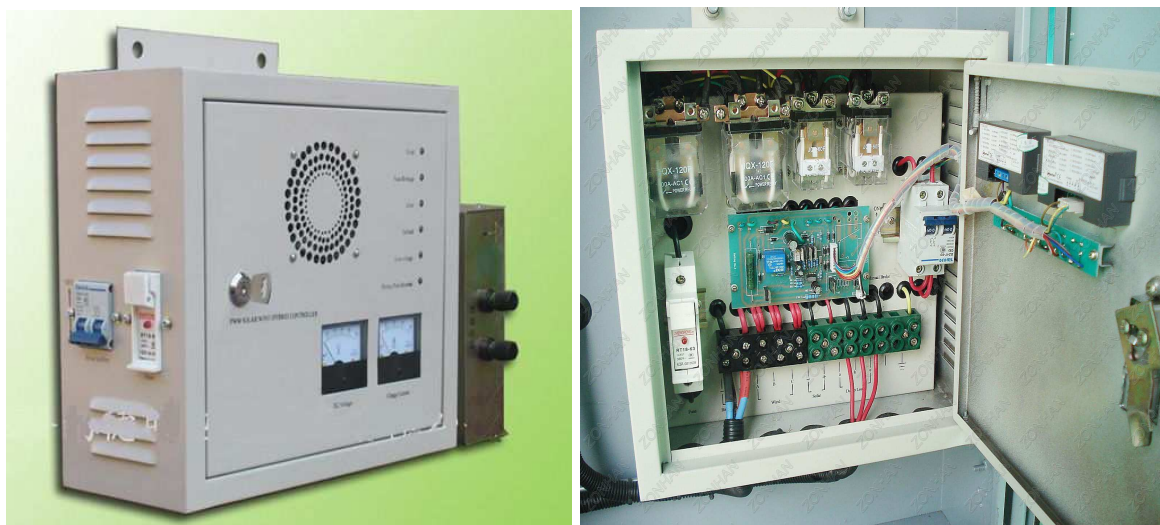
- zabezpieczenie przeciw podłączeniu z odwrotną polaryzacją po stronie DC,
- wyłącznik obciążeń ESS przeciw zwarceniu po stronie AC,
- monitoring uziemienia,
- zabezpieczenie antywypowe.



Rys. 4. Schemat blokowy inwertera Sunny Boy 5000TL Multi-String [2]

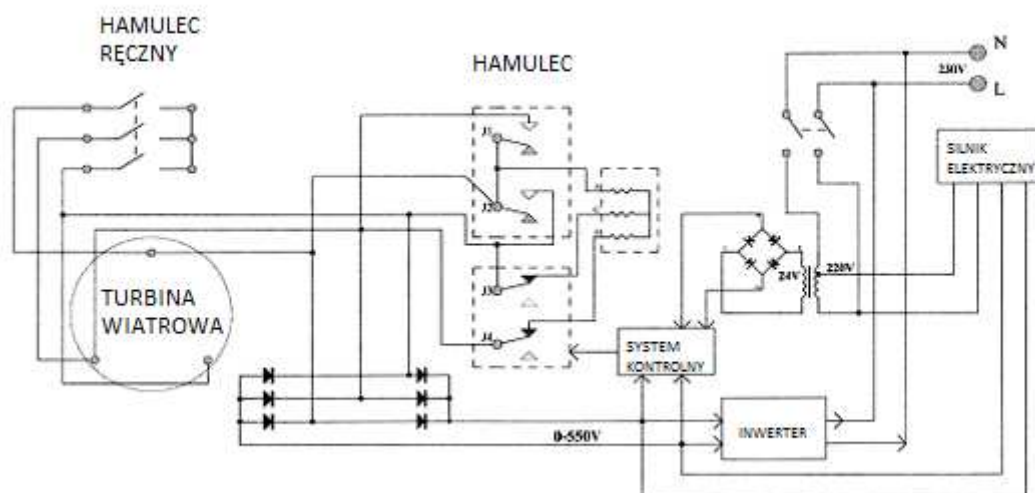
Kontroler pracy turbiny do współpracy z siecią.

Jego zadaniem jest przetworzenie (prostowanie) trójfazowego prądu przemiennego AC wytworzonego przez generator turbiny wiatrowej na prąd stały DC. Jest to konieczne ze względu na bardzo zmienną charakterystykę prądu wytwarzanego przez turbinę. Prąd z turbiny zmienia się wraz ze zmianą prędkości obrotów rotora turbiny, a ta zależy bezpośrednio od zmiennej prędkości wiatru. Napięcie podawane z kontrolera waha się w zakresie 200-480V prądu stałego DC. Napięcie zależy od prędkości wiatru. W czasie silnych wiatrów (powyżej 11-15 m/s) napięcie oddawane przez turbinę gwałtownie rośnie i może doprowadzić do spalenia obwodów. Aby tego uniknąć nadmiar mocy jest odbierany poprzez odbiornik obciążeniowy automatycznie załączany przez kontroler tak, aby napięcie podawane przez kontroler nigdy nie przekraczało 480V DC. Jeśli po załączeniu odbiornika obciążeniowego wymagane napięcie będzie przekraczało wymagany poziom o 30%, kontroler automatycznie zatrzyma turbinę. Praca turbiny zostanie samoczynnie wznowiona po 12-20 minutach od zatrzymania. Praca turbiny w celach serwisowych może też być w każdej chwili "ręcznie" zatrzymana lub wznowiona poprzez uruchomienie/zwolnienie ręcznego hamulca znajdującego się na kontrolerze [3].



Rys. 5. Kontroler pracy turbiny FKJ-A3 2000W [3]

Do kontrolera do współpracy z siecią musi być podłączony inwerter aby tworzyć kompletny system. Moc inwertera dobierana jest do maksymalnej mocy turbiny wiatrowej [???].



Rys. 6. Schemat elektryczny podłączenia kontrolera FKJ-A3 [3]

Przełącznik przesyłu energii elektrycznej

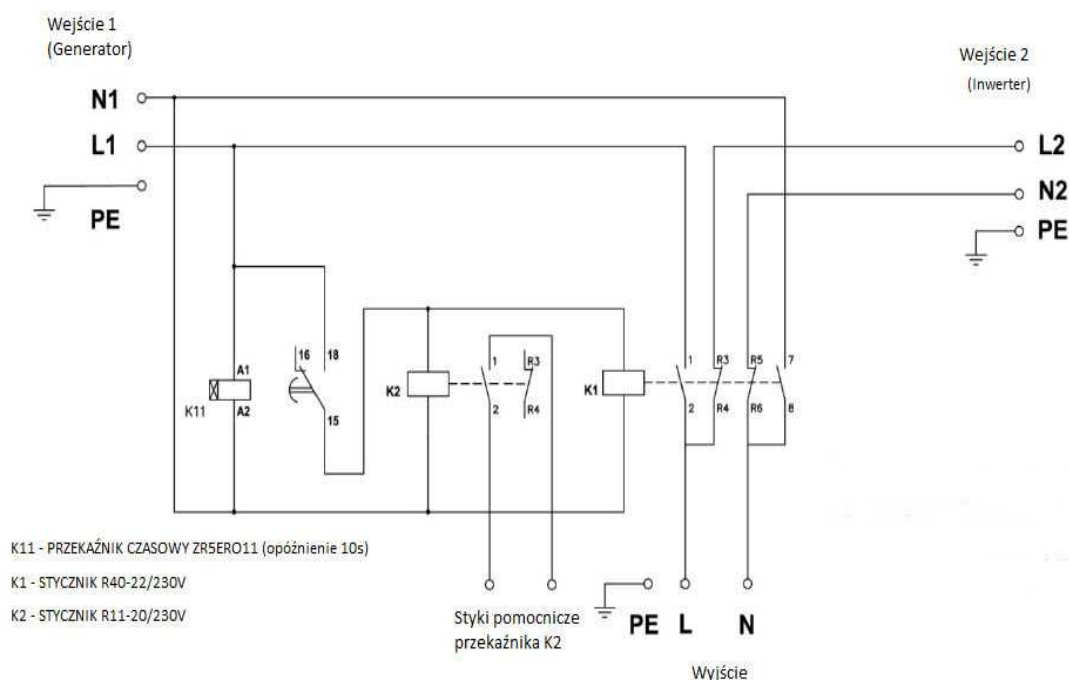
W systemach hybrydowych stosuje się przełączniki przesyłu energii. Przełącznik przeznaczony jest do automatycznego przełączania energii z różnych źródeł :

- z sieci energetycznej lub inwertera na wyjście,
- z generatora lub inwertera na wyjście.



Rys. 7. Przełącznik przesyłu energii elektrycznej PowerMan 5kVA [4]

Przełącznik posiada dwa wejścia i jedno wyjście i automatycznie przełącza zasilanie na wyjście. Może być stosowany z dowolnymi źródłami zasilania [4].



Rys. 8. Schemat elektryczny przełącznika przesylu energii elektrycznej PowerMan 5kVA [4]

Przełącznik montuje się pomiędzy generatorem, siecią lub inwerterem. Jeżeli nastąpi zanik napięcia generatora lub sieci (wejście 1), następuje przełączenie przełącznika na inwerter (wejście 2). Gdy napięcie generatora lub sieci powróci, przełącznik przełącza się z powrotem (wejście 1) z opóźnieniem regulowanym do około 10 sekund. W ten sposób urządzenia są chronione przed uszkodzeniem od wahań napięcia. Wejścia 1 i 2 chroni się bezpiecznikami [4].

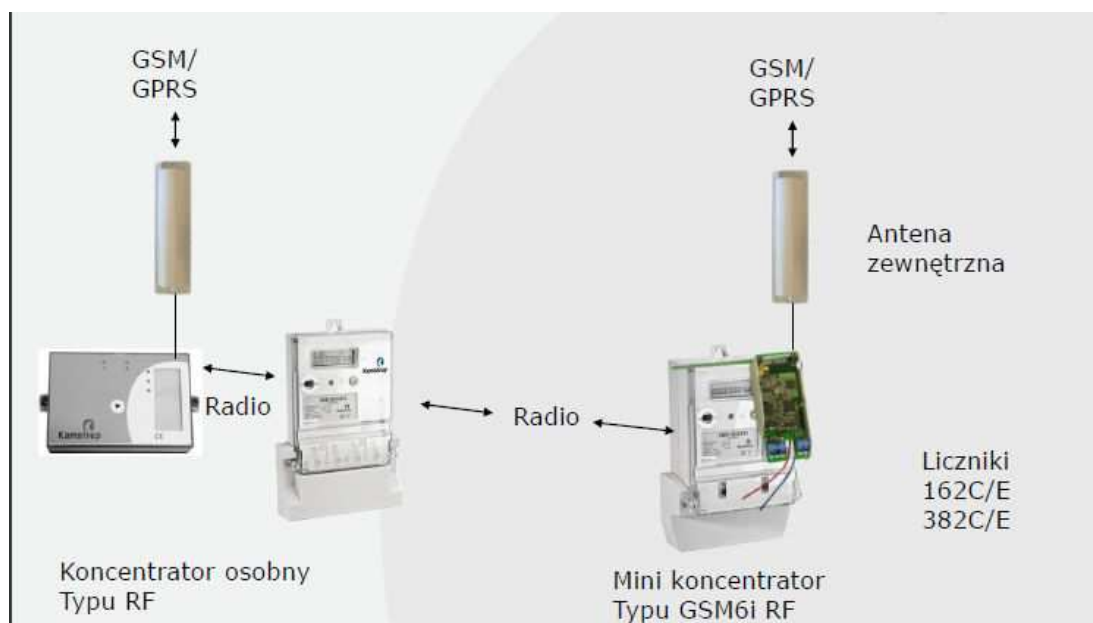
Systemy pomiarowe

Istotnym elementem instalacji prosumenta jest zastosowany system pomiarowy. Powinien on umożliwiać niezależny pomiar produkowanej, pobieranej i oddawanej do sieci energii elektrycznej. Dostępne obecnie na rynku systemy pomiarowe umożliwiają także sterowanie mocą oddawaną do sieci. Pozwalają więc na kontrolę parametrów sieciowych. Przykładowy system przedstawiono poniżej. Umożliwia on m.in.

- automatyczną redukcję mocy—
- stałą komunikację z licznikiem bez względu na źródło zasilania—
- możliwość zdalnego ograniczenia obciążenia/generacji na wypadek przeciążeń w—
sieci
- możliwość zdalnego odłączania obciążenia/generacji poprzez przekaźnik w
liczniku—
- odczyt danych, rejestrów zdarzeń, informacji o jakości napięcia itp.—



Rys. 9. Dostępne na rynku liczniki energii realizujące funkcje „smart metering”



Rys. 10. System komunikacji pomiędzy licznikami i koncentratorem

4. Podsumowanie

W przypadku instalacji prosumenta z włączonymi mikroźródłami energii elektrycznej zasadnicze znaczenie ma zapewnienie prawidłowej pracy takiej instalacji. Musi być ona odpowiednio zaprojektowana i wyposażona.

Jeżeli sama instalacja jest prawidłowo wykonana i eksploatowana to nie powinna nastręczać trudności integracja takiej instalacji z siecią elektroenergetyczną. Elementy wyposażenia instalacji (inwerter) posiadają odpowiednie zabezpieczenia, powodujące odłączenie instalacji od sieci, w której występują nieprawidłowe parametry, np. spowodowane zakłóceniami. Zabezpieczenie antywyspowe zapobiega m.in. pojawianiu się napięcia w sieci (lub części sieci) odłączonej od głównego zasilania.

Dodatkową, wystarczającą kontrolę i nadzór nad parametrami sieci zapewniają elementy smart meteringu dostępne na rynku, nie wymagające zasadniczych zmian technicznych w strukturze sieci, a także instalacji wewnętrznej obiektu.

Literatura

Strony internetowe

- [1] <http://www.komfort-group.pl/html/wiatr.php>
- [2] <http://www.modernhome.pl/product-pol-1412-Inwerter-Sunny-Boy-5000TL.html>
- [3] <http://www.celton.pl/polski/oze111.html>
- [4] <http://www.victronenergy.pl/transfer-switches/transfer-switches/>

Henryk KOCOT
IEiSU

OPRACOWANIE ZAŁOŻEŃ RYNKOWYCH SYSTEMU ROZLICZEŃ PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH Z PROSUMENTAMI

1. Ogólne zasady rozliczeń

Obecnie rynek energii elektrycznej w Polsce funkcjonuje na zasadzie rozdziału handlu energią elektryczną - jako towaru i usługi przesyłowej. Taki podział zastosowano również w niniejszym rozdziale przy opracowaniu zasad rozliczeń pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą końcowym, który ma możliwości produkcji energii.

Funkcjonujący w Polsce rynek energii zarówno w zakresie handlu energią jak i w zakresie usługi przesyłowej oparty jest na modelu tzw. miedzianej płyty, który to model pozwala zawierać transakcje w zakresie handlu energią pomiędzy wszystkimi podmiotami rynku niezależnie od ich miejsca przyłączenia na tych samych zasadach i po tych samych cenach, natomiast w zakresie usługi przesyłowej model ten nie różnicuje odbiorców ze względu na koszty przesyłu jakie powodują poszczególni użytkownicy, a tylko ze względu na miejsce przyłączenia (poziom napięciowy). Ze względu na przedmiotowy zakres niniejszego opracowania skrócony opis funkcjonujących zasad dotyczy tylko odbiorców przyłączonych do sieci niskiego napięcia.

Użytkownicy sieci elektroenergetycznej przyłączeni do sieci niskiego napięcia kupują energię aktualnie wg zasad rynkowych tzn. mogą dokonywać zakupu u dowolnego dostawcy (wytwórcy lub przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną) na terenie całego kraju. W kupowanym wolumenie energii muszą znaleźć się również rodzaje energii, których zakup jest obowiązkowy ze względu na prowadzoną politykę energetyczną kraju. Są to tzw. udziały energii kolorowych tj. zielonej - wynikającej z obowiązku produkcji energii w źródłach odnawialnych, czerwonej - wynikającej z obowiązku produkcji energii produkowanej w skojarzeniu z ciepłem (paliwem jest węgiel) oraz żółtej - produkowanej w skojarzeniu, gdzie paliwem jest gaz ziemny. Wielkości tych udziałów (obowiązki zakupu) wynikają z zapisów prawa (szerzej na ten temat w punkcie 2 niniejszego rozdziału). Dla odbiorców przyłączonych do sieci niskiego napięcia funkcjonują również dwie stawki taryfowe za zakup energii tj. taryfa C (uwolniona rynkowo) oraz taryfa G (dla odbiorców komunalno-bytowych) zatwierdzana (taryfa regulowana) przez Prezesa URE. Z punktu widzenia rozliczeń z prosumentem energii elektrycznej istotne w systemie rozliczeń za energię staje się uwzględnienie sposobu rozliczeń szczególnie w części, w której aktywny użytkownik oddaje energię do sieci, przy czym szczególnie ważny jest sposób uwzględnienia rodzaju produkowanej energii (koloru). Z tego powodu w punkcie 2 niniejszego rozdziału przedstawia się obecne oraz możliwe inne rozwiązania w zasadach certyfikacji energii i, co szczególnie ważne, w wycenie tych certyfikatów (opłat zastępczych).

Opłaty przesyłowe odbiorcy energii płacą generalnie w dwóch częściach tj. opłatę stałą (za moc lub rodzaj licznika w taryfie G) oraz opłatę zmienną za energię pobraną z sieci. Ilościowo opłata zmienna jest zdecydowanie bardziej znacząca w całkowitych kosztach dostawy niż opłata stała. Opłata stała jest wg Prawa Energetycznego interpretowana jako opłata za dostęp do usługi i za możliwą do przesłania moc, natomiast opłata zmienna pokrywa

koszty przesyłu energii (m.in. koszty strat). Należy zaznaczyć, że w polskim systemie opłat przesyłowych nie uczestniczą wytwórcy energii, a więc energia wprowadzana do sieci nie jest obciążana opłatami przesyłowymi.

2. Certyfikacja energii

Wielkości obowiązkowych zakupów energii elektrycznej oraz sposoby jej certyfikacji regulują w kraju dwa rozporządzenia Ministra Gospodarki a mianowicie:

- Rozporządzenie MG z dnia 14 sierpnia 2008 roku w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczania opłaty zastępczej, zakupu energii i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii,
- Rozporządzenie MG z dnia 26 września 2007 roku w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

W tabeli 2.1 przedstawiono obowiązki zakupu energii elektrycznej wynikające z tych rozporządzeń, przy czym energia zielona to energia pochodząca ze źródeł odnawialnych, energia czerwona z wysokosprawnej kogeneracji węglowej zaś żółta z wysokosprawnej kogeneracji gazowej. W tabeli tej zaznaczono kolorem okresy, dla których w ww. rozporządzeniach zawarto już wielkości, natomiast poniżej tj. do roku 2020 podano wynikającą z trendu wartość prawdopodobną tych udziałów.

Tabela 2.1

Procentowe udziały energii kolorowych w końcowym rynku energii elektrycznej

Rok	Zielona	czerwona	żółta
2009	8,7	20,6	2,9
2010	10,4	21,3	3,1
2011	10,4	22,2	3,3
2012	10,4	23,2	3,5
2013	10,9	23,4	3,7
2014	11,4	23,7	3,9
2015	11,9	23,9	4,1
2016	12,4	24,1	4,3
2017	12,9	24,3	4,4
2018	13,6	24,6	4,6
2019	14,3	24,8	4,8
2020	15,0	25,0	5,0

Należy jeszcze zwrócić uwagę, że przedstawione do 2020 roku udziały poszczególnych energii kolorowych umożliwiają realizację zawartego w pakiecie 3x20 postulatu o 15% udziale energii odnawialnej w rynku energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych w roku 2020 dla Polski. Udziały te mają również istotny wpływ na zmiany cen energii w tej perspektywie czasowej, jeżeli przyjąć aktualny model rynku energii i wspierania produkcji w tych źródłach poprzez system certyfikatów.

Wielkość opłat zastępczych na rok 2010 wynosiła odpowiednio:

- 258,89 zł/MWh dla energii zielonej,
- 19,32 zł/MWh dla energii czerwonej,
- 128,80 zł/MWh dla energii żółtej.

Ze względu na brak odpowiedniej podaży tych rodzajów energii ceny giełdowe certyfikatów silnie zbliżają się do wartości opłat zastępczych, dlatego w dalszej części do oceny wpływu rozwoju tego segmentu rynku przyjmowano opłaty zastępcze, jako koszty certyfikatu.

Dla bieżącego roku kalendarzowego 2011 prezes URE ogłosił wielkości opłat zastępczych w następujących wielkościach:

- 274,92 zł/MWh dla energii zielonej,
- 29,58 zł/MWh dla energii czerwonej,
- 127,15 zł/MWh dla energii żółtej.

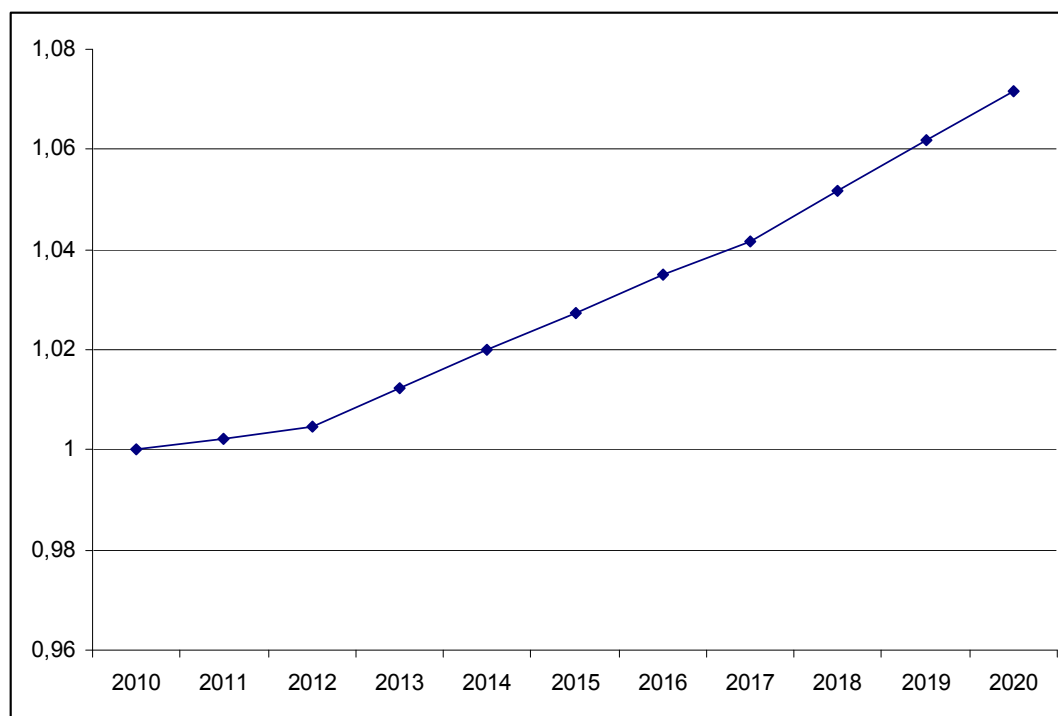
W tabeli 2.2 przedstawiono wpływ obowiązków zakupu energii kolorowych na cenę końcową dla odbiorcy. Obliczenia wykonano dla ceny energii czarnej 186,44 zł/MWh i opłat zastępczych jak dla roku 2011. Udziały obowiązków wykorzystano jak w tabeli 2.1.

Tabela 2.2

Zmiana ceny energii w zł/MWh ze względu na obowiązki zakupu energii kolorowych

Rok	C _{czarna}	Wzrost ceny ze względu na obowiązki zakupu energii				C _{suma}
		zielonej	czerwonej	żółtej	Suma	
2010	186,44	28,59	6,30	3,94	38,83	225,27
2011	186,44	28,59	6,57	4,20	39,35	225,79
2012	186,44	28,59	6,86	4,45	39,90	226,34
2013	186,44	29,97	6,92	4,70	41,59	228,03
2014	186,44	31,34	7,01	4,96	43,31	229,75
2015	186,44	32,72	7,07	5,21	45,00	231,44
2016	186,44	34,09	7,13	5,47	46,69	233,13
2017	186,44	35,46	7,19	5,59	48,25	234,69
2018	186,44	37,39	7,28	5,85	50,51	236,95
2019	186,44	39,31	7,34	6,10	52,75	239,19
2020	186,44	41,24	7,40	6,36	54,99	241,43

Na rys. 2.1 przedstawiono względne zmiany ceny energii w stosunku do ceny z roku 2010 wynikające z obowiązków zakupu energii kolorowych. Ze względu na konieczność zakupu certyfikatów i wzrastające udziały energii kolorowych w energii końcowej następuje wzrost względnej ceny o około 8% w stosunku do ceny energii (z kolorowymi certyfikatami) w roku 2010.



Rys.2.1 Względna zmiana ceny energii wynikająca z obowiązków zakupu energii kolorowych

Propozycje zmian w certyfikacji

Coraz więcej środowisk związanych przede wszystkim z energetyką odnawialną wskazuje konieczność odejścia od jednolitej certyfikacji energii dla różnych jej form produkcji. Coraz częściej mówi się o możliwości wprowadzenia tzw. systemu feed-in tariff (obowiązującego m.in. w Niemczech), który zapewnia stałą (korzystną) cenę energii produkowanej z odnawialnych zasobów, przy czym poszczególne jej rodzaje otrzymują różne wielkości „wynagrodzenia” za jednostkę wyprodukowanej energii.

Innym sposobem rozwiązania problemu wprowadzenia kosztów zewnętrznych do cen produkowanej energii jest wprowadzenie kosztów emisji CO₂ do cen paliwa [1,2]

Postęp w zakresie internalizacji kosztów zewnętrznych, zwłaszcza zwiększająca się płynność rynku uprawnień do emisji CO₂, daje coraz lepsze podstawy wyceny (kalibracji) certyfikatów zielonych, czerwonych, żółtych, z wykorzystaniem zasady kosztów unikniętych. W świetle dwóch głównych celów Komisji Europejskiej, którymi są obniżka zużycia paliw pierwotnych i obniżka emisji CO₂, zasada kosztów unikniętych jednoznacznie wskazuje na potrzebę wynagradzania inwestorów za uzyskiwane efekty w zakresie realizacji tych celów.

W najbliższych latach najważniejsze jest to (z punktu widzenia wypełnienia przez Polskę Pakietu Energetyczno-Klimatycznego 3x20), czy biomasa będzie źródłem niezwykle atrakcyjnego biznesu (pod względem zysków wynikających ze szkodliwej regulacji prawnej) tylko dla wielkiej elektroenergetyki, nawet w przypadkach bezsensownych z punktu widzenia energetycznego (współspalanie w elektrowniach kondensacyjnych z kotłami pyłowymi daje wykorzystanie energii pierwotnej zawartej w biomasie na poziomie 3%), czy też zostanie

efektywnie wykorzystana w energetyce rozproszonej, w źródłach dedykowanych, przede wszystkim na rynku ciepła (wykorzystanie energii pierwotnej sięga 85-90%). Odpowiedź na to pytanie powinna uwzględniać szerszą, oprócz elektrowni kondensacyjnych z kotłami pyłowymi, listę technologii.

W tabeli 2.3 przedstawiono wyniki uzyskane na podstawie propozycji metodycznej kalibracji certyfikatów (obecnie zielonych, czerwonych, żółtych) dla różnych technologii energetycznych ukierunkowanej bezpośrednio na sytuację energetyczną Polski, charakteryzującą się deficytem uprawnień do emisji CO₂, deficytem paliw oraz potrzebą inwestycji wytwórczych w elektroenergetyce i wydobywczym w górnictwie. Przy takim ukierunkowaniu ważny jest podział nie tylko na źródła kogeneracyjne biogazowe i źródła kogeneracyjne gazowe oraz elektrownie wiatrowe. Mianowicie, źródła kogeneracyjne (biogazowe i gazowe) należy podzielić dodatkowo na te, które wypierają produkcję ciepła w wielkich kotłowniach (posiadających przydział uprawnień do emisji CO₂), czyli w sieciowych systemach ciepłowniczych, oraz źródła zastępujące małe kotłownie, które nie uczestniczą w systemie KPRU 2. (Podkreśla się w tym miejscu, że w wypadku energii elektrycznej produkcja w małych źródłach przyłączonych do systemu, czyli z wyjątkiem źródeł autonomicznych, zawsze wypiera produkcję w wielkich źródłach.)

Tabela 2.3

Wartość [zł/MWh] certyfikatów dla wybranych technologii wynikająca z kosztów unikniętych uprawnień do emisji CO₂, obliczona dla obecnej sytuacji w Polsce (charakteryzującej się deficytem uprawnień do emisji CO₂, deficytem paliw oraz potrzebą inwestycji wytwórczych)

Źródła kogeneracyjne przyłączone do sieci elektroenergetycznej ŚN				Elektrownie wiatrowe przyłączone do sieci 110 kV
wypierające produkcję ciepła w wielkich kotłowniach, posiadających uprawnienia do emisji CO ₂		zastępujące małe kotłownie, nie uczestniczące w KPRU 2		
biometanowe	gazowe	biometanowe	Gazowe	
255	165	165	83	160

Wyniki przedstawione w tabeli 2.3 wskazują na potrzebę zupełnie nowej koordynacji opłat zastępczych dla obecnej sytuacji, związanej z deficytem uprawnień do emisji CO₂ i faktem, że małe źródła nie są objęte systemem KPRU 2. Dodatkowo w obecnej sytuacji ważne są w ekonomice energetyki rozproszonej nowe usługi, które na rzecz tej energetyki trzeba realizować (od strony systemu), bądź za jej pomocą można realizować (na rzecz systemu). Z tego punktu widzenia podkreśla się, że energetyka wiatrowa będzie wymagała coraz pełniejszego opłacenia kosztów usług regulacyjnych i kosztów rezerwowania, które obecnie praktycznie nie występują w rachunku inwestorów. Źródła kogeneracyjne przyłączone do sieci elektroenergetycznej ŚN, zlokalizowane poza systemami ciepłowniczymi z dala czynnymi, nie uczestniczące w KPRU 2, będą mogły być natomiast wykorzystane do nowoczesnej reelektryfikacji wsi, czyli mogą być zasobem usług w postaci substytucji inwestycji sieciowych na obszarach wiejskich.

Taki sposób certyfikacji powinien wpłynąć przede wszystkim na zwiększenie efektywności wykorzystania zasobów energetyki odnawialnej. Znacznie ogranicza on korzyści (dla inwestorów) płynące z energetyki wiatrowej, która jest niekorzystna ze względu

na pracę systemu (i podwyższa koszty tej pracy) oraz eliminuje niezwykle szkodliwą działalność, jaką jest współpalanie biomasy w kotłach węglowych. Z drugiej strony przyczynia się do rozwoju bardzo korzystnej energetyki biogazowej. Należy zwrócić uwagę, że tak skonstruowany system wsparcia dla energetyki odnawialnej, może szczególnie w pierwszym okresie funkcjonowania ograniczyć jej rozwój, ze względu na obniżone wpływy z certyfikatów (nieefektywność ekonomiczną). Problem ten można rozwiązać wprowadzając certyfikaty inwestycyjne, które umożliwiają państwu większy wpływ na rozwój poszczególnych rodzajów źródeł odnawialnych. Dla odbiorcy końcowego przeniosłoby się to w ten sposób, że w pierwszym okresie funkcjonowania nieco obniżyłyby się obciążenia z tytułu zakupu certyfikatów, a dalszej perspektywie powinno się osiągnąć poziom porównywalny z tym generowanym przez dzisiejszy system.

3. Propozycje szczegółowych zasad rozliczeń

Najbardziej naturalnym sposobem rozliczeń pomiędzy prosumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi byłoby bezpośrednie zaadoptowanie istniejących zasad rozliczeń z pełnymi tego skutkami. Ze względu na dwukierunkowy przepływ energii pomiędzy tymi podmiotami należy podać zasady dla każdego z tych kierunków.

W przypadku poboru energii z sieci przedsiębiorstwa energetycznego prosument (odbiorca) zasady powinny być identyczne jak dla klasycznego odbiorcy tj. powinien kupować energię u dostawcy, z którym zawiera umowę na zakup energii oraz powinien uiszczać opłatę przesyłową na rzecz operatora sieci dystrybucyjnej, do którego jest przyłączony wg obowiązujących zasad.

Zdecydowanie inne są zasady w przypadku przepływu energii od prosumenta (wytwórcy energii) do sieci przedsiębiorstwa energetycznego. Ze względu na brak aktualnie opłat za przesył dla wytwórców ta część energii produkowana przez prosumenta nie powinna być obciążana żadnymi kosztami przesyłu, czyli opłata na rzecz operatora sieci dystrybucyjnej jest zerowa.

Drugim elementem jest opłata za produkowaną energię. Wg aktualnych zasad energia odnawialna musi zostać odebrana przez operatora sieci, natomiast do zakupu tej energii zobowiązany jest Sprzedawca z Urzędu obejmujący zasięgiem terytorialnym dane miejsce przyłączenia źródła. Energia ta jest sprzedawana po średniej cenie energii czarnej z poprzedniego roku, która to cena ogłaszana jest corocznie przez Prezesa URE. Dodatkowo wytwórca otrzymuje prawo majątkowe (certyfikat), który podlega obrotowi na giełdzie. W przypadku małych wytwórców (prosumentów) rozwiązanie z otrzymywaniem certyfikatu jest nie do przyjęcia chociażby z powodów prawnych (producent energii elektrycznej musi posiadać koncesję na wytwarzanie, prowadzić tym samym działalność gospodarczą z pełnymi jej konsekwencjami). Problem ten był poruszany na tegorocznej konferencji Rynek Energii Elektrycznej, gdzie przedstawiciel URE wyraźnie stwierdził, że zasady dla tego typu producentów muszą być bardzo proste.

Jako propozycję rozwiązania tego problemu, proponuje się aby prosument sprzedawał energię jak obecnie to wynika z zapisów Prawa Energetycznego tj. do Sprzedawcy z Urzędu, przy czym cena tej energii powinna być określana wg następującej formuły cenowej:

$$C = C_{URE} + k \cdot O_z$$

gdzie:

- C_{URE} - cena energii ogłaszana przez prezesa URE z poprzedniego roku,
- O_z - opłata zastępcza dla certyfikatu zielonego

k - współczynnik ogłaszany corocznie przez Prezesa URE dla tego typu wytwórców.

Wartość współczynnika k powinna być tak dobrana, aby zarówno kupujący tę energię jak i wytwórca mogli osiągać określone zyski z tej działalności. Proponuje się, aby współczynnik ten był tak dobrany, żeby łączna cena C nie przekraczała łącznej ceny zakupu energii z sieci wraz z opłatą dystrybucyjną tj. aby prosument był zainteresowany głównie wykorzystaniem produkowanej przez siebie energii na własne potrzeby. Kupujący tę energię powinien osiągnąć zysk na różnicy pomiędzy ceną tak kupowanej energii a ceną energii zielonej, którą musi kupić na rynku (zakup certyfikatu na giełdzie). Dodatkowym profitem dla kupującego (Sprzedawcy z Urzędu) powinno być automatyczne zaliczenie tej energii jako energii zielonej, której obowiązki udziału w energii sprzedanej wynikają z prawa.

Wg aktualnych cen dla odbiorcy przyłączonego na niskim napięciu (dom jednorodzinny) łączna cena energii wraz z opłatą przesyłową wynosi (w zależności od dostawcy) około 0,44 zł/kWh (wg taryfa Tauron), natomiast łączna cena zakupu energii zielonej (łącznie z opłatą zastępczą) wynosi około 0,46 zł/kWh. Wstępna propozycja dla współczynnika k na bieżący rok mogła by być na poziomie 0,8 co dawałoby cenę sprzedaży energii po około 0,41 zł/kWh. Koszt unikniemy zakupu certyfikatu dla Sprzedawcy z Urzędu wynosiłby w tym przypadku około 0,22 zł/kWh.

Literatura

1. Praca zbiorowa, Raport z zadania 1.2.1A Bezpieczeństwo strategiczne – w horyzoncie wieloletnim – związane z inwestycjami. Projekt Badawczy Zamawiany nr PBZ-MEiN 1/2/2006 pt. „Bezpieczeństwo Energetyczne Kraju”. Gdańsk-Gliwice, styczeń 2010.
2. Praca zbiorowa pod redakcją prof. J. Popczyka: Stabilizacja bezpieczeństwa energetycznego Polski w okresie 2008-2020 (z uwzględnieniem perspektywy 2050) za pomocą mechanizmów rynkowych, własnych zasobów i innowacyjnych technologii. Gliwice, maj 2009.

Roman KORAB
IEiSU

OPRACOWANIE ZAŁOŻEŃ RYNKOWYCH WYNAGRADZANIA PROSUMENTÓW ZA USŁUGI SYSTEMOWE ŚWIADCZONE NA RZECZ SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO

W tradycyjnym modelu funkcjonowania sektora elektroenergetycznego (z centralnym mechanizmem bilansującym) przez usługi systemowe rozumiane są działania świadczone na rzecz operatora systemu przesyłowego (OSP) przez przedsiębiorstwa wytwórcze i inne podmioty rynkowe (w tym odbiorców), niezbędne do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, zapewniające dotrzymanie określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych dostaw energii elektrycznej [1]. Do usług systemowych zalicza się głównie działania polegające na regulacji częstotliwości i mocy czynnej oraz napięcia i mocy biernej, dokonywane za pomocą urządzeń technicznych zainstalowanych u poszczególnych uczestników rynku. Działania te mogą być wykonywane na polecenie służb dyspozytorskich lub automatycznie, na skutek wystąpienia określonych odchyłeń najważniejszych parametrów jakościowych energii, to jest częstotliwości i napięcia. W zależności od modelu rynku energii usługi systemowe mogą być pozyskiwane w ramach bezpośrednich kontraktów zawieranych między operatorem OSP a podmiotami świadczącymi te usługi lub też na zasadzie konkurencyjnej, z wykorzystaniem odpowiednich aukcji.

Przykładem usługi pozyskiwanej za pomocą systemu aukcyjnego jest usługa bilansowania zapotrzebowania. Obecnie na polskim rynku energii elektrycznej bilansowanie zapotrzebowania jest realizowane przez operatora OSP za pomocą centralnego mechanizmu bilansującego pozwalającego zakupywać usługę bilansowania od jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych przy założeniu sztywnego zapotrzebowania. Jednak również po stronie odbiorczej istnieją techniczne możliwości świadczenia usług systemowych, pozyskiwanych w ramach różnorodnych mechanizmów *DSR* (ang. *Demand Side Response*) [2]. Usługi te, przede wszystkim w postaci redukcji obciążenia na polecenie operatora, mogłyby być świadczone zarówno przez wielkich odbiorców, którzy uczestniczyliby bezpośrednio w centralnym rynku usług systemowych prowadzonym przez operatora OSP, jak i przez odbiorców mniejszych, reprezentowanych na tym rynku przez odpowiednich operatorów OSD, którzy pełniliby funkcję integrującą rozproszone zdolności regulacyjne drobnych odbiorców. Rozwiązanie takie zwiększyłoby liczbę potencjalnych dostawców usług systemowych, czego efektem powinien być wzrost konkurencji. Przykładem hurtowego rynku energii, na którym od 2006 roku strona popytowa aktywnie uczestniczy w rynku tzw. zsynchronizowanych rezerw mocy (odpowiednik polskiej rezerwy godzinowej wykorzystywanej w bilansowaniu zapotrzebowania) jest północnoamerykański rynek *PJM* [3, 4]. Zebrane doświadczenia praktyczne wskazują, że rozwiązanie to jest postrzegane przez odbiorców jako atrakcyjne, gdyż liczba podmiotów oferujących tę usługę stale wzrasta, przy czym jej jakość jest porównywalna z jakością analogicznej usługi świadczonej na rzecz operatora OSP przez wytwórców. Inne obszary wykorzystania mechanizmów *DSR* na amerykańskich rynkach energii omówiono w [5].

Możliwa ewolucja modelu funkcjonowania sektora elektroenergetycznego, polegająca na rozpraszaniu (decentralizacji) funkcji operatorskich, umożliwi przeniesienie części odpowiedzialności za prawidłowe funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego z poziomu operato-

ra OSP na poziom operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), prowadząc m.in. do wykreowania lokalnych obszarów bilansowania. Operator OSD odpowiedzialny za zbilansowanie zapotrzebowania w obszarze (na rynku) lokalnym będzie miał możliwość zakupu usługi bilansowania zapotrzebowania zarówno z centralnego rynku systemowego prowadzonego przez operatora OSP, jak i od różnych podmiotów rynkowych zlokalizowanych w podlegającym mu obszarze, przy czym cena płacona za usługę bilansowania zapotrzebowania dostawcom lokalnym powinna być kształtowana na zasadzie kosztu unikniętego, tzn. cena ta powinna być równa cenie zakupu analogicznej usługi z rynku systemowego. Taki sposób kształtowania ceny usług systemowych jest zgodny z generalną zasadą, mówiącą że cena usług systemowych powinna odzwierciedlać wartość danej usługi dla operatora OSD [6].

Rozwój lokalnych obszarów bilansowania będzie wymagał istnienia odpowiedniego segmentu lokalnych dostawców usług systemowych. Na poziomie napięcia wysokiego i średniego mogą to być źródła generacji rozproszonej, instalowane np. u odbiorców przemysłowych, lub też sami odbiorcy przemysłowi, posiadający możliwość redukcji zapotrzebowania poprzez wyłączenie części odbiorników. Z kolei na poziomie sieci niskiego napięcia zasoby te będą tworzyć prosumenci, czyli aktywni odbiorcy (klienci), dysponujący własnym źródłem energii elektrycznej, przeznaczonym w pierwszej kolejności do zaspokajania swoich potrzeb energetycznych, ale mogący także sterować poziomem swojego zapotrzebowania, a nawet dostarczać energię do sieci z własnej inicjatywy lub na żądanie odpowiedniego operatora.

Przykładem prosumenta może być przyłączony do sieci niskiego napięcia budynek mieszkalny wyposażony w hybrydową instalację zasilającą opartą na urządzeniach OZE/URE. Instalacja taka mogłaby obejmować układ mikrowiatrak – panel fotowoltaiczny – zasobnik energii (w postaci baterii akumulatorów lub samochodu elektrycznego), nadzorowany przez odpowiedni sterownik MW/OF/A zintegrowany dodatkowo z systemem bezpieczeństwa budynku [7], a poprzez infrastrukturę Smart Grid z systemem zarządzania siecią lokalnego operatora OSD. W normalnym trybie pracy (przy braku zapotrzebowania OSD na usługę redukcji zapotrzebowania) sterownik MW/OF/A realizuje program pozwalający w pierwszej kolejności na zasilanie odbiorników prosumenta energią produkowaną przez należące do niego źródła OZE/URE, zaś przy istnieniu nadwyżek mocy na ładowanie zasobnika, a po jego naładowaniu na odsprzedaż energii do sieci, zgodnie z zasadami rozliczeń zaproponowanymi w rozdziale [8]. Z kolei w przypadku wystąpienia zapotrzebowania na usługę redukcji zapotrzebowania operator OSD wysyłałby do prosumenta za pośrednictwem infrastruktury Smart Grid sygnał, na podstawie którego sterownik MW/OF/A podejmowałby decyzję o obniżeniu zapotrzebowania budynku na energię pobieraną z sieci (poprzez wyłączenie części odbiorników lub zasilanie ich energią zgromadzoną w zasobniku) lub też decyzję o dostarczeniu odpowiedniej ilości energii do sieci. Odpowiedni sygnał wysyłany przez operatora OSD do prosumenta w celu uaktywnienia usługi systemowej polegającej na redukcji zapotrzebowania mógłby być formowany jako sygnał nakazujący prosumentowi zredukowanie/dostarczenie do sieci odpowiedniej ilości energii w zadanym czasie lub jako sygnał zachęcający prosumenta do uaktywnienia tej usługi systemowej [9]. Pierwszy sposób dawałby operatorowi większą pewność uzyskania od prosumenta usługi systemowej, jednak wymagałby, aby operator dysponował pełną kontrolą nad instalacją budynku.

Literatura

1. Zerka M.: *Mechanizmy rynkowe w elektroenergetyce – zagadnienia wybrane*. Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii, Warszawa 2001.
2. Rasolomampionona D.D., Robak S., Chmurski P., Tomasik G.: *Przegląd istniejących mechanizmów DSR stosowanych na rynkach energii elektrycznej*. Rynek Energii, nr 2, 2010.

3. Ott A.: *Experience with PJM Market Operation, System Design and Implementation*. IEEE Transaction on Power Systems, vol. 18, no. 2, May 2003.
4. Ott A.: *Implementation of Demand Response in the PJM Synchronized Reserve Market*. Paper no C5/D2-104, Proceedings of the 2008 CIGRE Session, Paris, France, August 2008.
5. Rahimi F., Ipakchi A.: *Overview of Demand Response under the Smart Grid and Market Paradigms*. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), Gaithersburg, 19-21 January 2010.
6. Popczyk J.: *Energetyka rozproszona jako odpowiedź na potrzeby rynku (prosumenta) i pakietu energetyczno-klimatycznego*. Instytut na Rzecz Ekorozwoju, Warszawa 2010.
7. Adamczok K., Kamiński D.: *Układ hybrydowy MW/OF/A ze sterownikiem zarządzania energią i bezpieczeństwem domu. Optymalizacja uwzględniająca Solar Tracer i sterownik bezpieczeństwa mechanicznego mikrowiatraka*. Konwersatorium „Inteligentna Energetyka”, Cykl 2011 – spotkanie III, www.klaster3x20.pl
8. Kocot H.: *Opracowanie założeń rynkowych systemu rozliczeń przedsiębiorstw energetycznych z prosumentami*.
9. Praca zbiorowa: *Final Architecture for SmartHouse/SmartGrid*. www.smarthouse-smartgrid.eu

ZASTOSOWANIE GENERACJI ZINTEGROWANEJ TYPU BCHP (BUILDING COOLING AND HEAT POWER), OPRACOWANIE ANALIZY PRZY POMOCY GRUP RÓWNOWAŻNYCH METODĄ J. S. MILLA

Spis treści

1. Określenie danych wejściowych do badań w zakresie kategorii obiektów, dla których przeprowadzone zostaną szczegółowe badania nad zastosowaniem kogeneracji	99
2. Charakterystyka dostępnych na krajowym rynku urządzeń generacji zintegrowanej typu BCHP (Building Cooling and Heat Power) mających zastosowanie w obiektach określonych w punkcie 1 z uwzględnieniem: urządzeń zasilanych gazem sieciowym oraz urządzeń wykorzystujących odnawialne źródła energii	109
2.1. Przyłączenie układu CHP do systemu elektroenergetycznego	
2.1.1. Wymagania OSD w zakresie warunków przyłączenia układów CHP do sieci SN	
2.1.2. Wymagania OSD w zakresie warunków przyłączenia układów CHP do sieci nN	
3. Opis modelu badania przydatności generacji zintegrowanej typu BCHP w rozpatrywanych kategoriach budynków	115
3.1. Zasada funkcjonowania algorytmu obliczeniowego	
3.2. Opis sposobu działania algorytmu obliczeniowego	
3.3. Badanie przydatności generacji zintegrowanej typu CHP- algorytm	
4. Przeprowadzenie badań dla rozpatrywanych urządzeń i budynków z wykorzystaniem metodyki określonej w punkcie 3 wraz z prezentacją uzyskanych wyników (przyporządkowanie technologii do rozpatrywanych obiektów, prezentacja uzyskanych wyników obliczeń potwierdzających zasadność zastosowania BCHP)	146
5. Metoda grup równoważnych J. S. Milla	174
5.1. Wstęp	
5.2. Wprowadzenie metody z podstaw metodologii	
5.3. Przegląd kanonów J. S. Milla	
5.3.1. Kanon I; metoda zgodności	
5.3.2. Kanon II; metoda różnicy	
5.3.3. Kanon III; metoda łączona	
5.3.4. Kanon IV; metoda zmian towarzyszących	
5.3.5. Kanon V; metoda reszt	
5.4. Analiza krytyczna kanonów J. S. Milla	
5.4.1. Korekcja kanonów J. S. Milla	180
6. Implementacja metody grup równoważnych J. S. Milla	180
6.1. Aplikacje pomp ciepła i gazowych pomp ciepła w budownictwie	
6.2. Aplikacje cysternowych mikrobiogazowni rolniczych (CMR) w gospodarstwach rolniczych	
7. Porównanie uzyskanych wyników z wynikami badań zagranicznych (w szczególności International Energy Agency Energy Conservation in Buildings and Community Systems – ECBCS)	190
8. Wnioski	195

1. OKREŚLENIE DANYCH WEJŚCIOWYCH DO BADAŃ W ZAKRESIE KATEGORII OBIEKTÓW, DLA KTÓRYCH PRZEPROWADZONE ZOSTANĄ SZCZEGÓŁOWE BADANIA NAD ZASTOSOWANIEM KOGENERACJI.

18 kwietnia 2010 na posiedzeniu Parlamentu Europejskiego przyjęto przekształcenie (Recast) **Dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD)**. Regulacje przedstawione w niniejszym dokumencie mają na celu ograniczyć zużycie energii oraz emisji związanej ze wznoszeniem oraz użytkowaniem budynków tak, aby w do dnia 30 grudnia 2020 roku wszystkie nowo wznoszone budynki charakteryzowały się niemal zerowym zużyciem energii (do 30 grudnia 2018 r. w przypadku budynków zajmowanych lub posiadanych przez władze publiczne). W myśl postanowień dyrektywy, minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej budynków będą egzekwowane od nowopowstających budynków, jak i tych, poddawanych istotnej renowacji, a także systemów technicznych montowanych w budynkach, wymienianych lub modernizowanych.

Polityka energetyczna Unii Europejskiej skierowana jest głównie na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Wyżej wymieniona dyrektywa o charakterystyce energetycznej budynków (EPBD), niesłusznie kojarzona jest jedynie z obowiązkiem sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej budynków. Nowelizacja (Recast'u) Dyrektywy wdraża obowiązek promowania alternatywnych źródeł energii we wszystkich nowo wznoszonych budynkach, przy czym w odróżnieniu od pierwotnej wersji, nie dotyczy to jedynie budynków o powierzchni powyżej 1000 m², ale i wszystkich budynków oraz wprowadza określone zapisy, przy czym dla potrzeb niniejszego opracowania przedstawiamy tylko najważniejsze z nich:

— Artykuł 6 (Recast Dyrektywy EPBD)

- „Kraje Członkowskie powinny podjąć niezbędne kroki w celu zapewnienia, aby wszystkie nowo wznoszone budynki spełniały minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej (...)”.

„(...) dla budynków nowo wznoszonych Kraje Członkowskie powinny zapewnić, przed rozpoczęciem budowy, opracowanie technicznej, środowiskowej i ekonomicznej analizy wykonalności zastosowania **alternatywnych systemów zaopatrzenia w energię** wymienionych poniżej, o ile są dostępne:

- a) indywidualne systemy zaopatrzenia w energię wykorzystujące odnawialne nośniki energii,
 - b) **źródła produkujące ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu**,
 - c) scentralizowane bądź lokalne systemy ciepłownicze, szczególnie gdy są zasilane w całości lub częściowo odnawialnymi źródłami energii,
 - d) pompy ciepła.
- Analiza zasadności zastosowania alternatywnych systemów zaopatrzenia w energię może być przeprowadzona indywidualnie dla każdego budynku lub dla grupy budynków tego samego typu położonych blisko siebie. W przypadku gdy rozpatrywany jest scentralizowany system zaopatrzenia w ciepło lub chłód, analiza może być wykonana dla wszystkich budynków danej lokalizacji, przyłączonych do systemu.

Poniżej została opisana kategoria obiektów wraz z danymi wejściowymi, dla których w dalszych podpunktach przeprowadzone zostaną szczegółowe badania nad możliwością zastosowania kogeneracji. Określono i przedstawiono w sposób uporządkowany charakterystyczne cechy i parametry modelu rozpatrywanych budynków wraz z przyporządkowaniem do poszczególnych segmentów odbiorców przedstawionych poniżej.

Segment S (Small):

Małe budynki mieszkalne (głównie indywidualne) do 500 m² powierzchni użytkowej, małe zakłady pracy (do 10 osób zatrudnienia), małe gospodarstwa rolne (do 10 ha).

- zużycie energii elektrycznej roczne: 1 - 20 MWh/rok,
- zużycie energii cieplnej: 3 - 50 MWh/rok,
- łączne zużycie energii: 5 - 70 MWh/rok,
- moc elektryczna P_{el} URE*: 1-10 kW,
- moc cieplna P_{th} URE: 2 - 25kW,
- zalecany czas pracy URE: >5000 h/rok.

Segment M (Middle):

Budynki o powierzchni użytkowej 500-2000 m², średnie zakłady pracy (10 - 20 pracowników), średnie gospodarstwa rolne (10 - 50 ha), małe obiekty użyteczności publicznej (szkoły, ośrodki zdrowia, urzędy).

- zużycie energii elektrycznej rocznie 10 - 100 MWh/rok,
- zużycie energii cieplnej: 30 - 300 MWh/rok,
- łączne zużycie energii: 70 - 400 MWh/rok,
- moc elektryczna P_{el} URE: 10 - 100 kW,
- moc cieplna P_{th} URE: 25 - 300 kW,
- zalecany czas pracy URE: >7000 h/rok.

Segment L (Large):

Budynki lub kompleksy budynków o powierzchni użytkowej powyżej 2000 m², duże zakłady pracy (powyżej 20 pracowników), duże gospodarstwa rolne (powyżej 50 ha), średnie i duże obiekty użyteczności publicznej (szkoły, szpitale, urzędy, centra handlowe, jednostki wojskowe).

- zużycie energii elektrycznej rocznie: >80 MWh/rok,
- zużycie energii cieplnej: >200 MWh/rok,
- łączne zużycie energii: >400 MWh/rok,
- moc elektryczna P_{el} URE: >100 kW,
- moc cieplna P_{th} URE: >300 kW,
- zalecany czas pracy URE: >8000 h/rok.

Segment XL (Extra Large):

Inni nietypowi odbiorcy energii, w tym zwłaszcza zakłady przemysłowe, gdzie występuje

* URE – Urządzenia Rozproszonej Energetyki. Energetyka URE oznacza energetykę wykorzystującą urządzenia produkowane w fabrykach, transportowane w kontenerach, sprzedawane w marketach, przeznaczone dla prosumentów. Urządzenia te produkuje przemysł URE (Niemcy – przedsiębiorstwa takie jak: Viessmann i wiele innych, Polska – przedsiębiorstwa takie jak: Watt i wiele innych). Przemysł URE działający podobnie jak przemysł AGD, staje się siłą, dynamizującą gospodarkę w ogóle. Siłą urządzeń URE będzie ich certyfikacja/homologacja, która zapewni prosumentom możliwość pokonania barier tworzonych przez struktury administracyjne (system pozwoleń, koncesji...) i struktury operatorskie (utrudnienia w zakresie przyłączania źródeł do sieci).

duże zapotrzebowanie na różne rodzaje energii związane z technologią produkcji i gdzie możliwe jest powtórne wykorzystanie energii odpadowej poprodukcyjnej.

Uwaga: W niniejszym podpunkcie celowo pominięto segment XL. Obiekty należące do tego segmentu posiadają zróżnicowane parametry techniczne, które są niejako ich indywidualną i rzadko powtarzalną cechą. Dlatego nie istnieje fizyczna możliwość stworzenia algorytmu określającego przydatność technologii CHP dla wszystkich obiektów reprezentujących ten segment. Konieczne jest tu zastosowanie indywidualnej analizy określającej słuszość zastosowania URE dla każdego obiektu z osobna.

Budynki mieszkalne zużywają około 35-40% energii wykorzystywanej w kraju, z czego aż 80% związane jest z ogrzewaniem pomieszczeń i przygotowaniem ciepłej wody [1]. W przeszłości nie przywiązywano dużej uwagi do ilości zużywanej energii, a przepisy budowlane nie stawiały zbyt wysokich wymagań w tej dziedzinie. Obecnie zmiany na rynku energetycznym oraz zmiany cen nośników energii spowodowały konieczność podjęcia działań zmierzających do zmniejszenia ilości zużywanej energii.

Prawie 80% mieszkań w miastach korzysta z sieci centralnego ogrzewania, a na terenach wiejskich ok 52% [1]. Pozostałe mieszkania wykorzystują indywidualne źródła ciepła.

Aktualna struktura zużycia energii w typowych budynkach dla zaspokojenia potrzeb bytowych użytkownika końcowego wygląda następująco [1]:

- a) ogrzewanie i wentylacja – 73%
- b) przygotowanie c.w.u. – 11%
- c) przygotowanie posiłków – 9%
- d) oświetlenie i urządzenia elektryczne – 7%

Standard energetyczny budynku zależy głównie od jego wieku. Orientacyjny zakres wielkości zapotrzebowania na ciepło w zależności od roku oddania budynku do użytkowania przedstawia tabela 1.

Tabela 1. Jakość energetyczna budynków wg ich roku oddania do użytkowania

Rok oddania budynku do użytku	Podstawowy przepis dot. Wymagań ochrony cieplnej budynków	Wymagana maksymalna wartość współczynnika przenikania dla ścian zewnętrznych	Przeciętne sezonowe zapotrzebowanie ciepła na ogrzewanie, kWh/m ² /rok
Do 1964	PN-57/B-02405	1,16 – 1,42	380
1964-1974	PN-64/B-03404	1,16 – 1,42	320
1974-1982	PN-74/B-03404	1,16 – 1,42	240
1982-1991	PN-82/B-02020.	0,75	160
1991-2002	PN-91/B-02020	0,55 - 0,70	120
2002-2008	Dz. U. 2002 Nr 7 poz. 690	0,30 - 0,50	100
Obecnie od 2009	Dz. U. 2008 Nr 201 poz. 1238	0,30	60

Różnice w wielkości zapotrzebowania na ciepło budynków z różnych lat przedstawione w powyższej tabeli wynikają głównie ze zmian odpowiednich przepisów i norm dotyczących ochrony cieplnej budynków w kolejnych latach.

Tabela 2. Wartości współczynnika przenikania dla różnych przegród budowlanych

Dokument odniesienia	U _{max} [W/(m ² *K)]				
	Ściana zewnętrzna	stropodach	Strop nad nieogrzewana piwnicą	Strop pod poddaszem	Okna i drzwi balkonowe
PN-57/B-02405	1,16-1,42	0,87	1,16	1,04-1,16	-
PN-64/B-03404	1,16	0,87	1,16	1,04-1,16	-
PN-74/B-03404	1,16	0,7	1,16	0,93	-
PN-82/B-02020	0,75	0,45	1,16	0,4	2,0-2,6
PN-91/B-02020	0,55-0,7	0,3	0,6	0,3	2,0-2,6
Warunki techniczne 2004r.	0,3-0,5	0,3	0,6	0,3	1,8-1,9
Dom pasywny	0,15	0,15	0,15	0,15	0,6-0,8

Pomimo ciągłego zaostrzania wymagań dotyczących ochrony cieplnej budynków, obecne zużycie energii na ogrzewanie w Polsce jest wciąż dość wysokie (90 – 120 kWh/m²/rok) w porównaniu z innymi krajami europejskimi (Niemcy: 50 – 100 kWh/m²/rok; Szwecja: 30 – 60 kWh/m²/rok).

Konieczne jest wdrażanie kolejnych działań zmierzających do obniżenia zużycia energii i kosztów ogrzewania dla budynków nowobudowanych (propagowanie budownictwa energooszczędnego) oraz już istniejących (termomodernizacja).

Termomodernizacja obejmuje usprawnienia w strukturze budowlanej oraz w systemie grzewczym. Średnio realne zmniejszenie zużycia energii przyjmuje się na poziomie 30-40% w stosunku do stanu sprzed termomodernizacji. Dla każdego budynku efekty te są różne. Jednak można określić przeciętne wartości tych efektów, co przedstawia tabela 3.

Tabela 3. Ocena ilościowa efektów działań termomodernizacyjnych [1]

L.p.	Sposób uzyskania oszczędności	Obniżenie zużycia ciepła w stosunku do stanu aktualnego
1.	Wprowadzenie w węzle cieplnym automatyki pogodowej oraz urządzeń regulacyjnych	5-15%
2.	Wprowadzenie hermetyzacji instalacji i izolowanie przewodów, przeprowadzenie regulacji hydraulicznej i zamontowanie zaworów termostatycznych we wszystkich pomieszczeniach	10-20%

3.	Wprowadzenie podzielników kosztów	5-10%
4.	Wprowadzenie ekranów zagrzejnikowych	2-3%
5.	Uszczelnienie okien i drzwi zewnętrznych	3-5%
6.	Wymiana okien na okna o niższym U i większej szczelności	10-15%
7.	Ocieplenie zewnętrznych przegród budowlanych (ścian, dachu, stropodachu)	10-25%

Dla potrzeb niniejszego opracowania w programie „CERTO” stworzono 24 modele budynków (6 o powierzchni 150 m² i 6 o powierzchni 2000 m², przed i po termomodernizacji każdy), przy czym powierzchnia budynków nie jest tu jedynym klasyfikatorem do poszczególnych segmentów i w niektórych przypadkach może być całkowicie pominięta. Wspomniane budynki odpowiadają datom zastrzania wymogów dotyczących ochrony cieplnej budynków, a więc budynki oddane do użytkowania:

1. Budynek do 1964
2. Budynek od 1964 do 1974
3. Budynek od 1974 do 1982
4. Budynek od 1982 do 1991
5. Budynek od 1991 do 2002
6. Budynki od 2002 do 2008

Dla powyższych modeli rozpatrzono wariant z ogrzewaniem węglowym oraz gazowym podgrzewaczem wody (junkers) wraz z urządzeniami pomocniczymi w postaci pompy do c.o. i pompy cyrkulacyjnej c.w.u.. Wentylacja w niniejszych budynkach odbywa się w sposób naturalny. Przy określaniu struktury poszczególnych przegród budowlanych (ściany, stropodach, podłoga) kierowano się maksymalnymi wartościami współczynnika przenikania ciepła. Wielkości poszczególnych sprawności zastosowanego źródła ciepła (sprawność wytwarzania, dystrybucji, akumulacji, regulacji i wykorzystania) oraz wszelkie dodatkowe wielkości (np. dobowe zużycie wody przez 1 osobę, itd.) dobrano zgodnie z wytycznymi zawartymi w *Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej*.

Dla budynku mieszkalnego o powierzchni 150 m² przyjęto liczbę osób zamieszkujących go na poziomie 4.

Dla budynku wielorodzinnego o powierzchni 2 000 m² przyjęto, że jedno mieszkanie zajmuje powierzchnię 60 m² i zamieszkują je 3,3 osoby, co w przeliczeniu na budynek o powierzchni 2 000 m² daje 109 mieszkańców.

Należy podkreślić, że obliczenia przeprowadzono dla uproszczonych brył rozpatrywanych budynków mieszkalnych, tzn. bez uwzględnienia przegród wewnętrznych oddzielających poszczególne mieszkania czy pomieszczenia. Uwzględniono jedynie ściany główne – zewnętrzne, stropodach (płaski dach) oraz podłogę na gruncie. W samej konstrukcji budynków uwzględniono również wymaganą minimalną powierzchnię otworów okiennych, która zgodnie z Warunkami Technicznymi, wynosi 15% powierzchni danego budynku.

Ponad to, jak wcześniej wspomniano, w ramach obliczeń dla każdego modelu budynku wykonano model budynku po termomodernizacji, polegającej na:

- dociepleniu ścian,
- dociepleniu podłogi,
- dociepleniu stropodachu,
- wymianie stolarki okiennej o lepszych współczynnikach U i na bardziej szczelną.

Dobór układów kogeneracyjnych dla powyższych budynków, uzależniliśmy w pierwszym rzędzie od ich energochłonności. Wysokie ceny układów kogeneracyjnych, rosnące jednocześnie wraz z mocą urządzenia, skłoniły nas do opisu przydatności technologii CHP jedynie w przypadku budynków po termomodernizacji. Budynki takie charakteryzują się stosunkowo niskim zużyciem ciepła na cele ogrzewania rzędu 60 kWh/m²/rok oraz niższym.

Temperaturę wewnątrz obiektu mieszkalnego przyjęto na poziomie 20°C zgodnie z § 134, Rozdział 4 – Instalacje ogrzewcze, Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. z dnia 15 czerwca 2002 r.).

W niniejszym podpunkcie, w celu poglądowym przedstawiono jednak wszystkie modele zarówno przed jak i po termomodernizacji, skupiając się jednocześnie na parametrach istotnych z punktu widzenia badań przeprowadzanych w kolejnych podpunktach (tabela 4,5).

Tabela 4. Zapotrzebowanie na energię użytkową wraz z przyporządkowaniem budynków do odpowiednich segmentów

Rok budowy		do 1964		od 1964 do 1974		od 1974 do 1982		od 1982 do 1991		od 1991 do 2002		od 2002 do 2008	
Powierzchnia	[m ²]	150											
Termomodernizacja		przed	po	przed	po	przed	po	przed	po	przed	po	przed	po
Zapotrzebowanie na ciepło na ogrzewanie i na wentylację	[kWh/rok]	36422,36	13140,57	34253,56	13140,57	23270,44	13140,57	19911,62	13140,57	19455,85	13140,57	16525,76	13140,57
Zapotrzebowanie na ciepło na ciepłą wodę użytkową	[kWh/rok]	2412,39	2412,39	2412,39	2412,39	2412,39	2412,39	2412,39	2412,39	2412,39	2412,39	2412,39	2412,39
Zapotrzebowanie całkowite	[kWh/rok]	38834,75	15552,96	36665,95	15552,96	25682,83	15552,96	22324,01	15552,96	21868,24	15552,96	18938,15	15552,96
Jednostkowe zapotrzebowanie na energią użytkową	[kWh/(rok*m ²)]	258,90	103,69	244,44	103,69	171,22	103,69	148,83	103,69	145,79	103,69	126,25	103,69
Segment		S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S	S
Powierzchnia	[m ²]	2000											
Termomodernizacja		przed	po	przed	po	przed	po	przed	po	przed	po	przed	po
Zapotrzebowanie na ciepło na ogrzewanie i na wentylację	[kWh/rok]	274864,42	109705,16	272669,44	109705,16	147240,60	109705,16	175672,18	109705,16	146778,52	109705,16	140783,96	109705,16
Zapotrzebowanie na ciepło na ciepłą wodę użytkową	[kWh/rok]	65737,70	65737,7	65737,70	65737,70	65737,70	65737,70	65737,70	65737,70	65737,70	65737,70	65737,70	65737,70
Zapotrzebowanie całkowite	[kWh/rok]	340602,12	175442,85	338407,14	175442,85	212978,30	175442,85	241409,88	175442,85	212516,22	175442,85	206521,66	175442,85
Jednostkowe zapotrzebowanie na energią użytkową	[kWh/(rok*m ²)]	170,09	87,61	168,99	87,61	106,36	87,61	120,55	87,61	106,13	87,61	103,13	87,61
Segment		L	M	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M

Tabela 5. Charakterystyka rozpatrywanych modeli budynków

Rok budowy		do 1964	do 1974	do 1982	do 1991	do 2002	Młodsze (2008)	Budynek energooszczędny
Stan budynku (przed/po termomodernizacji)		przed termomodernizacją	przed termomodernizacją	przed termomodernizacją	przed termomodernizacją	przed termomodernizacją	przed termomodernizacją	po termomodernizacji
Opis konstrukcji	Ściany	cegła 38 cm podwójnie otynkowana 1,5 cm $U=1,428 \text{ W/m}^2\text{K}$	cegła 38 cm podwójnie otynkowana 1,5 cm, ocieplona styropianem $U=1,16 \text{ W/m}^2\text{K}$	cegła 38 cm podwójnie otynkowana 1,5 cm, ocieplona styropianem $U=0,75 \text{ W/m}^2\text{K}$	cegła 38 cm podwójnie otynkowana 1,5 cm, ocieplona styropianem $U=0,6 \text{ W/m}^2\text{K}$	cegła 38 cm podwójnie otynkowana 1,5 cm, ocieplona styropianem $U=0,55 \text{ W/m}^2\text{K}$	cegła 38 cm podwójnie otynkowana 1,5 cm, ocieplona styropianem $U=0,3 \text{ W/m}^2\text{K}$	docieplenie styropianem do gr.15 cm $U=0,234 \text{ W/m}^2\text{K}$
	Dach	strop DZ3 24 cm ocieplony keramzytem 700 + podkład z betonu chudego 5 cm + 3 x papa 7,5 mm $U=0,864 \text{ W/m}^2\text{K}$	strop DZ3 24 cm ocieplony keramzytem 700 + podkład z betonu chudego 5 cm + 3 x papa 7,5 mm $U=0,864 \text{ W/m}^2\text{K}$	strop DZ3 24 cm ocieplony keramzytem 700 gr.16 cm i styropianem + 2 x podkład z betonu chudego 5 cm + 3 x papa 7,5 mm $U=0,45 \text{ W/m}^2\text{K}$	strop DZ3 24 cm ocieplony keramzytem 700 gr.16 cm i styropianem + 2 x podkład z betonu chudego 5 cm + 3 x papa 7,5 mm $U=0,3 \text{ W/m}^2\text{K}$	strop DZ3 24 cm ocieplony keramzytem 700 gr.16 cm i styropianem + 2 x podkład z betonu chudego 5 cm + 3 x papa 7,5 mm $U=0,3 \text{ W/m}^2\text{K}$	strop DZ3 24 cm ocieplony keramzytem 700 gr.16 cm i styropianem + 2 x podkład z betonu chudego 5 cm + 3 x papa 7,5 mm $U=0,3 \text{ W/m}^2\text{K}$	docieplenie styropianem do gr.20 cm + folia polietylenowa + 3 x papa $U=0,169 \text{ W/m}^2\text{K}$
	Podłoga	piasek średni 30 cm + beton B10 10 cm + 2 x papa + płyty paździerzowe 3 cm + podkład z betonu chudego 10 cm + gładź cementowa + płytki ceramiczne $U=0,645 \text{ W/m}^2\text{K}$	piasek średni 30 cm + beton B10 10 cm + 2 x papa + płyty paździerzowe 3 cm + podkład z betonu chudego 10 cm + gładź cementowa + płytki ceramiczne $U=0,645 \text{ W/m}^2\text{K}$	piasek średni 30 cm + beton B10 10 cm + 2 x papa + płyty paździerzowe 3 cm + podkład z betonu chudego 10 cm + gładź cementowa + płytki ceramiczne $U=0,645 \text{ W/m}^2\text{K}$	piasek średni 30 cm + beton B10 10 cm + 2 x papa + płyty paździerzowe 3 cm + podkład z betonu chudego 10 cm + gładź cementowa + płytki ceramiczne $U=0,645 \text{ W/m}^2\text{K}$	piasek średni 30 cm + beton B10 10 cm + 2 x papa + płyty paździerzowe 3 cm + podkład z betonu chudego 10 cm + gładź cementowa + płytki ceramiczne $U=0,645 \text{ W/m}^2\text{K}$	piasek średni 30 cm + beton B10 10 cm + 2 x papa + płyty paździerzowe 3 cm + styropian 10 cm + 2xpodkład z betonu chudego 10 cm + gładź cementowa + płytki ceramiczne $U=0,251 \text{ W/m}^2\text{K}$	docieplenie styropianem gr.20 cm + podkład z betonu chudego 5 cm + folia polietylenowa $U=0,158 \text{ W/m}^2\text{K}$

Etap nr 6

Badania nad stosowaniem mikrokogeneracji i kogeneracji małej skali oraz technologii zintegrowanych z wykorzystaniem OZE (z uwzględnieniem mikrobiogazowni i innych technologii OZE) w różnych kategoriach budynków

	okna	U=2,6 W/m ² K		U=2,6 W/m ² K		U=2,0 W/m ² K		U=2,0 W/m ² K		U=2,0 W/m ² K		U=2,0 W/m ² K		U=1,8 W/m ² K	
Rodzaj ogrzewania c.o./c.w.u		kocioł węglowy bez zbiornika buforowego/gazowy podgrzewacz wody (junkers)		kocioł węglowy bez zbiornika buforowego/junkers		kocioł węglowy bez zbiornika buforowego/junkers		kocioł węglowy bez zbiornika buforowego/junkers		kocioł węglowy bez zbiornika buforowego/junkers		kocioł węglowy bez zbiornika buforowego/junkers		kocioł węglowy z zasobnikiem buforowym/junkers	
Sprawność wytwarzania c.o./c.w.u przed termomodernizacją		0,6/0,9		0,6/0,9		0,6/0,9		0,7/0,9		0,7/0,9		0,7/0,9		0,7/0,9	
Sprawność akumulacji c.o./c.w.u przed termomodernizacją		1/0,45		1/0,45		1/0,45		1/0,45		1/		1		0,97	
Sprawność regulacji i wykorzystania c.o. przed termomodernizacją		0,75		0,85		0,86		0,91		0,98		0,99		0,99	
Sprawność transportu c.o./c.w.u. przed termomodernizacją		0,87		0,9		0,92		0,95		0,96		0,98		1	
Powierzchnia, m²		150	2000	150	2000	150	2000	150	2000	150	2000	150	2000	150	2000
Rodzaj budynku		jednorodzinny	wielorodzinny	jednorodzinny	wielorodzinny	jednorodzinny	wielorodzinny	jednorodzinny	wielorodzinny	jednorodzinny	wielorodzinny	jednorodzinny	wielorodzinny	jednorodzinny	wielorodzinny

Zużycie energii użytkowej* na ogrzewanie i wentylację, kWh/m²rok		242,82	137,26	228,36	136,16	155,14	87,73	132,74	73,53	129,71	73,3	110,17	70,3	87,6	54,78
Projektowane obciążenie cieplne, kW	c.o.	17,76	151,1	16,82	150,11	12,36	107,82	10,95	95,34	10,76	95,14	9,49	92,37	7,99	77,98
	c.w.u.	3,67	99,91	3,67	99,91	3,67	99,91	3,67	99,91	3,67	99,91	3,67	99,91	3,67	99,91
	RAZEM	21,42	251,01	20,49	250,02	16,02	207,73	14,62	195,25	14,42	195,04	13,15	192,28	11,66	177,88

* energia użytkowa powiększona o straty wynikające z niedoskonałości regulacji i wykorzystania, straty przesyłu oraz straty zasobnika ciepła

2. Charakterystyka dostępnych na krajowym rynku urządzeń generacji zintegrowanej typu B CHP (Building Cooling and Heat Power) mających zastosowanie w obiektach określonych w punkcie 1 z uwzględnieniem: urządzeń zasilanych gazem sieciowym oraz urządzeń wykorzystujących odnawialne źródła energii – w nawiązaniu do wyników przeprowadzonych w 2010 roku prac badawczych w zakresie „Pragmatyczne zdefiniowanie roli i funkcjonalności mikrobiogazowni jako specyficznego źródła OZE sprzężonego z kompleksem budynków; przeprowadzenie czynnej modyfikacji zjawiska konwersji energii z biomasy dla wyznaczenia warunków brzegowych jej aplikacji w budynkach”.

Podział energii na produkcję energii elektrycznej i ciepła uzależniony jest od warunków klimatycznych miejsca, w którym dana instalacja pracuje, ale i nie tylko. Ważne jest aby moc układu kogeneracyjnego dobierana była na podstawie zapotrzebowania na c.o. i c.w.u **oddzielnie**, w zależności od wielkości zasilanego obiektu. Taki sposób doboru układów CHP ma za zadanie chronić przed „jałowym” generowaniem energii cieplnej, bez możliwości jej odbioru, o czym będzie mowa w kolejnych podpunktach niniejszego opracowania.

W powszechnej opinii, zastosowanie układów CHP w stosunku do rozdzielnego wytwarzania ciepła, energii elektrycznej i chłodu przynosi następujące wymierne korzyści:

- Podniesienie efektywności wytwarzania energii;
- Oszczędność paliw pierwotnych;
- Ograniczenie emisji do atmosfery – poprawa jakości powietrza oraz przeciwdziałanie negatywnym zmianom klimatu;
- Ograniczenie strat przesyłowych;
- Ograniczenie kosztów rozbudowy oraz eksploatacji sieci ciepłowniczej;
- Możliwość wykorzystania lokalnych zasobów energetycznych;
- Możliwość łatwego i taniego zbilansowania sieci w okresie największych obciążeń;
- Poprawa bezpieczeństwa energetycznego;
- Zmniejszenie uciążliwości spowodowanych monopolem dużych przedsiębiorstw energetycznych;
- Zwiększenie niezawodności zasilania.

Jednak w układach CHP małej mocy np. dla budynków mieszkalnych, (z takimi mamy do czynienia, w niniejszym opracowaniu) jak i w przypadku urządzeń średnich i dużych mocy wykorzystywanych na skalę przemysłową korzyści te, ze względu na ilość produkowanej energii cieplnej niekiedy mogą być ograniczone. Wiele zakładów używa turbin gazowych do produkcji energii elektrycznej i energii cieplnej w okresie grzewczym. Problemem, szczególnie w okresie letnim, który dotyczy zarówno zakładów przemysłowych jak i budynków mieszkalnych jest przypadek gdy dysponujemy nadmiarem ciepła i sprawność agregatów kogeneracyjnych może spaść z 85% do 35%, w momencie gdy nie jesteśmy w stanie wykorzystać energii cieplnej.

Tak narodził się pomysł by w przypadku obiektów budowlanych, których powierzchnia wynosi poniżej 500 m², układ kogeneracyjny dobierać pod potrzeby c.o., a dla budynków powyżej 500 m² – pod potrzeby c.w.u. W pierwszym przypadku (pow. < 500 m²) teoretyczna moc kogeneratora dobranego dla potrzeb c.w.u. byłaby zbyt mała (brak dostępnych na rynku urządzeń o mocach cieplnych < 2,5 kW). W przypadku obiektów o powierzchniach > 500 m² dobór kogeneratora dla potrzeb c.o. wiązał by się z dużymi kosztami wynikającymi z zastosowania kogeneratorów dużej mocy i podstawowym problemem, co zrobić

z nadmiarem ciepła produkowanym w okresie letnim? Założono więc, że układ kogeneracyjny będzie dobierany dla potrzeb c.w.u.

W tym wypadku założono także (segment M i L), że układ CHP powinien pracować co najmniej 7000 godzin w ciągu roku.

Dla budynków o małej powierzchni stopień pokrycia przez CHP zapotrzebowania na energię dla potrzeb c.o. będzie kształtować się na poziomie ok. 80-90%. Pozostałą część zapotrzebowania będzie pokrywać (w przypadku szczytowego zapotrzebowania na energię) rezerwowy kocioł szczytowy. Rozwiązanie takie stanowi również zabezpieczenie dostaw energii w przypadku awarii, przerwy w pracy lub remontu układu kogeneracyjnego.

W przypadku budynków o większej powierzchni zapotrzebowanie na energię dla potrzeb c.w.u. będzie pokrywane w 100%.

W tabeli 6 przedstawione zostały układy CHP małych i średnich mocy wiodących światowych producentów, przy czym kryterium doboru było zapotrzebowanie na energię dla potrzeb c.o. i c.w.u. wyżej wymienionych budynków.

Tabela 6. Układy CHP małych i średnich mocy

Producent	Parametry urządzenia			
	Cena (PLN)	Moc cieplna	Moc elektryczna	Sprawność całkowita
COGEN Microsystems	30 000	11	2,5	90
	60 000	44	10	90
Elteco Katja C Katja C Petra C	45 000	24,9 - 94,3	10,5 - 54,0	87
	75 000	49,0 - 71,4	21,2 - 32,1	86
	100 000	71,4 - 545	41,1 - 405	88
	320 000	392	299	87,91
GE Jenbacher J208 GS	330 000	395	294	88,01
NEDALO Ltd. (UK) ENER-G 35M ENER-G 50M ENER-G 55M ENER-G 70M ENER-G 90 ENER-G 105M ENER-G 110 ENER-G 115E ENER-G 125 ENER-G 130M ENER-G 135E ENER-G 150	100 000	55	33	87
	120 000	76	49	87
	130 000	80	52	87
	145 000	104	70	87
	194 000	152	90	88
	233 000	146	104	88
	259 000	181	110	88
	266 000	187	115	88
	278 000	196	122	88
	283 000	201	131	89
	302 000	215	135	89
	324 000	231	150	90
AISIN SEIKI C.O. LTD GECC60A2N TEDOM Micro S8 AP Premi F25 AP Cento Z48 SP Cento T88 SP Cento T100 SP Cento T120 SP Cento T150 SP Cento T160 SP Cento T170 SP	50 000	11,7	1-6	85
	40 000	19	8	91,5
	68 000	47	25	87,2
	84 000	78	48	84,5
	100 000	132	81	85,9
	123 000	153	100	85,2
	149 000	181	118	86,9
	181 000	226	150	87,4
	198 000	236	160	87,4
	213 000	249	170	87,5
VAILLANT GmbH Mikro BHKW ecopower 1,0 Mini BHKW ecopower 3,0 Mini BHKW ecopower 4,7	16 000	2,5	1	92
	20 000	4-8	1,3-3	90
	30 000	4-12,5	1,3-4,7	90
	52 000	36	18	96,4
Viessmann VITOBLOC 200 EM-el/th	96 000	81	50	90,3
	145 000	115	70	90,7
	230 000	207	140	90,4
	287 000	263	199	89,6
	296 000	293	199	89
PowerTherm	165 000	10-43	5-20	90

2.1. Przyłączenie układu CHP do systemu elektroenergetycznego

Wykaz skrótów

OSD – operator systemu dystrybucyjnego

SN – średnie napięcie (sieć średniego napięcia), dla sieci napowietrznej (terenowej) zwykle 15 lub 20 kV

nN – niskie napięcie (sieć niskiego napięcia 0,4 kV)

GPZ – główny punkt zasilający (z transformatorami lub transformatorem 110 kV/SN)

RS – rozdzielnia sieciowa (dotyczy zwłaszcza sieci średnich napięć)

EAS – elektroenergetyczna automatyka sieciowa

EAZ – elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

AL – aluminium – dotyczy żył kabli i przewodów

Cu – miedź – dotyczy żył kabli i przewodów

AFL – przewód napowietrzny aluminiowy z rdzeniem stalowym

IRiESD – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Przyłączenie jednostki wytwórczej, w tym wypadku układu CHP do pracy równoległej z istniejącą siecią elektroenergetyczną, (podobnie jak zmiana konfiguracji pracy sieci) może poprawić warunki pracy węzła i przyłączonych urządzeń elektrycznych, ale również przyczynić się do wielu problemów natury technicznej takich jak:

- przekroczenie dopuszczalnych poziomów odchylenia napięcia od wartości znamionowej w stanach pracy ustalonej,
- błędne działanie urządzeń automatyki zabezpieczeniowej pracujących w tej sieci,
- naruszenie w stanach pracy przejściowej, warunków równowagi dynamicznej (stabilności) lokalnej sieci elektroenergetycznej, jak i samego generatora.

Nadrzędnym problemem z punktu widzenia przyłączenia jednostki generacji rozproszonej do pracy równoległej z siecią elektroenergetyczną jest jednoznaczne sprecyzowanie odpowiednich procedur (instrukcji) eksploatacji samych jednostek. Ważnym zagadnieniem jest również określenie zasad wzajemnej wymiany informacji o aktualnych warunkach pracy generatora/ów i lokalnej sieci elektroenergetycznej, ze szczególnym uwzględnieniem informacji o potencjalnych stanach awaryjnych (zakłóceńowych).

Jedynym i właściwym rozwiązaniem dla przedstawionych problemów dotyczących włączania lokalnych źródeł energii w obszar pracy SEE jest opracowanie standardowych procedur postępowania ze źródłami rozproszonymi już na etapie planowania rozwoju sieci, jak również na etapie jej projektowania w tym prowadzenia ruchu.

Fizyczne przyłączenie obiektu do sieci następuje po zrealizowaniu przez wszystkie strony czynności wynikających z umowy o przyłączenie do sieci czyli:

- realizacji prac budowlano-montażowych,
- wykonaniu instalacji odbiorczej w przyłączanym obiekcie,
- wniesieniu opłaty za przyłączenie,
- zgłoszeniu gotowości instalacji do odbioru.

2.1.1. Wymagania OSD w zakresie warunków przyłączenia układów CHP do sieci SN

Układ przyłączenia do sieci określony jest w wydanych przez OSD warunkach przyłączenia do sieci. W zależności od przyjętych przez OSD standardów technicznych, szczególnych uwarunkowań występujących w miejscu przyłączenia do sieci oraz decyzji osób odpowiedzialnych za wydanie warunków przyłączeniowych, warunki te mogą zawierać wymagania wykraczające poza zakres prac niezbędnych z punktu widzenia przyłączanego podmiotu. Zaleca się podjęcie próby przeprowadzenia negocjacji z OSD w tym zakresie. Z uwagi na duże moce układów CHP przyłączanych do sieci SN, dla potrzeb niniejszego opracowania, dokładny opis sposobu ich przyłączania został celowo pominięty.

2.1.2. Wymagania OSD w zakresie warunków przyłączenia układów CHP do sieci nN

Zgodnie z art. 9g ustawy Prawo energetyczne, OSD opracowuje instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, która podlega jednocześnie zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Instrukcja ta określa między innymi warunki techniczne przyłączania urządzeń wytwórczych do sieci. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci niskiego napięcia, wymagania techniczne są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a operatorem systemu dystrybucyjnego, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych określonych w instrukcji.

Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych obejmują (w zależności od potrzeb):

- układy wzbudzenia,
- układy regulacji napięcia,
- sposób wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE),
- systemy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, urządzeń regulacji pierwotnej,
- czas rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku,
- ograniczniki maksymalnych prądów stojana i wirnika,
- możliwość synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią,
- wytwarzanie mocy czynnych i biernych.

Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla operatora systemu dystrybucyjnego. Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej. Nastawienia automatów i zabezpieczeń jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej powinny być skoordynowane przez operatora systemu dystrybucyjnego z nastawieniami automatów i zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej i sieci przesyłowej w otoczeniu węzłów przyłączenia jednostek wytwórczych. Czasy trwania zwarć wyłączanych przez zabezpieczenia podstawowe zainstalowane w jednostkach wytwórczych

powinny zostać ustalone w warunkach przyłączenia i nie powinny być dla stref podstawowych dłuższe niż 150 ms. Czasy wyłączania zwarć przez zabezpieczenie rezerwowe nie powinny być dłuższe niż 500 ms. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA. W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.

3. Opis modelu badania przydatności generacji zintegrowanej typu BCHP w rozpatrywanych kategoriach budynków

3.1. Zasada funkcjonowania algorytmu obliczeniowego

Wskaźniki zużycia ciepła wyrażone w kWh/m²/rok oraz szacunkowe zapotrzebowanie na ciepło wyrażone w W/m² dla budynków w trzeciej strefie klimatycznej, wybudowanych w różnych latach zostały wyznaczone na podstawie praktycznych doświadczeń Pana magistra inżyniera Andrzeja Jurkiewicza, byłego prezesa wiodącej, wielokrotnie nagradzanej i wyróżnianej firmy Megaterm S.A. zajmującej się problematyką audytów energetycznych i termomodernizacji.

Użytkownik jednak powinien mieć możliwość wpisania własnych danych, jeśli takimi dysponuje w celu dokładniejszej analizy opłacalności układu kogeneracyjnego.

Tabela 7. Wskaźniki zużycia ciepła przez budynki

Budynek mieszkalny	Zużycie ciepła $E_{CO, \text{jednostkowa}}$ [kWh/m ² /rok]	Szacunkowe zapotrzebowanie na ciepło $Zap_{\text{ciepło}}$ [W/m ²]
do 1964	380	200
1964- 1974	320	170
1974- 1982	240	140
1982- 1991	160	100
1991- 2002	120	80
2002- 2008	100	60
od 2009 lub po termomodernizacji	60	40
pasywny	10- 20	12
własne dane		

Określenie parametrów instalacji CO:

Tabela 8. Sprawność wytwarzania CO

Sprawność wytwarzania $\eta_{CO,w}$									
Źródło ciepła	Budynek mieszkalny								
	do 1964	1964-1974	1974-1982	1982-1991	1991-2002	2002-2008	od 2009 lub po termomodernizacji	pasywny	własne dane
węglowe	0,60	0,60	0,60	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	
węglowe-retortowe	---	---	---	---	0,75	0,80	0,80	0,80	
pelet lub drewno	0,60	0,60	0,60	0,60	0,75	0,80	0,80	0,80	
gaz	0,80	0,80	0,80	0,80	0,90	0,94	0,98	0,98	
olej	0,78	0,78	0,78	0,78	0,88	0,92	0,96	0,96	
energia elektryczna	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	

Tabela 9. Sprawność akumulacji CO

Sprawność akumulacji $\eta_{CO,a}$	
TAK	0,95
NIE	1,00
własne dane	

Tabela 10. Sprawność dystrybucji CO

Budynek mieszkalny	sprawność dystrybucji $\eta_{CO,d}$
do 1964	0,87
1964- 1974	0,90
1974- 1982	0,92
1982- 1991	0,95
1991- 2002	0,96
2002- 2008	0,98
od 2009 lub po termomodernizacji	1,00
pasyny	1,00
własne dane	

Tabela 11. Sprawność regulacji CO

Budynek mieszkalny	sprawność regulacji $\eta_{CO,r}$
do 1964	0,75
1964- 1974	0,85
1974- 1982	0,86
1982- 1991	0,91
1991- 2002	0,98
2002- 2008	0,99
od 2009 lub po termomodernizacji	0,99
pasyny	0,99
własne dane	

Wyznaczenie sprawności całkowitej instalacji CO:

$$\eta_{CO, \text{całkowita}} = \eta_{CO, w} * \eta_{CO, a} * \eta_{CO, d} * \eta_{CO, r}$$

$\eta_{CO, \text{całkowita}}$ – sprawność całkowita instalacji CO

$\eta_{CO, w}$ – sprawność wytwarzania

$\eta_{CO, a}$ – sprawność akumulacji

$\eta_{CO, d}$ – sprawność dystrybucji

$\eta_{CO, r}$ – sprawność regulacji

Wyznaczenie zapotrzebowania na ciepło przez budynek (wartość energii użytkowej):

$$E_{CO, \text{użytkowa}} = A_{\text{budynku}} * E_{CO, \text{jednostkowa}}$$

$E_{CO, \text{użytkowa}}$ – energia użytkowa [kWh/rok]

A_{budynku} – powierzchnia budynku [m²]

$E_{CO, \text{jednostkowa}}$ – jednostkowe zużycie ciepła [kWh/m²/rok]

Wyznaczenie zapotrzebowanie na ciepło przez budynek (wartość energii końcowej):

$$E_{CO, \text{końcowa}} = E_{CO, \text{użytkowa}} / \eta_{CO, \text{całkowita}}$$

$E_{CO, \text{końcowa}}$ – energia końcowa [kWh/rok]

$E_{CO, \text{użytkowa}}$ – energia użytkowa [kWh/rok]

$\eta_{CO, \text{całkowita}}$ – sprawność całkowita instalacji CO

Wyznaczenie ilości paliwa zużytego na cele ogrzewania budynku:

$$N_{CO, \text{paliwa}} = E_{CO, \text{końcowa}} / W_{\text{paliwa}}$$

$N_{CO, \text{paliwa}}$ – ilość zużywanego paliwa na cele CO [jedn. odnies.]

$E_{CO, \text{końcowa}}$ – energia końcowa [kWh/rok]

W_{paliwa} – wartość opałowa paliwa [GJ/jedn. odnies.]

Wyznaczenie zużycia energii pierwotnej na cele CO:

$$E_{CO, \text{pierwotna}} = w_i * E_{CO, \text{końcowa}}$$

$E_{CO, \text{pierwotna}}$ – energia pierwotna [kWh/rok]

w_i – współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej

$E_{CO, \text{końcowa}}$ – energia końcowa [kWh/rok]

Tabela 12. Współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej w_i na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii do budynku

Współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej w_i na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii do budynku			
L.p.	Nośnik energii końcowej		Współczynnik nakładu w_i
1	Paliwo/źródło energii	Olej opałowy	1,1
2		Gaz ziemny	1,1
3		Gaz płynny	1,1
4		Węgiel kamienny	1,1
5		Węgiel brunatny	1,1
6		Biomasa	0,2
7		Kolektor słoneczny termiczny	0,0
8	Ciepło z kogeneracji ¹⁾	Węgiel kamienny, gaz ziemny ³⁾	0,8
9		Energia odnawialna (biogaz, biomasa)	0,15
10	Systemy ciepłownicze lokalne	Ciepło z ciepłowni węglowej	1,3
11		Ciepło z ciepłowni gazowej/olejowej	1,2
12		Ciepło z ciepłowni na biomasę	0,2
13	Energia elektryczna	Produkcja mieszana ²⁾	3,0
14		Systemy PV ⁴⁾	0,7

¹⁾ skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła,

²⁾ dotyczy zasilania z sieci elektroenergetycznej systemowej,

³⁾ w przypadku braku informacji o parametrach energetycznych ciepła sieciowego z elektrociepłowni (kogeneracja), przyjmuje się $w_H = 1,2$,

⁴⁾ ogniwa fotowoltaiczne (produkcja energii elektrycznej z energii słonecznej)

Uwaga: kolektor słoneczny termiczny – $w_H = 0,0$

Wyznaczenie mocy kotła na potrzeby CO:



Wybór przez użytkownika strefy klimatycznej, w której znajduje się budynek.

Tabela 13. Projektowa temperatura zewnętrzna

Strefa	Projektowa temperatura zewnętrzna $t_{\text{projekt}} [^{\circ}\text{C}]$
I	-16
II	-18
III	-20
IV	-22
V	-24

Obliczenie mocy kotła na cele CO wg wzoru:

$$P_{CO} = A_{budynku} * Z_{ap_{ciepło}} * (t_{pom} - t_{projekt}) / (t_{pom} - t_{3stref,proj}) / 1000$$

P_{CO} - moc kotła na potrzeby CO [kW]

$A_{budynku}$ – powierzchnia budynku [m^2]

$Z_{ap_{ciepło}}$ – szacunkowe zapotrzebowanie na ciepło [W/m^2]

t_{pom} – temperatura pomieszczeń (przyjęto 20 °C) [°C]

$t_{projekt}$ – temperatura projektowa (wg strefy klimatycznej) [°C]

$t_{3stref,proj}$ - temperatura projektowa dla trzeciej strefy klimatycznej (-20) [°C]

Wyznaczenie wartości rocznego zapotrzebowania na energię użytkową dla CWU:

Tabela 14. Jednostkowe zużycie ciepłej wody dla budynków mieszkalnych

Jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody dla budynków mieszkalnych różnych typów V_{cw}				
Lp.	Rodzaje budynków	Jednostka odniesienia [j.o.]	Jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody V_{cw} o temperaturze 55°C [dm ³ /(j.o.)×doba]	Współczynnik redukcyjny czasu użytkowania budynku w roku t_{uz}
1. Budynki mieszkalne:				
1	Budynki jednorodzinne	[mieszkaniec]	35	0,90
2	Budynki wielorodzinne ¹⁾	[mieszkaniec] ²⁾	48	0,90
2. Budynki zamieszkania zbiorowego:				
3	Hotele z gastronomią	[miejsce noclegowe]	112	0,65
4	Hotele pozostałe	[miejsce noclegowe]	75	0,60
5	Schroniska, pensjonaty,	[miejsce noclegowe]	50	0,65
6	Budynki koszarowe, areszty śledcze, budynki zakwaterowania na terenie zakładu karnego	[łóżko]	70	1,00
3. Inne budynki:				
7	Szpitala	[łóżko]	325	1,00
8	Szkoły	[uczeń]	8	0,55
9	Budynki biurowe, produkcyjne i magazynowe	[pracownik]	7	0,60
10	Budynki handlowe	[pracownik]	25	0,78
11	Budynki gastronomii i usług	[pracownik]	30	0,80
12	Dworce kolejowe, lotniska, muzea, hale wystawiennicze	[pasażer/zwiedzający]	5	1,0
13	Własne dane	[j.o.]		

Objaśnienia:

- ¹⁾ W przypadku zastosowania w budynkach wielorodzinnych wodomierzy mieszkaniowych do rozliczania opłat za ciepłą wodę, podane wskaźniki jednostkowego zużycia ciepłej wody użytkowej należy zmniejszyć o 20%.
- ²⁾ Liczbę mieszkańców w zależności od rodzaju budynku lub lokalu mieszkalnego należy przyjmować zgodnie z projektem budynku, a dla budynków istniejących na podstawie stanu rzeczywistego.

Obliczenie wartości energii użytkowej na cele CWU wg wzoru:

$$E_{CWU, \text{użytkowa}} = V_{CW} * j.o. * c_w * \rho_w * (t_c - t_z) * k_t * t_{UZ} / (1000 * 3600)$$

$E_{CWU, \text{użytkowa}}$ – energia użytkowa [kWh/rok]

V_{CW} – jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody [$\text{dm}^3/(\text{j.o.} * \text{doba})$]

j.o. – ilość jednostek odniesienia [osoby]

c_w – ciepło właściwe wody [$\text{kJ}/(\text{kg} * \text{K})$]

ρ_w – gęstość wody [kg / m^3]

t_c – temperatura ciepłej wody [$^{\circ}\text{C}$]

t_z – temperatura zimnej wody [$^{\circ}\text{C}$]

k_t – mnożnik korekcyjny dla temperatury ciepłej wody innej niż 55°C

t_{UZ} – Współczynnik redukcyjny czasu użytkowania budynku w roku

Tabela 15. Współczynnik korekcyjny temperatury ciepłej wody

Współczynnik korekcyjny temperatury ciepłej wody k_t		
Lp.	Temperatura wody na wypływie z zaworu czerpalnego, $^{\circ}\text{C}$	Współczynnik korekcyjny k_t ¹⁾
1	55	1,00
2	50	1,12
3	45	1,28

¹⁾ dla pośrednich wartości temperatury wartości k_t należy interpolować liniowo.

Określenie parametrów instalacji CWU:

Tabela 16. Sprawność wytwarzania CWU

Sprawności wytwarzania ciepła (dla przygotowania ciepłej wody) w źródłach $\eta_{CWU,w}$		
Lp.	Rodzaj źródła ciepła	$\eta_{CWU,w}$
1	Przepływowy podgrzewacz gazowy z zapłonem elektrycznym	0,84-0,99
2	Przepływowy podgrzewacz gazowy z zapłonem płomieniem dyżurnym	0,16-0,74
3	Kotły stałotemperaturowe (tylko ciepła woda)	0,40-0,72
4	Kotły stałotemperaturowe dwufunkcyjne (ogrzewanie i ciepła woda)	0,65-0,77
5	Kotły niskotemperaturowe o mocy do 50 kW	0,83-0,90
6	Kotły niskotemperaturowe o mocy ponad 50 kW	0,88-0,92
7	Kotły gazowe kondensacyjne o mocy do 50 kW ¹⁾	0,85-0,91
8	Kotły gazowe kondensacyjne o mocy ponad 50 kW	0,88-0,93
9	Elektryczny podgrzewacz akumulacyjny (z zasobnikiem bez strat)	0,96-0,99
10	Elektryczny podgrzewacz przepływowy	0,99-1,00
11	Pompy ciepła woda/woda	3,0-4,5 ²⁾
12	Pompy ciepła glikol/woda	2,6-3,8
13	Pompy ciepła powietrze/woda	2,2-3,1
14	Węzeł cieplny kompaktowy z obudową	0,88-0,90
15	Węzeł cieplny kompaktowy bez obudowy	0,80-0,85
16	Węzeł cieplny kompaktowy z obudową (ogrzewanie i ciepła woda)	0,94-0,97
17	Węzeł cieplny kompaktowy bez obudowy (ogrzewanie i ciepła woda)	0,88-0,96

¹⁾ sprawność odniesiona do wartości opałowej paliwa,

²⁾ sezonowy współczynnik wydajności grzejnej pompy ciepła (SPF)

Uwaga:

1) przyjęta sprawność dla rozpatrywanego przypadku powinna uwzględniać stan kotła i jego średniosezonowe obciążenie cieplne,

2) całoroczny tryb pracy w układzie centralnego ogrzewania i ciepłej wody użytkowej; w przypadku trudności oceny stanu faktycznego należy przyjmować wartość średnią z podanego zakresu sprawności.

Tabela 17. Sprawność przesyłu CWU

Sprawność przesyłu wody ciepłej użytkowej $\eta_{CWU,d}$	
Rodzaje instalacji ciepłej wody	Sprawność przesyłu wody ciepłej $\eta_{CWU,d}$
1. Miejscowe przygotowanie ciepłej wody, instalacje ciepłej wody bez obiegów cyrkulacyjnych Miejscowe przygotowanie ciepłej wody bezpośrednio przy punktach poboru wody ciepłej Miejscowe przygotowanie ciepłej wody dla grupy punktów poboru wody ciepłej w jednym pomieszczeniu sanitarnym, bez obiegu cyrkulacyjnego	1,0 0,8
2. Mieszkaniowe węzły cieplne Kompaktowy węzeł cieplny dla pojedynczego lokalu mieszkalnego, bez obiegu cyrkulacyjnego	0,85
3. Centralne przygotowanie ciepłej wody, instalacja ciepłej wody bez obiegów cyrkulacyjnych Instalacje ciepłej wody w budynkach jednorodzinnych	0,6
4. Centralne przygotowanie ciepłej wody, instalacje z obiegami cyrkulacyjnymi, piony instalacyjne nieizolowane, przewody rozprowadzające izolowane Instalacje małe, do 30 punktów poboru ciepłej wody Instalacje średnie, 30-100 punktów poboru ciepłej wody Instalacje duże, powyżej 100 punktów poboru ciepłej wody	0,6 0,5 0,4
5. Centralne przygotowanie ciepłej wody, instalacje z obiegami cyrkulacyjnymi, piony instalacyjne i przewody rozprowadzające izolowane ¹⁾ Instalacje małe, do 30 punktów poboru ciepłej wody Instalacje średnie, 30-100 punktów poboru ciepłej wody Instalacje duże, powyżej 100 punktów poboru ciepłej wody	0,7 0,6 0,5
6. Centralne przygotowanie ciepłej wody, instalacje z obiegami cyrkulacyjnymi z ograniczeniem czasu pracy ²⁾ , piony instalacyjne i przewody rozprowadzające izolowane Instalacje małe, do 30 punktów poboru ciepłej wody Instalacje średnie, 30-100 punktów poboru ciepłej wody Instalacje duże, powyżej 100 punktów poboru ciepłej wody	0,8 0,7 0,6

Objaśnienia:

1) Przewody izolowane wykonane z rur stalowych lub miedzianych, lub przewody nieizolowane wykonane z rur z tworzyw sztucznych.

2) Ograniczenie czasu pracy pompy cyrkulacyjnej do ciepłej wody w godzinach nocnych lub zastosowanie pomp obiegowych ze sterowaniem za pomocą układów termostatycznych.

Tabela 18. Sprawność akumulacji CWU

Sprawności akumulacji ciepła w systemie ciepłej wody $\eta_{CWU,a}$		
Lp.	Parametry zasobnika ciepłej wody i jego usytuowanie	$\eta_{CWU,a}$
1	Zasobnik w systemie wg standardu z lat 1970-tych	0,30-0,59
2	Zasobnik w systemie wg standardu z lat 1977-1995	0,55-0,69
3	Zasobnik w systemie wg standardu z lat 1995-2000	0,60-0,74
4	Zasobnik w systemie wg standardu budynku niskoenergetycznego	0,83-0,86

Wyznaczenie sprawności całkowitej instalacji CWU wg wzoru:

$$\eta_{CWU,całkowita} = \eta_{CWU,w} * \eta_{CWU,a} * \eta_{CWU,d} * \eta_{CWU,śsw}$$

$\eta_{CWU,całkowita}$ – sprawność całkowita instalacji CO

$\eta_{CWU,w}$ – sprawność wytwarzania

$\eta_{CWU,a}$ – sprawność akumulacji

$\eta_{CWU,d}$ – sprawność dystrybucji

$\eta_{CWU,śsw}$ – średnia sezonowa sprawność wykorzystania (przyjmuje się 1,0)

Wyznaczenie wartości energii końcowej na cele CWU:

$$E_{CWU,końcowa} = E_{CWU,użytkowa} / \eta_{CWU,całkowita}$$

$E_{CWU,końcowa}$ – energia końcowa [kWh/rok]

$E_{CWU,użytkowa}$ – energia użytkowa [kWh/rok]

$\eta_{CWU,całkowita}$ – sprawność całkowita instalacji CWU

Wyznaczenie zużycia energii pierwotnej na cele CWU:

$$E_{CWU,pierwotna} = w_i * E_{CWU,końcowa}$$

$E_{CWU,pierwotna}$ – energia pierwotna [kWh/rok]

w_i – współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej

$E_{CWU,końcowa}$ – energia końcowa [kWh/rok]

Wyznaczenie wielkości zasobnika buforowego:

$$B = V_{CW} * j.o. / 1000$$

B- wielkość zasobnika buforowego [m³]

V_{CW} - jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody [dm³/(j.o.*doba)]

j.o. – ilość jednostek odniesienia [osoby]

Wyznaczenie mocy kotła na cele CWU:

$$P_{CWU} = V_{CW} * j.o. * c_w * (t_c - t_z) / T_{podg} / (\eta_{CWU,a} * \eta_{CWU,d})$$

P_{CWU} - moc kotła na potrzeby CWU [kW]

V_{CW} - jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody [$dm^3/(j.o.*doba)$]

j.o. - ilość jednostek odniesienia [osoby]

c_w - ciepło właściwe wody [$kJ/(kg*K)$]

t_c - temperatura ciepłej wody [$^{\circ}C$]

t_z - temperatura zimnej wody [$^{\circ}C$]

T_{podg} - czas podgrzewu do temp. wody ciepłej [s]

$\eta_{CWU,a}$ - sprawność akumulacji

$\eta_{CWU,d}$ - sprawność dystrybucji

Kogenerator powinno dobierać się po wcześniejszym przeprowadzeniu termomodernizacji budynku, jeśli jednak mimo wszystko użytkownik chce dobrać układ kogeneracyjny bez wykonania zalecenia to powinien mieć taką możliwość.

Warunek- jeżeli przeprowadzana będzie termomodernizacja budynku to wtedy nastąpi przeliczenie mocy kotła oraz energii użytkowej na cele CO dla współczynników takich jak dla domu po termomodernizacji, jeżeli nie to dane wcześniej obliczone pozostają bez zmian i są wykorzystywane w dalszej części algorytmu obliczeniowego.

Wyznaczenie energii do doboru układu kogeneracyjnego:

$$E_{kogen} = E_{CO,uzytkowa} + E_{CWU,uzytkowa} / (\eta_{CWU,a} * \eta_{CWU,d})$$

E_{kogen} - energia do doboru układu kogeneracyjnego [kWh/rok]

$E_{CO,uzytkowa}$ - energia użytkowa na cele CO [kWh/rok]

$E_{CWU,uzytkowa}$ - energia użytkowa na cele CWU [kWh/rok]

$\eta_{CWU,a}$ - sprawność akumulacji CWU

$\eta_{CWU,d}$ - sprawność dystrybucji CWU

Określenie długości sezonu grzewczego oraz stopniodni na podstawie rejonu geograficznego, w którym znajduje się budynek:

Lista miejscowości z danymi (temperatura średnia) ze stacji meteorologicznych z typowych lat meteorologicznych i statystycznych danych klimatycznych dla obszaru Polski dostępnych na stronie internetowej Ministerstwa Infrastruktury – www.mi.gov.pl. Lista zawiera, także dane odnośnie długości sezonu grzewczego zawartych w *Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 17 marca 2009 r. w sprawie szczegółowego zakresu i form audytu energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego*.

Wybór z listy przez użytkownika miejscowości, najbliższej której znajduje się rozpatrywany budynek.

Na podstawie dokonanego wyboru obliczone zostają wartości stopniodni dla poszczególnych miesięcy wg wzoru:

$$L_{\text{stopniodni},m} = (t_{\text{pom}} - t_{\text{zew},\text{sr}}) * L_{\text{d,ogrz},m}$$

$L_{\text{stopniodni},m}$ – liczba stopniodni w danym miesiącu [$^{\circ}\text{C} * \text{dni}$]

t_{pom} – temperatura pomieszczeń (przyjęto 20°C) [$^{\circ}\text{C}$]

$t_{\text{zew},\text{sr}}$ – średnia temperatura zewnętrzna w danym miesiącu [$^{\circ}\text{C}$]

$L_{\text{d,ogrz},m}$ – liczba dni ogrzewania w danym miesiącu [dni]

Wyznaczenie procentowego udziału energii cieplnej w okresie sezonu grzewczego na cele CO dla poszczególnych miesięcy w roku:

$$E_{\%,\text{cieplna}} = L_{\text{stopniodni},m} / L_{\text{stopniodni},r}$$

$E_{\%,\text{cieplna}}$ – procentowy udział energii cieplnej w danym miesiącu

$L_{\text{stopniodni},m}$ – liczba stopniodni w danym miesiącu [$^{\circ}\text{C} * \text{dni}$]

$L_{\text{stopniodni},r}$ – liczba stopniodni w roku [$^{\circ}\text{C} * \text{dni}$]

Wyznaczenie rozdziału energii cieplnej na cele CO oraz CWU dla poszczególnych miesięcy w roku:

dla CO:

$$E_{\text{rozdział},\text{CO}} = E_{\text{CO,użytkowa}} * E_{\%,\text{cieplna}}$$

$E_{\text{rozdział},\text{CO}}$ – ilość energii na cele CO w danym miesiącu [kWh/miesiąc]

$E_{\text{CO,użytkowa}}$ – energia użytkowa na cele CO [kWh/rok]

$E_{\%,\text{cieplna}}$ – procentowy udział energii cieplnej w danym miesiącu

dla CWU:

$$E_{\text{rozdział},\text{CWU}} = E_{\text{CWU,użytkowa}} / (\eta_{\text{CWU},a} * \eta_{\text{CWU},d}) * L_{\text{d},m} / L_{\text{d},r}$$

$E_{\text{rozdział},\text{CWU}}$ – ilość energii na cele CWU w danym miesiącu [kWh/miesiąc]

$\eta_{\text{CWU},a}$ – sprawność akumulacji CWU

$\eta_{\text{CWU},d}$ – sprawność dystrybucji CWU

$L_{\text{d},m}$ – liczba dni w miesiącu [dni]

$L_{\text{d},r}$ – liczba dni w roku [dni]

Sprawdzenie warunku: $A_{\text{budynku}} < 500 \text{ m}^2$, gdzie A_{budynku} to powierzchnia budynku.

Jeżeli PRAWDA to wtedy sprawdzenie warunku: $P_{\text{CO}} < 5 \text{ kW}$, gdzie P_{CO} to moc kotła na cele CO.

Jeżeli PRAWDA to następuje przerwanie algorytmu, ponieważ nie można dobrać kogeneratora, ze względu na zbyt małą moc jaką dysponowałby dobrany układ kogeneracyjny.

Jeżeli FAŁSZ to układ kogeneracyjny będzie dobierany pod CO.

Jeżeli FAŁSZ to wtedy sprawdzenie warunku: $P_{\text{CWU}} < 2,5 \text{ kW}$, gdzie P_{CWU} to moc kotła na cele CWU.

Jeżeli PRAWDA to następuje przerwanie algorytmu, ponieważ nie można dobrać kogeneratora, ze względu na zbyt małą moc jaką dysponowałby dobrany układ kogeneracyjny.

Jeżeli FAŁSZ to układ kogeneracyjny będzie dobierany pod CWU.

Moc układu kogeneracyjnego jest dobierana w następujący sposób:

- jeżeli układ ma być dobrany pod potrzeby CO wtedy kogenerator powinien stanowić 50% mocy kotła używanego na potrzeby CO. Dodatkowo należy zaopatrzyć się w kocioł szczytowy o mocy stanowiącej pozostałe 50% mocy kotła na cele CO,

moc cieplna kogeneratora:

$$P_{\text{kogen, ciepl}} = P_{\text{CO}} * 0,5$$

$P_{\text{kogen, ciepl}}$ – moc cieplna układu kogeneracyjnego [kW]
 P_{CO} - moc kotła na potrzeby CO [kW]

moc cieplna gazowego kotła szczytowego:

$$P_{\text{kocioł, szczyt}} = P_{\text{kogen}}$$

$P_{\text{kocioł, szczyt}}$ – moc gazowego kotła szczytowego na potrzeby CO [kW]
 P_{kogen} - moc układu kogeneracyjnego [kW]

- jeżeli układ ma być dobrany pod CWU wtedy moc kogeneratora równa jest mocy kotła na cele CWU.

moc cieplna kogeneratora:

$$P_{\text{kogen, ciepl}} = P_{\text{CWU}}$$

$P_{\text{kogen, ciepl}}$ – moc cieplna układu kogeneracyjnego [kW]
 P_{CWU} - moc kotła na potrzeby CWU [kW]

Wyznaczenie sprawności cieplnej układu kogeneracyjnego:

$$\eta_{\text{kogen, ciepl}} = P_{\text{kogen, ciepl}} / (P_{\text{kogen, ciepl}} + P_{\text{kogen, elek}}) * \eta_{\text{kogen}}$$

$\eta_{\text{kogen, ciepl}}$ – sprawność cieplna układu kogeneracyjnego

$P_{\text{kogen, ciepl}}$ – moc cieplna układu kogeneracyjnego [kW]

$P_{\text{kogen, elek}}$ – moc elektryczna układu kogeneracyjnego [kW]

η_{kogen} – sprawność układu kogeneracyjnego

Wyznaczenie sprawności elektrycznej układu kogeneracyjnego:

$$\eta_{\text{kogen, elek}} = P_{\text{kogen, elek}} / (P_{\text{kogen, ciepl}} + P_{\text{kogen, elek}}) * \eta_{\text{kogen}}$$

$\eta_{\text{kogen, elek}}$ – sprawność elektryczna układu kogeneracyjnego

$P_{\text{kogen, ciepl}}$ – moc cieplna układu kogeneracyjnego [kW]

$P_{\text{kogen, elek}}$ – moc elektryczna układu kogeneracyjnego [kW]

η_{kogen} – sprawność układu kogeneracyjnego

Wyznaczenie ilości wytworzonej energii cieplnej przez układ kogeneracyjny:

Kogenerator dobierany pod CO: wykorzystanie układu kogeneracyjnego w sezonie grzewczym przyjmuje się na poziomie 90%, natomiast pozostałe 10% to wykorzystanie kotła szczytowego:

Warunek: $P_{\text{kogen, ciepl}} * L_{\text{d, ogrz, m}} * 24 < E_{\text{rozdziel, CO}} + E_{\text{rozdziel, CWU}}$

Jeżeli PRAWDA to: $E_{\text{wyt, kogen, ciepl}} = P_{\text{kogen, ciepl}} * L_{\text{d, ogrz, m}} * 24 * 0,9$

Jeżeli FAŁSZ to: $E_{\text{wyt, kogen, ciepl}} = E_{\text{rozdziel, CO}} + E_{\text{rozdziel, CWU}} * 0,9$

$E_{\text{wyt, kogen, ciepl}}$ – energia cieplna wytworzona przez układ kogeneracyjny w danym miesiącu [kWh/miesiąc]

$P_{\text{kogen, ciepl}}$ – moc cieplna układu kogeneracyjnego [kW]

$L_{\text{d, ogrz, m}}$ – liczba dni ogrzewania w danym miesiącu [dni]

$E_{\text{rozdziel, CO}}$ – ilość energii na cele CO w danym miesiącu [kWh/miesiąc]

$E_{\text{rozdziel, CWU}}$ – ilość energii na cele CWU w danym miesiącu [kWh/miesiąc]

Kogenerator dobierany pod CWU: wykorzystanie układu kogeneracyjnego w ciągu całego roku kalendarzowego wynosi 100%:

$$E_{\text{wyt, kogen, ciepl, m}} = E_{\text{rozdziel, CWU}}$$

$E_{\text{wyt, kogen, ciepl, m}}$ – energia cieplna wytworzona przez układ kogeneracyjny w danym miesiącu [kWh/miesiąc]

$E_{\text{rozdziel, CWU}}$ – ilość energii na cele CWU w danym miesiącu [kWh/miesiąc]

Wyznaczenie średniej mocy cieplna układu kogeneracyjnego w danym miesiącu:

$$P_{\text{kogen, ciepl, średnia}} = E_{\text{wyt, kogen, ciepl}} / L_{\text{d, ogrz, m}} / 24$$

$P_{\text{kogen, ciepl, średnia}}$ – średnia moc cieplna układu kogeneracyjnego [kW/m-c]
 $E_{\text{wyt, kogen, ciepl}}$ – energia cieplna wytworzona przez układ kogeneracyjny w danym miesiącu [kWh/m-c]
 $L_{\text{d, ogrz, m}}$ – liczba dni ogrzewania w danym miesiącu [dni]

Wyznaczenie ilości wytworzonej energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny

$$E_{\text{wyt, kogen, elek, m}} = P_{\text{kogen, ciepl, średnia}} / P_{\text{kogen, ciepl}} * P_{\text{kogen, elek}} * L_{\text{d, ogrz, m}} * 24$$

$E_{\text{wyt, kogen, elek, m}}$ – energia elektryczna wytworzona przez układ kogeneracyjny w danym miesiącu [kWh/m-c]
 $P_{\text{kogen, ciepl, średnia}}$ – średnia moc cieplna układu kogeneracyjnego [kW/m-c]
 $P_{\text{kogen, ciepl}}$ – moc cieplna układu kogeneracyjnego [kW]
 $P_{\text{kogen, elek}}$ – moc elektryczna układu kogeneracyjnego [kW]
 $L_{\text{d, ogrz, m}}$ – liczba dni ogrzewania w danym miesiącu [dni]

Wyznaczenie ilości gazu zużytego przez układ kogeneracyjny:

$$G_{\text{zuż, kogen}} = (E_{\text{wyt, kogen, elek, r}} + E_{\text{wyt, kogen, ciepl, r}}) / 277,78 / W_{\text{gaz}} / \eta_{\text{kogen}}$$

$G_{\text{zuż, kogen}}$ – ilość gazu zużytego przez kogenerator [m^3/rok]
 $E_{\text{wyt, kogen, elek, r}}$ – energia elektryczna wytworzona przez układ kogeneracyjny w ciągu roku [kWh/rok]
 $E_{\text{wyt, kogen, ciepl, r}}$ – energia cieplna wytworzona przez układ kogeneracyjny w ciągu roku [kWh/rok]
 W_{gaz} – wartość opałowa gazu [GJ/m^3]
 η_{kogen} – sprawność układu kogeneracyjnego

Wyznaczenie ilości gazu zużytego przez kocioł szczytowy (wtedy gdy dobór kogeneratora jest pod CO):

$$G_{\text{zuż, kocioł, szczyt}} = (E_{\text{kogen}} - E_{\text{wyt, kogen, ciepl, r}}) / 277,78 / W_{\text{gaz}} / \eta_{\text{kocioł, szczyt}}$$

$G_{\text{zuż, kocioł, szczyt}}$ – ilość gazu zużytego przez kocioł szczytowy [m^3/rok]
 $E_{\text{wyt, kogen, ciepl, r}}$ – energia cieplna wytworzona przez układ kogeneracyjny w ciągu roku [kWh/rok]
 W_{gaz} – wartość opałowa gazu [GJ/m^3]
 $\eta_{\text{kocioł, szczyt}}$ – sprawność kotła szczytowego

Wyznaczenie kosztu zużycia gazu przez układ kogeneracyjny oraz kocioł szczytowy:

$$\text{dla CWU: } K_{\text{gaz}} = G_{\text{zuż,kogen}} * C_{\text{gaz}}$$

$$\text{dla CO: } K_{\text{gaz}} = (G_{\text{zuż,kogen}} + G_{\text{zuż,kocioł,szczyt}}) * C_{\text{gaz}}$$

K_{gaz} – koszt zużycia gazu [zł/rok]

$G_{\text{zuż,kogen}}$ – ilość gazu zużytego przez kogenerator [m^3/rok]

$G_{\text{zuż,kocioł,szczyt}}$ – ilość gazu zużytego przez kocioł szczytowy [m^3/rok]

C_{gaz} – jednostkowa cena gazu [zł/ m^3]

Wyznaczenie kosztu wytworzenia energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny:

$$K_{\text{wyt,elek}} = G_{\text{zuż,kogen}} * P_{\text{kogen,elek}} / (P_{\text{kogen,ciepl}} + P_{\text{kogen,elek}}) * C_{\text{gaz}}$$

$K_{\text{wyt,elek}}$ – koszt wytworzenia energii elektrycznej [zł/rok]

$G_{\text{zuż,kogen}}$ – ilość gazu zużytego przez kogenerator [m^3/rok]

$P_{\text{kogen,ciepl}}$ – moc cieplna układu kogeneracyjnego [kW]

$P_{\text{kogen,elek}}$ – moc elektryczna układu kogeneracyjnego [kW]

C_{gaz} – jednostkowa cena gazu [zł/ m^3]

Wyznaczenie kosztu wytworzenia 1MWh energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny:

$$K_{\text{wyt,1MWh}} = K_{\text{wyt,elek}} / E_{\text{wyt,kogen,elek,r}} * 1000$$

$K_{\text{wyt,1MWh}}$ – koszt wytworzenia 1MWh energii elektrycznej [zł]

$K_{\text{wyt,elek}}$ – koszt wytworzenia energii elektrycznej [zł/rok]

$E_{\text{wyt,kogen,elek,r}}$ – energia elektryczna wytworzona przez układ kogeneracyjny w ciągu roku [kWh/rok]

Wyznaczenie kosztu przeglądu wraz z konserwacją układu kogeneracyjnego:

$$K_{\text{przeg,kogen}} = M_{\text{godz,kogen}} * C_{\text{konserw,kogen}}$$

$K_{\text{przeg,kogen}}$ – koszt przeglądu wraz z konserwacją kogeneratora [zł/rok]

$M_{\text{godz,kogen}}$ – ilość moto-godzin kogeneratora [godz.]

$C_{\text{konserw,kogen}}$ – cena konserwacji kogeneratora za 1m-g [zł/m-g]

Wyznaczenie uzyskanej kwoty z tytułu sprzedaży energii elektrycznej:

$$U_{\text{elek}} = C_{\text{1MWh,sprzedaż}} * E_{\text{wyt,kogen,elek,r}} / 1000$$

U_{elek} - uzyskana kwota ze sprzedaży energii elektrycznej [zł/rok]

C_{1MWh} - cena odsprzedanej 1MWh energii elektrycznej [zł/MWh]

$E_{\text{wyt,kogen,elek,r}}$ – energia elektryczna wytworzona przez układ kogeneracyjny w ciągu roku [kWh/rok]

Wyznaczenie uzyskanej kwoty z tytułu uzyskania żółtych certyfikatów:

$$U_{\text{certyf,żółte}} = C_{1\text{MWh,certif,żółte}} * E_{\text{wyt,kogen,elek,r}} / 1000$$

$U_{\text{certyf,żółte}}$ - uzyskana kwota za żółte certyfikaty [zł/rok]

$C_{1\text{MWh,certif,żółte}}$ - kwota wypłacana za żółte certyfikaty za 1MWh energii elektrycznej [zł/MWh]

$E_{\text{wyt,kogen,elek,r}}$ - energia elektryczna wytworzona przez układ kogeneracyjny w ciągu roku [kWh/rok]

Wyznaczenie końcowego zysku z tytułu eksploatacji układu kogeneracyjnego:

$$\text{Zysk} = U_{\text{certyf,żółte}} + U_{\text{elek}} - K_{\text{wyt,elek}} - K_{\text{przeg,kogen}}$$

Zysk – końcowy zysk [zł/rok]

$U_{\text{certyf,żółte}}$ - uzyskana kwota za żółte certyfikaty [zł/rok]

U_{elek} - uzyskana kwota ze sprzedaży energii elektrycznej [zł/rok]

$K_{\text{wyt,elek}}$ – koszt wytworzenia energii elektrycznej [zł/rok]

$K_{\text{przeg,kogen}}$ – koszt przeglądu wraz z konserwacją kogeneratora [zł/rok]

Wyznaczenie czasu zwrotu układu kogeneracyjnego:

$$\text{Czas}_{\text{zwrot,kogen}} = C_{\text{kogen}} / \text{Zysk}$$

$\text{Czas}_{\text{zwrot,kogen}}$ - czas zwrotu układu kogeneracyjnego [lata]

C_{kogen} - cena kogeneratora [zł]

Zysk – końcowy zysk [zł/rok]

Wyznaczenie opłacalności układu kogeneracyjnego:

Kogenerator dobrany pod CO:

Warunek: $\text{Czas}_{\text{zwrot,kogen}} < 365 / L_{\text{d,ogrz,r}} * \text{Czas}_{\text{żywot,kogen}}$

Jeżeli PRAWDA to: kupno układu kogeneracyjnego jest opłacalne

Jeżeli FAŁSZ to: kupno układu kogeneracyjnego nie jest opłacalne

$\text{Czas}_{\text{zwrot,kogen}}$ - czas zwrotu układu kogeneracyjnego [lata]

$L_{\text{d,ogrz,r}}$ – liczba dni ogrzewania w roku [dni]

$\text{Czas}_{\text{żywot,kogen}}$ – żywotność układu kogeneracyjnego (przyjmuje się średnio 8 lat) [lata]

Kogenerator dobrany pod CWU:

Warunek: $\text{Czas}_{\text{zwrot,kogen}} < \text{Czas}_{\text{żywot,kogen}}$

Jeżeli PRAWDA to: kupno układu kogeneracyjnego jest opłacalne

Jeżeli FAŁSZ to: kupno układu kogeneracyjnego nie jest opłacalne

$C_{zaszwrot,kogen}$ - czas zwrotu układu kogeneracyjnego [lata]

$C_{zaszywot,kogen}$ – żywotność układu kogeneracyjnego (przyjmuje się średnio 8 lat) [lata]

3.2. Opis sposobu działania algorytmu obliczeniowego

Pierwszym etapem obliczeń przeprowadzanych przez algorytm jest wyliczenie mocy kotła na ogrzewanie budynku (c.o.). Aby algorytm wykonał obliczenia należy wprowadzić pewne dane wejściowe, takie jak:

- powierzchnia budynku w m^2
- zużycie ciepła, $kWh/m^2/rok$, zapotrzebowanie na ciepło, W/m^2
- rodzaj źródła ciepła, wartość opałowa stosowanego paliwa, sprawność wytwarzania, akumulacji, regulacji i dystrybucji
- strefa klimatyczna, w której znajduje się rozważany budynek.

Przy wyborze źródła ciepła (do wyboru: węglowe, węglowe retortowe, pelet lub drewno, gaz GZ-50, olej opałowy, energia elektryczna, własne dane), należy wskazać również wielkość poszczególnych sprawności dla tego źródła. Algorytm wskazuje charakterystyczne wartości tych sprawności, niemniej jednak istnieje możliwość wyboru rzeczywistych sprawności dla konkretnego źródła ciepła z zakresu podanego przez algorytm.

Kolejną daną związaną ze źródłem ciepła, jest wartość opałowa stosowanego paliwa. Program wskazuje te wartości dla poszczególnych rodzajów paliw, ale można również wpisać tą wielkość „z ręki”. Algorytm na podstawie tych danych wejściowych wylicza zużycie paliwa na cele ogrzewania budynku.

Na koniec części poświęconej c.o. należy wybrać strefę klimatyczną, w której znajduje się rozpatrywany budynek. Od jej wyboru uzależniona jest wielkość średniej rocznej temperatury zewnętrznej oraz projektowej temperatury zewnętrznej.

Kolejnym etapem obliczeń jest wyliczenie mocy kotła na c.w.u. Do tego celu potrzebne są dane o ilości wody zużywanej w ciągu doby przez 1 mieszkańca oraz liczba mieszkańców danego budynku. W przypadku, gdy nieznane jest rzeczywiste zużycie wody, przyjmuje się wartości podane w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktur z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej. Następnie podobnie jak w przypadku obliczeń dla c.o. należy wybrać rodzaj źródła ciepła, rodzaj paliwa i poszczególne sprawności charakteryzujące rozważane źródło.

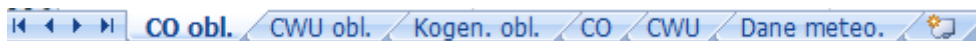
3.3. Badanie przydatności generacji zintegrowanej typu CHP- algorytm

CHP (*Combined Heat and Power*)- jest to skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w celu zmniejszenia zużycia energii pierwotnej (zintegrowane wytwarzanie różnych

rodzajów energii zwiększa sumaryczną sprawność urządzenia wytwórczego). W Polsce jednak częściej możemy spotkać się z terminem *układ kogeneracyjny*.

Algorytm ma na celu ocenę przydatności generacji zintegrowanej typu CHP w analizowanym (rozpatrywanym) przez użytkownika budynku w arkuszu kalkulacyjnym programu Excel firmy Microsoft.

Opis zakładek arkusza kalkulacyjnego



Zakładki w arkuszu kalkulacyjnym *CO obl.*, *CWU obl.*, *Kogen. obl.* są arkuszami obliczeniowymi, w których użytkownik krok po kroku wypełnia wszystkie wymagane pola, aż do końca danego formularza. Kolejność wypełniania poszczególnych formularzy ma znaczenie, ponieważ dobór układu kogeneracyjnego jest wyznaczany na podstawie wyników obliczeniowych z danych wejściowych rozpatrywanego budynku (użytkownik MUSI w pierwszej kolejności wypełnić wszelkie wymagane w obliczeniach komórki oraz zaznaczyć odpowiednie pola wyboru w zakładkach *CO obl.* i *CWU obl.* zanim przejdzie do zakładki *Kogen obl.*).

W zakładkach *CO* oraz *CWU* przedstawiono tabele, którymi użytkownik arkusza kalkulacyjnego może posługiwać się w wyznaczaniu danych własnych (np. poprzez wyznaczenie wartości pośrednich) lub po prostu w celu wglębnienia się oraz zobaczenia całego zestawienia, którym posługiwano się w tworzeniu podstawowych danych obliczeniowych do algorytmu. Tabele wraz z opisem oraz metodologią obliczeń są zawarte w dokumencie: *Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej. Na podstawie art. 55a ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2006 r. Nr 156, poz. 1118, z późn. zm.)*.

Zakładka *Dane meteo.* zawiera temperatury średnie z typowych lat meteorologicznych zestawionych na stronie Ministerstwa Infrastruktury www.mi.gov.pl sporządzonych w różnych regionach kraju. W zakładce *Dane meteo.* zawarta jest także tabela z dokumentu *Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 17 marca 2009 r. w sprawie szczegółowego zakresu i form audytu energetycznego oraz części audytu remontowego, wzorów kart audytów, a także algorytmu oceny opłacalności przedsięwzięcia termomodernizacyjnego* z liczbą dni ogrzewania w poszczególnych miesiącach dla danej miejscowości. Dane te są wykorzystywane do obliczeń w zakładce *Kogen. obl.* dzięki czemu uzyskujemy dokładniejsze obliczenia po wybraniu przez użytkownika miejscowości niedaleko, której znajduje się rozpatrywany budynek.

Obliczenia

Zakładka *CO obl.*

W pierwszej kolejności przechodzimy do zakładki *CO obl.* Na początku arkusza określamy parametry badanego budynku zaczynając od wpisania powierzchni budynku w komórkę **B2**. Użytkownik ma możliwość wybrania orientacyjnych wartości zużycia energii wg daty wybudowania obiektu, jeśli jednak dysponuje danymi w celu zwiększenia dokładności obliczeń zaleca się wprowadzenie danych własnych oraz wpisanie ich w zaznaczone komórki **B14** oraz **C14**.

	A	B	C
1	Określenie parametrów budynku		
2	powierzchnia budynku:	150	m²
3			
4	Budynek mieszkalny	zużycie ciepła	szacunkowe zapotrzebowanie na ciepło
5		[kWh/m²/rok]	[W/m²]
6		380	200
7		320	170
8		240	140
9		160	100
10		120	80
11		100	60
12		60	40
13		15	12
14	☒ własne dane	20	15
15	Przejdź do tabeli ze zużyciami ciepła		

Następnie określamy parametry instalacji CO. Użytkownik powinien wybrać źródło ciepła (arkusz przyjmuje odpowiednie, orientacyjne wartości sprawności w zależności od lat wybudowania budynku- oczywiście jeśli użytkownik zna konkretne wartości to może wpisać własne dane), dzięki czemu wg wzoru:

$$\eta_{\text{całkowita}} = \eta_{H,g} * \eta_{H,s} * \eta_{H,d} * \eta_{H,e}$$

$\eta_{\text{całkowita}}$ – sprawność całkowita

$\eta_{H,g}$ – sprawność wytwarzania

$\eta_{H,s}$ – sprawność akumulacji

$\eta_{H,d}$ – sprawność dystrybucji

$\eta_{H,e}$ – sprawność regulacji

otrzymujemy wartość sprawności całkowitej w komórce **C40**.

	A	B	C	D
18	Określenie parametrów instalacji CO			
19				
20	Źródło ciepła			
21		sprawność wytwarzania $\eta_{H,g}$	wartość opałowa	
22	☒ węglowe	0,70	27,0000	GJ/t
23	☐ węglowe-retortowe	---	27,0000	GJ/t
24	☐ pelet lub drewno	0,60	16,0000	GJ/t
25	☐ gaz (GZ-50)	0,80	0,0355	GJ/m ³
26	☐ olej	0,78	0,0366	GJ/dm ³
27	☐ energia elektryczna	1,00	3,6000	GJ/MWh
28	☐ własne dane	0,80	26,5000	GJ/jedn. odnies.
29	Przejdź do tabeli ze sprawnościami			
30				sprawność dystrybucji $\eta_{H,d}$
31				0,95
32	Sprawność akumulacji			☐ własne dane 0,93
33		sprawność akumulacji $\eta_{H,s}$		Przejdź do tabeli ze sprawnościami
34	☐ Tak	1,00		
35	☒ Nie			sprawność regulacji $\eta_{H,r}$
36	☐ własne dane	0,90		0,91
37	Przejdź do tabeli ze sprawnościami			
38				☐ własne dane 0,90
39	Przejdź do tabeli ze sprawnościami			
40	$\eta_{całkowita} = \eta_{H,g} * \eta_{H,s} * \eta_{H,d} * \eta_{H,r}$			
40	sprawność całkowita: 0,61			

Na podstawie powyższych danych arkusz automatycznie wylicza wartość energii użytkowej (wielkość powierzchni budynku przemnożona przez wartość jednostkowego zużycia ciepła), energii końcowej (energia użytkowa podzielona przez sprawność całkowitą instalacji CO), ilość paliwa zużytego na cele ogrzewania budynku (energia końcowa podzielona przez wartość opałową paliwa) oraz zużycie energii pierwotnej (energia końcowa przemnożona przez współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej w_i na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii do budynku, który także dobierany jest automatycznie przez arkusz kalkulacyjny).

	A	B	C	D	E
43	Wartość energii użytkowej i końcowej wyznaczonej na podstawie parametrów wejściowych				
44	zapotrzebowanie na ciepło przez budynek:		energia użytkowa (pow. bud. * zużycie ciepła)	energia końcowa (energia użytkowa / $\eta_{całkowita}$)	
45			24 000	39 660	kWh/rok
46			160	264	kWh/m ² /rok
47			86	143	GJ/rok
48			0,576	0,952	GJ/m ² /rok
49					
50					
51	Ilość paliwa potrzebnego w celu ogrzania rozpatrywanego budynku przez dotychczasowe źródło ciepła				
52	zużycie paliwa na cele ogrzewania budynku: (energia końcowa / wartość opałowa)		5,3	ton węgla	
53					
54					
55	Wartość zużycia energii pierwotnej przez dotychczasowe źródło ciepła				
56	Współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej w_i na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii do budynku				
57					
58					
59	w_i:	1,10			
60					
61	zużycie energii pierwotnej: (energia końcowa * w_i)	43 626	kWh/m ² /rok		
62	Przejdź do tabeli ze współczynnikami nakładu energii pierwotnej				

W kolejnym kroku użytkownik powinien wybrać strefę klimatyczną, w której znajduje się budynek w celu dokładniejszego wyznaczenia mocy kotła na potrzeby CO (wartość powierzchni budynku przemnożona przez jednostkową wartość szacunkowego zapotrzebowania na ciepło oraz przemnożona przez różnicę wielkości temperatury pomieszczeń i temperatury zewnętrznej projektowej dla danej strefy klimatycznej oraz podzielonej przez różnicę temperatury pomieszczeń i przyjętej dla wyznaczonych wcześniej współczynników jednostkowego zużycia ciepła oraz szacunkowego zapotrzebowania na ciepło temperatury tak jak dla trzeciej strefy klimatycznej czyli 20°C). Wynik otrzymujemy w komórce **C108**.

	A	B	C	D
89				
90				
91				
92				
93				
94				
95				
96				
97	Wybierz strefę klimatyczną w której znajduje się budynek ☐ Strefa I ☐ Strefa II ☒ Strefa III ☐ Strefa IV ☐ Strefa V			
98				
99				
100				
101				
102				
103				
104				
105				
106	Projektowa temperatura zewnętrzna:			-20 °C
107	Średnia roczna temperatura zewnętrzna:			7,6 °C
108	Moc kotła na cele CO: $(\text{pow. bud.} \cdot \text{szac. zapotrzeb. na ciepło} \cdot (t_{\text{pom}} - t_{\text{projekt}}) / (t_{\text{pom}} + 20))$			15 kW

Zakładka CWU obl.

W drugiej kolejności należy przejść do zakładki *CWU obl.* na początku której użytkownik powinien określić parametry CWU poprzez wybranie rodzaju budynku oraz wpisanie liczby użytkujących go osób w komórkę **E24**.

	A	B	C	D	E	F
1		Określenie parametrów CWU				
2					Jednostkowe dobowe	Jednostka odniesienia
3					zużycie ciepłej wody V_{cw}	
4		Rodzaje budynków			[dm³/(j.o.)×doba]	
5		Budynki mieszkalne:				
6		☒ Budynki jednorodzinne			35	[mieszkaniec]
7		☐ Budynki wielorodzinne			48 ☐ Wodomierz mieszkaniowy	[mieszkaniec]
8						
9		Budynki zamieszkania zbiorowego:				
10		☐ Hotele z gastronomią			112	[miejsce noclegowe]
11		☐ Hotele pozostałe			75	[miejsce noclegowe]
12		☐ Schroniska, pensjonaty			50	[miejsce noclegowe]
13		☐ Budynki koszarowe, areszty śledcze			70	[łóżko]
14						
15		Inne budynki:				
16		☐ Szpitale			325	[łóżko]
17		☐ Szkoły			8	[uczeń]
18		☐ Biurowe, produkcyjne i magazynowe			7	[pracownik]
19		☐ Budynki handlowe			25	[pracownik]
20		☐ Budynki gastronomii i usług			30	[pracownik]
21		☐ Dworce kolejowe, lotniska, muzea			5	[pasażer/zwiedzający]
22		☐ własne dane			50	
23						
24		Ilość jednostek odniesienia:			4	

Dzięki temu otrzymujemy wartość rocznego zapotrzebowania na energię użytkową dla CWU wg wzoru:

$$\text{energia użytkowa} = V_{CW} * j.o. * c_w * \rho_w * (t_c - t_z) * k_t * t_{UZ} / (1000 * 3600)$$

V_{CW} - jednostkowe dobowe zużycie ciepłej wody

j.o. – ilość jednostek odniesienia

c_w – ciepło właściwe wody

ρ_w – gęstość wody

t_c – temperatura ciepłej wody

t_z – temperatura zimnej wody

k_t – mnożnik korekcyjny dla temperatury ciepłej wody innej niż 55°C

t_{UZ} - Współczynnik redukcji czasu użytkowania budynku w roku

(współczynnik redukcji czasu użytkowania budynku w roku jest dobierany automatycznie na podstawie wybranego rodzaju budynku). Użytkownik ma możliwość zmniejszenia temperatury ciepłej wody- przez co współczynnik korekcyjny ciepłej wody zmienia się stosownie do wybranej temperatury jednocześnie zmieniając wartość zapotrzebowania z komórki **E34** zgodnie z powyższym wzorem.

	A	B	C	D	E	F
27	Wartość energii użytkowej na cele CWU					
28	Całociowe zużycie ciepłej wody: ($V_{CW} \cdot j_{O.}$)		140		dm ³ /doba	
29	Współczynnik redukcyjny czasu użytkowania budynku w roku t_{Uz}:		0,9			
30	Temp. ciepłej wody:		55		°C	
31						
32						
33	Wsp. korekcyjny ciepłej wody k_t:		1			
34	Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową dla CWU: ($V_{CW} \cdot j_{O.} \cdot c_{CW} \cdot \rho_W \cdot (t_c - t_z) \cdot k_t \cdot t_{Uz} / (1000 \cdot 3600)$)		2 409		kWh/rok	

Następnie w celu wyznaczenia wartości energii końcowej na cele CWU użytkownik powinien określić parametry instalacji CWU poprzez określenie sprawności: wytwarzania ciepła, akumulacji oraz przesyłu (odpowiednie dostępne zakresy są wyznaczone automatycznie na podstawie zaznaczonego pola wyboru przez osobę korzystającą z arkusza).

	A	B	C	D	E	F
37	Określenie parametrów instalacji CWU					
38						
39	Sprawności wytwarzania ciepła (dla przygotowania ciepłej wody) w źródłach $\eta_{W,g}$					
40	☒ Przepływowy podgrzewacz gazowy z zapłonem elektrycznym					
41	☐ Przepływowy podgrzewacz gazowy z zapłonem płomieniem dyżurnym					
42	☐ Kotły stałotemperaturowe (tylko ciepła woda)					
43	☐ Kotły stałotemperaturowe dwufunkcyjne (ogrzewanie i ciepła woda)					
44	☐ Kotły niskotemperaturowe o mocy do 50 kW					
45	☐ Kotły niskotemperaturowe o mocy ponad 50 kW					
46	☐ Kotły gazowe kondensacyjne o mocy do 50 kW					
47	☐ Kotły gazowe kondensacyjne o mocy ponad 50 kW					
48	☐ Elektryczny podgrzewacz akumulacyjny (z zasobnikiem bez strat)					
49	☐ Elektryczny podgrzewacz przepływowy					
50	☐ Pompy ciepła woda/woda					
51	☐ Pompy ciepła glikol/woda					
52	☐ Pompy ciepła powietrze/woda					
53	☐ Węzeł cieplny kompaktowy z obudową					
54	☐ Węzeł cieplny kompaktowy bez obudowy					
55	☐ Węzeł cieplny kompaktowy z obudową (ogrzewanie i ciepła woda)					
56	☐ Węzeł cieplny kompaktowy bez obudowy (ogrzewanie i ciepła woda)					
57	☐ własne dane					
58						
59	Zakres sprawności					
60	0,84-0,99		Przejdź do tabeli ze sprawnościami			
61						
62	Proszę wpisać wartość z podanego zakresu:				Uwagi	
63			0,88			

Po określeniu parametrów instalacji i uzyskaniu przez to sprawności całkowitej w komórce E118 wg wzoru:

$$\eta_{\text{całkowita}} = \eta_{W,g} \cdot \eta_{W,s} \cdot \eta_{W,d}$$

$\eta_{\text{całkowita}}$ – sprawność całkowita

$\eta_{W,g}$ – sprawność wytwarzania

$\eta_{W,s}$ – sprawność akumulacji

$\eta_{W,d}$ – sprawność przesyłu

wartość energii końcowej na cele CWU (roczne zapotrzebowanie na energię użytkową podzielone przez wartość sprawności całkowitej instalacji CWU) wyznaczona jest w komórce **E123**. W komórce **E128** oraz **E129** arkusz wylicza wielkość zasobnika buforowego (całociowe zużycie ciepłej wody podzielone przez 1000) oraz moc kotła na cele CWU (całociowe zużycie ciepłej wody pomnożonej przez wartość ciepła właściwego wody pomnożonej przez różnicę ciepłej i zimnej wody w zaworze czerpalnym podzielonej przez czas podgrzania do temperatury wody ciepłej oraz podzielonej przez iloczyn sprawności przesyłu ciepłej wody oraz sprawności akumulacji) przy założeniu, że moc kotła jest tak dobrana iż kocioł podgrzewa wodę w zasobniku przez 24 godziny na dobę, a wielkość zasobnika jest taka, iż ciepłej wody wystarczy nawet w szczycie użytkowania przez mieszkańców budynku.

	A	B	C	D	E	F
121	Wartość energii końcowej na cele CWU					
122	Roczne zapotrzebowania na energię końcową na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej (roczne zapotrzebowanie na energię użytkową / $\eta_{\text{całkowita}}$)					
123					4 639	kWh/rok
124					16,70	GJ/rok
125						
126						
127	Wyznaczenie mocy kotła oraz wielkości zasobnika buforowego na cele CWU					
128	wielkość zasobnika buforowego: (całociowe zużycie ciepłej wody / 1000)				0,1	m ³
129	moc kotła na cele CWU: $((\text{cał. zuż. ciep. wody} * c_w * (t_c - t_z) / \text{czas}_{\text{podgrz}}) / (\eta_{w.s} * \eta_{w.d}))$				0,5	kW

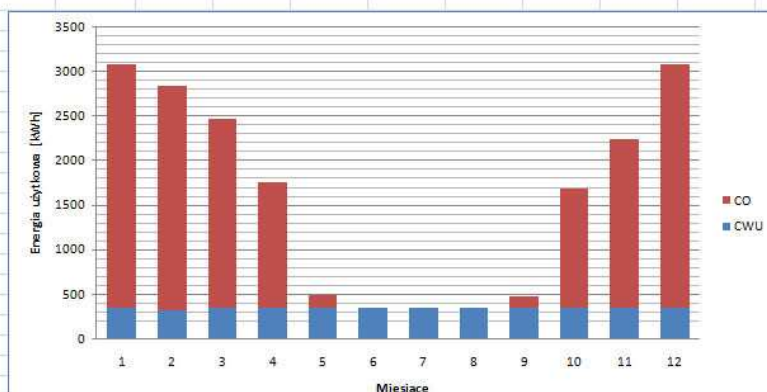
Zakładka Kogen. obl.

Po zakończeniu wypełniania arkuszy z zakładki *CO obl.* oraz *CWU obl.* przechodzimy ostatecznie do zakładki *Kogen. Obl.* W komórce **G20** mamy przedstawioną wartość energii pod którą dobierany jest układ kogeneracyjny dla rozpatrywanego budynku (suma energii użytkowej na cele CO i ilorazu energii użytkowej na cele CWU z wartością iloczynu sprawności akumulacji i przesyłu CWU).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J															
1		Kogenerator powinno dobierać się po wcześniejszym przeprowadzeniu termomodernizacji																							
2		budynku, jeśli jednak mimo wszystko Pan/Pani chce dobrać układ kogeneracyjny bez wykonania																							
3		zalecenia- proszę odznaczyć opcję "termomodernizacja". Opcję także należy odznaczyć, wtedy																							
4		gdy budynek jest nowy lub po termomodernizacji																							
5																									
6		termomodernizacja																							
7		☒ TAK / NIE																							
8																									
9		Określenie poziomu termomodernizacji																							
10		Poziom termomodernizacji																							
11		<table border="1"> <tr> <td></td><td>zużycie ciepła [kWh/m²/rok]</td><td>szacunkowe zapotrzeb. na ciepło [W/m²]</td></tr> <tr> <td>☐ niski</td><td>120</td><td>80</td></tr> <tr> <td>☒ średni</td><td>100</td><td>60</td></tr> <tr> <td>☐ wysoki</td><td>60</td><td>40</td></tr> <tr> <td>☐ własne dane</td><td>80</td><td>50</td></tr> </table>										zużycie ciepła [kWh/m²/rok]	szacunkowe zapotrzeb. na ciepło [W/m²]	☐ niski	120	80	☒ średni	100	60	☐ wysoki	60	40	☐ własne dane	80	50
	zużycie ciepła [kWh/m²/rok]	szacunkowe zapotrzeb. na ciepło [W/m²]																							
☐ niski	120	80																							
☒ średni	100	60																							
☐ wysoki	60	40																							
☐ własne dane	80	50																							
12																									
13																									
14																									
15																									
16		Moc kotła na cele CO po uwzględnieniu termomodernizacji: 9 kW (pow. bud. * szac. zapotrzeb. na ciepło * (t_{pom} - t_{projekt})/(t_{pom} + 20))																							
17																									
18																									
19		Energia do doboru układu kogeneracyjnego:				CO (energia użytkowa)	CWU (energia użytkowa / (η _{W,s} * η _{W,d}))	Suma																	
20						15 000	4 083	19 083	kWh/rok																
21						54	15	69	GJ/rok																

Następnie użytkownik proszony jest w wierszu **25** o wybranie najbliższej miejscowości z listy obok której znajduje się badany budynek. Arkusz po wyborze miejscowości wylicza ilość stopniodni (różnica temperatury pomieszczeń i średniej temperatury zewnętrznej pomnożonej przez liczbę dni grzania) oraz na tej podstawie wyznacza procentowy udział energii cieplnej na cele CO w roku kalendarzowym (iloraz liczby stopniodni w danym miesiącu i sumy stopniodni w roku).

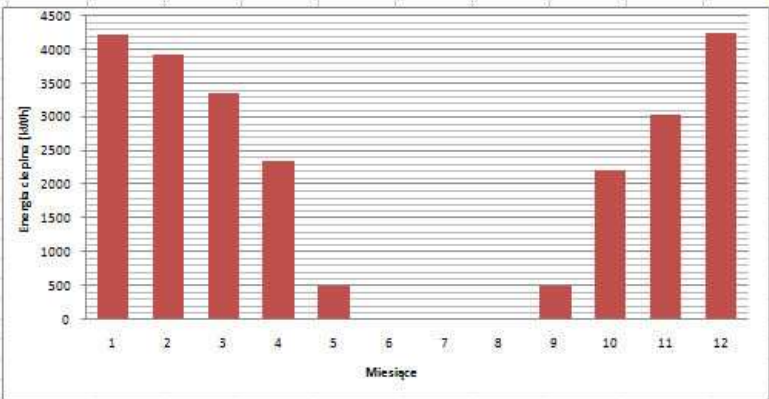
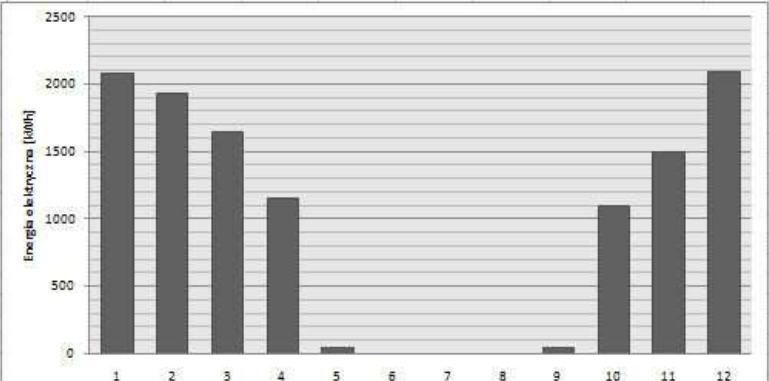
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
24			Określenie długości sezonu grzewczego oraz stopniodni na podstawie rejonu geograficznego, w którym znajduje się budynek												
25			Proszę wybrać najbliższą położoną miejscowość: Katowice												
26			Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	Suma
27		śr. temp. zew. [°C]	-1,9	-2,4	3,0	8,2	13,4	16,0	17,8	17,7	13,0	9,3	4,2	-2,0	-
28		dni grzania	31	28	31	30	5	0	0	0	5	31	30	31	222
29		stopniodni (20 - śr. temp. zew.) * dni grzania	679	627	527	354	33	0	0	0	35	332	474	682	3743
30															
31															
32			Procentowy udział energii cieplnej w okresie sezonu grzewczego na cele CO (stopniodni w danym miesiącu / suma stopniodni)												
33			Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	
34			18,14%	16,76%	14,08%	9,46%	0,88%	0,00%	0,00%	0,00%	0,94%	8,86%	12,66%	18,22%	
35															
36															
37			Rozdział energii cieplnej na cele CO oraz CWU dla CO: (energia użytkowa * procentowy udział energii cieplnej) dla CWU: (energia końcowa * (liczba dni w miesiącu / liczba dni w roku))												
38			Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	
39		CWU	347	313	347	336	347	336	347	347	336	347	336	347	kWh
40		CO	2721	2514	2112	1419	132	0	0	0	140	1329	1900	2733	kWh
41		suma	3061	2854	2452	1759	472	340	340	340	480	1670	2240	3073	kWh
42															
43															
44															
45															
46															
47															
48															
49															
50															
51															
52															
53															
54															
55															
56															
57															
58															
59															
60															
61															
62															



W wierszu **67** użytkownik zostaje poinformowany o sposobie dobrania układu kogeneracyjnego, tzn. jeżeli powierzchnia budynku jest mniejsza niż 500 m^2 to wtedy kogenerator zostaje dobrany pod CO, natomiast jeśli powierzchnia rozpatrywanego budynku jest większa niż 500 m^2 to wtedy zostaje dobierany pod CWU. Arkusz wyznacza w komórce **I68** moc cieplną jaką powinien dysponować nasz kogenerator (jeżeli dobór jest pod CO to wtedy moc cieplna kogeneratora jest równa połowie mocy kotła na cele CO, natomiast jeśli dobór jest pod CWU to wtedy moc kogeneratora jest równa mocy kotła na cele CWU) oraz w komórce **I69** moc kotła szczytowego (różnica mocy kotła na cele CO lub CWU i mocy cieplnej układu kogeneracyjnego). Następnie wypełnić należy komórki od **M70** do **M73** z danych katalogowych kogeneratora. W komórce **M76** wpisujemy z danych katalogowych sprawność kotła szczytowego.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
66		Określenie parametrów kogeneratora oraz kotła szczytowego													
67		Powierzchnia budynku jest mniejsza niż 500 m2 więc kogenerator zostaje dobrany pod CO													
68		Wyznaczona moc cieplna kogeneratora:				7,5	kW		jeżeli dobór pod CO: (moc kotła na cele CO * 0,5) jeżeli dobór pod CWU: (moc kotła na cele CWU)						
69		Wyznaczona moc cieplna gazowego kotła szczytowego:				7,5	kW		(moc kotła - moc cieplna kogen.)						
70		proszę wpisać cenę za układ kogeneracyjny dostępny na rynku o podobnej mocy cieplnej jak powyżej:											15000	zł	
71		proszę wpisać moc elektryczną uzyskiwaną w wybranym kogeneratorze (z danych katalogowych):											3,7	kW	
72		orientacyjna żywotność kogeneratora przy założeniu że pracuje bez przerwy:											8	lat(a)	
73		proszę wpisać sprawność układu kogeneracyjnego (z danych katalogowych):											0,88		
74		sprawność cieplna układu kogeneracyjnego:				0,59	((moc ciep. kogen. / (moc ciep. kogen. + moc elek. kogen.)) * spraw. kogen.)								
75		sprawność elektryczna układu kogeneracyjnego:				0,29	((moc elek. kogen. / (moc ciep. kogen. + moc elek. kogen.)) * spraw. kogen.)								
76		proszę wpisać sprawność kotła szczytowego (z danych katalogowych):											0,90		

W komórce **N81** użytkownik dowiadyuje się ile energii cieplnej zostało wytworzonej przez układ kogeneracyjny, natomiast w komórce **N108** ile energii elektrycznej.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
79		Ilość wytworzonej energii cieplnej przez układ kogeneracyjny													
80		Kogenerator dobrany pod CO: wykorzystanie układu kogeneracyjnego w sezonie grzewczym przyjmuje się na poziomie 90%, natomiast pozostałe 10% to wykorzystanie kotła szczytowego. Kogenerator dobrany pod CWU: wykorzystanie układu kogeneracyjnego w ciągu całego roku kalendarzowego wynosi 100%.													
81	Ilość energii	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	kWh
82	Średnia moc układu kogen.	5,7	5,8	4,5	3,3	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7	3,0	4,2	5,7	-	kW
83															
106		Ilość wytworzonej energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny ((średnia moc układu kogeneracyjnego / moc cieplna kogeneratora) * moc elektryczna kogeneratora * dni grzania * 24 godziny)													
107		Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
108	Ilość energii	2084	1937	1651	1159	40	0	0	0	42	1095	1501	2093	11601	kWh
109															

W następnej kolejności należy określić ceny wpisując je w komórkach od **J134** do **J137**. Po ich wypełnieniu dowiadujemy się szczegółowych danych na temat kosztów oraz zysków z tytułu użytkowania kogeneratora (komórki od **J141** do **J148**) takich jak:

- a) ilość gazu zużytego przez układ kogeneracyjny wraz z kotłem szczytowym =
 $((\text{ilość energii cieplnej wytworzonej przez kogenerators} + \text{ilość energii elektrycznej wytworzonej przez kogenerators}) / 277,78 / \text{wartość opałowa gazu} / \text{sprawność układu kogeneracyjnego}) + ((\text{energia do doboru układu kogeneracyjnego} - \text{ilość energii cieplnej wytworzonej przez kogenerators}) / 277,78 / \text{wartość opałowa gazu} / \text{sprawność kotła szczytowego}),$
- b) koszt zużycia gazu = ilość zużytego gazu * cena gazu,
- c) koszt wytworzenia energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny =
 $\text{ilość gazu zużytego przez kogenerators} * (\text{moc elektryczna kogenerators} / (\text{moc elektryczna kogenerators} + \text{moc cieplna kogenerators})) * \text{cena gazu},$
- d) koszt wytworzenia 1MWh energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny =
 $(\text{koszt wytworzenia energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny} / \text{ilość wytworzonej energii elektrycznej}) * 1000,$
- e) koszt przeglądu wraz z konserwacją układu kogeneracyjnego =
 $\text{ilość moto-godzin kogenerators} * \text{cena za konserwację układu kogeneracyjnego za 1m-g},$
- f) uzyskana kwota ze sprzedaży energii elektrycznej =
 $\text{cena odsprzedanej 1MWh energii elektrycznej} * \text{ilość wytworzonej energii elektrycznej} / 1000,$
- g) uzyskana kwota za żółte certyfikaty =
 $\text{kwota wypłacana za żółte certyfikaty za 1MWh energii elektrycznej} * \text{ilość wytworzonej energii elektrycznej} / 1000,$
- h) końcowy zysk =
 $\text{uzyskana kwota za żółte certyfikaty} + \text{uzyskana kwota ze sprzedaży energii elektrycznej} - \text{koszt wytworzenia energii elektrycznej} - \text{koszt przeglądu kogenerators},$

Ostatecznie w komórce **F152** użytkownik dowiaduje się jaki jest czas zwrotu układu kogeneracyjnego (iloraz ceny kogenerators i końcowego zysku) oraz w wierszu **154** otrzymuje komunikat czy jest on opłacalny czy też nie (jeżeli czas zwrotu układu kogeneracyjnego jest dłuższy niż jego żywotność to zakup takiego układu jest nieopłacalny).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	
133		Określenie cen										
134		cena za 1m ³ gazu: cena energii elektrycznej odsprzedanej do sieci elektroenergetycznej: kwota wypłacana za żółte certyfikaty (za 1MWh): cena przeglądów rocznych (w tym konserwacja układu- wymiana oleju itp.):									2	zł
135											180	zł/MWh
136											120	zł
137											0,05	zł/m-g
138												
139												
140		Koszty oraz zyski z tytułu użytkowania kogeneratora										
141		ilość gazu zużytego przez układ kogeneracyjny wraz z kotłem szczytowym: (((ilość ener. cieplnej wytw. przez kogen. + ilość ener. elek. wytw. przez kogen.) / 277,78 / wartość opał. gazu / sprawność ukł. kogen.) + ((ener. do doboru ukł. kogen. - ilość ener. cieplnej wytw. przez kogen.) / 277,78 / wartość opał. gazu / sprawność kotła szczytowego))									4563 m ³ /rok	
142		koszt zużycia gazu: (ilość zużytego gazu * cena gazu)									9127 zł/rok	
143		koszt wytworzenia energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny: (ilość gazu zużytego przez kogen. * (moc elek. kogen. / (moc elek. kogen. + moc cieplna kogen.)) * cena gazu)									2738 zł/rok	
144		koszt wytworzenia 1MWh energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny: ((koszt wytworzenia energii elek. przez układ kogeneracyjny / ilość wytworzonej energii elek.) * 1000)									236 zł	
145		koszt przeglądu wraz z konserwacją układu kogeneracyjnego: (ilość moto-godzin kogen. * cena za konserwację układu kogen. za 1m-g)									266 zł	
146		uzyskana kwota ze sprzedaży energii elektrycznej: (cena odsprzedanej 1MWh energii elek. * ilość wytw. energii elek. / 1000)									2088 zł/rok	
147		uzyskana kwota za żółte certyfikaty: (kwota wypłacana za żółte certyfikaty za 1MWh energii elek. * ilość wytw. energii elek. / 1000)									1392 zł/rok	
148		końcowy zysk: (zysk. kwota za żółte certyf. + zysk. kwota ze sprzedaży ener. elek. - koszt wytw. ener. elek. - koszt przeglądu kogeneratora)									476 zł/rok	
149												
150												
		Oplacalność układu kogeneracyjnego										
151		Kogenerator dobrany pod CO: jeżeli (czas zwrotu < (365 / dł. okresu grzew.) * żywotność kogen.) to kupno kogen. jest opłacalne Kogenerator dobrany pod CWU: jeżeli (czas zwrotu kogen. < żywotność kogeneratora) to kupno kogeneratora jest opłacalne										
152		czas zwrotu układu kogeneracyjnego:		31,5		lat(a)		(cena kogeneratora / końcowy zysk)				
153												
154		Nie opłaca się instalacja układu kogeneracyjnego w tym przypadku										
155												

4. Przeprowadzenie badań dla rozpatrywanych urządzeń i budynków z wykorzystaniem metodyki określonej w punkcie 3 wraz z prezentacją uzyskanych wyników (przyporządkowanie technologii do rozpatrywanych obiektów, prezentacja uzyskanych wyników obliczeń potwierdzających zasadność zastosowania BCHP).

Założenia do obliczeń w algorytmie:

1. Budynki znajdują się w III strefie klimatycznej (przyjęto lokalizację w mieście Katowice)
2. Opis źródeł ciepła na cele c.o. i c.w.u. został opisany w tabeli 6
3. Cenę za 1 m³ gazu ziemnego przyjęto na poziomie 2 zł
4. Cena energii elektrycznej odsprzedanej do sieci elektroenergetycznej – 180 zł/MWh
5. Żółte certyfikaty – 120 zł/MWh
6. Cena rocznych przeglądów – 0,05 zł/m-g
7. Żywotność układu kogeneracyjnego – 9 lat.

W tabelach poniżej przedstawiono wyniki badań dla przykładowych budynków opisanych w ppkt.1 niniejszego opracowania.

Tabela 19a. Zestawienie wyników badań na wybranych budynkach

	Układ kogeneracyjny bez termomodernizacji		Układ kogeneracyjny po termomodernizacji	
Przykład nr	1	2	3	4
Segment / Powierzchnia budynku, m ²	S/150	M/2000	S/150	M/2000
Zużycie ciepła kWh/m ² /rok	243	137	87,6	54,8
Moc na c.o., kW	21,15	178	9	178
Moc na c.w.u., kW (uwzględniono zasobnik ciepła)	0,8	25,4	0,8	25,4
Moc kotła na c.o. po termomodernizacji, kW	-	-	9	120
Wyznaczona moc cieplna kogeneratora, kW	10,6	25,4	4,5	25,4
Wyznaczona moc cieplna gazowego kotła szczytowego, kW	10,6	0	4,5	0
Cena za układ kogeneracyjny dostępny na rynku o podobnej mocy cieplnej jak powyżej, PLN	30 000	45 000	20 000	45 000
Moc elektryczna uzyskiwana w wybranym kogeneratorsie (z danych katalogowych), kW	2,5	10,5	1,5	10,5
Sprawność układu kogeneracyjnego (z danych katalogowych), %	90	90	90	90
Sprawność kotła szczytowego (z danych katalogowych), %	90	-	90	-
Koszt wytworzenia energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny, PLN/rok	1975	18655	1314	18655
Koszt wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny, PLN	232	225	233	225
Koszt przeglądu wraz z konserwacją układu kogeneracyjnego, PLN	266	438	266	438
Kwota ze sprzedaży energii elektrycznej, PLN	1531	14901	1013	14901
Kwota za żółte certyfikaty, PLN	1021	9934	1013	9934
Końcowy zysk, PLN/rok	311	5742	108	5742
Czas zwrotu układu kogeneracyjnego, lata	97,2	7,8	185,3	7,8
Czy instalacja jest opłacalna?	nie	tak	nie	tak

Etap nr 6

Badania nad stosowaniem mikrokogeneracji i kogeneracji małej skali oraz technologii zintegrowanych z wykorzystaniem OZE (z uwzględnieniem mikrobiogazowni i innych technologii OZE) w różnych kategoriach budynków

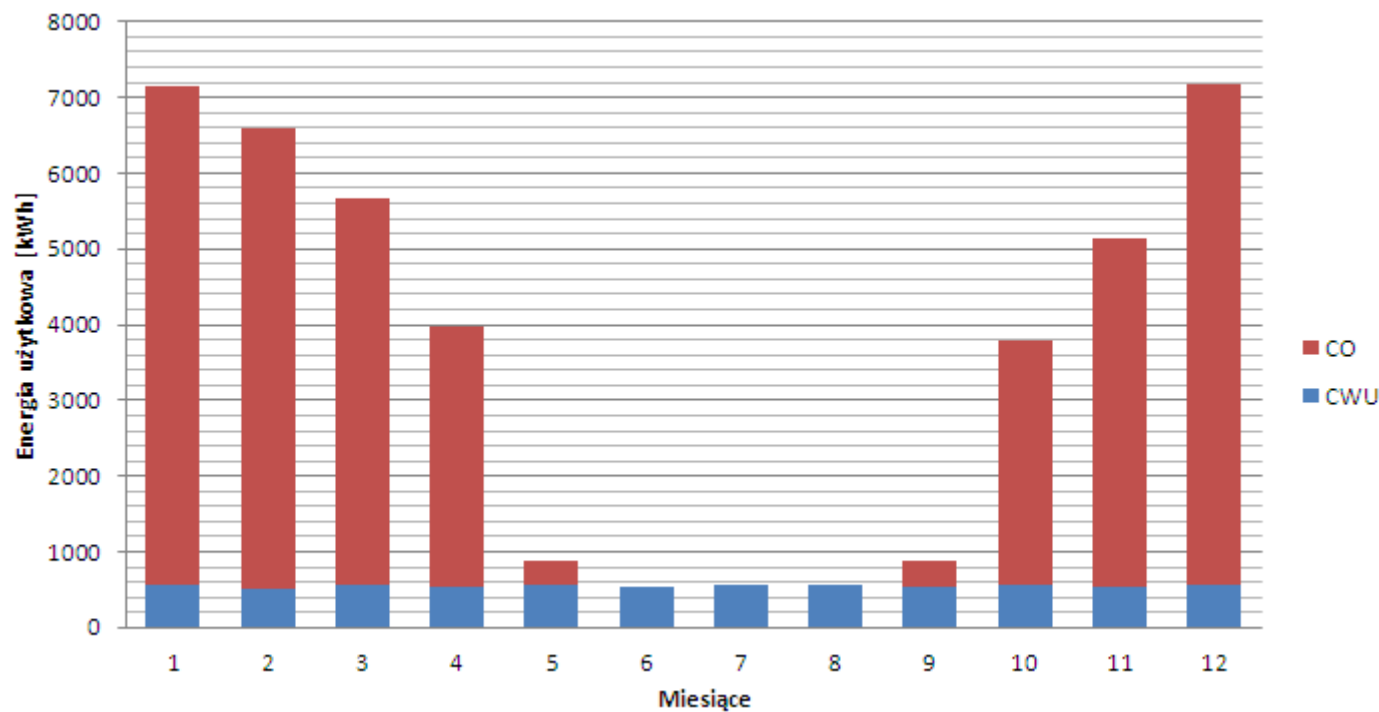
Tabela 19b. Zestawienie wyników badań na wybranych budynkach

	Układ kogeneracyjny bez termomodernizacji		Układ kogeneracyjny po termomodernizacji	
Przykład nr	5	6	7	8
Segment/ Powierzchnia budynku, m ²	S/150	M/2000	S/150	M/2000
Zużycie ciepła kWh/m ² /rok	132	73,5	87,6	54,8
Moc na c.o., kW	13,05	104	9	80
Moc na c.w.u., kW (uwzględniono zasobnik ciepła)	0,6	18,4	0,6	18,4
Moc kotła na c.o. po termomodernizacji, kW	-	-	9	80
Wyznaczona moc cieplna kogeneratora, kW	6,5	18,4	4,5	18,4
Wyznaczona moc cieplna gazowego kotła szczytowego, kW	6,5	0	4,5	0
Cena za układ kogeneracyjny dostępny na rynku o podobnej mocy cieplnej jak powyżej, PLN	30 000	40 000	30 000	40 000
Moc elektryczna uzyskiwana w wybranym kogeneratorsie (z danych katalogowych), kW	2,5	8	2	8
Sprawność układu kogeneracyjnego (z danych katalogowych), %	90	91,5	90	91,5
Sprawność kotła szczytowego (z danych katalogowych), %	90	-	90	-
Koszt wytworzenia energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny, PLN/rok	1801	13980	1655	13980
Koszt wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny, PLN	232	222	233	225
Koszt przeglądu wraz z konserwacją układu kogeneracyjnego, PLN	266	438	266	438
Kwota ze sprzedaży energii elektrycznej, PLN	1394	11353	1277	11353
Kwota za żółte certyfikaty, PLN	930	7569	851	7569
Końcowy zysk, PLN/rok	257	4503	207	4503
Czas zwrotu układu kogeneracyjnego, lata	116,7	8,9	122,4	8,9
Czy instalacja jest opłacalna?	nie	tak	nie	tak

Rozdział energii ciepłej na cele co i cwu dla poszczególnych przykładów

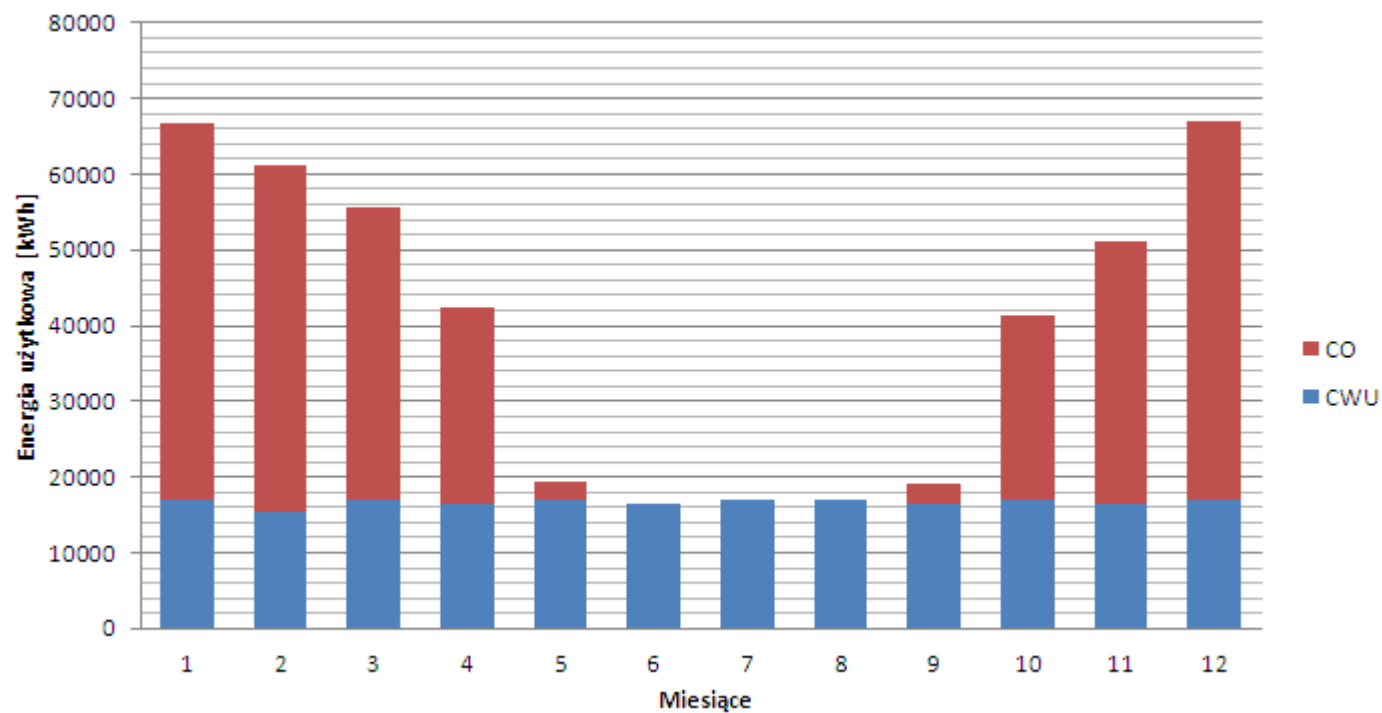
Przykład 1.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	
CWU	568	513	568	550	568	550	568	568	550	568	550	568	kWh
CO	6584	6083	5111	3433	320	0	0	0	339	3217	4597	6614	kWh
suma	7142	6641	5669	3991	878	558	558	558	897	3775	5155	7172	kWh



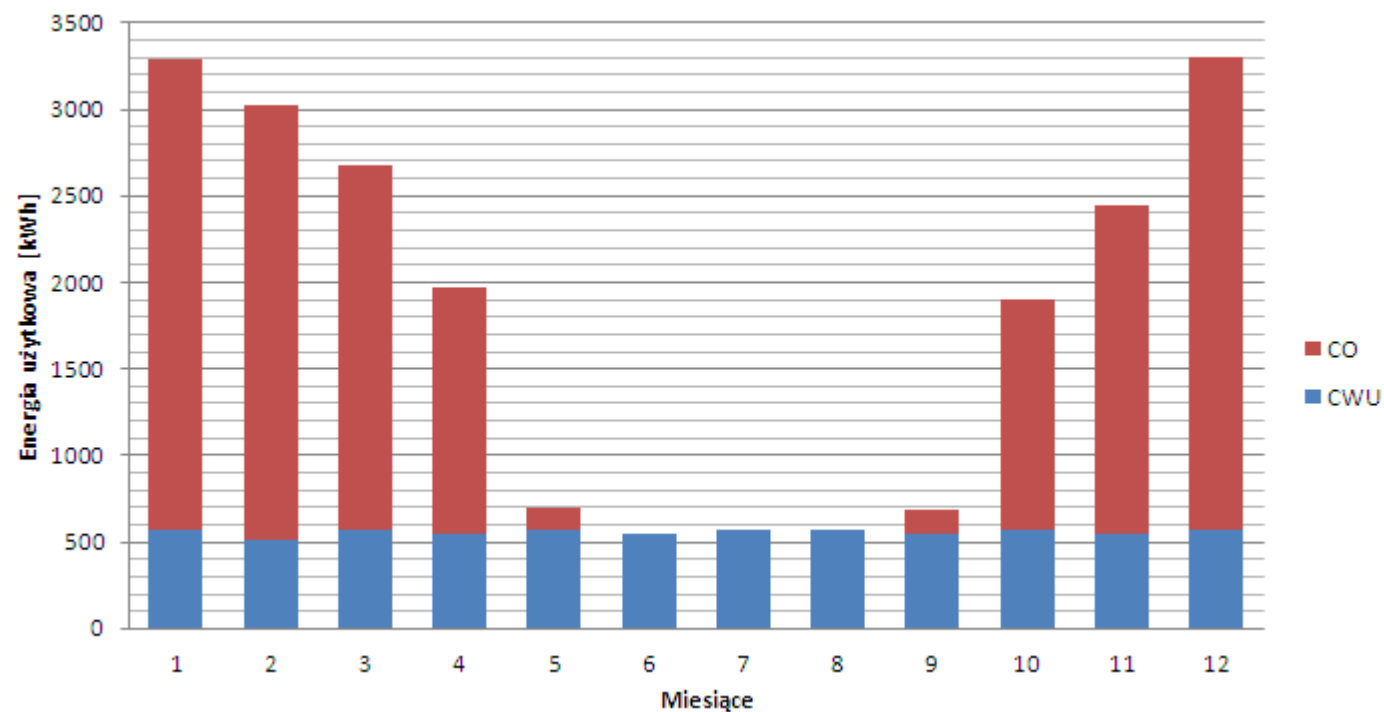
Przykład 2.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	
CWU	16990	15345	16990	16442	16990	16442	16990	16990	16442	16990	16442	16990	kWh
CO	49700	45916	38580	25915	2416	0	0	0	2562	24283	34700	49927	kWh
suma	66370	62585	55250	42585	19086	16670	16670	16670	19232	40953	51370	66597	kWh



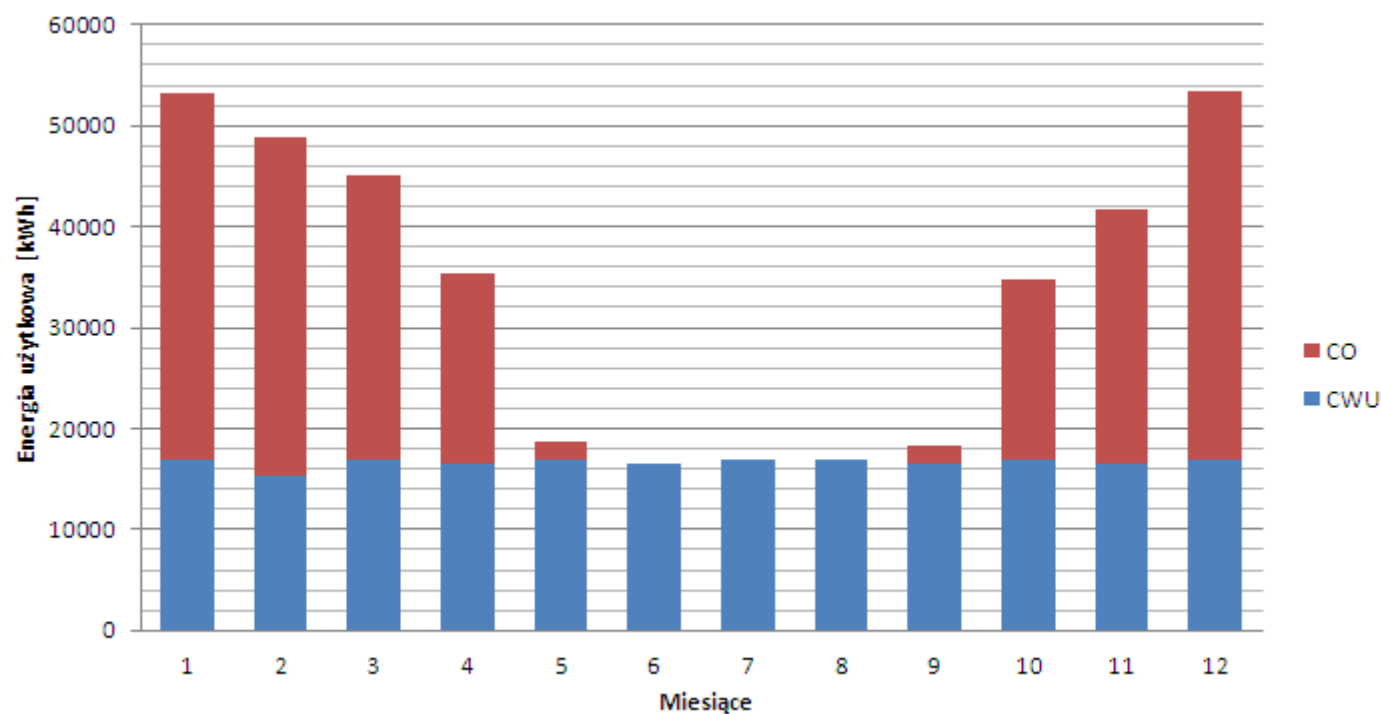
Przykład 3.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	
CWU	568	513	568	550	568	550	568	568	550	568	550	568	kWh
CO	2721	2514	2112	1419	132	0	0	0	140	1329	1900	2733	kWh
suma	3278	3071	2670	1976	690	558	558	558	698	1887	2457	3291	kWh



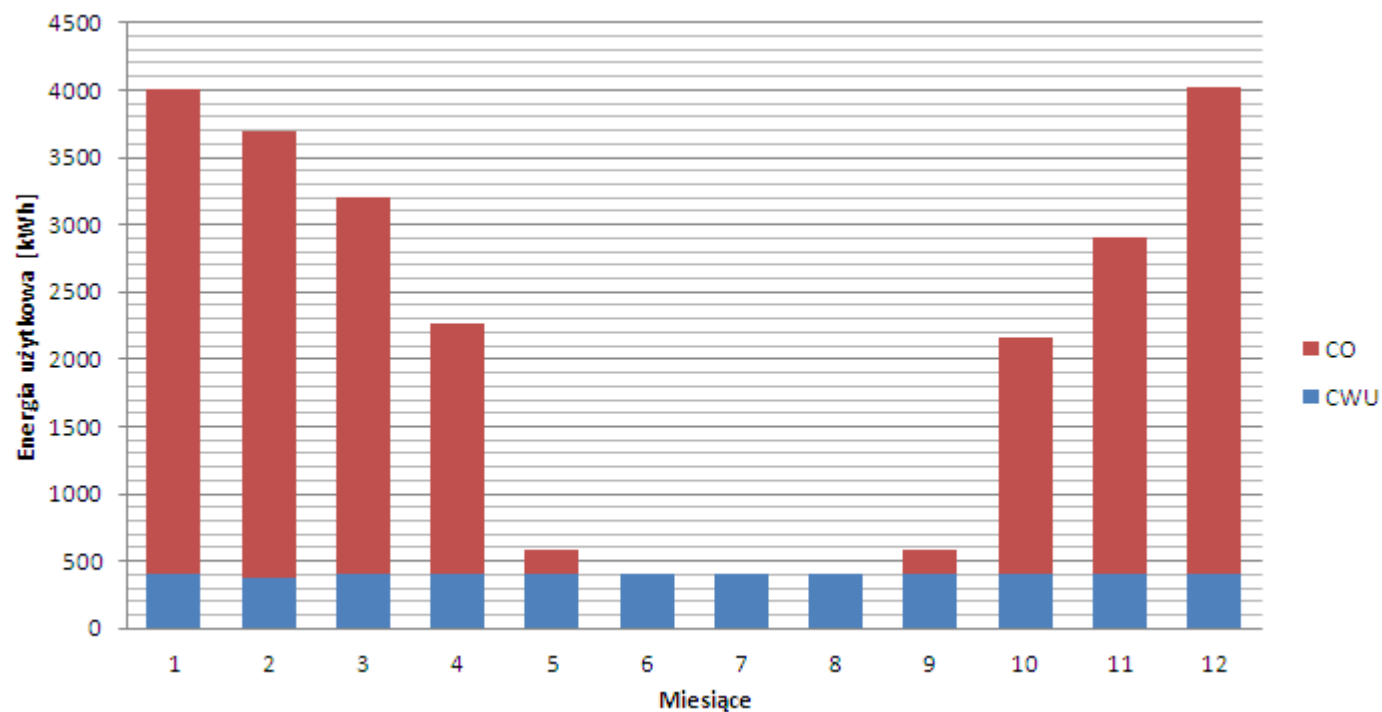
Przykład 4.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	
CWU	16990	15345	16990	16442	16990	16442	16990	16990	16442	16990	16442	16990	kWh
CO	36278	33515	28161	18916	1763	0	0	0	1870	17725	25329	36443	kWh
suma	52948	50185	44831	35586	18433	16670	16670	16670	18540	34395	41999	53113	kWh



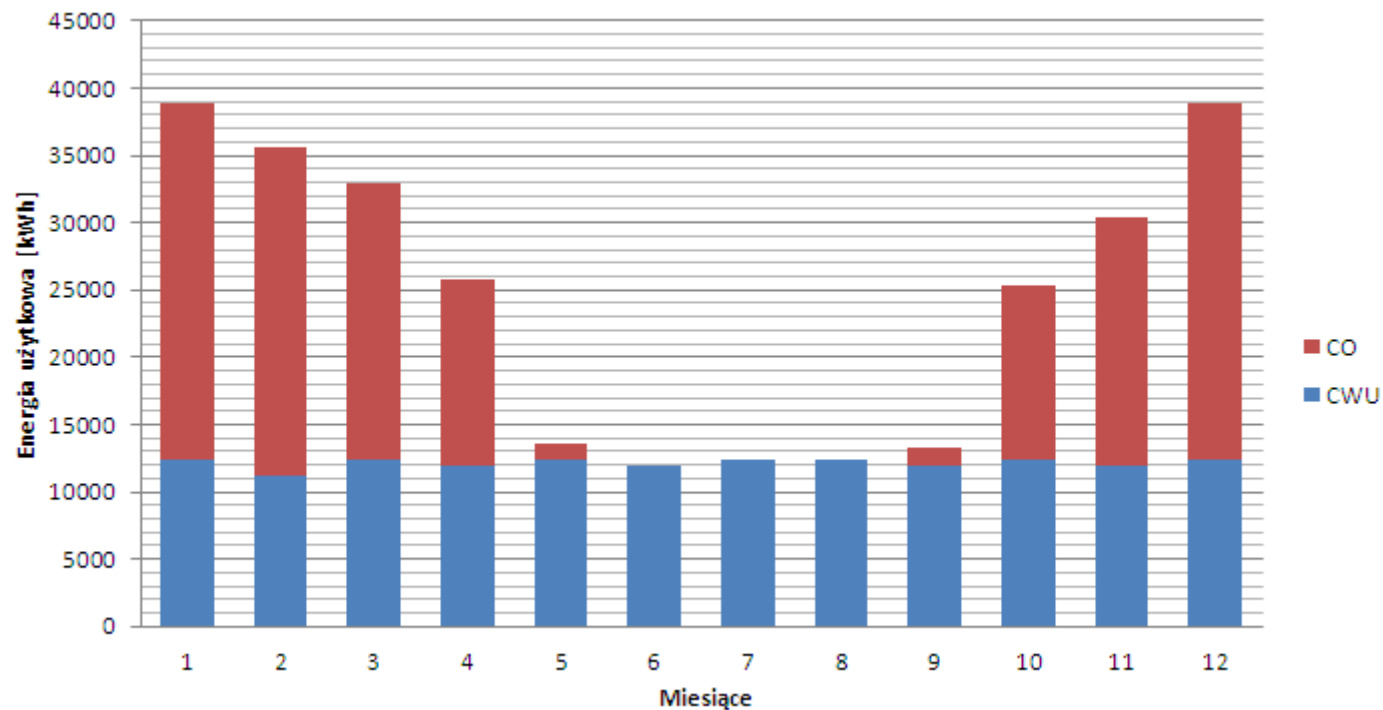
Przykład 5.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	
CWU	412	373	412	399	412	399	412	412	399	412	399	412	kWh
CO	3591	3318	2788	1873	175	0	0	0	185	1755	2508	3608	kWh
suma	3996	3723	3193	2277	579	405	405	405	590	2159	2912	4013	kWh



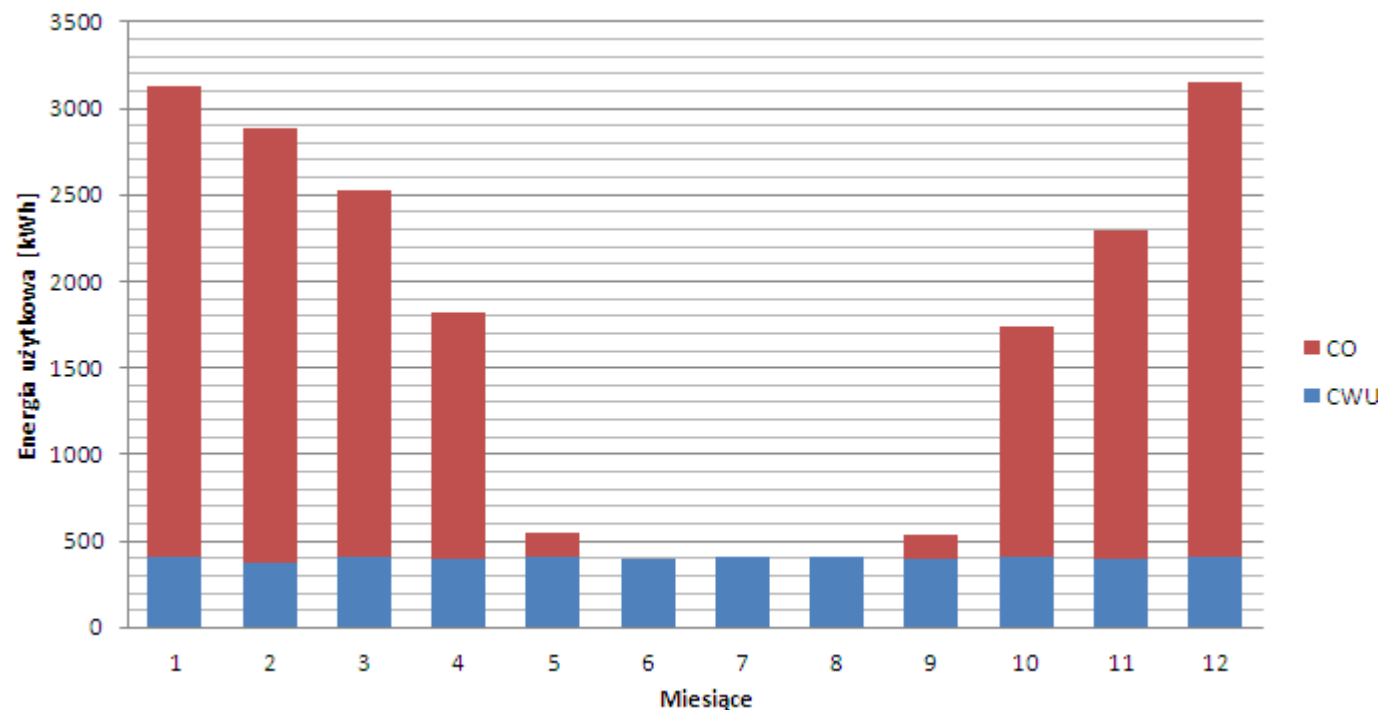
Przykład 6.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	
CWU	12331	11138	12331	11933	12331	11933	12331	12331	11933	12331	11933	12331	kWh
CO	26483	24466	20557	13809	1287	0	0	0	1365	12939	18490	26604	kWh
suma	38582	36565	32656	25908	13386	12099	12099	12099	13464	25038	30589	38703	kWh



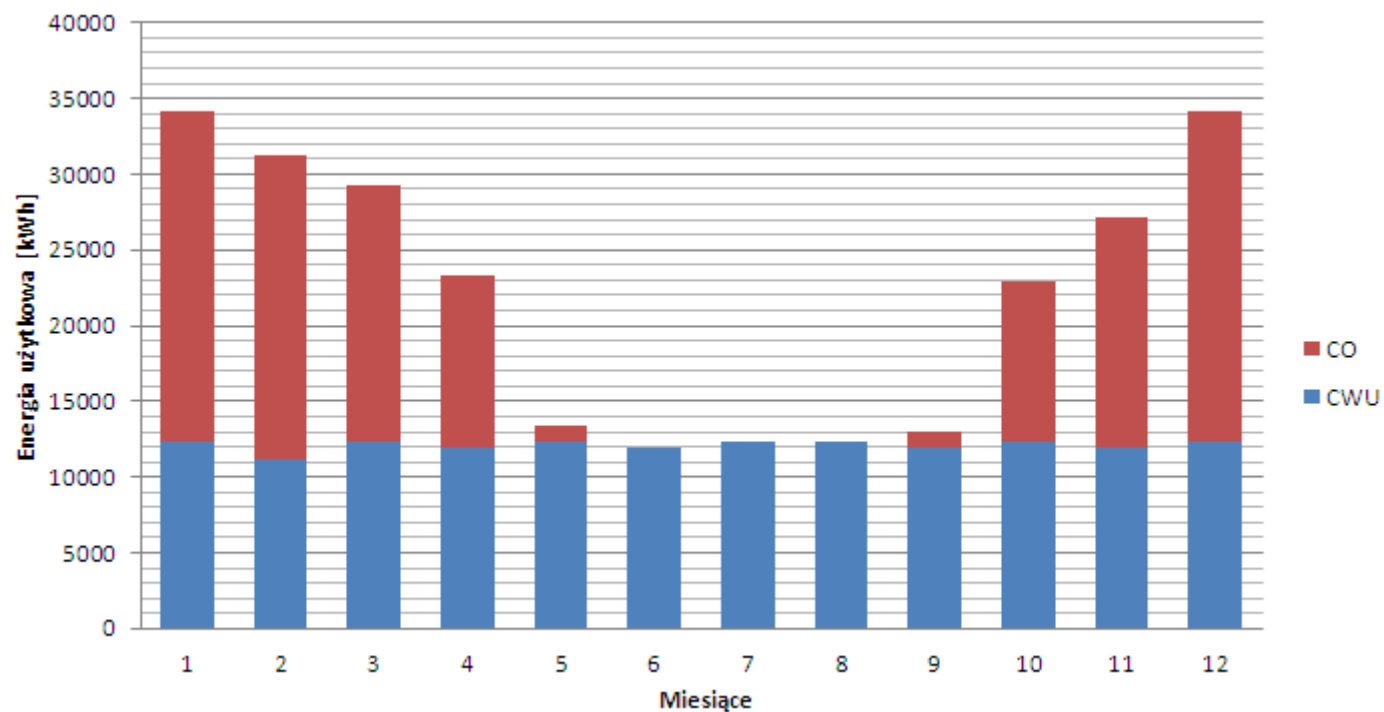
Przykład 7.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	
CWU	412	373	412	399	412	399	412	412	399	412	399	412	kWh
CO	2721	2514	2112	1419	132	0	0	0	140	1329	1900	2733	kWh
suma	3126	2918	2517	1823	537	405	405	405	545	1734	2304	3138	kWh



Przykład 8.

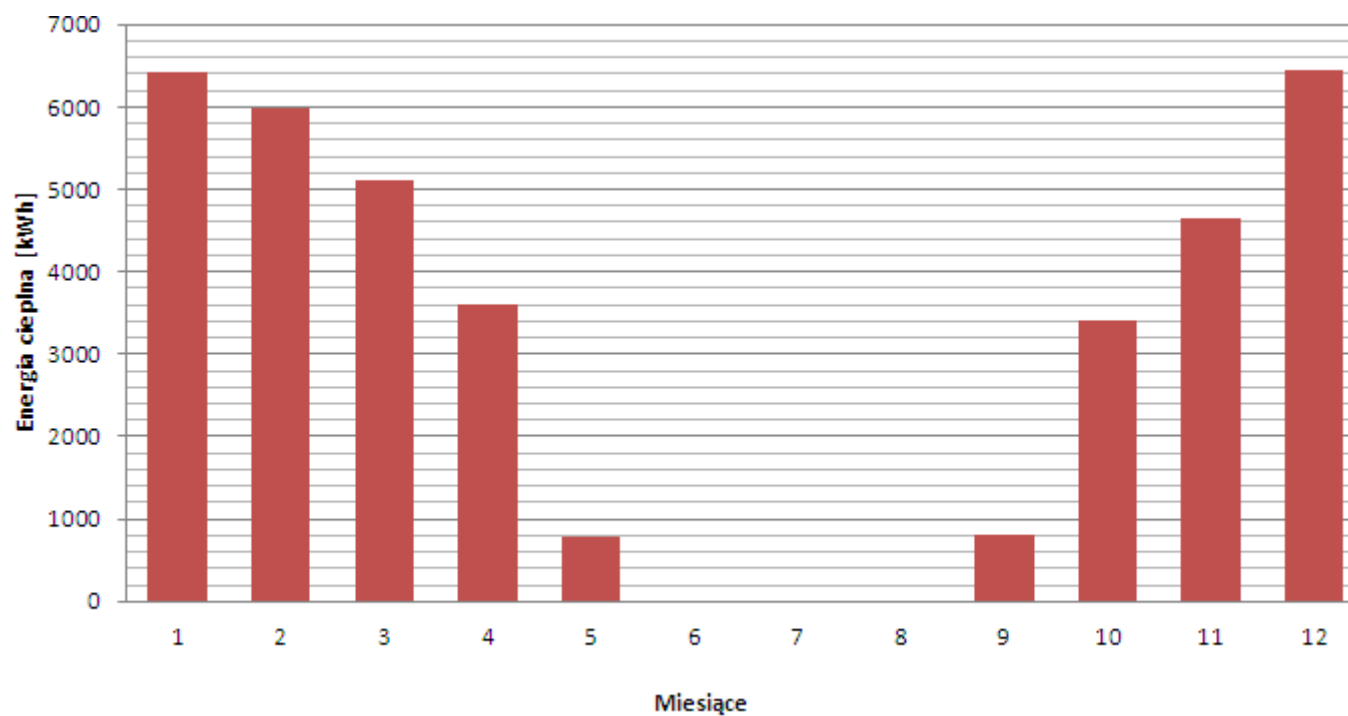
	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	
CWU	12331	11138	12331	11933	12331	11933	12331	12331	11933	12331	11933	12331	kWh
CO	21767	20109	16896	11350	1058	0	0	0	1122	10635	15197	21866	kWh
suma	33866	32208	28996	23449	13157	12099	12099	12099	13221	22734	27296	33965	kWh



Ilość wytworzonej energii cieplnej przez układ kogeneracyjny dla poszczególnych przykładów

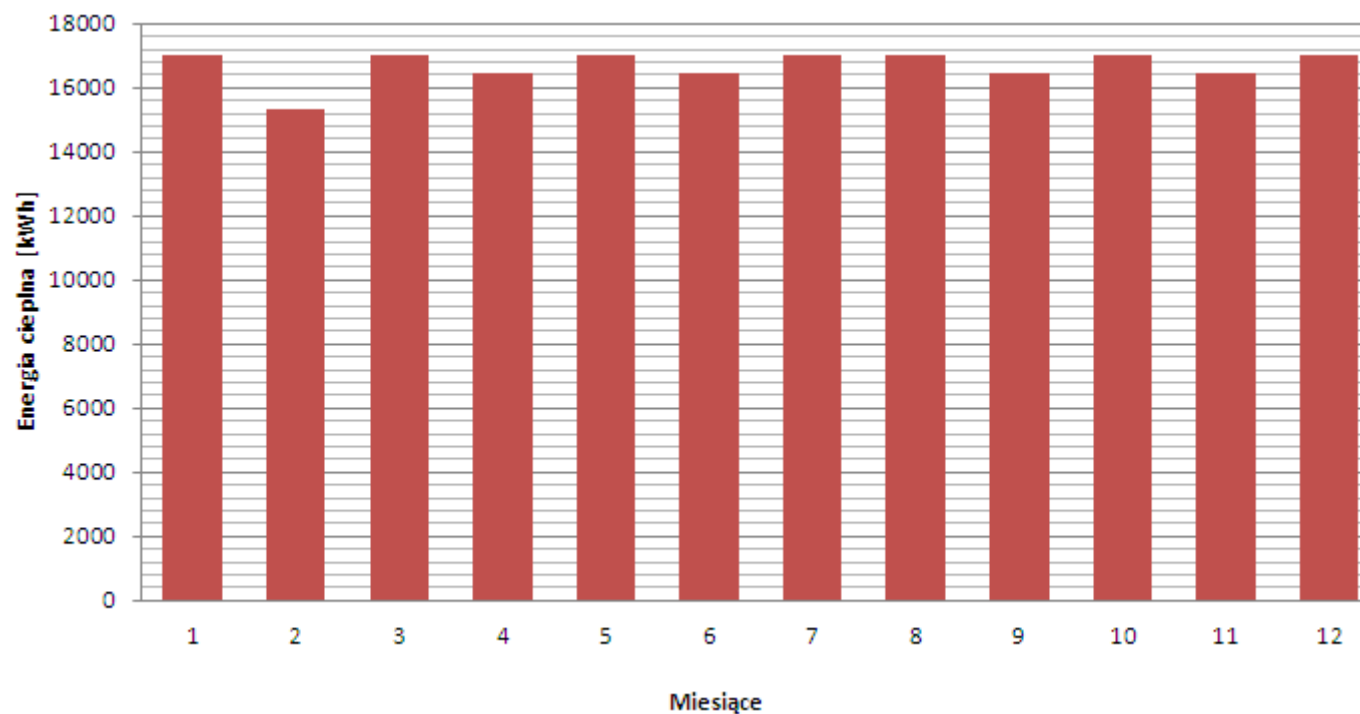
Przykład 1.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	6428	5976	5102	3592	790	0	0	0	807	3397	4639	6455	37186	kWh
średnia moc układu kogen.	8,6	8,9	6,9	5,0	1,1	0,0	0,0	0,0	1,1	4,6	6,4	8,7	-	kW



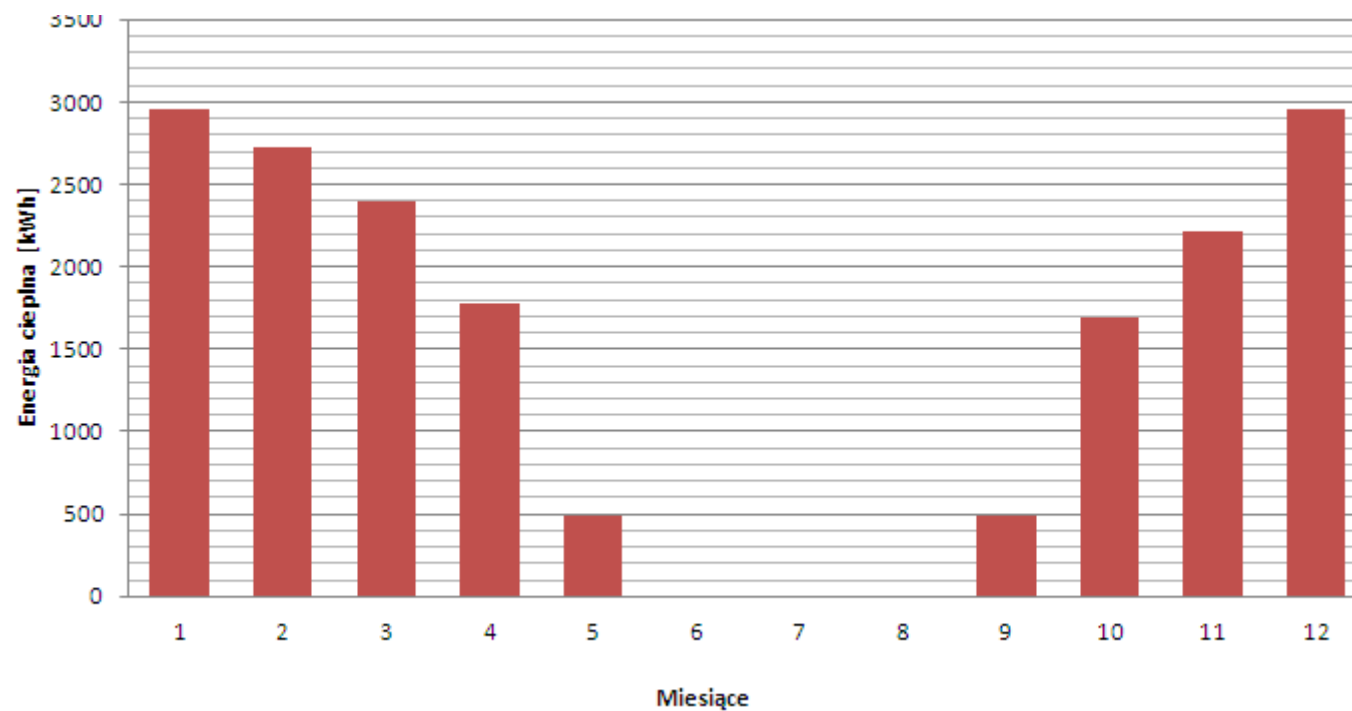
Przykład 2.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	16990	15345	16990	16442	16990	16442	16990	16990	16442	16990	16442	16990	200039	kWh
średnia moc układu kogen.	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	-	kW



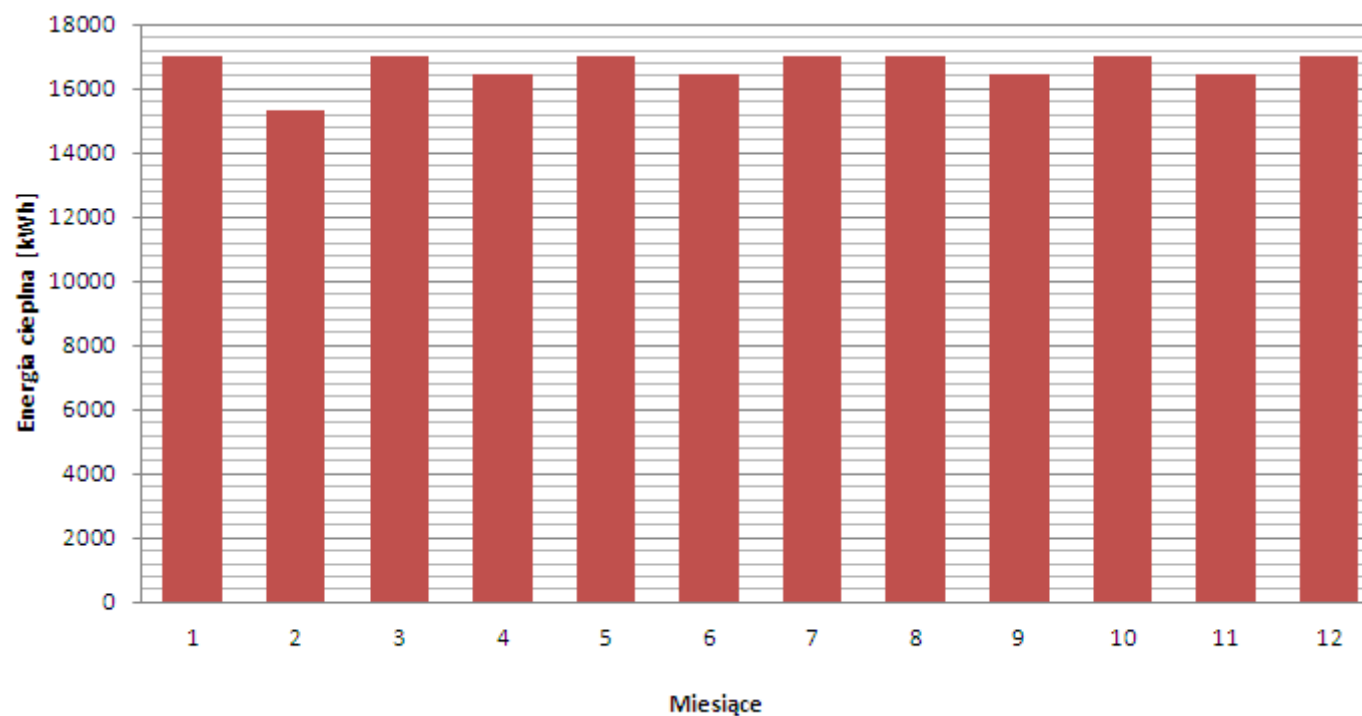
Przykład 3.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	2951	2722	2403	1779	486	0	0	0	486	1698	2212	2962	17697	kWh
średnia moc układu kogen.	4,0	4,1	3,2	2,5	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7	2,3	3,1	4,0	-	kW



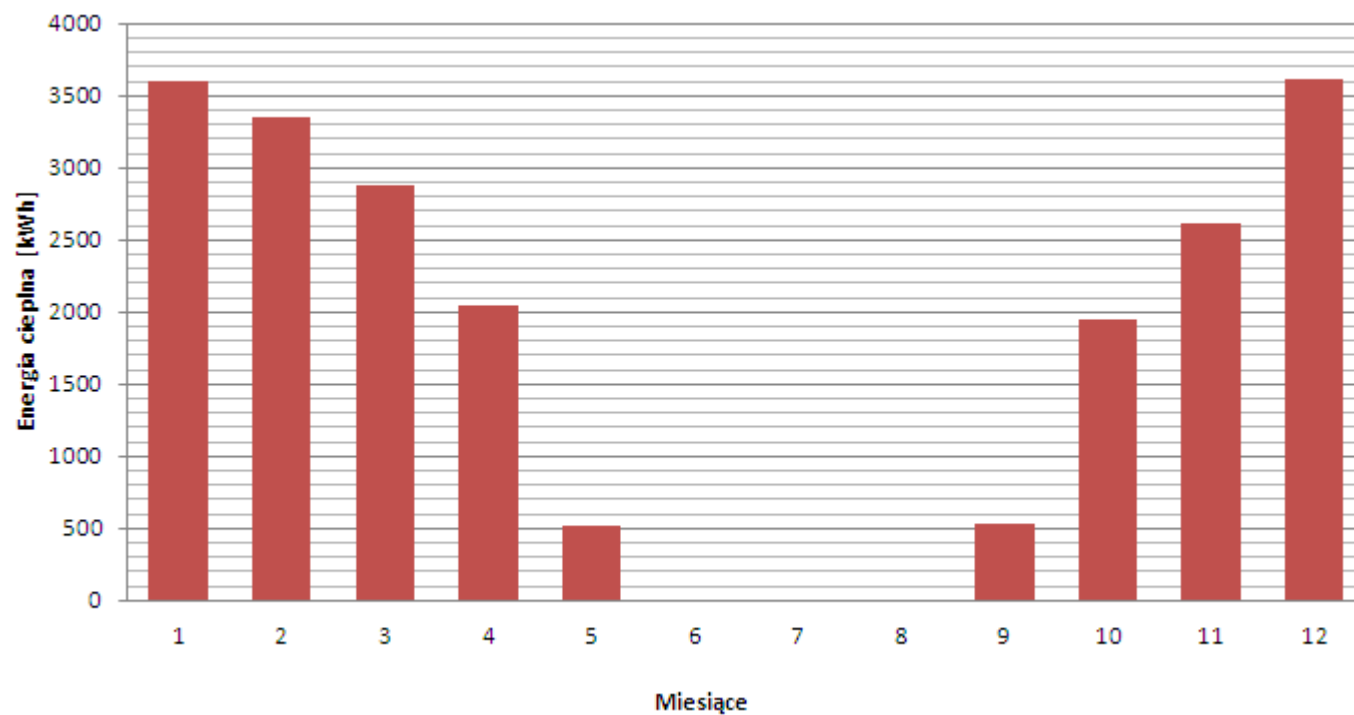
Przykład 4.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	16990	15345	16990	16442	16990	16442	16990	16990	16442	16990	16442	16990	200039	kWh
średnia moc układu kogen.	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	-	kW



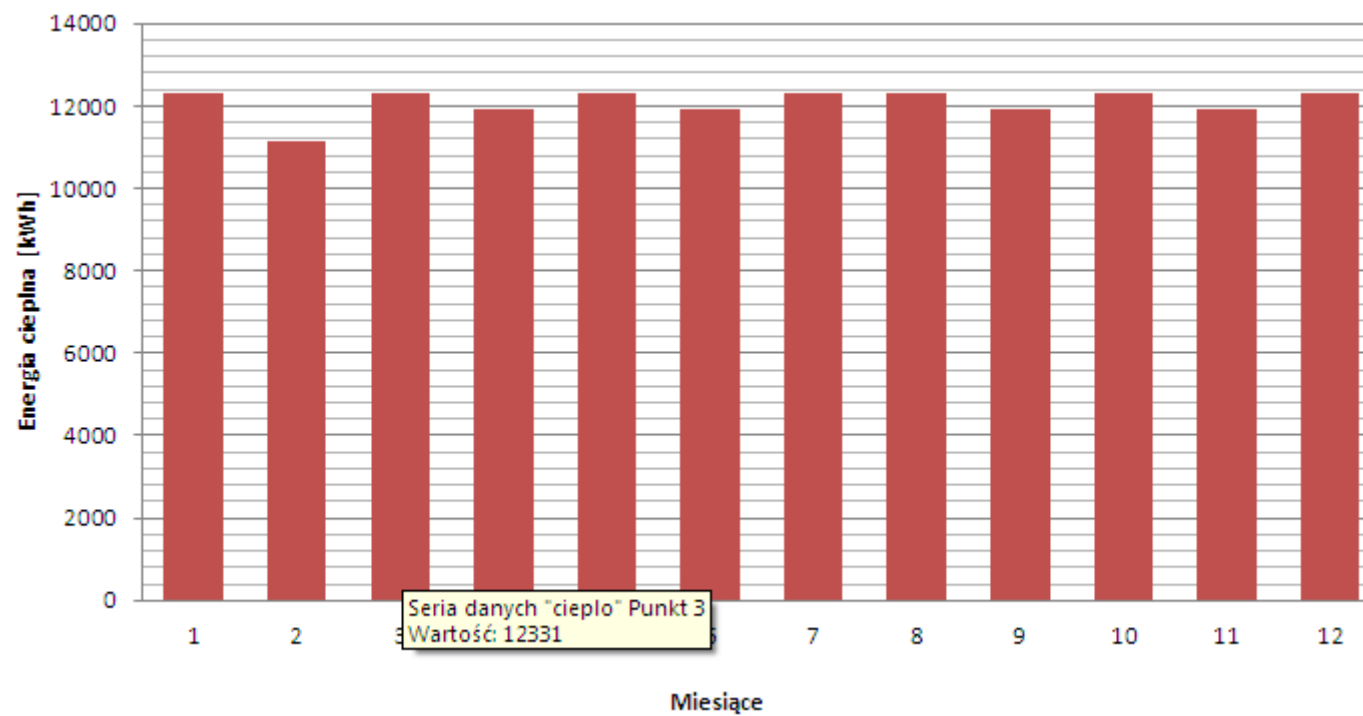
Przykład 5.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	3597	3350	2873	2050	521	0	0	0	531	1943	2621	3611	21098	kWh
średnia moc układu kogener.	4,8	5,0	3,9	2,8	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7	2,6	3,6	4,9	-	kW



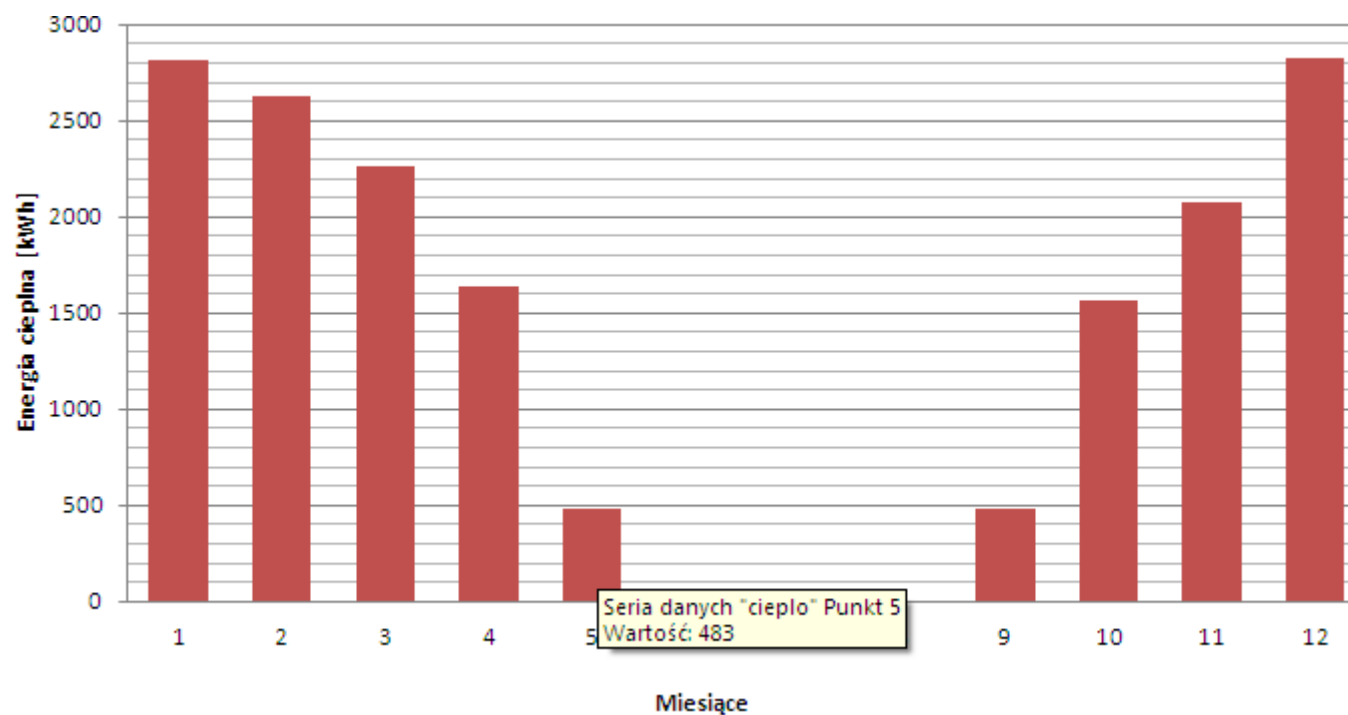
Przykład 6.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	12331	11138	12331	11933	12331	11933	12331	12331	11933	12331	11933	12331	145190	kWh
średnia moc układu kogen.	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	-	kW



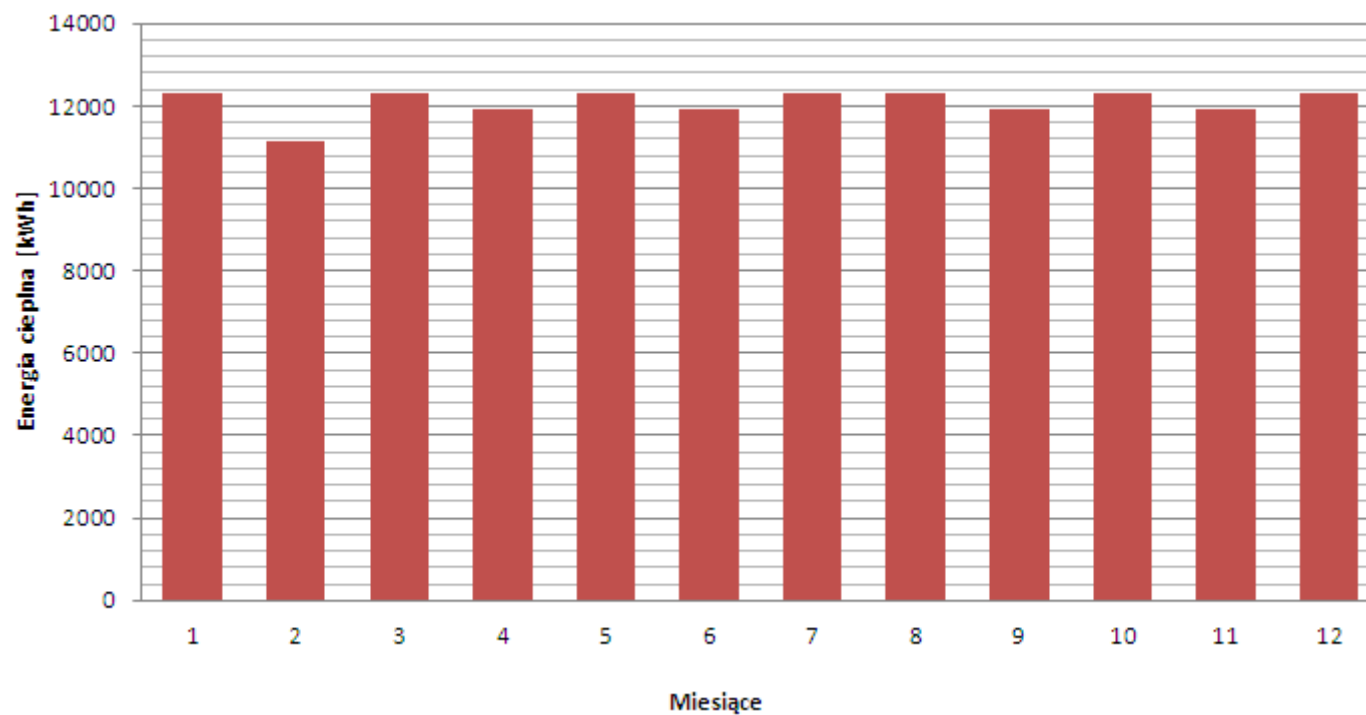
Przykład 7.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	2813	2626	2265	1641	483	0	0	0	486	1561	2074	2824	16774	kWh
średnia moc układu kogener.	3,8	3,9	3,0	2,3	0,6	0,0	0,0	0,0	0,7	2,1	2,9	3,8	-	kW



Przykład 8.

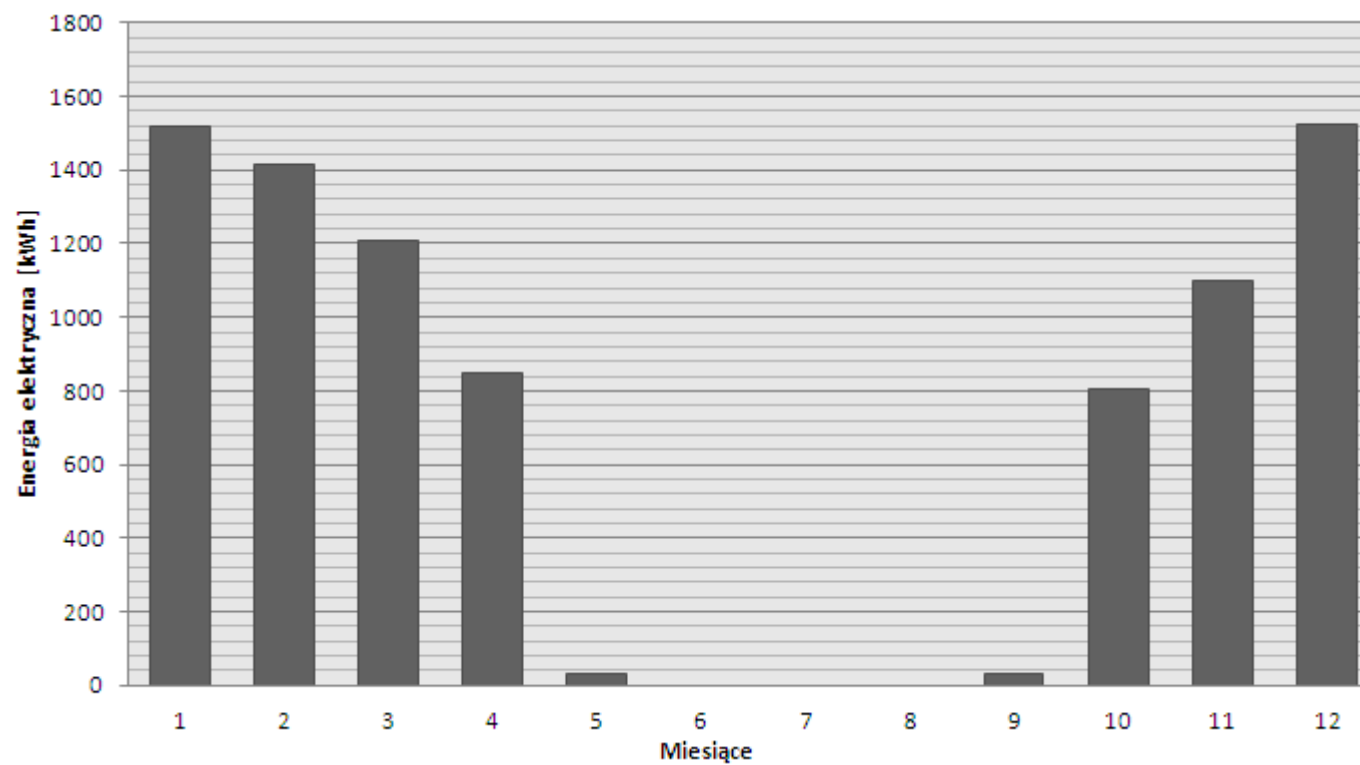
	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	12331	11138	12331	11933	12331	11933	12331	12331	11933	12331	11933	12331	145190	kWh
średnia moc układu kogen.	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	-	kW



Ilość wytworzonej energii elektrycznej przez układ kogeneracyjny dla poszczególnych przykładów

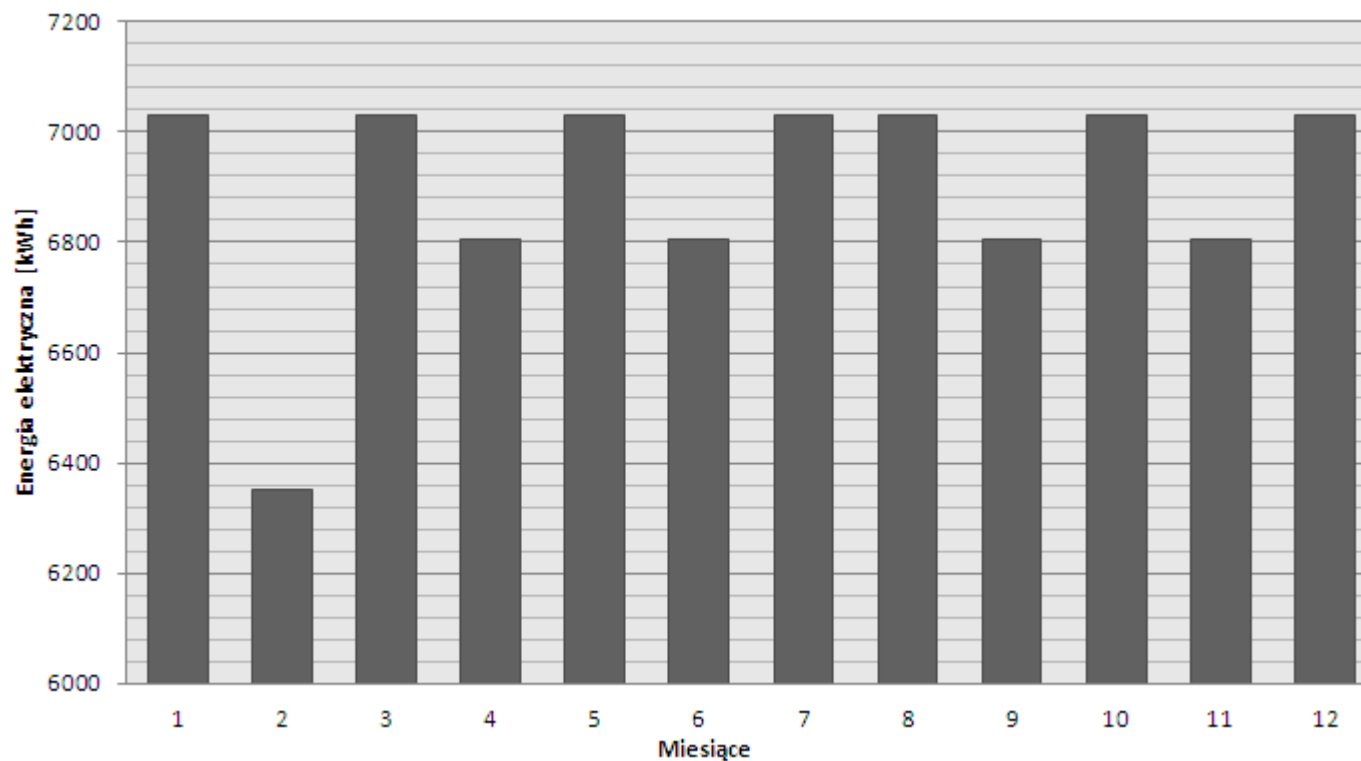
Przykład 1.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	1520	1413	1206	849	30	0	0	0	32	803	1097	1526	8475	kWh



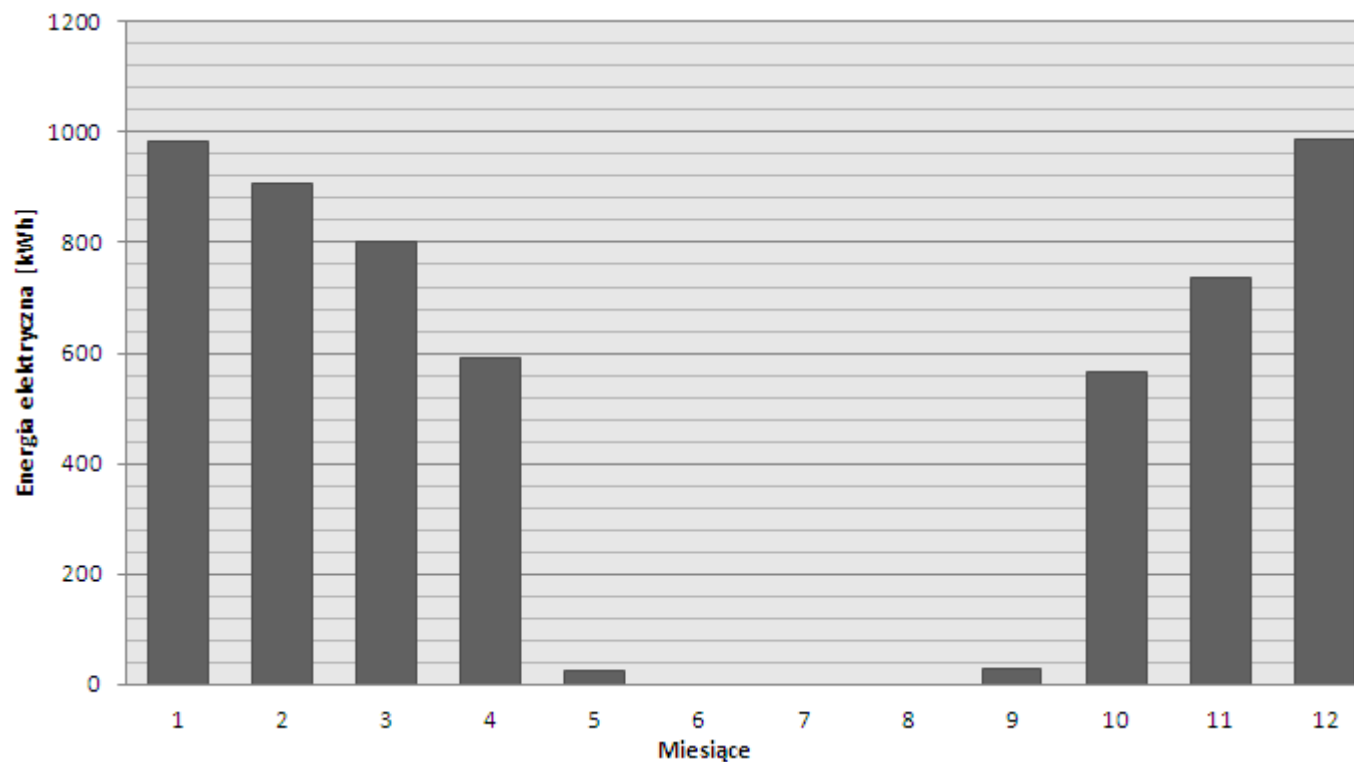
Przykład 2.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	7031	6350	7031	6804	7031	6804	7031	7031	6804	7031	6804	7031	82782	kWh



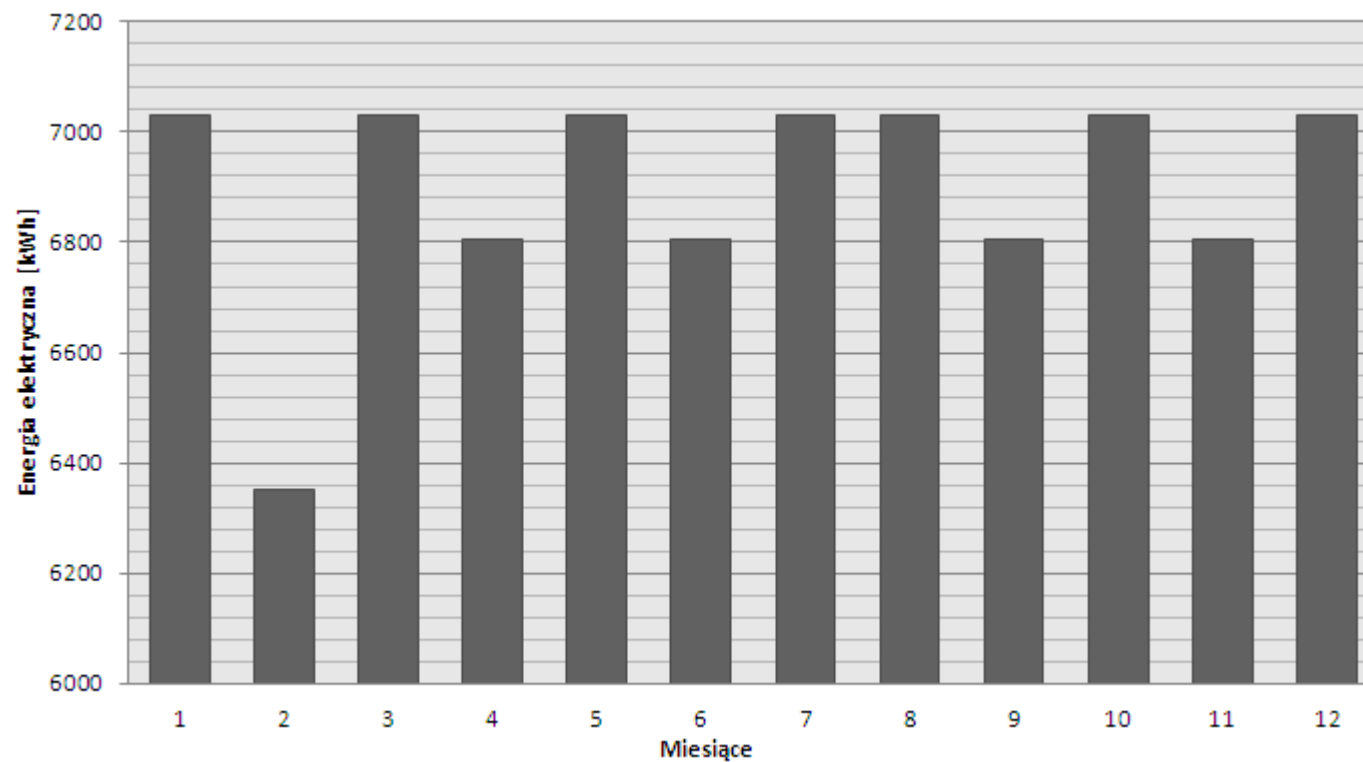
Przykład 3.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	984	907	801	593	26	0	0	0	27	566	737	987	5628	kWh



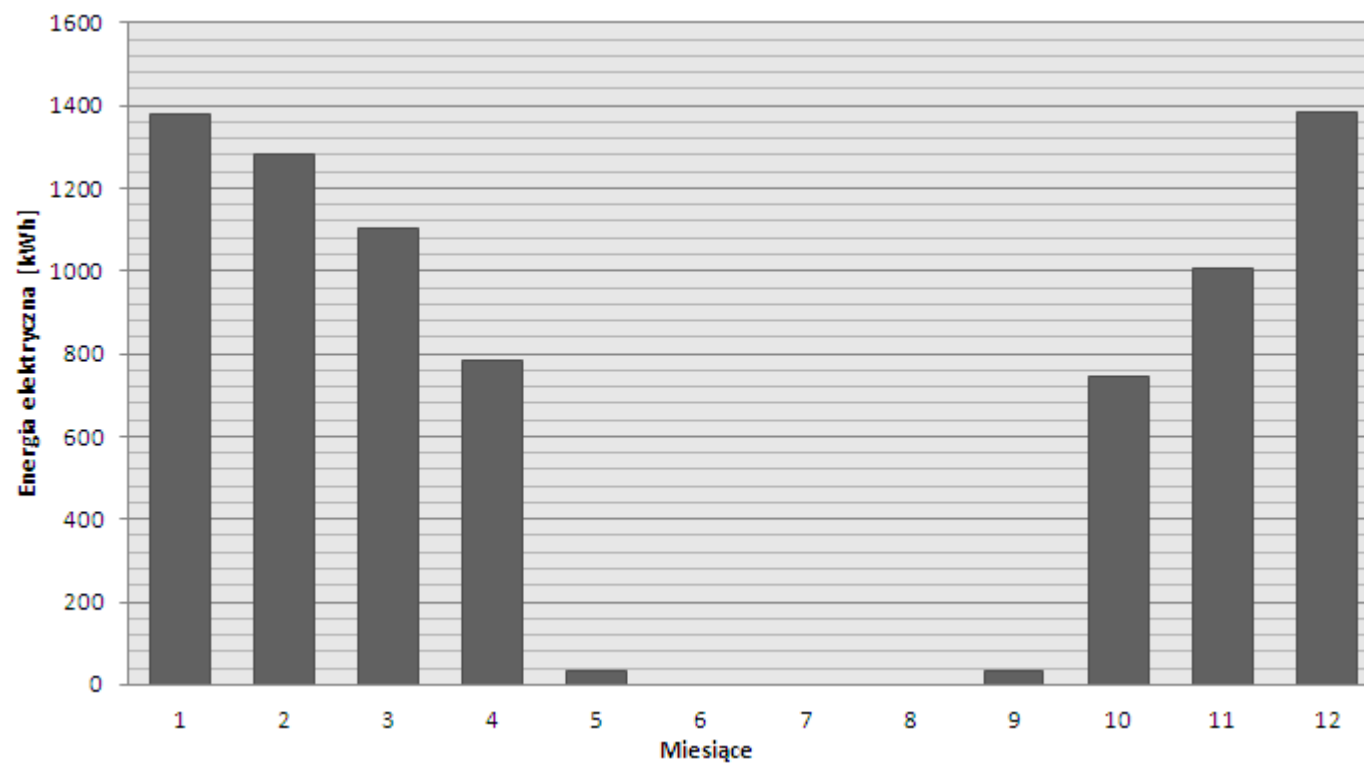
Przykład 4.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	7031	6350	7031	6804	7031	6804	7031	7031	6804	7031	6804	7031	82782	kWh



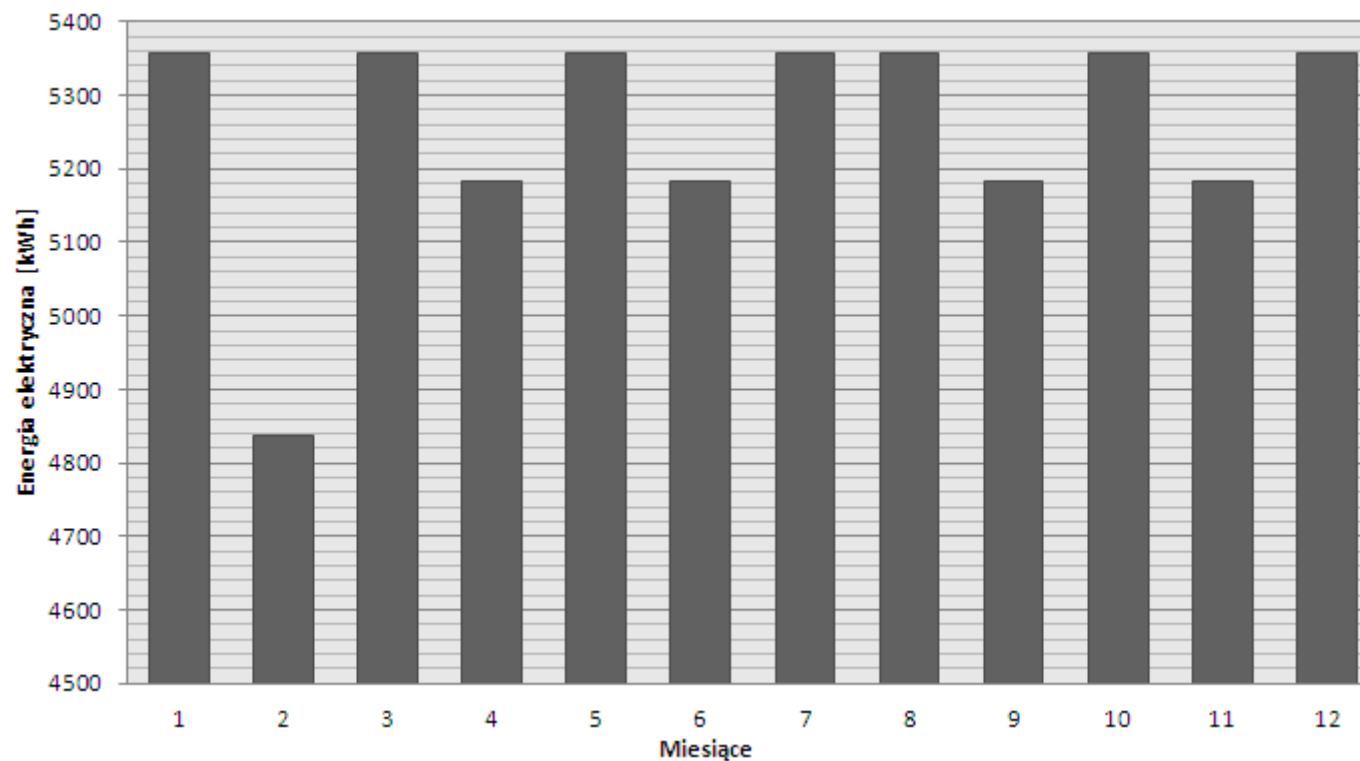
Przykład 5.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	1378	1284	1101	785	32	0	0	0	34	745	1004	1384	7747	kWh



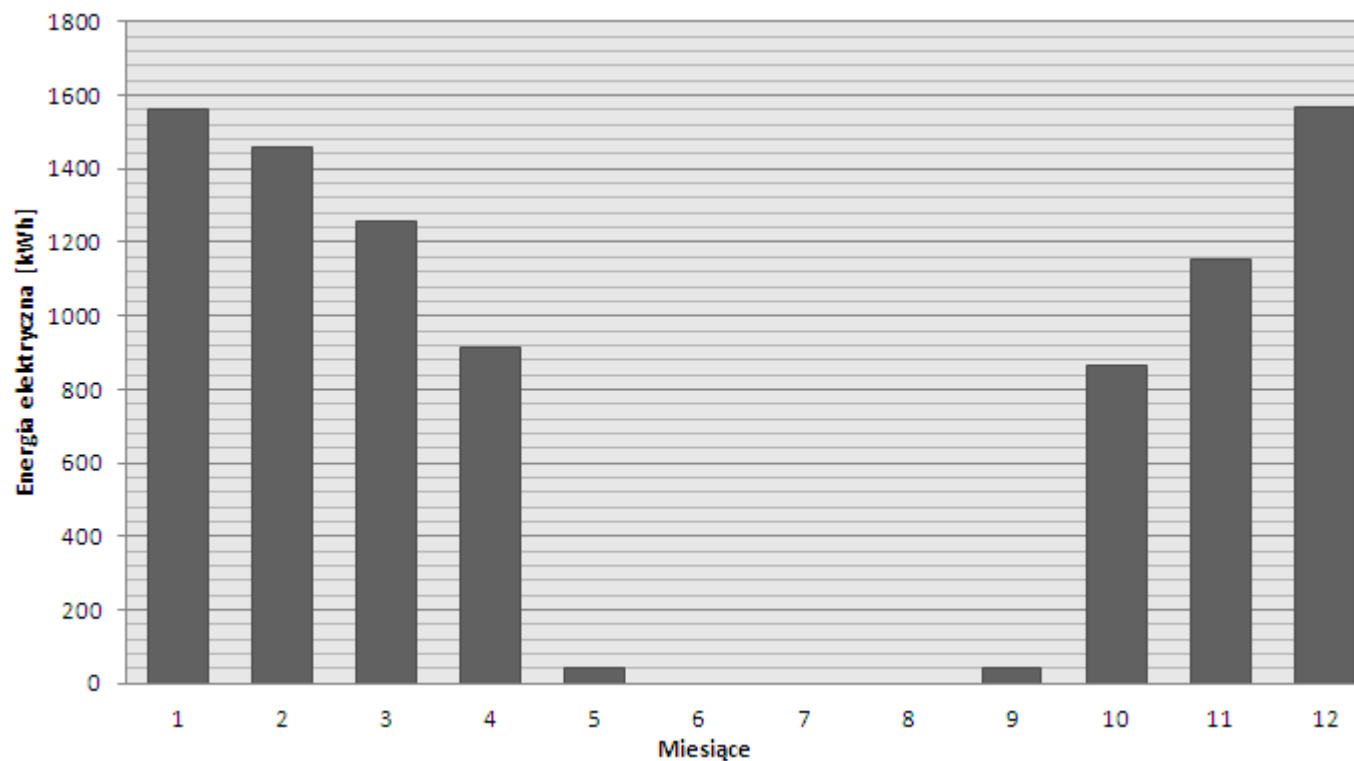
Przykład 6.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	5357	4838	5357	5184	5357	5184	5357	5357	5184	5357	5184	5357	63072	kWh



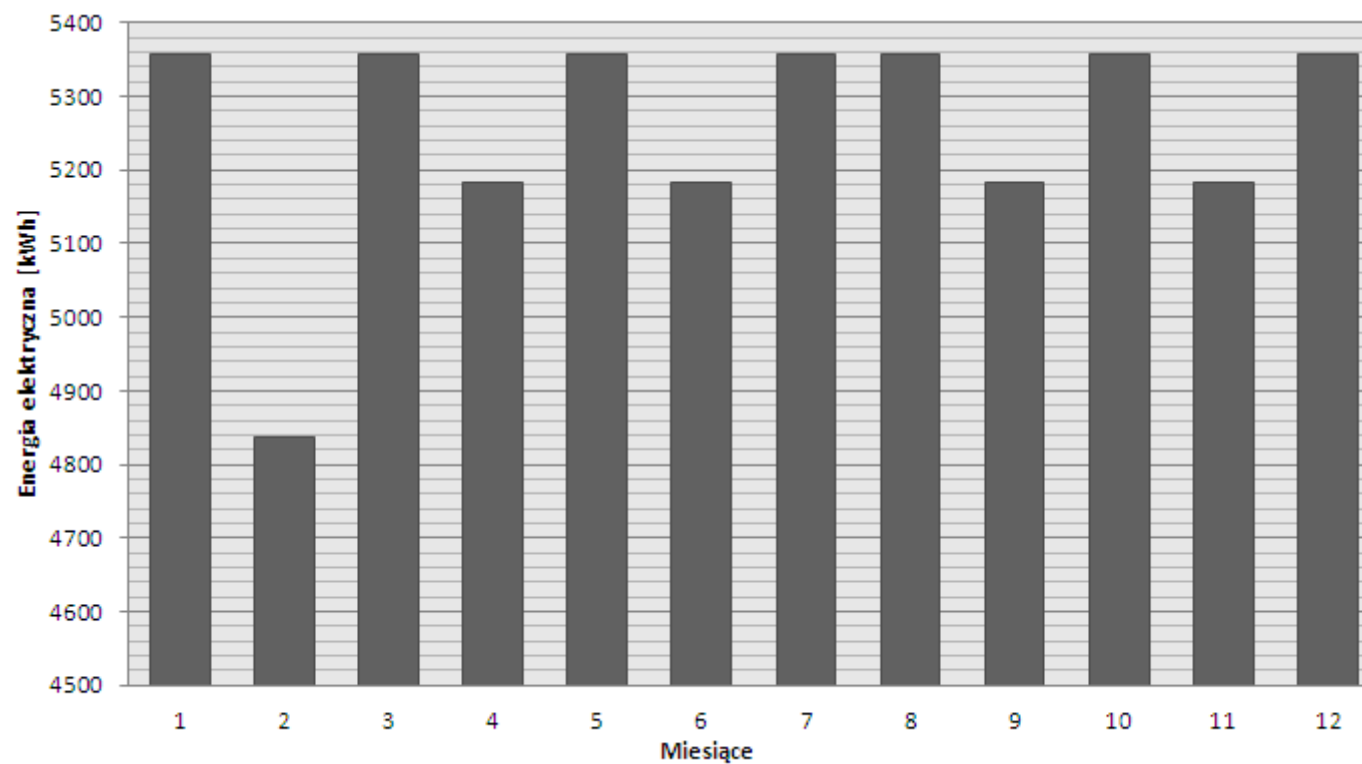
Przykład 7.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	1563	1459	1258	912	43	0	0	0	45	867	1152	1569	8868	kWh



Przykład 8.

	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień	SUMA	
ilość energii	5357	4838	5357	5184	5357	5184	5357	5357	5184	5357	5184	5357	63072	kWh



5. Metoda grup równoważnych J. S. Milla

5.1. Wstęp

Główne typy rozumowań indukcyjnych oparte są na podstawowej funkcjonalności ludzkiego mózgu, to jest na: **zdolności do uogólnień na podstawie skończonej powtarzalności wyników**.

Wychodząc ze stanowiska empiryzmu, Mill uznawał, że pojęcia ogólne nie są nam poznawczo dane bezpośrednio lecz są poprzedzane jakimś doświadczeniem. Doświadczenia zaś są zawsze doświadczeniami jednostkowymi, stąd tylko dzięki rozumowaniu indukcyjnemu możemy dojść do twierdzeń ogólnych. Dedukcja, jako kolejny sposób aktywności poznawczej człowieka jest według Milla jak najbardziej możliwa, lecz jest wtórna wobec indukcji, ponieważ indukcja wywodzi twierdzenia ogólne, które następnie stanowią podstawę dla dedukowania kolejnych twierdzeń.

Ze względu na uprzywilejowany stosunek do poznania indukcyjnego J.S. Mill podjął wysiłek opracowania specjalnych metod, których zastosowanie prowadziłoby do zdobycia pewnych sądów na drodze indukcji. Metody te weszły do historii logiki i metodologii nauki pod nazwą **kanonów Milla**.

Kanony te to sformułowane przez **Johna Stuarta Milla** w 1843 roku tzw. schematy wnioskowania indukcyjnego. Zgodnie z intencją autora, kanony miały pomóc w rozwiązaniu problemu indukcji. Pozwalają ustalić związki przyczynowe między występowaniem zjawisk różnego rodzaju. Mill zdefiniował następujące kanony:

- kanon jednej zgodności - dotyczy związków pomiędzy przyczyną a skutkiem danego zjawiska;
- kanon jednej różnicy - ma miejsce wtedy, kiedy możemy wskazać warunki niezbędne do zaistnienia danej sytuacji;
- kanon zmian towarzyszących - możemy zastosować wówczas, kiedy zaobserwujemy zmiany w natężeniu zjawiska w zależności od sytuacji towarzyszących;
- kanon zgodności i różnicy;
- kanon reszty.

Tak specyficzna dla klasycznej logiki opozycja między wiedzą indukcyjną i dedukcyjną prowadziła również do nieklasycznego spojrzenia J.S. Milla na nauki hipotetyczno-dedukcyjne. Zgodnie z przyjętym stanowiskiem niemożliwe jest uzasadnienie istnienia twierdzeń pierwotnych, którym przysługuje predykat oczywistości, ponieważ nawet najbardziej intuicyjne prawa matematyczne mają swoje ugruntowanie w doświadczeniu rzeczy jednostkowych.

Najważniejszym wzorcem badań eksperymentalnych jest **metoda jedynej różnicy**, opracowana przez Johna Stuarta Milla i podana w jego *Systemie logiki*. Mówi ona, że jeśli pewne zjawisko jest jednakowe z innym zjawiskiem pod względem wszystkich cech z wyjątkiem jednej, to różnice w jego przebiegu należy przypisać właśnie tej

różnicowej cesze. Na niej opierają się eksperymenty wykonywane za pomocą **GRUP RÓWNOWAŻNYCH**.

Problemem może być tu znalezienie grup odpowiednio równoważnych; by zmniejszyć rozmiary błędów wnioskowania stosuje się więc grupy dostatecznie liczne.

5.2. Wyprowadzenie metody z podstaw metodologii

Metoda eksperymentalna

To jedna z metod badań naukowych, charakteryzująca się innym niż w obserwacji stosunkiem osoby badanej do zjawiska badanego. Obserwując nie zmienia się badanego zjawiska. Natomiast eksperyment naukowy polega na czynnej modyfikacji zjawiska stanowiącego przedmiot badania, dążąc do poznania zależności przyczynowych pomiędzy składnikami lub warunkami przebiegu badanego zjawiska. Dzięki eksperymentom powstała większa część odkryć w fizyce, chemii, biologii i innych dziedzinach naukowych

Podstawowe etapy prowadzenia eksperymentu to:

1. Wyodrębnienie zjawiska mającego stanowić przedmiot badania, nazywane stwarzaniem układu odosobnionego.
2. Ustalenie zmiennych warunków danego zjawiska i wyodrębnienie warunków mających stanowić przedmiot czynnej ingerencji prowadzącego eksperyment.
3. Wywołanie zmian wyodrębnionych warunków zjawiska.
4. Stwierdzenie rodzaju zmiany czynnie wywołanej.

Do mierzenia zmian służą **instrumenty naukowe**. Możliwy jest jednak eksperyment naukowy bez instrumentów, pod warunkiem możliwie dokładnego opisu warunków zmiennych.

Podobnie jak w metodzie obserwacyjnej do badań przystępuje się z przygotowanymi punktami widzenia i założeniami; następuje tu także notowanie przebiegu i wyników. Obserwacja stanowi część składową eksperymentu. Wiele prac badawczych prowadzi się metodami obserwacyjnymi i eksperymentalnymi łącznie; niejako podchodząc z dwóch stron do studiów nad tą samą sprawą.

Wyróżnia się eksperymenty naturalne i eksperymenty laboratoryjne.

- **Eksperyment naturalny** jest analizą przebiegu zjawiska, wywołanego i kontrolowanego, ale w warunkach naturalnych, między innymi w warunkach działalności ludzkiej uprawianych z innych względów niż poznawanie prawdy naukowej. Stosuje się tu na przykład GRUPY RÓWNOWAŻNE: grupę eksperymentalną i grupę kontrolną, by porównać zachowanie pewnej zbiorowości gdzie wprowadzony zostaje nowy czynnik i zbiorowości, gdzie zmiana taka nie nastąpiła.
- **Eksperyment laboratoryjny** wykonywany jest w sztucznie stworzonym środowisku – tradycyjnie w ograniczonym zaopatrzonym w przyrządy miejscu jakim jest laboratorium, z zastosowaniem odpowiednich instrumentów. Istotą takich

eksperymentów jest izolacja zjawisk w postaci układów odosobnionych. Jest szeroko stosowany w naukach ścisłych, naukach technicznych, naukach biologicznych i w naukach medycznych.

Metoda indukcyjna

Indukcja- to typ rozumowania redukcyjnego określany jako **wnioskowanie** "od szczegółu do ogółu", tj. wnioskowanie z prawdziwości racji (**wniosków**) o prawdziwości następstw (**przesłanek**). Głównymi postaciami indukcji są indukcja enumeracyjna niepełna, indukcja enumeracyjna pełna, indukcja eliminacyjna i indukcja statystyczna.

Indukcja matematyczna- jest natomiast uznawana za specyficzne rozumowanie dedukcyjne. Głównym problemem filozoficznym związanym z rozumowaniami indukcyjnymi jest to, czy stanowią one rozumowania uzasadniające: **skoro konkluzja wnioskowania indukcyjnego nie jest w pełni uzasadniona przez jej przesłanki, pojawia się problem, w jaki sposób, w jakim stopniu i czy w ogóle wnioskowania indukcyjne prowadzą do prawdziwych wniosków.**

Rozumowania indukcyjne bywają uważane za główne narzędzie tzw. nauk empirycznych, przeciwstawianych z tego powodu tzw. naukom dedukcyjnym posługujących się rozumowaniami dedukcyjnymi. Metoda stosowana przez nauki empiryczne, polegająca na zastosowaniu eksperymentu, obserwacji, indukcji enumeracyjnej i indukcji eliminacyjnej nosi miano **metody indukcyjnej** - współczesna metodologia nauk empirycznych zwraca jednak uwagę na fakt, że nauki empiryczne w szerokim stopniu używają także narzędzi dedukcyjnych, których dostarcza im matematyka.

Indukcja niepełna- Podstawowa reguła nauki i logiki oparta na podstawowej biologicznej funkcjonalności ludzkiego mózgu, to jest na: **zdolności do uogólnień na podstawie skończonej powtarzalności wyników.**

Indukcja niepełna polega na uznaniu jakiejś ogólnej prawidłowości na podstawie skończonej liczby zdań stwierdzających niektóre wystąpienia tej prawidłowości. Jest to jedno z podstawowych narzędzi nauk doświadczalnych, jej stosowanie wymaga oczywiście odpowiedniej metodologii.

Indukcja enumeracyjna niepełna- jest wnioskowaniem w najprostszej postaci (stosującym się do sytuacji, gdy przesłanki i wniosek to zdania kategoryczne podmiotowo-orzecznikowe, nie np. okresy warunkowe) przebiegającym według schematu:

$$\begin{array}{c} S_1 \text{ jest } P, \quad S_2 \text{ jest } P, \quad S_3 \text{ jest } P, \quad \dots, \quad S_n \text{ jest } P \\ S_1 \text{ jest } S, \quad S_2 \text{ jest } S, \quad S_3 \text{ jest } S, \quad \dots, \quad S_n \text{ jest } S \\ \hline \text{Ka\kde } S \text{ jest } P \end{array}$$

Indukcja enumeracyjna niezupełna wychodzi więc od obserwacji pewnej skończonej liczby przedmiotów, zdarzeń i sytuacji, należącej do jednej skończonej klasy, oznaczonej tu przez S. Za pomocą tej obserwacji stwierdza się, że niektórym przedmiotom należącym do klasy S przysługuje cecha P. Wnioskowanie polega tu na stwierdzeniu, że skoro niektórym przedmiotom należącym do klasy S przysługuje cecha P, to wszystkim przedmiotom należącym do klasy S przysługuje cecha P. Wystarczy jeden kontrprzykład, to znaczy chociaż jeden przedmiot należący do klasy S, któremu cecha P nie przysługuje, by uznać wniosek otrzymany przez indukcję enumeracyjną niezupełną za fałszywy.

Współczesna logika indukcji próbuje oprzeć wnioskowanie na teorii prawdopodobieństwa. W praktyce naukowej, a tym bardziej w rozumowaniach indukcyjnych dokonywanych potocznie, głównym czynnikiem odróżniania wartościowych i bezwartościowych wnioskowań dokonywanych za pomocą indukcji enumeracyjnej niezupełnej pozostaje **zdrowy rozsądek**.

Indukcja zupełna- to wnioskowanie, w którym jakąś ogólną prawidłowość uznaje się na podstawie zdań stwierdzających wszystkie możliwe przypadki wystąpienia tej prawidłowości. Od indukcji enumeracyjnej niezupełnej różni się tym, że indukcja enumeracyjna niezupełna stwierdza występowanie jakiejś ogólnej prawidłowości na podstawie tylko niektórych, a nie wszystkich możliwych jej wystąpień. Indukcja zupełna jest w istocie rozumowaniem dedukcyjnym i niezawodnym - wprowadzie przesłanki w niej wynikają logicznie z wniosku, ale o jej dedukcyjności stanowi to, że zarazem wniosek wynika w niej logicznie z przesłanek. W praktyce naukowej zastosowania indukcji zupełnej są bardzo ograniczone, istnieje bowiem wiele sytuacji, w których liczba możliwych wystąpień danej sytuacji jest niezmiernie duża lub wręcz nieskończona.

Indukcja eliminacyjna Johna Stuarta Milla

Indukcja eliminacyjna sprowadza się do sformułowania wyczerpującej listy hipotez na dany temat, które wzajemnie się wykluczają a następnie dokonanie eliminacji z użyciem narzędzia jakim jest eksperyment. Zakłada się, że jeśli lista hipotez jest wyczerpująca to musi się wśród nich znajdować także hipoteza prawdziwa.

Pierwszą próbą udoskonalenia indukcji enumeracyjnej niezupełnej była indukcja eliminacyjna Francisca Bacona, w doskonalszej postaci przedstawił indukcję eliminacyjną John Stuart Mill. Indukcja eliminacyjna Milla stanowi metodę poszukiwania związków przyczynowych między **zjawiskami**, a więc albo przyczyn pewnego zjawiska, albo skutków innego. Punktem wyjścia poszukiwania związku przyczynowego jest zgromadzenie możliwych przyczyn $A_1, A_2, A_3, \dots, A_n$ danego zjawiska (okoliczności, w których zjawisko to zachodzi) lub analogicznie prawdopodobnych skutków danego zjawiska $B_1, B_2, B_3, \dots, B_n$. By wyodrębnić spośród przyczyn $A_1 - A_n$ rzeczywistą przyczynę zjawiska lub spośród skutków $B_1 - B_n$ rzeczywisty skutek zjawiska, Mill zbudował 5 schematów wnioskowań: kanon jedynej zgodności, kanon jedynej różnicy, kanon zmian współtowarzyszących, kanon połączonej metody zgodności i kanon różnicy reszt.

Według kanonu jedynej zgodności przyczyną lub skutkiem danego zjawiska jest ta okoliczność, która zjawisku temu stale towarzyszy, podczas gdy pozostałe ulegają zmianie.

Kanon umożliwia odnalezienie tego zjawiska, które jest konieczne dla zajścia pewnego innego zjawiska - przez przyczynę rozumie się tu **warunek konieczny**. Kanon jedynej zgodności nie stanowi metody odnalezienia **warunku wystarczającego**. Kanon ten (przy założeniu, że wyodrębniliśmy tylko trzy przyczyny lub skutki danego zjawiska) przybiera postać wnioskowania:

W sytuacji I	zachodzi B,	zachodzi A ₁ ,	zachodzi A ₂	i nie zachodzi A ₃
W sytuacji II	zachodzi B,	zachodzi A ₁ ,	nie zachodzi A ₂	i zachodzi A ₃
W sytuacji III	zachodzi B,	zachodzi A ₁ ,	nie zachodzi A ₂	i nie zachodzi A ₃
W sytuacji IV	zachodzi B,	zachodzi A ₁ ,	zachodzi A ₂	i zachodzi A ₃
Przyczyną B jest A ₁				

5.3. Przegląd kanonów Milla

5.3.1. Kanon I, metoda zgodności (dwa, lub więcej, układów zdarzeń):

A B C \ a b c
A D E / a d e

Po 'A' stale następuje 'a', przed 'a' stale występuje 'A'. Ponieważ 'A' jest jedynym wspólnym przypadkiem w dziedzinie poprzedników, a 'a' w dziedzinie następników. 'B', 'C', 'D', 'E', oraz 'b', 'c', 'd', 'e' są zmiennymi okolicznościami towarzyszącymi.

5.3.2. Kanon II, metoda różnicy:

A B C \ a b c
B C / b c

Przed 'a' stale występuje 'A', gdyż w przypadku braku 'A' 'a' nie zachodzi, nawet mimo wystąpienia wszystkich innych okoliczności (co ukazuje drugi układ zdarzeń).

5.3.3. Kanon III, metoda łączona:

A B C \ a b c
A D E \ a d e
B C / b c
D E / d e

Pierwsze dwa układy zdarzeń pozwalają uogólnić, że po 'A' zawsze występuje 'a', dwa kolejne, że w przypadku braku 'A' nie występuje też 'a'. Przy czym dwa razy korzysta się tu z metody zgodności. Zapis ten można skrócić, uzyskując schemat zbliżony do metody różnicy:

A (B C D E) \ a (b c d e)
(B C D E) / (b c d e)

5.3.4. Kanon IV, metoda zmian towarzyszących:

A B C \ a b c
A1B C / a1b c

Z tego schematu uogólnia się stwierdzenie, że przy zmianie 'A' (ilość) następuje zawsze zmiana 'a'. Przy czym im więcej jest układów zdarzeń, ze zmodyfikowanymi parametrami, tym większa jest siła tego rozumowania.

5.3.5. Kanon V, metoda reszt :

A B \ a b
B ma po sobie stale b
(B stale występuje przed b)

Pierwszy układ zdarzeń pozwala uogólnić, że po 'A' stale występuje 'a'. Drugi wiersz, z już uogólnionego następstwa, pozwala uogólnić następstwo pewnych jego elementów.

5.4. Analiza krytyczna kanonów Milla

W rozumieniu dosłownym kanony Milla nie są realizowane. Na przykładzie kanonu I, ze względu na niemożliwość doboru dwóch (a nawet więcej) przypadków, w których jedynym wspólnym elementem układu poprzedników i następstw, będą tylko dwa odpowiednie elementy. Na przykładzie kanonu II, nie istnieją chyba dwa przypadki, które różniłyby się tylko jednym zdarzeniem w dziedzinie poprzedników i jednym w dziedzinie następstw.

5.4.1. Korekcja kanonów Milla

Założenia, które należy poczynić :

- 1) określenie ogromnej masy zdarzeń jako obojętnych dla **badania**. Takich, które mogą zachodzić we wszystkich układach i nie niweczyć metody zgodności, oraz takich, które zajądą w jednym układzie a w innych nie, nie niweczając przy tym metody różnicy.
- 2) zachodzenie pewnych okoliczności nieobojętnych, ale nie ujmowanych w układy, mimo że bez zajścia tych okoliczności (pewnej ramy, dla zachodzenia następstwa) następstwo by nie zaszło, to nie jest to jednak uchybienie w stosunku do metody zgodności. (np. w zestawieniu 'naciśnięcie spustu $\diamond$ wystrzał', nie ujęcie okoliczności 'uderzenie iglicy w spłonkę', 'czystość lufy', 'obecność naboju w komorze')
- 3) mówiąc, że metodzie różnicy wszystkie zdarzenia powtarzają się oprócz jednego, a w metodzie zgodności, że spośród wszystkich powtarza się tylko jedno, ma się na myśli 'wszystkie' i 'żadne' spośród podanych, określonych.
- 4) zdanie 'po 'A' zawsze następuje 'a'' można przetworzyć na: 'ilekroć wystąpi zdarzenie 'A' tylekroć wystąpi zdarzenie 'a''.
- 5) przy kanonach zgodności, różnicy, łącznym, reszty zakłada się, że badany następnik 'a' wśród określonych poprzedników ma dokładnie jeden, który zawsze (w granicach założenia 2.) przed nim występuje. W sytuacji odwrotnej zakłada się, że dla badanego poprzednika 'A' istnieje wśród określonych następników dokładnie jeden, który zawsze (w granicach założenia 2.) po nim występuje.

- 6) w przypadku kanonu zmian towarzyszących zakłada się dodatkowo, że zmiana intensywności 'A' zawsze pociągnie za sobą zmianę intensywności 'a'. I analogicznie w drugą stronę.

Po przyjęciu założeń w stylu powyższych okazuje się, że kanony Milla są wszechobecne tak w indukcji naukowej, jak też w codziennym uogólnianiu.

Millowi w metodzie zmian towarzyszących chodzi o odkrycie poprzednika i następnika, pewnego A i B. Podczas, gdy w większości przypadków, chodzi o określenie powiązania zmiany pewnej wielkości ze zmianą innej.

W wyznaczaniu zależności między czynnikami zmiennymi nie powinno się poprzestawać na wskazaniu istnienia wartości, ale starać się wskazać na to, jaka to jest zależność i jaki jest jej charakter (np. przez wyrysowanie wykresu zależności w grupach równoważnych).

6. Implementacja metody grup równoważnych J. S. Milla

6.1. Aplikacje pomp ciepła i gazowych pomp ciepła w budownictwie

Zdefiniowanie grup równoważnych

Grupy równoważne w pojęciu J.S.Milla stanowią tu odbiorcy energii elektrycznej, ciepła i chłodu w budownictwie uszeregowani w segmentach reprezentujących potencjał poziomu mocy oraz zmienności zapotrzebowania na nośniki energii. Równoważność grup stanowi fakt iż w każdym segmencie możemy aplikować **zarówno pompy ciepła jak i gazowe pompy ciepła**.

Uszeregowane spektrum segmentów przytoczono poniżej:

Segment S (small):

Małe budynki mieszkalne (głównie indywidualne) do 500m² powierzchni użytkowej, małe zakłady pracy (do 10 osób zatrudnienia), małe gospodarstwa rolne (do 20 ha).

Zużycie energii elektrycznej roczne: 1 - 20 MWh/rok.

Zużycie energii cieplnej: 3 – 50 MWh/rok.

Łączne zużycie energii: 5 – 70 MWh/rok.

Moc URE: 1-10 kW_{el} i 2-25kW_t.

Zalecany czas pracy URE: powyżej 5000 h/rok.

Możliwe rozwiązania techniczne: rekuperator, mikrobiogazownia, pompa ciepła najlepiej z własnym źródłem energii elektrycznej, gazowy układ kogeneracyjny, mikrowiatraki, fotowoltanika, samochód elektryczny (akumulator energii elektrycznej).

Wspomaganie systemu ogrzewania i ciepłej wody: kolektory słoneczne, wymienniki gruntowe.

Paliwo lub źródła paliwa (poza energią słoneczną lub energią gruntu): biogaz, biomasa, gaz ziemny lub LPG, olej opałowy, energia elektryczna.

Uwagi:

- z uwagi na niską emisję nie przewiduje się stosowania źródeł ciepła spalających węgiel.
- przez moc URE rozumie się sumę mocy wszystkich urządzeń.

Segment M (middle):

Budynki o powierzchni użytkowej 500-2000 m², średnie zakłady pracy (10-20 pracowników), średnie gospodarstwa rolne (10-50 ha), małe obiekty użyteczności publicznej (szkoły, ośrodki zdrowia, urzędy).

Zużycie energii elektrycznej rocznie 10-100 MWh/rok.

Zużycie energii cieplnej: 30 – 300 MWh/rok.

Łączne zużycie energii: 70 – 400 MWh/rok.

Moc URE: 10- 100 kW_{el} i 25 – 300 kW_t.

Zalecany czas pracy URE: powyżej 7000 h/rok.

Możliwe rozwiązania techniczne: rekuperator, minibiogazownia, pompa ciepła z własnym lub zewnętrznym źródłem energii elektrycznej, gazowy układ kogeneracyjny/trógeneracyjny, mikrowiatraki, fotowoltanika, samochód elektryczny (akumulator energii elektrycznej).

Wspomaganie systemu ogrzewania i ciepłej wody: kolektory słoneczne, wymienniki gruntowe, infrastruktura techniczna odbiorcy (akumulator energii cieplnej).

Paliwo lub źródła paliwa (poza energią słoneczną lub energią gruntu): biogaz, biomasa, gaz ziemny lub LPG, olej opałowy, energia elektryczna.

Uwagi:

- Z uwagi na niską emisję nie przewiduje się stosowania źródeł ciepła spalających węgiel.
- Przez moc URE rozumie się sumę mocy wszystkich urządzeń.

Segment L (large):

Budynki lub kompleksy budynków o powierzchni użytkowej powyżej 2000 m², duże zakłady pracy (powyżej 20 pracowników), duże gospodarstwa rolne (powyżej 50 ha), średnie i duże

obiekty użyteczności publicznej (szkoły, szpitale, urzędy, centra handlowe, jednostki wojskowe).

Zużycie energii elektrycznej rocznie: powyżej 80 MWh/rok.

Zużycie energii cieplnej: powyżej 200 MWh/rok.

Łączne zużycie energii: powyżej 400 MWh/rok.

Moc URE: powyżej 100 kW_{el} i powyżej 300 kW_t.

Zalecany czas pracy URE: powyżej 8000 h/rok.

Możliwe rozwiązania techniczne: rekuperator, biogazownia, pompa ciepła z własnym lub zewnętrznym źródłem energii elektrycznej, gazowy lub biogazowy układ kogeneracyjny/trójskładkowy, wiatraki, fotowoltaika (w tym fasadowa), samochód elektryczny (akumulator energii elektrycznej).

Wspomaganie systemu ogrzewania i ciepłej wody: kolektory słoneczne, wymienniki gruntowe, infrastruktura techniczna odbiorcy (akumulator energii cieplnej lub chłodu).

Paliwo lub źródła paliwa (poza energią słoneczną lub energią gruntu): biogaz, biomasa, gaz ziemny lub LPG, olej opałowy, energia elektryczna.

Uwagi:

- W wyjątkowych przypadkach dopuszcza się stosowanie wysokosprawnych źródeł ciepła spalających węgiel (kotły retortowe), przy czym co do zasady kotły, te powinny mieć możliwość spalania biomasy jako paliwa alternatywnego do węgla.
- Przez moc URE rozumie się sumę mocy wszystkich urządzeń.

Oprócz w/w segmentów istnieje jeszcze **segment XL** - inni nietypowi odbiorcy energii, w tym zwłaszcza zakłady przemysłowe, gdzie występuje duże zapotrzebowanie na różne rodzaje energii związane z technologią produkcji i gdzie możliwe jest powtórne wykorzystanie energii odpadowej poprodukcyjnej.

Indukcja eliminacyjna Milla - metodologia

Wychodząc z założenia, iż znamy funkcjonalność i efekty aplikacji elektrycznych pomp ciepła w budownictwie postaramy się stosując indukację eliminacyjną i kanony Milla antycypować efektywność gazowych pomp ciepła.

Poszukiwać będziemy związków przyczynowych między zjawiskami, a więc albo przyczyn pewnego zjawiska, albo skutków innego.

Narzędziem metodologicznym będzie tu kanon jedynej różnicy wg. Johna Stuarta Milla

Metoda jedynej różnicy

Mówi ona, że jeśli pewne zjawisko jest jednakowe z innym zjawiskiem pod względem wszystkich cech z wyjątkiem jednej, to różnice w jego przebiegu należy przypisać właśnie tej **różnicowej cesze**. Na niej opierają się eksperymenty wykonywane za pomocą grup równoważnych.

W wyznaczaniu zależności między czynnikami zmiennymi nie powinno się poprzestawać na wskazaniu istnienia wartości, ale starać się wskazać na to, jaka to jest zależność i jaki jest jej charakter (np. przez podanie zależności w grupach równoważnych).

Różnicowa cecha

Gazowe pompy ciepła (Gas Heat Pump- GHP) napędzane są silnikiem gazowym, a tradycyjne pompy ciepła (Electric Heat Pump- EHP) silnikiem elektrycznym. Ciepło wytwarzane przy pracy gazowego silnika spalinowego w urządzeniach GHP jest odzyskiwane i staje się efektywnym źródłem energii wykorzystywanej w cyklu grzewczym pompy ciepła.

Różnice w funkcjonowaniu GHP i EHP oraz ich efekty w grupach równoważnych

Dzięki odwracalności cyklu termodynamicznego pracy pompy ciepła istnieje możliwość realizacji **ogrzewania i klimatyzacji w jednej instalacji**. Zastosowanie gazu jako źródła energii pozwala na redukcję kosztów eksploatacji do 40% w porównaniu z elektrycznymi układami grzewczo-klimatyzacyjnymi. Gazowe pompy ciepła pozwalają na efektywne ogrzewanie i chłodzenie w pełnym zakresie temperatur zewnętrznych. Opracowano system klimatyzacji i ogrzewania zasilany gazem, który po pierwsze, uniezależnia użytkownika od energii elektrycznej, a dodatkowo powoduje radykalne zmniejszenie emisji CO₂ oraz NO_x. Systemy GHP są przeznaczone nie tylko dla kilku pomieszczeń, ale dla całych budynków biurowych, szpitali, szkół, uniwersytetów, budownictwa mieszkaniowego, kościołów oraz wszelkiego rodzaju obiektów przemysłowych.

Utrzymywanie mocy wyjściowej bez względu na zmiany temperatur zewnętrznych

Ciepło wytwarzane przy pracy gazowego silnika spalinowego w urządzeniach GHP jest odzyskiwane i staje się efektywnym źródłem energii wykorzystywanej w cyklu grzewczym pompy ciepła. Dodatkowo urządzenia GHP wyposażone są w komputerowo sterowany regulator prędkości obrotowej silnika oraz w układ dołączania sprężarek w zależności od aktualnego zapotrzebowania na moc. Układ ten pozwala na zapewnienie dostawy energii do budynków na odpowiednim poziomie bez względu na zmiany warunków otoczenia. Gazowe pompy ciepła GHP zachowują bliski 100% zakres nominalnych mocy wyjściowych bez względu na zmieniające się warunki zewnętrzne, podczas gdy wydajność układów EHP drastycznie spada wraz ze spadkiem temperatury zewnętrznej.

Redukcja zużycia energii i kosztów eksploatacji

Zastosowanie gazowego silnika spalinowego w pompach ciepła GHP pozwala na uzyskanie określonej nominalnej mocy mechanicznej na zespole sprężarek (a w efekcie mocy cieplnej/chłodniczej przekazanej do budynku) przy niższym koszcie za kilowatogodzinę energii, w porównaniu z elektrycznymi powietrznymi pompami ciepła EHP. Wykorzystanie ciepła z układu chłodzenia gazowego silnika spalinowego i odzysk ciepła ze spalin w urządzeniach GHP pozwala na redukcję kosztów zużycia energii do 40% w porównaniu z tradycyjnymi technologiami. Ponadto, ze względu na to że nadmiar ciepła z układu chłodzenia silnika spalinowego zostaje przekierowany do wymiennika ciepła i może być wykorzystany do produkcji ciepłej wody użytkowej, efektywność rozwiązań GHP dodatkowo wzrasta.

Praca bez przerw na odszranianie układu

Dzięki wykorzystaniu ciepła z układu chłodzenia silnika spalinowego, urządzenia GHP nie wymagają pracy w cyklu odwróconego przebiegu czynnika chłodniczego (wymaganego do niezbędnego odszronienia układu i jego poprawnej pracy), jak ma to miejsce w przypadku elektrycznych powietrznych pomp ciepła EHP. Ponadto wysoka sprawność gazowych silników spalinowych umożliwia uzyskanie bardzo szybkiego ogrzania pomieszczeń nawet przy najniższych temperaturach zewnętrznych.

Łatwość instalowania urządzeń GHP

Układy z zastosowaniem gazowych pomp ciepła GHP mogą być umieszczone na dachu budynku lub obok niego. Nie wymagają one wykonywania kosztownych odwiertów lub wykopów. Ze względu na to, że w technologii GHP zarówno ogrzewanie jak i chłodzenie realizowane są przy wykorzystaniu jednej instalacji, stwarza to znaczne ułatwienie i redukcję kosztów na etapie projektowania i montażu, oraz w dalszej perspektywie podczas serwisu i konserwacji.

Estetyka wykonania instalacji GHP

Umieszczenie urządzeń GHP na dachu budynku lub obok niego oraz rozprowadzenie czynnika roboczego wewnątrz budynku za pomocą przewodów o małych średnicach, pozwala na zcentralizowanie jednostek zewnętrznych całego układu grzewczo-klimatyzacyjnego. W odróżnieniu od tradycyjnych rozwiązań klimatyzacyjnych zapewnia to zachowanie estetyki wykonania elewacji budynków.

Technologia przyjazna środowisku

Zastosowanie urządzeń GHP w instalacjach grzewczo-klimatyzacyjnych oznacza zmniejszenie ilości paliwa pierwotnego jakie musi być zużyte do wytworzenia określonej ilości energii wymaganej do zapewnienia komfortu termicznego wewnątrz budynku. Paliwo gazowe jest najczystszy źródłem energii pozyskiwanej przez spalanie, zarówno biorąc pod uwagę wysoką wartość opałową gazu ziemnego i LPG, jak i skład spalin powstających przy

spalaniu gazu, w porównaniu z zanieczyszczeniami powstającymi przy spalaniu węgla w elektrowniach konwencjonalnych. Jeżeli uwzględnimy cały cykl wytworzenia energii elektrycznej w elektrowni opalanej węglem wraz z przesyłem tej energii do użytkownika końcowego, i porównamy go z instalacją GHP, gdzie proces spalania czystego paliwa jakim jest gaz odbywa się bezpośrednio w miejscu wykorzystania wytworzonej energii, oznacza to że wielkość emisji CO₂ do atmosfery w technologii GHP jest do 40% niższa niż w przypadku technologii tradycyjnych.

Zastosowany najczęściej w układach GHP czynnik chłodniczy R410A charakteryzuje się zerowym wpływem na warstwę ozonową i przez to jest uznany jako najkorzystniejszy do zastosowań w układach klimatyzacyjnych

Kryteria pracy GHP

- Możliwość całkowitego uniezależnienia się od energii elektrycznej
- Wymagane tylko zasilanie 1 fazowe
- Niska emisja CO₂ korzystna dla wskaźnika energochłonności budynku
- 100% wydajności cieplnej przy temperaturze otoczenia –20°C
- Nie wymagany cykl odszraniania
- Niskie koszty eksploatacyjne
- Szybki czas rozruchu w trybie grzania, dodatkowe ciepło wejściowe absorbowane z silnika
- Możliwość zasilania gazem ziemny lub gazem LPG
- Możliwość podłączenia do ok.40 jednostek wewnętrznych w jednym systemie agregatu zewnętrznego
- Tryb cichej pracy (redukcja poziomu głośności do 2 dBA)
- Okres między kolejnymi przeglądami ustala się na poziomie 10 000h pracy urządzenia (średnio co 3 lata)

6.2. Aplikacje Cysternowych Mikrobiogazowni Rolniczych (CMR) w gospodarstwach rolnych

Zdefiniowanie grup równoważnych

Grupy równoważne w pojęciu J.S.Milla stanowią tu cysternowe mikrobiogazownie rolnicze tworzące typoszereg CMR.

Typoszereg CMR [P1]. Typoszereg ten obejmuje mikrobiogazownie: CMR20, CMR30 i CMR50. Dane dla typoszeregu (moce i roczną produkcję energii zestawiono w tabeli 1. Są to dane wstępne. W szczególności moce znamionowe poszczególnych mikrobiogazowni mogą się różnić (niewiele) od mocy typoszeregu (20 kW_{el}, 30 kW_{el} i 50 kW_{el}); rzeczywiste moce znamionowe będą wynikiem dalsze optymalizacji konstrukcyjno-technologicznej. Roczna produkcja energii podana w tabeli 1 została wyliczona dla rocznego czasu użytkowania mocy szczytowych wynoszącego 7,5 tys. godzin, jednakowego dla energii elektrycznej i ciepła.

W rzeczywistych warunkach eksploatacyjnych czasy te dla ciepła mogą być mniejsze.

Tabela 20. Dane mikrobiogazowni CRM (dla potencjalnego typos szeregu)

Lp.	Mikrobiogazownia	Moc [kW _{el}]		Roczna produkcja energii [MW]	
		elektryczna	cieplna	elektrycznej	ciepła
1.	CMR20	20	30	150	225
2.	CMR30	30	40	225	300
3.	CMR50	50	50	375	375

Potencjalny rynek nabywców mikrobiogazowni typu CMR. Jest to rynek, który obejmuje właścicieli Średnich Towarowych Gospodarstw Rolnych.. Zakłada się przy tym, że na cele upraw energetycznych (burak energetyczny, kukurydza, koniczyna, trawa i inne jednoroczne rośliny energetyczne) można przeznaczyć 20% gruntów ornych, którymi dysponuje ŚTGR (taki udział produkcji energetycznej w gospodarstwie zapewnia możliwość zarządzania ryzykiem rynkowym gospodarstwa i nie zwiększa ryzyka naruszenia bezpieczeństwa żywnościowego kraju). Dalej zakłada się, że kiszonka z upraw roślinnych pokrywa 50% zapotrzebowania mikrobiogazowni typu CMR. Pozostałą część zapotrzebowania pokrywają substraty odpadowe (z własnej produkcji rolnej, z małych gospodarstw rolnych w gminie, a także substraty odpadowe komunalne pozyskiwane w gminie, utylizowane w mikrobiogazowni). Dla przyjętych założeń można oszacować, że mikrobiogazownie typu CMR są właściwe dla gospodarstw o powierzchni od około 15 do około 80 ha. Liczbę takich gospodarstw szacuje się w Polsce na około 210 tys.

Potencjalny rynek popytowy na mikrobiogazownie typu CMR [wg. 1]

Zapotrzebowanie na zasoby substratowe (grunty orne, substraty) dla poszczególnych mikrobiogazowni typu CMR przedstawia tabela 2. Podkreśla się, że zasoby z każdej pozycji (Lp. 1 do 15) są zasobami alternatywnymi. Kompozycje strumieni substratów nie są dowolne, ale ograniczenia w ich tworzeniu są w praktyce niewielkie (istnieje duża elastyczność w doborze składu substratów).

Potencjalny rynek nabywców/inwestorów mikrobiogazowni typu CMR obejmuje właścicieli ŚTGR. Zakłada się przy tym, że na cele upraw energetycznych (burak energetyczny, kukurydza, koniczyna, trawa i inne jednoroczne rośliny energetyczne) można przeznaczyć 20% gruntów ornych, którymi dysponuje ŚTGR (taki udział produkcji energetycznej w gospodarstwie zapewnia możliwość zarządzania ryzykiem rynkowym gospodarstwa i nie zwiększa ryzyka naruszenia bezpieczeństwa żywnościowego kraju). Dalej zakłada się, że kiszonka z upraw roślinnych pokrywa 50% zapotrzebowania mikrobiogazowni typu CMR. Pozostałą część zapotrzebowania pokrywają substraty odpadowe (część druga i trzecia tabeli K.3), mianowicie z własnej produkcji rolnej, z małych gospodarstw rolnych w gminie, a także substraty odpadowe komunalne pozyskiwane w gminie, utylizowane w mikrobiogazowni). Uwzględniając dane z tabeli 2 można oszacować, że mikrobiogazownie typu CMR są właściwe dla gospodarstw o powierzchni od około 15 do około 80 ha.

Wykorzystując dane z tabeli 3 można oszacować liczbę takich gospodarstw w Polsce na około 210 tys.

Tabela 21. Zapotrzebowanie na zasoby substratowe charakterystyczne dla mikrobiogazowni typu CMR

Lp.	Substrat	Mikrobiogazownia		
		CMR20	CMR30	CMR50
Grunty orne [ha]				
1.	Burak energetyczny	6	9	15
2.	Kukurydza	7	10	17
3.	Koniczyna	13	20	33
4.	Trawa	13	20	33
Zwierzęta hodowlane [tys. szt.]				
5.	Krowa			0,4
6.	Młoda krowa (do 2 lat)			0,6
7.	Cielę (do 0,5 roku)			1,6
8.	Wieprz			1,6
9.	Indyk			33
10.	Kura nioska			50
Odpady żywnościowe i z produkcji rolnej/hodowlanej [tys. t/rok]				
11.	Olej posmażalniczy			0,2
12.	Suche pieczywo			0,4
13.	Odpady stołówkowe			2,0
14.	Kurzyniec			1,0
15.	Gnojowica			10

Tabela 22. Oszacowanie liczby gospodarstw rolnych posiadających potencjał transformacji, za pomocą mikrobiogazowni typu CMR, w gospodarstwa przemysłowe

Lp.	Areal gospodarstwa [ha]	Liczba gospodarstw [tys.]
1.	15-20	~100
2.	20-50	~100
3.	50-80	~10
Razem	-	~210

Równoważność grup stanowi fakt iż w każdym segmencie typoszeregu możemy aplikować ten sam proces technologiczny konwersji biomasy w biogaz.

Indukcja eliminacyjna Milla - metodologia

Wychodząc z założenia, iż znamy funkcjonalność CMR i aspekty procesu technologicznego postaramy się stosując indukcję eliminacyjną i kanony Milla antycypować warunki niezbędne dla prawidłowej konwersji biomasy w biogaz.

Poszukiwać będziemy związków przyczynowych między zjawiskami, a więc albo przyczyn pewnego zjawiska, albo skutków innego.

Narzędziem metodologicznym będzie tu kanon jedynej zgodności wg. Johna Stuarta Milla

Kanon jedynej zgodności – dotyczy związków pomiędzy przyczyną a skutkiem danego zjawiska;

Według kanonu jedynej zgodności przyczyną lub skutkiem danego zjawiska jest ta okoliczność, która zjawisku temu stale towarzyszy, podczas gdy pozostałe ulegają zmianie. Kanon umożliwia odnalezienie tego zjawiska, które jest konieczne dla zajścia pewnego innego zjawiska - przez przyczynę rozumie się tu **warunek konieczny**. Kanon jedynej zgodności nie stanowi metody odnalezienia **warunku wystarczającego**.

Warunek konieczny

Wyznaczenie warunków koniecznych dla prawidłowego przebiegu procesu technologicznego CMR:

Warunki środowiskowe

- Temperatura

Wymagane temperatury dla poszczególnych rodzajów fermentacji:

- 25°C - fermentacja psychofilna - nie trzeba ogrzewać podłoża, ale skuteczność rozkładu i produkcja biogazu jest mniejsza,
- 32-42°C - fermentacja mezofilna - najszerzej rozpowszechniona, dobra stabilność procesu,
- 50-57°C - fermentacja termofilna - duży nakład energetyczny, bakterie termofilne są bardziej czułe na zakłócenia niż bakterie mezofilne.

- pH

Zakres optymalnego pH wynosi: 6,7-7,5

- Składniki pokarmowe

Do prawidłowego przebiegu procesu wymagany jest stosunek C/N w zakresie 10-30.

Pożywienie musi zawierać śladowe pierwiastki: Fe, Co, Ni, Se, W, Mg niezbędne do wzrostu i przetrwania bakterii. Stosunek C/N/P/S powinien wynosić: 600:15:5:1.

Zakłócenia procesu

- Spadek temperatury powoduje obniżenie wartości pH a przez to zakwaszenie procesu i jego hamowanie.
- Światło inhibuje metanogenezę.
- Tlen - bakterie metanowe są obligatoryjnymi anaerobami i stężenie tlenu 0,1 mg/l hamuje ich aktywność.
- Przykładowe inhibitory i ich szkodliwe stężenie: sól 6-30 g/l, potas od 3 g/l, wapń od 2,8 g/l CaCl₂, magnez od 2,4 g/l MgCl₂, jon amonowy 2,7-10 g/l, amoniak od 0,15 g/l, siarka od 50 mg/l H₂S.

Lokalizacja oraz planowany obszar oddziaływania przedsięwzięcia

Mikrobiogazownia 20 kW wykorzystywać będzie biomasę tylko z najbliższego obszaru, tj. kiszonkę kukurydzy i trawy uprawianą na polach w okolicy oraz gnojowicę bydlęcą i świńską pochodzącą z lokalnych hodowli. Pozostałość pofermentacyjna zostanie wykorzystana jako

dodatek nawozowy do wzbogacania gleby, na której uprawiana będzie biomasa do produkcji biogazu.

Inwestycję poza działaniami lokalnymi charakteryzują oddziaływania regionalne i ponadregionalne. Obszar społeczno-gospodarczy oddziaływania zamyka się w okręgu o promieniu ok.10 km wokół biogazowni. W obszarze tym zaktywizowana będzie działalność rolnicza na terenie ok. 40 ha.

Rolnicy uzyskają gwarancje odbioru upraw energetycznych zakontraktowanych długoterminowo z coroczną rewaloryzacją cen. Hodowcy oddając gnojowicę zapewnią sobie jej ekologiczną utylizację.

Oddziaływanie o charakterze ogólnopolskim polega na wygenerowaniu „zielonych energii” (energii elektrycznej i ciepła) z biomasy, a tym samym udziałem w spełnieniu unijnego Pakietu 3x20.

Mikrobiogazownia CMR-20 (CMR-30) może być zlokalizowana w gospodarstwie rolnym spełniającym następujące warunki:

- Jest to gospodarstwo rolno-hodowlane o powierzchni ziem uprawnych powyżej 30 ha (dla CMR-30, co najmniej 40 ha) i posiadające hodowlę zwierząt, co najmniej 40 DS (60 DS dla CMR-30). Przez DS rozumie się „duże zwierzęta” o wadze 500 kg.
- Gospodarstwo posiada, co najmniej jeden szczelny zbiornik na gnojowicę o pojemności ok. 120m³, a dla CMR-30 – 180 m³
- Uwaga! Minimalne wielkości zbiorników zależą od składu substratu i będą określone indywidualnie, gdyż planuje się ich wykorzystanie, albo jako fermentora, albo jako zbiornika do gromadzenia masy pofermentacyjnej
- Gospodarstwo dysponuje wolnym terenem o powierzchni, co najmniej 500 m² pod mikrobiogazownię.

7. Porównanie uzyskanych wyników z wynikami badań zagranicznych (w szczególności International Energy Agency Energy Conservation in Buildings and Community Systems – ECBCS).

Celem zagranicznych badań ECBCS (Annex 42) była analiza modeli opartych na mieszkalnych systemach kogeneracyjnych oraz przedstawienie zastosowania tych modeli z uwzględnieniem technicznych, środowiskowych oraz ekonomicznych aspektów. Na rozwój modeli opartych na systemach kogeneracyjnych ma wpływ ciągły postęp w technologii układów kogeneracyjnych oraz powiązanych z nimi komponentów.

W trakcie badań położono duży nacisk na systemy ogniw paliwowych, które uznano za odpowiednią technologię do użytku w nowych i istniejących budynkach jedno- i wielorodzinnych.

Prowadzono badania w zakresie:

A. Charakterystyka systemu kogeneracji i charakterystyka wzorów użytkowania energii elektrycznej i zużycia ciepłej wody

B. Rozwój, wprowadzenie i uprawnocnienie modeli systemów kogeneracyjnych

C. Techniczna, środowiskowa i ekonomiczna ocena wybranych systemów kogeneracji, rekomendacje dla zastosowań kogeneracji

WNIOSKI

- Dokładna ocena małych urządzeń kogeneracji wymaga konkretnych modeli urządzeń, aby móc przewidzieć wydajność elektryczną i ciepłą z odpowiednią dokładnością. Ocena tych urządzeń obejmuje rozważenie uruchomienia i wyłączenia, oraz sprzężenie z systemem budowlanym ogrzewania, wentylacji i klimatyzacji - HVAC (Heating, Ventilation, Air Conditioning).

- Ocenie, w szczególności małych urządzeń kogeneracji, powinien towarzyszyć szczegółowy zestaw do kalibracji pomiarów wydajności tych modeli, które mogą być następnie wykorzystywane do oceny wyników w odniesieniu do zakresu warunków pracy

- Modele systemów kogeneracyjnych dla budownictwa mieszkaniowego muszą być zbierane z większą rozdzielczością czasową niż stosowane do większych systemów (np. sieci energetycznej, terenów przemysłowych, budynku komercyjnego) ze względu na stosunkowo wysokie znaczenie czasowych zmian i obciążenie elektryczne i ciepłe

- Podstawa porównania małych urządzeń kogeneracji musi być dobrze zdefiniowana i powinna rozważać:

(1) obecne lokalne wytwarzanie elektryczności, technikę dystrybucyjną,

(2) technikę zaawansowaną mającą duże szanse zostać zainstalowaną w czasie przyszłym do lokalnej sieci elektrycznej;

(3) obecną technologię podgrzewaczy c.w.u.,

(4) zaawansowaną technologię podgrzewaczy c.w.u. mającą duże szanse być używanym w przeszłości;

(5) obecne techniki ogrzewania wewnątrz pomieszczeń,

(6) zaawansowaną technikę ogrzewania wnętrza mająca duże szanse bycia zastosowaną w przyszłości.

Emisja zanieczyszczeń oraz wydajność powinny być dobrze udokumentowane dla wszystkich z powyższych opcji.

- Obecny prototyp i ogniwo paliwowe małej skali (Solid oxide fuel cell), PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell), SE oraz urządzenia kogeneracji do wytwarzania chłodu mają wydajność konwersji energii elektrycznej w zakresie od 9 % do 28 %. Całkowita/ogólna (elektryczna i cieplna) sprawność konwersji zawiera się w przedziale 55 % do około 100 % dla niektórych urządzeń. Te sprawności nie biorą pod uwagę dodatkowych mocy składowych, które muszą łączyć wyjście energii cieplnej produkowanej przez urządzenia kogeneracyjne z systemami budynku, np. HVAC (Ogrzewanie, Wentylacja, Klimatyzacja) i/lub DHW (c.w.u.).

- Obecne szczegółowe analizy dla budownictwa pokazały, że połączenie systemów kogeneracyjnych do systemu ogrzewania, wentylacji, klimatyzacji oraz systemów ciepłej wody użytkowej, może redukować zużycie energii pierwotnej do 33 % i emisje gazów cieplarnianych (GHG - Greenhouse gas) do 23 % w stosunku do konwencjonalnych technik grzewczych (bojlery, piece, podgrzewacze c.w.u) i sieci elektrycznej w Europie.

- Porównując z siecią elektryczną, w której udział produkcji energii elektrycznej z elektrowni wodnych (58% produkowanej energii elektrycznej) i jądrowych (40%) jest znaczący w ogólnej produkcji energii elektrycznej (taki przypadek występuje w Szwajcarii), niektóre układy kogeneracyjne prowadzą do redukcji zużycia energii pierwotnej od 1 % do 14 %, podczas gdy inne pokazują wzrost do 9 %. Jednakże, wszystkie przypadki prowadzą do podniesionych emisji gazów cieplarnianych od 5 % do 43 %.

- W przypadku, gdy stosuje się urządzenie prototypowe SOFC (Solid oxide fuel cell) w regionach, które mają wysoką produkcję energii elektrycznej w elektrowniach wodnych, prowadzi do podniesionych emisji gazów cieplarnianych. Porównując z siecią elektryczną, do której dostarczana jest energia z kombinowanych elektrowni parowo-gazowych, urządzenia te prowadzą do podniesionego zużycia energii.

- Urządzenia kogeneracyjne z niskimi sprawnościami elektrycznymi muszą mieć bardzo wysokie sprawności cieplne (muszą odzyskiwać energię przez kondensowanie pary wodnej ze spalin) aby je porównać korzystnie z konwencjonalnymi (kondensacyjnymi) technikami grzewczymi i siecią elektryczną. Wysokosprawne technologie powinny być również stosowane dla równowagi wyposażenia systemów kogeneracyjnych (na przykład pompy) aby minimalizować wewnętrzną konsumpcję energii przez mieszkalne systemy kogeneracyjne.

- Inną zasadniczą kwestią pod względem ogólnej rocznej sprawności systemu jest odpowiednie dopasowanie urządzenia kogeneracji do wielkości obiektu mieszkalnego. Wstępna analiza wskazuje, że dla maksymalnej wydajności i zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, roczna wydajność urządzenia kogeneracji „na gorącym końcu” powinna być w zakresie 80 % do 90 % z rocznego zapotrzebowania budynku na ciepło (reszta będzie dostarczana przez posilkowe urządzenie grzewcze).

Zagraniczne badania, takie jak ECBCS, przyczyniły się do ukazania oceny i zrozumienia układów kogeneracyjnych w budownictwie oraz przedstawiły nowe rozwiązania, które mogą być stosowane przez pracowników naukowych, producentów, energetyczne usługi komunalne i rządy, w celu dalszego rozwój tych technologii. Aby osiągać cały potencjał korzyści, które oferują mieszkalne układy kogeneracyjne, wiele badań wymaga dalszych prac nad wynikami i analizą techniki kogeneracji zlokalizowanej bezpośrednio w budynku mieszkalnym. Rekomendacje wynikające z badań ECBCS obejmują następujące kwestie:

- Ponieważ producenci kontynuują udoskonalenie ich projektów, modele z ECBCS powinny być skalibrowane dla następnej generacji urządzeń kogeneracji
- Modele ponadto powinny być sprawdzone w rzeczywistych układach, aby ustalić optymalne konfiguracje i strategie kontrolujące równowagę systemu HVAC i dostarczyć wskazówek co do doboru wielkości urządzeń kogeneracji i innych składowych
- Dalsze badania powinny obejmować badania integracji kogeneracji ze słonecznymi termicznymi i elektrycznymi urządzeniami i przystosowaniem systemów kogeneracji dla biopaliw
- Dalsza praca powinna być również skupiona na badaniu wykorzystania produkcji ciepła z urządzeń kogeneracyjnych, w celu uruchomienia układów chłodzenia wykorzystujących energię termiczną
- W celu większego wykorzystania energii wytworzonej przez urządzenie kogeneracyjne, powinny być zbadane alternatywne sposoby przechowywania energii elektrycznej i termicznej.
- Dalsza praca jest zalecana w celu zebrania większej ilości reprezentatywnych danych dla profili elektrycznych i wykorzystania ciepłej wody użytkowej, wliczając w to dostarczanie danych dodatkowym krajom i planowanie przyszłego zapotrzebowania w odpowiedzi na udoskonalenia techniki (np. oświetlenie i urządzenia).

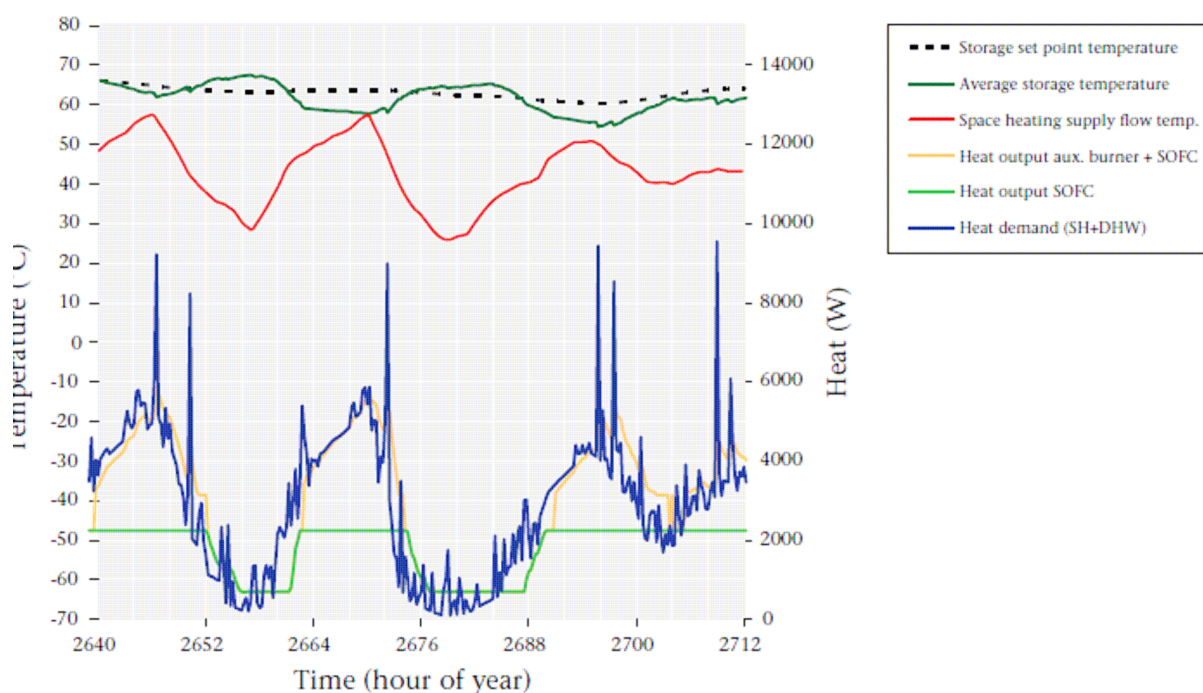
Na poziomie indywidualnych budynków, wiele badań mieszkalnych systemów kogeneracji pokazało obniżenie zapotrzebowania na energię pierwotną (nieodnawialną) w porównaniu do konwencjonalnych gazowych systemów c.w.u. i sieci elektrycznej.

Koszt rzeczywisty oszczędności zależy mocno od czynników takich jak: zmiany zapotrzebowania na ciepło i moc, tryby sterowania, pojemność i efektywność mieszkalnych systemów kogeneracyjnych, oraz warunki i tryby importu/eksportu energii elektrycznej. Na poziomie wielkoskalowego dostarczania energii, mieszkalne systemy kogeneracji z wysokimi elektrycznymi wydajnościami (wyżej 40 %) musiały być konkurencyjne z centralnym wytwarzaniem elektryczności z kombinowanych elektrowni gazowych (CCPP) i produkcją ciepła z pomp ciepła zintegrowanych z budynkiem i z kolektorami gruntowymi.

Analizy połączenia mieszkalnych systemów kogeneracji ze słonecznymi termicznymi systemami potwierdziły nie tylko całkowity wzrost udziału odnawialnej energii, aby wypełnić zapotrzebowanie energetyczne, lecz także określone konflikty pomiędzy produkowaniem ciepła z mieszkalnego systemu kogeneracji i ze słonecznego systemu.

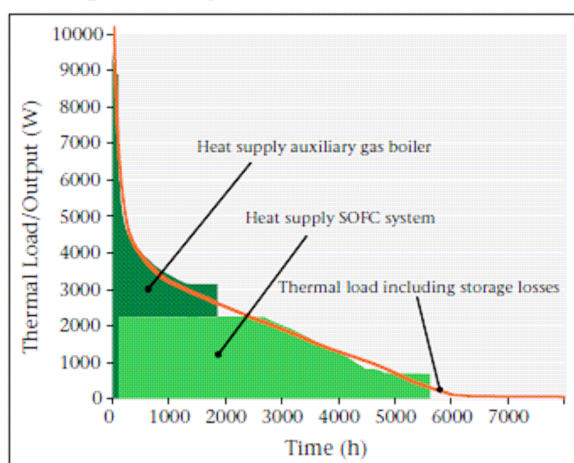
Wydajność urządzenia kogeneracyjnego zależy od tego jak jest zintegrowane z budynkiem, by pokrywać jego zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło.

Przykłady typowych wyników symulacji korzystające z badań ECBCS są podane poniżej dla budynków wyposażonych w urządzenie SOFC o mocy 1 kWe, zbiornik ciepła i pomocniczy palnik gazowy (Dorer i Weber, 2007 b). Rysunek poniżej pokazuje zmiany w zapotrzebowaniu na ciepło przez budynek jednorodzinny (dla ogrzewania pomieszczeń i ciepłej wody użytkowej) oraz moc na wyjściu urządzenia SOFC.

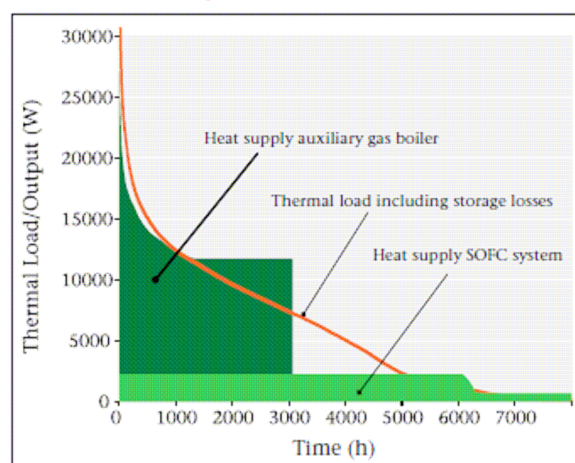


Kolejny rysunek przedstawia roczną krzywą (która przedstawia jaka część zapotrzebowania została pokryta przez poszczególne źródła) dla ogrzewania budynku i ciepłej wody, odpowiednie krzywe ciepła zapewnianego przez kogenerator i pomocniczy palnik gazowy, obydwie dla jednorodzinnego (SFH) i wielorodzinnego domu (MFH). Krzywe na tym rysunku pokazują jak bardzo poszczególne źródła są wykorzystane w ciągu roku. Rysunki te zawierają cenne informacje, jak poszczególne źródła ciepła wpływają na całkowity system i na jego ogólną wydajność.

a) Single-Family House (SFH)



b) Multi-Family House (MFH)



Porównując wyniki badań zagranicznych oraz badań dla potrzeb niniejszego opracowania, oba te źródła potwierdzają zasadność użycia jako dodatkowe źródło energii - kotła szczytowego, w sytuacji gdy głównym źródłem zasilania jest układ kogeneracyjny, zarówno w małych obiektach budowlanych jak i dużych. Analiza powyższych badań wskazuje, że dla

osiągnięcia maksymalnej wydajności i maksymalnego zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, roczna wydajność urządzenia kogeneracji powinna być w zakresie 80 % do 90 % z rocznego zapotrzebowania budynku na ciepło (reszta energii dostarczana przez posilkowe urządzenie grzewcze).

Zarówno badania przeprowadzone na użytek niniejszego opracowania, jak i zagraniczne potwierdzają słuszność zainteresowania układami kogeneracyjnymi, urządzeniami, które mogą pokryć zapotrzebowanie na energię (skojarzone wytwarzanie energii cieplnej i elektrycznej) w budynkach mieszkalnych ze znacznie wyższą sprawnością niż w przypadku urządzeń do oddzielnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej.

Rozważane badania, pokazały również obniżenie zapotrzebowania na energię pierwotną w wyniku zastosowania w budynkach mieszkalnych układów CHP w porównaniu do konwencjonalnych gazowych systemów c.w.u. i sieci elektrycznej.

8. Wnioski

Przeprowadzone badania i symulacje doprowadziły do następujących wniosków:

- czym mniejszy układ kogeneracyjny, tym mniejsza szansa na opłacalność inwestycji związanej z zakupem tego układu,
- układy kogeneracyjne w budynkach reprezentujących segment „S” należy dobierać tylko i wyłącznie dla potrzeb c.o.,
- dobieranie układów kogeneracyjnych dla budynków segmentu „S”, dla potrzeb c.w.u. powoduje, że potrzebna moc cieplna potencjalnego urządzenia CHP jest za niska w porównaniu z minimalnymi parametrami dostępnych na rynku układów tego typu,
- w przypadku doboru układu CHP dla segmentu „S” pod potrzeby c.o. jesteśmy w stanie dobrać kogenerator o odpowiedniej mocy cieplnej, ale przy dzisiejszych cenach gazu, cenach kogeneratorów (bez uwzględnienia kosztu zakupu gazowego kotła szczytowego) inwestycja dla tego typu budynków nie jest opłacalna (należy jednak podkreślić fakt dużej luki rynkowej w zakresie produkcji małych CHP, o mocach rzędu kilku kW_{el}, co powoduje, że cena jednostkowa takich urządzeń jest znacznie większa niż cena urządzeń większej mocy),
- badania dla potrzeb niniejszego opracowania jak i badania zagraniczne potwierdzają zasadność użycia kotła szczytowego zarówno w segmencie S jak i L (rysunki powyżej), w przypadku istnienia głównego źródła zasilania jakim jest CHP.
- w przypadku budynków o dość dużych powierzchniach użytkowych (> segment „S”) układy kogeneracyjne ze względu na ekonomikę przedsięwzięcia należy dobierać pod potrzeby c.w.u.,
- zastosowanie układu CHP do zasilania c.o. w tym segmencie budynków wiązałoby się z zastosowaniem bufora o bardzo dużych gabarytach, którego fizycznie byłoby trudno zainstalować w rozpatrywanych budynkach,
- instalowanie układów CHP, z punktu widzenia opłacalności przedsięwzięcia ma rację bytu w budynkach z segmentu co najmniej „M” przy czym czas zwrotu jest dość długi i sięga niekiedy górnej granicy żywotności układu,
- należy dodać, że przedstawione ceny układów CHP są cenami szacunkowymi, czego przyczyną była niechęć ze strony producentów w ujawnianiu cen katalogowych przedmiotowych urządzeń,
- dzisiejsze ceny gazu (które stale rosną), potencjalny błąd przy wyznaczaniu cen układów kogeneracyjnych, a przede wszystkim fakt zawężonej liczby budynków, które spełniają kryteria możliwości zainstalowania układu CHP (powyższe badania), uzasadnione jest stwierdzenie iż w większości przypadków (segmenty S-L), instalacja układu CHP jest przedsięwzięciem nieopłacalnym,
- przypuszczamy, że zastosowanie układów tego typu przyjęło by się w segmencie XL, zarówno dla potrzeb c.o jak i c.w.u, ze 100% wykorzystaniem energii elektrycznej jak i cieplnej (w tym dla potrzeb technologicznych), przy czym konieczne jest w tym przypadku zastosowanie indywidualnej analizy określającej słuszność zastosowania URE.

Literatura

- [1] "Termomodernizacja budynków dla poprawy jakości środowiska. Poradnik dla audytorów energetycznych, inspektorów środowiska, projektantów oraz zarządców budynków i obiektów budowlanych" praca zbiorowa pod redakcją dr hab inż. Jan Nowisza, prof. AGH, Gliwice 2004.
- [2] GHP. Pompy ciepła napędzane gazem ziemnym (CNG) lub ciekłym (LNG) www.aisin.pl
- [3] Klimatyzacja na gaz ziemny lub LPG www.klimatyzacja.pl
Nowoczesne systemy klimatyzacyjne.
- [4] Urządzenia GHP AISIN www.baron.com.pl www.aisin.pl
- [5] SPS Klima- Gazowa Pompa Ciepła SANYO GHP ECO G POWER z agregatem prądotwórczym www.kataloginzyniera.pl/.../Gazowa_pompa_ciepła_GHP_SANYO
- [6] „Energetyka rozproszona jako odpowiedź na potrzeby rynku (prosumenta) i pakietu energetyczno-klimatycznego.”, Popczyk J., Wydawca: Instytut na rzecz Ekorozwoju. Warszawa 2010
- [7] Wstępna Koncepcja przedsięwzięcia biznesowego w postaci SFCMR (Sieć Franczyzowa „Cysternowe Mikrobiogazownie Rolnicze”), z uwzględnieniem propozycji potrzebnych zmian prawnego środowiska regulacyjnego. Opracowanie autorskie Jan Popczyk .Gliwice 2011

**Pragmatyczne zdefiniowanie roli i funkcjonalności
mikrobiogazowni jako specyficznego źródła OZE
sprzężonego z kompleksem budynków; przeprowadzenie
czynnej modyfikacji zjawiska konwersji energii z biomasy
dla wyznaczenia warunków brzegowych jej aplikacji w
budynkach**

(Mikrobiogazownie Rolnicze)



Agnieszka Czop
Paweł Kucharczyk
Ryszard Mocha
Zbigniew Jan Schmiegel

Gliwice, 2010 r

STRESZCZENIE

Zdefiniowano rolę i funkcjonalność mikrobiogazowni jako specyficznego źródła OZE sprzężonego z kompleksem budynków wchodzących w skład gospodarstwa rolnego. Dokonano analizy pracy demonstracyjnych mikrobiogazowni rolniczych kontenerowych (KMR) i cysternowych (CMR) o mocy odpowiednio 10kW_{el} i 20kW_{el}. Jako case study potraktowano mikrobiogazownię 20kW_{el} POJDA w Studzionce i wyznaczono jej oddziaływania na środowisko. Założenia podstawowe funkcjonowania mikrobiogazowni zawarto w punktach 1.1 i 2.1. Techniczną koncepcję realizacji opisuje punkt 1.2. Biznesplan dla rolnika eksploatatora przedstawiono w punktach 1.3 (10kW_{el}) oraz 2.5 (20kW_{el}). Modyfikację zjawiska konwersji biomasy opisano w punkcie 2.3.

Spis treści

1.	Kontenerowa Mikrobiogazownia Rolnicza - KMR.....	199
1.1.	Wprowadzenie.....	199
1.2.	Koncepcja realizacji KMR –firma eGIE Sp. z o.o.....	200
1.3.	Skrócony biznesplan rolnika-eksploatatora Kontenerowej Mikrobiogazowni Rolniczej (KMR)	207
2.	Cysternowa Mikrobiogazownia Rolnicza - CMR.....	210
2.1.	Założenia podstawowe.....	210
2.2.	Zakres zadań.....	211
2.3.	Przykładowy zestaw substratów wraz z przewidywaną produkcją biogazu i energii (dla CMR-20) ..	211
2.4.	Koszt inwestycji	218
2.5.	Skrócony biznesplan rolnika-eksploatatora Cysternowej Mikrobiogazowni Rolniczej	219
3.	Analiza oddziaływania na środowisko Case study - Demonstracyjna mikrobiogazownia 20 kW POJDA w Studzionce	222
3.1.	Raport o oddziaływaniu na środowisko	222
3.1.1.	Opis planowanego przedsięwzięcia, a w szczególności	222
3.1.2.	Opis elementów przyrodniczych środowiska objętych zakresem przewidywanego oddziaływania planowanego przedsięwzięcia na środowisko	224
3.1.3.	Opis istniejących w sąsiedztwie lub w bezpośrednim zasięgu oddziaływania planowanego przedsięwzięcia zabytków chronionych na podstawie przepisów o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami	224
3.1.4.	Opis analizowanych wariantów planowanego przedsięwzięcia, w tym wariantu	224
3.1.5.	Określenie przewidywanego oddziaływania na środowisko analizowanych wariantów, w tym również w wypadku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej	224
3.1.6.	Analizę i ocenę możliwych zagrożeń i szkód dla zabytków chronionych na podstawie przepisów o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami, w szczególności zabytków archeologicznych, w obrębie terenu, na którym ma być zrealizowane	225
3.1.8.	Opis potencjalnie znaczących oddziaływań przedsięwzięcia na środowisko	226
3.1.10.	Jeżeli planowane przedsięwzięcie jest związane z użyciem instalacji, porównanie, z zastrzeżeniem ust. 2, proponowanej technologii z technologią spełniającą wymagania, o których mowa w art. 143	227
3.1.11.	Wskazanie, czy dla planowanego przedsięwzięcia konieczne jest ustanowienie obszaru ograniczonego użytkowania oraz określenie granic takiego obszaru, ograniczeń w zakresie przeznaczenia terenu, wymagań technicznych dotyczących obiektów budowlanych i sposobów korzystania z nich	227
3.1.12.	Przedstawienie zagadnień w formie graficznej	228
3.1.13.	Analizę możliwych konfliktów społecznych związanych z planowanym przedsięwzięciem	228
3.1.14.	Przedstawienie propozycji monitoringu planowanego przedsięwzięcia na etapie budowy i eksploatacji	228
3.1.15.	Streszczenie w języku niespecjalistycznym informacji zawartych w raporcie	229
3.1.16.	Źródła informacji stanowiące podstawę sporządzenia raportu	229
3.2.	Emisje do środowiska	230
	Załącznik 1. Warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej	235

1. Kontenerowa Mikrobiogazownia Rolnicza - KMR

1.1. Wprowadzenie

Dotychczas, oprócz komór laboratoryjnych nie istniały mobilne komory fermentacyjne do produkcji biogazu z odpadów organicznych. Co prawda znane były komory fermentacyjne niedużych rozmiarów, ale zabudowane na stałe. Ponieważ w kraju mamy rozdrobnione rolnictwo pojawiła się koncepcja wykonania niewielkich komór fermentacyjnych (biogazowni), które byłyby montowane w średniej wielkości warsztatach, a następnie, kompletne przewożone do miejsca zabudowania (inwestora). Komora zaprojektowana w zasadzie nie przekracza gabarytów podwyższonego kontenera morskiego 40 stopowego wraz z ociepleniem i osłoną zewnętrzną w postaci blach trapezowych. Pojemność całkowita wynosi 75 m^3 , a pojemność wypełnienia substratami 60 m^3 . Na górze kontenera przewiduje się umieścić magazyn buforowy biogazu o pojemności około 10 m^3 , nakryty dachem również z blachy falistej. Ten element byłby transportowany osobnym środkiem transportu.

Zasilanie komory substratami odbywać się będzie poprzez nakryty otwór w górnej części kontenera, o wymiarach około $90 \times 2500 \text{ cm}$. Wrzucane substraty będą opadały po skośnej blasze kanałem wrzutowym i grabiami przesuwane w kierunku frontowym.

Komora nie będzie miała mieszczał w klasycznym znaczeniu, lecz zostanie zastosowany sposób okresowego natryskiwania perkolatem. Na wyposażeniu komory (na tylne ścianie) zostaną zamontowane kogenerator, pompa wody cieplej oraz pompa do spryskiwania perkolatem. Wytworzony biogaz gromadzony w wyżej wspomnianym magazynie buforowym biogazu, zostanie skierowany na silnik gazowy kogeneratora i tam przetworzony na inny nośnik energii - energię elektryczną i ciepłą.

Komora zostanie przystosowana do szerszej gamy substratów tj. w pierwszej kolejności do odpadów z produkcji rolno-hodowlanej, jak również roślin energetycznych celowo uprawianych.

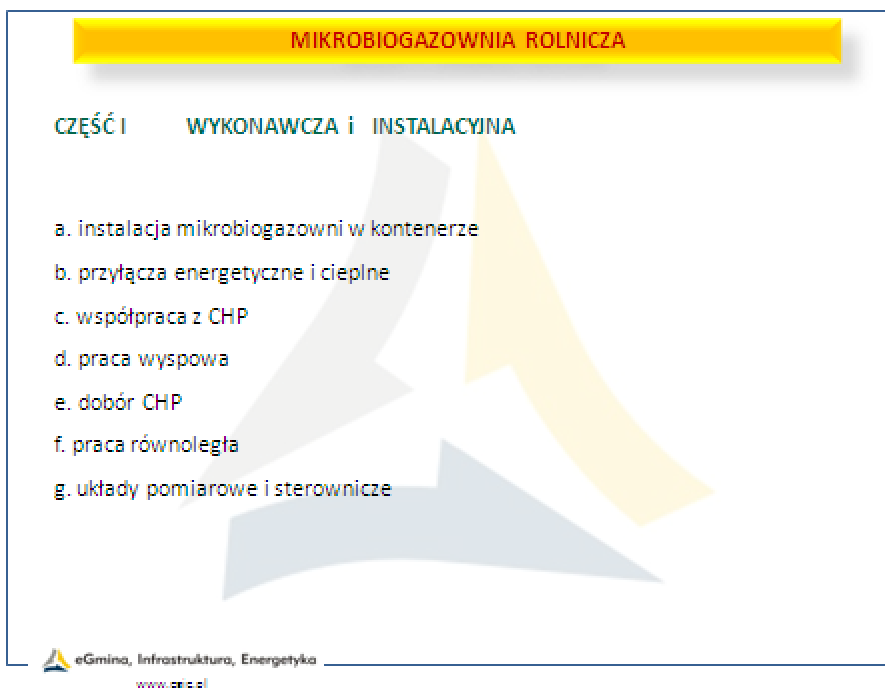
Eksploatacja komory podlegać będzie szeregom badań, które powinny dać odpowiedź na:

- optymalny skład odpadów,
- optymalną produkcję biogazu przy różnym składzie substratów,
- możliwości zintensyfikowania procesów rozkładu substancji organicznych i wyrównania ich czasu rozpadu poprzez zastosowanie na przykład środków wspomagających rozkład (enzymy, grzyby, itp.).

Przewiduje się wielkość produkcji biogazu w zakresie $1,5 - 1,8 \text{ m}^3$ gazu z objętości 1 m^3 masy fermentowanej, co odpowiada wyprodukowaniu około $7 - 9 \text{ kW}_{\text{el}}$.

Kontenerowa komora fermentacyjna w myśl prawa budowlanego nie będzie budowlą, a urządzeniem utylizującym odpady i produkującym energię elektryczną i ciepłą i chroniącym środowisko.

1.2. Koncepcja realizacji KMR –firma eGIE Sp. z o.o.



MIKROBIOGAZOWNIA ROLNICZA

CZĘŚĆ II EKSPLOATACYJNA I EKSPERYMENTALNA

- a. badania biotechnologiczne substratów
- b. testy spektrum substratów w mini biogazowni POJDA
- c. analiza chemiczna masy pofermentacyjnej
- d. uzdatnianie i osuszanie biogazu

MIKROBIOGAZOWNIA ROLNICZA

CZĘŚĆ III OPTIMALIZACJA PROCESU I STANDARDYZACJA ELEMENTÓW

CZĘŚĆ IV EKONOMIA, FINANSE, POZWOLENIA

- a. analiza osłony bilansowej z parametryzacją czynników ekonomicznych
- b. analiza wrażliwości
- c. analiza ryzyk

MIKROBIOGAZOWNIA ROLNICZA

CZĘŚĆ III OPTIMALIZACJA PROCESU I STANDARDYZACJA ELEMENTÓW

CZĘŚĆ IV EKONOMIA, FINANSE, POZWOLENIA

- a. analiza ostony bilansowej z parametryzacją czynników ekonomicznych
- b. analiza wrażliwości
- c. analiza ryzyk

MIKROBIOGAZOWNIA ROLNICZA

CZĘŚĆ V ANALIZA PROJEKTU - PORADNIK EKSPLOATATORA

- a. założenia i wytyczne dla realizacji projektu
- b. przygotowanie projektu budowy i instalacji modułowej
- c. analiza ekonomiczna i finansowa
- d. kompendium wiedzy dla aplikacji mikrobiogazowni
- e. mapa drogowa przygotowań administracyjnych, prawnych, logistycznych i eksploatacyjnych związanych z realizacją projektu
- f. metody i sposoby poprawy rentowności
- g. pozyskiwanie dotacji i kredytów preferencyjnych

STRESZCZENIE PROPONOWANYCH INNOWACYJNYCH ROZWIĄZAŃ

- Przewidywana moc mikrobiogazowni kontenerowej – ok. 5 do 10 kW_e.
- Referencyjna prototypowa mikrobiogazownia wymaga jako instalacja pilotowa badań biotechnologicznych nad doбором substratów, procesem beztlenowej fermentacji i składem masy pofermentacyjnej.
- Innowacyjność rozwiązania polega na uniwersalności i prostocie prowadzenia procesu konwersji masy biodegradowalnych w biogaz i uzdatnieniu go dla potrzeb wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.
- Istnieje potrzeba wytworzenia specyficznego know-how dla prac standardowego modułu oraz minimalizacji elementów instalacji (brak fundamentów, mieszadeł, dodatkowych fermentorów, możliwy „objazdowy” CHP itp.)

POZIOM INNOWACYJNOŚCI I PRZEWAGA KONKURENCYJNA

MIKROBIOGAZOWNIA ROLNICZA stanowi samoistne unikatowe rozwiązanie.
Na rynku brak substytutów dla mikrobiogazowni kontenerowej.

Mikrobiogazownie o fermentacji suchej w krajach UE (tzw. garażowe lub w systemie batch) posiadają moc od ok. 30 kW_e i wymagają wielu ustaleń i pozwoleń przed zainstalowaniem.

Rynek zaakceptuje innowacyjne rozwiązanie ponieważ wnosi ono prostotę konstrukcji i cechują go niskie koszty instalacji.

Wypracowanie własnego know-how dla instalacji mikrobiogazowni kontenerowej stworzy bariery dla imitowania tego rozwiązania bez zastosowania wielomiesięcznych własnych testów.

Mikrobiogazownia pozbawiona będzie problemów związanych z małymi biogazowniami:

- dobór spektrum substratów - dobór fermentorów i zbiorników, - pozwolenia budowlane, środowiskowe, ekologiczne, - odbiór ciepła, - wysokie koszty instalacji, - logistyka, - warunki przyłączenia do sieci itp.

TEMATYKA

Słowa kluczowe:

- Utylizacja odpadów rolniczych i odchodów zwierzęcych
- Wytwarzanie biogazu w rolnictwie
- Beztlenowa fermentacja elementów biodegradowalnych
- Ekologiczne i bezemisyjne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła

FAZA ROZWOJU

- Projekt MIKROBIOGAZOWNIA ROLNICZA znajduje się na etapie koncepcyjnym w fazie przygotowania do eksperymentów.
- Projekt posiada lokalizację i zaplecze w postaci biogazowni POJDA w Studzionce niedaleko Pszczyny.
- Kamieniem milowym rozwoju będzie zbudowanie prototypu i przeprowadzenie badań laboratoryjnych i eksploatacyjnych.
- Dla opracowania technologii sprzedawalnej konieczne są kompleksowe testy wykonane na prototypie we współpracy z biogazownią POJDA oraz standaryzacja elementów instalacji dla produkcji seryjnej.

CHARAKTERYSTYKA RYNKU I KONKURENCJI

Mikrobiogazownie osadzone są na rynku energetyki rozproszonej w środowisku gminy rolniczej.

Potencjalni odbiorcy rozwiązania to rolnicy i hodowcy (w szczególności małe gospodarstwa rolne).

Branża konkurencyjna istnieje tylko w sferze ciepła: pelecarnie, pompy ciepła, kolektory słoneczne.

Rynkiem docelowym może być KAŻDE gospodarstwo rolne lub hodowlane.

Przy standardyzacji produktu oczekiwany jest duży potencjał wzrostu a nawet lawinowy efekt popytu.

INTERESARIUSZE, PARTNERZY, ZAINTERESOWANIE RYNKU

-Istnieje duże zapotrzebowanie rynkowe na proponowane rozwiązanie mikrobiogazowni.
Decydującym czynnikiem jest tu prostota procesu i cena instalacji.
Obecnie biogazownia o mocy 25 kW_e (w dość złożonej lecz sprawdzonej technologii) kosztuje około 500 000 PLN i wymaga wielu pozwoleń i uzgodnień.

Proponowane rozwiązanie jest prekursorskie i unikatowe.

Zainteresowanie mikrobiogazowniami wynika z programów Ministerstwa Gospodarki :
IERE i „Biogazownia w każdej gminie”.

Potencjalnym inwestorem strategicznym mogłaby być ENERGIA.

-Oczekiwania wobec inwestora strategicznego dotyczą fazy przygotowawczej oraz eksperymentalnej projektu.

FINANSOWANIE

-Dotychczasowe koszty projektu dotyczą koncepcji rozwiązania oraz strategii rozwoju.

-Inne zasoby potrzebne do realizacji projektu to :

- a. stworzenie bazy laboratoryjnej i eksperymentalnej (m.in. udostępnienie biogazowni POJDA na cele eksperymentalne i badawcze)
- b. budowa prototypu i jego stopniowa adaptacja dla celów standardyzacji.

Wielkość kapitału w pierwszym roku zamyka się w granicach ok. 500 000 PLN.

Prowadzone są rozmowy z ewentualnymi inwestorami i partnerami strategicznymi w celu podjęcia współpracy.

SKRÓCONA ANALIZA SWOT

mocne strony

unikalność rozwiązania, duży popyt, standardyzacja elementów,
utyliczacja odpadów, duże spektrum substratów,
dostępność substratów, modułowość,
brak problemów lokalizacji, prostota obsługi

słabe strony

brak wzorców, ryzyko technologii, konieczność badań i eksperymentów,
brak know-how,

szanse

bezemisyjność i ekologiczność procesu, programy wspierania OZE,
akceptacja rolników i hodowców, nowatorstwo wykonania,
zminimalizowanie biurokracji,
łatwość instalacji i obsługi

zagrożenia

ryzyko innowacji, możliwość zmian polityki rolnej i energetycznej,

1.3. Skrócony biznesplan rolnika-eksplotatora Kontenerowej Mikrobiogazowni Rolniczej (KMR)

Koszt inwestycji

Tabela 1.3-1.

	PLN
silosy na substraty stałe, waga	10 000
układy dozowania substratów	10 000
komory fermentacyjna z instalacjami technicznymi	70 000
układ CHP w kontenerze (1 szt.)	50 000
zbiornik na osad pofermentacyjny	10 000
pochodnia	2 000
przygotowanie terenu	5 000
rozruch obiektu i szkolenie	5 000
dokumentacja techniczna, projekt	5 000
przyłącze elektryczne	8 000
suma	175 000

Dobór i koszt substratów

Ekwiwalent (pod względem wydajności biogazu) 165 ton kiszonki kukurydzy rocznie, co oznacza dobowe zapotrzebowanie na substraty ok. 500 kg kiszonki.

Przewiduje się jako substraty: gnojowice, gnojówkę, obornik, kurzyniec, resztki warzywne i owocowe, trawę, ścieki gospodarcze, uprawy rolnicze, wytloki warzywne i owocowe, wytloki zbożowe i inna biomasa biodegradowalna.

Przewiduje się, że 1/3 niezbędnych substratów nie będzie pozyskiwana bezpłatnie i jej cena (możliwość sprzedaży na rynku przez rolnika) wyniesie ok. 5 500 PLN rocznie.

Tabela 1.3-2.

KOSZTY ZAKUPU SUBSTRATÓW			
substrat	ilość, t rocznie	cena jednostkowa, PLN/t	koszt, PLN
kiszonka kukurydzy (2/3)	110	0	0
kiszonka kukurydzy (1/3)	55	100	5 500
woda	150	4	600
suma	315	suma	6 100

Parametry techniczne KMR

Kontener 40 stopowy o pojemności 75m³ z komorą z komorą fermentacyjną 60m³.

Zawartość suchej masy w masie fermentacyjnej w beztlenowym procesie mezofilnym 10-25%.

Uzysk biogazu 4m³/h o zawartości CH₄ ok. 55%.

Roczna ilość sedymentu pofermentacyjnego (o zawartość suchej masy 6-10%) 300m³.

Moc elektryczna KMR ok. 7kW_{el}.

Moc cieplna 9 kW_{th}.

Produkty końcowe (a. energia elektryczna; b. ciepło; c. sedyment pofermentacyjny; d. świadectwa pochodzenia energii)

Tabela 1.3-3.

CHARAKTERYSTYKA EKWIWALENTU SUBSTRATÓW						
substrat	ilość, t rocznie	zawartość suchej masy; % masy całkowitej	wydajność, m ³ /t	produkcja biogazu, m ³ rocznie	zawartość metanu	produkcja biometanu, m ³ rocznie
kiszonka kukurydzy	165	32,6	178,4	29 436	54%	16 190
woda	150	0	0	0	0%	0
suma	315	17,1			suma	16 190

Tabela 1.3-4.

ZAŁOŻENIA DO BILANSU ENERGETYCZNEGO	
energia 1m ³ biometanu, kWh	10
roczny czas pracy biogazowni, godzin	8 000
sprawność elektryczna	35 %
sprawność termiczna	45 %
udział potrzeb własnych energii elektrycznej w całkowitej produkcji energii elektrycznej	8 %
udział potrzeb własnych na ciepło w całkowitej produkcji ciepła	25 %

Tabela 1.3-5.

	kW
moc elektryczna	7
moc cieplna	9

Tabela 1.3-6.

BILANS ENERGETYCZNY BIOGAZOWNI		
PRODUKCJA		
	kWh	GJ
produkcja energii elektrycznej	56 664	-
produkcja ciepła	72 854	262
POTRZEBY WŁASNE		
	kWh	GJ
zapotrzebowanie własne na energię elektryczną	4 170	-
zapotrzebowanie własne na ciepło	13 660	49
PO ODLICZENIU POTRZEB WŁASNYCH		
	kWh	GJ
energia elektryczna	52 131	-
ciepło	54 641	197

Tabela 1.3-7.

przychody	cena jednostkowa	jednostka	ilość	jednostka	wynik	% całości
sprzedaż energii elektrycznej	0,180	PLN/kWh	52 131	kWh	9 384	24%
zielone certyfikaty	0,260	PLN/kWh	56 664	kWh	14 733	38%
żółte certyfikaty potrzeb własne	0,140	PLN/kWh	6 830	kWh	956	2%
żółte certyfikaty sprzedaż	0,140	PLN/kWh	54 641	kWh	7 650	20%
sprzedaż ciepła*	30,000	PLN/GJ	197	GJ	5 901	15%
suma					38 623	100%
* unikniony koszt ciepła dla własnego gospodarstwa						

Wskaźniki NPV i IRR w analizie przepływów pieniężnych

Tabela 1.3-8.

	bez dotacji	z dotacją 50%	z dotacją 50%, bez certyfikatów (zielonych, żółtych)
NPV okres 10 lat	-4 672,54 zł	77 874,63 zł	-53 386,78 zł
NPV okres 15 lat	37 500,82 zł	120 047,99 zł	-45 720,79 zł
IRR okres 10 lat	5,40%	23,10%	-11,52%
IRR okres 15 lat	9,49%	25,28%	-4,90%

Warunki rentowności inwestycji

- Istnienie świadectw pochodzenia (certyfikaty zielone i jednocześnie żółte) na poziomie aktualnych cen.
- Uzyskanie dotacji ok. 50%.

- c. Wykorzystanie całego ciepła użytkowego.
- d. Zapewnienie ciągłości pracy KMR ok. 8 000 godzin rocznie

Ryzyka i wrażliwość KMR

- a. Zmiany w systemie wsparcia OZE (certyfikaty)
- b. Nieurodzaje, klęski pogodowe
- c. Niesprawności techniczne systemu KMR
- d. Brak doświadczenia rolnika-eksploatatora
- e. Wzrost ceny lub konieczność zakupu większej ilości substratów

2. Cysternowa Mikrobiogazownia Rolnicza - CMR

2.1. Założenia podstawowe.

Celem zadania jest budowa mikrobiogazowni (w wytypowanych gospodarstwach rolniczych), której zadaniem będzie produkcja energii elektrycznej i energii cieplnej z wykorzystaniem otrzymanego biogazu. Produktem końcowym będzie także nawóz naturalny.

Planuje się budowę dwóch biogazowni:

CMR -20 o mocy układu kogeneracji 20 kW_{el}

CMR – 30 o mocy układu kogeneracji 30 kW_{el}

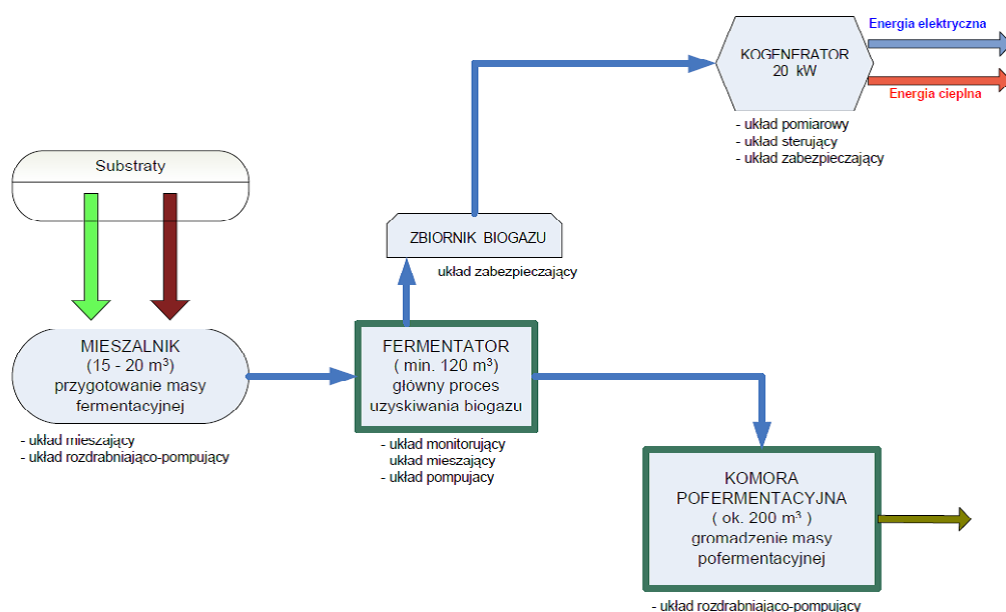
Mikrobiogazownia CMR-20 (CMR-30) może być zlokalizowana w gospodarstwie rolnym spełniającym następujące warunki:

Jest to gospodarstwo rolno-hodowlane o powierzchni ziem uprawnych powyżej 30 ha (dla CMR-30, co najmniej 40 ha) i posiadające hodowlę zwierząt, co najmniej 40 DS (60 DS dla CMR-30). Przez DS rozumie się „duże zwierzęta” o wadze 500 kg.

Gospodarstwo posiada, co najmniej jeden szczelny zbiornik na gnojowicę o pojemności ok. 120m³, a dla CMR-30 – 180 m³

Uwaga! Minimalne wielkości zbiorników zależą od składu substratu i będą określone indywidualnie, gdyż planuje się ich wykorzystanie, albo jako fermentatora, albo jako zbiornika do gromadzenia masy pofermentacyjnej

Gospodarstwo dysponuje wolnym terenem o powierzchni, co najmniej 500 m² pod mikrobiogazownię.



Rys. 2.1-1. Schemat blokowy biogazowni rolniczej 20 kW_{el}

2.2. Zakres zadań

Inwestor odpowiedzialny jest za uzyskanie:

- Prawa do dysponowania terenem
- Warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej
- Warunków zabudowy i zagospodarowania terenu
- Pozwolenia na budowę

Wykonawca (eGIE) odpowiedzialny jest za:

- Wykonanie audytu lokalnego wytypowanego gospodarstwa rolno-hodowlanego, w celu ustalenia warunków brzegowych lokalizacji i składu substratów wraz z wstępną propozycją technologii, wielkości urządzeń oraz lokalizacji pod budowę mikrobiogazowni
- Opracowanie karty informacyjnej o oddziaływaniu mikrobiogazowni na środowisko
- Przygotowanie niezbędnych danych dotyczących planowanej budowy mikrobiogazowni w celu uzyskania koniecznych dokumentów
- Opracowanie dokumentacji technologicznej i technicznej
- Wykonanie projektu budowlanego
- Budowę mikrobiogazowni
- Przeprowadzenie rozruchu i oddanie do użytkowania biogazowni

2.3. Przykładowy zestaw substratów wraz z przewidywaną produkcją biogazu i energii (dla CMR-20)

Uwaga: W rzeczywistych gospodarstwach zestaw substratów ustalany będzie indywidualnie, w zależności od rodzaju produkcji i pozyskanych odpadów organicznych. Stopień skojarzenia układu kogeneracyjnego także może być inny.

Tabela 2.3-1

Lp	Rodzaj wsadu (substrat)	Ilość ton (m3) / rok	Ilość ton (m3) dzień	% suchej masy	Ilość ton s.m./rok	% s.m.o w s.m.	Ilość ton s.m.o. we wsadzie = C*E*F	Uzyska biogazu w m3/ z 1 tony wsadu	Ilość uzyskanego biogazu rok (m3)	Energia biogazu (1m3=6 kWh)	Zamiana kWh na MWh
1	gnojowica bydlęca	365	1,00	9,00%	32,85	85,00%	27,923	350	9 772,88		
2	gnojowica świńska	0	0,00	7,00%	0,00	78,00%	0,000	350	0,00		
3	obornik bydlęcy	180	0,49	25,00%	45,00	70,00%	31,500	250	7 875,00		
4	obornik od świń	0	0,00	32,00%	0,00	75,00%	0,000	380	0,00		
5	pomiot kurzy	250	0,68	22,00%	55,00	90,00%	49,500	300	14 850,00		
6	kiszonka kukurydzy	0	0,00	32,00%	0,00	90,00%	0,000	600	0,00		
7	kiszonka trawy	400	1,10	30,00%	120,00	80,00%	96,000	550	52 800,00		
8	trawa koszona św.	0	0,00	12,00%	0,00	90,00%	0,000	600	0,00		
9	burak cukrowy	0	0,00	23,00%	0,00	90,00%	0,000	820	0,00		
10	burak pastewny	0	0,00	12,00%	0,00	80,00%	0,000	700	0,00		
11	nać buraka	0	0,00	16,00%	0,00	77,00%	0,000	570	0,00		
12	młoto	0	0,00	23,00%	0,00	75,00%	0,000	650	0,00		
13	wytłoki owocowe	10	0,03	35,00%	3,50	90,00%	3,150	620	1 953,00		
			0,00		0,00		0,000		0,00		
			0,00		0,00		0,000		0,00		
	suma	1205	3,30		256,35		208,073		87 250,88	523 505,25	523,51
	Uzysk energii elektrycznej (MWh) - 35%		Uzysk energii cieplnej (MWh) 45%			Uzysk roczny energii elektrycznej (kWh)	Uzysk dzienny (w kWh) [/365dni]	Średni uzysk na godzinę (w kWh)	MOC generatora w kW przy 8000 h/rok		
	183,23		235,58			183 226,84	501,99	20,92	22,90		

Tabela 2.3-2

Lp	Rodzaj wsadu (substrat)	Ilość ton (m3) / rok	Ilość ton (m3) dzień	% suchej masy	Ilość ton s.m./rok	% s.m.o w s.m.	Ilość ton s.m.o. we wsadzie = C*E*F	Uzyska biogazu w m3/ z 1 tony wsadu	Ilość uzyskanego biogazu rok (m3)	Energia biogazu (1m3=6 kWh)	Zamiana kWh na MWh
1	gnojowica bydłęca	365	1,00	9,00%	32,85	85,00%	27,923	350	9 772,88		
2	gnojowica świńska	200	0,55	7,00%	14,00	78,00%	10,920	350	3 822,00		
3	obornik bydłęcy	180	0,49	25,00%	45,00	70,00%	31,500	250	7 875,00		
4	obornik od świń	0	0,00	32,00%	0,00	75,00%	0,000	380	0,00		
5	pomiot kurzy	250	0,68	22,00%	55,00	90,00%	49,500	300	14 850,00		
6	kiszonka kukurydzy	0	0,00	32,00%	0,00	90,00%	0,000	600	0,00		
7	kiszonka trawy	400	1,10	30,00%	120,00	80,00%	96,000	550	52 800,00		
8	trawa koszona św.	0	0,00	12,00%	0,00	90,00%	0,000	600	0,00		
9	burak cukrowy	0	0,00	23,00%	0,00	90,00%	0,000	820	0,00		
10	burak pastewny	0	0,00	12,00%	0,00	80,00%	0,000	700	0,00		
11	nać buraka	0	0,00	16,00%	0,00	77,00%	0,000	570	0,00		
12	młóto	0	0,00	23,00%	0,00	75,00%	0,000	650	0,00		
13	wytłoki owocowe	50	0,14	35,00%	17,50	90,00%	15,750	620	9 765,00		
			0,00		0,00		0,000		0,00		
			0,00		0,00		0,000		0,00		
	suma	1445	3,96		284,35		231,593		98 884,88	593 309,25	593,31
	Uzysk energii elektrycznej (MWh) - 35%		Uzysk energii cieplnej (MWh) 45%			Uzysk roczny energii elektrycznej (kWh)	Uzysk dzienny (w kWh) [/365dni]	Średni uzysk na godzinę (w kWh)	MOC generatora w kW przy 8000 h/rok		
	207,66		266,99			207 658,24	568,93	23,71	25,96		

Tabela 2.3-3

Lp	Rodzaj wsadu (substrat)	Ilość ton (m3) / rok	Ilość ton (m3) dzień	% suchej masy	Ilość ton s.m./rok	% s.m.o w s.m.	Ilość ton s.m.o. we wsadzie = C*E*F	Uzyska biogazu w m3/ z 1 tony wsadu	Ilość uzyskanego biogazu rok (m3)	Energia biogazu (1m3=6 kWh)	Zamiana kWh na MWh
1	gnojowica bydłęca	250	0,7	9,00%	22,50	85,00%	19,125	350	6 693,75		
2	gnojowica świńska	0	0,0	7,00%	0,00	78,00%	0,000	350	0,00		
3	obornik bydłowy	180	0,5	25,00%	45,00	70,00%	31,500	250	7 875,00		
4	obornik od świń	0	0,0	32,00%	0,00	75,00%	0,000	380	0,00		
5	połt kurzy	0	0,0	22,00%	0,00	90,00%	0,000	300	0,00		
6	kiszonka kukurydzy	200	0,5	32,00%	64,00	90,00%	57,600	600	34 560,00		
7	kiszonka trawy	0	0,0	30,00%	0,00	80,00%	0,000	550	0,00		
8	trawa koszona św.	0	0,0	12,00%	0,00	90,00%	0,000	600	0,00		
9	burak cukrowy	0	0,0	23,00%	0,00	90,00%	0,000	820	0,00		
10	burak pastewny	110	0,3	12,00%	13,20	80,00%	10,560	700	7 392,00		
11	nać buraka	120	0,3	16,00%	19,20	77,00%	14,784	570	8 426,88		
12	młóto	100	0,3	23,00%	23,00	75,00%	17,250	650	11 212,50		
13	wytłoki owocowe	0	0,0	35,00%	0,00	90,00%	0,000	620	0,00		
			0,0		0,00		0,000		0,00		
			0,0		0,00		0,000		0,00		
	suma	960	2,6		186,90		150,819		76 160,13	456 960,78	456,96
Uzysk energii elektrycznej (MWh) - 35%		Uzysk energii cieplnej (MWh) 45%			Uzysk roczny energii elektrycznej (kWh)		Uzysk dzienny (w kWh) [/365dni]	Średni uzysk na godzinę (w kWh)	MOC generatora w kW przy 8000 h/rok		
159,94		205,63			159 936,27		438,18	18,26	19,99		

Tabela 2.3-4

Lp	Rodzaj wsadu (substrat)	Ilość ton (m3) / rok	Ilość ton (m3) dzień	% suchej masy	Ilość ton s.m./rok	% s.m.o w s.m.	Ilość ton s.m.o. we wsadzie = C*E*F	Uzyska biogazu w m3/ z 1 tony wsadu	Ilość uzyskanego biogazu rok (m3)	Energia biogazu (1m3=6 kWh)	Zamiana kWh na MWh
1	gnojowica bydłęca	0	0,0	9,00%	0,00	85,00%	0,000	350	0,00		
2	gnojowica świńska	0	0,0	7,00%	0,00	78,00%	0,000	350	0,00		
3	obornik bydłowy	0	0,0	25,00%	0,00	70,00%	0,000	250	0,00		
4	obornik od świń	0	0,0	32,00%	0,00	75,00%	0,000	380	0,00		
5	poimot kurzy	600	1,6	22,00%	132,00	90,00%	118,800	300	35 640,00		
6	kiszonka kukurydzy	0	0,0	32,00%	0,00	90,00%	0,000	600	0,00		
7	kiszonka trawy	0	0,0	30,00%	0,00	80,00%	0,000	550	0,00		
8	trawa koszona św.	0	0,0	12,00%	0,00	90,00%	0,000	600	0,00		
9	burak cukrowy	0	0,0	23,00%	0,00	90,00%	0,000	820	0,00		
10	burak pastewny	300	0,8	12,00%	36,00	80,00%	28,800	700	20 160,00		
11	nać buraka	300	0,8	16,00%	48,00	77,00%	36,960	570	21 067,20		
12	miłoto	0	0,0	23,00%	0,00	75,00%	0,000	650	0,00		
13	wytłoki owocowe	0	0,0	35,00%	0,00	90,00%	0,000	620	0,00		
			0,0		0,00		0,000		0,00		
			0,0		0,00		0,000		0,00		
	suma	1200	3,3		216,00		184,560		76 867,20	461 203,20	461,20
	Uzysk energii elektrycznej (MWh) - 35%		Uzysk energii cieplnej (MWh) 45%			Uzysk roczny energii elektrycznej (kWh)		Uzysk dzienny (w kWh) [365dni]	Średni uzysk na godzinę (w kWh)	MOC generatora w kW przy 8000 h/rok	
	161,42		207,54			161 421,12		442,25	18,43	20,18	

Tabela 2.3-5

Lp	Rodzaj wsadu (substrat)	Ilość ton (m3) / rok	Ilość ton (m3) dzień	% suchej masy	Ilość ton s.m./rok	% s.m.o w s.m.	Ilość ton s.m.o. we wsadzie = C*E*F	Uzyska biogazu w m3/ z 1 tony wsadu	Ilość uzyskanego biogazu rok (m3)	Energia biogazu (1m3=6 kWh)	Zamiana kWh na MWh
1	gnojowica bydłęca	0	0,00	9,00%	0,00	85,00%	0,000	350	0,00		
2	gnojowica świńska	0	0,00	7,00%	0,00	78,00%	0,000	350	0,00		
3	obornik bydłęcy	0	0,00	25,00%	0,00	70,00%	0,000	250	0,00		
4	obornik od świń	0	0,00	32,00%	0,00	75,00%	0,000	380	0,00		
5	pomiot kurzy	350	0,96	22,00%	77,00	90,00%	69,300	300	20 790,00		
6	kiszonka kukurydzy	0	0,00	32,00%	0,00	90,00%	0,000	600	0,00		
7	kiszonka trawy	150	0,41	30,00%	45,00	80,00%	36,000	550	19 800,00		
8	trawa koszona św.	0	0,00	12,00%	0,00	90,00%	0,000	600	0,00		
9	burak cukrowy	0	0,00	23,00%	0,00	90,00%	0,000	820	0,00		
10	burak pastewny	0	0,00	12,00%	0,00	80,00%	0,000	700	0,00		
11	nać buraka	0	0,00	16,00%	0,00	77,00%	0,000	570	0,00		
12	młóto	350	0,96	23,00%	80,50	75,00%	60,375	650	39 243,75		
13	wytłoki owocowe	0	0,00	35,00%	0,00	90,00%	0,000	620	0,00		
14	makuch 15% tłuszcz	60	0,16	91,00%	54,60	93,00%	50,778	722	36 661,72		
			0,00		0,00		0,000		0,00		
	suma	910	2,49		257,10		216,453		116 495,47	698 972,80	698,97
	Uzysk energii elektrycznej (MWh) - 35%		Uzysk energii cieplnej (MWh) 45%		Uzysk roczny energii elektrycznej (kWh)		Uzysk dzienny (w kWh) [365dni]		Średni uzysk na godzinę (w kWh)		MOC generatora w kW przy 8000 h/rok
	244,64		314,54		244 640,48		670,25		27,93		30,58

Tabela 2.3-6

Lp	Rodzaj wsadu (substrat)	Ilość ton (m3) / rok	Ilość ton (m3) dzień	% suchej masy	Ilość ton s.m./rok	% s.m.o w s.m.	Ilość ton s.m.o. we wsadzie = C*E*F	Uzyska biogazu w m3/ z 1 tony wsadu	Ilość uzyskanego biogazu rok (m3)	Energia biogazu (1m3=6 kWh)	Zamiana kWh na MWh
1	gnojowica bydłęca	0	0,0	9,00%	0,00	85,00%	0,000	350	0,00		
2	gnojowica świńska	0	0,0	7,00%	0,00	78,00%	0,000	350	0,00		
3	obornik bydłowy	0	0,0	25,00%	0,00	70,00%	0,000	250	0,00		
4	obornik od świń	0	0,0	32,00%	0,00	75,00%	0,000	380	0,00		
5	poimot kurzy	0	0,0	22,00%	0,00	90,00%	0,000	300	0,00		
6	kiszonka kukurydzy	0	0,0	32,00%	0,00	90,00%	0,000	600	0,00		
7	kiszonka trawy	0	0,0	30,00%	0,00	80,00%	0,000	550	0,00		
8	trawa koszona św.	0	0,0	12,00%	0,00	90,00%	0,000	600	0,00		
9	burak cukrowy	0	0,0	23,00%	0,00	90,00%	0,000	820	0,00		
10	burak pastewny	300	0,8	12,00%	36,00	80,00%	28,800	700	20 160,00		
11	nać buraka	280	0,8	16,00%	44,80	77,00%	34,496	570	19 662,72		
12	młóto	320	0,9	23,00%	73,60	75,00%	55,200	650	35 880,00		
13	wytłoki owocowe	0	0,0	35,00%	0,00	90,00%	0,000	620	0,00		
14	makuch 15% tłuszcz	0	0,00	91,00%	0,00	93,00%	0,000	722	0,00		
			0,0		0,00		0,000		0,00		
	suma	900	2,5		154,40		118,496		75 702,72	454 216,32	454,22
	Uzysk energii elektrycznej (MWh) - 35%		Uzysk energii cieplnej (MWh) 45%			Uzysk roczny energii elektrycznej (kWh)		Uzysk dzienny (w kWh) [365dni]	Średni uzysk na godzinę (w kWh)	MOC generatora w kW przy 8000 h/rok	
	158,98		204,40			158 975,71		435,55	18,15	19,87	

Tabela 2.3-7

	substrat	zawartość suchej masy	uzysk z biogazu m ³ /t	współczynnik: stosunek uzysków biogazu substrat/kiszonka kukurydzy	wynik-koszt energii odniesiony do 1 tony kiszonki kukurydzy, PLN	konieczność rozrzedzenia np. wodą
A	kiszonka kukurydzy	32,60%	178,4	0,11	100	tak
B	gnojowica świńska	8,00%	19,2	1,00	11	nie
C	gnojowica bydłęca	8,00%	17,9	0,10	10	nie
D	obornik świński	25,00%	60,0	0,34	34	tak
E	kurzyniec	45,00%	168,8	0,95	95	tak
F	odpady piekarnicze	88,00%	525,0	2,94	294	tak
G	wywar pogorzelniany	6,00%	36,1	0,20	20	nie
H	kiszonka trawy	26,00%	123,2	0,69	69	tak
I	kurzyniec	86,40%	207,5	1,16	116	tak
J	burak pastewny	10,50%	81,5	0,46	46	nie
K	liście buraka cukrowego	18,00%	95,0	0,53	53	nie
L	burak cukrowy	23,00%	148,1	0,83	83	tak
M	liście buraka cukrowego-kiszonka	23,40%	78,0	0,44	44	tak
N	wytłoki-rzepak	88,50%	636,6	3,57	357	tak
O	olej rzepakowy - pozostałość	46,00%	575,5	3,23	323	tak
P	resztki owoców	22,00%	112,1	0,63	63	tak
Q	oleje posmażalnicze	95,00%	826,5	4,63	463	tak

2.4. Koszt inwestycji

Tabela 2.4-1

L.p	Element	CMR-20	CMR-30
		Cena	Cena
1	Mieszalnik (szambo betonowe) poj. do 25 m ³	10 000 zł	10 000 zł
2	Zbiornik fermentacyjny	70 000 zł	100 000 zł
3	Układ kogeneracyjny	40 000 zł	60 000 zł
4	Układy automatyki i sterownia	40 000 zł	50 000 zł
5	Układ pomiarowy i przyłącze do ZE (*)	15 000 zł	20 000 zł
6	Zbiornik gazu (worek z tworzywa sztucznego)	5 000 zł	7 000 zł
7	Dokumentacja, projekt techniczny, budowlany	85 000 zł	90 000 zł
8	Adaptacja zbiornika masy pofermentacyjnej (**)	5 000 zł	5 000 zł
9	Robocizna	50 000 zł	60 000 zł
10	Instalacje technologiczne, przygotowanie terenu itp..	70 000 zł	100 000 zł
11	Rozruch, szkolenia, przekazanie inwestycji	50 000 zł	50 000 zł
RAZEM:		440 000 zł	552 000 zł

(*) Koszt określony zostanie po wydaniu warunków przyłączenia przez ZE

(**) Zakłada się możliwość wykorzystania istniejącego zbiornika na gnojowicę na zbiornik pofermentacyjny

2.5. Skrócony biznesplan rolnika-eksploatatora Cysternowej Mikrobiogazowni Rolniczej

Dobór i koszt substratów

Ekwiwalent (pod względem wydajności biogazu) 470 ton kiszonki kukurydzy rocznie, co oznacza dobowe zapotrzebowanie na substraty ok. 1,4 t kiszonki.

Przewiduje się jako substraty: gnojowice, gnojówkę, obornik, kurzyniec, resztki warzywne i owocowe, trawę, ścieki gospodarcze, uprawy rolnicze, wytloki warzywne i owocowe, wytloki zbożowe i inna biomasa biodegradowalna.

Przewiduje się, że 1/3 niezbędnych substratów nie będzie pozyskiwana bezpłatnie i jej cena (możliwość sprzedaży na rynku przez rolnika) wyniesie ok. 15 700 PLN rocznie.

Tabela 2.5-1.

KOSZTY ZAKUPU SUBSTRATÓW			
substrat	ilość, t rocznie	cena jednostkowa, PLN/t	koszt, PLN
kiszonka kukurydzy (2/3)	313	0	0
kiszonka kukurydzy (1/3)	157	100	15 700
woda	823	4	3 292
suma	1 293	suma	18 992

Parametry techniczne CMR

Zawartość suchej masy w masie fermentacyjnej w beztlenowym procesie mezofilnym 10-25%.

Uzysk biogazu ok. 10 m³/h o zawartości CH₄ ok. 55%.

Moc elektryczna CMR ok. 20kW_{el}.

Moc cieplna 25 kW_{th}.

Produkty końcowe (a. energia elektryczna; b. ciepło; c. sedyment pofermentacyjny; d. świadectwa pochodzenia energii)

Tabela 2.5-2.

CHARAKTERYSTYKA EKWIWALENTU SUBSTRATÓW						
substrat	ilość, t rocznie	zawartość suchej masy; % masy całkowitej	wydajność, m ³ /t	produkcja biogazu, m ³ rocznie	zawartość metanu	produkcja biometanu, m ³ rocznie
kiszonka kukurydzy	470	33,0	180,0	84 656	54%	45 714
woda	823	0	0,0	0	0%	0
suma	1 293	12			suma	45 714

Tabela 2.5-3.

ZAŁOŻENIA DO BILANSU ENERGETYCZNEGO	
energia 1m ³ biometanu, kWh	10
roczny czas pracy biogazowni, godzin	8 000
sprawność elektryczna	35 %
sprawność termiczna	45 %
udział potrzeb własnych energii elektrycznej w całkowitej produkcji energii elektrycznej	10 %
udział potrzeb własnych na ciepło w całkowitej produkcji ciepła	30 %

Tabela 2.5-4.

	kW
moc elektryczna	20,00
moc cieplna	25,71

Tabela 2.5-6.

BILANS ENERGETYCZNY BIOGAZOWNI		
PRODUKCJA		
	kWh	GJ
produkcja energii elektrycznej	160 000	-
produkcja ciepła	205 714	741
POTRZEBY WŁASNE		
	kWh	GJ
zapotrzebowanie własne na energię elektryczną	16 000	
zapotrzebowanie własne na ciepło	61 714	222
PO ODLICZENIU POTRZEB WŁASNYCH		
	kWh	GJ
energia elektryczna	144 000	-
ciepło	144 000	518

Tabela 2.5-7.

przychody	cena jednostkowa	jednostka	ilość	jednostka	wynik	% całości
sprzedaż energii elektrycznej	0,180	PLN/kWh	144 000	kWh	25 920	24%
zielone certyfikaty	0,260	PLN/kWh	160 000	kWh	41 600	39%
żółte certyfikaty potrzeb własne	0,140	PLN/kWh	21 600	kWh	3 024	3%
żółte certyfikaty sprzedaż	0,140	PLN/kWh	144 000	kWh	20 160	19%
sprzedaż ciepła*	30,000	PLN/GJ	518	GJ	15 552	15%
suma					106 256	100%
* unikniony koszt ciepła dla własnego gospodarstwa						

Wskaźniki NPV i IRR w analizie przepływów pieniężnych

Tabela 2.5-8.

	bez dotacji	z dotacją 50%	z dotacją 50%, bez certyfikatów (zielonych, żółtych)
NPV okres 10 lat	47 575,25 zł	255 122,42 zł	-109 236,88 zł
NPV okres 15 lat	169 206,69 zł	376 753,86 zł	-83 392,04 zł
IRR okres 10 lat	8,36%	27,65%	-7,30%
IRR okres 15 lat	12,07%	29,47%	-1,36%

Warunki rentowności inwestycji

- e. Istnienie świadectw pochodzenia (certyfikaty zielone i jednocześnie żółte) na poziomie aktualnych cen.
- f. Wykorzystanie całego ciepła użytkowego.
- g. Zapewnienie ciągłości pracy KMR ok. 8 000 godzin rocznie

Ryzyka i wrażliwość KMR

- f. Zmiany w systemie wsparcia OZE (certyfikaty)
- g. Nieurodzaje, klęski pogodowe
- h. Niesprawności techniczne systemu CMR
- i. Brak doświadczenia rolnika-eksploatatora
- j. Wzrost ceny lub konieczność zakupu większej ilości substratów

3. Analiza oddziaływania na środowisko Case study - Demonstracyjna mikrobiogazownia 20 kW POJDA w Studzionce

Do zestawu instalacji mikrobiogazowni rolniczej należą:

- komora fermentacyjna wraz z wyposażeniem,
- zbiornik biogazu.

Dalsze części to budowle, urządzenia i osprzęt który w zależności od potrzeb i sposobu wykorzystania produktów z fermentacji może być bardziej lub mniej rozbudowany. Otrzymany biogaz może być spalany bezpośrednio w piecu lub jako paliwo gazowe zasilać silnik spalinowy. A, masa pofermentacyjna (gnojowica pofermentacyjna), jako przetworzony nawóz naturalny wylewana pod uprawy lub przetwarzana na kompost.

W obiekcie substratami do produkcji biogazu są odchody z kurnika, obornik, gnojowica z chlewni, pozostałości z produkcji rolnej itp. Wytworzony biogaz, zasila kogenerator którego produkt to energia elektryczna i energia cieplna. Przefermentowana gnojowica, przetrzymana w nowym, zamkniętym zbiorniku betonowym oraz istniejącym i w odpowiednim czasie wylana pod uprawy.

3.1. Raport o oddziaływaniu na środowisko

Osoba sporządzająca raport: Latocha Ludwik

3.1.1. Opis planowanego przedsięwzięcia, a w szczególności

Charakterystyka całego przedsięwzięcia;

Przedsięwzięcie polega na beztlenowej fermentacji odchodów zwierzęcych z kurnika, chlewni, obory oraz pozostałości z produkcji rolnej itp. Cały proces fermentacji przebiega w hermetycznie zamkniętych przestrzeniach, tak że fermentowane substraty, masa pofermentacyjna (jeszcze co najmniej 3 miesiące po opuszczeniu komory fermentacyjnej) jak również wytworzony biogaz nie mają bezpośredniego kontaktu z otoczeniem. Całkowicie przefermentowana gnojowica jest końcowo zbierana do istniejącego zbiornika betonowego i w odpowiednim czasie wylewana pod uprawy. Biogaz doprowadzany do silnika spalinowego kogeneratorskiego, gdzie w procesie spalania zamienia energię biogazu na energię elektryczną i ciepłą.

Warunki użytkowania terenu w fazie budowy i eksploatacji;

Zaznacza się że w czasie budowy biogazowni będzie zajęte, (do prac budowlanych i montażowych) tylko część powierzchni podwórza dotychczas utwardzona podsypką i część dotychczasowego gnojowiska, bez utrudnień dla mieszkańców i osób trzecich. W czasie budowy tylko ta część podwórza będzie wyłączona z użytkowania. Po zakończeniu prac, na etapie eksploatacji, całość powierzchni zostanie uporządkowana i zgodnie z projektem przywrócona do zgodnego z przepisami użytkowania, w części utwardzona a tam gdzie konieczne wybrukowana.

Główne cechy charakterystyczne procesów produkcyjnych;

Głównym i podstawowym procesem biogazowni rolniczej to – fermentacja metanowa – czyli; zespół beztlenowych procesów biochemicznych, w których wielocząstkowe substancje organiczne (węglowodany, białka, tłuszcze) są rozkładane do alkoholi lub niższych kwasów organicznych, metanu, dwutlenku węgla i wody.

Cały proces dokonuje się w czterech fazach

- 1) hydrolityczna – to rozkład spolimeryzowanych, nierozpuszczalnych związków organicznych takich jak białka, węglowodany, tłuszcze, przy współudziale zewnątrzkomórkowych enzymów.
- 2) acidogenna (kwasogeneza) – to rozkład produktów hydrolizy do krótkołańcuchowych kwasów organicznych, głównie do lotnych kwasów tłuszczowych.
- 3) acetogenna (octanogeneza) – to przetwarzanie etanolu oraz lotnych kwasów tłuszczowych do octanów oraz CO_2 i H_2 przez bakterie acetogenne.
- 4) Metanogenna – to produkcja metanu przez bakterie metanowe, autotroficzne i heterotroficzne.

Wszystkie cztery fazy dokonują się w hermetycznej komorze fermentacyjnej jednocześnie, z zachowaniem równowagi reakcji.

Przewidywane wielkości emisji, wynikające z funkcjonowania planowanego przedsięwzięcia.

Obornik i gnojowica wytwarzane w gospodarstwach i tam składowane lub rozrzucone na polach ulegają fermentacji, a do atmosfery dostaje się metan CH_4 , dwutlenek węgla CO_2 , oraz podtlenek azotu N_2O , odpowiedzialnych za powstanie efektu cieplarnianego.

Zamykając szczelnie obornik, gnojowicę itp. w komorze fermentacyjnej uniemożliwia się emisję gazów do atmosfery. Substraty poddane w komorze fermentacji, produkują biogaz, który służy do wytwarzania czystych energii, a tym samym znaczne odciąża atmosferę od wyziewów występujących przy spalaniu innych ogólnie stosowanych paliw. Wielkości emisji gazów w procesie spalania najczęściej stosowanych paliw obrazuje poniższa tablica.

Tabela 3.1.1-1. Emisje gazów w wyniku spalania paliw (AD-Nett 2000)

Rodzaj paliwa	SO_2	NO_x	Pyły	CO_2
	Kg/TJ	Kg/TJ	Kg/TJ	Kg/TJ
Olej	140	90	20	90
Gaz naturalny/ziemny	3	90	2	70
Węgiel	300	150	20	100
Drewno spalane w kotłach indywidualnych	30	60	100	300
Słoma	170	340	200	300
Biogaz	3	50	3	50

Innym gazem cieplarnianym, który jest emitowany na skutek rozkładu surowej gnojowicy na polach jest N_2O , emisja podtlenku azotu ma miejsce, ponieważ w gnojowicy znajdują się łatwo rozkładalne związki węgla, stanowiące pokarm dla mikroorganizmów. Mikroorganizmy te w sytuacji deficytu tlenowego pobierają tlen z azotanów i dochodzi do powstawania podtlenku azotu (konferencja *Przyrodnicze użytkowanie osadów ściekowych* Lublin 1999). W procesie fermentacji związki węgla przekształcane są w metan i w ten sposób gnojowica

jest pozbawiona łatwo rozkładalnej części organicznej, dzięki czemu nie dochodzi do emisji NO_2 , z nawożonych gnojowicą pofermentacyjną pól.

3.1.2. Opis elementów przyrodniczych środowiska objętych zakresem przewidywanego oddziaływania planowanego przedsięwzięcia na środowisko

Poddając beztlenowej fermentacji odchody zwierzęce i odpady z produkcji rolniczej uzyskuje się:

- zmniejszenie zużycia kopalnych surowców energetycznych oraz emisji związków powstających podczas ich spalania,
- poprawę nawożenia pól uprawnych w porównaniu z nie przefermentowaną gnojowicą,
- zdolność do utrzymywania humusu w glebie,
- zniszczenie większości nasion chwastów, a więc zmniejszenie zużycia chemicznych środków ochrony roślin
- zmniejszenie ryzyka zanieczyszczenia wód gruntowych i powierzchniowych (spadek NO_3 , NO_2 , oraz czynników chorobotwórczych zawartych w odchodach zwierzęcych, takich jak Salmonelli, Escherichia Coli, wirusy pryszczycy),
- redukcja emisji gazów cieplarnianych, podtlenku węgla oraz metanu,
- redukcja odorów.

3.1.3. Opis istniejących w sąsiedztwie lub w bezpośrednim zasięgu oddziaływania planowanego przedsięwzięcia zabytków chronionych na podstawie przepisów o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami

Obiekty tego rodzaju nie istnieją w zasięgu planowanego przedsięwzięcia.

3.1.4. Opis analizowanych wariantów planowanego przedsięwzięcia, w tym wariantu

Przeanalizowano warianty:

- ***polegający na niepodjęciu przedsięwzięcia;***

W razie niepodjęcia przedsięwzięcia, nic się nie stanie, pozostanie dotychczasowy smrodek.

- ***najkorzystniejszy dla środowiska wraz z uzasadnieniem wyboru;***

Równie korzystnym dla środowiska, przy korzystniejszym gospodarczo rozwiązaniem była by komora fermentacyjna około 300 m^3 jednak Rozporządzenie M.R.iG.Ż. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budowle rolnicze i ich usytuowanie (Dz.U.Nr. 132 poz. 877) z dnia 7 października 1997 r. ze względu na szczupłość miejsca na terenie działki, pozwalają na wielkość komory fermentacyjnej i magazynu biogazu, o pojemności do 100 m^3 , a największa praktycznie dostępna komora stalowa, to cysterna o objętości 61 m^3 .

3.1.5. Określenie przewidywanego oddziaływania na środowisko analizowanych wariantów, w tym również w wypadku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej

Wielkość miejsca i usytuowanie możliwie najdalej od domu mieszkalnego, z tyłu za chlewnią i kurnikiem, pozwoliło na przyjęcie wariantu który jest najkorzystniejszy i opisany w pkt. 3.1.1. Instalacja jest instalacją rolniczą, a urządzenia stosowane mają swoje układy zabezpieczenia na wypadek awarii i własne osłony bezpieczeństwa, a zbiorniki z rurociągami zawór bezpieczeństwa nastawiony na zadziałanie przy nadciśnieniu 5.0 cm słupa wody.

3.1.6. Analizę i ocenę możliwych zagrożeń i szkód dla zabytków chronionych na podstawie przepisów o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami, w szczególności zabytków archeologicznych, w obrębie terenu, na którym ma być zrealizowane

W obrębie terenu na którym ma być zrealizowane przedsięwzięcie, obiekty takie nie istnieją.

3.1.7. Uzasadnienie wybranego wariantu, ze wskazaniem jego oddziaływania na środowisko

Przy wyborze uwzględniono oddziaływanie na:

a) ludzi, zwierzęta, rośliny, wodę i powietrze,

Na ludzi tylko pozytywne oddziaływania, poprzez ograniczenie odorów i zmniejszenie robactwa i much. Na zwierzęta podobnie. Na rośliny, gnojowica pofermentacyjna jest lepiej przez nie przyswajalna i nie parzy roślin. Na wodę, zmniejszenie ryzyka zanieczyszczenia wód gruntowych i powierzchniowych (spadek NO_3 , NO_2 , oraz czynników chorobotwórczych zawartych w odchodach zwierzęcych, takich jak Salmonelli, Escherichia Coli, wirusy przyszczy). Na powietrze, redukcja emisji gazów cieplarnianych, podtlenku węgla oraz metanu i redukcja odorów.

b) powierzchnię ziemi, z uwzględnieniem ruchów masowych ziemi, klimat i krajobraz

Przed przystąpieniem do projektu, zostały wykonane badania gruntu (wiercenia), a podłoże i fundamentowanie pod budowle zostanie tak przygotowane aby nie oddziaływało na środowisko, a ukształtowanie terenu dostosowane do obecnie ustabilizowanego (protokoły badań gruntu załączone do dokumentacji). Samo przedsięwzięcie (roboty budowlane – montażowe) nie będą miały żadnego wpływu na klimat, a budowle są dopasowane do krajobrazu wiejskiego.

c) zabytki i krajobraz kulturowy, objęte istniejącą dokumentacją, w szczególności rejestrem lub ewidencją zabytków

W obrębie terenu na którym ma być zrealizowane przedsięwzięcie, obiekty takie nie istnieją.

d) dobra materialne,

Zrealizowanie przedsięwzięcia, nie ma żadnych ujemnych oddziaływań na otaczające inwestycję dobra materialne.

- wzajemne oddziaływanie między elementami, o których mowa w lit. a-d,

Zrealizowane przedsięwzięcie pozwoli na lepsze uporządkowanie gospodarki odchodami i odpadami na terenie gospodarstwa, a proces fermentacji poprzez ograniczenie odorów i „higienizację” gnojowicy poprawi ogólną jakość bytowania mieszkańców. Uprawy otrzymają bardziej przyjazny nawóz od nie przetworzonej gnojowicy.

3.1.8. Opis potencjalnie znaczących oddziaływań przedsięwzięcia na środowisko

Opis potencjalnie znaczących oddziaływań przedsięwzięcia na środowisko obejmuje bezpośrednie, pośrednie, wtórne, skumulowane, krótko-, średnio- i długoterminowe, stałe i chwilowe oddziaływanie na środowisko, wynikające z:

- istnienia przedsięwzięcia;

Bezpośrednie – to szczelne zamknięcie odchodów i odpadów w komorze fermentacyjnej i w zbiorniku gnojowicy pofermentacyjnej w okresie około czterech miesięcy. A tym samym

- poprawa nawożenia upraw (AD-Nett 2000)
- zmniejszenie uciążliwości odorów
- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych
- zmniejszenia ryzyka rozprzestrzeniania się chorób od zwierzęcych

Pośrednie – to fermentacja i wytwarzanie bez kontaktu z otaczającą atmosferą biogazu.

Wtórne – to spalanie biogazu w kogeneratorze i produkcja energii elektrycznej i ciepłej.

Skumulowane – to tylko kilku godzinna kumulacja (buforowa) biogazu w zbiorniku biogazu, zapewniająca stałą pracę kogeneratorsa. Zmagazynowany biogaz pozostaje stale szczelnie oddzielony od otoczenia. Stałe - to wydzielanie z wydechu silnika wyłącznie dwutlenku węgla.

Chwilowe - tylko w ewentualnym stanie zakłócenia odbioru biogazu w dłuższym czasie przez kogenerator, zadziała zawór bezpieczeństwa, po wzroście ciśnienia powyżej 0,005 bar.

- wykorzystania zasobów środowiska,

Dopóki będzie trwała hodowla, oraz działalność rolnicza, zasoby będą stale i codziennie do ciągłego wykorzystania i utylizacji w biogazowni.

- emisji,

Dotychczasowe emisje z gnojowiska i zbiornika gnojowicy szkodliwych gazów (metanu, podtlenku węgla i innych) zostaną zatrzymane w komorze fermentacyjnej i po reakcji z biogazem razem przetworzone w kogeneratorze na energie czyste. Emisja na zewnątrz to wydzielanie z wydechu silnika wyłącznie dwutlenku węgla.

oraz opis metod prognozowania, zastosowanych przez wnioskodawcę,

Ponieważ fermentacja beztlenowa, to specyficzna hodowla a więc metody prognozowania nie wiele różnią od prognozowania innych hodowli. Muszą więc być spełnione następujące warunki: szczelnie zamknięte pomieszczenie (bakterie beztlenowe), jednakowa temperatura procesu i systematyczne zasilanie pożywką (gnojowica, odpady organiczne) – to całe prognozowanie, a co jest znane z normalnej praktyki hodowcy.

3.1.9. Opis przewidywanych działań mających na celu zapobieganie, ograniczenie lub kompensację przyrodniczą negatywnych oddziaływań na środowisko

Planowana biogazownia nie ma negatywnych oddziaływań na środowisko, powyżej opisano jej pozytywny wpływ na środowisko. Dodatkowo wpłynie na uporządkowanie części podwórza za garażami i chlewnią.

3.1.10. Jeżeli planowane przedsięwzięcie jest związane z użyciem instalacji, porównanie, z zastrzeżeniem ust. 2, proponowanej technologii z technologią spełniającą wymagania, o których mowa w art. 143

Art. 143 Technologia stosowana do nowo uruchamianych lub zmienianych w sposób istotny instalacjach i urządzeniach powinien spełniać wymagania, przy których określaniu uwzględnia się w szczególności:

- 1) stosowanie substancji o małym potencjale zagrożeń, - do produkcji biogazu będą stosowane substancje,- odpady powstałe w wyniku hodowli, odpady organiczne powstałe po produkcji i przetwórstwie rolno-spożywczym itp., a więc o małym potencjale zagrożenia.
- 2) efektywne wytwarzanie oraz wykorzystanie energii, - dowodem efektywnego wykorzystania odpadów jest produkcja z odpadów biogazu, oraz przetworzenie w agregacie kogeneracyjnym biogazu na czyste energie elektryczną i ciepłą.
- 3) zapewnienie racjonalnego zużycia wody i innych surowców oraz materiałów i paliw – jako płyn do upłynnienia odchodów kurzych będzie użyta gnojowica świńska, pozostałe surowce to odpady, materiały to drobne materiały eksploatacyjne jak smary, świece zapłonowe itp.
- 4) stosowanie technologii bezodpadowych i mało odpadowych oraz odzysku powstających odpadów, - wszystkie te warunki spełnia biogazownia rolnicza, gnojowica pofermentacyjna (odpad) jest w całości wylewana na uprawy. Kiedy zdarza się nadmiar ciepła to jest ono usuwane przez wentylator awaryjny.
- 5) rodzaj, zasięg oraz wielkość emisji, - rodzaj i wielkość emisji przy spalaniu biogazu podano w pkt. 1, oraz przedstawiono porównanie z emisjami przy spalaniu z innymi nośnikami energii. Praktycznie (poglądowo), wielkość emisji porównywalna jest z emisją pracy silnika samochodu osobowego zasilanego gazem. Zasięg w zależności od warunków atmosferycznych do kilku metrów podobnie jak z układu wydechowego samochodu zasilanego gazem.
- 6) wykorzystanie porównywalnych procesów i metod, które zostały skutecznie zastosowane w skali przemysłowej, - przy projektowaniu wykorzystano zasady i metody podobnych instalacji nie przemysłowych ale rolniczych, wznoszonych w latach 90-tych na terenie Austrii, Bawarii oraz obecnie jeszcze w Szwajcarii.
- 7) (uchylony),
- 8) postęp naukowo-techniczny, - biogazownie rolnicze są znane już dość dawno i w tym przypadku przy rozwiązaniu znanym, natomiast jest to duży postęp techniczny w gospodarstwie rolnym.

3.1.11. Wskazanie, czy dla planowanego przedsięwzięcia konieczne jest ustanowienie obszaru ograniczonego użytkowania oraz określenie granic takiego obszaru, ograniczeń w zakresie przeznaczenia terenu, wymagań technicznych dotyczących obiektów budowlanych i sposobów korzystania z nich

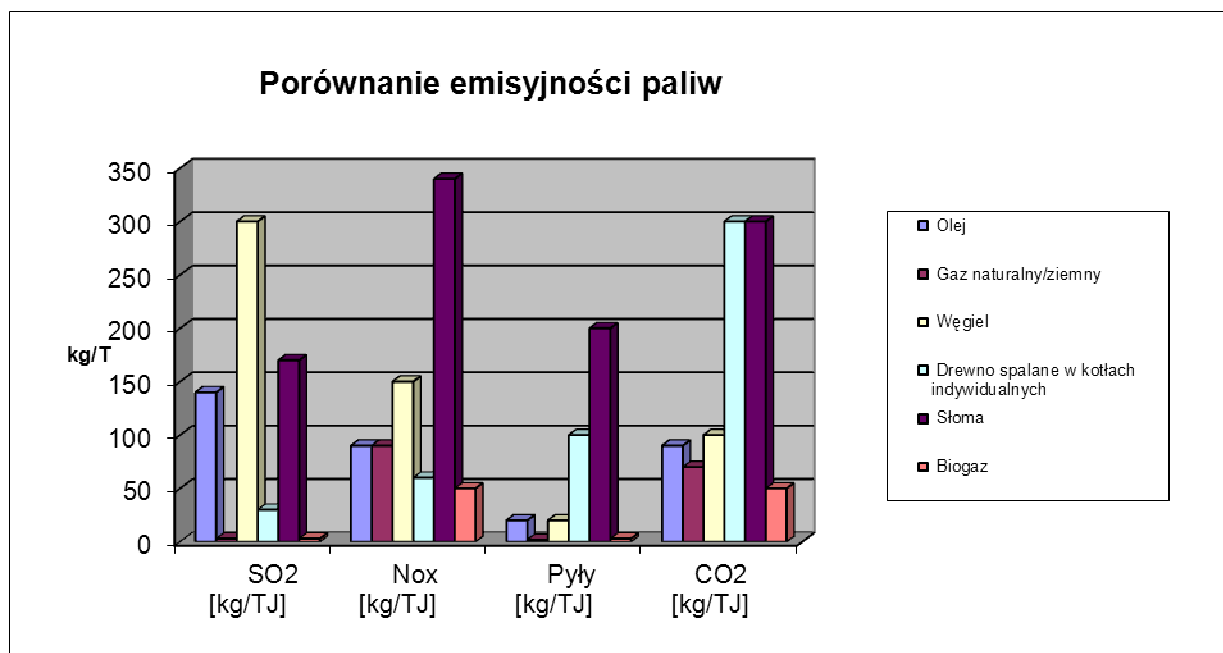
Takie obiekty jak komora fermentacyjna i zbiornik biogazu będą zgodnie z warunkami technicznymi, jakim powinny odpowiadać budowle rolnicze i ich usytuowanie, będą wybudowane w odległościach wymaganych tymi przepisami od innych budynków i budowli

(choć przepisy krajów które mają wieloletnie doświadczenia i wybudowanych kilka tysięcy biogazowni rolniczych nie dopuszczają takiego marnotrawstwa miejsca na terenie zagród), oraz obudowane tak że nie będą stanowić bezpośredniego dostępu. Teren wokół nich zostanie odpowiednio oznakowany.

3.1.12. Przedstawienie zagadnień w formie graficznej

Dla zobrazowania emisji spalania różnych nośników energii, poniżej przedstawia się dane z poniższej tabeli, z danych tych wynika, że wśród paliw odnawialnych jak i nieodnawialnych, biogaz jest paliwem najczystszy i dającym najmniej emisji do środowiska, co graficznie obrazuje poniższy wykres.

Tabela 3.1.12-1



3.1.13. Analizę możliwych konfliktów społecznych związanych z planowanym przedsięwzięciem

Instalacja do fermentacji beztlenowej, jest instalacją hermetycznie zamkniętą, jej podstawową cechą to między innymi znaczne ograniczenie odorów, a więc czynnika najczęściej wywołującego konflikty sąsiedzkie. Potencjalnie zawsze może wystąpić konflikt mający za podstawę zazdrość sąsiedzką lub z niektórymi jednostkami nie rozumiejącymi istoty przedsięwzięcia, ale temu trudno zaradzić.

3.1.14. Przedstawienie propozycji monitoringu planowanego przedsięwzięcia na etapie budowy i eksploatacji

Na etapie budowy monitoring będzie wykonywany poprzez dozоровanie przebiegu robót i sporządzanie odpowiedniego serwisu zdjęciowego. Na etapie eksploatacji, monitoring będzie polegał na: codziennym doglądaniu procesu fermentacji, sprawdzaniu przyrządów

pomiarowych i okresowemu zapisywaniu danych (wielkości) dotyczących przebiegu procesu produkcyjnego.

3.1.15. Streszczenie w języku niespecjalistycznym informacji zawartych w raporcie

Sama instalacja i zastosowana technologia jest rozwiązaniem chroniącym środowisko, gdyż proces fermentacji od momentu wpompowania lub podania przenośnikiem ślimakowym substratu do komory fermentacyjnej aż do zakończenia procesu fermentacji w zbiorniku gnojowicy pofermentacyjnej jest procesem beztlenowym (hermetycznym). A więc w żadnej fazie przebieg fermentacji niema bezpośredniej styczności z otoczeniem, a gnojowica pofermentacyjna posiada obniżony poziom odorów do około 10 % w stosunku do odorów pierwotnych. Badania redukcji odorów prowadzono w instytutach rolniczych w Niemczech. Niestety w kraju takiej aparatury (choć prostej) nie posiadamy, ale mogę wskazać osoby które były w ramach stypendium zagranicznego w tego rodzaju instytutach i zapoznawały się z tym zagadnieniem. Ponadto połączenia pomiędzy komorą fermentacyjną a zbiornikiem gnojowicy pofermentacyjnej są tak pomyślane by nie zachodziło niebezpieczeństwo zamarzania, zaczopowania ani wysychania przelewu syfonowego.

Instalacja będzie wyposażona w obieg zamknięty wody ciepłej w chłodnicę awaryjne odprowadzającą ciepło (wydmuch wentylatorowy). A układ gazowy w zawór bezpieczeństwa Każda z instalacji cząstkowych jak: ogrzewania, smarowania, elektryczna ma swoje zabezpieczenia, które z sobą współdziałają.

3.1.16. Źródła informacji stanowiące podstawę sporządzenia raportu

Źródła informacji - tylko pozycje książkowe lub broszurowe (pomijając akta prawne i wystąpienia).

1. A. Oniszk, M. Zowski, G. Wiśniewski – Produkcja i wykorzystanie biogazu rolniczego,
2. EC BREC/IBMER – 2000 Ekonomiczne i prawne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce.
3. Bundesministerium fuer Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft – Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung.
4. Bundesverband der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften e.V. Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen.
5. Fachverband Biogas e.V. – Biogas Jurnal rocznik 1998 – 2006.
6. H. Schulz, B. Eder –Biogas Praxis Grundlagen*Planung*Anlagenbau*Beispiele.
7. top'agrar FACHBUCH – Biogaz, Strom aus Guelle und Biomasse.
8. W. Graf – Biogas fuer Oestreich.
9. W. Graf – Der Biogasreport, Stand der Technik*Potenziale*Perspektiven.

3.2. Emisje do środowiska

Źródła emisji substancji do powietrza

Spalanie biogazu w kogeneratorze służyć będzie do wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej. Biogazownia będzie źródłem emisji zorganizowanej ze spalania biogazu w silniku spalinowym (gazowym) do otoczenia (środowiska). W obrębie zbiornika końcowego może wystąpić niewielka emisja niezorganizowana, krótkotrwała i okresowa związana z pompowaniem gnojowicy pofermentacyjnej do beczkowni w czasie wywozu gnojowicy na uprawy.

Położenie źródła emisji stałej

Położenie źródła emisji (komin wydechu z silnika spalinowego), znajduje się w południowej części instalacji, natomiast najbliższa zabudowa jest z kolei położona dalej na południe od źródła emisji.

Określenie parametrów wprowadzenia substancji do powietrza

Do parametrów emitorów, zgodnie z pkt 1.3 Rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu Dz.U. Nr 1, poz.12, zalicza się:

geometryczna wysokość emitora liczoną od poziomu terenu – h ,
średnica wewnętrzna wylotu emitora – d ,
prędkość gazów odlotowych na wylocie emitora – v ,
temperatura gazów odlotowych na wylocie emitora – T .

W tabeli 3.2-1 poniżej zestawiono wielkości parametrów emitora:

Tabela 3.2-1

Emitor		Charakterystyka emitora					
kod	Opis	Wysokość emitora	Średnica emitora	Zadaszenie emitora	Strumień gazów w kominie	Temperatura wylotowa gazu	Czas emisji
		m	m	Tak/nie	m ³ /h(m/s)	°K	H/rok
E1	kogenerator	6,0	0.08	nie	114,28 (1,12)	393	6.335

Skład biogazu średnio to;

- metan (CH₄) 50-75% średnio 60 % tj. w 1m³ > 600dm³
- dwutlenek węgla (CO₂) 25-45% średnio 40 % tj. w 1m³ > 400dm³
- oraz zmienne ilości
- wody (H₂O) 2-7% (20-40°C)
- siarkowodoru (H₂S) 20-20.000 ppm

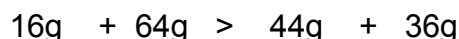
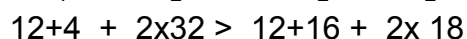
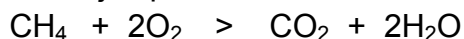
- azotu (N_2) < 2%
- tlenu (O_2) < 2%
- wodoru (H_2) < 1%
- Siarkowodór będzie redukowany powietrzem w komorze fermentacyjnej oraz w sieci gazowej. Wodór ulegnie spalaniu w kogeneratorze, pozostałe częściowo wejdą w reakcje w czasie spalania lub przejdą do układu wydechowego.

Wyliczenie wielkości i składu emitowanego (po spalaniu) z silnika gazu.

Reakcje zachodzące w czasie spalania biogazu w silniku:

W silniku spala się tylko metan, dwutlenek węgla nie wchodzi w silniku w reakcje chemiczne, zostaje zassany przez silnik razem z biogazem i po przejściu przez niego, wydany z pozostałymi gazami przy wydechu.

Reakcje spalania:



w normalnych warunkach ciśnienia i temperatury

16g CH_4 zajmuje 22,4 dm³ ; tak samo 44g CO_2 zajmuje 22,4 dm³

Do obliczeń przyjmujemy średni skład biogazu; stąd 1m³ biogazu zawiera:

600dm³ x 16g : 22,4dm³ = 428,57g metanu (CH_4) i

400dm³ x 44g : 22,4dm³ = 785,71g dwutlenku węgla (CO_2)

do spalania 1 cząsteczki metanu potrzebne są 2 cząsteczki tlenu które w procesie spalania > przechodzą w 1 cząsteczkę dwutlenku węgla i 2 cząsteczki wody (pary wodnej)

Spalając 1m³ biogazu [(600dm³ CH_4 + 400dm³ CO_2) + (2x600dm³ O_2)] > otrzymujemy [(600dm³ CO_2 + 400dm³ CO_2) + 2x600dm³ H_2O] = **=1m³ CO_2 + 964,29g skroplonej pary wodnej, czyli wody.**

Do spalania biogazu używa się powietrza, to jest gazu o zawartości średnio 21 % tlenu i 79 % azotu, a więc w 1m³ powietrza jest 210dm³ tlenu i 790dm³ azotu.

Jak widzimy z poprzedniego wzoru, do spalania 1m³ biogazu potrzebne jest 2x600dm³ tlenu = **1,2m³ tlenu.**

Stąd zapotrzebowanie powietrza przy spalania 1,0 m³ biogazu wynosi:

$$X = 1,2m^3 \times 1,0m^3 : 0,21 = 5,71m^3 \text{ powietrza}$$

Mamy więc następujący bilans poboru i emisji wielkości i rodzaju gazów wynikający z pracy kogeneratora przy poborze 1,0m³ biogazu:

Pobór: 1,0m³ biogazu + 5,71m³ (1,2m³ tlenu i 4,51m³ azotu) powietrza,

Emisja: 1,0m³ dwutlenku węgla + 4,51m³ azotu + 1,2m³ pary wodnej,

Gorące gazy po procesie spalania w kogeneratorze będą bezpośrednio kierowane do wymiennika ciepła, celem odzyskania zawartej w nich energii cieplnej, która służyć będzie do podgrzewania wody użytkowej. Gazy będą schładzane tak że ich temperatura na wyjściu z emitora (końcówki rury wydechowej) nie będzie większa niż 120⁰C.

Przy takich parametrach objętość gazów (V₂) wyrzucanych z emitora przy spalaniu 1,0 m³ biogazu wyniesie.

$$V_2 = V_1 \times T_2 : T_1 = 6,71 \times 393 : 293 = 6,71 \times 1,341 = 9,0 \text{ m}^3$$

Po wdrożeniu biogazowni do pracy u stabilizowanej będzie ona produkowała około 230 m³ biogazu na dobę, a czas pracy kogeneratora przewiduje się ca. 18,1 godzin (patrz str. 15 raportu).

Zużycie godzinne biogazu wyniesie wtedy: 230 : 18,1 = 12,7m³., co pociąga za sobą zapotrzebowanie godzinne powietrza w ilości 12,7 x 5,71 = 72,52 m³.

A zatem:

W ciągu godziny sumaryczna emisja gazów w przeliczeniu na normalne warunki (20⁰, 1 Bar) wyniesie:

$$6,71 \text{ m}^3 \times 12,7 = 85,22 \text{ m}^3, \text{ w tym:}$$

$$\text{Dwutlenku węgla} \quad 12,7 \times 1,0 = 12,7 \text{ m}^3$$

$$\text{Azotu} \quad 12,7 \times 4,51 = 57,28 \text{ m}^3$$

$$\text{Pary wodnej} \quad 12,7 \times 1,2 = 15,24 \text{ m}^3$$

Dla temperatury wydechu 120⁰C (na wylocie z rury wydechowej/emitora) sumaryczna emisja w czasie godziny to:

$$85,22 \times 1,341 = 114,28 \text{ m}^3$$

1,341 to wskaźnik przyrostu objętości gazów od temperatury początkowej 20⁰C do 120⁰C

Prędkość strumienia gazów w kominie po oddaniu ciepła w wymienniku:

$$V_p = 114,28 \times 10^6 \text{ cm}^3 : (3,14 \times 3^2 \text{ cm} \times 100 \text{ cm} \times 3.600\text{s}) = 112,3 \text{ cm/s}$$

$$V_p = 1,12 \text{ m/s}$$

Emisja w ciągu doby przy pracy kogeneratora 18,1 godzin/dobę w warunkach normalnych wyniesie:

$$\text{Dwutlenku węgla} \quad 230 \times 1,0 = 230,0 \text{ m}^3$$

$$\text{Azotu} \quad 230 \times 4,51 = 1.047,0 \text{ m}^3$$

$$\text{Pary wodnej} \quad 230 \times 1,2 = 271,0 \text{ m}^3$$

Biogaz z biogazowni rolniczych nie był dotychczas w kraju poddawany kompleksowym badaniom, więc na projektowanej instalacji (komorze fermentacyjnej, na dopływie biogazu do

kogeneratora i na rurze wydechowej kogeneratora) zostaną zabudowane króćce pomiarowe do pomiarów parametrów biogazu i efektów spalania. Co ewentualnie w razie powstałych zaburzeń procesu fermentacji i spalania pozwoli na w miarę możliwie szybką reakcję i korekty procesu.

Rozprzestrzenianie się emisji gazowych zaznaczono na załączonej przebitce mapy ewidencyjnej z naniesionymi lokalizacjami urządzeń biogazowni. Rozprzestrzenianie emisji oparto o średni roczny rozkład częstości wiatru mierzony w stacjach metrologicznych Katowic i Rybnika.

Wielkość emisji odorów wraz z określeniem potencjalnego wpływu na nieruchomości sąsiednie

Odór – określany jest jako nieprzyjemne uczucie (wrażenie) węchowe.

Emisje odorów stwarzają problemy najczęściej lokalnie, w zwartej zabudowie mieszkaniowej. W zabudowie wiejskiej źródłami odorów są między innymi intensywne hodowle zwierząt, składowiska i zbiorniki nawozów naturalnych, składowiska kiszzonek, rozprowadzania nawozów naturalnych na pola i uprawy.

Polskie przepisy z zakresu ochrony środowiska nie normują odczuć intensywności, czy uciążliwości zapachowej (odoru). Natomiast minimalizację uciążliwości zapachowej zapewniają uregulowania kodeksu dobrej praktyki rolniczej, niektóre zapisy ustawy o nawozach i nawożeniu.

W Niemczech np., na terenach wiejskich stosuje się zasadę procentowego określenia ilości godzin w okresie roku, w którym możliwe jest przekraczanie dopuszczalnych stężeń zapachowych (odoru).

Uciążliwość zapachowa jest uzależniona od: wielkości składowisk obornika i odchodów zwierzęcych, rodzaju i sposobu ich przechowywania, topografii terenu, odległości od budynków mieszkalnych i przeważającego kierunku wiatru.

Projektowana biogazownia, to między innymi sposób na znakomite (bardzo duże) ograniczenie uciążliwości zapachowych, poprzez:

Sposób gromadzenia, transportowania i magazynowania odpadów przeznaczonych do produkcji biogazu.

Gnojowica świńska spływa bezpośrednio z chlewni do nakrytego kanału zrzutowego, który w końcówce jest zakryty pokrywą i pełni rolę zbiornika wstępnego dla instalacji biogazowni i tam jest chwilowo (od kilku minut do kilku godzin) gromadzona. Odchody z kurnika, przy każdorazowym uruchomieniu taśm usuwających odchody z pod kur, będą zabierane i bezpośrednio przewożone na przyczepie i wrzucane do zbiornika wstępnego. A stamtąd jak wyżej opisano, po wymieszaniu, w krótkich odstępach czasowych nastąpi pompowanie do komory fermentacyjnej. Kiszonki i odpady z okopowych (liście z buraków itp.) będą składowane na przymie polowej po przeciwnej stronie ulicy Powstańców Śląskich (w stosunku do posesji) w odległości około 200m od drogi i najbliższych zabudowań. Kiszonka z przymy, przywożona będzie w razie potrzeby (szczególnie w czasie nasadzania kur lub i innych przerw w zasilaniu z kurnika), codziennie i na jeden dzień zapasu. Rozładowana na płytę doraźnego składowania substratów stałych bezpośrednio w sąsiedztwie komory

fermentacyjnej, a z płyty zrzucana według potrzeby do zagłębionej niszy w której znajduje się czepak podajnika ślimakowego lub zgrzeblowego, transportującego substraty stałe do komory fermentacyjnej. Obornik po usunięciu z obory, zamiast na pryzmę, będzie bezpośrednio dostarczany pod transporter, od razu wrzucany do niszy czepaka transportera i przemieszczony transporterem do komory fermentacyjnej.

Odpady zbożowe, również spożywcze czy pozostałości z karmy, będą bezpośrednio (w zależności od konsystencji) wrzucane do niszy zrzutowej lub zbiornika wstępnego.

Na terenie podwórza na płycie przy komorze fermentacyjnej gromadzone będą; zapasy substratów stałych (kiszzonek), najwyżej na jeden, a w dni wolne i święta na dwa lub trzy dni. Podobnie będzie z gromadzeniem odchodów zwierzęcych gromadzonych w kanale zrzutowym. A więc nie będzie długotrwałego składowania obornika jak to jest do tej pory.

Sama instalacja i zastosowana technologia jest rozwiązaniem chroniącym środowisko, gdyż proces fermentacji od momentu wpompowania lub podania przenośnikiem ślimakowym substratu do komory fermentacyjnej aż do zakończenia procesu fermentacji w zbiorniku gnojowicy pofermentacyjnej jest procesem beztlenowym. A więc w żadnej fazie przebieg fermentacji niema bezpośredniej styczności z otoczeniem, a gnojowica pofermentacyjna posiada obniżony poziom odorów do około 10 % w stosunku do odorów pierwotnych.

Należy podkreślić że substraty (odchody) w czasie procesu fermentacyjnego tracą uciążliwość i intensywność zapachową (odór), do poziomu około 10% zapachu pierwotnego.

Załącznik 1. Warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej

Spis treści

1. Przyłączenie mikrobiogazowni do systemu elektroenergetycznego 236
2. Uwarunkowania prawne ustawowego systemu wsparcia mikrobiogazowni 250

Szczegółowy Spis treści

1. Przyłączenie mikrobiogazowni do systemu elektroenergetycznego 236
 - 1.1. Wykaz skrótów 236
 - 1.2. Wpływ generacji rozproszonej na pracę systemu elektroenergetycznego 236
 - 1.3. Procedura przyłączenia źródeł wytwórczych do sieci elektroenergetycznej 239
 - 1.4. Układ przyłączenia do sieci – wymagania OSD w zakresie warunków przyłączenia elektrociepłowni na biogaz do sieci SN 241
 - 1.5. Przyłączenie mikrobiogazowni do sieci niskiego napięcia 247
2. Uwarunkowania prawne ustawowego systemu wsparcia mikrobiogazowni 250

Przyłączenie mikrobiogazowni do systemu elektroenergetycznego

Wykaz skrótów

OSD – operator systemu dystrybucyjnego

SN – średnie napięcie (sieć średniego napięcia), dla sieci napowietrznej (terenowej) zwykle 15 lub 20 kV

nN – niskie napięcie (sieć niskiego napięcia 0,4 kV)

GPZ – główny punkt zasilający (z transformatorami lub transformatorem 110 kV/SN)

RS – rozdzielnia sieciowa (dotyczy zwłaszcza sieci średnich napięć)

EAS – elektroenergetyczna automatyka sieciowa

EAZ – elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa

AL – aluminium – dotyczy żył kabli i przewodów

Cu – miedź – dotyczy żył kabli i przewodów

AFL – przewód napowietrzny aluminiowy z rdzeniem stalowym

IRiESD – Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

Wpływ generacji rozproszonej na pracę systemu elektroenergetycznego

Przyłączenie jednostki wytwórczej do pracy równoległej z istniejącą siecią elektroenergetyczną, podobnie jak np. zmiana konfiguracji pracy tej sieci, może poprawić warunki pracy węzła i przyłączonych urządzeń elektrycznych lub być przyczyną wielu problemów technicznych spowodowanych między innymi [Roman Janiczek, Maksymilian Przygodzki, Rozproszone źródła energii w systemie elektroenergetycznym, Gliwice 2005 r.]:

- przekroczeniem dopuszczalnych poziomów odchyleń napięcia od wartości znamionowej w stanach pracy ustalonej,
- błędnym działaniem urządzeń automatyki zabezpieczeniowej pracujących w tej sieci,
- naruszeniem warunków równowagi dynamicznej (stabilności) w stanach pracy przejściowej zarówno przyłączanego do sieci generatora, jak i lokalnej sieci elektroenergetycznej, do której maszyna ta jest przyłączana.

Ważnym elementem związanym z przyłączeniem źródła generacji rozproszonej do pracy równoległej z systemem elektroenergetycznym jest jednoznaczne określenie odpowiednich procedur (instrukcji) eksploatacji tych jednostek. Ponadto, ważnym zagadnieniem jest określenie zasady wymiany informacji dotyczących aktualnych warunków pracy generatora bądź generatorów i lokalnej sieci elektroenergetycznej, ze szczególnym uwzględnieniem informacji dotyczących stanów awaryjnych (zakłóceń). W przypadku znacznego udziału źródeł rozproszonych w pokrywaniu zapotrzebowania na energię elektryczną w danym obszarze ich oddziaływanie na sieć elektroenergetyczną dotyczy również [Roman Janiczek, Maksymilian Przygodzki, Rozproszone źródła energii w systemie elektroenergetycznym, Gliwice 2005 r.]:

- trudnej do przewidzenia wartości mocy niedyspozycyjnej w systemie z uwagi na stochastyczny charakter pracy jednostek wytwórczych (dotyczy to zwłaszcza farm wiatrowych i innych źródeł wytwórczych bazujących na zmiennych w czasie zasobach energii odnawialnej),

- wpływu na podstawowe zadania realizowane przez operatora sieci, takie jak np. zakup rezerwy mocy ze względu na ryzyko odłączenia generacji rozproszonej na poziomie sieci dystrybucyjnej, planowanie pracy jednostek, zarządzanie ograniczeniami systemowymi, bilansowanie systemu, czy regulacja częstotliwości,
- planowania średnioterminowego i długoterminowego, dla którego trzeba uwzględnić wpływ generacji rozproszonej na pokrycie zapotrzebowania na moc w systemie.

Rozwiązanie przedstawionych problemów dotyczących włączania lokalnych źródeł energii w obszar pracy SEE wymaga opracowania standardowych procedur postępowania ze źródłami rozproszonymi zarówno na etapie planowania rozwoju sieci, jak i na etapie jej projektowania oraz prowadzenia ruchu. W tabeli 1 zestawiono zarówno pozytywne jak i negatywne aspekty rozwoju generacji rozproszonej z punktu widzenia jej wpływu na pracę systemu elektroenergetycznego [Torsten Lund, John Eli Nielsen, Per Hylle, Poul Soerensen, Arne Hejde Nielsen, Gert Soerensen, „Reactive power balance in a distribution network with wind farms and CHPs”, International Journal of Distributed Energy Resources, Volume 3 Number 2, April - June 2007].

Tabl. 1

Wpływ generacji rozproszonej na pracę systemu elektroenergetycznego

Wpływ pozytywny	Wpływ negatywny
Umieszczenie źródeł w pobliżu odbiorców może zwiększyć świadomość dotyczącą użytkowania energii, wpływu na środowisko. Powoduje powstanie wielu niezależnych podmiotów oraz tworzenie i rozwój lokalnych rynków energii. Odbiorca staje się aktywnym uczestnikiem rynku energii korzystając z możliwości sprzedaży kolorowych świadectw pochodzenia. Generacja Rozproszona obniża koszty rozbudowy sieci i redukuje ograniczenia sieciowe.	Jednostkowe koszty operacyjne wytwarzania źródeł Generacji Rozproszonej mogą być wyższe niż w przypadku dużych elektrowni. W pobliżu małych źródeł może rosnąć poziom mocy zwarciovych, co podnosi koszty aparatury sieciowej.
Generacja Rozproszona umożliwia redukcję strat w sieci dystrybucyjnej. Odpowiednia lokalizacja może pozytywnie wpłynąć na spadki napięć i straty mocy sieci elektroenergetycznej. Na wielkości strat w sieci dystrybucyjnej ma wpływ zmieniająca się w czasie wielkość przepływów energii elektrycznej. Odpowiednie ułożenie takiej generacji w pobliżu odbiorów o znacznym poborze pozwala znacząco ograniczyć wielkości strat.	W przypadku większych jednostek Generacji Rozproszonej pozbawionych pobliskich odbiorców straty sieciowe mogą być wyższe niż w przypadku generacji scentralizowanej.
Generacja Rozproszona , z uwagi na fakt przyłączania jej do sieci średniego i niskiego napięcia, może dawać dodatkowy efekt w postaci uwolnienia zdolności przesyłowych istniejącej sieci wysokich i najwyższych napięć [Roman Korab, Rozwój energetyki URE a zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych KSE, Politechnika	Brak standardów przyłączenia do sieci i standardów urządzeń zabezpieczających, uwzględniających obecność Generacji Rozproszonej w systemie utrudnia sterowanie pracą systemu. Prowadzi także do powstawania dużej różnorodności stawianych wymagań. Ryzyko błędnych kalkulacji ilości i czasu wytwarzanej energii (elektrownie

Wpływ pozytywny	Wpływ negatywny
Śląska, Gliwice 2010 r.].	wiatrowe) utrudnia pracę operatorom sieci elektroenergetycznych, a także może być przyczyną konieczności ponoszenia zwiększonych kosztów bilansowania.
Dywersyfikacja źródeł energii elektrycznej i stosowanych paliw zwiększa bezpieczeństwo energetyczne. Generacja Rozproszona w połączeniu z technologiami magazynowania energii może być pomocna w zapewnieniu ciągłości dostarczania energii w przypadku zakłóceń i przerw w zasilaniu systemowym.	Generacja Rozproszona może lokalnie obniżać pewność zasilania. Skutki negatywne związane są głównie z zachowaniem źródła w stanach awarii. W odniesieniu do średnich i małych źródeł generacji rozproszonej przyłączanych do sieci średniego i niskiego napięcia pojawiają się problemy związane m.in. ze zmianą rozpliwów mocy w sieci, zwiększeniem wartości prądów zwarciovych, zwiększeniem zakresu odchyień i odkształceń napięcia w sieci przy pracy źródeł. Źródła rozproszone o znacznej mocy wykorzystujące przetworniki energoelektroniczne mogą powodować istotne zmiany i odkształcenia napięcia, pogarszające jakość energii elektrycznej.
Generacja Rozproszona dzięki mniejszym różnicom między mocami pojedynczych jednostek wytwórczych umożliwia elastyczniejsze, w porównaniu z dużymi jednostkami wytwórczymi, pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną. Połączenie źródeł generacji rozproszonej z układami magazynowania energii pozwala na optymalizację pracy tych źródeł (głównie odnawialnych) oraz uniknięcie problemów z lokalnym bilansem mocy.	W zależności od lokalizacji źródła Generacji Rozproszonej i jego parametrów technicznych może występować nadmierny wzrost napięcia węzłowego oraz strat mocy. Może być przekroczona moc obciążeniowa linii elektroenergetycznych, a także dopuszczalne moce i prądy zwarciovowe. Ze względu na aktualne przygotowanie sieci elektroenergetycznych do transportu energii w kierunku od wysokich do niskich napięć mogą wystąpić problemy wynikające z dwukierunkowego przepływu energii.
Generacja Rozproszona może być wykorzystana w okresach występowania zapotrzebowania szczytowego.	Generacja Rozproszona może komplikować sterowanie siecią i podnosić koszty automatyki.
Generacja Rozproszona może być pomocna w zbilansowaniu popytu i podaży na energię elektryczną, w szczególności na rynku lokalnym. Stanowi rezerwę lokalną, zapewniającą ciągłość dostaw energii elektrycznej. Dzięki czemu mogą poprawić jakość i niezawodność dostaw energii.	Rosnąca ilość źródeł Generacji Rozproszonej oznacza również obecność wielu różnych urządzeń o różnych parametrach technicznych (moc, częstotliwość, napięcie), co wpływa negatywnie na stabilność systemu, utrudnia kontrolę i sterowanie siecią przesyłową i dystrybucyjną, które zostały stworzone z myślą o małej liczbie dużych wytwórców energii elektrycznej. Obecność wielu małych źródeł w systemie, zwiększa prawdopodobieństwo awarii w systemie, co w konsekwencji zwiększy koszt eksploatacji sieci.
Generacja Rozproszona może być stosowana jako źródło zasilania awaryjnego. Dla firm z sektora przemysłowego (przemysł chemiczny, paliwowy, papierowy hutniczy) oraz sektora telekomunikacyjnego, finansowego jak i w szpitalach, gdzie dla spełnienia wymagań realizowanych procesów bardzo ważne jest zachowanie ciągłości zasilania.	Rozwój Generacji Rozproszonej może spowodować, że zapotrzebowanie na usługi systemowe może wzrosnąć, szczególnie z uwagi na konieczność rezerwowania mocy źródeł Generacji Rozproszonej.

Oprócz problemów technicznych związanych z rozwojem generacji rozproszonej, takich jak: przekroczenie dopuszczalnych poziomów odchyłań napięć, czy naruszenie warunków równowagi dynamicznej należy wymienić również mogące się pojawić trudności ze zbilansowaniem systemu elektroenergetycznego z uwzględnieniem występujących ograniczeń systemowych. Problem ten będzie szczególnie dotkliwy w dolinach zapotrzebowania na moc i energię elektryczną. ***Zakładany poziom rozwoju generacji rozproszonej spowoduje, przy założeniu braku możliwości sterowania wytwarzaniem w tych źródłach, że w okresach najniższego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną operator systemu przesyłowego będzie zmuszony ograniczać generację w elektrowniach systemowych.*** Może to spowodować trudności ze spełnieniem występujących ograniczeń systemowych, a tym samym obniżyć bezpieczeństwo i niezawodność dostaw energii elektrycznej.

Procedura przyłączenia źródeł wytwórczych do sieci elektroenergetycznej

Procedura przyłączenia elektrowni biogazowej do sieci regulowana jest ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne [Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348)] oraz rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Obejmuje ona następujące kroki:

1. Złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia urządzeń wytwórczych do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego (OSD). Procedura przyłączenia podmiotu gospodarczego do sieci rozpoczyna się z chwilą złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia urządzeń wytwórczych do sieci. Żeby właściwie wypełnić druk wniosku przygotować należy następujące dane:

- dane identyfikacyjne i teledadresowe wnioskodawcy (na podstawie dowodu osobistego lub innego dokumentu potwierdzającego tożsamość osoby składającej wniosek),
- określenie obiektu, który będzie przyłączany do sieci (np. elektrownia wodna, elektrownia konwencjonalna, elektrownia wiatrowa, elektrownia biogazowa itp.),
- aktualny odpis z Krajowego Rejestru Sądowego lub wpis do ewidencji działalności gospodarczej,
- przewidywaną moc przyłączeniową,
- typy i parametry techniczne generatorów, które będą używane w przyłączanym obiekcie.

Druk wniosku o przyłączenie do sieci dostępny jest w Biurze Obsługi Klienta OSD lub można go pobrać ze strony internetowej. Do wypełnionego wniosku należy dołączyć następujące dokumenty:

- dokument potwierdzający tytuł prawny wnioskodawcy do korzystania z obiektu,
- plan zabudowy lub szkic określający usytuowanie (lokalizację) przyłączanego obiektu,
- mapa ewidencji gruntów,

- wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu potwierdzające dopuszczalność lokalizacji danego źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją
- dla farm wiatrowych dodatkowe załączniki do wniosku.

Wypełniony wniosek wraz z powyższymi załącznikami należy dostarczyć do siedziby OSD. Podmiot gospodarczy reprezentuje osoba upoważniona przez firmę bądź jej reprezentant. We wniosku należy uzupełnić dane kontaktowe do osoby upoważnionej reprezentującej wnioskodawcę. W ciągu siedmiu dni od złożenia wniosku, podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci wnosi zaliczkę na poczet opłaty przyłączeniowej. Wysokość zaliczki wynosi 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej, przy czym zaliczka nie może być wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci i nie wyższa niż 3 mln zł.

2. Wydanie warunków przyłączenia. Na podstawie kompletnego wniosku pracownicy OSD przygotowują warunki przyłączenia dla obiektu oraz projekt umowy o przyłączenie do sieci. Umowa o przyłączenie (projekt umowy) zawiera między innymi postanowienia: o terminie realizacji przyłączenia, wysokości opłaty przyłączeniowej, miejscu rozgraniczenia własności sieci, zakresie robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia. W przypadku przyłączenia do sieci SN, warunki wydawane są w terminie 150 dni od dnia wniesienia zaliczki. Warunki przyłączenia do sieci wraz z projektem umowy o przyłączenie dostarczane są do wnioskodawcy drogą pocztową. Można również odebrać je osobiście co należy zgłosić przy składaniu wniosku o określenie warunków przyłączenia. W przypadku przyłączania źródeł energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej powyżej 2 MW należy sporządzić ekspertyzę wpływu tych źródeł na system elektroenergetyczny, przy czym wykonanie ekspertyzy zapewnia przedsiębiorstwo energetyczne (OSD) a koszt ekspertyzy obciąża nakłady na przyłączenie na podstawie których ustalana jest opłata przyłączeniowa.

3. Zawarcie umowy o przyłączenie. Po otrzymaniu warunków przyłączenia do sieci i ich zaakceptowaniu należy podpisać umowę o przyłączenie do sieci. W tym celu należy skontaktować się ze wskazaną w warunkach przyłączenia komórką OSD i umówić się na termin podpisania umowy o przyłączenie do sieci. Do zawarcia umowy należy przynieść wszystkie wymagane w tej umowie dokumenty. Obustronnie podpisana umowa o przyłączenie do sieci jest podstawą do rozpoczęcia prac projektowych i budowlano-montażowych związanych z realizacją przyłączenia obiektu do sieci. Za przyłączenie do sieci pobierana jest opłata przyłączeniowa na zasadach określonych w art. 7, ust. 8 ustawy Prawo energetyczne. W przypadku odbiorców energii przyłączanych do sieci elektroenergetycznej SN ustalana jest ona na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. W przypadku źródeł wytwórczych pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, za wyjątkiem odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej

poniżej 1 MW, w których to przypadkach opłatę przyłączeniową ustala się na podstawie połowy rzeczywistych nakładów na realizację przyłączenia.

4. Realizacja umowy o przyłączenie do sieci. Po obustronnym podpisaniu umowy o przyłączenie do sieci strony przystępują do realizacji obowiązków umownych. Czas realizacji umowy o przyłączenie jest zależny od wielu czynników i wynosi od kilku tygodni do kilkunastu miesięcy.

5. Przyłączenie obiektu do sieci i uruchomienie przyłącza. Fizyczne przyłączenie obiektu do sieci następuje po zrealizowaniu wszystkich obowiązków stron wynikających z umowy o przyłączenie do sieci czyli:

- realizacji prac budowlano-montażowych,
- wykonaniu instalacji odbiorczej w przyłączanym obiekcie,
- wniesieniu opłaty za przyłączenie,
- zgłoszeniu gotowości instalacji do odbioru.

Uruchomienie przyłącza czyli podanie napięcia następuje po:

- zawarciu umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej w zakresie dostarczanej energii elektrycznej na potrzeby własne elektrowni,
- zainstalowaniu układu pomiarowo – rozliczeniowego.

Układ przyłączenia do sieci – wymagania OSD w zakresie warunków przyłączenia elektrociepłowni na biogaz do sieci SN

Układ przyłączenia do sieci określony jest w wydanych przez OSD warunkach przyłączenia do sieci. W zależności od przyjętych przez OSD standardów technicznych, szczególnych uwarunkowań występujących w miejscu przyłączenia do sieci oraz decyzji osób odpowiedzialnych za wydanie warunków przyłączeniowych, warunki te mogą zawierać wymagania wykraczające poza zakres prac niezbędnych z punktu widzenia przyłączanego podmiotu. Zaleca się podjęcie próby przeprowadzenia negocjacji z OSD w tym zakresie.

Hipotetyczny zakres wymaganych prac dla przyłączenia źródła wytwórczego (elektrociepłowni na biogaz) o mocy 0,3 – 1 MW do sieci SN (do istniejącej wewnętrznej rozdzielni SN w stacji transformatorowej zasilanej z sieci napowietrznej) obejmuje:

1. Budowę przyłącza

- W istniejącej stacji transformatorowej należy zaprojektować rozdzielnię SN w następującym układzie: pole liniowe, pole liniowe, pole odpływowe w kierunku elektrowni, pole transformatorowe. Pole odpływowe w kierunku elektrowni należy wyposażyć w wyłącznik i zabezpieczenie EAZ, pola liniowe w rozłączniki, natomiast pole transformatorowe w rozłącznik z bezpiecznikami. Ze stacji należy wykonać telemechanikę do siedziby OSD.
- Istniejące przyłącza zasilające rozdzielnię SN w stacji transformatorowej należy wprowadzić do przebudowanej rozdzielni SN; przyłącza należy wykonać linią kablową o przekroju przewodów jaki wyniknie z obliczeń jednak nie mniejszym jak 120 mm² AL dla linii kablowej; odcinki linii kablowej należy wykonać kablami w izolacji z polietylenu usieciowanego z barierami wzdłużnymi

i poprzecznymi na napięcie pracy 12/20 kV z żyłą powrotną o przekroju 25 mm² Cu.

- Na terenie nieruchomości wnioskodawcy należy wybudować stację transformatorową z rozdzielnią SN w sugerowanym układzie: pole liniowe sprzęgające, pole pomiaru energii, pola transformatorowe. Pozostały układ stacji będzie wynikał z zastosowanych rozwiązań. Stację należy wyposażać w telemechanikę do OSD w zakresie telesterowania, telepomiarów i telesygnalizacji oraz układ synchronizacji z siecią OSD. Rodzaj łączności dla celów telemechaniki powinien zapewniać ciągły nadzór nad obiektem w czasie rzeczywistym. Synchronizacja bioelektrowni z siecią OSD odbywać się będzie w stacji wnioskodawcy. Pola liniowe (sprzęgające) należy wyposażać w wyłączniki.
- Wybudować linię kablową SN łączącą istniejącą stację transformatorową ze stacją transformatorową Wnioskodawcy. Ww. linię kablową wykonać o przekroju jaki wyniknie z obliczeń w izolacji z polietylenu usieciowanego z barierami przeciwwilgociowymi wzdłużnymi i poprzecznymi na napięcie pracy 12/20 kV. Transformatory o górnym napięciu 15,75 kV należy dobrać do przewidywanego obciążenia.

2. Rozbudowę sieci

- w polach liniowych stacji 110/15 kV urządzenia oraz automatyki sterujące należy przystosować do współpracy z elektrownią - zgodnie z IRIESD.

3. Zabudowę układów pomiarowych energii elektrycznej

- zlokalizowanego w miejscu dostarczania energii elektrycznej lub w polu pomiaru energii w rozdzielni wnioskodawcy,
- zlokalizowanego na zaciskach generatora w celu potwierdzania ilości energii dla potrzeb wydawania świadectw pochodzenia.

Miejsce odbioru energii są zaciski prądowe głowicy kablowej w kierunku instalacji odbiorcy w rozdzielni SN istniejącej stacji transformatorowej, w związku z czym budowa linii kablowej, stacji transformatorowej zlokalizowanej na nieruchomości wnioskodawcy, układów pomiarowych energii elektrycznej odbywa się staraniem i na koszt wnioskodawcy, natomiast rozbudowa sieci (rozdzielnia SN i telemechanika w istniejącej stacji transformatorowej, przystosowanie pól liniowych w rozdzielniach stacji 110 kV/SN) objęta jest opłatą przyłączeniową, która zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, dla odnawialnych źródeł energii o mocy do 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy do 1 MW ustalana jest na poziomie połowy rzeczywistych nakładów na realizację przyłączenia.

Dla opisanego powyżej zakresu prac opłata przyłączeniowa wynosi około 200 tys. zł (połowa nakładów, na które składają się: przebudowa rozdzielni 160 tys. zł, telemechanika 100 tys. zł, przystosowanie 3 pól w GPZ 100 tys. zł, dokumentacja projektowa).

Zakres prac koniecznych do przeprowadzenia jest ustalany indywidualnie dla każdego przypadku przyłączenia źródła wytwórczego do sieci. Opisany przypadek dotyczy elektrowni o mocy 1 MW przyłączanej do sieci SN o napięciu znamionowym

15 kV, jednakże z uwagi na standaryzację urządzeń sieciowych SN, nakłady na realizację analogicznego przyłącza dla elektrowni 0,5 MW są praktycznie takie same. Ze względów ekonomicznych proponuje się dążenie do możliwie prostego układu sieciowego średniego napięcia przyłączanej elektrowni biogazowej, w szczególności (w zakresie możliwości technicznych) rezygnację z wyłączników na rzecz rozłączników lub rozłączników z bezpiecznikami.

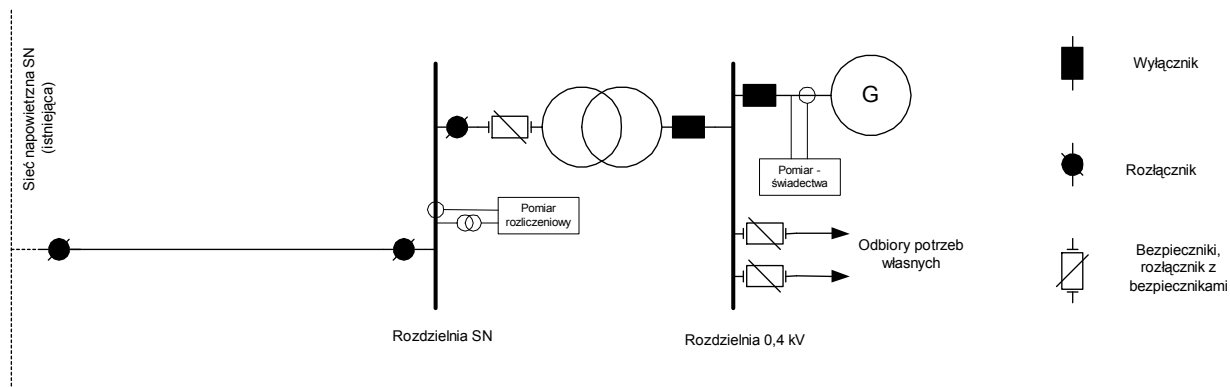
Po stronie średniego napięcia proponuje się włączenie do istniejącej linii SN – odejście napowietrzne lub kablowe, rozłącznik na słupie. Rozdzielnię SN przy bioelektrowni proponuje się wyposażyć w pola: liniowe z rozłącznikiem (jedno lub dwa w przypadku przyłączenia jako wcinka do linii), pomiarowe, transformatorowe z rozłącznikiem bezpiecznikowym.

Po stronie nN proponuje się zabudowanie wyłączników w polach transformatorowym oraz generatorowym i zabezpieczenie odpływów do odbiorów potrzeb własnych bezpiecznikami. Na zaciskach generatora bioelektrowni prowadzony jest pomiar wytworzonej energii elektrycznej na potrzeby ubiegania się o świadectwa pochodzenia energii.

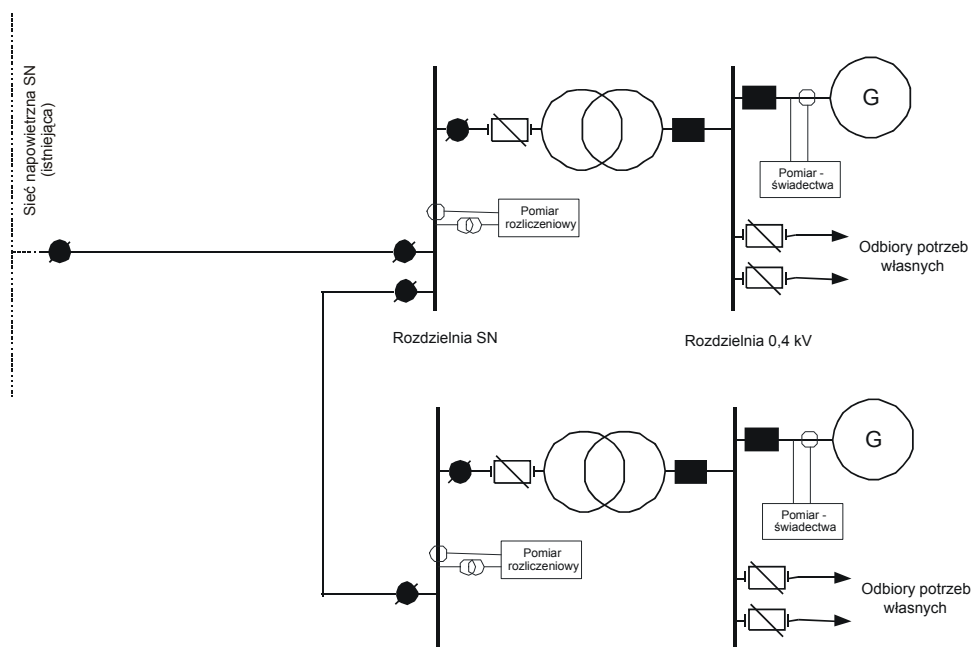
Nakłady na realizację przedstawionego układu w dużej mierze zależą od rodzaju zastosowanych rozwiązań technicznych: transformatora (nowy lub po remoncie, olejowy lub suchy, producent), aparatury (rozdzielnia, wyłączniki, układ rozdzielni SN), rozwiązań technicznych w zakresie stacji transformatorowej (napowietrzna, wnetrzowa z obsługą od wewnątrz lub zewnątrz, wbudowana w innym obiekcie). Dla elektrociepłowni na biogaz o mocy 1 MW nakłady te należy szacować na poziomie 260 tys. zł – 340 tys. zł, natomiast dla elektrowni o mocy 0,3 – 0,5 MW na poziomie 240 tys. zł. – 290 tys. zł. Przedstawione nakłady uwzględniają budowę linii kablowej o długości około 100 m.

Ze względów niezawodnościowych proponuje się zastosowanie dodatkowego generatora na olej napędowy. Mianowicie, z uwagi na przyłączenie do sieci terenowej SN (sieć napowietrzna) występuje ryzyko, iż w przypadku zaistnienia niekorzystnych warunków atmosferycznych powodujących awarie w sieci elektroenergetycznej, cały przyległy do elektrociepłowni na biogaz obszar może zostać pozbawiony zasilania z tej sieci (ryzyko utraty połączenia z systemem elektroenergetycznym jest znacznie mniejsze w przypadku włączenia elektrociepłowni bezpośrednio do rozdzielni SN w GPZ). Zgodnie z aktualnie obowiązującymi przepisami, dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej wynosi 24 godziny, jednakże w praktyce zdarzają się przypadki, że jest on dłuższy. W związku z powyższym nie wydaje się celowe realizowanie zasilania awaryjnego za pomocą linii niskiego napięcia przyłączonej do sieci elektroenergetycznej, natomiast celowe jest zastosowanie rezerwowego generatora na olej napędowy (zgodnie z art. 32, ust. 4 ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym Dz.U. 2009 nr 3 poz. 11, zwalnia się od akcyzy wyroby energetyczne zużywane w procesie produkcji energii elektrycznej w elektrowniach) dla zasilania kluczowych odbiorów potrzeb własnych. Zastosowanie takiego generatora może okazać się konieczne dla podtrzymania procesów zachodzących w biogazowni w sytuacji wystąpienia braku zasilania z sieci

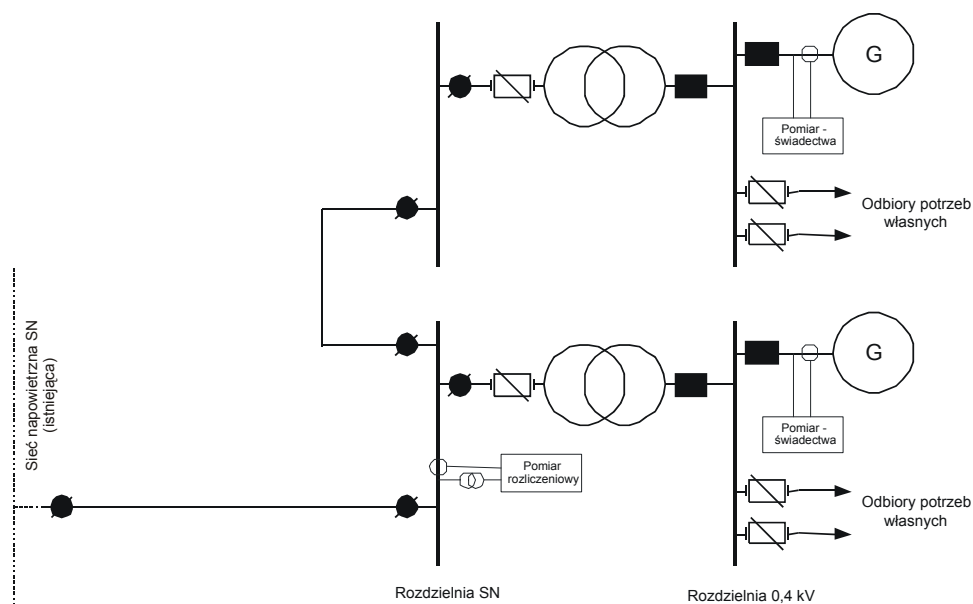
elektroenergetycznej przy jednoczesnym odstawieniu generatora zasilanego biogazem np. w celu wykonania naprawy, konserwacji, przeglądu silnika gazowego.



Rys. 1. Proponowany układ przyłączenia elektrociepłowni na biogaz do sieci elektroenergetycznej



Rys. 2. Proponowany układ przyłączenia dwóch elektrociepłowni na biogaz do sieci elektroenergetycznej jednym przyłączem, z osobnymi pomiarami rozliczeniowymi



Rys. 3. Proponowany układ przyłączenia dwóch elektrociepłowni na biogaz do sieci elektroenergetycznej jednym przyłączem, i wspólnym pomiarem rozliczeniowym



Rys. 4. Przykładowy układ przyłączenia OZE do sieci – pola: transformatorowe oraz pomiarowe SN w wykonaniu napowietrznym



Rys. 5. Przykładowy układ przyłączenia OZE do sieci – wyłącznik na początku odgałęzienia linii SN w kierunku OZE w wykonaniu napowietrznym

Przyłączenie mikrobiogazowni do sieci niskiego napięcia

Wymagania ogólne wynikające z ustawy Prawo energetyczne

Przyłączenie źródła energii elektrycznej do sieci nN odbywa się w oparciu o obowiązujące przepisy, w szczególności: ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz wewnętrzne zasady operatora systemu dystrybucyjnego (Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej).

Procedura przyłączeniowa odbywa się zgodnie z art. 7 ustawy Prawo energetyczne. W pierwszej kolejności konieczne jest uzyskanie warunków przyłączenia do sieci (na podstawie złożonego wniosku o wydanie warunków przyłączenia). Procedura jest zbliżona jak w przypadku przyłączania źródeł do sieci SN, przy czym dla źródeł przyłączanych do sieci nN przewidziano pewne uproszczenia: nie wymaga się zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej (art. 7, ust. 8a ustawy Prawo energetyczne) a przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku (w przypadku sieci SN i wyższych napięć jest to 150 dni), nie jest także wymagana ekspertyza wpływu przyłączanych urządzeń na sieć.

Warunki przyłączenia do sieci (zgodnie z § 8, ust.1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego) określają w szczególności: miejsce przyłączenia, miejsce dostarczania energii elektrycznej, moc przyłączeniową, rodzaj przyłącza, zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem, dane znamionowe urządzeń, instalacji i sieci oraz dopuszczalne graniczne parametry ich pracy, dopuszczalny poziom zmienności parametrów technicznych energii elektrycznej, miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego, wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i systemu pomiarowo-rozliczeniowego, rodzaj i usytuowanie zabezpieczenia głównego, dane znamionowe oraz niezbędne wymagania w zakresie elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej i systemowej, dane umożliwiające określenie w miejscu przyłączenia wartości prądów zwarciovych i czasów ich wyłączenia, wymagany stopień skompensowania mocy biernej, wymagania w zakresie dostosowania przyłączanych urządzeń, instalacji lub sieci do systemów sterowania dyspozytorskiego, przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych, zabezpieczenia sieci przed zakłóceniami elektrycznymi powodowanymi przez urządzenia, instalacje lub sieci wnioskodawcy, wyposażenia urządzeń, instalacji lub sieci, niezbędnego do współpracy z siecią, do której ma nastąpić przyłączenie, możliwości dostarczania energii elektrycznej w warunkach odmiennych od standardowych, dane i informacje dotyczące sieci niezbędne w celu doboru systemu ochrony przed porażeniami w instalacji lub sieci podmiotu, którego instalacje lub sieci będą przyłączane.

Opłata przyłączeniowa za przyłączenie źródeł odnawialnych lub kogeneracyjnych do sieci nN, zgodnie z art. 7, ust. 8, pkt. 3 ustawy Prawo energetyczne, kalkulowana jest

na podstawie połowy rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.

Wymagania szczegółowe wynikające z instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej

Zgodnie z art. 9g ustawy Prawo energetyczne, operator systemu dystrybucyjnego opracowuje instrukcję ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej, która podlega zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Instrukcja ta określa między innymi warunki przyłączenia urządzeń wytwórczych do sieci. W instrukcji obowiązującej na terenie działania Vattenfall Distribution Poland S.A. zagadnienia przyłączania małych źródeł energii opisane są w szczególności w rozdziale II.4 oraz w załączniku nr 2. W przypadku jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci niskiego napięcia, wymagania techniczne są ustalane indywidualnie pomiędzy wytwórcą, a operatorem systemu dystrybucyjnego, z uwzględnieniem szczegółowych wymagań technicznych określonych w instrukcji.

Wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych obejmują, w zależności od potrzeb, wymagania w zakresie: układów wzbudzenia, układów regulacji napięcia, sposobów wykorzystania układów grupowej regulacji napięć jednostek wytwórczych (ARNE), systemów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, urządzeń regulacji pierwotnej, czasów rozruchu i minimalnej liczby rozruchów w ciągu roku, ograniczników maksymalnych prądów stojana i wirnika, możliwości synchronizacji jednostki wytwórczej z siecią, wytwarzanych mocy czynnych i biernych.

Sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej, powinien umożliwiać ich odłączenie oraz stworzenie przerwy izolacyjnej, w sposób nieograniczony dla operatora systemu dystrybucyjnego. Moc zwarciorowa w miejscu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej powinna być przynajmniej 20 razy większa od ich mocy przyłączeniowej. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej powyżej 150 kVA przyłączane do sieci dystrybucyjnej powinny być zautomatyzowane i dostosowane do zdalnego sterowania. Praca wyspowa jednostek wytwórczych jest możliwa jedynie na wyspę urządzeń tego wytwórcy, o ile uwzględniono to w warunkach przyłączenia.

Jednostki wytwórcze powinny być wyposażone w zabezpieczenia podstawowe oraz zabezpieczenia dodatkowe. Jednostki wytwórcze o mocy osiągalnej do 100 kVA z generatorami asynchronicznymi lub synchronicznymi powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia zerowo-nadnapięciowe oraz zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia, wzrostem napięcia oraz wzrostem prędkości obrotowej (jednostki o mocy powyżej 100 kVA dodatkowo w zabezpieczenia przed obniżeniem częstotliwości oraz wzrostem częstotliwości). Jednostki wytwórcze współpracujące z falownikami powinny być wyposażone w zabezpieczenia dodatkowe, obejmujące zabezpieczenia do ochrony przed: obniżeniem napięcia oraz wzrostem napięcia, jak również w urządzenia pozwalające na kontrolowanie i utrzymywanie zadanych parametrów jakościowych energii elektrycznej. Dla jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci nN bez możliwości pracy wyspowej, zabezpieczenia dodatkowe mogą być zawarte w zestawie zabezpieczeń podstawowych generatora, natomiast dla jednostek wytwórczych z

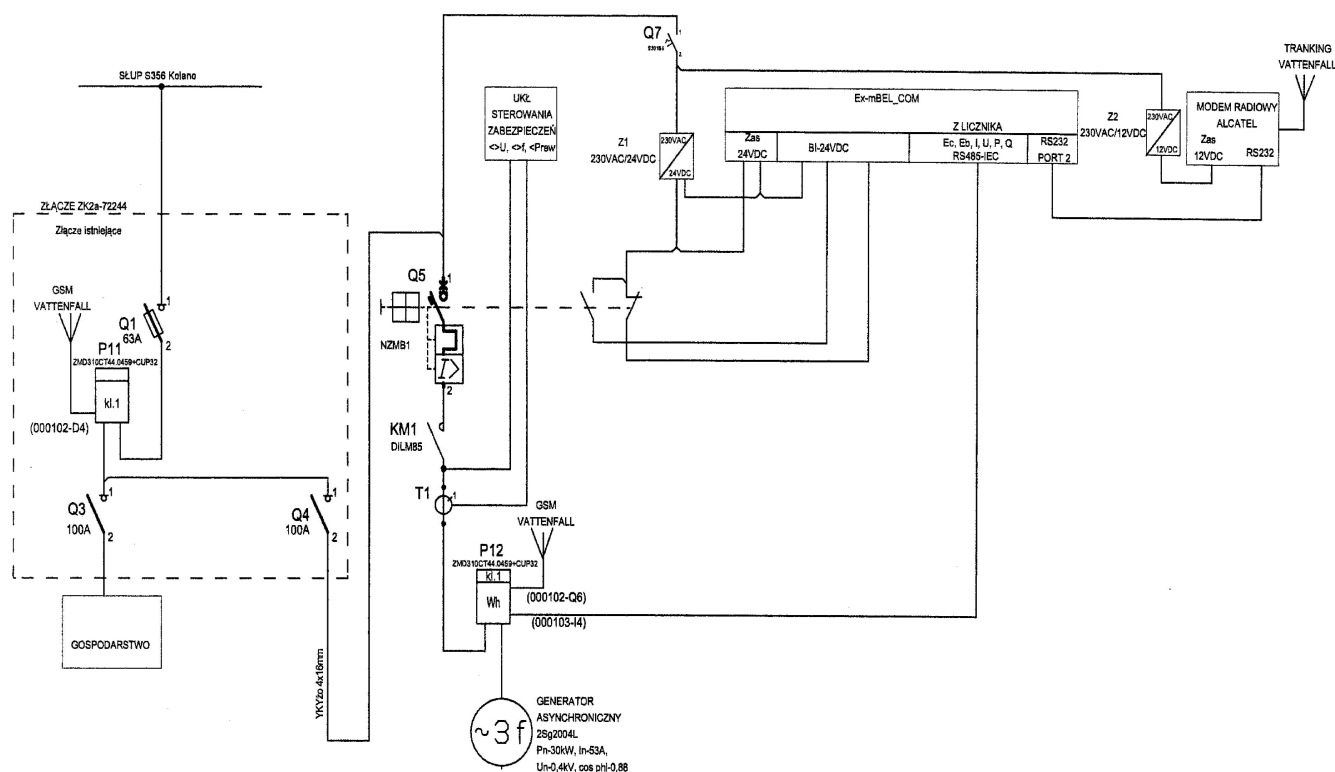
możliwością pracy wyspowej, zabezpieczenia dodatkowe powinny stanowić oddzielny zestaw zabezpieczeń.

Nastawienia automatyk i zabezpieczeń jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej powinny być skoordynowane przez operatora systemu dystrybucyjnego z nastawieniami automatyk i zabezpieczeń sieci dystrybucyjnej i sieci przesyłowej w otoczeniu węzłów przyłączenia jednostek wytwórczych. Czasy trwania zwarć wyłączanych przez zabezpieczenia podstawowe zainstalowane w jednostkach wytwórczych powinny zostać ustalone w warunkach przyłączenia i nie powinny być dla stref podstawowych dłuższe niż 150 ms. Czasy wyłączania zwarć przez zabezpieczenie rezerwowe nie powinny być dłuższe niż 500 ms.

W zakresie telemechaniki (dla jednostek wytwórczych o mocy do 1 MW) określa się następujące wymagania: telesygnalizacji stanu położenia wyłącznika generatora lub łącznika sprzęgającego jednostkę wytwórczą z siecią przedsiębiorstwa energetycznego (dwubitowo), telepomiarów prądu, napięcia, mocy czynnej i biernej na zaciskach jednostki wytwórczej (brutto). Na podany zakres telemechaniki wymagane jest wykonanie dokumentacji technicznej, która podlega zatwierdzeniu przez operatora systemu dystrybucyjnego.

Wymagany stopień skompensowania mocy biernej określa operator systemu dystrybucyjnego w warunkach przyłączenia. Nie jest wymagane stosowanie urządzeń do kompensacji mocy biernej w przypadku jednostek wytwórczych, których moc osiągalna określona na przewód fazowy nie przekracza 4,6 kVA (5 kWp dla jednostek wytwórczych fotowoltaicznych). W pozostałych jednostkach wytwórczych należy stosować urządzenia do kompensacji mocy biernej. W jednostkach wytwórczych charakteryzujących się pracą ze zmienną mocą należy stosować układy automatycznej regulacji mocy biernej.

Przykładowy układ przyłączenia biogazowni do sieci niskiego napięcia z uwzględnieniem opisanych wymagań przedstawiono na rysunku.



Rys. 6. Przykładowy układ przyłączenia OZE do sieci nN uwzględniający wymagania stawiane przez Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Vattenfall Distribution Poland na przykładzie biogazowni o mocy elektrycznej 30 kW zlokalizowanej w Studzionce [wg projektu autorstwa L. Latochy]

Uwarunkowania prawne ustawowego systemu wsparcia mikrobiogazowni

Poniżej zestawiono najistotniejsze akty prawne regulujące działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w źródłach rozproszonych, kogeneracji, odnawialnych źródłach energii:

- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne
 - o Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii
 - o Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Rozdzielczej (dokument uchwalany i obowiązujący na terenie działania Operatora Systemu Dystrybucyjnego)
- Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska
 - Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2004 r. w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych uwarunkowań związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporządzenia raportu o oddziaływaniu na środowisko
- Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody
- Ustawa z dnia 28 lipca 2005 r. o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz gminach uzdrowiskowych
- Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. Prawo wodne
- Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym
- Ustawa z dnia 4 lutego 1994 r. - Prawo geologiczne i górnicze

Mechanizmy wspierające wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach odnawialnych (OZE) oraz w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła regulowane są ustawą Prawo energetyczne. Wspieranie produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych realizowane jest z wykorzystaniem systemu certyfikatów (świadczeń pochodzenia), które są przedmiotem obrotu giełdowego niezależnego od obrotu energią elektryczną wytwarzaną w tych źródłach. Świadczenia pochodzenia wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego. W podobny sposób zbudowany jest wprowadzony w nowelizacji z 12 stycznia 2007 r. system wspierania skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (w odróżnieniu od wcześniej funkcjonującego systemu, w ramach którego określony był obowiązek zakupu energii wytwarzanej w skojarzeniu), przy czym w ramach tego systemu funkcjonuje kilka rodzajów świadectw pochodzenia – dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji zasilanych gazem lub o mocy do 1 MW, dla energii wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (ten rodzaj świadectw wprowadzono nowelizacją z 8 stycznia 2010 r., zmiana wchodzi w życie 9 sierpnia 2010 r.) oraz dla pozostałych jednostek wysokosprawnej kogeneracji.

Obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia (zwanych potocznie certyfikatami: zielonymi dla energii odnawialnej, czerwonymi dla energii pochodzącej z kogeneracji oraz żółtymi dla energii pochodzącej z gazowych źródeł kogeneracyjnych) obciąża

przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające energię elektryczną do odbiorców końcowych.

W praktyce górną granicę wartości świadectw pochodzenia wyznacza wysokość opłaty zastępczej, jaką zobowiązane są uiścić przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, jako alternatywę do przedłożenia świadectw pochodzenia do umorzenia. W przypadku energii ze źródeł odnawialnych, jednostkowa opłata zastępcza określona jest w ustawie Prawo energetyczne (jej wartość w pierwszym roku obowiązywania to 240 zł/MWh; opłata ta jest corocznie waloryzowana i w roku 2010 wynosi 267,95 [Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Informacja 1/2010 w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2010 r.]). W przypadku świadectw pochodzenia energii ze źródeł kogeneracyjnych, przewidziano przedział wartości, odniesiony do średniej ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (dla jednostek zasilanych gazem lub o mocy do 1 MW przedział ten ustalono od 15% do 110% średniej ceny energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, dla energii wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy od 30% do 120% oraz dla pozostałych jednostek wysokosprawnej kogeneracji 15% do 40%), natomiast ostateczną decyzję o wysokości jednostkowej opłaty zastępczej w danym roku podejmuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (w 2010 r. opłata zastępcza dla jednostek zasilanych gazem... Ozg wynosi 128,80 zł/MWh, tj. 82,86% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, natomiast dla jednostek pozostałych Ozk wynosi 23,32 zł/MWh, tj. 15% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej [Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 11/2009 w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2010 roku]).

Zgodnie z ustawą z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw, istnieje możliwość uzyskania zarówno świadectw pochodzenia energii wytworzonej w odnawialnym źródle energii, jak i świadectw pochodzenia energii wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji dla tej samej ilości energii. W znowelizowanej ustawie Prawo energetyczne dodano w art. 9e ust. 1a o treści: „Prezes Urzędu Regulacji Energetyki wydaje świadectwa pochodzenia, o których mowa w ust. 1, oraz świadectwa pochodzenia z kogeneracji, o których mowa w art. 9l ust. 1, dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii spełniającej jednocześnie warunki wysokosprawnej kogeneracji”. W ten sposób usunięto lukę prawną, która była podstawą wydania komunikatu Prezesa URE z dnia 31 maja 2007 r. w sprawie możliwości jednoczesnego uzyskiwania świadectw pochodzenia za tę samą ilość wytworzonej energii elektrycznej z tytułu wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii oraz z tytułu wytworzenia energii elektrycznej w kogeneracji. Zgodnie z powyższym komunikatem,

nie było możliwe uzyskanie obu rodzajów świadectw za tę samą ilość wytworzonej energii elektrycznej.

Efektywność zapisanych w ustawie Prawo energetyczne mechanizmów promowania źródeł odnawialnych oraz skojarzonych zależy również od wielkości obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia (dane w tym zakresie, obowiązujące i archiwalne, zestawiono w tablicach), określanej rozporządzeniami wydawanymi przez ministra właściwego do spraw gospodarki, która wyznacza popyt na świadectwa pochodzenia oraz podaży świadectw pochodzenia energii produkowanej w tych źródłach.

Tabl. 2

Udział ilościowy obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii wytworzonej w kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej w wykonanej rocznej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym

Rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Poprzednia wielkość obowiązku zakupu energii wytwarzanej w skojarzeniu (uchylona podstawa prawna) *	15,2%	15,6%	15,8%	16,0%		
Aktualna wielkość obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii wytwarzanej w źródłach gazowych i o mocy do 1 MW **	0,8%***	2,7%	2,9%	3,1%	3,3%	3,5%
Aktualna wielkość obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii wytwarzanej w pozostałych jednostkach kogeneracji **	16,5%*	19,0%	20,6%	21,3%	22,2%	23,2%

Uwagi do tablicy:

* Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (nieobowiązujące)

** Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii

*** dotyczy II połowy 2007 roku

Tabl. 3

Udział ilościowy (w procentach) obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia energii wytworzonej w OZE lub uiszczenia opłaty zastępczej w wykonanej rocznej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym

Rok	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Rozporządzenie MG z dnia 19.12.2005 r. *	3,1	3,6	4,8	6,0	7,5	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0			
Rozporządzenie MG z dnia 3.11.2006 r. **			5,1	7,0	8,7	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4			
Rozporządzenie MG z dn. 14.08.2008 r. ***				7,0	8,7	10,4	10,4	10,4	10,9	11,4	11,9	12,4	12,9

Uwagi do tablicy:

* Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 19 grudnia 2005 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (nieobowiązujące)

** Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 3 listopada 2006 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej oraz zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii (nieobowiązujące)

*** Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii

W nowelizacji ustawy Prawo energetyczne ze stycznia 2010 roku [ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw] wprowadzono świadectwa dla biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej. Świadectwa te traktowane są równorzędnie z dotychczas obowiązującymi świadectwami dla energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii. Minister właściwy do spraw gospodarki określi, w drodze rozporządzenia, szczegóły w zakresie: parametrów jakościowych biogazu rolniczego, wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu rolniczego, sposobu przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii na potrzeby wypełnienia obowiązku, warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej gazowej instalacji wytwarzania biogazu rolniczego.

Niezależnie od opisanego powyżej systemu świadectw pochodzenia, obejmujących energię elektryczną wytworzoną w odnawialnych źródłach energii, energię elektryczną wytworzoną w kogeneracji oraz biogaz rolniczy wprowadzony do sieci dystrybucyjnej gazowej w ramach ustawowego wspierania energii elektrycznej i ciepła wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii należy przytoczyć następujące regulacje:

- gwarantowana możliwość zakupu oraz cena zakupu energii elektrycznej przez operatora sieci dystrybucyjnej, mianowicie zgodnie z art. 9a, ust. 6 ustawy Prawo energetyczne sprzedawca z urzędu jest obowiązany do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci znajdujących się w obszarze działania sprzedawcy z urzędu, oferowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne, które uzyskały koncesje na jej wytwarzanie; zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym,
- gwarantowana możliwość sprzedaży ciepła pochodzącego ze źródeł odnawialnych do sieci ciepłowniczej, mianowicie zgodnie z art. 9a, ust. 7 ustawy Prawo energetyczne oraz zgodnie z par. 14, ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku

potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem ciepłem i sprzedające to ciepło jest obowiązane do zakupu oferowanego ciepła wytwarzanego w przyłączonych do sieci odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do sieci, do której są przyłączone odnawialne źródła energii, z uwzględnieniem charakterystyki odbioru oraz możliwości przesyłania ciepła wytwarzanego w tym źródle; koszty zakupu tego ciepła nie mogą powodować wzrostu cen ciepła lub stawek opłat za ciepło dostarczane do odbiorców o więcej niż wartość średniorocznego wskaźnika wzrostu cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym,

- obniżona opłata za przyłączenie do sieci elektroenergetycznej odnawialnych źródeł energii oraz jednostek wysokosprawnej kogeneracji, mianowicie zgodnie z art. 7, ust. 8 ustawy Prawo energetyczne, za przyłączenie odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów (za przyłączenie pozostałych źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii pobiera się opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia).

Ryszard MOCHA

WSTĘPNA OPTIMALIZACJA STRUKTURY ŹRÓDEŁ OZE ZINTEGROWANYCH Z TECHNOLOGIĄ ZASOBNIKOWĄ (Z UWZGLĘDNIENIEM SAMOCHODU ELEKTRYCZNEGO) DEDYKOWANEJ REPREZENTATYWNEMU BUDYNKOWI

STRESZCZENIE

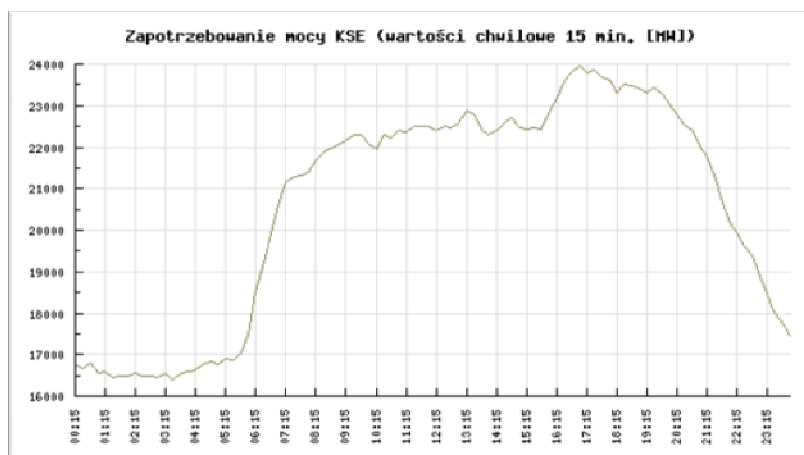
W związku z nierównomiernością produkcji jak i wykorzystania energii elektrycznej i ciepła w różnych okresach doby i roku, niezbędnym wydaje się być zastosowanie technologii zasobnikowych. Ich rodzaj oraz uzależniony jest zarówno od rodzaju energii przeznaczonej do magazynowania jak i źródła z której owa energia pochodzi.

W opracowaniu dokonano podziału na technologie magazynujące ciepło oraz zasobniki energii elektrycznej. Wśród pierwszej kategorii dokonano kompleksowego przeglądu technologii zintegrowanych z układami solarnymi, których głównym przeznaczeniem jest magazynowanie ciepła w postaci ciepłej wody użytkowej. Zwrócono również uwagę na nietypowe rozwiązania zasobników w budynkach jednorodzinnych. W tym rozdziale pokazano również możliwości połączenia zasobników c.w.u., instalacji solarnej oraz pompy ciepła.

W drugiej części scharakteryzowano obecnie dostępne technologie magazynowania energii elektrycznej oraz dokonano ich oceny pod względem przydatności do zastosowania w budownictwie i zintegrowaniu z Odnawialnymi Źródłami Energii. Opisano także możliwość wykorzystania samochodu elektrycznego jako zasobnika energii elektrycznej, umożliwiającego zwiększenie wykorzystania OZE o okresowym występowaniu.

1. WSTĘP

Na rysunku 1.1. przedstawiono zapotrzebowania mocy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w ciągu doby. Zaobserwować można zmiany w zużyciu energii w poszczególnych godzinach. Po nocnym spadku zapotrzebowania na energię o godzinie 6 następuje wzrost zapotrzebowania. O tej godzinie większość osób przygotowuje się do pracy czy szkoły. Między godziną 8 a 17 obciążenie systemu jest dość równomierne. Kolejny wzrost zaobserwować możemy w godzinach wieczornych. Około godziny 20 następuje spadek zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną.



Źródło: [1]

Rys. 1.1 Wykres zapotrzebowania mocy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w ciągu doby.

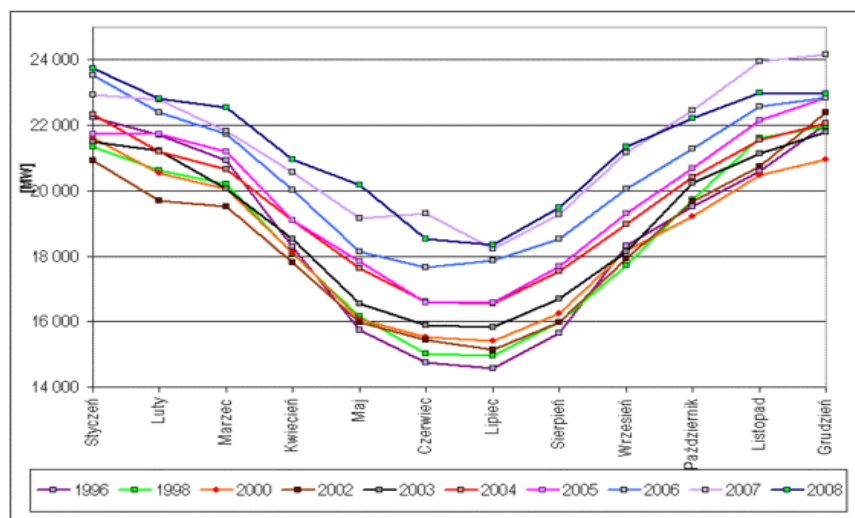
W zależności od pory dnia zapotrzebowanie na energię zmienia się w dość szerokim zakresie. Reakcja popytowa wpływa znacznie na zachowanie strony wytwórczej.

Rysunek 1.2 prezentuje zapotrzebowanie na energię elektryczną w różnych miesiącach roku. Rok 2008 został tu porównany z latami wcześniejszymi. Widać wyraźnie wzrost zapotrzebowania na energię w miesiącach letnich. Przyczyną tego może być zwiększenie zapotrzebowania na energię na potrzeby klimatyzacyjne. Jest to kolejna składowa utrudniająca dokładne prognozowanie zapotrzebowania odbiorców na energię.

Większość energii elektrycznej wytwarzanej w Polsce produkowana jest z węgla kamiennego w dużych elektrowniach zawodowych. Nie jest możliwe, aby takie jednostki reagowały zmianami produkcji w ciągu doby na chwilowe potrzeby rynku. Dlatego konieczne jest magazynowanie energii w czasie nadwyżek jej produkcji, a następnie oddawanie w momentach deficytu.

Energia elektryczna jest specyficznym rodzajem towaru. Ciężko jest ją magazynować czy przechowywać. Dotychczas nie znaleziono na to dostatecznie zadawalającego sposobu.

Coraz częściej ujawnia się potrzeba magazynowania energii już na poziomie użytkownika. W dużych jednostkach magazynujących, straty energii mogą stanowić poważny problem.



Źródło: [1]

Rys.1.2 Średnie miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w szczytach wieczornych z dni roboczych w 2008 roku na tle danych historycznych

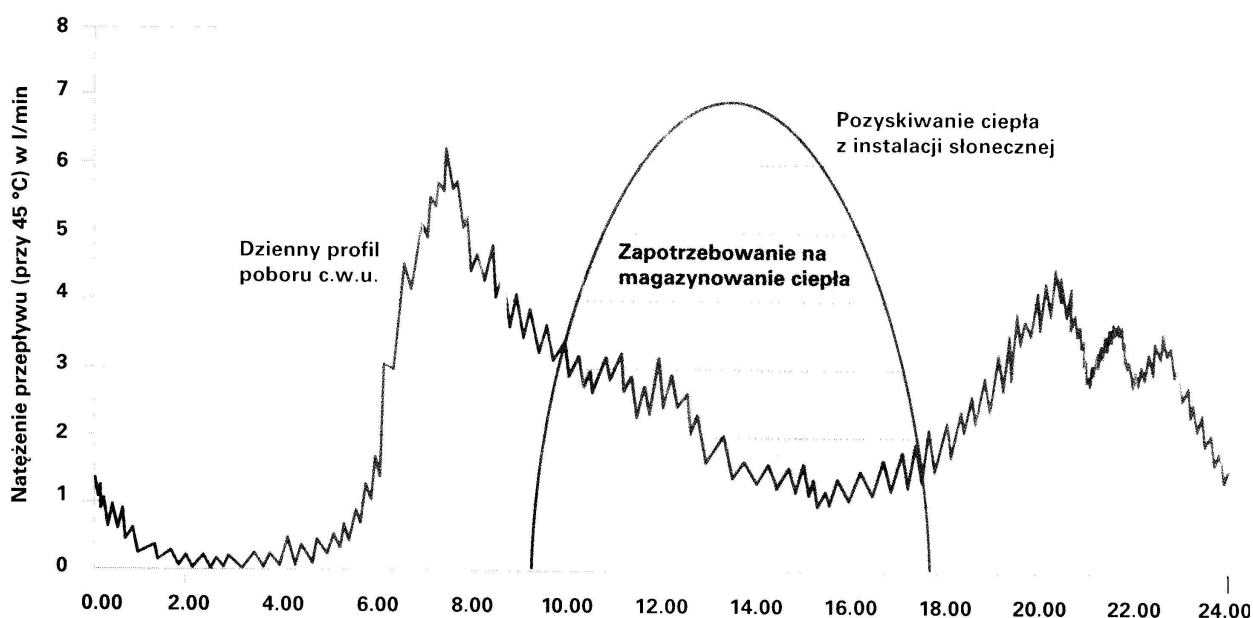
Podobną sezonowość zapotrzebowania na energię dostrzec można w przypadku ciepła. Energia elektryczna rozpatrywana była dla przypadku dzień – noc, ciepło natomiast analizować należy również sezonowo, dla sezonu grzewczego i okresu letniego. Dla warunków polskich przyjmuje się że sezon grzewczy trwa od września do maja. Oznacza to, że przez średnio 9 miesięcy w roku pojawia się potrzeba wykorzystywania ciepła do celów ogrzewania. Inaczej jest w przypadku ciepłej wody użytkowej- ta musi być dostarczana przez cały rok.

W związku z sezonowością wykorzystania ciepła w budynkach, pojawia się szereg pytań o możliwości jego magazynowania w okresie letnim i wykorzystywania w zimowym. Ponadto interesującym problemem jest również magazynowanie ciepła w postaci ciepłej wody użytkowej.

2. ZASOBNIKI CIEPŁEJ WODY

2.1 Zasobniki w instalacjach z kolektorami słonecznymi i pompami ciepła

Kolektory słoneczne są coraz częściej wykorzystywane jako źródło wspomagające przygotowanie ciepłej wody użytkowej. Rysunek 2.1 przedstawia dobowe zmiany zapotrzebowania na c.w.u. w domu wielorodzinnym. Największe zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową obserwuje się w szczycie porannym (między 6:00 a 8:00), oraz w szczycie wieczornym (między 21:00 a 23:00). Wykres pozwala również na przeanalizowanie możliwości uzyskania energii cieplnej ze słońca w poszczególnych godzinach doby. Produkcja ciepła możliwa jest w godzinach od 9:00 do 17:00. Godziny w których występuje maksymalne zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową nie pokrywają się z godzinami w których ta energia jest produkowana, dlatego zastosowanie zbiornika energii jest koniecznością.

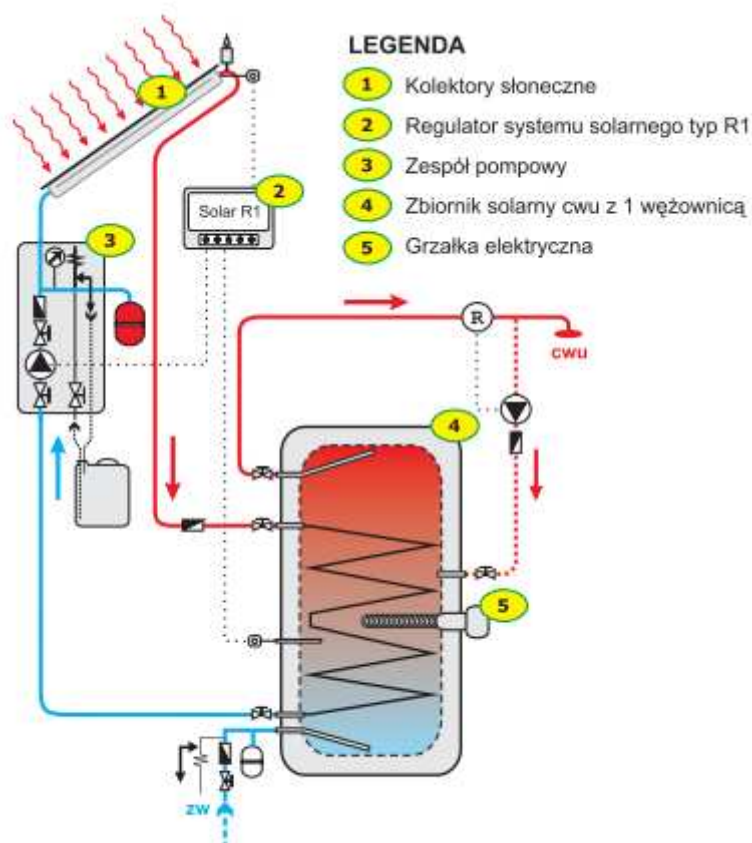


Źródło: Podręcznik architekta,...

Rys. 2.1. Dobowy profil poboru c.w.u. oraz możliwości uzysku energii z instalacji solarnej na potrzeby przygotowania c.w.u.

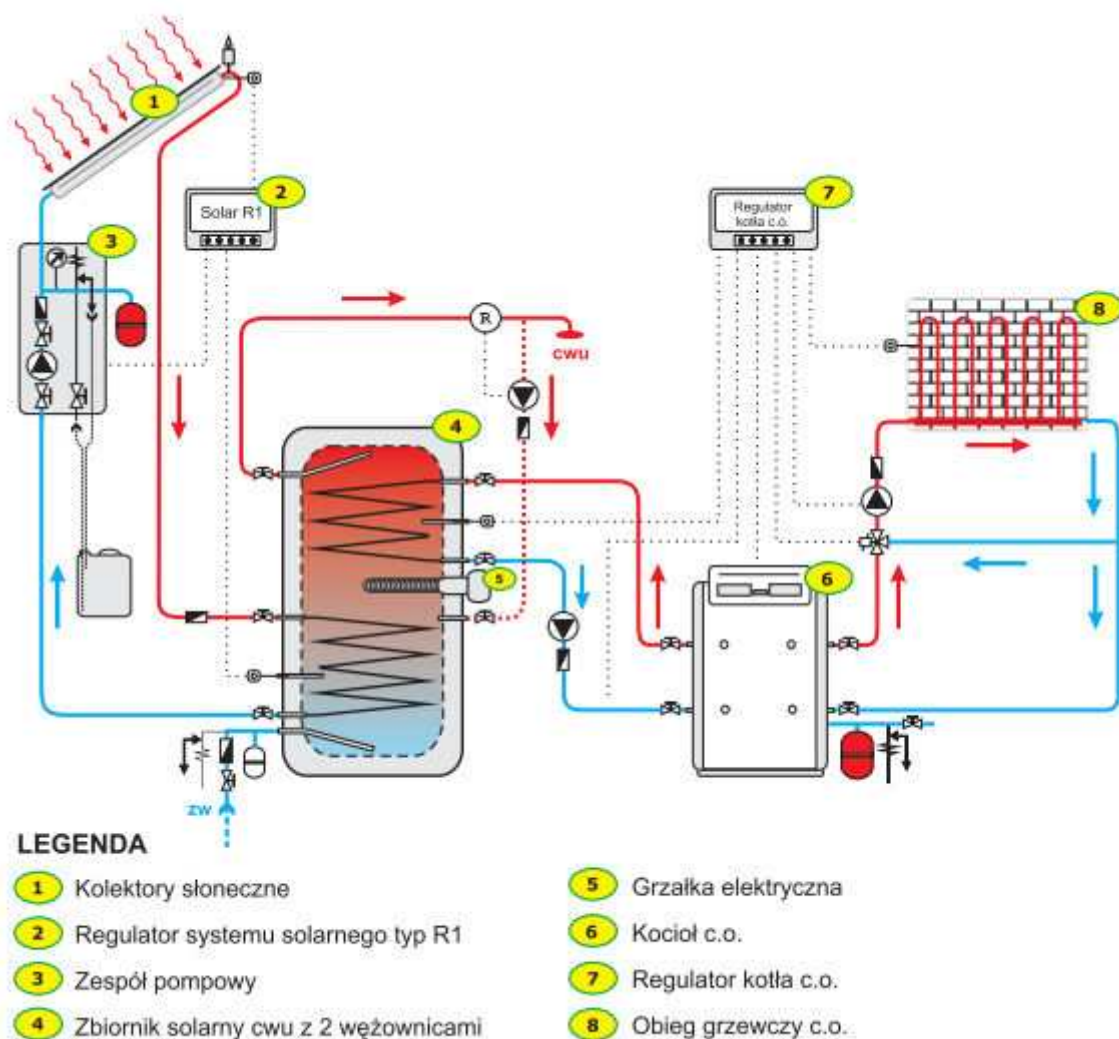
Poniżej przedstawiono sposoby realizacji instalacji solarnych z uwzględnieniem potrzeb magazynowania c.w.u.

Rysunek 2.2 przedstawia najczęściej spotykane rozwiązania instalacji solarnej w budownictwie jednorodinnym.

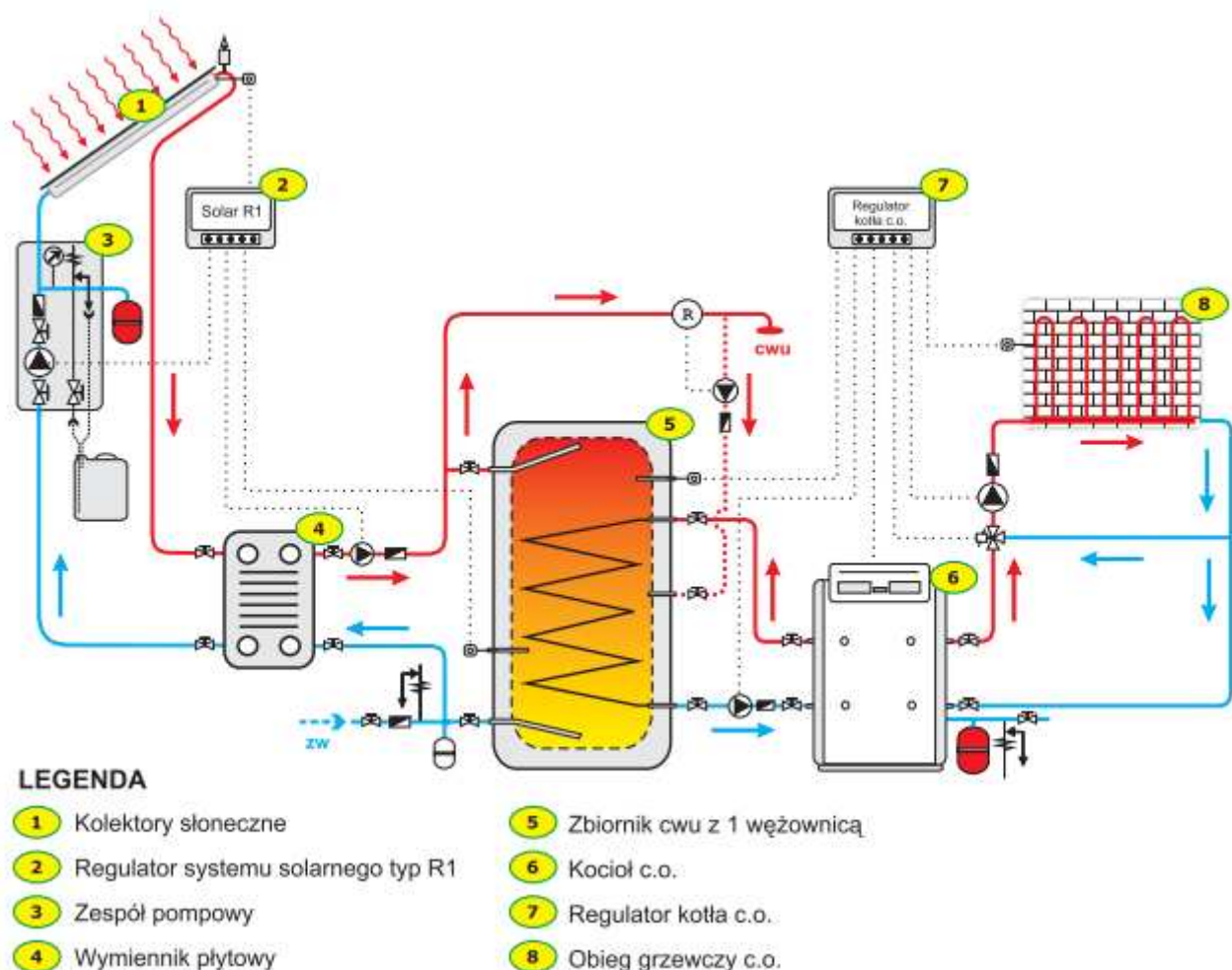


Rys. 2.2 Solarna instalacja grzewcza do c.w.u. System solarny ze zbiornikiem c.w.u. wyposażonym w jedną wężownicę spiralną i grzałkę elektryczną

Równie często spotykanym rozwiązaniem jest zastosowanie instalacji solarnej współpracującej z kotłem c.o. Schemat takiej instalacji przedstawia rysunek 2.3.

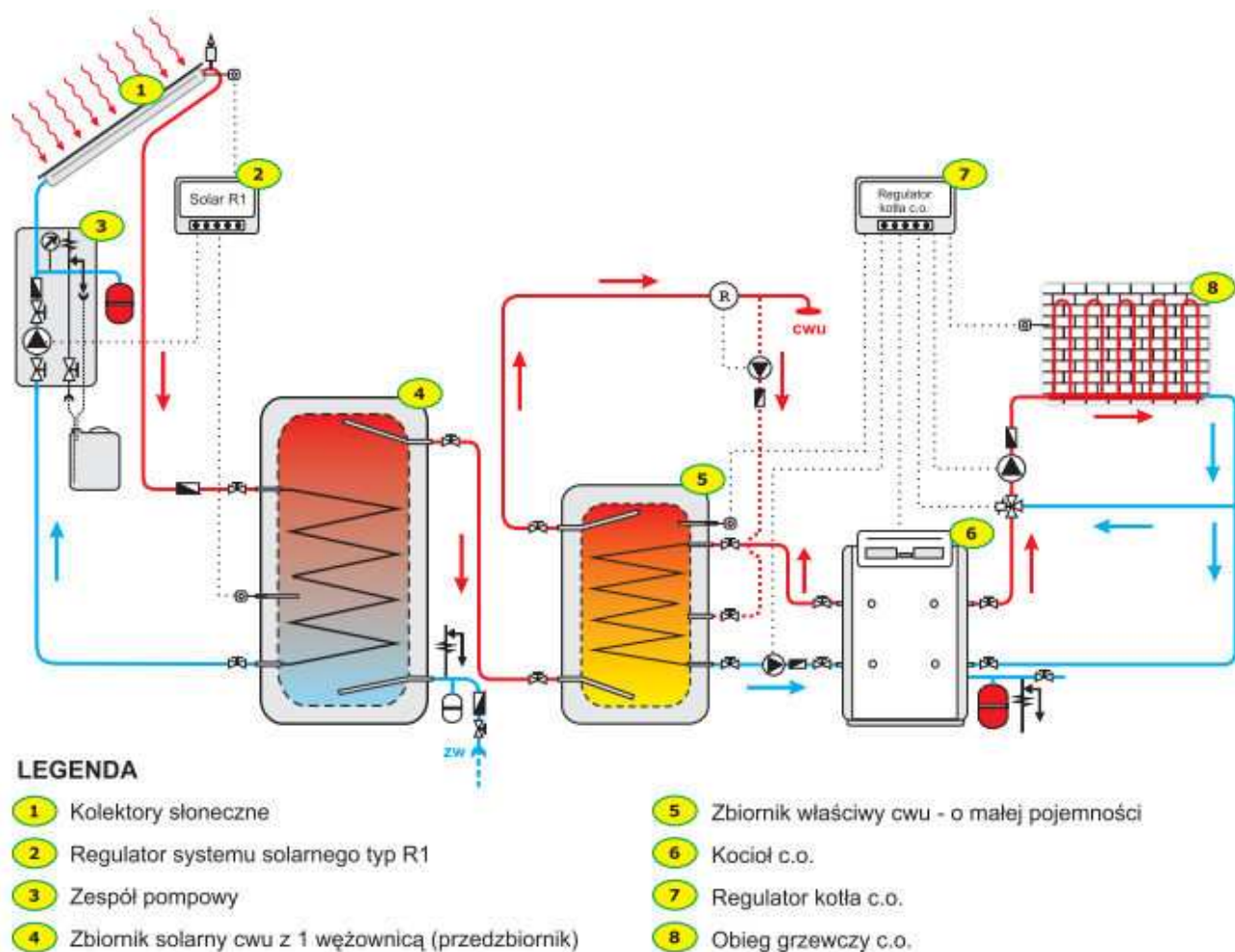


Rys.2.3. Solarna instalacja grzewcza do c.w.u. współpracująca z kotłem c.o. System solarny ze zbiornikiem c.w.u. wyposażonych w dwie wężownice spiralne i grzałkę elektryczną



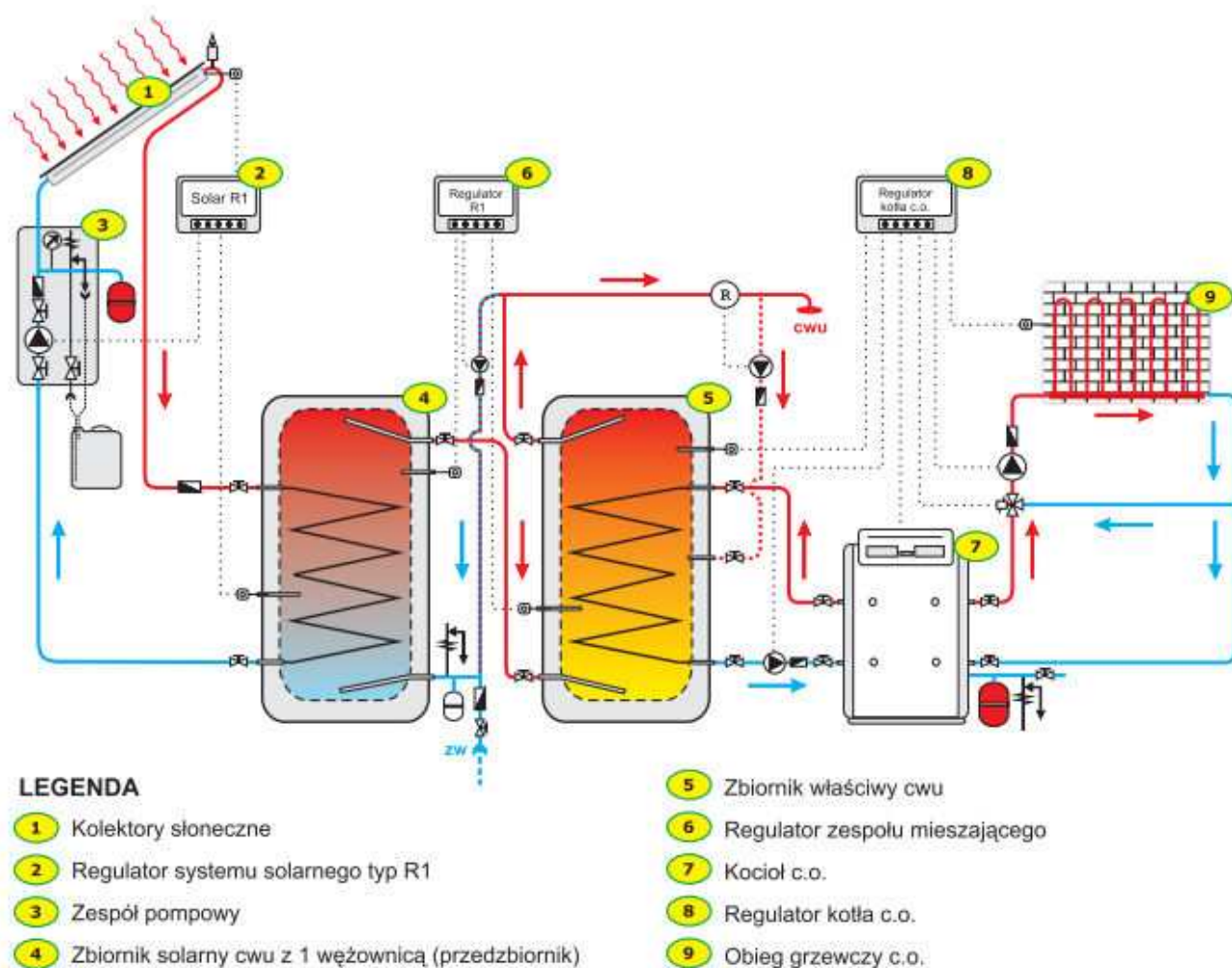
Rys. 2.4. Współpraca instalacji solarnej z istniejącym zbiornikiem c.w.u. podłączonym do kotła c.o.

Nieco bardziej skomplikowanym rozwiązaniem jest połączenie instalacji solarnej z istniejącym zasobnikiem c.w.u. współpracującym z kotłem c.o. Na rysunku 2.4. przedstawiono schemat takiej instalacji. Istniejący zbiornik pojemnościowy c.w.u. zasilany jest z instalacji solarnej poprzez zewnętrzny wymiennik płytowy. Dogrzewanie wody zapewnia kocioł c.o. poprzez wymiennik w zbiorniku.



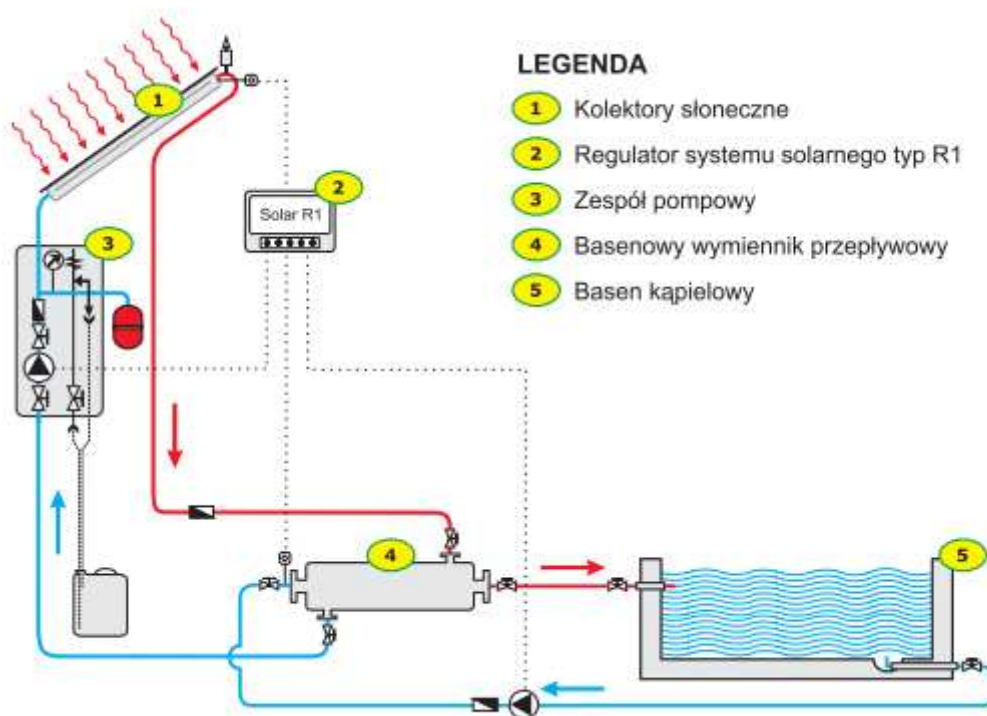
Rys. 2.5. Współpraca instalacji solarnej z istniejącym zbiornikiem cwu

Rysunek 2.5. przedstawia schemat rozwiązania instalacji z dwoma zbiornikami wody. Zbiornik solarny jest przedzbiornikiem dla istniejącego zbiornika c.w.u. (o małej pojemności) zasilanego kotłem c.o.



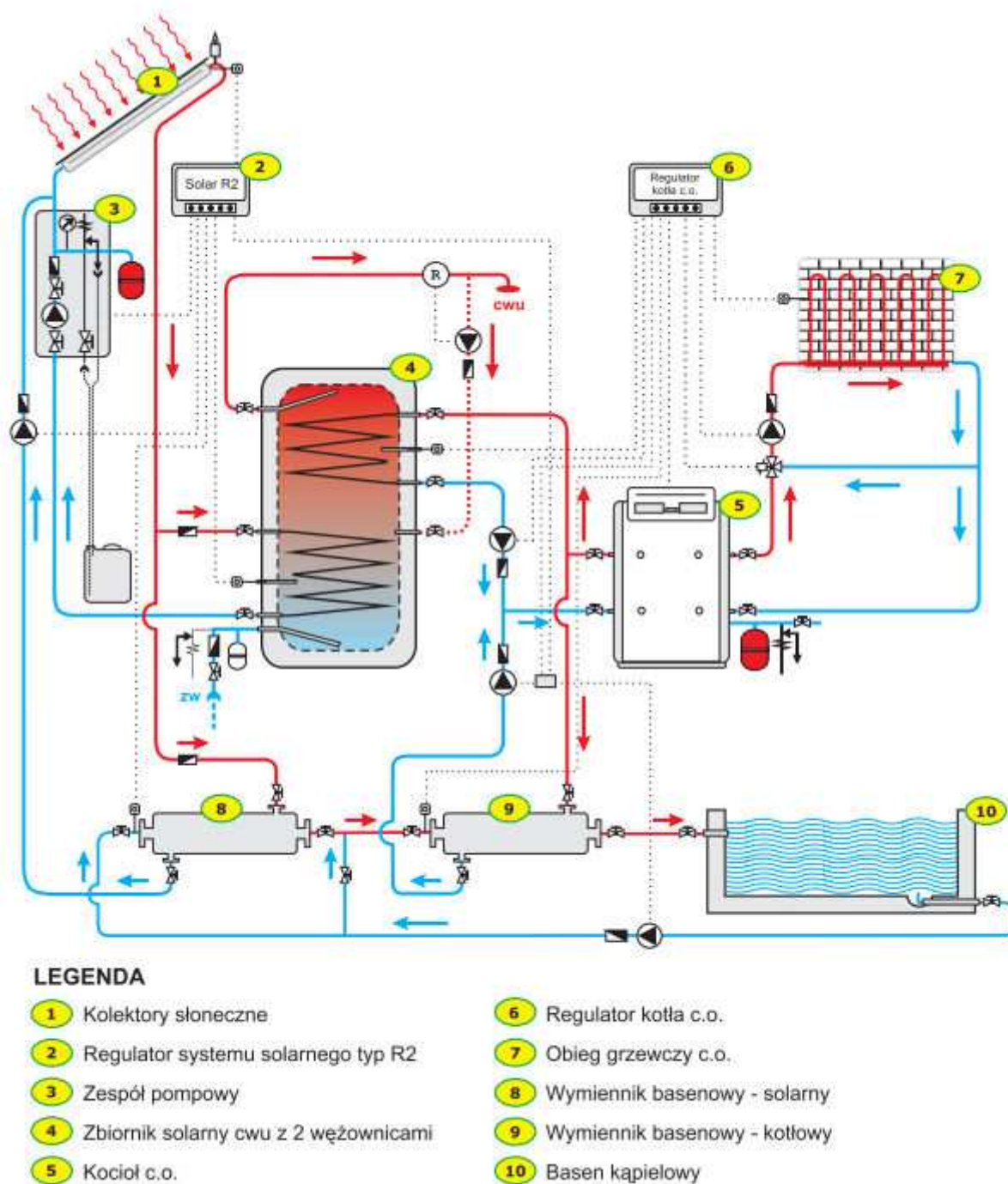
Rys .2.6. Współpraca instalacji solarnej z istniejącym zasobnikiem c.w.u.

Na rysunku 2.6. przedstawiono podobne rozwiązanie jak na rysunku 2.5. Istotna różnica polega na tym, iż w przeciwieństwie do poprzedniej instalacji mamy do czynienia z dwoma zbiornikami o podobnej objętości. Zbiornik solarny jest przedzbiornikiem dla istniejącego zbiornika pojemnościowego c.w.u. zasilanego kotłem c.o. W systemie zastosowano układ mieszający wodę między zbiornikami z uwagi na podobne pojemności zbiorników.



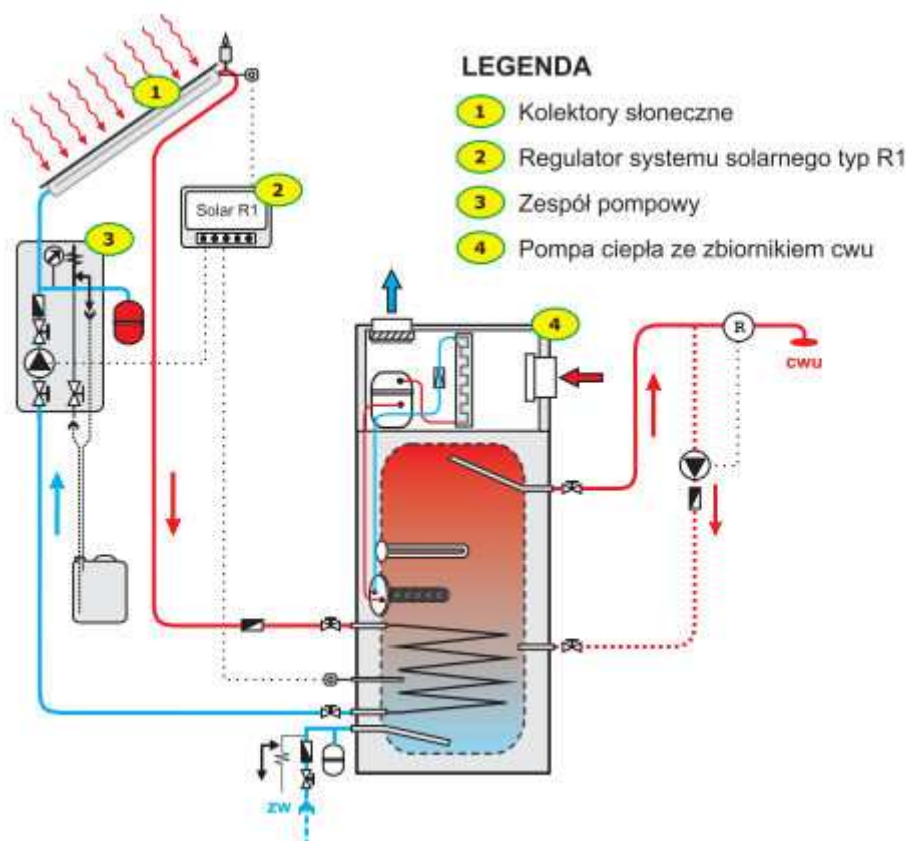
Rys. 2.7. System solarny do ogrzewania wody basenowej

Rysunek 2.7. przedstawia schemat instalacji solarnej wspomagającej przygotowanie ciepłej wody w przydomowym basenie. Kolektory słoneczne ogrzewają wodę basenową wykorzystując do tego celu wymiennik przepływowy.



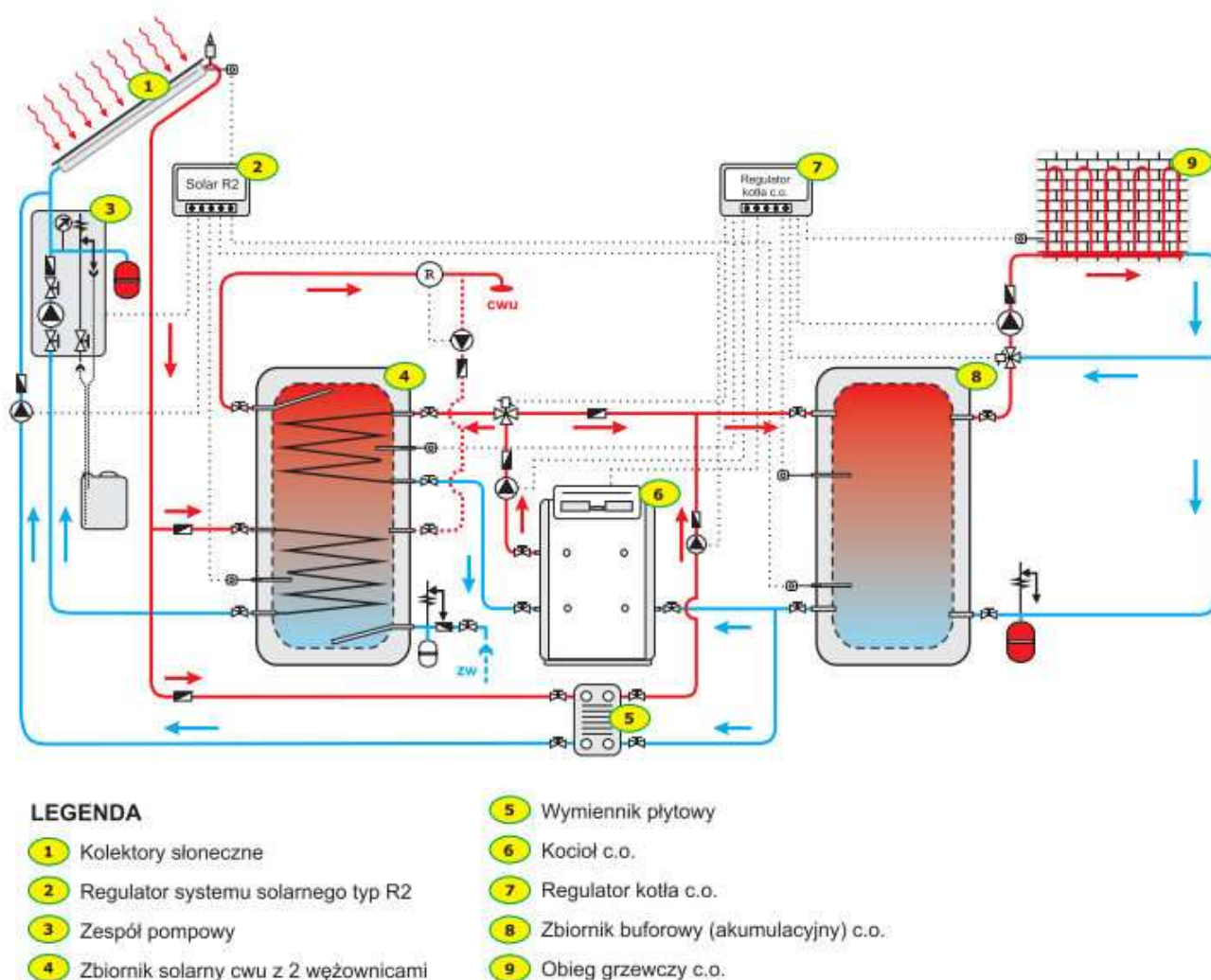
Rys. 2.8. Solarna instalacja grzewcza do ogrzewania c.w.u. i wody basenowej.

Schemat przedstawiony na rysunku 2.8 stanowi rozszerzenie instalacji przedstawionej na rysunku 2.7. Kolektory słoneczne ogrzewają priorytetowo wodę użytkową, a następnie poprzez przepływowy wymiennik basenowy, ogrzewają wodę w basenie kąpielowym. Zadaniem kotła c.o. jest dogrzewanie c.w.u. lub wody basenowej.



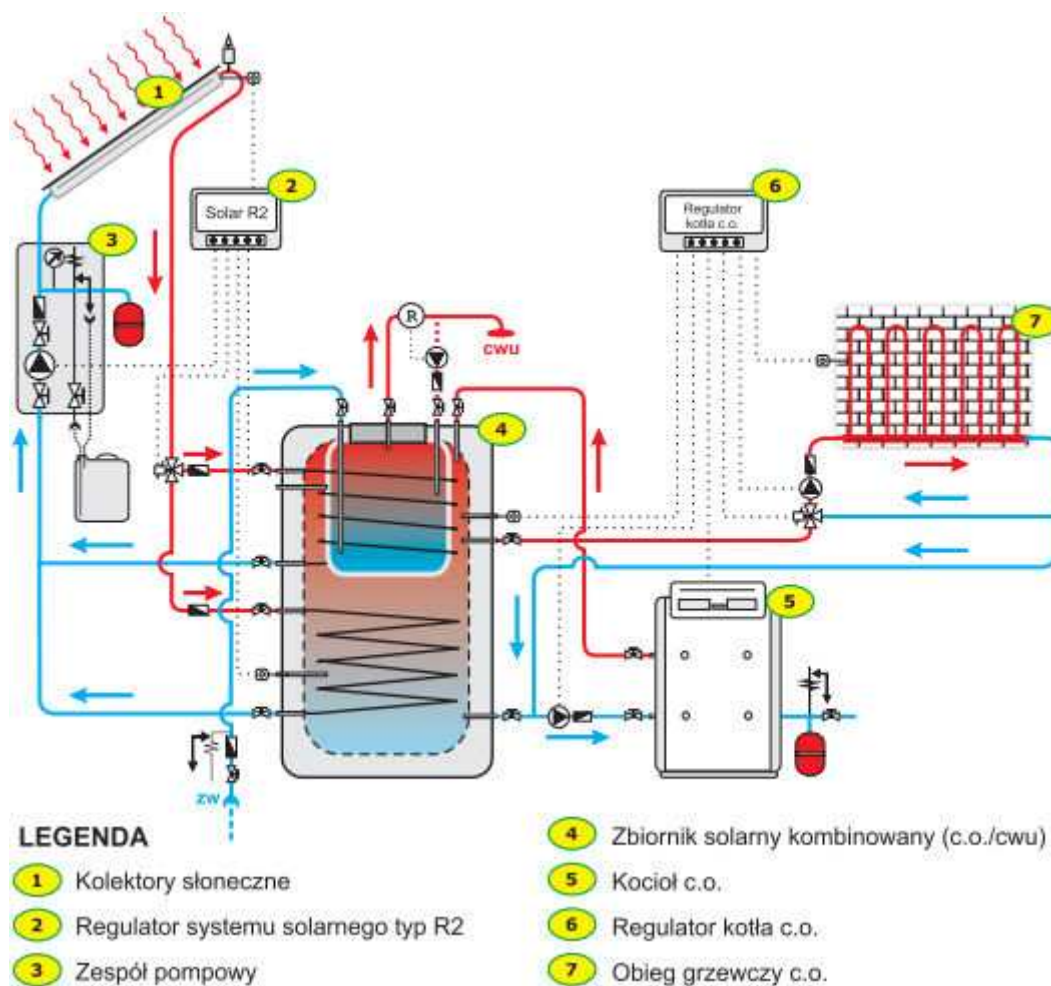
Rys. 2.9. Solarna instalacja grzewcza z pompą ciepła do c.w.u.

Na rysunku 2.9 zaproponowano schemat instalacji solarnej połączonej z pompą ciepła. System solarny z pompą ciepła (typ powietrze/woda) posiadający zabudowany zbiornik do c.w.u. Kolektory słoneczne ogrzewają c.w.u. poprzez znajdującą się w węzownię spiralną. Pompa ciepła zintegrowana ze zbiornikiem zapewnia dogrzewanie c.w.u. odzyskując energię odpadową z wentylacji pomieszczeń.



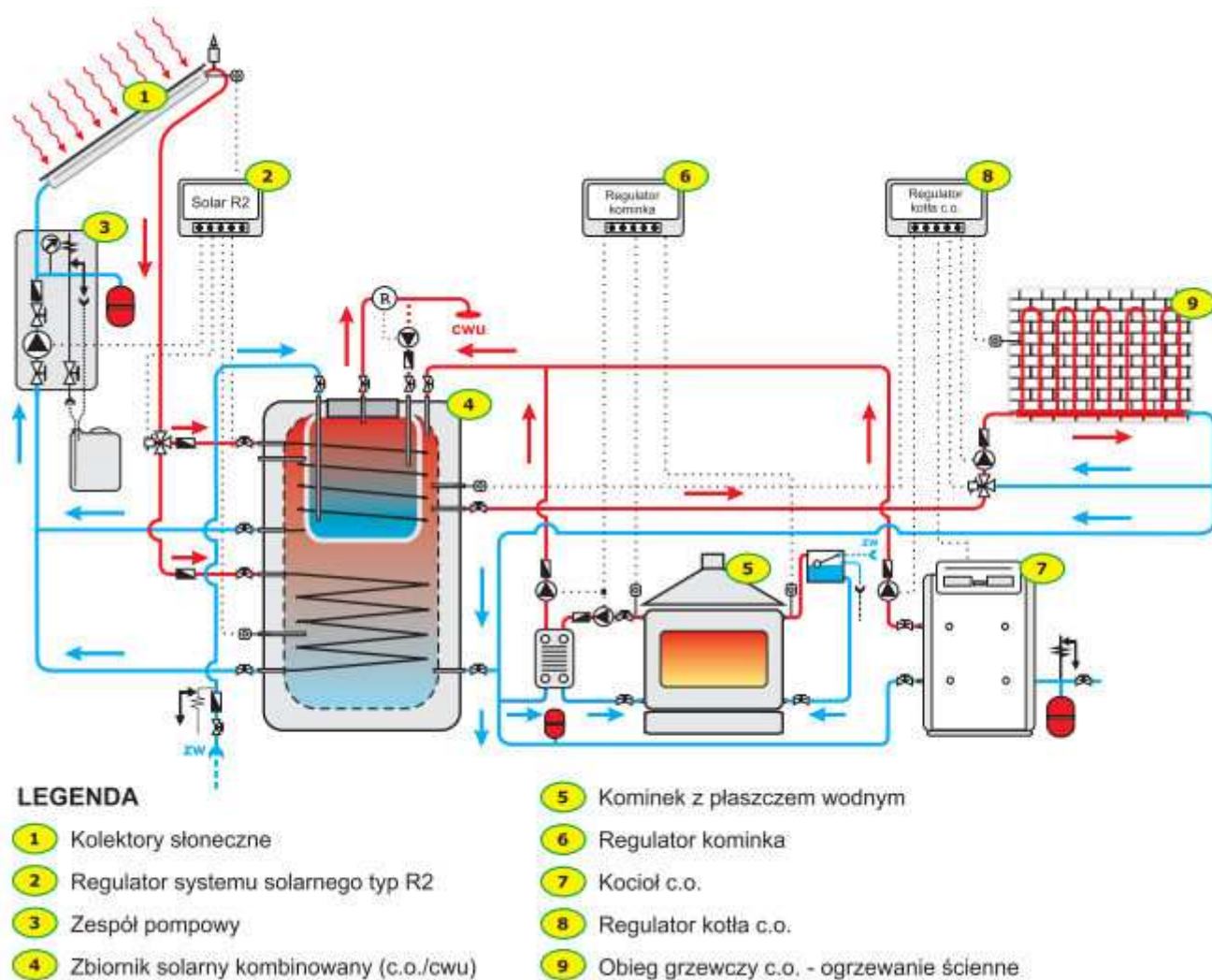
Rys. 2.10. Solarna instalacja grzewcza do c.w.u. i wspomagania c.o.

Rysunek 2.10 przedstawia schemat instalacji solarnej, która wykorzystywana jest do przygotowania c.w.u. oraz wspomagania c.o. Kolektory słoneczne ogrzewają priorytetowo wodę użytkową zgromadzoną w zbiorniku 2 węzownikowym c.w.u. Po nagraniu c.w.u. kolektory wspomagają ogrzewanie zbiornika akumulacyjnego c.o. poprzez wymiennik płytowy. Dystrybucja ciepła na c.o. odbywa się ze zbiornika akumulacyjnego zasilanego z kolektorów i kotła c.o.



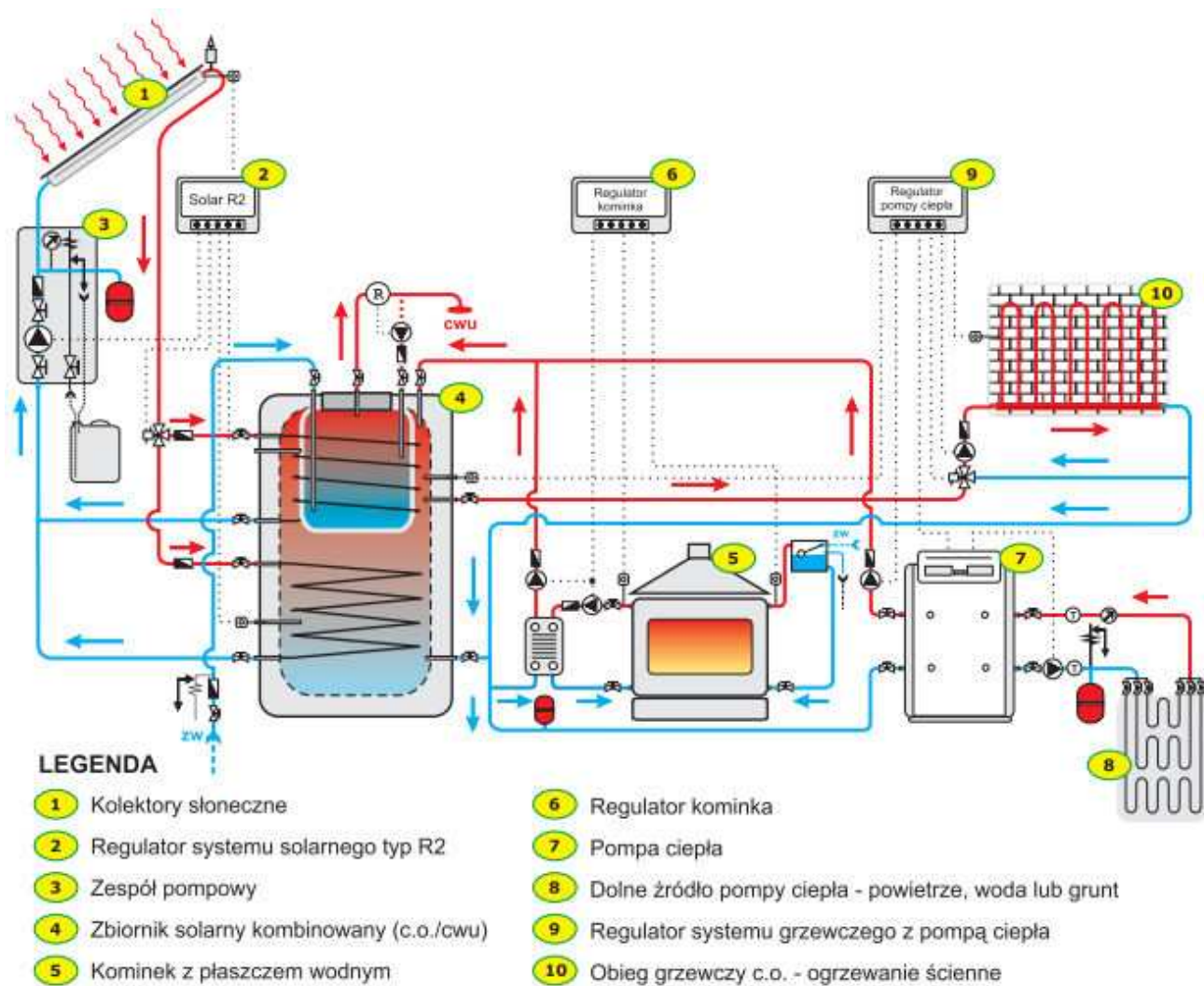
Rys.2.11. Biwalentny, niskotemperaturowy system grzewczy dla budynku jednorodzinnego

Na rysunku 2.11 przedstawiono biwalentny, niskotemperaturowy system grzewczy dla budynku jednorodzinnego. System wykorzystuje kolektory słoneczne do ogrzewania c.w.u. i wspomagania centralnego ogrzewania. Kolektory słoneczne przekazują energii do zbiornika kombinowanego (c.o./c.w.u.), z którego odbywa się dystrybucja ciepła na c.w.u. i c.o. Zbiornik dogrzewany jest przez kocioł c.o.



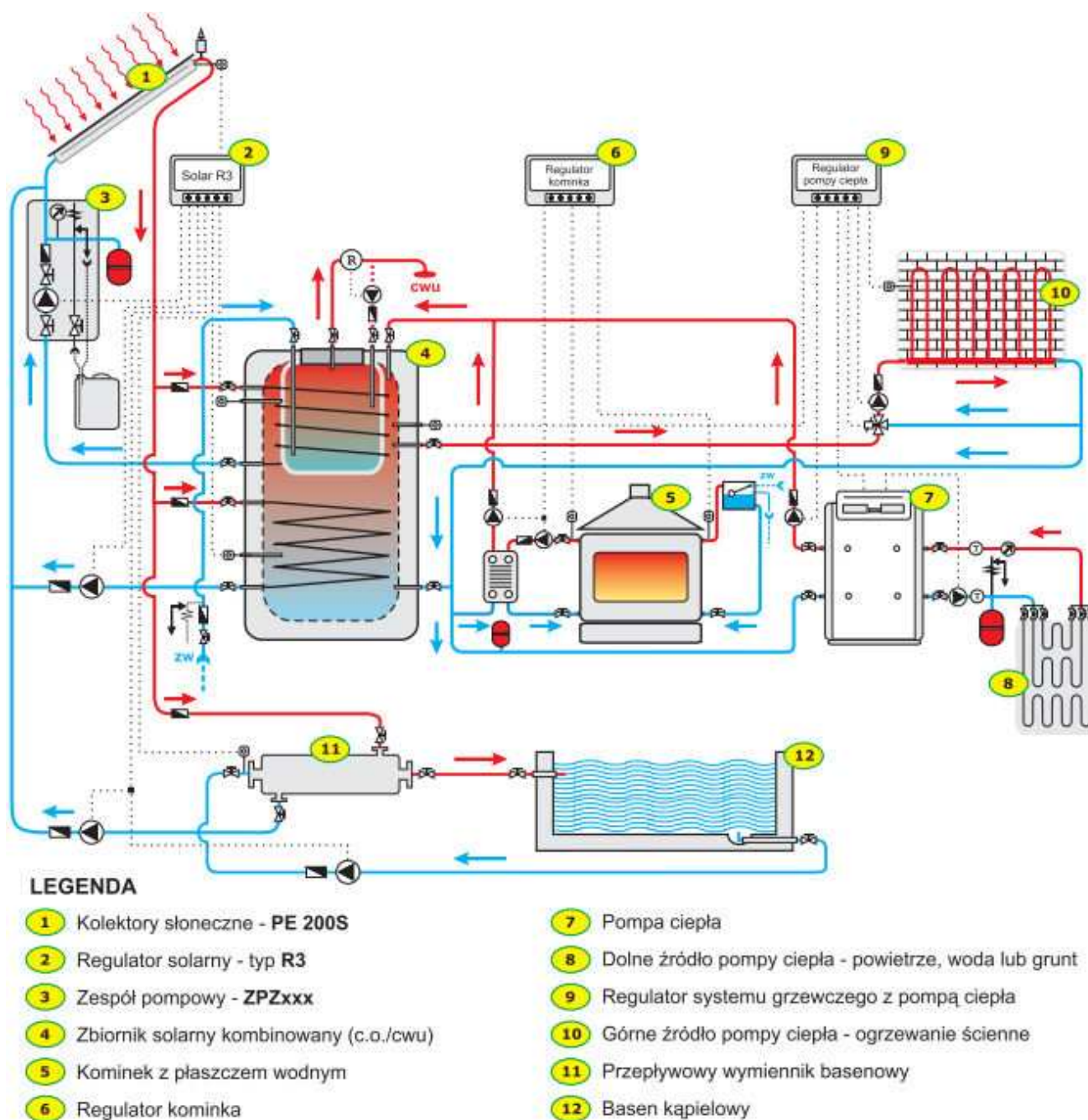
Rys.2.12 Biwalentny, niskotemperaturowy system grzewczy dla budynku jednorodzinnego

Rysunek 2.12 stanowi rozszerzenie koncepcji projektowej instalacji z rysunku 2.11 poprzez dodanie kominka z płaszczem wodnym. System wykorzystuje kolektory słoneczne, kocioł c.o. , kominiek z płaszczem wodnym do ogrzewania wody użytkowej oraz zasilania centralnego ogrzewania ściennego. Dystrybucja ciepła odbywa się ze zbiornika kombinowanego (c.o.o/ cwu).



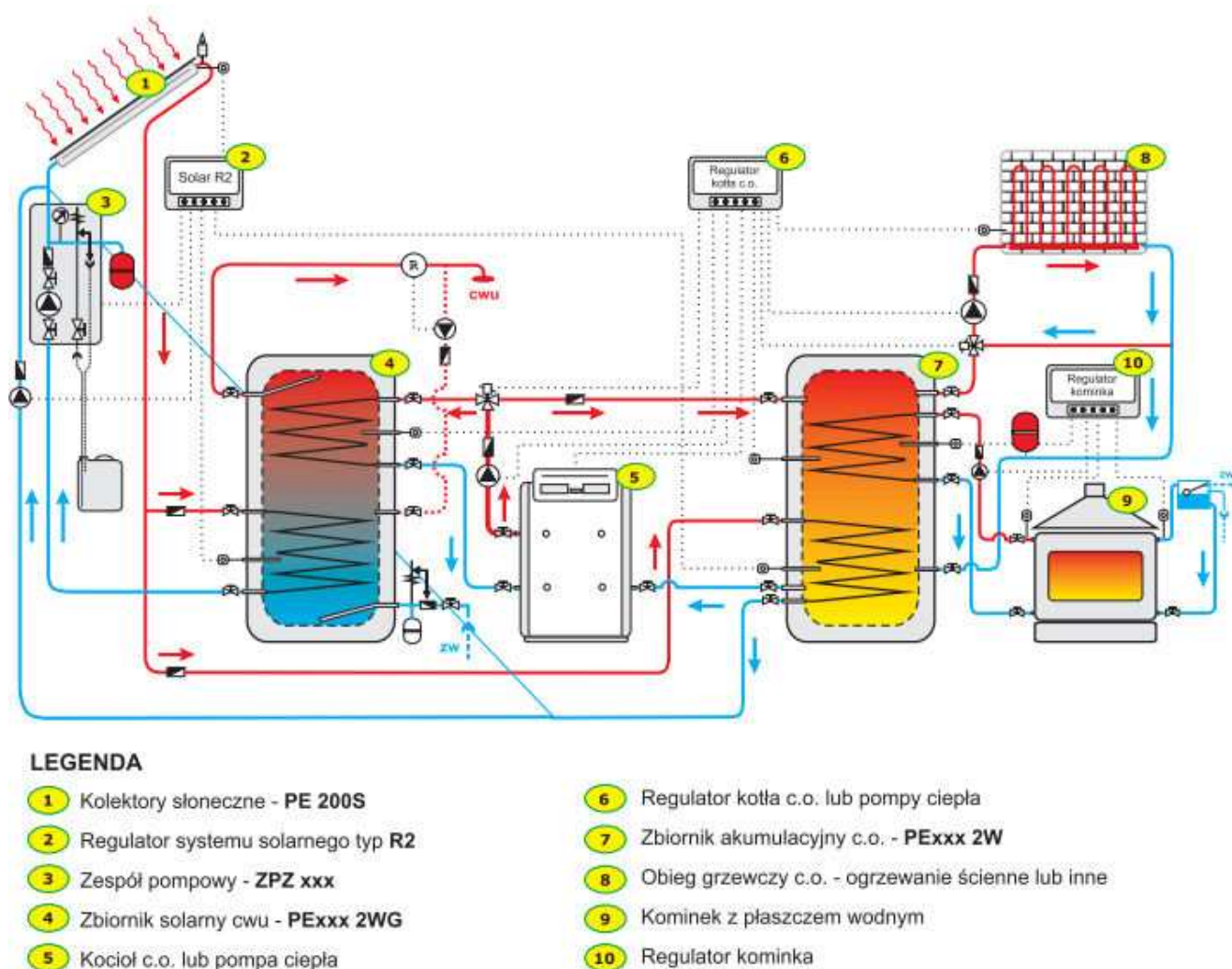
Rys. 2.13. Biwalentny, niskotemperaturowy system grzewczy dla budynku jednorodzinnego

Na rysunku 2.13 zaprezentowany został system poszerzony o pompę ciepła. System wykorzystuje kolektory słoneczne, pompę ciepła, kominiek z płaszczem wodnym do ogrzewania ciepłej wody użytkowej oraz zasilania centralnego ogrzewania ściennego. Dystrybucja ciepła odbywa się ze zbiornika kombinowanego (c.o./c.w.u.).



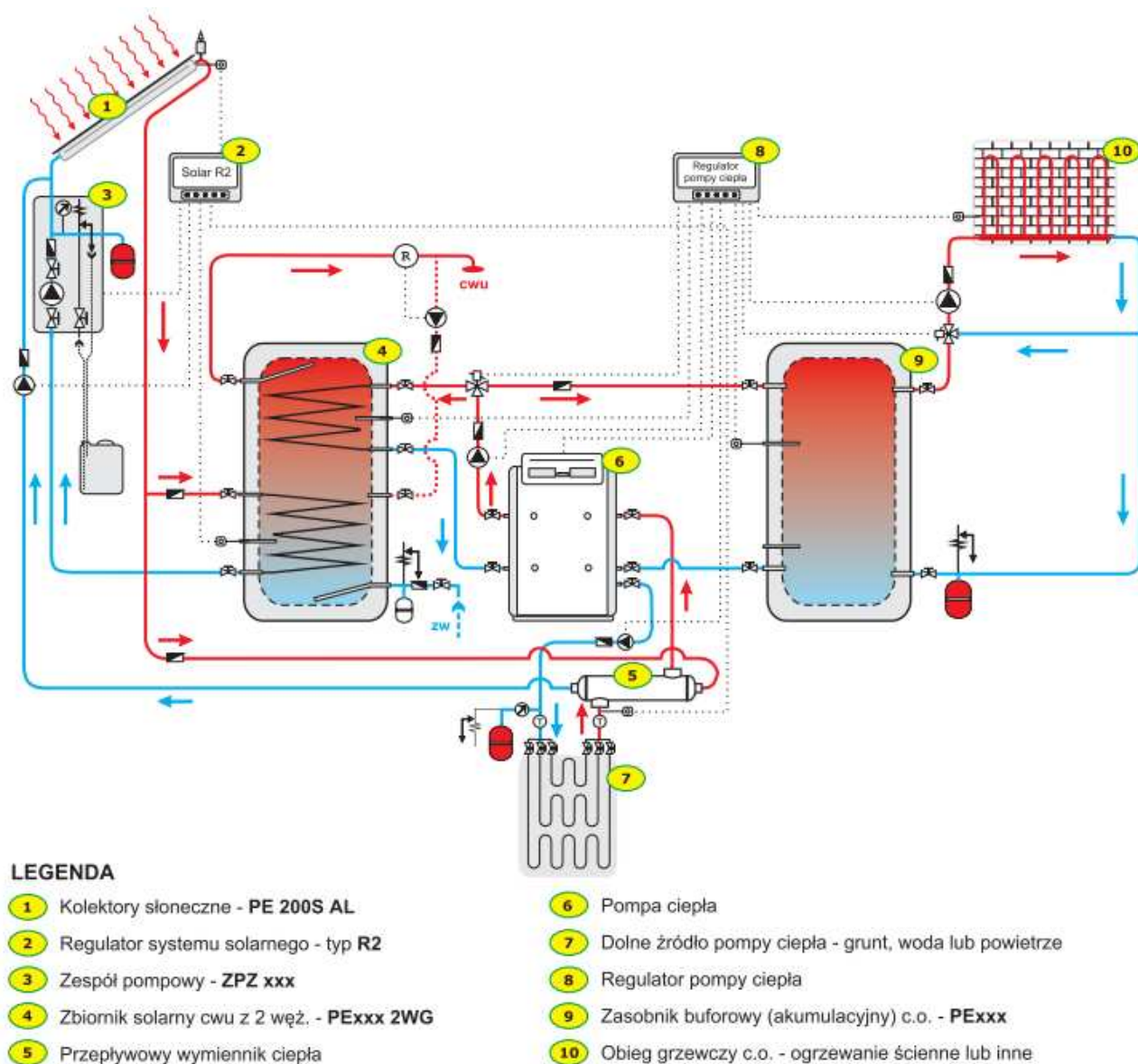
Rys. 2.14. Biwalentny, niskotemperaturowy system grzewczy dla budynku jednorodzinnego.

Na rysunku 2.14 przedstawiono bardzo rozbudowany system grzewczy dla budynku jednorodzinnego. System wykorzystuje kolektory słoneczne, pompę ciepła, kominiek z płaszczem wodnym do ogrzewania ciepłej wody użytkowej oraz zasilania centralnego ogrzewania ściennego. Dystrybucja ciepła na c.o. odbywa się ze zbiornika kombinowanego (c.o./c.w.u.). Kolektory dodatkowo ogrzewają wodę w letnim basenie kąpielowym.



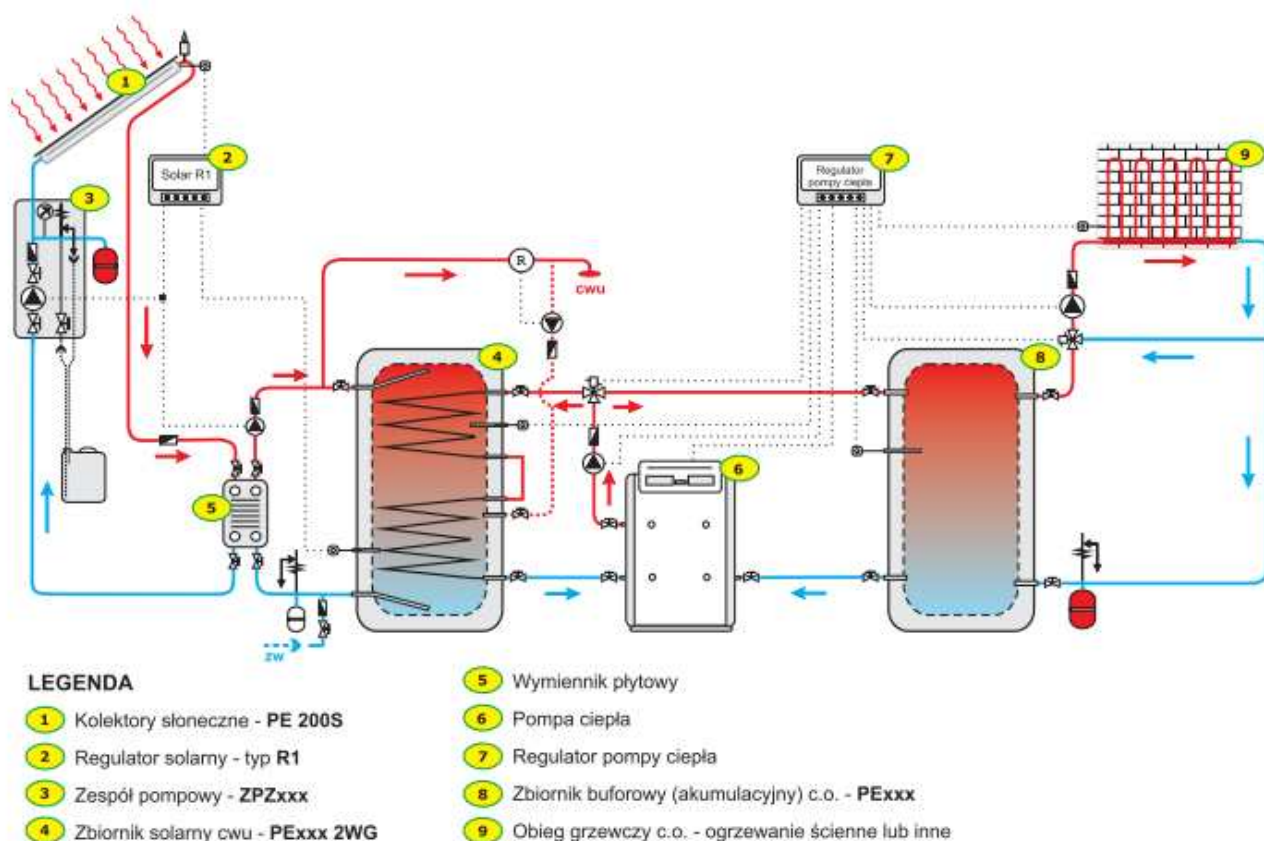
Rys. 2.15. Biwalentny, niskotemperaturowy system grzewczy dla budynku jednorodzinnego.

Kolejne możliwe połączenie kilku źródeł ciepła przedstawiono na schemacie na rysunku 2.15. System wykorzystuje kolektory słoneczne, kominiek z płaszczem wodnym i kocioł c.o. lub pompę ciepła do ogrzewania wody użytkowej oraz zasilania centralnego ogrzewania ściennego. Dystrybucja ciepła na obieg grzewczy odbywa się ze zbiornika akumulacyjnego c.o.



Rys. 2.16. System grzewczy do c.o. i c.w.u. wykorzystujący pompę ciepła i kolektory słoneczne.

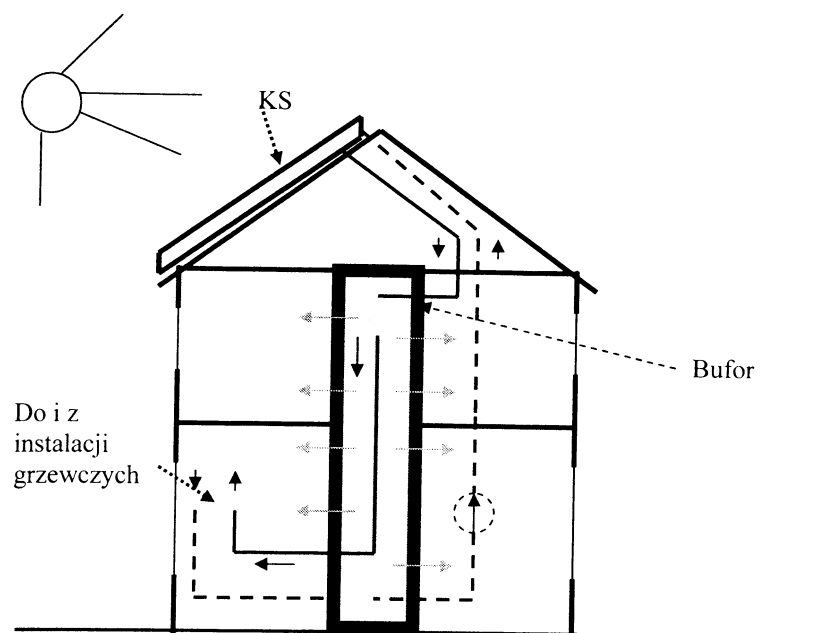
Rysunek 2.16 przedstawia możliwe połączenie kolektorów słonecznych i pompy ciepła. Kolektory słoneczne ogrzewają priorytetowo wodę użytkową zgromadzoną w zbiorniku 2-wężownicowym c.w.u. Po nagrzaniu c.w.u. kolektory podgrzewają solankę dolnego źródła pompy ciepła przez przepływowy wymiennik basenowy. Dystrybucja ciepła na c.o. odbywa się ze zbiornika akumulacyjnego zasilanego z pompy ciepła. Ciepło ze zbiornika buforowego kierowane jest na system centralnego ogrzewania ściennego.



Rys. 2.17. Instalacja grzewcza do c.o. i c.w.u. z pompą ciepła i kolektorami słonecznymi.

Na rysunku 2.17 przedstawiono kolejne rozwiązanie połączenia pompy ciepła i kolektorów słonecznych. Kolektory słoneczne ogrzewają wodę użytkową zgromadzoną w zbiorniku 2 węzownicowym c.w.u. poprzez wymiennik płytowy. Dystrybucja ciepła na c.o. odbywa się ze zbiornika akumulacyjnego zasilanego z pompy ciepła.

Poniżej przedstawiono przykłady niestandardowych połączeń kolektorów słonecznych z zasobnikami. Rysunek 2.18 przedstawia układ solarny z buforem o znacznej pojemności.

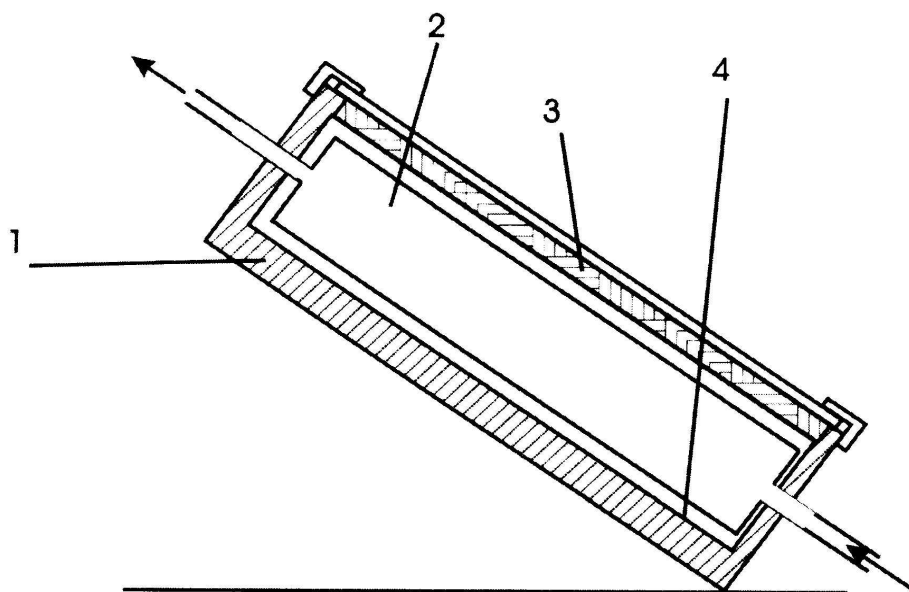


Źródło: Foit, 2010

Rys. 2.18. Układ solarny z buforem o znacznej pojemności

Bufor w postaci walcowego zbiornika wypełniony wodą, umieszczony jest w centralnej części budynku, jego objętość jest 20, 30-krotnie większa od tradycyjnych buforów w małych układach. Straty ciepła z zasobnika wykorzystywane są do ogrzewania pomieszczeń sąsiadujących z buforem.

Istnieje możliwość modyfikacji układów solarnych w taki sposób, aby kolektor pełnił jednocześnie funkcję urządzenia wytwarzającego i magazynującego energię. Rysunek 2.19 przedstawia zasadę działania kolektora magazynującego. Jedną z części składowych tej instalacji jest stalowy zbiornik który pełni równocześnie rolę zbiornika na c.w.u. oraz absorbera promieniowania słonecznego. Powierzchnia zbiornika może zostać zaopatrzona w powłokę selektywną, od góry zbiornik chroniony jest przezroczystą izolacją kapilarną stanowiącą izolację termiczną. Z drugiej strony zbiornika promieniowanie koncentrowane jest za pomocą zewnętrznego lustra. Dzięki zastosowaniu przezroczystego materiału izolacyjnego zamiast szyby możliwą staje się eksploatacja kolektora przez cały rok. Kolektor magazynując pozwala na lepsze wykorzystanie energii słońca w okresie wiosny i jesieni, jest wykorzystywany głównie do wstępnego podgrzania wody.



Źródło: Guła A, 2008

Rys. 2.19. Kolektor magazynujący. 1 - izolacja cieplna, 2 - zbiornik, 3 - izolacja przezroczysta, 4 – zwierciadło

3. Zasobniki energii elektrycznej

Jedną z charakterystycznych cech odnawialnych źródeł energii wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej jest ich okresowa/sezonowa dostępność – dotyczy to energii słonecznej i energii wiatrowej. Energię biomasy można wykorzystywać przez cały rok dzięki magazynowaniu nośnika – biomasy, energia geotermalna charakteryzuje się względnie stałym strumieniem energii. W przypadku energii słonecznej i wiatru niemożliwe jest magazynowanie nośnika energii. Rozwiązaniem problemu okresowości jest magazynowanie produktu, czyli energii elektrycznej.

Na obecnym etapie rozwoju zasobniki energii elektrycznej, których stosowanie przewiduje się w systemie elektroenergetycznym można podzielić na dwie grupy (Baranecki et al.):

- zasobniki dynamiczne, dla likwidacji krótkotrwałych zakłóceń w sieciach elektroenergetycznych (superkondensatory, magnetyczne zasobniki nadprzewodnikowe (SMES), wirujące koła (Flywheels), bateria akumulatorów),
 - zasobniki systemowe, dla poprawy bilansu energii w okresie dobowym – gromadzą taną energię w okresach małego obciążenia i zwracają w czasie obciążeń szczytowych (elektrownie szczytowo-pompowe, zasobniki ze sprężonym powietrzem, ogniwa paliwowe.
- Jako zadanie powyższych zasobników przewiduje się zapewnienie poprawy jakości energii, umożliwienie wykorzystania istniejących mocy produkcyjnych oraz sieci przesyłowych i dystrybucyjnych i przez to uzyskanie zwiększenia efektywności i bezpieczeństwa rynku energii (Baranecki et al.).

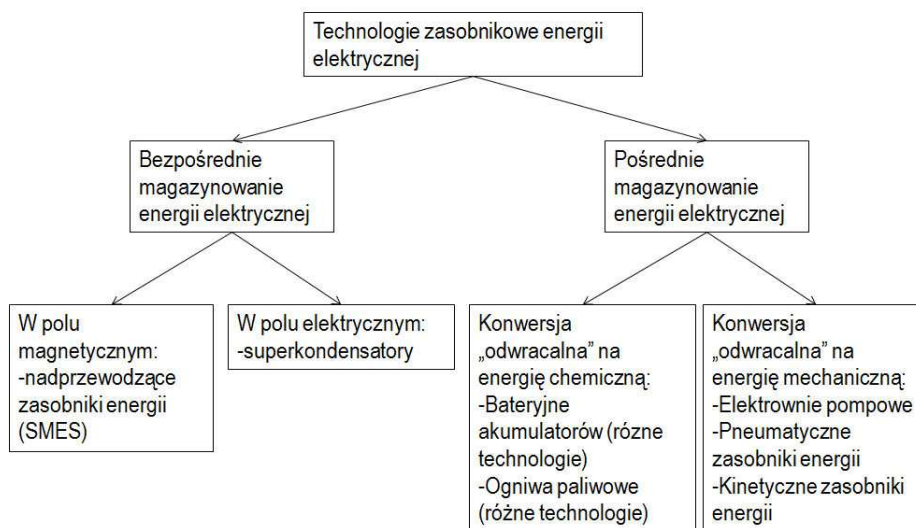
Od zasobników energii elektrycznej oczekuje się, że będą się charakteryzowały dużą gęstością energii, wysoką pojemnością właściwą, łatwością ładowania i rozładowania oraz dużą liczbą cykli, wysoką wydajnością energetyczną cykli, możliwością prostej konwersji energii na inną postać. Ponadto zasobniki powinny uzyskiwać wymaganą efektywność ekonomiczną i być bezpieczne dla otoczenia (Siwek, 2000).

Rodzaj nośnika energii, który ma być magazynowany oraz potrzeby odbiorców energii finalnej determinują sposób magazynowania (Siwek, 2000). Ze względu na zastosowaną konwersję nośników energii wyróżnić można magazynowanie bezpośrednie (akumulowanie produktu finalnego - energii elektrycznej) oraz magazynowanie pośrednie (akumulowanie nośnika energii, z którego poprzez konwersję uzyskuje się energię elektryczną).

Tabela 3.1. Podział zasobników energii elektrycznej

Zasobniki mechaniczne	Zasobniki elektrochemiczne	Zasobniki elektryczne
– Elektrownie wodne pompowe – Zbiorniki sprężonego powietrza – Koła zamachowe (masy wirujące)	– Baterie akumulatorów z magazynowaniem wewnętrznym (np. Pb, Ni-Cd, Li-Ion) – Akumulatory z magazynowaniem zewnętrznym: – Magazynowanie gazu (elektrolizer, ogniwo paliwowe) – Magazynowanie w ciekłych elektrodach (np. wanadowych) – Ogniwa galwaniczne z regeneracją zewnętrzną (np. cynk-powietrze)	– Magnesy nadprzewodzące – Kondensatory (różne technologie)

Technologie magazynowania energii elektrycznej można także podzielić jak na poniższym diagramie (rys. 3.1.)



Rys. 3.1. Podział technologii umożliwiających magazynowanie energii elektrycznej (PaskaJ. et al.)

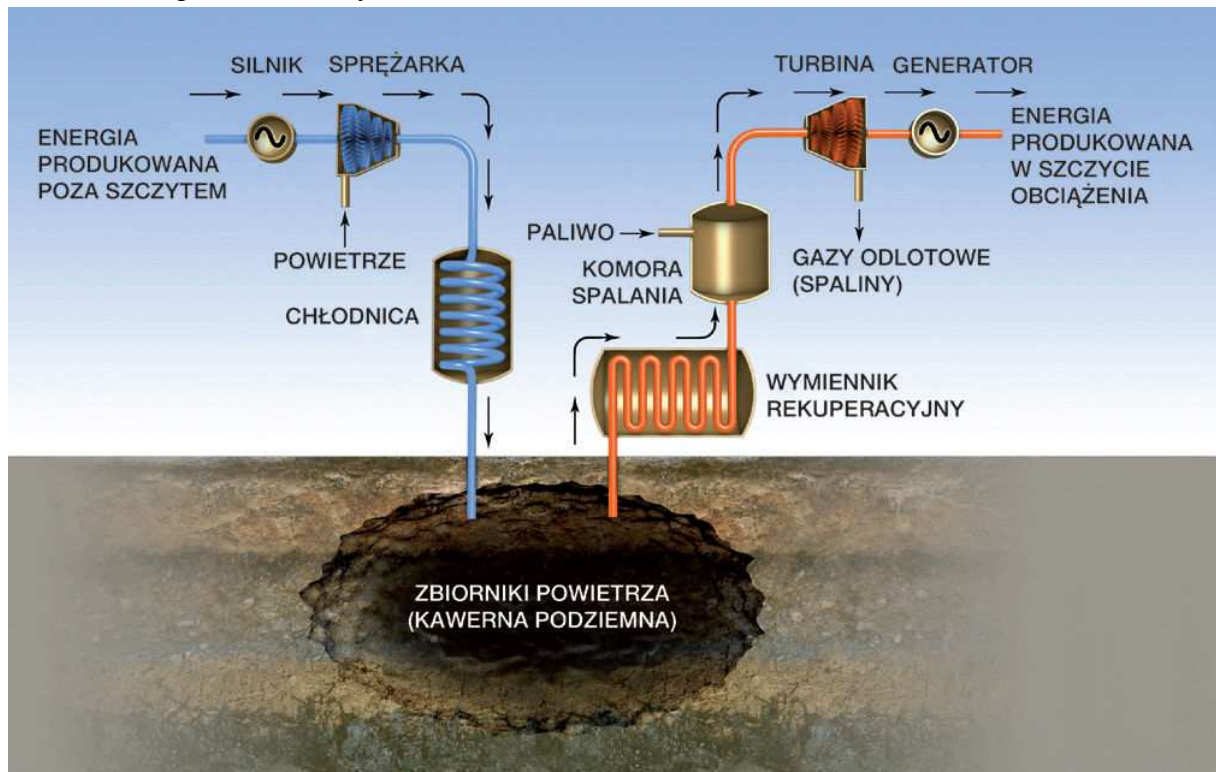
3.1. Kompresyjne zasobniki energii

Elektrownie z zasobnikami kompresyjnymi (CAES – *Compressed Air Energy Storage*) stanowią rodzaj elektrowni szczytowo-pompowych.

Magazynowanie energii elektrycznej w kompresyjnych zasobnikach polega na magazynowaniu sprężonego powietrza w zbiornikach podziemnych. W obecnie rozwijanych technologiach bierze się pod uwagę jedynie zbiorniki pochodzenia naturalnego, takie jak np. kawerny solne, wyrobiska kopalni soli, wyrobiska w strukturze twardych skał, przestrzenie po

warstwach wodonośnych – co jest podyktowane oszczędnością nakładów oraz wymagana wielkością zbiorników.

Akumulowanie energii odbywa się poprzez wykorzystanie energii elektrycznej do napędzania sprężarki sprężającej czynnik roboczy. Czas pracy takiego systemu jest analogiczny jak w elektrowni szczytowo-pompowej, tzn. w dolinie energetycznej odbywa się sprężanie czynnika, czyli wtedy, gdy energia elektryczna jest najtańsza, natomiast w szczycie energetycznym następuje rozprężanie powietrza którym zasilana jest typowa turbina gazowa. Czynnik spręża się nawet do 7 MPa; w związku z tym konieczne jest chłodzenie przed zasobnikiem. Aby zwiększyć sprawność układu ciepło odprowadzone z chłodnicy wykorzystuje się w wymienniku rekuperacyjnym do podgrzania powietrza na wyjściu z zasobnika, przed turbiną gazową. Schemat funkcjonowania elektrowni z kompresyjnym zasobnikiem pokazano na rys. 3.2.



Źródło: System magazynowania energii CAES a energetyka wiatrowa, Elektroenergetyka luty-marzec 2011

Rys. 3.2. Schemat funkcjonowania elektrowni z kompresyjnym zasobnikiem

Sprawność przetwarzania energii w układach CAES można zdefiniować jako:

$$\eta_{CAES} = \frac{E_{els}}{E_{el} + Q_f}$$

gdzie:

E_{els} – energia oddana przez elektrownię CAES do sieci,

E_{el} – energia dostarczona do elektrowni CAES w postaci energii elektrycznej do napędu sprężarki,

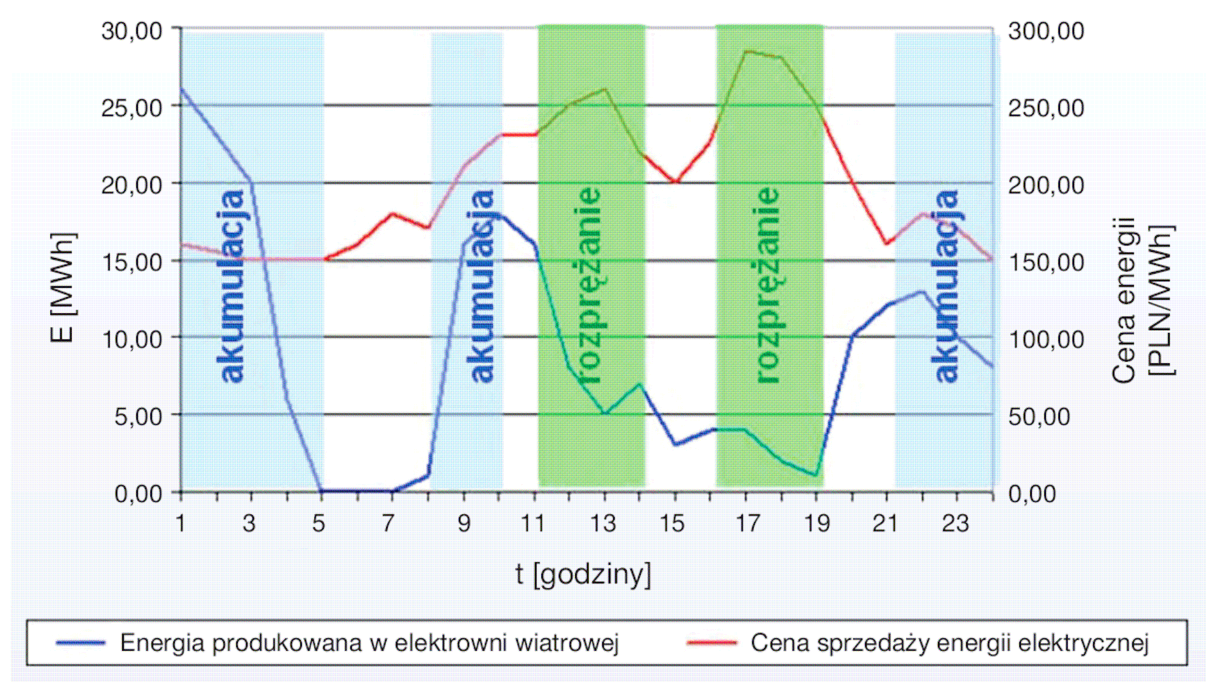
Q_f – strumień energii chemicznej zawartej w dostarczonym paliwie.

Ze względu na osiąganą sprawność elektrownie CAES można podzielić na:

- konwencjonalne o sprawności konwersji wynoszącej 42%,

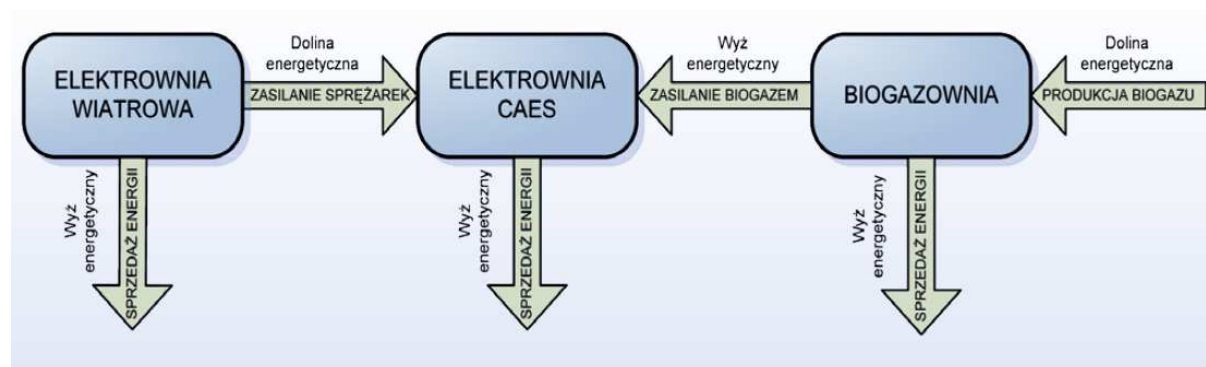
- konwencjonalne z rekuperacją ciepła o sprawności konwersji wynoszącej 54%,
- wykorzystujące przemianę adiabatyczną czynnika roboczego o wysokiej sprawności konwersji wynoszącej 70%.

Elektrownie z zasobnikami CAES nadają się do współpracy z instalacjami wykorzystującymi odnawialne źródła energii o zmiennej dostępności – jak energia wiatrowa czy promieniowanie słoneczne. Na poniższym wykresie (rys. 3.3. oraz rys. 3.4.) zestawiono cykle pracy elektrowni CAES współpracującej z elektrownią wiatrową.



Źródło: System magazynowania energii CAES a energetyka wiatrowa, Elektroenergetyka luty-marzec 2011

Rys. 3.3. Sprężanie i rozprężanie czynnika roboczego w elektrowni CAES we współpracy z elektrownią wiatrową w zależności od produkcji i cen sprzedaży energii elektrycznej



Źródło: System magazynowania energii CAES a energetyka wiatrowa, Elektroenergetyka luty-marzec 2011

Rys. 3.4. Przykład integracji zasobnika SAES z OZE

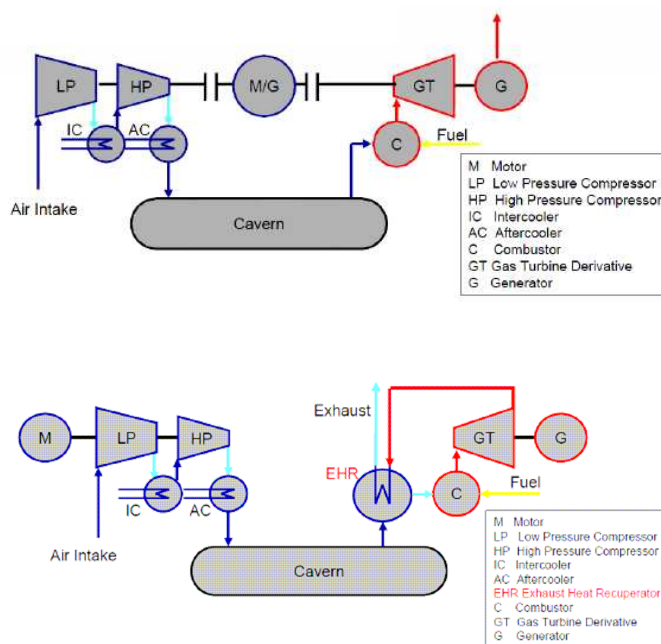
Elektrownie typu CAES osiągnęła dojrzałość technologiczną.

Obecnie pracują na świecie dwie elektrownie CEAS: Huntorf w Niemczech i McIntosh w USA. Parametry tych elektrowni zestawiono w tabeli 3.2.

Tabela 3.2. Porównanie elektrowni Huntorf i McIntosh

lokalizacja	Huntorf, Niemcy	McIntosh, USA
moc	290 MW	110MW
rok uruchomienia	1978	1991
magazyn sprężonego powietrza (kawerny solne)	Objętość 2x150 000m ³	538 000m ³
	Głębokość: 600-800m	450-750m
Sprawność energetyczna	42%	54%
zapotrzebowanie dla wytworzenia 1kWh _{el}	0,83kWh _{el} 1,56kWh _{gaz}	0,69kWh _{el} 1,17kWh _{gaz}
ciśnienie robocze	50-70 bar	45-76 bar
niezawodność	99%	99,5%
uwagi	Pierwsza elektrownia CAES	Pierwsza elektrownia CAES z rekuperatorem

Poniższe rysunki (rys. 3.5) przedstawiają schematy elektrowni w Huntorf i McIntosh.



Rys 3.5. Schematy elektrowni w Huntorf i McIntosh (źródło: Dzierżanowski, 2011)

Elektrownie typu CAES są instalacjami dużej mocy, na dzień dzisiejszy nie stworzono tego typu instalacji o małych mocach do zasilania indywidualnych budynków lub małych osiedli. Warunkiem opłacalności elektrowni z zasobnikiem typu CAES jest dostępność szczelnego zbiornika na sprężone powietrze – w istniejących elektrowniach są to zbiorniki naturalne; budowa sztucznego zbiornika mogłaby postawić inwestycje pod znakiem zapytania.

3.2. Superkondensatory

Superkondensatory zwane są także ultrakondensatorami lub kondensatorami dwuwartstwowymi, ich nawa wynika z dużej pojemności ładowania. Taką cechą osiągnięto

dzięki skutecznej powierzchni elektrod i bardzo małej odległości między nimi. Uzyskanie pojemności przekraczających 1000 F (ok. 10 000 razy większych niż tradycyjnych kondensatorów) jest możliwe dzięki zastosowaniu do budowy odpowiedniego elektrolitu oraz elektrod zbudowanych z wielościennych nanorurek węglowych.

Superkondensatory charakteryzują się cechami pośrednimi pomiędzy zwykłymi kondensatorami a akumulatorami – podobnie do akumulatora może gromadzić duże ilości energii, z kolei podobnie do kondensatorów może szybko pobierać i oddawać duże wartości mocy.

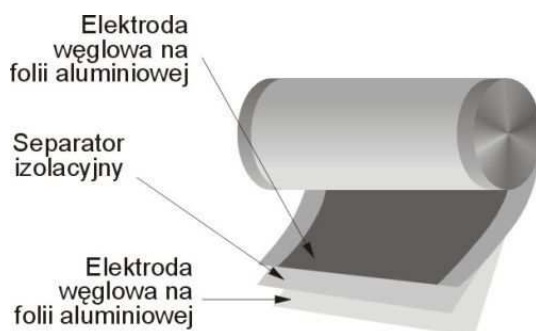
Superkondensatory znajdują zastosowanie w przemyśle motoryzacyjnym (samochody hybrydowe i elektryczne), energetycznym (stabilizacja pracy sieci), kosmicznym (jako superpojemne magazyny energii), elektronicznym i telekomunikacyjnym (baterie telefonów komórkowych). Superkondensatory stosuje się także w połączeniu z innymi źródłami energii, jak akumulatory, ogniwa paliwowe i dzięki temu można uzyskać układy o wysokiej wartości energii oraz mocy, zwiększonej sprawności i żywotności.

Tego typu kondensatory umożliwiają dostarczenie w bardzo krótkim czasie ogromnej ilości energii rzędu setek megadżuli

Superkondensator zbudowany jest z trzech podstawowych elementów; dwóch niereaktywnych porowatych elektrod, elektrolitu i separatora oraz z dodatkowych elementów, tj. ścianki obudowy doprowadzające prąd oraz uszczelki (rys. 3.6).

Elektrody wykonuje się z przewodzącego energię elektryczną węgla aktywnego, którego struktura przypomina gąbkę. Charakterystyczna dla węgla jest ogromna powierzchnia czynna przekraczającą 2000 metrów kwadratowych na gram, co uzyskuje się dzięki zastosowaniu nanorurek węglowych, które są głównym związkiem budującym elektrody w superkondensatorze.

Elektrody superkondensatora oddzielone są od siebie porowatą membraną – separatorem (cienką porowatą folią z tworzywa sztucznego) – uniemożliwiającą bezpośrednie zwarcie elektrod.



Rys. 3.6. Budowa superkondensatora [2]

W poniższej tabeli 3.3 podano porównanie tradycyjnych kondensatorów z superkondensatorami.

Tabela 3.3. Różnice i podobieństwa pomiędzy superkondensatorem, a kondensatorem elektrolitycznym (Wprowadzenie do superkondensatorów...)

Element budowy	<i>superkondensator</i>	<i>Kondensator elektrolityczny</i>
Elektrody	Węgiel aktywny	Zwinięte w rulonik paski blachy aluminiowe
Przedzielenie elektrod	Tak – separator (porowata folia z tworzywa sztucznego)	Tak – warstewka papieru (bibułki)
Dielektryk	brak	Tak – umieszczony na anodzie tlenek glinu
elektrolit	tak	Tak – pełni rolę jednej z elektrod

Zalety superkondensatorów:

- duża gęstość mocy (maksymalne wartości dochodzą do 100 kW/kg, w porównaniu z akumulatorami Pb: 450 W/kg, Li: 450W/kg, NiMH: 500 W/kg),
- stosunek P/E mocy chwilowej do mocy średniej – powyżej 1500,
- duża szybkość ładowania – rozładowania – w porównaniu z akumulatorami,
- dopuszczalne napięcie pracy wynosi zwykle od 2 do 3 V dla pojedynczego ogniwa,
- liczba cykli pracy – do jednego miliona,
- mała wartość (poniżej jednej sekundy) stałej czasowej τ ,
- czas życia – kilkadziesiąt lat,
- komponent bezobsługowy o niskich kosztach eksploatacji,
- mała wartość zastępczej szeregowej rezystancji wewnętrznej w porównaniu z akumulatorami i duża w porównaniu z klasycznymi kondensatorami (dla testowanego superkondensatora firmy Maxwell ESR = 19 mΩ),
- bezproblemowe działanie w niskiej temperaturze do – 40 °C,
- wysoka sprawność (84 – 95%),
- mały koszt zakupu w przeliczeniu na liczbę cykli,
- większość nie posiada ściśle określonej biegunowości,
- mała szkodliwość dla środowiska,
- mała masa (badany superkondensator o pojemności C=58F posiada masę $m = 0,566\text{kg}$)

Wady superkondensatorów:

- mała gęstość energii (maksymalne wartości dochodzą do 25 Wh/kg, w porównaniu z akumulatorami Pb: 70 Wh/kg, Li: 100 Wh/kg, NiMH: 90 Wh/kg),
- po pewnym czasie bezczynności występuje samorozładowanie, dla badanego superkondensatora prąd upływu wynosi $I_c = 1\text{mA}$.

Poniżej (tab. 3.4) porównano właściwości superkondensatorów z akumulatorami.

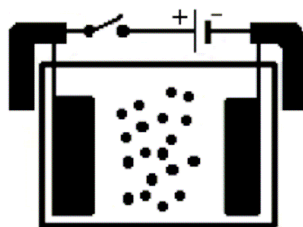
Tabela 3.4. Porównanie kluczowych właściwości superkondensatorów z najpopularniejszymi akumulatorami

Rodzaj ogniwa	<i>Pb</i>	<i>NiMH</i>	<i>Li-jon</i>	<i>Li-jon (w pojazdach)</i>	<i>superkondensator</i>
P/E*	6	2,7	7	36	>1 500
Liczba cykli rozład. Do 80%	400	3000	2,500	~3000	>500 000
Koszt [USD/Wh]	0,05	1,00	1,20	1,20	4,93

*P/E - stosunek mocy chwilowej do średniej

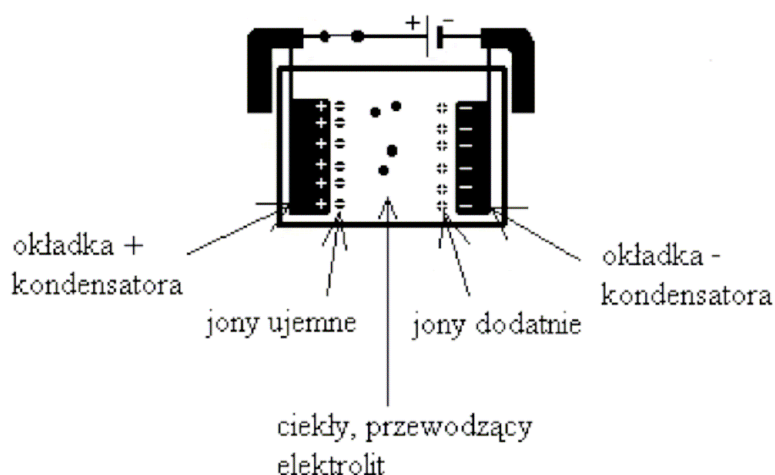
Zasada działania

W stanie spoczynku (rozładowania) jony wewnątrz elektrolitu rozłożone są chaotycznie na całej powierzchni elektrolitu (rys. 3.7).



Rys. 3.7. Rozmieszczenie jonów w rozładowanym superkondensatorze

Po przyłożeniu napięcia do zacisków superkondensatora jony znajdujące się w elektrolicie zaczynają się przemieszczać w kierunku elektrod – aniony w kierunku anody, a kationy w kierunku katody (rys. 3.8). W zależności od wartości przyłożonego napięcia gromadzi się różna ilość ładunku.



Rys. 3.8. Rozmieszczenie jonów wewnątrz superkondensatora pod wpływem przyłożonego napięcia

Zastosowanie superkondensatorów w motoryzacji

Superkondensator różni się od akumulatora dużo większą gęstością mocy, ponadto nie magazynuje tak wielkiej energii, może bardzo szybko akumulować i uwalniać energię. Zintegrowanie akumulatorów ołowiowych z superkondensatorami pozwala stworzyć lekki, tani system napędowy o dużej energii, wielkiej wydajności prądowej, wysokiej sprawności, stabilnym cyklu i doskonałych właściwościach w niskiej temperaturze.

Koncerny samochodowe coraz częściej deklarują wprowadzenie do oferowanej gamy pojazdów samochody elektryczne. Największym wyzwaniem jest problem magazynowania energii, tak aby magazynować jak najwięcej energii, czas ładowania był jak najkrótszy, a urządzenia były jak najtańsze i miały jak najdłuższą żywotność.

Wykorzystanie superkondensatorów w zespołach napędowych

Dzięki superkondensatorom możliwe jest zaoszczędzenie energii w pojazdach dzięki wyłączaniu silnika po zatrzymaniu samochodu i błyskawicznemu uruchamianiu. Poprzez hamowanie regeneracyjne – odbieranie energii hamowania – zwiększa się sprawność energetyczną pojazdu i wskutek tego redukuje zanieczyszczenie powietrza. Szacuje się, że zatrzymywanie silnika i hamowanie regeneracyjne zmniejsza zużycie paliwa o 7-15%, a zmniejszenie emisji zanieczyszczeń powietrza przekracza 90%, w tym tlenków azotu 50%.

Użycie superkondensatorów w pojazdach napędzanych ogniwami paliwowymi jest również bardzo korzystne. Ogniwa te, o ile są wystarczająco duże (a więc kosztowne), dynamicznie radzą sobie z obciążeniami impulsowymi. W hybrydowym połączeniu ogniw paliwowych z superkondensatorami, dzięki zdolności do szybkiego rozruchu i odzysku energii hamowania, system staje się znacznie bardziej opłacalny.

Koszty superkondensatorów stale maleją wraz z udoskonalaniem produkcji, ocenia się, że w niedługim czasie można się spodziewać ich spadku do 1,40 dolara/kJ (4,93 dolara/Wh). W połączeniu z trwałością rzędu 1 miliona cykli koszt ten, w odniesieniu do Wh i liczby cykli, wyniesie $4,93 \times 10^{-6}$ dolara/Wh-cykl. Dla akumulatora NiMH koszt taki wynosi $3,3 \times 10^{-4}$ dol./Wh-cykl, a więc jest 67 razy wyższy niż dla superkondensatora.

Fakty o superkondensatorach:

- są stosowane w module hamulcowym hybrydowego samochodu Toyota Prius
- użyto ich w hybrydowym samochodzie VW z ogniwami paliwowymi,
- zastosowane są także w opracowywanych od lat samochodach Honda Civic IMA i FCX-V3,
- znajdują się we wprowadzonej przez firmę Nissan do sprzedaży w Japonii hybrydowej ciężarówce elektryczno-dieslowskiej z hamowaniem regeneracyjnym i wspomaganie rozruchu,
- zostały zastosowane w lansowanym przez firmę Man elektryczno-dieslowskim autobusie miejskim z regeneracyjnym systemem hamulcowym,
- w wersji na napięcie 200V zostały użyte w hybrydowym BMW X5 do hamowania regeneracyjnego.

Akumulatory i superkondensatory – wady i zalety

Zastosowanie akumulatorów do magazynowania energii elektrycznej w samochodzie hybrydowym ma szereg wad, gdyż akumulatory:

- źle funkcjonują w niskich temperaturach,
- wymagają skomplikowanego gospodarowania wyrównywaniem ładunku,
- mają ograniczoną żywotność, zwłaszcza w skrajnych warunkach, co prowadzi często do konieczności ich wymiany w okresie eksploatacji pojazdu,
- mają ograniczoną zdolność do pobierania i oddawania energii w impulsach dużej mocy, jak w przypadku przyspieszania i regeneracyjnego hamowania, co obniża sprawność hybrydowych elektrycznych systemów napędowych.

Natomiast superkondensatory:

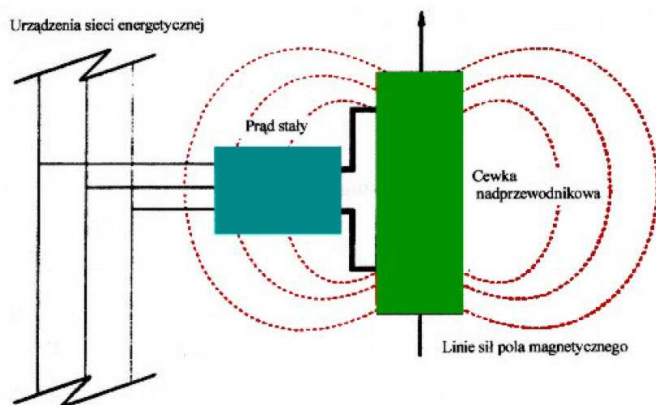
- charakteryzują się wysoką żywotnością, przeciętnie do 1 miliona cykli,
- czas ich technicznego życia jest dłuższy niż pojazdu, w którym są zainstalowane. Są bezobsługowymi komponentami typu „zainstaluj i zapomnij”, o niskich kosztach eksploatacji,
- mają znacznie mniejszą ESR niż akumulatory, dobrze działają w niskiej temperaturze, nawet do -40°C ,
- mają wysoką sprawność (84-95% wobec 70% sprawności akumulatorów w takich samych warunkach) i szybko magazynują i oddają energię,
- mogą impulsowo wspomagać przyspieszenie pojazdu z mocą do dziesięciu razy wyższą niż akumulatory,
- ułatwiają tworzenie rozproszonych systemów zasilania, które upraszczają okablowanie i są tańsze,
- są przyjazne środowisku, bowiem w 70% podlegają recyklingowi i nie zawierają metali ciężkich.

3.3. SMES

Na podstawie (Jankowski T., et al.)

Zasobniki energii elektrycznej SMES gromadzą energię elektryczną prądu stałego w elektromagnesie nadprzewodnikowym w postaci energii pola magnetycznego (rys. 3.9.). W uzwojeniu nadprzewodnikowym, chłodzonym ciekłym helem lub azotem prąd płynie prawie bezoporowo i bez strat (poza stratami w układzie chłodzenia wydatkowanymi na utrzymanie stanu nadprzewodzącego w elektromagnesie), co pozwala osiągać znaczne gęstości prądu w cienkim przewodzie nadprzewodnikowym (nawet 10^6 J/m^3).

W porównaniu do akumulatorów kwasowo-ołowiowych zasobniki typu SMES charakteryzują się mniejszą gęstością energii, natomiast dużą gęstością mocy, którą można pobrać lub oddać bardzo szybko oraz mają wysoką sprawność, co wynika z naturalnej przemiany energii pola magnetycznego na energię elektryczną. Czas przechowywania energii pola magnetycznego zależy od układu chłodzenia.



Rys. 3.9. Idea działania SMES-a

Energia zmagazynowana w polu magnetycznym elektromagnesu nadprzewodnikowego zależy od objętości obszaru z silnym polem magnetycznym, co opisuje poniższy wzór:

$$E = \frac{1}{2} \int_V \mu H^2 dV$$

Gdzie:

H – natężenie pola magnetycznego (A/m)

μ – przenikalność magnetyczna (H/m),

V – objętość,

E – energia (J)

Dopóki elektromagnes znajduje się w stanie nadprzewodzącym zmagazynowana energia może być przechowywana dowolnie długo.

Zasobniki SMES znajdują następujące zastosowanie w zależności od żadanego czasu przekazywania energii:

- Przy czasie rzędu mikrosekund, w obciążeniach rezystancyjnych takich jak lampy floszowe i lasery.
- Przy czasach rzędu milisekund, w obciążeniach indukcyjnych, np. przy ograniczeniu plazmy w reaktorach syntezy termojądrowej.
- Przy czasach rzędu sekund, do ograniczania krótkotrwałych dużych poborów energii w systemie elektroenergetycznym.
- Przy czasach rzędu godzin, do wyrównywania szczytów lub zmian obciążenia w systemie elektroenergetycznym.

Poniżej zestawiono energię SMES-ów i czas ich rozładowania w zależności od zastosowania (tabela 3.5)

Tabela 3.5. Potencjał zastosowania SMES. Czasy rozładowania i energia SMES-ów

zastosowanie	energia	czas rozładowania
Wyrównywanie szczytów	50 MJ – 180 GJ	Minuty – godziny
Poprawa jakości energii	0,1 MJ – 10 MJ	Sekundy
Lokalne źródło mocy	0,1 MJ – 10 MJ	Dziesiątki mikrosekund
Współpraca ze źródłami małej mocy i innymi źródłami energii Współpraca z rozproszonymi źródłami energii Współpraca z systemami fotowoltaicznymi i akumulatorowymi	5 – 50 kJ	Sekundy

Wykorzystanie SMES-ów do zasilania urządzeń wymagających prądu zmiennego wiąże ze sobą konieczność stosowania układów konwersji napięcia – tzw. systemów formowania napięcia (PCS). Systemy te składają się przeważnie z falownika przetwarzającego prąd stały na napięcie sieci energetycznej przy procesie oddawania energii z cewki i typowego prostownika (do naenergetyzowania cewki).

Układ nadprzewodnikowego zasobnika energii składa się z:

- stałoprądowy elektromagnes nadprzewodnikowy utrzymywany w temperaturze kriogenicznej zapewnianej przez układ chłodzenia
- układ chłodzenia, chłodzi również krioprzepusty prądowe stanowiące elektryczne i termiczne połączenie elektromagnesu nadprzewodnikowego z układem PCS
- układ PCS (np. przekształtnik AC/DC), łączy elektrycznie sieć energetyczną z zasobnikiem energii.

Warunkiem konkurencyjności tego typu zasobników energii jest zoptymalizowanie kosztów elektromagnesu nadprzewodnikowego wraz z krioprzepustami prądowymi i układem kriogenicznym.

Zastosowanie SMES-ów:

- zabezpieczenie przed nieplanowanymi przerwami w dostawie energii,
- zapewnienie jakości dostarczanej energii przez łagodzenie efektów chwilowych zaników energii i obniżenie napięcia,
- wyrównywanie obciążenia mocy odbiorników energii pracujących w sposób impulsowy lub przerywany (np. kuźnie, tartaki, elektryczne piece łukowe).

Zasobniki energii elektrycznej typu SMES można stosować w układach awaryjnego zasilania UPS (Uninterruptible Power Supply), zasilania mocy, filtrów aktywnych, modulacji mocy, sterowania i stabilizacji napięcia w sieciach energetycznych.

3.4. Zasobniki elektrochemiczne

Najbardziej rozpowszechnionymi zasobnikami energii są akumulatory (elektrochemiczne). Istnieją różne rodzaje technologii zasobników elektrochemicznych, które krótko scharakteryzowano w poniższej tabeli 3.6.

Tabela 3.6. Zalety i wady akumulatorów (Paska J.)

technologie	zalety	wady	Potencjalne drogi usprawnienia
Ołowiowe (kwasowo-ołowiowe)	Dojrzała technologia, ogólnie dostępna, stosunkowo długi okres eksploatacji	Wymaga obsługi i nadzoru technicznego, mała gęstość mocy, mała gęstość energii, kosztowny recykling, wpływ temperatury na pojemność baterii, wysokie napięcie głębokiego rozładowania	Obniżenie napięcia głębokiego rozładowania, zwiększenie odporności na gradienty temperatury, procedury bezpiecznej eksploatacji w niektórych obiektach
Sodowo-siarkowe (Na-S)	Dojrzała technologia, duża gęstość mocy, duża gęstość energii, duża sprawność	Droga technologia, wysoka temperatura pracy	Obniżenie kosztów
Wanadowe (VRB)	duża gęstość mocy, duża gęstość energii, przeznaczone do dużych aplikacji	Technologia na etapie rozwoju, droga technologia, trudna standaryzacja	Obniżenie kosztów, usprawnienie procesów standaryzacji
Cynkowo-bromowe (Zn-Br)	duża gęstość mocy, duża gęstość energii, przeznaczone do dużych aplikacji	Technologia na etapie rozwoju, duże koszty utrzymania w ruchu, zawiera materiały łatwo korodujące i toksyczne	Obniżenie kosztów, usprawnienie procesów kontroli (nadzór), poprawa procedur bezpiecznej eksploatacji
litowo-jonowe (Li-ion)	duża gęstość mocy, duża gęstość energii, duża sprawność	Technologia na etapie rozwoju, droga technologia, „trudna w eksploatacji”	Obniżenie kosztów, usprawnienie procesów kontroli (nadzór), zwiększenie odporności na gradienty temperatury
Niklowo-kadmowe (Ni-Cd)	Dojrzała technologia, duża odporność mechaniczna, duża gęstość energii, długi okres eksploatacji	Droga technologia, zawiera materiały toksyczne	Obniżenie kosztów, usprawnienie procesów recyklingu
Niklowo-metalowo-wodorkowe (Ni-M-H)	Dojrzała technologia, duża odporność mechaniczna, duża gęstość energii, długi okres eksploatacji, mniejsza liczba związków toksycznych w porównaniu z bateriami Ni-Cd	Droga technologia	Obniżenie kosztów, usprawnienie procesów recyklingu

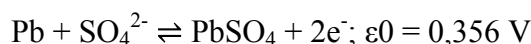
Główne rodzaje akumulatorów (<http://www.fuw.edu.pl/~jt/akumulatorki.html>):

– **ołowiowe (inaczej kwasowe)**

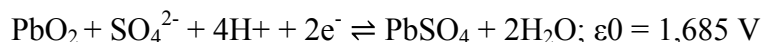
Główne elementy budowy akumulatora kwasowo-ołowiowego to ogniwa galwaniczne zbudowane z elektrody ołowiowej (Pb), elektrody z tlenku ołowiu(IV) (PbO₂) oraz z roztworu wodnego 37% kwasu siarkowego IV (H₂SO₄), który spełnia rolę elektrolitu. Tego typu akumulator jest jednym z najbardziej, stosowany powszechnie we wszystkich samochodach, także w pojazdach elektrycznych (np: Melex). Jego wadą jest stosunkowo duży ciężar. Przykładowy akumulator samochodowy składa się z 6 ogniw ołowiowo-kwasowych połączonych szeregowo. Ogniwa te generują siłę elektromotoryczną (SEM) 2,1 V, zaś cały akumulator generuje 12,6V. Ze względu na mały opór wewnętrzny akumulatora możliwy jest przepływ dużych prądów, co przyczyniło się do tego, że te akumulatory znalazły zastosowanie w samochodach podczas rozruchu silnika spalinowego.

W akumulatorze zachodzą następujące reakcje:

- anoda - utlenianie



- katoda - redukcja



W chwili poboru energii elektrycznej na obu elektrodach wydzielą się nierozpuszczalne siarczany(VI) ołowiu(II) (PbSO₄), z podczas ładowania zachodzą takie same reakcje lecz w odwrotnym kierunku. Rozładowanie powoduje zmniejszenie stężenia elektrolitu oraz gęstości, jeżeli w akumulatorze napięcie na biegunach spadnie do 1,8V, oraz gęstość elektrolitu do 1,18 g/cm³, powinno się jak najszybciej naładować akumulator.

Jednym z wad akumulatorów jest ryzyko wycieku z nich elektrolitu dlatego opracowano technologie akumulatorów „żelowych” opartych na elektrolitach żelowych. Elektrolity te są wodnymi roztworami kwasu siarkowego z dodatkiem środka żelującego na przykład żywicy silikonowych. Żywice te zapobiegają parowaniu wody oraz wyciekom.

– **żelazowo-niklowe (Ni-Fe)**

Tego typu akumulatory zostały wynalezione przez Edisona, obecnie prawie nie używane z powodu dużego gazowania - na żelaznej elektrodzie łatwo wydzielą się wodór (z tego powodu nie można ich wykonać w wersji zamkniętej). Na niklowej elektrodzie zachodzi reakcja zachodząca bez istotnych zmian struktury kryształów (dochodzi tylko atom wodoru), co zwiększa jej trwałość; dotyczy to również innych akumulatorów z elektrodą niklową;

nadmierne naładowanie zmienia strukturę krystaliczną, co powoduje obniżenie napięcia, i jednocześnie przyspiesza niszczenie elektrody.

– **kadmowo-niklowe (Ni-Cd)**

Akumulatory niklowo-kadmowe zawierają silnie trujący kadm, z tego powodu próbuje się je zastąpić innymi; dobrze wytrzymują głębokie rozładowanie. W tej technologii występuje efekt pamięci - jeśli akumulator nie zostanie całkowicie rozładowany, to traci część pojemności.

– **wodorkowo-niklowe (Ni-Mh)**

Akumulatory cechują się mniejszą wydajnością około 65% w porównaniu z tradycyjnymi akumulatorami ołowiowo-kwasowymi, ale są o wiele lepsze. Jeżeli akumulatory te są odpowiednio używane mogą służyć wyjątkowo długo – np.: akumulatory wykorzystane w samochodach hybrydowych działają około 10 lat i były używane na dystansie 160 tysięcy kilometrów. Niestety akumulatory te posiadają także wady takie jak słaba wydajność, wysoki stopień samorozładowania, specjalny cykl ładowania, oraz słabe wyniki w niskich temperaturach (w zimie). Obecnie wykorzystanie tych akumulatorów jest ograniczone patentem.

– **litowo-jonowe (Li-ion)**

W tego typu akumulatorach elektrolitem jest substancja przenosząca jony litu, w rozpuszczalniku organicznym, osiągają w porównaniu z innymi akumulatorami wysokie napięcie - około 3.6V. Charakteryzują się największą z dostępnych w handlu gęstością energii i cechuje je małe samowyładowanie. Nadmierne naładowanie, ogrzewanie, lub zwarcie może być niebezpieczne. Zbyt głębokie rozładowanie powoduje zniszczenie akumulatora i nie daje się on więcej naładować. W celu ochrony akumulatora zwykle posiadają dodatkowe systemy sterujące ładowaniem i rozładowaniem.

– **manganowo-cynkowe (Mn-Zn)**

Charakteryzuje je mała trwałość – około 100 cykli, gdy się unika głębokiego rozładowania, natomiast po całkowitym rozładowywaniu trwałość spada do ok. 30 cykli. Osiągalne napięcie wynosi 1,5V. raczej nie mają tendencji do samowyładowania.

– **akumulatory Zebra [<http://www.akumulator.pl/akumulator/technologie.html>]**

„Akumulatory te bazują na stopionym chlorku aluminium i chlorku sodu jako elektrolitu (NaAlCl_4). Technologia ta nazywana czasami „gorącej soli” (ang. hot salt) pozwala na korzystania z akumulatora po wcześniejszym jego podgrzaniu. Akumulator „Zebra” cechuje się gęstością energii 120Wh/kg. Wadą tego rozwiązania jest wcześniejsze podgrzewanie akumulatora i utrzymywanie go w określonej temperaturze około ($\sim 270^\circ \text{C}$) co wiąże się z dodatkowymi kosztami, dodatkową wadą jest niska gęstość mocy. Plusem tego akumulatora jest jego trwałość do kilku tysięcy cykli ładowania. Zebra została wykorzystana przez firmę Modec z Wielkiej Brytanii w 2006 roku.”

– **technologia "GEL" [<http://www.akumulator.pl/akumulator/technologie.html>]**

„Akumulatory z technologią żelową przeznaczone są głównie do profesjonalnych zastosowań systemów, które wymagają dłuższego okresu eksploatacji przy nierównym ładowaniu i rozładowywaniu (np. przy korzystaniu z energii słonecznej). Z uwagi na nadzwyczajnie niski poziom samorozładowania akumulatory żelowe mają ponad 80% nominalnej pojemności po przechowywaniu ich przez okres 6 miesięcy, a po okresie 2 lat potrafią zachować nawet i 60% pojemności. Stąd też akumulatory te często swoje zastosowanie znajdują w pojazdach stosowanych np. tylko sezonowo.

Tajemnica działania tych akumulatorów tkwi w elektrolicie, który nie występuje w postaci płynnej, a jest zamknięty w żelu. Konsystencja żelowa powoduje, iż elektrolit nie rozlewa się przy ewentualnym przebiciu obudowy i potrafi działać nawet w najbardziej ekstremalnych pozycjach.”

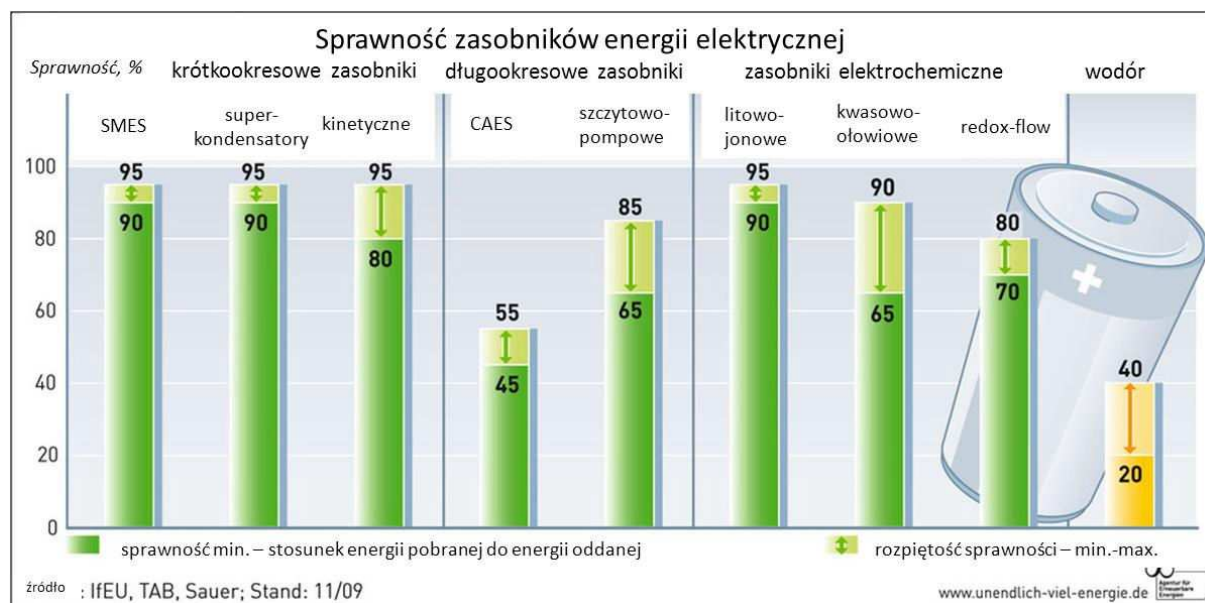
3.5. Podsumowanie technologii zasobnikowych

W opracowaniu wymieniono technologie zasobnikowe energii elektrycznej, które osiągnęły dojrzałość technologiczną oraz są stale ulepszane; znajdują one zastosowanie w różnych dziedzinach od generacji i rezerwy w konwencjonalnym systemie elektroenergetycznym poprzez generację rozproszoną z odnawialnych źródeł energii, motoryzację aż po zastosowanie jako źródła energii w elektronice. Możliwość zastosowania w budownictwie wymaga technologii uniwersalnej, nie wpływającej na funkcjonalność danego budynku. Oznacza to m.in., że zasobnik nie powinien wymagać specjalnych uwarunkowań geologicznych (jak np. komory na sprężone powietrze w przypadku CAES, co znacznie ogranicza możliwości zastosowania w budownictwie). Poza aspektami ekonomicznymi i dojrzałością technologiczną wymaga się aby zasobnik charakteryzował się długą żywotnością – jak największą liczbą cykli (ładowanie/rozładowanie) oraz pojemnością pozwalającą w jak największym stopniu wykorzystać okresowe źródła energii odnawialnej przy dopasowaniu do potrzeb energetycznych budynku/użytkowników. Oczywiście jest, że dana technologia musi być bezpieczna, nie stanowić zagrożenia dla użytkowników budynku i otoczenia. W poniższej tabeli 3.7. podano najważniejsze cechy poszczególnych technologii wraz z obszarami zastosowania. Ujęto tu kategorię integracji z odnawialnymi źródłami energii. Przy czym w budownictwie obecnie możliwe do zastosowania na szeroką są przede wszystkim zasobniki bateryjne. Ich zaletą jest możliwość zastosowania praktycznie z wszystkimi rodzajami OZE. Pozostałe technologie wymagają jeszcze dopracowania pod względem czasu pracy, pojemności i kosztów.

Tabela 3.7. Charakterystyka zasobników energii elektrycznej...źródło (Paska J.)

wyszczególnienie	Nadprzewodzące zasobniki energii (SMES)	Super-kondensatory	Bateryjne zasobniki energii- różne technologie	Ogniwa paliwowe	Elektrownie pompowe	Pneumatyczne zasobniki energii	Kinetyczne zasobniki energii
Moc nominalna	10-100 MW	0,01-1MW	0,001-50 MW	0,001-10 MW	0,1-1GW	0,1-400MW	0,01-2MW
Czas rozładowania przy mocy nominalnej	sek.-min.	sek.-min.	min.-doba	min.-godz.	godz.-dni	godz.-dni	sek.-godz.
Sprawność [%] (ładowanie/rozładowanie)	90-95	80-95	70-90	50-60	80	60-70	90
Gęstość energii [Wh/kg]	30-100	6,5-12	Zależnie od użytej technologii baterii akumulatorów	Ok. 11 000			2000-10000
Czas eksploatacji	Prototypy (na etapie badań)	Prototypy (na etapie badań)	Technologia dojrzała; w przypadku większości technologii bateryjnych – produkcja seryjna	Technologia dojrzała; w przypadku większości technologii bateryjnych – produkcja seryjna	Technologia dojrzała – od dawna stosowana w sektorze elektroenergetycznym	Technologia dojrzała – od dawna stosowana w sektorze elektroenergetycznym	Technologia dojrzała – produkcja seryjna
Wsparcie rozwoju technologii	silne	Bardzo silne	Bardzo silne	Bardzo silne	Średnie (technologia opanowana)	silne	Bardzo silne
Obszary zastosowania	OZE	NIE	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
	OF	TAK	TAK	TAK	TAK (ups)	NIE	TAK
	GiRS	NIE	NIE	TAK	TAK	TAK	NIE
	PiD	TAK	NIE	TAK	TAK	NIE	NIE
GiRS – generacja i rezerwa systemowa, OF-użytkownicy końcowi, OZE – wsparcie dla OZE, PiD – wsparcie dla przesyłu i dystrybucji, UPS – układy bezprzewodowego zasilania (ang. uninterruptible power systems)							

Na poniższym wykresie (rys. 3.10) zobrazowano zakresy sprawności różnych rodzajów zasobników energii elektrycznej.



Źródło: <http://www.stromtip.de/rubrik2/20024/1/Strom-speichern-das-geht-schon-heute.html>

Rys. 3.10. Sprawność zasobników energii elektrycznej

Główne cechy zasobników na podstawie których można oszacować przydatność technologii do magazynowania energii elektrycznej wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii do pokrywania zapotrzebowania budynków zestawiono w tabeli 3.8. Z tabeli wynika, że najkorzystniejszymi parametrami charakteryzują się akumulatory – mają najdłuższy czas pracy, największą gęstość energii, najniższe straty i najniższy koszt. Wprawdzie superkondensatory, SMES i zasobniki kinetyczne mają większą żywotność ale za to czas pracy jest zbyt krótki i charakteryzują się wyższymi kosztami jednostkowymi – technologie te wymagają jeszcze opracowania niższych kosztów produkcji i wydłużenia czasu pracy.

Tabela 3.8. Dane znamionowe różnych technologii zasobnikowych

	superkondensator	SMES	zasobniki kinetyczne	akumulatory (bateria)
Czas pracy [s]	≤ 1	1-20	10-30	> 1000
Gęstość energii [kWs/kg zasobnika]	5-10	< 5	15-200	100-800
Moc [kW]	≤ 10	≤ 7 000	≤ 15 000	≤ 500
Żywotność [liczba cykli]	>1 000 000	ok. 1 000 000	ok. 1 000 000	≤ 1 000
Sprawność [%]	> 95	ok. 90	85-90	75-85
Straty	0,1-0,2 %/h	sprawność chłodzenia	3-20 %/h	< 0,001 %/h
Koszt [T€/kWh]	10-20	30-200	1	0,08

Źródło: <http://www.kraftwerkforschung.info/quickinfo/speicher-fuer-waerme-und-strom/was-sind-bewaehrte-stromspeicher/>

Obecnie technologie SMES, superkondensatorów, CAES, kinetyczne znajdują (lub w pierwszej kolejności przewiduje się takie) zastosowanie do stabilizacji sieci, utrzymania, pokrywania zapotrzebowania w szczycie w systemie elektroenergetycznym (tabela 3.9). Natomiast zasobniki akumulatorowe można integrować z urządzeniami rozproszonej energetyki.

Tabela 3.9. Zastosowanie zasobników energii w zależności od czasu pracy i pojemności

Rodzaj zasobnika/zastosowanie	Czas rozładowania	Sposób magazynowania	Pojemność [ilość energii/m³]
Krótkookresowe: Stabilizacja sieci, utrzymanie	krócej niż 1 sekunda aż do paru minut	SMES	30 kW
		Superkondensatory	52 kW
		kinetyczne	5 MWh
Długookresowe: pokrycie zapotrzebowania w szczycie	od 2 do 24 godzin	CAES	58 MWh
		Szczytowo-pompowe	848 MWh
Elektrochemiczne: magazynowanie rezerwowe, urządzenia mobilne	od 1 godziny aż do kilku dni	Litowo-jonowe	40 MWh
		kwasowo-olowiowe	50 MWh
		Redox-flow	5 MWh
Wodorowe: magazynowanie rezerwowe, zasobnik długookresowy, i in., duży potencjał, jednak jeszcze nie osiągnęły dojrzałości rynkowej			10 GWh

Źródło: <http://www.stromtip.de/rubrik2/20024/1/Strom-speichern-das-geht-schon-heute.html>

4. Samochód elektryczny

Samochód elektryczny (SE) można traktować jako specyficzną technologię zasobnikową. W modelach obecnych na rynku oraz prezentowanych prototypach stosuje się jako źródło energii przede wszystkim akumulatory elektrochemiczne. Poważnym utrudnieniem w rozpowszechnieniu się pojazdów elektrycznych jest wciąż ich wysoka cena i słabo rozwinięta infrastruktura punktów do ładowania. Zmagazynowana w akumulatorach energia pozwala na ogół na przejechanie dystansu od kilkudziesięciu do ok. 200 km, stąd w pierwszej kolejności najbardziej celowym jest wykorzystanie pojazdów elektrycznych w ruchu miejskim, krótkodystansowym. Zaletą zwiększenia udziału SE w ruchu jest alokacja emisji zanieczyszczeń, emitowanych wtedy przez źródła wytwórcze energii elektrycznej, a nie samochody bezpośrednio w strefie przebywania ludzi. Ponadto dzięki zastosowaniu samochodów elektrycznych łatwiej będzie można zwiększać udział OZE w produkcji energii elektrycznej, ponieważ SE stanowiąc będą zasobniki energii dla źródeł okresowych. Ważnym jest jednak aby wraz z popularyzowaniem się pojazdów elektrycznych następowała racjonalizacja zużycia energii elektrycznej w całym systemie poprzez zwiększanie efektywności energetycznej u odbiorców końcowych. Zapotrzebowanie na energię elektryczną przez SE powinno być pokrywane z OZE zintegrowane z inteligentną siecią (smart grid), a nie poprzez rozbudowę wielkoskalowej energetyki.

4.1. Klaster Green Cars – rozpowszechnianie pojazdów elektrycznych wraz z budową infrastruktury z wykorzystaniem OZE (<http://www.gc.greenpl.org/>)

Jedną z wiodących organizacji popularyzujących samochody elektryczne wraz z całą infrastrukturą jest konsorcjum Klaster Green Cars. Zajmuje się m.in. produkcją pojazdów elektrycznych, tworzeniem ekologicznych rozwiązań technologicznych z dziedziny pojazdów i systemów wytwarzania energii elektrycznej.

W swojej flocie samochodów elektrycznych posiada następujące modele – patrz tabela 4.1.

Tabela 4.1. Flota samochodów klastra Green Cars

Lp.	Nazwa producenta	Model	Masa pojazdu [kg]	Ilość przewożonych osób	Moc/typ silnika	Prędkość max. [km/h]	Zasięg [km]	Typ akumulatora	Pojemność akumulatora [Ah]	Energia zgromadzona w akumulatorze [kWh]
1.	MyCar Luksemburg, wytwórnia Hong Kong	CV2	726	2	3,73 kW/48V DC szeregowo bocznikowy	65	70-80	SLA GEL	200	9,6
2.	Axam Mega Francja	NiceCar	750	4	4 (8) kW/48V BLDC	73	~80	SLA AGM	210	10
3.	Fiat Polska	Panda Actual konwersja silnika 1,2l	840	5	15 kW/92V AC synchroniczny	120	~110	LiFePO ₄	160	14,3

Przykład samochodu elektrycznego Fiat Panda EV

Członkowie klastra Green Cars (Akademia Morska w Gdyni, Green Stream Polska Sp. z o.o., Branżowy Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Maszyn Elektrycznych KOMEL, MELEX A&D Tyszkiewicz sp. j.) opracowali na bazie spalinowego Fiata Pandy Actual 1,2 samochód elektryczny Fiat Panda EV (rys. 4.1). Auto osiągnęło w testach prędkość 190 km/h oraz w

optymalnych warunkach mogło przejechać 190 km na jednym ładowaniu. Źródłem energii są akumulatory litowo-jonowe Thunder Sky rozmieszczone częściowo z przodu, nad silnikiem, a częściowo na dnie bagażnika.



Rys. 4.1. Fiat Panda EV

Dane techniczne Fiata Pandy EV:

- Przyspieszenie: porównywalne z wersją spalinową
- Prędkość maksymalna: 120 km/h
- Zasięg na jednym ładowaniu: ponad 150 km
- Masa pojazdu: około 840 kg
- Silnik elektryczny: synchroniczny z magnesami trwałymi firmy Komel, 92 V Moc ciągła: 20 KM (15 kW)
- Hamowanie odzyskowe: tak
- Przeniesienie napędu: oryginalna
- Napęd: na przednią oś
- Akumulatory: litowo-jonowe LiFePO4 firmy Thunder Sky
- Energia zgromadzona w akumulatorach: około 14,3 kWh (28 modułów 160 Ah, 3,2 V)

Koszt samochodu szacuje się na około 65 tys. zł brutto.

4.2. Samochód elektryczny jako zasobnik energii elektrycznej

Poniższy podział (tabela 4.2) integruje energetykę, budownictwo i transport – uwzględnia się tutaj możliwość zastosowania samochodu elektrycznego jako zasobnika energii elektrycznej, pracę tą można porównać do elektrowni szczytowo-pompowej (gdzie praca pompowa to ładowanie akumulatorów samochodu, a oddawanie energii do sieci to praca turbinowa).

Tabela 4.2. Podział budynków w zależności od potrzeb energetycznych - opracowanie wg A. Jurkiewicza

	Segment S (small)	Segment M (middle)	Segment L (large)	Segment XL
	Małe budynki mieszkalne (głównie indywidualne) do 500 m ² powierzchni użytkowej, małe zakłady pracy (do 10 osób zatrudnienia), małe gospodarstwa rolne (do 10 ha)	Budynki o powierzchni użytkowej 500-2000 m ² , średnie zakłady pracy (10...20 pracowników), średnie gospodarstwa rolne (10-50 ha), małe obiekty użyteczności publicznej (szkoły, ośrodki zdrowia, urzędy)	Budynki lub kompleksy budynków o powierzchni użytkowej powyżej 2000 m ² , duże zakłady pracy (powyżej 20 pracowników), duże gospodarstwa rolne (powyżej 50 ha), średnie i duże obiekty użyteczności publicznej (szkoły, szpitale, urzędy, centra handlowe, jednostki wojskowe)	Inni nietypowi odbiorcy energii, w tym zwłaszcza zakłady przemysłowe, gdzie występuje
Zużycie roczne energii elektrycznej, MWh/rok	1...20	10-100	> 80	duże zapotrzebowanie na różne rodzaje energii związane z technologią produkcji i gdzie możliwe jest powtórne wykorzystanie energii odpadowej poprodukcyjnej.
Zużycie roczne ciepła, MWh/rok	3...50	30 – 300	> 200	
Łączne roczne zużycie energii, MWh/rok	5...70	70 – 400	> 400	
Łączna moc URE	(1...10) kW _{el} i (2...25) kW _{th}	(10...100) kW _{el} i (25...300) kW _{th}	> 100 kW _{el} i > 300 kW _{th}	
Zalecany czas pracy URE	> 5000 h/rok	> 7000 h/rok	> 8000 h/rok	
Możliwe rozwiązania	rekuperator, mikrobiogazownia, pompa ciepła, gazowy układ kogeneracyjny, mikrowiatraki, fotowoltaika, samochód elektryczny (akumulator)	rekuperator, mikrobiogazownia, pompa ciepła, gazowy układ kogeneracyjny/trójkogeneracyjny, mikrowiatrak, fotowoltaika, samochód elektryczny (akumulator)	rekuperator, biogazownia, pompa ciepła, gazowy lub biogazowy układ kogeneracyjny/trójkogeneracyjny, mikrowiatrak, fotowoltaika (w tym elewacyjna), samochód elektryczny (akumulator)	W tym wypadku konieczna będzie indywidualna analiza możliwości zastosowania URE
Wspomaganie systemu ogrzewania i ciepłej wody	kolektory słoneczne, wymienniki gruntowe	kolektory słoneczne, wymienniki gruntowe, infrastruktura techniczna odbiorcy (akumulator energii cieplnej)	kolektory słoneczne, wymienniki gruntowe, infrastruktura techniczna odbiorcy (akumulator energii cieplnej lub chłodu)	
Paliwo lub źródła paliwa (poza energią słoneczną lub energią gruntu)	biogaz, biomasa, gaz ziemny lub LPG, olej opałowy, energia elektryczna	biogaz, biomasa, gaz ziemny lub LPG, olej opałowy, energia elektryczna	biogaz, biomasa, gaz ziemny lub LPG, olej opałowy, energia elektryczna	
Uwagi			w wyjątkowych przypadkach dopuszcza się stosowanie wysokosprawnych źródeł węglowych (kotły retortowe), przy czym co do zasady kotły, te powinny mieć możliwość spalania biomasy jako paliwa alternatywnego	
Dla segmentów S, M, L można opracować metodyki szacowania wielkości zużycia energii i sposobu doboru rodzajów i wielkości URE w zależności od dostępnych paliw i konkretnych potrzeb odbiorców.				

Rozważyć można dwa rodzaje wykorzystania samochodów elektrycznych w gospodarstwach domowych (tabela 4.3):

1. Samochód pracujący w trybie ładowania i jazdy; rozwój wykorzystania samochodów elektrycznych będzie wspierany Dyrektywą 2009/28/WE
2. Samochód pracujący w trybie ładowania, jazdy i zasilana sieci/odbiorów. To rozwiązanie ma duży potencjał DSR (Demand Side Response), czyli możliwość reagowania od strony popytowej na spektrum zjawisk dotyczących dostaw energii elektrycznej. Potencjał w tym przypadku zależy oczywiście od prędkości ładowania samochodów. W tym zakresie przyszłość należy do wymienialnych paneli akumulatorów.

Tabela 4.3. Dwa sposoby wykorzystania SE- wg opracowania J. Popczyka

Tryb pracy	Opis	Potencjał
samochód elektryczny, o jednostkowej pojemności około 40-60 kWh, pracujący w trybie ładowania i jazdy.	Jest to segment, który będzie się rozwijał pod wpływem dyrektywy 2009/28/WE. Szacunki uprawniają do założenia, że liczba samochodów elektrycznych w Polsce w 2020 roku wyniesie nawet 1 mln samochodów.	Potencjał zasobnikowy segmentu (bardzo ostrożnie oszacowany) wynosi zatem około 10 GWh/dobę (przy rocznym przebiegu samochodu 20 tys. km). Potencjał będzie zagospodarowywany stopniowo już od 2012 roku, aż do 2030 roku i dalej (należy przewidywać, że w Polsce w 2030 roku będzie około 25 mln samochodów w ogóle, z tego 10 mln, to będą samochody elektryczne; wtedy potencjał zasobnikowy segmentu wyniesie około 100 GWh/dobę).
samochód elektryczny, o jednostkowej pojemności około 40-60 kWh, pracujący w trybie ładowania, jazdy i zasilana sieci/odbiorów.	Jest to segment taki jak segment zasobnikowy 1, z tą różnicą, że ma wielokrotnie większy potencjał DSR (Demand Side Response), w porównaniu z potencjałem zasobnikowym segmentu 1.	Potencjał DSR segmentu 2 zależy od prędkości ładowania samochodów. W tym zakresie przyszłość należy do wymienialnych paneli akumulatorów. Zatem można przyjąć, że potencjał DSR wynosi około ± 50 GWh/dobę w 2020 roku i około ± 500 GWh/dobę w 2030 roku. (Założono, że akumulatory mogą być przeładowywane raz na dobę).

4.3. Podsumowanie rozdziału dotyczącego samochodu elektrycznego

Samochody elektryczne zyskują coraz większą popularność jako alternatywa dla samochodów spalinowych. Zmiana źródła energii napędowej samochodu postrzegana może być jako sposób dywersyfikacji paliw dążący do uniezależnienia od paliw kopalnych. Na obecnym etapie rozwoju technologii zasobnikowych SE dedykuje się przede wszystkim dla ruchu miejskiego, na krótsze dystanse. Stosowane są zasobniki elektrochemiczne, najczęściej litowo-jonowe. Głównym wyzwaniem jest obniżenie kosztów i przedłużenie żywotności.

Samochód elektryczny stanowi zasobnik energii doskonale nadający do magazynowania energii z odnawialnych źródeł energii o okresowym występowaniu; wyróżnić można dwa proponowane tryby pracy SE: pierwszy to ładowanie i jazda, a drugo to ładowanie, jazda i zasilanie sieci/odbiorów. SE można wykorzystać w gospodarstwach domowych/budynkach jako mobilne źródła zasilania

Literatura:

1. Baranecki A., Niewiadomski M., Płatek T.: Zasilanie gwarantowane – teraz i w przyszłości, Automatyka Elektroenergetyczna 09/2003
2. Siwek A.J.: Metody magazynowania energii elektrycznej i jej możliwości zastosowań w procesach konwersji odnawialnych źródeł energii, Kraków 2000
3. Jankowski Tadeusz, Kondratowicz-Kucewicz Beat, Kozak Janusz, Majka Michał, Malinowski Henryk, Surdacki Paweł, Wojtasiewicz Grzegorz: Nadprzewodnikowe zasobniki energii, Projektu Badawczego PB 4T10A 004 25 w Instytucie Podstaw Elektrotechniki i Elektrotechnologii Politechniki Lubelskiej, Lublin 2007
4. Wprowadzenie do superkondensatorów – instrukcja laboratoryjna, <http://www.elektropol.pl/magazyn/?store=Inzynieria%20elektryczna%20w%20Transporcie>
5. Markiewicz H., Klajn A.: Jakość zasilania – poradnik. Pewność zasilania. Jakość zasilania odbiorców końcowych, <http://www.scribd.com/doc/5849789/431ebook-PL>
6. Dzierżanowski Ł.: Elektrownie CAES, Energia Elektryczna 2-3/2011
7. Paska J., Kłos M., Michalski Ł., Molik Ł.: Układy hybrydowe – integracja różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, Elektroenergetyka. Współczesność i rozwój, 6/2010

Źródła internetowe:

[1] www.pse-operator.pl

[2] <http://elektronikab2b.pl/biznes/1459-superkondensatory-w-samochodzie>

Jerzy WACOWSKI

**STUDIUM PRZYPADKU APLIKACJI PRAKTYCZNYCH
TECHNOLOGII GEOTERMALNYCH, TECHNOLOGII
OPARTYCH NA POMPACH CIEPŁA I POMPACH GAZOWYCH
POD KĄTEM APLIKACJI OŹE W BUDYNKACH WRAZ OCENĄ
EFEKTYWNOŚCI TYCH TECHNOLOGII ZASTOSOWANYCH W
BUDYNKACH. SELEKCJA ORAZ HIERARCHIZACJA W
OBREMBIE GRUPY CZYNNIKÓW INNOWACYJNYCH DLA
OKREŚLENIA KOMPATYBILNOŚCI ROZPATRYWANYCH
TECHNOLOGII Z BUDYNKAMI**

Spis treści

1. WPROWADZENIE	303
1.1 ZALETY TECHNOLOGII GHP [1].....	304
1.2 TECHNOLOGIA PRZYJAZNA ŚRODOWISKU	306
1.3 KALKULACJA KOSZTÓW	306
1.4. POPYT NA KLIMATYZACJĘ	308
1.5. KRYTERIA PRACY GAZOWEJ POMPY CIEPŁA	308
2. ZASADY DZIAŁANIA GPH [2]	309
3. APLIKACJE GHP - case study	315
3.1. FIRMA SANYO.....	315
3.2. INNOWACJE W SYSTEMIE GHP-VRF [5].....	319
3.3. URZĄDZENIA GHP FIRMY AISIN [3]	322
3.4. Kogenerator MCHP AISIN [6]	329
4. PODSUMOWANIE NIETECHNICZNE.....	333
5. LITERATURA	334

1. WPROWADZENIE

Gazowe pompy ciepła (Gas Heat Pumps - GHP)

Technologia GHP to nowoczesne, niezawodne, oszczędne i przyjazne dla środowiska rozwiązanie. Dzięki odwracalności cyklu termodynamicznego pracy pompy ciepła istnieje możliwość realizacji **ogrzewania i klimatyzacji w jednej instalacji**. Zastosowanie gazu jako źródła energii pozwala na redukcję kosztów eksploatacji do 40% w porównaniu z elektrycznymi układami grzewczo-klimatyzacyjnymi. Gazowe pompy ciepła pozwalają na efektywne ogrzewanie i chłodzenie w pełnym zakresie temperatur zewnętrznych.

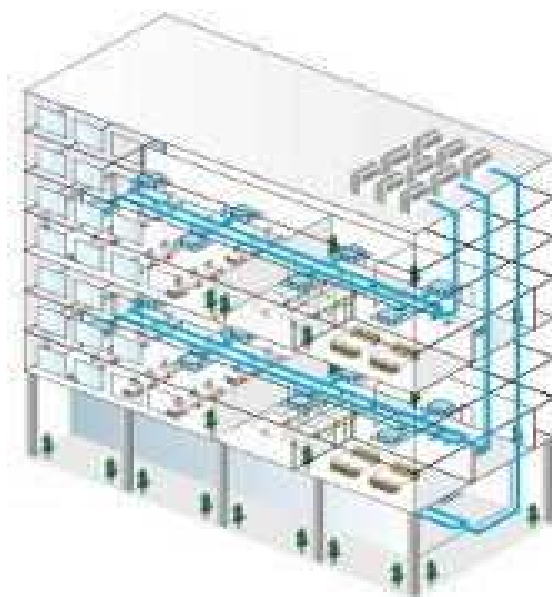
Opracowano system klimatyzacji i ogrzewania zasilany gazem, który po pierwsze, uniezależnia użytkownika od energii elektrycznej, a dodatkowo powoduje radykalne zmniejszenie emisji CO₂ oraz NO_x. Systemy GHP są przeznaczone nie tylko dla kilku pomieszczeń, ale dla całych budynków biurowych, szpitali, szkół, uniwersytetów, budownictwa mieszkaniowego, kościołów oraz wszelkiego rodzaju obiektów przemysłowych. Ze względu na przepływy powietrza zasysanego z zewnątrz i wydmuchiwanego do góry przez wentylatory, gazowe pompy ciepła GHP należy montować **na zewnątrz budynku** - na dachu budynku lub obok budynku.

W Japonii sporządzono statystyki, które wykazały, że opracowanie tej technologii i wdrożenie w życie łącznie ok. 5,5 GW wydajności chłodniczej/grzewczej, **spowodowało zatrzymanie koncepcji budowy elektrowni atomowej** o zdolności wytwarzania 2,4 GW energii elektrycznej.

Urządzenia GHP opracowane zostały w Japonii, gdzie stosowane są już od 20 lat. W Europie istnieje ponad 2000 instalacji GHP.. Dużym zainteresowaniem cieszą się one szczególnie we Włoszech, Niemczech, Hiszpanii, Anglii, Rumunii, Francji, Holandii. Od 2006 system dostępny jest też w Polsce. W tym czasie zostało zainstalowanych ponad 45 systemów w całej Polsce, m.in. kilkanaście na terenie PGNiG w Warszawie, Lublinie, Zabrzu, Kielcach czy Krakowie.



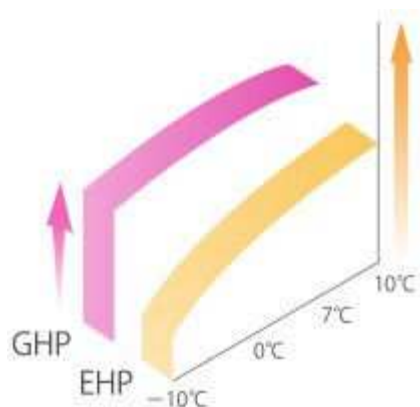
Fot.1 Urządzenia GHP usytuowane poza budynkiem



1.1 ZALETY TECHNOLOGII GHP [1]

Utrzymywanie mocy wyjściowej bez względu na zmiany temperatur zewnętrznych

Ciepło wytwarzane przy pracy gazowego silnika spalinowego w urządzeniach GHP jest odzyskiwane i staje się efektywnym źródłem energii wykorzystywanej w cyklu grzewczym pompy ciepła. Dodatkowo urządzenia GHP wyposażone są w komputerowo sterowany regulator prędkości obrotowej silnika oraz w układ dołączania sprężarek w zależności od aktualnego zapotrzebowania na moc. Układ ten pozwala na zapewnienie dostawy energii do budynków na odpowiednim poziomie bez względu na zmiany warunków otoczenia. Jest to czynnikiem wyróżniającym gazowe pompy ciepła GHP od elektrycznych powietrznych pomp ciepła (EHP - Electric Heat Pumps). Różnica ta jest widoczna tym bardziej, im niższa jest temperatura zewnętrzna. Gazowe pompy ciepła GHP zachowują bliski 100% zakres nominalnych mocy wyjściowych bez względu na zmieniające się warunki zewnętrzne, podczas gdy wydajność układów EHP drastycznie spada wraz ze spadkiem temperatury zewnętrznej.



Rys.1 Moce wyjściowe GHP i EHP w funkcji temperatury

Redukcja zużycia energii i kosztów eksploatacji

Zastosowanie gazowego silnika spalinowego w pompach ciepła GHP pozwala na uzyskanie określonej nominalnej mocy mechanicznej na zespole sprężarek (a w efekcie mocy cieplnej/chłodniczej przekazanej do budynku) przy niższym koszcie za kilowatogodzinę energii, w porównaniu z elektrycznymi powietrznymi pompami ciepła EHP. Wynika to z faktu, że koszt spalania gazu ziemnego lub LPG w ilości potrzebnej do wytworzenia odpowiedniej mocy mechanicznej w silniku spalinowym jest niższy niż koszt energii elektrycznej potrzebnej do wytworzenia tej samej mocy w silniku elektrycznym.

Wykorzystanie ciepła z układu chłodzenia gazowego silnika spalinowego i odzysk ciepła ze spalin w urządzeniach GHP pozwala na redukcję kosztów zużycia energii do 40% w porównaniu z tradycyjnymi technologiami. Ponadto, ze względu na to że nadmiar ciepła z układu chłodzenia silnika spalinowego zostaje przekierowany do wymiennika ciepła i może być wykorzystany do produkcji ciepłej wody użytkowej, efektywność rozwiązań GHP dodatkowo wzrasta.

Praca bez przerw na odszranianie układu

Dzięki wykorzystaniu ciepła z układu chłodzenia silnika spalinowego, urządzenia GHP nie wymagają pracy w cyklu odwróconego przebiegu czynnika chłodniczego (wymaganego do niezbędnego odszronienia układu i jego poprawnej pracy), jak ma to miejsce w przypadku elektrycznych powietrznych pomp ciepła EHP. Ponadto wysoka sprawność gazowych silników spalinowych umożliwia uzyskanie bardzo szybkiego ogrzania pomieszczeń nawet przy najniższych temperaturach zewnętrznych.



Rys.2 Praca GHP bez przerw na odszranianie

Łatwość instalowania urządzeń GHP

Układy z zastosowaniem gazowych pomp ciepła GHP mogą być umieszczone na dachu budynku lub obok niego. Nie wymagają one wykonywania kosztownych odwiertów jak w przypadku geotermalnych pomp ciepła (porównanie z geotermalnymi pompami ciepła może dotyczyć jedynie trybu ogrzewania, ponieważ w trybie chłodzenia geotermalne pompy ciepła umożliwiają jedynie tzw. chłodzenie pasywne które umożliwia obniżenie temperatury wewnątrz pomieszczeń zaledwie o kilka stopni, co wymaga oddzielnie stosowania dodatkowych generatorów chłodu). Ze względu na to, że w technologii GHP zarówno ogrzewanie jak i chłodzenie realizowane są przy wykorzystaniu jednej instalacji, stwarza to znaczne ułatwienie i redukcję kosztów na etapie projektowania i montażu, oraz w dalszej perspektywie podczas serwisu i konserwacji.

Estetyka wykonania instalacji GHP

Umieszczenie urządzeń GHP na dachu budynku lub obok niego oraz rozprowadzenie czynnika roboczego wewnątrz budynku za pomocą przewodów o małych średnicach, pozwala na zcentralizowanie jednostek zewnętrznych całego układu grzewczo-klimatyzacyjnego. W odróżnieniu od tradycyjnych rozwiązań klimatyzacyjnych zapewnia to zachowanie estetyki wykonania elewacji budynków.

Trwałość urządzeń GHP

Specjalna konstrukcja silników gazowych, opracowanych i zaprojektowanych do zastosowania w pompach ciepła GHP, pozwala na ich wieloletnią pracę przy minimalnych nakładach związanych z okresową obsługą. Wymiana świec, pasków klinowych i uzupełnienie oleju następuje po 5 latach eksploatacji lub co 10.000 godzin pracy, natomiast wymiana oleju ma miejsce raz na 15 lat. Jakość wykonania gazowych pomp ciepła GHP gwarantuje ciągłość pracy instalacji i znacznie obniża koszty jej obsługi.

Dokładniejszą specyfikę zalet GHP przedstawiono dalej w punkcie opracowania 3.2 Innowacje w systemie GHP-VRF .

1.2 TECHNOLOGIA PRZYJAZNA ŚRODOWISKU

Zastosowanie urządzeń GHP w instalacjach grzewczo-klimatyzacyjnych oznacza zmniejszenie ilości paliwa pierwotnego jakie musi być zużyte do wytworzenia określonej ilości energii wymaganej do zapewnienia komfortu termicznego wewnątrz budynku. Paliwo gazowe jest najczystszy źródłem energii pozyskiwanej przez spalanie, zarówno biorąc pod uwagę wysoką wartość opałową gazu ziemnego i LPG, jak i skład spalin powstających przy spalaniu gazu, w porównaniu z zanieczyszczeniami powstającymi przy spalaniu węgla w elektrowniach konwencjonalnych. Jeżeli uwzględnimy cały cykl wytworzenia energii elektrycznej w elektrowni opalanej węglem wraz z przesyłem tej energii do użytkownika końcowego, i porównamy go z instalacją GHP, gdzie proces spalania czystego paliwa jakim jest gaz odbywa się bezpośrednio w miejscu wykorzystania wytworzonej energii, oznacza to że wielkość emisji CO₂ do atmosfery w technologii GHP jest do 40% niższa niż w przypadku technologii tradycyjnych.

Wysoki współczynnik wydajności COP technologii GHP powoduje, że rozwiązanie to jest wyjątkowo efektywne i pozwala na ograniczenie zużycia energii pierwotnej potrzebnej do zasilenia budynku w moc chłodniczą/grzewczą, a tym samym na redukcję emisji gazów cieplarnianych.

Zastosowany najczęściej w układach GHP czynnik chłodniczy R410A charakteryzuje się zerowym wpływem na warstwę ozonową i przez to jest uznany jako najkorzystniejszy do zastosowań w układach klimatyzacyjnych.

Redukcja zużycia energii i tym samym redukcja emisji CO₂ oraz zastosowanie czynnika R410A pozwalają przy wdrażaniu technologii GHP na ubieganie się o bardzo korzystne kredyty na zakup technologii gazowych sprzyjających ochronie środowiska naturalnego, jakie są finansowane m.in. przez Państwowy i Wojewódzkie Fundusze Ochrony Środowiska.

1.3 KALKULACJA KOSZTÓW

Zastosowanie gazowych pomp ciepła pozwala na znaczne zmniejszenie kosztów eksploatacji w porównaniu z tradycyjnymi rozwiązaniami. Dodatkowo zmniejszone jest oddziaływanie na środowisko naturalne poprzez redukcję emisji zanieczyszczeń powietrza.

Stosowanie gazowych pomp ciepła jest alternatywą wobec drogich w eksploatacji elektrycznych układów grzewczo-klimatyzacyjnych.

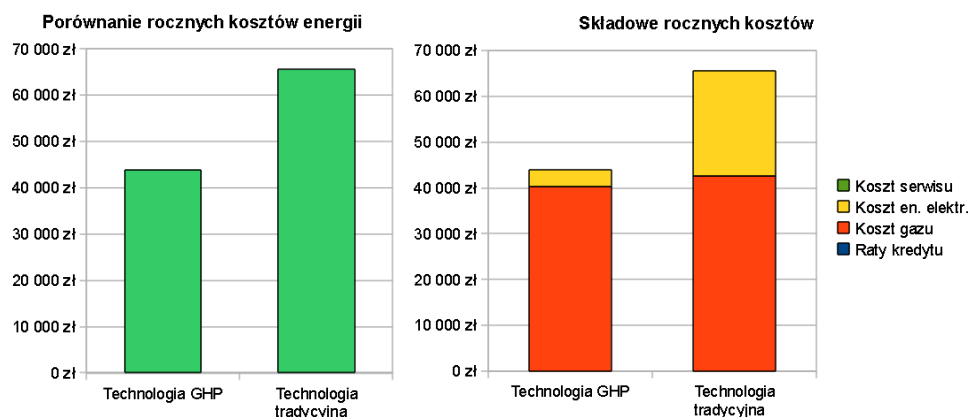
Poniżej przedstawiono przykładowe porównanie kosztów eksploatacji.

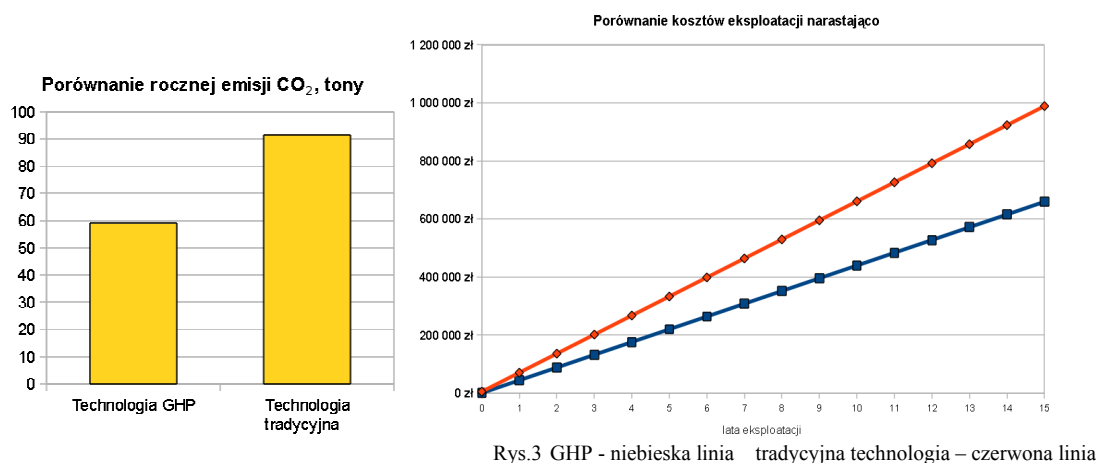
[wg firmy AISIN] [2]

Kalkulacja kosztów dla: - technologii gazowych pomp ciepła GHP AISIN
- technologii tradycyjnej (kocioł gazowy + elektryczna klimatyzacja)

Dane eksploatacyjne			Technologia GHP	Technologia tradycyjna
Moc znamionowa	ogrzewanie	kW	120	120
	chłodzenie	kW	110	110
Pobór energii elektrycznej	ogrzewanie	kW	2,5	1,5
	chłodzenie	kW	2,5	39
Pobór gazu	ogrzewanie	kW	86	133
	chłodzenie	kW	65	0
Czas pracy	ogrzewanie	h/rok	1600	
	chłodzenie	h/rok	1000	
Roczne zużycie en. elektr.	ogrzewanie	kWh/rok	4000	2400
	chłodzenie	kWh/rok	2500	39286
Roczne zużycie gazu	ogrzewanie	kWh/rok	137143	213333
	chłodzenie	kWh/rok	64706	0

Koszty eksploatacji			Technologia GHP	Technologia tradycyjna
Jednostkowe ceny energii	en. elektr.	zł/kWh	0,55 zł	
	gaz	zł/kWh	0,20 zł	
Roczny koszt en. elektr.	ogrzewanie	zł/rok	2 200 zł	1 320 zł
	chłodzenie	zł/rok	1 375 zł	21 607 zł
Roczny koszt gazu	ogrzewanie	zł/rok	27 429 zł	42 667 zł
	chłodzenie	zł/rok	12 941 zł	0 zł
Łączne koszty energii rocznie			43 945 zł	65 594 zł
Opłata przyłączeniowa do sieci energ.			320 zł	5 029 zł





1.4. POPYT NA KLIMATYZACJĘ

Rozwój technologii GHP jest wynikiem coraz to większego zapotrzebowania na energię elektryczną przeznaczoną w dużym stopniu na klimatyzację oraz problemów z tym związanych, np. w postaci przeciążenia lokalnych sieci energetycznych i okresowych awarii w dostawie energii elektrycznej zwłaszcza w sezonie letnim, kiedy wszyscy korzystają z urządzeń w tym samym czasie. Według prognoz klimatologów, gorące lata za kilkanaście lat będą normą, a średnia temperatura podniesie się jeszcze o kilka stopni w tym wieku.

Dużym problemem jest emisja do atmosfery dwutlenku węgla oraz tlenków azotu towarzysząca pracy urządzeń zasilanych energią elektryczną. Potęguje to efekt cieplarniany, który z kolei zmienia globalnie klimat, powodując jego ocieplenie i związane z tym awarie sieci energetycznych na skutek obniżania poziomu wód w rzekach, akwenach wodnych oraz podwyższenia ich temperatury, a które stanowią źródło chłodu dla turbin w elektrowniach. Dodatkowo, gwałtownie rosnące zapotrzebowanie na klimatyzację powoduje zwiększone obciążenie sieci energetycznych, które i tak już są przeciążone na skutek nieefektywnego chłodzenia wodą z rzek oraz przegrzewania się kabli energetycznych.

1.5. KRYTERIA PRACY GAZOWEJ POMPY CIEPŁA

- Możliwość całkowitego uniezależnienia się od energii elektrycznej
- Wymagane tylko zasilanie 1 fazowe
- Niska emisja CO₂ korzystna dla wskaźnika energochłonności budynku
- 100% wydajności cieplnej przy temperaturze otoczenia –20°C
- Nie wymagany cykl odszraniania
- Niskie koszty eksploatacyjne
- Szybki czas rozruchu w trybie grzania, dodatkowe ciepło wejściowe absorbowane z silnika
- Możliwość zasilania gazem ziemny lub gazem LPG
- Możliwość podłączenia do ok.40 jednostek wewnętrznych w jednym systemie agregatu zewnętrznego
- Tryb cichej pracy (redukcja poziomu głośności do 2 dBA)
- Okres między kolejnymi przeglądami ustala się na poziomie 10 000h pracy urządzenia (średnio co 3 lata)

2. ZASADY DZIAŁANIA GPH [2]

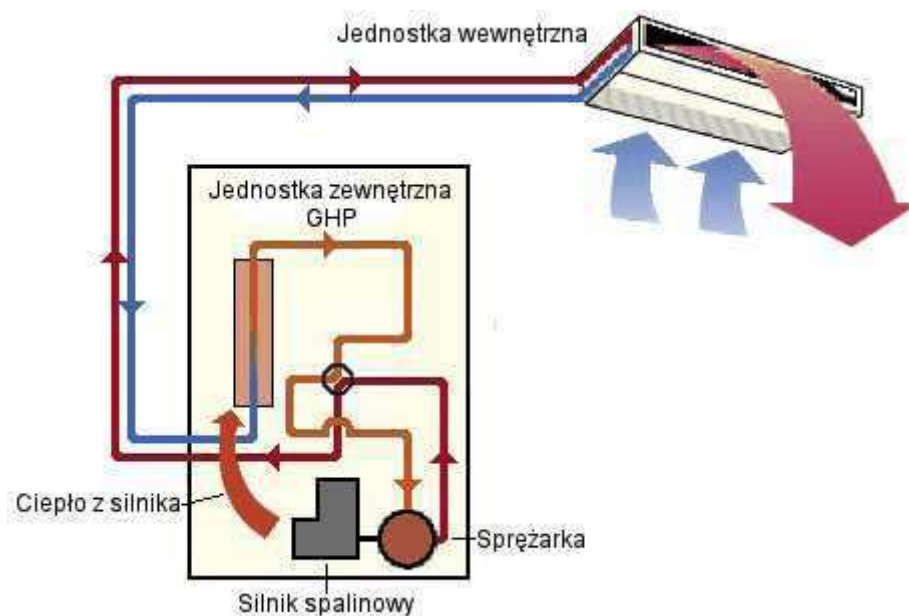
Gazowe pompy ciepła są zaawansowanym technologicznie, nowoczesnym, oszczędnym i komfortowym rozwiązaniem, które pozwala na maksymalizację wydajności i redukcję zużycia energii. Układy GHP wyróżniają się znacznie na tle tradycyjnych technologii grzewczo-klimatyzacyjnych i układów pomp ciepła. Instalacje GHP pozwalają na niezwykle sprawne i efektywne wykorzystanie energii zawartej w gazie ziemnym lub LPG i przekształcenie jej w obrębie jednej instalacji na chłód, ciepło i ciepłą wodę użytkową, umożliwiając tym samym uzyskanie znacznych oszczędności zarówno na etapie projektowania i wykonania instalacji, jak i w okresie jej eksploatacji.

Ze względu na skalowalność mocy i możliwość przekazywania energii w różnych układach, urządzenia GHP znajdują zastosowanie w różnego typu obiektach - począwszy od prywatnych willi i apartamentowców, a skończywszy na hotelach i bankach, od supermarketów i centrów rozrywki do restauracji i szkół, od salonów samochodowych do zakładów produkcyjnych - **wszystkie obiekty o dużej kubaturze**, gdzie wymagana jest klimatyzacja i ogrzewanie mogą z powodzeniem wykorzystać zalety jakie niesie ze sobą technologia GHP.

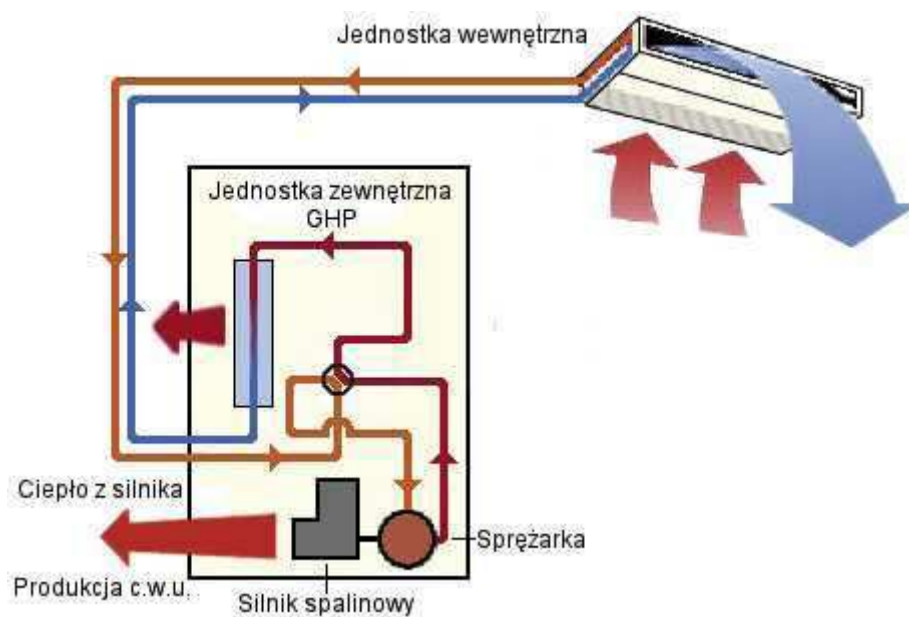
W układach GHP silnik spalinowy zasilany gazem ziemnym lub LPG wykorzystany jest do napędu zespołu sprężarek pracujących w wysokowydajnym układzie pompy ciepła ze zmiennym przepływem czynnika chłodniczego VRF (Variable Refrigerant Flow). Ciepło powstające podczas pracy silnika wykorzystywane jest w trybie ogrzewania jako źródło ciepła zasilającego obieg pompy ciepła, a w trybie chłodzenia pozwala na wyeliminowanie strat związanych z procesem odszraniania parownika, jakie występują w układach elektrycznych powietrznych pomp ciepła EHP (Electric Heat Pumps).

W trybie ogrzewania ciekły czynnik R410A podgrzewany jest w wymienniku zewnętrznym z wykorzystaniem ciepła otoczenia oraz ciepła pochodzącego z układu chłodzenia silnika. W ten sposób następuje jego odparowanie. Następnie czynnik podlega sprężeniu i trafia do jednostki wewnętrznej, gdzie następuje jego skroplenie i przekazanie w ten sposób ciepła do pomieszczenia.

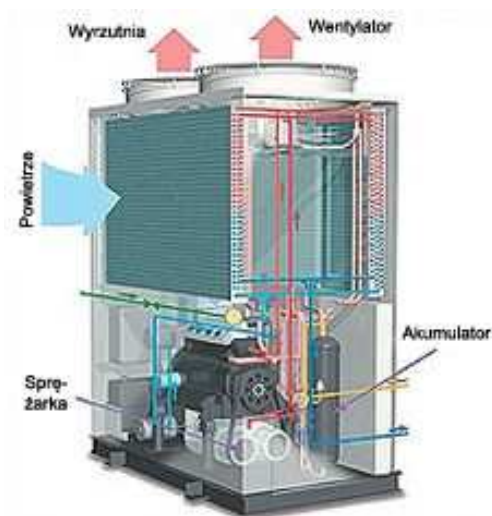
W trybie chłodzenia ciekły czynnik R410A podlega odparowaniu w jednostce wewnętrznej, przez co następuje odebranie ciepła z klimatyzowanego pomieszczenia. Następnie czynnik podlega sprężeniu i skierowany jest do wymiennika zewnętrznego, gdzie następuje jego skroplenie i oddanie w ten sposób ciepła na zewnątrz budynku.



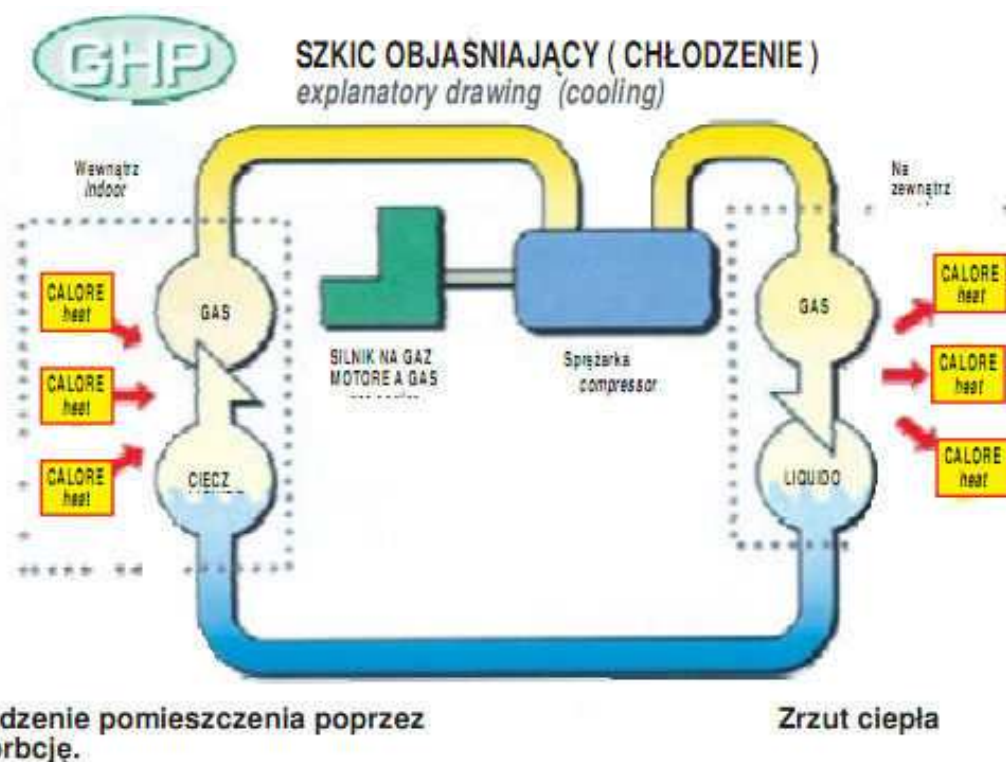
Rys.4 Tryb pracy GRZANIE



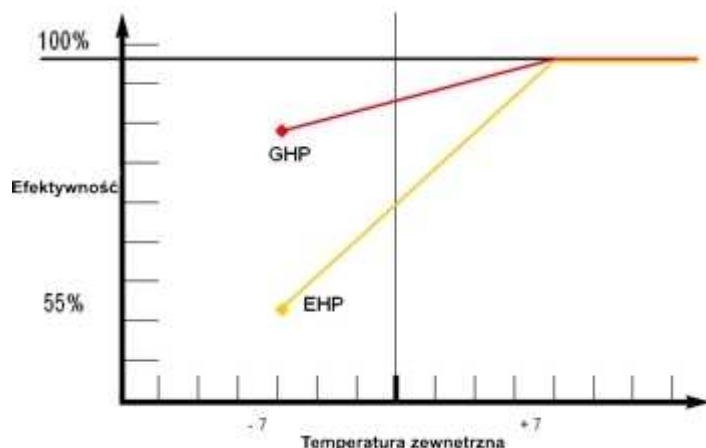
Rys.5 Tryb pracy CHŁODZENIE



Rys.6 Schemat instalacji GHP



Rys.7 Szkic pracy urządzenia GHP



Rys.8 Porównanie efektywności gazowych i elektrycznych pomp ciepła

Pompa gazowa różni się od elektrycznej tym, że jej kompresor napędzany jest przez silnik gazowy, który wykorzystuje zarówno ciepło zewnętrzne jak również ciepło produkowane przez sam silnik. Z tego powodu GHP jest nadzwyczaj efektywnym energetycznie systemem. Gazowa pompa ciepła wykorzystuje fizyczne właściwości czynnika R407C, który pochłania ciepło otoczenia w czasie parowania i dostarcza ciepło podczas kondensacji. Czynnik jest rozprawdany przez kompresor, który nieustannie przekształca parę w kondensat zarówno do ogrzewania jak i chłodzenia. System wymiany ciepła w pompie wyklucza główny problem, jaki jest w elektrycznych pompach ciepła, spadek efektywności ogrzewania względem zewnętrznej temperatury. Podczas zimy, GHP ma nadzwyczajną pojemność ogrzewania nawet przy bardzo niskich temperaturach zewnętrznych (-20 °C).

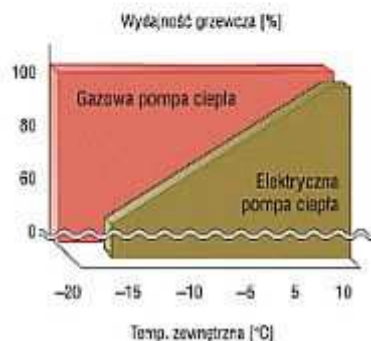
Jedną z głównych zalet gazowych pomp ciepła są niskie koszty bieżące eksploatacji. Oszczędności, w skali rocznej mogą być niższe o 30% porównując z elektryczną pompą ciepła. Dystrybutorzy rozprawdający gaz preferują użycie pomp gazowych. Zapotrzebowanie na energię elektryczną jest zredukowane a jej zużycie jest 90% mniejsze niż w pompie z silnikiem elektrycznym. Wysoka efektywność gazowego silnika pompy powoduje, że nagrzewa szybko pomieszczenia nawet w najzimniejsze dni zimowe. GHP posiada inteligentny hi-tech kontroler, który reguluje prędkość obrotową silnika, biorąc pod uwagę wewnętrzną i zewnętrzną temperaturę - w wyniku czego jest mniejsza strata energii przy stałej wewnętrznej temperaturze.

Rozmrażanie systemu jest osiągnięte przez wewnętrzną odzysk ciepła, bez potrzeby odwracania cyklu pracy pompy. Możemy mieć zatem bardzo szybko i efektywnie nagrzane pomieszczenie bez przerw na rozmrażanie. Bez dodatkowych kosztów powodujących zwiększone zapotrzebowania na moc cieplną a także potrzeby stawiania bojlera.

Zatem, gazowa pompa ciepła jest na szczycie systemów klimatyzacyjnych ze wszystkich pomp ciepła. Zużycie gazu jest niskie, co daje w konsekwencji niski poziom kosztów i emisji CO₂ po względem ochrony środowiska. Długość pierwszej gałęzi rurociągu może wynosić do 40 metrów, co zapewnia dużą elastyczność przy instalowaniu.



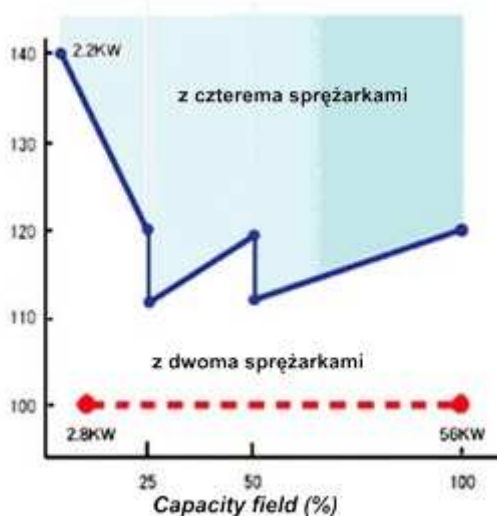
Rys. 1 Porównanie czasu osiągnięcia temperatury w funkcji grzania



Rys. 2 Porównanie wydajności grzewczej

Technologiczne innowacje wg AISIN

A. Endotermiczny silnik zaopatrywany w gaz został opracowany przez Badawcze Rozwojowe Centrum Toyoty, specjalnie dla gazowej pompy ciepła. Są tutaj 4 sprężarki z elektrosprzęgłem, które gwarantują wysoką efektywność przy minimalnych obciążeniach. Nawet przy częściowych obciążeniach gazowa pompa ciepła AISIN ma bardzo niski poziom kosztów bieżących. Maksymalizacja efektywności silnika, wymienników ciepła i reszty peryferyjnych składników zapewnia osiągnięcie wysokiego COP (efektywność wykorzystania mocy).



Rys.9 Diagram porównania efektywności: modele z dwoma i czterema sprężarkami

B. Wszystkie modele gazowych pomp ciepła AISIN mogą być zaopatrzone w kompletny zestaw, który produkuje gorącą wodę dla celów domowych.

AISIN oferuje takie zestawy wraz z montażem.

Szczegóły techniczne - zestawu do ciepłej wody użytkowej					
Model	Moc [kW]	Temp. we/wy [°C]	Wydajność [m ³ /h]	Strata na wymienniku [kPa]	Połączenie hydrauliczne [mm]
WKIT - 5 HP	5,5	55/60	0,95	30	14
WKIT - 6,5 HP	7,0	55/60	1,2	35	14
WKIT - 8 HP	10,0	55/60	1,7	25	22
WKIT - 10 HP	12,0	55/60	2,0	30	22
WKIT - 13 HP	13,5	55/60	2,3	35	22
WKIT - 16 HP	16,5	55/60	2,8	30	28
WKIT - 20 HP	20,0	55/60	3,5	35	28

Tabela 1

Moc cieplna otrzymana dla poniższych warunków:

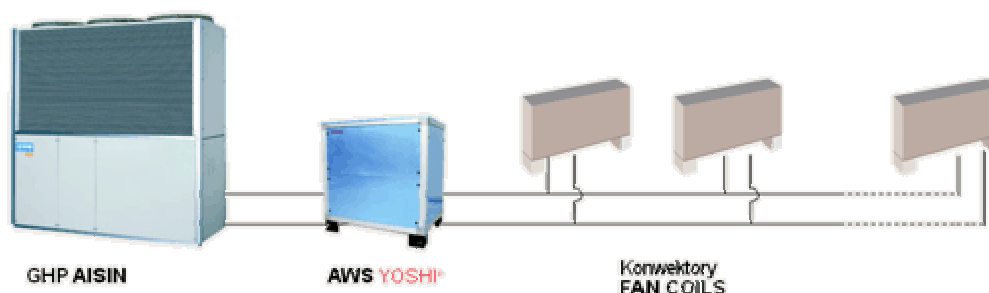
- tryb chłodzenia przy maksymalnej pojemności
- temperatura zewnętrzna 35 °C
- temperatura chłodziwa silnika 75 °C

Ważna uwaga : w trybie nagrzewania moc cieplna zmienna dawana jest od 80% do 0%.

Możliwy odzysk z obwodu chłodziwa silnikowego produkującego gorącą wodę dla wewnętrznego użycia w zestawie który może być zainstalowany w gazowej pompie ciepła AISIN, które są przeznaczone do tej roli. Zestaw składa się z płytowego wymiennika ciepła połączonego równolegle do okrążającego silnik radiatora i termostaticznej zasuwy. Ten zestaw, poza tradycyjnym odzyskiem w zimowym chłodzeniu pozwala odzyskiwać ciepło także w lecie (ciepło które w przeciwnym razie byłoby zmarnowane).

Zestaw jest tak skonstruowany aby nie wywierać wpływu na pracę gazowej pompy ciepła AISIN podczas trybu grzania. Zestaw jest zainstalowany wewnątrz gazowej pompy ciepła i pozwala na połączenie z użytkownikiem dzięki połączeniom hydraulicznym przy rurach chłodzących.

C. Przy podłączeniu gazowej pompy ciepła AISIN do specjalnego systemu woda-powietrze AWS YOSHI, wyprodukowanym i opatentowanym przez TECNOCASA, jest możliwe zainstalowanie urządzeń np. konwektorów, klimakonwektorów, urządzeń do klimatyzacji itd. Stosując ten system, użycie np.: bojlera do gorącej wody jest możliwe bez ponoszenia dodatkowych kosztów użycia prądu elektrycznego.



Rys.10 System AWS YOSHI woda-powietrze

AWS YOSHI© Specyfikacja techniczna					
	Wymiary szer/wys/głęb.	Zapotrzebowanie kW*		Zużycie prądu kW	Pojemność zbiornika (l)
		Chłodzenie	Grzanie		
AWS 5HP	940/1290/690	14	18	0,21	100
AWS 10HP	940/1290/690	28	33,5	0,34	100
AWS 20HP	940/1290/960	54	65	0,37	nie włączone
* temperatura wody :chłodzenie 7/11° C, grzanie 42/47°C					

Tabela 2

3. APLIKACJE GHP - case study

3.1. FIRMA SANYO

SANYO GHP ECO G POWER z agregatem kogeneracyjnym. [4]

Nowe gazowe pompy ciepła GHP serii M to doskonałe rozwiązanie przy ograniczonym dostępie energii elektrycznej.

Systemy gazowe VRF firmy SANYO zostały wprowadzone na rynek w 1980 roku.

Dodatkowo, firma SANYO wyposaża gazowe pompy ciepła GHP w innowacyjne rozwiązanie ECO G Power. Jednostka ECO G Power posiada generator o mocy 4 kW, który bez problemu dostarczy energię elektryczną dla 40 jednostek wewnętrznych lub też dla

innych urządzeń. Technologia GHP pomaga równocześnie zmniejszyć koszty eksploatacji urządzenia oraz obniżyć emisje gazów cieplarnianych. Jak można to zrobić jednocześnie? Odpowiedź leży w poziomie efektywności energetycznej, która dla GHP jest wyższa, a przy tym bardziej przyjazna dla środowiska niż w przypadku konwencjonalnych systemów. System GHP korzysta z czystego spalania gazu jako głównego źródła energii. Niezwykle zaawansowany system GHP jest zarówno ekonomiczny pod względem inwestycyjnym, jak i podczas całej eksploatacji. Ponadto, GHP używa przyjaznego dla środowiska czynnika R410A, który jest nieszkodliwy dla warstwy ozonowej.

Sercem jednostki zewnętrznej GHP jest system spalania mieszanki ubogiej, który za pomocą sprzężenia zwrotnego kontroluje skład mieszanki paliwowo - powietrznej, co prowadzi do znacznej redukcji CO₂ i NO_x (nawet do 66% poniżej standardów UE), a tym samym zmniejszenia poziomu emisji CO₂ związanych z klimatyzacją i ogrzewaniem.

Emisja CO₂

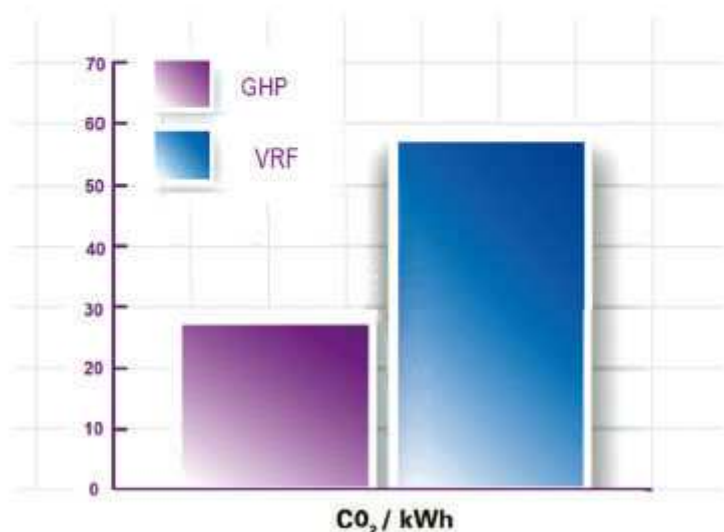
Współczynnik emisyjności CO₂ wynosi 0,2045 kg/kWh* dla gazu ziemnego oraz 0,9907 kg/kWh** dla energii elektrycznej wyprodukowanej w Polsce.

Gazowa pompa ciepła GHP

$$141,84 \text{ kW} \times 0,2045 \text{ kg/kWh} = 29,0 \text{ kg CO}_2$$

Elektryczna pompa ciepła VRF

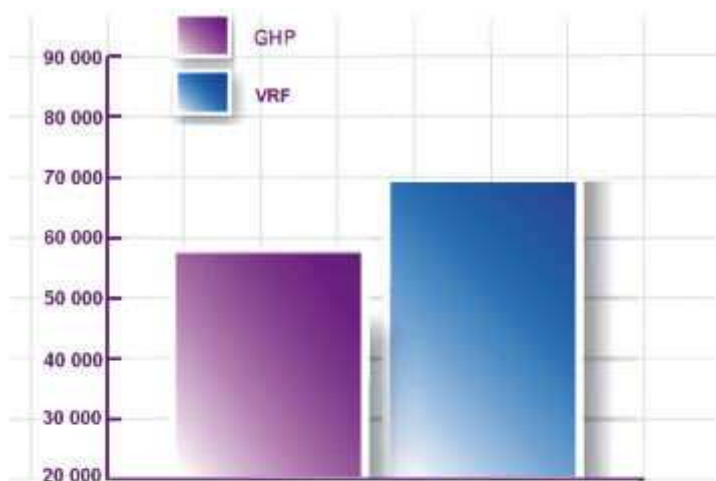
$$57,8 \text{ kW} \times 0,9907 \text{ kg/kWh} = 57,25 \text{ kg CO}_2$$



W tym przykładzie uwzględniamy dla GHP dodatek wskaźnika emisji CO₂ 3,25 kg/kWh na rzecz wentylatorów.

Niski koszt eksploatacji

Urządzenie GHP firmy SANYO jest bardzo wydajne podczas pracy, a przy tym niezwykle przyjazne dla środowiska. Dzięki temu następuje znaczna redukcja kosztów. Typowe koszty eksploatacji zapewniają oszczędność na poziomie 20-40 % w porównaniu do systemu elektrycznego VRF.



Szacowany roczny koszt eksploatacji urządzenia o mocy chłodniczej 200 kW

Koszt za kW mocy chłodniczej (VRF) = 0,13 zł/kW *

Koszt za kW mocy chłodniczej (GHP) = 0,11 zł/kW *

Szacowana roczna oszczędność dla GHP = 10 200 zł

Obliczenia zawierają koszt energii elektrycznej potrzebnej do zasilania wentylatorów skraplacza.

* Vattenfall Cena energii elektrycznej, 2010-2011, Grupa taryfowa G11

** Taryfa dla PGNiG, Mazowiecka Spółka Gazownictwa, nr 2/2009 z maja 2009, Grupa taryfowa WF-2

Roczny koszt eksploatacji opiera się na 50 h tygodniowo pracy urządzenia przez 51 tygodni rocznie. Cena energii elektrycznej wynosi 0,45 zł/kWh* Cena gazu ziemnego wynosi 0,134 zł/kWh

Do 71 kW mocy chłodniczej i do 80 kW mocy grzewczej z 1-fazowego zasilania

GHP jest idealnym rozwiązaniem wszędzie tam, gdzie jest ograniczony dostęp do energii elektrycznej. Możemy użyć gazu ziemnego jako głównego źródła energii, potrzebujemy do tego jeszcze 1-fazowego zasilania w celu uruchomienia urządzeń dodatkowych takich jak wentylatory. To oznacza, że 71 kW mocy chłodniczej i 80 kW mocy grzewczej może być otrzymywane jedynie przy 1-fazowym zasilaniu.

100% wydajności grzewczej przy -20°C

Brak cyklu odszraniania

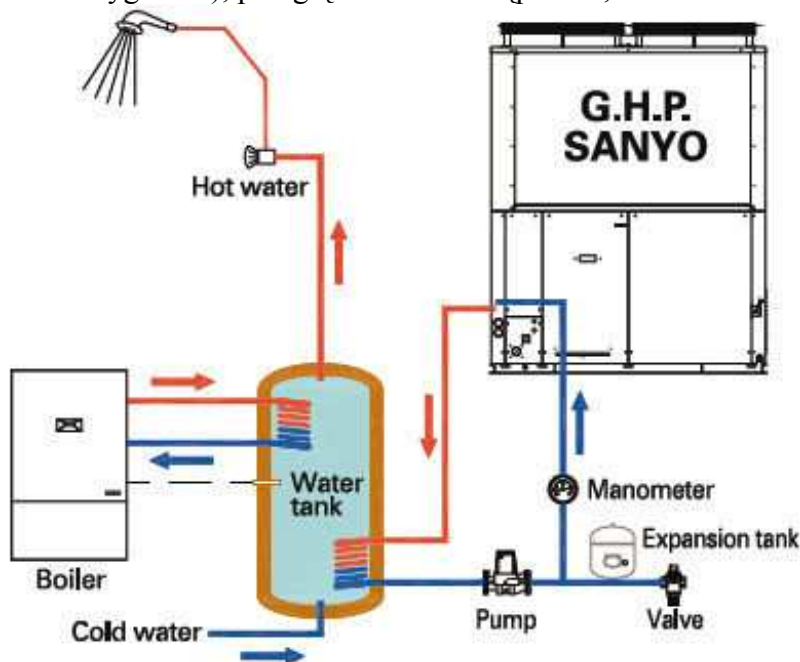
W przeciwieństwie do elektrycznego VRF, gazowa pompa ciepła GHP oferuje 100% zdolności grzewczej, nawet, jeśli zima temperatura spadnie do -20°C. Ciepło odpadowe ze spalania jest odzyskiwane i na nowo wykorzystywane, zapewniając szybki start z pełną mocą grzewczą, redukując przy tym straty energii, co oznacza brak konieczności odszraniania. Daje nam to pewność, że zimne powietrze nie będzie napływać wtedy, kiedy użytkownik potrzebuje ogrzewania.

Ciepła woda bezpłatnie.

W 2-rurowym systemie GHP ciepło odpadowe z silnika, które normalnie podczas procesu chłodzenia jest usuwane do atmosfery, odzyskiwane jest za pomocą wymiennika ciepła. Jest to niezwykle przyjazny dla środowiska naturalnego sposób podgrzewania wody, którego moc może kształtować się na poziomie 22 kW.

Łatwa konserwacja

Okres konserwacji utrzymuje się na poziomie 10 000 h pracy dla silnika gazowego w GHP i pomaga zwiększyć oszczędność kosztów. Przy założeniu pracy średnio 3 120h rocznie (12h x 5 dni x 52 tygodnie), przegląd silnika nastąpi co 3,2 roku.

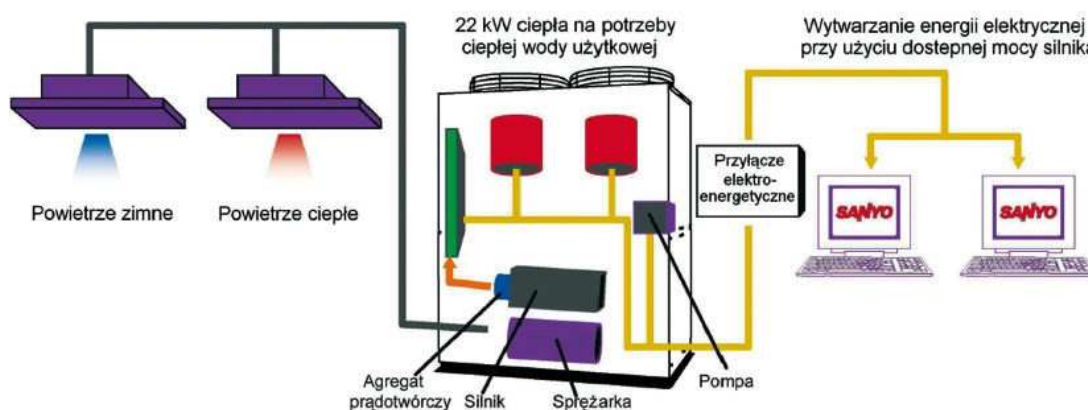


Rys.11 Pompa ciepła GHP z rozwiązaniem ECO G Power

Nowy Eco G Power- gazowy system GHP VRF z agregatem kogeneracyjnym.

System ECO-G Power produkowany przez firmę SANYO jest jednym z innowacyjnych rozwiązań zasilanych gazem (GHP). System wyposażony jest w trwały magnes, który umożliwia pracę generatora bezłożyskowego. Urządzenie to oprócz chłodzenia, grzania, darmowej gorącej wody, zapewnia również produkcję energii elektrycznej.

Każdy agregat ECO-G Power wyposażony jest w generator o mocy 4 kW, którym możemy zasilić do 40 jednostek wewnętrznych lub 8 komputerów. Układ pozwala na ciągłą pracę nawet w przypadku braku zasilania elektrycznego z sieci.



Rys.12 Nowy Eco G Power- gazowy system GHP VRF z agregatem kogeneracyjnym

3.2. INNOWACJE W SYSTEMIE GHP-VRF [5]

Nowe rozwiązania z zakresu systemów klimatyzacji, ogrzewania i wentylacji w oparciu o gazowe pompy ciepła VRF-GHP firmy Sanyo

Technologia **VRF-GHP** (*VRF - Variable Refrigerant Flow - systemy ze zmiennym przepływem czynnika chłodniczego, GHP - Gas Heat Pump – gazowa pompa ciepła*) już od wielu lat odnosi duży sukces w Japonii - ok. 53% systemów VRF w Japonii zasilanych jest gazem.

Systemy VRF-GHP charakteryzują się zmiennym przepływem czynnika chłodniczego w systemie klimatyzacyjnym, umożliwiając płynną regulację wydajności chłodniczej/ grzewczej **w obrębie każdego pomieszczenia**. W praktyce oznacza to, że system może dostosować parametry pracy do poszczególnych jednostek wewnętrznych znajdujących się w różnych pomieszczeniach, np. układ składający się z agregatu o wydajności chłodniczej 90 kW i 40 jednostek wewnętrznych o 2,2 kW każda, może dostosować wydajność agregatu zewnętrznego tylko dla potrzeb jednego urządzenia wewnętrznego pracującego w danym momencie, co oznacza, że układ jest obciążony tylko w 5% w danym momencie, a nie w 100%. Dodatkowo przy jednostce wewnętrznej znajdują się zawory regulujące przepływ czynnika posiadające 420 kroków regulacji, co oznacza, że wydajność każdego urządzenia wewnętrznego możemy dla danego pomieszczenia regulować z dokładnością do 1/420 nominalnej wydajności urządzenia. W konsekwencji powoduje to duże oszczędności w poborze energii elektrycznej dla danego pomieszczenia, a w dalszej dla całego budynku. Jest to duży zysk w porównaniu do systemów zasilanych tradycyjnie ze sprężarkami pracującymi na zasadzie wł./wyl., które działają zawsze na 100% swojej wydajności.

GHP a wentylacja

Od kilku lat Sanyo oferuje na polskim rynku centrali wentylacyjne typu GU dostępne z opcją odzysku ciepła i wilgoci poprzez wymiennik krzyżowy i z możliwością nawilżania. W ubiegłym roku pojawiły się w sprzedaży również większe centrale wentylacyjne z odzyskiem ciepła, które również współpracują z systemem Sanyo VRF oraz VRF-GHP. Opcjonalnie możliwe jest wyposażenie tych central m.in. w nagrzewnicę/chłodnicę wodną, nagrzewnicę elektryczną, by-pass powietrza świeżego czy specjalny system antybakteryjny Bioxigen®. Dzięki temu możemy projektować i wykonywać kompleksowe systemy klimatyzacji, wentylacji i ogrzewania w budynku w pełni zintegrowane w jednym układzie chłodniczym. Nie musimy wykonywać rozbudowanych szachtów na potrzeby kanałów powietrznych w budynku. Nie potrzebujemy dodatkowych agregatów skraplających do central wentylacyjno-klimatyzacyjnych. W systemie tym mamy również możliwość sterowania dostarczaniem powietrza „świeżego” w różnych strefach budynku w różnym czasie, co znowu daje możliwość obniżenia kosztów eksploatacji w porównaniu do systemu wentylacji z jedną centralą w budynku, która pracuje niezależnie od tego czy korzystamy z wybranych pomieszczeń czy nie.

VRF vs. VRF-GHP

W systemie VRF-GHP oprócz wszystkich zalet systemów VRF dostępnych na rynku, (takich jak wspomniane wcześniej: energooszczędność, bardzo duże możliwości wydłużania instalacji chłodniczych, łatwy montaż dodatkowych jednostek wewnętrznych w ramach rozbudowy systemu, ogólna prostota montażu instalacji, bardzo niskie poziomy głośności, szeroki zakres systemów sterowania włączając w to kompatybilność z protokołami LON czy

BACNET, możliwość niezależnych ustawień parametrów klimatycznych w każdym pomieszczeniu, określenie limitów wprowadzanych nastaw jak również możliwość niskich nastaw np. 12°C, małe średnice rurociągów chłodniczych w porównaniu z systemami wody lodowej oraz bardzo bogaty typoszereg jednostek wewnętrznych), możemy wyróżnić szereg innych zupełnie nowych cech i zalet systemu zasilanego gazem.

Różnica podstawowa sprowadza się do sposobu zasilania sprężarki w agregacie zewnętrznym. W tradycyjnych systemach VRF dostępnych na rynku sprężarka jest zasilana elektrycznie inwerterowo, ale wiąże się to z ryzykiem wytwarzania piątej wyższej fali harmonicznej, która może powodować zakłócenia w niektórych układach elektrycznych. Wymiana ciepła pomiędzy agregatem i jednostkami wewnętrznymi dokonuje się przy pomocy freonowego układu chłodniczego, analogicznego do urządzeń typu split lub multisplit. Oznacza to, że czynnik chłodniczy odparowując pobiera ciepło z pomieszczenia, a skraplając się, oddaje ciepło do pomieszczenia w zależności od ustawionego trybu pracy. W systemie VRF-GHP układ chłodniczy jest prawie taki sam, tzn. składa się z takich samych jednostek wewnętrznych oraz tej samej chłodniczej linii freonowej, ale konstrukcja agregatu i sposób zasilania sprężarki stanowi nowe rozwiązanie, co odkrywa zupełnie nowe możliwości w sensie wymiany ciepła i skuteczności ogrzewania lub chłodzenia.

Przykład:

1 agregat zewnętrzny o mocy chłodniczej/grzewczej 56 / 67 kW typ SGP- EW190M2G2W zużywa 38,3 / 43,0 kW gazu, co przy założeniu dla gazu ziemnego GZ 50 oraz kaloryczności według polskich warunków ok. 34,5 MJ/m³N daje zużycie gazu w przeliczeniu na m³:

38,3 kW · 3.6 / 34.5 MJ/m³N = 3.99 m³/h w trybie chłodzenia

43,0 kW · 3.6 / 34.5 MJ/m³N = 4.48 m³/h w trybie grzania

Z tego wynika, że z 1 m³ gazu otrzymujemy ok. 16 kW ciepła.

Podstawowe różnice w porównaniu do systemów zasilanych elektrycznie są następujące:

- GHP wykorzystuje czynnik chłodniczy typu HFC (R410A) oraz naturalny gaz umożliwiając wydajną pracę i minimalizując zanieczyszczanie środowiska;
- Wydajne i szybkie chłodzenie oraz ogrzewanie – zachowanie 100% wydajności grzewczej nawet przy -20°C (również bardzo wysoką wydajność przy temp. zewn. = -30°C). Nie tylko gaz jest wykorzystywany jako źródło ciepła, ale również ciepło odpadowe z silnika, które wspomaga wydajność systemu i doskonałą technologię klimatyzacji. Dzięki temu wyeliminowano straty energii oraz umożliwiono efektywne i bardzo szybkie grzanie. Dodatkowo system zasilany gazem pracując w trybie grzania nie potrzebuje cyklu odszraniania (dzięki wykorzystaniu ciepła odpadowego z silnika) charakterystycznego dla systemów zasilanych elektrycznie. Pełen zakres cyklu możliwy jest również w ostrych warunkach zimowych przy temperaturze zewnętrznej równej nawet -25°C, zatem system GHP może stanowić również podstawowy system grzewczy w zimie dla budynku w polskich warunkach klimatycznych. Dzięki temu możemy wyeliminować koszty związane z dodatkowo rozbudowaną kotłownią, czy węzłem cieplowniczym oraz kosztami instalacji C.O. Natomiast pomieszczenia, które potencjalnie pełniłyby funkcję kotłowni, możemy zagospodarować w inny sposób ze względu na kompaktowe wymiary agregatu zewnętrznego GHP.

Dodatkowo uzyskiwana jest dużo większa sprawność w wykorzystaniu gazu w lecie, gdyż w Polsce gaz służy głównie w zimie na potrzeby ogrzewania czy przemysłu. Żaden system klimatyzacyjny zasilany elektrycznie nie jest w stanie zapewnić 100% wydajności grzewczej przy temperaturze zewnętrznej -20°C . Nie może, zatem stanowić podstawowego systemu grzewczego w polskich warunkach klimatycznych. **System GHP** przy wykorzystaniu dodatkowego ciepła odpadowego **daje taką możliwość** wykorzystując zarówno do chłodzenia i grzania jedynie jedną cienką instalację chłodniczą;

- Jeżeli system jest zaprojektowany również do pracy z istniejącą instalacją wody lodowej zastosowanie GHP daje możliwość w prosty sposób odnowienia starego systemu klimatyzacji opartego na klimakonwektorach wentylatorowych lub chłodnicach wodnych w centralach klimatyzacyjnych. Odbywa się to poprzez podłączenie do instalacji freonowej - przejściowego wymiennika ciepła freon-woda o wydajności 25kW, 50 kW oraz 70 kW wyposażonego we własną pompę obiegową. Dzięki możliwości podłączania wymiennika w odległości do 120 m od agregatu uzyskujemy naprawdę duże możliwości instalacyjne. Możemy również przystosować system do pracy w chłodnictwie, uzyskując niskie temperatury do -15°C na potrzeby przechowywania żywności/chłodzi przy wykorzystaniu wymienników z glikolem. Równocześnie możliwe jest jednoczesne podłączenie do wymiennika freon-woda standardowego systemu freonowego tak więc nie potrzebujemy czterorurowych klimakonwektorów wentylatorowych lub systemu przełączania i podłączania dodatkowej instalacji na potrzeby ogrzewania, kiedy fancoile mają również pełnić funkcję ogrzewania w zimie, ponieważ 100% wydajność grzewcza jest zawsze zagwarantowana;
- Nieograniczoną możliwością wydłużania całkowitej długości instalacji chłodniczej w systemie chłodniczym, rozumianej jako długość wszystkich działek i odgałęzień chłodniczych (w dostępnych na rynku systemach freonowych zasilanych elektrycznie ta długość jest ograniczona przeważnie do ok. 300 m). Dodatkowo istnieją gotowe rozwiązania umożliwiające dodatkowy odzysk ciepła odpadowego z silnika na potrzeby c.w.u. Przygotowane są gotowe wymienniki ciepła do odzyskiwania ciepła odpadowego o wydajności od 12,5 do 27 kW. W trakcie pracy agregatu o wydajności 71 kW mamy dostępne 27 kW ciepła za darmo na potrzeby c.w.u. o temperaturze 75°C
- Najbardziej zaawansowaną formą systemu VRF-GHP jest **system trzyrurowy** umożliwiający równoczesne chłodzenie lub grzanie w obrębie różnych jednostek wewnętrznych, co umożliwia dodatkowe odzyskiwanie ciepła i zwiększenie efektywności energetycznej o dodatkowe 35% w stosunku do systemu dwururowego. Ciepło odbierane z pomieszczeń nie jest oddawane do otoczenia, ale jest przekazywane do pomieszczeń, które w danym momencie wymagają ogrzewania, zatem nie ma wtedy straty energii, a część pomieszczeń jest ogrzewana „za darmo”.
- System GHP z założenia pozwala użytkownikowi praktycznie uniezależnić się od dostaw energii elektrycznej. Dalszym krokiem było wprowadzenie do oferty Sanyo agregatów kogeneracyjnych, które oprócz standardowych możliwości VRF-GHP oferują dodatkowo produkcję energii elektrycznej (do 4kW z jednego urządzenia) co pokrywa zużycie prądu przez układ sterowania i pracę wszystkich jednostek wewnętrznych systemu. W praktyce oznacza to całkowite uniezależnienie się od energii elektrycznej na potrzeby ogrzewania i

klimatyzacji w budynku.



Fot.2 Urządzenie GHP na dachu budynku

3.3. URZĄDZENIA GHP FIRMY AISIN [3]



Gazowe pompy ciepła GHP AISIN produkowane są w sześciu wersjach, w zależności od wytwarzanej przez urządzenie mocy cieplnej/chłodniczej. Zasilane są gazem ziemnym lub LPG.

Przykłady:

GHP 8 HP

Nominalna moc grzewcza:	25,0 kW
Nominalna moc chłodnicza:	22,4 kW
Pojemność silnika:	952 cm ³
Liczba sprężarek:	2
Poziom hałasu:	56 dB (A)



Waga: 592 kg
Wymiary: 2100 x 1424 x 890 mm

GHP 25 HP

Nominalna moc grzewcza: 80,0 kW
Nominalna moc chłodnicza: 71,4 kW

Pojemność silnika: 1998 cm³
Liczba sprężarek: 4

Poziom hałasu: 62 dB (A)

Waga: 894 kg
Wymiary: 2100 x 2120 x 890 mm

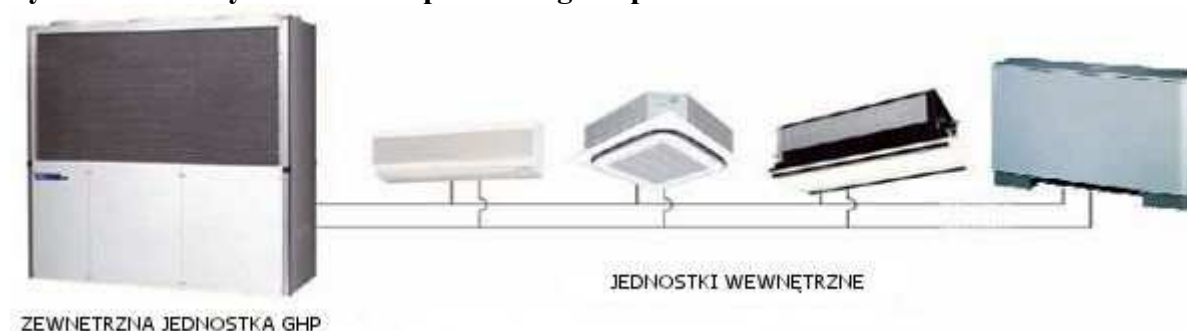


Liczba przed oznaczeniem HP w nazwie urządzenia oznacza moc silnika pompy ciepła w koniach mechanicznych.

Przedstawione powyżej gazowe pompy ciepła GHP AISIN produkowane z przeznaczeniem na rynek europejski występują w dwóch odmianach - dla krajów o łagodnym i zimnym klimacie. Ze względu na uwarunkowania klimatyczne Polski, w naszej ofercie znajdują się wyłącznie urządzenia przystosowane do pracy w szerszym zakresie temperatur (cold district specification).

Ze względu na przepływy powietrza zasysanego z zewnątrz i wydmuchiwanego do góry przez wentylatory, gazowe pompy ciepła GHP AISIN należy montować na zewnątrz budynku - na dachu budynku lub obok budynku.

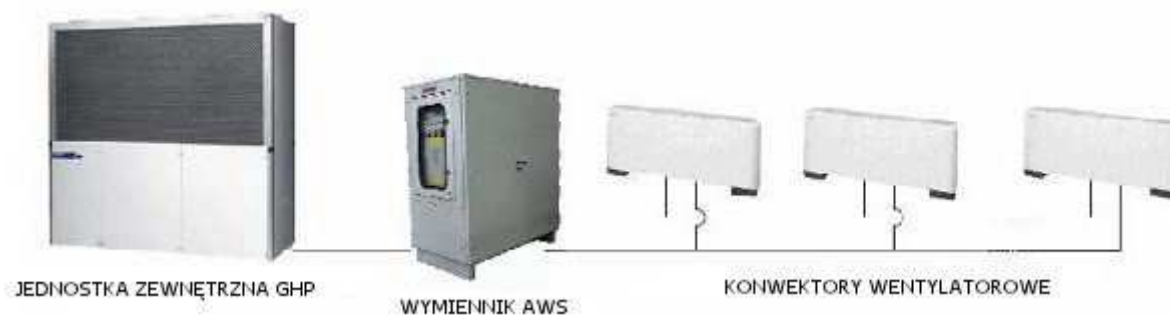
System freonowy GHP Dx bezpośredniego odparowania



Unikatowe rozwiązanie do bezpośredniego zastosowania do podłączenia 63 wewnętrznych konwektorów równej mocy przy zmiennej pojemności czynnika chłodzącego, napędzanym silnikiem na gaz naturalny (CNG) lub ciekły (LPG).

Każde pojedyncze urządzenie może być sterowane i kontrolowane niezależnie.

System powietrze-woda AWS



System wodny AWS (Air Water System) umożliwia połączenie zewnętrznej jednostki GHP pracującej z czynnikiem R410A z obiegiem ogrzewania/chłodzenia wewnątrz budynku pracującym na wodzie/glikolu. Energia cieplna/chłodnicza przekazywana jest pomiędzy jednostką zewnętrzną GHP AISIN a wymiennikiem AWS za pomocą obiegu freonu R410A, natomiast w wymienniku AWS następuje przekazanie energii do budynku za pomocą wody/glikolu. Układ ten, ze względu na temperatury wylotu/powrotu w układzie wodnym, idealnie nadaje się do zastosowania w połączeniu z wymiennikami podłogowymi lub konwektorami wentylatorowymi.

W trybie ogrzewania wymiennik AWS produkuje wodę gorącą (zasilanie 45,5°C, powrót 40°C), natomiast w trybie chłodzenia pracuje jako generator chłodu i wytwarza wodę lodową (zasilanie 7°C, powrót 12°C).

Jedna jednostka AWS może być podłączona do jednej jednostki GHP o odpowiedniej mocy. Przy podłączeniu gazowej pompy ciepła AISIN do specjalnego systemu woda-powietrze AWS YOSHI®, wyprodukowanym i opatentowanym przez TECNOCASA, jest możliwe zainstalowanie urządzeń np. konwektorów, urządzeń do klimatyzacji itd. Stosując ten system, użycie bojlera do gorącej wody oraz chłodziarki jest możliwe bez ponoszenia dodatkowych kosztów użycia energii elektrycznej.

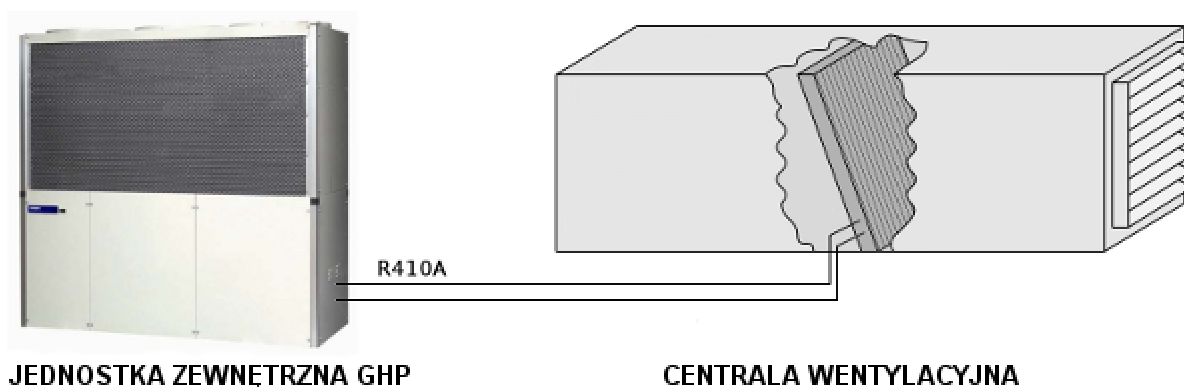
	Dimensioni L/A/P Dimensions W/H/D (mm)	Potenza Resa Capacity (kW)*		Assorbimento Power consumption (kW)
		Freddo Cooling	Caldo Heating	
AWS 8HP	1.020x1.210x610	21,5	25	0,34
AWS 10HP	1.020x1.210x610	26,5	32	0,34
AWS 13HP	1.020x1.210x610	34	40,5	0,34
AWS 16HP	1.020x1.210x610	43	50,5	0,70
AWS 20HP	1.020x1.210x610	53,5	64	0,70
AWS 25HP	1.020x1.210x610	67,5	80	0,75

* Temperatura acqua: raffreddamento 7/11° C, riscaldamento 42/47° C

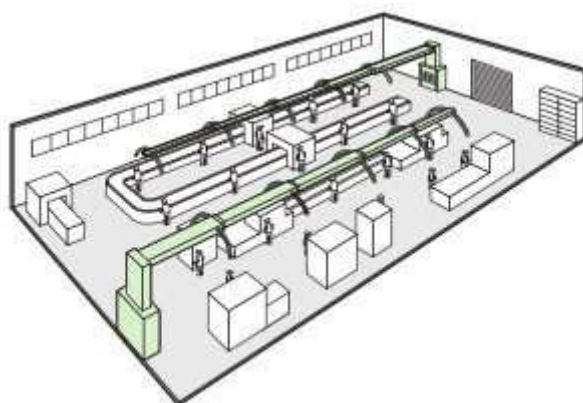
* Water temperature: cooling 7/11° C, heating 42/47° C

	Modello Model	Pot. Freddo Cooling Capacity		Pot. Caldo Heating Capacity		Potenza Assorbita Power Consumption	Diametro tubazioni Piping Dimensions		Dimensioni A/L/P Dimensions H/W/D	Peso Weight	Portata d'aria Air Flow vol.			
		kW	BTU	kW	BTU		W	Liquido mm.				Gas mm.	mm.	Kg
 Kanałowa dla hoteli Hotel Duct Type	AXDP22M	2,2	7.500	2,5	8.600	50	6,4	12,7	230x652x502	17	402/312			
	AXDP28M	2,8	9.600	3,2	11.000						444/348			
 Kanałowa z dopływem Ceiling Mounted Built in Type	AXSP22M	2,2	7.500	2,5	8.600	110	6,4	12,7	300x550x800	30	540/390			
	AXSP28M	2,8	9.600	3,2	11.000						570/420			
	AXSP36M	3,6	12.400	4,0	13.700	114				300x700x800	690/540			
	AXSP45M	4,5	15.500	5,0	17.200	127					900/660			
	AXSP56M	5,6	19.200	6,3	21.600	143			9,5	15,9	300x1.400x800	41	1.260/930	
	AXSP71M	7,1	24.400	8,0	27.500	189						51	1.620/1.200	
	AXSP90M	9,0	30.900	10,0	34.400	234	51	1.680/1.230						
	AXSP112M	11,2	38.500	12,5	43.000	242	52	2.280/1.680						
	AXSP140M	14,0	48.200	16,0	55.000	321								
 Kanałowa o dużym sprężu	AXMP45M	4,5	15.500	5,0	17.200	211	6,4	12,7	390x720x690	44	840/690			
	AXMP56M	5,6	19.200	6,3	21.600						1.170/960			
	AXMP71M	7,1	24.400	8,0	27.500	9,5	15,9	390x1.110x690		63	1.740/1.380			
	AXMP90M	9,0	30.900	10,0	34.400					65	2.160/1.740			
	AXMP112M	11,2	38.500	12,5	43.000				411	19,1	470x1.380x1.100	137	3.480/3.000	
	AXMP140M	14,0	48.200	16,0	55.000				619			4.320/3.720		
	AXMP224M	22,4	77.000	25,0	86.000	1.294	22,2							
	AXMP280M	28,0	96.000	31,5	110.000	1.465								
 Kanałowa o niskim sprężu Slim Ceiling Mounted Duct Type	AXDP22N	2,2	7.500	2,5	8.600	62	6,4	12,7	200X900X620	26	570/450			
	AXDP28N	2,8	9.600	3,2	11.000						630/510			
	AXDP36N	3,6	12.400	4,0	13.700					28	750/600			
	AXDP45N	4,5	15.500	5,0	17.200						990/780			
	AXDP56N	5,6	19.200	6,3	21.600	130				31				
	AXDP71N	7,1	24.400	8,0	27.500	9,5					15,9	200X1.100X620		
 Stojąca z obudową Floor Standing Type	AXLP22M	2,2	7.500	2,5	8.600	49	6,4	12,7	600x1.000x222	25	420/360			
	AXLP28M	2,8	9.600	3,2	11.000	90					480/360			
	AXLP36M	3,6	12.400	4,0	13.700	600x1.140x222			30	660/510				
	AXLP45M	4,5	15.500	5,0	17.200					110				
	AXLP56M	5,6	19.200	6,3	21.600	9,5			15,9	600x1.420x222	36	960/720		
	AXLP71M	7,1	24.400	8,0	27.500									
 Stojąca bez obudowy Concealed Floor Standing Type	AXNP22M	2,2	7.500	2,5	8.600	49	6,4	12,7	610X930X220	25	420/360			
	AXNP28M	2,8	9.600	3,2	11.000	90					480/540			
	AXNP36M	3,6	12.400	4,0	13.700	610X1.070X220			30	660/510				
	AXNP45M	4,5	15.500	5,0	17.200					110				
	AXNP56M	5,6	19.200	6,3	21.600	9,5			15,9	610X1.350X220	36	960/720		
	AXNP71M	7,1	24.400	8,0	27.500									
 Narożna z dopływem Ceiling Mounted Cassette Corner Type	AXKP28M	2,8	9.600	3,2	11.000	66	6,4	12,7	215X1.110X710	31	660/540			
	AXKP36M	3,6	12.400	4,0	13.700						780/600			
	AXKP45M	4,5	15.500	5,0	17.200	76								
	AXKP71M	7,1	24.400	8,0	27.500	105					9,5	15,9	215X1.310X710	34

System powietrzny AHU



System powietrzny AHU (Air Handling Unit) umożliwia bezpośrednie połączenie zewnętrznej jednostki GHP pracującej z czynnikiem R410A do wymiennika centrali wentylacyjnej, przez którą następuje przekazanie energii do budynku za pomocą systemu nawiewu. Układ ten idealnie nadaje się do zastosowania w ogrzewaniu/chłodzeniu dużych hal, centrów sportowych lub obiektów przemysłowych.



Rys.13 i Fot.3 System powietrzny AHU

Każda z zewnętrznych jednostek GHP, niezależnie od tego w jakim układzie odbioru energii zostanie zastosowana (Dx, AWS, AHU), może zostać wykorzystana do produkcji ciepłej wody użytkowej.

Układ odzysku ciepła z obiegu chłodzenia silnika gazowego w urządzeniach GHP składa się z wymiennika płytowego, zaworu termostaticznego i termostatu. Wymiennik ciepła połączony jest równolegle z chłodnicą silnika gazowego GHP.

Realizowany w ten sposób odzysk ciepła pozwala na maksymalizację korzyści możliwych do osiągnięcia przy stosowaniu gazowych pomp ciepła GHP AISIN.

Przekierowanie strumienia ciepła do obiegu ciepłej wody użytkowej możliwe jest zarówno w trybie chłodzenia jak i ogrzewania. Należy jednak pamiętać, że w trybie ogrzewania część ciepła silnika gazowego wykorzystywana jest jako źródło ciepła pobieranego przez pompę ciepła. Jeśli temperatury zewnętrzne są niskie, termostat kieruje przepływem obiegu chłodzenia w taki sposób, że większa część ciepła wykorzystywana jest na potrzeby zasilania pompy ciepła. W tym przypadku ciepło nie będzie przekazywane do układu ciepłej wody

użytkowej. Dlatego też zalecane jest stosowanie w tym układzie dodatkowego źródła ciepła, które jest załączane przy niskich temperaturach zewnętrznych.

3.4. KOGENERATOR MCHP AISIN [6]

- GHP Poland Sp. z o.o., ul. Bojkowska 37, PL 44-100 Gliwice

/skrót folderu/

Dane katalogowe:

Napędzany silnikiem gazowym kogenerator MCHP AISIN o zmiennej mocy wyjściowej stanowi alternatywę względem powszechnie stosowanych kogeneratorów o stałej mocy wyjściowej. Kogenerator MCHP AISIN zasilany jest bezpośrednio tanim i czystym źródłem pierwotnym energii i pozwala na produkcję jednocześnie energii elektrycznej i ciepła dla c.w.u. Wykorzystanie gazu ziemnego lub LPG pozwala na znaczną redukcję kosztów eksploatacji. Oznacza to również możliwość oszczędności energii, a tym samym zapobieganie zanieczyszczeniu środowiska naturalnego.

Produkcja energii elektrycznej

Kogenerator MCHP AISIN wytwarza energię elektryczną za pomocą synchronicznej wytwornicy połączonej z elektronicznie sterowanym układem falownika, z automatyczną synchronizacją przesunięcia fazowego i częstotliwości.

Wyjściowa moc elektryczna zmienia się w zakresie od 0,3 do 6,0 kW (model GECC60A2) lub od 10 do 29 kW (model GPC30HB).

Moc na wyjściu dostosowywana jest do bieżącego obciążenia po stronie użytkownika. Proces wytwarzania energii elektrycznej w kogeneratorze nie wymaga obsługi ze strony użytkownika. Parametry wytwarzanej energii podlegają stałej kontroli i regulacji, tak więc produkowana energia elektryczna ma parametry identyczne jak sieciowa.

Wbudowane jest zabezpieczenie odbiorników przed przepięciami.

Zasilanie awaryjne

Kogenerator MCHP może pracować również jako generator awaryjny w przypadku przerw w dostawie energii elektrycznej. Wymaga to zastosowania dodatkowego, opcjonalnego układu *Blackout Kit*. Układ ten może być dołączany niezależnie do istniejących już instalacji MCHP AISIN.

Produkcja ciepłej wody

W kogeneratorze MCHP AISIN realizowany jest odzysk ciepła zarówno z układu chłodzenia silnika jak i ze spalin. Maksymalna moc cieplna na wyjściu z urządzenia wynosi 11,7 kW (model GECC60A2) lub 51,8 kW (model GPC30HB). Zapewnione w tym układzie parametry przepływu wody grzewczej przedstawione zostały w tabeli z danymi technicznymi.

Wyprodukowana gorąca woda może zostać zastosowana w szeregu aplikacji: ogrzewanie budynków, ogrzewanie basenów, dostarczanie dodatkowego ciepła do kanałów powietrznych, ciepła woda użytkowa, etc. Możliwość wykorzystania urządzenia do jednoczesnej produkcji elektryczności i ciepła jest cechą wyróżniającą kogenerator MCHP AISIN. Oznacza to możliwość redukcji kosztów eksploatacji o 30% w porównaniu z układem, gdzie obie te energie są kupowane oddzielnie.

Możliwe zastosowania

Kogeneratory MCHP AISIN mogą być zainstalowane w łatwy i szybki sposób. Jako że gabaryty (110×66×150 cm), mogą one z łatwością być montowane w otoczeniu istniejących już obiektów. Pracując równolegle z siecią dostawą energii elektrycznej, urządzenia MCHP AISIN gwarantują maksymalną elastyczność mocy wyjściowej i ograniczenie kosztów

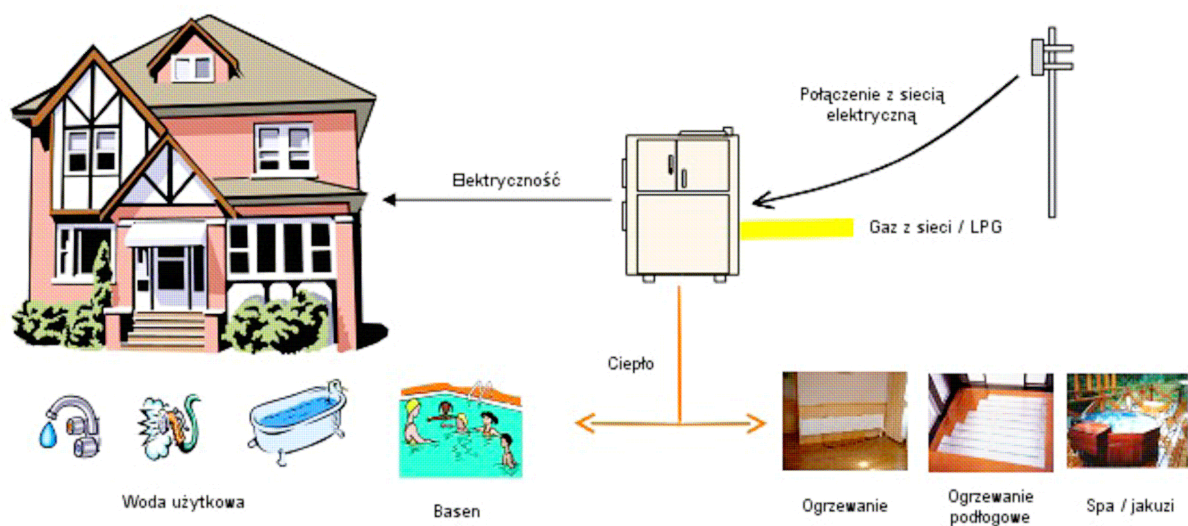
Etap nr 6

Badania nad stosowaniem mikrokogeneracji i kogeneracji małej skali oraz technologii zintegrowanych z wykorzystaniem

OZE (z uwzględnieniem mikrobiogazowni i innych technologii OZE) w różnych kategoriach budynków

329

eksploatacji. Urządzenia mogą być stosowane w każdego rodzaju obiektach mieszkalnych i użytecznych. Jednostki MCHP mogą być łączone w baterie i zapewnić moc elektryczną do 300 kW, przez co kogeneratory MCHP AISIN mogą być z powodzeniem stosowane zarówno w budynkach mieszkalnych jak i w dużych obiektach użytkowych bądź przemysłowych. Jako że istnieje możliwość odprowadzania spalin przedłużonymi przewodami, oraz ze względu na cichą pracę urządzenia, możliwa jest instalacja bezpośrednio przy budynkach i w obszarach gęsto zabudowanych. Zredukowany ciężar urządzenia o mniejszej mocy (465 kg) umożliwia ponadto instalację MCHP na dachach budynków.



Rys. 14 Kogenerator MCHP AISIN w budownictwie jednorodzinym



Fot. 4 Kogenerator MCHP AISIN model GPC30HB

Silnik AISIN TOYOTA

Kogeneratory MCHP AISIN napędzane są gazowymi silnikami spalinowymi o wysokiej trwałości, zaprojektowanymi w Laboratoriach Badawczo-Rozwojowych Toyota specjalnie z przeznaczeniem do tego zastosowania. W przypadku modelu GECC60A2 jest to chłodzona wodą, czterosuwowa, trzycylindrowa jednostka o pojemności 952 cm³, natomiast w przypadku modelu GPC30HB są to dwa silniki chłodzone wodą, czterosuwowe, czterocylindrowe, każdy o pojemności 2237 cm³. Regularny przegląd kogeneratora musi być wykonywany po każdych 10.000 godzinach pracy urządzenia (co 5 lat). Wymiana oleju i regulacja silnika musi być przeprowadzona co 30.000 godzin pracy (co 15 lat). Niskie zużycie paliwa i podwyższona wydajność osiągane są poprzez zastosowanie silników o specyficznej konstrukcji, różniących się od rozwiązań branży samochodowej.



Fot. 5 Kogenerator MCHP AISIN model GECC60A2

Dane techniczne

Model			GECC60A2	GPC30HB
Dane podstawowe	Moc wyjściowa elektryczna	kW	6 (0,3÷6)	29 (10÷29)
	Rodzaj prądu		Jednofazowy	Trójfazowy
	Częstotliwość	Hz	50	
	Napięcie wyjściowe	V	230	400
	Moc wyjściowa cieplna	kW	11,7	51,8
	Temperatura wody (zasilanie/powrót)	°C	65/60	80/75
	Przepływ wody	m³/h	2,01	8,90
	Typ gazu		Gaz ziemny / LPG	Gaz ziemny / LPG
	Zużycie gazu (max)		2,15 Nm³/h / 3,1 dm³/h	8,23 Nm³/h / 11,9 dm³/h
Silnik	Typ silnika		Rzędowy, 4 suwowy, 3 cylindrowy	Rzędowy, 4 suwowy, 4 cylindrowy
	Liczba silników	szt.	1	2
	Pojemność skokowa	cm³	952	2237
	Prędkość obrotowa	obr/min	1600÷1800	1500
Generator	Typ generatora		Stałomagnetyczny, synchroniczny, 16 biegunowy	
Wymiary	Wysokość	cm	150	230
	Szerokość	cm	110	230
	Głębokość	cm	66	90
Masa		kg	465	1800
Hałas	(odl. 1 m)	dB(A)	54	68
Sprawność przetwarzania energii z gazu	Całkowita sprawność	%	85,0	
	Sprawność elektryczna	%	28,8	30,5
	Sprawność cieplna	%	56,2	54,5

Dostępność kogeneratora 29 kW GPC30HB - od lutego 2011.

Specyfikacje techniczne przedstawione w tabeli mogą ulec zmianie.

Tabela 6

4. PODSUMOWANIE NIETECHNICZNE

Gazowe Pompy Ciepła (GHP) wprowadzone w latach 80-tych przez Japończyków, coraz bardziej zdobywają zaufanie inwestorów tak w całej Europie, jak i w Polsce.

Urządzenia te są najbardziej wydajnymi na rynku klimatyzatorami z pompą ciepła z silnikiem napędzanym gazem naturalnym lub ciekłym propanem. Wyróżnikiem tych urządzeń w stosunku do elektrycznych klimatyzatorów jest powszechne wykorzystywanie ich do niezwykle ekonomicznej pracy przy ogrzewaniu w warunkach zimowych.

Nadwyżki ciepła odzyskiwane z ich endotermicznych silników wykorzystywane są do produkcji ciepłej wody użytkowej. Ponadto odzyskiwane ciepło silnika eliminuje w instalacjach klimatyzacyjnych zasilanych przez GHP przerwy na odszranianie.

GHP instalowane w zakładach przemysłowych i usługowych obsługują całość gospodarki ciepłno-chłodniczej. W centralach wentylacyjnych montowane są wymienniki ciepła zasilane bezpośrednio czynnikiem roboczym R410A. Pozwala to we współpracy z wydajnym rekuperatorem, a bardzo często dodatkowo przy współpracy z wymiennikiem gruntowym z wypełnieniem kamiennym uzyskiwać oszczędności inwestycyjne na poziomie poniżej 30% mocy cieplnych i chłodniczych pierwotnie zakładanych.

Instalacje zasilane poprzez GHP pracują w standardzie VRF (zmienny przepływ czynnika roboczego R410A), a więc mogą być wymiennie stosowane w starych instalacjach używających zabronionych freonów R12 czy R22.

W istniejących instalacjach klimatyzacyjnych z zasilaniem wodnym (z wytwornicami wody lodowej) zamiana starych urządzeń zewnętrznych na GHP z wymiennikiem wodnym pozwoli nie tylko bardziej efektywnie chłodzić, ale też tymi samymi klimakonwektorami ogrzewać budynki. Oszczędności eksploatacyjne przy korzystaniu z GHP w porównaniu z kotłami gazowymi są na poziomie 50%, zaś przy chłodzeniu wynoszą 30% (w porównaniu z klimatyzatorami elektrycznymi).

Wykorzystywanie ciepłej wody użytkowej znacznie podnosi te wskaźniki (np. w hotelach). Proporcjonalnie do mniejszej ilości zużywanego gazu mniejsza jest też emisja CO₂.

W minimalnym stopniu używana jest "brudna energia" elektryczna.

Prezentowane systemy są nadzwyczaj efektywne, bardzo wszechstronne i oferują duże oszczędności energii. Umożliwiają one też zwrot poniesionych kosztów inwestycji w krótkim czasie w stosunku do konwencjonalnych lub elektrycznie zasilanych systemów powietrznych pomp ciepła.

5. LITERATURA

- [1] GHP.Pompy ciepła napędzane gazem ziemnym (CNG) lub ciekłym (LNG)
www.aisin.pl
- [2] Klimatyzacja na gaz ziemny lub LPG www.klimatyzacja.pl
Nowoczesne systemy klimatyzacyjne.
- [3] Urządzenia GHP AISIN www.baron.com.pl www.aisin.pl
- [4] SPS Klima- Gazowa Pompa Ciepła SANYO GHP ECO G POWER z agregatem prądotwórczym www.kataloginzyniera.pl/.../Gazowa_pompa_ciepła_GHP_SANYO_
- [5] Nowe rozwiązania z zakresu systemów klimatyzacji, ogrzewania i wentylacji w oparciu o gazowe pompy ciepła VRF-GHP firmy Sanyo
mgr inż. Marcin Przybecki, Warszawa www.pompy.polecone.info
- [6] Kogenerator MCHP AISIN TOYOTA www.ghp-poland.com
Dane katalogowe „GHP Poland Sp. z o.o.”, ul. Bojkowska 37, PL 44-100 Gliwice

Andrzej JURKIEWICZ

KONCEPCJA DOBORU ŹRÓDEŁ OZE ORAZ ZASOBNIKÓW ENERGII DO BUDYNKU PASYWNEGO

Jak się mieszka w budynku pasywnym?

1. Wstęp i podziękowania

Opis swoich doświadczeń w budowie i użytkowaniu budynku pasywnego rozpocznę od cytatu Pani Profesor Barbary Jękot, która w bardzo ciekawym artykule pt.

„Rozwój oceny/certyfikacji budownictwa: od kalkulacji częściowych do całościowych” (www.klaster3x20.pl/dzial_profesorski), umieściła takie zdanie:

„Sukces domu pasywnego to nie tylko idea drastycznego zmniejszenia zapotrzebowania na energię do ogrzewania i chłodzenia domu, ale także atmosfera przystępnego udostępniania osiągnięć świata nauki i dzielenia się na bieżąco doświadczeniami i wynikami oraz pomoc w transformowaniu ich na lokalne realia. Magia szeregu małych inicjatyw i spotkań pobudzających oddolne działania, przedsiębiorczość i możliwości realizacyjne dowodzi, że najskuteczniej uczymy się poprzez namacalne przykłady i praktyczne doświadczenia.”

Koncepcja budowy i funkcjonowania budynku pasywnego, jego praktyczna realizacja w małej wiosce pod Opolem oraz obecny proces wyciągania wniosków w trakcie eksploatacji, jest dokładnie tym, o czym Pani Profesor pisze.

Idea budowy i rozwiązań technicznych naszego domu powstawała dobrych kilka lat. Przy budowie domu, oprócz literatury korzystano także z doświadczeń i pomysłów innych osób. Nie sposób je wszystkie wymienić, gdyż często były to osoby anonimowe (np. uczestnicy prezentacji, gdzie przedstawiano projekt), które podsuwały swoje pomysły lub zadawały różne pytania inspirujące nas do poszukiwania konkretnych rozwiązań. Tym wszystkim osobom pragniemy serdecznie podziękować, a poniżej przedstawimy rezultaty tych wspólnych poszukiwań.

2. Standardy budownictwa pasywnego

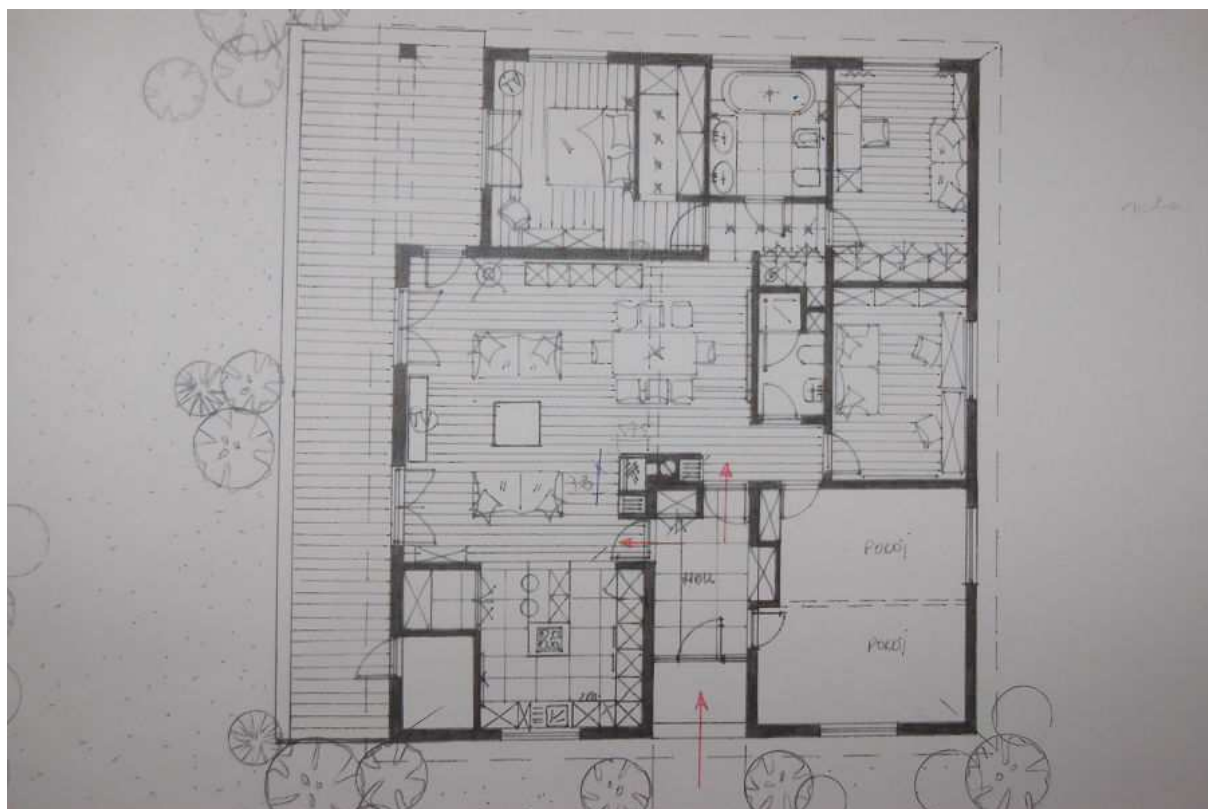
Na temat budownictwa pasywnego napisano wiele ciekawych i mniej ciekawych książek i artykułów. Sporo budynków w tym standardzie już wykonano, ale głównie na Zachodzie (prym wiodą Niemcy i kraje skandynawskie). W Polsce doświadczeń mamy znacznie mniej.

Budynek „prawiepasywny” został wybudowany w latach 2008-2009 w małej wiosce pod Opolem.



Od października 2009 roku jest zamieszkały przez 3 osobową rodzinę, która przeżyła w nim już ponad rok, łącznie z bardzo mroźnymi dniami (i nocami) w styczniu i lutym 2010 roku.

Jest to budynek parterowy, adoptowany z typowego projektu budynków proponowanych w katalogach. Budynek nie ma najlepszego wskaźnika $A/V=1,94$ i jego kształt odbiega od standardów budynków pasywnych (powinny być zbliżone do sześciangu), jednak użytkownicy świadomie zrezygnowali z piętra, uważając, że w przyszłości ewentualne schody mogą stanowić problem; strych jest więc duży, ale nieużytkowy. W stosunku do typowego projektu zmieniono całkowicie rozkład pomieszczeń i zrezygnowano z garażu, który oryginalnie znajdował się w bryle budynku. W ten sposób uzyskano dodatkowe dwa pokoje. Łączna powierzchnia użytkowa to 167,4 m² (wysokość pomieszczeń 2,8 m). Ostateczny rozkład pomieszczeń przedstawiono poniżej.



Nad koncepcją budowy i szczegółami technicznymi właściciele pracowali, wspólnie z gronem znajomych, przez ostatnie cztery lata. Oboje, są audytorami energetycznymi, więc teoretycznie było łatwiej; w praktyce niestety, nie uniknięto błędów (opisano je w dalszej części artykułu).

Przypomnijmy podstawowe parametry techniczne i wymagania dla budynku pasywnego:

- U dla ścian, stropu, podłogi: $0,1-0,12 \text{ W/m}^2/\text{K}$
- U dla okien $< 0,9 \text{ W/m}^2/\text{K}$ (szyby niskoemisyjne)
- Wentylacja nawiewno-wywiewna z rekuperacją o sprawności powyżej 80%
- Okna południowe o dużej powierzchni
- Przegrody o dużej pojemności cieplnej
- Zużycie energii ogrzewania $10-15-20 \text{ kWh/m}^2/\text{rok}$
- Zużycie całkowite energii do $120 \text{ kWh/m}^2/\text{rok}$,
- Współczynnik $A/V < 0,7$

i warunki klimatu wewnętrznego (budynki klasy A wg PN-EN 15251):

- Temperatura powietrza: 20-22 zima i 23-25 lato
- Wilgotność względna 35-55%
- Maksymalna prędkość powietrza z nawiewników $0,2-0,4 \text{ m/s}$
- Średnie temperatury przegród nie powinny się różnić więcej jak o 2°C w stosunku do temperatury powietrza

- Preferencja oświetlenia naturalnego
- Budynek o dużej szczelności (dla próby $n_{50} < 0,6$ wymiany/h)
- Brak mostków termicznych
- Wymiana powietrza 0,3-2,0 wymian/h

Większość parametrów (choć nie wszystkie) udało się dotrzymać, co jest ważne, jeśli stwierdzimy, że **budowa tego budynku kosztowała tyle, ile budowa budynku tradycyjnego.**

Twierdzenia o tym, że budynek pasywny jest o 20-30% droższy od tradycyjnego, są nie do końca prawdziwe, gdyż stosując odpowiednie rozwiązania techniczne, można uniknąć dużych kosztów budowy takiego budynku. Być może w zużyciu energii dla ogrzewania, nie osiągniemy wymaganych 15 kWh/m²/rok, ale do 20kWh/m²/rok na pewno się zbliżymy. Udało się jednak osiągnąć bardzo dobry wynik całkowitego zużycia energii w tym budynku wynoszący niecałe 100 kWh/m²/rok.

Zawsze także powinniśmy sobie zadać pytanie ile kosztuje nas ta „walka o kilowatogodzinę”. Przykładem niech będzie sposób wykonania podłogi na gruncie. Dla budynków pasywnych często proponowana jest podłoga o wielu warstwach (nośnych i izolacyjnych). Przykładowa podłoga budynku pasywnego składa się z 13 warstw. Oczywiście tak wykonana podłoga jest bardzo droga (kilkakrotnie droższa niż podłoga standardowa). Za cenę kilkudziesięciu tysięcy złotych możemy uzyskać efekt w postaci obniżenia zużycia energii cieplnej o 4 kWh/m²/rok. Dla tego konkretnego budynku to energia rzędu 2,5 GJ/rok. Czy warto wydać dodatkowe kilkadziesiąt tysięcy złotych za 2,5 GJ energii? Oczywiście są takie wydatki, które musimy ponieść, aby utrzymać odpowiedni komfort lub osiągnąć efekt uniknięcia innych inwestycji (np. okna o bardzo dobrych właściwościach izolacyjnych, zamontowane bez mostków termicznych, pozwalają na rezygnację z tradycyjnego ogrzewania kaloryferami lub ogrzewania podłogowego w pokojach).

Budynki pasywne energetycznie potrzebują bardzo niewiele energii „aktywnej” na ich ogrzanie. Głównym źródłem ciepła są zyski słoneczne i bytowe (energia pasywna), oraz gruntowy wymiennik ciepła współpracujący z wysokosprawnym rekuperatorem powietrza wentylacyjnego. Aby budynek wykorzystywał tę pasywną energię należy magazynować tą energię w przegrodach budowlanych (powinniśmy zapewnić odpowiednio dużą akumulacyjność tych przegród). Nie powinny być to budynki wykonane w technologiach zupełnie lekkich, a jeżeli nawet zdecydujemy się na taki rodzaj technologii (np. budownictwo kanadyjskie), to powinniśmy zapewnić odpowiednio dużą pojemność cieplną przegród wewnętrznych. Duża pojemność cieplna przegród pozwala zmagazynować energię w dzień, po to, by w nocy tę energię oddawać. W warunkach Polskich, powinniśmy wyposażać budynki (nawet pasywne) w odpowiedni rodzaj ogrzewania dyżurnego lub wspomagającego. Ogrzewanie to jest niezbędne, jeżeli wystąpią przez dłuższy czas temperatury bardzo niskie. Dodatkowo w pomieszczeniach takich jak łazienki temperatura wymagana wynosi 24°C, więc trudno byłoby zapewnić odpowiedni komfort, jeżeli nie stosowalibyśmy żadnego aktywnego systemu ogrzewania.

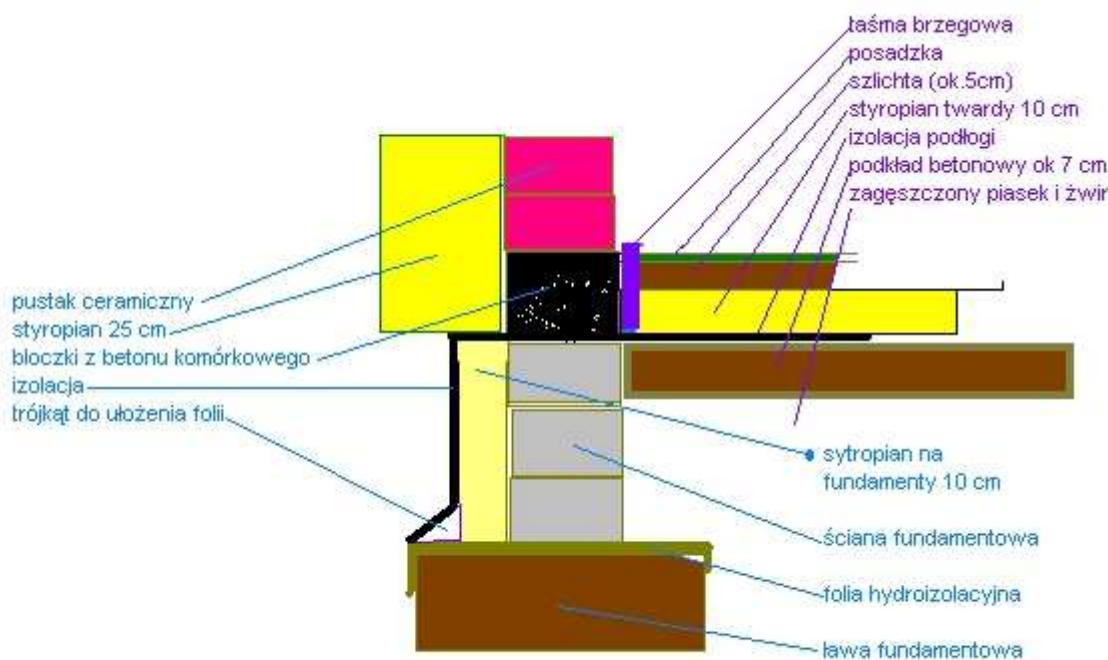
Teraz po kolei opiszemy rozwiązania techniczne, które zastosowaliśmy w tym budynku, w tym także o błędach, które popełniono, a których łatwo uniknąć. Dodatkowo proponujemy pewnie rozwiązania, które wymyślono już w trakcie użytkowania budynku, gdyż tak naprawdę dopiero użytkowanie codzienne takiego budynku pozwala ocenić jego zalety i ograniczenia (gdyż te też występują), a także upoważnia do wydawania opinii o zastosowanych rozwiązaniach.

Większość opracowań dotyczących budynków pasywnych w Polsce ma charakter teoretyczny lub pokazowy. Mało jest osób, które użytkują taki budynek, a jeszcze mniej tych, które chcą się podzielić swymi opiniami na temat tego, jak tak naprawdę się mieszka w takim budynku.

Podstawowe dane techniczne i technologie zastosowane przy budowie budynku:

Ściany wykonano dwuwarstwowe, z pustaka ceramicznego (porotherm) o grubości 25 cm, ocieplonego styropianem „szarym” ($\lambda = 0,031 \text{ W/m}^2\text{K}$) o grubości 25 cm ($U_{\text{ściany}} = 0,11 \text{ W/m}^2\text{K}$). Dlaczego ściany z materiału ceramicznego? Gdyż taki materiał jest nie tylko w pełni naturalny, ale także posiada sporą pojemność cieplną, którą wykorzystujemy w „gospodarce” zyskami ciepła. Fundament wykonany został z bloczków żwirobetonowych ocieplonych styrodurem o grubości 12 cm.

Na fundamencie najpierw ułożyliśmy rząd bloczków z betonu komórkowego (patrz: rysunek poniżej), a dopiero na tych bloczkach zabudowaliśmy ściany z pustaków ceramicznych. Chodziło nam o to, aby odizolować „zimne” ściany fundamentowe od „zimnych” ścian z pustaka ceramicznego, który wprawdzie ma stosunkowo dobre właściwości izolacyjne, ale tylko przy poziomym przepływie ciepła; na styku fundament/ściana wystąpić mogło znaczne wychładzanie ścian przez „zimny fundament”. Zastosowanie bloczków z betonu komórkowego eliminuje ten problem. Takie rozwiązanie powinniśmy stosować także dla innych „zimnych” ścian. Należy pamiętać, aby ten rząd bloczków z betonu komórkowego znajdował się, co najmniej 30 cm nad powierzchnią gruntu. Szczegóły pokazujemy na rysunku poniżej.



Podłoga składa się z płyty betonowej o grubości 7-8 cm wylanej na zagęszczonym piasku i żwirze, ocieplonej styropianem o grubości od 8 do 12 cm i pokrytym wylewką betonową o grubości ok. 4 cm ($U_{\text{podłogi}}=0,163 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$). Podłoga wykonana została z deski dębowej (3 cm) lub terakoty (łazienki, kuchnia, przedpokój, spiżarnia, pralnia).

W porównaniu z „zalecanymi” standardami wykonania podłogi w budynkach pasywnych, jest ona znacznie „odchudzona”, ale również znacznie tańsza (ok trzykrotnie), a straty przez tak wykonaną podłogę są jedynie o ok. 2,5 GJ/rok większe.

Strop typu „teriva” ocieplony został styropianem i wełną mineralną o grubości 30 cm (wełnę stosowaliśmy w miejscach trudnodostępnych lub w miejscach gdzie docinanie styropianu byłoby kłopotliwe i pracochłonne). Na styropianie ułożyliśmy płyty OSB i płyty paździerzowe ($U_{\text{stropu}}=0,11 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$).

Okna zamontowaliśmy trzyszynowe, pięciokomorowe o współczynniku U_{okna} poniżej 0,9 $\text{W/m}^2\cdot\text{K}$ (jak dla budynków pasywnych). Więźba dachowa drewniana, kryta dachówką ceramiczną (dach nieocieplony).

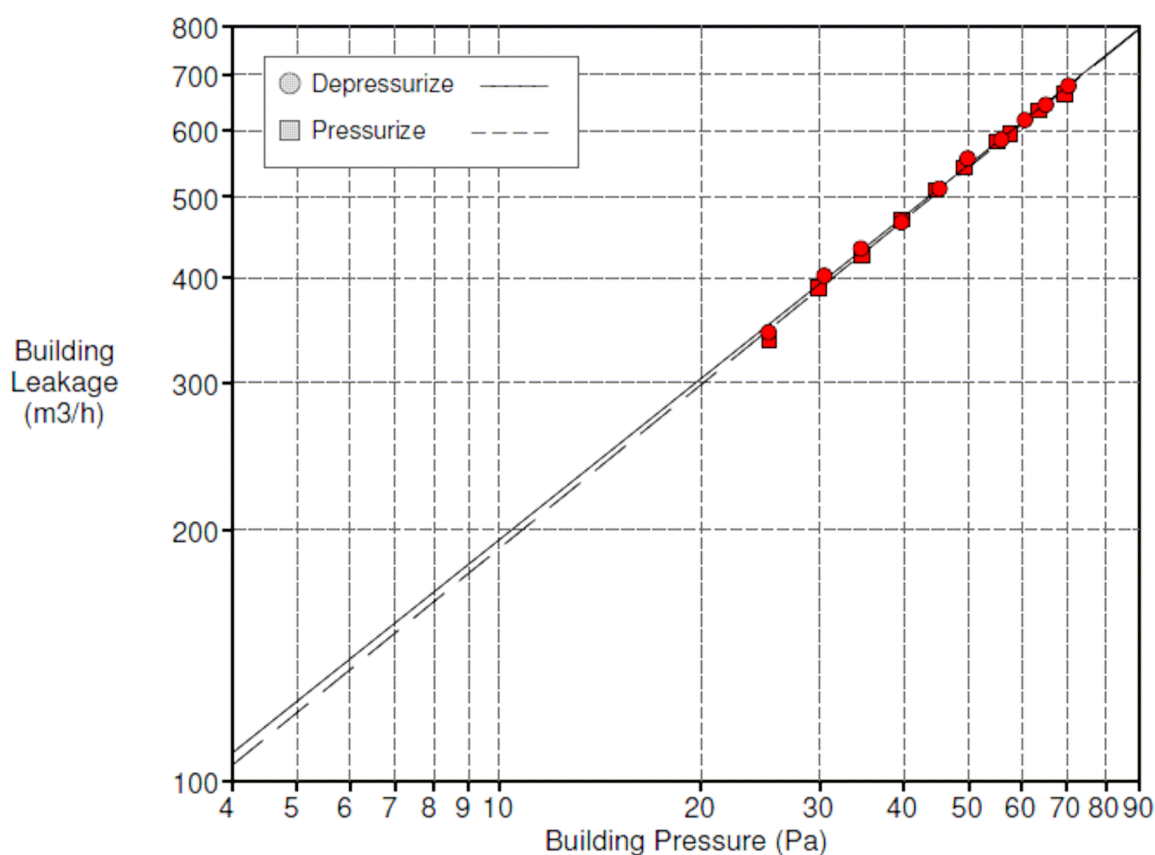
Jak widać, poza większą grubością styropianów na ścianach i podłodze strychu, „przekładką” izolującą na fundamencie oraz lepszymi oknami, nic specjalnego tutaj nie stosowaliśmy. Problemy pojawiają się, bowiem dopiero przy ustalaniu szczegółów montażu i zastosowanych rozwiązaniach technicznych.

Po pierwsze problem szczelności budynku. Budynki pasywne powinny być bardzo szczelne, gdyż tylko wtedy możemy w pełni wykorzystać energię z powietrza usuwanego. Zalecenie, aby próby szczelności budynku pasywnego przy ciśnieniach 50 Pa nie były gorsze od 0,6 wymiany powietrza na godzinę, jest dużym wyzwaniem dla projektanta i wykonawców. Należy bowiem tak zaprojektować i wykonać budynek, aby prawie całkowicie wykluczyć niekontrolowaną infiltrację powietrza. W praktyce okazuje się jednak, że jeżeli położymy dokładnie tynki i wykonamy specjalne uszczelnienia na połączeniach ościeży stolarki okiennej, to szczelność wychodzi jakby sama z siebie. Nie trzeba stosować w zasadzie innych elementów uszczelniających (folie na połączeniach mur/strop, czy mur podłoga). Najważniejszym jest dopilnowanie jakości montażu okien i ich ustawienia (uszczelnienia obwodowe okna) oraz dokładności wykonania tynków wewnętrznych na ścianach i sufitach. Oczywiście dodatkowa folia na połączeniach nie zaszkodzi (koszt stosunkowo niewielki), a w niektórych rodzajach połączeń, folia jest wręcz konieczna, ale nie należy popadać w skrajność, gdyż prawidłowo położone tynki na ścianach i sufitach wewnętrznych zapewnią nam dużą szczelność.

Nieszczelnymi elementami okazał się kominiek (o tym widzieliśmy) i ... gniazdka elektryczne. Te ostatnie tylko, dlatego, że położyliśmy instalację w peszlu, zamiast „normalnie” pod tynkiem w bruzdach. Ponieważ cała instalacja elektryczna prowadzona jest na strych (nieużytkowy), więc i końcówki peszli z przewodami, wylądowały na strychu. Na strychu temperatura jest porównywalna z temperaturą zewnętrzną, więc w chłodne dni robiły się w peszlach typowe ciągi grawitacyjne i wręcz fizycznie czuło się, jak z gniazdek elektrycznych „wieje chłodem”. Teraz musimy te gniazdka i wyjścia z peszli uszczelnić pianką montażową, aby problem wyeliminować. Wniosek: **Instalacje elektryczne kładziemy podtynkowo bez osłon typu peszel.**

Budynek został poddany próbie szczelności i jak na obecność kominka, próba wyszła bardzo dobrze ($n_{50} = 1,06$ wymiany/h) i co ciekawe (i ważne) zarówno próba na nadciśnienie, jak i podciśnienie dała praktycznie jednakowe wyniki. Poniżej przedstawiamy wyniki przeprowadzonej próby ciśnieniowej budynku.

Date of Test: 25.06.2010 Test File: ochodze



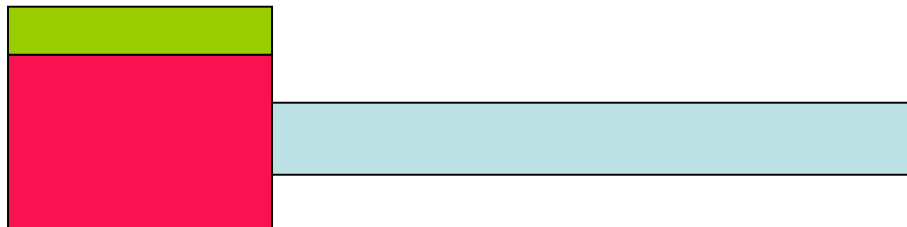
Kominek jest stosunkowo szczelny (jak na kominek), gdyż zastosowaliśmy specjalny rodzaj drzwiczek kominkowych (podnoszone do góry), uszczelnionych specjalnym sznurem. Kominek posiada zamkniętą komorę spalania, a powietrze do spalania doprowadzane jest oddzielnym przewodem wentylacyjnym (średnica 20 cm) prowadzonym pod posadzką. W czasie, gdy nie jest używany, należy pamiętać o zamykaniu szyberka na wlocie powietrza zewnętrznego, aby ograniczyć do minimum schładzanie komory spalania powietrzem zewnętrznym. Kominek, w budynkach pasywnych nie jest jednak polecany, gdyż zawsze będzie jakimś źródłem nieszczelności. W naszym jednak przypadku zdecydowały względy estetyczne, a dodatkowo jest to jednak ważny element ogrzewania budynku w bardzo zimne dni....

Można z kominka zrezygnować, ale jak mawiał mój Dziadek: „Jest ogień, synku – jest dom”

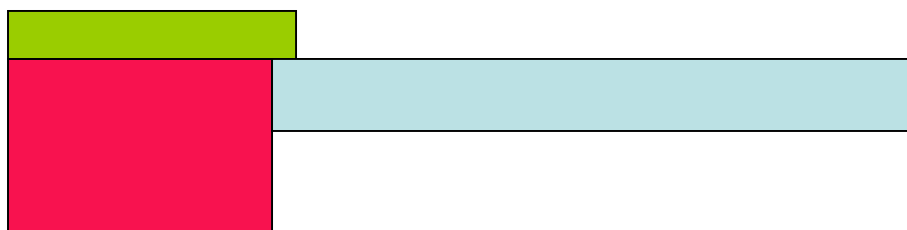


W budynkach pasywnych dobra jakość okien nie wystarczy, ważna jest także eliminacja mostków termicznych w tych oknach. Zalecany montaż w budownictwie pasywnym to montowanie okien w warstwie izolacyjnej, czyli jakby poza obrysem ścian budynku. Na kolejnych rysunkach pokazujemy stosowane metody montażu okien.

Rys.1 Tradycyjny montaż okna (bardzo duży udział mostków liniowych okno/ściana)



Rys. 2 Zalecany montaż okien przy ich wymianie w połączeniu z ociepleniem ścian, czyli tzw. licowanie okna z murem (udział mostków spada ok. pięciokrotnie w stosunku do rozwiązania pokazanego na Rys.1))



Rys 3 Zalecany montaż okien w budynku pasywnym w warstwie izolacyjnej z systemem kotew i łączników (brak mostków okno/ściana)

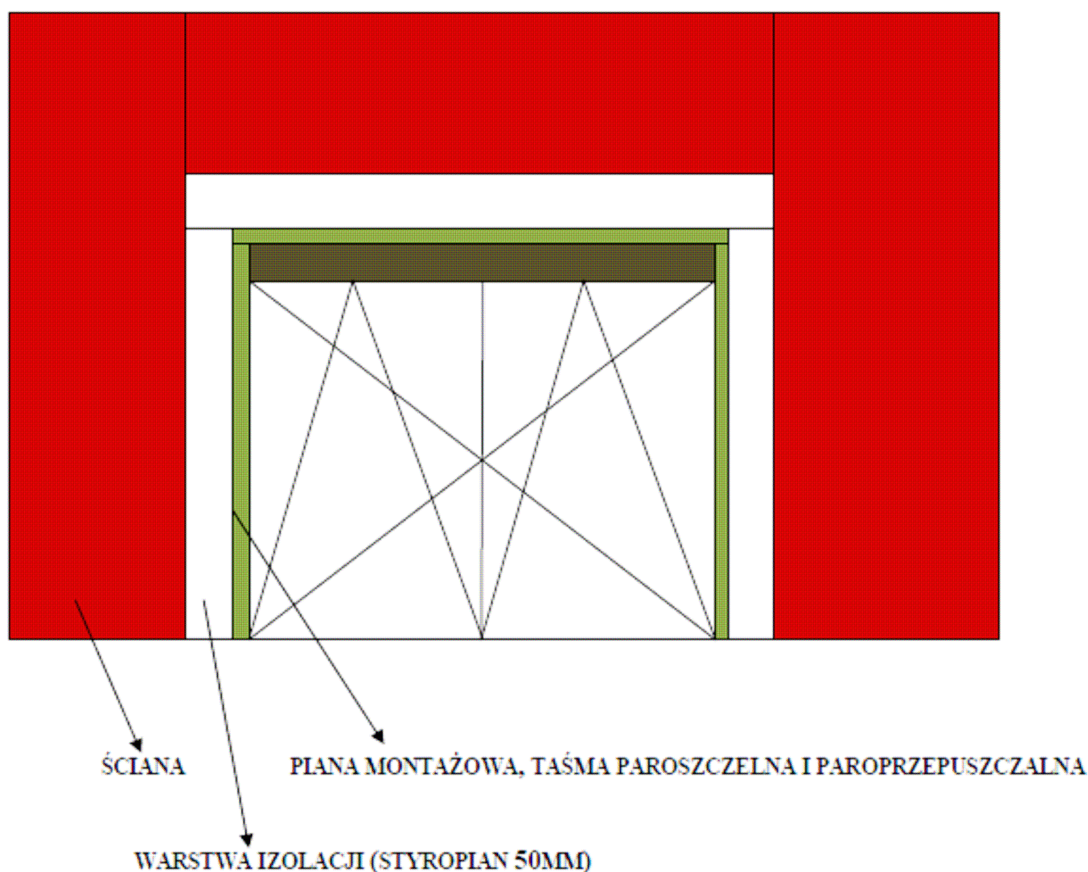


Przedstawiony na Rys. 3 sposób montażu okien wymaga zastosowania specjalnych kotew i łączników, montowanych do stabilnej (najlepiej monolitycznej) ściany. To niestety znacznie podraża koszt budowy, gdyż ściana musi mieć odpowiednią wytrzymałość mechaniczną, a zastosowany system łączenia muru z framugami okna jest drogi (duża ilość kotew i łączników).

Natomiast nasze ściany, znacznie tańsze od monolitycznych, wykonane zostały z pustaka ceramicznego i zupełnie nie nadają się do mocowania kotew i wieszania na nich ciężarów, a zwłaszcza tak ciężkich jak okna.

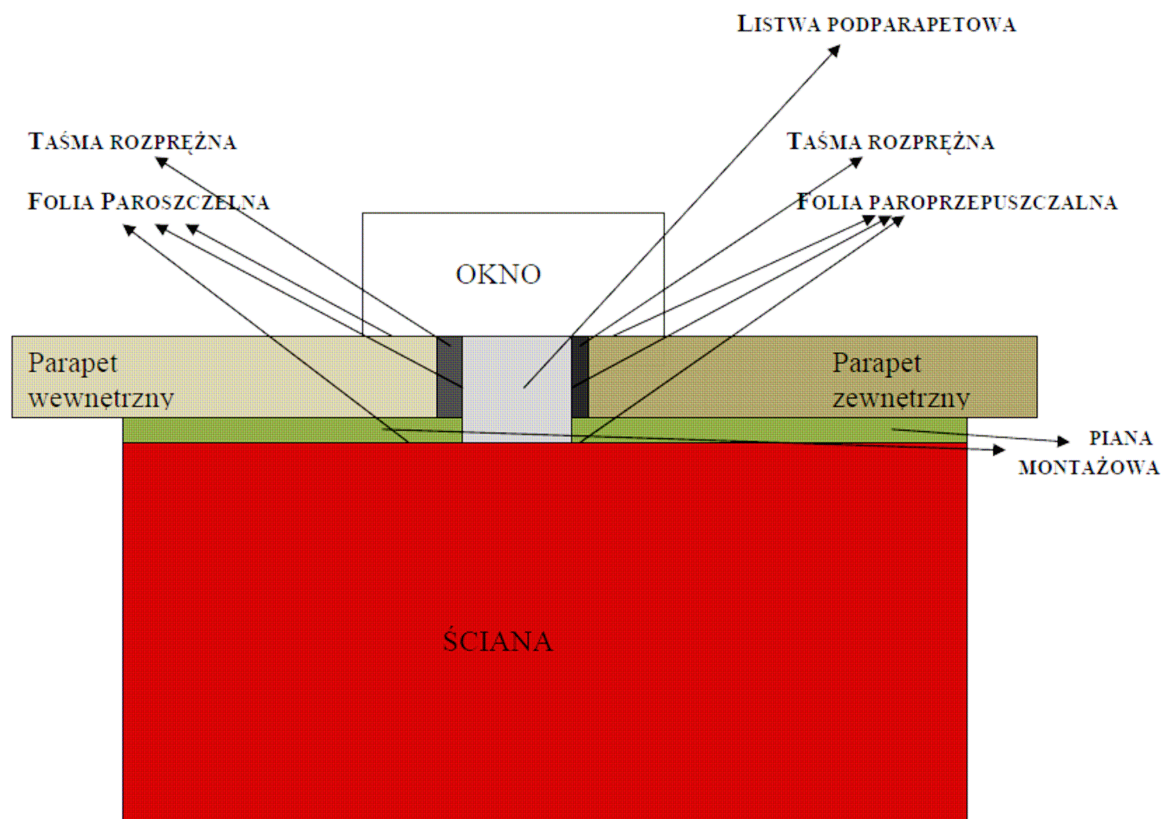
Na Rys.4, poniżej, pokazujemy jak rozwiązaliśmy ten problem; przed dokonywaniem montażu okien otwory okienne zostają wyklejane ciepłym i twardym styropianem o grubości 5 cm. Montaż okien odbywa się na kotwach montażowych z użyciem przekładek termicznych, które umieszczane są pomiędzy wcześniej wklejonym styropianem a ramą okienną (rozstaw kotew wzdłuż ramy to ok. 60-70 cm). Następnie rama okienna mocowana jest do ścian budynku kołkami szybkiego montażu o długości 150mm. W celu wypełnienia szczeliny, powstałej pomiędzy ramą okienną a ścianą budynku, użyte zostają folie paroszczelne, a następnie całość wypełniona zostaje energooszczędną pianą montażową.

Rys.4 Montaż okien w ścianie ceramiczej lub z betonu komórkowego (brak mostków okno/ściana)



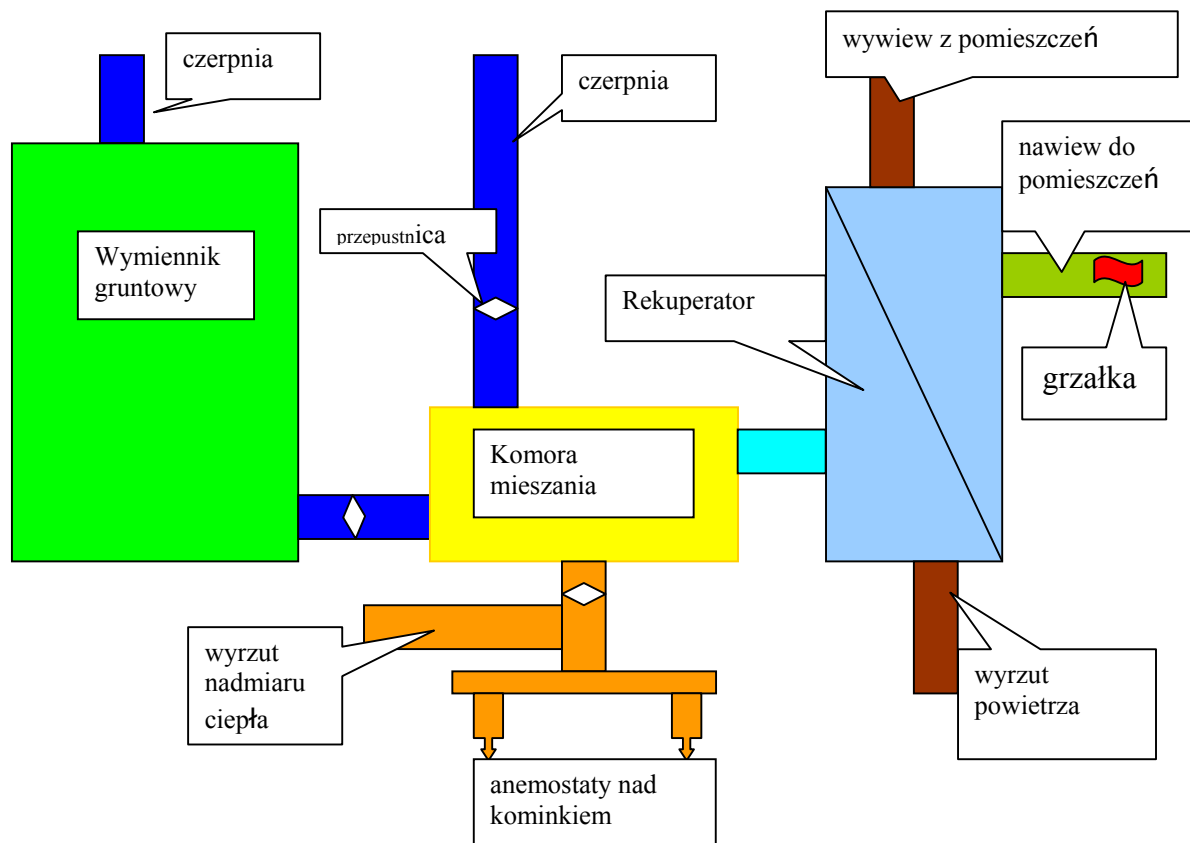
Od dołu okno opiera się na specjalnej listwie podparapetowej.

Ważnym jest także sposób montażu parapetów, zwłaszcza kamiennych lub marmurowych, jeśli bowiem nie zastosujemy odpowiednich przekładek izolacyjnych, to między parapetem wewnętrznym a podokiennikiem (parapetem zewnętrznym) wystąpią duże mostki termiczne. Szczegóły montażu parapetów i podokienników pokazujemy na kolejnym schemacie.



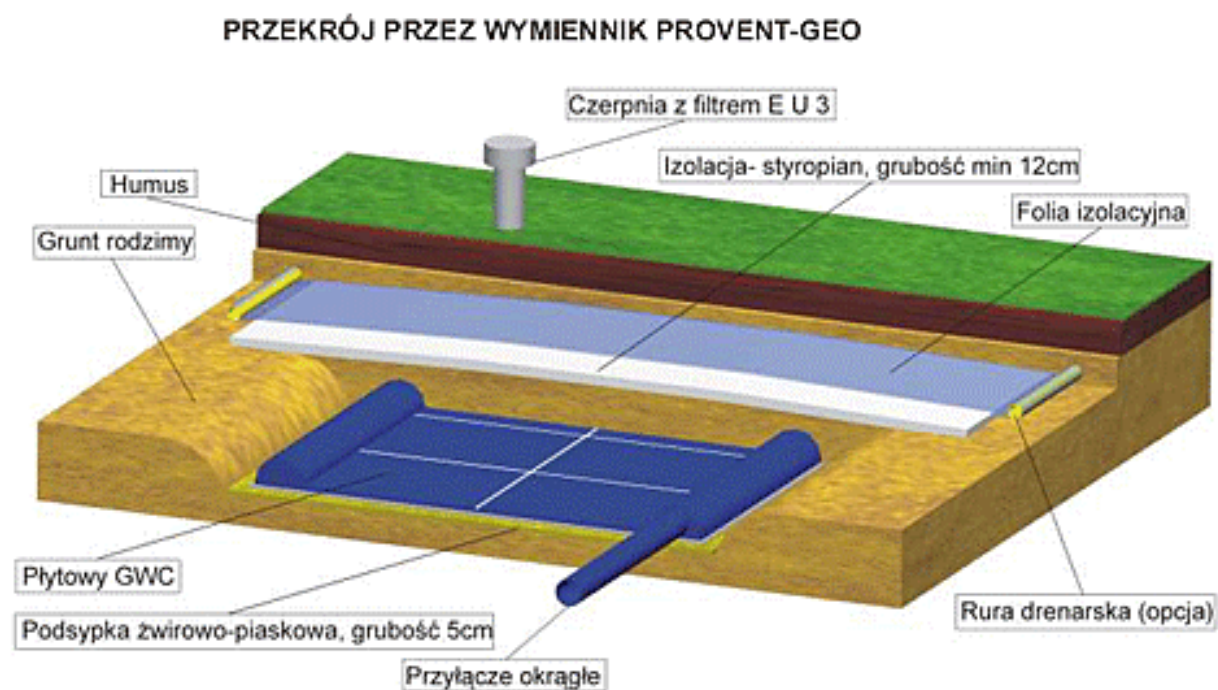
Wszystkie okna zostały wyposażone w żaluzje zewnętrzne z napędem elektrycznym.... i tu, przy montażu skrzynek tych żaluzji, popełniliśmy największy błąd polegający na tym, że skrzynki w których zwijają się żaluzje umieściliśmy nad oknami wewnątrz pomieszczeń. Chcieliśmy mieć dobry dostęp do napędów i wyeliminować mostki występujące na styku mur/skrzynka żaluzji, ale zapomnieliśmy o jednej rzeczy... szczelina, w której porusza się żaluzja znajduje się na zewnątrz i przez nią wchodzi nam zimne powietrze do skrzynek, które mamy w środku mieszkania... w ten sposób, niestety, zimne powietrze schładza nam skrzynkę i mamy mostek termiczny, ale „powietrzny”. Uszczelniliśmy i dociepliliśmy te skrzynki styropianem, ale i tak temperatura na skrzynkach jest o kilka stopni niższa niż temperatura ścian czy nawet szyb okiennych (budynek poddany był badaniu kamerą termowizyjną, co obnażyło wadę zastosowanego rozwiązania). Wniosek i nauka na przyszłość: **Skrzynki i żaluzje należy zawsze montować na zewnątrz**, a ponieważ ocieplenie ścian zewnętrznych jest grube (co najmniej 25 cm) to łatwo tam zamontujemy skrzynki chowając je całkowicie w styropianie (nie wystąpią mostki).

Kolejnym, najważniejszym chyba elementem budynku pasywnego, jest system wentylacji nawiewno-wywiewnej, współpracującej z wymiennikiem gruntowym oraz z wysokosprawnym rekuperatorem. W budynkach pasywnych, w których straty ciepłe przez przegrody są bardzo małe, 80% energii cieplnej zużywanej jest na podgrzanie powietrza wentylacyjnego, dlatego ten system decyduje w dużym stopniu o końcowym zużyciu energii cieplnej na ogrzanie budynku. Zasadę pracy układu, zastosowanego w naszym budynku, przedstawiam na kolejnym schemacie.



Ważnym elementem są tutaj dwie czerpnie zewnętrzne; jedna współpracująca z wymiennikiem gruntowym, a druga pobierająca powietrze zewnętrzne. Po co dwie czerpnie? Chodzi o pracę wentylacji w okresach przejściowych (jesień/wiosna), gdy temperatura na zewnątrz jest wyższa niż temperatura gruntu pod wymiennikiem gruntowym (ok. 8°C). Przykładowo, dla temperatury zewnętrznej 12°C niepotrzebnie schładzalibyśmy powietrze w wymienniku gruntowym, a następnie znów podgrzewali w rekuperatorze. Czujnik temperatury, w zależności od temperatury zewnętrznej, zamyka jedną przepustnicę, a otwiera drugą. W ten sposób powietrze przepływa, albo przez wymiennik gruntowy, albo bezpośrednio z czerpni zewnętrznej (z pominięciem wymiennika gruntowego). Jako gruntowy wymiennik ciepła (GWC) zastosowaliśmy bezprzeponowy wymiennik gruntowy. Zdjęcia przedstawiają wymiennik w częściach oraz etapy montażu, a załączony schemat pokazuje zasadę działania tego wymiennika. Wymiennik ten nie może być stosowany, gdy mamy wysoki poziom wód gruntowych, gdyż nie możemy dopuścić do zalania go wodą gruntową.

Zdjęcie 1: Rozłożony bezprzeponowy wymiennik gruntowy



Informacja ze strony:: www.pro-vent.pl

W praktyce zastosowaliśmy nieco inne rozwiązanie niż standardowe tzn. gdy montaż wymiennika następuje w pobliżu budynku. Postanowiliśmy, bowiem, że wymiennik gruntowy zamontujemy pod budynkiem. Chodziło o sprawdzenie możliwości pracy tego rodzaju wymienników w budynkach o zabudowie szeregowej, gdzie nie mamy zbyt dużych działek i dodatkowo chcieliśmy wyeliminować niebezpieczeństwo uszkodzenia wymiennika przez rozrastające się korzenie ewentualnych drzew czy roślin. To jest także pośrednio przyczyna tego, że zalecenia producenta są takie, aby montować wymiennik na głębokości, co najmniej 70 cm pod powierzchnią gruntu.

Zdjęcie 2: Montaż GWC pod budynkiem.



Umieszczenie jednak GWC pod budynkiem wiązało się z niebezpieczeństwem przemarznięcia ścian fundamentowych budynku i znacznym wyziębieniem gruntu pod budynkiem (często, w mroźne dni, sprowadzamy sobie pod budynek powietrze zewnętrzne o bardzo niskich temperaturach). Ten problem rozwiązaliśmy w ten sposób, że GWC został zamknięty w takim styropianowym, ogromnym „pudle” (widać to na Zdjęciu nr 3), otwartym jedynie od spodu. Dzięki temu:

GWC pracuje tylko z gruntem poniżej fundamentów i niska temperatura powietrza przepływającego przez GWC nie przenosi się ani na ściany fundamentowe, ani na podłogę budynku.

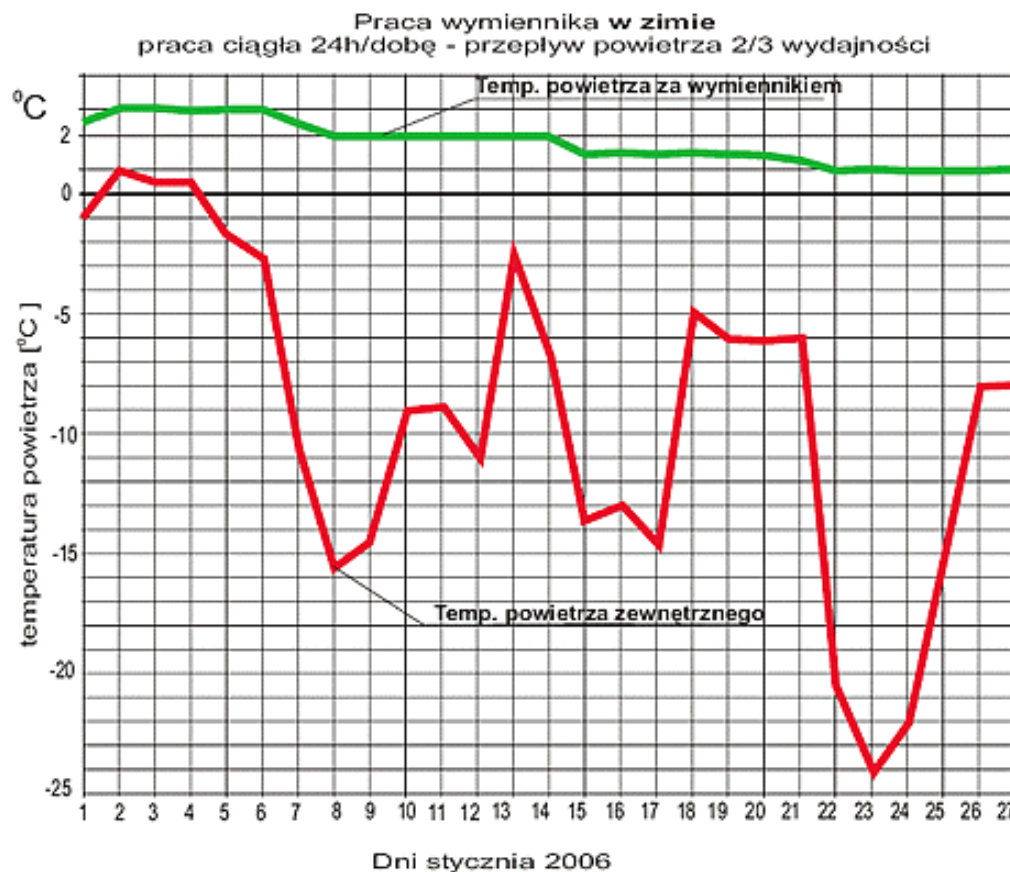
Zdjęcie nr 3: GWC zamknięty w „puszce styropianowej”



Nie dysponujemy opinią producenta, ale myślę, że wymiennik ten, jeżeli umieścimy go pod budynkiem, może być montowany nawet 20-30 centymetrów pod podłogą pod warunkiem, że z będzie zaizolowany styropianem nie tylko z góry, ale także po bokach do głębokości ław fundamentowych. Powietrze przepływające przez wymiennik od spodu styka się bezpośrednio z gruntem, więc nie ma problemu z ewentualnym kondensatem (wsiąka w grunt)

GWC jest bardzo ważnym elementem budynku pasywnego, i nie chodzi tutaj o średnią sprawność odzysku ciepła w sezonie zimowym, gdyż ta jest nieduża (ok. 12-15%), ale o jego bardzo dużą skuteczność przy bardzo niskich temperaturach. W styczniu i lutym 2010 roku temperatury często spadały nawet poniżej minus 20⁰C, a za wymiennikiem temperatura była zawsze dodatnia (sic!)... Dzieje się tak dlatego, że powierzchnia wymiany jest bardzo duża (w naszym budynku jest to 38 m²) i przy dużej różnicy temperatur chwilowe moce osiągnęte przez taki wymiennik są stosunkowo duże (temperatura gruntu to 8⁰C).

Na kolejnym wykresie pokazujemy ten zbawienny wpływ wymiennika GWC na „łagodzenie” skoków temperatury zewnętrznej.



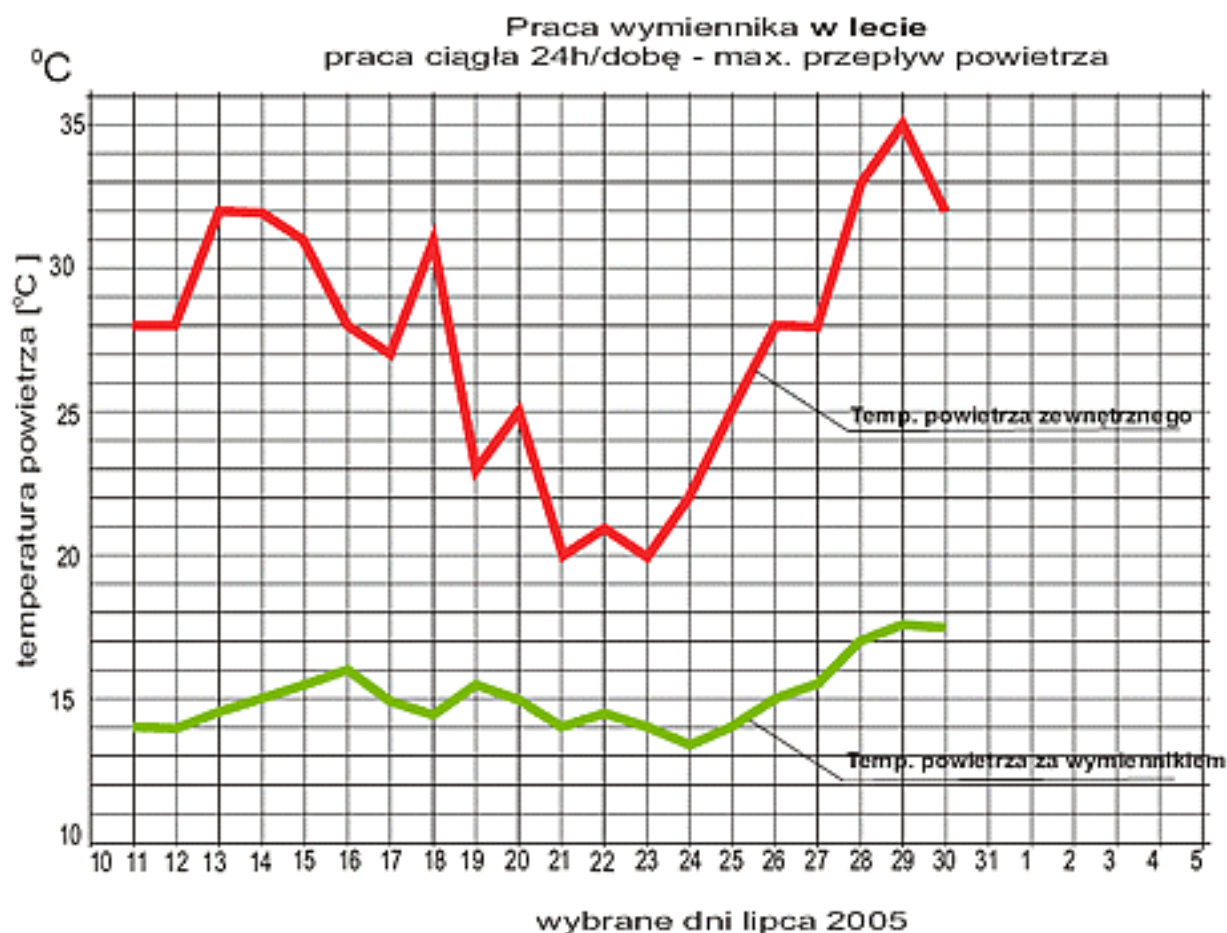
Informacja ze strony www.pro-vent.pl

Ma to bardzo duże znaczenie dla systemu ogrzewania budynku, gdyż dzięki temu nie musimy dobierać urządzeń grzewczych o tak dużych mocach jak to zwykle robimy. Dodatkowo temperatury na wlocie do rekuperatora powodują także, że nie występuje tutaj zjawisko szronienia i nie ma potrzeby stosować układów rozmrażających w tym rekuperatorze. Zamontowana na kanale nawiewnym, za rekuperatorem, dodatkowa nagrzewnica elektryczna o mocy ok. 2kW sterowana czujnikiem temperaturowym kanałowym i zapewniająca nawiew powietrza o temperaturze rzędu 23-25°C, rozwiązuje w zasadzie problem ewentualnego niedogrzenia pomieszczeń. Oczywiście grzałka ta włączana jest jedynie w bardzo zimne dni, i to tylko wtedy, gdy nie chcemy rozpalać w kominku. Wydajność wentylatorów jest regulowana skokowo od ok. 0,1 wymiany do ok. 2 wymian powietrza na godzinę. W bardzo zimne dni stosujemy małe ilości powietrza nawiewanego (do 0,5 wymiany). Pozwala to na pełne wykorzystanie temperatury gruntu w GWC, oraz zwiększa sprawność rekuperatora.

W naszym domu zastosowaliśmy także ogrzewanie wspomagające w postaci mat grzewczych. Maty te umieściliśmy wszędzie tam gdzie jest terakota (łazienki, kuchnia, przedpokój) oraz dodatkowo, po 2m² maty (o mocy ok. 300 W), pod każdym oknem w pokojach. Maty podokienne zastały zatopione w tynku (ogrzewanie ścienne) i są sterowane indywidualnymi regulatorami temperatury (jak ogrzewanie podłogowe).

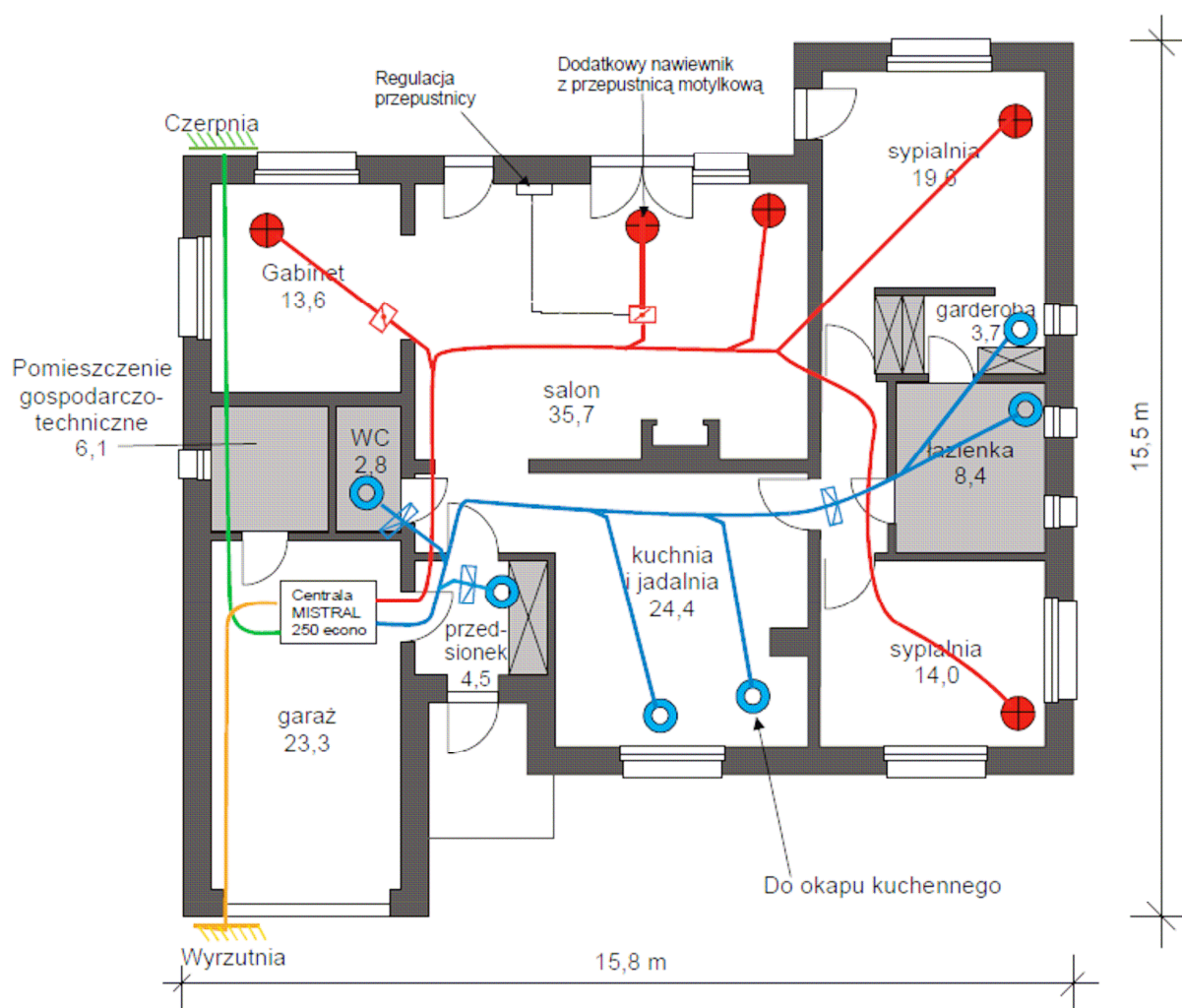
W łazienkach, dzięki ogrzewaniu matami grzewczymi, utrzymujemy temperaturę na poziomie 23-25°C, ale proszę pamiętać, że to ogrzane powietrze jest natychmiast wykorzystane w rekuperatorze do podgrzania powietrza nawiewanego. Ta energia cieplna ogrzanego powietrza, przy typowej w Polsce wentylacji grawitacyjnej, jest bezpowrotnie tracona, natomiast w budynku pasywnym ciepło z powietrza usuwanego staje się podstawowym źródłem ogrzewania powietrza świeżego (nawiewanego). Z tego powodu, wymagana sprawność temperaturowa dla rekuperatorów stosowanych w budynkach pasywnych jest bardzo wysoka i powinna wynosić (średnio!) co najmniej 80%. W naszym przypadku zastosowaliśmy rekuperator z podwójnym wymiennikiem krzyżowym o sprawności średniej ok. 85%.

Na kolejnym wykresie pokazujemy jak zmienia się temperatura za wymiennikiem GWC w lecie. Jak widać mimo dużych wahań temperatury zewnętrznej za GWC utrzymuje się temperatura nawiewu rzędu 14-17 °C. Dodatkowo powietrze przepływające przez GWC jest często osuszane (efekt obniżenia temperatury poniżej punktu rosy).



Aby skorzystać w pełni z tej naturalnej klimatyzacji jest jeden warunek: Musimy zapewnić, co najmniej dwie lub nawet trzy wymiany powietrza na godzinę. Najlepiej zastosować wentylator o regulowanej wydajności od 0,5 do 3 wymian na godzinę. Oczywiście, w lecie, powietrze nawiewane jest do budynku z pominięciem wymienników rekuperatora (rekuperator wyposażono w bypass).

Przykładowe rozmieszczenie przewodów nawiewno-wywieńnych przedstawimy na poniższym schemacie (*schemat ze strony www.pro-vent.pl*)



Stosujemy tu ogólną zasadę, że powietrze nawiewane jest do pomieszczeń „czystych” (pokoje, salon, sypialnie), a wyciągane jest z pomieszczeń „brudnych” (łazienki, kuchnia, garderoba, spiżarnia).

Instalację wentylacyjną w formie kanałów prostokątnych zamontowaliśmy sami i została wykonana wg własnego projektu. Poszczególne odcinki rur można było prawie dowolnie skracać lub wydłużać (bose końce nachodziły jeden na drugi) i montaż przypominał trochę składanie klocków lego. Całość została ułożona na nieużytkowym strychu w warstwie styropianu (wysokość kanału to 10 cm, a podłoga strychu ocieplona została trzema warstwami styropianu, po 10 i 12 cm; łącznie ok. 30 cm docieplnia). Nad każdym anemostatem została umieszczona skrzynka rozprężna. Oczywiście są gotowe systemy wentylacyjne i te na pewno także spełnią swoją rolę. Na zdjęciu przedstawiamy fragment montowanej wentylacji

Zdjęcie nr 4: Fragment wentylacji z widocznymi skrzynkami rozprężnymi



Marta MASTALERSKA

IMPLEMENTACJA TECHNOLOGII ENERGETYCZNYCH OŹE OPARTYCH NA URZĄDZENIACH ROZPROSZONEJ ENERGETYKI W BUDYNKACH (Z UWZGLĘDNIENIEM ASPEKTÓW EKONOMICZNYCH I EKSPLOATACYJNYCH) W WARUNKACH KRAJOWYCH WRAZ Z PORÓWNIANIEM UZYSKANYCH W WYNIKU BADAŃ WNIOSKÓW Z WYNIKAMI BADAŃ ZAGRANICZNYCH (W SZCZEGÓLNOŚCI INTERNATIONAL ENERGY AGENCY ENERGY CONSERVATION IN BUILDINGS AND COMMUNITY SYSTEMS - ECBCS)

STRESZCZENIE

W opracowaniu dokonano przeglądu możliwości zastosowania instalacji wiatrowych w Polsce. Zwrócono szczególną uwagę na wpływ prędkości wiatru na możliwości uzyskania energii z wiatraka. Przedstawiono wpływ przeszkód terenowych oraz klasy szorstkości na wydajność pracy instalacji.

WSTĘP:

Energia wiatru jest energią pochodzenia słonecznego. Ciepłe masy powietrza ogrzane przez promieniowanie słoneczne wędrują ku górze, powstaje w ten sposób podciśnienie które zasysa zimne powietrze. Wynika to przede wszystkim z różnicy gęstości ciepłego i zimnego powietrza. Różnica ciśnień oraz siła Coriolisa związana z ruchem obrotowym Ziemi kształtują ostatecznie kierunek oraz prędkość wiatru.

W atmosferze występuje kilka rodzajów ruchu powietrza z których najczęstsze to:

- poziomy,
- pionowy konwekcyjny, cykliczny i antycykliczny,
- pionowy ślizgowy (wślizgowy i ześlizgowy) wzdłuż zboczy górskich i powierzchni frontalnych,
- falowy (Mokrzycki E.2005).

Pierwsze wzmianki o wiatraku na ziemiach polskich pojawiają się w 1271 roku. Energetyka wiatrowa rozwijała się bardzo prędko i już nieco ponad 100 lat później w Polsce było 20 tysięcy siłowni wiatrowych. II wojna światowa przyniosła ze sobą duże zniszczenia w infrastrukturze energetyki wiatrowej. Ponownie wykorzystaniem wiatru zainteresowano się po 1959 roku kiedy to opracowano technologię turbiny do wytwarzania prądu przemiennego (Lewandowski W.M. 2007). Najpowszechniejszą technologią wykorzystania wiatru na ziemiach polskich był wiatrak Koźlak.

Obecnie światowa tendencja wykorzystania wiatru jest taka, że należy budować jednostki o jak największej mocy lub farmy wiatrowe (kilka mniejszych siłowni na małym obszarze).

Zainstalowanie elektrowni wiatrowej o mocy 300 kW pozwala na uniknięcie rocznie emisji na poziomie:

- SO₂ – 4000 – 7000 kg,

- NO_x – 3000 – 5000 kg,
- CO₂ – 500 000 – 1 000 000 kg,
- popioły – 30 000 – 60 000 kg (Soliński I. 2001).

Jako zalety energetyki wiatrowej wymienić należy:

- zagospodarowanie nieużytków,
- stworzenie nowych miejsc pracy,
- oszczędność surowców,
- ograniczenie emisji,
- zmniejszenie strat przesyłu,
- dywersyfikacja nośników energii.

Najpoważniejsze wady energetyki wiatrowej to:

- wprowadzenie zakłóceń do sieci elektroenergetycznej,
- wysoki poziom hałasu związany z pracą turbiny,
- duże rozproszenie elektrowni,
- zagrożenie dla ptaków,
- wysokie nakłady na inwestycje.

1.1 Prędkość wiatru

Prędkość wiatru jest jednym z najistotniejszych parametrów charakteryzujących wiatr pod kątem jego przydatności energetycznej. W tabeli 1 przedstawiono klasyfikację wiatru według prędkości.

Tabela 1. Klasyfikacja wiatru wg prędkości

Wiatr	Prędkość [m/s]
Spokój	0,0 – 0,4
Lekki	0,4 – 5,8
Średni	5,8 – 8,5
Umiarkowany	8,5 – 11
Silny	11 – 17
Sztorm	17 – 25
Silny sztorm	25 – 34
Huragan	>34

Źródło: Tytko R. 2009

Większość producentów deklaruje, że ich instalacje pracują z mocą nominalną przy prędkości 11- 17 m/s, aby bardziej przybliżyć te wielkości w tabeli 2 zamieszczono opis skutków działania jakie niosą ze sobą wiatry wiejące z taką prędkością. Dokonując analizy warunków meteorologicznych strefy klimatycznej w której zlokalizowana jest Polska, wywnioskować można, że elektrownie wiatrowe przez niewielką tylko część roku pracują z mocą znamionową.

Dla potrzeb energetyki kluczowe znaczenie ma wiatr o prędkości od 4 do 25 m/s. Prędkość 4 m/s dla większości instalacji stanowi prędkość rozruchową, umożliwiającą prawidłową pracę elektrowni oraz uzyskanie odpowiedniego momentu obrotowego, natomiast prędkość 25 m/s powoduje wyłączenie elektrowni w celu uniknięcia jej zniszczenia.

Drugim decydującym czynnikiem warunkującym opłacalność budowy elektrowni wiatrowej jest powtarzalność wiatru. Wielkość ta oznacza sumę godzin w ciągu roku w których wiatr wieje z określoną prędkością. Inwestycja w elektrownie wiatrową staje się opłacalna, kiedy wiatr wieje z prędkością użyteczną (4 – 25 m/s) przez co najmniej 2000 godzin w roku.

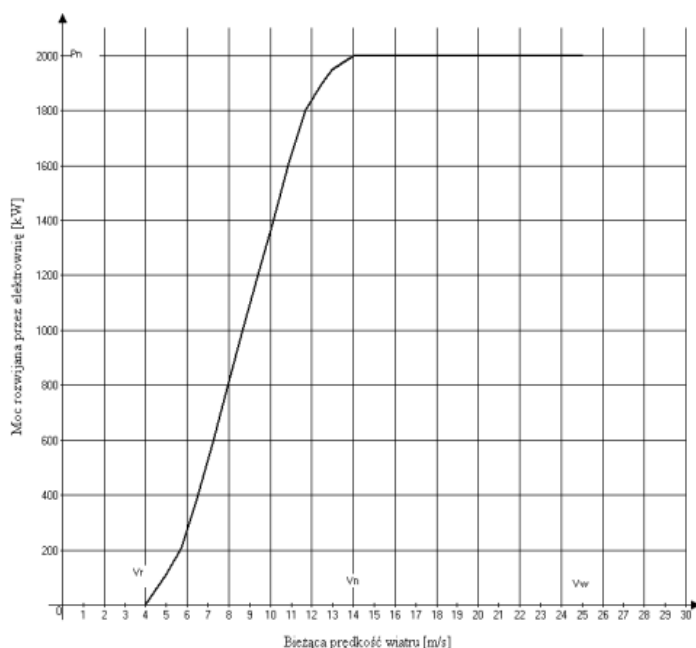
Tabela 2. Klasyfikacja maksymalnych prędkości wiatru w Polsce i skutki ich działania

Nr klasy	Prędkość wiatru w m/s na wysokości 10 m	Prędkość wiatru w km/h na wysokości 10 m	Charakterystyka wiatru	Skutki działania
I	17,2 - 20.7	62 - 74	Wiatr gwałtowny	wiatr łamie gałęzie drzew, chodzenie pod wiatr utrudnione
II	20,8 - 24,4	75 - 88	Wichura	wiatr powoduje uszkodzenia budynków, zrywa dachówki, łamie całe drzewa
III	24,5 - 28,4	89 - 102	Silna wichura	wiatr wyrывa drzewa z korzeniami, powoduje duże uszkodzenia budynków (zrywanie dachów, łamanie wież i słupów energetycznych)
IV	28,5 - 32,6	103 - 117	Gwałtowna wichura	wiatr powoduje rozległe zniszczenia, zagrożenie życia
V	≥ 32,7	≥ 118	Wiatr huraganowy lub trąba powietrzna	wiatr powoduje zniszczenia i spustoszenia, możliwe wypadki śmiertelne
V – 1	35,1 - 50,1	126 – 180	silny niszczycielski dewastujący	
V – 2	50,2 - 70,2	181 – 253		
V – 3	> 70,3	> 254		

Źródło: IMGW

Najwięcej informacji o parametrach pracy elektrowni wiatrowej dostarcza krzywa mocy. Jest to wykres za pomocą którego uzyskać można takie dane jak: prędkość załączenia (która powinna być jak najniższa), cut – in – prędkość przy której rozpoczyna się produkcja energii oraz cut – out prędkość wyłączenia elektrowni. Optymalna krzywa powinna być jak najbardziej stroma, a maksimum osiągać powinna przy jak najmniejszej prędkości wiatru.

Rysunek 1 pozwala dokładnie prześledzić parametry charakterystyczne pracy elektrowni wiatrowej. Przedstawiono je na przykładowej krzywej zaznaczając: P_N – moc zainstalowana (nominalna), v_r – prędkość rozruchowa, v_n – prędkość osiągnięcia mocy nominalnej, v_w – prędkość wyłączenia.



Źródło: Gomuła S, 2008

Rys. 1. Charakterystyka mocy elektrowni wiatrowej. Parametry charakterystyczne

Wzrost prędkości wiatru o 10 % (z 5,26 m/s do 5,8 m/s), powoduje obniżenie kosztów własnych o 20 %, natomiast spadek z 5,26 m/s do 4,7 m/s wiąże się ze wzrostem kosztów wytwarzania o 30 %.

Zmiana temperatury (która związana jest ze zmianą gęstości powietrza) również wpływa na pracę elektrowni wiatrowej. Wzrost lub spadek temperatury o 15°C powoduje wzrost lub spadek energii kinetycznej o 5%. Podobną różnicę energii wiatru niesie ze sobą zmiana ciśnienia o 60 hPa (Tytko R. 2009).

Najczęściej spotykane elektrownie wiatrowe załączają się przy prędkościach wiatru od 2 do 6,5 m/s, nominalną moc uzyskują przy wietrze 11 – 17 m/s, natomiast wyłączenie następuje przy 25 m/s.

Zjawiskiem towarzyszącym wykorzystaniu energii wiatru jest zmienność sezonowa warunków wietrznych. Na okres lata przypada około 50 – 70 % średnich prędkości rocznych, zimą wartość ta osiąga poziom 150 – 170 % (Igiński B. 2008).

Szorstkość terenu związana jest ze stopniem pokrycia terenu przez zabudowania oraz roślinność. Tabela 3 przedstawia klasyfikację szorstkości terenu. Wpływ ukształtowania terenu na prędkość oraz kierunek wiatru widoczny jest na wysokościach sięgających nawet 1 km nad powierzchnią ziemi. Ulokowanie instalacji na terenie klasy II powoduje nawet do 30 % strat energii wiatru w stosunku do klasy I. Stąd określenie klasy szorstkości gruntu staje się kluczowym zadaniem w fazie projektowania lokalizacji elektrowni wiatrowej. W tabeli 3 zamieszczono klasyfikację szorstkości terenu.

Tabela 3. Klasyfikacja szorstkości terenu

Klas szorstkości	Szorstkość, długość [m]	Energia [%]	Rodzaj terenu
0	0,0002	100	Powierzchnia wody
0,5	0,0024	73	Całkowicie otwarty teren np. betonowe lotnisko, trawiasta łąka itp.
1	0,03	52	Otwarte pola uprawne z niskimi zabudowaniami (pojedynczymi). Tylko lekko pofalowany teren
1,5	0,055	45	Tereny uprawne z nielicznymi zabudowaniami i 8 metrowymi żywopłotami oddalonymi od siebie około 1250 metrów
2	0,1	39	Tereny uprawne z nielicznymi zabudowaniami i 8 metrowymi żywopłotami oddalonymi od siebie około 500 metrów
2,5	0,2	31	Tereny uprawne z nielicznymi zabudowaniami i 8 metrowymi żywopłotami oddalonymi od siebie około 250 metrów
3	0,4	24	Wioski, małe miasteczka, tereny uprawne z licznymi żywopłotami, las lub pofalowany teren
3,5	0,8	18	Duże miasta z wysokimi budynkami
4	1,6	13	Bardzo duże miasta z wysokimi budynkami i drapaczami chmur

Źródło: Mokrzycki E. 2005

W tabeli 4 zaproponowano inną klasyfikację szorstkości terenu, która pozwala na zapoznanie się z wartościami H_0 oraz s_0 .

Tabela 4. Dane dla 8-klasowej systematyki z odpowiednimi wartościami s_0 i H_0

Klas szorstkości terenu	s_0	H_0	Opis terenu
Powierzchnia wody (morze....)	0,0002	0	Otwarte morze
Powierzchnie gładkie otwarte z zaburzeniami pasmowymi	0,005	0	Łąki, pastwiska
Powierzchnie otwarte	0,03	0	
Powierzchnie otwarte z niewielkimi wystęgami	0,1	0	Tereny rolnicze z niewielkimi przeszkodami
Powierzchnie „szorstkie”	0,25		Tereny rolnicze z wysoką zabudową i innymi przeszkodami
Powierzchnie bardzo „szorstkie”	0,5	3	Pasy z krzewami i drzewami
Powierzchnie zamknięte pokryte regularnymi przeszkodami	1	5	Lasy, wsie, przedmieścia miast
Centra miast	2	6	Centra dużych miast z niską i

Etap nr 6

wysoką zabudową

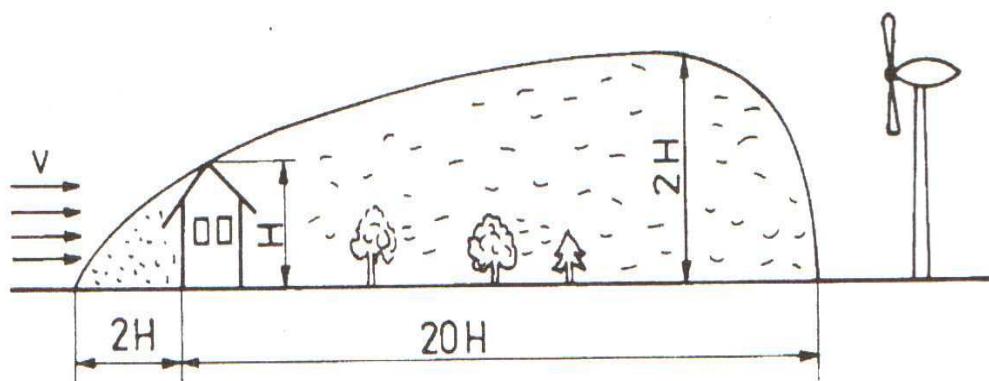
Wybierając lokalizację dla elektrowni wiatrowych zwrócić również uwagę należy na ukształtowanie i szorstkość terenu oraz rozmieszczenie przeszkód terenowych. Ukształtowanie terenu może być dwojakie: płaskie lub pofałdowane. Za teren płaski uznać można obszar którego pochylenie na długości 10 km w stronę kierunku wiatru nie przekracza 2 %. Teren pofałdowany charakteryzuje się większym nachyleniem, powodującym znaczne utrudnienia w fazie projektowania siłowni.

Tabela 5 Wartości nierówności terenu w zależności od rodzaju podłoża

Rodzaj podłoża	Wartość z_0
Woda, śnieg, piasek	0,0001 m
Płaski teren, otwarta przestrzeń, ziemia, trawnik	0,01 m
Tereny uprawne	0,05 m
Peryferia miast, miasta, lasy, drzewa itp.	0,3 m

Źródło: Boczar T, 2009

Istotnym czynnikiem mającym wpływ na lokalizację elektrowni są przeszkody terenowe. W tabeli 5 zamieszczono zestawienie wartości nierówności terenu w zależności od rodzaju podłoża. Rysunek 2 pozwala na prześledzenie zaburzeń wiatru spowodowanych ominięciem przeszkody terenowej. Główną zasadą którą kierują się Holendrzy podczas budowlowy siłowni wiatrowych jest to, że wirnik powinien znajdować się 2 – 3 metry powyżej najwyższej przeszkody ni w odległości 300 metrów od niej. Obecne wytyczne dotyczące lokalizacji wiatraków przedstawiane zostały na rysunku 2 (Szlachta J. 1999).



Źródło: Szlachta J, 1999

Rys. 2 Strefa zaburzeń przy opływie przeszkody

Elektrownie usytuowane na farmach wiatrowych powinny być oddalone od siebie o co najmniej 5D – gdzie D jest średnicą wirnika. Ma to związek przede wszystkim z interferencją smug powietrza i zaburzeniami kierunku wiatru.

Wzory przydatne do obliczeń związanych z prędkością wiatru:

Obliczenie prędkości odniesienia:

$$V_s = V_z \left(\frac{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_{0ref}}\right) \ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H}{z_{0ref}}\right) \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \right)$$

Gdzie:

- z- wysokość masztu meteorologicznego,
- z_{ref} – wysokość referencyjna 10 m,
- z_{0ref} – referencyjna nierówność terenu 0,05m,
- z₀ – nierówność terenu,
- v_z – zmierzona prędkość wiatru,
- H – pionowa odległość obliczona od ziemi do łopat wirnika

Obliczanie prędkości wiatru na danej wysokości

(Chochowski A, 2008):

$$v_h = v_o \frac{\ln \frac{h}{n}}{\ln \frac{h_o}{n}}$$

- gdzie: h_o – wysokość na której prędkość wynosi v_o,
- n – klasa szorstkości terenu.

(Wolańczyk F, 2009)

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{\ln\left(\frac{H_1 - H_0}{s_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_2 - H_0}{s_0}\right)}$$

Gdzie:

- H₁, H₂ – wysokość nad powierzchnią ziemi, na których mierzymy (wyznaczamy) prędkość V₂ = V(H₂) i V₁ = V(H₁),
- H₀ – klasa szorstkości – parametr charakterystyczny dla warstwy przyściennej ziemi zależy od szorstkości powierzchni (parametr będący miarą odsunięcia warstwy ,
- s₀ – miara szorstkości (chropowatości) powierzchni ziemi (ściśle mówiąc s₀ określa wysokość, na której prędkość wiatru zostaje wyhamowana do zera)

Rozkład Weibulla

W procesie inwestycyjnym istotne znaczenie mają dobowe, roczne oraz wieloletnie dane dotyczące zmienności prędkości wiatru. Zmniejszenie się prędkości wiatru o 5% powoduje bowiem spadek mocy pozyskanej z wiatru, który z dość dużym przybliżeniem można oszacować na poziomie prawie 15% (Wolańczyk F, 2009).

Rozkład prędkości wiatru na danej wysokości w funkcji czasu dobrze opisuje rozkład dwuparametryczny Weibulla oraz rozkład jednoparametryczny Rayleigha, będący szczególnym przypadkiem rozkładu Weibulla (w którym parametr $\gamma = 2,0$). Należy mieć na uwadze, że rzeczywiste rozkłady w danym terenie i roku mogą się znacznie różnić (nawet do 30%) od wyliczonych z rozkładu Weibulla (Wolańczyk F, 2009).

$$f(V) = \frac{\gamma}{\beta} \left(\frac{V}{\beta}\right)^{\gamma-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{\beta}\right)^{\gamma}\right]$$

Gdzie:

γ – parametr kształtu (w warunkach polskich zawiera się w granicach 1,2- 2,2),

β – parametr zależny od średniorocznej temperatury V_r , którą można obliczyć z zależności:

$$\beta = \frac{V_r}{\Gamma\left(1 - \frac{1}{\gamma}\right)}$$

$\Gamma\left(1 - \frac{1}{\gamma}\right)$ - funkcja gamma

Dystrybuanta rozkładu Weibulla ma postać :

$$F(V) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{V}{\beta}\right)^{\gamma}\right]$$

Wariancja ma postać

$$\sigma_V^2 = \bar{V}^2 \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{\gamma}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{\gamma}\right)} - 1 \right]$$

Jeżeli $\gamma = 2$, rozkład Weibulla jest identyczny z rozkładem Rayleigha, czyli:

$$f(V) = 2 \frac{V}{\beta^2} \exp \left[- \left(\frac{V}{\beta} \right)^2 \right], \beta = 1,128 V$$

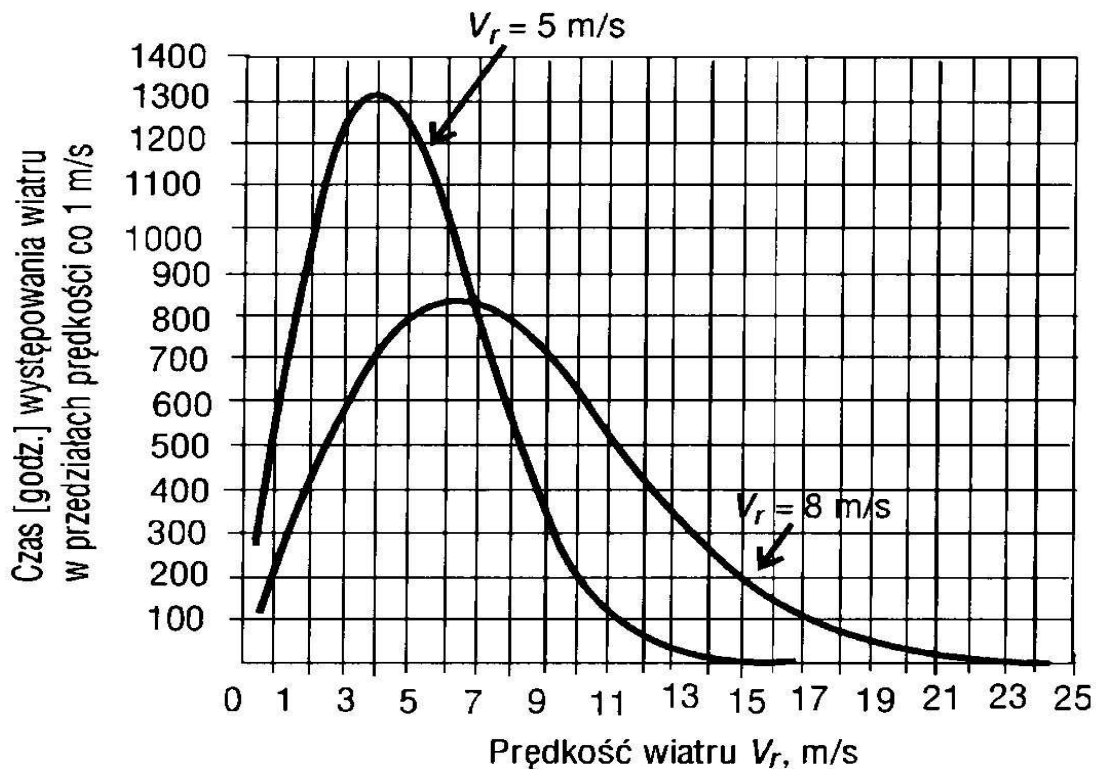
Czas trwania wiatru w przedziale prędkości V_a do V_b określa wzór (Wolańczyk F, 2009):

$$t_{ab} = T \int_{V_a}^{V_b} f(V) dV$$

Gdzie:

$T = 8760$ godzin – liczba godzin w roku.

Rysunek 3 przedstawia przykładowe rozkłady Weibulla oraz prawdopodobne liczby godzin występowania wiatru w ciągu roku przy dwóch średniorocznych prędkościach wiatru 5 i 8 m/s oraz $\gamma = 2$.



Źródło: Wolańczyk F, 2009

Rys. 3. Rozkład Weibulla (Raylegha) przy $v_r = 5$ m/s i 8 m/s dla $\gamma = 2$

1.2. Moc wiatru

Moc wiatru jest wprost proporcjonalna do gęstości powietrza, pola powierzchni i prędkości wiatru w trzeciej potęgze. Z powyższej zależności wynika, że prędkość wiatru ma znaczny wpływ na moc wiatru – tabela 6. Przy określaniu rzeczywistej mocy elektrowni wiatrowej należy wziąć pod uwagę mechanikę napływającego strumienia masy wiatru na wirnik i aerodynamikę płatów wiatraka oraz sprawność układu wirnika i generatora. Najnowsze elektrownie przejmują około 45 % mocy wiatru napływającej na płaty wirnika. Średnioroczne wykorzystanie elektrowni wiatrowych lądowych w Polsce jest zbliżone do 20 – 25% (Wolańczyk F, 2009).

Tabela 6. Moc wiatru na jednostkę powierzchni wirnika wiatraka

m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
0	0	8	314	16	2509
1	1	9	447	17	3009
2	5	10	613	18	3572
3	17	11	815	19	4201
4	39	12	1058	20	4900
5	77	13	1346	21	5672
6	132	14	1681	22	6522
7	210	15	2067	23	7452
Dane dla T= 15°C i gęstości 1,225 kg/m ³					

Źródło: Tytko R. 2009

Obliczenie mocy silnika wietrznego (Jastrzębska G. 2009):

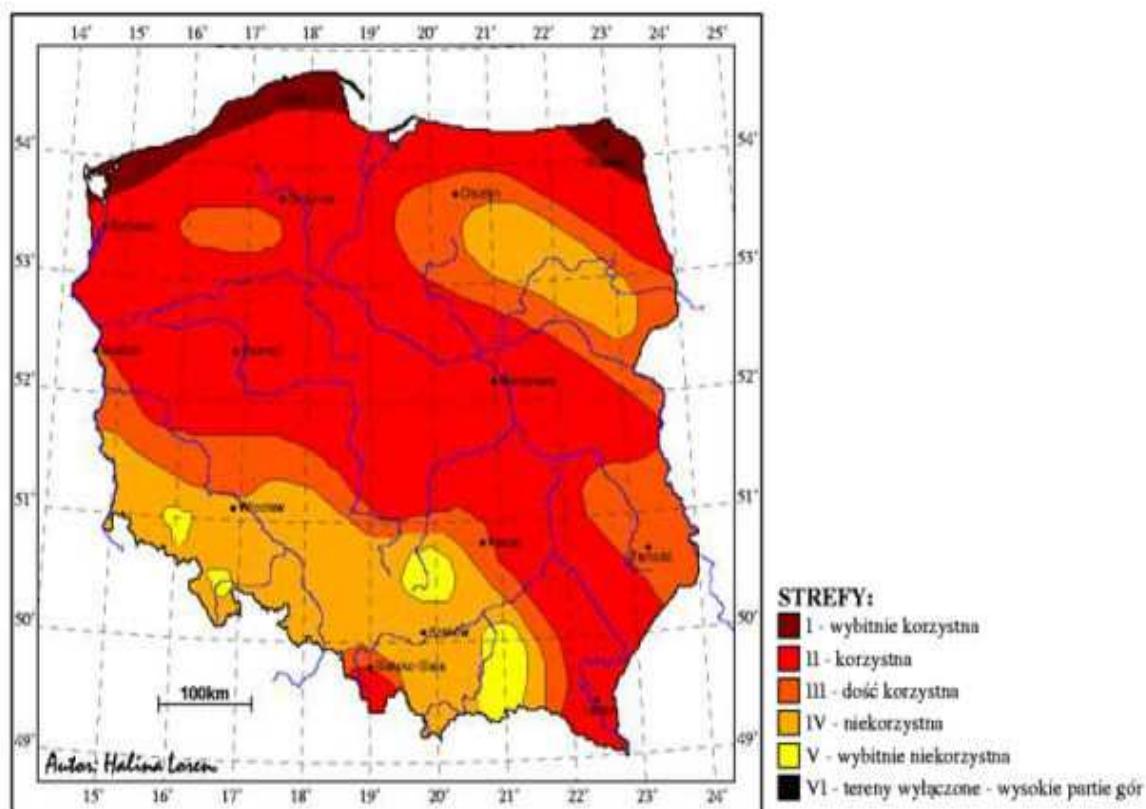
$$P = \eta_w D_s^2 q \frac{v^3}{8}$$

gdzie: P – moc silnika wiatrowego [W],
 η_w – wypadkowy współczynnik sprawności,
 D_s – średnica turbiny [m],
 q – gęstość powietrza [kg/m³],
 v – prędkość wiatru [m/s]

1.3. Energia z wiatru

Możliwy do wykorzystania potencjał energetyczny wiatrów wiejących nad powierzchnią lądów wynosi 40 TW. Oznacza to że dziesięciokrotnie przewyższa on potencjał energetyczny wód śródlądowych i jest dwudziestokrotnie wyższy od mocy zainstalowanej we wszystkich elektrowniach na świecie (Tytko R. 2009).

Na terenie Polski panują dość różnorodne warunki do lokalizacji instalacji wiatrowych. W Polsce najkorzystniejszą lokalizacją dla powstawania farm wiatrowych jest Pomorze oraz północno – wschodnia część Suwalszczyzny – rysunek 4. Według danych IMGW w rejonie tym na wysokości 50 m nad ziemią średnia prędkość wiatru w ciągu roku wynosi około 7 m/s (Lewandowski W.M. 2007).



Źródło: IMGW prof. H. Lorenc – na podstawie danych z lat 1971 – 2000

Rys. 4. Strefy energetyczne wiatru w Polsce

Tabela 7 stanowi uzupełnienie dla rysunku 4, znajdują się w niej dane objaśniające warunki wietrzności panujące w poszczególnych strefach.

Tabela 7. Warunki użytecznej energii wiatru w $\text{kW} \cdot \text{h}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ w wyróżnionych na rysunku strefach energetycznych wiatru w Polsce

Strefa	Wysokość 10 m w terenie otwartym, klasa szorstkości „0”	Wysokość 30 m w terenie otwartym, klasa szorstkości „0”
I- strefa wybitnie korzystna	$>1\ 000$	$>1\ 500$
II - korzystna	$(750, 1\ 000>$	$(1\ 000, 1\ 500>$
III – dość korzystna	$(500, 750>$	$(750, 1\ 000>$
IV - niekorzystna	$(250, 500>$	$(500, 750$
V – wybitnie niekorzystna	<250	<500
VI – szczytowe partie gór	Tereny wyłączone	Tereny wyłączone

Źródło: Boczar T, 2009

Według profesora Solińskiego najkorzystniejsze warunki dla rozwoju energetyki wiatrowej panują na obszarze gdzie średnioroczne prędkości wiatru przekraczają 5 m/s. Jako obszary uprzywilejowane uznaje się okolice przylądka Rozewie, Pobrzeża Słowińskiego od Świnoujścia po Hel oraz część Suwalszczyzny. Za rejon o średnich warunkach uznaje się Nizinę Mazowiecką, Beskid Śląski i Żywiecki oraz wschodnią część Suwalszczyzny. Średnia prędkość wiatru na tym terenie wynosi 4m/s. Na pozostałej części kraju przeważają wiatry poniżej 4m/s, która to prędkość nie jest wystarczająca do zakwalifikowania terenu jako użytecznego pod kątem wykorzystania energetycznego wiatru. Profesor Soliński (Soliński I, 2001) wskazuje również na duży potencjał energii wiatru w Polsce południowo – wschodniej w okolicach Dukli, Rymanowa, Rzeszowa oraz Dębicy. Wyniki badań dla tego terenu wskazują na średnioroczne prędkości wiatru na wysokości 40 m n.p.g. na poziomie 6,7 m/s.

Jednym z ważniejszych parametrów charakteryzujących obszar pod względem możliwości wykonania energii wiatru jest procentowy udział prędkości wyższych od 6 m/s. Na wysokości 30 metrów na obszarze otwartym najkorzystniejsze warunki panują na obszarach:

- Rozewia: około 50% czasu trwania roku,
- Pobrzeża Słowińskiego i środkowej Polski 30 – 40 %,
- pozostałej części kraju 15 – 30 %.

Wielkość rocznej energii jaka można uzyskać z regionów określa się dla wiatrów o prędkości powyżej 4 m/s. Najkorzystniejsze dla rozwoju energetyki wiatrowej zdają się być:

- Pobrzeże Słowińskie od Świnoujścia po Gdańsk – powyżej $1500 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$ z maksimum w rejonie Rozewia $2000 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$,
- Suwalszczyzna – powyżej $1500 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$,
- Południowo – zachodnia Polska, część Wielkopolski, prawie całe Mazowsze – powyżej $1250 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$,
- Beskid Żywiecki i Śląski – powyżej $1000 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$,
- Rejon Polski południowo – wschodniej – około $2000 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{a}$, na wysokości 30 metrów nad poziomem gruntu (Soliński I, 2001).

Obliczenie energii kinetycznej $\dot{E}_k$ strumienia wiatru (Wolańczyk, 2009):

$$\dot{E}_k = \frac{1}{2} \rho A V_{1\infty}^3 = N_o$$

gdzie: ρ – gęstość powietrza,

A – pole przekroju,

$V_{1\infty}$ – prędkość powietrza w obszarze niezabudowanym,

N_o – moc wiatru.

Energię wiatru można policzyć używając następującego wzoru (Tytko R. 2009):

Obliczenie energii wiatru:

$$E = \rho \cdot v^3 \cdot t \cdot 1,34 \cdot 10^{-7}$$

gdzie: E – wydajność energetyczna wiatru [kWh/m^2],

ρ – gęstość powietrza [kg/m^3],

v – prędkość [m/s],

t – czas [s].

Obliczenie wydajności energetycznej siłowni wykorzystując powierzchnię skrzydeł (Tytko R. 2009):

$$E_s = \eta \cdot E \cdot A = \eta \cdot \rho \cdot v^3 \cdot t \cdot A \cdot 1,34 \cdot 10^{-7}$$

gdzie: η – sprawność układu turbiny wiatrowej i napędzanej przez nią prądnicy, dla małych turbin około 0,25; dla dużych około 0,6,

E – wydajność energetyczna wiatru [$\text{kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$],

A – powierzchnia skrzydeł siłowni [m^2],

E_s – wydajność energetyczna siłowni [$\text{kW}\cdot\text{h}/\text{rok}$].

Do oceny opłacalności inwestycji w danych warunkach należy obliczyć możliwą ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w ciągu roku przy znanej wartości średniej prędkości wiatru. Uwzględniając uwarunkowania, tj. v_r , v_n , v_w oraz zmienną moc generatora w zakresie prędkości wiatru v_r i v_n , obliczyć można rzeczywistą prawdopodobną ilość energii w ciągu roku. Jeśli przyjąć, że moc elektrowni wiatrowej w zakresie prędkości v_r i v_n określić można ze wzoru (Guła A. i inni 2008):

Obliczenie możliwej ilości wyprodukowanej energii elektrycznej w ciągu roku:

$$N = N_n \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{v - v_r}{v_n - v_r}\right)$$

Gdzie:

v – prędkość wiatru z przedziału v_r i v_n w [m/s].

Powyższy wzór może być stosowany do obliczeń szacunkowych, jeśli nie jest znana charakterystyka generatora $N = f(v)$.

Roczną ilość energii wyprodukowaną przez elektrownie wiatrową o mocy znamionowej N_n i średniorocznej prędkości wiatru v_{sh} w zakresie prędkości wiatru v_r i v_n określona zależność (Guła A. i inni 2008) :

Obliczenie rocznej ilości energii wyprodukowaną przez elektrownie wiatrową

$$E_{j1} = \frac{\gamma}{\beta} \cdot N_n \cdot T \cdot \int_{v_r}^{v_n} \left[\left(\frac{v}{\beta} \right)^{(\gamma-1)} \cdot e^{-\left(\frac{v}{\beta} \right)^\gamma} \right] \cdot \sin\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{v - v_r}{v_n - v_r}\right) dV$$

Gdzie:

γ – parametr kształtu (w warunkach polskich zawiera się w przedziale 1,2- 2,2),

β – parametr zależny od średniorocznej prędkości wiatru v_{sh}

Natomiast roczną ilość energii wyprodukowaną w zakresie prędkości v_n i v_w wyraża wzór:

Obliczenie rocznej ilości energii wyprodukowanej:

$$E_{j2} = \frac{\gamma}{\beta} \cdot N_n \cdot T \cdot \int_{v_n}^{v_w} \left(\frac{v}{\beta} \right)^{(\gamma-1)} \cdot e^{-\left(\frac{v}{\beta} \right)^\gamma} \cdot dV$$

Parametry γ i β dla wybranego miejsca posadowienia elektrowni wiatrowej określa się na podstawie pomiarów prędkości wiatru w tym miejscu na maszcie na kilku wysokościach, obejmujących wysokość osi wirnika nad gruntem oraz powyżej i poniżej tej wysokości.

Całkowita ilość energii wyprodukowanej w ciągu roku przez wiatrak o mocy znamionowej N_n oraz przyjętej wartości v_r , v_n , v_w wynosi (Guła A. i inni, 2008):

Obliczenie ilości energii wyprodukowanej przez wiatrak:

$$E_{jc} = E_{j1} + E_{j2} \text{ [kWh/rok]}$$

Wzory przydatne w obliczeniach dla małych elektrowni wiatrowych

Obliczenie wydajności turbiny wiatrowej (W.M. Lewandowski, 2007):

$$E = A \cdot K_{el} \cdot \eta$$

gdzie: A – powierzchnia śmigieł [m^2],

K_{el} – potencjał energetyczny wiatru, zależny od średniorocznej prędkości wiatru [$kW \cdot h / (m^2 \cdot a)$],

η – sprawność turbiny.

Wielkość K_{el} na wysokości 30 metrów przyjmuje wartości 2500, 2000, 1500, 1250, 1000, 750, 500 $kW \cdot h / (m^2 \cdot a)$ odpowiednio przy prędkościach wiatru: 7,0; 6,0; 5,0; 4,5; 4,0; 3,5; 3,0 m/s. Dla MEW sprawność turbiny utrzymuje się na poziomie 0,25 dla instalacji profesjonalnych oraz od 0,1 do 0,15 dla instalacji amatorskich (W. M. Lewandowski, 2007).

1.4. Sprawność

Wyróżnik szybkobieżności z jest cechą charakterystyczną napędu siłowni wiatrowej. Obliczmy go korzystając ze wzoru (W.M. Lewandowski, 2007):

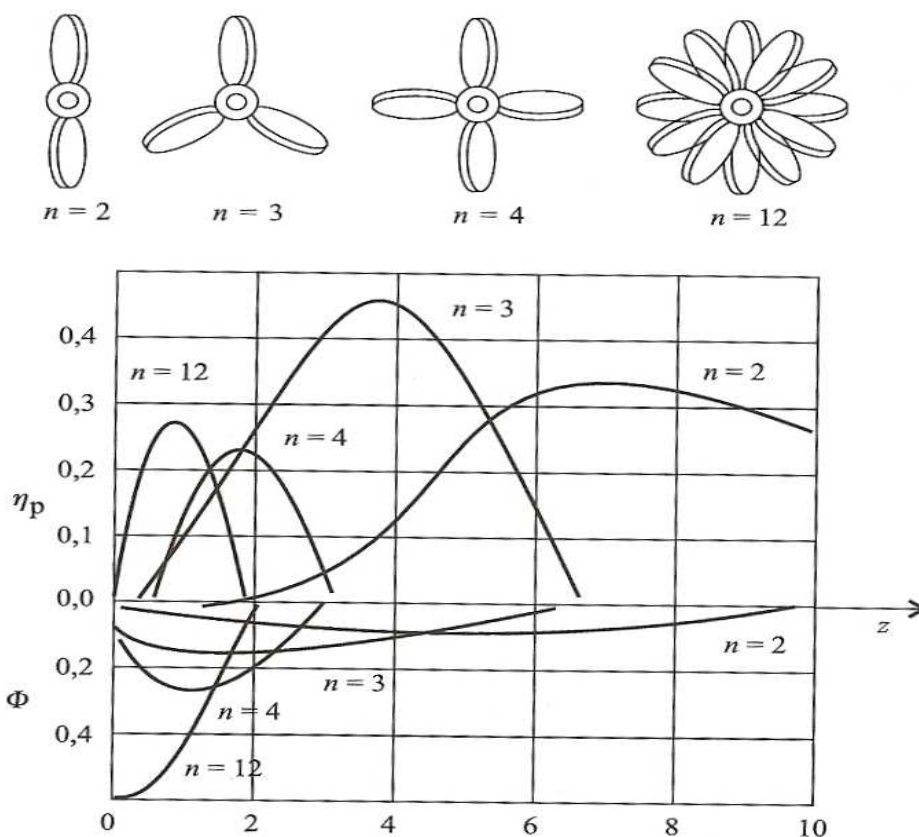
Obliczanie wyróżnika szybkobieżności:

$$z = \frac{U}{v_0}$$

gdzie: U – prędkość obwodowa końca wirnika [m/s],
 v_0 – prędkość wiatru [m/s],

Wyróżnik szybkobieżności z jest podstawą klasyfikacji turbin wiatrowych (W.M. Lewandowski 2007):

- wolnobieżne $z < 1,5$ (bębnowe, karuzelowe, rotorowe),
- średnobieżne $1,5 < z < 3,5$ (wielopłatowe, wiatraki),
- szybkobieżne $z > 3,5$ (silniki śmigłowe, anemony Darriusa).



Źródło: W.M. Lewandowski, 2007

Rys.5 . Zależność sprawności przepływowej i współczynnika momentu obrotowego od współczynnika szybkobieżności dla wirników o różnej liczbie łopat

Rysunek 5 prezentuje kształty typowych wirników wiatrakowych i odpowiadające im wartości z.

Obliczanie sprawności przepływowej (W.M. Lewandowski, 2007):

$$\eta_p = \eta_s \frac{1}{z} \left(1 + \frac{v_k}{v_o}\right)^2 \left(1 - \frac{v_k}{v_o}\right)$$

gdzie: η_p – sprawność przepływowa,
 η_s – sprawność mechaniczna,
 z – współczynnik szybkobieżności,
 v_k – prędkość wiatru za wirnikiem [m/s],
 v_o – prędkość wiatru [m/s].

Obliczanie momentu obrotowego na wale silnika wiatrowego (W.M. Lewandowski, 2007):

$$M_o = \varphi \frac{\rho v_o^3}{2} A_s \frac{d}{2}$$

gdzie: d – średnica wału [m],
 v_o – prędkość wiatru [m/s],
 φ – współczynnik momentu obrotowego,
 A_s – powierzchnia wirnika.

WNIOSKI:

– Dokonując analizy warunków meteorologicznych strefy klimatycznej w której zlokalizowana jest Polska, wywnioskować można, że elektrownie wiatrowe przez niewielką tylko część roku pracują z mocą znamionową.

– Nawet przy niewielkich różnicach w prędkości wiatru różnica w uzysku energii z instalacji jest znaczna, dlatego bardzo trudno jest prawidłowo wyznaczyć czas zwrotu inwestycji oraz możliwości produkcji energii z elektrowni wiatrowej. Dlatego przed przystąpieniem do inwestycji należy bezwzględnie wykonać audyt wietrzności.

– Wciąż brakuje rzetelnych sposobów na wyznaczenie energii jaką można uzyskać z instalacji wiatrowych. Przedstawione w opracowaniu wzory dają duże rozbieżności w wyniku.

LITERATURA:

Boczar T. 2008 : *Energetyka wiatrowa. Aktualne możliwości wykorzystania*. Wydawnictwo PAK, Warszawa.

Chchowski A., Krawiec F. 2008: *Zarządzanie w energetyce. Koncepcje, zasoby, strategie, struktury, procesy i technologie energetyki odnawialnej*. Difin, Warszawa.

Gomuła S., Woźniak A. 2008 : *Wpływ charakterystyki elektrowni wiatrowej na wykorzystanie jej mocy nominalnej i wskaźniki ekonomiczne produkcji energii*. Czysta energia – czyste środowisko, Małopolsko – Podkarpacki Klaster Czystej Energii.

Guła A. Gomuła S. i inni 2008 : *Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii. Poradnik*. TARBONUS, Kraków.

Igliński B., Buczkowski R., Cichosz M. 2008: *Energia alternatywna w województwie Kujawsko – Pomorskim*. Wydawnictwo Naukowe UMK, Toruń.

Jastrzębska G. 2009: *Odnawialne źródła energii i pojazdy proekologiczne*. Wydawnictwo Naukowo – Techniczne, Warszawa.

Lewandowski W.M. 2007: *Proekologiczne odnawialne źródła energii*. Wydawnictwo Naukowo – Techniczne, Warszawa.

Mokrzycki E. 2005: *Podstawy gospodarki surowcami energetycznymi*. Wydawnictwo AGH, Kraków.

Soliński I. 2001: *Biomasa energia odnawialna*. Biblioteka Szkoły Eksploatacji Podziemnej, Kraków.

Tytko R. 2009: *Odnawialne źródła energii*. OWG, Warszawa.

Wolańczyk F. 2009: *Elektrownie wiatrowe*. Wydawnictwo KaBe , Krosno.

Agnieszka CZOP

WSTĘPNA OPTIMALIZACJA STRUKTURY ŹRÓDEŁ ZINTEGROWANYCH (Z TECHNOLOGIĄ DOMINUJĄCĄ W POSTACI POMPY CIEPŁA, OGNIWA FOTOWOLTAICZNEGO DEDYKOWANEJ REPREZENTATYWNEMU BUDYNKOWI

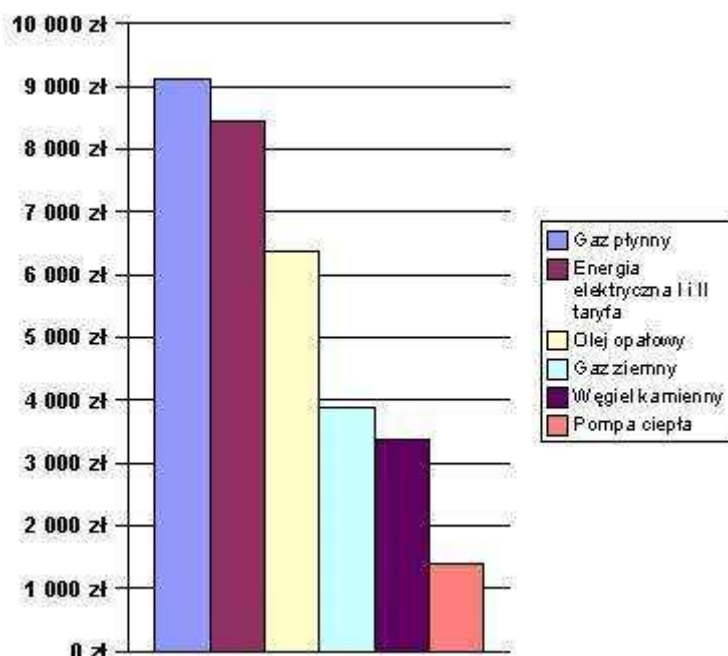
SPIS TREŚCI

1. Wstęp
2. Rodzaje pomp ciepła
3. Funkcje pomp ciepła
4. Dobór pomp ciepła
5. Zapotrzebowanie na ciepło i ciepłą wodę użytkową w budownictwie.
6. Optimalizacja pompy ciepła dla reprezentatywnych budynków
7. Koszty eksploatacji i analiza opłacalności pompy ciepła
8. Przykład istniejącej instalacji pompy ciepła
9. Ogniw fotowoltaiczne – ogólna charakterystyka
10. Obliczenie ilości energii elektrycznej wyprodukowanej przez fotoogniwo
11. Dobór ogniw fotowoltaicznych
12. Analiza opłacalności układów ogniw fotowoltaicznych
13. Optimalizacja źródła zintegrowanego w postaci pompy ciepła oraz ogniw fotowoltaicznego
14. Podsumowanie

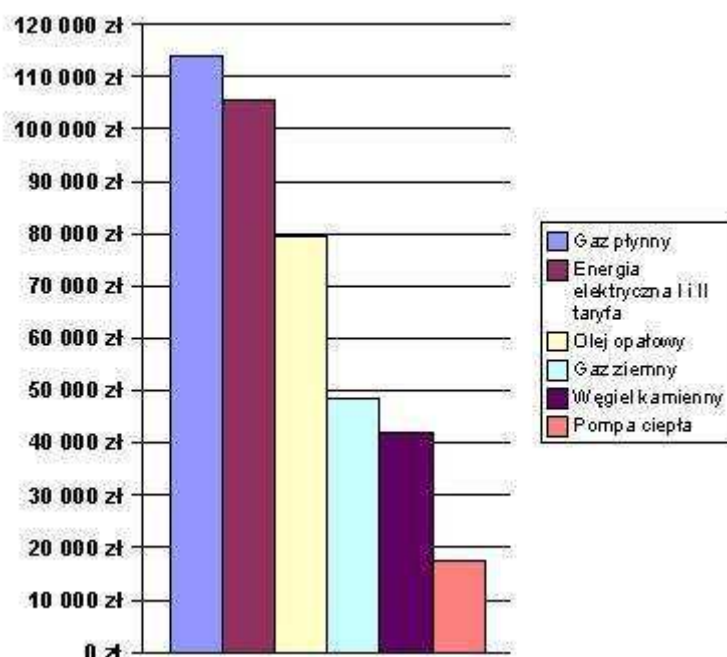
1. Wstęp

W dobie dużego zużycia energii dla potrzeb gospodarczych i bytowych oraz wysokich kosztów wytworzenia jej z paliw kopalnych, społeczność ludzka coraz częściej sięga po odnawialne (niekonwencjonalne) źródła energii. Najefektywniejszym sposobem zmniejszenia wysokich kosztów ogrzewania w sezonie grzewczym budynków mieszkalnych i przemysłowych, jest zastosowanie do ich ogrzewania wysokosprawnych urządzeń nazywanych pompami ciepła. Pompy ciepła to urządzenia umożliwiające odbiór energii cieplnej z jej naturalnych źródeł: gruntu, wody lub powietrza oraz wykorzystanie jej do ogrzewania budynków (mieszkalnych, przemysłowych) i przygotowania ciepłej wody użytkowej.

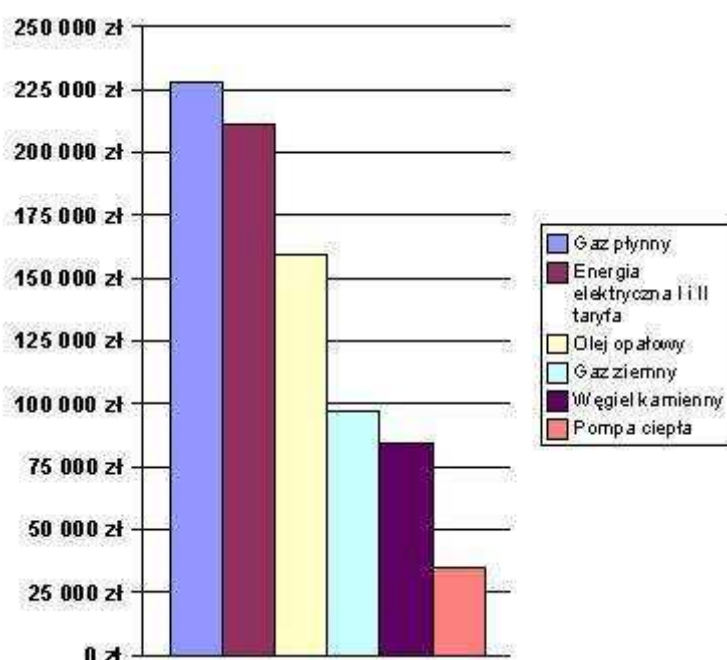
Charakteryzują się one cichą pracą porównywalną z pracą lodówki (poziom hałasu nie przekracza 42 dB) oraz długim okresem eksploatacji. Koszty ogrzewania budynków pompami ciepła są kilkukrotnie niższe od kosztów ogrzewania olejem opałowym, węglem, gazem czy prądem, co potwierdzają poniższe wykresy.



Rys.1. Roczne koszty ogrzewania domu o pow. 200 m² [1]



Rys.2. Roczne koszty ogrzewania obiektu przemysłowego (magazynowego) lub obiektu użyteczności publicznej o pow. 2500 m² [1]



Rys.3. Roczne koszty ogrzewania obiektu przemysłowego (magazynowego) lub obiektu użyteczności publicznej o pow. 5000 m² [1]

Pompy ciepła charakteryzują się wszechstronnością zastosowania, można bowiem nimi ogrzewać:

- budynki mieszkalne jednorodzinne
- budynki mieszkalne wielorodzinne
- budynki użyteczności publicznej (szkoły, szpitale, baseny (również wodę w basenach), urzędy, hotele, biura, hale sportowe, hale wystawowe, kościoły)

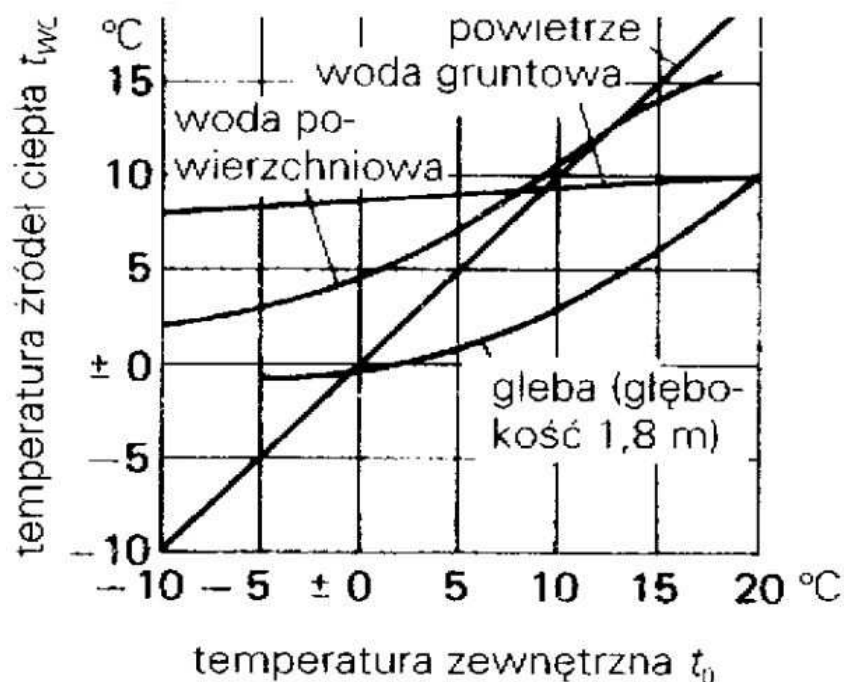
- obiekty handlowe (małopowierzchniowe oraz wielkopowierzchniowe)
- obiekty przemysłowe (małopowierzchniowe oraz wielkopowierzchniowe)

Jedną z wielu zalet pompy ciepła jest możliwość szybkiej adaptacji pracy urządzenia do wymagań użytkownika dzięki zastosowaniu mikrokomputera, który steruje pompą ciepła (połączenie z klimatyzacją, automatyczne przejście na tryb urlopowy - obniżenie temperatury w domu podczas nieobecności właściciela, pozwalające na dodatkowe oszczędności w zużyciu energii, czy też obniżenie temperatury w obiektach przemysłowych podczas weekendu).

Pompy ciepła jest urządzeniem odbierającym energię cieplną z dolnego źródła o niskiej temperaturze np. gruntu, wody lub powietrza, a następnie przekazującym ją do górnego źródła o wysokiej temperaturze, które służy do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Ponadto jest urządzeniem bezobsługowym oraz w procesie grzania nie emituje zanieczyszczeń oraz siarki. Nie wydziela też żadnych zapachów, sadz ani spalin.

2. Rodzaje pomp ciepła

Dolnym źródłem ciepła dla pompy ciepła mogą być: grunt, woda, powietrze oraz inne (ścieki, procesy technologiczne, itp.). Wybierając dolne źródło ciepła należy mieć na uwadze, aby jego temperatura nie przekraczała temperatury zastosowania kompresora czynnika roboczego.



Rys. 2-1. Temperatura dolnych źródeł ciepła wg poradnika [5]

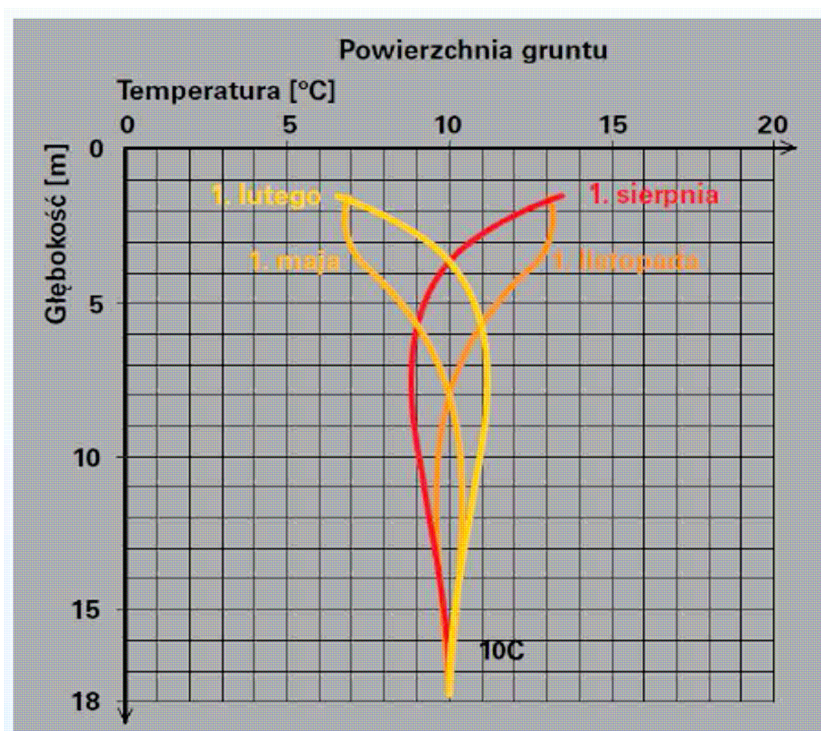
2.1. Grunt-Woda

Najbardziej dostępnym i relatywnie niedrogim źródłem energii jest grunt, który gromadzi energię promieniowania słonecznego, odzyskuje ciepło z deszczów i akumuluje ciepło konwekcyjne z głębi Ziemi oraz powietrza. Jako źródło ciepła dla pompy ciepła wykorzystywana jest wierzchnia warstwa do głębokości 30 metrów, ale również więcej do 100-150 metrów. Grunt charakteryzuje się znaczną pojemnością cieplną oraz stabilnością temperatury. Pobór ciepła odbywa się przez wymienniki poziome lub pionowe. Znaczący wpływ na jednostkowy strumień pobieranego ciepła posiada rodzaj gruntu. Grunty wilgotne i gliniaste są korzystniejsze od piaszczystych i suchych.

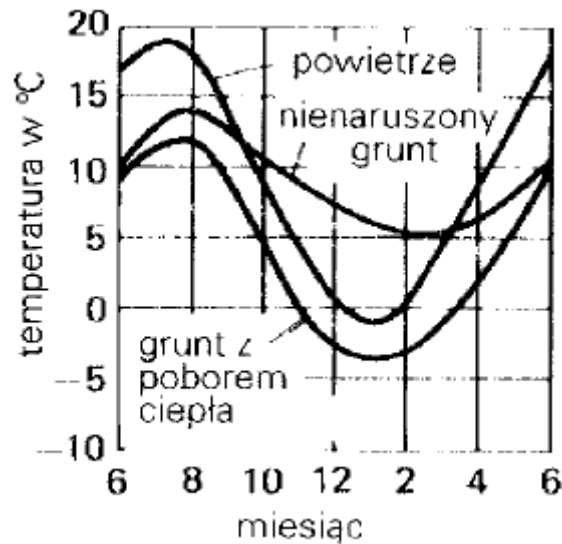
Tabela 2.1-1. Wydajność energetyczna gruntu

Rodzaj ziemi	Wydajność z 1 m ²	Powierzchnia potrzebna na 1 kW
Sucha, piaszczysta	10 W/m ²	70 m ²
Wilgotna, sypka	20-30 W/m ²	40-26 m ²
Mokra, gliniasta	35 W/m ²	20 m ²

Wymiennik ciepła stanowią wkopane w grunt rury polietylenowe (PE), przez które przepływa w układzie zamkniętym czynnik chłodniczy, który oddaje ciepło w pompie, a nagrzewa się w gruncie.

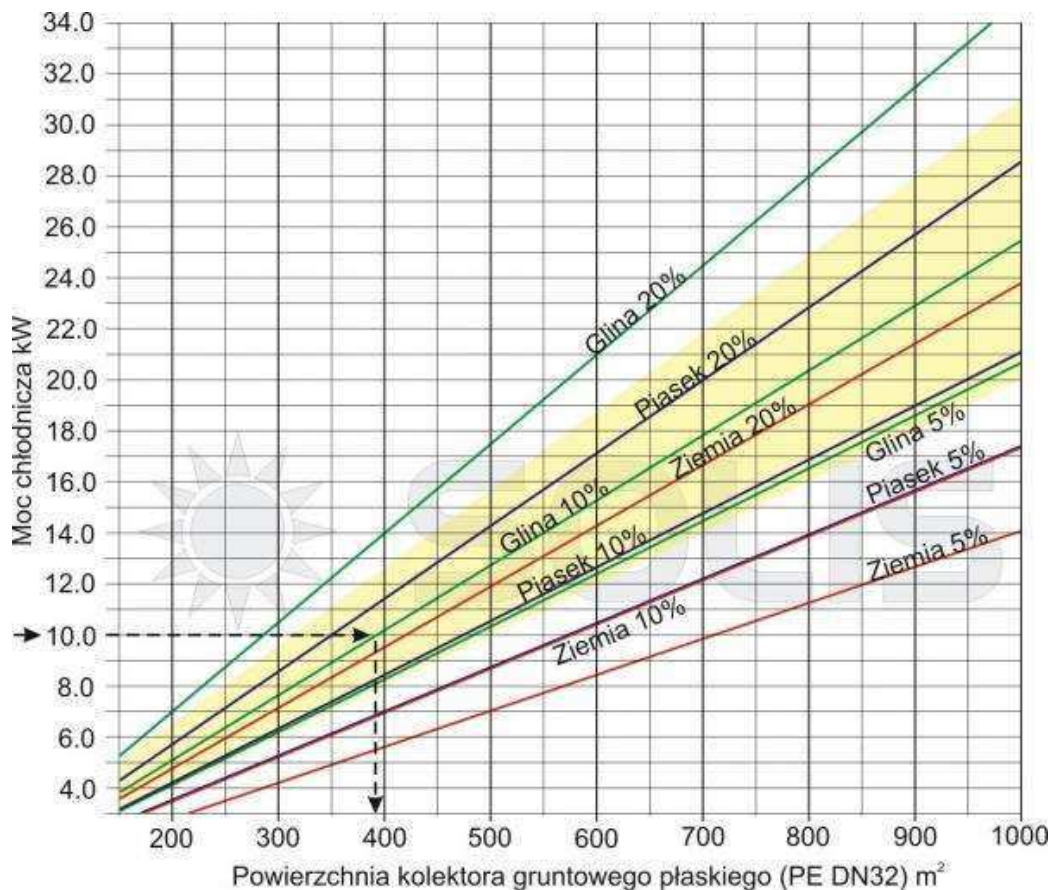


Rys. 2.1-1. Sezonowe rozkłady temperatury w gruncie



Rys.2.1-2. Rozkład temperatury gruntu na głębokości 1,5 m

Kolektory gruntowe budowane są w postaci poziomej, pionowej lub spiralnej. Wybór rodzaju kolektora zależy w znacznej mierze od wielkości wolnej powierzchni, która jest do dyspozycji w sąsiedztwie ogrzewanego obiektu.

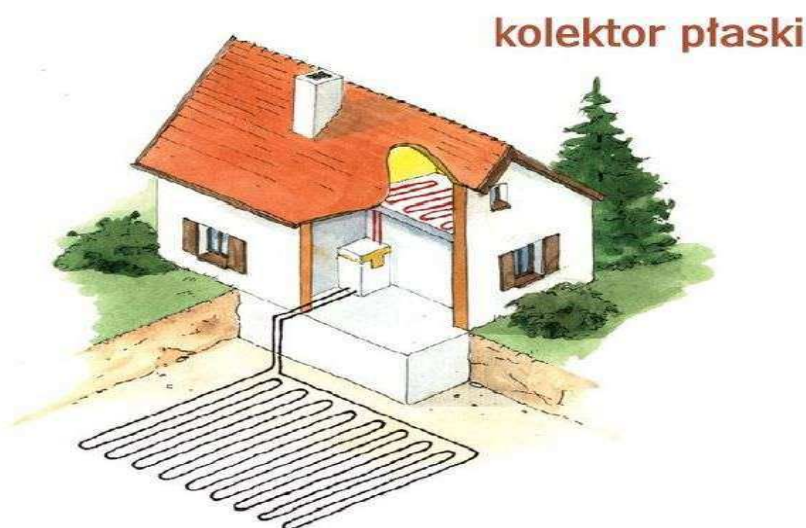
Rys. 2.1-3. Powierzchnia kolektora gruntowego w zależności od mocy chłodniczej pompy ciepła i rodzaju gruntu [źródło: WWW.solis.pl]

Wymienniki poziome układane są w gruncie na głębokości 1,3-1,7 metrów w formie poziomych pętli o długości (ze względu na opory przepływu) nie większej niż 200 m. Tabela poniżej wskazuje zalecaną głębokość układania kolektorów płaskich w zależności od strefy klimatycznej Polski.

Tabela 2.1-2. Zalecana głębokość układania kolektorów gruntowych

Strefa Klimatyczna	I	II	III	IV	V
Zalecana głębokość układania kolektorów gruntowych	1.6m	1.7m	1.8m	2.0m	2.2m

Przewody ułożone są względem siebie równolegle (najczęściej) lub koncentrycznie. Rozstaw przewodów zależy od ich średnicy i rodzaju gruntu. Używa się najczęściej przewodów z tworzyw sztucznych (polietylen, polibutylen) o średnicy 20-40 mm, a typowy rozstaw zawiera się w przedziale 0,5-1,0 m. Strumień pobieranego ciepła wynosi przeciętnie, w odniesieniu do długości przewodu, od 10-50 W/m. Zwiększanie głębokości posadowienia przewodów w gruncie nie powoduje powiększenia jednostkowego strumienia ciepła pobieranego przez przewody. Wymagana powierzchnia gruntu dla wymiennika poziomego wynosi około 300 m² w odniesieniu do 10 kW mocy grzewczej pompy ciepła.



Rys.2.1-4. Gruntowy wymiennik poziomy [2]

W celu uzyskania wymaganej wydajności wymiennika stosuje się połączenia równoległe pętli, ich końce dochodzą zazwyczaj do rozdzielaczy umiejscowionych w specjalnej studzience. Można również stosować wymienniki kilkupoziomowe, i w takim przypadku minimalna odległość między poziomami nie powinna być mniejsza niż 0,3 m. Odmianą wymienników poziomych są wymienniki spiralne. W przypadku tych wymienników wykonuje się kilka rowów (o szerokości ok. 1 metra i długości ok. 10-15 metrów) oddalonych od siebie o 2 metry, zamiast jednego wykopu o dużej powierzchni. W każdym rowie instalowane jest jedna pętla przewodu zwiniętego w formie poziomej spirali. Dzięki temu zmniejsza się powierzchnię gruntu o około 30% w stosunku do wymiennika tradycyjnego.

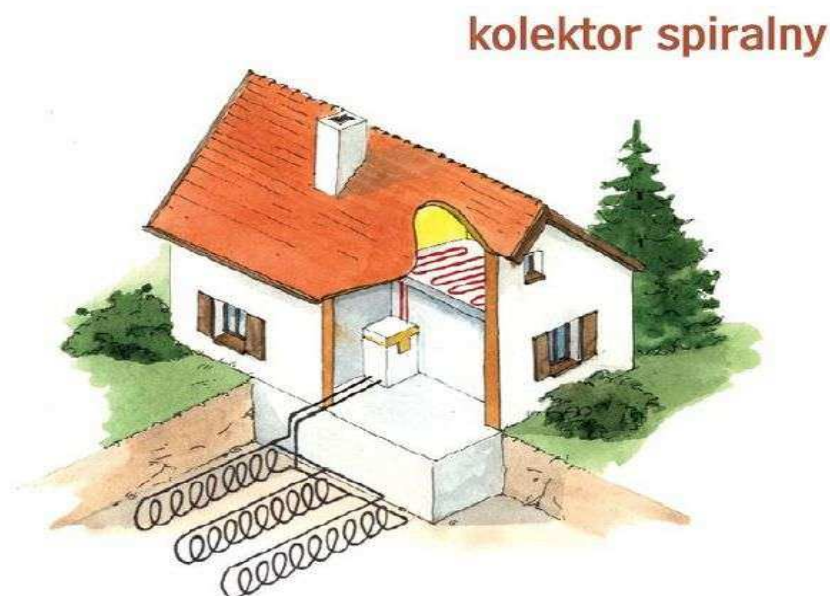
Zalety kolektora poziomego:

- mała zależność pogodowa,
- prostota wykonania,

- brak konieczności stosowania specjalistycznego sprzętu.

Wady kolektora poziomego:

- duży obszar zajmowanego terenu,
- skrócony czas wegetacji roślin na terenie nad kolektorem,
- duże opory hydrauliczne, większe koszty pompowania glikolu.



Rys.2.1-5. Spiralny wymiennik gruntowy [2]

Koszt kolektora poziomego wynosi ok. 25 zł netto/m² – cena różna w zależności od regionu [7].

Tabela 2.1-3. Orientacyjna wielkość kolektora poziomego ze względu na moc grzewczą pompy ciepła [7]

Moc grzewcza pompy ciepła kW	6	8	10	12	14
Minimalna powierzchnia zajmowana przez kolektor m ²	200	300	400	500	600
Zalecenia w/s pomp Buderus m ²	520	620	780	930	1 250

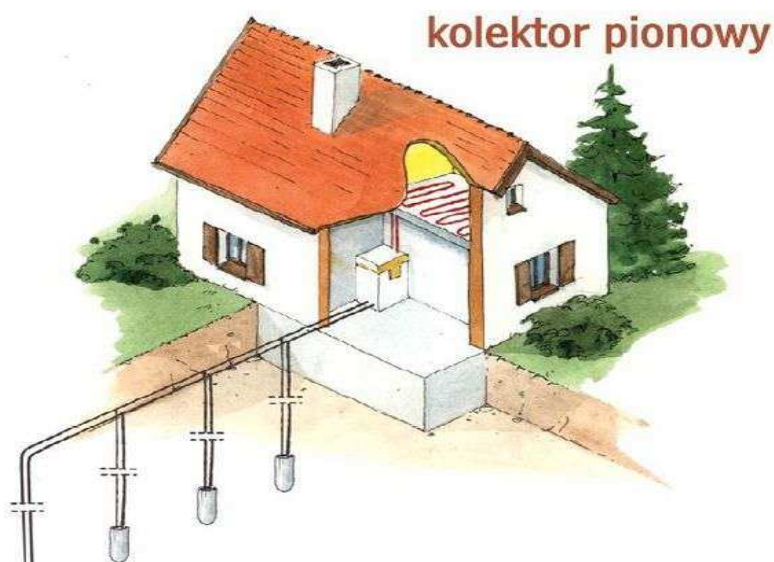
W przypadku, gdy obszar przeznaczony na instalację poziomego wymiennika ciepła jest zbyt mały, wykonuje się wymiennik pionowy. Wymiennikiem ciepła jest w tym momencie współśrodkowa rura lub rura w kształcie litery U, umieszczona w pionowym odwiercie. Odwierty o średnicy od 0,08 do 0,15 m mają głębokość do 30-100 metrów i więcej. W przypadku przekroczenia głębokości 30 m należy uzyskać pozwolenie właściwego urzędu na wykonywanie odwiertów, z kolei na odwierty o głębokości ponad 100 m potrzebne jest pozwolenie urzędu górniczego. Odwierty, po zainstalowaniu wymiennika, wypełniane są materiałem o dobrej przewodności cieplnej, np. bentonitem. Poszczególne odwierty sytuowane są w odległości 3-5 metrów i więcej od siebie, w zależności od rodzaju gruntu i głębokości. Wydajność sondy w odniesieniu do jej długości wynosi od 25 do 70 W/m,

najczęściej od 35-50 W/m. Przyrost temperatury czynnika w wymiennikach wynosi około 3-4°C, a prędkość przepływu w granicach 0,5-0,6 m/s.

Tabela.2.1-4. Wydajność kolektora pionowego

Typ podłoża	Wydajność z 1 m odwiertu	Głębokość dla uzyskania mocy 1 kW
Podłoże suche	30 W/m	25 m
łł, kamienie	60 W/m	13 m
Skala	80 W/m	10 m

W przypadku większej ilości sond stosuje się ich doprowadzenie do odpowiednich studzienek. Studzienki te mogą być betonowe lub z tworzywa sztucznego.



Rys.2.1-6. Gruntowy wymiennik pionowy [2]

Zalety kolektora pionowego:

- brak zależności pogodowej,
- wysoka efektywność,
- mała dewastacja terenu,
- niskie opory hydrauliczne, niskie koszty pompowania glikolu.

Wady kolektora pionowego:

- potrzeba stosowania specjalistycznego sprzętu,
- potrzeba zezwoleń wodno-prawnych dla kolektorów powyżej 30 m głębokości.

Koszt wykonania odwiertu wynosi ok. 70-130 zł netto/mb - cena różna w zależności od regionu [6 i 7].

Tabela 2.1-5. Przybliżona cena kolektorów pionowych, sond [7]

Moc grzewcza pompy ciepła (kW)	7	9	11	13	15
Czas wykonania kolektora (dni)	2	3	3	4	5
Minimalna wielkość odwiertów akceptowana przez producentów pomp ciepła (metry)	100	130	160	200	220
Orientacyjna cena	7 000	9 000	13 000	14 000	15 400

Cena wykonania układu dwóch studni dla mocy grzewczych pomp ciepła z zakresu 2 - 20 kW wynosi 4000 PLN [7].

2.2. Woda-Woda

Bardziej wydajne jest korzystanie z wód podziemnych jako dolnego źródła ciepła niż grunt, ze względu na stałą temperaturę w granicach 8-10°C przez cały rok. Temperatura wody głębinowej mieści się w zakresie 10-15°C, zależnie od warunków lokalnych i głębokości ujęcia. Najwyższe wahania dotyczą temperatury wody w rzekach. W okresie zimy należy się liczyć z temperaturą wody bliską 0°C. Na skutek znacznej pojemności cieplnej zakłada się niewielkie schłodzenie wody: 3-5 K w przypadku wód podziemnych i 1 K dla wód w rzekach. Wysoki koszt budowy studni oraz formalności związane z uzyskaniem pozwolenia wodnoprawnego, powodują iż obecnie najczęściej stosuje się wymiennik gruntowy. Na 1 kW mocy pompy ciepła wymagane jest pobieranie wody ze studni w ilości około 4 m³ na dobę. Źródłem ciepła może być woda gruntowa, głębinowa, powierzchniowa w rzekach i zbiornikach wodnych.

Jedną z większych zalet pionowych wymienników gruntowych w porównaniu z kolektorami poziomymi jest to, że wymagają znacznie mniejszych powierzchni terenu oraz mają znikomy wpływ na wyziębienie gruntu na powierzchni. Pionowe wymienniki gruntowe mogą służyć również jako źródło wody lodowej dla celów klimatyzacji.

Zalety:

- niska zależność pogodowa,
- mała dewastacja terenu,
- niskie opory hydrauliczne, a więc niskie koszty pompowania glikolu,
- niskie koszty dolnego źródła przy istniejących zasobach wodnych.

Wady:

- wysokie wymagania co do jakości wody (żelazo, mangan, twardość wody),
- wysokie koszty wykonania studni,

- ograniczony czas eksploatacji studni czerpalnej i zrzutowej (15-20 lat)
- zdolność odkładania osadów na powierzchniach elementów przewodzących wodę lub omywanych wodą
- oddziaływanie korozyjne na elementy metalowe
- wytrącanie osadów w studniach (zapychanie studni)
- konieczność okresowego czyszczenia elementów układu dolnego źródła ciepła.

Zapotrzebowanie wody wynosi około $1,5 \text{ m}^3/\text{h}$ w odniesieniu do 10 kW mocy grzewczej pompy ciepła. Współczynnik wydajności pomp ciepła wykorzystujących wodę czerpaną ze studni jako dolne źródło ciepła, osiągają korzystne wartości w przedziale od 3,5-5,5 i więcej. Wykorzystanie wód powierzchniowych może odbywać się poprzez ich pobór z rzeki, zbiornika wodnego i przetłaczanie przez odbiornik ciepła lub przez wymiennik zanurzony w rzece lub zbiorniku. Koszt inwestycyjny takiego rozwiązania jest niższy od rozwiązania z użyciem wody ze studni, niemniej jednak współczynniki wydajności są niższe.

Tabela 2.2-1. Bezpieczne parametry wody gruntowej

parametr	wartość graniczna
wartość pH	7 do 9
siarczany SO_4	<70 mg/l
wolny chlor Cl_2	<0,5 mg/l
chlorki	<300 mg/l
azotany NO_3	<100 mg/l
twardość CaCO_3	<300 mg/l
wolny kwas węglowy H_2CO_3	<20 mg/l
żelazo	<3 mg/l
mangan	<2 mg/l
utlenialność O_2	<2 mg/l
amoniak NH_3	<2 mg/l

Każdy producent może indywidualnie określić parametry graniczne dla swojego urządzenia. Na przykład u niektórych producentów ograniczenia na żelazo i mangan wynoszą odpowiednio <0,2 mg/l oraz <0,1 mg/l – jak dla wody pitnej.

2.3. Powietrze-Woda

Najłatwiej zainstalować pompę ciepła, której dolnym źródłem jest powietrze. Jednak jej efektywność zdecydowanie maleje, gdy na dworze robi się zimno, czyli wtedy, gdy potrzeba

najwięcej ciepła do ogrzewania domu. Im niższa temperatura powietrza, tym pompa zużywa więcej energii elektrycznej do wytwarzania tej samej ilości ciepła, a w czasie dużego mrozu w ogóle nie może pracować i wówczas uruchamia się wbudowana w nią elektryczna grzałka.

Zalety:

- szybka instalacja,
- niskie koszty wykonania dolnego źródła.

Wady:

- wysoka zależność pogodowa.

Obecnie na rynku są już dostępne pompy ciepła mogące pracować do temperatury powietrza - 25°C.

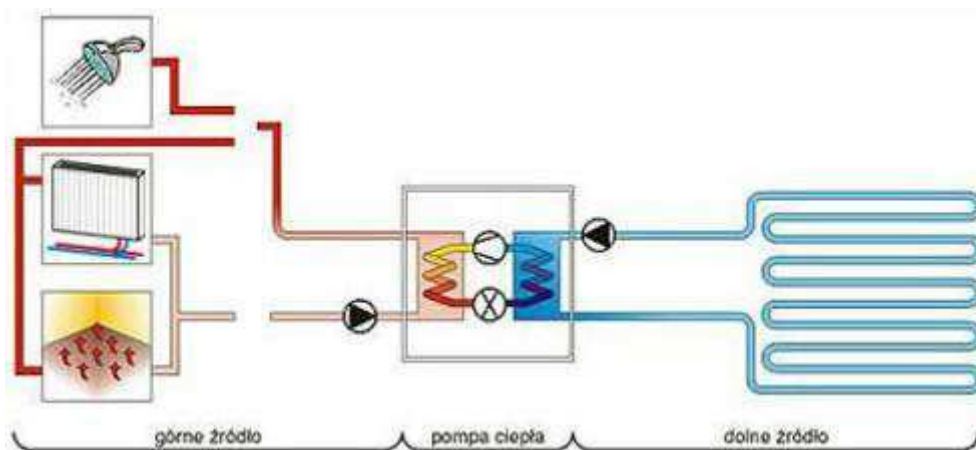
3. Funkcje pomp ciepła

Do podstawowych funkcji pompy ciepła należy:

- Ogrzewanie budynku - podstawowe zadanie *pompy ciepła* – pompa ciepła może pracować samodzielnie lub być połączona z istniejącym piecem lub innym źródłem ciepła. Pompa ciepła jest wyposażona w programator parametrów w trybie dziennym i tygodniowym. Pompy ciepła mogą pracować zarówno z nowoczesnymi systemami niskotemperaturowymi 30-35°C (ogrzewanie podłogowe i ścienne) jak i instalacjami grzejnikowymi o wyższej temperaturze na zasilaniu 40-55°C.
- Przygotowanie ciepłej wody użytkowej - są dwie możliwości - pompa ciepła wyposażona jest w zintegrowany zbiornik wody użytkowej o pojemności min 150 litrów, albo może być połączona z zewnętrznym istniejącym lub zakupionym razem z pompą oddzielnym bojlerem. W każdym przypadku taki zbiornik najczęściej wyposażony jest w grzałki elektryczne do grzania alternatywnego.
- Wentylacja pomieszczeń - dodatkowa funkcja w niektórych typach pomp ciepła umożliwia kontrolowany nawiew świeżego powietrza do poszczególnych pomieszczeń i odzyskiwanie ciepła z wydalanego zużytego ogrzanego powietrza. Pozwala to utrzymywać dobry klimat w pomieszczeniach bez strat energii, którą w normalnych warunkach wydaliśmy na zewnątrz wietrząc kuchnię, łazienkę, pokój. Straty te są tym większe im na dworze jest zimniej.
- Klimatyzacja - funkcja pompy ciepła bardzo przydatna w lecie. Pozwala poprzez instalację grzewczą odprowadzać ciepło z pomieszczeń do ziemi. W zależności od wyposażenia rozróżniamy funkcję pasywnego i aktywnego klimatyzowania pomieszczeń.

i) chłodzenie bierne - energia obiegu grzania wody jest odprowadzana przez wymiennik ciepła do solanki i dalej do ziemi; agregat pompy ciepła nie pracuje

ii) chłodzenie aktywne - agregat pompy ciepła pracuje w odwrotnym kierunku i schładza obieg wody grzewczej poprzez odprowadzenie ciepła do ziemi lub na zewnątrz budynku.



Rys.3.1. Sposoby wykorzystania energii z pompy ciepła [3]

Pompy ciepła mogą być stosowane również dla chłodzenia pomieszczeń w sezonie letnim, gdy temperatura wewnątrz budynków jest przeważnie wyższa niż temperatura gruntu lub wody głębinowej. Funkcja ta pozwala wykorzystać naturalne źródło chłodu jakim jest właśnie grunt lub woda dla obniżania temperatury wewnętrznej pomieszczeń. Co szczególnie istotne, jest to najtańszy sposób na pozyskanie chłodu, ponieważ nie wymaga pracy sprężarki pompy ciepła. Regulator pompy ciepła typu solanka/woda lub woda/woda uruchamia jedynie pompę obiegową w obiegu pierwotnym (np. kolektor ziemny, sonda gruntowa) i wtórnym (np. obieg klimakonwektorów, układ grzewczy) dla przenoszenia chłodu. Aby wykorzystać pompę ciepła do chłodzenia pomieszczeń, wystarczy odwrócić zarówno kierunek tłoczenia sprężarki jak i zawór rozprężający, zmieniając tym samym kierunek przepływu czynnika chłodniczego i, oczywiście, kierunek przepływu ciepła. W trybie ogrzewania pompa ciepła ma trochę większą moc i sprawność, niż w trybie chłodzenia. Wynika to stąd, że energia elektryczna pobierana przez sprężarkę zamienia się w ciepło, które w trybie ogrzewania dodaje się do ciepła pobieranego z dolnego źródła. W trybie chłodzenia ta dodatkowa energia cieplna również powstaje w sprężarce, pogarszając jednak w tym przypadku bilans chłodzenia. Pompa ciepła z opcją chłodzenia jest droższa, nawet do 30%, mimo że tryb chłodzenia uzyskuje się przez niewielkie zmiany konstrukcyjne i programowe.

W niektórych rozwiązaniach (np. VATRA) pompa odwracalna pracując w trybie chłodzenia aktywnego wytwarza wodę lodową do klimatyzowania pomieszczeń, a jednocześnie zużywa pobierane ciepło do ogrzewania c.w.u. Mamy więc „dwa w jednym”, tj. można powiedzieć, że klimatyzacja jest realizowana za darmo przy okazji podgrzewania c.w.u. Gdy temperatura c.w.u. osiągnie pewną graniczną wartość, następuje przełączenie układu i ciepło pobierane z wody lodowej jest oddawane do dolnego źródła (np. do solanki w kolektorze gruntowym).

W przypadku chłodzenia pasywnego pompa ciepła nie pracuje, gdyż sprężarka jest wyłączona. Korzysta się wtedy z możliwości naturalnego schładzania (funkcja „natural cooling”) pomieszczeń czynnikiem z dolnego źródła (solanka lub woda) oddającym ciepło do gruntu. Grunt ma temperaturę ok. 10°C, a więc niższą od temperatury w pomieszczeniach. Ze względu na wysoką temperaturę powietrza w lecie, funkcja „natural cooling” jest oczywiście niemożliwa w pompach powietrze/woda. W pompach z gruntowym dolnym źródłem ten tryb pracy wymaga niewielkich zmian konstrukcyjnych – dodatkowego wymiennika z układem odpowiednio sterowanych zaworów trójdrożnych i pomp obiegowych.

W przypadku stosowania instalacji podłogowej do ogrzewania i chłodzenia, należy zadbać by rury były płytko zagłębione pod posadzką (<1 cm). Jeszcze lepszym rozwiązaniem jest „strop chłodzący”, czyli chłodzenie powietrzem zimnym opadającym od sufitu ku podłodze. Najlepszym rozwiązaniem są konwektory wyposażone w wentylator z regulowanym strumieniem chłodnego powietrza.

Pompy ciepła powietrze/woda oraz powietrze/powietrze można stosować do wentylacji i klimatyzacji pomieszczeń. W systemie wentylacji wywiewnej, rolą pompy ciepła jest wykorzystanie ciepła traconego wraz z wywiewanym powietrzem.

Obecnie budowane domy charakteryzują się wysoką szczelnością i dobrą termoizolacją. Wentylacja ma dominujący udział (40-50%) w stratach ciepła. Odzyskanie 70-90% ciepła z powietrza wywiewanego ma zatem istotne znaczenie ekonomiczne. Ciepło odzyskiwane z wywiewanego powietrza jest w pompie ciepła zużywane najczęściej do ogrzewania c.w.u., a niekiedy nawet do ogrzewania wody w instalacji c.o.

Świeże powietrze dostaje się do domu z zewnątrz przez nawiewniki. W lecie istnieje możliwość pobierania ciepła z gorącego powietrza wciąganego do budynku z zewnątrz, i ciepło to służy do podgrzewania c.w.u., a jednocześnie osiągamy efekt klimatyzacji, tj. schłodzenia świeżego powietrza, napływającego z zewnątrz do domu.

W przypadku zintegrowania instalacji pompy ciepła z ogniwem fotowoltaicznym, można wykorzystać energię elektryczną produkowaną w ogniwie na cele zasilania pompy w instalacji pompy ciepła (na pokrycie zapotrzebowania pompy ciepła na tą energię).

Niemniej jednak w przypadku, gdy pompa ciepła służy głównie na cele ogrzewania pomieszczeń, łatwo zauważyć pewną rozbieżność, wynikającą głównie z potrzeby ogrzewania pomieszczeń w okresie zimy, podczas gdy wówczas uzysk z ogniw fotowoltaicznych jest znikomy, ze względu na niskie natężenie promieniowania słonecznego w tym okresie. Z kolei, gdy natężenie promieniowania słonecznego osiąga wartości najwyższe w stosunku do całego roku, czyli w okresie letnim, nie występuje wtedy konieczności stosowania ogrzewania. Do rozpatrzenia nadaje się model takiej instalacji pompy ciepła zintegrowanej z ogniwem fotowoltaicznym, który oprócz grzania – zimą, będzie również chłodzić – latem. W takiej sytuacji energię elektryczną pozyskaną z ogniw fotowoltaicznych można przeznaczyć na pokrycie zapotrzebowania pompy ciepła na tą energię na cele klimatyzacji pomieszczeń. Eksploatacja pompy ciepła w trybie chłodzenia pomieszczeń przynosi dodatkowe ważne korzyści - odprowadzane do gruntu ciepło z budynku sprzyja znacząco regeneracji gruntu po sezonie grzewczym i jego wychłodzeniu w wyniku pracy na cele grzewcze.

W sytuacji, gdy pompa ciepła ma za zadanie ogrzewanie ciepłej wody użytkowej, wówczas integracja z ogniwem fotowoltaicznym jest jak najbardziej zasadna i korzystna w okresie wiosenno-letnio-jesiennym, z kolei w okresie zimy konieczne będzie stosowanie dodatkowo energii elektrycznej z „gniazdka”. Wykorzystując grunt jako dolne źródło ciepła

na cele ogrzewania ciepłej wody użytkowej, można również zastosować rozwiązanie połączone z klimatyzacją pomieszczeń w okresie letnim, korzystając z energii elektrycznej wytworzonej przez ogniwa fotowoltaiczne. Dodatkowo oddając ciepło w lecie do gruntu (poprzez zastosowanie klimatyzacji) następuje regeneracja tego źródła dolnego, poprzez jego dogrzanie.

Integrując instalację pompy ciepła z ogniwem fotowoltaicznym należy rozważyć, do czego ma służyć pompa ciepła (ogrzewanie, ciepła woda, klimatyzacja), gdyż najbardziej uzasadnione jest zastosowanie ogrzewania + klimatyzacji lub ciepłej wody + klimatyzacji z produkcją energii elektrycznej z ogniwa fotowoltaicznego. W tych dwóch przypadkach zintegrowanie tych systemów jest optymalne, zasadne i w największym stopniu spowoduje minimalizację zużycia tradycyjnych nośników energii.

4. Dobór pomp ciepła

Podstawowym parametrem, jaki trzeba wyznaczyć jest moc grzewcza pompy ciepła w danych warunkach jej pracy. Moc pompy można dobierać na trzy sposoby:

- wg mocy odpowiadającej dokładnie wielkości zapotrzebowania na ciepło w okresie największych spadków temperatury (najczęściej przyjmuje się -20°C);
- wg mocy mniejszej niż zapotrzebowanie szczytowe: wtedy z góry zakłada się, że brakujące ciepło będzie okresowo uzupełniane z innych źródeł, takich jak kolektor słoneczny, kominiek;
- wg mocy większej niż obliczone zapotrzebowanie: wtedy pompy używa się tylko w okresie, gdy obowiązuje II taryfa opłat za energię elektryczną.

Do wyboru pompy potrzebne są następujące informacje:

- a) Charakter obiektu - dom jednorodzinny, szeregowiec, osiedle domków, blok mieszkalny, budynek użyteczności publicznej.
- b) Dane o obiekcie - rok budowy, kubatura, typ ocieplenia, okna, rodzaj instalacji CO, zapotrzebowanie budynku na ciepło.
- c) Warunki zewnętrzne obiektu - rodzaj zabudowy, położenie w terenie, typ klimatu - temperatura, wiatry itp.
- d) Parametry, które chcemy uzyskać - temperatura w pomieszczeniach, maksymalna temperatura zasilania instalacji grzewczej, ilość domowników, zróżnicowanie, charakter pomieszczeń i obiegu powietrza, chęć dostępu do ciepłej wody, świeżego powietrza, klimatyzacji pomieszczeń itp.
- e) Otoczenie budynku - warunki do zainstalowania odpowiednich kolektorów: powierzchnia na kolektor płaski, ciekły wodny na kolektory pionowe lub sondy, temperatura źródła (grunt, studnia) itp.

Moc pompy powinna pokrywać całkowite zapotrzebowanie na moc cieplną przy maksymalnej temperaturze zasilania.

Dokładne zwymiarowanie instalacji pompy ciepła jest szczególnie ważne, ponieważ wybór zbyt dużych urządzeń powoduje znaczący wzrost kosztów. Dobór pompy o zbyt małej mocy nie będzie w stanie zapewnić komfortu cieplnego. Pompa o zbyt dużej mocy to z kolei niepotrzebne koszty początkowe, ale również droższa eksploatacja.

Temperatury zasilania systemów grzewczych dla celów doboru pomp ciepła wynoszą:

- ogrzewanie podłogowe maksymalnie około 45°C, optymalnie około 42°C
- ogrzewanie mieszane (podłogowe i grzejnikowe z układem mieszania - dwóch temperatur pracy) około 55°C
- ogrzewanie grzejnikowe maksymalnie 60°C, optymalnie 55°C (55/45 dla grzejników)

Każdy 1°C więcej po stronie źródła to zmiana współczynnika efektywności (COP) pracy pompy ciepła o około 3.5%.

Dla prawidłowego doboru pompy ciepła oraz późniejszej prawidłowej pracy systemu grzewczego, niezbędne jest podanie temperatury pracy systemu (ogrzewanie podłogowe, mieszane, grzejnikowe) na etapie doboru pompy ciepła. Pompy ciepła w większości mogą pracować w zakresie temperatur od +25 do +60°C po stronie systemu grzewczego c.o.

Różnica temperatur nośnika ciepła (wody) pomiędzy zasilaniem i powrotem wynosi 6-7K (dopuszczalne min 5, max 8K). Temperatura pracy układu grzewczego (odbioru) należy projektować o 2-5°C niższą niż temperatura zasilania pompy ciepła. Typ dolnego źródła ciepła w celu ustalenia temperatury zasilania:

Tabela 4-1. Temperatury dla różnych dolnych źródeł ciepła

dla płaskich kolektorów gruntowych	od 4-6°C do -1-2°C w końcu sezonu grzewczego
dla kolektorów współpracujących z kolektorami słonecznymi (min 2 m ² /10 kW mocy)	5-9°C do 2-4°C w końcu sezonu grzewczego
dla wód powierzchniowych	4°C (zimą)
dla wierconych sond głębinowych	6-8°C do 4-6°C w końcu sezonu grzewczego
dla wierconych sond głębinowych współpracujących z kolektorami słonecznymi (min 2 m ² /10 kW mocy)	7-12°C do 5-8°C w końcu sezonu grzewczego
dla wierconych studni	7-9°C

5. Zapotrzebowanie na ciepło i ciepłą wodę użytkową w budownictwie

W celu wyznaczenia mocy pompy konieczna jest znajomość zapotrzebowania ogrzewanego obiektu na ciepło. Najlepszym przypadkiem jest, gdy dla rozważanego budynku został wykonany audyt energetyczny. W praktyce jednak dla mniejszych obiektów budowlanych, takich jak prywatne domy mieszkalne nie wykonuje się audytu ze względu na koszty z tym związane. W takim przypadku szacuje się zapotrzebowania na podstawie 1 m²

ogrzewanej powierzchni. Przedziały wartości tych współczynników dla poszczególnych typów budynków przedstawia tabela poniżej.

Tabela 5-1. Współczynnik zapotrzebowania ciepła dla różnych budynków [3]

Rodzaj ogrzewanego budynku	Wsp. zapotrzebow. kc [W/m ²]
Stare budownictwo bez ocieplenia	>80
Budynki nowe lub stare słabo ocieplone (do 5cm styropianu lub wełny mineralnej)	65÷75
Budynki nowego bud. o średnim ociepleniu (o grubości do 10cm)	45÷55
Budynki nowego bud. bardzo dobrze ocieplone (co najmniej 20cm ocieplenia)	35÷45

Dodatek do podgrzewu ciepłej wody (o temperaturze 55°C):

- a) bardzo niskie zapotrzebowanie 10l/dzień/osobę – 0.08-0.15 kW/osobę
- b) niskie zapotrzebowanie 20l/dzień/osobę – 0.15-0.22 kW/osobę
- c) normalne zapotrzebowanie 25l/dzień/osobę – 0.22-0.3 kW/osobę
- d) wysokie zapotrzebowanie 40l/dzień/osobę

Dla zwykłego budynku mieszkalnego przyjmuje się maksymalne zapotrzebowanie na c.w.u. na poziomie ok.50 litrów na osobę dziennie wody o temperaturze ok. 45°C, do czego potrzebna jest moc grzewcza 0,3 kW.

Zapotrzebowanie obiektu na ciepło potrzebne do ogrzania wynosi:

$$Q_{gb} = k_c \cdot P$$

gdzie:

P - powierzchnia ogrzewanego obiektu w m².

W bilansie cieplnym budynku należy uwzględnić także zapotrzebowanie mocy na przygotowanie ciepłej wody użytkowej. Jest to szczególnie ważne w: hotelach, restauracjach, obiektach sportowych itp. gdzie zużycie c.w.u. jest zazwyczaj dość wysokie. Szacunkowo przyjmuje się, że moc potrzebna do przygotowania c.w.u. w budynku mieszkalnym wynosi od 100W do 300W na osobę. W przypadku budynków użyteczności publicznej wykonuje się dokładne obliczenia według obowiązujących norm. Podsumowując, wymagana moc pompy ciepła wyniesie:

$$Q_w = Q_{gb} \cdot k_b + Q_{cwu}$$

Współczynnik $k_b=1$, gdy pompa ciepła będzie pracowała w systemie monowalentnym (samodzielnie). Możliwa jest praca pompy ciepła w systemie biwalentnym, ze wspomaganie innym źródłem ciepła. W takim przypadku współczynnik:

$$k_b = 1 - \frac{Q_{biw}}{Q_{gb}}$$

gdzie Q_{biw} - moc źródła biwalentnego.

Znając wartość wymaganej mocy grzewczej Q_w , należy dobrać pompę ciepła o mocy większej lub równej tej mocy. Budynki użyteczności publicznej do których zaliczają się: szkoły, budynki administracji państwowej, urzędy miast, dworce. Obiekty te cechują się niskim zapotrzebowaniem na c.w.u. przypadającym na jedną osobę, ale za to dużą grupą osób korzystających. Tabela poniżej przedstawia zestawienie średniego zapotrzebowania na c.w.u. dla budynków użyteczności publicznej.

Tabela 5-2. Dobowe zużycie ciepłej wody użytkowej w budynkach użyteczności publicznej [4]

Lp.	Typ budynku	Dobowe zużycie ciepłej wody użytkowej V_{cw} [dm ³ /((j.o.) · doba)]	Udział powierzchni użytkowej na osobę a_1 [m ² /((j.o.) · doba)]	Bezwymiarowy czas użytkowania bt [dni/rok]
1	Biura, urzędy	5	15	0,60
2	Szkoły, bez natrysków	8	10	0,55
3	Hotele - część noclegowa	75	20	0,60
4	Hotele z gastronomią	112	25	0,65
5	Szpitala	325	20	0,90
6	Restauracje, gastronomia	50	10	0,80
7	Dworce kolejowe, autobusowe, lotnicze	5	25	0,80
8	Handlowo-usługowe	15	25	0,80

Tabela 5-3. Jednostkowe dobowe ilości ciepłej wody dla różnych typów budynków wyposażonych w różne rodzaje wewnętrznych instalacji ciepłej wody [9]

Rodzaje budynków	Jednostka odniesienia [j.o.]	Jednostka dobową ilości c.w.u. [dm ³ /((j.o.)d)]	
		min-max	śr.
1. Budynki mieszkalne (jedno- i wielorodzinne)	[osoba]	30-90	60
2. Budynki zamieszkania zbiorowego (hotele, motele, itp.)	[miejsce noclegowe]	40-120	90
3. Budynki użyteczności publicznej:			
3.1. Szpitale	[łóżko]	80-350	150
3.2. Szkoły	[uczeń]	1-10	5
3.3. Budynki biurowe	[pracownik]	1-10	4
Objasnienia: 1) W budynkach wielorodzinnych wyposażonych w wodomierze mieszkaniowie do rozliczania za c.w.u., podane wskaźniki jednostkowe można zmniejszyć o 20% 2) Obliczeniową liczbę mieszkańców w zależności od rodzaju lokalu mieszkalnego można przyjmować wg tabeli 7 (jeżeli nie jest znana faktyczna liczba mieszkańców)			

6. Optimalizacja pompy ciepła dla reprezentatywnych budynków

Poniżej dokonano oszacowania zapotrzebowania na ciepło przez budynki o różnej powierzchni i izolacyjności.

Założenia przyjęte do obliczenia zapotrzebowania na ciepło:

- powierzchnia budynków: 150 m², 200 m², 500 m², 1000 m² i 2000 m²
- zapotrzebowanie energetyczne budynków [W/m²]: 35, 45, 50, 55, 60, 65, 70, 75, 80, 85, 90, 100, 110, 120
- czas dziennego ogrzewania budynku: 24 godziny
- ilość dni grzewczych w roku: 200 dni.

Tabela 6-1. Zapotrzebowanie na ciepło różnych obiektów budowlanych

Lp.	Zapotrzebowanie Energetyczne budynku, E	Roczne zapotrzebowanie energetyczne E _{roczne}	Roczne zapotrzebowanie energetyczne dla danej powierzchni budynku E _{roczne.bud.} [MWh/rok]					Moc grzewcza potrzebna do ogrzania budynku P [kW]				
	[W/m ²]	[kWh/m ² /rok]	150m ²	200m ²	500m ²	1000m ²	2000m ²	150m ²	200m ²	500m ²	1000m ²	2000m ²
1	35	84	12 600	16 800	42 000	84 000	168 000	5,3	7,0	17,5	35,0	70,0
2	45	108	16 200	21 600	54 000	108 000	216 000	6,8	9,0	22,5	45,0	90,0
3	50	120	18 000	24 000	60 000	120 000	240 000	7,5	10,0	25,0	50,0	100,0
4	55	132	19 800	26 400	66 000	132 000	264 000	8,3	11,0	27,5	55,0	110,0
5	60	144	21 600	28 800	72 000	144 000	288 000	9,0	12,0	30,0	60,0	120,0
6	65	156	23 400	31 200	78 000	156 000	312 000	9,8	13,0	32,5	65,0	130,0
7	70	168	25 200	33 600	84 000	168 000	336 000	10,5	14,0	35,0	70,0	140,0
8	75	180	27 000	36 000	90 000	180 000	360 000	11,3	15,0	37,5	75,0	150,0
9	80	192	28 800	38 400	96 000	192 000	384 000	12,0	16,0	40,0	80,0	160,0
10	85	204	30 600	40 800	102 000	204 000	408 000	12,8	17,0	42,5	85,0	170,0
11	90	216	32 400	43 200	108 000	216 000	432 000	13,5	18,0	45,0	90,0	180,0
12	100	240	36 000	48 000	120 000	240 000	480 000	15,0	20,0	50,0	100,0	200,0
13	110	264	39 600	52 800	132 000	264 000	528 000	16,5	22,0	55,0	110,0	220,0
14	120	288	43 200	57 600	144 000	288 000	576 000	18,0	24,0	60,0	120,0	240,0

Tabela. 6-2. Oszacowanie wymaganej powierzchni kolektora poziomego i kosztów budowy

KOLEKTOR POZIOMY										
Lp.	Powierzchnia kolektora dla pow.bud. 150 m ²	Koszt kolektora [PLN]	Powierzchnia kolektora dla pow.bud. 200 m ²	Koszt kolektora [PLN]	Powierzchnia kolektora dla pow.bud. 500 m ²	Koszt kolektora [PLN]	Powierzchnia kolektora dla pow.bud. 1000 m ²	Koszt kolektora [PLN]	Powierzchnia kolektora dla pow.bud. 2000 m ²	Koszt kolektora [PLN]
1	263	6 563	350	8 750	875	21 875	1 750	43 750	3 500	87 500
2	338	8 438	450	11 250	1 125	28 125	2 250	56 250	4 500	112 500
3	375	9 375	500	12 500	1 250	31 250	2 500	62 500	5 000	125 000
4	413	10 313	550	13 750	1 375	34 375	2 750	68 750	5 500	137 500
5	450	11 250	600	15 000	1 500	37 500	3 000	75 000	6 000	150 000
6	488	12 188	650	16 250	1 625	40 625	3 250	81 250	6 500	162 500
7	525	13 125	700	17 500	1 750	43 750	3 500	87 500	7 000	175 000
8	563	14 063	750	18 750	1 875	46 875	3 750	93 750	7 500	187 500
9	600	15 000	800	20 000	2 000	50 000	4 000	100 000	8 000	200 000
10	638	15 938	850	21 250	2 125	53 125	4 250	106 250	8 500	212 500
11	675	16 875	900	22 500	2 250	56 250	4 500	112 500	9 000	225 000
12	750	18 750	1000	25 000	2 500	62 500	5 000	125 000	10 000	250 000
13	825	20 625	1100	27 500	2 750	68 750	5 500	137 500	11 000	275 000
14	900	22 500	1200	30 000	3 000	75 000	6 000	150 000	12 000	300 000
Obliczenia przeprowadzono dla średniej wydajności z gruntu równej 20 W/m ²										
Koszt 1 m ² kolektora poziomego – 25 zł										
Powierzchnia kolektora poziomego dla pow.budynku = Moc grzewcza potrzebna do ogrzania budynku / Wydajność gruntu w W/m ²										

Wnioski:

Dla typowego budynku mieszkalnego o powierzchni 150 (200) m² (w zależności od zapotrzebowania energetycznego na ciepło potrzebne do ogrzewania) moc instalacji grzewczej mieści się w zakresie 5,25 kW do aż 24 kW !!! (dla starego budownictwa bez ocieplenia). Dla budynków mieszkalnych wymagana powierzchnia kolektora poziomego mieści się w przedziale od 263 (350) m² do 900 (1200) m² w przypadku budownictwa o bardzo wysokim współczynniku zapotrzebowania na ciepło (120 W/m²). W takim przypadku montaż instalacji pompy ciepła na pokrycie zapotrzebowania budynku na ciepło jest nieopłacalne, ze względu na bardzo wysokie koszty już samej instalacji kolektora poziomego, sięgającego poziom 22 500 – 30 000 PLN. Najlepszym rozwiązaniem w takiej sytuacji jest wcześniejsza termomodernizacja obiektu budowlanego, w celu zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło.

Dla budynku mieszkalnego o powierzchni 150 – 200 m² ze średnim ociepleniem (izolacja: styropian, wełna mineralna około 5 cm) dla którego współczynnik zapotrzebowania na ciepło wynosi około 70 W/m² – moc grzewcza instalacji pompy ciepła wynosi od 10,5 do 14 kW, natomiast wymagana powierzchnia kolektora poziomego waha się na poziomie 525 – 700 m², co wpływa na koszt całej inwestycji rzędu 39 000 – 43 500 PLN.

Dla budynków użyteczności publicznej o powierzchni około 500 m² i średniej izolacji, moc potrzebna do zaspokojenia potrzeb grzewczych wynosi 35 kW. Powierzchnia kolektorów poziomych, która jest wymagana dla pokrycia takiego zapotrzebowania energetycznego wynosi 1 750 m², co przenosi się koszt równy około 44 000 PLN.

Dla budynków o dużej powierzchni użytkowej na poziomie 1000 – 2000 m², konieczny jest montaż kolektorów poziomych o powierzchni ponad 1 700 do 6 000 m² (dla budynku o pow. 1000 m²) i 3 500 do 12 000 m², co znacząco podnosi koszt inwestycji do rzędu 44 000 – 150 000 PLN (dla budynku o pow. 1000 m²) oraz 87 000 – 300 000 PLN (dla budynku o pow. 2000 m²). Instalacja pompy ciepła jest zasadna do montażu dla obiektów budowlanych o stosunkowo niskim współczynniku zapotrzebowania na ciepło.

Tabela. 6-3. Oszacowanie wymaganej powierzchni kolektora poziomego i kosztów budowy

KOLEKTOR PIONOWY										
Lp.	Głębokość kolektora dla pow.bud. 150 m ²	Koszt kolektora [PLN]	Głębokość kolektora dla pow.bud. 200 m ²	Koszt kolektora [PLN]	Głębokość kolektora dla pow.bud. 500 m ²	Koszt kolektora [PLN]	Głębokość kolektora dla pow.bud. 1000 m ²	Koszt kolektora [PLN]	Głębokość kolektora dla pow.bud. 2000 m ²	Koszt kolektora [PLN]
1	131	9 188	175	12 250	438	30 625	875	61 250	1 750	122 500
2	169	11 813	225	15 750	563	39 375	1 125	78 750	2 250	157 500
3	188	13 125	250	17 500	625	43 750	1 250	87 500	2 500	175 000
4	206	14 438	275	19 250	688	48 125	1 375	96 250	2 750	192 500
5	225	15 750	300	21 000	750	52 500	1 500	105 000	3 000	210 000
6	244	17 063	325	22 750	813	56 875	1 625	113 750	3 250	227 500
7	263	18 375	350	24 500	875	61 250	1 750	122 500	3 500	245 000
8	281	19 688	375	26 250	938	65 625	1 875	131 250	3 750	262 500
9	300	21 000	400	28 000	1 000	70 000	2 000	140 000	4 000	280 000
10	319	22 313	425	29 750	1 063	74 375	2 125	148 750	4 250	297 500
11	338	23 625	450	31 500	1 125	78 750	2 250	157 500	4 500	315 000
12	375	26 250	500	35 000	1 250	87 500	2 500	175 000	5 000	350 000
13	413	28 875	550	38 500	1 375	96 250	2 750	192 500	5 500	385 000
14	450	31 500	600	42 000	1 500	105 000	3 000	210 000	6 000	420 000
Obliczenia przeprowadzono dla średniej wydajności z gruntu równej 40 W z 1 m głębokości gruntu Koszt 1 m kolektora pionowego – 70 zł										

Wnioski:

Kolektor pionowy jest dobrą alternatywą dla obiektów budowlanych, dla których ze względu na zbyt małą powierzchnię działki nie istnieje możliwość położenia kolektorów poziomych. Koszt montażu kolektora pionowego w stosunku do poziomego jest kilkakrotnie wyższy, niemniej jednak sondy poziome charakteryzują się stosunkowo stałą wartością temperatury gruntu (ze względu na większą głębokość posadowienia kolektora). Dla budynku mieszkalnego o powierzchni 150 – 200 m² ze średnim ociepleniem (izolacja: styropian, wełna mineralna około 5 cm) o współczynnik zapotrzebowania na ciepło około 70 W/m² – moc grzewcza instalacji pompy ciepła wynosi od 10,5 do 14 kW, natomiast wymagana powierzchnia kolektora pionowego waha się na poziomie 263 – 350 m, co wpływa na koszt inwestycji rzędu 18 000 – 24 500 PLN.

Instalacja pompy ciepła jest zasadna do montażu dla obiektów budowlanych o stosunkowo niskim współczynniku zapotrzebowania na ciepło!

Tabela. 6-4. Zużycie ciepłej wody użytkowej w różnych typach budynków

Rodzaj budynku	Budynek jednorodzinny	Budynek wielorodzinny	Biura, urzędy	Szkoła (bez natrysków)	Hotele – część noclegowa	Hotel z gastronomią	Szpital	Restauracja, gastronomia	Dworce kolejowe, autobusowe, lotnicze	Handlowo- usługowe
Dobowe zużycie c.w.u *[l/osobę/doba]	35	48	5	8	75	112	325	50	5	15
Liczba osób w budynku	2	8	50	50	20	20	100	20	50	50
	4	10	100	100	50	50	200	40	100	100
	6	12	200	300	80	80	300	60	200	200
Czas użytkowania [dni/rok] *	329	329	219	201	219	237	329	292	292	292

Etap nr 6

Badania nad stosowaniem mikrokogeneracji i kogeneracji małej skali oraz technologii zintegrowanych z wykorzystaniem OZE (z uwzględnieniem mikrobiogazowni i innych technologii OZE)
w różnych kategoriach budynków

Roczne zapotrzebowanie na c.w.u [l/rok]	23 030	126 336	54 750	80 400	328 500	530 880	10 692 500	292 000	73 000	219 000
	46 060	157 920	109 500	160 800	821 250	1 327 200	21 385 000	584 000	146 000	438 000
	69 090	189 504	219 000	482 400	1 314 000	2 123 520	32 077 500	876 000	292 000	876 000

Założenie: * - Do obliczeń przyjęto dane dostępne w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej [15].

Tabela. 6-5. Moc na potrzeby c.w.u. dla różnych budynków

Rodzaj budynku	Budynek jednorodzinny	Budynek wielorodzinny	Biura, urzędy	Szkoła (bez natrysków)	Hotele – część noclegowa	Hotel z gastronomią	Szpital	Restauracja, gastronomia	Dworce kolejowe, autobusowe, lotnicze	Handlowo-usługowe
Liczba osób w budynku	2	8	50	50	20	20	100	20	50	50
	4	10	100	100	50	50	200	40	100	100
	6	12	200	300	80	80	300	60	200	200
Dobowe zużycie c.w.u [l/osobę/doba]	35	48	5	8	75	112	325	50	5	15
Moc na potrzeby c.w.u., kW	0,4	2,3	1,5	2,4	9,0	13,4	195,0	6,0	1,5	4,5
	0,84	2,9	3,0	4,8	22,5	33,6	390,0	12,0	3,0	9,0

	1,26	3,5	6,0	14,4	36,0	53,8	585,0	18,0	6,0	18,0
Roczne zapotrzebowanie na c.w.u [l/rok]	23 030	126 336	54 750	80 400	328 500	530 880	10 692 500	292 000	73 000	219 000
	46 060	157 920	109 500	160 800	821 250	1 327 200	21 385 000	584 000	146 000	438 000
	69 090	189 504	219 000	482 400	1 314 000	2 123 520	32 077 500	876 000	292 000	876 000

Założenie: Moc potrzebna do ogrzania 1 litra/osobę wody do temperatury 45°C założono na poziomie 0,006 kW.

Tabela. 6-6. Moc potrzebna na ogrzewanie i c.w.u. dla różnych typów obiektów budowlanych

Rodzaj budynku	Budynek mieszkalny o pow.150m ² (4 osoby)	Budynek mieszkalny o pow.200m ² (6 osób)	Budynek o pow.500m ² , np.. Gastronomia (20 osób)	Budynek o pow.1000m ² np. biuro (50 osób)	Budynek o pow.2000m ² , np. dworce, obiekty handlowo-usługowe (100 osób)
Moc grzewcza na potrzeby ogrzewania [kW]	8,25	11	27,5	55	110
Moc grzewcza na potrzeby c.w.u. [kW]	0,84	1,26	6,0	1,5	3,0
Łączna moc pompy ciepła potrzebna na pokrycie potrzeb ogrzewania i c.w.u.	9,1	12,3	33,5	56,5	113,0

[kW]					
Do obliczeń wzięto pod uwagę budynek o dobrym ociepleniu (izolacja: styropian, wełna mineralna od 10-15 cm ściany zewnętrzne, stropy, dach) o współczynniku zapotrzebowania na ciepło wynoszącym 55 W/m ²					

Wnioski:

W typowym budynku mieszkalnym o powierzchni 150 m², zamieszkiwanym przez 4 osoby zużycie ciepłej wody użytkowej na jednego mieszkańca wynosi 35 l/dobę. Aby pokryć zapotrzebowanie dla tak zdefiniowanego obiektu budowlanego potrzeba mocy na poziomie 0,84 kW. Na potrzeby ogrzewania powierzchni 150 m² potrzeba z kolei 8,25 kW mocy grzewczej. Łączna moc pompy ciepła, na pokrycie całkowitego zapotrzebowania takiego budynku mieszkalnego szacuje się na poziomie 9,1 kW. Wyniki tych obliczeń dotyczą budynku o średnim ociepleniu (izolacja: styropian, wełna mineralna od 10-15 cm) o współczynniku zapotrzebowania na ciepło wynoszącym 55 W/m².

W budynku o powierzchni 500 m², w którym może mieścić się np. obiekt małej gastronomii, charakteryzuje się zużyciem c.w.u. na poziomie 50 l/osobę/dobę. Przy założeniu 20 osób przebywających w tym obiekcie moc potrzebna na pokrycie zapotrzebowania na c.w.u. wynosi 6 kW, z kolei na cele grzewcze potrzeba 27,5 kW, co daje łączną moc około 33,5 kW.

Długość sezonu chłodniczego do obliczeń zapotrzebowania na ciepło do chłodzenia określa się na podstawie analizy potrzeb chłodniczych budynku (stosunku strat ciepła do zysków ciepła). Niemniej jednak w celu uproszczenia do obliczeń założono miesiące: maj (częściowo), czerwiec, lipiec oraz sierpień. W ciągu dnia praca pompy ciepła pełniąca w tym wypadku funkcję urządzenia do chłodzenia pomieszczeń wynosi około 1/3 doby. W związku z powyższym szacunkowy czas pracy pompy ciepła w obiegu odwróconym wynosić będzie około 600 h/rok.

* Do obliczeń przyjęto wielkość mocy chłodniczej równą 80% mocy grzewczej pompy ciepła.

Tab. 6-7. Moc grzewcza i chłodnicza pompy ciepła w różnego rodzaju budynkach

Zapotrzebowanie energetyczne budynku	Średni dzienny czas grzania budynku	Ilość dni grzewczych w roku	Ilość godzin sezonu chłodniczego	Moc grzewcza potrzebna do ogrzania budynku, kW					Moc chłodnicza pompy ciepła * zastosowania wymaganej mocy grzewczej dla danego typu budynku			
				150 m ²	200 m ²	500 m ²	1000 m ²	2000 m ²	150 m ²	200 m ²	500 m ²	1000 m ²
35	24	200	600	5,3	7,0	17,5	35,0	70,0	4,2	5,6	14,0	28,0
45	24	200	600	6,8	9,0	22,5	45,0	90,0	5,4	7,2	18,0	36,0
50	24	200	600	7,5	10,0	25,0	50,0	100,0	6,0	8,0	20,0	40,0
55	24	200	600	8,3	11,0	27,5	55,0	110,0	6,6	8,8	22,0	44,0
60	24	200	600	9,0	12,0	30,0	60,0	120,0	7,2	9,6	24,0	48,0
65	24	200	600	9,8	13,0	32,5	65,0	130,0	7,8	10,4	26,0	52,0
70	24	200	600	10,5	14,0	35,0	70,0	140,0	8,4	11,2	28,0	56,0
75	24	200	600	11,3	15,0	37,5	75,0	150,0	9,0	12,0	30,0	60,0
80	24	200	600	12,0	16,0	40,0	80,0	160,0	9,6	12,8	32,0	64,0
85	24	200	600	12,8	17,0	42,5	85,0	170,0	10,2	13,6	34,0	68,0
90	24	200	600	13,5	18,0	45,0	90,0	180,0	10,8	14,4	36,0	72,0

100	24	200	600	15,0	20,0	50,0	100,0	200,0	12,0	16,0	40,0	8
110	24	200	600	16,5	22,0	55,0	110,0	220,0	13,2	17,6	44,0	8
120	24	200	600	18,0	24,0	60,0	120,0	240,0	14,4	19,2	48,0	9

75% ciepła dostarczanego do budynku przez pompę ciepła pochodzi z ziemi/wody/studni, z kolei 25% pochodzi z energii elektrycznej. Jest to energia potrzebna na potrzeby własne pompy ciepła, czyli energia potrzebna dla pracy m.in. sprężarki, pompy obiegowej czynnika roboczego, grzałki elektrycznej. Poniższa tabela zawiera oszacowane roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną przez pompę ciepła w okresie grzewczym i chłodniczym.

Tab. 6-8. Zapotrzebowanie (zużycie) energii elektrycznej przez pompę ciepła do ogrzewania i chłodzenia

Roczne zapotrzebowanie energet.	Roczne zapotrzebowanie energetyczne dla danej powierzchni budynku (150, 200, 500, 1000 i 2000 m ²) [kWh/rok]					Zapotrzebowanie na energię elektryczną, kWh									
kWh/m ² /rok	150 m ²	200 m ²	500 m ²	1000 m ²	2000 m ²	150 m ²		200 m ²		500 m ²		1000 m ²		2000 m ²	
						grzanie	chłodzenie	grzanie	chłodzenie	grzanie	chłodzenie	grzanie	chłodzenie	grzanie	chłodzenie
84	12 600	16 800	42 000	84 000	168 000	3 150	394	4 200	525	10 500	1 313	21 000	2 625	42 000	5 250
108	16 200	21 600	54 000	108 000	216 000	4 050	506	5 400	675	13 500	1 688	27 000	3 375	54 000	6 750
120	18 000	24 000	60 000	120 000	240 000	4 500	563	6 000	750	15 000	1 875	30 000	3 750	60 000	7 500

132	19 800	26 400	66 000	132 000	264 000	4 950	619	6 600	825	16 500	2 063	33 000	4 125	66 000	8 250
144	21 600	28 800	72 000	144 000	288 000	5 400	675	7 200	900	18 000	2 250	36 000	4 500	72 000	9 000
156	23 400	31 200	78 000	156 000	312 000	5 850	731	7 800	975	19 500	2 438	39 000	4 875	78 000	9 750
168	25 200	33 600	84 000	168 000	336 000	6 300	788	8 400	1 050	21 000	2 625	42 000	5 250	84 000	10 500
180	27 000	36 000	90 000	180 000	360 000	6 750	844	9 000	1 125	22 500	2 813	45 000	5 625	90 000	11 250
192	28 800	38 400	96 000	192 000	384 000	7 200	900	9 600	1 200	24 000	3 000	48 000	6 000	96 000	12 000
204	30 600	40 800	102 000	204 000	408 000	7 650	956	10 200	1 275	25 500	3 188	51 000	6 375	102 000	12 750
216	32 400	43 200	108 000	216 000	432 000	8 100	1 013	10 800	1 350	27 000	3 375	54 000	6 750	108 000	13 500
240	36 000	48 000	120 000	240 000	480 000	9 000	1 125	12 000	1 500	30 000	3 750	60 000	7 500	120 000	15 000
264	39 600	52 800	132 000	264 000	528 000	9 900	1 238	13 200	1 650	33 000	4 125	66 000	8 250	132 000	16 500
288	43 200	57 600	144 000	288 000	576 000	10 800	1 350	14 400	1 800	36 000	4 500	72 000	9 000	144 000	18 000

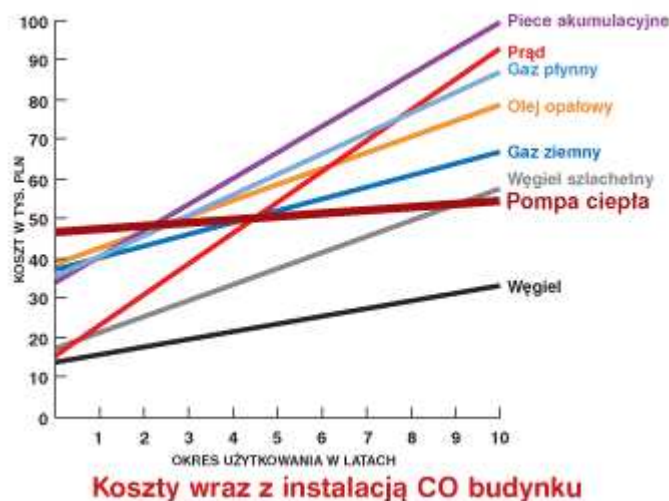
Założono: Zapotrzebowanie na energię elektryczną przez pompę ciepła = 25% rocznego zapotrzebowania energetycznego danego budynku

W celu uniknięcia kosztów związanych z zużyciem energii elektrycznej przez pompę ciepła można rozważyć zainstalowanie ogniw fotowoltaicznych lub mikrowiatraka do wytwarzania potrzebnej ilości energii elektrycznej. Wariant uwzględniający współpracę pompy ciepła wraz z ogniwem fotowoltaicznym został rozpatrzony w dalszej części niniejszego opracowania.

7. Koszty eksploatacji i analiza opłacalności

Porównanie średnich kosztów pozyskania energii dla budynku jednorodzinnego o powierzchni 150 m² przedstawia poniższa tabela.

Tabela 7-1. Porównanie średnich kosztów pozyskania energii dla budynku jednorodzinnego (150 m²) [9]



Podane koszty mają charakter orientacyjny, odnoszą się do budynku o średniej izolacji i zawierają całkowite koszty instalacji grzewczej budynku, pieca i przyłącza. W przypadku, gdy ktoś modernizuje dom i część inwestycji ma wykonanych, wówczas koszt pompy i jej podłączenia będzie mniejszy.

ANALIZA EKONOMICZNA INSTALACJI POMPY CIEPŁA [10]

Opłacalność ekonomiczną stosowania pompy ciepła pokazano na przykładzie, gdy zastępuje ona stary kocioł gazowy. Przypadek rozpatrzono dla 4 przypadków.

Wariant 1: Pompa ciepła wraz z poziomym wymiennikiem gruntowym. Pompa ciepła pracuje w taryfie dziennej. Koszty instalacji pompy ciepła pokryty w 100% ze środków inwestora.

Wariant 2: Pompa ciepła wraz z poziomym wymiennikiem gruntowym. Pompa ciepła 50% czasu pracuje w taryfie dziennej natomiast drugie 50% w taryfie nocnej. Koszty instalacji pompy ciepła pokrywa w 100% inwestor.

Wariant 3: Pompa ciepła wraz z poziomym wymiennikiem gruntowym. Pompa ciepła pracuje w taryfie dziennej. Przedsięwzięcie w 30% dofinansowane ze środków krajowych funduszy ekologicznych lub środków europejskich.

Wariant 4: Pompa ciepła wraz z poziomym wymiennikiem gruntowym o wyższym niż w wariantach 1-3 współczynniku COP. Pompa ciepła 50% czasu pracuje w taryfie dziennej natomiast drugie 50% w taryfie nocnej. Przedsięwzięcie w 30% dofinansowane ze środków krajowych funduszy ekologicznych lub środków europejskich.

Tabela 7-1. Analiza ekonomiczna zastąpienia starego kotła gazowego instalacją pompy ciepła [10]

L.p.	Omówienie	jedn.	wariant 1	wariant 2	wariant 3	wariant 4
1	Moc grzewcza	kW	13	13	13	13
2	COP	–	3,5	3,5	3,5	4,0
3	Jednostkowy koszt energii elektrycznej	zł/kWh	0,3418	0,3210	0,3418	0,3429
4	Oszczędność kosztów energii/paliwa	zł/rok	1896,0	2107,0	1896,0	2243,0
5	Koszt pompy ciepła wraz z wymiennikiem	zł	31658	31658	22161	24155
6	SPBT	lata	16,7	15,0	11,7	10,8
7	NPV	zł	-8749	-6131	748	3066

Z analizy opłacalności stosowania układów pomp ciepła przeprowadzonej dla omówionego przykładu za pomocą programu RETScreen wynika, że przy obecnych cenach energii konwencjonalnej pochodzącej z gazu ziemnego czy węgla, inwestycja w pompę ciepła staje się opłacalna w przypadku uzyskania dofinansowania ze środków zewnętrznych.

Warto także zainwestować w droższe urządzenie o wyższym współczynniku wydajności (COP).

Obecnie wiele dostępnych kalkulatorów internetowych pozwala na szybkie oszacowanie kosztów eksploatacji związane z instalacją pompy ciepła, jak również efekt ekologiczny.

Kalkulator oszczędności i kosztów eksploatacji domu z pompą ciepła [11]

Tabela 7-2. Porównanie kosztów eksploatacji pompy ciepła dla budynku mieszkalnego o wskazanych powierzchniach użytkowych [11]

Obliczenia dla budynku o powierzchni 150 m ²			Obliczenia dla budynku o powierzchni 200 m ²		
Dane wejściowe:			Dane wejściowe:		
BUDYNEK	jednostka	wartość	BUDYNEK	jednostka	wartość
Powierzchnia ogrzewana	m ²	150	Powierzchnia ogrzewana	m ²	200
Średnia wysokość pomieszczeń	m	2.6	Średnia wysokość pomieszczeń	m	2.6
Moc potrzebna do ogrzanie 1m ² pow.	W/m ²	50*	Moc potrzebna do ogrzanie 1m ² pow.	W/m ²	50*
Moc potrzebna do ogrzania budynku	kW	7.5	Moc potrzebna do ogrzania budynku	kW	10
Sezonowe zapotrzebowanie na cele CO ₂	KWh/m ²	120	Sezonowe zapotrzebowanie na cele CO ₂	KWh/m ²	120
Roczne zużycie energii na ogrzewanie	kWh	18000	Roczne zużycie energii na ogrzewanie	kWh	24000
Zużycie energii do ogrzania wody	kWh	4500	Zużycie energii do ogrzania wody	kWh	4500
Całkowite zużycie energii	kWh	22 500	Całkowite zużycie energii	kWh	28 500
*Nowobudowany dom jednorodzinny, wykonany w klasycznej technologii (tzn. izolacja cieplna ścian 10-15 cm, okna PCV o niskim współczynniku przenikania ciepła) potrzebuje ok. 50 W na metr kwadratowy ogrzewanego pomieszczenia.					

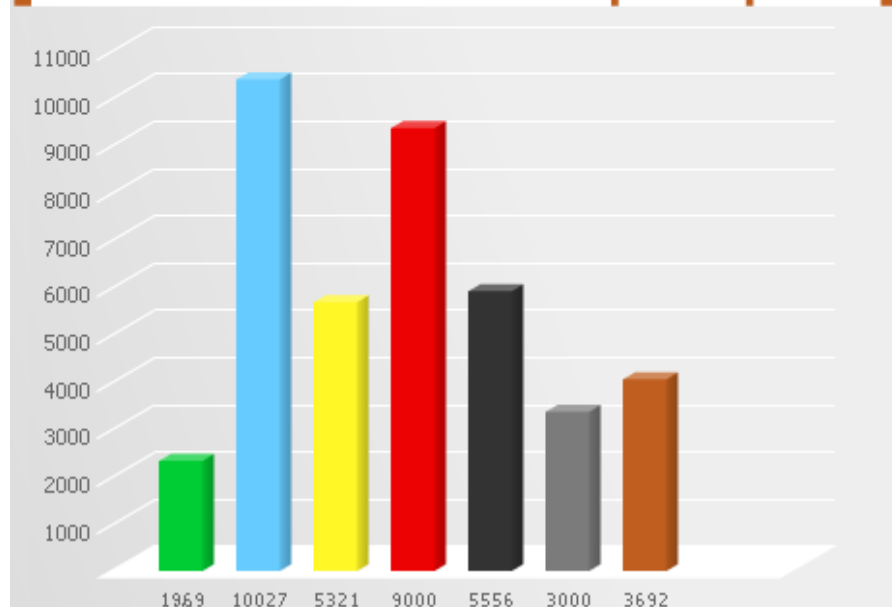
Cena paliw:

	jednostka	wartość
Cena gazu ziemnego	zł/m ³	1.95
Cena oleju opałowego	zł/litr	3.2
Cena węgla 'kostka'/ Ekogroszek	zł/t	600
Cena koksu grubego	zł/t	1300
Cena biomasy - pelletu	zł/t	800
Cena gazu płynnego	zł/litr	2.5
Cena energii elektrycznej jednotaryfowa G11	zł/kWh	0.35
Wartość opałowa gazu	kWh/m ³	9.7
Wartość opałowa oleju	kWh/litr	10
Wartość opałowa węgla/ Ekogroszek	kWh/t	7500
Wartość opałowa koksu	kWh/t	8100
Wartość opałowa biomasy	kWh/t	5417
Wartość opałowa gazu płynnego	kWh/litr	6.6

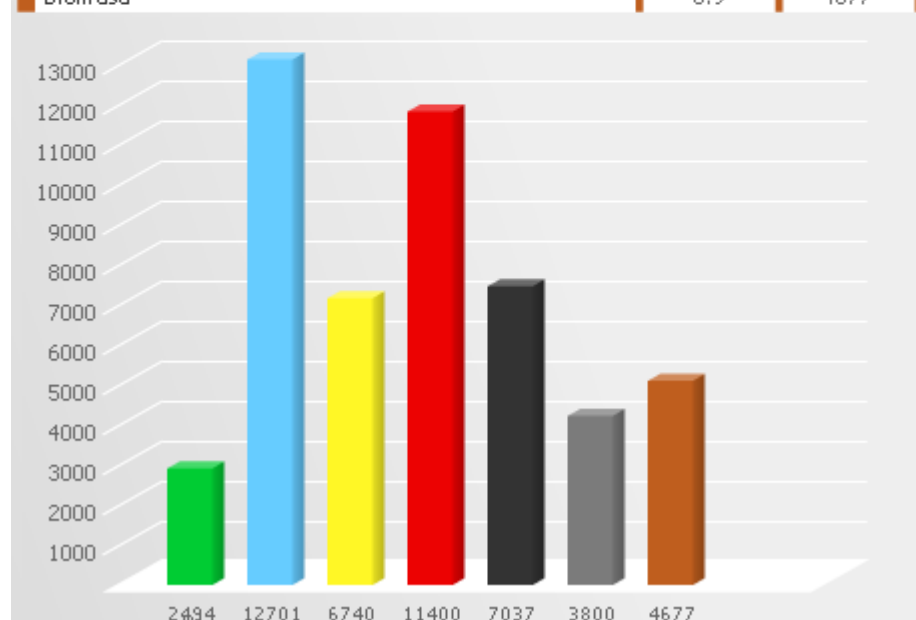
Ceny paliw i energii mają charakter orientacyjny i ich koszt może być zróżnicowany terytorialnie. Podane ceny obowiązują w roku 2011.

Porównanie efektywności i kosztów (dla budynku 150 m²):

	COP*	PLN
Pompa ciepła (taryfa G11) Danfoss DHP	4.0	1969
Gaz płynny kocioł kondensacyjny	0.85	10027
Gaz ziemny kocioł kondensacyjny	0.85	5321
Kocioł olejowy	0.8	9000
Koks 'gruby'	0.65	5556
Węgiel 'kostka'/Ekogroszek	0.6	3000
Biomasa	0.9	3692

Porównanie efektywności i kosztów (dla budynku 200 m²):

	COP*	PLN
Pompa ciepła (taryfa G11) Danfoss DHP	4.0	2494
Gaz płynny kocioł kondensacyjny	0.85	12701
Gaz ziemny kocioł kondensacyjny	0.85	6740
Kocioł olejowy	0.8	11400
Koks 'gruby'	0.65	7037
Węgiel 'kostka'/Ekogroszek	0.6	3800
Biomasa	0.9	4677



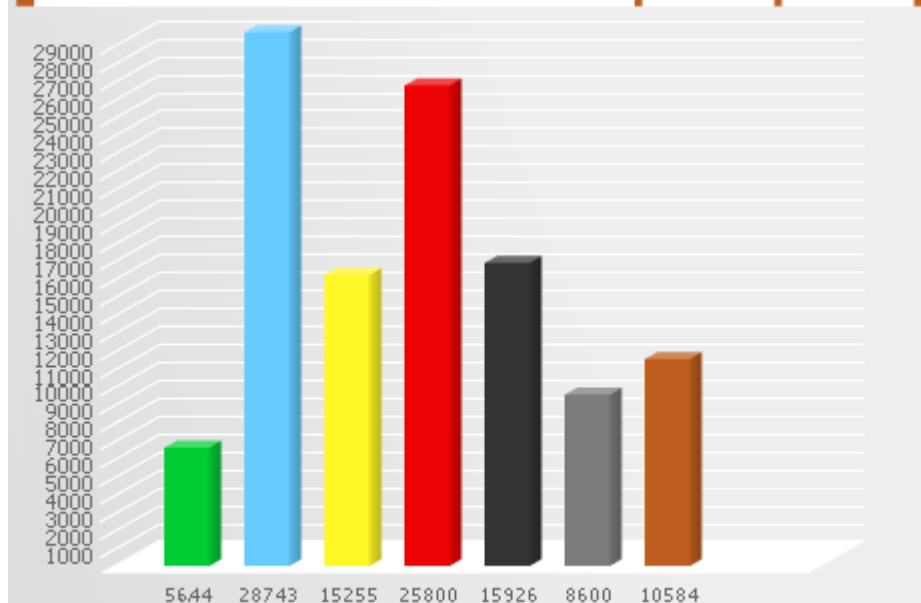
Należy zwrócić uwagę, iż uzyskane wyniki obliczeń, które ze względu na zastosowaną technologię wykonania budynku, typu ogrzewania i „srogości” lub „łagodności” okresu zimowego mogą różnić się od faktycznych kosztów eksploatacji. Wyniki obliczeń mają charakter jedynie poglądowy i orientacyjny.

Tabela 7-3. Porównanie kosztów eksploatacji dla pompy ciepła dla budynku mieszkalnego o wskazanych powierzchniach użytkowych [11]

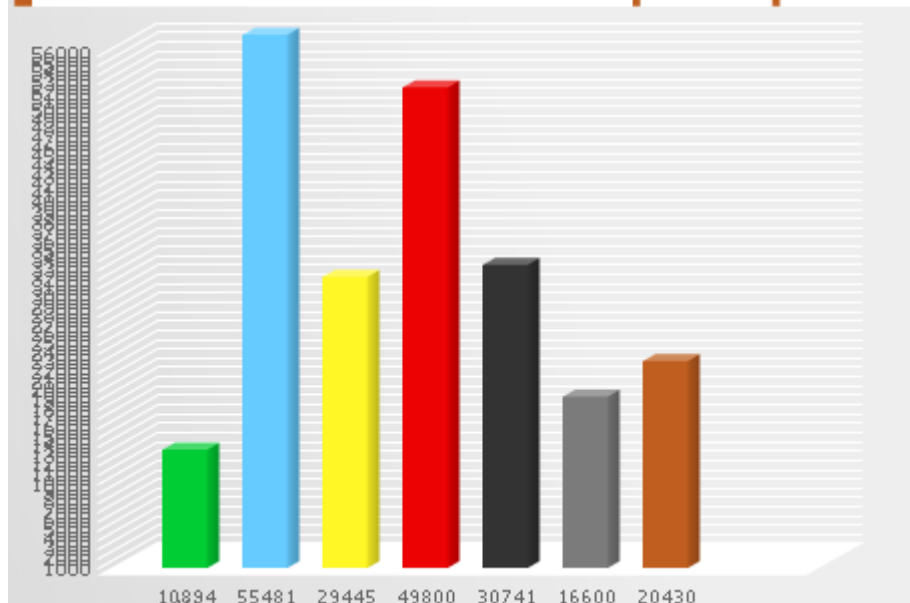
Obliczenia dla budynku o powierzchni 500 m ²			Obliczenia dla budynku o powierzchni 1000m ²		
BUDYNEK	jednostka	wartość	BUDYNEK	jednostka	wartość
Powierzchnia ogrzewana	m ²	500	Powierzchnia ogrzewana	m ²	1000
Średnia wysokość pomieszczeń	m	2.6	Średnia wysokość pomieszczeń	m	2.6
Moc potrzebna do ogrzanie 1m ² pow.	W/m ²	50*	Moc potrzebna do ogrzanie 1m ² pow.	W/m ²	50*
Moc potrzebna do ogrzania budynku	kW	25	Moc potrzebna do ogrzania budynku	kW	50
Sezonowe zapotrzebowanie na cele CO ₂	KWh/m ²	120	Sezonowe zapotrzebowanie na cele CO ₂	KWh/m ²	120
Roczne zużycie energii na ogrzewanie	kWh	60000	Roczne zużycie energii na ogrzewanie	kWh	120000
Zużycie energii do ogrzania wody	kWh	4500	Zużycie energii do ogrzania wody	kWh	4500
Całkowite zużycie energii	kWh	64 500	Całkowite zużycie energii	kWh	124 500
*Nowobudowany dom jednorodzinny, wykonany w klasycznej technologii (tzn. izolacja cieplna ścian 10-15 cm, okna PCV o niskim współczynniku przenikania ciepła) potrzebuje ok.50 W na metr kwadratowy ogrzewanego pomieszczenia. Ceny paliw założono na tym samym poziomie co w Tabeli 7-2.					

Porównanie efektywności i kosztów (dla budynku 500 m²):

	COP*	PLN
Pompa ciepła (taryfa G11) Danfoss DHP	4.0	5644
Gaz płynny kocioł kondensacyjny	0.85	28743
Gaz ziemny kocioł kondensacyjny	0.85	15255
Kocioł olejowy	0.8	25800
Koks 'gruby'	0.65	15926
Węgiel 'kostka'/Ekogroszek	0.6	8600
Biomasa	0.9	10584

Porównanie efektywności i kosztów (dla budynku 1000 m²):

	COP*	PLN
Pompa ciepła (taryfa G11) Danfoss DHP	4.0	10894
Gaz płynny kocioł kondensacyjny	0.85	55481
Gaz ziemny kocioł kondensacyjny	0.85	29445
Kocioł olejowy	0.8	49800
Koks 'gruby'	0.65	30741
Węgiel 'kostka'/Ekogroszek	0.6	16600
Biomasa	0.9	20430

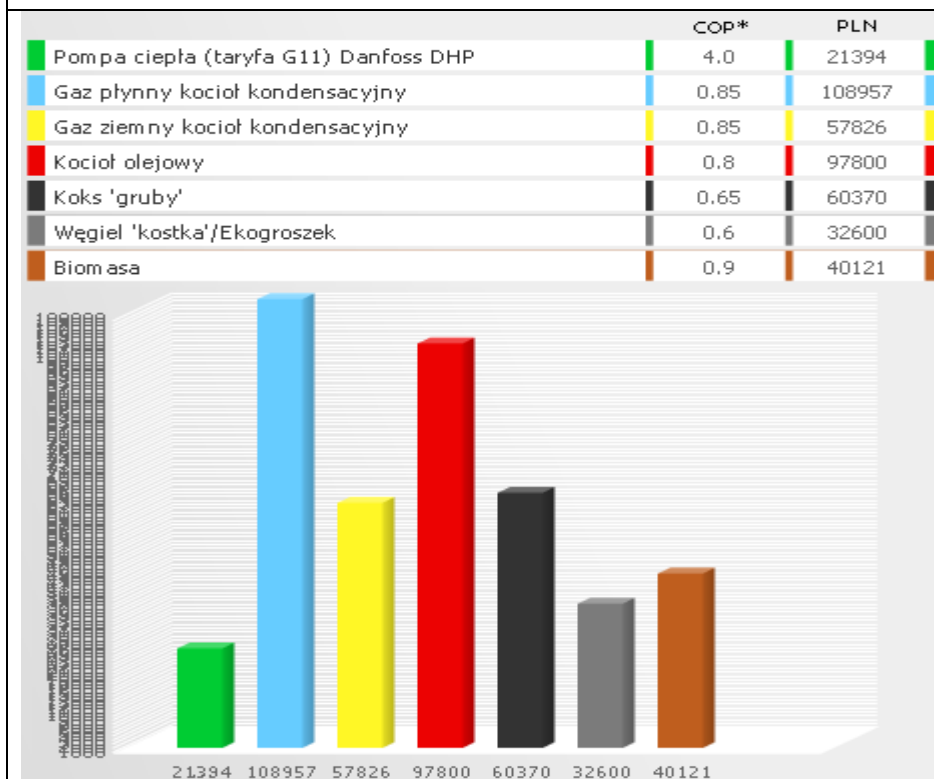
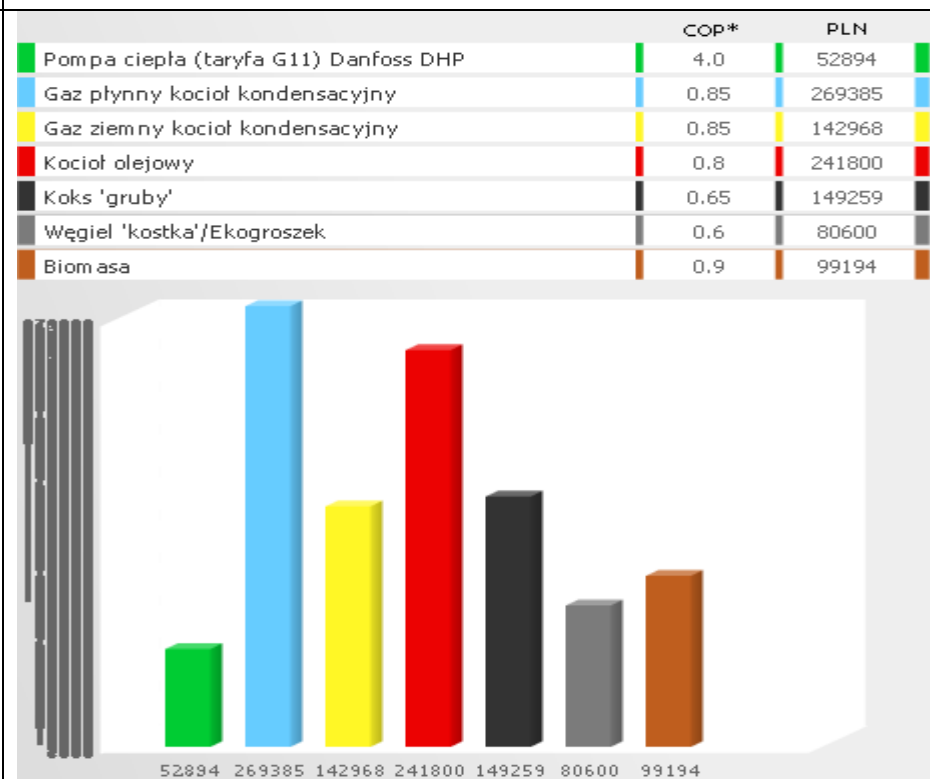


Należy zwrócić uwagę, iż uzyskane wyniki obliczeń, które ze względu na zastosowaną technologię wykonania budynku, typu ogrzewania i „srogości” lub „łagodności” okresu zimowego mogą różnić się od faktycznych kosztów eksploatacji. Wyniki obliczeń mają charakter jedynie poglądowy i orientacyjny.

Tabela 7-4. Porównanie kosztów eksploatacji dla pompy ciepła dla budynku mieszkalnego o wskazanych powierzchniach użytkowych [11]

Obliczenia dla budynku o powierzchni 2000 m ²			Obliczenia dla budynku o powierzchni 5000 m ²		
BUDYNEK	jednostka	wartość	BUDYNEK	jednostka	wartość
Powierzchnia ogrzewana	m ²	2000	Powierzchnia ogrzewana	m ²	5000
Średnia wysokość pomieszczeń	m	2.6	Średnia wysokość pomieszczeń	m	2.6
Moc potrzebna do ogrzanie 1m ² pow.	W/m ²	50*	Moc potrzebna do ogrzanie 1m ² pow.	W/m ²	50*
Moc potrzebna do ogrzania budynku	kW	100	Moc potrzebna do ogrzania budynku	kW	250
Sezonowe zapotrzebowanie na cele CO ₂	kWh/m ²	120	Sezonowe zapotrzebowanie na cele CO ₂	kWh/m ²	120
Roczne zużycie energii na ogrzewanie	kWh	240000	Roczne zużycie energii na ogrzewanie	kWh	600000
Zużycie energii do ogrzania wody	kWh	4500	Zużycie energii do ogrzania wody	kWh	4500
Całkowite zużycie energii	kWh	244 500	Całkowite zużycie energii	kWh	604 500

*Nowobudowany dom jednorodzinny, wykonany w klasycznej technologii (tzn. izolacja cieplna ścian 10-15 cm, okna PCV o niskim współczynniku przenikania ciepła) potrzebuje ok. 50 W na metr kwadratowy ogrzewanego pomieszczenia.
Ceny paliw założono na tym samym poziomie co w Tabeli 7-2.

Porównanie efektywności i kosztów (dla budynku 2000 m²):Porównanie efektywności i kosztów (dla budynku 5000 m²):

Należy zwrócić uwagę, iż uzyskane wyniki obliczeń, które ze względu na zastosowaną technologię wykonania budynku, typu ogrzewania i „srogości” lub „łagodności” okresu zimowego mogą różnić się od faktycznych kosztów eksploatacji. Wyniki obliczeń mają charakter jedynie poglądowy i orientacyjny.

Wnioski:

Efektywność pompy ciepła jest bezsprzecznie najwyższa, wynosić ona może nawet 400%! Uzyskujemy 3-4 razy więcej energii niż „włożyliśmy” do instalacji pompy ciepła. Wszystko było piękne, gdyby nie fakt, że pompa ciepła by mogła pracować wymaga dostarczenia pewnej ilości energii elektrycznej do napędu pompy obiegowej i sprężarki. Z powyższych oszacowań wynika, że koszty eksploatacyjne dla pompy ciepła są znacznie niższe niż pozostałych źródeł ciepła. Niemniej jednak największy wpływ na czas zwrotu tej inwestycji mają zdecydowanie wysokie nakłady inwestycyjne.

Opis budynku:	Budynek starej konstrukcji	
a. Zapotrzebowanie energetyczne	90 W/m ²	
b. Powierzchnia użytkowa	1. 150 m²	2. 200 m²
c. Średnia oczekiwana temperatura	20°C	
d. Strefa klimatyczna	III	
Moc grzewcza potrzebna na pokrycie potrzeb c.o. (wg. Tab.6-1.)	1. 13.5 kW	2. 18 kW
Kolektor poziomy: powierzchnia/koszt	1. 675m ² / 16 875 PLN	2. 900m ² / 22 500 PLN
Kolektor pionowy: głębokość/koszt	1. 338m / 23 625 PLN	2. 450m / 31 500 PLN
Koszty instalacji		
pompa ciepła VITOCAL 300 G, Viessmann (brutto):	1. 26 333 PLN	
kolektor poziomy/pionowy:	1. 16 875 PLN / 22 500 PLN	2. 23 625 PLN / 31 500 PLN
ogrzewanie podłogowe (1m ² → 90 PLN brutto):	1. 11 000 PLN	2. 15 600 PLN
Łączne koszty instalacji	1. 54 208 PLN / 59 833 PLN	2. 65 558 PLN / 73 433 PLN

Cena nośników energii:**Energia elektryczna**

Cena energii elektrycznej brutto	0.305	zł/kWh
Opłata sieciowa stała brutto	5.030	zł/m-c
Opłata abonamentowa brutto	2.367	zł/m-c
Opłata dystrybucyjna zmienna brutto	0.204	zł/kWh

Gaz ziemny E

Cena za paliwo gazowe brutto	1.183	zł/m ³
Opłata sieciowa stała brutto	54.656	zł/m-c
Opłata sieciowa zmienna brutto	0.506	zł/m ³

Gaz płynny propanbutan

Cena za paliwo gazowe brutto	2.83	zł/l
------------------------------	------	------

Olej opałowy

Cena za olej opałowy brutto	4.21	zł/kg
-----------------------------	------	-------

Ekogroszek

Cena za ekogroszek brutto	750.00	zł/tona
---------------------------	--------	---------

Przewidywany roczny koszt ogrzewania budynku 150m² :

pompy ciepła NATEA	4251	zł brutto/rok
kotła kondensacyjnego (gaz E)	6776	zł brutto/rok
kotła tradycyjnego (gaz E)	7607	zł brutto/rok
kotła kondensacyjnego (propanbutan)	13935	zł brutto/rok
kotła tradycyjnego (propanbutan)	15840	zł brutto/rok
kotła olejowego	13526	zł brutto/rok
kotła na ekogroszek	4858	zł brutto/rok

1. Budynek o powierzchni 150 m²**Przewidywany roczny koszt ogrzewania budynku 200m² :**

pompy ciepła NATEA	5639	zł brutto/rok
kotła kondensacyjnego (gaz E)	8816	zł brutto/rok
kotła tradycyjnego (gaz E)	9924	zł brutto/rok
kotła kondensacyjnego (propanbutan)	18580	zł brutto/rok
kotła tradycyjnego (propanbutan)	21120	zł brutto/rok
kotła olejowego	18034	zł brutto/rok
kotła na ekogroszek	6477	zł brutto/rok

2. Budynek o powierzchni 200 m²

Wynik obliczeń	Wynik obliczeń
Obliczeniowa temperatura zewnętrzna: -20 °C Liczba stopniodni 3887 K*doba Zapotrzebowanie ciepła dla budynku 14 kW Przewidywane, roczne zużycie energii na cele grzewcze 113.345 GJ/rok 31485 kWh/rok	Obliczeniowa temperatura zewnętrzna: -20 °C Liczba stopniodni 3887 K*doba Zapotrzebowanie ciepła dla budynku 18 kW Przewidywane, roczne zużycie energii na cele grzewcze 151.127 GJ/rok 41980 kWh/rok
Porównanie kosztów ogrzewania:	
a. Kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła 6 776 – 4 251 = 2 525 PLN b. Kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła 7 607 – 4 251 = 3 356 PLN c. Kocioł kondensacyjny (propan-butan) – pompa ciepła 13 935 – 4 251 = 9 684 PLN d. Kocioł tradycyjny (propan-butan) – pompa ciepła 15 840 – 4 251 = 11 589 PLN e. Kocioł olejowy – pompa ciepła 13 526 – 4 251 = 9 275 PLN f. Kocioł na ekogroszek – pompa ciepła 4 858 – 4 251 = 607 PLN	a. Kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła 8 816 – 5 639 = 3 177 PLN b. Kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła 9 924 – 5 639 = 4 285 PLN c. Kocioł kondensacyjny (propan-butan) – pompa ciepła 18 580 – 5 639 = 12 941 PLN d. Kocioł tradycyjny (propan-butan) – pompa ciepła 21 120 – 5 639 = 15 481 PLN e. Kocioł olejowy – pompa ciepła 18 034 – 5 639 = 12 395 PLN f. Kocioł na ekogroszek – pompa ciepła 6 477 – 5 639 = 838 PLN
Zwrot inwestycji	

1. Budynek o powierzchni 150 m ²			2. Budynek o powierzchni 200 m ²		
Ogrzewanie kotłem kondensacyjny (gaz E) tradycyjny (gaz E) kondensacyjny (propan-butan) tradycyjny (propan-butan) olejowy ekogroszek	Okres zwrotu, lat		Ogrzewanie kotłem kondensacyjny (gaz E) tradycyjny (gaz E) kondensacyjny (propan-butan) tradycyjny (propan-butan) olejowy ekogroszek	Okres zwrotu, lat	
	kolektor poziomy	kolektor pionowy		kolektor poziomy	kolektor pionowy
	21,5	23,7		20,6	23,1
	16,2	17,8		15,3	17,1
	5,6	6,2		5,1	5,6
	4,7	5,2		4,2	4,7
	5,8	6,5		5,3	5,9
	89,3	98,6		78,2	87,6
	Uwagi: - w obliczeniach nie uwzględniono wzrostu cen nośnika energii Okres zwrotu liczony jest jako iloraz „Łącznych kosztów instalacji” i „Porównania kosztów ogrzewania”				

Wnioski:

Budowa kolektorów poziomych dla budynków o wysokim zapotrzebowaniu energetycznym związana jest z wysokim kosztem inwestycji. Przeciwwskazaniem do montażu kolektorów poziomych jest zbyt mały teren wokół rozpatrywanego budynku. Dla pokrycia potrzeb na ciepło budynku o wysokim zapotrzebowaniu energetycznym (w tym przypadku 90 W/m^2) i powierzchni $150/200 \text{ m}^2$ potrzebna jest powierzchnia kolektora poziomego wynosząca $675/900 \text{ m}^2$. W przypadku gdy teren pod instalację kolektora poziomego jest niewystarczający można rozważyć montaż kolektorów pionowych. W tym momencie do pokrycia potrzeb energetycznych rozważanego obiektu budowlanego należałoby zainstalować 338 m (dla budynku o powierzchni 150 m^2) / 450 m (dla 200 m^2) sond pionowych. Wybór kolektora pionowego związany jest z wyższym kosztem inwestycji.

Dobrze dobrana pompa ciepła jest w stanie ogrzewać budynki w całym okresie zimowym, nawet budynki o wysokim zapotrzebowaniu energetycznym, lecz koszt inwestycji jest wtedy bardzo wysoki. W przypadku budynków o wysokim zapotrzebowaniu na ciepło przed instalowaniem pompy ciepła zaleca się przeprowadzenie termomodernizacji budynku.

Okres zwrotu inwestycji zależy głównie od rodzaju nośnika energii oraz rodzaju instalacji grzewczej z którą porównujemy ogrzewanie pompą ciepła. Najszybciej zwraca się inwestycja w porównaniu z ogrzewaniem gazem propan-butan oraz olejem opałowym i wynosi około 5 – 6 lat.

Im tańsza instalacja grzewcza, z którą porównujemy instalację pompy ciepła oraz paliwo do jej użytkowania jest tańsze, tym okres zwrotu inwestycji na pompę ciepła jest dłuższy. Przy ogrzewaniu ekogroszkiem koszty eksploatacji są porównywalne do kosztów eksploatacji związanych z pracą pompy ciepła. Przy porównaniu tych instalacji, okres zwrotu inwestycji znacząco się wydłuża.

Stosując ogrzewanie wykorzystujące pracę pompy ciepła redukujemy znacznie emisję szkodliwych związków do atmosfery co jest największym zyskiem.

Należy się również liczyć z faktem, iż w czasie bardzo ostrej zimy pompa ciepła może być nie wystarczająca do ogrzania budynku. W klimacie gdzie występują ciężkie i długotrwałe zimy z niskimi temperaturami kotłownie należy zaopatrzyć w dodatkowe źródło ogrzewania, np. tradycyjny kocioł węglowy, gazowy lub olejowy. Kocioł węglowy nie spowoduje dużego wzrostu kosztów rocznego ogrzewania, szczególnie w przypadku budynku o niskim zapotrzebowaniu energetycznym.

Tabela 7-6. Symulacja instalacji pompy ciepła dla budynków o różnej powierzchni użytkowej i współczynniku zapotrzebowania na ciepło równym 70 W/m^2 [12]

Opis budynku:	Budynek ze średnim ociepleniem (izolacja: styropian, wełna mineralna ok. 5 cm)	
a. Zapotrzebowanie energetyczne	70 W/m^2	
b. Powierzchnia użytkowa	1. 150 m^2	2. 200 m^2
c. Średnia oczekiwana temperatura	20°C	
d. Strefa klimatyczna	III	
Moc grzewcza potrzebna na pokrycie potrzeb c.o. (wg. Tab.6-1.)	1. 10.5 kW	2. 14 kW
Kolektor poziomy: powierzchnia/koszt	1. $525 \text{ m}^2 / 13\,125 \text{ PLN}$	2. $700 \text{ m}^2 / 17\,500 \text{ PLN}$
Kolektor pionowy: głębokość/koszt	1. $263 \text{ m} / 18\,375 \text{ PLN}$	2. $350 \text{ m} / 24\,500 \text{ PLN}$
Koszty instalacji		
pompa ciepła (brutto) – 1.DHP-L10, Danfoss [13] / 2. VITOCAL 300 G, Viessmann:	1. $23\,647 \text{ PLN}$	2. $26\,333 \text{ PLN}$
kolektor poziomy/pionowy:	1. $13\,125 \text{ PLN} / 18\,375 \text{ PLN}$	2. $17\,500 \text{ PLN} / 24\,500 \text{ PLN}$
ogrzewanie podłogowe ($1 \text{ m}^2 \rightarrow 90 \text{ PLN}$ brutto):	1. $11\,000 \text{ PLN}$	2. $15\,600 \text{ PLN}$
Łączne koszty instalacji	1. $47\,772 \text{ PLN} / 53\,022 \text{ PLN}$	2. $59\,433 \text{ PLN} / 66\,433 \text{ PLN}$

Cena nośników energii:**Energia elektryczna**

Cena energii elektrycznej brutto 0.305 zł/kWh

Opłata sieciowa stała brutto 5.030 zł/m-c

Opłata abonamentowa brutto 2.367 zł/m-c

Opłata dystrybucyjna zmienna brutto 0.204 zł/kWh

Gaz ziemny ECena za paliwo gazowe brutto 1.183 zł/m³

Opłata sieciowa stała brutto 54.656 zł/m-c

Opłata sieciowa zmienna brutto 0.506 zł/m³**Gaz płynny propanbutan**

Cena za paliwo gazowe brutto 2.83 zł/l

Olej opałowy

Cena za olej opałowy brutto 4.21 zł/kg

Ekogroszek

Cena za ekogroszek brutto 750.00 zł/tona

Przewidywany roczny koszt ogrzewania budynku 150m² :

pompy ciepła NATEA	3326	zł brutto/rok
kotła kondensacyjnego (gaz E)	5416	zł brutto/rok
kotła tradycyjnego (gaz E)	6062	zł brutto/rok
kotła kondensacyjnego (propanbutan)	10838	zł brutto/rok
kotła tradycyjnego (propanbutan)	12320	zł brutto/rok
kotła olejowego	10520	zł brutto/rok
kotła na ekogroszek	3778	zł brutto/rok

1. Budynek o powierzchni 150 m²**Przewidywany roczny koszt ogrzewania budynku 200m² :**

pompy ciepła NATEA	4405	zł brutto/rok
kotła kondensacyjnego (gaz E)	7003	zł brutto/rok
kotła tradycyjnego (gaz E)	7865	zł brutto/rok
kotła kondensacyjnego (propanbutan)	14451	zł brutto/rok
kotła tradycyjnego (propanbutan)	16427	zł brutto/rok
kotła olejowego	14027	zł brutto/rok
kotła na ekogroszek	5038	zł brutto/rok

2. Budynek o powierzchni 200 m²

Wynik obliczeń	Wynik obliczeń
Obliczeniowa temperatura zewnętrzna: -20 °C Liczba stopniodni: 3887 K*doba Zapotrzebowanie ciepła dla budynku: 11 kW Przewidywane, roczne zużycie energii na cele grzewcze: 88.157 GJ/rok 24488 kWh/rok	Obliczeniowa temperatura zewnętrzna: -20 °C Liczba stopniodni: 3887 K*doba Zapotrzebowanie ciepła dla budynku: 14 kW Przewidywane, roczne zużycie energii na cele grzewcze: 117.543 GJ/rok 32651 kWh/rok
Porównanie kosztów ogrzewania:	
a. Kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła $5\,416 - 3\,326 = 2\,090$ PLN b. Kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła $6\,062 - 3\,326 = 2\,736$ PLN c. Kocioł kondensacyjny (propan-butan) – pompa ciepła $10\,838 - 3\,326 = 7\,512$ PLN d. Kocioł tradycyjny (propan-butan) – pompa ciepła $12\,320 - 3\,326 = 8\,994$ PLN e. Kocioł olejowy – pompa ciepła $10\,520 - 3\,326 = 7\,194$ PLN f. Kocioł na ekogroszek – pompa ciepła $3\,778 - 3\,326 = 452$ PLN	a. Kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła $7\,003 - 4\,405 = 2\,598$ PLN b. Kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła $7\,865 - 4\,405 = 3\,460$ PLN c. Kocioł kondensacyjny (propan-butan) – pompa ciepła $14\,451 - 4\,405 = 10\,046$ PLN d. Kocioł tradycyjny (propan-butan) – pompa ciepła $16\,427 - 4\,405 = 12\,022$ PLN e. Kocioł olejowy – pompa ciepła $14\,027 - 4\,405 = 9\,622$ PLN f. Kocioł na ekogroszek – pompa ciepła $5\,038 - 4\,405 = 633$ PLN
Zwrot inwestycji	

1. Budynek o powierzchni 150 m ²			2. Budynek o powierzchni 200 m ²		
	Okres zwrotu, lat			Okres zwrotu, lat	
Ogrzewanie kotłem	kolektor poziomy	kolektor pionowy	Ogrzewanie kotłem	kolektor poziomy	kolektor pionowy
kondensacyjny (gaz E)	22,8	25,4	kondensacyjny (gaz E)	22,9	25,6
tradycyjny (gaz E)	17,5	19,4	tradycyjny (gaz E)	17,2	19,2
kondensacyjny (propan-butan)	6,4	7,1	kondensacyjny (propan-butan)	5,9	6,6
tradycyjny (propan-butan)	5,3	5,9	tradycyjny (propan-butan)	4,9	5,5
olejowy	6,6	7,4	olejowy	6,2	6,9
ekogroszek	105,7	117,3	ekogroszek	93,9	104,9
Uwagi: - w obliczeniach nie uwzględniono wzrostu cen nośnika energii Okres zwrotu liczony jest jako iloraz „Łącznych kosztów instalacji” i „Porównania kosztów ogrzewania”					

Wnioski:

Dla pokrycia potrzeb na ciepło budynku o średnim zapotrzebowaniu energetycznym (w tym przypadku 70 W/m^2) i powierzchni $150/200 \text{ m}^2$ potrzebna jest powierzchnia kolektora poziomego wynosząca $525/700 \text{ m}^2$. W przypadku gdy teren pod instalację kolektora poziomego jest niewystarczający można rozważyć montaż kolektorów pionowych. W tym momencie do pokrycia potrzeb energetycznych rozważanego obiektu budowlanego należałoby zainstalować 263 m (dla budynku o powierzchni 150 m^2) / 350 m (dla 200 m^2) sond pionowych. Wybór kolektora pionowego związany jest z wyższym kosztem inwestycji.

Dobrze dobrana pompa ciepła jest w stanie ogrzewać budynki w całym okresie zimowym, nawet budynki o wysokim zapotrzebowaniu energetycznym, lecz koszt inwestycji jest wtedy bardzo wysoki.

Okres zwrotu inwestycji zależy głównie od rodzaju nośnika energii oraz rodzaju instalacji grzewczej, z którą porównujemy ogrzewanie pompą ciepła. Najszybciej zwraca się inwestycja pompy ciepła w porównaniu z ogrzewaniem gazem propan-butan oraz olejem opałowym i wynosi około 5 – 7 lat.

W przypadku, gdy w domu mieszkalnym zainstalowany jest kocioł na ekogroszek, to inwestowanie w montaż pompy ciepła jest w ogóle nieopłacalny.

Tabela 7-7. Symulacja instalacji pompy ciepła dla budynków o różnej powierzchni użytkowej i współczynniku zapotrzebowania na ciepło równym 50 W/m^2 [12]

Opis budynku:	Budynek z dobrym ociepleniem (izolacja: styropian, wełna mineralna od 10 - 15 cm)	
a. Zapotrzebowanie energetyczne	50 W/m^2	
b. Powierzchnia użytkowa	1. 150 m^2	2. 200 m^2
c. Średnia oczekiwana temperatura	20°C	
d. Strefa klimatyczna	III	
Moc grzewcza potrzebna na pokrycie potrzeb c.o. (wg. Tab.6-1.)	1. 7.5 kW	2. 10 kW
Kolektor poziomy: powierzchnia/koszt	1. $375 \text{ m}^2 / 9\,375 \text{ PLN}$	2. $500 \text{ m}^2 / 12\,500 \text{ PLN}$
Kolektor pionowy: głębokość/koszt	1. $188 \text{ m} / 13\,125 \text{ PLN}$	2. $250 \text{ m} / 17\,500 \text{ PLN}$
Koszty instalacji	1. 22 684 PLN	
pompa ciepła (brutto) [13] – 1.DHP-L8, Danfoss / 2. DHP-L10, Danfoss:	2. 23 647 PLN	
kolektor poziomy/pionowy:	1. 9 375 PLN / 13 125 PLN	
ogrzewanie podłogowe ($1 \text{ m}^2 \rightarrow 90 \text{ PLN}$ brutto):	1. 11 000 PLN	2. 12 500 PLN / 17 500 PLN
		2. 15 600 PLN
Łączne koszty instalacji	1. 43 059 PLN / 46 809 PLN	2. 51 747 PLN / 56 747 PLN

Cena nośników energii:

Etap nr 6

Badania nad stosowaniem mikrokogeneracji i kogeneracji małej skali oraz technologii zintegrowanych z wykorzystaniem OZE (z uwzględnieniem mikrobiogazowni i innych technologii OZE) w różnych kategoriach budynków

Energia elektryczna Cena energii elektrycznej brutto0.305zł/kWh Opłata sieciowa stała brutto5.030zł/m-c Opłata abonamentowa brutto2.367zł/m-c Opłata dystrybucyjna zmienna brutto0.204zł/kWh	Gaz ziemny E Cena za paliwo gazowe brutto1.183zł/m³ Opłata sieciowa stała brutto54.656zł/m-c Opłata sieciowa zmienna brutto0.506zł/m³
Gaz płynny propaanbutan Cena za paliwo gazowe brutto2.83zł/l	Olej opałowy Cena za olej opałowy brutto4.21zł/kg
Ekogroszek Cena za ekogroszek brutto750.00zł/tona	

Przewidywany roczny koszt ogrzewania budynku 150m² : pompy ciepła NATEA2401zł brutto/rok kotła kondensacyjnego (gaz E)4056zł brutto/rok kotła tradycyjnego (gaz E)4518zł brutto/rok kotła kondensacyjnego (propanbutan)7742zł brutto/rok kotła tradycyjnego (propanbutan)8800zł brutto/rok kotła olejowego7514zł brutto/rok kotła na ekogroszek2699zł brutto/rok	Przewidywany roczny koszt ogrzewania budynku 200m² : pompy ciepła NATEA3172zł brutto/rok kotła kondensacyjnego (gaz E)5189zł brutto/rok kotła tradycyjnego (gaz E)5805zł brutto/rok kotła kondensacyjnego (propanbutan)10322zł brutto/rok kotła tradycyjnego (propanbutan)11734zł brutto/rok kotła olejowego10019zł brutto/rok kotła na ekogroszek3598zł brutto/rok
1. Budynek o powierzchni 150 m²	2. Budynek o powierzchni 200 m²

Wynik obliczeń	Wynik obliczeń
Obliczeniowa temperatura zewnętrzna: -20 °C Liczba stopniodni 3887 K*doła Zapotrzebowanie ciepła dla budynku 8 kW Przewidywane, roczne zużycie energii na cele grzewcze 62.969 GJ/rok 17491 kWh/rok	Obliczeniowa temperatura zewnętrzna: -20 °C Liczba stopniodni 3887 K*doła Zapotrzebowanie ciepła dla budynku 10 kW Przewidywane, roczne zużycie energii na cele grzewcze 83.959 GJ/rok 23322 kWh/rok
Porównanie kosztów ogrzewania:	
g. Kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła 5 416 – 3 326 = 2 090 PLN h. Kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła 6 062 – 3 326 = 2 736 PLN i. Kocioł kondensacyjny (propan-butan) – pompa ciepła 10 838 – 3 326 = 7 512 PLN j. Kocioł tradycyjny (propan-butan) – pompa ciepła 12 320 – 3 326 = 8 994 PLN k. Kocioł olejowy – pompa ciepła 10 520 – 3 326 = 7 194 PLN l. Kocioł na ekogroszek – pompa ciepła 3 778 – 3 326 = 452 PLN	g. Kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła 7 003 – 4 405 = 2 598 PLN h. Kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła 7 865 – 4 405 = 3 460 PLN i. Kocioł kondensacyjny (propan-butan) – pompa ciepła 14 451 – 4 405 = 10 046 PLN j. Kocioł tradycyjny (propan-butan) – pompa ciepła 16 427 – 4 405 = 12 022 PLN k. Kocioł olejowy – pompa ciepła 14 027 – 4 405 = 9 622 PLN l. Kocioł na ekogroszek – pompa ciepła 5 038 – 4 405 = 633 PLN

Zwrot inwestycji						
1. Budynek o powierzchni 150 m ²			2. Budynek o powierzchni 200 m ²			
	Ogrzewanie kotłem	Okres zwrotu, lat		Ogrzewanie kotłem	Okres zwrotu, lat	
		kolektor poziomy	kolektor pionowy		kolektor poziomy	kolektor pionowy
	kondensacyjny (gaz E)	20,6	22,4	kondensacyjny (gaz E)	19,9	21,8
	tradycyjny (gaz E)	15,7	17,1	tradycyjny (gaz E)	14,9	16,4
	kondensacyjny (propan-butan)	5,7	6,2	kondensacyjny (propan-butan)	5,2	5,6
	tradycyjny (propan-butan)	4,8	5,2	tradycyjny (propan-butan)	4,3	4,7
	olejowy	6,0	6,5	olejowy	5,4	5,9
	ekogroszek	95,3	103,6	ekogroszek	81,7	89,6
	Uwagi:					
- w obliczeniach nie uwzględniono wzrostu cen nośnika energii						
Okres zwrotu liczony jest jako iloraz „Łącznych kosztów instalacji” i „Porównania kosztów ogrzewania”						

Wnioski:

Dla pokrycia potrzeb na ciepło budynku o niskim zapotrzebowaniu energetycznym (w tym przypadku 50 W/m^2) i powierzchni $150/200 \text{ m}^2$ potrzebna jest powierzchnia kolektora poziomego wynosząca $375/500 \text{ m}^2$. W przypadku gdy teren pod instalację kolektora poziomego jest niewystarczający można rozważyć montaż kolektorów pionowych. W tym momencie do pokrycia potrzeb energetycznych rozważanego obiektu budowlanego należałoby zainstalować 188 m (dla budynku o powierzchni 150 m^2) / 250 m (dla 200 m^2) sond pionowych. Wybór kolektora pionowego związany jest z wyższym kosztem inwestycji.

Okres zwrotu inwestycji zależy głównie od rodzaju nośnika energii oraz rodzaju instalacji grzewczej, z którą porównujemy ogrzewanie pompą ciepła. Najszybciej zwraca się inwestycja pompy ciepła w porównaniu z ogrzewaniem gazem propan-butan oraz olejem opałowym i wynosi około 7 – 9 lat.

W przypadku, gdy w domu mieszkalnym zainstalowany jest kocioł na ekogroszek, to inwestowanie w montaż pompy ciepła jest całkowicie nieopłacalny.

Wraz ze spadkiem zapotrzebowania budynku na ciepło maleją koszty eksploatacyjne związane z różnym typem ogrzewania, w zależności od istniejącego w rozważanym obiekcie.

Na podstawie powyższych obliczeń zauważyć można znaczny spadek kosztów ogrzewania w porównaniu z budynkiem o zapotrzebowaniu energetycznym 90 W/m^2 i 70 W/m^2 . Okres zwrotu z inwestycji znacząco się wydłużył.

Stosowanie pomp ciepła do budynków o niskim zapotrzebowaniu energetycznym ma jednak sens bowiem:

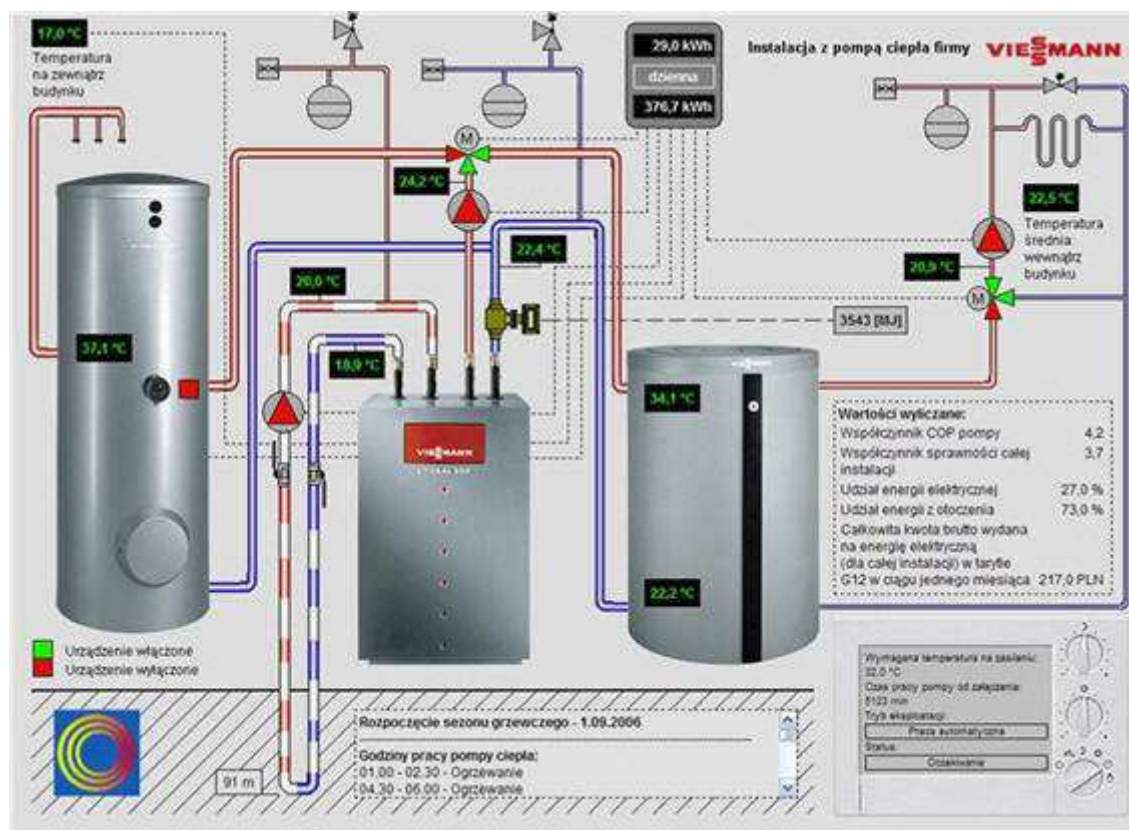
- potrzebują one mniej energii do ogrzania,
- wystarczy średniej mocy pompa ciepła,
- potrzeba mniejszy kolektor co jest istotne z punktu widzenia finansowego
- do zasilania mniejszych pomp ciepła można wykorzystać mikrowiatrak lub ogniwa fotowoltaiczne.

8. Przykład istniejącej instalacji pompy ciepła

Budynek o powierzchni 200 m², zamieszkiwany przez 4 osoby, ogrzewa pompa ciepła solanka/woda firmy Viessmann - VITOCAL 300 typ BW110, o mocy grzewczej 10,8 kW. Woda użytkowa ogrzewana jest w podgrzewaczu pojemnościowym VITOCELL 100-B o pojemności 300 litrów. Podgrzewacz wyposażony jest w dwa wymienniki ciepła połączone ze sobą (dwie węzownice grzewcze). Dodatkowym źródłem ciepła do ogrzewania c.w.u. jest grzałka elektryczna zabudowana w podgrzewaczu. W instalacji zastosowano również zasobnik buforowy wody grzewczej VITOCELL 050 (VITOCELL 100-E) o pojemności 600 litrów.

Pompa ciepła pobiera ciepło z gruntu przez wymiennik pionowy, tzw. sondy gruntowe. Dwa odwierty, każdy o głębokości 91 m. Do każdego odwiertu wprowadzono wymiennik rurowy o łącznej długości ok. 430 m – pojedyncza rura PE40x3 w kształcie litery „U”.

Zapotrzebowanie budynku na ciepło wynosi 11,3 kW (wskaźnik zapotrzebowania na ciepło: 56 W/m²). W całym domu zastosowano ogrzewanie podłogowe.



Rys. 8-1. Schemat zastosowanej instalacji pompy ciepła

Koszty ogrzewania w poszczególnych okresach grzewczych dla rozważanej instalacji przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 8-1. Koszty ogrzewania [8]

Okres grzewczy	od 01.09.2006 do 01.09.2007	od 01.10.2007 do 30.04.2008	od 01.10.2008 do 30.04.2009
Zużycie energii elektrycznej w taryfie dziennej [kWh]	178,9	321,0	604,3
Zużycie energii elektrycznej w taryfie nocnej [kWh]	4094,3	4156,5	3478,5
Koszt ogrzewania budynku i ciepłej wody użytkowej [zł brutto]	1076	1160	1207

Dla poszczególnych okresów grzewczych przedstawiono charakterystyczne parametry pracy instalacji pompy ciepła.

Tabela 8-2. Okres grzewczy 2007/2008 – wartości miesięczne [8]

Miesiąc	10.07	11.07	12.07	01.08	02.08	03.08	04.08
Wskaźnik COP pompy ciepła [-]	4,3	4,0	3,8	3,8	3,9	3,9	4,0
Wskaźnik efektywności instalacji [-]	3,9	3,6	3,4	3,4	3,5	3,5	3,5
Udział energii elektrycznej [%]	26	28	29	29	29	29	29
Udział energii z otoczenia [%]	74	72	71	71	71	71	71
Średnia temperatura zewnętrzna [°C]	+8,0	+2,8	+0,4	+2,8	+3,4	+4,3	+8,7
Średnia temperatura wewnątrz budynku [°C]	20,8	21,1	22,1	21,8	21,6	21,6	22,1
Kwota brutto wydana na energię elektryczną (dla całej instalacji c.o.+c.w.u.) w taryfie G12 [PLN]	86	174	215	227*	174	167	117

Tabela 8-3. Okres grzewczy 2008/2009 – wartości miesięczne [8]

Miesiąc	10.08	11.08	12.08	01.09	02.09	03.09	04.09
Wskaźnik COP pompy ciepła [-]	4,3	4,1	4,2	3,9	4,0	4,0	4,2
Wskaźnik efektywności instalacji [-]	3,8	3,6	3,6	3,4	3,5	3,4	3,5
Udział energii elektrycznej [%]	26	28	28	29	29	29	29
Udział energii z otoczenia [%]	74	72	72	71	71	71	71
Średnia temperatura zewnętrzna [°C]	+9,5	+6,3	+2,3	-1,8	+0,7	+4,3	+11,2
Średnia temperatura wewnątrz budynku [°C]	22,2	22,1	22,1	21,9	21,9	22,0	22,4
Kwota brutto wydana na energię elektryczną (dla całej instalacji c.o.+c.w.u.) w taryfie G12 [PLN]	98	140	192	279	224	195	79

Podsumowanie pracy instalacji

Ponad 70% ciepła potrzebnego do ogrzewania pompa ciepła pobiera ze środowiska naturalnego – jest to darmowa energia odnawialna z gruntu, a jedynie w 30% wykorzystywana jest energia elektryczna. Pompa ciepła pracuje głównie w godzinach obowiązywania tańszej taryfy (nocnej). Nadwyżki ciepła magazynowane są w zasobniku buforowym wody grzewczej i wykorzystywane do ogrzewania pomieszczeń w czasie obowiązywania droższej taryfy (diennej). Pompa ciepła pracuje w ciągu roku do 1500 godzin – jej żywotność wyniesie ponad 50 lat.

9. Ogniwa fotowoltaiczne – ogólna charakterystyka

Urządzeniem pozwalającym na bezpośrednią zamianę energii słonecznej na energię elektryczną jest ogniwo fotowoltaiczne. Istnieje wiele typów i odmian tych urządzeń, w zależności od stosowanego materiału fotoelektrycznego (np. krzemu, półprzewodniki) oraz struktury tego materiału (monokryształy, polikryształy, struktura amorficzna). Podstawowym materiałem na ogniwa jest krzem (Si). Największe sprawności przetwarzania promieniowania słonecznego (do 30 %) uzyskuje się z ogniw wytworzonych z arsenku galu (GaAs), ale ogniwa te są najdroższe i dlatego stosowane przede wszystkim w zastosowaniach w kosmosie. Typowe ogniwo fotowoltaiczne jest to płytka półprzewodnikowa z krzemu krystalicznego lub polikrystalicznego, w której została uformowana bariera potencjału np. w postaci złącza p-n. Grubość płytek zawiera się w granicach 200 - 400 mikrometrów. Na przednią i tylną stronę płytki naniesione są metaliczne połączenia, będące kontaktami i pozwalające płytce działać jako ogniwo fotowoltaiczne. Trwałość modułów fotowoltaicznych wg producentów szacuje się na 25 lat, a falowników do 10 lat. Instalacje mogą pracować wprawdzie dłużej, ale maleje ilość produkowanej energii elektrycznej.

9.1. Rodzaje fotoogniw

Wyróżniamy trzy główne rodzaje fotoogniw:

a) Monokrystaliczne

Cały panel składa się z pojedynczych ogniw, które tworzone są z jednorodnego kryształu krzemu o uporządkowanej budowie wewnętrznej. Podstawą do tworzenia ogniw są odpowiedniej wielkości bloki krzemu. Są one cięte na warstwy, których grubość wynosi około 0,3mm. Ogniwa monokrystaliczne osiągają najwyższy poziom sprawności (nawet powyżej 15%) oraz żywotności.

b) Polikrystaliczne inaczej multikrystaliczne

Moduły polikrystaliczne zbudowane są z ogniw, składających się z wielu małych kryształów krzemu. W efekcie powstaje niejednolita powierzchnia, która wzorem przypomina szron na szybie. Moduły te są mniej wydajne od paneli monokrystalicznych. Ich proces produkcji jest mniej złożony a cena niższa. Z tego powodu panele te są najszerzej rozpowszechnione, zarówno w zastosowaniach domowych jak i dużych elektrowniach słonecznych

c) Amorficzne inaczej Thin-film

Mają całkiem inną strukturą krzemu. Technologia ta stwarza możliwość oszczędzenia na surowcu. Gruba na jedynie 2 mikrony warstwa krzemu osadzana jest na powierzchni innego materiału, takiego jak np. szkło. W tego typu panelach nie możemy wyróżnić pojedynczych ogniw. Moduły amorficzne najczęściej spotykamy w małych urządzeniach, takich jak kalkulatory czy zegarki, aczkolwiek wykorzystywane są również w dużych systemach do zasilania całych domów. Ich sprawność osiągnęła poziom 8,5%.

9.2. Sprawność ogniwa fotowoltaicznego

W badaniach laboratoryjnych pojedyncze ogniwa osiągają sprawności rzędu 24%. Ogniwa produkowane na skalę masową mają sprawności około 17%. Sprawność ogniwa zmniejsza się wraz ze wzrostem temperatury. Zjawisko to można zminimalizować poprzez zapewnienie dobrej wentylacji. Bez wentylacji straty są o 5% mniejsze niż z wentylacją. Przy wysokich temperaturach można założyć 0,5% zmniejszenie sprawności na 1°C. Wg badań, jeżeli temperatura ogniwa podwyższy się z 25°C do 55°C to spadnie sprawność o ok. 15%.

Znamionowa moc elektryczna ogniw fotowoltaicznych jest podawana dla temperatury 25 °C. Typowe baterie dachowe pracują zwykle w temperaturze 55-75 °C, co wywołuje spadek wytwarzanej mocy o 12-25 % wartości znamionowej. Sprawność ogniw fotowoltaicznych z krzemu monokrystalicznego kształtuje się obecnie na poziomie od 14% do 17%, a ogniw multikrystalicznych na poziomie od 13% do 16%. Na rynku występują również w niewielkiej ilości ogniwa monokrystaliczne o specjalnej konstrukcji o sprawności 20%. Niestety ze względu na małą skalę ich produkcji oraz duże koszty wytwarzania, są one znacznie droższe od klasycznych ogniw monokrystalicznych o sprawności 14-17%. Producenci ogniw fotowoltaicznych dają gwarancję na sprawność – na 80% sprawności początkowej. Rzeczywisty spadek sprawności dobrej jakości baterii wynosi mniej niż 10% po 20 latach.

9.3. Podstawowe parametry ogniw fotowoltaicznych

Do ważniejszych parametrów charakteryzujących fotoogniwo zalicza się:

- charakterystykę prądowo- napięciową (I/V) komórki fotowoltaicznej,
- prąd zwarcia,
- napięcie obwodu otwartego,
- charakterystykę prądowo- napięciową ogniwa PV,
- współczynnik wypełnienia,
- sprawność ogniwa,
- punkt maksymalnej mocy (ang. MPP- Master Power Point).

Poniższa tabela przedstawia jak należy rozumieć dane techniczne dotyczące ogniw.

Maximum power (Pmax)	Moc maksymalna	Wartość ta podaje maksymalną moc osiągalną przez fotoogniwo. Taka moc jest dostępna w standardowych warunkach testu (STC - moc promieniowania słonecznego 1000W/m ² , gęstość spektrum AM 1,5, temperatura ogniwa 25°C).
Tolerance	Tolerancja wydajności	Producent zastrzega sobie, że o tyle może różnić się faktyczna wartość mocy maksymalnej
Maximum Power Voltage (Vmp)	Napięcie mocy maksymalnej	Jest to napięcie osiągalne w momencie, gdy panel będzie pracował z mocą maksymalną.
Maximum Power Current (Imp)	Natężenie prądu mocy maksymalnej	Jest to natężenie prądu osiągalne, gdy panel pracuje z mocą maksymalną.
Open Circuit Voltage (Voc)	Napięcie jałowe	Czyli napięcie osiągalne w sytuacji, kiedy moduł nie jest podłączony do żadnego obciążenia.
Short Circuit Current (Isc)	Prąd zwarciovowy	Natężenie prądu płynącego przy zwarciu ogniwa (czyli w chwili maksymalnego obciążenia)
Module Efficiency	Sprawność panelu	Jest to procent energii słonecznej, jaką panel jest w stanie przetworzyć na energię elektryczną. Zakładamy, że na powierzchnię modułu pada 100W energii ze słońca. Panel ma sprawność 12,8% czyli będzie w tym momencie produkował 12,8W. Sprawność całego modułu oczywiście jest niższa niż pojedynczego ogniwa. Wynika to z tego, że nie cała powierzchnia modułu przekształca energię słoneczną na elektryczną. Na sprawność całego modułu ma również wpływ sposób łączenia ogniw.
Solar Cell Efficiency	Sprawność pojedynczego ogniwa	Jest to sprawność, jaką ma pojedyncze ogniwo wchodzące w skład modułu.
Maximum system voltage	Maksymalne napięcie systemu	Wartość ta oznacza maksymalne napięcie, z jakim mogą pracować połączone

Tabela 9.3-1. Przykład ogniwa fotowoltaicznego

Parametr	Symbol	Wartość	Uwagi
Moc w punkcie mocy maksymalnej	Pmpp	210Wp	Maksymalna moc jaką może wygenerować w najoptymalniejszych dla siebie warunkach tj. przy nasłonecznieniu 1000W/m ² , temperaturze ogniwa 25°C oraz przy widmie promieniowania AM 1,5.
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej	Vmpp	28,70 Vdc	Maksymalne napięcie jakie może osiągnąć moduł pod obciążeniem (przy podłączonym urządzeniu, które pobiera energię).
Napięcie rozwarcia	Voc	36,40 Vdc	Maksymalne napięcie jakie powstaje na module do którego nie są podłączone żadne urządzenia pobierające energię.
Prąd w punkcie mocy maksymalnej	Imp	7,32 A	Maksymalny prąd jaki może wyprodukować moduł w najoptymalniejszych dla siebie warunkach, pod obciążeniem.
Prąd zwarcia	Isc	7,90 A	Maksymalny prąd jaki może wyprodukować moduł w najoptymalniejszych dla siebie warunkach, bez obciążenia.
Maksymalne napięcie pracy		850 Vdc	Jest to wartość, określająca maksymalne napięcie łączonych ze sobą szeregowo modułów. Suma napięć wszystkich łączonych szeregowo modułów nie może przekroczyć tej wartości.

9.4. Koszt zestawu fotowoltaicznego – przykłady

a) Gotowa do montażu mini elektrownia słoneczna o mocy nominalnej 50W, pozwalająca uzyskać do 200Wh energii elektrycznej dziennie. Pozwala zasilać urządzenia o napięciu 12V i 230V.

Skład systemu:

- moduł fotowoltaiczny S50, 50W, polikrystaliczny
- regulator ładowania RSS-14, 12V, 5A,
- akumulator żelowy 55Ah/12V
- przetwornica sinusoidalna PAS150, 150W, 12V.

Sugerowana pojemność akumulatora:

- 60 Ah przy napięciu 12V

Dzienna średnia produkcja energii:

- grudzień - luty: 40 Wh
- marzec - maj: 145 Wh
- czerwiec - sierpień: 200 Wh
- wrzesień - listopad: 80 Wh

Napięcie wyjściowe:

- 12V DC
- 230V AC

Przykładowa możliwość dobowego wykorzystania produkowanej energii (na podstawie produkcji letniej.):

- 3 x świetlówka [11W] - 5 godz
- radio [5W] - 6 godz

Koszt tego zestawu wynosi około 1 900 PLN.

b) Kompletna mini elektrownia słoneczna o mocy nominalnej 920W, pozwalająca uzyskać do 4080Wh energii elektrycznej dziennie. Pozwala zasilać standardowe urządzenia o napięciu 230V. Idealna do zasilania urządzeń na działce lub w domku letniskowym.

Skład systemu:

- 4 moduły fotowoltaiczne 230W,
- regulator ładowania 30A,
- 4 akumulatory żelowe 200Ah/12V

- przetwornica sinusoidalna 1200W, 24V.

Koszt zestawu: około 20 000 PLN.

10. Obliczenie ilości energii elektrycznej wyprodukowanej przez fotoogniwo

Znając położenie paneli słonecznych możemy wyliczyć produkcję energii dla przykładowego systemu PV. Panele PV występują obecnie o różnej mocy. W ofercie są panele 50 Wat, 130 Wat, 200 Wat i inne. Przyjmując, że chcemy 5szt. paneli 200 Wat uzyskujemy elektrownię o mocy $1000 \text{ Wp} = 1,0 \text{ kWp}$ (Wp to wat peak-moc szczytowa modułu fotowoltaicznego w Standardowych Warunkach Badania). Aby poznać dokładne dane odnośnie produkcji z przykładowego systemu PV dla konkretnego miasta posłużyć się ogólnie dostępnym kalkulatorem systemów PV dostępnym pod linkiem: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

The screenshot displays the JRC CM SAF Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps interface. The main map shows a location in Gliwice, Poland, with a red pin indicating the site. The right sidebar contains the following configuration options:

- PV Estimation** (selected tab)
- Performance of Grid-connected PV**
 - Radiation database: Classic PVGIS
 - PV technology: Crystalline silicon
 - Installed peak PV power: 200 kWp
 - Estimated system losses: 14 %
 - Fixed mounting options:**
 - Mounting position: Free-standing
 - Slope: 35 °
 - Azimuth: 0 °
 - Tracking options:**
 - Vertical axis: 0 °
 - Inclined axis: 0 °
 - 2-axis tracking
 - Horizon file: [Przeglądaj...]
 - Output options:**
 - Show graphs
 - Show horizon
 - Web page (selected)
 - Text file
 - PDF
- Calculate** button

Rys.10-1. Obliczenie ilości wyprodukowanej energii elektrycznej przez fotoogniwo [14]

Wskazujemy na mapie lokalizację ogniwa fotowoltaicznego, wybieramy region, miasto. Następnie należy podać moc elektrowni słonecznej w kWp.

W powyższym przypadku wskazano lokalizację ogniwa na ulicy Towarowej w Gliwicach, a moc instalacji ma wartość 1 kWp.

Dalej należy podać straty, jakie mogą wystąpić na przewodach, inwerterach itp. W tym miejscu można zostawić wartość domyślną - 14%.

Kolejną daną potrzebną do obliczeń jest wskazanie nachylenie w stopniach modułów oraz orientację paneli względem kierunków świata.

W wyniku obliczeń otrzymujemy wyliczenie oraz wykresy prezentujące wartość produkcji energii z rozważanego systemu PV.

Założenia:

- Moc układu: 1 kW (krzemowe, monokrystaliczne)
- Szacowane straty związane z temperaturą: 7,1% (z wpływem temperatury zewn.)
- Pozostałe straty (kable, inwerter itd.): 14%
- Całkowite straty systemu: 22,5%.

Tabela 10-1. Produkcja energii elektrycznej przez fotoogniwo [14]

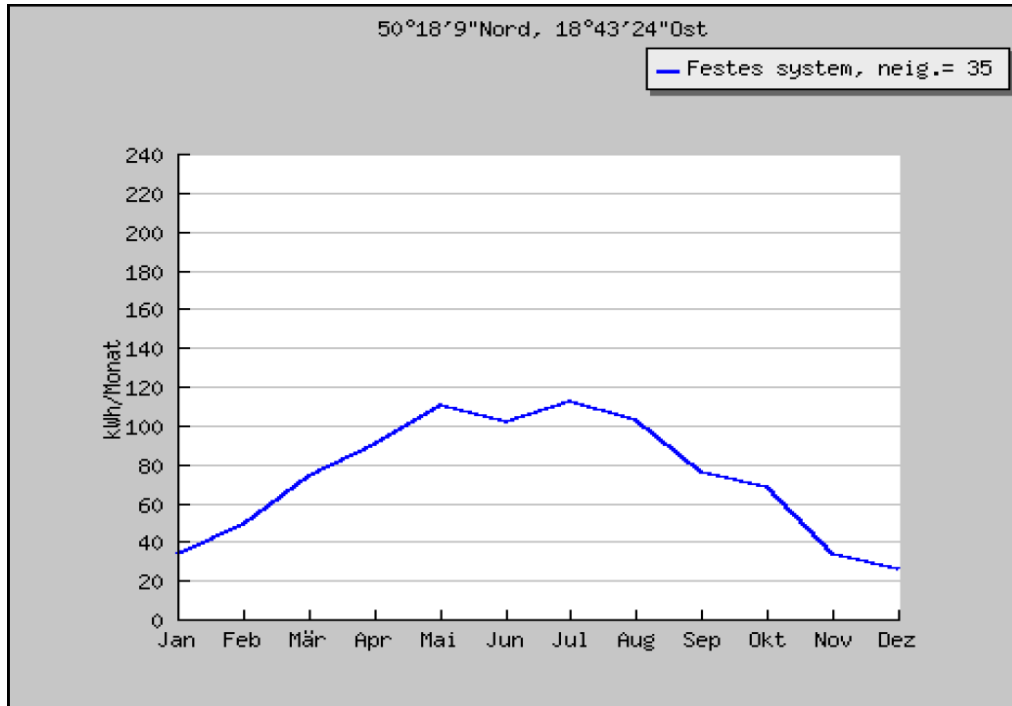
Festes System: Neigung=35 Grad, Orientierung=0 Grad				
Monat	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	1.09	33.8	1.27	39.4
Feb	1.75	49.1	2.10	58.9
Mär	2.38	73.9	2.93	90.7
Apr	3.01	90.4	3.87	116
Mai	3.57	111	4.73	147
Jun	3.40	102	4.58	137
Jul	3.62	112	4.91	152
Aug	3.32	103	4.48	139
Sep	2.53	76.0	3.29	98.6
Okt	2.20	68.3	2.77	86.0
Nov	1.12	33.5	1.35	40.5
Dez	0.84	26.1	0.99	30.7
Jahr	2.41	73.2	3.11	94.7
Total für Jahr		879		1140

Ed - średnia dobową produkcja energii przez system (kWh)

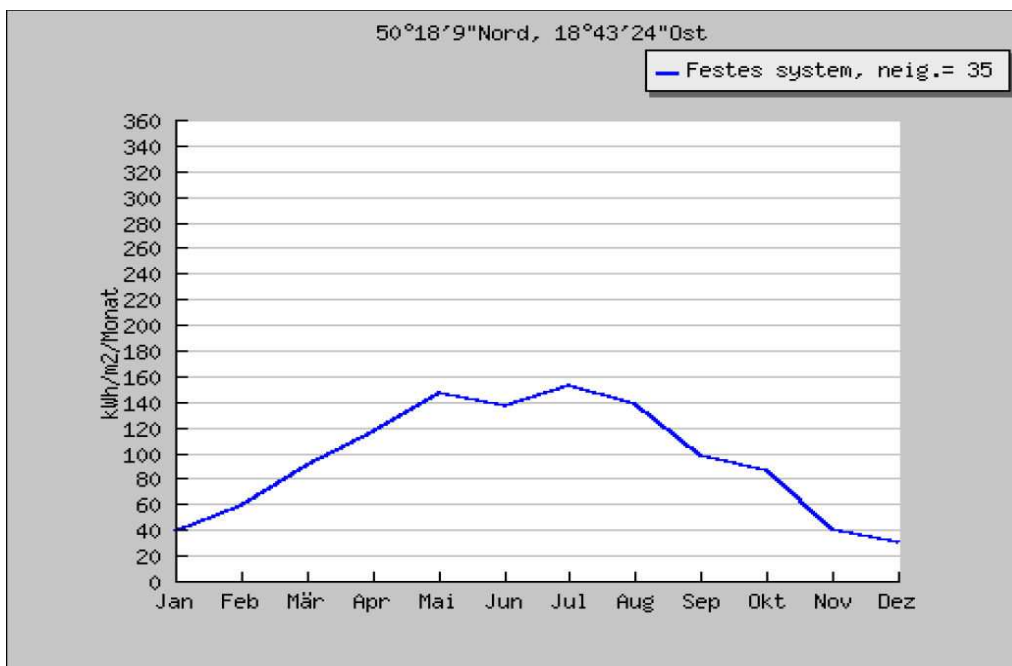
Em - średnia miesięczna produkcja energii przez system (kWh)

Hd - średnia dobową sumę promieniowania na 1m² modułu (kWh/m²)

Hm - średnia dobową sumę promieniowania na 1m² modułu (kWh/m²)



Rys. 10-2. Miesięczna produkcja energii przez rozważany system [14]



Rys. 10-3. Miesięczne nasłonecznienie w rozważanej lokalizacji [14]

11. Dobór ogniw fotowoltaicznych

Dobór odpowiednich ogniw fotowoltaicznych należy rozpocząć od zdefiniowania potrzeb:

- określić napięcie pracy odbiornika (3, 5, 6 lub 12V).

- określić moc pobieraną przez urządzenie [W].
- określić dobowy czas pracy odbiornika.

Dzienne zapotrzebowanie to ilość energii, którą bateria słoneczna musi wytworzyć w ciągu jednego dnia, tj. średnio 10h w lecie.

Wyliczenie zapotrzebowania:

Czas pracy odbiornika x pobór mocy = dobowe zapotrzebowanie

Np. $4h \times 9W = 36 \text{ Wh /dobę}$ |

Wyznaczenie minimalnej pojemności akumulatora

Np. $36 \text{ Wh}/12V = 3 \text{ Ah}$

Należy zastosować akumulator o większej pojemności, zdolny zmagazynować energię na dłuższy okres pracy odbiornika.

Zakładając, że czas ładowania akumulatora w lecie wynosi około 10h, to potrzebujemy baterię zdolną wytworzyć w ciągu 10h - 36Wh.

Zapotrzebowanie dobowe/czas ładowania = moc baterii.

Zatem: $36 \text{ Wh}/10h = 3,6 \text{ W}$

Dla rozważanego przykładu potrzebny jest panel 12V o minimalnej mocy 3,6W.

Powyższe wyniki obliczeń są prawdziwe tylko dla idealnych warunków pogodowych w lecie. W okresie zimowym przyjmuje się, że użyteczny czas ładowania wynosi zaledwie 3 godziny na dobę. Aby mieć 100% pewności, że odbiornik będzie miał zapewnione zaplanowane zasilanie należy zastosować panel o 2-3 razy większej mocy. Ponadto akumulator o pojemności kilkakrotnie większej niż wynosi dobowe zapotrzebowanie. Taki system musi być wyposażony w regulator ładowania zabezpieczający akumulator m. in. przed przeładowaniem i zbyt głębokim rozładowaniem.

Jeżeli ustaliliśmy jakiej mocy potrzebujemy baterie słoneczne oraz ile wyprodukują one energii dla konkretnych warunków, możemy przystąpić do doboru akumulatorów do naszych potrzeb. Książkowy wzór na obliczenie pojemności akumulatorów jest następujący:

produkcja dzienna (Wh) / napięcie systemu (V) = ilość prądu (Ah)

ilość prądu(Ah) * 1,5 = pojemność akumulatora(Ah)

Współczynnik 1,5 służy po to aby akumulator nie został rozładowany przez odbiornik do zera, ponieważ głębokie rozładowania znacznie skracają żywotność akumulatorów. We wzorze dzielimy produkcję z fotoogniw w Wh przez napięcie systemu.

UWAGA! Panele słoneczne o mocach do 140 Wat działają na napięcie nominalne 12V, natomiast panele o mocach powyżej 140 Wat działają na napięciach 24V. Wyjątkiem są panele Kaneka(napięcie 48V). Tak więc mając do dyspozycji 4szt. paneli 200 Wat i produkcję w lato z systemu 3,6 kWh/doba wyliczenie wygląda następująco:

$3600 \text{ Wh} / 24 \text{ V} = 150 \text{ Ah}$

$$150 \text{ Ah} \cdot 1,5 = 225 \text{ Ah}$$

W wyniku otrzymujemy pojemność akumulatora 225 Ah 24V. Pojemność akumulatora zawsze można zaokrąglić w górę lub w dół.

Na rynku są dostępne różne modele akumulatorów. Aby uzyskać napięcie 24V należy zastosować dwa akumulatory 225Ah 12V i połączyć je szeregowo dzięki czemu napięcie zwiększamy do 24V. Akumulatory można łączyć razem szeregowo oraz równolegle. Warunkiem jest stosowanie tych samych typów akumulatora o tej samej pojemności i rodzaju. Do systemów PV zalecane są akumulatory żelowe, czyli takie w których elektrolit jest unieruchomiony w postaci żelu. Są one szczelne, zupełnie bezobsługowe, a ich żywotność w warunkach 20 stopni Celsjusza to 10-12 lat.

Generator słoneczny składający się z dwudziestu modułów - każdy po 50W ma moc znamionową 1000 W. Do tego modułu wymagana jest powierzchnia dachu 9,2 m². Do przekazania energii do sieci potrzebny jest przemiennik częstotliwości. Z takiej baterii słonecznej przy kierunku południowym i 35° pochylenia w roku można uzyskać w postaci prądu następującą ilość energii 1034 kW. Odpowiada to ok. 40% średniego zużycia 3-osobowego gospodarstwa domowego.

12. Analiza opłacalności układów ogniw fotowoltaicznych

Dla pokazania opłacalności układów fotoogniw, za pomocą programu RETScreen przeanalizowano układ PV w trzech różnych wariantach [9].

Wariant 1: Kompletny układ PV o mocy 1,0 kW (wraz z akumulatorem, regulatorem i falownikiem) w całości finansowany ze środków inwestora.

Wariant 2: Kompletny układ PV (jak w wariantcie 1) w połowie dofinansowany z zewnętrznych źródeł finansowania. Drugą połowę nakładów pokrywa inwestor.

Wariant 3: Układ PV o mocy 0,13 kW (wraz z akumulatorem i regulatorem) pracuje na zasilanie odbiornika na prąd stały. Przedsięwzięcie w 50% dofinansowane ze środków krajowych funduszy ekologicznych lub środków europejskich.

Część najważniejszych założeń i otrzymanych wyników przeprowadzonej analizy zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 12-1. Analiza ekonomiczna stosowania układu ogniw fotowoltaicznych [9]

L.p.	Omówienie	jedn.	wariant 1	wariant 2	wariant 3
1	Moc układu PV	kW	1,0	1,0	0,13
2	Sprawność układu PV	%	9,6	9,6	9,6
3	Powierzchnia fotoogniw	m ²	8,5	8,5	1,1
4	Średnioroczna wartość promieniowania słonecznego na powierzchnię nachyloną	kWh/m ² rok	1140	1140	1140
5	Ilość dostarczonej energii przez układ PV	kWh/rok	939	939	122
6	Oszczędność kosztów energii	%	357	357	46
7	Koszt montażu układu PV ponoszony przez inwestora	zł	21788	10894	1263
8	SPBT	lata	61,0	30,5	27,2
9	NPV	zł	-17628	-6734	-722

Z przeprowadzonej szczegółowej analizy opłacalności dla zastosowania układów PV w omówionych przykładach widać, że w chwili obecnej koszty tego typu urządzeń są tak wysokie, że inwestycja nie spłaca się w okresie żywotności urządzeń nawet przy 50% dofinansowaniu. Największą szansę na osiągnięcie korzyści finansowych i powodzenie projektu mają przedsięwzięcia wykorzystujące fotoogniwa o stosunkowo małej mocy (od kilku do kilkunastu W).

Dodatkowym aspektem przemawiającym na korzyść układów PV, a nie uwzględnionym w powyższych przykładach może być spora odległość odbiornika (odbiorników) energii elektrycznej od centralnej sieci elektroenergetycznej. Koszty podłączenia mogą bowiem być zbliżone a nawet przewyższać nakłady związane z kupnem i montażem układu PV.

13. Optymalizacja źródła zintegrowanego w postaci pompy ciepła oraz ogniwa fotowoltaicznego

W niniejszym rozdziale dokonano analizy i optymalizacji wymaganej mocy ogniwa fotowoltaicznego na potrzeby pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną zużywaną przez pompę ciepła. Do obliczeń wykorzystano szacunkowe dane o ilości energii produkowanej przez ogniwo fotowoltaiczne o mocy 1 kWp [14] zlokalizowanego na terenie miasta Gliwice (tabela 10-1).

Tabela 13-1. Szacunkowa produkcja energii elektrycznej przez fotoogniwo o mocy 1 kWp dla lokalizacji Gliwice

Produkcja energii elektrycznej przez fotoogniwo o mocy 1 kWp				
Miesiąc	Średnia dobową produkcja energii przez system [kWh]	Średnia miesięczna produkcja energii przez system [kWh]	Średnia dobową suma promieniowania na 1m² modułu [kWh/m²]	Średnia dobową suma promieniowania na 1m² modułu [kWh/m²]
Styczeń	1,09	33,6	1,27	39,4
Luty	1,75	49,1	2,1	58,9
Marzec	2,38	73,9	2,93	90,7
Kwiecień	3,01	90,4	3,87	116
Maj	3,57	111	4,73	147
Czerwiec	3,4	102	4,58	137
Lipiec	3,62	112	4,91	152
Sierpień	3,32	103	4,48	139
Wrzesień	2,53	76	3,29	98,6
Październik	2,2	68,3	2,77	86
Listopad	1,11	33,5	1,35	40,5
Grudzień	0,84	26,1	0,99	30,7
Średnio rocznie	2,41	73,2	3,11	94,7
Całkowita roczna		879		1140
<i>Założenie: ogniwo fotowoltaiczne o mocy 1 kWp, lokalizacja: Gliwice</i>				

Średnia dobową produkcja energii elektrycznej w okresie letnim (maj-sierpień), kWh/dobę	3,478	Produkcja energii elektrycznej w miesiącach I, II, III, IV, IX, X, XI, XII, kWh/m-ce	450,9
Produkcja energii elektrycznej w okresie letnim (maj-sierpień), kWh/4 m-ce	317		

Tabela 13-2. Zapotrzebowanie na energię elektryczną przez pompę ciepła w sezonie grzewczym i chłodniczym (na podstawie tab.6-8)

Zapotrzebowanie na energię elektryczną przez pompę ciepła, kWh															
Lp.	150 m ²			200 m ²			500 m ²			1000 m ²			2000 m ²		
-	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM
1	3 150	394	3 544	4 200	525	4 725	10 500	1 313	11 813	21 000	2 625	23 625	42 000	5 250	47 250
2	4 050	506	4 556	5 400	675	6 075	13 500	1 688	15 188	27 000	3 375	30 375	54 000	6 750	60 750
3	4 500	563	5 063	6 000	750	6 750	15 000	1 875	16 875	30 000	3 750	33 750	60 000	7 500	67 500
4	4 950	619	5 569	6 600	825	7 425	16 500	2 063	18 563	33 000	4 125	37 125	66 000	8 250	74 250
5	5 400	675	6 075	7 200	900	8 100	18 000	2 250	20 250	36 000	4 500	40 500	72 000	9 000	81 000
6	5 850	731	6 581	7 800	975	8 775	19 500	2 438	21 938	39 000	4 875	43 875	78 000	9 750	87 750
7	6 300	788	7 088	8 400	1 050	9 450	21 000	2 625	23 625	42 000	5 250	47 250	84 000	10 500	94 500
8	6 750	844	7 594	9 000	1 125	10 125	22 500	2 813	25 313	45 000	5 625	50 625	90 000	11 250	101 250
9	7 200	900	8 100	9 600	1 200	10 800	24 000	3 000	27 000	48 000	6 000	54 000	96 000	12 000	108 000
10	7 650	956	8 606	10 200	1 275	11 475	25 500	3 188	28 688	51 000	6 375	57 375	102 000	12 750	114 750
11	8 100	1 013	9 113	10 800	1 350	12 150	27 000	3 375	30 375	54 000	6 750	60 750	108 000	13 500	121 500
12	9 000	1 125	10 125	12 000	1 500	13 500	30 000	3 750	33 750	60 000	7 500	67 500	120 000	15 000	135 000
13	9 900	1 238	11 138	13 200	1 650	14 850	33 000	4 125	37 125	66 000	8 250	74 250	132 000	16 500	148 500
14	10 800	1 350	12 150	14 400	1 800	16 200	36 000	4 500	40 500	72 000	9 000	81 000	144 000	18 000	162 000

Mając na uwadze powyższe zapotrzebowanie na energię elektryczną przez pompę ciepła w okresie grzewczym i chłodniczym oraz szacunkową ilość energii elektrycznej, którą może wyprodukować ogniwo fotowoltaiczne o mocy 1 kWp w danej lokalizacji, oszacowano wymaganą moc fotoogniwa, która pokryje rozważane zapotrzebowanie [Tabela 13-3].

Tabela 13-3. Wymagana moc ogniwa fotowoltaicznego potrzebna na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną przez pompę ciepła (w sezonie grzewczym i dla chłodzenia aktywnego)

Lp	Wymagana moc ogniwa fotowoltaicznego na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną przez pompę ciepła [kW]														
	150 m ²			200 m ²			500 m ²			1000 m ²			2000 m ²		
	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM
1	6,99	1,24	4,03	9,31	1,66	5,38	23,29	4,14	13,44	46,57	8,28	26,88	93,15	16,56	53,71
2	8,98	1,60	5,18	11,98	2,13	6,91	29,94	5,32	17,28	59,88	10,65	34,56	119,76	21,29	69,15
3	9,98	1,77	5,76	13,31	2,37	7,68	33,27	5,91	19,20	66,53	11,83	38,40	133,07	23,66	76,73
4	10,98	1,95	6,34	14,64	2,60	8,45	36,59	6,51	21,12	73,19	13,01	42,24	146,37	26,03	84,41
5	11,98	2,13	6,91	15,97	2,84	9,22	39,92	7,10	23,04	79,84	14,20	46,08	159,68	28,39	92,15
6	12,97	2,31	7,49	17,30	3,08	9,98	43,25	7,69	24,96	86,49	15,38	49,91	172,99	30,76	99,85
7	13,97	2,48	8,06	18,63	3,31	10,75	46,57	8,28	26,88	93,15	16,56	53,75	186,29	33,12	107,51
8	14,97	2,66	8,64	19,96	3,55	11,52	49,90	8,87	28,80	99,80	17,74	57,59	199,60	35,49	115,19
9	15,97	2,84	9,22	21,29	3,79	12,29	53,23	9,46	30,72	106,45	18,93	61,43	212,91	37,85	122,84
10	16,97	3,02	9,79	22,62	4,02	13,05	56,55	10,06	32,64	113,11	20,11	65,27	226,21	40,22	130,53
11	17,96	3,19	10,37	23,95	4,26	13,82	59,88	10,65	34,56	119,76	21,29	69,11	239,52	42,59	138,21
12	19,96	3,55	11,52	26,61	4,73	15,36	66,53	11,83	38,40	133,07	23,66	76,79	266,13	47,32	153,55
13	21,96	3,90	12,67	29,27	5,21	16,89	73,19	13,01	42,24	146,37	26,03	84,47	292,75	52,05	168,92
14	23,95	4,26	13,82	31,94	5,68	18,43	79,84	14,20	46,08	159,68	28,39	92,15	319,36	56,78	184,34

Założenia:

- do obliczeń dla chłodzenia uwzględniono jedynie produkcję energii elektrycznej w okresie letnim (maj-sierpień)
- do obliczeń dla ogrzewania uwzględniono jedynie produkcję energii elektrycznej w okresie wiosenno-jesienno-zimowy (bez okresu maj-sierpień)
- do obliczeń RAZEM uwzględniono roczną produkcję energii elektryczną ogniwa fotowoltaicznego o mocy 1 kWp

Tabela 13-4. Koszt zainstalowania wymaganej mocy ogniw fotowoltaicznych (na podstawie danych z tab.13-3)

Lp	Koszt zainstalowania wymaganej mocy ogniw fotowoltaicznych [PLN]													
	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE
1	69 860	12 421	40 316	93 147	16 562	53 754	232 868	41 404	134 386	465 735	82 808	268 771	931 470	165 615
2	89 820	15 970	51 834	119 760	21 293	69 113	299 401	53 233	172 782	598 802	106 467	345 563	1 197 605	212 908
3	99 800	17 744	57 594	133 067	23 659	76 792	332 668	59 148	191 980	665 336	118 297	383 959	1 330 672	236 855
4	109 780	19 519	63 353	146 374	26 025	84 471	365 935	65 063	211 177	731 870	130 126	422 355	1 463 739	260 806
5	119 760	21 293	69 113	159 681	28 391	92 150	399 202	70 978	230 375	798 403	141 956	460 751	1 596 806	283 908
6	129 741	23 068	74 872	172 987	30 757	99 829	432 468	76 893	249 573	864 937	153 785	499 147	1 729 874	307 908
7	139 721	24 842	80 631	186 294	33 123	107 509	465 735	82 808	268 771	931 470	165 615	537 543	1 862 941	331 855
8	149 701	26 617	86 391	199 601	35 489	115 188	499 002	88 722	287 969	998 004	177 445	575 939	1 996 008	354 806
9	159 681	28 391	92 150	212 908	37 855	122 867	532 269	94 637	307 167	1 064 538	189 274	614 334	2 129 075	378 855

10	169 661	30 166	97 910	226 214	40 221	130 546	565 536	100 552	326 365	1 131 071	201 104	652 730	2 262 142	402
11	179 641	31 940	103 669	239 521	42 587	138 225	598 802	106 467	345 563	1 197 605	212 934	691 126	2 395 210	425
12	199 601	35 489	115 188	266 134	47 319	153 584	665 336	118 297	383 959	1 330 672	236 593	767 918	2 661 344	473
13	219 561	39 038	126 706	292 748	52 050	168 942	731 870	130 126	422 355	1 463 739	260 252	844 710	2 927 478	520
14	239 521	42 587	138 225	319 361	56 782	184 300	798 403	141 956	460 751	1 596 806	283 912	921 502	3 193 613	567

Założenie: Koszt 1 kWp ogniwa fotowoltaicznego = 10 000 PLN brutto

Założenia:

- do obliczeń przyjęto produkcję roczną energii elektrycznej przez ogniwo o mocy 1 kWp
- powyższe koszty uwzględniają jedynie cenę ogniw fotowoltaicznych (bez akumulatora, regulatora itp.).

Tabela 13-5. Powierzchnia zajmowana przez wymaganą moc ogniwo fotowoltaicznych w m²

Lp.	Wymagana powierzchnia ogniwo fotowoltaicznych [m ²]													
	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE
1	70	12	40	93	17	54	233	41	134	466	83	269	931	
2	90	16	52	120	21	69	299	53	173	599	106	346	1 198	
3	100	18	58	133	24	77	333	59	192	665	118	384	1 331	
4	110	20	63	146	26	84	366	65	211	732	130	422	1 464	
5	120	21	69	160	28	92	399	71	230	798	142	461	1 597	
6	130	23	75	173	31	100	432	77	250	865	154	499	1 730	
7	140	25	81	186	33	108	466	83	269	931	166	538	1 863	
8	150	27	86	200	35	115	499	89	288	998	177	576	1 996	
9	160	28	92	213	38	123	532	95	307	1 065	189	614	2 129	
10	170	30	98	226	40	131	566	101	326	1 131	201	653	2 262	
11	180	32	104	240	43	138	599	106	346	1 198	213	691	2 395	
12	200	35	115	266	47	154	665	118	384	1 331	237	768	2 661	
13	220	39	127	293	52	169	732	130	422	1 464	260	845	2 927	
14	240	43	138	319	57	184	798	142	461	1 597	284	922	3 194	
Założenie: Ogniwo fotowoltaiczne o mocy 1 kW wymaga powierzchni około 10-15 m ² (przyjęto 10 m ²)														

Wnioski:

Dla budynku mieszkalnego o powierzchni 150 m² oraz rocznym zapotrzebowaniu energetycznym na poziomie 120 kWh/m² – łączne roczne zapotrzebowanie na energię dla ogrzewania i chłodzenia wynosi nieco ponad 5 060 kWh, z czego dla samego ogrzewania jest ono na poziomie 4 500 kWh. Aby tą energię otrzymać z ogniwa fotowoltaicznego, wykorzystującego energię promieniowania słonecznego, należałoby zainstalować ok. 10 kW fotoogniw dla pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną pompy ciepła w okresie grzewczym oraz ok. 1,8 kW dla chłodzenia.

W obliczeniach przyjęto koszt 1 kWp ogniwa w cenie 10 000 PLN brutto, zatem dla powyższych mocy fotoogniw koszt ten sięga rzędu około 100 000 PLN (dla ogrzewania) oraz ok. 17 700 PLN (dla chłodzenia). Ze względu na znaczne koszty związane z zakupem ogniwa fotowoltaicznego, wariantem interesującym do dalszej analizy okazuje się być montaż fotoogniw o mocy, która pokryje zapotrzebowanie jedynie na energię elektryczną w sezonie chłodniczym. Należy zwrócić uwagę również na fakt, iż wspomniane koszty zawierają jedynie koszt samych ogniwa, bez uwzględnienia kosztu akumulatora. Niemniej jednak dla sezonu chłodniczego koszt akumulatora został pominięty, ze względu na fakt, iż energia elektryczna na potrzeby chłodzenia wykorzystywana jest na bieżąco w ciągu dnia, wtedy gdy promieniowanie słoneczne jest najsilniejsze, nie ma więc konieczności magazynowania energii elektrycznej.

Istotną kwestię stanowi również powierzchnia jaką zajmuje ogniwo o danej mocy. Średnio przyjmuje się, że 1 kWp fotoogniwa zajmuje powierzchnię ok. 10-15 m² (do obliczeń przyjęto wartość 10 m²). Dla rozważanego wariantu ogniwo o mocy 1,8 kW zajmuje powierzchnię ok. 18 m². Wielkość tą należy uwzględnić przy wyborze odpowiedniego miejsca przeznaczonego na montaż fotoogniwa.

Tabela 13-5. Wymagana moc ogniwa fotowoltaicznego potrzebna na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną w okresie grzewczym oraz dla chłodzenia pasywnego

Lp	Wymagana moc ogniwa fotowoltaicznego na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną przez pompę ciepła [kW]														
	150 m ²			200 m ²			500 m ²			1000 m ²			2000 m ²		
	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM
1	6,99	0,075	7,06	9,31	0,099	9,41	23,29	0,248	23,54	46,57	0,497	47,1	93,15	0,994	94,14
2	8,98	0,096	9,08	11,98	0,128	12,10	29,94	0,319	30,26	59,88	0,639	60,5	119,76	1,278	121,04
3	9,98	0,106	10,09	13,31	0,142	13,45	33,27	0,355	33,62	66,53	0,710	67,2	133,07	1,420	134,49
4	10,98	0,117	11,10	14,64	0,156	14,79	36,59	0,390	36,98	73,19	0,781	74,0	146,37	1,562	147,94
5	11,98	0,128	12,10	15,97	0,170	16,14	39,92	0,426	40,35	79,84	0,852	80,7	159,68	1,703	161,38
6	12,97	0,138	13,11	17,30	0,185	17,48	43,25	0,461	43,71	86,49	0,923	87,4	172,99	1,845	174,83
7	13,97	0,149	14,12	18,63	0,199	18,83	46,57	0,497	47,07	93,15	0,994	94,1	186,29	1,987	188,28
8	14,97	0,160	15,13	19,96	0,213	20,17	49,90	0,532	50,43	99,80	1,065	100,9	199,60	2,129	201,73
9	15,97	0,170	16,14	21,29	0,227	21,52	53,23	0,568	53,79	106,45	1,136	107,6	212,91	2,271	215,18
10	16,97	0,181	17,15	22,62	0,241	22,86	56,55	0,603	57,16	113,11	1,207	114,3	226,21	2,413	228,63
11	17,96	0,192	18,16	23,95	0,256	24,21	59,88	0,639	60,52	119,76	1,278	121,0	239,52	2,555	242,08
12	19,96	0,213	20,17	26,61	0,284	26,90	66,53	0,710	67,24	133,07	1,420	134,5	266,13	2,839	268,97
13	21,96	0,234	22,19	29,27	0,312	29,59	73,19	0,781	73,97	146,37	1,562	147,9	292,75	3,123	295,87
14	23,95	0,256	24,21	31,94	0,341	32,28	79,84	0,852	80,69	159,68	1,703	161,4	319,36	3,407	322,77

Założenia:

- Obliczenia wykonywane dla pasywnego chłodzenia (używana jest tylko pompa solankowa, której udział w poborze energii elektrycznej przyjęto na poziomie 6%)

Tabela 13-6. Koszt zainstalowania wymaganej mocy ogniw fotowoltaicznych dla pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby pasywnego chłodzenia oraz ogrzewania

Lp.	Koszt zainstalowania wymaganej mocy ogniw fotowoltaicznych dla pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby pasywnego chłodzenia [PLN]													
	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE	RAZEM	OGRZEWANIE	CHŁODZENIE
1	69 860	745	70 606	93 147	994	94 141	232 868	2 484	235 352	465 735	4 968	470 704	931 470	9 937
2	89 820	958	90 779	119 760	1 278	121 038	299 401	3 194	302 595	598 802	6 388	605 190	1 197 605	12 776
3	99 800	1 065	100 865	133 067	1 420	134 487	332 668	3 549	336 217	665 336	7 098	672 434	1 330 672	14 196
4	109 780	1 171	110 952	146 374	1 562	147 935	365 935	3 904	369 839	731 870	7 808	739 677	1 463 739	15 615
5	119 760	1 278	121 038	159 681	1 703	161 384	399 202	4 259	403 460	798 403	8 517	806 921	1 596 806	17 035
6	129 741	1 384	131 125	172 987	1 845	174 833	432 468	4 614	437 082	864 937	9 227	874 164	1 729 874	18 454
7	139 721	1 491	141 211	186 294	1 987	188 281	465 735	4 968	470 704	931 470	9 937	941 407	1 862 941	19 874
8	149 701	1 597	151 298	199 601	2 129	201 730	499 002	5 323	504 325	998 004	10 647	1 008 651	1 996 008	21 293
9	159 681	1 703	161 384	212 908	2 271	215 179	532 269	5 678	537 947	1 064 538	11 356	1 075 894	2 129 075	22 713
10	169 661	1 810	171 471	226 214	2 413	228 627	565 536	6 033	571 569	1 131 071	12 066	1 143 637	2 262 142	24 132

Etap nr 6

Badania nad stosowaniem mikrokogeneracji i kogeneracji małej skali oraz technologii zintegrowanych z wykorzystaniem OZE (z uwzględnieniem mikrobiogazowni i innych technologii OZE)
w różnych kategoriach budynków

									569			137		
11	179 641	1 916	181 557	239 521	2 555	242 076	598 802	6 388	605 190	1 197 605	12 776	1 210 381	2 395 210	25 552
12	199 601	2 129	201 730	266 134	2 839	268 974	665 336	7 098	672 434	1 330 672	14 196	1 344 868	2 661 344	28 391
13	219 561	2 342	221 903	292 748	3 123	295 871	731 870	7 808	739 677	1 463 739	15 615	1 479 354	2 927 478	31 230
14	239 521	2 555	242 076	319 361	3 407	322 768	798 403	8 517	806 921	1 596 806	17 035	1 613 841	3 193 613	34 069

W dalszym etapie obliczeń oszacowano okres zwrotu inwestycji polegającej na zainstalowaniu w budynkach budownictwa mieszkalnego o powierzchni 150, 200 m² pompy ciepła oraz ogniw fotowoltaicznych. Inwestycję tą porównano z tradycyjnymi sposobami ogrzewania takimi jak: ogrzewanie elektryczne, piece: na gaz ziemny i płynny, olej opałowy, węgiel, koks, biomasę (pellety).

Poniżej zamieszczone dane wejściowe do obliczeń zwrotu inwestycji.

Tabela 13-7. Dane wejściowe do obliczeń okresu zwrotu inwestycji (pompa ciepła + ogniwo fotowoltaiczne) dla budynku mieszkalnego o powierzchni 150 i 200 m²

				Koszt wymaganej mocy ogniwa fotowoltaicznego, PLN	17 744	23 659
Powierzchnia budynku, m ²	150	200	Koszt całej inwestycji z wykorzystaniem ogniw fotowoltaicznych w sezonie grzewczym:	instalacja z kolektorem poziomym	142 859	184 814
Zapotrzebowanie energetyczne budynku, W/m ²	50	50		instalacja z kolektorem pionowym	146 609	189 814
Moc grzewcza pompy ciepła, kW	7,5	10,0	Koszt całej inwestycji z wykorzystaniem ogniw fotowoltaicznych w sezonie chłodniczym:	instalacja z kolektorem poziomym	60 803	75 406
Moc chłodnicza pompy ciepła, kW	6,0	8,0		instalacja z kolektorem pionowym	64 553	80 406
Koszt pompy ciepła, PLN	22 684	23 647	Koszt całej instalacji	z kolektorem poziomym	160 604	208 474
Koszt wymaganej wielkości kolektora poziomego, PLN	9 375	12 500		z kolektorem pionowym	164 354	213 474
Koszt wymaganej wielkości kolektora pionowego, PLN	13 125	17 500	Koszt zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne pompy ciepła w okresie grzewczym, PLN	z kolektorem poziomym	1 575	2 100
Koszt ogrzewania podłogowego, PLN	11 000	15 600		z kolektorem pionowym	1 575	2 100
Pobór energii elektrycznej w sezonie ogrzewania, kWh	4 500	6 000	Koszt zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne pompy ciepła w okresie chłodniczym, PLN	z kolektorem poziomym	197	263
Wymagana moc ogniwa fotowoltaicznego (w sezonie ogrzewania), kW	10,0	13,3		z kolektorem pionowym	197	263

Tabela 13-8. Zwrot inwestycji pompy ciepła i ogniwa fotowoltaicznego w porównaniu z ogrzewaniem elektrycznym oraz klimatyzatorem

cena energii elektrycznej G11, zł/kWh	0,35		Porównanie pompy ciepła z ogrzewaniem elektrycznym			
zużycie energii cieplnej w sezonie grzewczym, kWh	20 000	26 667	Opis inwestycji		Zwrot inwestycji, lata	
całkowite zużycie energii w sezonie chłodniczym, kWh	4 740	5 940	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo fot. (na potrzeby ogrzewania)	instalacja z kolektorem poziomym	16,9	16,6
koszt dla ogrzewania, PLN	7 000	9 333		instalacja z kolektorem pionowym	17,3	17,0
koszt dla chłodzenia, PLN	1 659	2 079	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby chłodzenia)	z kolektorem poziomym	8,6	8,1
całkowite roczne zużycie energii, kWh/rok	24 740	32 607		z kolektorem pionowym	9,1	8,6
koszt roczny, PLN	8 659	11 412	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby ogrzewania i chłodzenia)	z kolektorem poziomym	18,5	18,3
Porównanie kosztów ogrzewania i chłodzenia, PLN	7 084	9 312		z kolektorem pionowym	19,0	18,7

Wnioski:

W przypadku przejścia z ogrzewania elektrycznego budynku oraz stosowania tradycyjnego klimatyzatora na pompę ciepła pokrywającą zapotrzebowanie na ciepło i chłód wraz z ogniwem fotowoltaicznym dostarczającym odpowiednią ilość energii elektrycznej na potrzeby klimatyzacyjne, inwestycja ta charakteryzuje się stosunkowo zadowalającym okresem zwrotu na poziomie 8-9 lat. Z kolei montaż takiej mocy fotoogniw, która pokryje całoroczne zapotrzebowanie na energię elektryczną pompy ciepła, prowadzi do wydłużenia okresu zwrotu do rzędu 18-19 lat. Wpływa to tym samym na niską opłacalność rozważanej inwestycji, biorąc pod uwagę iż zakładana żywotność samej instalacji pompy ciepła szacuje się na 20 lat.

Tabela 13-9. Zwrot inwestycji pompy ciepła i ogniwa fotowoltaicznego w porównaniu z ogrzewaniem na gaz ziemny oraz klimatyzatorem

cena gazu ziemnego, zł/m ³	1,95		Porównanie pompy ciepła z ogrzewaniem na gaz ziemny			
zużycie energii w sezonie grzewczym, kWh	20 000	26 667	Opis inwestycji		Zwrot inwestycji, lata	
całkowite zużycie energii w sezonie chłodniczym, kWh	4 740	5 940	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo fot. (na potrzeby ogrzewania)	instalacja z kolektorem poziomym	25,5	25,0
ilość gazu ziemnego na pokrycie zapotrzebowania na energię [m ³]	2 062	2 749		instalacja z kolektorem pionowym	26,1	25,7
koszt dla ogrzewania, PLN	4 150	5 562	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby chłodzenia)	z kolektorem poziomym	14,4	13,6
koszt dla chłodzenia, PLN	1 659	2 079		z kolektorem pionowym	15,2	14,5
zużycie prądu przez kocioł gazowy, kWh/rok	370	576	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby ogrzewania i chłodzenia)	z kolektorem poziomym	27,6	27,3
całkowite roczne zużycie energii, kWh/rok	25 110	33 183		z kolektorem pionowym	28,3	27,9
koszt roczny, PLN	5 809	7 641				
Porównanie kosztów ogrzewania i chłodzenia, PLN	4 234	5 541				

Wnioski:

Okres zwrotu dla pompy ciepła i ogniwa fotowoltaicznego pokrywającego zapotrzebowanie na energię elektryczną w sezonie chłodniczym w porównaniu z ogrzewaniem na gaz ziemny oraz stosowaniem klimatyzatora, wynosi średnio 14-15 lat. Jest to stosunkowo długi okres zwrotu. Tym bardziej w przypadku, gdy fotoogniwo pokrywa całoroczne zapotrzebowanie na energię elektryczną przez pompę ciepła, okres zwrotu sięga 27-28 lat i przekracza tym samym żywotność pompy ciepła. Inwestycja zatem jest nieopłacalna ekonomicznie.

Tabela 13-10. Zwrot inwestycji pompy ciepła i ogniwa fotowoltaicznego w porównaniu z ogrzewaniem na olej opałowy oraz klimatyzatorem

cena oleju opałowego, zł/litr	3,2		Porównanie pompy ciepła z ogrzewaniem na olej opałowy			
całkowite zużycie energii w sezonie grzewczym, kWh	20 000	26 667	Opis inwestycji		Zwrot inwestycji, lata	
całkowite zużycie energii w sezonie chłodniczym, kWh	4 740	5 940	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo fot. (na potrzeby ogrzewania)	instalacja z kolektorem poziomym	17,8	17,5
ilość oleju opałowego na pokrycie zapotrzebowania na energię [litr]	2 000	2 667		instalacja z kolektorem pionowym	18,3	18,0
koszt dla ogrzewania, PLN	6 563	8 750	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby chłodzenia)	z kolektorem poziomym	9,1	8,6
koszt dla chłodzenia, PLN	1 659	2 079		z kolektorem pionowym	9,7	9,2
zużycie prądu przez kocioł olejowy, kWh/rok	465	620	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby ogrzewania i chłodzenia)	z kolektorem poziomym	19,5	19,3
całkowite roczne zużycie energii, kWh/rok	25 205	33 227		z kolektorem pionowym	20,0	19,7
koszt roczny, PLN	8 222	10 829				
Porównanie kosztów ogrzewania i chłodzenia, PLN	6 647	8 729				

Wnioski:

W przypadku zastępowania kotła na olej opałowy oraz klimatyzatora, instalacją pompy ciepła oraz fotoogniwem – inwestycja ta cechuje się zwrotem inwestycji po około 9 latach eksploatacji. Jest to czas, który wpływa na opłacalność inwestycji. Z kolei pozostałe warianty (pompa ciepła + fotoogniwo na cele ogrzewania oraz pompa ciepła + fotoogniwo na cele ogrzewania i chłodzenia) cechuje już zdecydowanie niższy okres zwrotu, zbliżony do żywotności urządzenia pompy ciepła.

Tabela 13-11. Zwrot inwestycji pompy ciepła i ogniwa fotowoltaicznego w porównaniu z ogrzewaniem węglowym oraz klimatyzatorem

cena węgla, zł/t	600		Porównanie pompy ciepła z ogrzewaniem węglowym			
całkowite zużycie energii w sezonie grzewczym, kWh	20 000	26 667	Opis inwestycji		Zwrot inwestycji, lata	
całkowite zużycie energii w sezonie chłodniczym, kWh	4 740	5 940	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo fot. (na potrzeby ogrzewania)	instalacja z kolektorem poziomym	45,4	45,2
ilość węgla na pokrycie zapotrzebowania na energię [tony]	3	4		instalacja z kolektorem pionowym	46,6	46,4
koszt dla ogrzewania, PLN	1 686	2 271	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby chłodzenia)	z kolektorem poziomym	34,4	33,5
koszt dla chłodzenia, PLN	1 659	2 079		z kolektorem pionowym	36,5	35,7
zużycie prądu przez kocioł węglowy, kWh/rok	246	394	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby ogrzewania i chłodzenia)	z kolektorem poziomym	48,0	47,9
całkowite roczne zużycie energii, kWh/rok	24 986	33 000		z kolektorem pionowym	49,1	49,1
koszt roczny, PLN	3 345	4 350				
Porównanie kosztów ogrzewania i chłodzenia, PLN	1 770	2 250				

Wnioski:

Przypadek zastępowania pompą ciepłą instalacji kotła na węgiel jest najbardziej nieopłacalną inwestycją spośród rozpatrywanych przypadków. Okres zwrotu zawiera się w zakresie 33,5-36,5 lat (w przypadku ogniwa pokrywającego zapotrzebowanie na energię elektryczną w sezonie chłodniczym) oraz w zakresie 48-49 lat dla całorocznego zapewnienia energii elektrycznej z fotoogniwa.

Tabela 13-12. Zwrot inwestycji pompy ciepła i ogniwa fotowoltaicznego w porównaniu z ogrzewaniem na koks oraz klimatyzatorem

cena koksu, zł/t	1 300		Porównanie pompy ciepła z ogrzewaniem na koks			
całkowite zużycie energii w sezonie grzewczym, kWh	20 000	26 667	Opis inwestycji		Zwrot inwestycji, lata	
całkowite zużycie energii w sezonie chłodniczym, kWh	4 740	5 940	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo fot. (na potrzeby ogrzewania)	instalacja z kolektorem poziomym	30,0	29,6
ilość węgla na pokrycie zapotrzebowania na energię [tony]	2	3		instalacja z kolektorem pionowym	30,8	30,4
koszt dla ogrzewania, PLN	3 296	4 418	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby chłodzenia)	z kolektorem poziomym	18,0	17,2
koszt dla chłodzenia, PLN	1 659	2 079		z kolektorem pionowym	19,1	18,3
zużycie prądu przez kocioł węglowy, kWh/rok	246	394	pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby ogrzewania i chłodzenia)	z kolektorem poziomym	32,4	32,1
całkowite roczne zużycie energii, kWh/rok	24 986	33 000		z kolektorem pionowym	33,2	32,9
koszt roczny, PLN	4 955	6 497				
Porównanie kosztów ogrzewania i chłodzenia, PLN	3 380	4 397				

Wnioski:

Inwestycja nieopłacalna pod względem zwrotu inwestycji.

Tabela 13-13. Zwrot inwestycji pompy ciepła i ogniwa fotowoltaicznego w porównaniu z ogrzewaniem na biomasę oraz klimatyzatorem

cena biomasa, zł/t	800	
całkowite zużycie energii w sezonie grzewczym, kWh	20 000	26 667
całkowite zużycie energii w sezonie chłodniczym, kWh	4 740	5 940
ilość biomasy na pokrycie zapotrzebowania na energię [tony]	4	5
koszt dla ogrzewania, PLN	3 332	4 442
koszt dla chłodzenia, PLN	1 659	2 079
zużycie prądu przez kocioł węglowy, kWh/rok	1 080	1 440
całkowite roczne zużycie energii, kWh/rok	25 820	34 047
koszt roczny, PLN	4 991	6 521
Porównanie kosztów ogrzewania i chłodzenia, PLN	3 416	4 421

Porównanie pompy ciepła z ogrzewaniem na biomasę (pellety)			
Opis inwestycji		Zwrot inwestycji, lata	
pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo fot. (na potrzeby ogrzewania)	instalacja z kolektorem poziomym	29,8	29,5
	instalacja z kolektorem pionowym	30,6	30,3
pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby chłodzenia)	z kolektorem poziomym	17,8	17,1
	z kolektorem pionowym	18,9	18,2
pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby ogrzewania i chłodzenia)	z kolektorem poziomym	32,2	32,0
	z kolektorem pionowym	32,9	32,7

Wnioski:

Inwestycja nieopłacalna pod względem ekonomicznym.

Tabela 13-14. Zwrot inwestycji pompy ciepła i ogniwa fotowoltaicznego w porównaniu z ogrzewaniem na gaz płynny oraz klimatyzatorem

cena gazu płynnego, zł/litr	2,5	
zużycie energii w sezonie grzewczym, kWh	20 000	26 667
całkowite zużycie energii w sezonie chłodniczym, kWh	4 740	5 940
ilość gazu płynnego na pokrycie zapotrzebowania na energię [tony]	3 030	4 040
koszt dla ogrzewania, PLN	7 705	10 303
koszt dla chłodzenia, PLN	1 659	2 079
zużycie prądu przez kocioł gazowy, kWh	370	576
całkowite roczne zużycie energii, kWh/rok	25 110	33 183
koszt roczny, PLN	9 364	12 382
Porównanie kosztów ogrzewania i chłodzenia, PLN	7 789	10 282

Porównanie pompy ciepła z ogrzewaniem na gaz płynny			
Opis inwestycji		Zwrot inwestycji, lata	
pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo fot. (na potrzeby ogrzewania)	instalacja z kolektorem poziomym	15,6	15,2
	instalacja z kolektorem pionowym	16,0	15,7
pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby chłodzenia)	z kolektorem poziomym	7,8	7,3
	z kolektorem pionowym	8,3	7,8
pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo f. (na potrzeby ogrzewania i chłodzenia)	z kolektorem poziomym	17,2	16,8
	z kolektorem pionowym	17,6	17,2

Wnioski:

Inwestycja o najkrótszym okresie zwrotu rzędu 7,3-8,3 lat (dla fotoogniw przeznaczonych na sezon chłodniczy).

14. Podsumowanie

W obecnych czasach dużą uwagę kładzie się na ochronę środowiska, a co za tym idzie technologie wykorzystujące odnawialne źródła energii stają się coraz bardziej popularne i pożądane. Hasła takie jak: dom energooszczędny, pasywny, a nawet dom plus-energetyczny nabierają coraz większego znaczenia i ich idea jest sukcesywnie wdrażana w obrębie budownictwa mieszkaniowego.

Pompa ciepła jest urządzeniem, które w sposób ekologiczny pozwala pokryć zapotrzebowanie na energię do ogrzania budynku, jak również zapewnić stały dostęp do ciepłej wody użytkowej. Sprawą dyskusyjną jest jednak fakt, czy instalacja ta rzeczywiście jest ekologiczna, wymaga ona bowiem dostarczenia pewnej ilości energii elektrycznej (na poziomie 25% wytworzonej energii przez pompę). Decydując się na montaż pompy ciepła, użytkownik uniezależnia się wprawdzie od dostaw konwencjonalnych źródeł energii (paliw), niemniej jednak nadal musi płacić za energię elektryczną niezbędną dla działania pompy ciepła. Istnieje rozwiązanie, które w pełni rozwiąże powyższą kwestię. Możliwy jest bowiem montaż innego źródła wykorzystującego odnawialne zasoby energii np. mikrowiatrak, bądź ogniwo fotowoltaiczne, które pokryje zapotrzebowanie pompy ciepła na energię elektryczną. Promieniowanie słoneczne osiąga najwyższe wartości w okresie letnim, ogniwo fotowoltaiczne będzie produkować więc w tym czasie maksymalne ilości energii elektrycznej, nasuwa się zatem oczywisty wniosek, iż optymalna integracja pompy ciepła i fotoogniwa powinna polegać na pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną pompy ciepła w okresie letnim, kiedy będzie ona działać w obiegu odwróconym, jako urządzenie do chłodzenia pomieszczeń. Pompa ciepła może służyć nie tylko jako instalacja do ogrzewania pomieszczeń, ale również w obiegu odwróconym jako instalacja do chłodzenia pomieszczeń w okresie letnim. W takiej sytuacji eliminuje się potrzebę stosowania tradycyjnego klimatyzatora, który swoim wyglądem i poziomem wytwarzanego hałasu ustępuje miejsce cichej pompie ciepła. Wariant taki, ma również korzyści po stronie efektywności pompy ciepła, gdyż ciepło z pomieszczeń kierowane jest do kolektora umieszczonego np. w gruncie i dzięki temu następuje jego regeneracja. Pozostaje kwestia opłacalności wspomnianego rozwiązania, co zostało poddane analizie w niniejszym opracowaniu.

Wspomniane ogniwo fotowoltaiczne może służyć do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną pompy ciepła w okresie grzewczym, chłodniczym lub całorocznie. Inwestycja taka wiąże się jednak ze wzrostem kosztów i koniecznością zapewnienia odpowiedniej powierzchni pod instalację fotoogniwa.

W wyniku przeprowadzonych obliczeń i analizy uzyskanych wyników można wysnuć wniosek, iż inwestycja polegająca na integracji instalacji pompy ciepła z ogniwnem fotowoltaicznym (wytwarzającym energię elektryczną jedynie w okresie letnim) jest opłacalna w przypadku zastąpienia tą inwestycją, instalacji ogrzewania elektrycznego, na olej opałowy oraz gaz płynny. Okres zwrotu takiej inwestycji wynosi kolejno: 8-9 lat dla ogrzewania elektrycznego, 9-10 lat dla ogrzewania na olej opałowy oraz 7-8 lat dla gazu płynnego. Z kolei w przypadku zastępowania ogrzewania na gaz ziemny, węgiel, koks czy biomase, pompą ciepła zintegrowaną z fotoogniwem, inwestycja taka okazuje się być nieopłacalna, zwrot inwestycji przekracza lub jest bardzo zbliżony do żywotności samej pompy ciepła, wynoszącej około 20 lat.

Przy obecnych cenach paliw, które są zmienne i niepewne, warto rozważyć montaż pompy ciepła w połączeniu lub bez ogniwa fotowoltaicznego. Decyzja taka powinna być jednak podparta na dokładnych analizach dla konkretnego przypadku i lokalizacji.

Literatura:

- [1] - <http://www.tazo.com.pl/content/pompy-ciepla>
- [2] - www.budujemydom.pl
- [3] - www.euronom.pl
- [4] – Rozporządzenie Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie z dnia 12 kwietnia 2002 r. (Dz.U. Nr 75, poz. 690). Warunki techniczne (budynki). Dział X. Oszczędność energii i izolacyjność cieplna
- [5] - „Ogrzewanie i klimatyzacja” – H.Recknagel, E.Sprengen, W.Honmann
- [6] - <http://www.studnie-bielsko.pl/oferta.html>
- [7] - <http://www.pompaciepla.eu/index.html#kolektoryciepla>
- [8] – www.piece.pl
- [9] - <http://www.medson-spartec.pl/oplacalnosc.php>
- [10] - „Odnawialne Źródła Energii – Efektywne wykorzystanie w budynkach. Finansowanie przedsięwzięć” Poradnik OZE – S.Pasierb, M.Bogacki, A.Osicki, J.Wojtulewicz.
- [11] - <http://www.pl.pompociepla.danfoss.com/Content/0018d0dc-e647-4921-b759-cf8ad104526c.html>
- [12] - <http://www.sofath.pl/kalkulator/>
- [13] - http://www.pl.pompociepla.danfoss.com/PCMFiles/7/master/Heat_Pumps_PL/Cennik%202010_Solution_low.pdf
- [14] - <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
- [15] – Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej

Dawid KAMIŃSKI

OPTIMALIZACJA STRUKTURY ŹRÓDŁA ZINTEGROWANEGO (Z TECHNOLOGIĄ DOMINUJĄCĄ W POSTACI KOLEKTORA SŁONECZNEGO, POMPY CIEPŁA) DEDYKOWANEJ REPREZENTATYWNEMU BUDYNKOWI

STRESZCZENIE:

Niniejszy raport zawiera analizę opłacalności oraz optymalizację zysku energetycznego z instalacji z kolektorami słonecznymi oraz pompą ciepła dobranymi dla odpowiednich typów budynków o zróżnicowanym zapotrzebowaniu energetycznym oraz analizę pod kątem ilości użytkowników oraz ich zapotrzebowania.

Praca zawiera m. in. opis kolektorów słonecznych oraz pomp ciepła, ich typów oraz zasadę działania jak również podstawowe instalacje budowane z ich użyciem. Opisane zostały instalacje z kolektorami słonecznymi w odniesieniu do odpowiednich budynków i układów pracy. Przedstawione instalacje z pompą ciepła zawierają opis możliwych do zastosowania typów kolektorów ciepła (grunt-woda, woda-woda, powietrze-woda) z uwzględnieniem możliwości terenowych do ich budowy oraz orientacyjnych kosztów jednostkowych budowy danego kolektora.

Najważniejszym punktem pracy są przedstawione analizy opłacalności wybranych i dedykowanych instalacji cieplnych z kolektorami słonecznymi oraz pompa ciepła dla danego typu budynku oraz deklarowanej przez producenta ilości użytkowników. Analizy zostały przeprowadzone dla następujących budynków:

- dom letni – instalacja na cele C.W.U. - analiza z uwzględnieniem: ilości osób, zużycia C.W.U.,
- dom rodzinny – instalacja na cele C.W.U. - analiza z uwzględnieniem: typów kolektorów (płaskie, próżniowe), ilości osób, zużycia C.W.U. przez użytkowników,
- dom rodzinny – instalacja na cele C.W.U. oraz C.O. - analiza z uwzględnieniem: typu źródła ciepła (kolektor słoneczny, pompa ciepła), zapotrzebowania energetycznego budynku (W/m^2), ilości osób, zużycia C.W.U. przez użytkowników,

- budynki użyteczności publicznej – instalacja na cele C.W.U. – analiza z uwzględnieniem: ilości użytkowników, zużycia C.W.U. przez użytkowników.

Wszystkie analizy zawierają wnioski, a bloki symulacji również zostały opatrzone wnioskami końcowymi. Symulacje zostały przeprowadzone przy użyciu dostępnych kalkulatorów oraz własnych kalkulacji.

SPIS TREŚCI

1. WSTĘP	465
1.1. Kolektory słoneczne - typy i zasada działania	465
1.2. Pompy ciepła – typy i zasada działania	467
2. INSTALACJE Z KOLEKTORAMI SŁONECZNYMI	469
2.1. Zasada działania instalacji z kolektorami słonecznymi	470
2.2. Podział instalacji z kolektorami słonecznymi ze względu na typy budynków	471
3. INSTALACJE Z POMPĄ CIEPŁA, TYPY POMP CIEPŁA	473
3.1. Grunt - woda	473
3.1.1. Gruntowy wymiennik poziomy – kolektor poziomy	473
3.1.2. Gruntowy wymiennik pionowy – kolektor pionowy	474
3.2. Woda – woda	475
3.3. Powietrze - woda	476
3.4. Przykładowa instalacja z pompa ciepła	477
3.5. Dobór pomp ciepła	477
3.5.1. Sposoby doboru pomp ciepła	477
3.5.2. Ustalenie temperatury zasilania pompy ciepła	478
3.5.3. Temperatury zasilania	479
3.5.4. Opis i ceny kolektorów dla pomp ciepła	479
4. ANALIZY OPŁACALNOŚCI INSTALACJI CIEPLNYCH OPARTYCH NA ŹRÓDŁACH OZE DLA DANEGO TYPU BUDYNKU	482
4.1. Domek letni	482
4.1.1. Instalacja C.W.U. z kolektorami słonecznymi	482
4.2. Dom rodzinny	486
4.2.1. Instalacja C.W.U. z płaskimi kolektorami słonecznymi dla 4 i 6 osób	486
4.2.2. Instalacja C.W.U. z próżniowymi kolektorami słonecznymi typu CPC dla 4 i 6 osób	496

4.2.3.	Podsumowanie instalacji z kolektorami słonecznymi dla domów rodzinnych.	509
4.2.4.	Instalacja C.W.U. oraz C.O. z próżniowymi kolektorami słonecznymi typu CPC	510
4.2.5.		515
4.2.6.	Instalacja z pompą ciepła dla budynków o powierzchni 100, 150 i 200 m ²	516
4.2.7.	Symulacje instalacji z pompą ciepła dla budynków o powierzchni 100, 150 i 200 m ²	520
4.3.	Obiekty użyteczności publicznej	534
4.3.1.	Budynki użyteczności publicznej i administracji państwowej	534
5.	LITERATURA	540

1. WSTĘP

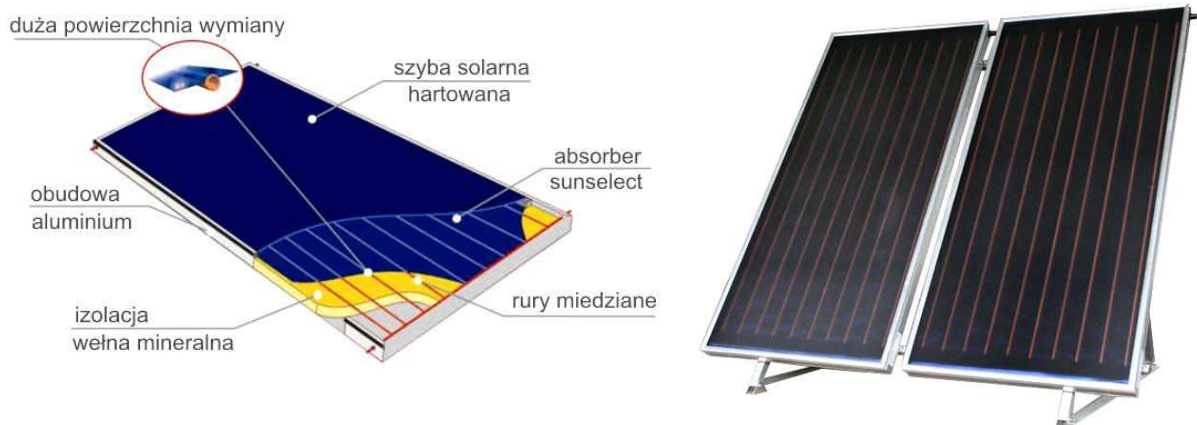
Dzisiejszy świat coraz częściej i chętniej wykorzystuje alternatywne źródła energii. Zwraca się na nie coraz większą uwagę oraz zaczyna wykorzystywać w przemyśle jak również w gospodarstwach prywatnych. Poprzez wykorzystanie alternatywnych źródeł energii możliwa jest generacja energii elektrycznej oraz ciepłej. Niniejsza praca dotyczy możliwości wykorzystania alternatywnych źródeł energii do zaopatrywania reprezentatywnego budynku w energię ciepłą, która jest bardzo ważna do funkcjonowania budynku, osób w nim mieszkających, wykorzystujących dany budynek. Energia ciepła stanowi obok energii elektrycznej, względnie wysoki koszt eksploatacji budynku, dlatego bardzo atrakcyjnie finansowo staje się zaopatrywanie budynków we własne źródło energii ciepłej które nie wymaga żadnego typu paliwa do swojej pracy. Poprzez inwestycję w alternatywne źródła energii na potrzeby własne, inwestorzy dokonują nie tylko zakupu danych urządzeń, technologii, ale głównie dokonują zakupu energii, ze źródła niezależnego od żadnego zewnętrznego podmiotu, przez co stają się niezależni energetycznie. Urządzeniami wytwarzającymi energię ciepłą które zostaną poddane analizie w tej pracy są:

- kolektory słoneczne,
- pompy ciepła.

1.1. KOLEKTORY SŁONECZNE - TYPY I ZASADA DZIAŁANIA

Typy kolektorów słonecznych:

- kolektory płaskie – są najprostsze w budowie, najtańsze, skuteczne tylko przy dobrym nasłonecznieniu. Wadą jest stosunkowo wysoka utrata ciepła w wyniku konwekcji,



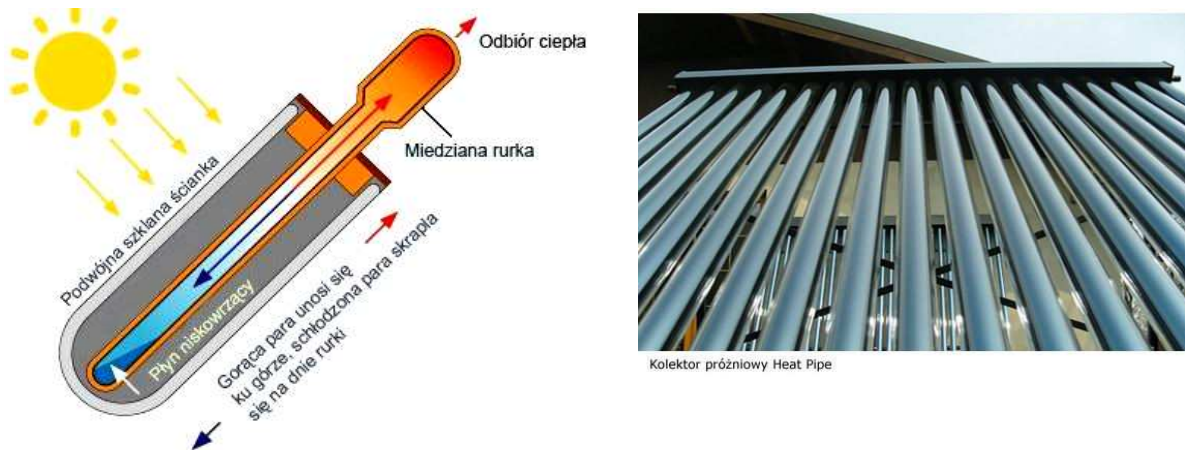
Rys. 1.1 Kolektory płaskie

- kolektory próżniowe rurowe – promieniowanie przenikając przez izolującą warstwę próżni między ściankami podwójnej koncentrycznej rurki szklanej, nagrzewa glikol (ciecz pośredniczącą) przepływający rurką wewnętrzną. Glikol (ciecz pośredniczącą) oddaje ciepło w zbiorniku z wodą wykorzystywaną do C.O. / C.W.U. Zaletą jest mała utrata ciepła w wyniku konwekcji,



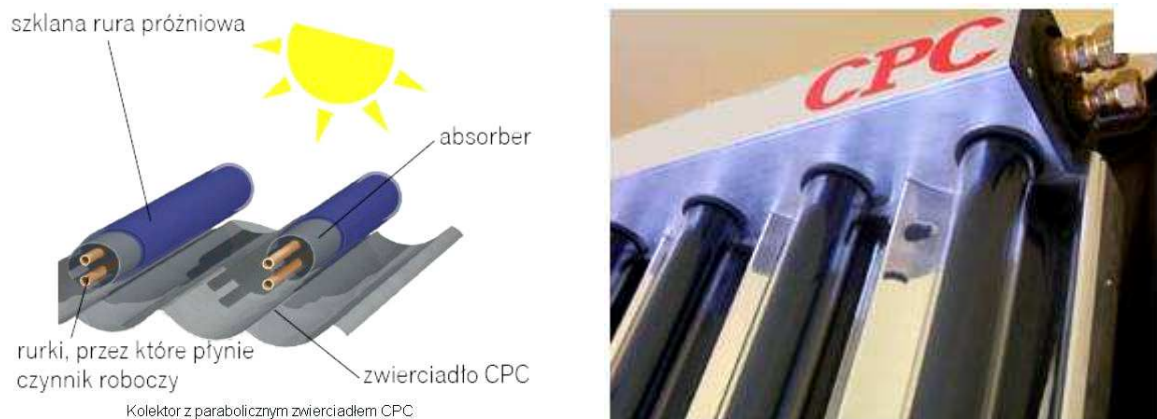
Rys. 1.2. Kolektory rurowe próżniowe

- kolektory próżniowe typu 'Heat-pipe' – głównym elementem jest podwójna szklana rura, izolowana próżnią. W wewnętrznej rurze znajduje się kapilara z cieczą pośredniczącą, odparowującą pod wpływem nagrzania w wyniku promieniowania. Odparowana ciecz skrapla się w kanale głównym kolektora, oddając ciepło przepływającemu glikolowi, który następnie podobnie jak w instalacjach wykorzystujących innej konstrukcji kolektory, oddaje ciepło w zbiorniku C.O. / C.W.U. Zaletą jest mała utrata ciepła w wyniku konwekcji oraz wynikająca z konstrukcji, duża odporność instalacji na uszkodzenia mechaniczne. Głównymi zaletami są: wyższa skuteczność wykorzystania energii promieniowania słonecznego w warunkach mniejszego nasłonecznienia i w niższych temperaturach otoczenia, brak możliwości rozszczelnienia układu grzewczego w przypadku uszkodzenia pojedynczej rury kolektora oraz brak konieczności wstrzymania pracy całego układu w przypadku uszkodzenia jednego elementu kolektora (rury),



Rys. 1.3. Kolektory rurowe próżniowe typu Heat-pipe

- kolektory z parabolicznym zwierciadłem CPC – Zaletą kolektorów CPC jest umieszczenie rur szklanych nad mocno odbijającym zwierciadłem parabolicznym CPC (Compound Parabolic Concentrator), które umożliwia maksymalne wykorzystanie energii słonecznej. Geometria zwierciadła zapewnia absorpcję promieni słonecznych padających pod niekorzystnym kątem, jak również gwarantuje wykorzystanie całej powierzchni absorbera do zbierania promieniowania słonecznego.



Rys. 1.4. Kolektory z parabolicznym zwierciadłem CPC

1.2. POMPY CIEPŁA – TYPY I ZASADA DZIAŁANIA

Pochodząca ze Słońca energia cieplna zmagazynowana w ziemi w wodzie lub w powietrzu ma zbyt niską temperaturę aby mogła być bezpośrednio używana do ogrzewania. Dlatego do korzystania z zasobów energii odnawialnej potrzebne jest odpowiednie nowoczesne wyposażenie techniczne. Takie urządzenia, które są w stanie energię odnawialną pobrać i przekazać do budynku jednocześnie podnosząc jej temperaturę, nazywamy pompami ciepła. Pompy ciepła w przeciwieństwie do

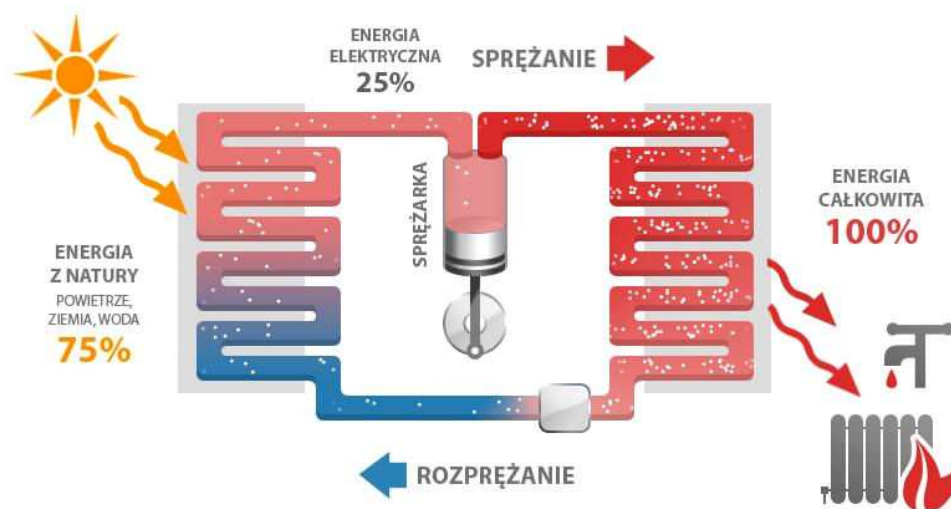
innych urządzeń grzewczych takich jak piec olejowy, elektryczny, czy gazowy nie wytwarzają energii, dlatego nazwane są one pompami, a nie generatorami ciepła. System taki nie wymaga konserwacji, nie grozi wybuchem jak piec gazowy i nie wydziela zapachu jak piec olejowy. Pracuje cicho i może być instalowany także w pomieszczeniach użytkowych.

Zadaniem pompy ciepła jest pobranie z otoczenia niskotemperaturowej energii i podwyższeniu jej temperatury do poziomu umożliwiającego ogrzewanie budynków. Korzystają one przy tym z energii elektrycznej, lecz stanowi ona tylko pewien procent w ogólnym bilansie energii.

Zasada pracy pompy ciepła została przedstawiona na Rys. 1.5. W wewnętrznym obwodzie pompy ciepła znajduje się czynnik chłodniczy, którym jest specjalna ciecz wrząca w temperaturach poniżej -10°C . W wymienniku do którego dostarczana jest energia cieplna niskotemperaturowa na przykład woda o temperaturze $+10^{\circ}\text{C}$ odbywa się parowanie czynnika chłodniczego. Jak zawsze parowanie jest pobieraniem ciepła z otoczenia. W tym przypadku ciecz parująca ma na przykład -10°C i w związku z tym pobiera ciepło od wody i tak "ogrzana" para cieczy mając już temperaturę wyższą jest zasysana przez elektrycznie napędzana sprężarkę. W sprężarce tej odbywa się wzrost ciśnienia. Po opuszczeniu sprężarki para ta ma ciśnienie około 20 bar co jest równoznaczne z podniesieniem jej temperatury do około $+70^{\circ}\text{C}$. Para o tej temperaturze oddaje ciepło w drugim wymienniku do wody obiegu grzewczego. Oddanie ciepła oznacza jednocześnie zamianę pary w ciecz, czyli jej skroplenie. Dlatego pierwszy z omawianych wymienników jest parownikiem a drugi skraplaczem. Po skropleniu ciecz przechodzi przez zawór rozprężny gdzie następuje gwałtowny spadek ciśnienia i rozpylenie czynnika, który znów zaczyna parować i cykl w ten sposób się zamyka. Pompa ciepła transportuje energię z otoczenia. Jednocześnie zużywana jest energia elektryczna służąca do napędu sprężarki i pomp obiegowych. Ta energia elektryczna jest też zamieniona na ciepło.

Współczynnik efektywności energetycznej jest stosunkiem otrzymanej energii grzewczej do włożonej energii elektrycznej. Im większy jest ten współczynnik tym pompa ciepła pracuje oszczędniej. Wielkość tego współczynnika zależy od konstrukcji pompy ciepła i od temperatury źródła ciepła. Wielkość tego współczynnika mówi wprost o spodziewanych kosztach ogrzewania. Jeżeli znane jest roczne zapotrzebowanie na ciepło w budynku to po podzieleniu go przez współczynnik efektywności energetycznej otrzymamy w wyniku ilość energii za którą trzeba zapłacić. Przypuśćmy, że mamy budynek prawidłowo izolowany o powierzchni użytkowej 200 m², dla którego wyliczono roczne zużycie energii na poziomie 18.000 kWh. Jeśli współczynnik efektywności wynosi na przykład 4,5 to w tym przypadku należałoby zapłacić tylko za 4.000 kWh. Najważniejszym zadaniem jest właściwy wybór sposobu pozyskiwania ciepła. To źródło ciepła decyduje kosztach

eksploatacyjnych. Nawet najlepsza pompa ciepła nie zniweluje jego niedoskonałości. Najłatwiej jest korzystać z ciepła wody jeziora lub stawu. Gdy takich możliwości brak, projektowany jest odpowiedni kolektor gruntowy lub stosuje się urządzenia pobierające ciepło z powietrza. Do oddawania ciepła w pomieszczeniu najlepsze jest ogrzewanie podłogowe, które pozwala na ekonomiczną pracę pompy ciepła i daje najwyższy możliwy komfort. Ogrzewanie podłogowe jest obok kolektora ziemnego najważniejszym składnikiem instalacji grzewczej.



Rys. 1.5. Zasada działania pompy ciepła

2. INSTALACJE Z KOLEKTORAMI SŁONECZNYMI

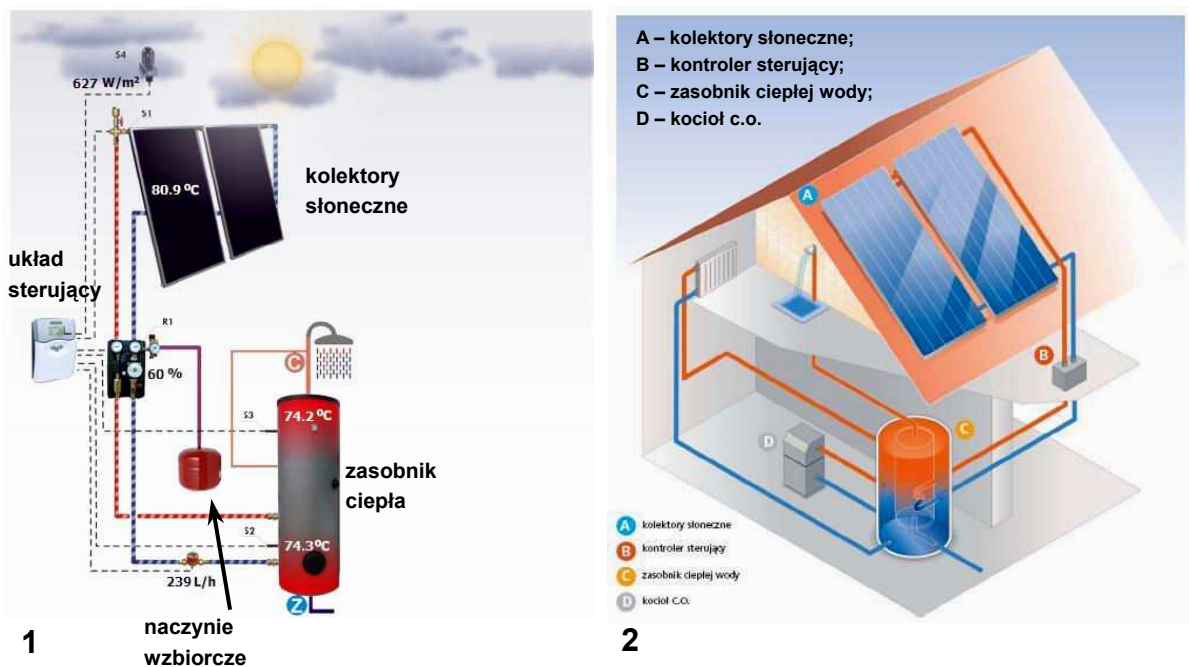
Wykorzystanie kolektorów słonecznych w celach grzewczych staje się coraz bardziej popularne. Stosują je osoby prywatne w swoich domach, firmy, właściciele kamienic, w obiektach użyteczności publicznej tj. baseny itp. Urządzenia te mogą być wykorzystane do:

- ogrzewania wody użytkowej – dobrze dobrana instalacja solarna jest w stanie zmniejszyć o około 60% roczne zużycie tradycyjnej energii potrzebnej na ogrzewanie wody;
- ogrzewanie wody w basenach kąpielowych – coraz częściej wykorzystuje się kolektory słoneczne do podgrzewania wody w basenach kąpielowych. Utrzymanie wody w temperaturze 23 – 24 °C w okresie od czerwca do sierpnia wymaga zastosowania około 0,8 – 0,9 m² kolektora słonecznego na 1 m² basenu bez osłony termicznej, a 0,4 – 0,6 m² kolektora na 1 m² basenu z osłoną termiczną;

- wspomagania układu centralnego ogrzewania – dogrzewanie pomieszczeń jest wydajne tylko dla dogrzewania niskotemperaturowego tj. podłogowego lub ściennego w okresie przejściowym (marzec – kwiecień, wrzesień – październik).

2.1. ZASADA DZIAŁANIA INSTALACJI Z KOLEKTORAMI SŁONECZNYMI

Zasada działania przypomina pracę instalacji CO. Jest to układ zamknięty, w którym przez kolektor i wężownicę przepływa płyn niezamarzający na bazie glikolu. Płyn ten odbiera ciepło z miedzianego absorbera ogrzewanego pod wpływem promieniowania słonecznego do wysokich temperatur, a następnie gorący płyn przepompowywany przez wężownicę zasobnika oddaje ciepło wodzie. Cykl przekazywania ciepła z kolektora do zasobnika trwa tak długo jak świeci Słońce. Pracę pompy nadzoruje sterownik elektroniczny, który czuwa nad prawidłowym działaniem układu solarnego. Czujniki sterownika umieszczone są w kolektorze oraz w zasobniku dostarczając danych o temperaturze w układzie. Zapobiega to odwróceniu zasady działania układu solarnego. Dodatkowo naczynie wzbiornicze zabezpiecza układ przed zbyt dużym ciśnieniem spowodowanym wzrostem temperatury i brakiem odbioru wody przez użytkowników. Przykładowa instalacja z kolektorami słonecznymi została pokazana na Rys. 2.1.

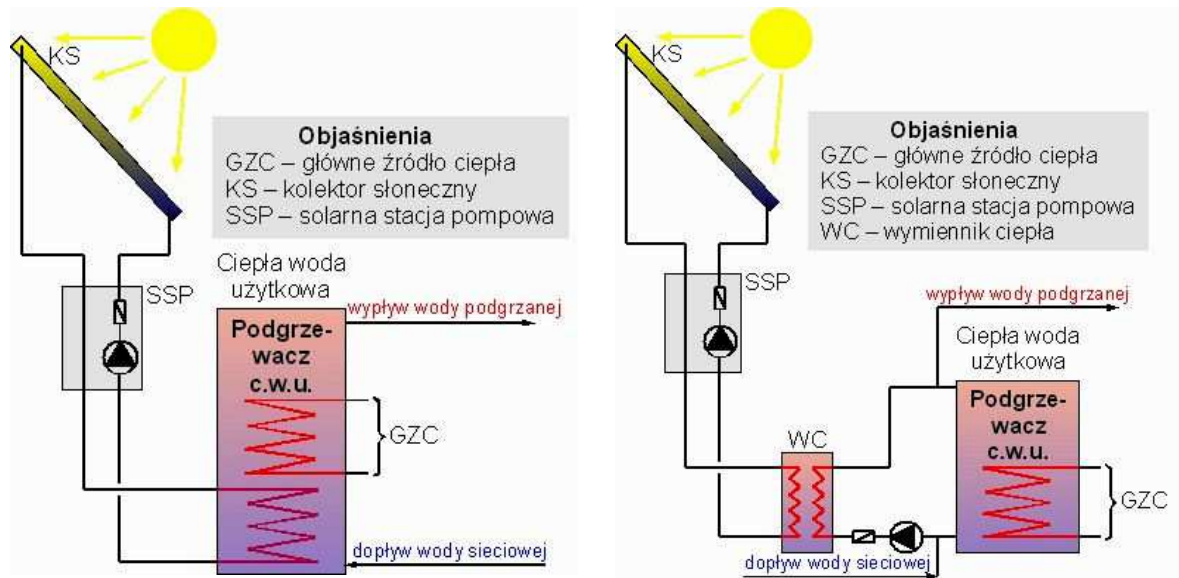


Rys. 2.1. Przykład instalacji ogrzewania wody użytkowej za pomocą kolektorów słonecznych.

2.2. PODZIAŁ INSTALACJI Z KOLEKTORAMI SŁONECZNYMI ZE WZGLĘDU NA TYPY BUDYNKÓW

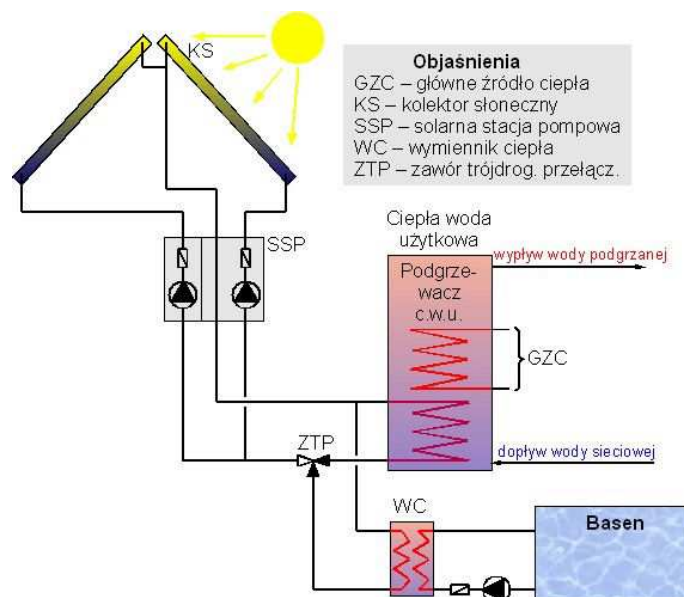
Kolektory słoneczne dostarczające ciepło są stosowane w:

- domach prywatnych (Rys. 2.2);



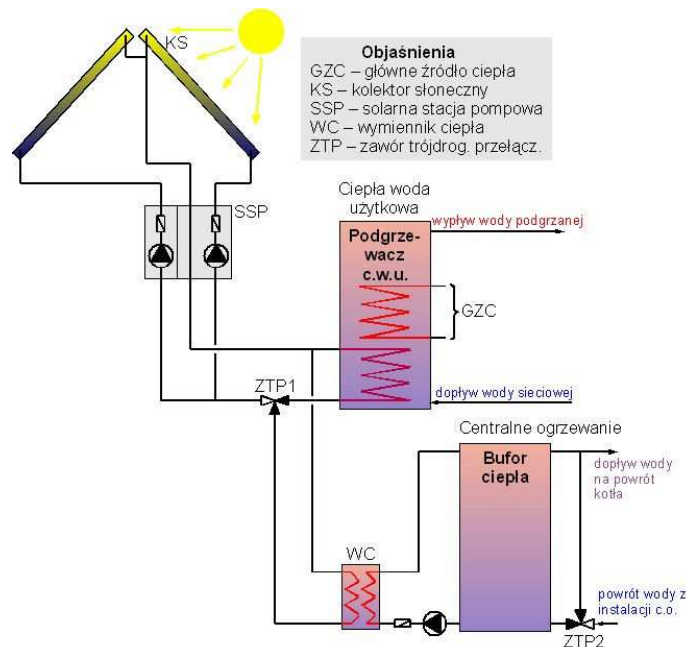
Rys. 2.2. Instalacja ogrzewania wody użytkowej: 1 – zasobnik z podwójną wężownicą, 2 – zasobnik z zewnętrznym wymiennikiem ciepła.

- basenach kąpielowych (Rys. 2.3);



Rys. 2.3. Układ do podgrzewania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) i ogrzewania wody w basenie kąpielowym

- obiektach przemysłowych lub obiektach użyteczności publicznej: hotele, budynki biurowe, placówki zdrowotne, szpitale, myjnie samochodowe, pralnie, restauracje, obiekty sportowe, hodowle zwierząt;
- wspomaganie układu centralnego ogrzewania (C.O.), co możliwe jest również do zastosowania w każdym z powyższych typów budynków (Rys. 2.4).



Rys. 2.4. Układ do podgrzewania c.w.u. i wspomagania pracy instalacji c.o. Dwa pola kolektorów słonecznych z podgrzewaczem z dwiema węzownikami i buforem ciepła bez węzownicy

Wyżej wymieniony podział instalacji solarnych ze względu na typ budynków można uogólnić na instalacje małe (prywatne) i duże (przemysłowe).

Duże instalacje solarne różnią się od małych gabarytami całej instalacji i ilością użytych elementów, funduszami potrzebnymi na wykonanie instalacji oraz ilością zajmowanej przestrzeni. Główne różnice między małą, a dużą instalacją:

- ilość oraz wielkość zastosowanych kolektorów słonecznych;
- ilość oraz wielkość zasobników ciepłej wody;
- moc pomp;
- ilość przewodów połączeniowych;
- ilość zaworów;
- sterownik lub kilka sterowników;

Dobór typów kolektorów jest uzależniony głównie od czynnika ekonomicznego, położenia geograficznego w jakim znajduje się instalacja solarna oraz potrzeb użytkowników systemu.

3. INSTALACJE Z POMPĄ CIEPŁA, TYPY POMP CIEPŁA

Typy pomp ciepła zostały przedstawione poniżej.

3.1. GRUNT - WODA

Pompy ciepła grunt - woda są konstruowane z wykorzystaniem gruntowego wymiennika ciepła poziomego lub pionowego.

3.1.1. Gruntowy wymiennik poziomy – kolektor poziomy

Kolektor poziomy jest budowany z rur polietylenowych PE odpornych na nacisk o średnicy jednego cala. Rury układane są w rowach na głębokości ok. 1,6m (jest to uzależnione od strefy przemarzania gruntu). W naszej strefie klimatycznej temperatura gruntu waha się w zakresie od 7 do 12°C. Pomiędzy rurami stosuje się odstępy 0,5 - 0,8 m. Przy założeniu, że do ogrzania domu potrzeba około 50 W/m², kolektor płaski powinien zajmować powierzchnię od 1,5 do 5 razy większą niż powierzchnia domu.

Odmianą poziomego wymiennika ciepła jest kolektor spiralny. Rury tego wymiennika układane są spiralnie w wykopach o szerokości min. 80 cm. odległość pomiędzy rowami nie może być mniejsza niż 3 m. Jednak kolektor spiralny wymaga takiej samej powierzchni działki jak kolektor płaski.

Zalety kolektora poziomego:

- mała zależność pogodowa,
- prostota wykonania,
- brak konieczności stosowania specjalistycznego sprzętu.

Wady kolektora poziomego:

- duży obszar zajmowanego terenu,
- skrócony czas wegetacji roślin na terenie nad kolektorem,
- duże opory hydrauliczne, większe koszty pompowania glikolu.



Rys. 3.1. Pompa ciepła z wymiennikiem gruntowym – kolektor poziomy

3.1.2. Gruntowy wymiennik pionowy – kolektor pionowy

Kolektor pionowy odzyskuje ciepło z głębszych warstw ziemi. Najczęściej wykonuje się go z rur polietylenowych układanych w ziemi w kształcie U- rury, które umieszcza się w pionowych odwiertach połączonych szeregowo lub równolegle. Głębokość odwiertów waha się od 20-100 m. Z tego zakresu głębokości można uzyskać temperaturę zasilania 6-8°C. Z jednego odwiertu można uzyskać 30-100 W energii cieplnej. Jedną z większych zalet pionowych wymienników gruntowych w porównaniu z kolektorami poziomymi jest to, że wymagają znacznie mniejszych powierzchni terenu oraz mają znikomy wpływ na wyziębienie gruntu na powierzchni. Pionowe wymienniki gruntowe mogą służyć również jako źródło wody lodowej dla celów klimatyzacji.

Zalety kolektora pionowego:

- brak zależności pogodowej,
- wysoka efektywność,
- mała dewastacja terenu,
- niskie opory hydrauliczne, niskie koszty pompowania glikolu.

Wady kolektora pionowego:

- potrzeba stosowania specjalistycznego sprzętu,
- potrzeba zezwoleń wodno-prawnych dla kolektorów powyżej 30 m głębokości.



Rys. 3.2. Pompa ciepła z wymiennikiem gruntowym – kolektor pionowy

3.2. WODA – WODA

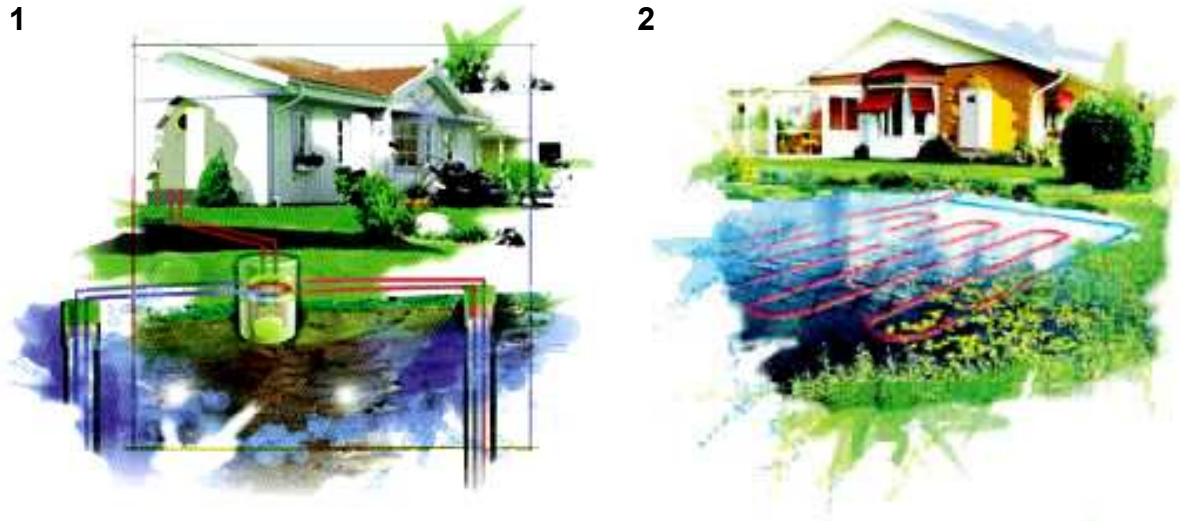
Pompy ciepła typu woda – woda są konstruowane z wykorzystaniem wody jako dolnego źródła ciepła. Najczęstszym rozwiązaniem jest system dwóch lub większej liczby studni: jednej czerpalnej i jednej lub kilku zrzutowych. Studnia czerpalna służy do poboru wody gruntowej, druga do odprowadzania wody schłodzonej. Głębokość studni w typowych warunkach geologicznych wynosi 6 – 30 m (na wykonanie głębszej studni potrzebne jest zezwolenie wodno – prawne). Odległość między studnią czerpalną i studnią zrzutową powinno wynosić minimum 15 m, aby nie dopuścić do zmieszania się wody chłodnej z wodą czerpalną. System woda – woda jest najtańszym rozwiązaniem, jednak nie zawsze warunki geologiczne są korzystne dla tego systemu.

Zalety:

- niska zależność pogodowa,
- mała dewastacja terenu,
- niskie opory hydrauliczne, a więc niskie koszty pompowania glikolu,
- niskie koszty dolnego źródła przy istniejących zasobach wodnych.

Wady:

- wysokie wymagania co do jakości wody (żelazo, mangan, twardość wody),
- wysokie koszty wykonania studni,
- ograniczony czas eksploatacji studni czerpalnej i zrzutowej (15-20 lat).



Rys. 3.3. Pompa ciepła w wymienniku typu woda – woda

1 – wykorzystanie wody gruntowej (dwie studnie głębinowe).

2 – wykorzystanie wody powierzchniowej (rzeki, jeziora, stawy).

3.3. POWIETRZE - WODA

Pompy ciepła typu powietrze – woda (Rys. 3.4) są konstruowane z wykorzystaniem powietrza atmosferycznego. Takie rozwiązanie techniczne przynosi najlepsze efekty gdy wykorzystuje się powietrze wentylacyjne. W tym układzie należy się liczyć z koniecznością zastosowania dodatkowego źródła ciepła ponieważ pompa ciepła typu powietrze – woda pracuje efektywnie do temperatury zewnętrznej - 5 °C.

Zalety:

- szybka instalacja,
- niskie koszty wykonania dolnego źródła.

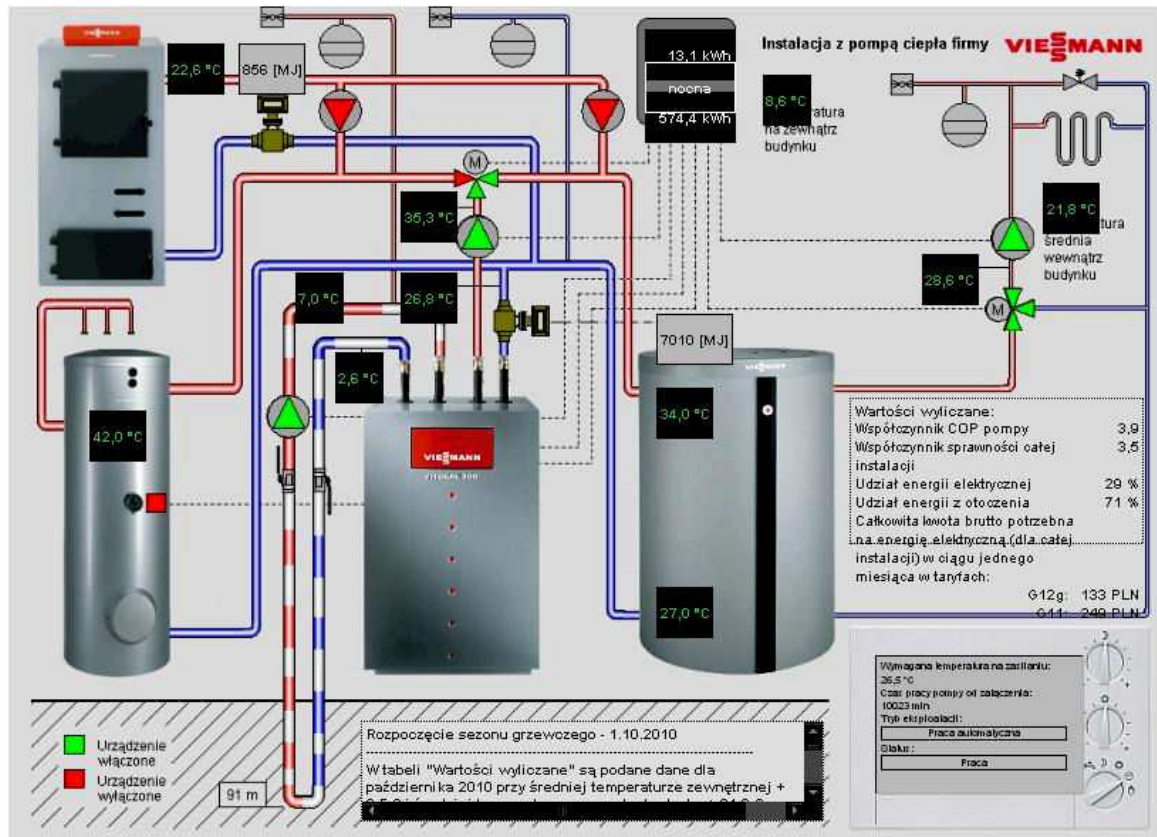
Wady:

- wysoka zależność pogodowa.



Rys. 3.4. Pompa ciepła z wymiennikiem typu powietrze – woda

3.4. PRZYKŁADOWA INSTALACJA Z POMPA CIEPŁA



Rys. 3.5. Przykładowa instalacja z pompą ciepła oraz kotłem firmy Viessmann

3.5. DOBÓR POMP CIEPŁA

W celu dokonania prawidłowego doboru odpowiedniej pompy ciepła należy ustalić możliwie dokładnie:

- zapotrzebowanie budynku na ciepło (kW). Moc pompy powinna pokrywać całkowite zapotrzebowanie na moc cieplną przy maksymalnej temperaturze zasilania,
- maksymalną temperaturę zasilania instalacji grzewczej (°C),
- temperaturę źródła (grunt, studnia, itp.) (°C).

3.5.1. Sposoby doboru pomp ciepła

Pompy ciepła dobiera się na kilka sposobów:

1. 90-100% pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez pompę ciepła. Wariant ten polecany szczególnie w układach z chłodzeniem pasywnym (podłoga, centrala

- rekuperacyjna). Możliwa instalacja grzałek dla pokrycia do 10% mocy, pracy w przypadku awarii lub szczególnie niskich temperatur ($<-20^{\circ}\text{C}$)
2. 75-85% pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez pompę ciepła. Pozostała część pokrywana jest przez wbudowane w zbiornik buforowy grzałki elektryczne (2-9kW). Ze względu na wysokie koszty inwestycyjne jest to wariant najczęściej stosowany (mniejsza pompa ciepła, mniejsze źródło). Wariant taki pokrywa do 95% zapotrzebowania rocznego. Układy współpracują prawidłowo w instalacjach z kominkami i kolektorami słonecznymi.
 3. 50-70% pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez pompę ciepła. Wariant tani inwestycyjnie, jednakże z punktu widzenia kosztów eksploatacji najmniej zalecany. Taki podział mocy (PC/grzałki) skutkuje pracą grzałek elektrycznych do 30% czasu pracy układu grzewczego i czasem brakiem mocy na cele cwu. Wariant ten jest odradzany. W układach z wykorzystaniem chłodzenia pasywnego wariant ten nie pracuje prawidłowo.

3.5.2. Ustalenie temperatury zasilania pompy ciepła

Każdy 1°C więcej po stronie źródła to zmiana współczynnika efektywności (COP) pracy pompy ciepła o około 3.5%.

Typ dolnego źródła ciepła w celu ustalenia temperatury zasilania:

dla płaskich kolektorów gruntowych	od $4-6^{\circ}\text{C}$ do $-1-2^{\circ}\text{C}$ w końcu sezonu grzewczego
dla kolektorów współpracujących z kolektorami słonecznymi (min $2\text{ m}^2 / 10\text{ kW}$ mocy)	$5-9^{\circ}\text{C}$ do $2-4^{\circ}\text{C}$ w końcu sezonu grzewczego
dla wód powierzchniowych	4°C (zimą)
dla wierconych sond głębinowych	$6-8^{\circ}\text{C}$ do $4-6^{\circ}\text{C}$ w końcu sezonu grzewczego
dla wierconych sond głębinowych współpracujących z kolektorami słonecznymi (min $2\text{ m}^2 / 10\text{ kW}$ mocy)	$7-12^{\circ}\text{C}$ do $5-8^{\circ}\text{C}$ w końcu sezonu grzewczego
dla wierconych studni	$7-9^{\circ}\text{C}$

W pompach ciepła temperatura parowania czynnika jest z reguły niższa o $2-3^{\circ}\text{C}$ od temperatury powrotu źródła dolnego.

3.5.3. Temperatury zasilania

Temperatury zasilania systemów grzewczych dla celów doboru pomp ciepła:

- ogrzewanie podłogowe maksymalnie około 45°C, optymalnie około 42°C
- ogrzewanie mieszane (podłogowe i grzejnikowe z układem mieszania - dwóch temperatur pracy) około 55°C
- ogrzewanie grzejnikowe maksymalnie 60°C, optymalnie 55°C (55/45 dla grzejników)

3.5.4. Opis i ceny kolektorów dla pomp ciepła

Głównym zadaniem kolektorów przy pompach ciepła jest zebranie energii, którą później wykorzystuje do swojego działania pompa ciepła. Dzięki różnorodności typów, kolektory mogą służyć do odbioru energii praktycznie w każdych warunkach. Energia może być czerpana za pomocą kolektorów z gruntu, wody i skał.

1. Kolektor płaski gruntowy, prosty i spiralny

Instalacja kolektora poziomego prostego polega na zakopaniu w ziemi rur polietylenowych na głębokości poniżej poziomu przemarzania gruntu. W zależności od rejonu kraju jest to głębokość od 1,5 do 2 metrów. Zwykle stosuje się do 6 wiązek rury polietylenowej o średnicy 3/4 lub 1 cal. Nitki kolektora poziomego ułożone są w odległości 0,5-0,9 metra od siebie.

Modyfikacją kolektora poziomego prostego jest kolektor spiralny. Instalacja ta ma na celu zwiększenie powierzchni wymiany ciepła pomiędzy kolektorem, a ziemią. Rurki kolektora ułożone są w kształcie spirali w rowach o szerokości 80 cm, rowy są w odległości 2 metrów od siebie.

Warto zaznaczyć, że kolektor czerpie ciepło z gruntu za pomocą rurek, dlatego samo zwiększanie ilości rurek bez zwiększenia powierzchni kolektora, nie przynosi znacznego wzrostu ciepła pobieranego za pomocą nitek kolektora podczas sezonu grzewczego. Pozytywnym efektem zwiększenia ilości rurek jest zwiększenie bezwładności dolnego źródła.

Najlepszym środowiskiem w którym może zostać ułożony kolektor poziomy jest wodonośny żwir, wodonośny piasek i mocno wilgotna glina. Najgorszym środowiskiem na ułożenie kolektora jest suchy piasek.

Przykładowe ceny kolektorów poziomych:



Kolektor płaski 25 PLN/m² kolektora (min. 40 m² na 1 kW mocy pompy ciepła).

Orientacyjna wielkość kolektora poziomego ze względu na moc grzewczą pompy ciepła :

Moc grzewcza pompy ciepła kW	6	8	10	12	14
Minimalna powierzchnia zajmowana przez kolektor [m ²]	200	300	400	500	600

2. Kolektor pionowy

Instalacja kolektora pionowego polega na wywierceniu otworów w gruncie i umieszczeniu w nich nitek kolektora. Rury w otworach wiertniczych połączone są U kształtną końcówką. W zależności od warunków glebowych długość kolektora może się wahać w przedziale 16 – 30 metrów na 1 kW nominalnej mocy grzewczej pompy ciepła.

Istnieje modyfikacja kolektora pionowego, w której stosuje się dwie równoległe spięte nitki kolektora, w wyniku, czego w wywierconym otworze są cztery rury kolektora. To rozwiązanie stosowane jest przy instalacji niemieckich pomp ciepła (np. Viessmann Vitocal, Vaillant), przy szwedzkich pompach nie spotyka się tego zalecenia. Efektem zwiększenia liczby rur w odwiercie jest wzrost powierzchni styku rur z gruntem i większą wymianę ciepła przy zbliżonych oporach hydraulicznych instalacji.



Etap nr 6

Cena wykonania kolektora pionowego dla pompy ciepła o mocy 10 kW to około 14 000-15 000 PLN. W cenę wchodzi wykonanie odwiertów, umieszczenie kolektorów, wypełnienie odwiertu oraz próby szczelności. Kolektor pionowy 70 PLN/metr odwiertu (minimum 15 m odwiertu na 1 kW mocy pompy ciepła).

Przybliżona cena kolektorów pionowych, sond:

Moc grzewcza pompy ciepła (kW)	7	9	11	13	15
Czas wykonania kolektora (dni)	2	3	3	4	5
Minimalna wielkość odwiertów akceptowana przez producentów pomp ciepła (metry)	100	130	160	200	220
Orientacyjna cena	7 000	9 000	13 000	14 000	15 400

3. System dwóch studni

Najprostszym systemem pobierania ciepła dla pompy ciepła jest system dwóch studni. Woda gruntowa jest pobierana ze złoża poprzez jedną studnię, przepływa przez wymiennik ciepła pompy ciepła i jest oddawana naturze poprzez drugą studnię oddaloną o 15-20 metrów od pierwszej. Ze względu na to, że temperatura wody gruntowej jest prawie stała podczas całego roku, system dwóch studni jest często stosowany.

Problemy, jakie mogą wynikać z ujęcia wody podziemnej do celów grzewczych dotyczą jakości uzyskiwanej wody i jej składu. W większości instalacji potrzebne są specjalne wymienniki, które mają za zadanie oddzielenie zmineralizowanej wody od wymiennika pompy ciepła. Inne rozwiązanie to pompy ciepła ze specjalnymi wymiennikami ze stali tytanowej, na których nie może wytrącić się osad z wody.

Cena budowy systemu dwóch studni dla pompy ciepła o mocy grzewczej 10 kW zwykle zamyka się w kwocie 4 000. W cenie zawiera się wywiercenie 2 studni o głębokości 15 metrów i pompa samozasysająca.

Cena wykonania układu dwóch studni:

Dla mocy grzewczych pomp ciepła z zakresu 2 - 20 kW cena wynosi około 4000 PLN.

4. Kolektor wodny.

Wycena ściśle zależy od warunków rzeczywistych i trudno jest podać orientacyjną cenę wykonania kolektora.

4. ANALIZY OPŁACALNOŚCI INSTALACJI CIEPLNYCH OPARTYCH NA ŹRÓDŁACH OZE DLA DANEGO TYPU BUDYNKU

W punkcie tym zostaną przeprowadzone kalkulacje oraz symulacje wydajności i opłacalności instalacji ciepłych opartych na źródłach OZE takich jak kolektory słoneczne oraz pompa ciepła dedykowane określönemu budynkowi.

Do symulacji zostanie wykorzystany program 'Kolektorek v2.11'.

4.1. DOMEK LETNI



4.1.1. Instalacja C.W.U. z kolektorami słonecznymi

- wstępny opis założeń do symulacji

Opis wykorzystania budynku	dom letni, wykorzystywany późną wiosną, latem i początkiem jesieni (maj, czerwiec, lipiec, sierpień, wrzesień). Korzystanie z budynku może odbywać się stale lub okresowo. Niskie zużycie C.W.U.
Zapotrzebowanie na C.W.U.	1. 20 l/osoba, 2. 30 l/osoba, 3. 40 l/osoba.
Założenia do symulacji: - ilość osób korzystających - temperatura C.W.U. - ustawienie kolektorów	2 – 4 w tym samym czasie 45 °C bezpośrednio w kierunku południowym, $\beta=30^\circ$
Zestaw solarny	WATT SU 200 / WATT SU 200 z KWS

	Nazwa	Ilość
	Kolektor słoneczny WATT 3000 SU	2
	Podgrzewacz C.W.U. dwuwężownicowy HT 200	1
	Płyn do kolektorów WATT 3000 - 20 litrów	1
	Regulator ReSolWATT II	1
	Grupa solarna pojedyncza 1-6l/min	1
	Zestaw do podłączenia pojedynczej grupy solarnej ze zbiornikiem	1
	Naczynie wzbiorcze do kolektorów 18 litrów	1
	Opaska do naczynia wzbiorczego	1
	Wąż do podłączenia naczynia wzbiorczego	1
	Otulina solarna 9x15 (w m.b.)	20
Cena	WATT SU 200: 7879 zł brutto, WATT SU 200 z KWS: 8097 zł brutto.	
Założenia finansowe:		
cena zakupu	0,55 zł / kWh	
inflacja	4 %	
wzrost cen nośnika energii	6 %	
wysokość dotacji	45 %	
zakładany okres eksploatacji	22 lata	

- **Symulacja 1**
- parametry szczegółowe instalacji

zestaw solarny	WATT SU 200 z KWS (KWS konstrukcja wolnostojąca)					
liczba kolektorów	2 (typ: płaskie)					
liczba osób	4					
temperatura C.W.U.	45°					
zużycie wody	20 l/osoba					
Pokrycie solarne						
energia słoneczna na C.W.U zapotrzebowanie pokrycie	952,2 [kWh/rok] 1354,7 [kWh/rok] 75,01 %		Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU
			Styczeń	26.2 %	41.42	39.1
			Luty	21.4 %	41.95	39.7
			Marzec	24.5 %	78.98	74.7
			Kwiecień	23.3 %	105.8	100
			Maj	19.6 %	105.8	100
			Czerwiec	18.9 %	105.8	100
			Lipiec	18.2 %	105.8	100
			Sierpień	19.5 %	105.8	100
			Wrzesień	25 %	105.8	100
			Październik	29.3 %	89.62	84.7
			Listopad	23.3 %	36.28	34.3
			Grudzień	24.2 %	29.21	27.6
Kalkulacje finansowe						
Kosz całości inwestycji	9097 zł					
Typ ogrzewania	energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh					

Roczny koszty serwisowania instalacji	50 zł/rok
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy	48,56 zł/rok
Zakładany okres eksploatacji	22 lata
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii	21,5 roku / 0,53 zł/kWh
Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii	12,5 roku / 0,34 zł/kWh

Wnioski:

Instalacja zapewnia pełne pokrycie C.W.U. dla 4 osób zużywających dziennie 20 l wody w okresie eksploatacji instalacji, czyli późną wiosną, latem i początkową jesienią.

Zestaw solarny wykorzystany do obliczeń dedykowany jest dla 2-3 osób. Jak widać sprawdza się również dla 4 oszczędnych użytkowników.

Wykorzystany zestaw jest jednym z najtańszych oferowanych przez firmę WATT.

Okres zwrotu z inwestycji bez dotacji jest bardzo długi, natomiast instalacja z dofinansowaniem cechuje się atrakcyjnym czasem zwrotu z inwestycji – 12,5 roku. Czas ten jednak nie jest w pełni optymalnie wyliczony gdyż z instalacja nie będzie wykorzystywana całorocznie lecz sezonowo. Natomiast nie będzie się ponosić kosztów jej utrzymania ani eksploatacji w czasie jej nie użytkowania.

Porównanie kosztów C.W.U. odnosi się do ogrzewanie energią elektryczną, gdyż dla domków letniskowych, często znajdujących się w górach w terenie atrakcyjnym turystycznie nie ma możliwości ogrzewania gazowego ani olejowego. Porównanie instalacji solarnej do ogrzewania C.W.U. drewnem byłoby całkowicie nieopłacalne, czas zwrotu inwestycji byłby bardzo długi.

Mieszkając w domu letnim zakładane jest niskie zużycie C.W.U.

Pokrycie solarne

Ta sama instalacja

Ilość osób: 4
Zużycie wody: 30 l/os.

Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU
Styczeń	33.7 %	53.27	33.6
Luty	30.2 %	59.19	37.3
Marzec	27.8 %	89.65	56.5
Kwiecień	32.3 %	146.7	92.4
Maj	29.4 %	158.7	100
Czerwiec	27.3 %	153.3	96.6
Lipiec	27.4 %	158.7	100
Sierpień	29.2 %	158.7	100
Wrzesień	32.4 %	137.1	86.4
Październik	33.3 %	101.7	64.1
Listopad	31.3 %	48.83	30.8
Grudzień	32.1 %	38.77	24.4

pokrycie solarne: **68,51 %**

zwrot inwestycji (bez dotacji): **15,0 roku**

zwrot inwestycji (z dotacją): **8,5 roku**

Ta sama instalacja

Ilość osób: 4
Zużycie wody: 40 l/os.

Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU
Styczeń	38.6 %	60.94	28.8
Luty	34.1 %	66.81	31.6
Marzec	33.2 %	107.1	50.6
Kwiecień	33.8 %	153.7	72.6
Maj	30.9 %	167	78.9
Czerwiec	28.3 %	158.8	75
Lipiec	30.8 %	178.6	84.4
Sierpień	31.9 %	172.9	81.7
Wrzesień	35.1 %	148.7	70.3
Październik	37.5 %	114.6	54.2
Listopad	35.7 %	55.65	26.3
Grudzień	35.4 %	42.78	20.2

pokrycie solarne: **68,51 %**

zwrot inwestycji (bez dotacji): **13,5 roku**

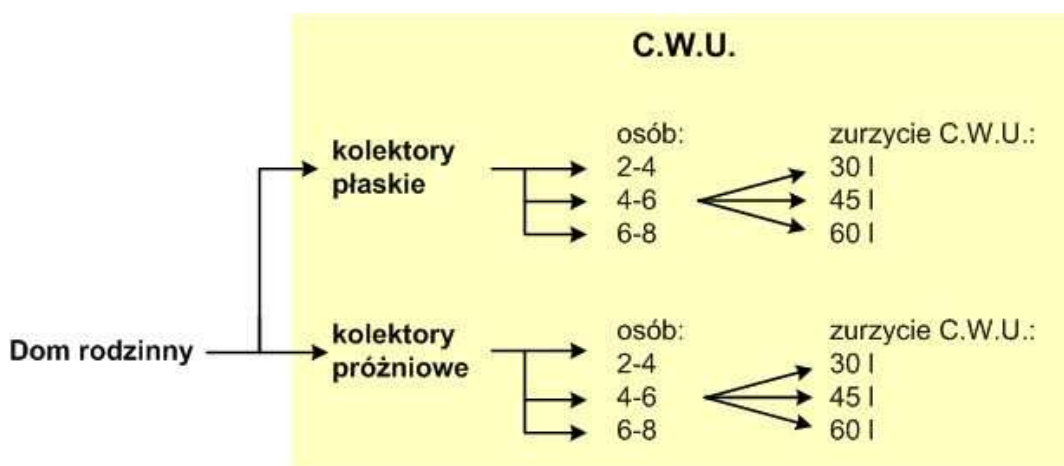
zwrot inwestycji (z dotacją): **7,5 roku**

<

4.2. DOM RODZINNY



- schemat przeprowadzonych symulacji



Rys. 4.1. Schemat przeprowadzonych symulacji

4.2.1. Instalacja C.W.U. z płaskimi kolektorami słonecznymi dla 4 i 6 osób

- wstępny opis założeń do symulacji

Opis wykorzystania budynku	dom jedno/dwu rodzinny, wykorzystywany całorocznie, Zużycie C.W.U. zależne od stylu życia i oszczędności mieszkańców.
Typ kolektorów	płaskie i próżniowe
Ilość osób	1. 4 (2 dorosłe, 2 dzieci) 2. 6 (3 dorosłe, 3 dzieci)

Etap nr 6

Zapotrzebowanie na C.W.U.	1. 30 l/osoba: $40l \times 2 + 20l \times 2 = 120l / 4os = 30 l/os$ 2. 45 l/osoba: $60l \times 2 + 30l \times 2 = 180l / 4os = 45 l/os$ 3. 60 l/osoba: $80l \times 2 + 40l \times 2 = 240l / 4os = 60 l/os$																																																								
Założenia do symulacji: - temperatura C.W.U. - ustawienie kolektorów	45 °C lub 50 °C bezpośrednio w kierunku południowym, β -zależne od pokrycia procentowego C.W.U.																																																								
Zestaw solarny	1. Dla 4 osób: WATT VIP 303 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nazwa</th><th>Ilość</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>Kolektor słoneczny WATT 4000</td><td>3</td></tr> <tr><td>Podgrzewacz C.W.U. dwuwężownicowy HT 300 ERR</td><td>1</td></tr> <tr><td>Uchwyt dachowy aluminiowy typu S -III</td><td>1</td></tr> <tr><td>Zestaw do podłączenia 3 kolektorów WATT 4000 SU do instalacji 18mm</td><td>1</td></tr> <tr><td>Płyn do kolektorów WATT 3000 – 20 litrów</td><td>1</td></tr> <tr><td>Grupa solarna pojedyncza z rotametrem i manometrem</td><td>1</td></tr> <tr><td>Rgulator ReSolWATT II</td><td>1</td></tr> <tr><td>Naczynie zbiorcze do kolektorów 18 litrów</td><td>1</td></tr> <tr><td>Opaska na naczynie zbiorcze ¾"</td><td>1</td></tr> <tr><td>Wąż do podłączenia naczynia zbiorczego</td><td>1</td></tr> <tr><td>Złączka do naczynia zbiorczego ¾"</td><td>1</td></tr> <tr><td>Zestaw do podłączenia pojedynczej grupy solarnej ze zbiornikiem</td><td>1</td></tr> <tr><td>Otulina solarna 9x18 (w m.b.)</td><td>20</td></tr> </tbody> </table> 2. Dla 6 osób: WATT VIP 505 <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nazwa</th><th>Ilość</th></tr> </thead> <tbody> <tr><td>Kolektor słoneczny WATT 4000 S</td><td>5</td></tr> <tr><td>Podgrzewacz C.W.U. dwuwężownicowy HT 500 ERR</td><td>1</td></tr> <tr><td>Uchwyt dachowy aluminiowy typu S -V</td><td>1</td></tr> <tr><td>Zestaw do podłączenia 5 kolektorów WATT 4000 S do instalacji 22mm</td><td>1</td></tr> <tr><td>Płyn do kolektorów WATT 3000 – 20 litrów</td><td>2</td></tr> <tr><td>Grupa solarna pojedyncza z rotametrem i manometrem</td><td>1</td></tr> <tr><td>Rgulator ReSolWATT II</td><td>1</td></tr> <tr><td>Naczynie zbiorcze do kolektorów 24 litrów</td><td>1</td></tr> <tr><td>Opaska na naczynie zbiorcze ¾"</td><td>1</td></tr> <tr><td>Wąż do podłączenia naczynia zbiorczego</td><td>1</td></tr> <tr><td>Złączka do naczynia zbiorczego ¾"</td><td>1</td></tr> <tr><td>Zestaw do podłączenia pojedynczej grupy solarnej ze zbiornikiem</td><td>1</td></tr> <tr><td>Otulina solarna 9x22 (w m.b.)</td><td>20</td></tr> </tbody> </table>	Nazwa	Ilość	Kolektor słoneczny WATT 4000	3	Podgrzewacz C.W.U. dwuwężownicowy HT 300 ERR	1	Uchwyt dachowy aluminiowy typu S -III	1	Zestaw do podłączenia 3 kolektorów WATT 4000 SU do instalacji 18mm	1	Płyn do kolektorów WATT 3000 – 20 litrów	1	Grupa solarna pojedyncza z rotametrem i manometrem	1	Rgulator ReSolWATT II	1	Naczynie zbiorcze do kolektorów 18 litrów	1	Opaska na naczynie zbiorcze ¾"	1	Wąż do podłączenia naczynia zbiorczego	1	Złączka do naczynia zbiorczego ¾"	1	Zestaw do podłączenia pojedynczej grupy solarnej ze zbiornikiem	1	Otulina solarna 9x18 (w m.b.)	20	Nazwa	Ilość	Kolektor słoneczny WATT 4000 S	5	Podgrzewacz C.W.U. dwuwężownicowy HT 500 ERR	1	Uchwyt dachowy aluminiowy typu S -V	1	Zestaw do podłączenia 5 kolektorów WATT 4000 S do instalacji 22mm	1	Płyn do kolektorów WATT 3000 – 20 litrów	2	Grupa solarna pojedyncza z rotametrem i manometrem	1	Rgulator ReSolWATT II	1	Naczynie zbiorcze do kolektorów 24 litrów	1	Opaska na naczynie zbiorcze ¾"	1	Wąż do podłączenia naczynia zbiorczego	1	Złączka do naczynia zbiorczego ¾"	1	Zestaw do podłączenia pojedynczej grupy solarnej ze zbiornikiem	1	Otulina solarna 9x22 (w m.b.)	20
Nazwa	Ilość																																																								
Kolektor słoneczny WATT 4000	3																																																								
Podgrzewacz C.W.U. dwuwężownicowy HT 300 ERR	1																																																								
Uchwyt dachowy aluminiowy typu S -III	1																																																								
Zestaw do podłączenia 3 kolektorów WATT 4000 SU do instalacji 18mm	1																																																								
Płyn do kolektorów WATT 3000 – 20 litrów	1																																																								
Grupa solarna pojedyncza z rotametrem i manometrem	1																																																								
Rgulator ReSolWATT II	1																																																								
Naczynie zbiorcze do kolektorów 18 litrów	1																																																								
Opaska na naczynie zbiorcze ¾"	1																																																								
Wąż do podłączenia naczynia zbiorczego	1																																																								
Złączka do naczynia zbiorczego ¾"	1																																																								
Zestaw do podłączenia pojedynczej grupy solarnej ze zbiornikiem	1																																																								
Otulina solarna 9x18 (w m.b.)	20																																																								
Nazwa	Ilość																																																								
Kolektor słoneczny WATT 4000 S	5																																																								
Podgrzewacz C.W.U. dwuwężownicowy HT 500 ERR	1																																																								
Uchwyt dachowy aluminiowy typu S -V	1																																																								
Zestaw do podłączenia 5 kolektorów WATT 4000 S do instalacji 22mm	1																																																								
Płyn do kolektorów WATT 3000 – 20 litrów	2																																																								
Grupa solarna pojedyncza z rotametrem i manometrem	1																																																								
Rgulator ReSolWATT II	1																																																								
Naczynie zbiorcze do kolektorów 24 litrów	1																																																								
Opaska na naczynie zbiorcze ¾"	1																																																								
Wąż do podłączenia naczynia zbiorczego	1																																																								
Złączka do naczynia zbiorczego ¾"	1																																																								
Zestaw do podłączenia pojedynczej grupy solarnej ze zbiornikiem	1																																																								
Otulina solarna 9x22 (w m.b.)	20																																																								
Ceny zestawów:	1. WATT VIP 303: 10 990 zł netto, 13 418 brutto 2. WATT VIP 505: 15 999 zł netto, 19 519 brutto																																																								
Założenia finansowe: cena zakupu energii inflacja wzrost cen nośnika energii wysokość dotacji zakładany okres eksploatacji	0,55 zł / kWh 4 % 6 % 45 % 22 lata																																																								

- **Symulacja 1: 4 osoby**
- **parametry szczegółowe instalacji**

Etap nr 6

zestaw solarny	WATT VIP 303 (KWS konstrukcja wolnostojąca)																																																							
liczba kolektorów	3 (typ: płaskie)																																																							
liczba osób	4 (2 dorosłe, 2 dzieci)																																																							
temperatura C.W.U.	45°C																																																							
zużycie wody	30 l/os, 45 l/os, 60 l/os																																																							
Symulacja 1.1: 4 osoby, zapotrzebowanie: 30 l/os																																																								
Pokrycie solarne																																																								
kąt β kolektora	45°	<table><tr><th>Miesiąc</th><th>Średnia sprawność [%]</th><th>Energia na CWU [kWh]</th><th>% pokrycia solarnego CWU</th></tr><tr><td>Styczeń</td><td>27.7 %</td><td>71.17</td><td>44.8</td></tr><tr><td>Luty</td><td>21.9 %</td><td>67.26</td><td>42.4</td></tr><tr><td>Marzec</td><td>24.7 %</td><td>118.7</td><td>74.8</td></tr><tr><td>Kwiecień</td><td>24 %</td><td>158.7</td><td>100</td></tr><tr><td>Maj</td><td>20.6 %</td><td>158.7</td><td>100</td></tr><tr><td>Czerwiec</td><td>20.1 %</td><td>158.7</td><td>100</td></tr><tr><td>Lipiec</td><td>19.3 %</td><td>158.7</td><td>100</td></tr><tr><td>Sierpień</td><td>20.2 %</td><td>158.7</td><td>100</td></tr><tr><td>Wrzesień</td><td>25.1 %</td><td>158.7</td><td>100</td></tr><tr><td>Październik</td><td>31.8 %</td><td>150.5</td><td>94.9</td></tr><tr><td>Listopad</td><td>24.2 %</td><td>60.73</td><td>38.3</td></tr><tr><td>Grudzień</td><td>26.6 %</td><td>52.78</td><td>33.3</td></tr></table>			Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU	Styczeń	27.7 %	71.17	44.8	Luty	21.9 %	67.26	42.4	Marzec	24.7 %	118.7	74.8	Kwiecień	24 %	158.7	100	Maj	20.6 %	158.7	100	Czerwiec	20.1 %	158.7	100	Lipiec	19.3 %	158.7	100	Sierpień	20.2 %	158.7	100	Wrzesień	25.1 %	158.7	100	Październik	31.8 %	150.5	94.9	Listopad	24.2 %	60.73	38.3	Grudzień	26.6 %	52.78	33.3
Miesiąc	Średnia sprawność [%]				Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU																																																		
Styczeń	27.7 %				71.17	44.8																																																		
Luty	21.9 %				67.26	42.4																																																		
Marzec	24.7 %				118.7	74.8																																																		
Kwiecień	24 %	158.7	100																																																					
Maj	20.6 %	158.7	100																																																					
Czerwiec	20.1 %	158.7	100																																																					
Lipiec	19.3 %	158.7	100																																																					
Sierpień	20.2 %	158.7	100																																																					
Wrzesień	25.1 %	158.7	100																																																					
Październik	31.8 %	150.5	94.9																																																					
Listopad	24.2 %	60.73	38.3																																																					
Grudzień	26.6 %	52.78	33.3																																																					
energia słoneczna na C.W.U	1473,3 [kWh/rok]																																																							
zapotrzebowanie	1989,5 [kWh/rok]																																																							
pokrycie	77,37 %																																																							
Kalkulacje finansowe																																																								
Kosz całości inwestycji																																																								
zestaw netto	10 999 zł																																																							
zestaw brutto	13 418 zł																																																							
montaż	1 000 zł																																																							
RAZEM	14 418 zł																																																							
Typ ogrzewania	energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh																																																							
Roczny koszty serwisowania instalacji	50 zł/rok																																																							
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy	50,77 zł/rok																																																							
Zakładany okres eksploatacji	22 lata																																																							
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii	20,0 lat / 0,51 zł/kWh																																																							
Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii	11,5 roku / 0,31 zł/kWh																																																							
Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U.																																																								
- bez instalacji słonecznej;	1115 [zł/rok]																																																							
- z instalacją słoneczną	302 [zł/rok]																																																							

Wnioski:

Zestaw solarny wykorzystany do obliczeń dedykowany jest dla 4 osób (2 osoby dorosłe + 2 dzieci).

Instalacja zapewnia pełne pokrycie C.W.U. dla 4 osób zużywających dziennie średnio 30 l wody. (2 osoby dorosłe zużywają po 40l, 2 dzieci zużywa po 20l).

Okres zwrotu z inwestycji bez dotacji jest bardzo długi, natomiast instalacja z dofinansowaniem cechuje się atrakcyjnym czasem zwrotu inwestycji wynoszącym 11,5 roku. Instalacja nie jest w pełni dobrze wykorzystana, cechuje się niską sprawnością. Dla oszczędnych użytkowników jest ona zbyt duża, należałoby albo zwiększyć zasobnik, tak by ciepłej wody starczało na dłuższy okres, lub zmniejszyć ilość kolektorów słonecznych do dwóch. Kolektory zostały ustawione pod kątem β równym 45° – co daje nie najlepsze efekty w lecie, ale poprawia pokrycie procentowe C.W.U. w zimie. Instalacja w lecie pracuje nadmiarowo, dlatego takie ustawienie nie wpływa na spadek pokrycia procentowego C.W.U. w lecie, za to w zimie zwiększa pokrycie solarne.

Symulacja 1.2: 4 osoby, zapotrzebowanie: 45 l/os**Pokrycie solarne**

kąt β kolektora	30°	<table><tr><th>Miesiąc</th><th>Średnia sprawność [%]</th><th>Energia na CWU [kWh]</th><th>% pokrycia solarnego CWU</th></tr><tr><td>Styczeń</td><td>35.1 %</td><td>80.25</td><td>33.7</td></tr><tr><td>Luty</td><td>31.4 %</td><td>90.72</td><td>38,1</td></tr><tr><td>Marzec</td><td>29 %</td><td>141.8</td><td>59.6</td></tr><tr><td>Kwiecień</td><td>34.2 %</td><td>238</td><td>100</td></tr><tr><td>Maj</td><td>28.4 %</td><td>238</td><td>100</td></tr><tr><td>Czerwiec</td><td>27.2 %</td><td>238</td><td>100</td></tr><tr><td>Lipiec</td><td>26.4 %</td><td>238</td><td>100</td></tr><tr><td>Sierpień</td><td>28.5 %</td><td>238</td><td>100</td></tr><tr><td>Wrzesień</td><td>34.4 %</td><td>221</td><td>92.9</td></tr><tr><td>Październik</td><td>35 %</td><td>159</td><td>66.8</td></tr><tr><td>Listopad</td><td>32.3 %</td><td>73.27</td><td>30.8</td></tr><tr><td>Grudzień</td><td>33 %</td><td>57.36</td><td>24.1</td></tr></table>	Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU	Styczeń	35.1 %	80.25	33.7	Luty	31.4 %	90.72	38,1	Marzec	29 %	141.8	59.6	Kwiecień	34.2 %	238	100	Maj	28.4 %	238	100	Czerwiec	27.2 %	238	100	Lipiec	26.4 %	238	100	Sierpień	28.5 %	238	100	Wrzesień	34.4 %	221	92.9	Październik	35 %	159	66.8	Listopad	32.3 %	73.27	30.8	Grudzień	33 %	57.36	24.1
Miesiąc	Średnia sprawność [%]		Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU																																																		
Styczeń	35.1 %		80.25	33.7																																																		
Luty	31.4 %		90.72	38,1																																																		
Marzec	29 %		141.8	59.6																																																		
Kwiecień	34.2 %	238	100																																																			
Maj	28.4 %	238	100																																																			
Czerwiec	27.2 %	238	100																																																			
Lipiec	26.4 %	238	100																																																			
Sierpień	28.5 %	238	100																																																			
Wrzesień	34.4 %	221	92.9																																																			
Październik	35 %	159	66.8																																																			
Listopad	32.3 %	73.27	30.8																																																			
Grudzień	33 %	57.36	24.1																																																			
energia słoneczna na C.W.U	2013,6 [kWh/rok]																																																					
zapotrzebowanie	2941,6 [kWh/rok]																																																					
pokrycie	70,49 %																																																					

Kalkulacje finansowe

Kosz całości inwestycji	
zestaw netto	10 999 zł
zestaw brutto	13 418 zł
montaż	1 000 zł
RAZEM	14 418 zł
Typ ogrzewania	energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh
Roczny koszty serwisowania instalacji	50 zł/rok
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy	50,77 zł/rok
Zakładany okres eksploatacji	22 lata
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii	14,0 lat / 0,37 zł/kWh
Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii	8,0 lat / 0,23 zł/kWh

Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U.	
- bez instalacji słonecznej;	1672 [zł/rok]
- z instalacją słoneczną	543 [zł/rok]
Wnioski: W tym przypadku, gdy z instalacji solarnej korzystają 4 osoby zużywające średnio 45 l/os (2 osoby dorosłe zużywają 60l + 2 dzieci zużywa 30l) instalacja jest dużo lepiej wykorzystana. Nadal otrzymujemy pełne pokrycie solarne w miesiącach od kwietnia do sierpnia i prawie 100% we wrześniu. Kolektory zostały ustawione pod kątem β równym 30°, przez co optymalnie pracują w okresie wiosennym i letnim. Okres zwrotu z inwestycji jest bardzo atrakcyjny i wynosi 14 lat dla instalacji bez dofinansowania i 8 lat z dofinansowaniem.	

Symulacja 1.3: 4 osoby, zapotrzebowanie: 60 l/os				
Pokrycie solarne				
kąt β kolektora	30°			
energia słoneczna na C.W.U	2322,5 [kWh/rok]			
zapotrzebowanie	3897,7 [kWh/rok]			
pokrycie	60,98 %			
		Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]
				% pokrycia solarnego CWU
		Styczeń	39,8 %	91,12
		Luty	36,8 %	106,3
		Marzec	35,3 %	172,9
		Kwiecień	35,7 %	248,8
		Maj	33,2 %	278,6
		Czerwiec	30,4 %	265,7
		Lipiec	33,3 %	300,7
		Sierpień	34,2 %	285,5
		Wrzesień	37,4 %	240,1
		Październik	40,4 %	183,5
		Listopad	37,6 %	85,33
		Grudzień	36,8 %	63,97
Kalkulacje finansowe				
Kosz całości inwestycji				
zestaw netto		10 999 zł		
zestaw brutto		13 418 zł		
montaż		1 000 zł		
RAZEM		14 418 zł		
Typ ogrzewania		energia elektryczna		
		cena zakupu: 0,55 zł/kWh		
Roczny koszty serwisowania instalacji		50 zł/rok		
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy		50,77 zł/rok		
Zakładany okres eksploatacji		22 lata		
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii		12,0 lat / 0,32 zł/kWh		
Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii		7,0 lat / 0,20 zł/kWh		
Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U.				

- bez instalacji słonecznej;	2229 [zł/rok]
- z instalacją słoneczną	919 [zł/rok]

Wnioski:

W tym przypadku, gdy z instalacji solarnej korzystają 4 osoby zużywające średnio 60 l/os (2 osoby dorosłe zużywają 80l + 2 dzieci zużywa 40l) instalacja jest nie jest w pełni wystarczająca na potrzeby rodziny. Należałoby powiększyć instalację o 1 dodatkowy kolektor, lub podnieć poziom oszczędności użytkowników. Kolektory zostały ustawione pod kątem β równym 30° , przez co optymalnie pracują w okresie letnim.

Okres zwrotu z inwestycji jest bardzo atrakcyjny i wynosi 12 lat dla instalacji bez dofinansowania i 7 lat z dofinansowaniem, lecz nie zapewnia pełnego pokrycia C.W.U. w okresie letnim.

- **Symulacja 2: 6 osób**
- parametry szczegółowe instalacji

zestaw solarny	WATT VIP 505					
liczba kolektorów	5 (typ: płaskie)					
liczba osób	6 (3 dorosłe, 3 dzieci)					
temperatura C.W.U.	50°C					
zużycie wody	30 l/os, 45 l/os, 60 l/os					
Symulacja 2.1: 6 osób, zapotrzebowanie: 30 l/os						
Pokrycie solarne						
kąt β kolektora energia słoneczna na C.W.U zapotrzebowanie pokrycie	45° 2471,7 [kWh/rok] 3328,2 [kWh/rok] 76,47 %		Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU
			Styczeń	26.5 %	113.6	42.2
			Luty	21.5 %	109.8	40.8
			Marzec	25.5 %	203.5	75.6
			Kwiecień	24.4 %	269.4	100
			Maj	20.9 %	269.4	100
			Czerwiec	20.4 %	269.4	100
			Lipiec	19.6 %	269.4	100
			Sierpień	20.5 %	269.4	100
			Wrzesień	25.5 %	269.4	100
			Październik	31.9 %	251.8	93.5
			Listopad	22.7 %	95.21	35.3
			Grudzień	24.7 %	81.72	30.3
Kalkulacje finansowe						
Kosz całości inwestycji						
zestaw netto		15 999 zł				
zestaw brutto		19 519 zł				
montaż + mocowanie		1 000 zł + 2000 zł				
RAZEM		~23 000 zł				

Typ ogrzewania	energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh
Roczny koszty serwisowania instalacji	50 zł/rok
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy	55,18 zł/rok
Zakładany okres eksploatacji	22 lata
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii	18,0 lat / 0,46 zł/kWh 10,0 lat / 0,27 zł/kWh
Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U.	
- bez instalacji słonecznej;	1892 [zł/rok]
- z instalacją słoneczną	501 [zł/rok]

Wnioski:

Zestaw solarny wykorzystany do obliczeń dedykowany jest dla 6 osób (3 osoby dorosłe + 3 dzieci).

Instalacja zapewnia pełne pokrycie C.W.U. dla 6 osób zużywających dziennie średnio 30 l wody. (3 osoby dorosłe zużywają po 40l, 3 dzieci zużywa po 20l).

Okres zwrotu z inwestycji bez dotacji jest bardzo długi, natomiast instalacja z dofinansowaniem cechuje się w miarę atrakcyjnym czasem zwrotu inwestycji wynoszącym 10 lat. Instalacja nie jest w pełni dobrze wykorzystana, cechuje się niską sprawnością. Dla oszczędnych użytkowników jest ona zbyt duża, należałoby albo zwiększyć zasobnik, tak by ciepłej wody starczało na dłuższy okres, lub zmniejszyć ilość kolektorów słonecznych do czterech. Kolektory zostały ustawione pod kątem β równym 45° – co daje nie najlepsze efekty w lecie, ale poprawia pokrycie procentowe C.W.U. w zimie. Instalacja w lecie pracuje nadmiarowo, dlatego takie ustawienie nie wpływa na spadek pokrycia procentowego C.W.U. w lecie, za to w zimie zwiększa pokrycie solarne.

Symulacja 2.2: 6 osób, zapotrzebowanie: 45 l/os
Pokrycie solarne

kąt β kolektora energia słoneczna na C.W.U zapotrzebowanie pokrycie	35°				
	3402,6 [kWh/rok]				
	4944,3 [kWh/rok]				
	70,18 %				

Kalkulacje finansowe

Kosz całości inwestycji	
-------------------------	--

zestaw netto	15 999 zł
zestaw brutto	19 519 zł
montaż	1 000 zł + 2000 zł
RAZEM	~23 000 zł
Typ ogrzewania	energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh
Roczny koszty serwisowania instalacji	50 zł/rok
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy	55,18 zł/rok
Zakładany okres eksploatacji	22 lata
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii	13,0 lat / 0,34 zł/kWh
Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii	7,0 lat / 0,20 zł/kWh
Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U.	
- bez instalacji słonecznej;	2838 [zł/rok]
- z instalacją słoneczną	902 [zł/rok]

Wnioski:

W tym przypadku, gdy z instalacji solarnej korzysta 6 osób zużywających średnio 45 l/os (3 osoby dorosłe zużywają 60l + 3 dzieci zużywa 30l) instalacja jest dużo lepiej wykorzystana. Nadal otrzymujemy pełne pokrycie solarne w miesiącach od kwietnia do sierpnia i prawie 100% we wrześniu. Kolektory zostały ustawione pod kątem β równym 35° , przez co optymalnie pracują w okresie wiosennym i letnim.

Okres zwrotu z inwestycji jest bardzo atrakcyjny i wynosi 13 lat dla instalacji bez dofinansowania i 7 lat z dofinansowaniem.

Symulacja 2.3: 6 osób, zapotrzebowanie: 60 l/os

Pokrycie solarne

kąt β kolektora	30°	Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarne CWU
energia słoneczna na C.W.U	3920,2 [kWh/rok]	Styczeń	39.2 %	149.6	27.8
zapotrzebowanie	6560,4 [kWh/rok]	Luty	35.7 %	172.1	31.9
pokrycie	60,64 %	Marzec	34.7 %	282.8	52.5
		Kwiecień	36 %	418.1	77.6
		Maj	34.5 %	481.8	89.4
		Czerwiec	31.9 %	464.5	86.2
		Lipiec	34.8 %	522.8	97
		Sierpień	35.4 %	493.2	91.6
		Wrzesień	36.8 %	394	73.1
		Październik	39.4 %	298.4	55.4
		Listopad	36.7 %	138.9	25.8
		Grudzień	35.9 %	104.2	19.3

Kalkulacje finansowe

Kosz całości inwestycji	
zestaw netto	15 999 zł
zestaw brutto	19 519 zł

montaż RAZEM	1 000 zł + 2000 zł ~23 000 zł																																																
Typ ogrzewania	energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh																																																
Roczny koszty serwisowania instalacji	50 zł/rok																																																
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy	55,18 zł/rok																																																
Zakładany okres eksploatacji	22 lata																																																
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U. - bez instalacji słonecznej; - z instalacją słoneczną	11,0 lat / 0,29 zł/kWh 6,0 lat / 0,17 zł/kWh 3785 [zł/rok] 1545 [zł/rok]																																																
Redukcja emisji CO2.																																																	
<table><tr><td>CO2</td><td>2057.3</td><td>[kg/rok]</td></tr><tr><td>SO2</td><td>7804.6</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>CO</td><td>459.39</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>NOx</td><td>3470.4</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>pyły</td><td>289.62</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>TOC</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>16 WWA</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>BaP</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr></table>	CO2	2057.3	[kg/rok]	SO2	7804.6	[g/rok]	CO	459.39	[g/rok]	NOx	3470.4	[g/rok]	pyły	289.62	[g/rok]	TOC	0	[g/rok]	16 WWA	0	[g/rok]	BaP	0	[g/rok]	<table><tr><td>CO2</td><td>2801.6</td><td>[kg/rok]</td></tr><tr><td>SO2</td><td>10629</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>CO</td><td>625.61</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>NOx</td><td>4726.1</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>pyły</td><td>394.41</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>TOC</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>16 WWA</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>BaP</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr></table>	CO2	2801.6	[kg/rok]	SO2	10629	[g/rok]	CO	625.61	[g/rok]	NOx	4726.1	[g/rok]	pyły	394.41	[g/rok]	TOC	0	[g/rok]	16 WWA	0	[g/rok]	BaP	0	[g/rok]
CO2	2057.3	[kg/rok]																																															
SO2	7804.6	[g/rok]																																															
CO	459.39	[g/rok]																																															
NOx	3470.4	[g/rok]																																															
pyły	289.62	[g/rok]																																															
TOC	0	[g/rok]																																															
16 WWA	0	[g/rok]																																															
BaP	0	[g/rok]																																															
CO2	2801.6	[kg/rok]																																															
SO2	10629	[g/rok]																																															
CO	625.61	[g/rok]																																															
NOx	4726.1	[g/rok]																																															
pyły	394.41	[g/rok]																																															
TOC	0	[g/rok]																																															
16 WWA	0	[g/rok]																																															
BaP	0	[g/rok]																																															
dla zużycia C.W.U. 30 l/os	dla zużycia C.W.U. 45 l/os																																																
	<table><tr><td>CO2</td><td>3262.9</td><td>[kg/rok]</td></tr><tr><td>SO2</td><td>12378</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>CO</td><td>728.61</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>NOx</td><td>5504.1</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>pyły</td><td>459.34</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>TOC</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>16 WWA</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>BaP</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr></table>	CO2	3262.9	[kg/rok]	SO2	12378	[g/rok]	CO	728.61	[g/rok]	NOx	5504.1	[g/rok]	pyły	459.34	[g/rok]	TOC	0	[g/rok]	16 WWA	0	[g/rok]	BaP	0	[g/rok]																								
CO2	3262.9	[kg/rok]																																															
SO2	12378	[g/rok]																																															
CO	728.61	[g/rok]																																															
NOx	5504.1	[g/rok]																																															
pyły	459.34	[g/rok]																																															
TOC	0	[g/rok]																																															
16 WWA	0	[g/rok]																																															
BaP	0	[g/rok]																																															
	dla zużycia C.W.U. 60 l/os																																																

Wnioski:

W tym przypadku, gdy z instalacji solarnej korzysta 6 osób zużywające średnio 60 l/os (3 osoby dorosłe zużywają 80l + 3 dzieci zużywa 40l) instalacja jest nie jest w pełni wystarczająca na potrzeby rodziny. Należałoby powiększyć instalację o 1 dodatkowy kolektor, lub podnieć poziom oszczędności użytkowników. Kolektory zostały ustawione pod kątem β równym 30° , przez co optymalnie pracują w okresie letnim.

Okres zwrotu z inwestycji jest bardzo atrakcyjny i wynosi 11 lat dla instalacji bez dofinansowania i 6 lat z dofinansowaniem, lecz nie zapewnia pełnego pokrycia C.W.U. w okresie letnim.

Zasobnik C.W.U. o pojemności 500 litrów jest wystarczający dla instalacji, w przypadku średniego zużycia ciepłej wody wynoszącego:

- 30 l/os zapewnia zapas wody na 3 dni,
- 45 l/os zapewnia zapas wody na 2 dni,
- 60 l/os zapewnia zapas wody na 1,5 dnia.

W ostatnim przypadku jego pojemność jest jeszcze w granicach normy, lecz zapas wody na 1,5 dnia to niewiele, zważywszy na warunki atmosferyczne panujące na Naszej szerokości geograficznej.

Optymalnym rozwiązaniem jest zastosowanie takiego bądź podobnego zestawu solarnego dla celów ogrzewania C.W.U. Inwestycja szybko się zwraca, koszt wytworzonej energii jest dużo niższy niż zakup energii elektrycznej. Ciekawym rozwiązaniem byłoby zastosowanie tego bądź podobnego zestawu dla rodziny zużywającej dużo ciepłej wody, a jej niedobór dogrzewać przy pomocy kominka na drewno latem, a zimą przy pomocy kotła na węgiel kamienny (co stanowi najtańsze rozwiązanie, ale nie jest ekologiczne), lub przy pomocy kotła gazowego/olejowego, ale jest to rozwiązanie dość kosztowne, coś tańsze od ogrzewania elektrycznego.

Co więcej, ceny zakupu instalacji solarnych stale maleją, dzięki czemu osiągany jest jeszcze szybszy zwrot inwestycji, a dogrzewanie prądem elektrycznym staje się mniej kosztowne. Alternatywną możliwością ekologicznego dogrzewania C.W.U. mógłby być mikrowiatrak lub ogniwa fotowoltaiczne. Do zasilania pompy elektrycznej w instalacji C.W.U. również mogłoby być zastosowane ogniwo fotowoltaiczne.

4.2.2. Instalacja C.W.U. z próżniowymi kolektorami słonecznymi typu CPC dla 4 i 6 osób

- wstępny opis założeń do symulacji

Opis wykorzystania budynku	dom jedno/dwu rodzinny, wykorzystywany całorocznie, Zużycie C.W.U. zależne od stylu życia i oszczędności mieszkańców.																																		
Typ kolektorów	próżniowe																																		
Ilość osób	1. 4 (2 dorosłe, 2 dzieci) 2. 6 (3 dorosłe, 3 dzieci)																																		
Zapotrzebowanie na C.W.U.	1. 30 l/osoba: $40l \times 2 + 20l \times 2 = 120l / 4os = 30 l/os$ 2. 45 l/osoba: $60l \times 2 + 30l \times 2 = 180l / 4os = 45 l/os$ 3. 60 l/osoba: $80l \times 2 + 40l \times 2 = 240l / 4os = 60 l/os$																																		
Założenia do symulacji: - temperatura C.W.U. - ustawienie kolektorów	50 °C bezpośrednio w kierunku południowym, β -zależne od pokrycia procentowego C.W.U.																																		
Zestaw solarny	1. Dla 4 osób: WATT VIP 303 CPC <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nazwa</th><th>Ilość</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Kolektor słoneczny próżniowy WATT CPC 9 +</td><td>3</td></tr> <tr> <td>Podgrzewacz C.W.U. dwuwęzownicowy HT 300</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Uchwyt dachowy aluminiowy - III</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Płyn do kolektorów WATT CPC - 20 litrów</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Złączka kolektorowa zaciskowa 15mm</td><td>4</td></tr> <tr> <td>Zaślepka boczna zaciskowa 15mm</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Zaślepka ochronna boczna</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Złączka redukcyjna zaciskowa 18mm/15mm</td><td>2</td></tr> <tr> <td>Regulator ReSolWATT II</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Grupa solarna podwójna 1-6l/min</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Zestaw do podłączenia podwójnej grupy solarnej ze zbiornikiem</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Naczynie wzbiorcze do kolektorów 50 litrów</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Wąż do podłączenia naczynia wzbiorczego</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Złączka do naczynia wzbiorczego 1"</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Otulina solarna 9x18 (w m.b.)</td><td>20</td></tr> <tr> <td>Izolacja na złączki do kolektorów - 15mm</td><td>4</td></tr> </tbody> </table> 2. Dla 6 osób: WATT VIP 505 CPC	Nazwa	Ilość	Kolektor słoneczny próżniowy WATT CPC 9 +	3	Podgrzewacz C.W.U. dwuwęzownicowy HT 300	1	Uchwyt dachowy aluminiowy - III	1	Płyn do kolektorów WATT CPC - 20 litrów	1	Złączka kolektorowa zaciskowa 15mm	4	Zaślepka boczna zaciskowa 15mm	1	Zaślepka ochronna boczna	1	Złączka redukcyjna zaciskowa 18mm/15mm	2	Regulator ReSolWATT II	1	Grupa solarna podwójna 1-6l/min	1	Zestaw do podłączenia podwójnej grupy solarnej ze zbiornikiem	1	Naczynie wzbiorcze do kolektorów 50 litrów	1	Wąż do podłączenia naczynia wzbiorczego	1	Złączka do naczynia wzbiorczego 1"	1	Otulina solarna 9x18 (w m.b.)	20	Izolacja na złączki do kolektorów - 15mm	4
Nazwa	Ilość																																		
Kolektor słoneczny próżniowy WATT CPC 9 +	3																																		
Podgrzewacz C.W.U. dwuwęzownicowy HT 300	1																																		
Uchwyt dachowy aluminiowy - III	1																																		
Płyn do kolektorów WATT CPC - 20 litrów	1																																		
Złączka kolektorowa zaciskowa 15mm	4																																		
Zaślepka boczna zaciskowa 15mm	1																																		
Zaślepka ochronna boczna	1																																		
Złączka redukcyjna zaciskowa 18mm/15mm	2																																		
Regulator ReSolWATT II	1																																		
Grupa solarna podwójna 1-6l/min	1																																		
Zestaw do podłączenia podwójnej grupy solarnej ze zbiornikiem	1																																		
Naczynie wzbiorcze do kolektorów 50 litrów	1																																		
Wąż do podłączenia naczynia wzbiorczego	1																																		
Złączka do naczynia wzbiorczego 1"	1																																		
Otulina solarna 9x18 (w m.b.)	20																																		
Izolacja na złączki do kolektorów - 15mm	4																																		

	Nazwa	Ilość
	Kolektor słoneczny próżniowy WATT CPC 9 +	5
	Podgrzewacz C.W.U. dwuwężownicowy HT 500 ERR	1
	Uchwyt dachowy aluminiowy - V	1
	Płyn do kolektorów WATT CPC - 20 litrów	2
	Złączka kolektorowa zaciskowa 15mm	8
	Zaślepka boczna zaciskowa 15mm	1
	Zaślepka ochronna boczna	1
	Złączka redukcyjna zaciskowa 22mm/15mm	2
	Regulator ReSolWATT II	1
	Grupa solarna podwójna 1-6l/min	1
	Zestaw do podłączenia podwójnej grupy solarnej ze zbiornikiem	1
	Naczynie wzbiorcze do kolektorów 80 litrów	1
	Złączka do naczynia wzbiorczego 1"	1
	Otulina solarna 9x22 (w m.b.)	40
	Izolacja na złączki do kolektorów - 15mm	8
Ceny zestawów:	1. WATT VIP 303 CPC: 13 999 zł netto, 17 079 brutto 2. WATT VIP 505 CPC: 19 999 zł netto, 24 398 brutto	
Założenia finansowe:	cena zakupu energii 0,55 zł / kWh inflacja 4 % wzrost cen nośnika energii 6 % wysokość dotacji 45 % zakładany okres eksploatacji 22 lata	

- **Symulacja 1: 4 osoby**
- parametry szczegółowe instalacji

zestaw solarny	WATT VIP 303 CPC
liczba kolektorów	3 (typ: CPC)
liczba osób	4 (2 dorosłe, 2 dzieci)
temperatura C.W.U.	50°C
średnie zużycie wody	30 l/os, 45 l/os, 60 l/os
Symulacja 1.1: 4 osoby, zapotrzebowanie: 30 l/os Pokrycie solarne	

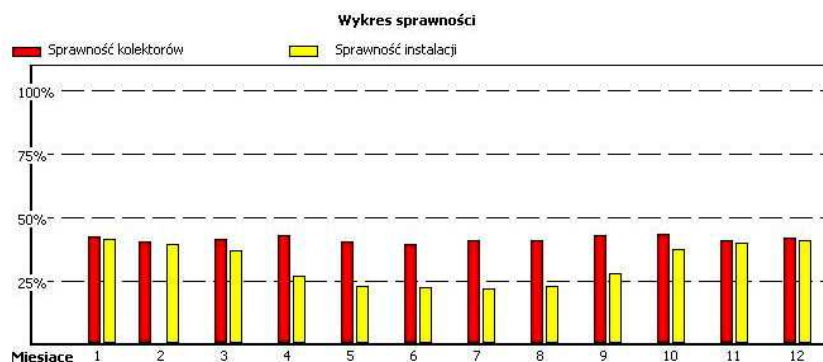
kąt β kolektora energia słoneczna na C.W.U zapotrzebowanie pokrycie	45° 1849,3 [kWh/rok] 2240,0 [kWh/rok] 85,82 %	<table><tr><th>Miesiąc</th><th>Średnia sprawność [%]</th><th>Energia na CWU [kWh]</th><th>% pokrycia solarnego CWU</th></tr><tr><td>Styczeń</td><td>41,1 %</td><td>107,1</td><td>59,6</td></tr><tr><td>Luty</td><td>39,2 %</td><td>122,1</td><td>68</td></tr><tr><td>Marzec</td><td>36,9 %</td><td>179,6</td><td>100</td></tr><tr><td>Kwiecień</td><td>26,7 %</td><td>179,6</td><td>100</td></tr><tr><td>Maj</td><td>22,9 %</td><td>179,6</td><td>100</td></tr><tr><td>Czerwiec</td><td>22,4 %</td><td>179,6</td><td>100</td></tr><tr><td>Lipiec</td><td>21,5 %</td><td>179,6</td><td>100</td></tr><tr><td>Sierpień</td><td>22,5 %</td><td>179,6</td><td>100</td></tr><tr><td>Wrzesień</td><td>28 %</td><td>179,6</td><td>100</td></tr><tr><td>Październik</td><td>37,4 %</td><td>179,6</td><td>100</td></tr><tr><td>Listopad</td><td>39,9 %</td><td>101,7</td><td>56,6</td></tr><tr><td>Grudzień</td><td>40,6 %</td><td>81,8</td><td>45,6</td></tr></table>				Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU	Styczeń	41,1 %	107,1	59,6	Luty	39,2 %	122,1	68	Marzec	36,9 %	179,6	100	Kwiecień	26,7 %	179,6	100	Maj	22,9 %	179,6	100	Czerwiec	22,4 %	179,6	100	Lipiec	21,5 %	179,6	100	Sierpień	22,5 %	179,6	100	Wrzesień	28 %	179,6	100	Październik	37,4 %	179,6	100	Listopad	39,9 %	101,7	56,6	Grudzień	40,6 %	81,8	45,6
		Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU																																																				
		Styczeń	41,1 %	107,1	59,6																																																				
		Luty	39,2 %	122,1	68																																																				
		Marzec	36,9 %	179,6	100																																																				
		Kwiecień	26,7 %	179,6	100																																																				
		Maj	22,9 %	179,6	100																																																				
		Czerwiec	22,4 %	179,6	100																																																				
		Lipiec	21,5 %	179,6	100																																																				
		Sierpień	22,5 %	179,6	100																																																				
		Wrzesień	28 %	179,6	100																																																				
		Październik	37,4 %	179,6	100																																																				
		Listopad	39,9 %	101,7	56,6																																																				
		Grudzień	40,6 %	81,8	45,6																																																				
Kalkulacje finansowe																																																									
Koszć całości inwestycji																																																									
zestaw netto		13 999 zł																																																							
zestaw brutto		17 078 zł																																																							
montaż + mocowanie		2 500 zł + 1100 zł																																																							
RAZEM		~20 678 zł																																																							
Typ ogrzewania		energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh																																																							
Roczny koszty serwisowania instalacji		50 zł/rok																																																							
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy		50,77 zł/rok																																																							
Zakładany okres eksploatacji		22 lata																																																							
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii		22,0 lat / 0,57 zł/kWh																																																							
Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii		12,5 lat / 0,33 zł/kWh																																																							
Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U.																																																									
- bez instalacji słonecznej;		1261 [zł/rok]																																																							
- z instalacją słoneczną		228 [zł/rok]																																																							

Wnioski:

Zestaw solarny wykorzystany do obliczeń dedykowany jest dla 4 osób (2 osoby dorosłe + 2 dzieci).

Instalacja zapewnia pełne pokrycie C.W.U. dla 4 osób zużywających dziennie średnio 30 l wody. (2 osoby dorosłe zużywają po 40l, 2 dzieci zużywa po 20l).

Procentowe pokrycie solarne C.W.U. przez kolektory CPC jest bardzo duże, dla tak oszczędnych użytkowników instalacja jest mało opłacalna. Okres zwrotu z inwestycji bez dotacji jest bardzo długi, natomiast instalacja z dofinansowaniem cechuje się w miarę atrakcyjnym czasem zwrotu inwestycji wynoszącym 12,5 roku. Instalacja nie jest w pełni dobrze wykorzystana, cechuje się niską sprawnością, małym wykorzystaniem potencjału kolektorów CPC. Dla oszczędnych użytkowników jest ona zbyt duża, należałoby albo zwiększyć zasobnik, tak by ciepłej wody starczało na dłuższy okres, lub zmniejszyć ilość kolektorów słonecznych do dwóch, podnieść temperaturę C.W.U. Kolektory zostały ustawione pod kątem β równym 45° – co daje nie najlepsze efekty w lecie, ale poprawia pokrycie procentowe C.W.U. w zimie. Kolektory CPC zapewniają dużo wyższe pokrycie procentowe C.W.U. w zimie.



Symulacja 1.2: 4 osoby, zapotrzebowanie: 45 l/os
Pokrycie solarne

kąt β kolektora
 energia słoneczna na C.W.U.
 zapotrzebowanie
 pokrycie

45°
 2466,7 [kWh/rok]
 3317,4 [kWh/rok]
76,32 %

Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU
Styczeń	43.8 %	114.1	42.4
Luty	42.4 %	132	49
Marzec	41.1 %	199.7	74.2
Kwiecień	40.1 %	269.4	100
Maj	34.4 %	269.4	100
Czerwiec	33.6 %	269.4	100
Lipiec	32.3 %	269.4	100
Sierpień	33.8 %	269.4	100
Wrzesień	41.9 %	269.4	100
Październik	43.4 %	208.5	77.4
Listopad	42.9 %	109.2	40.5
Grudzień	43.2 %	87.1	32.3

Kalkulacje finansowe

Kosz całości inwestycji
 zestaw netto

13 999 zł

Etap nr 6

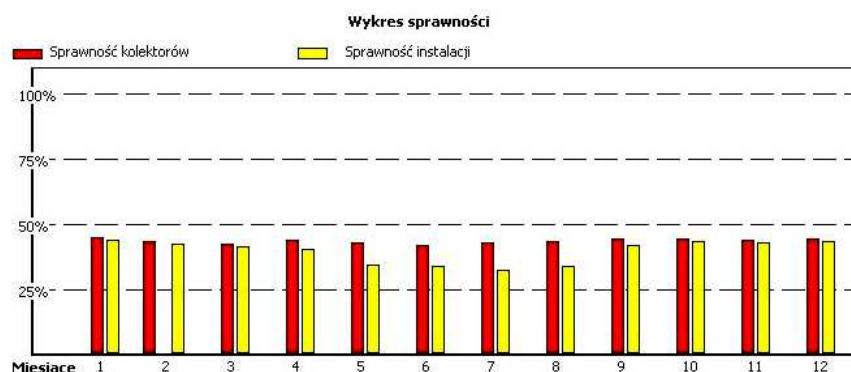
zestaw brutto	17 078 zł
montaż	2 500 zł + 1 100 zł
RAZEM	~20 678 zł
Typ ogrzewania	energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh
Roczny koszty serwisowania instalacji	50 zł/rok
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy	50,77 zł/rok
Zakładany okres eksploatacji	22 lata
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii	16,0 lat / 0,42 zł/kWh 9,0 lat / 0,25 zł/kWh
Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U.	
- bez instalacji słonecznej;	1892 [zł/rok]
- z instalacją słoneczną	498 [zł/rok]

Wnioski:

W tym przypadku, gdy z instalacji solarnej korzystają 4 osoby zużywające średnio 45 l/os (2 osoby dorosłe zużywają 60l + 2 dzieci zużywa 30l) instalacja jest dużo lepiej wykorzystana. Nadal otrzymujemy pełne pokrycie solarne w miesiącach od kwietnia do września. Kolektory zostały ustawione pod kątem β równym 45° , przez co optymalnie pracują w okresie zimowym, ponieważ w lecie i tak zapewniają dużo wyższe pokrycie solarne niż jest wymagane.

Okres zwrotu z inwestycji jest atrakcyjny i wynosi 16 lat dla instalacji bez dofinansowania i 9 lat z dofinansowaniem.

Instalacje dalej jest wykorzystywana nieefektywnie. Nadaje się ona do wykorzystania przez większą ilość osób, lub dla osób z większym zapotrzebowaniem na C.W.U.



Symulacja 1.3: 4 osoby, zapotrzebowanie: 60 l/os
Pokrycie solarne

kąt β kolektora energia słoneczna na C.W.U zapotrzebowanie pokrycie	30° 2847,0 [kWh/rok] 4394,8 [kWh/rok] 66,06 %	<table><tr><th>Miesiąc</th><th>Średnia sprawność [%]</th><th>Energia na CWU [kWh]</th><th>% pokrycia solarnego CWU</th></tr><tr><td>Styczeń</td><td>44.5 %</td><td>103.3</td><td>28.8</td></tr><tr><td>Luty</td><td>43.3 %</td><td>127.1</td><td>35.4</td></tr><tr><td>Marzec</td><td>42.6 %</td><td>211.7</td><td>59</td></tr><tr><td>Kwiecień</td><td>43 %</td><td>303.8</td><td>84.6</td></tr><tr><td>Maj</td><td>42.3 %</td><td>359.1</td><td>100</td></tr><tr><td>Czerwiec</td><td>40.5 %</td><td>359.1</td><td>100</td></tr><tr><td>Lipiec</td><td>39.2 %</td><td>359.1</td><td>100</td></tr><tr><td>Sierpień</td><td>42.4 %</td><td>359.1</td><td>100</td></tr><tr><td>Wrzesień</td><td>43.4 %</td><td>282.4</td><td>78.6</td></tr><tr><td>Październik</td><td>44.5 %</td><td>204.8</td><td>57</td></tr><tr><td>Listopad</td><td>43.7 %</td><td>100.6</td><td>28</td></tr><tr><td>Grudzień</td><td>43.4 %</td><td>76.65</td><td>21.3</td></tr></table>	Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU	Styczeń	44.5 %	103.3	28.8	Luty	43.3 %	127.1	35.4	Marzec	42.6 %	211.7	59	Kwiecień	43 %	303.8	84.6	Maj	42.3 %	359.1	100	Czerwiec	40.5 %	359.1	100	Lipiec	39.2 %	359.1	100	Sierpień	42.4 %	359.1	100	Wrzesień	43.4 %	282.4	78.6	Październik	44.5 %	204.8	57	Listopad	43.7 %	100.6	28	Grudzień	43.4 %	76.65	21.3																				
Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU																																																																							
Styczeń	44.5 %	103.3	28.8																																																																							
Luty	43.3 %	127.1	35.4																																																																							
Marzec	42.6 %	211.7	59																																																																							
Kwiecień	43 %	303.8	84.6																																																																							
Maj	42.3 %	359.1	100																																																																							
Czerwiec	40.5 %	359.1	100																																																																							
Lipiec	39.2 %	359.1	100																																																																							
Sierpień	42.4 %	359.1	100																																																																							
Wrzesień	43.4 %	282.4	78.6																																																																							
Październik	44.5 %	204.8	57																																																																							
Listopad	43.7 %	100.6	28																																																																							
Grudzień	43.4 %	76.65	21.3																																																																							
Kalkulacje finansowe																																																																										
Kosz całości inwestycji zestaw netto zestaw brutto montaż RAZEM	13 999 zł 17 078 zł 2 500 zł + 1100 zł ~20 678 zł																																																																									
Typ ogrzewania	energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh																																																																									
Roczny koszty serwisowania instalacji	50 zł/rok																																																																									
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy	50,77 zł/rok																																																																									
Zakładany okres eksploatacji	22 lata																																																																									
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U. - bez instalacji słonecznej; - z instalacją słoneczną	14,0 lat / 0,37 zł/kWh 8,0 lat / 0,22 zł/kWh 2523 [zł/rok] 906 [zł/rok]																																																																									
Redukcja emisji CO2.																																																																										
<table><tr><td>CO2</td><td>1539.2</td><td>[kg/rok]</td></tr><tr><td>SO2</td><td>5839.2</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>CO</td><td>343.7</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>NOx</td><td>2596.4</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>pyły</td><td>216.68</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>TOC</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>16 WWA</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>BaP</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr></table>	CO2	1539.2	[kg/rok]	SO2	5839.2	[g/rok]	CO	343.7	[g/rok]	NOx	2596.4	[g/rok]	pyły	216.68	[g/rok]	TOC	0	[g/rok]	16 WWA	0	[g/rok]	BaP	0	[g/rok]	<table><tr><td>CO2</td><td>2053.1</td><td>[kg/rok]</td></tr><tr><td>SO2</td><td>7788.9</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>CO</td><td>458.46</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>NOx</td><td>3463.4</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>pyły</td><td>289.03</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>TOC</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>16 WWA</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>BaP</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr></table>	CO2	2053.1	[kg/rok]	SO2	7788.9	[g/rok]	CO	458.46	[g/rok]	NOx	3463.4	[g/rok]	pyły	289.03	[g/rok]	TOC	0	[g/rok]	16 WWA	0	[g/rok]	BaP	0	[g/rok]	<table><tr><td>CO2</td><td>2369.6</td><td>[kg/rok]</td></tr><tr><td>SO2</td><td>8989.6</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>CO</td><td>529.14</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>NOx</td><td>3997.3</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>pyły</td><td>333.59</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>TOC</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>16 WWA</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr><tr><td>BaP</td><td>0</td><td>[g/rok]</td></tr></table>	CO2	2369.6	[kg/rok]	SO2	8989.6	[g/rok]	CO	529.14	[g/rok]	NOx	3997.3	[g/rok]	pyły	333.59	[g/rok]	TOC	0	[g/rok]	16 WWA	0	[g/rok]	BaP	0	[g/rok]
CO2	1539.2	[kg/rok]																																																																								
SO2	5839.2	[g/rok]																																																																								
CO	343.7	[g/rok]																																																																								
NOx	2596.4	[g/rok]																																																																								
pyły	216.68	[g/rok]																																																																								
TOC	0	[g/rok]																																																																								
16 WWA	0	[g/rok]																																																																								
BaP	0	[g/rok]																																																																								
CO2	2053.1	[kg/rok]																																																																								
SO2	7788.9	[g/rok]																																																																								
CO	458.46	[g/rok]																																																																								
NOx	3463.4	[g/rok]																																																																								
pyły	289.03	[g/rok]																																																																								
TOC	0	[g/rok]																																																																								
16 WWA	0	[g/rok]																																																																								
BaP	0	[g/rok]																																																																								
CO2	2369.6	[kg/rok]																																																																								
SO2	8989.6	[g/rok]																																																																								
CO	529.14	[g/rok]																																																																								
NOx	3997.3	[g/rok]																																																																								
pyły	333.59	[g/rok]																																																																								
TOC	0	[g/rok]																																																																								
16 WWA	0	[g/rok]																																																																								
BaP	0	[g/rok]																																																																								
dla zużycia C.W.U. 30 l/os	dla zużycia C.W.U. 45 l/os	dla zużycia C.W.U. 60 l/os																																																																								

Wnioski:

W tym przypadku, gdy z instalacji solarnej korzystają 4 osoby zużywające średnio 60 l/os (2 osoby dorosłe zużywają 80l + 2 dzieci zużywa 40l) instalacja jest w pełni wystarczająca na potrzeby rodziny i dopasowana optymalnie do jej potrzeb. Kolektory zostały ustawione pod kątem β równym 30° , przez co optymalnie pracują w okresie letnim.

Okres zwrotu inwestycji jest bardzo atrakcyjny i wynosi 14 lat dla instalacji bez dofinansowania i 8 lat z dofinansowaniem, do tego pokrywa zapotrzebowanie domowników na C.W.U. w 100% w okresie letnim i dość dobrze w okresie wiosennym i jesiennym.

Zasobnik C.W.U. o pojemności 300 litrów jest wystarczający dla instalacji, w przypadku średniego zużycia ciepłej wody wynoszącego:

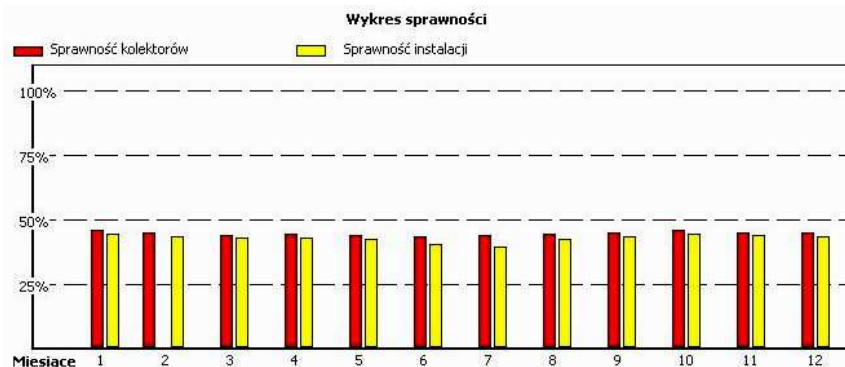
- 30 l/os zapewnia zapas wody na ponad 2 dni,
- 45 l/os zapewnia zapas wody na niecałe 2 dni,
- 60 l/os zapewnia zapas wody na ledwo ponad 1 dzień.

W 2 i 3 przypadku należałoby zwiększyć zasobnik do pojemności około 400 litrów aby zapewnić sobie odpowiedni i wystarczający zapas C.W.U.

Instalacja solarna z kolektorami CPC nadaje się do osób z dużym zapotrzebowaniem na C.W.U. lub dla większej ilości osób zużywających wodę w średnim stopniu niż zadeklarował producent zestawu. Instalacja z kolektorami CPC zwraca się dłużej niż z kolektorami płaskimi, ale zapewnia lepsze pokrycie solarne oraz większą ilość ciepłej wody dla domowników.

Optymalnym rozwiązaniem jest zastosowanie takiego bądź podobnego zestawu solarnego dla celów ogrzewania C.W.U. Inwestycja szybko się zwraca, koszt wytworzonej energii jest dużo niższy niż zakup energii elektrycznej. Najlepszym dopełnieniem ogrzewania C.W.U. byłby kominek opalany drewnem.

Ceny zakupu instalacji solarnych stale maleją, dzięki czemu osiągany jest jeszcze szybszy zwrot inwestycji, a dogrzewanie prądem elektrycznym staje się wtedy mniej kosztowne. Do zasilania pompy elektrycznej w instalacji C.W.U. również mogłoby być zastosowane ogniwo fotowoltaiczne.



- **Symulacja 2: 6 osób**
- parametry szczegółowe instalacji

zestaw solarny	WATT VIP 505 CPC				
liczba kolektorów	5 (typ: płaskie)				
liczba osób	6 (3 dorosłe, 3 dzieci)				
temperatura C.W.U.	50 °C				
zużycie wody	30 l/os, 45 l/os, 60 l/os				
<u>Symulacja 2.1: 6 osób, zapotrzebowanie: 30 l/os</u>					
Pokrycie solarne					
kąt β kolektora	50°				
energia słoneczna na C.W.U	2846,6 [kWh/rok]				
zapotrzebowanie	3328,2 [kWh/rok]				
pokrycie	88,07 %				
		Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarne CWU
		Styczeń	40.7 %	181.2	67.3
		Luty	38.4 %	201.1	74.7
		Marzec	33.8 %	269.4	100
		Kwiecień	24.7 %	269.4	100
		Maj	21.5 %	269.4	100
		Czerwiec	21.1 %	269.4	100
		Lipiec	20.2 %	269.4	100
		Sierpień	20.9 %	269.4	100
		Wrzesień	25.6 %	269.4	100
		Październik	33.5 %	269.4	100
		Listopad	39.5 %	171	63.5
		Grudzień	40.1 %	138.4	51.4
Kalkulacje finansowe					
Kosz całości inwestycji					
zestaw netto	19 999 zł				
zestaw brutto	24 399 zł				
montaż + mocowanie	2 500 zł + 2500 zł				
RAZEM	~29 399 zł				
Typ ogrzewania	energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh				
Roczny koszty serwisowania instalacji	50 zł/rok				
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy	55,18 zł/rok				
Zakładany okres eksploatacji	22 lata				
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii	19,5 lat / 0,51 zł/kWh				
Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii	11,0 lat / 0,29 zł/kWh				
Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U.					
- bez instalacji słonecznej;	1892 [zł/rok]				
- z instalacją słoneczną	282 [zł/rok]				

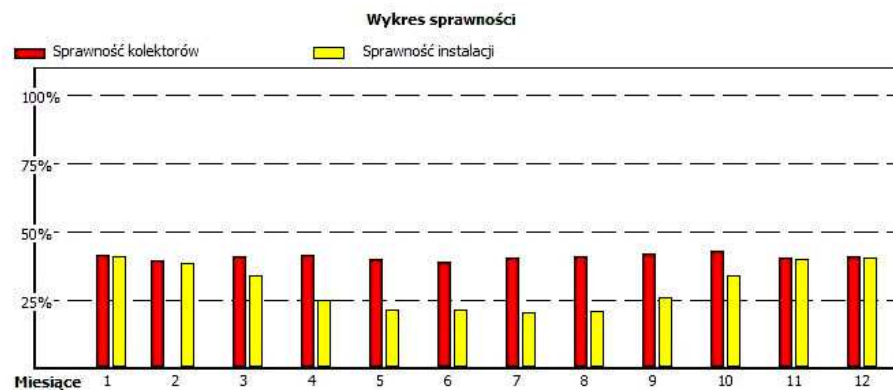
Wnioski:

Zestaw solarny wykorzystany do obliczeń dedykowany jest dla 6 osób (3 osoby dorosłe + 3 dzieci).

Instalacja zapewnia pełne pokrycie C.W.U. dla 6 osób zużywających dziennie średnio 30 l wody. (3 osoby dorosłe zużywają po 40l, 3 dzieci zużywa po 20l).

Okres zwrotu z inwestycji bez dotacji jest bardzo długi, natomiast instalacja z dofinansowaniem cechuje się w miarę atrakcyjnym czasem zwrotu inwestycji wynoszącym 11 lat.

Instalacja jest słabo wykorzystana, cechuje się niską sprawnością. Dla oszczędnych użytkowników jest ona zbyt duża, należałoby albo znacznie zwiększyć zasobnik, tak by ciepłej wody starczyło na dłuższy okres, lub zmniejszyć ilość kolektorów słonecznych nawet do trzech sztuk, a i tak zapewnione zostanie pełne procentowe pokrycie solarne C.W.U. w miesiącach od kwietnia do sierpnia. Kolektory zostały ustawione pod kątem β równym 50° – co daje nie najlepsze efekty w lecie, ale poprawia pokrycie procentowe C.W.U. w zimie. Instalacja w lecie pracuje nadmiarowo, dlatego takie ustawienie nie wpływa na spadek pokrycia procentowego C.W.U. w lecie, za to w zimie zwiększa pokrycie solarne. Dany zestaw jest zbyt duży dla oszczędnych użytkowników, a czas zwrotu z inwestycji za długi.

**Symulacja 2.2: 6 osób, zapotrzebowanie: 45 l/os****Pokrycie solarne**

kąt β kolektora	45°		
energia słoneczna na C.W.U	3830,6 [kWh/rok]		
zapotrzebowanie	4944,3 [kWh/rok]		
pokrycie	79,01 %		
</			

Kalkulacje finansowe

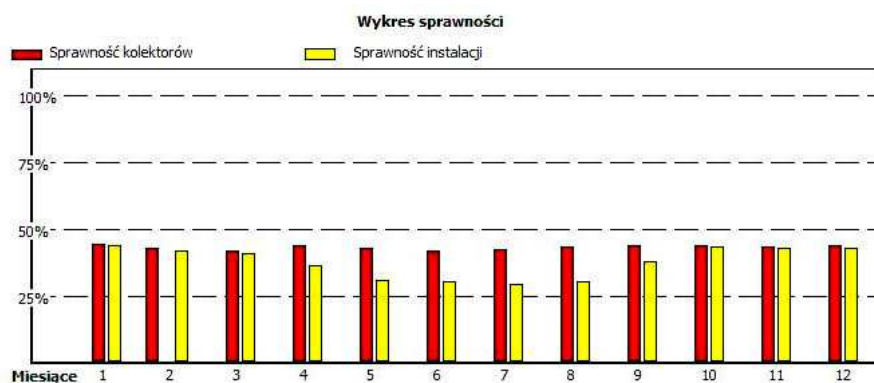
Etap nr 6

Kosz całości inwestycji	
zestaw netto	19 999 zł
zestaw brutto	24 399 zł
montaż	2 500 zł + 2500 zł
RAZEM	~29 399 zł
Typ ogrzewania	energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh
Roczny koszty serwisowania instalacji	50 zł/rok
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy	55,18 zł/rok
Zakładany okres eksploatacji	22 lata
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii	14,5 lat / 0,36 zł/kWh
Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii	8,0 lat / 0,22 zł/kWh
Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U.	
- bez instalacji słonecznej;	2838 [zł/rok]
- z instalacją słoneczną	652 [zł/rok]

Wnioski:

W tym przypadku, gdy z instalacji solarnej korzysta 6 osób zużywających średnio 45 l/os (3 osoby dorosłe zużywają 60l + 3 dzieci zużywa 30l) instalacja trochę lepiej wykorzystana niż w poprzednim przypadku. Utrzymane zostaje pełne pokrycie solarne w miesiącach od kwietnia do września w 100%. Kolektory zostały ustawione pod kątem β równym 45° , przez co optymalnie pracują w okresie wiosennym i letnim.

Okres zwrotu inwestycji jest znacznie bardziej atrakcyjny i wynosi 14,5 roku dla instalacji bez dofinansowania i 8 lat z dofinansowaniem. Koszt 1 kWh ciepła wyprodukowanej przez kolektory CPC jest znacznie niższy niż ta sama energia wyprodukowana przez kolektory płaskie.



Symulacja 2.3: 6 osób, zapotrzebowanie: 60 l/os**Pokrycie solarne**

kąt β kolektora	40°	<table><tr><th>Miesiąc</th><th>Średnia sprawność [%]</th><th>Energia na CWU [kWh]</th><th>% pokrycia solarnego CWU</th></tr><tr><td>Styczeń</td><td>44.9 %</td><td>189.1</td><td>35.1</td></tr><tr><td>Luty</td><td>43.6 %</td><td>223.2</td><td>41.4</td></tr><tr><td>Marzec</td><td>42.9 %</td><td>352.4</td><td>65.4</td></tr><tr><td>Kwiecień</td><td>43.2 %</td><td>495.1</td><td>91.9</td></tr><tr><td>Maj</td><td>39.9 %</td><td>538.7</td><td>100</td></tr><tr><td>Czerwiec</td><td>38.7 %</td><td>538.7</td><td>100</td></tr><tr><td>Lipiec</td><td>37.3 %</td><td>538.7</td><td>100</td></tr><tr><td>Sierpień</td><td>39.5 %</td><td>538.7</td><td>100</td></tr><tr><td>Wrzesień</td><td>43.6 %</td><td>471.8</td><td>87.6</td></tr><tr><td>Październik</td><td>44.6 %</td><td>354.7</td><td>65.8</td></tr><tr><td>Listopad</td><td>44.1 %</td><td>182.3</td><td>33.8</td></tr><tr><td>Grudzień</td><td>44.2 %</td><td>143.3</td><td>26.6</td></tr></table>	Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU	Styczeń	44.9 %	189.1	35.1	Luty	43.6 %	223.2	41.4	Marzec	42.9 %	352.4	65.4	Kwiecień	43.2 %	495.1	91.9	Maj	39.9 %	538.7	100	Czerwiec	38.7 %	538.7	100	Lipiec	37.3 %	538.7	100	Sierpień	39.5 %	538.7	100	Wrzesień	43.6 %	471.8	87.6	Październik	44.6 %	354.7	65.8	Listopad	44.1 %	182.3	33.8	Grudzień	44.2 %	143.3	26.6
Miesiąc	Średnia sprawność [%]		Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU																																																		
Styczeń	44.9 %		189.1	35.1																																																		
Luty	43.6 %		223.2	41.4																																																		
Marzec	42.9 %		352.4	65.4																																																		
Kwiecień	43.2 %	495.1	91.9																																																			
Maj	39.9 %	538.7	100																																																			
Czerwiec	38.7 %	538.7	100																																																			
Lipiec	37.3 %	538.7	100																																																			
Sierpień	39.5 %	538.7	100																																																			
Wrzesień	43.6 %	471.8	87.6																																																			
Październik	44.6 %	354.7	65.8																																																			
Listopad	44.1 %	182.3	33.8																																																			
Grudzień	44.2 %	143.3	26.6																																																			
energia słoneczna na C.W.U	4566,7 [kWh/rok]																																																					
zapotrzebowanie	6560,4 [kWh/rok]																																																					
pokrycie	70,64 %																																																					

Kalkulacje finansowe

Koszć całości inwestycji	
zestaw netto	19 999 zł
zestaw brutto	24 399 zł
montaż	2 500 zł + 2500 zł
RAZEM	~29 399 zł
Typ ogrzewania	energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh
Roczny koszty serwisowania instalacji	50 zł/rok
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy	55,18 zł/rok
Zakładany okres eksploatacji	22 lata
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii	12,0 lat / 0,32 zł/kWh
Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii	6,5 lat / 0,18 zł/kWh
Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U.	
- bez instalacji słonecznej;	3785 [zł/rok]
- z instalacją słoneczną	1147 [zł/rok]
Redukcja emisji CO ₂ .	

CO2	2369.3	[kg/rok]	CO2	3188.3	[kg/rok]	CO2	3800.9	[kg/rok]
SO2	8988.2	[g/rok]	SO2	12095	[g/rok]	SO2	14420	[g/rok]
CO	529.06	[g/rok]	CO	711.95	[g/rok]	CO	848.75	[g/rok]
NOx	3996.7	[g/rok]	NOx	5378.3	[g/rok]	NOx	6411.8	[g/rok]
pyły	333.54	[g/rok]	pyły	448.84	[g/rok]	pyły	535.08	[g/rok]
TOC	0	[g/rok]	TOC	0	[g/rok]	TOC	0	[g/rok]
16 WWA	0	[g/rok]	16 WWA	0	[g/rok]	16 WWA	0	[g/rok]
BaP	0	[g/rok]	BaP	0	[g/rok]	BaP	0	[g/rok]
dla zużycia C.W.U. 30 l/os			dla zużycia C.W.U. 45 l/os			dla zużycia C.W.U. 60 l/os		

Wnioski:

W tym przypadku, gdy z instalacji solarnej korzysta 6 osób zużywające średnio 60 l/os (3 osoby dorosłe zużywają 80l + 3 dzieci zużywa 40l) instalacja jest w nadal nadmiarowa. W tym przypadku , gdy osoby zużywają dużo ciepłej wody, instalacja znacznie bardziej się opłaca niż w poprzednich symulacjach, lecz nadal jest zbyt duża dla tego zastosowania.

Okres zwrotu z inwestycji jest atrakcyjny i wynosi 12 lat dla instalacji bez dofinansowania i 6,5 roku z dofinansowaniem.

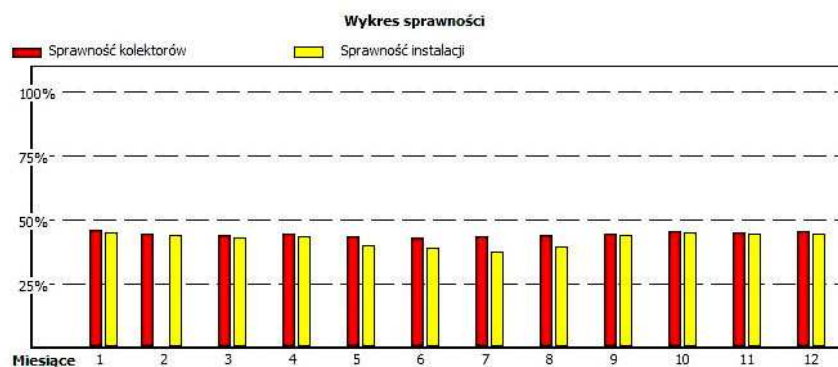
Zasobnik C.W.U. o pojemności 500 litrów jest wystarczający dla instalacji. Pojemność zasobnika przy danym zużyciu C.W.U.:

- 30 l/os zapewnia zapas wody na 3 dni,
- 45 l/os zapewnia zapas wody na 2 dni,
- 60 l/os zapewnia zapas wody na 1,5 dnia.

W ostatnim przypadku jego pojemność jest jeszcze w granicach normy, lecz zapas wody na 1,5 dnia to niewiele, zważywszy na warunki atmosferyczne panujące na Naszej szerokości geograficznej.

Optymalnym rozwiązaniem jest zastosowanie takiego bądź podobnego zestawu solarnego dla celów ogrzewania C.W.U. Inwestycja szybko się zwraca, koszt wytworzonej energii jest dużo niższy (0,18 zł z dofinansowanie) niż zakup energii elektrycznej do grzania C.W.U. Co więcej, ceny zakupu instalacji solarnych stale maleją, dzięki czemu osiągany jest jeszcze szybszy zwrot inwestycji, a dogrzewanie prądem elektrycznym staje się mniej kosztowne.

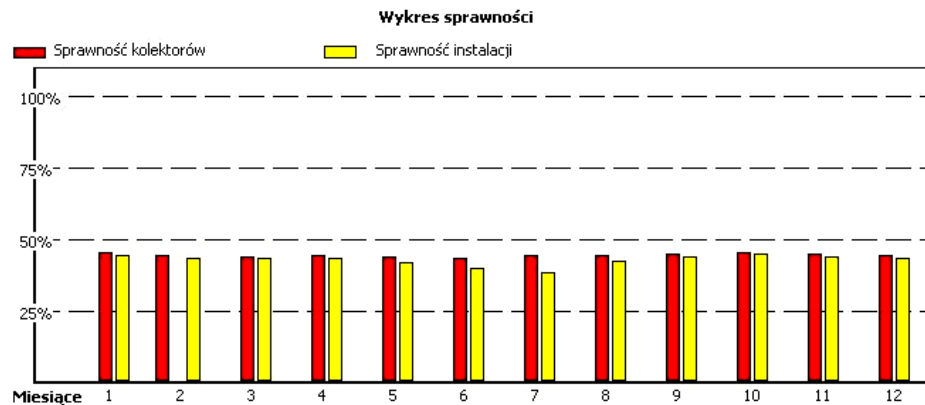
Z symulacji wynika, że dany zestaw solarny jest dobrany nadmiarowo dla 6 osób. Zestaw jest w stanie zapewnić C.W.U. dla większej grupy ludzi.



W celu określenia maksymalnej ilości osób mogących korzystać z zestawu, przy założeniu pełnego pokrycia solarne C.W.U. w miesiącach od maja do sierpnia, dokonano kolejnych symulacji, których wyniki zostały zaprezentowane w tabeli poniżej. Kolektory zostały ustawione pod kątem 25°, tak aby jak najwydajniej pracowały w lecie.

Lp.	zużyciu C.W.U. na osobę [l]	temp C.W.U. [°C]	dzienne zużyciu C.W.U. [l]	max. ilość osób
1	30	50	420	14
2	40	50	400	10
3	50	50	400	8

Jak widać z symulacji, instalacja solarna złożona z 5 kolektorów CPC może wystarczyć nawet na pokrycie zużycia ciepłej wody dla 14 oszczędnych osób, 10 osób zużywających dziennie 40 l oraz 8 osób zużywających 50 l. We wszystkich powyższych przypadkach okres zwrotu inwestycji wynosi 11,5 roku bez dofinansowania i 6,5 roku z dofinansowaniem. Sprawność kolektorów jak i całej instalacji jest w tym przypadku bardzo duża i została przedstawiona na wykresie poniżej:



4.2.3. Podsumowanie instalacji z kolektorami słonecznymi dla domów rodzinnych.

Wyniki wszystkich przeprowadzonych symulacji zostały zebrane w tabeli poniżej.

Ip.	Instalacja dla 4 osób				Instalacja dla 8 osób			
	typ kolektorów	zużycie C.W.U.	cena instalacji	zwrot inwestycji	typ kolektorów	zużycie C.W.U.	cena instalacji	zwrot inwestycji
1	płaskie	30 l	~14'500 zł brutto	20,0 / 11,5	płaskie	30 l	~23'000 zł brutto	18,0 / 10,0
		45 l		14,0 / 8,0		45 l		13,0 / 7,0
		60 l		12,0 / 7,0		60 l		11,0 / 6,0
2	CPC	30 l	~21'000 zł brutto	22,0 / 12,5	CPC	30 l	~30'000 zł brutto	19,0 / 11,0
		45 l		16,0 / 9,0		45 l		14,5 / 8,0
		60 l		14,0 / 8,0		60 l		12,0 / 6,5

Z wyników symulacji wynika, że tańszymi i szybciej zwracającymi się instalacjami są instalacje z kolektorami słonecznymi płaskimi. Ceny zestawów z kolektorami CPC są znacznie wyższe. Jednak kolektory CPC są znacznie bardziej wydajne i tam gdzie kolektory płaskie ledwo pokrywają zapotrzebowanie na C.W.U. tak one mają jeszcze znaczny potencjał do wykorzystania. Żaden z symulowanych zestawów z kolektorami płaskimi nie wystarczał do pełnego (100 %) pokrycia C.W.U. w miesiącach od maja do sierpnia.

Najważniejsze wnioski:

- instalacje z kolektorami słonecznymi płaskimi nadają się do małych i średnich budynków, gdzie nie ma dużego zapotrzebowania na C.W.U. lub gdzie osoby użytkujące instalację oszczędnie korzystają z ciepłej wody,
- instalacje z kolektorami słonecznymi płaskimi są tańsze, wytrzymalsze na warunki atmosferyczne, uzyskiwany szybszy zwrot inwestycji,
- instalacje z kolektorami próżniowymi CPC nadają się do średnich i dużych budynków i tam gdzie występuje duże zapotrzebowanie na C.W.U. przez użytkowników,
- instalacje z kolektorami próżniowymi CPC są droższe, zwrot inwestycji jest przez to dłuższy, ale dostarczają dużo więcej energii niż kolektory płaskie,
- instalacje z kolektorami słonecznymi powinny być tak dobierane, aby pokrywały w pełni zapotrzebowanie na C.W.U. w okresie letnim, od maja do sierpnia lub września. Zwiększanie ilości kolektorów, tak aby w pełni pokryć zapotrzebowanie w miesiącach wiosennych, jesiennych i zimowych skutkuje jedynie przewymiarowaniem instalacji i jej całkowitym brakiem opłacalności,
- kolektory słoneczne w lecie powinny być ustawiane pod mniejszym kątem pochylenia niż w zimie. Kąt ten powinien znajdować się w przedziale około 25-35°, natomiast w zimie powinien być wyższy, około 50-60°. Jeśli system mocujący ma możliwość regulacji, jest to jego wielkim plusem.

4.2.4. Instalacja C.W.U. oraz C.O. z próżniowymi kolektorami słonecznymi typu CPC

- wstępny opis założeń do symulacji

Opis wykorzystania budynku	dom jedno/dwu rodzinny, wykorzystywany całorocznie, Zużycie C.W.U. zależne od stylu życia i oszczędności mieszkańców. Dom starszy, otynkowany, nieocieplony.:
Zapotrzebowanie energetyczne budynku	125 kWh/rok/m²

Etap nr 6

Powierzchnia użytkowa budynku	150 m ²																																						
Typ kolektorów	próżniowe																																						
Ilość osób	1. 5 (2 dorosłe, 3 dzieci)																																						
Zapotrzebowanie na C.W.U.	1. 50 l/osoba																																						
Założenia do symulacji: - temperatura C.W.U. - ustawienie kolektorów	50 °C bezpośrednio w kierunku południowym, β-zależne od pokrycia procentowego C.W.U.																																						
Zestaw solarny	1. Dla 5 osób: WATT DUO Sun 750 CPC <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nazwa</th><th>Ilość</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Kolektor słoneczny próżniowy WATT CPC 9 VIP</td><td>6</td></tr> <tr> <td>Zasobnik węzownicowy emaliowany SISS 750/150</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Płyn do kolektorów CPC - 20 litrów</td><td>2</td></tr> <tr> <td>Płyn do kolektorów CPC - 10 litrów</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Regulator ReSolWATT Plus</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Grupa solarna podwójna z separatorem i rotametrem 2-15l/min</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Zestaw do podłączenia podwójnej gr. solarnej ze zbiornikiem do instalacji 22mm</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Naczynie wzbiorcze do kolektorów 80 litrów</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Złączka zaciskowa mufowa 15mm do CPC</td><td>8</td></tr> <tr> <td>Zaślepka ochronna boczna do CPC</td><td>2</td></tr> <tr> <td>Izolacja na złączkę kolektorową 15mm</td><td>8</td></tr> <tr> <td>Złączka redukcyjna zaciskowa 22mm-15mm</td><td>4</td></tr> <tr> <td>Zaślepka boczna zaciskowa 15mm/15mm do CPC</td><td>2</td></tr> <tr> <td>Zawór 3- drogowy przełączający 3/4"</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Złączka do naczynia wzbiorczego 1"</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Grupa bezpieczeństwa do zbiorników SISS i ZWZ o pojemności 750l-900l</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Zestaw do podłączenia grupy bezpieczeństwa do zbiorników SISS</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Otulina solarna 9x22 (w m.b.)</td><td>40</td></tr> </tbody> </table>	Nazwa	Ilość	Kolektor słoneczny próżniowy WATT CPC 9 VIP	6	Zasobnik węzownicowy emaliowany SISS 750/150	1	Płyn do kolektorów CPC - 20 litrów	2	Płyn do kolektorów CPC - 10 litrów	1	Regulator ReSolWATT Plus	1	Grupa solarna podwójna z separatorem i rotametrem 2-15l/min	1	Zestaw do podłączenia podwójnej gr. solarnej ze zbiornikiem do instalacji 22mm	1	Naczynie wzbiorcze do kolektorów 80 litrów	1	Złączka zaciskowa mufowa 15mm do CPC	8	Zaślepka ochronna boczna do CPC	2	Izolacja na złączkę kolektorową 15mm	8	Złączka redukcyjna zaciskowa 22mm-15mm	4	Zaślepka boczna zaciskowa 15mm/15mm do CPC	2	Zawór 3- drogowy przełączający 3/4"	1	Złączka do naczynia wzbiorczego 1"	1	Grupa bezpieczeństwa do zbiorników SISS i ZWZ o pojemności 750l-900l	1	Zestaw do podłączenia grupy bezpieczeństwa do zbiorników SISS	1	Otulina solarna 9x22 (w m.b.)	40
Nazwa	Ilość																																						
Kolektor słoneczny próżniowy WATT CPC 9 VIP	6																																						
Zasobnik węzownicowy emaliowany SISS 750/150	1																																						
Płyn do kolektorów CPC - 20 litrów	2																																						
Płyn do kolektorów CPC - 10 litrów	1																																						
Regulator ReSolWATT Plus	1																																						
Grupa solarna podwójna z separatorem i rotametrem 2-15l/min	1																																						
Zestaw do podłączenia podwójnej gr. solarnej ze zbiornikiem do instalacji 22mm	1																																						
Naczynie wzbiorcze do kolektorów 80 litrów	1																																						
Złączka zaciskowa mufowa 15mm do CPC	8																																						
Zaślepka ochronna boczna do CPC	2																																						
Izolacja na złączkę kolektorową 15mm	8																																						
Złączka redukcyjna zaciskowa 22mm-15mm	4																																						
Zaślepka boczna zaciskowa 15mm/15mm do CPC	2																																						
Zawór 3- drogowy przełączający 3/4"	1																																						
Złączka do naczynia wzbiorczego 1"	1																																						
Grupa bezpieczeństwa do zbiorników SISS i ZWZ o pojemności 750l-900l	1																																						
Zestaw do podłączenia grupy bezpieczeństwa do zbiorników SISS	1																																						
Otulina solarna 9x22 (w m.b.)	40																																						
Ceny zestawów:	1. WATT DUO Sun 750 CPC – 20 614 zł netto, 25 149 zł brutto																																						
Założenia finansowe: cena zakupu energii inflacja wzrost cen nośnika energii wysokość dotacji zakładany okres eksploatacji	0,55 zł / kWh 4 % 6 % 45 % 22 lata																																						

- **Symulacja 1: 5 osób**
- parametry szczegółowe instalacji

zestaw solarny	WATT DUO Sun 750 CPC
liczba kolektorów	6 (typ: CPC)
liczba osób	5 (2 dorosłe, 3 dzieci)
temperatura C.W.U.	50°C
średnie zużycie wody	50 l/os,

Symulacja 1.1: 5 osób, zapotrzebowanie: 50 l/os				
Pokrycie solarne				
kąt β kolektora	40°		Miesiąc	Srednia sprawność [%]
energia słoneczna na C.W.U.	3800,4 [kWh/rok]			Energia na CWU [kWh]
zapotrzebowanie	4615,7 [kWh/rok]			% pokrycia solarnego CWU
pokrycie C.W.U.	84,66 %		Styczeń	41.2 %
			Luty	39.5 %
			Marzec	40.5 %
			Kwiecień	42.2 %
			Maj	23.1 %
			Czerwiec	22.4 %
			Lipiec	21.6 %
			Sierpień	22.8 %
			Wrzesień	42.2 %
			Październik	42.4 %
			Listopad	40.1 %
			Grudzień	40.5 %
energia słoneczna na C.O.	434,2 [kWh/rok]			
zapotrzebowanie	18 000 [kWh/rok]			
pokrycie C.O.	2,18 %			
budynek: zapotrzebowanie	125 kWh/m ² /rok			
budynek: powierzchnia	150 m ²			
Kalkulacje finansowe				
Kosz całości inwestycji				
zestaw netto		20 614 zł		
zestaw brutto		25 149 zł		
montaż + mocowanie		4 000 zł + 3500 zł		
RAZEM		~32 649 zł		
Typ ogrzewania		energia elektryczna		
		cena zakupu: 0,55 zł/kWh		
Roczny koszty serwisowania instalacji		50 zł/rok		
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy		57,39 zł/rok		
Zakładany okres eksploatacji		22 lata		
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii		14,5 lat / 0,38 zł/kWh		
Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii		8,0 lat / 0,22 zł/kWh		
Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U.				
- bez instalacji słonecznej;		2628 [zł/rok]		
- z instalacją słoneczną		477 [zł/rok]		

Wnioski:

Zestaw solarny wykorzystany do obliczeń dedykowany jest dla 5 osób (2 osoby dorosłe + 3 dzieci) do podgrzewania C.W.U. oraz wspomagania instalacji C.O.

Instalacja zapewnia pełne pokrycie C.W.U. dla 5 osób zużywających dziennie średnio 50 l wody. Kolektory CPC są tak wydajne, że zapewniają ciepłą wodę nawet dla 5 dorosłych osób.

Procentowe pokrycie solarne C.W.U. przez kolektory CPC jest bardzo duże. Instalacja zapewnia 100% pokrycie solarne na potrzeby C.W.U. w miesiącach od marca do października. Pokrycie C.O. jest jednak bardzo małe. Średnie pokrycie potrzeb C.O. wynosi 2,41 %. Zmniejszając zużycie C.W.U. przez użytkowników o 10 litrów, czyli 5 osób zużywających średnio 40l ciepłej wody otrzymujemy pokrycie C.O. na poziomie 3,5 %. Są to jednak bardzo niskie wartości. Miesiące w których możliwe jest wspomaganie C.O. to marzec, kwiecień oraz wrzesień i październik.

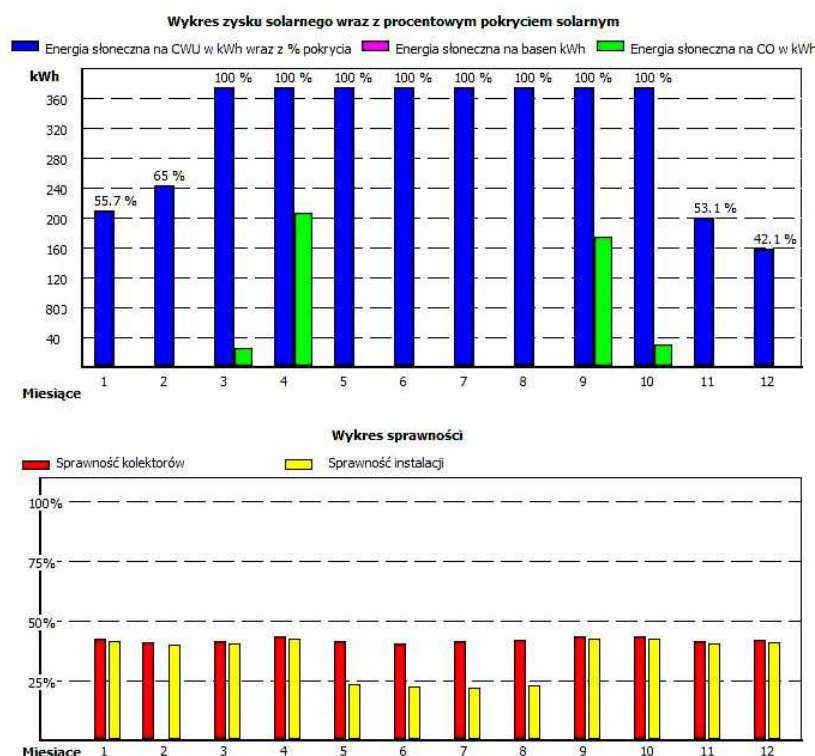
Okres zwrotu inwestycji wynosi 14,5 roku bez dofinansowania i 8 lat z dofinansowaniem. Cena zestawu jest bardzo atrakcyjna. W cenie zestawu znajdują się 6 nowoczesnych kolektorów CPC firmy WATT oraz specjalny zasobnik na cele C.O.

Instalacja z kolektorami słonecznymi na cele C.O. nie nadaje się do zastosowania w domach o dużym zapotrzebowaniu energetycznym. Im lepiej ocieplony budynek tym instalacja solarna ma lepszą sprawność i wyższe pokrycie.

Instalacje z kolektorami słonecznymi nadają się do ogrzewania niskotemperaturowego.

Kolejną trudnością w wykorzystaniu kolektorów na cele C.O. jest fakt, że kolektory najwięcej energii cieplnej dostarczają w lecie, kiedy zapotrzebowanie na ogrzewania budynku jest zerowe, a w zimie, kiedy potrzeba energii cieplnej, kolektory działają najslabiej.

Sprawność instalacji solarnej w lecie jest bardzo mała, ponieważ instalacja jest duża i nadmiarowa na cele C.W.U., zaś ciepła nie można wykorzystać na cele C.O.

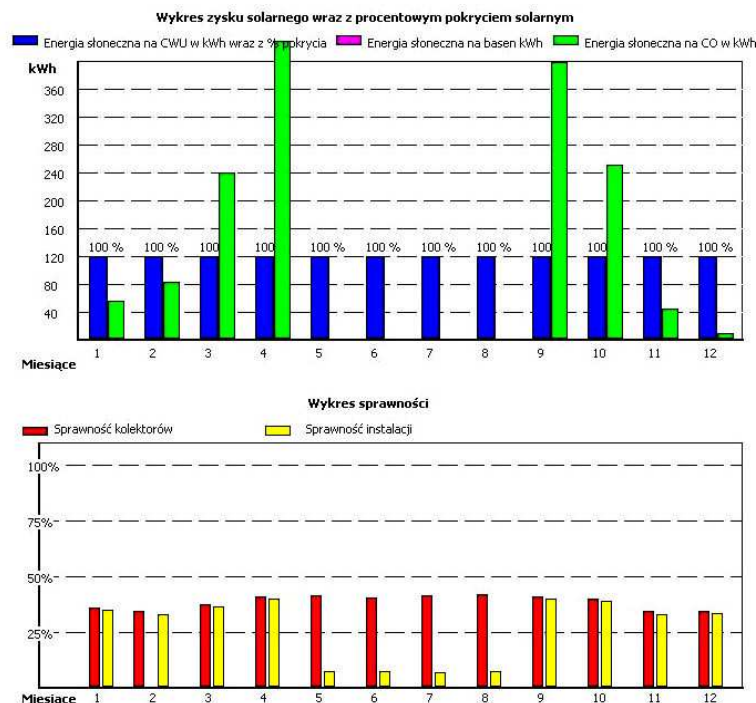


Etap nr 6

Przeprowadzona została dodatkowa symulacja, gdy ta sama instalacja solarna wykorzystywana jest przez rodzinę 5-cio osobową (2 osoby dorosłe zużywające 50l + 3 dzieci zużywających 30l, razem około 200l/os) zużywającą średnio 40 l/os. Instalacja wykorzystywana jest do niskotemperaturowego wspomaganie ogrzewania C.O. w domu wysokoenergetycznym zużywającym 35 kWh/m²/rok o powierzchni 150 m².

Wyniki symulacji:

- dom: wysokoenergetyczny 35 kWh/m²/rok
- powierzchnia: 150 m²
- zapotrzebowanie energetyczne: 35 kWh/m²/rok * 150 m² = 5 250 kWh/rok
- energia słoneczna na C.O.: 1 505 kWh/rok
- pokrycie % C.O.: (1 505 kWh/rok / 5 250 kWh/rok) * 100% = 28,6 %
- koszt inwestycji: ~32 649 zł
- zwrot inwestycji (bez dofinansowania): 20,5 lat (porównanie do ogrzewania energią elektryczną)
- zwrot inwestycji (z dofinansowaniem): 12,0 lat (porównanie do ogrzewania energią elektryczną)
- wykresy: zysku solarnego wraz z procentowym pokryciem solarnym oraz wykres sprawności



- wnioski:

Z wykresów widać, że instalacja w pełni pokrywa zapotrzebowanie na C.O. w miesiącach: marcu, kwietniu oraz wrześniu i październiku. Miesiące: maj, czerwiec, lipiec i sierpień, to miesiące nie brane pod uwagę w celach wspomagania C.O. W tych miesiącach raczej nie występuje potrzeba ogrzewania domu (choć czasem zdarzają się chłodne dni w których istnieje potrzeba dogrzania budynku, wtedy kolektory wystarczą do tego celu). Miesiące styczeń, luty oraz listopad i grudzień to miesiące w których potrzebne jest ogrzewanie budynku przy pomocy innego źródła ciepła niż kolektory słoneczne np.: pompa ciepła, kocioł gazowy, olejowy, węglowy.

Instalacja musi być w tym przypadku nadmiarowa. Priorytetem jest podgrzewanie C.W.U. Nadwyżka energii służy do ogrzewania C.O. Z wykresu sprawności widać, że instalacja pracuje optymalnie w zimie, na wiosnę i na jesień, natomiast w lecie sprawność instalacji jest bardzo niska. Nadwyżkę energii można by wykorzystać do ogrzewania wody w przydomowym basenie.

Czas zwrotu inwestycji jest w rzeczywistości znacznie dłuższy, ponieważ porównanie nastąpiło do ogrzewania C.O. i C.W.U. prądem elektrycznym. Nikt jednak nie używa energii elektrycznej do ogrzewania C.O. Szacowany przeze mnie okres zwrotu z inwestycji przy ogrzewaniu:

- gazem ~ 40 lat (bez dofinansowania), ~ 22 lata (z dofinansowaniem).
- węglem kamiennym – instalacja nigdy się nie zwróci, dla tak dobrze izolowanego budynku. Natomiast instalacja solarna nie zanieczyszcza środowiska, nie emituje szkodliwych związków do atmosfery. Ilość ograniczonych zanieczyszczeń przedstawia rysunek poniżej.

Roczna redukcja emisji zanieczyszczeń		
CO ₂	2449.1	[kg/rok]
SO ₂	9291.1	[g/rok]
CO	546.89	[g/rok]
NO _x	4131.4	[g/rok]
pyły	344.78	[g/rok]
TOC	0	[g/rok]
16 WWA	0	[g/rok]
BaP	0	[g/rok]

4.2.5.

4.2.6. Instalacja z pompą ciepła dla budynków o powierzchni 100, 150 i 200 m²

W punkcie tym zostaną przedstawione kalkulacje energetyczne, oraz finansowe instalacji C.O. oraz C.W.U. dla budynków o powierzchni użytkowej 100, 150 i 200 m² o wieku zabudowy:

- stare budynki, nieocieplane – zapotrzebowanie energetyczne: 100 – 120 W/m²,
- budynki w wieku 20 – 30 lat, otynkowane, szczelne okna – zapotrzebowanie energetyczne: 70 – 80 W/m²,
- nowe budynki, szczelne i ocieplone – zapotrzebowanie energetyczne: 50 – 55 W/m²,
- budynki niskoenergetyczne - zapotrzebowanie energetyczne: około 35 W/m²,

Wyniki obliczeń zostaną zaprezentowane w formie tabeli.

Założenia obliczeń:

- powierzchnia budynków: 100 m², 150 m², 200 m²,
- zapotrzebowanie energetyczne budynków [W/m²]: 35, 50, 55, 70, 80, 100, 120,
- średni czas dziennego ogrzewania budynku: 8 godzin,
- ilość dni grzewczych w roku: 222 dni,

Tabela 1. Zapotrzebowanie energetyczne danego budynku

Lp.	zapotrzebowanie energetyczne budynku E_{1m^2}	dzienny czas grzania $t_{grzania}$	ilość dni grzewczych w roku	roczne zapotrzebowanie energetyczne $E_{roczne\ 1m^2}$	roczne zapotrzebowanie energetyczne dla danej pow. budynku $E_{roczne\ pow.\ bud.}$ [kWh/rok]			moc grzewcza potrzebna do ogrzania budynku $P_{ogrz\ bud.}$ [W]		
	[W/m ²]	[h]	[dni]	[kWh/m ² /rok]	100 m ²	150 m ²	200 m ²	100 m ²	150 m ²	200 m ²
1	35	8	222	62 160	6 216 000	9 324 000	12 432 000	3 500	5 250	7 000
2	50	8	222	88 800	8 880 000	13 320 000	17 760 000	5 000	7 500	10 000
3	55	8	222	97 680	9 768 000	14 652 000	19 536 000	5 500	8 250	11 000
4	70	8	222	124 320	12 432 000	18 648 000	24 864 000	7 000	10 500	14 000
5	80	8	222	142 080	14 208 000	21 312 000	28 416 000	8 000	12 000	16 000
6	100	8	222	177 600	17 760 000	26 640 000	35 520 000	10 000	15 000	20 000
7	120	8	222	213 120	21 312 000	31 968 000	42 624 000	12 000	18 000	24 000
wzór obliczeń dany równaniem: Wzór 1					wzór obliczeń dany równaniem: Wzór 2			wzór obliczeń dany równaniem: Wzór 3		

$$E_{roczne\ 1m^2} = E_{1m^2} * t_{grzania} * dni_{grzewczych\ na\ rok}$$

Wzór 1

$$E_{roczne\ pow.\ bud.} = E_{roczne\ 1m^2} * powierzchnia_{budynku}$$

Wzór 2

$$P_{ogrz.bud.} = E_{1m^2} * powierzchnia_{budynku}$$

Wzór 3

Wynik wskazuje orientacyjną moc pompy ciepła jaka powinna być użyta dla danego typu budynku i jego powierzchni

Tabela 2. Wyliczenia powierzchni i kosztów budowy kolektora poziomego i pionowego

Lp.	kolektor poziomy						kolektor pionowy					
	pow. kolektora dla pow. bud. 100 m ² [m ²]	koszt kolektora [PLN]	pow. kolektora dla pow. bud. 150 m ² [m ²]	koszt kolektora [PLN]	pow. kolektora dla pow. bud. 200 m ² [m ²]	koszt kolektora [PLN]	głębokość kolektora dla pow. bud. 100 m ² [m ²]	koszt kolektora [PLN]	głębokość kolektora dla pow. bud. 150 m ² [m ²]	koszt kolektora [PLN]	głębokość kolektora dla pow. bud. 200 m ² [m ²]	koszt kolektora [PLN]
1	175	4 375	262	6 562	350	8 750	84	5 833	125	8 750	167	11 670
2	250	6 250	375	9 375	500	12 500	119	8 333	180	12 500	238	16 670
3	275	6 875	412	10 312	550	13 750	131	9 166	197	13 750	262	18 333
4	350	8 750	525	13 125	700	17 500	167	11 670	250	17 500	333	23 333
5	400	10 000	600	15 000	800	20 000	191	13 333	286	20 000	381	26 670
6	500	12 500	750	18 750	1 000	25 000	238	16 670	357	25 000	476	33 333
7	600	15 000	900	22 500	1 200	30 000	286	20 000	430	30 000	572	40 000
	- Moc z gruntu – $P_{1 \text{ m}^2 \text{ gruntu}} = 20 \text{ W z } 1 \text{ m}^2 \text{ kolektora poziomego}$, - Koszt 1 m ² kolektora poziomego – 25 zł / m ² , - Obliczenia wymaganej powierzchni kolektora poziomego dla danej mocy pompy ciepła dane wzorem: Wzór 4 - Koszt wykonania kolektora dany wzorem: Wzór 5						- Moc z gruntu – $P_{1 \text{ m głębokosci}} = 42 \text{ W (z } 1 \text{ m głębokości kolektora pionowego)}$, - Koszt 1 m kolektora pionowego – 70 zł / m, - Obliczenia wymaganej głębokości kolektora pionowego dla danej mocy pompy ciepła dane wzorem: Wzór 6 - Koszt wykonania kolektora dany wzorem: Wzór 7					

$$Powierzchnia_{kolektora \text{ poziomego}} = \frac{P_{ogrz \text{ bud}}}{P_{1 \text{ m}^2 \text{ gruntu}}}$$

Wzór 4

$$Koszt_{kolektora \text{ poziomego}} = Powierzchnia_{kolektora \text{ poziomego}} * Cena_{1 \text{ m}^2}$$

Wzór 5

Etap nr 6

$$Glebokosc_{kolektora\ pionowego} = \frac{P_{ogrz\ bud}}{P_{1\ m\ glebokosci}}$$

Wzór 6

$$Koszt_{kolektora\ pionowego} = Glebokosc_{kolektora\ pionowego} * Cena_{1\ m\ glebokosci}$$

Wzór 7

System dwóch studni:

W tym systemie koszt **10 kW** mocy z wód gruntowych kosztuje około **4 000zł**. Cena zawiera wykonanie dwóch studni o głębokości około 15 metrów każda i pompę wody.

4.2.7. Symulacje instalacji z pompą ciepła dla budynków o powierzchni 100, 150 i 200 m²

- Symulacja 1 – budynek o zapotrzebowaniu energetycznym 100 W/m².

Opis budynku - zapotrzebowanie energetyczne: - powierzchnia użytkowa: - średnia oczekiwana temperatura w budynku: - Polska strefa klimatyczna:	Budynek starej konstrukcji, 100 W/m ² , 1. 100 m ² , 2. 150 m ² , 3. 200 m ² , 24 °C, III strefa.
Zapotrzebowanie energetyczne (wg. Tabela 1 i Tabela 2)	1. 10 kW, 2. 15 kW, 3. 20 kW
Kolektor poziomy, łączna powierzchnia:	1. 500 m ² / 12 500 zł, 2. 750 m ² / 18 700 zł, 3. 1000 m ² / 25 000 zł,
Kolektor pionowy, łączna głębokość:	1. 238 m ² / 16 700 zł, 2. 357 m ² / 25 000 zł, 3. 476 m ² / 33 000 zł,
System 2 studni	1. 4000 zł, 2. 6000 zł, 3. 8000 zł
Pompa ciepła:	Viessmann VITOCAL 300G – 26 333 zł (moc cieplna: gruntowa: 6,2 – 17,6 kW, woda: 8,0 – 21,6 kW)
Koszty całościowe instalacji pompa ciepła: kolektor poziomy/pionowy/woda-woda	26 333 zł (brutto) 1. 12 500 zł / 16 600 zł / 4 000 zł, 2. 18 700 zł / 25 000 zł / 6 000 zł,

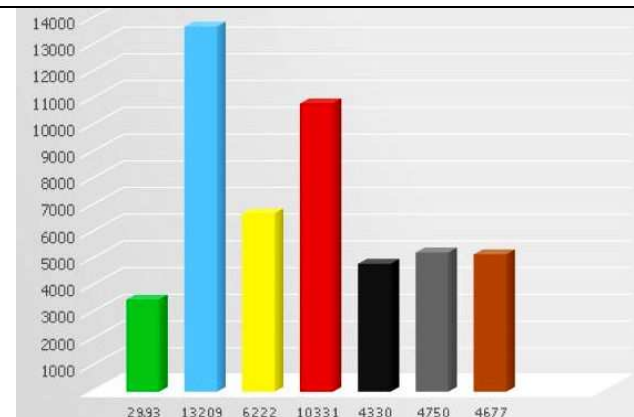
instalacja ogrzewania podłogowego	3. 25 000 zł / 33 000 zł / 8 000 zł, 1. 6500 zł, 2. 11 000 zł, 3. 15 600 zł, (1 m² ogrzewania podłogowego – 92 zł brutto)		
Razem: (pompa + kolektor + instalacja)	dla budynku 100m ²	dla budynku 150m ²	dla budynku 200m ²
a) pompa + kolektor płaski + instalacja	wariant: a) 45 333 zł	wariant: a) 56 033 zł	wariant: a) 66 933 zł
b) pompa + kolektor płaski + instalacja	wariant: b) 49 433 zł	wariant: b) 62 333 zł	wariant: b) 74 933 zł
c) pompa + woda-woda + instalacja	wariant: c) 36 833 zł	wariant: c) 43 333 zł	wariant: c) 49 933 zł

Ceny nośników energii:

	jednostka	wartość
Cena gazu ziemnego	zł/m ³	1.8
Cena oleju opałowego	zł/litr	2.9
Cena węgla 'kostka'/ Ekogroszek	zł/t	750
Cena koksu grubego	zł/t	800
Cena biomasy - pelletu	zł/t	800
Cena gazu płynnego	zł/litr	2.6
Cena energii elektrycznej jednotaryfowa G11	zł/kWh	0.42

Kosz ogrzewania budynku 100 m²:**PORÓWNANIE EFEKTYWNOŚCI I KOSZTÓW**

	COP*	PLN
Pompa ciepła (taryfa G11) Danfoss DHP	4.0	2993
Gaz płynny kocioł kondensacyjny	0.85	13209
Gaz ziemny kocioł kondensacyjny	0.85	6222
Kocioł olejowy	0.8	10331
Koks 'gruby'	0.65	4330
Węgiel 'kostka'/Ekogroszek	0.6	4750
Biomasa	0.9	4677



Porównanie kosztów ogrzewania:

1. gaz płynny – pompa ciepła	= 13209 – 2993	= 10216 zł
2. gaz ziemny – pompa ciepła	= 6222 – 2993	= 3229 zł
3. olej – pompa ciepła	= 10331 – 2993	= 7338 zł
4. ekogroszek – pompa ciepła	= 4750 – 2993	= 1757 zł

* obliczenia kosztów ogrzewania wykonane przy pomocy kalkulatora:
<http://www.pl.pompyciepla.danfoss.com/Content/0018d0dc-e647-4921-b759-cf8ad104526c.html>

Zwrot inwestycji: założenie 2% wzrost cen nośnika en.

Ogrzewanie:	Inst. z kolektorem poziomym [lat]	Inst. z kolektorem pionowym [lat]	Inst. z kolektorem wodnym [lat]
gaz płynnym	5	5	4
gaz ziemnym	13	14	11
olej	6	7	5
eko-groszek	22	24	18

Metoda obliczeń:

Posługując się kalkulatorem dokonujemy obliczenia rocznego kosztu opału na cele ogrzania budynku.

Mając dane koszty ogrzewania danym paliwem oraz pompą ciepła dokonujemy obliczenia różnicy między kosztami ogrzewania danym paliwem, minus koszty związane z ogrzewaniem pompą ciepła, dzięki czemu otrzymujemy rzeczywisty roczny zysk.

Posługując się programem napisanym przez autor niniejszej pracy obliczamy ile lat musi upłynąć, aby pokryły się koszty instalacji pompy ciepła - **co daje okres zwrotu inwestycji.**

Wnioski.

Dokonujemy symulacji dla budynku o powierzchni 100 m². Dla pozostałych budynków o tym samym zapotrzebowaniu cieplnym wyniki będą podobne. W poprzednim punkcie zostały sporządzone tabele obrazujące zapotrzebowanie energetyczne budynku na 1m², zapotrzebowanie roczne oraz określona została orientacyjna moc pompy ciepła jaka musiałaby być użyta do ogrzewania danego budynku o podanej powierzchni oraz jednostkowym, przypadającym na 1m² powierzchni zapotrzebowaniu energetycznym.

Została również przygotowana tabela z orientacyjnie dobranym typem kolektora (gruntowego czy wodnego), jego powierzchnia lub głębokość oraz orientacyjne koszty wykonania. Używane jest tutaj słowo 'orientacyjne' gdyż każda instalacja musi zostać dobrana indywidualnie do budynku, jego zapotrzebowania energetycznego, strefy klimatycznej, srogości zimy, żądanej temperatury wewnątrz budynku oraz dostępności terenu do budowy kolektora gruntowego, czy wodnego, ponieważ nie na każdym terenie możliwe jest wykonanie każdego kolektora. Zysk energetyczny kolektora gruntowego zależy w głównej mierze od rodzaju gleby.

Jak wynika z przeprowadzonych obliczeń, koszt budowy kolektora pionowego jest wyższy od poziomego. Najbardziej opłacalnym typem kolektora jest kolektor wodny, lecz nie jest on możliwy do wykonania w każdym terenie. Budowa kolektorów dla budynków z wysokim zapotrzebowaniem energetycznym jest wysokim kosztem, lecz największą niedogodnością jest duża powierzchnia/głębokość kolektora gruntowego. Nie zawsze do dyspozycji jest ponad 500 m² terenu do zbudowania kolektora. W przypadku kolektora pionowego jest to wiele głębokich odwiertów w gruncie, na których wykonanie potrzeba ubiegać się o stosowne pozwolenia.

Dobrze dobrana pompa ciepła jest w stanie ogrzewać budynki w całym okresie zimowym, nawet budynki o wysokim zapotrzebowaniu energetycznym, lecz koszt inwestycji jest wtedy bardzo wysoki.

Okres zwrotu inwestycji w głównej mierze zależy od rodzaju nośnika energii oraz rodzaju instalacji grzewczej z którą porównujemy ogrzewanie pompą ciepła. Najszybciej zwraca się inwestycja w porównaniu z ogrzewaniem gazem płynnym oraz olejem opałowym i wynosi około 5 – 8 lat.

Im tańsza jest instalacja grzewcza z którą porównujemy instalację z pompą ciepła oraz paliwo do jej użytkowania jest tańsze, tym okres zwrotu inwestycji na pompę ciepła jest dłuższy. Przy ogrzewaniu węglem kamiennym i tradycyjną instalacją C.O. koszty eksploatacji są najniższe. Przy porównaniu tradycyjnej instalacji C.O. z instalacją z pompą ciepła, okres zwrotu inwestycji jest prawie nieskończenie długi. Jednak przy ogrzewaniu pompą ciepła znacznie redukujemy emisję szkodliwych związków do atmosfery co jest największym zyskiem.

Należy się również liczyć z faktem, iż w czasie bardzo ostrej zimy pompa ciepła może być nie wystarczająca do ogrzania budynku. W klimacie gdzie występują ciężkie i długotrwałe zimy z niskimi temperaturami kotłownie należy zaopatrzyć w dodatkowe źródło ogrzewania, np. tradycyjny kocioł węglowy, gazowy lub olejowy. Kocioł węglowy nie spowoduje dużego wzrostu kosztów rocznego ogrzewania, szczególnie w przypadku budynku o niskim zapotrzebowaniu energetycznym.

- Symulacja 2 – budynek o zapotrzebowaniu energetycznym 70 W/m².

Opis budynku - zapotrzebowanie energetyczne: - powierzchnia użytkowa: - średnia oczekiwana temperatura w budynku: - Polska strefa klimatyczna:	Budynek średnio starej konstrukcji, bardzo często spotykany. Otynkowany, szczelne okna. 70 W/m ² , 1. 100 m ² , 2. 150 m ² , 3. 200 m ² , 24 °C, III strefa.
Zapotrzebowanie energetyczne (wg. Tabela 1 i Tabela 2)	1. 7,0 kW, 2. 10,5 kW, 3. 14,0 kW
Kolektor poziomy, łączna powierzchnia:	1. 350 m ² / 8 750 zł, 2. 525 m ² / 13 125 zł, 3. 700 m ² / 17 500 zł,
Kolektor pionowy, łączna głębokość:	1. 167 m ² / 11 670 zł, 2. 250 m ² / 17 500 zł, 3. 333 m ² / 23 333 zł,
System 2 studni	1. 4000 zł, 2. 4000 zł, 3. 6000 zł
Pompa ciepła:	1. Sofath – Natea MT7.10 – kompletny zestaw pompa ciepła (7,2 kW), kolektor poziomy, zbiornik C.W.U., ogrzewanie podłogowe. wady – zbyt mały kolektor poziomy, potrzebny będzie większy niż w ofercie. http://allegro.pl/system-pompa-ciepla-natea-dla-130m2-montaz-i1329484268.html 2. Sofath – Natea MT11.10 – kompletny zestaw pompa ciepła (11,3 kW), http://allegro.pl/system-pompa-ciepla-natea-dla-200m2-montaz-i1329481990.html

Koszty całościowe instalacji zestaw z pompa ciepła:		1. dla budynku 100 m ² : 37 500 zł brutto (ceny dodatkowego kolektora powyżej) 2. dla budynku 150 m ² : 48 000 zł brutto (ceny kolektorów powyżej)		
Razem: (pompa + kolektor + instalacja)		dla budynku 100m ²	dla budynku 150m ²	dla budynku 200m ²
większy kolektor poziomy		37 500 zł 46 250 zł (+8750 zł)	48 000 zł 61 125 zł (+13125 zł)	

Koszt nośników energii oraz założenia:

Energia elektryczna			Gaz ziemny E		
Cena energii elektrycznej brutto	0.305	zł/kWh	Cena za paliwo gazowe brutto	1.183	zł/m ³
Opłata sieciowa stała brutto	5.030	zł/m-c	Opłata sieciowa stała brutto	54.656	zł/m-c
Opłata abonamentowa brutto	2.367	zł/m-c	Opłata sieciowa zmienna brutto	0.506	zł/m ³
Opłata dystrybucyjna zmienna brutto	0.204	zł/kWh			
Gaz płynny propaanbutan			Olej opałowy		
Cena za paliwo gazowe brutto	2.83	zł/l	Cena za olej opałowy brutto	4.21	zł/kg
Ekogroszek			Wynik obliczeń		
Cena za ekogroszek brutto	750.00	zł/tona	Obliczeniowa temperatura zewnętrzna:	-20	°C
			Liczba stopniodni	4775	K*doba
			Zapotrzebowanie ciepła dla budynku	7.00	kW
			Przewidywane, roczne zużycie energii na cele grzewcze	65.635	GJ/rok
				18232	kWh/rok

Kosz ogrzewania budynku 100 m²:



Użyty kalkulator firmy Sofach:

<http://www.sofath.pl/kalkulator/>

Porównanie kosztów ogrzewania:

1. kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła	= 4200 – 2499	= 1701 zł
2. kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła	= 4681 – 2499	= 2182 zł
3. kocioł kondensacyjny (propanbutan) – pompa ciepła	= 8070 – 2499	= 5571 zł
4. kocioł tradycyjny (propanbutan) – pompa ciepła	= 9173 – 2499	= 6674 zł
5. kocioł olejowy – pompa ciepła	= 7832 – 2499	= 5333 zł
6. kocioł na ekogroszek	= 2813 – 2499	= 314 zł

Zwrot inwestycji: założenie 2% wzrost cen nośnika en.

Ogrzewanie kotłem:	Inst. z standardowa [lat]	Inst. z dodatkowym kolektorem poziomym [lat]
kondensacyjnym (gaz E)	19	23
tradycyjnym (gaz E)	16	19
kondensacyjnym (propanbutan)	7	8
tradycyjnym (propanbutan)	6	7
olejowym	7	9
ekogroszek	71	82

Metoda obliczeń:

Jak w Symulacji 1.

Wnioski.

Widać znaczny spadek kosztów ogrzewania w porównaniu z budynkiem o zapotrzebowaniu energetycznym 100 W/m^2 . Zaletą wybranej instalacji jest pełny zestaw usług oraz urządzeń w podanej cenie brutto.

Okres zwrotu z inwestycji znacząco się wydłużył. Koszty działania pompy ciepła jest porównywalny z zakupem opału typu ekogroszek co powoduje brak zwrotu nakładów inwestycyjnych. Koszty instalacji zwracają się szybko w przypadku ogrzewania kotłem olejowym oraz gazowym na propanbutan.

Kosz ogrzewania budynku 150 m²:



Użyty kalkulator firmy Sofach:

<http://www.sofath.pl/kalkulator/>

Porównanie kosztów ogrzewania:

1. kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła	= 5972 – 3704	= 2269 zł
2. kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła	= 6694 – 3704	= 2990 zł
3. kocioł kondensacyjny (propanbutan) – pompa ciepła	= 12104 – 3704	= 8400 zł
4. kocioł tradycyjny (propanbutan) – pompa ciepła	= 13759 – 3704	= 10055 zł
5. kocioł olejowy – pompa ciepła	= 11748 – 3704	= 8044 zł
6. kocioł na ekogroszek	= 4219 – 3704	= 515 zł

Zwrot inwestycji: założenie 6% wzrost cen nośnika en.

Ogrzewanie kotłem:	Inst. z standardowa [lat]	Inst. z dodatkowym kolektorem poziomym [lat]
kondensacyjnym (gaz E)	15	18
tradycyjnym (gaz E)	13	15
kondensacyjnym (propanbutan)	6	7
tradycyjnym (propanbutan)	5	6
olejowym	6	7
ekogroszek	93	118

Metoda obliczeń:

Jak w Symulacji 1.

Wnioski.

Zaletą wybranej instalacji jest pełny zestaw usług oraz urządzeń w podanej cenie brutto.

Okres zwrotu z inwestycji jest bardzo długi. Koszt działania pompy ciepła jest porównywalny z zakupem opału typu ekogroszek co powoduje brak zwrotu nakładów inwestycyjnych. Koszty instalacji zwracają się szybko w przypadku ogrzewania kotłem olejowym oraz gazowym na propanbutan. Wyniki są mocno zbliżone do domu o powierzchni 100 m².

- Symulacja 3 - budynek o zapotrzebowaniu energetycznym 50 W/m².

Opis budynku	Budynek nowy, ocieplony, szczelne okna, niskie zapotrzebowanie energetyczne. 50 W/m ² , 1. 100 m ² , 2. 150 m ² , 3. 200 m ² , 24 °C, III strefa.
Zapotrzebowanie energetyczne (wg. Tabela 1 i Tabela 2)	1. 5,0 kW, 2. 7,5 kW, 3. 10,0 kW
Kolektor poziomy, łączna powierzchnia:	1. 250 m ² / 6 250 zł, 2. 375 m ² / 9 375 zł, 3. 500 m ² / 12 500 zł,
Kolektor pionowy, łączna głębokość:	1. 119 m ² / 8 333 zł, 2. 180 m ² / 12 300 zł, 3. 238 m ² / 16 670 zł,
System 2 studni	1. 2500 zł, 2. 4000 zł, 3. 4000 zł
Pompa ciepła:	1. Sofath – Natea MT5.10 – kompletny zestaw pompa ciepła (5,5 kW), http://allegro.pl/system-pompa-ciepla-natea-dla-100m2-montaz-i1322089713.html 2. Sofath – Natea MT9.10 – kompletny zestaw pompa ciepła (9,5 kW), http://allegro.pl/system-pompa-ciepla-natea-dla-170m2-montaz-i1329481937.html 3. Sofath – Natea MT11.10 – kompletny zestaw pompa ciepła (11,3 kW), http://allegro.pl/system-pompa-ciepla-natea-dla-200m2-montaz-i1329481990.html

Koszty całościowe instalacji zestaw z pompa ciepła:	1. dla budynku 100 m ² : 37 500 zł brutto (ceny dodatkowego kolektora powyżej), 2. dla budynku 150 m ² : 41 500 zł brutto, 3. dla budynku 200 m ² : 48 000 zł brutto		
Razem: (pompa + kolektor + instalacja) większy kolektor poziomy	dla budynku 100m ² 37 500 zł 43 750 zł (+6250 zł)	dla budynku 150m ² 41 500 zł 50 875 zł (+9375 zł)	dla budynku 200m ² 48 000 zł 60 500 zł (+ 12 500 zł)

Koszt nośników energii oraz założenia:

Energia elektryczna	Gaz ziemny E
Cena energii elektrycznej brutto 0.305 zł/kWh	Cena za paliwo gazowe brutto 1.183 zł/m ³
Opłata sieciowa stała brutto 5.030 zł/m-c	Opłata sieciowa stała brutto 54.656 zł/m-c
Opłata abonamentowa brutto 2.367 zł/m-c	Opłata sieciowa zmienna brutto 0.506 zł/m ³
Opłata dystrybucyjna zmienna brutto 0.204 zł/kWh	
Gaz płynny propaanbutan	Olej opałowy
Cena za paliwo gazowe brutto 2.83 zł/l	Cena za olej opałowy brutto 4.21 zł/kg
Ekogroszek	Wynik obliczeń
Cena za ekogroszek brutto 750.00 zł/tona	Obliczeniowa temperatura zewnętrzna: -20 °C
	Liczba stopniodni 4775 K*doła
	Zapotrzebowanie ciepła dla budynku 7.00 kW
	Przewidywane, roczne zużycie energii na cele grzewcze 65.635 GJ/rok
	18232 kWh/rok

Kosz ogrzewania budynku 100 m²:

Użyty kalkulator firmy Sofach:

<http://www.sofath.pl/kalkulator/>

Porównanie kosztów ogrzewania:

1. kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła	= 3187 – 1811	= 1376 zł
2. kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła	= 3531 – 1811	= 1720 zł
3. kocioł kondensacyjny (propanbutan) – pompa ciepła	= 5764 – 1811	= 3953 zł
4. kocioł tradycyjny (propanbutan) – pompa ciepła	= 6552 – 1811	= 4741 zł
5. kocioł olejowy – pompa ciepła	= 5594 – 1811	= 3783 zł
6. kocioł na ekogroszek	= 2009 – 1811	= 198 zł

Zwrot inwestycji:

Ogrzewanie kotłem:	Inst. z standardowa [lat]	Inst. z dodatkowym kolektorem poziomym [lat]
kondensacyjnym (gaz E)	27	32
tradycyjnym (gaz E)	22	25
kondensacyjnym (propanbutan)	9	11
tradycyjnym (propanbutan)	8	9
olejowym	10	12
ekogroszek	189	221

Metoda obliczeń:

Jak w Symulacji 1.

Wnioski.

Widać znaczny spadek kosztów ogrzewania w porównaniu z budynkiem o zapotrzebowaniu energetycznym 100 W/m² i 70 W/m². Zaletą wybranej instalacji jest pełny zestaw usług oraz urządzeń w podanej cenie brutto.

Okres zwrotu z inwestycji znacząco się wydłużył. Kosz działanie pompy ciepła jest porównywalny z zakupem opału typu ekogroszek co powoduje brak zwrotu nakładów inwestycyjnych. Koszty instalacji zwracają się szybko w przypadku ogrzewania kotłem olejowym oraz gazowym na propan-butan.

Stosowanie pomp ciepła do budynków o niskim zapotrzebowaniu energetycznym ma jednak sens:

- potrzebują one mniej energii do ogrzania,
- wystarczy średniej mocy pompa ciepła,
- potrzeba mniejszy kolektor co jest istotne z punktu widzenia finansowego, ale nie tylko. Ważnym aspektem jest to, że kolektor może być mniejszy i tańszy,
- zasilanie mniejszych pomp ciepła – mógłby zostać wykorzystany mikrowiatrak i ogniwa fotowoltaiczne,

Symulacje zostały przeprowadzone w taki sposób, że nie były brane pod uwagę:

- koszty przygotowania kotłowni dla innej instalacji z kotłem innym niż pompa ciepła, czyli symulacje są wykonywane w sposób modernizacji instalacji grzewczej, a nie budowy nowego domu (wtedy potrzeba doliczyć koszt podstawowej instalacji i porównać do źródła OZE,
- wzrost cen nośników energii nie jest łatwy do przewidzenia. W tym przypadku nie wykorzystywana jest opcja procentowego wzrostu cen energii, gdyż pompa ciepła jest również zasilana prądem elektrycznym i koszt eksploatacji pompy rośnie co roku, tak jak ceny paliw tradycyjnych.

4.3. OBIEKTY UŻYTECZNOŚCI PUBLICZNEJ



Budynki użyteczności publicznej do których zaliczają się: szkoły, budynki administracji państwowej, urzędy miast, dworce. Obiekty te cechują się niskim zapotrzebowaniem na C.W.U. przypadającym na jedną osobę, ale za to dużą grupą osób korzystających. Tabela poniżej przedstawia zestawienie średniego zapotrzebowania na C.W.U. dla budynków użyteczności publicznej.

Lp.	Typ budynku	Dobowe zużycie ciepłej wody użytkowej $V_{cw} [dm^3/((j.o.) \cdot doba)]$	Udział powierzchni użytkowej na osobę $a_1 [m^2/(j.o.)]$	Bezwymiarowy czas użytkowania b_1 [dni/rok]
1	Biura, urzędy	5	15	0,60
2	Szkoły, bez natrysków	8	10	0,55
3	Hotele - część noclegowa	75	20	0,60
4	Hotele z gastronomią	112	25	0,65
5	Szpitala	325	20	0,90
6	Restauracje, gastronomia	50	10	0,80
7	Dworce kolejowe, autobusowe, lotnicze	5	25	0,80
8	Handlowo-usługowe	15	25	0,80

(źródło [1])

4.3.1. Budynki użyteczności publicznej i administracji państwowej

- wstępny opis założeń do symulacji

Opis wykorzystania budynku	budynek użyteczności publicznej / administracji państwowej / dworce autobusowe, kolejowe / lotniska. Wykorzystanie C.W.U. średnio 5 l/os na dzień.																																						
Typ kolektorów	próżniowe																																						
Ilość osób	1. 100 2. 200																																						
Zapotrzebowanie na C.W.U.	1. 5 l/osoba																																						
Założenia do symulacji: - temperatura C.W.U. - ustawienie kolektorów	45 °C bezpośrednio w kierunku południowym, β -zależne od pokrycia procentowego C.W.U.																																						
Zestaw solarny	1. Dla 5 osób: WATT DUO Sun 750 CPC <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nazwa</th><th>Ilość</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Kolektor słoneczny próżniowy WATT CPC 9 VIP</td><td>6</td></tr> <tr> <td>Zasobnik węzownicowy emaliowany SISS 750/150</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Płyn do kolektorów CPC - 20 litrów</td><td>2</td></tr> <tr> <td>Płyn do kolektorów CPC - 10 litrów</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Regulator ReSolWATT Plus</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Grupa solarna podwójna z separatorem i rotametrem 2-15l/min</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Zestaw do podłączenia podwójnej gr. solarnej ze zbiornikiem do instalacji 22mm</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Naczynie wzbiorcze do kolektorów 80 litrów</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Złączka zaciskowa mufowa 15mm do CPC</td><td>8</td></tr> <tr> <td>Zasłlepka ochronna boczna do CPC</td><td>2</td></tr> <tr> <td>Izolacja na złączkę kolektorową 15mm</td><td>8</td></tr> <tr> <td>Złączka redukcyjna zaciskowa 22mm-15mm</td><td>4</td></tr> <tr> <td>Zasłlepka boczna zaciskowa 15mm/15mm do CPC</td><td>2</td></tr> <tr> <td>Zawór 3- drogowy przełączający 3/4"</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Złączka do naczynia wzbiorczego 1"</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Grupa bezpieczeństwa do zbiorników SISS i ZWZ o pojemności 750l-900l</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Zestaw do podłączenia grupy bezpieczeństwa do zbiorników SISS</td><td>1</td></tr> <tr> <td>Otulina solarna 9x22 (w m.b.)</td><td>40</td></tr> </tbody> </table> + modyfikacja Symulacji 1: zamiast zasobnika SISS 750/150 – 2 zasobniki o pojemności 500 l typu HT 500 ERR + modyfikacja Symulacji 2: zamiast zasobnika SISS 750/150 – 2 zasobniki o pojemności 1000 l typu VTN-1000 FRMR	Nazwa	Ilość	Kolektor słoneczny próżniowy WATT CPC 9 VIP	6	Zasobnik węzownicowy emaliowany SISS 750/150	1	Płyn do kolektorów CPC - 20 litrów	2	Płyn do kolektorów CPC - 10 litrów	1	Regulator ReSolWATT Plus	1	Grupa solarna podwójna z separatorem i rotametrem 2-15l/min	1	Zestaw do podłączenia podwójnej gr. solarnej ze zbiornikiem do instalacji 22mm	1	Naczynie wzbiorcze do kolektorów 80 litrów	1	Złączka zaciskowa mufowa 15mm do CPC	8	Zasłlepka ochronna boczna do CPC	2	Izolacja na złączkę kolektorową 15mm	8	Złączka redukcyjna zaciskowa 22mm-15mm	4	Zasłlepka boczna zaciskowa 15mm/15mm do CPC	2	Zawór 3- drogowy przełączający 3/4"	1	Złączka do naczynia wzbiorczego 1"	1	Grupa bezpieczeństwa do zbiorników SISS i ZWZ o pojemności 750l-900l	1	Zestaw do podłączenia grupy bezpieczeństwa do zbiorników SISS	1	Otulina solarna 9x22 (w m.b.)	40
Nazwa	Ilość																																						
Kolektor słoneczny próżniowy WATT CPC 9 VIP	6																																						
Zasobnik węzownicowy emaliowany SISS 750/150	1																																						
Płyn do kolektorów CPC - 20 litrów	2																																						
Płyn do kolektorów CPC - 10 litrów	1																																						
Regulator ReSolWATT Plus	1																																						
Grupa solarna podwójna z separatorem i rotametrem 2-15l/min	1																																						
Zestaw do podłączenia podwójnej gr. solarnej ze zbiornikiem do instalacji 22mm	1																																						
Naczynie wzbiorcze do kolektorów 80 litrów	1																																						
Złączka zaciskowa mufowa 15mm do CPC	8																																						
Zasłlepka ochronna boczna do CPC	2																																						
Izolacja na złączkę kolektorową 15mm	8																																						
Złączka redukcyjna zaciskowa 22mm-15mm	4																																						
Zasłlepka boczna zaciskowa 15mm/15mm do CPC	2																																						
Zawór 3- drogowy przełączający 3/4"	1																																						
Złączka do naczynia wzbiorczego 1"	1																																						
Grupa bezpieczeństwa do zbiorników SISS i ZWZ o pojemności 750l-900l	1																																						
Zestaw do podłączenia grupy bezpieczeństwa do zbiorników SISS	1																																						
Otulina solarna 9x22 (w m.b.)	40																																						
Ceny zestawów:	1. WATT DUO Sun 750 CPC – 20 614 zł netto, 25 149 zł brutto																																						
Założenia finansowe: cena zakupu energii inflacja wzrost cen nośnika energii wysokość dotacji zakładany okres eksploatacji	0,55 zł / kWh 4 % 6 % 45 % 22 lata																																						

- **Symulacja 1: 100 osób**
- parametry szczegółowe instalacji

zestaw solarny	WATT DUO Sun 750 CPC (zasobnik 2 x HT 500 ERR)																																																							
liczba kolektorów	6 (typ: CPC)																																																							
liczba osób	100																																																							
temperatura C.W.U.	45°C																																																							
średnie zużycie wody	5 l/os,																																																							
Symulacja 1.1: 5 osób, zapotrzebowanie: 5 l/os																																																								
Pokrycie solarne																																																								
kąt β kolektora	40°	<table><tr><th>Miesiąc</th><th>Średnia sprawność [%]</th><th>Energia na CWU [kWh]</th><th>% pokrycia solarnego CWU</th></tr><tr><td>Styczeń</td><td>45.5 %</td><td>230</td><td>34.8</td></tr><tr><td>Luty</td><td>44.4 %</td><td>272.8</td><td>41.3</td></tr><tr><td>Marzec</td><td>43.8 %</td><td>431.4</td><td>65.2</td></tr><tr><td>Kwiecień</td><td>44.1 %</td><td>605.8</td><td>91.6</td></tr><tr><td>Maj</td><td>40.8 %</td><td>661.2</td><td>100</td></tr><tr><td>Czerwiec</td><td>39.6 %</td><td>661.2</td><td>100</td></tr><tr><td>Lipiec</td><td>38.2 %</td><td>661.2</td><td>100</td></tr><tr><td>Sierpień</td><td>40.4 %</td><td>661.2</td><td>100</td></tr><tr><td>Wrzesień</td><td>44.5 %</td><td>577.1</td><td>87.3</td></tr><tr><td>Październik</td><td>45.5 %</td><td>433.7</td><td>65.6</td></tr><tr><td>Listopad</td><td>44.7 %</td><td>221.9</td><td>33.6</td></tr><tr><td>Grudzień</td><td>44.5 %</td><td>173.1</td><td>26.2</td></tr></table>			Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU	Styczeń	45.5 %	230	34.8	Luty	44.4 %	272.8	41.3	Marzec	43.8 %	431.4	65.2	Kwiecień	44.1 %	605.8	91.6	Maj	40.8 %	661.2	100	Czerwiec	39.6 %	661.2	100	Lipiec	38.2 %	661.2	100	Sierpień	40.4 %	661.2	100	Wrzesień	44.5 %	577.1	87.3	Październik	45.5 %	433.7	65.6	Listopad	44.7 %	221.9	33.6	Grudzień	44.5 %	173.1	26.2
Miesiąc	Średnia sprawność [%]				Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU																																																		
Styczeń	45.5 %				230	34.8																																																		
Luty	44.4 %				272.8	41.3																																																		
Marzec	43.8 %				431.4	65.2																																																		
Kwiecień	44.1 %	605.8	91.6																																																					
Maj	40.8 %	661.2	100																																																					
Czerwiec	39.6 %	661.2	100																																																					
Lipiec	38.2 %	661.2	100																																																					
Sierpień	40.4 %	661.2	100																																																					
Wrzesień	44.5 %	577.1	87.3																																																					
Październik	45.5 %	433.7	65.6																																																					
Listopad	44.7 %	221.9	33.6																																																					
Grudzień	44.5 %	173.1	26.2																																																					
energia słoneczna na C.W.U	5590,5 [kWh/rok]																																																							
zapotrzebowanie	8047,6 [kWh/rok]																																																							
pokrycie C.W.U.	70,46 %																																																							
Kalkulacje finansowe																																																								
Koszć całości inwestycji																																																								
zestaw netto		20 614 zł																																																						
zestaw brutto		25 149 zł																																																						
montaż + mocowanie + dopłata do zasobników		4 000 zł + 3500 zł + 3000																																																						
RAZEM		~35 600 zł																																																						
Typ ogrzewania		energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh																																																						
Roczny koszty serwisowania instalacji		50 zł/rok																																																						
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy		57,39 zł/rok																																																						
Zakładany okres eksploatacji		22 lata																																																						
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii		11,5 lat / 0,30 zł/kWh																																																						
Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii		6,5 lat / 0,18 zł/kWh																																																						
Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U.																																																								
- bez instalacji słonecznej;		4654 [zł/rok]																																																						
- z instalacją słoneczną		1438 [zł/rok]																																																						

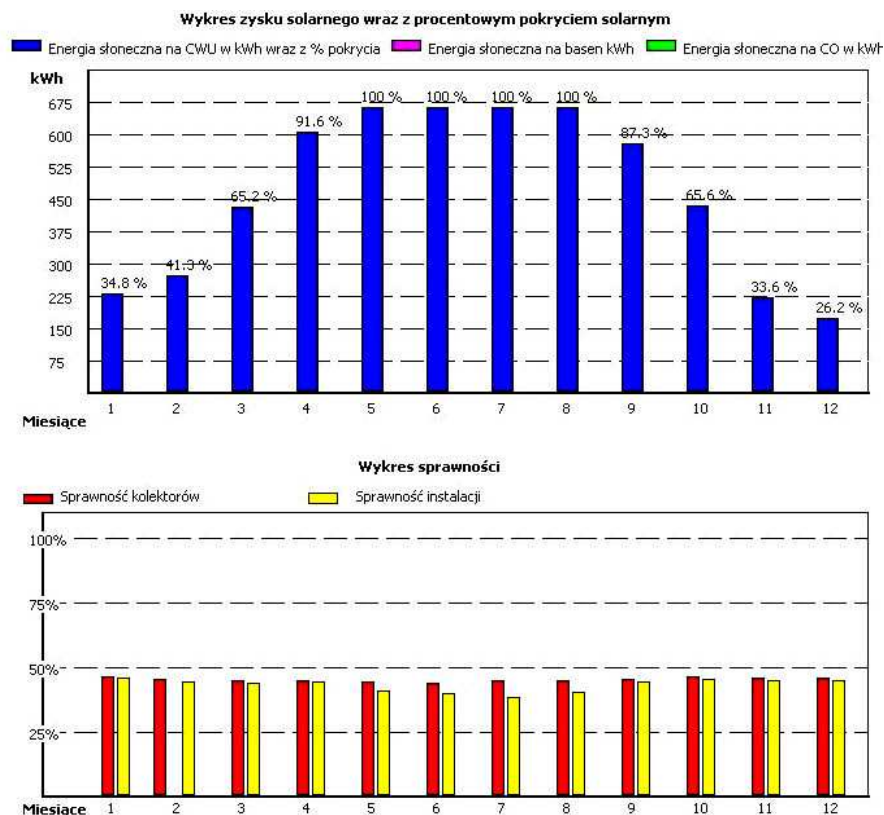
Wnioski:

Zestaw solarny wykorzystany do obliczeń dedykowany jest dla 5 osób (2 osoby dorosłe + 3 dzieci) do podgrzewania C.W.U. oraz wspomagania instalacji C.O. W tym przypadku zestaw ten został wykorzystany tylko do C.W.U. oraz zostały wykorzystane dwa zasobniki HT 500 ERR zamiast jednego SISS 750/150.

Instalacja zapewnia pełne pokrycie C.W.U. dla 100 osób zużywających dziennie średnio 5 l wody.

Procentowe pokrycie solarne C.W.U. przez kolektory CPC jest bardzo duże. Instalacja zapewnia 100% pokrycie solarne na potrzeby C.W.U. w miesiącach od maja do sierpnia, oraz zapas ciepłej wody na dwa dni.

Okres zwrotu inwestycji wynosi 11,5 roku bez dofinansowania i 6,5 roku z dofinansowaniem (porównanie do ogrzewania C.W.U. energią elektryczną). Cena zestawu jest bardzo atrakcyjna. W cenie zestawu znajdują się 6 nowoczesnych kolektorów CPC firmy WATT. Inwestycja bardzo szybko się zwraca, oraz wystarcza dla budynków użyteczności publicznej z której dziennie korzysta około 100 osób. Wykorzystanie instalacji jest optymalne. Sprawność całej instalacji wysoka. Budynki użyteczności publicznej takie jak urzędy miast, lokale administracji państwowej, dworce autobusowe, kolejowe, lotniska to budynki dla których opłaca się montaż instalacji solarnych. Budynki administracji państwowej są wykorzystywane w ciągu dnia, nie ma zużycia wody w nocy, potrzeby C.W.U. indywidualnego pracownika są niskie, a ilość pracowników korzystających powoduje optymalne wykorzystanie instalacji.



- **Symulacja 2: 200 osób**
- parametry szczegółowe instalacji

zestaw solarny	WATT DUO Sun 750 CPC (zasobnik 2 x VTN-1000 FRMR)																																																							
liczba kolektorów	6 (typ: CPC)																																																							
liczba osób	200																																																							
temperatura C.W.U.	45°C																																																							
średnie zużycie wody	5 l/os,																																																							
Symulacja 1.1: 5 osób, zapotrzebowanie: 5 l/os																																																								
Pokrycie solarne																																																								
kąt β kolektora	40°	<table><tr><th>Miesiąc</th><th>Średnia sprawność [%]</th><th>Energia na CWU [kWh]</th><th>% pokrycia solarnego CWU</th></tr><tr><td>Styczeń</td><td>45.8 %</td><td>463.2</td><td>35</td></tr><tr><td>Luty</td><td>44.7 %</td><td>549.9</td><td>41.6</td></tr><tr><td>Marzec</td><td>44.2 %</td><td>870.1</td><td>65.8</td></tr><tr><td>Kwiecień</td><td>44.4 %</td><td>1221</td><td>92.3</td></tr><tr><td>Maj</td><td>40.8 %</td><td>1322</td><td>100</td></tr><tr><td>Czerwiec</td><td>39.6 %</td><td>1322</td><td>100</td></tr><tr><td>Lipiec</td><td>38.2 %</td><td>1322</td><td>100</td></tr><tr><td>Sierpień</td><td>40.4 %</td><td>1322</td><td>100</td></tr><tr><td>Wrzesień</td><td>44.8 %</td><td>1163</td><td>87.9</td></tr><tr><td>Październik</td><td>45.8 %</td><td>873.1</td><td>66</td></tr><tr><td>Listopad</td><td>45 %</td><td>447.1</td><td>33.8</td></tr><tr><td>Grudzień</td><td>44.9 %</td><td>349.1</td><td>26.4</td></tr></table>			Miesiąc	Średnia sprawność [%]	Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU	Styczeń	45.8 %	463.2	35	Luty	44.7 %	549.9	41.6	Marzec	44.2 %	870.1	65.8	Kwiecień	44.4 %	1221	92.3	Maj	40.8 %	1322	100	Czerwiec	39.6 %	1322	100	Lipiec	38.2 %	1322	100	Sierpień	40.4 %	1322	100	Wrzesień	44.8 %	1163	87.9	Październik	45.8 %	873.1	66	Listopad	45 %	447.1	33.8	Grudzień	44.9 %	349.1	26.4
Miesiąc	Średnia sprawność [%]				Energia na CWU [kWh]	% pokrycia solarnego CWU																																																		
Styczeń	45.8 %				463.2	35																																																		
Luty	44.7 %				549.9	41.6																																																		
Marzec	44.2 %				870.1	65.8																																																		
Kwiecień	44.4 %	1221	92.3																																																					
Maj	40.8 %	1322	100																																																					
Czerwiec	39.6 %	1322	100																																																					
Lipiec	38.2 %	1322	100																																																					
Sierpień	40.4 %	1322	100																																																					
Wrzesień	44.8 %	1163	87.9																																																					
Październik	45.8 %	873.1	66																																																					
Listopad	45 %	447.1	33.8																																																					
Grudzień	44.9 %	349.1	26.4																																																					
energia słoneczna na C.W.U	11226,0 [kWh/rok]																																																							
zapotrzebowanie	16000,0 [kWh/rok]																																																							
pokrycie C.W.U.	70,74 %																																																							
Kalkulacje finansowe																																																								
Kosz całości inwestycji																																																								
zestaw netto x 2		41 228 zł																																																						
zestaw brutto x 2		50 298 zł																																																						
montaż + mocowanie + dopłata do zasobników		8 000 zł + 7 000 zł + 22 800																																																						
RAZEM		~88 100 zł																																																						
Typ ogrzewania		energia elektryczna cena zakupu: 0,55 zł/kWh																																																						
Roczny koszty serwisowania instalacji		50 zł/rok																																																						
Roczny koszt energii elektrycznej do napędu pompy		70,63 zł/rok																																																						
Zakładany okres eksploatacji		22 lata																																																						
Zwrot inwestycji (bez dotacji) / koszt energii		14,0 lat / 0,37 zł/kWh																																																						
Zwrot inwestycji (z dotacją) / koszt energii		8,0 lat / 0,21 zł/kWh																																																						
Koszty paliw / energii do ogrzewania C.W.U.																																																								
- bez instalacji słonecznej;		9291 [zł/rok]																																																						

- z instalacją słoneczną

2795 [zł/rok]

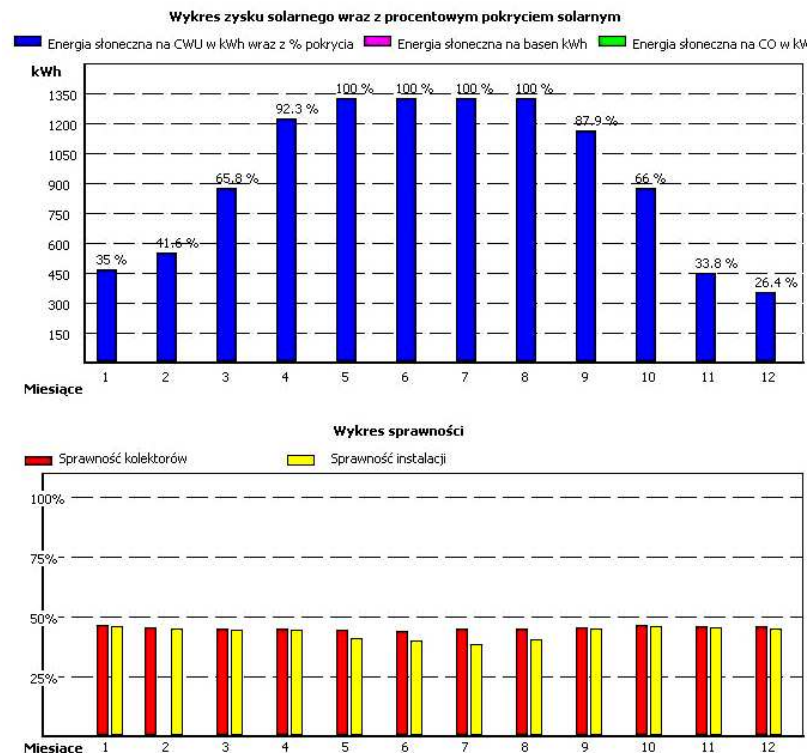
Wnioski:

Zestaw solarny wykorzystany do obliczeń dedykowany jest dla 5 osób (2 osoby dorosłe + 3 dzieci) do podgrzewania C.W.U. oraz wspomagania instalacji C.O. W tym przypadku zostały wykorzystane dwa zestawy na potrzeby C.W.U. oraz dwa zasobniki VTN-1000 FRMR zamiast jednego SISS 750/150.

Instalacja zapewnia pełne pokrycie C.W.U. dla 200 osób zużywających dziennie średnio 5 l wody.

Procentowe pokrycie solarne C.W.U. przez kolektory CPC jest bardzo duże. Instalacja zapewnia 100% pokrycie solarne na potrzeby C.W.U. w miesiącach od maja do sierpnia, oraz zapas ciepłej wody na dwa dni.

Okres zwrotu inwestycji wynosi 14 lat bez dofinansowania i 8 lat z dofinansowaniem (porównanie do ogrzewania C.W.U. energią elektryczną). Cena użytego zestawu jest bardzo atrakcyjna. W skład instalacji wchodzi 12 nowoczesnych kolektorów CPC firmy WATT. Inwestycja bardzo szybko się zwraca, oraz wystarcza dla budynków użyteczności publicznej z której dziennie korzysta około 100 osób. Wykorzystanie instalacji jest optymalne. Sprawność całej instalacji wysoka. Duże budynki użyteczności publicznej takie jak urzędy miast, lokale administracji państwowej, dworce autobusowe, kolejowe, lotniska to budynki dla których opłaca się montaż instalacji solarnych. Budynki administracji państwowej są wykorzystywane w ciągu dnia, nie ma zużycia wody w nocy, potrzeby C.W.U. indywidualnego pracownika są niskie, a ilość pracowników korzystających powoduje optymalne wykorzystanie instalacji.



5. LITERATURA

- [1] – Dział X. Oszczędność energii i izolacyjność cieplna.
http://www.architektura.info/index.php/warunki_techiczne_budynki/dzial_x_oszczednosc_energii_i_izolacyjnosc_cieplna

**ZAŁĄCZNIK:
MATERIAŁY PREZENTACJI Z SEMINARIUM
PODSUMOWUJĄCEGO PRACE WYKONANE W ROKU 2011**




 Politechnika Śląska
 Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów

**Realizacja projektu badawczego strategicznego
„Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej
energochłonności budynków”**

Kierownik etapu zadania badawczego:

prof. dr hab. inż.
Jan Popczyk
 jan.popczyk@polsl.pl

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

2

**Program Strategiczny
ZINTEGROWANY SYSTEM ZMNIEJSZENIA
EKSPLOATACYJNEJ ENERGOCHOŃNOŚCI BUDYNKÓW**

**Zadanie 3
ZWIĘKSZENIE WYKORZYSTANIA ENERGII Z ODNAWIALNYCH
ŹRÓDEŁ ENERGII W BUDOWNICTWIE**

**Etap 6
BADANIA NAD STOSOWANIEM MIKROKOGENERACJI
ORAZ TECHNOLOGII ZINTEGROWANYCH
Z WYKORZYSTANIEM OZE (Z UWZGLĘDNIENIEM
MIKROBIOGAZOWNI I INNYCH TECHNOLOGII OZE)
W RÓŻNYCH KATEGORIACH BUDYNKÓW**

Gliwice, 16 czerwca 2011

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

3

Zespół autorski:
 J. Popczyk – Politechnika Śląska w Gliwicach
 H. Kocot – Politechnika Śląska w Gliwicach
 E. Siwy – Politechnika Śląska w Gliwicach
 R. Korab – Politechnika Śląska w Gliwicach
 P. Kucharczyk – Politechnika Śląska w Gliwicach
 J. Wacowski – Politechnika Śląska w Gliwicach
 A. Jurkiewicz – eGmina, Infrastruktura, Energetyka
 R. Mocha – eGmina, Infrastruktura, Energetyka
 M. Mastalerska – eGmina, Infrastruktura, Energetyka
 D. Bukowski – eGmina, Infrastruktura, Energetyka
 M. Zakrzewski – eGmina, Infrastruktura, Energetyka
 D. Kamiński – Energopomiar Elektryka

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

4

Etap 6

- przeprowadzenie sondażu diagnostycznego gromadzącego wiedzę o atrybutach strukturalnych i funkcjonalnych modelu użytkownika energii,
- określenie kryteriów przydatności rozpatrywanych technologii dla zastosowania w różnych kategoriach budynków,
- zastosowanie generacji zintegrowanej typu BCHP (Building Cooling and Heat Power),
- pragmatyczne zdefiniowanie roli i funkcjonalności mikroogazowni jako specyficznego źródła OZE sprzężonego z kompleksem budynków; przeprowadzenie czynnej modyfikacji zjawiska konwersji energii z biomasy dla wyznaczenia warunków brzegowych jej aplikacji w budynkach,
- implementacja rozpatrywanych (tytułowych) technologii energetycznych OZE w budynkach wraz z wstępną oceną ekonomiczną i eksploatacyjną,
- optymalizacja struktury źródeł zintegrowanego (mikroogazownia, kogeneracja małej skali, pompa ciepła, kolektor słoneczny, ogniwo fotowoltaiczne, elektrownia wiatrowa małej mocy) dedykowanej reprezentatywnemu budynkowi z uwzględnieniem samochodu elektrycznego.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

1. Przeprowadzenie sondażu diagnostycznego gromadzącego wiedzę o atrybutach strukturalnych i funkcjonalnych modelu użytkownika energii

Budowa osłon bilansowych na reprezentatywnych budynkach i zespołach budynków oraz bilanse energii, w tym energii odnawialnej, w aspekcie realizacji celów Pakietu 3x20

Przeprowadzenie sondażu diagnostycznego gromadzącego wiedzę o atrybutach modelu użytkownika energii w zakresie zaopatrzenia w ciepłą wodę użytkową (z uwzględnieniem zmienności dobowej i sezonowej) wraz z wnioskami w zakresie implementacji technologii urządzeń rozproszonej energetyki

2. Określenie kryteriów przydatności rozpatrywanych technologii dla zastosowania w różnych kategoriach budynków

Szacowanie wpływu energetyki odnawialnej w osłonach bilansowych budynków i zespołów budynków na pracę systemu elektroenergetycznego - rozwój energetyki URE a zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych KSE

Integracja źródeł odnawialnych znajdujących się w osłonach bilansowych budynków i zespołów budynków z siecią elektroenergetyczną wraz ze szczegółowymi rozważaniami w zakresie zagadnień charakterystycznych dla sieci rozdzielczych niskiego napięcia

Integracja agregatu prądotwórczego z instalacją odbiorczą budynku mieszkalnego – pierwsze doświadczenia praktyczne

Analiza wymagań w zakresie niezbędnej infrastruktury technicznej do współpracy prosumenta z siecią elektroenergetyczną niskiego napięcia pod kątem stworzenia wytycznych w zakresie przyłączania prosumentów do sieci na niedyskryminujących warunkach

Opracowanie założeń rynkowych systemu rozliczeń przedsiębiorstw energetycznych z prosumentami

3. Zastosowanie generacji zintegrowanej typu BCHP (Building Cooling and Heat Power), opracowanie analizy przy pomocy grup równoważnych metodą J. S. Milla

4. Pragmatyczne zdefiniowanie roli i funkcjonalności mikrobiogazowni jako specyficznego źródła OZE sprzężonego z kompleksem budynków; przeprowadzenie czynnej modyfikacji zjawiska konwersji energii z biomasy dla wyznaczenia warunków brzegowych jej aplikacji w budynkach

5. Implementacja rozpatrywanych (tytułowych) technologii energetycznych OZE w budynkach wraz z wstępną oceną ekonomiczną i eksploatacyjną

Implementacja oraz wstępna optymalizacja struktury źródeł OZE zintegrowanych z technologią zasobnikową (z uwzględnieniem samochodu elektrycznego) dedykowanej reprezentatywnemu budynkowi

Implementacja technologii energetycznych OZE opartych na urządzeniach rozproszonej energetyki w budynkach (z uwzględnieniem aspektów ekonomicznych i eksploatacyjnych) w warunkach krajowych wraz z porównaniem uzyskanych w wyniku badań wniosków z wynikami badań zagranicznych

6. Optymalizacja struktury urządzeń rozproszonej energetyki w budynkach mieszkalnych

Wstępna optymalizacja struktury źródeł zintegrowanych (z technologią dominującą w postaci pompy ciepła, ogniwa fotowoltaicznego oraz z technologią dominującą w postaci kolektora słonecznego, pompy ciepła) dedykowanej reprezentatywnemu budynkowi

OZE

10

Przedsięwzięcia powiązane
(platformy dyskusyjne, miejsca publikacji wyników)

Klaster 3x20 (www.klaster3x20.pl)

Dział Profesorski

Konwersatorium „Inteligentna Energetyka”

Podstawowe opracowania związane,
opublikowane na platformie Klaster 3x20

[1] J. Popczyk – Energetyka rozproszona jako odpowiedź na potrzeby rynku (prosumenta) i pakietu energetyczno-klimatycznego (wersja elektroniczna monografii wydanej przez Instytut na rzecz Ekorozwoju, Warszawa, wrzesień 2010), łącznie z Publikacjami Partnerskimi, 1 do 7

[2] B. Jękot – Rozwój oceny/certyfikacji budownictwa: od kalkulacji częściowych do całościowych, łącznie z „felietonami ilustrowanymi”, nr 1 i 2.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

11

Wykaz głównych źródeł wykorzystanych w badaniach dotyczących technologii

- [7] Książki, monografie, poradniki,... Kompendium ogrzewnictwa i klimatyzacji. Recknagel, Sprenger, Schramek. 08/09; Zastosowanie odnawialnych źródeł ciepła w ogrzewnictwie i wentylacji - Henryk Fot. 2010; Ogrzewnictwo i ciepłownictwo. M. Nantka. 2010;...
- [8] Katalogi firmowe,... Turbodens, Vessmann, Galmet;...
- [9] Badania dedykowane różnym zagadnieniom szczegółowym... Poszukiwanie rozwiązań, porównania, optymalizacje, weryfikacja;...
- [7] Dane z obszaru doświadczeń implementacyjnych (zastosowań poszczególnych technologii)... Budowa i eksploatacja budynku pasywnego, doświadczenie firm (Raporty OOS, Studia wykonalności, koncepcje technologii;...)
- [11] Informacje, głównie internetowe... Klaster3x20.pl, www.greenstream.info.pl - Repozytorium wiedzy i dokumentacji, muratordom.pl, zbiory branżowe publikacji (Springerlink), European Commission JRC;...

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

12

PROPOZYCJA SEGMENTACJI ENERTYKI OZE/URE

OZE

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Energetyka OZE/URE - Segment S (small):

Małe budynki mieszkalne (głównie indywidualne) do 500 m² powierzchni użytkowej, małe zakłady pracy (do 10 osób zatrudnienia), małe gospodarstwa rolne (do 10 ha)
 Zużycie: energii elektrycznej – (1...20) MWh/rok
 Zużycie ciepła: (3...50) – MWh/rok
 Łączne zużycie energii: (5...70) MWh/rok
 Łączna moc URE: (1...10) kW_{el} i (2...25) kW_c
 Zalecany czas pracy URE: > 5000 h/rok

Możliwe rozwiązania: rekuperator, mikrobiogazownia, pompa ciepła, gazowy układ kogeneracyjny, mikrowiatrak, fotowoltaika, samochód elektryczny (akumulator)
 Wspomaganie systemu ogrzewania i ciepłej wody: kolektory słoneczne, wymienniki gruntowe
 Paliwo lub źródła paliwa (poza energią słoneczną lub energią gruntu): biogaz, biomasa, gaz ziemny lub LPG, olej opałowy, energia elektryczna

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Energetyka OZE/URE - Segment M (middle):

Budynki o powierzchni użytkowej 500-2000 m², średnie zakłady pracy (10...20 pracowników), średnie gospodarstwa rolne (10-50 ha), małe obiekty użyteczności publicznej (szkoły, ośrodki zdrowia, urzędy)
 Zużycie energii elektrycznej rocznie 10-100 MWh/rok
 Zużycie energii cieplnej: 30 – 300 MWh/rok
 Łączne zużycie energii: 70 – 400 MWh/rok
 Łączna moc URE: (10...100) kW_{el} i (25...300) kW_t
 Zalecany czas pracy URE: > 7000 h/rok

Możliwe rozwiązania: rekuperator, mikrobiogazownia, pompa ciepła, gazowy układ kogeneracyjny/trójkogeneracyjny, mikrowiatrak, fotowoltaika, samochód elektryczny (akumulator)
 Wspomaganie systemu ogrzewania i ciepłej wody: kolektory słoneczne, wymienniki gruntowe, infrastruktura techniczna odbiorcy (akumulator energii cieplnej)
 Paliwo lub źródła paliwa (poza energią słoneczną lub energią gruntu): biogaz, biomasa, gaz ziemny lub LPG, olej opałowy, energia elektryczna

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Energetyka OZE/URE - Segment L (large):

Budynki lub kompleksy budynków o powierzchni użytkowej powyżej 2000 m², duże zakłady pracy (powyżej 20 pracowników), duże gospodarstwa rolne (powyżej 50 ha), średnie i duże obiekty użyteczności publicznej (szkoły, szpitale, urzędy, centra handlowe, jednostki wojskowe)
 Zużycie: energii elektrycznej > 80 MWh/rok, ciepła > 200 MWh
 Łączne zużycie energii: > 400 MWh/rok
 Łączna moc URE: > 100 kW_{el} i > 300 kW_c
 Zalecany czas pracy URE: > 8000 h/rok

Możliwe rozwiązania: rekuperator, biogazownia, pompa ciepła, gazowy lub biogazowy układ kogeneracyjny/trójkogeneracyjny, mikrowiatrak, fotowoltaika (w tym elewacyjna), samochód elektryczny (akumulator), Wspomaganie systemu ogrzewania i ciepłej wody: kolektory słoneczne, wymienniki gruntowe, infrastruktura techniczna odbiorcy (akumulator energii cieplnej lub chłodu)
 Paliwo lub źródła paliwa (poza energią słoneczną lub energią gruntu): biogaz, biomasa, gaz ziemny lub LPG, olej opałowy, energia elektryczna
 Uwagi: w wyjątkowych przypadkach dopuszcza się stosowanie wysokosprawnych źródeł węglowych (kotły retortowe), przy czym co do zasady kotły, te powinny mieć możliwość spalania biomasy jako paliwa alternatywnego

Energetyka OZE/URE - Segment XL

Inni nietypowi odbiorcy energii, w tym zwłaszcza zakłady przemysłowe, gdzie występuje duże zapotrzebowanie na różne rodzaje energii związane z technologią produkcji i gdzie możliwe jest powtórne wykorzystanie energii odpadowej poprodukcyjnej.
 W tym wypadku konieczna będzie indywidualna analiza możliwości zastosowania URE.

Dla segmentów S, M, L można opracować metodyki szacowania wielkości zużycia energii i sposobu doboru rodzajów i wielkości URE w zależności od dostępnych paliw i konkretnych potrzeb odbiorców.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Energetyka OZE/URE vs energetyka WEK?

Energetyka WEK (PSE-Operator, PGE + Energa, Tauron, Enea, Vattenfall, RWE, EdF, GdFSUEZ EP, ... , SPEC, Dalkia, Fortum, ECO, ... , GAZ-System, PGNiG, ..., PERN Przyjaźń, PKN Orlen, Lotos, Naftobazy, ... , KW, KWH, JSW, Bogdanka), **Przemysł WEK** (GE, Westinghouse, Foster Wheeler, Alstom, Siemens, ABB, Areva), **Odbiorcy energii**

Energetyka OZE/URE (PRK OZE: 13 stowarzyszeń – PIGEŃ, SEO, SNWES, PIB, KIB, PSG, PTES, PTEW, TEW, TRMEW, PSPC, PTF, ... ; 600 przedsiębiorstw), **Przemysł OZE/URE** (Viessmann, Watt, ...), **Sieci sprzedaży URE, Prosumenci**

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

PYTANIE

Po co wielkie zaangażowanie ośrodków władzy (MNiSW, MG, URE, Zespół Parlamentarny Energetyki), także PSE-Operator, w Smart Grid (w tym wielkie wspomaganie przez NFOŚiGW – 550 mln zł), jeśli nie ma energetyki OZE/URE. Przecież istotą infrastruktury Smart Grid jest zarządzanie nowym łańcuchem wartości

NOWY ŁAŃCUCH WARTOŚCI



**DO CZEGO MOŻE BYĆ WYKORZYSTANY SMART GRID
(INFRASTRUKTURA DO ALOKACJI ZASOBÓW W CAŁEJ ENERGII
Z OBSZARU PRODUKCJI ENERGII DO OBSZARU ZARZĄDZANIA ENERGIĄ)?**

DO ZMIANY SYSTEMU SPOŁECZNEGO NA:

GORSZY (SYNDROM WIELKIEGO BRATA, REALNE RYZYKO W WARUNKACH ROZSZERZAJĄCEGO SIĘ KRYZYSU FINANSOWEGO W EUROPIE I KRYZYSU ZAUFANIA DO INSTYTUCJI PAŃSTWA)

LEPSZY (BUDOWA SPOŁECZEŃSTWA OBYWATELSKIEGO, WEJŚCIE NA ŚCIEŻKĘ ROZWOJU INNOWACYJNEGO, ENERGETYKA OZE/URE)

Smart Grid „obywatelski”

- Segment 1.** Smart Grid Mikro (inteligentny dom plus-energetyczny).
- Segment 2.** Wirtualne źródło pilgeneracyjne w gminie wiejskiej.
- Segment 3.** Wirtualne źródło pilgeneracyjne w mieście (Smart City).
- Segment 4.** Regionalne wirtualne źródło pilgeneracyjne (w Polsce ukierunkowane na samorząd wojewódzki).
- Segment 5.** Franczyzowe (przygotowane inwestorowi) wirtualne źródło pilgeneracyjne.
- Segment 6.** Infrastruktura operatorska operatora OSD na rynku energii elektrycznej.
- Segment 7.** Infrastruktura operatorska operatora OSP na rynku energii elektrycznej (PSE-Operator).

ENERGETYKA

**Energetyka WEK vs energetyka OZE/URE
KRYZYS INWESTYCYJNY W ENERGETYCE WEK
PROGNOZY ZUŻYCIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
(STAŁE NIETRAFNE, NAWET W PODEJŚCIU „BUSINESS AS USUAL”)
Nadchodząca przebudowa strukturalna rynków końcowych (energii elektrycznej, ciepła, transportu)**

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

BUDOWNICTWO

PERSPEKTYWA 2020

DOM PASYWNY, DOM ZERO-ENERGETYCZNY, INTELIGENTNY DOM PLUS-ENERGETYCZNY (z samochodem elektrycznym, ze Smart Gridem Mikro)

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

ZA CO JEST ODPOWIEDZIALNE BUDOWNICTWO?

„Globalnie przemysł konstrukcyjno budowlany zatrudnia ponad 100 milionów ludzi i ma 10% wkładu do całkowitej produkcji, ale zużywa 50% energii elektrycznej (45% eksploatacja budynków plus 5% ich budowa) oraz 50% materiałów, 40% wody, a ponadto pochłania 60% traconych gruntów rolnych i 70% produktów drewno-pochodnych”

B. Edwards (2002), *Rough Guide to Sustainability*, RIBA, London (B. Jękot. www.klaster3x20.pl)

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

ETAPY ROZWOJU (1)

- 1. Lata 50. minionego wieku.** Brak ekonomiki. Inwestycje budżetowe w gospodarce centralnie planowanej (bilansowej).
- 2. Rachunek dyskonta** w ocenie efektywności inwestycji w monopolu.
- 3. Cenotwórstwo dwuskładnikowe** (opłaty za moc i energię). Koszty stałe i zmienne.
- 4. Ekonomiczny rozdział obciążenia** między elektrownie w połączonym systemie elektroenergetycznym.
- 5. Cenotwórstwo dobowe** (strefowe) i roczne (sezonowe) dla odbiorców końcowych. Ceny przeciętne.
- 6. Inwestowanie** w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej pod przyszłe przychody z kontraktów długoterminowych. Finansowanie typu *Project finance*.
- 7. Biznes plan** i wykorzystanie wskaźników ekonomicznych typu prosty i zdyskontowany okres zwrotu nakładów, NPV, IRR, itp. do oceny efektywności ekonomicznej inwestycji.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

ETAPY ROZWOJU (2)

- 8. Transformacja cenotwórstwa długookresowego i taryfowego rocznego w cenotwórstwo krótkookresowe** (typu giełdowego) na rynku hurtowym energii elektrycznej.
- 9. Transformacja cenotwórstwa dwuskładnikowego w jednoskładnikowe** na rynku hurtowym energii elektrycznej.
- 10. Cenotwórstwo krańcowe długookresowe i krótkookresowe.**
- 11. Transformacja rynków usług systemowych w rynek** (na poziomie hurtowym) energii elektrycznej.
- 12. Transformacja kosztów stałych w monopolu w koszty** zmienne na konkurencyjnym rynku.
- 13. Cenotwórstwo okresu przejściowego. *Stranded costs*.** Infrastruktura elektroenergetyczna jako masa upadłościowa.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

ETAPY ROZWOJU (3)

14. Podstawowe segmenty rynku energii elektrycznej: kontrakty długoterminowe (inwestycyjne), kontrakty bilateralne średnioterminowe (głównie roczne) na rynku hurtowym, transakcje giełdowe (transakcje na rynku dostaw fizycznych i na rynkach finansowych), niszowe rynki internetowe (głównie transakcje krótkoterminowych standaryzowanych i niestandaryzowanych), techniczne rynki bilansujące.
15. Rynkowe cenotwórstwo taryfowe dla odbiorców końcowych.
16. Inwestowanie w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej na własne ryzyko inwestorów. Projekty typu *Merchant plant*.
17. Włączenie kosztów zewnętrznych, przede wszystkim środowiska, np. w postaci kosztów uprawnień do emisji CO₂, do kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

ETAPY ROZWOJU (4)

18. Koszty referencyjne dla poszczególnych technologii elektroenergetycznych, obejmujące koszty zewnętrzne środowiska, sieci i usług systemowych, określające poziom kosztów energii elektrycznej u odbiorcy.
19. Inkorporacja kosztów zewnętrznych środowiska do kosztów paliwa i rachunek ekonomiczny ciągłony.
20. Ekonomia wartości psychologicznej (właściwa dla społeczeństwa wiedzy). Przejście od ekonomiki klienckiej (z charakterystyczną relacją: sektor-odbiorca) do ekonomiki konsumenckiej (z charakterystyczną relacją: prosument-energetyka URE).
21. **Polski program energetyki jądrowej. I znowu brak ekonomiki**

INKORPORACJA KOSZTÓW UPRAWNIEN DO EMISJI CO₂ DO KOSZTÓW PALIW KOPALNYCH

(zamiast odrębnych rozwiązań wspomagania grup interesów)

SYSTEMY WSPOMAGANIA ENERGII ODNAWIALNEJ I REDUKCJI EMISJI CO₂ – BRAK SPÓJNOŚCI

- Certyfikaty. Oplata zastępcza (rynek odnawialnej energii elektrycznej: opłata zastępcza około 270 zł/MWh, około 70 euro/MWh)
- Ulgi podatkowe (biopaliwa: benzyny silnikowe – 1560 zł/1000 l, oleje napędowe – 1050 zł/1000 l, maksymalna ulga w UE – 300 euro/t)
- Oplata za uprawnienie do emisji CO₂ (system ETS: cena referencyjna Komisji Europejskiej 40 euro/t, bieżąca cena na rynku unijnym około 10 euro/t)

↓
Przy rynkowej cenie uprawnień do emisji CO₂ (10 euro/t) wzrost cen energii pierwotnej (na rynku obejmującym wszystkie paliwa kopalne) wyniósłby około 3 euro/MWh. Przychody państwa z inkorporacji (mające status podatku) zrównoważyłyby około 70% przychodów z akcyzy na paliwa transportowe (18 mld zł)

Koszty środowiska (2008) inkorporowane do kosztów paliwa, łączne dla energetyki (elektroenergetyka, ciepłownictwo wielkoskalowe/sieciowe i rozproszone, transport)

	Koszt paliwa bez inkorporowanego kosztu środowiska [mld zł/rok]	Koszt paliwa z inkorporowanym kosztem środowiska [mld zł/rok]	Rynek energii końcowej, TWh/rok
Węgiel kamienny	21	21 + 29	300
Węgiel brunatny	6	6 + 11	40
Paliwa transportowe	38 + 18 ¹	(38 + 18 ¹) + 7	50
Gaz ziemny	12	12 + 3	84

¹ Akcyza

Kryzys gospodarczy i nowy układ sił spowodował wejście energetyki w zmiany strukturalne, największe w całej jej historii.

Alokacja zasobów z obszaru energetyki WEK do obszaru energetyki OZE/URE staje się ważnym czynnikiem wzrostu gospodarczego (UE – zwłaszcza Niemcy, USA, Chiny)

Hipoteza: energetyka OZE/URE stała się już czynnikiem deflacyjnym, o sile zdolnej równoważyć czynnik inflacyjny, którym jest wpompowanie przez rządy około 7 bln USD do gospodarki światowej (5 bln USD na ratowanie banków, 2 bln USD na pobudzanie gospodarki)

System korporacyjny, który dominuje w polskiej energetyce (eliminuje innowacyjność i staje się niewydolny inwestycyjnie) może być głównym zagrożeniem dla wzrostu polskiej gospodarki w kolejnych dwóch dekadach (może spowolnić restrukturyzację 4 strukturalnie nieefektywnych obszarów gospodarczych) oraz utrudnić postęp na rzecz ochrony środowiska

31

NAJWAŻNIEJSZE PYTANIE

Na co przeznaczają się w Polsce 3 mld zł rocznie z podwyżek cen energii elektrycznej z tytułu wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku energii elektrycznej?
Jaką polską specjalność buduje się za te pieniądze?

O ile w Polsce energetyka WEK (wielkoskalowa energetyka korporacyjna) przejmie 75% środków (50% współspalanie, 25% wielkie elektrownie wodne wybudowane dziesiątki lat temu) na pokrycie nieuzasadnionych kosztów i sfinansowanie niezasłużonych zysków, to w Niemczech przedsiębiorstwa korporacyjne za pomocą technologii „pomostowych” (jądrowych, węglowych) mają obowiązek finansowania technologii OZE/URE (URE – urządzenia rozproszonej energetyki)

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

32

Wzrost cen gazu w 2010 roku – około 12%

Wzrost cen energii elektrycznej „uzgadniany” na 2010 rok – około 15%

Wieloletni trend spadku cen paneli fotowoltaicznych na świecie – 9%/rok

Unijny program wsparcia rozwoju innowacyjnej energetyki – 5 mld euro

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

33

Wynaturzony polski łańcuch wartości związany z OZE (szerzej: z realizacją wszystkich celów Pakietu 3x20). Większość technologii OZE nie jest dopuszczona do udziału w łańcuchu, energetyka WEK przejmie w dominującym stopniu korzyści

Przykłady regulacji i praktyk w energetyce, które były/są wymierzone w OZE (są przeciw OZE)

Decyzja URE z 31 maja 2007 roku (o braku możliwości korzystania przez inwestorów z dwóch certyfikatów)

Znowelizowana ustawa Prawo energetyczne (koncesja URE vs rejestr biogazowni w Agencji Rynku Rolnego)

Elektroenergetyka i ciepłownictwo (regulacje i praktyka w zakresie współspalania biomasy oraz w szczególności zboża w elektrowniach systemowych i wielkich elektrociepłowniach)

Gazownictwo (rozporządzenie dotyczące biogazu rolniczego, nowa ustawa o gazownictwie)

Górnictwo (rozporządzenie dotyczące metanu z odmetanowania kopalni)

Sektor paliw transportowych (praktyka PKN i Lotos w zakresie biopaliw)

34

Przykłady regulacji i praktyk w energetyce, które trzeba zakwalifikować, jako wymierzone w OZE (cd.)

Całkowity brak wynagrodzenia inwestora produkującego tylko ciepło odnawialne

Praktycznie całkowity brak dostępu do korzyści dla prosumentów i przemysłu URE (technologie słoneczne, pompy ciepła, elektrownie wodne ultraniskospadowe...)

Brak wynagrodzenia inwestora biogazowni/mikrobiogazowni za usługi takie jak: (i) substitucja inwestycji sieciowych nN i ŚN – zastąpienie „sieciowej” reelektryfikacji wsi „wytwórczą”, (ii) redukcja deficytu zdolności połączeń transgranicznych (odciążenie tych połączeń), (iii) redukcja ograniczeń sieciowych w KSEE (redukcja nieefektywności modelu rynku energii elektrycznej w postaci miedzianej płyty), (iv) budowa oddolnego filaru bezpieczeństwa elektroenergetycznego (środek zaradczy na coraz częstsze awarie sieciowe)

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

35

PRZYSTĄPIĆ DO REALIZACJI 3 DALSZYCH DZIAŁAŃ UMOŻLIWIAJĄCYCH WEJŚCIE NA ŚCIEŻKĘ PRZEŁAMYWANIA ISTNIEJĄCYCH BARIER

1. Alokacja kompetencji/odpowiedzialności za energetykę OZE/URE z MG do MI oraz MRIRW

2. Stworzenie odpowiedniego środowiska regulacyjnego – jego uproszczenie. Na przykład w wypadku energetyki URE/URE zamiana certyfikatów powiązanych z energią elektryczną na homologację/certyfikację technologii (w ramach rozpoczynających się działań na rzecz harmonizacji polskiego prawa OZE z dyrektywą 2009/28/WE)

3. Wykorzystanie znowelizowanej ustawy Prawo energetyczne do ukierunkowania (do połowy września 2010) regulaminów OSD dotyczących prowadzenia ruchu i eksploatacji na racjonalizację integracji rozproszonych źródeł kogeneracyjnych z siecią rozdzielczą (rozpocząć wprowadzanie zasady: to nie inwestor wykazuje, że źródło szkodzi sieci, to operator OSD musi wykazać, że źródło szkodzi sieci, jeśli go do niej nie chce przyłączyć)

36

BILANSE

OZE

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

POLSKIE RYNKI PALIW I ENERGII 2009

Paliwo	Rynek paliw w jednostkach naturalnych na rok	Emisja CO ₂ mln ton/rok	Rynek energii pierwotnej TWh/rok	Rynek energii końcowej TWh/rok
Węgiel kamienny	80 mln ton	170	600	300
Węgiel brunatny	60 mln ton	70	170	40
Gaz ziemny	10 mld m ³	20	100	84
Ropa naftowa	22 mln ton	40	220	33/220 ¹
OZE	-	-	-	2,5/7,5 ²
Razem	-	300	1090	460/650

¹ x/y – energia użyteczna na „kolach” samochodu/energia „wlewana” do zbiornika.
² x/y – bez współspalania/ze współspalaniem.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

ROczne RYNKI KOŃCOWE 2020*

Rynek końcowy	2009 TWh (rk)	2020 TWh (rk)	2020 TWh (pp)	2020 mln CO ₂
Energia elektryczna	155	190/240	380/440	130/160
Ciepło	240	240	340/230	100/50
Paliwa transportowe	220	310/250	310/250	60/50
Razem,	615	740/730	1030/920	290/260
w tym energia odnawialna	2,5/7,5	110	120	-

* x/y: x - trend „business as usual”, y - rynek w trakcie przebudowy za pomocą pompy ciepła (40% rynku) i samochodu elektrycznego (20% rynku).

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Szczegółowe wnioski z badań dotyczących technologii

Metodyka wyznaczania uzysku energii

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Wykorzystanie energii wiatru

Zasoby energii wiatru są silnie zróżnicowane, zależą od wysokości oraz szorstkości terenu:

$$E_h = E_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^{12}$$

Gdzie:

E_h – energia wiatru obliczona dla wysokości h

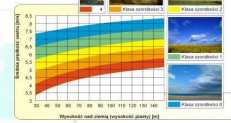
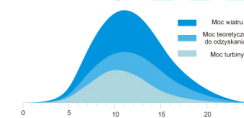
E_0 – energia wiatru na wysokości h_0

h_0 – wysokość ustawienia wiatromierza dla pomiarów prędkości wiatru V_0

h – wysokość, dla której oblicza się energię wiatru E_h

α – wykładnik potęgowy zależny od klasy szorstkości terenu

Zgodnie z prawem Betz'a maksymalna teoretyczna sprawność zamiany mocy wiatru na moc mechaniczną wynosi 59,3%. Turbiny wiatrowe wykorzystują mniej niż 50% mocy wiatru.



PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Wykorzystanie energii wiatru

Powierzchniowa gęstość mocy – określa teoretyczny potencjał mocy możliwy do wytworzenia na jednostkę powierzchni omiatanej wirnikiem:

$$P_A = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot V^3$$

Moc elektryczna turbiny:

$$P_e = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

Gdzie:

C_p – sprawność elektryczna turboszczepu wiatrowego (z uwzględnieniem sprawności aerodynamicznej i współczynnika Betza)

ρ – gęstość powietrza

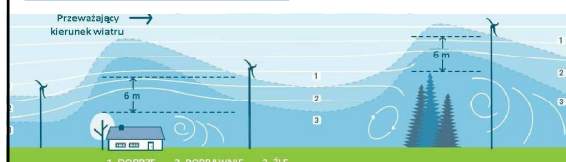
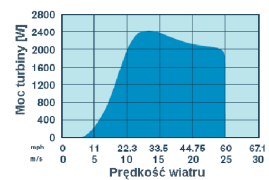
V – prędkość wiatru

A – powierzchnia omiatana wirnikiem turboszczepu wiatrowego

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Wykorzystanie energii wiatru

Dane techniczne Sylestream 3.7	
Moc nominalna	1,0 MW
Róż. maksymalna	2,4 MW
Srednica wirnika	3,72 m
Powierzchnia zbierania wiatru	10,87 m ²
Łopaty wirnika	3 łopaty wykonane z włókna szklanego wzmocnionego materiałami kompozytowymi
Startowa prędkość wiatru	3,5 m/s
Nominalna prędkość wiatru	9 m/s
Odporność na wiatr	Do około 63 m/s
Ochrona przed zbyt silnym wiatrem	Elektryczny system kontroli prędkości obrotowej i hamowania
System ustawiania do wiatru	Pracujący
Parametry sieci współpracującej	230V/50 Hz
Generowany hałas	45 dB w odległości 12 m od turbiny



PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

43Wykorzystanie energii Słońca

Narzędzia dla inwestora

Termiczne wykorzystanie – kolektory

Kalkulatory – wystarczy znać położenie geograficzne, liczbę osób w gospodarstwie domowym i rodzaj podstawowego źródła ciepła!

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

44Wykorzystanie energii Słońca

Fotowoltaika

Przykład kalkulatora wyliczającego roczną produkcję energii elektrycznej; bazuje na uśrednionych danych nasłonecznienia z okresu 1981-2000

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

45Moc kolektora słonecznego

$$P = S \cdot [\eta_0 \cdot G - k_1 \cdot (T_m - T_a) - k_2 \cdot (T_m - T_a)^2]$$

gdzie:

- S – łączna powierzchnia apertury zestawu kolektorów [m²]
- η_0 – sprawność optyczna kolektora odniesiona do powierzchni apertury
- k_1 – współczynnik strat kolektora odniesiony do powierzchni apertury [W/(m²·K)]
- k_2 – współczynnik strat kolektora odniesiony do powierzchni apertury [W/(m²·K²)]
- T_m – temperatura kolektora $T_m = (T_{\text{wlotu}} + T_{\text{wylotu}})/2$ [K]
- T_a – temperatura otoczenia na zewnątrz kolektora [K]
- G – zadana wartość natężenia promieniowania słonecznego [W/m²]

Dla przybliżenia:

- G = 1000W/m² – niebo całkowicie bezchmurne, maksymalna wartość osiągnięta na terenie Polski,
- G = 700W/m² – warunki przeciętne słonecznej pogody z zamgleniami i lekkim zachmurzeniem
- G = 400W/m² – promieniowanie przy zachmurzonym niebie

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

46Obliczanie sprawności kolektorów

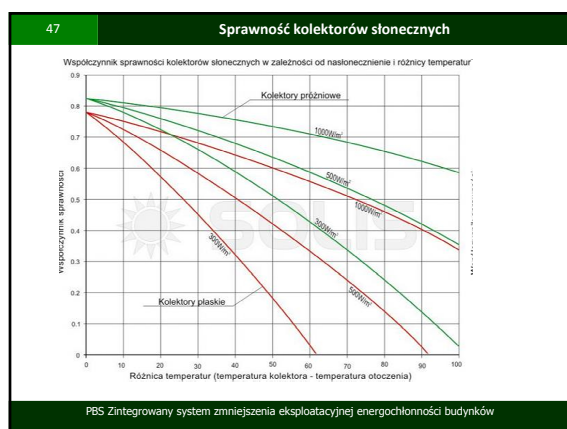
$$\eta = \eta_0 - k_1 \cdot T_m - k_2 \cdot T_m^2$$

$$T_m = (T_k - T_z) / G$$

gdzie:

- η – sprawność kolektora
- η_0 – sprawność optyczna kolektora
- k_1 – współczynnik strat liniowych [W/m²·K]
- k_2 – współczynnik strat nieliniowych [W/m²·K]
- T_m – temperatura różnicowa
- T_k – temperatura czynnika grzewczego w kolektorze [K]
- T_z – temperatura zewnętrzna [K]
- G – natężenie promieniowania słonecznego [W/m²]

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków



48

Szczegółowe wnioski z badań dotyczących użytkownika energii

Budynek pasywny
Andrzej Jurkiewicz

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

- Cena budowy już obecnie jest porównywalna z ceną budynku tradycyjnego
- Zużycie energii 5-10 razy mniejsze
- Wiedza techniczna jest kluczem do zmniejszenia kosztów inwestycji
- Pierwsze wyniki i wnioski eksploatacyjne
- Metody „przejścia” od domu pasywnego do plus-energetycznego
- Koszty i zyski "przejścia"

POTENCJALNY SKUTEK PRZEBUDOWY RYNKÓW 2020* ZA POMOCĄ DOMU PASYWNEGO

Rynek końcowy	Redukcja zużycia ciepła grzewczego TWh rocznie	Redukcja emisji CO ₂ mln t/rok	Redukcja paliw kopalnych TWh/rok
Dom pasywny (0 - 50%)*	0,4	0,1	0,4
Procentowy udział**	0,06%	0,04%	0,05%

* Procentowy udział w rocznym rynku domów nowo budowanych, szacowanym w okresie 2011-2020 na około 10 tys. domów.

** W rynekach odniesienia.

Szczegółowe wnioski z badań dotyczących użytkownika energii

Ciepła woda użytkowa
Ryszard Mocha

Problematyka zagadnienia przygotowania c.w.u.

Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie podaje zalecenia do instalacji grzewczych – powinny one być zaprojektowane i wykonane w taki sposób, aby ilość energii potrzebnej do użytkowania budynku zgodnie z jego przeznaczeniem można było utrzymać na możliwie niskim poziomie (§ 328). Wymóg ten jest spełniony wg Rozporządzenia, jeżeli przegrody w budynku zachowują minimalne wartości współczynnika przenikania ciepła U [$W/(m^2K)$] lub gdy wartość wskaźnika E , określającego obliczeniowe zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania budynku w sezonie grzewczym, jest mniejsza od wartości granicznej E_0 [$l < Wh/(m^2rok)$].

- Rzeczywiste zapotrzebowanie na ciepłą wodę jest zależne od:
- liczby mieszkańców i ich przyzwyczaję np. kąpiel pod prysznicem przez 5 czy 20 minut
 - zastosowanych punktów poboru, np. wanna o pojemności 140 litrów lub 200 litrów
 - wymaganej temperatury ciepłej wody użytkowej
 - liczby łazienek i sposobu korzystania z nich

Wielkość zużycia ciepłej wody użytkowej w budownictwie mieszkaniowym zależy od kilku czynników, m. in. od:

- wypożyczenia technicznego mieszkań, tj. armatury czerpalnej, opomiarowania,
- pory roku,
- ilości domowników i ich wieku.

Struktura zużycia wody	Zużycie jednostkowe wody [dm ³ /(Mud)]		Podział temperatury wody	
	min-max	Średnie	Zmiana, T=10°	Ciepła, T=55-60°C
Picie i gotowanie	3-5	4	4	0
Mycie naczyń	10-15	12	6	6
Mycie ciała	10-15	12	6	6
Kąpiele pod prysznicem lub w wannie	25-40	33	16,5	16,5
Splukanie miski i ustrojowej	30-45	38	38	0
Pranie	16-20	18	18	0
Sprzątanie i inne potrzeby	6-10	8	4	4
Razem	100-150	125	92,5	32,5
Udział w całkowitym zużyciu wody [%]		100	74	26

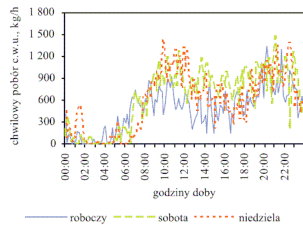
Optymalizacja zużycia c.w.u.

Zużycie energii na potrzeby c.w.u. można zoptymalizować poprzez

- zmniejszenie zużycia wody, zwiększenie sprawności systemu
- przygotowania c.w.u., a najdogodniejszym jest maksymalizowanie
- wykorzystania OZE.

Przykład rozborów ciepłej wody użytkowej

W pracy przytoczono różne rodzaje użytkowników c.w.u. Poniżej podaje się jeden przykład:



Zmiany poborów c.w.u. w ciągu doby dla różnych dni tygodnia (Kotlańczyk M. et al.)

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Na podstawie analizy otrzymanych danych wyciągnięto następujące wnioski:

- zauważa się duże zmiany poborów w okresie godziny, jak i doby, a każdy dzień ma indywidualny przebieg, jednak mimo to występują pewne prawidłowości. Typowy dzień można podzielić na cztery okresy:

- okres nocny (między 00:00 a 06:00) – pobór wody nie występuje lub jest znikomy,
- okres poranny (między 06:00 a 13:00),
- okres popołudniowy (między 13:00 a 18:00),
- okres wieczorny (między 18:00 a 24:00).

Największy pobór ciepłej wody w okresie porannym występuje między 08:00 a 10:00, natomiast w okresie wieczornym między 19:00 a 21:30. W okresie popołudniowym brak jest wyraźnego szczytu. Zwiększone zużycie wody występuje około godziny 15:30.

Na podstawie: Kotlańczyk M., Zawada B.: Analiza rozborów ciepłej wody użytkowej. Ciepłownictwo, ogrzewnictwo, wentylacja nr 5/2007

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

- Wzrastająca cena wody i ciepła oraz wprowadzanie liczników indywidualnych w poszczególnych mieszkaniach przyczynia się do ciągłego spadku zużycia wody, w tym c.w.u. Ponadto modernizacja instalacji wodociągowych - wymiany starych baterii na nowoczesne baterie jednouchwytowe (mieszaczowe) lub termostatyczne, stosowanie perlatorów także prowadzi do zauważalnego spadku zużycia wody, a tym samym stwarza konieczność uaktualniania modelu zapotrzebowania na wodę oraz c.w.u.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

- Zróżnicowanie poborów ciepłej wody jest uzależnione od czynników socjologicznych i stale się zmienia. Zależy od dobowego i tygodniowego rytmu zajęć i zabiegów higienicznych związanych z fizjologią człowieka. Wyższe pobory ciepłej wody w godzinach porannych i wieczornych wynika z czynności związanych z myciem ciała i przygotowaniem posiłków. Największe zużycie ciepłej wody w soboty jest związane ze sprzątaniem i praniem w ten dzień. W lipcu i sierpniu odnotowuje się zmniejszenie zużycia c.w.u. ze względu na sezon urlopowy i wyjazdy domowników.
- Autorzy dostępnych badań zauważają, że dobowe zużycie c.w.u. jest w przybliżeniu 3-krotnie mniejsze niż zalecane w normatywach wydanych 30 lat temu i ciągle jeszcze stosowanych. Taka tendencja wiąże się z powszechnym stosowaniem wodomierzy i opłata za wodę według ich wskazań, co mobilizuje do racjonalnego wykorzystywania wody. Ponadto dysponuje się coraz lepszymi technicznie instalacjami c.w.u. i sprawniejszymi urządzeniami automatycznej regulacji temperatury c.w.u.

Szczegółowe wnioski z badań dotyczących współpracy OZE/URE z systemem elektroenergetycznym

Technologie OZE/URE a scenariusze rozwojowe systemu elektroenergetycznego

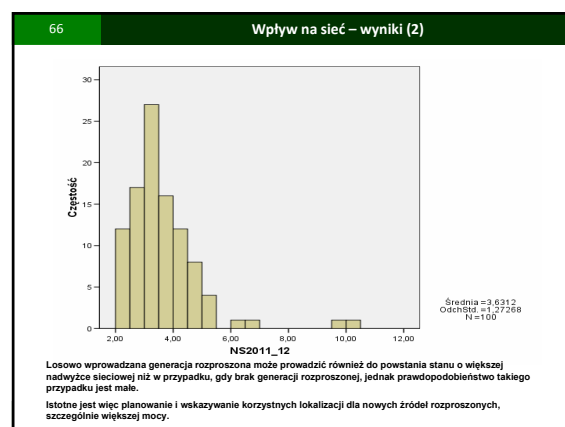
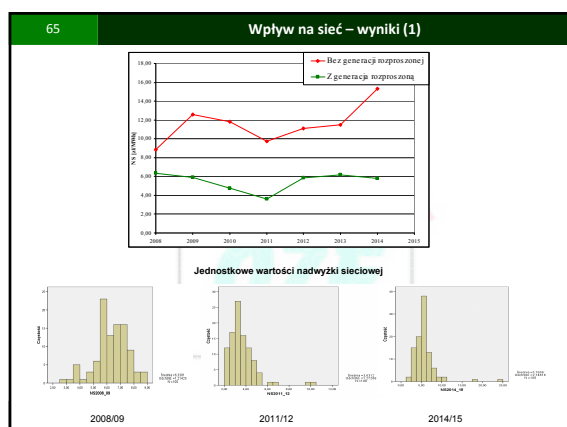
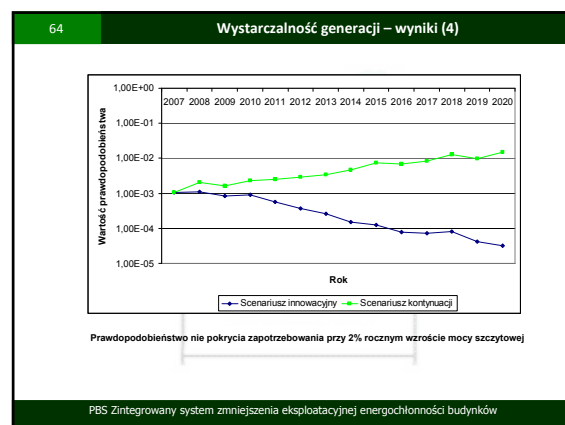
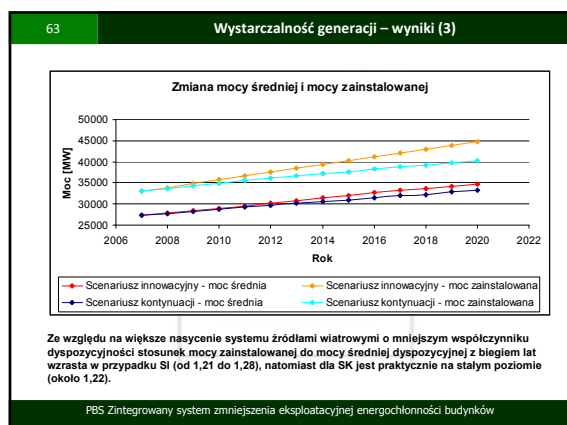
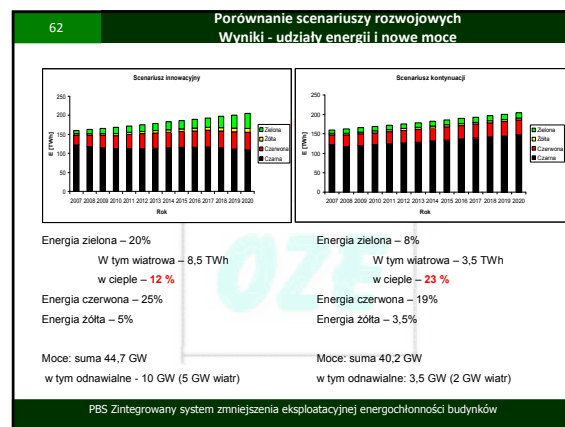
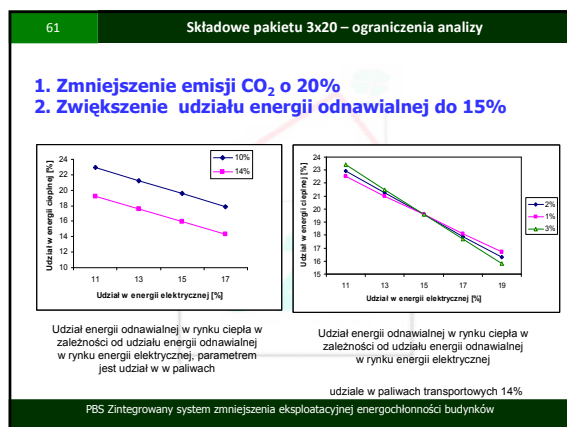
Henryk Kocot

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

1. Analiza prowadzona do 2020 roku
2. Roczne przyrosty rynków końcowych
 - Energia elektryczna – 2% rocznie
 - Ciepło – 0% (kompensacja wzrostu zapotrzebowania działaniami prooszczędnościowymi)
 - Paliwa – 3% rocznie

Sumaryczny (ważony po wielkościach rynków) przyrost do 2020 roku wynosi 15%.
3. Ograniczenia środowiskowe – Pakiet Energetyczno-Klimatyczny 3x20
 - Stały udział energii odnawialnej w paliwach 14%

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków



Zaproponowana metodyka jednakowej oceny kosztów dla różnych technologii elektroenergetycznych integruje w sobie podstawowe składniki tych kosztów (wytworzenia, przesyłu i ochrony środowiska) i pozwala dokonać obiektywnego porównania tych technologii.

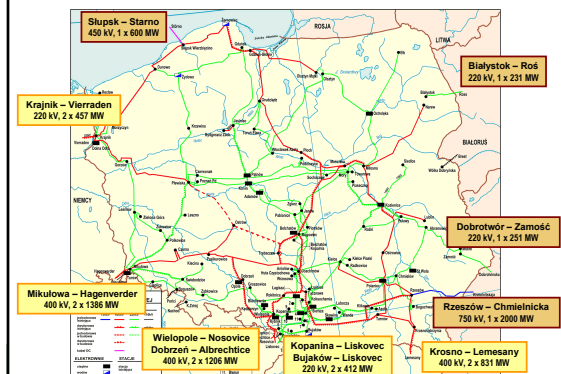
Koszty referencyjne powinny stanowić podstawę dla wszystkich działań restrukturyzacyjnych oraz regulacyjnych.

Do zastosowania tej metodyki konieczne jest:

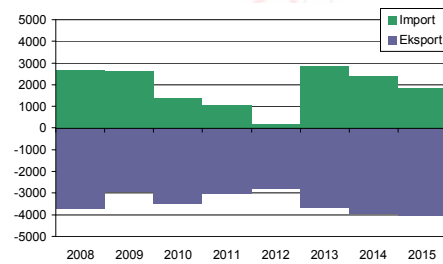
1. Wprowadzenie rynkowych metod wyceny kosztów CO₂ (poprzez zastosowanie podejścia produktowego) – zakup uprawnień do emisji
2. Wyceny rzeczywistych kosztów przesyłu energii elektrycznej (poprzez zastosowanie metody węzłowej opartej na kosztach krańcowych)
3. Zastosowanie do planowania rozwoju sieci (oceny efektywności inwestycji) kosztów ogólnospołecznych – nadwyżki rynkowej

Szczegółowe wnioski z badań dotyczących współpracy OZE/URE z systemem elektroenergetycznym

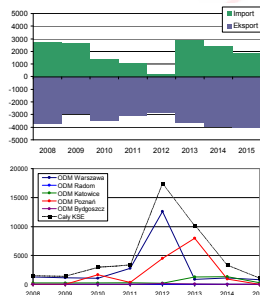
Synteza od energetyki OZE/URE (oddolnego filaru bezpieczeństwa prosumenta) do połączeń transgranicznych
Roman Korab



Zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych KSE w horyzoncie 2008 ÷ 2015



Zdolności przesyłowe połączeń transgranicznych KSE a ograniczenia sieciowe w sieci 400/220/110 kV KSE



Całkowite zdolności przesyłowe TTC [MW] połączeń transgranicznych między KSE a systemami Czech, Niemiec i Słowacji w zimowym szczycie wieczornym 2008 ÷ 2015

Siła oddziaływania ograniczeń sieciowych w sieci 400/220/110 kV KSE

Wpływ energetyki URE/OZE na pracę KSE, w tym na zdolności importowe polskich połączeń transgranicznych (rok 2012)

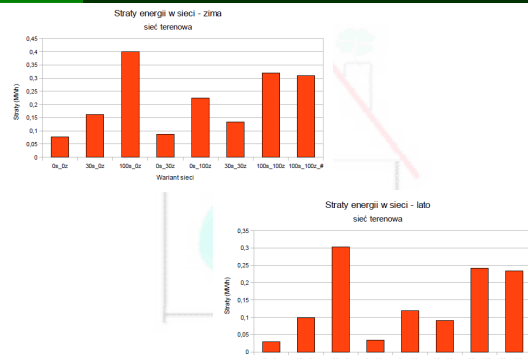
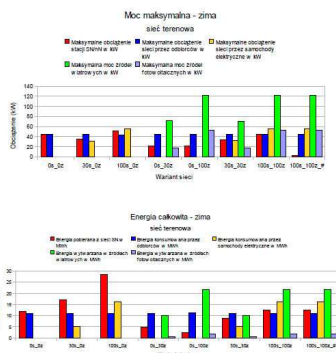
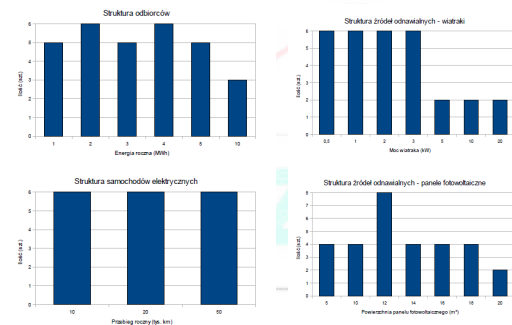
Charakterystyczna wielkość	URE 0%	URE 1%	URE 2%	URE 3%	URE 4%	URE 5%
Zapotrzebowanie w KSE [MW]	27 487	27 487	27 487	27 487	27 487	27 487
Sumaryczna moc URE [MW]	0	275	550	825	1 100	1 375
Zdolności importowe linii wymiany [MW]	187	701	907	1413	1421	1541
Liczba ograniczeń sieciowych w KSE [szt.]	10	11	10	9	9	9
Siła oddziaływania ograniczeń [zł/MVA]	11 857	8 700	5 647	3 240	2 520	1 979
Straty w sieci 400/220/110 kV KSE [MW]	602	585	574	556	538	535

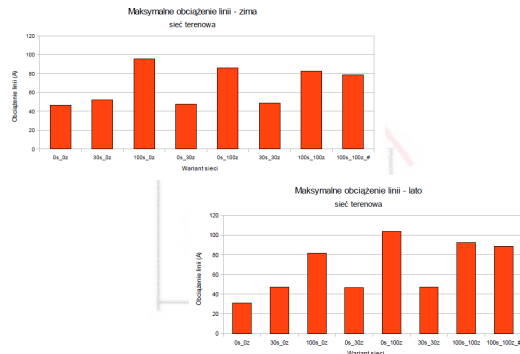
- Zdolności przesyłowe synchronicznych połączeń transgranicznych KSE są limitowane przede wszystkim ograniczeniami sieciowymi w sieci wewnętrznej systemu polskiego.
- Możliwym sposobem „odblokowania” zdolności importowych połączeń transgranicznych KSE jest zmniejszanie liczby i siły oddziaływania ograniczeń sieciowych występujących w sieci 400/220/110 kV KSE poprzez odciążenie tej sieci. Możliwość taką daje rozwój energetyki rozproszonej, w tym instalacja urządzeń URE/OZE w budynkach.

Szczegółowe wnioski z badań dotyczących współpracy OZE/URE z systemem elektroenergetycznym

Wpływ źródeł generacji rozproszonej na pracę sieci dystrybucyjnej
Edward Siwy

- Istniejąca sieć kablowa podziemna (tradycyjna struktura sieci ewentualnie sieć zamknięta) oraz napowietrzna terenowa zasilana z pojedynczej stacji SN/nN, w pierwszym etapie zakłada się brak dodatkowego specjalnego wyposażenia, w drugim etapie elementy „smart metering”
- Odbiorcy komunalno-bytowi (taryfa G), usługi, drobna wytwórczość (taryfa C) – modele oparte na rzeczywistych rejestrowanych całorocznych przebiegach obciążenia (dane 15-to minutowe)
- Mikrowiatrak – moce znamionowe od 0,5 do 20 kW
- Panele fotowoltaiczne – powierzchnie aktywne od 5 do 50 m²
- Samochód elektryczny – odbiornik (zasobnik energii) – przebiegi roczne od 10 tys. do 50 tys. km
- Zróżnicowane nasycenie sieci źródłami rozproszonymi i wykorzystanie samochodów elektrycznych





Smart Metering – istniejące rozwiązania:

- automatyczna redukcja mocy
- stała komunikacja z licznikiem bez względu na źródło zasilania
- możliwość zdalnego ograniczenia obciążenia/generacji na wypadek przeciążeń w sieci
- możliwość zdalnego odłączania obciążenia/generacji poprzez przekaźnik w liczniku
- odczyt danych, rejestrów zdarzeń, informacji o jakości napięcia



- Istnieje możliwość masowego wprowadzania mikroźródeł rozproszonych przy istniejącej strukturze sieci dystrybucyjnej nN w zakresie obwodów pierwotnych.
- Wystarczającą kontrolę i nadzór nad parametrami sieci zapewniają elementy smart meteringu dostępne na rynku, nie wymagające zasadniczych zmian technicznych w strukturze sieci, a także instalacji wewnętrznej obiektu.
- Po zmianie systemu taryfowego (wprowadzenie cen węzłowych, opłata za wykorzystanie sieci dla odbiorców i wytwórców – prosumentów) - szansa dla OSD – zwiększenie wykorzystania sieci
- Zagrożenie dla OSD masową ucieczką prosumentów (systemy autonomiczne OZE+zasobnik)
- W przypadku prosumentów zmienia się podejście do problemu niezawodności sieci (także problemów eksploatacyjnych).

Szczegółowe wnioski z badań dotyczących współpracy OZE/URE z systemem elektroenergetycznym

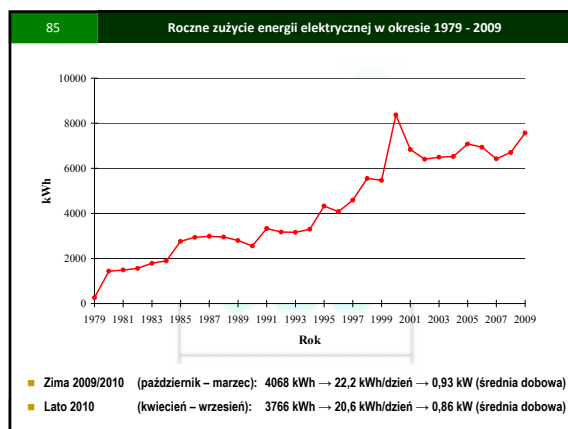
Integracja agregatu prądotwórczego z instalacją odbiorczą budynku mieszkalnego
Pierwsze doświadczenia praktyczne
Roman Korab

- Awaria śnieżowo-wiatrowa (październik 2009):
 - brak zasilania przez ponad 20 godzin.
- Awaria oblodzeniowo-sadziowa (styczeń 2010):
 - brak zasilania przez około 8 godzin,
 - przez około 20 dni utrzymywało się podwyższone ryzyko ponownej przerwy w dostawie energii.



- Budynek zbudowany w technologii z końca lat 70-tych XX wieku, gruntownie zmodernizowany.
- Trzy poziomy (plus niewykorzystane obecnie poddasze):
 - poziom „0” – kotłownia CO, pomieszczenia gospodarcze, garaż,
 - poziom „1” i „2” – przestrzeń mieszkalna.
- Zasilanie budynku w energię elektryczną:
 - zasilanie trójfazowe z linii napowietrznej nN (przyłącze napowietrzne AsXS),
 - stacja SN/nN oddalona o około 400 m (czwarty budynek od stacji),
 - stacja SN/nN zasilana z linii napowietrznej SN (częściowo przebiegającej przez las),
 - w sieci 110 kV spełniona jest reguła n - 1, a w sieci NN reguła n - 2.
- Zaspokajanie potrzeb energetycznych domowników:
 - przygotowanie posiłków: gaz + energia elektryczna,
 - CO: kocioł gazowy,
 - CWU: kocioł gazowy.



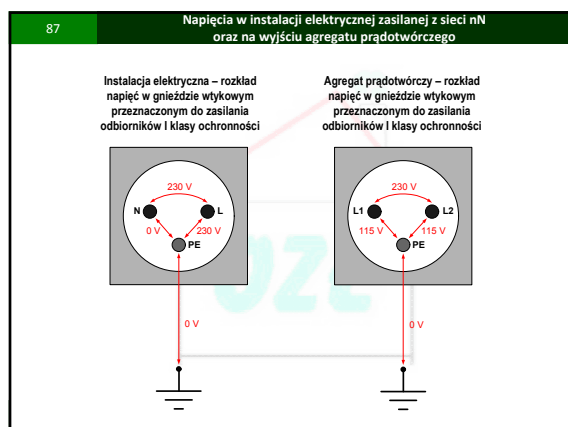


86 Charakterystyka jednofazowego agregatu KIPOR IG3000 SineMaster – dane katalogowe

Najważniejsze dane agregatu:

Napięcie znamionowe	230 V
Współczynnik THD	2,5%
Częstotliwość	50 Hz
Prąd znamionowy	12,2 A
Moc znamionowa	2,8 kW
Prąd maksymalny	13 A
Moc maksymalna	3 kW
Moc silnika	4 kW
Zużycie paliwa	480 g/kWh
Sprawność	0,65 i/kWh
Pojemność zbiornika	17%
Waga	13 l
Wymiary	20 kWh
Poziom hałasu	60 kg
Cena (brutto)	68 x 42 x 50 cm
	66 dB
	3500 zł

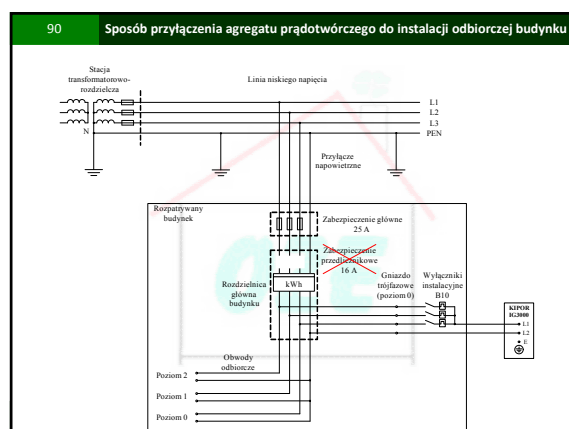
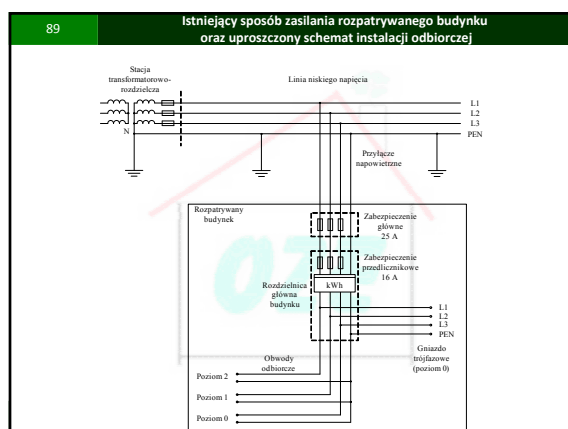
Najważniejsze właściwości benzyny: ciężar/objętość: 1 kg = 1,33 l; wartość opałowa: 43 MJ/kg → 32 MJ/l → 9 kWh/l

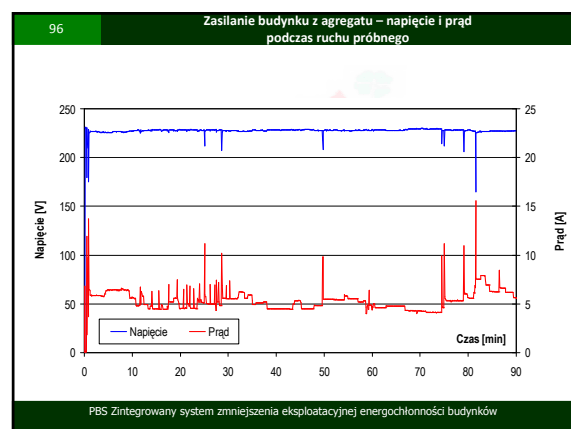
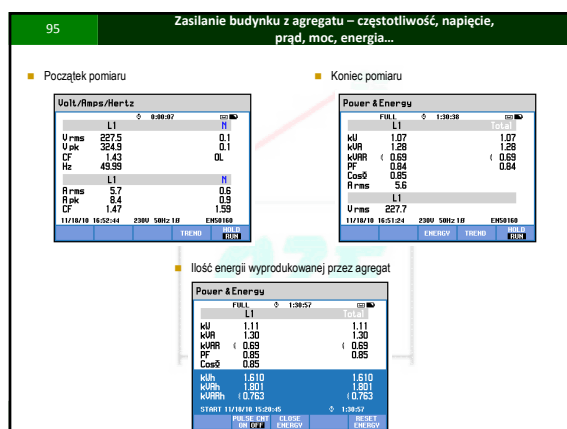
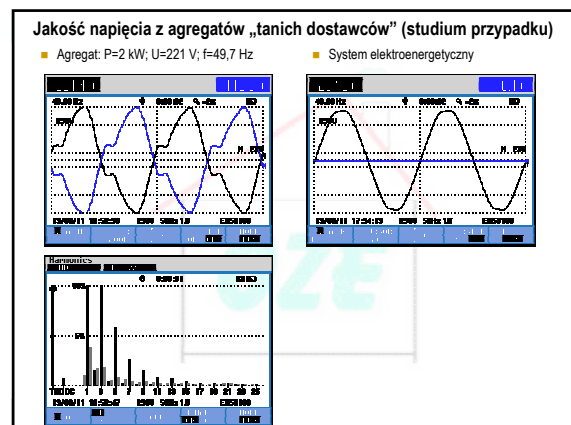
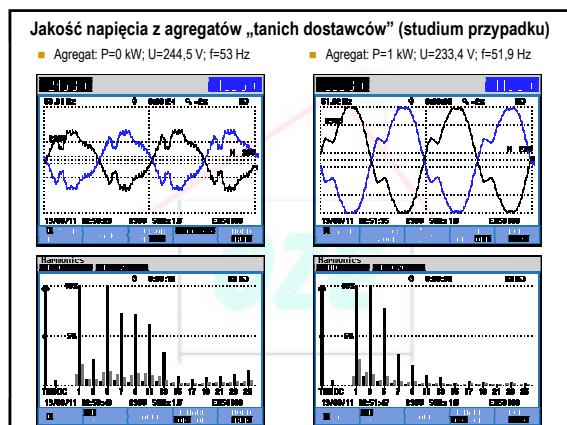
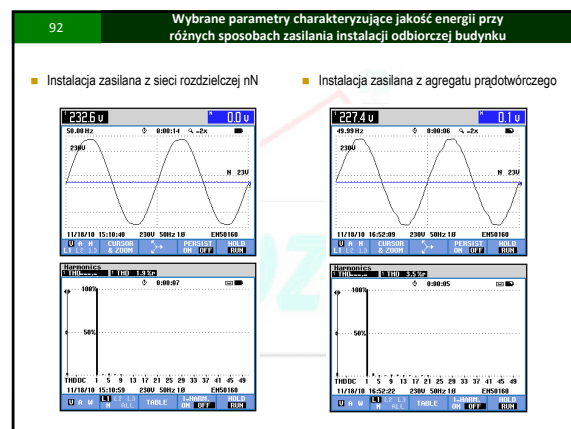
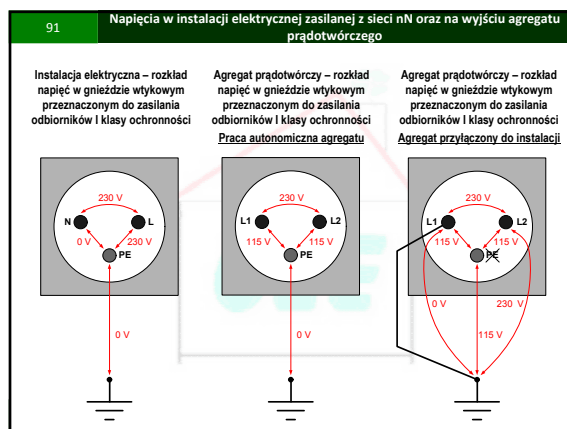


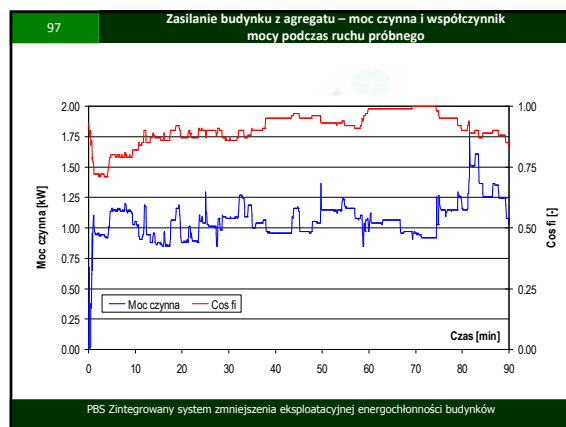
88 Instalacja elektryczna w rozpatrywanym budynku mieszkalnym – podstawowe cechy

- Instalacja pracuje w układzie **TN-C** (bezpośrednio uziemiony punkt neutralny sieci, dostępne części przewodzące odbiorników I klasy ochronności przyłączone do przewodu ochronno-neutralnego PEN).

- Instalacja wykonana jest z wykorzystaniem przewodów miedzianych 1,5 i 2,5 mm² w izolacji polwinilowej (rezystancja izolacji jest większa niż wymagana przepisami).
- Średnia wartość impedancji pętli zwarcia wynosi 0,74 Ω (min = 0,59 Ω, max = 1,05 Ω), zatem spodziewany prąd zwarcia jednofazowego średnio jest równy 321 A (min = 218 A, max = 389 A).
- Zabezpieczenie główne stanowią bezpieczniki instalacyjne gL 25 A, natomiast jako zabezpieczenie przedlicznikowe zastosowano bezpieczniki gL 16 A.
- Prądy powodujące samoczynne zadziałanie bezpieczników w czasie nie dłuższym niż 0,4 s wynoszą odpowiednio: 220 i 130 A.







98 Impedancja pętli zwarcia (oraz prąd zwarcia) przy różnych sposobach zasilania budynku

■ Przy zasilaniu budynku z sieci nN średnia wartość impedancji pętli zwarcia wynosi $0,74 \Omega$ (min = $0,59 \Omega$, max = $1,05 \Omega$), zatem spodziewany prąd zwarcia średnio jest równy 321 A (min = 218 A , max = 389 A). Prąd powodujący samoczynne zadziałanie urządzenia zabezpieczającego (bezp. gL 16 A) wynosi 130 A .

Mierzona wielkość	Poziom 0				Poziom 1					Poziom 2				
	PP1	PP2	PP3	PP4	PP1	PP2	PP3	PP4	PP5	PP1	PP2	PP3	PP4	PP5
$Z_n \Omega$	0,59	1,05	0,96	0,70	0,68	0,69	0,60	0,82	0,79	0,66	0,69	0,60	0,74	0,75
$I_n \text{ A}$	389	218	240	329	340	331	385	282	290	349	331	385	312	307
$R_n \Omega$	0,57	1,05	0,95	0,69	0,66	0,69	0,59	0,81	0,78	0,65	0,68	0,59	0,72	0,73
$X_n \Omega$	0,16	0,13	0,16	0,12	0,12	0,10	0,07	0,12	0,13	0,13	0,12	0,11	0,14	0,16

■ Przy zasilaniu budynku z agregatu średnia wartość impedancji pętli zwarcia wynosi $2,29 \Omega$ (min = $1,98 \Omega$, max = $2,66 \Omega$), zatem spodziewany prąd zwarcia średnio jest równy 101 A (min = 87 A , max = 116 A). Prąd powodujący samoczynne zadziałanie urządzenia zabezpieczającego (wyl. inst. B10) wynosi 50 A .

Mierzona wielkość	Poziom 0				Poziom 1					Poziom 2				
	PP1	PP2	PP3	PP4	PP1	PP2	PP3	PP4	PP5	PP1	PP2	PP3	PP4	PP5
$Z_n \Omega$	1,98	2,66	2,48	2,27	2,29	2,23	2,25	2,36	2,28	2,23	2,25	2,19	2,28	2,29
$I_n \text{ A}$	116	87	93	101	101	103	102	98	101	103	102	105	101	101
$R_n \Omega$	1,84	2,49	2,33	2,12	2,06	2,06	2,05	2,27	2,18	2,12	2,15	2,08	2,12	2,13
$X_n \Omega$	0,74	0,93	0,87	0,83	0,98	0,86	0,91	0,65	0,67	0,69	0,66	0,69	0,84	0,84

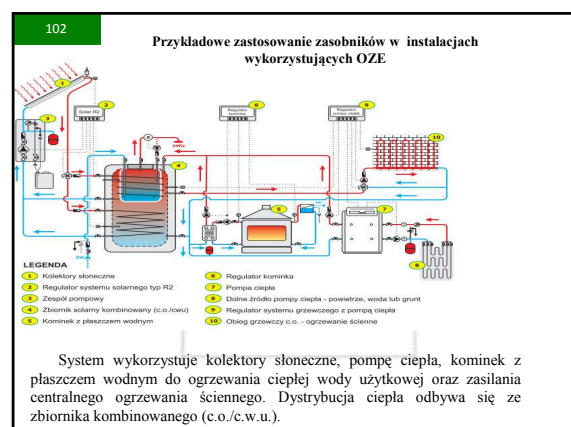
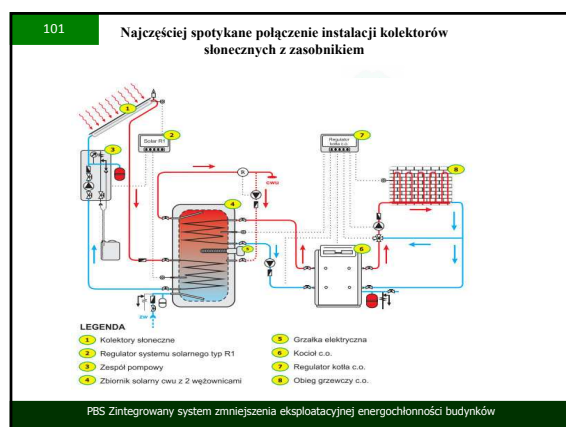
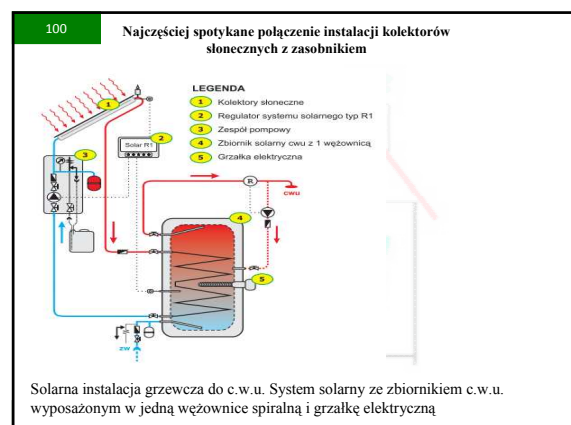
■ Różnica między wartością impedancji pętli zwarcia przy zasilaniu z agregatu prądotwórczego i z sieci rozdzielczej nN wynosi około $1,5 \Omega$.

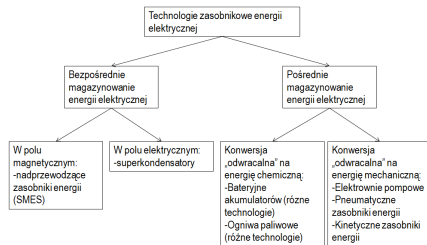
99 Implementacja technologii URE/OZE

Szczegółowe wnioski z badań dotyczących implementacji technologii OZE/URE

Zasobniki energii

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków





Zdroło: (Pasko, et al.)

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Wyszczególnienie	Nadprzewodzące zasobniki energii (SMES)	Superkondensatory	Baterijne zasobniki energii - różne technologie	Ogniwa paliwowe	Elektrownie pompowe	Pneumatyczne zasobniki energii	Kinetyczne zasobniki energii
Moc nominalna	10-100 MW	0,01-1 MW	0,001-50 MW	0,001-10 MW	0,1-1 GW	0,1-400 MW	0,01-2 MW
Czas rozładowania przy mocy nominalnej	sek.-min.	sek.-min.	min.-doba	min.-godz.	godz.-dni	godz.-dni	sek.-godz.
Sprawność [%] (łącznie z rozładowaniem)	90-95	80-95	70-90	50-60	80	60-70	90
Gęstość energii [Wh/kg]	30-100	6,5-12	Zależnie od użytej technologii baterii akumulatorów	Ok. 11 000			2000-10000
Czas eksploatacji	Prototypy (na etapie badań)	Prototypy (na etapie badań)	Technologia dojrzała, w przypadku większości technologii baterijnych - produkcja seryjna	Technologia dojrzała, w przypadku większości technologii baterijnych - produkcja seryjna	Technologia dojrzała - od dawna stosowana w sektorze elektroenergetycznym	Technologia dojrzała - od dawna stosowana w sektorze elektroenergetycznym	Technologia dojrzała - produkcja seryjna
Wsparcie rozwoju technologii	silne	Barzdo silne	Barzdo silne	Barzdo silne	Srednie (technologia oprowadzenia)	silne	Barzdo silne
Obszary zastosowania	OZE: NIE CF: TAK GISE: NIE PID: TAK	OZE: TAK CF: TAK GISE: NIE PID: TAK	OZE: TAK CF: TAK GISE: NIE PID: TAK	OZE: TAK CF: TAK GISE: NIE PID: TAK	OZE: TAK CF: TAK GISE: NIE PID: TAK	OZE: TAK CF: TAK GISE: NIE PID: TAK	OZE: TAK CF: TAK GISE: NIE PID: TAK

Zdroło: (Pasko, J.)

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Główne cechy zasobników na podstawie których można oszacować przydatność technologii do magazynowania energii elektrycznej wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii do pokrywania zapotrzebowania budynków zestawiono w tabeli.

	superkondensator	SMES	zasobniki kinetyczne	akumulatory (bateria)
Czas pracy [s]	≤ 1	1-20	10-30	> 1000
Gęstość energii [kWh/kg zasobnika]	5-10	< 5	15-200	100-800
Moc [kW]	≤ 10	≤ 7 000	≤ 15 000	≤ 500
Żywotność [liczba cykli]	> 1 000 000	ok. 1 000 000	ok. 1 000 000	≤ 1 000
Sprawność [%]	> 95	ok. 90	85-90	75-85
Straty	0,1-0,2 %/h	sprawnosc chłodzenia	3-20 %/h	< 0,001 %/h
Koszt [t/kWh]	10-20	30-200	1	0,08

Zdroło: <http://www.kraftwerkforschung.info/quickinfo/speicher-fuer-waerme-und-strom/was-sind-bewaehrte-stromspeicher/>

Obecnie technologie SMES, superkondensatorów, CAES, kinetyczne znajdują (lub w pierwszej kolejności przewiduje się takie) zastosowanie do stabilizacji sieci, utrzymania, pokrywania zapotrzebowania w szczycie w systemie elektroenergetycznym. Natomiast zasobniki akumulatorowe można integrować z urządzeniami rozproszonej energetyki.

- Najkorzystniejszymi parametrami charakteryzują się akumulatory – mają najdłuższy czas pracy, największą gęstość energii, najniższe straty i najniższy koszt. Wprawdzie superkondensatory, SMES i zasobniki kinetyczne mają większą żywotność ale za to czas pracy jest zbyt krótki i charakteryzują się wyższymi kosztami jednostkowymi – technologie te wymagają jeszcze opracowania niższych kosztów produkcji, wydłużenia czasu pracy i dostosowania do wykorzystania ze źródłami wytwarzającymi małych mocy.
- Obecnie technologie SMES, superkondensatorów, CAES, kinetyczne znajdują (lub w pierwszej kolejności przewiduje się takie) zastosowanie do stabilizacji sieci, utrzymania, pokrywania zapotrzebowania w szczycie w systemie elektroenergetycznym. Natomiast zasobniki akumulatorowe można integrować z urządzeniami rozproszonej energetyki.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

- Samochody elektryczne zyskują coraz większą popularność jako alternatywa dla samochodów spalinowych. Zmiana źródła energii napędowej samochodu postrzegana może być jako sposób dywersyfikacji paliw dążący do uniezależnienia od paliw kopalnych. Na obecnym etapie rozwoju technologii zasobnikowych SE dedykuje się przede wszystkim dla ruchu miejskiego, na krótsze dystanse. Stosowane są zasobniki elektrochemiczne, najczęściej litowo-jonowe. Głównym wyzwaniem jest obniżenie kosztów i przedłużenie żywotności.
- Samochód elektryczny stanowi zasobnik energii doskonale nadający do magazynowania energii z odnawialnych źródeł energii o okresowym występowaniu; wyróżnić można dwa proponowane tryby pracy SE: pierwszy to ładowanie i jazda, a drugi to ładowanie, jazda i zasilanie sieci/odbiorów. SE można wykorzystać w gospodarstwach domowych/budynkach jako mobilne źródła zasilania

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Szczegółowe wnioski z badań dotyczących implementacji technologii OZE/URE

Zastosowanie generacji zintegrowanej Building Cooling and Heat Power, opracowanie analizy przy pomocy grup równoważnych metodą J. S. Milla

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Rozpatrywano obiekty zakwalifikowane do segmentów rynku: S, M, L.

Celowo pominięto segment XL. Obiekty należące do tego segmentu posiadają zróżnicowane parametry techniczne, które są niejako ich indywidualną i rzadko powtarzalną cechą. Dlatego nie istnieje fizyczna możliwość stworzenia algorytmu określającego przydatność technologii CHP dla wszystkich obiektów reprezentujących ten segment. Konieczne jest tu zastosowanie indywidualnej analizy określającej słuszność zastosowania URE dla każdego obiektu z osobna.

Dla potrzeb niniejszego opracowania w programie „CERTO” stworzono 24 modele budynków (6 o powierzchni 150 m² i 6 o powierzchni 2000 m², przed i po termomodernizacji każdy),

Dla powyższych modeli rozpatrzono wariant z ogrzewaniem węglowym oraz gazowym przepływowym podgrzewaczem wody wraz z urządzeniami pomocniczymi w postaci pompy do c.o. i pompy cyrkulacyjnej c.w.u.. Wentylacja w niniejszych budynkach odbywa się w sposób naturalny. Przy określaniu struktury poszczególnych przegród budowlanych (ściany, stropodach, podłoga) kierowano się maksymalnymi wartościami współczynnika przenikania ciepła.

Wielkości poszczególnych sprawności zastosowanego źródła ciepła (sprawność wytwarzania, dystrybucji, akumulacji, regulacji i wykorzystania) oraz wszelkie dodatkowe wielkości (np. dobowe zużycie wody przez 1 osobę, itd.) dobrano zgodnie z wytycznymi zawartymi w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008 r. w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej budynku i lokalu mieszkalnego lub części budynku stanowiącej samodzielną całość techniczno-użytkową oraz sposobu sporządzania i wzorów świadectw ich charakterystyki energetycznej.

Powierzchnia budynku mniejsza niż 500 m² układ kogeneracyjny dobierany jest pod potrzeby centralnego ogrzewania

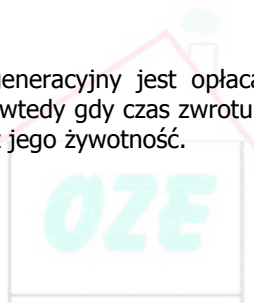
Powierzchnia większa niż 500 m² układ kogeneracyjny dobierany jest pod potrzeby ciepłej wody użytkowej

- w przypadku obiektów budowlanych, których powierzchnia wynosi < 500 m², układ kogeneracyjny dobrany został pod potrzeby c.o., (teoretyczna moc kogeneratora dobrego dla potrzeb c.w.u. byłaby zbyt mała. Brak dostępnych na rynku urządzeń o mocach cieplnych < 2,5 kW). Dla budynków o małej powierzchni stopień pokrycia przez CHP zapotrzebowania na energię dla potrzeb c.o. będzie kształtował się na poziomie ok. 80-90%. Pozostałą część zapotrzebowania będzie pokrywać „w przypadku szczytowego zapotrzebowania na energię” rezerwowo kocioł szczytowy. Rozwiązanie takie stanowi również zabezpieczenie dostaw energii w przypadku awarii, przerwy w pracy lub remontu układu kogeneracyjnego).
- W przypadku obiektów budowlanych, których powierzchnia wynosi >500 m² – układ kogeneracyjny dobrany został pod potrzeby c.w.u. (dobór kogeneratora dla potrzeb c.o. wiązał by się z dużymi kosztami wynikającymi z zastosowania kogeneratorów dużej mocy i podstawowym problemem, co zrobić z nadmiarem ciepła produkowanym w okresie letnim?)

- jeżeli układ ma być dobrany pod potrzeby CO wtedy kogenerator stanowi 50% mocy kotła na cele CO. Dodatkowo należy zaopatrzyć się w kocioł szczytowy o mocy stanowiącej pozostałe 50% mocy kotła na cele CO,
- jeżeli układ ma być dobrany pod potrzeby CWU wtedy moc kogeneratora równa jest mocy kotła na cele CWU.

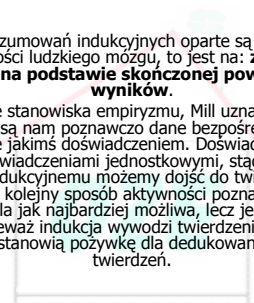
- Układ kogeneracyjny dobrany pod potrzeby CO: wykorzystanie układu kogeneracyjnego w sezonie grzewczym jest na poziomie 90%, natomiast pozostałe 10% to wykorzystanie kotła szczytowego (poza sezonem grzewczym kogenerator nie pracuje),
- Układ kogeneracyjny dobrany pod potrzeby CWU: wykorzystanie układu kogeneracyjnego w ciągu całego roku kalendarzowego wynosi 100%.

Układ kogeneracyjny jest opłacalny tylko i wyłącznie wtedy gdy czas zwrotu układu jest krótszy niż jego żywotność.

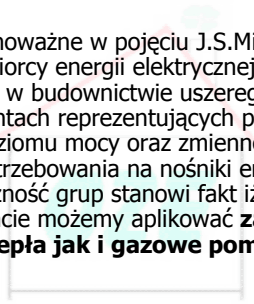


Główne typy rozumowań indukcyjnych oparte są na podstawowej funkcjonalności ludzkiego mózgu, to jest na: **zdolności do uogólnień na podstawie skończonej powtarzalności wyników.**

Wychodząc ze stanowiska empiryzmu, Mill uznawał, że pojęcia ogólne nie są nam poznawczo dane bezpośrednio lecz są poprzedzane jakimś doświadczeniem. Doświadczenia zaś są zawsze doświadczeniami jednostkowymi, stąd tylko dzięki rozumowaniu indukcyjnemu możemy dojść do twierdzeń ogólnych. **Dedukcja**, jako kolejny sposób aktywności poznawczej człowieka jest według Milla jak najbardziej możliwa, lecz jest wtórna wobec indukcji, ponieważ indukcja wywodzi twierdzenia ogólne, które następnie stanowią pozycję dla dedukowania kolejnych twierdzeń.

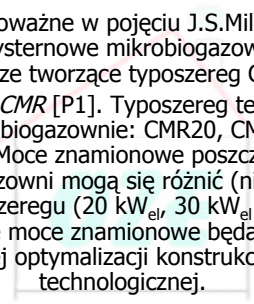


Grupy równoważne w pojęciu J.S.Milla stanowią tu odbiorcy energii elektrycznej, ciepła i chłodu w budownictwie uszeregowani w segmentach reprezentujących potencjał poziomu mocy oraz zmienności zapotrzebowania na nośniki energii. Równoważność grup stanowi fakt iż w każdym segmencie możemy aplikować **zarówno pompy ciepła jak i gazowe pompy ciepła.**

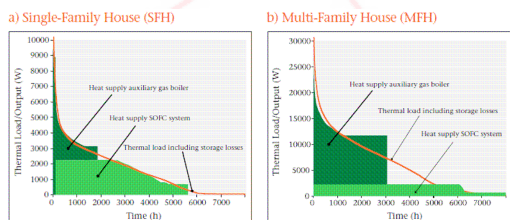


Grupy równoważne w pojęciu J.S.Milla stanowią tu cysternowe mikrobiogazownie rolnicze tworzące typoszereg CMR.

Typoszereg CMR [P1]. Typoszereg ten obejmuje mikrobiogazownie: CMR20, CMR30 i CMR50. Moce znamionowe poszczególnych mikrobiogazowni mogą się różnić (niewiele) od mocy typoszeregu (20 kW_{el}, 30 kW_{el} i 50 kW_{el}); rzeczywiste moce znamionowe będą wynikiem dalszej optymalizacji konstrukcyjno-technologicznej.



Wykresy zaczerpnięte z badań zagranicznych definitywnie pokazują zasadność stosowania kogeneracji pod potrzeby CO w małych budynkach (jasna zieleni)+ kocioł szczytowy (ciemny zielony) a w przypadku większych budynków pod potrzeby c.w.u. z wykorzystaniem kotła w okresie zimowym



- im mniejszy układ kogeneracyjny, tym mniejsza szansa na opłacalność inwestycji związanej z zakupem tego układu,
- układy kogeneracyjne w budynkach reprezentujących segment „S” należy dobierać tylko i wyłącznie dla potrzeb c.o.,
- dobieranie układów kogeneracyjnych dla budynków segmentu „S”, dla potrzeb c.w.u. powoduje, że potrzebna moc cieplna potencjalnego urządzenia CHP jest za niska w porównaniu z minimalnymi parametrami dostępnych na rynku układów tego typu,
- w przypadku doboru układu CHP dla segmentu „S” pod potrzeby c.o. można dobrać kogenerator o odpowiedniej mocy cieplnej, ale przy aktualnych cenach gazu, cenach kogeneratorów (bez uwzględnienia kosztu zakupu gazowego kotła szczytowego) inwestycja dla tego typu budynków nie jest opłacalna (należy jednak podkreślić fakt dużej luki rynkowej w zakresie produkcji małych CHP, o mocach rzędu kilku kW, co powoduje, że cena jednostkowa takich urządzeń jest znacznie większa niż cena urządzeń większej mocy)

121

Wnioski

- badania dla potrzeb niniejszego opracowania jak i badania zagraniczne potwierdzają zasadność użycia kotła szczytowego zarówno w segmencie S jak i L, w przypadku istnienia głównego źródła zasilania jakim jest CHP.
- w przypadku budynków o dość dużych powierzchniach użytkowych (>segment „S”) układy kogeneracyjne ze względu na ekonomikę przedsięwzięcia należy dobierać pod potrzeby c.w.u.,
- zastosowanie układu CHP do zasilania c.o. w tym segmencie budynków wiązałoby się z zastosowaniem bufora o bardzo dużych gabarytach, który fizycznie byłoby trudno zainstalować w rozpatrywanych budynkach,

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

122

Wniosek c.d.

-instalowanie układów CHP, z punktu widzenia opłacalności przedsięwzięcia ma rację bytu w budynkach z segmentu co najmniej „M” przy czym czas zwrotu jest dość długi i sięga niekiedy górnej granicy żywotności układu,

-należy dodać, że przedstawione ceny układów CHP są cenami szacunkowymi, czego przyczyną była niechęć ze strony producentów w ujawnianiu cen katalogowych przedmiotowych urządzeń, dzisiejsze ceny gazu (które stale rosną), potencjalny błąd przy wyznaczaniu cen układów kogeneracyjnych , a przede wszystkim fakt zawężonej liczby budynków, które spełniają kryteria możliwości zainstalowania układu CHP (powyższe badania), uzasadnione jest stwierdzenie iż w większości przypadków (segmenty S-L), instalacja układu CHP jest przedsięwzięciem nieopłacalnym,

- przypuszczamy, że zastosowanie układów tego typu przyjęło by się w segmencie XL, zarówno dla potrzeb c.o jak i c.w.u , ze 100% wykorzystaniem energii elektrycznej jak i ciepłej (w tym dla potrzeb technologicznych), przy czym konieczne jest w tym przypadku zastosowanie indywidualnej analizy określającej słuszność zastosowania URE.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

123

Szczegółowe wnioski z badań dotyczących optymalizacji technologii OZE/URE

Optymalizacja zjawiska konwersji biomasy w mikrobiogazowniach

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

124

Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie

MIKROBIOGAZOWNIE ROLNICZE

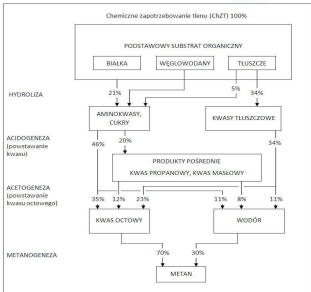


PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

125

Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie

Proces powstawania biogazu poprzez fermentację beztlenową
(L. Götsch, M. Heim: Biogasanlagen)

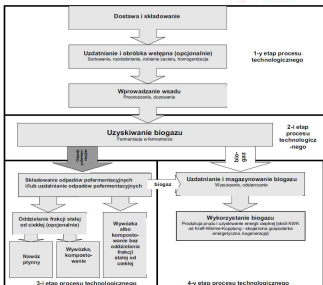


PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

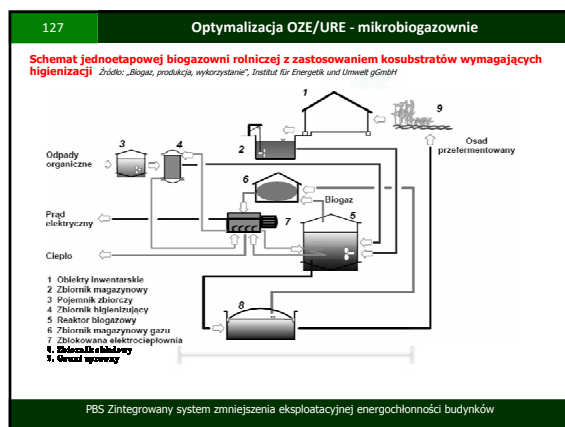
126

Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie

Etapy pozyskiwania i wykorzystania biogazu
(Handreichung Biogasgewinnung und -Nutzung, Fachagentur Nachwachsende-Rohstoffe, E.V. Leipzig 2004)



PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków



129 Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie

STRESZCZENIE PROPONOWANYCH INNOWACYJNYCH ROZWIĄZAŃ/TECHNOLOGII

MIKROBIOGAZOWNIA ROLNICZA będzie zainstalowana w małych gospodarstwach rolnych lub hodowlanych i służyć będzie do utylizacji biodegradowalnych resztek upraw rolnych oraz odpadów i odchodów zwierzęcych (np. gnojowica, kurzyniec) z hodowli.

Wytworzony w mikrobiogazowni biogaz może być spalany w urządzeniach ciepłowniczych gospodarstwa lub po zainstalowaniu w gospodarstwie układu kogeneracyjnego CHP można w nim wytwarzać energię elektryczną i ciepło w postaci ciepłej wody (do 90 C) na potrzeby własne.

Energia elektryczna może być przekazana do sieci energetycznej niskiego napięcia i sprzedawana po aktualnej cenie (energia el. + zielone certyfikaty) ok. 45 gr/kWh.

Innowacyjność mikrobiogazowni kontenerowej polega na możliwości jej implementacji w KAŻDYM gospodarstwie oraz na możliwości modułowego powiększenia jej mocy.

Unikalność rozwiązania to mobilność całej instalacji i budowa bez pozwolenia budowlanego.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

130 Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie

STRESZCZENIE PROPONOWANYCH INNOWACYJNYCH ROZWIĄZAŃ/TECHNOLOGII

Przewidywana moc mikrobiogazowni kontenerowej – ok. 5 do 10 kWel.

- Referencyjna prototypowa mikrobiogazownia wymaga jako instalacja pilotowa badań biotechnologicznych nad doбором substratów, procesem beztlenowej fermentacji i składem masy pofermentacyjnej.
- Innowacyjność rozwiązania polega na uniwersalności i prostocie prowadzenia procesu konwersji masy biodegradowalnych w biogaz i uzdatnieniu go dla potrzeb wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.
- Istnieje potrzeba wytworzenia specyficznego know-how dla pracy standardowego modułu oraz minimalizacji elementów instalacji (brak fundamentów, mieszadeł, dodatkowych fermentatorów, możliwy „objazdowy” CHP itp.). Mikrobiogazownia pozbawiona będzie problemów związanych z małymi biogazowniami :
 - dobór spektrum substratów, -dobór fermentatorów i zbiorników, - pozwolenia budowlane, środowiskowe, ekologiczne, - odbiór ciepła, - wysokie koszty instalacji, -logistyka, - warunki przyłączenia do sieci itp.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

131 Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie

KMR - WPROWADZENIE

Firma eGIE realizuje koncepcję wykonania niewielkich komór fermentacyjnych (biogazowni), które byłyby montowane w średniej wielkości warsztatach, a następnie, kompletne przewożone do miejsca zabudowania (gosp. rolne). Komora nie przekracza gabarytów podwyższonego kontenera morskiego 40 stopowego wraz z ociepleniem i osłoną zewnętrzną w postaci blach trapezowych. Pojemność całkowita wynosi 75 m³, a pojemność wypełnienia substratami 60 m³. Na górze kontenera przewidywany jest magazyn buforowy biogazu o pojemności około 10 m³.

Komora nie będzie miała mieszadła w klasycznym znaczeniu, lecz zostanie zastosowany sposób okresowego natryskiwania perkolatem. Na wyposażeniu komory (na tylnie ścianie) zostaną zamontowane kogenerator, pompa wody ciepłej oraz pompa do spryskiwania perkolatem. Wytworzony biogaz gromadzony w wyżej wspomnianym magazynie buforowym biogazu, zostanie skierowany na silnik gazowy kogeneratora i tam przetworzony na inny nośnik energii - energię elektryczną i ciepłą.

Przewiduje się produkcję biogazu w zakresie 1,5 – 1,8 m³ gazu z objętości 1 m³ masy fermentowanej, co odpowiada mocy około 7 – 9 kW_{el}.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

132 Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie

Skrócony biznesplan rolnika-eksploatatora KMR

KOSZT INWESTYCJI	PLN
silosy na substraty stałe, waga	10 000
układy dozowania substratów	10 000
komory fermentacyjna z instalacjami technicznymi	70 000
układ CHP w kontenerze (1 szt.)	50 000
zbiornik na osad pofermentacyjny	10 000
południa	2 000
przygotowanie terenu	5 000
rozruch obiektu i szkolenie	5 000
dokumentacja techniczna, projekt	5 000
przylącze elektryczne	8 000
suma	175 000

KOSZTY ZAKUPU SUBSTRATÓW			
substrat	ilość, t rocznie	cena jednostkowa, PLN/t	koszt, PLN
kiszonka kukurydzy (2/3)	110	0	0
kiszonka kukurydzy (1/3)	55	100	5 500
woda	150	4	600
suma	315	suma	6 100

Dobór i koszt substratów
 Ekwivalent (pod względem wydajności biogazu) 165 ton kiszonki kukurydzy rocznie, co oznacza dobowe zapotrzebowanie na substraty ok. 500 kg kiszonki.
 Przewiduje się jako substraty: gnojowicę, obornik, kurzyniec, reszki warzywne i owocowe, trawę, ściółki gospodarskie, uprawy rolnicze, wyłki warzywne i owocowe, wyłki zbożowe i inna biomasa biodegradowalna.
 Przewiduje się, że 1/3 niezbędnych substratów nie będzie pozyskiwana bezpłatnie i jej cena (możliwość sprzedaży na rynku przez rolnika) wyniesie ok. 5 500 PLN rocznie.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

133

Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie

Parametry techniczne KMR

Kontener 40 stopowy o pojemności 75 m³ z komorą z komorą fermentacyjną 60 m³.
Zawartość suchej masy w masie fermentacyjnej w beztlenowym procesie mezofilnym do 25%.
Uzysk biogazu 4 m³/h o zawartości CH₄ ok. 55%.
Roczna ilość sedymentu pofermentacyjnego (o zawartości suchej masy 6-10%) ok. 300 m³.
Moc elektryczna KMR ok. 7 kW_{el}.
Moc cieplna 9 kW_{th}.

CHARAKTERYSTYKA EKWIWALENTU SUBSTRATÓW					
substrat	ilość, t rocznie	zawartość suchej masy, % masy całkowitej	wydajność, m ³ /t	produkcja biogazu, m ³ / rocznie	zawartość CH ₄ , m ³ / rocznie
kliszonka kukurydzy	165	32,6	178,4	29 436	54%
woda	150	0	0	0	0%
suma	315	17,1		suma	16 190

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

134

Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie

BILANS ENERGETYCZNY KMR

ZALICZENIA DO BILANSU ENERGETYCZNEGO	
energia 1 m ³ biogazu, kWh	10
roczny czas pracy biogazowni, godzin	8 000
sprawność elektryczna	35 %
sprawność termiczna	45 %
udział potrzeb własnych energii elektrycznej w całkowitej produkcji energii elektrycznej	8 %
udział potrzeb własnych na ciepło w całkowitej produkcji ciepła	25 %

	kW
moc elektryczna	7
moc cieplna	9

BILANS ENERGETYCZNY BIOGAZOWNI		
PRODUKCJA		
	kWh	GJ
produkcja energii elektrycznej	56 664	-
produkcja ciepła	72 864	262
POTRZEBY WŁASNE		
	kWh	GJ
zapotrzebowanie własne na energię elektryczną	4 170	-
zapotrzebowanie własne na ciepło	13 660	49
PO ODLICZENIU POTRZEB WŁASNYCH		
	kWh	GJ
energia elektryczna	52 131	-
ciepło	54 641	197



PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

135

Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie

Wskaźniki NPV i IRR w analizie przepływów pieniężnych

	cena jednostkowa	jednostka	ilość	jednostka	wynik	% całkowitej
sprzedaż energii elektrycznej	0,180	PLN/kWh	52 131	przychód	9 384	24%
zielone certyfikaty	0,260	PLN/kWh	56 664		14 733	38%
złote certyfikaty potrzebne	0,140	PLN/kWh	6 930		956	2%
złote certyfikaty sprzedane	0,140	PLN/kWh	54 641		7 650	20%
zapotrzebowanie ciepła*	38,000	PLN/GJ	197	GJ	5 981	15%
suma					38 622	100%

* uniknięty koszt ciepła dla własnego gospodarstwa



$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} - I_0 = 0$$



	bez dotacji	z dotacją 50%	z dotacją 50%, bez certyfikatów (zielonych, złotych)
NPV okres 10 lat	-4 672,54 zł	77 874,63 zł	-53 385,78 zł
NPV okres 15 lat	37 580,82 zł	120 047,99 zł	-45 729,79 zł
IRR okres 10 lat	5,40%	23,10%	-11,52%
IRR okres 15 lat	9,49%	25,28%	-4,80%

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

136

Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie

Warunki rentowności inwestycji

- Istnienie świadectw pochodzenia (certyfikaty zielone i jednocześnie żółte)
- na poziomie aktualnych cen.
- Uzyskanie dotacji ok. 50%.
- Wykorzystanie całego ciepła użytkowego.
- Zapewnienie ciągłości pracy KMR ok. 8 000 godzin rocznie

Ryzyka i wrażliwość KMR

- Zmiany w systemie wsparcia OZE (certyfikaty)
- Nieurodzaje, klęski pogodowe
- Niesprawności techniczne systemu KMR
- Brak doświadczenia rolnika-eksploatatora
- Wzrost ceny lub konieczność zakupu większej ilości substratów

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

137

Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie

SKRÓCONA ANALIZA SWOT MIKROBIOGAZOWNI

mocne strony

unikalność rozwiązania, duży popyt, standardyzacja elementów, użycie odpadów, duże spektrum substratów, dostępność substratów, modularność, brak problemów lokalizacji, prostota obsługi

słabe strony

brak wzorców, ryzyko technologii, konieczność badań i eksperymentów, brak know-how,

szanse

bezemisyjność i ekologiczność procesu, programy wspierania OZE, akceptacja rolników i hodowców, nowatorstwo wykonania, zminimalizowanie biurokracji, łatwość instalacji i obsługi

zagrożenia

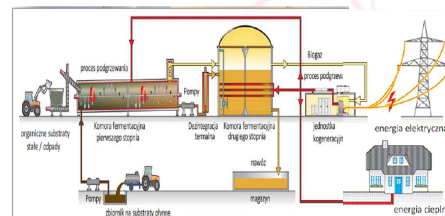
ryzyko innowacji, możliwość zmiany polityki rolnej i energetycznej,

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

138

Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie

Cysternowa Mikrobiogazownia Rolnicza - CMR



PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

145 **Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie**

KMR i CMR 20 MIKROBIOGAZOWNIE ROLNICZE

•Przeanalizowano koncepcję wykonania niewielkich komór fermentacyjnych (biogazowni), które byłyby montowane w średniej wielkości warsztatach, a następnie, kompletne przewożone do miejsca zabudowania (gosp. rolne). Wykreowano w ten sposób i przeanalizowano dwa modele mikrobiogazowni rolniczej, kontenerową KMR i cyssternową CMR 20 o mocach 10 i 20 kWel dedykowane przede wszystkim dla małych gospodarstw rolnych lub hodowców i służących do utylizacji biodegradowalnych resztek upraw rolnych oraz odpadów i odchodów zwierzęcych (np. gnojowica, kurzytniec) z hodowli.

•Innowacyjność rozwiązania polega na uniwersalności i prostocie prowadzenia procesu konwersji masy biodegradowalnych w biogaz i udatnienia go dla potrzeb wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

•Wyznaczono warunki lokalizacji oraz planowany obszar oddziaływania przedsięwzięcia

•Przygotowano biznesplan mikrobiogazowni KMR i CMR 20 dla rolnika eksploatatora w którym dobrano spektrum substratów, przeprowadzono bilans energetyczny, określono niezbędne instalacje technologiczne, oszacowano koszty inwestycji, przeanalizowano przepływy pieniężne i wyliczono wskaźniki NPV i IRR.

•Określono warunki rentowności dla KMR oraz oceniono prawdopodobieństwa wystąpienia istotnych zdarzeń w zakresie analizowanych kategorii ryzyka i wrażliwości inwestycji.

•Wyznaczono analizę SWOT dla mikrobiogazowni rolniczych.

•Dokonano wstępnej analizy oddziaływania na środowisko wraz z komputerową analizą hałasu i emisji.

•Opisano warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

•Zoptymalizowano proces technologiczny i wykorzystanie sedymentu pofermentacyjnego.

•Opisano procedury zarządzania projektem budowy mikrobiogazowni, stan prawny i administracyjny.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

146 **Optymalizacja OZE/URE - mikrobiogazownie**

SKRÓCONA ANALIZA SWOT MIKROBIOGAZOWNI

mocne strony unikalność rozwiązania, duży popyt, standaryzacja elementów, utylizacja odpadów, duże spektrum substratów, dostępność substratów, modularność, brak problemów lokalizacji, prostota obsługi szanse bezemisyjność i ekologiczność procesu, programy wspierania OZE, akceptacja rolników i hodowców, nowatorstwo wykonania, zminimalizowanie biurokracji, łatwość instalacji i obsługi	słabe strony brak wzorców, ryzyko technologii, konieczność badań i eksperymentów, brak know-how, zagrożenia ryzyko innowacji, możliwość zmiany polityki rolnej i energetycznej,
---	---

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

147 **Etap 6 – Optymalizacja źródeł OZE**

Szczegółowe wnioski z badań dotyczących optymalizacji technologii OZE/URE

Optymalizacja struktury źródła zintegrowanego (pompa ciepła, kolektor słoneczny) dedykowane reprezentatywnemu budynkowi

Dawid Kamiński

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

148 **Etap 6 – Optymalizacja źródeł OZE**

- W etapie 6 dokonano optymalizacji aplikacji OZE (kolektor słoneczny oraz pompa ciepła) na potrzeby reprezentatywnego budynku z uwzględnieniem nakładów: technicznych i ich wystarczalności oraz finansowych, w szczególności dotyczących okresu zwrotu inwestycji

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

149 **Etap 6 – Optymalizacja źródeł OZE – kolektor słoneczny**

- Dokonano symulacji instalacji z kolektorami słonecznymi na potrzeby C.W.U. oraz C.O. z uwzględnieniem:
 - zastosowania kolektorów płaskich i CPC,
 - typu budynku
 - ilości osób korzystających z instalacji,
 - zapotrzebowania użytkowników na C.W.U.,



PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

150 **Etap 6 – Optymalizacja źródeł OZE – kolektor słoneczny**

- Wyniki symulacji:**
Przeprowadzone symulacje wydajności instalacji solarnej oraz kalkulacji finansowych jednoznacznie stwierdzają **opłacalność stosowania tego typu instalacji** w wielu typach budynków, szczególnie tych, których okres eksploatacji jest całoroczny, a przynajmniej w sezonie wiosenno – letnim.

Stwierdzono również, że wydajność i opłacalność finansowa instalacji zależy w szczególności wysokim stopniu od profesjonalnego projektu i dokładnego określenia oczekiwań co do instalacji jak również dostosowania jej elementów do potrzeb użytkowników.

Gdy instalacja C.W.U. z kolektorami płaskimi jest dobrana optymalnie dla potrzeb użytkowników oraz do warunków nasłonecznienia danego regionu geograficznego okresy zwrotu inwestycji wynoszą odpowiednio:

- około 7 lat*** (dla instalacji z dofinansowaniem 45 %),
- około 13 lat*** (dla instalacji z bez dofinansowania).

* w porównaniu z instalacją C.W.U. ogrzewaną energią elektryczną.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

Instalacje solarne z kolektorami próżniowymi typu CPC również są opłacalne. Koszt inwestycji jest wyższy niż instalacji z kolektorami płaskimi, lecz pokrycie solarne bardzo jest wysokie.

Instalacje z kolektorami CPC nadają się najlepiej dla:

- budynków o dużym zapotrzebowaniu na C.W.U.,
- wielu użytkowników zużywających niewielkie ilości ciepłej wody.

Gdy instalacja C.W.U. z kolektorami próżniowymi CPC jest dobrana optymalnie dla potrzeb użytkowników oraz do warunków nasłonecznienia danego regionu geograficznego okresy zwrotu inwestycji wynoszą odpowiednio:

- **około 7 lat*** (dla instalacji z dofinansowaniem 45 %),
- **około 13 lat*** (dla instalacji z bez dofinansowania).

* w porównaniu z instalacją C.W.U. ogrzewaną energią elektryczną.

Kluczowym elementem instalacji solarnej po kolektorach słonecznych jest zasobnik C.W.U. jego pojemność oraz trwałość.

■ Wspomaganie instalacji C.O. kolektorami słonecznymi

Wspomaganie instalacji C.O. ma sens jedynie w przypadku:

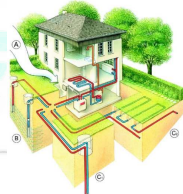
- niskiego i bardzo niskiego zapotrzebowania energetycznego budynku (35 – 50 W/m²),
- wykorzystania kolektorów próżniowych CPC w instalacji.

Zalety instalacji C.W.U. oraz C.O. z kolektorami słonecznymi:

- bezobsługowość instalacji,
- duży krok w stronę samowystarczalności energetycznej budynku,
- szybki zwrot inwestycji przy optymalnie dobranej instalacji,
- szybszy zwrot inwestycji przy większym wykorzystaniu instalacji,
- duży zapas C.W.U. na dni pochmurne,
- ewentualne wsparcie instalacji C.O. dla budynków energooszczędnych,
- wspieranie czystych technologii,
- znaczne roczne ograniczenie emisji CO₂ (powyżej 2000 kg rocznie) oraz innych trujących związków do atmosfery, gleby i wód.

■ Dokonano symulacji instalacji z pompą ciepła na potrzeby C.O. oraz C.W.U. z uwzględnieniem:

- zastosowania kolektorów (dolnego źródła energii):
 - gruntowych: poziomych oraz pionowych,
 - wodnych: systemu dwóch studni,
- typu budynku:
 - powierzchni użytkowej,
 - zapotrzebowania energetycznego.



■ Opracowane materiały:

- tabela zapotrzebowania energetycznego (rocznego, dziennego) budynków o powierzchni 100 m², 150 m² i 200 m² i zróżnicowanym zapotrzebowaniu energetycznym na 1 m² powierzchni.
- tabela dobranych wielkości kolektorów gruntowych: poziomych i pionowych wraz z orientacyjnymi cenami dedykowane reprezentatywnemu budynkowi (jak powyżej).
- symulacje dobranych instalacji dla reprezentatywnych budynków w celu oszacowania efektywności finansowej instalacji.

■ Wyniki symulacji:

- wysoki koszt jednorazowy inwestycji związanej z budową kotłowni opartej na pompie ciepła,
- kłopotliwa budowa kolektora gruntowego w przypadku modernizacji energetycznej budynku,
- rekomendacja przejścia na ogrzewanie niskotemperaturowe modernizowanego budynku,
- znaczne oszczędności oraz szybki okres zwrotu inwestycji (6 – 7 lat) z pompą ciepła w przypadku ogrzewania budynku:
 - olejem opalowym,
 - gazem propanbutan.
- najbardziej opłacalna instalacja pompy ciepła w przypadku:
 - nowobudowanego budynku – łatwość budowy kolektora gruntowego, lub systemu dwóch studni,
 - niskiej lub bardzo niskiej energochłonności budynku,
 - możliwość zastosowania pomp ciepła o niższych mocach – niższa cena oraz znacznie mniejszy (powierzchnia lub głębokość) kolektor gruntowy.

- okres zwrotu inwestycji w kotłowni z pompą ciepła uległby zdecydowanej poprawie w przypadku uwzględnienia:
 - możliwości wykorzystania latem pompy ciepła do chłodzenia budynku (bardzo mocna zaleta pompy ciepła),
 - porównania budowy od zera dwóch instalacji C.O.:
 - z pompą ciepła,
 - dowolnej innej (gazowej, olejowej, węglowej),
- zaletą energooszczędnego budynku z pompą ciepła jest fakt, iż koszty eksploatacji pompy ciepła (zapotrzebowanie na energię elektryczną) można by dodatkowo zmniejszać w przypadku zastosowania systemu hybrydowego zasilania budynku opartego o mikrowiatrak oraz ogniwa fotowoltaiczne – **budowa domu zero/plus energetycznego.**



157				
POTENCJALNY SKUTEK PRZEBUDOWY RYNKÓW 2020* ZA POMOCĄ POMPY CIEPŁA I SAMOCHODU ELEKTRYCZNEGO				
Rynek końcowy	Wzrost rynku energii elektrycznej TWh/rok	Energia odnawialna zaliczana do celu TWh/rok	Redukcja emisji CO ₂ mln t/rok	Redukcja paliw kopalnych TWh/rok
PC (20% rynku)	12	48	22	70
SE (20% rynku)	20	52	12	60
Procentowy udział**	17%	13%	10%	15%
* antycypowanych według trendu „business as usual”, traktowanych w kategorii rynków odniesienia. ** w rynkach odniesienia.				
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków				

158				
POTENCJALNE RYNKI PODAŻOWE RZECZYWISTEJ ENERGII ODNAWIALNEJ 2020 (BEZ POMPY CIEPŁA)				
Technologia (potencjalny rynek)	Energia elektryczna TWh/rok	Ciepło TWh/rok	Redukcja emisji CO ₂ mln t/rok	Redukcja paliw kopalnych TWh/rok
Kolektory słoneczne (20%*)	-	20	9	30
Biogazownie (2000/6000)	15	20	24	75
Mikrobiogazownie (10/100 tys.)	2	4	4	12
Mikrowiatraki (15%*)	6	-	6	18
Ogniwa fotowoltaiczne (10%*)	1	-	1	3
Procentowy udział**	9%		15%	15%
* Udział w rynku związanym z domami (5,5 mln domów, w tym 2,5 mln gospodarstw rolnych). ** w rynkach odniesienia.				
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków				

159	
Spółka WATT (Sosnowiec) – największy producent kolektorów słonecznych w Polsce (podstawowy produkt: „Kolektor WATT 4000 S” o sprawności 85%, dzienna produkcja 2500 m² kolektorów), czyli to na czym polega istota energetyki URE Inwestycja za 50 mln zł, 10-rocza (do 2020 roku) produkcja kolektorów, to około 5 mln m² Efekty w kontekście Pakietu 3x20: - roczna produkcja ciepła w 2020 roku – ponad 4 TWh, a to będzie stanowić około 0,65% wszystkich trzech rynków końcowych energii, inaczej – ponad 4% polskiego celu dotyczącego energii odnawialnej - roczna redukcja CO₂ – około 1,5 mln ton, czyli realizacja około 2,5% polskiego celu - roczna redukcja paliw kopalnych – około 6 TWh, lub inaczej około 1,5 mln ton węgla (efekt wypierania źródeł ciepła o niskiej sprawności), czyli realizacja ponad 0,7 % polskiego celu	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

160	
Etap 6 – Optymalizacja źródeł OZE Szczegółowe wnioski z badań dotyczących optymalizacji technologii OZE/URE Wstępna optymalizacja struktury źródeł zintegrowanych (z technologią dominującą w postaci pompy ciepła, ogniwa fotowoltaicznego dedykowanej reprezentatywnemu budynkowi Agnieszka Czop	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

161	
Integracja pompy ciepła z fotowoltaiką	
Pompy ciepła mogą służyć do: - Ogrzewania budynku - Przygotowania ciepłej wody użytkowej - Wentylacji pomieszczeń - Klimatyzacji. W przypadku zintegrowania instalacji pompy ciepła z ogniwem fotowoltaicznym, można wykorzystać energię elektryczną produkowaną w ogniwie na cele zasilania sprężarki i pompy obiegowej w instalacji pompy ciepła. Optymalna integracja pracy pompy ciepła i ogniwa fotowoltaicznego - pokrycie przez ogniwo fotowoltaiczne zapotrzebowania na energię elektryczną pompy ciepła w trybie chłodzenia w okresie letnim (w miesiącach letnich uzysk z fotowoltaiki jest największy w ciągu roku) - pokrycie przez fotowoltaikę zapotrzebowania na energię elektryczną pompy ciepła służącej do przygotowania cwu (możliwość pokrycia zapotrzebowania na energię elektr. w okresie wiosenno-letnio-jesiennym).	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

162																													
Porównanie pompy ciepła z tradycyjnym ogrzewaniem																													
<table border="1"> <tr> <td colspan="2">Opis budynku:</td></tr> <tr> <td>a. Zapotrzebowanie energetyczne</td><td>Budynek starej konstrukcji</td></tr> <tr> <td>b. Powierzchnia użytkowa</td><td>90 W/m²</td></tr> <tr> <td>c. Średnia oczekiwana temperatura</td><td>1. 150 m² 2. 200 m²</td></tr> <tr> <td>d. Strefa klimatyczna</td><td>20°C</td></tr> <tr> <td colspan="2">Moc grzewcza potrzebna na pokrycie potrzeb c.o. (wg. Tab.6-1.)</td></tr> <tr> <td>Kolektor poziomy: powierzchnia/koszt</td><td>1. 13,5 kW 2. 18 kW</td></tr> <tr> <td>Kolektor pionowy: głębokość/koszt</td><td>1. 675m² / 16 875 PLN 2. 900m² / 22 500 PLN</td></tr> <tr> <td>Koszty instalacji</td><td>1. 338m / 23 625 PLN 2. 450m / 31 500 PLN</td></tr> <tr> <td colspan="2">Koszty instalacji</td></tr> <tr> <td colspan="2">pompa ciepła VITOCAL 300 G, Viessmann (brutto):</td></tr> <tr> <td>kolektor poziomy/pionowy:</td><td>1. 26 333 PLN 2. 23 625 PLN / 31 500 PLN</td></tr> <tr> <td>ogrzewanie podłogowe (1 m² → 90 PLN brutto)</td><td>1. 11 000 PLN 2. 15 600 PLN</td></tr> <tr> <td>Łączne koszty instalacji</td><td>1. 54 200 PLN / 59 833 PLN 2. 65 550 PLN / 73 433 PLN</td></tr> </table>		Opis budynku:		a. Zapotrzebowanie energetyczne	Budynek starej konstrukcji	b. Powierzchnia użytkowa	90 W/m ²	c. Średnia oczekiwana temperatura	1. 150 m ² 2. 200 m ²	d. Strefa klimatyczna	20°C	Moc grzewcza potrzebna na pokrycie potrzeb c.o. (wg. Tab.6-1.)		Kolektor poziomy: powierzchnia/koszt	1. 13,5 kW 2. 18 kW	Kolektor pionowy: głębokość/koszt	1. 675m ² / 16 875 PLN 2. 900m ² / 22 500 PLN	Koszty instalacji	1. 338m / 23 625 PLN 2. 450m / 31 500 PLN	Koszty instalacji		pompa ciepła VITOCAL 300 G, Viessmann (brutto):		kolektor poziomy/pionowy:	1. 26 333 PLN 2. 23 625 PLN / 31 500 PLN	ogrzewanie podłogowe (1 m ² → 90 PLN brutto)	1. 11 000 PLN 2. 15 600 PLN	Łączne koszty instalacji	1. 54 200 PLN / 59 833 PLN 2. 65 550 PLN / 73 433 PLN
Opis budynku:																													
a. Zapotrzebowanie energetyczne	Budynek starej konstrukcji																												
b. Powierzchnia użytkowa	90 W/m ²																												
c. Średnia oczekiwana temperatura	1. 150 m ² 2. 200 m ²																												
d. Strefa klimatyczna	20°C																												
Moc grzewcza potrzebna na pokrycie potrzeb c.o. (wg. Tab.6-1.)																													
Kolektor poziomy: powierzchnia/koszt	1. 13,5 kW 2. 18 kW																												
Kolektor pionowy: głębokość/koszt	1. 675m ² / 16 875 PLN 2. 900m ² / 22 500 PLN																												
Koszty instalacji	1. 338m / 23 625 PLN 2. 450m / 31 500 PLN																												
Koszty instalacji																													
pompa ciepła VITOCAL 300 G, Viessmann (brutto):																													
kolektor poziomy/pionowy:	1. 26 333 PLN 2. 23 625 PLN / 31 500 PLN																												
ogrzewanie podłogowe (1 m ² → 90 PLN brutto)	1. 11 000 PLN 2. 15 600 PLN																												
Łączne koszty instalacji	1. 54 200 PLN / 59 833 PLN 2. 65 550 PLN / 73 433 PLN																												
<table border="1"> <tr> <td colspan="2">Opis budynku:</td></tr> <tr> <td>a. Zapotrzebowanie energetyczne</td><td>Budynek starej konstrukcji</td></tr> <tr> <td>b. Powierzchnia użytkowa</td><td>90 W/m²</td></tr> <tr> <td>c. Średnia oczekiwana temperatura</td><td>1. 150 m² 2. 200 m²</td></tr> <tr> <td>d. Strefa klimatyczna</td><td>20°C</td></tr> <tr> <td colspan="2">Moc grzewcza potrzebna na pokrycie potrzeb c.o. (wg. Tab.6-1.)</td></tr> <tr> <td>Kolektor poziomy: powierzchnia/koszt</td><td>1. 13,5 kW 2. 18 kW</td></tr> <tr> <td>Kolektor pionowy: głębokość/koszt</td><td>1. 675m² / 16 875 PLN 2. 900m² / 22 500 PLN</td></tr> <tr> <td>Koszty instalacji</td><td>1. 338m / 23 625 PLN 2. 450m / 31 500 PLN</td></tr> <tr> <td colspan="2">Koszty instalacji</td></tr> <tr> <td colspan="2">pompa ciepła VITOCAL 300 G, Viessmann (brutto):</td></tr> <tr> <td>kolektor poziomy/pionowy:</td><td>1. 26 333 PLN 2. 23 625 PLN / 31 500 PLN</td></tr> <tr> <td>ogrzewanie podłogowe (1 m² → 90 PLN brutto)</td><td>1. 11 000 PLN 2. 15 600 PLN</td></tr> <tr> <td>Łączne koszty instalacji</td><td>1. 54 200 PLN / 59 833 PLN 2. 65 550 PLN / 73 433 PLN</td></tr> </table>		Opis budynku:		a. Zapotrzebowanie energetyczne	Budynek starej konstrukcji	b. Powierzchnia użytkowa	90 W/m ²	c. Średnia oczekiwana temperatura	1. 150 m ² 2. 200 m ²	d. Strefa klimatyczna	20°C	Moc grzewcza potrzebna na pokrycie potrzeb c.o. (wg. Tab.6-1.)		Kolektor poziomy: powierzchnia/koszt	1. 13,5 kW 2. 18 kW	Kolektor pionowy: głębokość/koszt	1. 675m ² / 16 875 PLN 2. 900m ² / 22 500 PLN	Koszty instalacji	1. 338m / 23 625 PLN 2. 450m / 31 500 PLN	Koszty instalacji		pompa ciepła VITOCAL 300 G, Viessmann (brutto):		kolektor poziomy/pionowy:	1. 26 333 PLN 2. 23 625 PLN / 31 500 PLN	ogrzewanie podłogowe (1 m ² → 90 PLN brutto)	1. 11 000 PLN 2. 15 600 PLN	Łączne koszty instalacji	1. 54 200 PLN / 59 833 PLN 2. 65 550 PLN / 73 433 PLN
Opis budynku:																													
a. Zapotrzebowanie energetyczne	Budynek starej konstrukcji																												
b. Powierzchnia użytkowa	90 W/m ²																												
c. Średnia oczekiwana temperatura	1. 150 m ² 2. 200 m ²																												
d. Strefa klimatyczna	20°C																												
Moc grzewcza potrzebna na pokrycie potrzeb c.o. (wg. Tab.6-1.)																													
Kolektor poziomy: powierzchnia/koszt	1. 13,5 kW 2. 18 kW																												
Kolektor pionowy: głębokość/koszt	1. 675m ² / 16 875 PLN 2. 900m ² / 22 500 PLN																												
Koszty instalacji	1. 338m / 23 625 PLN 2. 450m / 31 500 PLN																												
Koszty instalacji																													
pompa ciepła VITOCAL 300 G, Viessmann (brutto):																													
kolektor poziomy/pionowy:	1. 26 333 PLN 2. 23 625 PLN / 31 500 PLN																												
ogrzewanie podłogowe (1 m ² → 90 PLN brutto)	1. 11 000 PLN 2. 15 600 PLN																												
Łączne koszty instalacji	1. 54 200 PLN / 59 833 PLN 2. 65 550 PLN / 73 433 PLN																												
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków																													

163	Porównanie pompy ciepła z tradycyjnym ogrzewaniem																												
<table border="1"> <thead> <tr> <th>1. Budynek o powierzchni 160 m²</th><th>2. Budynek o powierzchni 200 m²</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Wynik obliczeń</td><td>Wynik obliczeń</td></tr> <tr> <td>Obliczeniowa temperatura zewnętrzna: -20 °C</td><td>Obliczeniowa temperatura zewnętrzna: -20 °C</td></tr> <tr> <td>Liczba stopni: 3887 °K/hdoba</td><td>Liczba stopni: 3887 °K/hdoba</td></tr> <tr> <td>Zapotrzebowanie ciepła dla budynku: 14 kW</td><td>Zapotrzebowanie ciepła dla budynku: 18 kW</td></tr> <tr> <td>Przebiegające, roczne zużycie energii na cele grzewcze: 113,345 GJ/rok</td><td>Przebiegające, roczne zużycie energii na cele grzewcze: 151,127 GJ/rok</td></tr> <tr> <td>31485 kWh/rok</td><td>41980 kWh/rok</td></tr> <tr> <td colspan="2">Porównanie kosztów ogrzewania:</td></tr> <tr> <td>a. Kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła 6 776 – 4 251 = 2 525 PLN</td><td>a. Kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła 8 816 – 5 639 = 3 177 PLN</td></tr> <tr> <td>b. Kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła 7 607 – 4 251 = 3 356 PLN</td><td>b. Kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła 9 924 – 5 639 = 4 285 PLN</td></tr> <tr> <td>c. Kocioł kondensacyjny (propan-butan) – pompa ciepła 13 935 – 4 251 = 9 684 PLN</td><td>c. Kocioł kondensacyjny (propan-butan) – pompa ciepła 18 580 – 5 639 = 12 941 PLN</td></tr> <tr> <td>d. Kocioł tradycyjny (propan-butan) – pompa ciepła 15 840 – 4 251 = 11 589 PLN</td><td>d. Kocioł tradycyjny (propan-butan) – pompa ciepła 21 120 – 5 639 = 15 481 PLN</td></tr> <tr> <td>e. Kocioł olejowy – pompa ciepła 13 526 – 4 251 = 9 275 PLN</td><td>e. Kocioł olejowy – pompa ciepła 18 034 – 5 639 = 12 395 PLN</td></tr> <tr> <td>f. Kocioł na ekogroszek – pompa ciepła 4 858 – 4 251 = 607 PLN</td><td>f. Kocioł na ekogroszek – pompa ciepła 6 477 – 5 639 = 838 PLN</td></tr> </tbody> </table>		1. Budynek o powierzchni 160 m ²	2. Budynek o powierzchni 200 m ²	Wynik obliczeń	Wynik obliczeń	Obliczeniowa temperatura zewnętrzna: -20 °C	Obliczeniowa temperatura zewnętrzna: -20 °C	Liczba stopni: 3887 °K/hdoba	Liczba stopni: 3887 °K/hdoba	Zapotrzebowanie ciepła dla budynku: 14 kW	Zapotrzebowanie ciepła dla budynku: 18 kW	Przebiegające, roczne zużycie energii na cele grzewcze: 113,345 GJ/rok	Przebiegające, roczne zużycie energii na cele grzewcze: 151,127 GJ/rok	31485 kWh/rok	41980 kWh/rok	Porównanie kosztów ogrzewania:		a. Kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła 6 776 – 4 251 = 2 525 PLN	a. Kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła 8 816 – 5 639 = 3 177 PLN	b. Kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła 7 607 – 4 251 = 3 356 PLN	b. Kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła 9 924 – 5 639 = 4 285 PLN	c. Kocioł kondensacyjny (propan-butan) – pompa ciepła 13 935 – 4 251 = 9 684 PLN	c. Kocioł kondensacyjny (propan-butan) – pompa ciepła 18 580 – 5 639 = 12 941 PLN	d. Kocioł tradycyjny (propan-butan) – pompa ciepła 15 840 – 4 251 = 11 589 PLN	d. Kocioł tradycyjny (propan-butan) – pompa ciepła 21 120 – 5 639 = 15 481 PLN	e. Kocioł olejowy – pompa ciepła 13 526 – 4 251 = 9 275 PLN	e. Kocioł olejowy – pompa ciepła 18 034 – 5 639 = 12 395 PLN	f. Kocioł na ekogroszek – pompa ciepła 4 858 – 4 251 = 607 PLN	f. Kocioł na ekogroszek – pompa ciepła 6 477 – 5 639 = 838 PLN
1. Budynek o powierzchni 160 m ²	2. Budynek o powierzchni 200 m ²																												
Wynik obliczeń	Wynik obliczeń																												
Obliczeniowa temperatura zewnętrzna: -20 °C	Obliczeniowa temperatura zewnętrzna: -20 °C																												
Liczba stopni: 3887 °K/hdoba	Liczba stopni: 3887 °K/hdoba																												
Zapotrzebowanie ciepła dla budynku: 14 kW	Zapotrzebowanie ciepła dla budynku: 18 kW																												
Przebiegające, roczne zużycie energii na cele grzewcze: 113,345 GJ/rok	Przebiegające, roczne zużycie energii na cele grzewcze: 151,127 GJ/rok																												
31485 kWh/rok	41980 kWh/rok																												
Porównanie kosztów ogrzewania:																													
a. Kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła 6 776 – 4 251 = 2 525 PLN	a. Kocioł kondensacyjny (gaz E) – pompa ciepła 8 816 – 5 639 = 3 177 PLN																												
b. Kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła 7 607 – 4 251 = 3 356 PLN	b. Kocioł tradycyjny (gaz E) – pompa ciepła 9 924 – 5 639 = 4 285 PLN																												
c. Kocioł kondensacyjny (propan-butan) – pompa ciepła 13 935 – 4 251 = 9 684 PLN	c. Kocioł kondensacyjny (propan-butan) – pompa ciepła 18 580 – 5 639 = 12 941 PLN																												
d. Kocioł tradycyjny (propan-butan) – pompa ciepła 15 840 – 4 251 = 11 589 PLN	d. Kocioł tradycyjny (propan-butan) – pompa ciepła 21 120 – 5 639 = 15 481 PLN																												
e. Kocioł olejowy – pompa ciepła 13 526 – 4 251 = 9 275 PLN	e. Kocioł olejowy – pompa ciepła 18 034 – 5 639 = 12 395 PLN																												
f. Kocioł na ekogroszek – pompa ciepła 4 858 – 4 251 = 607 PLN	f. Kocioł na ekogroszek – pompa ciepła 6 477 – 5 639 = 838 PLN																												

164

Porównanie pompy ciepła z tradycyjnym ogrzewaniem

Zwrot inwestycji

1. Budynek o powierzchni 150 m²

Ogrzewanie kotłem	Okres zwrotu, lat	
	kolektor poziomy	kolektor pionowy
kondensacyjny (gaz E)	21,5	23,7
tradycyjny (gaz E)	16,2	17,8
kondensacyjny (propan-butan)	5,6	6,2
tradycyjny (propan-butan)	4,7	5,2
olejowy	5,8	6,5
ekogroszek	89,3	98,6

Uwagi:

- w obliczeniach nie uwzględniono wzrostu cen nośnika energii

Okres zwrotu liczony jest jako iloraz „Łącznych kosztów instalacji” i „Porównania kosztów ogrzewania”

2. Budynek o powierzchni 200 m²

Ogrzewanie kotłem	Okres zwrotu, lat	
	kolektor poziomy	kolektor pionowy
kondensacyjny (gaz E)	20,6	23,1
tradycyjny (gaz E)	15,3	17,1
kondensacyjny (propan-butan)	5,1	5,6
tradycyjny (propan-butan)	4,2	4,7
olejowy	5,3	5,9
ekogroszek	76,2	87,6

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

165	Wnioski
- Budowa kolektorów poziomych dla budynków o wysokim zapotrzebowaniu energetycznym związana jest z wysokim kosztem inwestycji. Przeciwwskazaniem do montażu kolektorów poziomych jest zbyt mały teren wokół rozpatrywanego budynku. Dla pokrycia potrzeb na ciepło budynku o wysokim zapotrzebowaniu energetycznym (w tym przypadku 90 W/m²) i powierzchni 150/200 m² potrzebna jest powierzchnia kolektora poziomego wynosząca 675/900 m². W przypadku gdy teren pod instalację kolektora poziomego jest niewystarczający można rozważyć montaż kolektorów pionowych. W tym momencie do pokrycia potrzeb energetycznych rozważanego obiektu budowlanego należałoby zainstalować 338 m (dla budynku o powierzchni 150 m²) / 450 m (dla 200 m²) sond pionowych. Wybór kolektora pionowego związany jest z wyższym kosztem inwestycji. - Dobrze dobrana pompa ciepła jest w stanie ogrzewać budynki w całym okresie zimowym, nawet budynki o wysokim zapotrzebowaniu energetycznym, lecz koszt inwestycji jest wtedy bardzo wysoki. W przypadku budynków o wysokim zapotrzebowaniu na ciepło przed instalowaniem pompy ciepła zaleca się przeprowadzenie termomodernizacji budynku.	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

166	Wnioski
- Okres zwrotu inwestycji zależy głównie od rodzaju nośnika energii oraz rodzaju instalacji grzewczej z którą porównujemy ogrzewanie pompą ciepła. Najszybciej zwraca się inwestycja w porównaniu z ogrzewaniem gazem propan-butan oraz olejem opałowym i wynosi około 5 – 6 lat. - Im tańsza instalacja grzewcza, z którą porównujemy instalację pompy ciepła oraz paliwo do jej użytkowania jest tańsze, tym okres zwrotu inwestycji na pompę ciepła jest dłuższy. Przy ogrzewaniu ekogroszkiem koszty eksploatacji są porównywalne do kosztów eksploatacji związanych z pracą pompy ciepła. Przy porównaniu tych instalacji, okres zwrotu inwestycji znacząco się wydłuża. - Stosując ogrzewanie wykorzystujące pracę pompy ciepła redukujemy znacznie emisję szkodliwych związków do atmosfery co jest największym zyskiem. - Należy się również liczyć z faktem, iż w czasie bardzo ostrej zimy pompa ciepła może być nie wystarczająca do ogrzania budynku. W klimacie gdzie występują częste i długotrwałe zimy z niskimi temperaturami kotłownie należy zaopatrzyć w dodatkowe źródło ogrzewania, np. tradycyjny kocioł węglowy, gazowy lub olejowy. Kocioł węglowy nie spowoduje dużego wzrostu kosztów rocznego ogrzewania, szczególnie w przypadku budynku o niskim zapotrzebowaniu energetycznym.	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

167

Dane wejściowe do obliczeń okresu zwrotu inwestycji (pompa ciepła + ogniwo fotowoltaiczne) dla budynku mieszkalnego o powierzchni 150 i 200 m²

Powierzchnia budynku, m ²	150	200			
Zapotrzebowanie energetyczne budynku, MWh	50	50	Koszt całej inwestycji z wykorzystaniem ogniw fotowoltaicznych w sezonie grzewczym	Instalacja z kolektorem poziomym 142 809 Instalacja z kolektorem pionowym 146 809	184 814 189 814
Moc grzewcza pompy ciepła, kW	7,5	10,0	Koszt całej inwestycji z wykorzystaniem ogniw fotowoltaicznych w sezonie chłodniczym	Instalacja z kolektorem poziomym 40 803 Instalacja z kolektorem pionowym 64 553	79 406 80 406
Moc chłodnicza pompy ciepła, kW	6,0	8,0	Koszt całej instalacji (pompa ciepła + ogniwo fotowoltaiczne) dla pokrycia potrzeb w sezonie grzewczym i chłodniczym	Instalacja z kolektorem poziomym 160 854 Instalacja z kolektorem pionowym 164 934	208 474 213 474
Koszt pompy ciepła, PLN	22 884	23 847	Koszt zużycia energii elektrycznej na potrzeby sekcji pompy ciepła w okresie grzewczym, kWh	Instalacja z kolektorem poziomym 1 375 Instalacja z kolektorem pionowym 1 375	2 100 2 100
Koszt wymaganej siłowni kolektora poziomego, PLN	9 375	12 500	Koszt zużycia energii elektrycznej na potrzeby sekcji pompy ciepła w okresie grzewczym i chłodniczym, kWh	Instalacja z kolektorem poziomym 157 Instalacja z kolektorem pionowym 157	263 263
Koszt wymaganej siłowni kolektora pionowego, PLN	13 125	17 500			
Koszt ogrzewania podłogowego, PLN	11 000	15 000			
Pobór energii elektrycznej przez pompę ciepła w sezonie ogrzewania, kWh	4 900	6 000			
Wymagana moc ogniw fotowoltaicznych (w sezonie ogrzewania), kW	10,0	13,3			
Koszt wymaganej mocy ogniw fotowoltaicznych (dla pokrycia potrzeb w sezonie ogrzewania), PLN	98 800	133 067			
Pobór energii elektrycznej przez pompę ciepła w sezonie chłodzenia, kWh	565	750			
Wymagana moc ogniw fotowoltaicznych (dla pokrycia potrzeb w sezonie chłodzenia), kW	1,77	2,37			
Koszt wymaganej mocy ogniw fotowoltaicznych (dla pokrycia potrzeb w sezonie chłodzenia), PLN	17 744	23 659			

168

Zwrot inwestycji pompy ciepła i ogniw fotowoltaicznych w porównaniu z ogrzewaniem elektrycznym oraz klimatyzatorem

Powierzchnia budynku, m ²	150	200
wartość energii elektrycznej G11, d/kWh	0,35	
zużycie energii elektrycznej w sezonie grzewczym, kWh	20 000	26 667
całkowite zużycie energii w sezonie chłodniczym (energia chłodu + zużycie energii elektrycznej klimatyzatora), kWh	4 740	5 940
koszt dla ogrzewania elektrycznego, PLN	7 000	9 333
koszt dla chłodzenia klimatyzatorem, PLN	1 659	2 079
całkowite roczne zużycie energii (grzewanie elektryczne i klimatyzator), kWh/rok	24 740	32 607
koszt roczny (dla ogrzewania elektrycznego i klimatyzatora), PLN	8 659	11 412
Porównanie kosztów ogrzewania i chłodzenia (ogrzewanie elektryczne + klimatyzator + pompa ciepła + ogniwo fotowoltaiczne)	7 084	9 312

Porównanie pompy ciepła z ogrzewaniem elektrycznym		Zwrot inwestycji, lata	
Opis inwestycji		150	200
Powierzchnia budynku, m ²		150	200
pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo fotowoltaiczne (na potrzeby ogrzewania)	instalacja z kolektorem poziomym	16,9	16,6
	instalacja z kolektorem pionowym	17,3	17,0
pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo fotowoltaiczne (na potrzeby chłodzenia)	z kolektorem poziomym	8,6	8,1
	z kolektorem pionowym	9,1	8,6
pompa ciepła (ogrzewanie + chłodzenie) + ogniwo fotowoltaiczne (na potrzeby ogrzewania i chłodzenia)	z kolektorem poziomym	18,5	18,3
	z kolektorem pionowym	19,0	18,7

Wnioski:

W przypadku przykładu z ogrzewania elektrycznego budynku oraz stosowania tradycyjnego klimatyzatora na pompę ciepłą pokrywającą zapotrzebowanie na ciepło i chłód wraz z ogniwem fotowoltaicznym dostarczającym odpowiednią ilość energii elektrycznej na potrzeby klimatyzacji, inwestycja ta charakteryzuje się stosunkowo zadowalającym okresem zwrotu na poziomie 8-9 lat. Z kolei montaż takiej mocy fotowoltaiki, która pokryje całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną pompy ciepła, prowadzi do wydłużenia okresu zwrotu do rzędu 18-19 lat. Wpływa to tym samym na niską opłacalność rozważanej inwestycji, biorąc pod uwagę koszty inwestycyjne.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków

- Ogniwo fotowoltaiczne może służyć do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną pompy ciepła w okresie grzewczym, chłodniczym lub całorocznie. Inwestycja taka wiąże się jednak ze wzrostem kosztów i koniecznością zapewnienia odpowiedniej powierzchni pod instalację fotoogniwa.
- W wyniku przeprowadzonych obliczeń i analizy uzyskanych wyników można wysnuć wniosek, iż inwestycja polegająca na integracji instalacji pompy ciepła z ogniwem fotowoltaicznym (wytwarzającym energię elektryczną jedynie w okresie letnim) jest opłacalna w przypadku zastąpienia tą inwestycją, instalacji ogrzewania elektrycznego, na olej opałowy oraz gaz płynny. Okres zwrotu takiej inwestycji wynosi kolejno: 8-9 lat dla ogrzewania elektrycznego, 9-10 lat dla ogrzewania na olej opałowy oraz 7-8 lat dla gazu płynnego. Z kolei w przypadku zastępowania ogrzewania na gaz ziemny, węgiel, koks czy biomasę, pompą ciepła zintegrowaną z fotoogniwem, inwestycja taka okazuje się być nieopłacalna, zwrot inwestycji przekracza lub jest bardzo zbliżony do żywotności samej pompy ciepła, wynoszącej około 20 lat.
- Przy obecnych cenach paliw, które są zmienne i niepewne, warto rozważyć montaż pompy ciepła w połączeniu lub bez ogniw fotowoltaicznych. Decyzja taka powinna być jednak podparta na dokładnych analizach dla konkretnego przypadku i lokalizacji.