



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: 11. Rola i zadania gminy w zakresie zwiększenia udziału OZE w budownictwie

Tytuł dokumentacji:

## **ROLA I ZADANIA GMINY W ZAKRESIE ZWIĘKSZENIA UDZIAŁU OZE W BUDOWNICTWIE**



Gliwice, styczeń 2012 r.

# **ROLA I ZADANIA GMINY W ZAKRESIE ZWIĘKSZENIA UDZIAŁU OZE W BUDOWNICTWIE**

## **ZESPÓŁ AUTORSKI**

prof. dr hab. inż. Jan Popczyk – kierownik etapu zadania badawczego

dr inż. Henryk Kocot

dr inż. Roman Korab

dr inż. Edward Siwy

mgr inż. Agnieszka Czop

mgr inż. Andrzej Jurkiewicz

mgr inż. Paweł Kucharczyk

mgr inż. Marta Mastalerska

mgr inż. Ryszard Mocha

mgr inż. Dominika Nowicka

mgr inż. Michał Zakrzewski

inż. Dorian Bukowski

## SPIS TREŚCI

Wprowadzenie.....	3
1. Określenie celów i misji samorządu lokalnego w aplikacji OZE w budynkach gminy .....	8
2. Projekcja celowości i korzyści wprowadzenia audytu energetycznego i termomodernizacji, w tym prowadzonych w formule ESCO, jako narzędzi realizacji Pakietu 3x20 na zwiększenie udziału OZE w budownictwie .....	66
3. Opracowanie wytycznych dla uwzględniania elementów OZE w planie zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe	
a. W kierunku domu plus-energetycznego – zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w jednorodinnym budownictwie mieszkaniowym .....	95
b. Wytyczne w zakresie struktury sieci rozdzielczych SN i nN, zabezpieczeń i sterowania tymi sieciami z uwzględnieniem urządzeń rozproszonej energetyki oraz rozwiązań charakterystycznych dla sieci smartgrid.....	121
c. Wytyczne w zakresie kierunków zmian prawa oraz propozycji szczegółowych rozwiązań prawnych dla uwzględniania elementów OZE w planie zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe.....	122
4. Opracowanie koncepcji i struktury biznesplanu stworzenia gminnego centrum energetycznego na bazie OZE jako drugiego filaru bezpieczeństwa energetycznego .....	136
5. Sformułowanie prognozy rozwoju gminnego centrum energetycznego oraz predyktywne określenie jego przydatności.....	162
6. Marketingowe opracowanie wdrażania OZE w gminie poprzez eksplikację projektu gminnego centrum energetycznego i stosowanie terminologii w obrębie kategorii operacyjnych.....	164
7. Antycypacja programów realizacji zasilania awaryjnego w budynkach gminy poprzez wprowadzenie zasilania wyspowego bazującego na OZE.....	190
Załącznik: Materiały prezentacji z seminarium podsumowującego prace wykonane w roku 2011.....	191

## PODSUMOWANIE REALIZACJI ETAPU 11 ZADANIA BADAWCZEGO

Tematem etapu 11 zadania nr 3 „Zwiększenie wykorzystania energii z odnawialnych źródeł energii w budownictwie” w ramach projektu badawczego strategicznego „Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków” jest „Rola i zadania gminy w zakresie zwiększenia udziału OZE w budownictwie”. Prace badawcze w ramach etapu 11 zaplanowano na okres 18 miesięcy, tj. na okres od 1.11.2010 r. do 30.04.2012 r. Zgodnie z ofertą oraz umową, realizowane badania objęły prace w następującym zakresie:

- a. Wyznaczenie celów i misji samorządu lokalnego w aplikacji OZE w budynkach gminy
- b. Projekcja celowości i korzyści wprowadzenia audytu energetycznego i termomodernizacji, w tym prowadzonych w formule ESCO, jako narzędzi realizacji Pakietu 3x20 na zwiększenie udziału OZE w budownictwie
- c. Opracowanie wytycznych dla uwzględniania elementów OZE w planie zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe
- d. Marketingowe opracowanie wdrażania OZE w gminie poprzez eksplikację projektu gminnego centrum energetycznego i stosowanie terminologii w obrębie kategorii operacyjnych
- e. Opracowanie koncepcji i struktury biznesplanu stworzenia gminnego centrum energetycznego na bazie OZE jako drugiego filaru bezpieczeństwa energetycznego
- f. Sformułowanie prognozy rozwoju gminnego centrum energetycznego oraz predykatywne określenie jego przydatności
- g. Antycypacja programów realizacji zasilania awaryjnego w budynkach gminy poprzez wprowadzenie zasilania wyspowego bazującego na OZE

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, mgr inż. Agnieszka Czop, mgr inż. Andrzej Jurkiewicz, mgr inż. Paweł Kucharczyk, mgr inż. Marta Mastalerska, mgr inż. Ryszard Mocha, mgr inż. Dominika Nowicka, mgr inż. Michał Zakrzewski, inż. Dorian Bukowski, mgr Iwona Wocka.

W zakresie prac związanych z wyznaczeniem celów i misji samorządu lokalnego w aplikacji OZE w budynkach gminy oraz związanych z opracowaniem wytycznych dotyczących planowania zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe, określone zostały cele samorządów lokalnych, które powinny opierać się na wspieraniu i zachęcaniu swoich mieszkańców do uczestnictwa w działaniach związanych z odnawialnymi źródłami energii. W rozdziale tym zawarto istotne z punktu widzenia rozwoju terenu danej gminy wytyczne niezbędne do uwzględnienia elementów OZE w dokumencie jakim są „Plany zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe”. W dalszej części tego rozdziału poruszono bardzo ważny temat jakim jest integracja urządzeń OZE z architekturą na obszarze gmin. Zaprezentowano w nim także szereg możliwości jakimi w chwili obecnej dysponuje rynek oraz związane z tym zalety, uświadamiającym tym samym władzom gminnym jak i ich mieszkańcom, że posiadanie instalacji bazujących na odnawialnych źródłach energii nie musi być wcale związane z popsuciem wizualnego wizerunku danego terenu bądź budynku. Inwestowanie w odnawialne źródła energii wiąże się również z wieloma ograniczeniami. Oprócz ograniczenia związanego z występowaniem miejsc predysponowanych do poszczególnych

rodzajów energii odnawialnej (miejsca o korzystnych zasobach słonecznych, wiatrowych, geotermalnych czy innych) do najważniejszych ograniczeń lokalizacyjnych dla inwestycji związanych z OZE należą: ograniczenia przestrzenno-środowiskowe, infrastrukturalne, systemowe oraz ekonomiczne. Znajomość powyższych uwarunkowań jest nieodzownym elementem wiedzy związanym z tematem możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Z wiedzą tą powinni być zaznajomieni urzędnicy gminni odpowiedzialni za kwestie związane z inwestycjami energetycznymi na terenie gminy, zwłaszcza tych wykorzystujących odnawialne źródła energii. Znajomość bowiem tych uwarunkowań jest konieczna do trafnego i zasadnego wyboru lokalizacji dla poszczególnych inwestycji. Wpływa ona bezpośrednio na opłacalność danego przedsięwzięcia. W opracowaniu przedstawiono propozycję kierunków zmian prawa dla uwzględniania elementów OZE w planie zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe.

Prowadzone badania obejmowały projekcję celowości i korzyści wprowadzenia audytu energetycznego i termomodernizacji, w tym prowadzonych w formule ESCO, jako narzędzi realizacji Pakietu 3x20 na zwiększenie udziału OZE w budownictwie. Stan techniczny budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej jest w Polsce bardzo zróżnicowany. Obok budynków nowych, wykonanych i oddanych do użytkowania w ostatnich 20 latach, a także tych poddanych termomodernizacji, eksploatowane są budynki o stosunkowo dużym zapotrzebowaniu na energię (cieplną i elektryczną). Wykonanie audytu energetycznego, dla tych ostatnich budynków, jest zawsze pierwszym krokiem przy określeniu nie tylko stanu technicznego budynku (przegrody i instalacje), ale także opracowaniem, które pokazuje optymalne przedsięwzięcia energooszczędne, które powinny zostać zrealizowane. Wykonanie prac termomodernizacyjnych w budynkach powoduje oszczędności energii w granicach od 20% do 70%. W wielu przypadkach inwestor nie dysponuje odpowiednimi środkami finansowymi i w tym wypadku, zwłaszcza przy możliwości uzyskania dużych oszczędności w zużyciu energii, możliwe jest zastosowanie kontraktu ESCO (inwestowanie przez trzecią stronę). W kontraktach tych bierze się pod uwagę nie tylko same oszczędności, ale także możliwość obniżenia kosztów nośników energii (kosztów pozyskania energii) lub kosztów eksploatacji systemów. Dodatkowo, w audytach energetycznych należy poddać analizie możliwość zastosowania odnawialnych źródeł energii i urządzeń rozproszonej energetyki (OZE/URE). Dotychczas w typowych audytach najczęściej nie wykonuje się analiz oceniających możliwość zastosowania OZE/URE. W pracy przedstawiono metodykę oceny opłacalności stosowania OZE/URE w budownictwie w formie arkuszy kalkulacyjnych, wraz z określeniem poziomu wygenerowanych oszczędności zarówno w zużyciu energii, jak i obniżeniu kosztów eksploatacyjnych (założenia do kontraktu ESCO).

W zakresie prac dotyczących gminnego centrum energetycznego zdefiniowano cele, misje i zakres działania Gminnego Centrum Energetycznego. Określono uwarunkowania zewnętrzne determinujące konieczność powstania Gminnych Centrów Energetycznych. Zbadano makro i mikrootoczenie GCE oraz jego wpływ na ostateczną formę organizacyjną Centrum. Przedstawiono wykaz potrzeb i problemów z jakimi zmagają się gminy oraz sposoby ich rozwiązywania jakie mogą zaproponować GCE. W opracowaniu podkreślono, że gmina to również indywidualne gospodarstwa domowe oraz prosumenci, zauważono, że gminy powinny rozwiązywać problemy energetyczne również na poziomie indywidualnych odbiorców a nie tylko gminy jako całości. Określono i podkreślono bardzo dużą rolę energetyka gminnego który musi pełnić funkcję eksperta ds. energetyki w gminie oraz pośrednika łączącego gminę i specjalistów z wielu dziedzin min. ochrony środowiska, planowania przestrzennego, gospodarki komunalnej. Energetyk gminny powinien być odpowiedzialny za prawidłowe przygotowanie założeń do planów zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, a w kolejnym etapie powinien dopilnować, żeby postanowienia które znajdują się w tym dokumencie zostały zrealizowane. Ponad to do jego obowiązków należeć powinno nadzorowanie instalacji energetycznych (wytwórcze - OZE/URE), stan oświetlenia dróg, zaopatrzenie obiektów gminnych w media, nadzorowanie pozostałej infrastruktury elektroenergetycznej w gminie.

W ramach prac związanych z opracowaniem koncepcji i struktury biznesplanu stworzenia gminnego centrum energetycznego na bazie OZE jako drugiego filaru bezpieczeństwa energetycznego oraz marketingowego opracowania wdrażania OZE w gminie poprzez eksplikację projektu gminnego centrum energetycznego i stosowanie terminologii w obrębie kategorii operacyjnych dokonano analizy ekonomicznej przedsiębiorstwa jakim ma szansę stać się Gminne Centrum Energetyczne. Stworzono biznesplan Centrum oraz wykonano analizę SWOT tego przedsięwzięcia. Podano różne sposoby organizacji Gminnego Centrum Energetycznego jako przedsiębiorstwa energetycznego. Przedstawiono technologie OZE/URE nie tylko z perspektywy ochrony środowiska, ale również jako niezbędny element funkcjonowania Gminnego Centrum Energetycznego, który równocześnie przynosi realne dochody dla GCE. W ramach opracowania stworzono model synergetyczny gminy wraz z modelem matematycznym w postaci arkusza kalkulacyjnego, który stać się może narzędziem wspomagającym pracę energetyków gminnych oraz osób decyzyjnych w sprawach inwestycji energetycznych w gminie. Kalkulator jest prostym narzędziem dającym wstępną odpowiedź na pytanie w jakie technologie warto inwestować w gminie – po przeanalizowaniu zasobów poszczególnych gmin. Kalkulator daje jedynie wskazówki dla inwestorów, przed planowaną inwestycją należy wykonać studium celowości i wykonalności danej inwestycji.

W ramach prac badawczych związanych z budownictwem plus-energetycznym prowadzono badania dotyczące zwiększenia udziału źródeł odnawialnych w jednorodnym budownictwie mieszkaniowym. W opracowaniu rozpatrzono kolejne etapy ewolucji klasycznego budynku mieszkalnego, zmierzające do jego przekształcenia w budynek plus-energetyczny. Jako obiekt analiz wybrano budynek mieszkalny, wybudowany w technologii z końca lat 70. XX wieku. Analizę rozpoczęto od przedstawienia potrzeb energetycznych budynku, wraz z opisem sposobu ich pokrywania w stanie wyjściowym. Dla tego stanu określono roczny bilans energii (energia elektryczna, węgiel kamienny) oraz wyznaczono ilość emitowanego CO<sub>2</sub>. Następnie przeprowadzono analogiczne bilanse dla kolejnych, zrealizowanych już, etapów modernizacji budynku, obejmujących wprowadzenie gazu sieciowego do budynku (kotłownia węglowo-gazowa, a następnie wyłącznie gazowa) oraz termomodernizację obiektu. Obliczenia wykonano na podstawie rzeczywistych danych dotyczących zużycia poszczególnych nośników energii. Kolejny (zrealizowany latem 2011 roku) etap ewolucji rozpatrywanego budynku mieszkalnego obejmował wprowadzenie do obiektu odnawialnych źródeł ciepła. Modernizacji poddana została kotłownia budynku. Modernizacja polegała na włączeniu w obieg istniejącej instalacji CO i CWU kombinowanego zasobnika ciepła, który umożliwił integrację kolektorów słonecznych oraz kotła biomasowego (zasobnik ten stworzył również możliwości ewentualnego przyłączenia innych źródeł ciepła, np. pompy ciepła lub agregatu kogeneracyjnego). W wyniku przeprowadzonych prac modernizacyjnych uzyskano hybrydową instalację przygotowania ciepłej wody użytkowej i centralnego ogrzewania, wykorzystującą gaz ziemny, biomasę drzewną oraz energię promieniowania słonecznego. Dodatkowo wcześniej zintegrowano z instalacją odbiorczą budynku agregat prądotwórczy, pozwalający na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną budynku w warunkach awaryjnych. W ten sposób dom klasyczny został przekształcony w dom bezpieczny energetycznie, z udziałem odnawialnych źródeł energii cieplnej. W ramach analiz przeprowadzono odpowiedni bilans energii oraz oceniono efekty ekologiczne (emisja CO<sub>2</sub>), wynikające z przeprowadzonych zmian. Wykonane dotychczas modernizacje budynku doprowadziły w rezultacie do powstania domu bezpiecznego energetycznie, który może być uważany za etap przejściowy między domem klasycznym a domem niskoenergetycznym, stanowiącym z kolei podstawę do wykreowania domu plus-energetycznego. W ramach dalszych analiz zbadano możliwość zwiększenia udziału źródeł odnawialnych w pokrywaniu potrzeb energetycznych analizowanego budynku. Po dokonaniu krótkiego oszacowania istniejących lokalnych zasobów OZE rozpatrzono, dokonując odpowiednich bilansów, efekt wynikający z instalacji paneli fotowoltaicznych (tym samym odpowiadając na pytanie czy istniejące zasoby OZE pozwalają na przekształcenie analizowanego

budynku w dom plus-energetyczny, czy tylko w dom niskoenergetyczny). Całość analiz kończą rozważania dotyczące usług, jakie dom plus- lub niskoenergetyczny posiadający własne źródła wytwórcze energii elektrycznej może oferować na rynku.

eGmina, Infrastruktura, Energetyka Sp. z o.o.

**WYZNACZENIE CELÓW I MISJI SAMORZĄDU LOKALNEGO W  
APLIKACJI OZE W BUDYNKACH GMINY (OKREŚLENIE ROLI  
GMINY W TWORZENIU WARUNKÓW DLA INTELIGENTNEGO  
BUDYNKU, URZĘDU, GOSPODARSTWA ROLNEGO;  
INTELIGENTNEJ GMINY PLUSENERGETYCZNEJ; WYJŚCIE NA  
ZADANIA POWIATU)**

**Wykonawca:**



eGmina, Infrastruktura, Energetyka, sp. z o.o.  
ul. Bolesława Krzywoustego 2/618  
44-100 Gliwice  
NIP: 631-251-12-16, KRS: 0000267079, X Wydział  
Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego w Gliwicach  
tel. (32) 237 1693 [kontakt@egie.pl](mailto:kontakt@egie.pl) <http://www.egie.pl/>

**Zespół autorski:**

Dorian Bukowski  
Agnieszka Czop  
Dominika Nowicka  
Michał Zakrzewski  
Andrzej Jurkiewicz



## Spis treści

1. Opracowanie oraz weryfikacja założeń techniczno-ekonomicznych do prognozowania rozwoju generacji rozproszonej opartej na odnawialnych źródłach energii.....	10
1.1. Założenia techniczno-ekonomiczne prognozujące rozwój generacji rozproszonej bazującej na źródłach OZE na przykładzie budynku reprezentatywnego z segmentu SMALL.....	12
1.2. Bilans energetyczny budynku przed termomodernizacją z uwzględnieniem emisji CO <sub>2</sub> .....	12
1.3. Szacunkowe koszty paliw i energii zużywanej w budynku.....	13
1.4. Przedsięwzięcia termo modernizacyjne wraz z implementacją źródeł OZE w budynku.....	13
2. Wyznaczenie celów i misji samorządu lokalnego w aplikacji OZE w budynkach gminy (określenie roli gminy w tworzeniu warunków dla inteligentnego budynku, urzędu, gospodarstwa rolnego; inteligentnej gminy plusenergetycznej; wyjście na zadania powiatu).....	18
2.1. Główne cele władz gmin w zakresie odnawialnych źródeł energii.....	18
2.2. Przewidywane zmiany zapotrzebowania na poszczególne media energetyczne....	23
2.3. Misja samorządu lokalnego w zakresie aplikacji OZE.....	27
2.4. Opracowanie wytycznych dla uwzględniania elementów OZE w planie zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe.....	29
2.4.1. OZE w planie zagospodarowania przestrzennego.....	30
2.4.2. Integracja OZE z budynkiem (architektura).....	44
2.5. Rola gminy w tworzeniu warunków dla inteligentnego budynku (domu), urzędu, gospodarstwa rolnego; inteligentna gmina plus-energetyczna; wyjście na zadania powiatu.....	63

## **1. Opracowanie oraz weryfikacja założeń techniczno-ekonomicznych do prognozowania rozwoju generacji rozproszonej opartej na odnawialnych źródłach energii**

Sektor energetyczny, poddawany ciągłym zmianom, powoli, ale i świadomie otwiera się na generację rozproszoną i korzyści jakie płyną z tytułu przyjęcia struktury systemu elektroenergetycznego opartego na generacji rozproszonej (GR). Daje się również zauważyć coraz większe zainteresowanie tym tematem, zarówno ze strony państwa, operatorów sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, jak również inwestorów działających na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej [1].

Do stosowanych obecnie technologii GR opartych na odnawialnych źródłach energii można zaliczyć: elektrownie wodne, elektrownie wiatrowe, ogniwa paliwowe i fotowoltaiczne, kolektory słoneczne, biomasę, biogazownie i w pewnych warunkach także pompy ciepła, gdy energia elektryczna do napędu tych pomp pozyskiwana jest z odnawialnego źródła. Zastosowanie GR przynosi wymierne korzyści chociażby w postaci obniżenia kosztów przesyłu mocy i energii, redukcji emisji zanieczyszczeń oraz zwiększenia niezawodności dostaw energii do odbiorców końcowych [1].

Praca źródeł GR zlokalizowanych w małej odległości od odbiorców, w wielu przypadkach, pozwala na uniknięcie kosztów związanych z inwestycjami związanymi ze zwiększeniem lub odtworzeniem zdolności przesyłowych elementów systemu elektroenergetycznego (linii, transformatorów) [1].

Zastosowanie urządzeń GR w systemie elektroenergetycznym może wyeliminować potrzebę jego rozbudowy. W przypadku sieci przesyłowych i dystrybucyjnych stosowanie urządzeń GR zmniejsza przeciążenie tychże sieci. Ponadto świadczenie usług wytwarzania przez odbiorców energii elektrycznej pomaga OSP i OSD obniżyć koszty eksploatacyjne systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Według IEA, GR może zmniejszyć koszty przesyłu i dystrybucji energii nawet do 30% [2].

W krajach OECD odnotowano spadek strat przesyłowych o 6,8%, po wprowadzeniu źródeł GR do eksploatacji [2].

W związku z rosnącą liczbą podmiotów inwestujących w źródła GR, jednocześnie zainteresowanych sprzedażą energii, istnieje potrzeba określenia nowej formy zdecentralizowanego rynku energii. Jego uczestnikami staną się z pewnością tzw. grupy bilansujące, co przy dzisiejszych realiach rynkowych wymaga gruntownych i głębokich reform w obecnej strukturze rynku energii [1].

Chęć instalacji i przyłączeniu źródła GR do SEE przez inwestorów, jest decyzją związaną przede wszystkim z kwestiami techniczno-ekonomicznymi. Ciągłe jeszcze wysokie koszty inwestycyjne nie idą w parze z oczekiwaniami inwestorów dotyczącymi osiągnięcia jak największego zysku w jak najkrótszym czasie [1].

Każda inwestycja wymaga oceny opłacalności, polegającej na porównaniu, co najmniej dwóch alternatywnych rozwiązań, dla których wyznacza się bilans przewidywanych zysków i kosztów. Przy typowej ocenie opłacalności projektów inwestycyjnych brane są pod uwagę następujące czynniki:

- stopa inflacji,
- stopa dyskonta
- stopa podatkowa,
- okres spłaty kredytu i jego oprocentowanie,
- okres odpisów amortyzacyjnych.

Bilans kosztów i zysków przy uwzględnieniu powyższych czynników pozwala wyznaczyć Bieżącą Wartość Netto (NPV) przedsięwzięcia, a ta z kolei może posłużyć, jako miernik opłacalności inwestycji. Stosowanie tej metody oceny opłacalności dla inwestycji w GR, może być, co najwyżej jednym z elementów oceny. Drugim, może nawet ważniejszym elementem, będzie analiza dotycząca przewidywanych w czasie zmian cen energii, oraz uwzględnianie polityki UE i Polski w zakresie wspierania takich inwestycji, co w skali ponadlokalnej jest głównym czynnikiem prognozującym rozwój GR opartej na odnawialnych źródłach energii.

W przypadku stosowania typowych („bankowych”) metod oceny opłacalności inwestycji w GR, pomija się szereg ważnych zadań, które spełnia GR, a które powinny być bezwzględnie brane pod uwagę przy takiej ocenie.

Do najważniejszych warunków, pomijanych w typowych ocenach opłacalności inwestycji w GR, należy:

- zyski wynikające z ochrony środowiska przy rozproszonych źródłach wytwarzania energii (mniejsza emisja zanieczyszczeń w skali całego kraju), w tym głównie zmniejszona emisja CO<sub>2</sub>
- zmniejszenie start przesyłowych i kosztów związanych z koniecznością utrzymywania rezerwy mocy w SEE
- uniknięte koszty związane z koniecznością rozbudowy SEE,
- przychody długookresowe za produkcję energii odnawialnej (system wsparcia w formie wyższych cen energii lub świadectw pochodzenia energii)
- dotacje i preferencyjne kredyty do takich inwestycji (na lata 2014-2020 będzie to jeden z najważniejszych kierunków wsparcia ze strony funduszy UE)
- możliwość podniesienia bezpieczeństwa energetycznego na poziomie lokalnym, a przy powszechnym stosowaniu GR, także na poziomie krajowym
- znacznie szybszy wzrost cen energii (paliw) od wzrostu inflacji
- możliwość wykorzystania albo energii naturalnej (energia słoneczna, energia wiatru, energia wód), albo paliw lokalnych (biomasa, biogaz)
- uniezależnienie się od wahań cen paliw konwencjonalnych na rynkach

### 1.1. Założenia techniczno-ekonomiczne prognozujące rozwój generacji rozproszonej bazującej na źródłach OZE na przykładzie budynku reprezentatywnego z segmentu SMALL

Do prognozy rozwoju generacji rozproszonej przyjęto model typowego domu jednorodzinnego z lat 70-tych. Model ten według przyjętego podziału, reprezentuje segment S (small) obejmujący małe budynki mieszkalne [3].

Poniżej (tabela 1) przedstawiono charakterystykę wybranego modelu. Przedstawione w niej dane mają związek z realnym domem i stanowią one średnią dla obiektów z segmentu small dla typowej gminy wiejskiej i wiejsko-miejskiej.

Tabela 1. Ogólne dane dla przyjętego modelu budynku

Dane	Ilość	Jednostka
średnia ilość mieszkańców	4	os
średnie zużycie en. el. na mieszkańca	811	kWh/os
zapotrzebowanie na ciepło c.o., went.	228,36	kWh/m <sup>2</sup> *rok
średnia. pow. użytkowa	150	m <sup>2</sup>
dobowe zapotrzebowanie na c.w.u.	40	dm <sup>3</sup> /d*os
średnie zużycie benzyny	8	dm <sup>3</sup> /100 km
roczny przebieg samochodu	18000	km

Rozpatrywany budynek jest budynkiem przed termomodernizacją. Źródło zasilania w media grzewcze stanowi kocioł węglowy o mocy 20 kW bez zbiornika buforowego o sprawności 60%. Sprawności regulacji i wykorzystania oraz transportu instalacji grzewczej przyjęto na poziomie 85 i 90%. Dodatkowo budynek wymaga wymiany stolarki okiennej i drzwiowej oraz ocieplenia przegród budowlanych.

Założono również, że na jedną rodzinę zamieszkującą omawiany budynek przypada jeden samochód o napędzie spalinowym gdzie średnie zużycie paliwa i roczny przebieg samochodu przedstawiono w tabeli 1.

### 1.2. Bilans energetyczny budynku przed termomodernizacją z uwzględnieniem emisji CO<sub>2</sub>

W tabeli 2 przedstawiony został bilans energii pierwotnej w ilości wymaganej do zaspokojenia wszystkich potrzeb budynku i mieszkańców w przeliczeniu na energię końcową i towarzyszącą temu emisją dwutlenku węgla.

Tabela 2. Bilans energii dla omawianego budynku

Dane	Jednostka	Ilość	Emisja CO <sub>2</sub>	
			Energia końcowa MWh	Mg
Transport	dm <sup>3</sup>	1440,00	13,44	3,32
Ciepło (c.o., c.w.u.)	Mg	11,72	81,31	27,54
Energia elektryczna	MWh	3,24 <sup>1</sup>	3,24	3,28 <sup>2</sup>

### 1.3. Szacunkowe koszty paliw i energii zużywanej w budynku

Na podstawie danych z tabeli 2 oszacowane zostały roczne wydatki związane z kosztami eksploatacji budynku (c.o., c.w.u, urządzenia elektryczne) jak również koszty związane z eksploatacją samochodu. Do oszacowania przyjęto cenę jednostkową energii elektrycznej równą 0,5 zł/kWh, cenę jednostkową węgla na poziomie 700 zł/tonę [4]. Cenę benzyny, przy dzisiejszej sytuacji na rynku paliw płynnych, przyjęto na poziomie 5,7 zł/dm<sup>3</sup>.

Dodatkowo przedstawiony został potencjalny koszt emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 160 zł/Mg.

Tabela 3. Szacunkowe roczne wydatki na paliwa i energię

Dane	Koszt zł
Transport	8208,00
Ciepło (c.o., c.w.u.)	8202,33
Energia elektryczna	1622,00
<b>Razem</b>	<b>18032,33</b>
Potencjalny koszt emisji CO <sub>2</sub>	5200,05

### 1.4. Przedsięwzięcia termo modernizacyjne wraz z implementacją źródeł OZE w budynku

Przedstawiony model budynku poddany został procesowi termomodernizacji. Zmniejszenie eksploatacyjnej energochłonności budynku jest warunkiem koniecznym, aby możliwe było zaimplementowanie w nim odnawialnych źródeł energii.

Termomodernizacji poddano przegrody, stolarkę okienną i otworową jak również instalację c.o. i c.w.u. co umożliwiło obniżenie energochłonności budynku z 228,36 do 86,7 kWh/m<sup>2</sup>.

Po procesie termomodernizacji zaimplementowane zostały następujące odnawialne źródła energii:

- gruntowa pompa ciepła o mocy 7 kW dla potrzeb c.o. i c.w.u.,
- turbina wiatrowa o mocy 25 kW,
- ogniwa fotowoltaiczne o mocy 4,7 kW.

<sup>1</sup> Wartość energii nie uwzględniająca potrzeb własnych elektrowni i strat sieciowych.

<sup>2</sup> Z uwzględnieniem wskaźnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej dla en. Elektr. W Polsce. Wartość wskaźnika: 3

Dodatkowo samochód spalinowy zastąpiony został samochodem elektrycznym o pojemności akumulatorów 16 kWh i zasięgu 145 km.

Przy doborze odnawialnych źródeł energii przyjęto następujące założenia techniczno-ekonomiczne:

- ilość energii elektrycznej wyprodukowanej z odnawialnych źródeł energii (ogniwa f-v, turbina wiatrowa) pokrywa w 100% zapotrzebowanie na energię elektryczną dla pompy ciepła i samochodu elektrycznego oraz w 50% dotychczasowego zapotrzebowania na energię elektryczną (światło/urządzenia domowe),
- pozostałe 50% zapotrzebowania na energię elektryczną (światło/urządzenia domowe) pokrywane jest przez zakład energetyczny,
- nadwyżka energii elektrycznej wygenerowanej przez odnawialne źródła energii oddawana jest do sieci.

Mając na uwadze powyższe założenia przeprowadzona została symulacja techniczno-ekonomiczna przedsięwzięcia związanego z implementacją odnawialnych źródeł energii w rozpatrywanym budynku.

W wyniku symulacji otrzymano ilości energii zużywanej przez budynek (z uwzględnieniem samochodu elektrycznego) po procesie termomodernizacji i implementacji OZE. Wyniki symulacji przedstawiono w tabeli 4 i zestawiono z wynikami dla omawianego budynku przed termomodernizacją i implementacją odnawialnych źródeł energii. Zestawiono również emisje CO<sub>2</sub> jakich uniknięto po wprowadzeniu omawianych inwestycji.

W tabeli kolorem siwym zaznaczono te wielkości, które towarzyszą przy wykorzystywaniu paliwa kopalnych- czarnej energii. Kolorem zielonym wielkości otrzymane przy wykorzystaniu źródeł odnawialnych.

Tabela 4. Roczny bilans energetyczny dla omawianego budynku przed i po wprowadzeniu inwestycji w uwzględnieniu kosztów energii i wielkości emisji CO<sub>2</sub>

	Stan istniejący					Stan po termomodernizacji i implementacji OZE				
	Źródła energii		Energia MWh	Koszt paliwa zł	Emisja CO <sub>2</sub> Mg	Źródła energii		Energia MWh	Koszt paliwa zł	Emisja CO <sub>2</sub> Mg
	Ilość	Jednostka				Ilość	Jednostka			
Benzyna	1440,00	dm <sup>3</sup>	13,44	8208,00	3,32	0,00	dm <sup>3</sup>	0,00	0,00	0,00
Węgiel	11,72	Mg	81,31	8202,33	27,54	0,00	Mg	0,00	0,00	0,00
En. el. (światło/urządzenia domowe) z ZE	3,24	MWh	3,24	1622,00	3,28	1,62	MWh	1,62	811,00	1,64
En. El. Dla samochodu elektrycznego	0,00	MWh	0,00	0,00	0,00	2,48	MWh	2,48	0,00	0,00
En. El. Dla pompy ciepła-c.o.	0,00	MWh	0,00	0,00	0,00	3,11	MWh	3,11	0,00	0,00
En. El. Dla pompy ciepła-c.w.u.	0,00	MWh	0,00	0,00	0,00	1,44	MWh	1,44	0,00	0,00
<b>Razem</b>	-	-	97,99	18032,33	34,14	-	-	8,65	811,00	1,64

W tabeli 4 wyraźnie dostrzec można jak zmienia się zużycie energii pierwotnej po wprowadzeniu odnawialnych źródeł energii. Przy początkowym- 97,99 MWh zużyciu energii ze źródeł kopalnych, następuje redukcja do 1,62 MWh co stanowi ok. 1,7% początkowego zużycia.

W tabeli 5 zestawiono szacunkowe koszty inwestycyjne związane z termomodernizacją omawianego budynku, jak również koszty związane z implementacją odnawialnych źródeł energii.

W tabeli 6 przedstawiono przychody z tytułu sprzedaży energii do ZE, zielonych świadectw i unikniętej emisji CO<sub>2</sub>, jak również oszczędności powstałe w wyniku eksploatacji budynku po wdrożonych inwestycjach.

Tabela 5. Nakłady inwestycyjne

Inwestycja	Nakłady inwestycyjne zł
Działania termomodernizacyjne	60000
Turbina wiatrowa o mocy 25 kW	41500
Fotowoltaika o mocy 4,7 kW	110 393
Pompa ciepła o mocy 7 kW	40000
Samochód elektryczny	140000
<b>Razem</b>	<b>391893</b>

Tabela 6. Przychody/oszczędności

Przychody/oszczędności zł	
Przychody za sprzedaż energii do ZE	209
Przychody za świadectwa zielone	2632
Przychody za unikniętą emisję CO <sub>2</sub>	5200
Koszty uniknięte za zakupioną energię elektryczną	811
Obniżenie kosztów rocznych w budynku	17223
<b>Razem</b>	<b>26073</b>

Na podstawie danych z tabel 5 i 6 obliczony został prosty czas zwrotu inwestycji w wysokości 15 lat przy założeniu niezmienności cen energii elektrycznej i paliw w czasie.

Biorąc pod uwagę wielkość nakładów inwestycyjnych, a tym samym konieczność skorzystania z kredytu na opisane wyżej inwestycje przyjęto następujące założenia:

- aby pokryć koszty związane z termomodernizacją budynku i implementacją odnawialnych źródeł energii zaciągnięto w banku kredyt w wysokości 90% nakładów inwestycyjnych,
- 10% nakładów inwestycyjnych (39.000 zł) pokryto środkami własnymi (np. ze sprzedaży samochodu z napędem spalinowym),
- kredyt zaciągnięto na 20 lat, przy rocznym oprocentowaniu wynoszącym 6%.

Na podstawie danych otrzymanych z symulacji spłaty kredytu przez okres 20 lat, w tabeli 7 zestawiono ze sobą koszty eksploatacji budynku przed i po wdrożeniu inwestycji z uwzględnieniem uśrednionej wartości rat w skali roku.

Przedstawiono faktyczne koszty eksploatacji budynku z pominięciem spłaty kredytu (wartość uwzględniająca koszt energii pobranej z ZE).

Zawarto również informację dotyczącą kosztów eksploatacji budynku z uwzględnieniem uśrednionego dla okresu spłaty kredytu wzrostu cen energii elektrycznej (wzrost przyjęty na poziomie 6%). Przy obliczeniach uwzględniono również przychody związane z implementacją odnawialnych źródeł energii.

Tabela 7. Porównanie rocznych kosztów eksploatacji przed i po inwestycji

Koszty eksploatacji	Przed inwestycją	Po inwestycji
Bez spłaty kredytu	18032,33	811,00
Ze spłatą kredytu	18032,33	29071,35
Ze spłatą kredytu, z uwzględnieniem przychodów z tytułu OZE	18032,33	21780,98

Z danych zawartych w powyższej tabeli wynika, iż przy pewnych założeniach techniczno-ekonomicznych inwestowanie w odnawialne źródła energii będzie przedsięwzięciem opłacalnym. Stanie się tak wtedy, gdy ceny paliw i energii będą rosły szybciej niż inflacja.

Analizując wzrost cen paliw i energii za ostatnie 10 lat, średni wzrost tych kosztów przekraczał często dwukrotność inflacji. W tym przypadku inwestycja ta będzie w pełni opłacalna.

W tabeli 8 przedstawiono wynik takiej analizy. Inwestycja zaczyna przynosić dodatnie przepływy finansowe już od szóstego roku spłaty inwestycji, a łączna nadwyżka finansowa za cały okres spłaty kredytu przekracza 400 tys. zł

Wyniki analizy zamieszczone w tabeli uwzględniają oszczędności z tytułu kosztów unikniętych zakupu paliwa i kosztów środowiskowych jak również przychody ze sprzedaży nadwyżki wyprodukowanej energii elektrycznej oraz zielonych certyfikatów.

Analiza przeprowadzona została dla 8, 10, 15 i 20 roku spłaty inwestycji z uwzględnieniem 6% wzrostu cen paliw i energii. Jak widać od ósmego roku inwestycja zaczyna przynosić zyski (koszty zapłaconych rat i odsetek zrównały się z obniżonymi kosztami eksploatacji).

Tabela 8. Zyski z tytułu inwestycji w odnawialne źródła energii dla rozpatrywanego budynku

Ponadinflacyjny wzrost cen paliw i energii	Okres spłaty inwestycji (lata)	Nadwyżka finansowa (zysk) zł
6%	8	36,49
	10	9484,55
	15	148637,87
	20	407466,71



Biorąc także pod uwagę korzyści związane z ochroną środowiska oraz poprawę pracy KSE, wdrażanie urządzeń opartych o odnawialne źródła energii ma pełne uzasadnienie.

Przewidzieć należy także możliwość dofinansowania ze strony Państwa działań mających na celu zastosowanie urządzeń OZE, a także fakt szybkiej i rozwijanej na coraz większą skalę produkcji urządzeń tego typu, co na pewno zmniejszy koszt jednostkowy produkcji. W niedalekiej przyszłości można, więc spodziewać się większego zainteresowania inwestycjami w odnawialne źródła energii ze strony przeciętnego użytkownika.

#### **LITERATURA:**

- [1] Parol M., Baczyński D., Bielecki S., Wasilewski J., Raport: "Opracowanie charakterystyk techniczno-ekonomicznych wybranych źródeł generacji rozproszonej i odbiorników energii przyłączonych do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia oraz opracowanie koncepcji programu komputerowego symulującego pracę takiej sieci". Politechnika Warszawska. Warszawa, 2007.
- [2] Robak S., Rasolomampionona D.D., Chmurski P., Tomasik G, „Możliwości zarządzania generacją rozproszoną w KSE”. Rynek energii 4/2011
- [3] Zintegrowany system zmniejszania eksploatacyjnej energochłonności budynków- projekt badawczy strategiczny, zadanie3- etap 6, str. 100.
- [4] Popczyk J., ARE- Autonomiczny Region Energetyczny

## **2. Wyznaczenie celów i misji samorządu lokalnego w aplikacji OZE w budynkach gminy (określenie roli gminy w tworzeniu warunków dla inteligentnego budynku, urzędu, gospodarstwa rolnego; inteligentnej gminy plusenergetycznej; wyjście na zadania powiatu)**

10 listopada 2009 roku Rada Ministrów przyjęła *Uchwałę nr. 202/2009 w sprawie Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*. Poniżej przytoczone zostały wybrane fragmenty tego dokumentu, które mogą mieć duży wpływ na politykę energetyczną gmin.

„Polska, jako kraj członkowski Unii Europejskiej, czynnie uczestniczy w tworzeniu wspólnotowej polityki energetycznej, a także dokonuje implementacji jej głównych celów, w specyficznych warunkach krajowych, biorąc pod uwagę ochronę interesów odbiorców, posiadane zasoby energetyczne oraz uwarunkowania technologiczne wytwarzania i przesyłu energii. W związku z powyższym, podstawowymi kierunkami polskiej polityki energetycznej są:

- poprawa efektywności energetycznej,
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko” [*Uchwała Rady Ministrów nr 202/2009 w sprawie Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*].

### **2.1. Główne cele władz gmin w zakresie odnawialnych źródeł energii**

Głównymi celami władz gmin powinny być podejmowane działania przyczyniające się do wzrostu zainteresowania odnawialnymi źródłami energii. Istotnym działaniem w tym kierunku powinno być wprowadzenie zwolnień lub ulg od podatku od:

- terenów, w obrębie których znajdują się urządzenia wykorzystujące energię odnawialną, takie jak elektrownie wiatrowe, biogazownie, panele fotowoltaiczne itd.,
- nieruchomości, wykorzystujących OZE do pokrycia całego lub częściowego zapotrzebowania na ciepło lub energię elektryczną, w tym także układy kogeneracyjne
- nieruchomości odznaczających się niskim zapotrzebowaniem na energię cieplną i elektryczną.

## **Edukacja społeczna.**

Kolejnym, równie ważnym celem jest stała edukacja społeczna w zakresie nie tylko oszczędności energii, ale także doradztwa np. w zakresie prowadzenia upraw energetycznych, możliwości zastosowania mikrobiogazowni, kolektorów słonecznych, fotowoltaiki lub wiatraków i jednocześnie jest to jedno z ważniejszych zadań stojących przed samorządem i jego pracownikami.

Dotyczy to zwłaszcza planowanych inwestycji związanych z budową odnawialnych źródeł energii, a zwłaszcza budowy biogazowni lub dużych ferm wiatrowych. Brak odpowiedniej wiedzy, oraz rzetelnej informacji o skutkach tych inwestycji, bardzo często może być przyczyną braku akceptacji ze strony społeczności lokalnej na realizację tych inwestycji, i zastoju gospodarczego gminy. Najlepszy projekt inwestycyjny upadnie przy braku akceptacji społecznej.

Ważną rolę pełnić tutaj będzie Energetyk komunalny, którego zadaniem jest podnoszenie świadomości mieszkańców oraz ich wiedzy w zakresie możliwości stosowania OZE zwłaszcza dla inwestorów indywidualnych (prosumentów), a także informowanie o szkodliwości stosowania lokalnych przestarzałych źródeł ciepła (niska emisja).

Należy przygotować także programy edukacyjne dla młodzieży szkolonej z atrakcyjnymi konkursami lub wyjazdami do innych miejscowości, gdzie można zobaczyć jak działają proekologiczne źródła energii.

Dobrym pomysłem jest także przygotowanie gotowych prostych „kalkulatorów” do obliczania opłacalności stosowania OZE (np. w formie aktywnych programów na stronie internetowej gminy) i wyliczania efektów ekonomicznych i ekologicznych, które uzyskujemy po zastosowaniu OZE.

W każdej gminie powinien być dostępny przejrzysty informator, najlepiej w formie tzw. „dobrych praktyk”, w którym będą pokazane rzeczywiste przykłady zastosowania odnawialnych źródeł energii lub urządzeń rozproszonej energetyki, jako promocja inwestycji w obszarze energetyki odnawialnej oraz sposobów pozyskiwania atrakcyjnych źródeł finansowania.

Rolą samorządu jest odpowiednia promocja wszelkich programów wsparcia dotyczącego OZE z wykorzystaniem środków krajowych, wojewódzkich czy gminnych, z których mogą korzystać zarówno osoby fizyczne jak i inne podmioty.

Obecnie, przykładowo, można korzystać z:

- programu NFOŚiGW dotyczącego dotacji w wysokości 45% do kolektorów słonecznych (dotacja dla osób fizycznych i Wspólnot mieszkaniowych)
- kredytów z premią zgodnie z wymogami Ustawy o wspieraniu remontów i termomodernizacji
- programy WFOŚiGW
- preferencyjne kredyty z BOŚ dla podmiotów gospodarczych
- gminne programy wsparcia dotyczące OZE lub ochrony środowiska

### Model gminy.

W tabeli 9 przeanalizowano przykładową rzeczywistą gminę o charakterze wiejskim (siedziba władz gminnych w małym miasteczku. Jest to jedna z gmin, jakich w Polsce jest najwięcej, dlatego też może stanowić tzw. „krajową gminę reprezentatywną”.

Tabela 9. Ogólne dane dla gminy

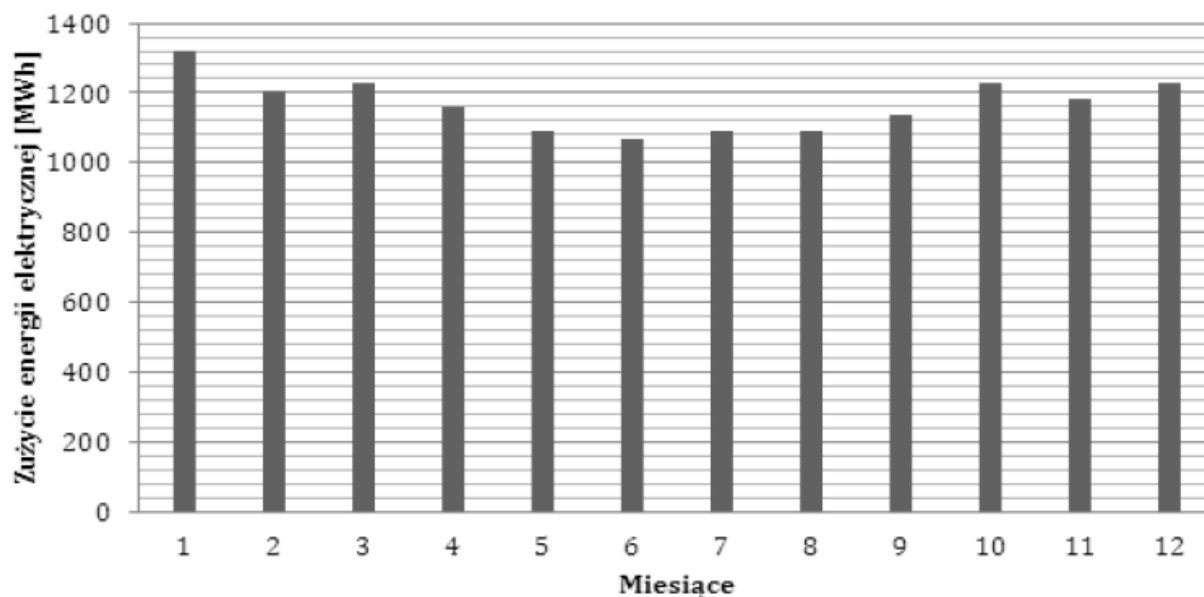
Lp.	Wielkość	Wartość
1	Liczba mieszkańców [tys.]	8,53
2	Powierzchnia [km <sup>2</sup> ]	144
3	Liczba domów [tys.]	2,4
4	Zaludnienie [osób/m <sup>2</sup> ]	59
5	Powierzchnia użytkowa mieszkań [tys. m <sup>2</sup> ]	180,8
6	Powierzchnia użytkowa na osobę [m <sup>2</sup> /osobę]	21,2
7	Liczba samochodów [tys.] przyjęto średnio 1 samochód na 3 osobową rodzinę	2,84
8	Liczba przedsiębiorców	358
9	Roczne zużycie wody z wodociągów w gospodarstwach domowych [m <sup>3</sup> /osobę]	33,3
10	Zużycie energii elektrycznej w gminie [kWh/mieszkańca]	811
11	Udział lasów w ogólnej powierzchni [%]	14
12	Dochody gminy ogółem [mln zł/rok]	23,6
13	Wydatki inwestycyjne gminy ogółem [mln zł/rok]	4

Gmina nie posiada na swoim terenie sieci gazowej. Ludność wykorzystuje gaz jedynie typu propan/butan, czyli w postaci skroplonej. Gaz ten dostarczany jest na ogół przez firmy o zasięgu ogólnopolskim lub też przez lokalnych dystrybutorów.

Stan linii elektroenergetycznych pod względem technicznym znajduje się na średnim poziomie. Linie zasilają sieć rozdzielczą o napięciu 15 kV. Energia elektryczna jest dostarczana do jej użytkowników poprzez sieć 86 stacji (15/0,4 kV).

System sieci elektroenergetycznej na obszarze gminy ma jednak możliwość dalszej rozbudowy.

Ilość zużytej energii elektrycznej na terenie gminy (gospodarstwa domowe oraz przemysł, w których łączne średnie zużycie wynosi 13 312 MWh/rok) za statystyczny rok z rozbiciem na miesiące przedstawiono na rysunku 1. Zużycie energii elektrycznej w miesiącach zimowych jest większe niż w okresie letnim, gdyż wiąże się to z długością dnia w zimie, podczas którego czas oświetlania ulic oraz pomieszczeń mieszkalnych jest znacznie dłuższy.



Rys. 1. Energia elektryczna w gminie

Ciepło na terenie gminy wytwarza się w większości tradycyjnymi metodami, wykorzystując do tego celu przede wszystkim paliwa stałe- głównie węgiel, będący paliwem podstawowym. Znacznie rzadziej do wytwarzania ciepła wykorzystuje się paliwa gazowe LPG, olej opałowy lub energię elektryczną.

Ciepłą wodę użytkową także produkuje się w tradycyjnych źródłach lub z użyciem energii elektrycznej (podgrzewacze przepływowe lub pojemnościowe).

Ciepło zużywane przez budynki mieszkalne szacuje się używając do tego celu wskaźników wyznaczonych na podstawie standardów technicznych obowiązujących w poszczególnych latach (tabela 10).

Tabela 10. Zapotrzebowanie na energię do ogrzewania (w zależności od roku budowy)

Rok budowy	Wskaźnik [kWh/m <sup>2</sup> /a]
do 1985	200-380
1985-92	160-200
1993-97	120-160
od 1998	90-120
budynek niskoenergetyczny	30-60
budynek pasywny	10-20 (3-51)

Powierzchnia użytkowa mieszkań na terenie gminy wynosi: **180 836 m<sup>2</sup>**. Biorąc pod uwagę średnią liczbę lat budynków oszacowano wskaźnik zużycia energii cieplnej dla celów centralnego ogrzewania wynoszący:

$$228,36 \left[ \frac{kWh}{m^2 \times rok} \right]$$

Przy założeniu sprawności instalacji grzewczych na poziomie 60%, ilość energii chemicznej w paliwie na cele centralnego ogrzewania wynosi:

$$180\,836[m^2] \times 228,36 \left[ \frac{kWh}{m^2 \times rok} \right] + 0,6 = 68\,826 \left[ \frac{MWh}{rok} \right]$$

Typowa gmina wiejska charakteryzuje się niskim poziomem uprzemysłowienia. Rolnictwo stanowi główną część działalności prowadzonych na jej obszarze. Ilość ciepła zużytego w zakładach produkcyjno-usługowych szacuje się na poziomie 15% energii zużywanej przez wszystkie budynki mieszkalne na terenie gminy.

Ciepło w przemyśle i usługach szacowane jest na:

$$68\,826 \left[ \frac{MWh}{rok} \right] \times 0,15 = 10\,324 \left[ \frac{MWh}{rok} \right]$$

Ilość ciepłej wody zużywanej w gospodarstwach domowych wynosi przeciętnie 40 [dm<sup>3</sup>/dobę] na jednego mieszkańca gminy. Zużycie roczne na cele ciepłej wody użytkowej w budynkach mieszkalnych wynosi:

$$8530[osoby] \times 40 \left[ \frac{dm^3}{dobę \times osoba} \right] \times 365 \left[ \frac{dni}{rok} \right] = 124\,537 \left[ \frac{m^3 \text{ c. w. u.}}{rok} \right]$$

Ilość energii dla podgrzania wody do temperatury 55°C wynosi:

$$1000[dm^3] \times 1,0 \left[ \frac{kg}{dm^3} \right] \times 4,189 \left[ \frac{kJ}{kg \times K} \right] \times (55 - 10)[K] \\ = 52,5 \left[ \frac{kWh}{m^3} \right] \text{ (bez sprawności)}$$

Dla przyjętej średniej sprawności instalacji c.w.u. 64% Ilość energii chemicznej w paliwie wynosi:

$$108\,970 \left[ \frac{m^3 \text{ c. w. u.}}{rok} \right] \times 53 \left[ \frac{kWh}{m^3} \right] + 0,64 = 10\,313 \left[ \frac{MWh}{rok} \right]$$

Ilość spalonego węgla dla c.w.u wynosi:

$$10\,313 \left[ \frac{MWh}{rok} \right] + 6,7 \left[ \frac{MWh}{Mg} \right] = 1\,539 [Mg]$$

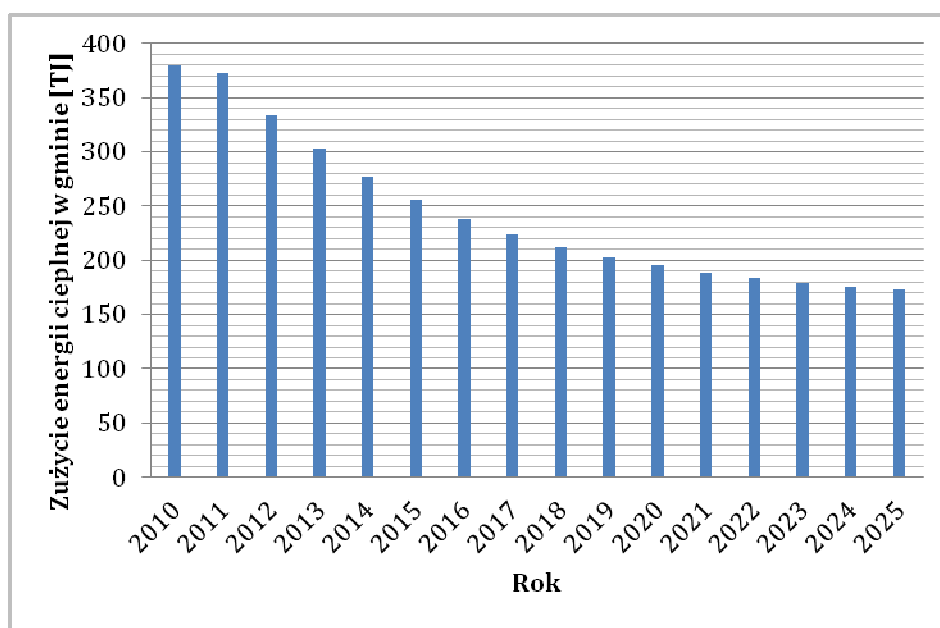
## 2.2. Przewidywane zmiany zapotrzebowania na poszczególne media energetyczne

### Energia elektryczna

W przypadku gospodarstw domowych, widoczny jest z roku na rok wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. Na podstawie średniego zużycia energii elektrycznej na przestrzeni ostatnich lat, można założyć, że wzrost zapotrzebowania wynoszący 0,6%, pozostanie przez najbliższe kilkanaście lat stały.

### Ciepło

W ostatnich latach coraz więcej budynków na terenie gmin poddawanych jest procesowi termomodernizacji. Na tej podstawie zakłada się, że przez co najmniej kilkanaście lat zużycie energii cieplnej będzie stale się zmniejszać. Ilość zużywanego ciepła przypuszczalnie w następnych latach maleć będzie wykładniczo, ponieważ liczba budynków, które wymagać będą jeszcze termomodernizacji będzie stale maleć. Po wykonaniu termomodernizacji w większości budynków można założyć stałą ilość zużywanej energii cieplnej w kolejnych postępujących po sobie latach. Na rysunku 2 przedstawiono prognozę zużycia ciepła w gminie do roku 2025.



Rys. 2. Przewidywane zużycie energii cieplnej

Po wykonaniu termomodernizacji w każdym budynku, wtedy gdy jednostkowe zapotrzebowanie w każdym z nich będzie przeciętnie wynosić  $87,6 \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \times \text{rok}} \right]$ , całkowite zapotrzebowanie na ciepło w gminie powinno ustalić się na następującym poziomie:

$$180\,836[m^2] \times 87,6 \left[ \frac{kWh}{m^2 \times rok} \right] = 15\,841 \left[ \frac{MWh}{rok} \right].$$

## **ELEKTROWNIE WIATROWE**

Na obszarze rozpatrywanej gminy znajduje się ogółem 1 029 gospodarstw (tabela 11).

Tabela 11. Struktura gospodarstw rolnych funkcjonujących na terenie przykładowej typowej gminy w Polsce

Struktura obszarowa gospodarstw	Liczba gospodarstw
<b>Ogółem</b>	
<b>razem</b>	<b>1029</b>
do 1 [ha]	182
1 – 5	155
5 – 10	248
10 – 15	187
15 [ha] i więcej	257
<b>Miasto</b>	
<b>razem</b>	<b>114</b>
do 1 [ha]	39
1 – 5	35
5 – 10	17
10 – 15	13
15 [ha] i więcej	10
<b>obszar wiejski</b>	
<b>razem</b>	<b>915</b>
do 1 [ha]	143
1 – 5	120
5 – 10	231
10 – 15	174
15 [ha] i więcej	247

Na podstawie posiadanych danych oraz przy założeniu równomiernego rozłożenia farm wiatrowych na obszarze całej gminy obliczono potencjalny zysk energii elektrycznej:

- moc zainstalowana – ok. 4,24 MW,
- produkcja energii – ok. 2,5 GWh.

## **BIOGAZ Z GOSPODARSTW ROLNYCH**

W analizowanej gminie hoduje się bydło mleczne (pogłowie krów mlecznych wynosiło 6011 sztuk) oraz trzodę chlewną (pogłowie trzody chlewnej wynosiło 37 723 sztuk).

Założenia do obliczeń potencjału biogazu:

- energia z 1 m<sup>3</sup> metanu – 10 kWh,
- sprawność elektryczna 39%,
- sprawność termiczna 42%,



– czas pracy biogazowni 8000 h.  
Wyniki przedstawiono w tabeli 12.

Tabela 12. Potencjał biogazu z hodowli zwierząt gospodarskich w gminie

		Bydło	Trzoda chlewna	Razem
Średnia produkcja biogazu [m <sup>3</sup> /rok] z 1 sztuki		589	67,8	-
Zawartość metanu w biogazie, [%]		55	70	-
Ilość zwierząt, sztuki		6 011	37 723	43 734
Roczny uzysk biogazu, [m <sup>3</sup> /rok]		3 536 626	2 557 619	6 094 245
Roczny uzysk metanu, [m <sup>3</sup> /rok]		1 945 144	1 790 334	3 735 478
Produkcja energii elektrycznej, [kWh]		7 586 064	6 982 300	14 568 364
Produkcja ciepła	[kWh]	8 169 607	7 519 400	15 689 007
Moc układu kogeneracyjnego, [kW]	[kW <sub>el</sub> ]	948	871	1 819
	[kW <sub>th</sub> ]	1 021	941	1 962

Lepszym rozwiązaniem niż duża biogazownia na terenie gminy jest zastosowanie wielu mniejszych mikrobiogazowni.

Przykładowa kontenerowa mikrobiogazownia rolnicza (KMR-7) o małej mocy np. 7-10 kW jest technologią ukierunkowaną na gospodarstwa rolne o powierzchni powyżej 10 ha i służy przede wszystkim do utylizacji biodegradowalnych odpadów w gospodarstwie, a dodatkowo do „uprzemysłowienia” gospodarstwa (dywersyfikacja produkcji rolnej poprzez przeznaczenie około 20% gruntów ornych na produkcję roślin energetycznych). Pojemność całkowita komory fermentacyjnej mikrobiogazowni o rozważanej mocy 7-10 kW wynosiłaby 75 m<sup>3</sup>. Wytworzony biogaz, gromadzony w magazynie buforowym biogazu jest kierowany do silnika agregatu kogeneracyjnego, gdzie wyprodukowana zostaje energia elektryczna i energia cieplna. Komora fermentacyjna przystosowana jest do możliwości stosowania szerokiej gamy substratów. Przede wszystkim do odpadów z produkcji rolno-hodowlanej, jak również do kiszzonek z roślin energetycznych celowo uprawianych.

Przewidywana wielkość produkcji biogazu (o zawartości około 55% metanu) w komorze fermentacyjnej, przy realnej szybkości fermentacji, wynosi 3,6 do 4,7 m<sup>3</sup>/godz (w zależności od rodzaju substratu). Odpowiadająca tej ilości biogazu moc elektryczna mikrobiogazowni wynosi około 7-10 kW<sub>el</sub>.

KMR zostanie wyposażona w standardowy układ przyłączenia do sieci nN, obejmujący wyłącznik i wymaganą telemechanikę (telesygnalizację i telepomiary). Podstawowy układ wyposażenia KMR będzie obejmował generator elektryczny w postaci indukcyjnej maszyny elektrycznej, tzn. będzie przeznaczony do współpracy z siecią.

Kontenerowa komora fermentacyjna, w myśl prawa budowlanego nie będzie budowlą, a urządzeniem utylizującym odpady (chroniącym środowisko) i produkującym energię elektryczną oraz ciepło.

Zadaniem mikrobiogazowni kontenerowej jest produkcja energii elektrycznej i energii cieplnej z wykorzystaniem otrzymanego w procesie fermentacji biogazu. Produktem końcowym będzie także nawóz naturalny.

Mikrobiogazownia KMR-7 może być zlokalizowana w gospodarstwie rolnym spełniającym następujące warunki:

- Jest to gospodarstwo rolno-hodowlane o powierzchni ziem uprawnych powyżej 10 [ha] i posiadające hodowlę zwierząt, co najmniej 20 DS. Przez DS rozumie się „duże zwierzęta” o wadze 500 kg,

Gospodarstwo posiada, co najmniej jeden szczelny zbiornik na gnojowicę o pojemności ok. 100 m<sup>3</sup>. **Uwaga:** Minimalna wielkość zbiornika zależy od składu substratu i będzie określana indywidualnie, gdyż planuje się wykorzystanie go, jako zbiornika do gromadzenia masy pofermentacyjnej.

Gospodarstwo dysponuje wolnym terenem o powierzchni, co najmniej 100 m<sup>2</sup> pod mikrobiogazownię.

Przykładowy zestaw substratów wraz z przewidywaną produkcją biogazu i energii przedstawia tabela 13.

Tabela 13. Przykładowy zestaw substratów wraz z produkcją biogazu i energii

Lp.	Rodzaj wsadu (substrat)	Ilość ton [m <sup>3</sup> / rok]	Ilość ton [m <sup>3</sup> / dzień]	[%] suchej masy	Ilość ton [s.m./rok]	[%] s.m.o w s.m.	Ilość uzyskanego biogazu rok [m <sup>3</sup> ]
1	gnojowica bydłęca	160	0,44	9,00	14,40	85,00	4 284,00
2	obornik bydłęcy	90	0,25	25,00	22,50	70,00	3 937,50
3	pomiot kurzy	100	0,27	22,00	22,00	90,00	5 940,00
4	kiszonka trawy	180	0,49	30,00	54,00	80,00	23 760,00
5	wytłoki owocowe	10	0,03	35,00	3,50	90,00	1 953,00
	suma	<b>540</b>	<b>1,48</b>	-	<b>116,40</b>	-	<b>39 874,50</b>
	Uzysk energii elektrycznej (MWh) – 35[%]		Uzysk energii cieplnej (MWh) 45[%]		Moc kogeneratora (8000h pracy/rok)	Uzysk roczny energii elektrycznej [kWh]	Średni uzysk na godzinę w [kWh]
	83,74 [MWh]		107,66 [MWh]		10,47 [kW]	83 736,45[kWh]	9,56

W przypadku energii elektrycznej zakłada się, że na potrzeby własne gospodarstwa, energia będzie sprzedawana w cenie znacznie niższej niż kupowana w ZE (przyjęto, że cena sprzedaży dla rolnika będzie taka sama jak dla ZE). Tak tania energia, będzie premią dla rolnika i formą jego wynagrodzenia za obsługę biogazowni.

Możliwe będzie także korzystanie z ciepła uzyskiwanego w układzie kogeneracyjnym, gdyż ok. 30% energii cieplnej zużywana będzie w celu podgrzewania komory fermentacyjnej, ale pozostałe 70% może być dowolnie wykorzystana w gospodarstwie rolnym.

Zakłada się także wykorzystanie istniejących zbiorników na gnojowicę, w których będzie składowana frakcja pofermentacyjna i w ten sposób, rolnik uzyska pełnowartościowy nawóz.

W gminie znajduje się w sumie 444 gospodarstw rolnych o powierzchni powyżej 10 ha. Zakładając, że w każdym z nich zainstaluje się mikrobiogazownię to, wraz z farmami wiatrowymi (2,5 GWh) wybudowanymi na obszarze gminy, łączna ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w ciągu roku wyniesie:

$$444 \times 83,74 \text{ [MWh]} + 2500 \text{ [MWh]} = 39\,680 \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{rok}} \right]$$

Natomiast energia cieplna wyniesie:

$$444 \times 107,66 \text{ [MWh]} = 47\,801 \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{rok}} \right]$$

Samochody elektryczne, które zastąpiłyby spalinowe (2 840 sztuk) przy założeniu, że średnio każdy z nich przejeżdża w ciągu roku 15 000 km, potrzebowałyby łącznie 6 GWh energii elektrycznej na rok.

Wynikiem zastosowania mikrobiogazowni wraz z farmą wiatraków, jest bardzo wysokie prawdopodobieństwo osiągnięcia plusenergetyczności takiej gminy. Wymaga to jednak czasu, gdyż jest to proces wymagający stosunkowo długiego okresu wdrażania. Niezbędnym oraz koniecznym warunkiem jest przeprowadzenie termomodernizacji większości budynków w gminie. Stopniowo, podczas kolejnych etapów termomodernizacji gmina najpierw osiągnie poziom zeroenergetyczny, by z czasem stać się gminą plus energetyczną.

Warto podkreślić, że bardzo duży strumień środków finansowych (ponad 20 mln zł/rok) związanych z produkcją energii elektrycznej i cieplnej pozostanie w gminie.

### 2.3. Misja samorządu lokalnego w zakresie aplikacji OZE

Między sąsiednimi gminami powinno dojść do współpracy w zakresie wspólnej polityki energetycznej, ponieważ wtedy każda z gmin jest w stanie uzyskać najlepsze efekty ekonomiczno-energetyczne. Jeśli kilka lub więcej gmin z danego obszaru zdecyduje się na współpracę z zakresu energetyki, to możliwym jest stworzenie Autonomicznego Regionu Energetycznego ( ARE). Głównym celem ARE powinno być takie przekształcenie energetyki w gminach, aby do roku 2050 uniezależnić je całkowicie od dostaw energii oraz paliw z Wielkoskalowej Energetyki Korporacyjnej (WEK), natomiast zapotrzebowanie na całość wymaganej energii będzie pokryte dzięki odnawialnym źródłom energii wraz z urządzeniami rozproszonej energetyki.

ARE może stać się innowacyjnym oraz wielozadaniowym przedsiębiorstwem energetycznym rozwijającym się w szybkim tempie. Jest to także projekt, który śmiało może nosić miano projektu społecznego mającego na celu upowszechnianie właściwych zachowań zarówno energetycznych jak i ekologicznych.

W celu prawidłowego działania ARE, oprócz wymaganego rynku zbytu energii cieplnej i elektrycznej, potrzebne jest stworzenie nowej grupy społecznej, tzw. prosumentów, którzy będą czynnie uczestniczyć na rynku jako producenci energii, a nie jak to ma miejsce obecnie, tylko i wyłącznie w roli odbiorców.

Jednym z celów ARE powinno być stworzenie programu związanego z rozwojem odnawialnej energetyki na danym obszarze, wraz z równocześnie wykonanym planem wdrożeniowym.

W następnych etapach ARE powinno być odpowiedzialne za zabezpieczenie prawne i finansowe inwestycji oraz jej realizację. Poprzez umowę najmu lub franczyzy z prosumentem lub nawet samodzielnie ARE po zakończeniu inwestycji powinno zająć się eksploatacją instalacji.

Rozpoczęcie tworzenia ARE powinno rozpocząć się od opisanego szczegółowo badań w zakresie odnawialnych zasobów energii oraz paliw kopalnych na obszarze gmin. Dokładne wyniki przeprowadzonych badań są konieczne ze względu na prawidłowe ustalenie technologicznej strategii ARE.

ARE powinno zajmować się wyznaczaniem najlepszych terenów pod konkretne inwestycje oraz powinno być deweloperem jak i doradcą przedstawiającym inwestorowi konkretne rozwiązania.

Na obszarze ARE można wprowadzić następujące technologie:

- kolektory słoneczne,
- pompy ciepła,
- panele fotowoltaiczne,
- mikrokogeneracja,
- małe elektrownie wodne,
- turbiny wiatrowe i mikrowiatraki,
- samochody elektryczne,
- biogazownie i mikrobiogazownie,
- produkcja peletów,
- spalanie biomasy,
- biopaliwa.

Od warunków panujących na danym terenie zależy wybór konkretnej i odpowiedniej technologii. Na początku każdej z inwestycji należy przeprowadzić rzetelne i szczegółowe badania na danym obszarze takie jak pomiar wietrzności, promieniowania słonecznego,

badania dotyczące możliwości wykorzystania wód geotermalnych itp. Przedsiębiorstwo, jakim jest ARE, w swojej strukturze powinno mieć odpowiednie zespoły osób zajmujących się dobieraniem urządzeń, elementów instalacji odnawialnych źródeł energii oraz wykonywaniem całkowitych projektów instalacji OZE. Projekty powinny być całościowe tzn. uwzględniające pracę wszystkich odnawialnych źródeł energii, które znajdują się na terenie objętym działalnością ARE. Projekty nie powinny ograniczać się do pojedynczych instalacji. Metody łączenia źródeł energii odnawialnych wraz z doбором ich konkretnych mocy należy powiązać z dostępnymi na danym obszarze zasobami. Należy także dążyć do takiego przekształcenia tradycyjnego budownictwa, tak aby w możliwie najkrótszym czasie, tradycyjny do tej pory odbiorca energii, stał się także jej wytwórcą (prosumentem).

Gospodarstwa rolne powinno się przekształcać w obiekty, które produkowałyby energię cieplną, energię elektryczną oraz paliwa. Jednym z najważniejszych atutów gospodarstw rolnych jest posiadanie przez nie wielu surowców (biomasy), która może być z powodzeniem wykorzystana przy lokalnej produkcji energii elektrycznej i ciepła (np. mikrobiogazownie współpracujące z układami kogeneracji).

Autonomiczny Region Energetyczny powinien opierać swoje działania na współpracy z osobami, które są odpowiedzialne za energetykę w danej gminie. Jednak do tej pory sprawy związane z energetyką w gminach nie zawsze są powierzane osobom dobrze do tego przygotowanym. W chwili obecnej brakuje w gminach specjalistów (gminny energetyk), którzy posiadaliby, oprócz wiedzy na temat technologii tradycyjnych, także wiedzę z zakresu odnawialnych źródeł energii.

ARE na początku swojej działalności (szczególnie w pierwszych latach) powinno największy nacisk kłaść na wyszukiwaniu oraz szkoleniu odpowiednich osób nadających się na stanowisko energetyka gminnego lub pełnomocnika ds. energetyki w gminie (odpowiednie szkolenia specjalistyczne lub studia podyplomowe).

Obserwując obecnie trend w rozwoju technologii związanej z energetyką, widać wyraźnie, iż w wielu krajach odchodzi się od scentralizowanej energetyki na rzecz coraz szerszego stosowania energetyki rozproszonej, dzięki której poszczególne gminy są w stanie, całkowicie lub częściowo, uniezależnić się od energii dostarczanej z zewnątrz. Sprawy dotyczące energetyki w konkretnym obszarze administracyjnym (gmina, powiat) powinny być prowadzone przez specjalistów tj. energetyka komunalnego lub pełnomocnika ds. energetyki. Takie osoby byłyby odpowiedzialne za stałą współpracę ze specjalistami z ARE.

#### **2.4. Opracowanie wytycznych dla uwzględniania elementów OZE w planie zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe**

Założenia do planu zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe jest jednym z najważniejszych i podstawowych dokumentów prawa lokalnego w tworzeniu

dobrze funkcjonującej gminy. Prawidłowe sporządzenie takich założeń daje szansę przejścia w stosunkowo krótkim czasie do poziomu gminy zero-energetycznej, tzn. gminy wytwarzającej tyle energii, że wystarcza jej na pokrycie swojego całkowitego zapotrzebowania.

Osoby odpowiedzialne za stworzenie tego opracowania powinny być odpowiednio wykształcone i obeznane w nowoczesnych technologiach związanych z odnawialnymi źródłami energii. Jest to konieczne, ponieważ energia wytwarzana z odnawialnych źródeł stanowi jeden z głównych celów państw Unii Europejskiej. Wiąże się z tym zmniejszanie emisji zanieczyszczeń, jak i stopniowe uniezależnianie się państw UE od wpływów reszty świata.

Przy uwzględnieniu elementów OZE w założeniach do planu zaopatrzenia gminy we wszystkie rodzaje energii, osoby odpowiedzialne muszą dokładnie przestudiować zasoby OZE na terenie gminy. W pierwszej kolejności należy ustalić, jakie techniki OZE mają największy potencjał na obszarze danej gminy. W następnej kolejności powinno być brane pod uwagę to, czy potencjalne i zarazem maksymalne do wykorzystania warunki są realne do osiągnięcia (możliwości inwestycyjne, logistyczne, terenowe). Dopiero po przeprowadzeniu dokładnej analizy można bowiem przedstawić możliwości gminy odnośnie wykorzystania poszczególnych rodzajów OZE.

#### **2.4.1. OZE w planie zagospodarowania przestrzennego**

Na atrakcyjność gminy pod kątem możliwości wykorzystania OZE wpływa wiele czynników, w tym infrastruktura techniczna (drogi, sieci energetyczne, gaz, sieć ciepła, woda i kanalizacja), poziom bezpieczeństwa, przyjazne urzędy, a także prawidłowa lokalna polityka w zakresie gospodarowania zasobami środowiska; coraz więcej gmin zdaje sobie sprawę jak ważna jest ekologia i zaczyna dużą wagę przywiązywać do ochrony środowiska naturalnego poprzez realizację lub wspieranie inwestycji proekologicznych i energooszczędnych.

Na wzrost zainteresowania Gmin możliwościami wykorzystania na swoim terenie energii pochodzącej z odnawialnych źródeł wpływa znacząco ustawa „Prawo energetyczne”, która nakłada na Gminę obowiązek uchwalenia założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Ustawa wymaga, aby lokalne zasoby energii (w tym odnawialnej) uwzględniać w tym dokumencie.

Drugim powodem, dla jakiego władze samorządowe powinny zainteresować się perspektywami wykorzystania na swoim terenie energii ze źródeł odnawialnych jest wzgląd ekologiczny. W najbliższej przyszłości każdą gminę dotyczyć będą także wymogi ekologiczne stawiane przez Unię Europejską, a już dotyczą zobowiązania podpisane przez Polskę w trakcie międzynarodowych konferencji na temat przeciwdziałania globalnym zagrożeniom dla środowiska naturalnego.

Każda gmina ma swoje specyficzne uwarunkowania, które wpływają na sposób podejścia do sporządzania założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Proces planowania powinien być postrzegany w kategoriach ekonomicznych, organizacyjnych oraz merytorycznych. Posiadanie planów energetycznych, które stanowią podstawowe narzędzie prawidłowego rozwoju, powoduje następujące korzyści:

- gmina uzyskuje możliwość realizowania własnej polityki energetycznej i ekologicznej, w tym zapewnienie bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię i paliwa gazowe, minimalizacji kosztów usług energetycznych, poprawy stanu środowiska naturalnego,
- odbiorcy energii mogą spodziewać się lepszej dostępności usług energetycznych i ich racjonalnej ceny
- w wielu przypadkach, założenia do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, są dokumentem niezbędnym, aby uzyskać wsparcie finansowe na inwestycje proekologiczne (środki z UE, z NFOŚiGW lub WFOŚiGW)

Właściwe przygotowanie planu zagospodarowania przestrzennego przez gminę, a następnie założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, może wpłynąć na obniżenie kosztów nośnika energii dla mieszkańców poprzez wykorzystanie lokalnych nośników energii, jak również wpływa na poprawę stanu środowiska. Polityka kreowana w tym zakresie przez gminę powinna być ukierunkowana na bezpieczne i tanie zaopatrywanie w energię, przy jak najmniejszym zużyciu energii pierwotnej. Tylko w ten sposób gmina może zapewnić realizację dwóch podstawowych celów określanych w prawie tj. ocenę stanu istniejącego użytkowania energii w sektorze bytowo – komunalnym i ustalenie preferowanych energetycznie rozwiązań systemowych na tle zmian w polityce energetycznej państwa oraz przyjętych kierunków perspektywicznych rozwoju.

Do korzyści płynących z inwestowania w odnawialne źródła energii oraz późniejszego wykorzystywania wyprodukowanej energii zaliczyć można:

- aktywizację lokalnej przedsiębiorczości,
- poprawę koniunktury gospodarczej,
- tworzenie nowych miejsc pracy (podczas realizacji inwestycji i przy jej obsłudze)
- poprawę bilansu handlowego gminy/powiatu wykorzystującej OZE,
- wzrost bezpieczeństwa energetycznego (uniezależnienie od konwencjonalnych źródeł energii),
- niższe koszty wytwarzania ciepła i energii elektrycznej (obniżenie kosztów ogrzewania domów, zakładów i hal produkcyjnych, budynków komunalnych),
- możliwość wykorzystania do produkcji ziemi odłogowanej, zdewastowanej lub zdegradowanej oraz ziem wyłączonych z klasycznej produkcji rolniczej,
- ochrona i poprawa środowiska naturalnego (ograniczenie emisji dwutlenku węgla oraz zmniejszenie emisji tlenku węgla i pyłów),
- możliwość uzyskania wsparcia ze środków Unii Europejskiej i krajowych promującej działania proekologiczne,
- poprawa wizerunku firm inwestujących w OZE – firma przyjazna środowisku.

Inwestowanie w odnawialne źródła energii wiąże się również z wieloma ograniczeniami. Oprócz ograniczenia związanego z występowaniem miejsc predysponowanych do poszczególnych rodzajów energii odnawialnej (miejsca o korzystnych zasobach słonecznych, wiatrowych, geotermalnych czy innych) do najważniejszych ograniczeń lokalizacyjnych dla inwestycji związanych z OZE należą: ograniczenia przestrzenno-środowiskowe, infrastrukturalne, systemowe, społeczne oraz ekonomiczne. Występowanie chociażby jednego ograniczenia wynikającego z powyższych uwarunkowań może wpłynąć na przekreślenie lub utrudnienie realizacji inwestycji OZE w rozważanej lokalizacji.

Znajomość powyższych uwarunkowań jest nieodzownym elementem wiedzy związanym z tematem możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Z wiedzą tą powinni być zaznajomieni urzędnicy gminni odpowiedzialni za kwestie związane z inwestycjami energetycznymi na terenie gminy, zwłaszcza tych wykorzystujących odnawialne źródła energii. Znajomość tych uwarunkowań jest konieczna do trafnego i zasadnego wyboru lokalizacji dla poszczególnych inwestycji. Wpływa ona bezpośrednio na opłacalność danego przedsięwzięcia.

Możliwości rozwoju energetyki uwarunkowane są nie tylko występowaniem zasobów energetycznych, ale również regulacjami prawnymi w zakresie:

- ochrony środowiska – na podstawie ustawy Prawo ochrony środowiska z dnia 21 kwietnia 2001 (Dz. U z 2001 r. Nr 62, poz.627, z późn. zm.)
- ochrony przyrody – zgodnie z ustawą o ochronie przyrody z dnia 16 kwietnia 2004 r. (Dz. U. z 2004 r. Nr. 92, poz. 880, z późn. zm.)
- gospodarki wodnej – w myśl ustawy Prawo wodne z dnia 18 lipca 2001 r. (Dz. U. Nr 115, poz. 1229, z późn. zm.)
- lecznictwa uzdrowiskowego – zgodnie z ustawą o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz o gminach uzdrowiskowych z dnia 28 lipca 2005 r.
- planowania przestrzennego – na podstawie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym z dnia 27.03.2003 r. (Dz. U. z 2003 r. Nr 80, poz. 717, z późn. zm).

Ograniczenia prawne lokalizacji inwestycji:

#### *1. Ograniczenia możliwości realizacji inwestycji wynikające z ochrony przyrody*

Ograniczenia prawne na podstawie Ustawy o ochronie przyrody dotyczą wykluczenia inwestycji z terenów chronionych lub dostosowania skali realizowanych przedsięwzięć do uwarunkowań terenowych i środowiskowych.

Budowa lub rozbudowa obiektów budowlanych i urządzeń technicznych na terenie parków narodowych i rezerwatów przyrody jest zakazana, z wyjątkiem obiektów i urządzeń, które służą celom tych obszarów chronionych. Minister właściwy do spraw środowiska może



zezwolić na odstępstwo od zakazu, jeżeli jest to uzasadnione realizacją inwestycji liniowych celu publicznego w przypadku braku innych rozwiązań alternatywnych oraz pod warunkiem przeprowadzenia przez inwestora działań kompensujących utratę wartości przyrodniczych danego regionu. Ograniczenia prawne zatem praktycznie uniemożliwiają możliwość realizacji inwestycji w celach rozwoju energetyki na terenie ochrony przyrody.

Realizacja przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko w parkach krajobrazowych i obszarach chronionego krajobrazu jest zakazana. Zakazy te nie obejmują inwestycji celu publicznego. Inwestycjami celu publicznego w zakresie energetyki są: budowa i utrzymywanie przewodów i urządzeń służących do przesyłania płynów, pary, gazów i energii elektrycznej, a także innych obiektów i urządzeń niezbędnych do korzystania z tych przewodów i urządzeń. Oznacza to, więc brak zakazu dla inwestycji związanych z przesyłaniem energii. Pozostałe inwestycje, niesłużące do przesyłania energii, a mogące znacząco oddziaływać na środowisko, na terenie parków krajobrazowych i obszarów chronionego krajobrazu są zabronione.

Dopuszczalna jest jednak na obszarze parku krajobrazowego realizacja inwestycji mogącej znacząco oddziaływać na środowisko, dla której sporządzenie raportu o oddziaływaniu na środowisko nie jest obowiązkowe i procedury oceny oddziaływania na środowisko wykazały brak niekorzystnego wpływu na przyrodę.

Na terenach objętych programem Natura 2000 wyklucza się lokalizację inwestycji mogących pogorszyć stan siedlisk przyrodniczych oraz siedlisk gatunków roślin i zwierząt, jak również wpłynąć niekorzystnie na gatunki, dla których ochrony zostały wyznaczone.

Z kolei na obszarach Natura 2000 dozwolone są inwestycje, które mogą mieć negatywny wpływ na siedliska przyrodnicze oraz gatunki roślin i zwierząt, dla ochrony których ochrony zostały wyznaczony obszar Natura 2000, w przypadku gdy:

- przemawiają za tym konieczne wymogi nadrzędnego interesu publicznego, w tym wymogi o charakterze społecznym lub gospodarczym
- brak jest rozwiązań alternatywnych
- zapewniona zostanie kompensacja przyrodnicza niezbędna do zapewnienia spójności i właściwego funkcjonowania sieci obszarów Natura 2000

Jeżeli na obszarze natura 2000 występuje siedlisko lub gatunek o znaczeniu priorytetowym, inwestycja może być zrealizowana tylko w celu:

- ochrony zdrowia i życia ludzi
- zapewnienia bezpieczeństwa powszechnego
- uzyskania korzystnych następstw o pierwszorzędym znaczeniu dla środowiska przyrodniczego
- wynikającym z koniecznych wymogów nadrzędnego interesu publicznego, po uzyskaniu opinii Komisji Europejskiej.

Nie należy postrzegać sieci Natura 2000 jako wykluczenia dla inwestycji OZE. Przeważnie tereny te są nieprzydatne do wykorzystania pod inwestycje lub objęte już innymi formami ochrony. Gospodarka na tych terenach może przyczynić się do pozyskania biomasy. Do takiego rozwiązania zachęcają dopłaty rolnośrodowiskowe.

Znaczące ograniczenia ze względu na sieć Natura 2000 wynikają dla energetyki wiatrowej.

## 2. *Ograniczenia możliwości inwestycji wynikające z przepisów specjalnych*

Obszary w obrębie stref ochrony uzdrowiskowej podlegają restrykcją w zakresie rozwoju energetyki na podstawie ustawy o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz o gminach uzdrowiskowych. Ze względu na zasady ich ochrony w strefach A i B uniemożliwiona jest realizacji inwestycji OZE, oprócz tych związanych z lecznictwem uzdrowiskowym.

W strefie C ochrony uzdrowiska zakazane jest m.in.:

- lokalizowanie nowych obiektów uciążliwych, w tym zakładów przemysłowych
- prowadzenie działań mających wpływ na założenia przestrzenne uzdrowiska lub właściwości lecznicze klimatu.

Na podstawie ustawy o Prawo wodne, ograniczeniem objęte są obszary bezpośredniego zagrożenia powodziowego, dla których obowiązują zakazy:

- realizacji obiektów budowlanych
- sadzenia drzew i krzewów, z wyjątkiem sadzonych na potrzeby regulacji wód.

Ustawa wprowadza również wymóg uzyskania pozwolenia wodnoprawnego w przypadku inwestycji hydroenergetycznych.

Najmniejsze ograniczenia, również na terenach chronionych, mają energetyka słoneczna, wykorzystanie pomp ciepła oraz biomasy.

## 3. *Wymogi w zakresie planowania i zagospodarowania przestrzennego:*

Planowane inwestycji w odnawialne źródła energii muszą być zgodne z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Inwestycje OZE nie zalicza się do inwestycji celu publicznego, z uwagi na zapis art. 2 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym inwestycjami celu publicznego są tylko te działania, które stanowią realizację celów określonych w art. 6 ustawy z dnia 21.08.1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Dz. U. z 2000 r. Nr 46, poz. 543 z późn. zm.).

Obszary ograniczenia rozwoju odnawialnych źródeł energii:

### a) *Ograniczenia przestrzenno-środowiskowe*

Do podstawowych barier rozwoju odnawialnych źródeł energii zalicza się bariery przestrzenne oraz związane z nimi bariery środowiskowe. W pierwszej kolejności dotyczy to energetyki wiatrowej, która w sposób widoczny i trwały ingeruje w struktury przestrzenne terenu województwa (w przyszłości ten sam rodzaj barier może wystąpić w przypadku rozwoju energetyki zawodowej opartej na biogazie). Bariery i związane z nimi konflikty wynikają z ochrony przyrody oraz z konkurencji w stosunku do innych form użytkowania

przestrzeni. Ograniczenia środowiskowe wynikające z lokalizacji obszarów chronionych oraz sieci obszarów Natura 2000 zostały szczegółowo opisane powyżej.

*b) Ograniczenia infrastrukturalne*

Bardzo ważnym uwarunkowaniem rozwoju energetyki odnawialnej jest dostępność do sieci elektroenergetycznej. Oznacza to możliwość przyłączenia nowych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej. Dostępność tę zapewnia w pierwszej kolejności Krajowa Sieć Przesyłowa (KSP), która przesyła energię z centrów jej wytwarzania do węzłów NN/110 KV, skąd jest odbierana przez operatorów sieci dystrybucyjnej i dostarczana do odbiorców końcowych na różnych poziomach napięć. Zgodnie z zapisami Prawa Energetycznego operator musi wydać warunki przyłączenia obiektu (np. farmy wiatrowej) do sieci elektroenergetycznej, o ile istnieją techniczne i ekonomiczne możliwości przyłączenia obiektu do sieci. Niestety na terenie całego kraju występują poważne problemy w możliwościach przyłączania do sieci nowych instalacji. Dotyczy to przede wszystkim elektrowni wiatrowych. Wnioskowane do przyłączenia moce farm wiatrowych (lub poszczególnych elektrowni wiatrowych) znacznie przekraczają możliwości techniczne ich odbioru przez istniejące sieci elektroenergetyczne, dlatego też Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. zakładają znaczny rozwój sieci na terenie całego kraju.

*c) Ograniczenia systemowe*

Dotychczas nie zostały wprowadzone do obowiązujących uregulowań ustawowych stabilne mechanizmy wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. W Polsce do dnia dzisiejszego nie przyjęto Ustawy o OZE, co w dużym stopniu uniemożliwia rozwój tego sektora.

Wprawdzie niektóre rozwiązania prawne i polityka finansowa Państwa, będące efektem podpisanych zobowiązań w stosunku do Unii Europejskiej, ukierunkowane są na wsparcie przedsięwzięć, których celem jest produkcja energii elektrycznej przy udziale źródeł odnawialnych, ale brak jednego spójnego prawa w tym zakresie jest dużym hamulcem w rozwoju OZE w Polsce.

Niestety w Polsce, w większości przypadków, pomoc finansowa trafia do dużych przedsiębiorstw energetycznych, kosztem rozwiązań lokalnych (rozproszonych). Przykładem na takiego „wsparcia” jest stosowanie dopłat (świadcstwa pochodzenia) w formie zaliczenia technologii współspalania biomasy w dużych elektrowniach systemowych lub wydawanie tych świadczeń dla istniejących od wielu lat elektrowni wodnych.

Niezbędne są też zmiany w ustawach Prawo energetyczne, Prawo ochrony środowiska oraz Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym uwzględniające lokalne zasoby odnawialnych źródeł energii. W chwili obecnej nie ma obowiązku uwzględniania w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy problematyki związanej z zagospodarowaniem lokalnych zasobów OZE. Zmiany w ustawach pozwoliłyby na uporządkowanie procesu lokalizowania inwestycji OZE, zmniejszenie zakresu konfliktów

środowiskowych związanych z rozwojem energetyki odnawialnej oraz na lepsze planowanie rozwoju sieci elektroenergetycznych.

*d) Ograniczenia ekonomiczne*

Przy inwestycji wykorzystującej energię ze źródeł odnawialnych brany jest pod uwagę przede wszystkim rachunek ekonomiczny, nieuwzględniający kosztów środowiskowych, zdrowotnych, itp. Koszty te, odmiennie jak w wielu krajach Unii Europejskiej, nie są kompensowane systemami wsparcia dla odbiorców końcowych np. w postaci dopłat do kosztów zakupu energii, co powoduje, że energia ze źródeł odnawialnych jest na ogół droższa od konwencjonalnej.

Przedsięwzięcia z zakresu energii odnawialnej cechuje na ogół duży udział nakładów inwestycyjnych, koniecznych do poniesienia na początkowym etapie działalności w łącznych kosztach przedsięwzięcia, przy długim okresie zwrotu poniesionych nakładów.

Powoduje to konieczność zaciągania kredytów inwestycyjnych o stosunkowo wysokim stopniu ryzyka, podnoszących koszty tych przedsięwzięć. Wysokie koszty kredytów wynikają m.in. z nieprzejrzystego systemu certyfikacji, który ogranicza funkcjonowanie zdrowych mechanizmów rynkowych oraz utrudnia przewidywalność długofalowych inwestycji w OZE. Przy analizach ekonomicznych, nie bierze się także pod uwagę wielu innych korzyści, jakie związane są z technologiami OZE (vide: pkt. 1 opracowania)

#### **2.4.1.1. Uwarunkowania lokalizacyjne poszczególnych rodzajów OZE**

*a) Energetyka wiatrowa*

Zgodnie z obowiązującym prawem, inwestycje budowy elektrowni wiatrowych są zakazane na terenach obszarów Natura 2000, rezerwatów przyrody oraz parków krajobrazowych, a także obszarów chronionego krajobrazu (OChK). Jednak w przypadku obszarów chronionego krajobrazu dotychczas zezwalano na budowę tego typu obiektów. Wynikało to z interpretacji ustawy o gospodarce nieruchomościami oraz rozporządzeń wojewodów odnośnie obszarów chronionego krajobrazu. Rozporządzenie zakazuje lokalizacji inwestycji mogących znacząco oddziaływać na środowisko, a za takie uznawane są elektrownie wiatrowe. Wobec powyższego nie mogłyby być lokalizowane w OChK. Z drugiej strony jednak przepis ten nie dotyczy inwestycji uznanych w ustawie o gospodarce nieruchomościami za inwestycje celu publicznego, a tak do tej pory były interpretowane elektrownie wiatrowe.

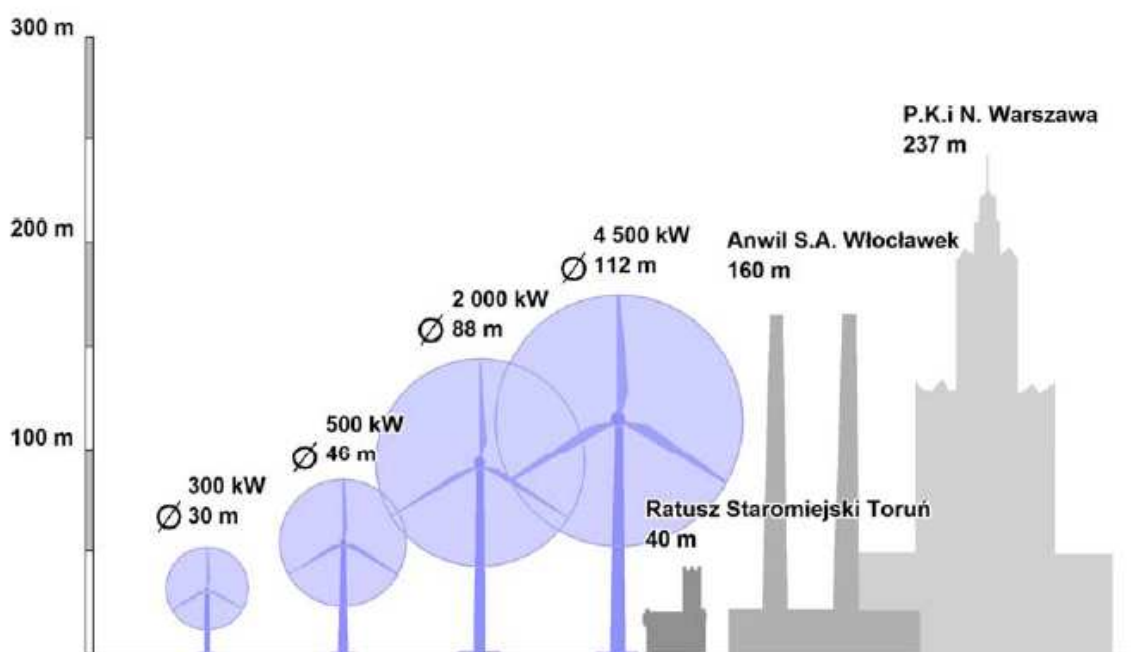
Ograniczenie wynikające z konkurencji o przestrzeń odnosi się do obszarów przeznaczonych na inne potrzeby rozwojowe kraju niż energetyka odnawialna, takich jak np. mieszkalnictwo, turystyka, infrastruktura, uzdrowiska, zalesianie, rolnictwo i inne. Lokalizacja elektrowni wykorzystującej OZE w danym miejscu nie wpływa tylko na obszar bezpośredniego jej posadowienia czy nawet najbliższego otoczenia, ale ma wpływ na

znacznie większy obszar, np. elektrownia wiatrowa o wysokości 100 m oddziałuje w istotny sposób na krajobraz nawet z odległości ok. 3 km.

Obecnie stosuje się strefę ochronną dla budynków mieszkalnych od lokalizacji elektrowni wiatrowych, która wynosi 500 m. Najnowsze badania wskazują jednak, iż odległość 400-800 m od dużych elektrowni wiatrowych nie zapewnia bezpieczeństwa, wręcz przeciwnie uznaje się, że nawet w takiej odległości wpływ hałasu na zdrowie ludzi nie ulega widocznemu zmniejszeniu. Niekorzystny wpływ hałasu może występować również przy odległościach rzędu 900-1600 m.

Elektrownie wiatrowe oprócz na zabudowę mieszkaniową (ludność) oddziałują również na infrastrukturę (sieci, drogi, koleje, lotniska, itp.). Strefy ochronne od sieci i urządzeń są zależne od ich rodzaju i wielkości. Wymagana jest w ich przypadku odległość nie mniejsza niż 3 długości średnicy łopatek elektrowni wiatrowej.

Pod budowę elektrowni wiatrowych można przeznaczyć jedynie tereny otwarte, głównie tereny użytków rolnych z wyjątkiem tych, będących gruntami rolnymi zabudowanymi, gruntami pod stawami i rowami. Elektrownie wiatrowe nie kolidują z wykorzystaniem rolniczym obszaru, ponieważ same elektrownie zajmują powierzchnię ok. 600 m<sup>2</sup>. Natomiast teren między poszczególnymi elektrowniami, będącymi częścią farmy wiatrowej może być wykorzystywany rolniczo.



Rys. 3. Elektrownie wiatrowe jako dominanta przestrzenna

Ważnym ograniczeniem rozwoju energetyki wiatrowej jest występowanie szlaków przelotów ptaków i potencjalna ich śmiertelność. Główne szlaki przebiegają często wzdłuż głównych dolin rzecznych. Ponadto na terenie kraju znajduje się szereg jezior i mokradeł

stanowiących miejsca żerowania ptactwa podczas wędrówek oraz miejsca lęgowe. Lokalizacja elektrowni wiatrowych w korytarzach migracyjnych ptaków oraz w obszarach lęgowych jest zakazana, ponieważ stwarza zagrożenie dla migrującej tymi szlakami ptaków. Istotną kwestią jest również oddziaływanie elektrowni wiatrowych na nietoperze, które zostają zwabiane przez pracujące elektrownie. Kwestia ta jednak nie jest do końca zbadana.

Kolejnym ograniczeniem dla inwestycji opartych na budowie elektrowni wiatrowych są zagadnienia krajobrazowo-kulturowe. Elektrownie wiatrowe stanowią niewątpliwie dominantę w przestrzeni. Elektrownie wiatrowe mogą zaburzać harmonię krajobrazu. Powyższe kwestie prowadzą często do konfliktów społecznych pomiędzy chęcią zysku a prawidłowym kształtowaniem przestrzeni. Dotyczy to nie tylko lokalizowania elektrowni wiatrowych w sąsiedztwie obszarów cennych przyrodniczo, ale również w sąsiedztwie obszarów o wysokich walorach kulturowych, do których zaliczają się obiekty i zespoły obiektów objęte ochroną prawną, jak również dobra kultury wpisane do ewidencji zabytków oraz dobra kultury współczesnej. Cenne są również zachowane historyczne układy urbanistyczne i ruralistyczne. Wspomniane obszary wymagają właściwego wyeksponowania co wiąże się z ograniczeniami odnośnie sposobu zagospodarowania w strefie ich ekspozycji, w wyznaczonych strefach ochrony konserwatorskiej oraz z zachowaniem niezakłóconych zależności funkcjonalno-przestrzennych, kompozycyjnych i krajobrazowych w ich obrębie.

#### *b) Energetyka wodna*

Obszary wyłączone z możliwości realizacji inwestycji małej energetyki:

- Parki narodowe i rezerwaty przyrody:

W parkach narodowych oraz w rezerwach przyrody obowiązuje całkowity zakaz realizacji tego typu inwestycji stosownie do ustaleń Art. 15.1 p.1) Ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. O ochronie przyrody (Dz.U. Nr.92 z dn. 30 kwietnia 2004r. p.880)

Z kolei do obszarów o ograniczonej możliwości realizacji inwestycji małej energetyki należą:

*- Parki krajobrazowe i obszary chronionego krajobrazu:*

Na podstawie przepisów Art.17 ust.1 i Art. 24 ust.1 p. 2) i 6) Ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz.U. Nr.92 z dn. 30 kwietnia 2004r. p.880) w odniesieniu do niektórych terenów położonych w obrębie parku krajobrazowego lub obszaru chronionego krajobrazu mogą być wprowadzone zakazy realizacji przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu Art. 51 ustawy z dn.27 kwietnia 2001r Prawo ochrony środowiska (Dz.U. Nr 62 poz.627 z późn. zm.). Do takich przedsięwzięć w świetle przepisów § 2 ust.1 pkt 62 i 63 Rozporządzenia Rady Ministrów z dn. 9 listopada 2004r w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych uwarunkowań związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięcia do sporządzenia raportu o oddziaływaniu na środowisko (Dz.U. Nr.257 poz.2573 z późn. zm.) należą wchodzące w skład budowy małej energetyki wodnej:

- budowle piętrzące wodę lub inne urządzenia mające na celu piętrzenie wody na wysokość nie mniejszą niż jeden metr,
- kanały odkryte lub rurociągi (z wyłączeniem przyłączy doprowadzających wodę do budynku).

*- Wyznaczone i projektowane obszary Natura 2000*

Na obszarach Natura 2000 występują istotne ograniczenia w realizacji inwestycji małej energetyki ze względu na zakaz podejmowania działań mogących w istotny sposób pogorszyć stan siedlisk przyrodniczych oraz siedlisk gatunków roślin i zwierząt, a także w istotny sposób wpłynąć negatywnie na gatunki, dla których ochrony został wyznaczony obszar Natura 2000.

Przedsięwzięcia o potencjalnym wpływie na obszar Natura 2000 podlegają ocenie oddziaływania na środowisko pod względem ewentualnych skutków w odniesieniu do siedlisk przyrodniczych oraz gatunków roślin i zwierząt, dla których został wyznaczony obszar natura 2000.

Na podstawie powyższej oceny, w razie stwierdzenia braku negatywnego wpływu, właściwy miejscowo wojewoda, po uzyskaniu opinii właściwej miejscowo rady gminy, zezwala na realizację przedsięwzięcia.

*- Tereny, na których ustanowiono formy ochrony przyrody w postaci pomników przyrody, stanowisk dokumentacyjnych, użytków ekologicznych lub zespołów przyrodniczo – krajobrazowych*

W stosunku do tych form ochrony przyrody mogą być wprowadzone zakazy:

- przekształcania obszaru lub obiektu,
- wykonywania prac ziemnych trwale zniekształcających rzeźbę terenu,
- dokonywania zmian stosunków wodnych,
- uszkodzania gleby.

W przypadku potencjalnego wpływu na w/w formy ochrony przyrody – inwestycje małej energetyki wodnej należy uzgadniać z organem, który ustanowił daną formę ochrony przyrody tj. z wojewodą, jeśli ustanowienie nastąpiło w drodze rozporządzenia lub z radą gminy gdy ustanowienie nastąpiło w drodze uchwały rady gminy (gdy wojewoda nie podjął działań w tym zakresie).

*- Obszary, na których realizacja tego typu obiektów jest sprzeczna z ustaleniami celów środowiskowych dla jednolitych części wód i obszarów chronionych – zawarte w planach gospodarowania wodami na obszarze dorzecza oraz warunkach korzystania z wód regionu wodnego (po ustanowieniu tych warunków)*

Należy stosować się do ograniczeń w zakresie poboru wód powierzchniowych i wykonywania nowych urządzeń wodnych na obszarach chronionych, przeznaczonych do ochrony siedlisk i gatunków ustanowionych w ustawie o ochronie przyrody, dla których

utrzymanie lub poprawa stanu wód jest ważnym czynnikiem w ich ochronie oraz obszarów przeznaczonych do ochrony gatunków zwierząt wodnych o znaczeniu gospodarczym (Ustawa Prawo wodne Art.113 ust. 4 p. 6), Art. 115. ust.1 p.d) - Dz.U. Nr.239 z dn.7 grudnia 2005r. z późn. zm.).

Należy brać pod uwagę uwarunkowania wynikające z istniejącego i planowanego zagospodarowania koryta cieków i terenów przyległych tj. istniejące budowle piętrzące i regulacyjne, przekroczenia komunikacyjne (mosty, kładki, brody), przekroczenia cieków elementami sieci uzbrojenia terenu (wodociągi, ciągi kanalizacyjne, gazociągi, kable energetyczne itp.), wyloty kanalizacji i odwodnień, tereny osuwiskowe, możliwość wystąpienia niepożądanego podwyższenia poziomu wód gruntowych na terenach zabudowanych lub wykorzystywanych rolniczo (zawodnienie), możliwość zwiększenia zagrożenia przeciwpowodziowego dla przyległych terenów.

Kolejnym ograniczeniem małej energetyki wodnej jest wykorzystywanie zapór przeciw rumowiskowych dla potrzeb małej energetyki.

#### *c) Energetyka słoneczna*

Energetyka słoneczna nie jest obarczona zbyt wieloma ograniczeniami lokalizacyjnymi.

W Polsce możliwość rozwoju dla scentralizowanych, zawodowych systemów energetycznych opartych o instalacje solarne jest uzależniona głównie od lokalnych warunków słonecznych. Rozwój energetyki solarnej w miejskich instalacjach ciepłowniczych jest mało prawdopodobny ze względu m.in. na problemy z lokalizacją dużych pól kolektorów słonecznych na terenach zurbanizowanych oraz ze względu stosunkowo duże straty przy przesyłaniu ciepła. Podobna sytuacja występuje w przypadku elektroenergetyki. W warunkach klimatycznych całego kraju budowa dużej elektrowni słonecznej jest przedsięwzięciem nieopłacalnym i nierealnym z punktu widzenia dostępnych (na poziomie realnego wykorzystania rynkowego) technologii. Dlatego zakłada się rozwój systemów rozproszonych, zlokalizowanych bezpośrednio u odbiorcy końcowego. Przewiduje się przede wszystkim punktowe instalowanie aktywnych systemów solarnych (zarówno kolektorów termicznych jak i ogniw fotowoltaicznych) na terenach zurbanizowanych, przeważnie na obiektach mieszkalnych lub w ich bezpośrednim sąsiedztwie.

#### *d) Energetyka geotermalna*

Uwarunkowania lokalizacyjne energetyki geotermalnej związane są głównie z występowaniem obszarów chronionych, obszarów Natura 2000 (patrz: punkt 2.3.1.1 b) oraz oraz, w szczególności, z występowaniem dogodnych parametrów hydrogeotermalnych na analizowanym obszarze. Specyfika energii geotermalnej polega na tym, że nie we wszystkich



rejonach Polski występują złoża geotermalne, których wydobycie jest ekonomicznie uzasadnione. Za opłacalne uznaje się zasoby, których głębokość nie przekracza 3000 m.

Podstawowymi parametrami hydrogeotermalnymi są:

- temperatura wody geotermalnej - wpływa na moc cieplną ujęcia (na wartość temperatury wpływa wartość gęstości ziemskiego strumienia ciepłego)
- wydajność eksploatacyjna wód podziemnych - wpływa na moc cieplną ujęcia
- głębokość zalegania warstwy wodonośnej - wpływa na koszt wykonania otworów (wraz z głębokością wzrasta wykładniczo koszt wierceń);
- skład chemiczny (mineralizacja) wody geotermalnej - decyduje o kosztach eksploatacji (zbyt wysoka mineralizacja powoduje korozję oraz kolmatację instalacji natomiast umiarkowana zawartość tzw. składników swoistych np. anionów jodu lub bromu, pozytywnie wpływa na możliwość wykorzystania wody w celach leczniczych i balneoterapeutycznych )

Przy ustalaniu lokalizacji ciepłowni geotermalnej lub ośrodka balneologicznego, należy dodatkowo określić sposób odprowadzania wód (często występują problemy z zatłaczaniem wydobytej wody) oraz określić potencjalnych odbiorców ciepła (zbyt duża odległość odbiorców od ciepłowni geotermalnej spowoduje, że wystąpią straty ciepła na przesyle) [1].

#### e) *Energia z biomasy*

Analiza możliwości pozyskania energii pochodzącej z biomasy, jest zagadnieniem trudnym przede wszystkim ze względu na konieczność uwzględnienia licznych zmiennych.

Należy zwrócić uwagę między innymi na:

- potencjalny konflikt pomiędzy rolniczym, a energetycznym wykorzystaniem przestrzeni rolniczej,
- potencjalny konflikt pomiędzy funkcjami przyrodniczymi lasów, a ich eksploatacją na cele energetyczne,
- określone wymogi techniczne i procesy technologiczne,
- złożone uwarunkowania finansowe.

Pomimo potencjalnych konfliktów pomiędzy energetycznym wykorzystaniem biomasy, a funkcją rolną lub leśną (ekologiczną), w obydwu przypadkach możliwe jest wykorzystanie powstałej biomasy na cele energetyczne, ale niezbędne jest zachowanie równowagi z podstawowym celem jej produkcji.

Nie jest możliwe w dłuższym okresie pozyskiwanie biomasy na cele energetyczne pochodzącej z gospodarki leśnej lub z produkcji zbóż, w skali większej, niż pozwala na to zapotrzebowanie na żywność, cykl produkcyjny rolnictwa (zużycie na potrzeby własne, związane z innymi kierunkami produkcji rolnej), względy ekologiczne (zapobieganie nadmiernej eksploatacji lasów), czy też zapotrzebowanie na drewno składane przez różnych odbiorców (głównie przemysł i budownictwo).

Plantacja roślin energetycznych w praktyce jest warunkowana tylko występowaniem odpowiedniej jakości gleb, z dobrymi stosunkami wodnymi, w obszarach gdzie nie ma ograniczeń prawnych dla tego typu upraw.

Istotną kwestią w przypadku instalacji wykorzystujących biomasę jest również konieczność zapewnienia ciągłości jej dostaw. A chociażby w przypadku upraw roślin

energetycznych istnieje pewna sezonowość zbiorów. Należy, więc zadbać o odpowiednie zapasy biomasy.

Kolejnym istotnym aspektem inwestycji opartych na biomasie jest również fakt, iż najbardziej opłacalne jest pozyskiwanie lokalnej biomasy, z odległości około 20 km od miejsca przedsięwzięcia. Powyżej tej odległości rosną znacząco koszty transportu, co zmniejsza opłacalność inwestycji.

#### f) *Energia z biogazu*

Na wybór lokalizacji biogazowni wpływają czynniki takie jak:

- a) dostęp do surowców/odpadów, szczególnie ciekłych (np. gnojowica), ponieważ bardziej opłaca się je pompować niż przywozić z większych odległości,
- b) dostęp do sieci energetycznej z odpowiednimi warunkami technicznymi i możliwością uzyskania warunków przyłączeniowych,
- c) dostęp do pól uprawnych położonych w bliskiej odległości ze względu na koszt rozwiezienia i rozlania odpadu pofermentacyjnego
- d) odległość od zabudowań mieszkalnych.

Jednym z najważniejszych zagadnień dotyczących wyboru lokalizacji biogazowni jest odległość od źródeł substratów, gdyż pozyskanie i transport wsadu do biogazowni stanowi istotny składnik kosztów przedsięwzięcia. Należy pamiętać, że większość powszechnie wykorzystywanych substratów (gnojowica, wywar z gorzelnii, kiszonki roślinne) charakteryzuje się wysoką wilgotnością, dlatego odległość, na którą trzeba je przewozić powinna być jak najmniejsza. Oprócz odległości ważna jest gwarancja dostępności substratów w aspekcie średnio- i długookresowym (od kilku do kilkunastu lat).

Najbardziej korzystnym rozwiązaniem jest lokalizacja biogazowni w bezpośredniej bliskości źródła substratów: przy fermie zwierząt (bydła, trzody chlewnej, drobiu), czy też zakładu przetwarzającego produkty rolnicze, gdzie powstaje dużo odpadów organicznych (gorzelnia, przetwórnia owoców lub warzyw, cukrownia itp.).

Duże rozdrobnienie gospodarstw rolnych jest kolejnym ograniczeniem dla lokalizacji biogazowni. Najkorzystniejsza jest bliskość gospodarstw rolnych o dużym areale gruntów, leżących blisko dróg dojazdowych.

Podstawowym produktem, który będzie wytwarzać biogazownia rolnicza jest energia elektryczna, w związku z tym niezbędne jest zapewnienie jej zbytu. Wprawdzie przepisy nakazują zakup energii wytworzonej z odnawialnych źródeł oraz w kogeneracji, niemniej jednak rozwiązania techniczne mogą sprawiać pewne trudności. Konieczny jest dostęp do sieci elektroenergetycznej. Budowa przyłączy jest kosztowna, a w przypadku większych odległości może okazać się niemożliwa do wykonania. Oprócz istnienia linii średniego napięcia niezbędne są techniczne możliwości przyłączenia źródła o określonej mocy wytwórczej i uzyskanie warunków przyłączeniowych ustalonych przez lokalnego operatora.

Kolejnym produktem biogazowni jest energia cieplna, której ilość przewyższa ilość energii elektrycznej. Część ciepła zostaje wykorzystana w procesie technologicznym, jednak nadmiar powinien być racjonalnie zagospodarowany. Nie zawsze istnieje możliwość sprzedaży ciepła, jednak, jeżeli takie rozwiązanie uda się zrealizować, podnosi to efektywność ekonomiczną biogazowni.

Trzecim produktem uzyskiwanym w biogazowni jest masa pofermentacyjna, która przedstawia dużą wartość nawozową. Alternatywnie może też być wykorzystana, jako paliwo z biomasy (po wcześniejszym osuszeniu). W przypadku typowych biogazowni, jako

standardowe rozwiązanie, przyjęto odbiór pozostałości pofermentacyjnej przez rolników, najlepiej przez producentów substratów. Pola, na które będzie rozwożona pozostałość pofermentacyjna, powinny znajdować się w bliskim otoczeniu biogazowni.

Biogazownia powinna być zlokalizowana w pewnej odległości od siedzib ludzkich ze względu na emisję spalin z układu kogeneracyjnego oraz hałas. Mniejsze znaczenie ma emisja odorów z biogazowni, ponieważ proces przebiega w układzie zamkniętym, i w zasadzie tylko podczas procesu przyjmowania niektórych odpadów do przerobu mogą być uwalniane przykre zapachy. Stąd zaleca się niekiedy budowę zamkniętej hali przyjęć wyposażonej w odpowiednie filtry.

Do elementów infrastruktury niezbędnej do budowy i eksploatacji biogazowni należą również drogi utwardzone. Dobry dojazd lub przynajmniej niedaleka odległość od utwardzonej drogi to kolejne uwarunkowanie lokalizacji biogazowni.

Ocena odległości biogazowni od osiedli jest kwestią niejednoznaczną. Z jednej, bowiem strony bliskość budynków mieszkalnych zwiększa szanse na zagospodarowanie ciepła odpadowego, a przez to poprawę efektywności ekonomicznej inwestycji oraz obniżenie kosztów ogrzewania budynków, z drugiej zaś może powodować niezadowolenie mieszkańców i stwarza ryzyko oprostowania budowy biogazowni.

Lokalizacja biogazowni powinna być odpowiednio usytuowana w stosunku do obszarów chronionych. Bliskość takich obszarów komplikuje i wydłuża procedurę uzyskania zezwoleń środowiskowych, a w niektórych przypadkach może ją uniemożliwić.

Istotnym czynnikiem wyboru działki w konkretnej miejscowości jest również nastawienie lokalnych władz do tego typu inwestycji. Wsparcie władz jest bardzo pożądane, gdyż inwestor będzie współpracował z urzędem gminy nie tylko podczas budowy biogazowni, ale też całego okresu jej funkcjonowania.

Istotne ograniczenia rozwoju odnawialnych źródeł energii dotyczą głównie dużych inwestycji. Definitywne wykluczenie inwestycji dotyczy tylko niewielkiej powierzchni kraju, które podlega ochronie rezerwatowej. Na pozostałych obszarach objętych ochroną przyrody, głównym założeniem jest dostosowanie skali przedsięwzięcia do warunków lokalnych zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju. Na większości powierzchni kraju możliwy jest rozwój preferowanych OZE.

#### *g) Mikrobiogazownie*

Problemy opisane w poprzednim punkcie, w znacznym stopniu eliminuje możliwość zastosowania małych mikrobiogazowni.

Dotychczas, inwestorzy w Polsce skupiają swoje wysiłki na możliwości budowy stosunkowo dużych biogazowni (o mocy elektrycznej powyżej 500 kW), chociaż znane biogazownie mniejsze (jednostkowe wykonania). Ponieważ polskie rolnictwo jest rozdrobnione, to pojawiła się koncepcja produkcji niewielkich komór fermentacyjnych (mikrobiogazowni).

Potencjalny polski rynek popytowy szacuje się na około 100 tys. sztuk takich małych biogazowni. W oszacowaniu tym zakłada się, że KMR jest technologią ukierunkowaną na gospodarstwa rolne o powierzchni powyżej 10 ha i służy przede wszystkim do utylizacji biodegradowalnych odpadów w tym gospodarstwie, a dodatkowo do „uprzemysłowienia” gospodarstwa (dywersyfikacja produkcji rolnej poprzez przeznaczenie około 20% gruntów ornych na produkcję roślin energetycznych). Szacuje się, że przy mocy mikrobiogazowni od 7 do 30 kWel możliwym jest wykonanie biogazowni przewoźnej.

## 2.4.2. Integracja OZE z budynkiem (architektura)

Obecne czasy oraz dynamicznie rozwijająca się technika w zakresie budownictwa energooszczędnego oraz odnawialnych źródeł energii sprzyjają coraz to śmielszym projektom nowoczesnego budownictwa.

W Polsce, zainteresowanie wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii dotyczy głównie dużych instalacji wykorzystujących energię wiatrową. Można w nich uzyskać duże ilości energii, niemniej jednak ze względu na swój rozmiar, znajdują się one często na terenach niezamieszkałych. Powstaje, więc problem strat energii związanych z przesyłem wytworzonej energii do odbiorcy końcowego oraz konieczności zapewniania źródeł rezerwowych w przypadkach, gdy taka ferma przestaje produkować energię elektryczną.

W miarę zmniejszania mocy a tym samym rozmiaru instalacji, można „zbliżyć się” do odbiorcy końcowego. Najlepszym rozwiązaniem jest wykorzystanie odnawialnych źródeł w miejscu jego bezpośredniego wykorzystania. Z tych względów zaczęto szerzej myśleć nad integracją OZE z budynkiem, który stanowi odbiorcę końcowego energii.

Budynki, dla których projektuje się integrację z OZE, powinny być energetycznie „prawie” niezależne. Tylko w takim przypadku integracja ta ma uzasadnienie ekonomiczne. Urządzenia wykorzystujące odnawialne źródła energii powinny zaspakajać znaczną część rocznego zapotrzebowania budynku, w którym są umieszczone, a nawet większość zapotrzebowania sąsiednich budynków.

Obecne kolektory rurowe, czy fotoogniwa zapewniają dużą swobodę w projektowaniu ich zastosowania, tak w budownictwie indywidualnym, jak i dla dużych obiektów. Urządzenia te coraz częściej nie są dodatkiem, ale stanowią element strukturalny budynku. Zastosowanie kolektorów oraz fotoogniw, obok możliwości innowacyjnego kształtowania budynków, przekonuje także dzięki szczególnym efektom optycznym. Barwione szkło rur kolektorów nadaje każdemu budynkowi niepowtarzalny wygląd. Wykorzystanie fotoogniw (BIPV) pozwala tworzyć futurystyczne kształty, poprawić wygląd budynku oraz sprawić, że jest przyjazny środowisku.

Nowoczesne technologie OZE służyć mogą przełamywaniu stereotypów związanych z formą budynku i jego wyposażeniem technicznym. Kolektory słoneczne czy baterie fotowoltaiczne mogą być stosowane z powodzeniem we wszystkich szerokościach geograficznych naszego kraju. Warunki nasłonecznienia Polski nie wykazują większych różnic z Niemcami, czy środkową i północną Francją, natomiast są korzystniejsze niż na przykład w Wielkiej Brytanii czy krajach skandynawskich. Stanowią one fragment jeszcze niewykorzystanych w pełni możliwości, jakie daje przyroda.

### 2.4.2.1. Turbiny wiatrowe

Wiatr jest energią bezpłatną i czystą, dostępną z różnym natężeniem prawie we wszystkich rejonach świata. Podczas gdy rozwój farm wiatrowych na wybrzeżach i poza nimi

następuje stosunkowo w szybkim tempie, to wciąż niewiele jest przykładów integracji elektrowni wiatrowych ze środowiskiem bliższym największym konsumentom energii takim jak np. budynki.

Aby pokryć ciągle rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, instalowane są coraz to większe i wyższe turbiny wiatrowe, a co się z tym wiąże, rośnie uciążliwość elektrowni wiatrowych zarówno dla środowiska naturalnego jak i dla ludzi. Im więcej energii ma produkować turbina, tym dalej powinna być ona zlokalizowana od terenów zamieszkałych i potencjalnego odbiorcy, przez co rosną straty energii na jej przesyle.

Niniejszy rozdział przedstawia możliwości i rodzaje alternatywnych rozwiązań zintegrowanych ze środowiskiem miejskim i wykorzystujących niewielkie prędkości wiatru, a co z tym jest związane, mniej uciążliwych.

Zabudowa terenów miejskich powoduje zmiany w naturalnym ruchu mas powietrza na tych terenach. Powstają tzw. strefy ciszy, nienaturalnie zwiększone prędkości wiatrów lub też zawirowania. Zjawiska te, wytworzone często nieświadomie przez człowieka zaburzają lokalny mikroklimat. Mimo tego, dzięki odpowiedniemu wykorzystaniu wiedzy z zakresu aerodynamiki, można je jednak z powodzeniem wykorzystać do produkcji czystej energii, poprzez świadome sterowanie przepływem powietrza na terenach miejskich (zmienianie jego kierunku, ciśnienia i prędkości w małej jak i w dużej skali).

Średnie prędkości wiatrów dla większości terenów zurbanizowanych w Europie to około 2-5 m/s. Fakt ten i sąsiedztwo zabudowań znacznie ogranicza możliwości lokalizowania standardowych elektrowni wiatrowych. Mimo to wciąż możliwy jest pomyślny rozwój integracji turbin wiatrowych ze środowiskiem miejskim, dzięki coraz to nowym technologiom, które potrafią wykorzystywać siłę wiatru o prędkości niższej niż 4m/s. Na terenach zabudowanych można zminimalizować niekorzystne czynniki związane z zastosowaniem turbin wiatrowych, takie jak hałas, wibracje poprzez zastosowanie urządzeń o mniejszej skali. Dzięki takiemu rozwiązaniu zachowane są zasady bezpieczeństwa i turbiny te mogą być stosowane w bliskim sąsiedztwie ludzi.

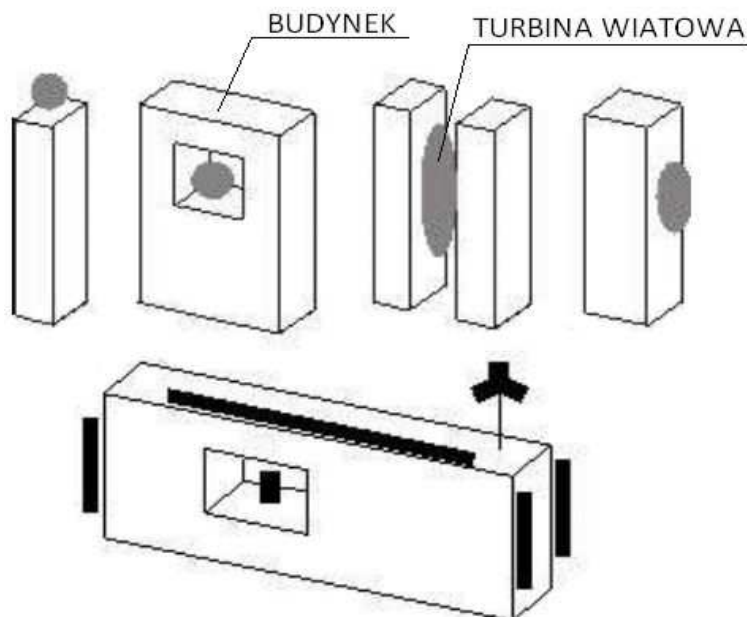
Integracja turbiny wiatrowej z budynkiem polega na umieszczeniu turbin wiatrowych w takich położeniach, jak:

- pomiędzy budynkami, jako dyfuzorami, wykorzystuje się tutaj efekt koncentracji prędkości wiatru przez budynki w najwęższym miejscu pomiędzy budynkami,
- w kanale przechodzącym przez budynek, zwiększony przepływ powietrza wywołuje różnicę ciśnień pomiędzy stroną wietrzną i zawietrzną,
- na dachu budynku, symulacje komputerowe pokazują ok. 30% zwiększenie prędkości wiatru kilka metrów nad dachem w porównaniu do przepływu bez obecności budynku.

Najbardziej realna i najszybsza do powszechnego użytku może być koncepcja umieszczania turbin wiatrowych na dachu. W tym celu został opracowany specjalny typ konstrukcji „Turby” wykorzystujący zarówno wiatry wiejące poziomo, jak i pod różnymi kątami (częsta sytuacja zwłaszcza przy krawędziach dachu). Według obliczeń holenderskich, w związku z koncentrującym działaniem budynków, 5 m ponad dachem budynku o wysokości 20 m panują podobne warunki wiatrowe jak w terenie niezabudowanym na wysokości 10 m. W takim przypadku turbina „Turby” o mocy 2,5 kW jest w stanie wytworzyć rocznie ok. 1800 kWh energii elektrycznej (dla obszarów o średniej prędkości wiatru 4,3 m/s). W przypadku turbin na dachu nie jest wymagana modyfikacja budynku. W przypadku kanału budynek wymaga kilku adaptacji [2].

Badania przeprowadzone przez grupę naukowców z PROJECT WEB [3] dowodzą, że turbina w pełnym systemie zintegrowanym z budynkiem produkuje rocznie o 25% energii

więcej niż standardowa wolnostojąca instalacja wiatrowa lokowana w typowym/przeciętnym środowisku miejskim. Nieco mniejsze, ale istotne efekty dają również instalacje montowane na/w istniejących obiektach budowlanych.



Rys. 4. Możliwa lokalizacja turbiny wiatrowej zintegrowanej z budynkiem [4]

Turbiny wiatrowe, które nadają się do montażu na budynku to przeważnie niewielkie instalacje modułowe lub pojedyncze. Urządzenia te wykorzystują ruch mas powietrza, które opływają obiekt budowlany lub korzystają z zawirowań powstających na jego krawędziach. Umieszczenie turbin na istniejącym już budynku o skomplikowanej formie architektonicznej wymaga badań aerodynamiki obiektu, w celu określenia rodzaju pożądanej turbiny.

Budynki, dla których projektuje się pełną integrację z turbinami wiatrowymi, powinny być energetycznie wydajne. Tylko w takim przypadku integracja ta ma uzasadnienie ekonomiczne. Turbiny powinny zaspakajać znaczną część rocznego zapotrzebowania budynku, w którym są umieszczone, a nawet większość zapotrzebowania sąsiednich budynków, a nie pełnić wyłącznie funkcje estetyczne.

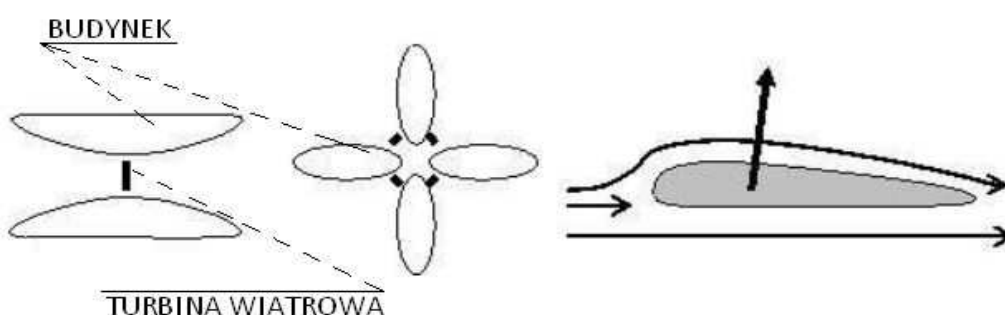
W przypadku integracji turbin z obiektem budowlanym, w którym znajdują się pomieszczenia przeznaczone na stały pobyt ludzi, należy zachować odpowiednie zasady bezpieczeństwa i ochrony zdrowia ludzkiego.

Na wybór optymalnej lokalizacji turbiny wiatrowej, oprócz korzystnych warunków aerodynamicznych, ma również wpływ architektoniczna organizacja przestrzeni. Należy rozważyć optymalną lokalizację turbiny również pod względem czynników takich jak hałas, migotanie spowodowane szybkim ruchem skrzydeł turbin, ewentualne drgania oraz pole elektromagnetyczne towarzyszące sprzętowi elektronicznemu.

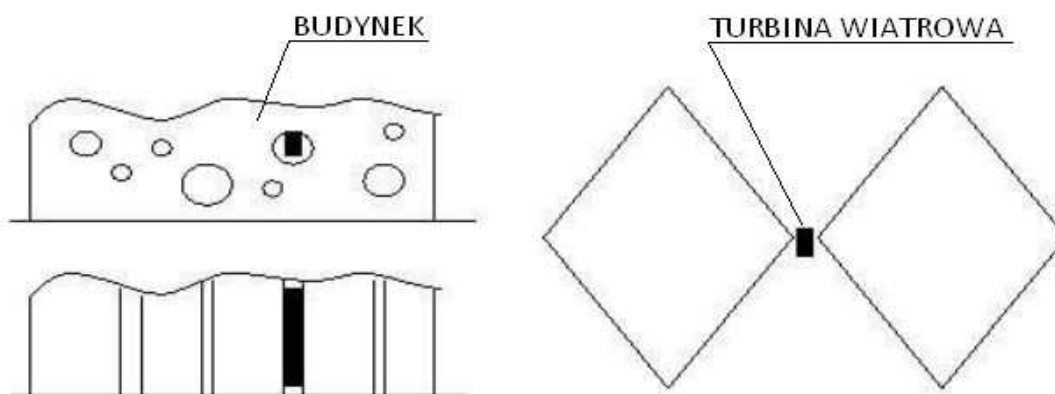
Rozsądnym sposobem na rozwiązanie wyżej wymienionych problemów przestrzennej organizacji budynku, byłoby charakterystyczne usytuowanie przestrzeni pomocniczych i technicznych (np. pomieszczeń technicznych, pionów instalacyjnych, pionów komunikacyjnych, magazynów itp.). Takie przestrzenie nie są przeznaczone na stały pobyt ludzi, toteż nie muszą spełniać wszystkich tych cech, które określają przestrzenie np. biurowe, dlatego też z powodzeniem mogą pełnić rolę buforową.

Pełna integracja formy i konstrukcji budynku z turbinami wiatrowymi polega głównie na zwiększaniu przepływu powietrza przez urządzenie, korzystnym rozwiązaniu całościowej aerodynamiki obiektu i rozmieszczeniu pionów instalacyjnych wewnątrz. W tym przypadku forma obiektu w dużym stopniu zależy od wybranej lokalizacji, warunków wiatrowych na danym terenie oraz rodzaju zastosowanych turbin.

Szczególnie korzystna integracja turbiny z budynkiem występuje w przypadku obiektów wysokich, jak również niskich a długich, które stanowią przegrodę dla poruszających się mas powietrza. W tego rodzaju przypadkach należy dążyć do osiągnięcia formy zoptymalizowanej trójwymiarowo i skupiającej przepływ powietrza na turbinach. Przed zainstalowaniem turbiny należy rozważyć i uwzględnić problemy z dziedziny architektury, estetyki, konstrukcji, aerodynamiki, urbanistyki oraz ochrony środowiska naturalnego.



Rys. 5. Możliwości kształtowania budynku w zależności od panujących warunków wiatrowych [4]



Rys. 6. Możliwości kształtowania budynku w zależności od rodzaju zastosowanych turbin wiatrowych [4]

Poniżej zamieszczono przykłady praktycznych integracji turbin wiatrowych z budynkiem.



Rys. 7. Wiatrak prądotwórczy na dachu budynku przedszkola nr 6 w Jaśle [5]



Rys. 8. Budynek The Bahrain World Trade Center [6]





Rys. 9. Budynek Strata Tower w Londynie [7]



Rys. 10. Moduły turbin wiatrowych wykorzystujące wiatr opływający ściany budynku [8]



Rys. 11. Budynek New York Sports and Convention Centre [9]

W ostatnim czasie pojawił się również projekt generatora wiatrowego małej mocy „RidgeBlade”. Generator ten jest szczególnie adresowany dla obiektów o skośnych dachach. Sposób rozwiązania i montażu generatora nie narusza istniejącego dotychczasowego stanu architektonicznego i przestrzennego. Nie burzy dotychczasowej przestrzeni w odróżnieniu od większości dotychczasowych generatorów, nie zniekształca on sylwetki domu. Można zatem uznać, że posiada on dyskretny kształt i jest neutralny dla otoczenia. „RidgeBlade” tworzą turbiny o kształcie cylindrycznym umieszczone horyzontalnie na grzbiecie wzdłuż szczytu skośnego dachu w obrębie kalenicy. Takie umiejscowienie wynika ze skutków przepływu wiatru w obszarze, gdzie wiatr napotykając na przeszkodę w postaci dachu poprzez zwiększony nacisk chcąc ją obejść opływając górą budynku zwiększa szybkość przepływu. Taka sytuacja ma duży wpływ na zwiększoną efektywność pracy generatora, większą nawet o 30 % [9].

System mikrogeneratorów RidgeBlade nadaje się do lokalizacji w stricte gęstej miejskiej zabudowie, na budynkach wiejskich oraz w miejscach szczególnej wrażliwości takich jak parki narodowe.

Na przedstawionych poniżej rysunkach widać grzbiecie na szczycie budynku zabudowany generatorami „RidgeBlade” w osłonie chroniącej, również, dostępu ptaków do turbin. Na rysunku, w pierwszej od lewej pozycji przedstawiono generatory w zestawie gotowym do pracy, na środkowym przedstawiono pojedynczy moduł, a na trzecim w kolejności jak wygląda bez obudowy cylindryczna turbina.



Rys. 12. Generator wiatrowy RidgeBlake na dachu budynku [10]

### LITERATURA:

[1] „Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niziu Polskim” praca zbiorowa pod redakcją prof. Wojciecha Góreckiego – Kraków 2006

[2] Małe turbiny wiatrowe. Co na to Don Kichot? Mariusz Filipowicz, Nafta & Gaz Biznes, kwiecień 2004

[3] Praca zbiorowa, WIND ENERGY FOR THE BUILT ENVIRONMENT (PROJECT WEB), European Wind Energy Conference & Exhibition, Copenhagen, 2-6 July 2001

[4] Budynki samowystarczalne energetycznie – możliwości i sposoby wykorzystania energii wiatru. Anna Drozd.

[5] <http://www.jaslonet.pl/aktualnosci/prad-z-wiatraka-dla-przedszkola-miejskiego-nr-6,3526.html>

[6] <http://www.buildinggreen.com/live/index.cfm/2009/5/1/Putting-wind-turbines-on-buildings-doesnt-make-sense>

[7] <http://books4eee.wordpress.com/2011/04/27/buildings-with-integrated-wind-turbines/>

[8]

[http://www.gizmodo.com.au/2008/06/\\_modular\\_turbines\\_let\\_buildings\\_generate\\_own\\_power\\_liquefy\\_own\\_birds\\_-2/](http://www.gizmodo.com.au/2008/06/_modular_turbines_let_buildings_generate_own_power_liquefy_own_birds_-2/)

[9] <http://nymag.com/nymetro/realestate/urbandev/features/9307/>

[10] Droga do racjonalizacji wykorzystania energii poprzez modernizację budynków, procesy termomodernizacyjne i zastosowanie odnawialnych źródeł energii, część II Odnawialne Źródła Energii, Andrzej Malwiński, 2009.

#### 2.4.2.2. Kolektory słoneczne

Obecnie coraz częściej można zaobserwować instalacje kolektorów słonecznych zamontowanych na dachach lub ścianach budynków zarówno jednorodzinnych, jak również wielorodzinnych, użyteczności publicznej czy obiektach przemysłowych. Coraz więcej osób przekonuje się do tej technologii. Większość instalacji służy na cele ogrzewania wody (zarówno wody użytkowej jak i wody w basenie), nie mniej jednak nie należy zapominać, iż odpowiednio dobrane kolektory słoneczne mogą służyć również do wspomaganie ogrzewania.

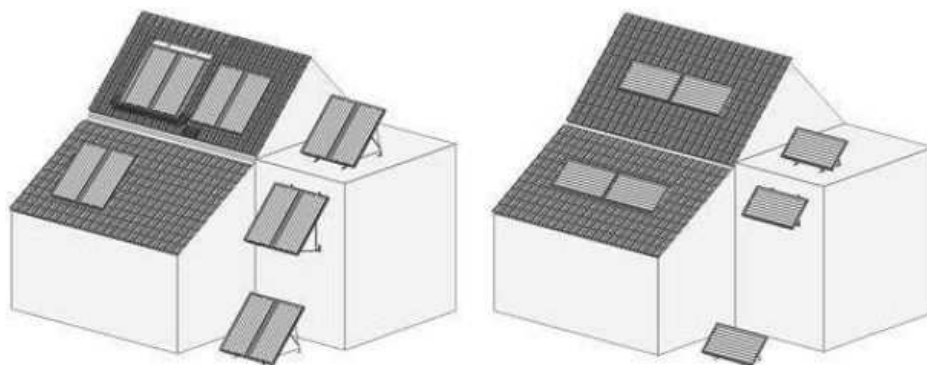
Miejsce usytuowania kolektorów słonecznych oraz ich odpowiedni montaż to jeden z podstawowych warunków prawidłowego działania instalacji solarnej. Oczywiście nie bez znaczenia jest także wydajność kolektorów, prawidłowy dobór wielkości instalacji i jej fachowe wykonanie.

Różnorodność kolektorów słonecznych pozwala na ich montaż w dowolnym miejscu. Najważniejsze jest to, aby kolektory słoneczne były skierowane na południe, a ich kąt nachylenia był zbliżony do  $40^{\circ}$ . Wtedy to na kolektory pada najwięcej promieni słonecznych.

Odpowiednie miejsce zależy od rodzaju kolektora, dostępności miejsca oraz odpowiedniej konstrukcji mocującej. Należy zwrócić uwagę na ilość miejsca, jaką dysponuje się dla kolektora. Przeciętna instalacja dla 4-5 osobowej rodziny zajmuje od 4 do 8 m<sup>2</sup>.

Najczęściej montuje się kolektory słoneczne na dachu ze względu na znaczną powierzchnię możliwą pod zabudowę kolektorami oraz brak zacinienia. Powierzchnie dachowe, oprócz oszczędności miejsca, zapewniają także zazwyczaj najlepsze parametry ekspozycji dla kolektorów słonecznych. Odpowiednie miejsce pod montaż kolektorów nie może być zacieniane przez sąsiadujące budynki, drzewa czy okoliczne wzniesienia, zarówno w ciągu dnia, jak i też w ciągu całego roku. Ponadto ważne jest, aby powierzchnia montażu skierowana była możliwie w kierunku południowym, choć również i inne kierunki, za wyjątkiem kierunków północnych, są dopuszczalne.

Przy spełnieniu tych podstawowych wymogów kolektory słoneczne można umieścić na dachu, tarasie lub ścianie budynku mieszkalnego, na gruncie w jego obrębie lub na budynkach sąsiadujących z budynkiem zasilanym. Inne kryteria stanowią zazwyczaj względy konstrukcyjne budynku oraz preferencje estetyczne użytkowników.



Rys. 13. Warianty montażu kolektorów słonecznych [1]

Obecnie nie ma problemu z zamontowaniem kolektorów pod dowolnym żądanym kątem. Konstrukcje mocujące umożliwiają montaż płasko na ścianie (w pionie), a nawet bokiem, jak również poziomo, równoległe do powierzchni dachu płaskiego. Konstrukcje mocujące dostosowane są do różnych powierzchni dachu i różnego kąta nachylenia. Oczywiście można również montować kolektory słoneczne na konstrukcjach wolnostojących, na przykład obok domu.

Płaski dach (nachylenie  $0^\circ$ ) ze względu na np. zaleganie śniegu, nie jest zalecany, jako miejsce montażu kolektorów słonecznych, niemniej jednak można zainstalować na nim kolektory przeznaczone do pracy latem na baseny otwarte lub kolektory próżniowe na wysokich budynkach.

Najmniej energii dociera do powierzchni pionowych – elewacje budynku (obniżenie ilości energii dostarczane o ok. 40% w stosunku do nachylenia optymalnego).

Zabudowa pozioma możliwa dla niektórych kolektorów słonecznych jest korzystna w przypadkach:

- kolektory bez przykrycia szybowego (maty) podgrzewają bezpośrednio wodę basenową (baseny otwarte) w okresie letnim



Rys. 14. Kolektory bez przykrycia szybowego podgrzewające bezpośrednio wodę basenową [3]

- kolektory próżniowe stosowane są w budynkach wysokich, gdzie występują znaczne siły związane z wiatrem

- współpraca z układem klimatyzacji absorpcyjnej.

Zabudowa pionowa możliwa dla niektórych kolektorów słonecznych jest korzystna w przypadkach:

- brak miejsca na dachu lub dach o lekkiej konstrukcji

- wspomaganie ogrzewania (korzystniejszy kąt na okres zimowy i zarazem mniej energii latem dla ograniczenia przegrzewów instalacji solarnej)

- strefy z dużymi opadami śniegu

- budynki wysokie.



Rys. 15. Kolektory słoneczne na ścianach budynków [3]

Gdy miejsce montażu kolektorów słonecznych jest już wybrane, kolejną ważną kwestią jest dobranie odpowiedniego kąta nachylenia instalacji. Prawidłowe kąty ustawienia kolektorów względem kierunków świata oraz względem podłoża zależą od czynników astronomicznych i meteorologicznych. Na podstawie analizy tych czynników ustala się między innymi uniwersalne kąty nachylenia kolektorów słonecznych. W praktyce kolektory słoneczne ustawia się pod stałym kątem nachylenia  $\alpha$ , zoptymalizowanym do konkretnych potrzeb użytkownika. Dla instalacji przeznaczonych tylko do podgrzewania ciepłej wody użytkowej kąt  $\alpha$  wynosi 30-45°, dla instalacji wspomagających ogrzewanie budynku 45-60°, zaś dla instalacji o sezonowym zapotrzebowaniu na ciepło (baseny zewnętrzne, domy letniskowe) do ok. 30°. Pozwala to na optymalne podgrzewanie ciepłej wody w okresie od wiosny do jesieni, mogące dać realnie do 65% procent oszczędności.

Kolektory płaskie i próżniowe typu Heat-Pipe, ze względu na swoją budowę i zasadę działania powinny być zamontowane pod kątem około 40°:

- na dachu płaskim montowane są na specjalnej konstrukcji wolnostojącej przymocowanej do podłoża dachu - jest to ten sam rodzaj konstrukcji, który stosuje się, gdy kolektory montowane są na ziemi, czy na ścianie;
- na dachu skośnym kolektory płaskie można zabudować tak, aby wyglądały jak okno dachowe.

Kolektory próżniowe ze względu na swoją uniwersalną budowę mogą być montowane w każdym miejscu i w zasadzie w każdej pozycji. Ich konstrukcja pozwala na tradycyjny montaż z nachyleniem  $40^{\circ}$ , jak i również na montaż w pionie, poziomie czy nawet bokiem.

Rozpatrując montaż kolektorów słonecznych na dachu skośnym, do dyspozycji mamy dwa warianty: montaż naddachowy oraz montaż w połąci dachowej, czyli integracja kolektora z poszyciem dachu.

Montaż naddachowy jest zdecydowanie prostszy w wykonaniu i nie powoduje dużej ingerencji w połąc dachową.

Montaż kolektorów w połąci dachowej jest rzadziej stosowany ze względu na wyższy koszt okucia budowlanego oraz na nieco większe skomplikowanie montażu. Niemniej jednak rozwiązanie to ma również pewne zalety:

- częściowo poprawia estetykę budynku
- nieznacznie zmniejsza straty ciepła samego kolektora.

Taki montaż jest jednak poważną ingerencją w dach i nie może być stosowany przy dowolnym materiale dachowym, jak i też przy niskim kącie nachylenia dachu, którego w tym przypadku nie możemy modyfikować. Okucie budowlane stanowi także dodatkowe utrudnienie w przypadku konieczności serwisowania instalacji solarnej.



Rys. 16. Kolektory słoneczne na dachu oraz wkomponowane w połąc dachową [4],[2]

W obecnych czasach kolektory słoneczne, oprócz swojej podstawowej funkcji grzewczej, stają się również elementem architektury. Zarówno przy zamontowaniu na dachu, jak i zamocowaniu na elewacji czy przy wbudowaniu w dach, atrakcyjny wygląd kolektorów rurowych i płaskich stwarza nowe możliwości estetyczne kształtowania formy budynków. W połączeniu z wysoką funkcjonalnością tych systemów powstają interesujące możliwości dla nowoczesnej architektury. Ponadto kolektory słoneczne zintegrowane z budynkiem cechuje wysoka niezawodność eksploatacyjna, najwyższa jakość i efektywność. Instalacja z

kolektorami słonecznymi może pokryć nawet 60% rocznego zapotrzebowania ciepła dla podgrzewu wody użytkowej. Kolektory słoneczne, jako elewacja budynku spełniają podwójną rolę – ograniczają nasłonecznienie pomieszczeń zmniejszając potrzebną moc chłodniczą układu klimatyzacji, a jednocześnie energię promieniowania słonecznego przetwarzają na użyteczne ciepło.

Kolektory rurowe zapewniają dużą swobodę nowym koncepcjom, tak w budownictwie indywidualnym, jak i dużych obiektach. Kolektory słoneczne nie są bowiem tylko dopasowywane do budynku, ale raczej same stanowią element strukturalny budynku. Zastosowanie wysokowydajnych kolektorów, obok możliwości innowacyjnego kształtowania budynków, przekonuje także dzięki szczególnym efektom optycznym. Barwione szkło rur kolektorów nadaje każdemu budynkowi niepowtarzalny wygląd.

Poniżej przedstawiono przykłady praktycznego zastosowania kolektorów słonecznych jako element architektury budynku.



Rys. 17. Wykorzystanie kolektorów słonecznych na elewacji ścian oraz dachu [5]





Rys. 18. Bank Nord LB Hannover (po lewej) oraz „Miasto przyszłości” Malmö Szwecja (po prawej) [5]



Rys. 19. Centrum gimnazjalne Bruneck/Włochy (po lewej) oraz dom solarny Heliotrop Freiburg (po prawej) [5]

#### LITERATURA:

- [1] [http://murator-dom.pl/instalacje/kolektory-pompy-ciepla/montaz-i-usytuowanie-kolektorow-slonecznych-w-zalezności-od-kąta-nachylenia-dachu,30\\_8030.html](http://murator-dom.pl/instalacje/kolektory-pompy-ciepla/montaz-i-usytuowanie-kolektorow-slonecznych-w-zalezności-od-kąta-nachylenia-dachu,30_8030.html)
- [2] <http://www.ekooszczedni.pl/artykuly/kolektory-sloneczne---montowane-w-dachu>
- [3] <http://www.slideshare.net/viblog/solarblog-temat-7>
- [4] [http://murator-dom.pl/instalacje/kolektory-pompy-ciepla/montaz-kolektorow-slonecznych,30\\_7490.html](http://murator-dom.pl/instalacje/kolektory-pompy-ciepla/montaz-kolektorow-slonecznych,30_7490.html)
- [5] Seria fachowa. Energetyka słoneczna. Energia promieniowania słonecznego oszczędza koszty ogrzewania

### 2.4.2.3. Ogniwa fotowoltaiczne

W dobie rosnących cen za energię elektryczną oraz surowce energetyczne, coraz większy nacisk kładzie się na to, aby budynek był energooszczędny a najlepiej samowystarczalny energetycznie. Zadanie takie może spełniać instalacja fotowoltaiczna wytwarzająca prąd z promieniowania słonecznego, która dodatkowo polepsza właściwości termiczne budynku. Coraz bardziej popularnym sposobem montażu systemów fotowoltaicznych są systemy zintegrowane z budynkiem, w skrócie BIPV (building integrated photovoltaics). Systemy fotowoltaiczne (PV) przetwarzają promieniowanie słoneczne bezpośrednio na energię elektryczną, bez ubocznej produkcji zanieczyszczeń, hałasu i innych czynników wywołujących niekorzystne zmiany środowiska.

Zintegrowane systemy fotowoltaiczne są to elementy budynku, w których tradycyjny materiał budowlany zastąpiony jest modułami fotowoltaicznymi. W praktyce system BIPV można montować w dowolnym miejscu budynku, wszystko zależy od tego, jakie dodatkowe bądź podstawowe funkcje oprócz generowania prądu ma spełniać moduł. Wśród modułów ogniw fotowoltaicznych, które są przeznaczone do integracji z budynkiem wyróżnia się konstrukcje, które mają spełniać funkcję dachu, fasady, zacienienia, ozdobną bądź też po prostu przeszklenia.

Coraz częściej systemy BIPV są brane pod uwagę przez architektów już na etapie projektowania, nie mniej jednak istniejące budynki również można w takie systemy wyposażać. Zaletą systemu BIPV w stosunku do instalowania samodzielnych modułów słonecznych jest możliwość pomniejszenia początkowych kosztów inwestycyjnych o kwotę, którą należałoby przeznaczyć na materiał budowlany oraz unika się podwójnych kosztów robocizny. Ponadto, ponieważ BIPV są integralną częścią projektu, stanowią bardziej estetyczną formę paneli niż zwyczajne rozwiązania.

Zintegrowane systemy fotowoltaiczne najlepiej sprawdzają się tam gdzie energia elektryczna wykorzystywana jest głównie za dnia, a dodatkowo tam gdzie można wykorzystać wolną przestrzeń taką jak dachy czy fasady. Do takich budynków należą:

- biurowce;
- centra handlowe;
- dworce kolejowe i autobusowe;
- szkoły, uczelnie;
- szpitale;
- budynki użyteczności publicznej takie jak urzędy,
- budynki przemysłowe itp.

Zintegrowane systemy fotowoltaiczne mogą występować w różnych formach. Na płaskich powierzchniach dachu najczęściej występują w postaci cienkowarstwowych ogniw słonecznych rozłożonych na całej jego powierzchni. Moduły mogą również występować w formie dachówek (patrz: rysunek poniżej). Fasady BIPV można instalować na nowych jak i na istniejących budynkach, dzięki czemu stare budynki zyskują nowy wygląd. Półprzejrzyste

moduły swoją oryginalną formą mogą z powodzeniem zastąpić szklane elementy takie jak okna czy świetliki.



Rys. 20. Zastosowanie ogniw fotowoltaicznych w formie dachówek [1]

Moduły ogniw fotowoltaicznych zintegrowane z daną przegrodą budynku zapewniają jej bardzo dobrą izolacyjność, zarówno latem jak i zimą. Latem przez przegrodę z BIPV przedostaje się jedynie około 10% ciepła, docierającego do powierzchni tej przegrody, przez co zmniejsza się moc urządzeń do układów klimatyzacji oraz unika się przegrzewania pomieszczeń. Z kolei zimą, przegroda z BIPV uniemożliwia „uciekanie” ciepła zakumulowanego wewnątrz pomieszczenia.

Moduły BIPV mogą przyjmować niemal dowolne kształty i kolory, przez co są bardzo atrakcyjne dla architektów. Wykorzystanie BIPV pozwala tworzyć futurystyczne kształty, poprawić wygląd budynku oraz sprawić, że jest przyjazny środowisku. Na korzyści technologii BIPV przemawia również rachunek ekonomiczny. Cena modułu jest porównywalna z większością materiałów wykończeniowych. Niemniej jednak projektując system BIPV należy wziąć pod uwagę kilka istotnych czynników takich jak dostęp do światła słonecznego, który uzależniony jest od położenia geograficznego, orientację budynku względem stron świata jak również obiekty mogące zacieniać system (drzewa, inne budynki).



Rys. 21. Panele fotowoltaiczne zamontowane na części powierzchni okna oraz jako element dachu [2]

Instalacje solarne zintegrowane z fasadami budynków stają się coraz bardziej popularne i coraz częściej obecne w nowoczesnej architekturze. Wynika to nie tylko z dodawania atrakcyjniejszego wyglądu i efektu estetycznego, ale przede wszystkim z faktu, iż produkują darmową energię elektryczną.

Powierzchnia dobrze „zorientowanej” fasady budynku, jest idealną lokalizacją dla instalacji fotowoltaicznej, która zapewni budynkowi ekonomiczne, estetyczne i środowiskowe korzyści. Moduły fotowoltaiczne zintegrowane z budynkiem przyczyniają się do oszczędności oraz lepszego zarządzania energią elektryczną.

Fasadowe moduły fotowoltaiczne mogą być produkowane wykorzystując różne materiały w celu osiągnięcia większej lub mniejszej przezroczystości a także efektu fotoluminescencji.

Rodzaje modułów:

- moduły o konstrukcji szkło-szkło - przeznaczone do zastosowań w przeszkleniach dachowych, fasadach budynków, płaskich dachach szklanych i szklarniach. Wykonane z dwóch przezroczystych hartowanych szyb, pomiędzy którymi znajdują się ogniwa fotowoltaiczne. Konstrukcja ta pozwala na regulację ilości przechodzącego światła (przezierność), poprzez zmianę odległości pomiędzy ogniwami.

- moduły o konstrukcji szkło-folia - wyglądają tak samo jak moduły o konstrukcji szkło-szkło, z tą różnicą, że od spodu podklejone są przezroczystą folią Tedlar. Grubość całego modułu wynosi maksymalnie 5mm, tym samym zyskują one na lekkości.



Rys. 22. Przykład projektu domu z zastosowaniem ogniw fotowoltaicznych zintegrowanych z budynkiem [3]

Powyższy przykład domu, ukazuje nowe tendencje w architekturze i budownictwie, które w coraz większym stopniu korzystają z odnawialnych źródeł ciepła. Jest to dom piętrowy, niepodpiwniczony, z garażem, przeznaczony dla 4-5- osobowej rodziny. Budynek charakteryzuje zwarta bryła oraz czytelna forma. Parter budynku to wspólna strefa dzienna, powyżej znajdują się sypialnie, a drugie piętro zajmuje obszerna, jasna pracownia. Od strony południowej i zachodniej fasady uzbrojono w ogniwa fotowoltaiczne, które przetwarzają energię słoneczną w elektryczną. Budynek został zaprojektowany jako wysoko energooszczędny, w którym przewidziano wentylację mechaniczną z rekuperacją oraz pompę ciepła. Dom zaprojektowano w technologii murowej ze stropem gęstożebrowym oraz stropodachem odwróconym. Schody wewnętrzne drewniane. Elewacje pokryto panelami z tworzyw sztucznych i szkła. Ślusarka okienna aluminiowa.

Poniżej zamieszczono przykłady zastosowań modułów fotowoltaicznych zintegrowanych z budynkiem.



Rys. 23. Przykłady zastosowań BIPV [4],[5]

#### LITERATURA:

[1] <http://thornmann.com/?section=11>

[2] <http://www.soldar.pl/oferta/fotowoltaika/moduly-fotowoltaiczne/moduly-fasadowe/siliken/>

[3] <http://www.projektoskop.pl/p-6585.html>

[4] <http://automatykab2b.pl/gospodarka/3889-prognoza-dla-ryнку-fotoogniw-zintegrowanych-z-budynkiem>

[5] <http://www.greentechmedia.com/green-light/post/bipv-vs-bapv-and-bspv-1345/>

## 2.5. Rola gminy w tworzeniu warunków dla inteligentnego budynku (domu), urzędu, gospodarstwa rolnego; inteligentna gmina plus-energetyczna; wyjście na zadania powiatu

W interesie każdej gminy powinno leżeć tworzenie dogodnych warunków do powstawania nowych lub unowocześniania istniejących budynków remontowanych przez jej mieszkańców lub też przedsiębiorców działających na terenie danej gminy. Niesie to za sobą szereg korzyści zarówno z perspektywy osób budujących lub przekształcających istniejące obiekty, jak i samej gminy na. Dzieje się tak ze względu na współpracę i obopólna korzyść w relacjach inwestor- gmina. Osoba rozpoczynająca budowę obiektu może skorzystać z pomocy doradczej ze strony gminy związanej z możliwością stosowania technologii OZE, a jednocześnie gmina w zamian otrzymuje nowe źródło energii, pełniące ważną rolę w zaopatrzeniu energetycznym jej terenów. Wiele małych i rozproszonych jednostek wytwórczych może stać się z czasem podstawowym źródłem zapotrzebowania gminy w media energetyczne. Prowadzi to w konsekwencji do uniezależniania się danego terenu od zewnętrznej dostawy energii. Jednak, aby cały system rozproszonych jednostek mógł działać prawidłowo to musi być odpowiednio połączony i zarządzany. System połączeń źródeł energii wraz z ich odbiorami (np. jedno gospodarstwo produkujące energię cieplną może być jednocześnie odbiorcą energii elektrycznej od innego gospodarstwa) nazywany jest inteligentną siecią (z języka angielskiego „Smart grid”). Graficznie przedstawiona idea inteligentnej sieci.



Rys. 24. Przykład inteligentnej sieci „Smart Grid” [1]

Inteligencja jest to umiejętność rozwiązywania pewnych problemów w sposób, który został wybrany na podstawie przeprowadzonej analizy i jest najbardziej optymalny z wszelkich możliwych opcji.

Smart grid jest to tzw. inteligentna sieć, w której dzięki komunikacji pomiędzy uczestnikami na rynku energii jest możliwa optymalizacja warunków występujących w danej chwili. Poprzez takie działanie obniżają się koszty oraz znacznie zwiększa się efektywność.

Sieci Smart grid są w stanie efektywnie zintegrować rozproszone źródła energii- zarówno odnawialne jak i konwencjonalne.

Jednak, aby inteligentna sieć mogła funkcjonować i odpowiednio zarządzać zasobami poszczególnych budynków znajdujących się w jej obrębie, to te obiekty także powinny być zintegrowane z systemem (budynki inteligentne); jest to warunek optymalnego wykorzystania rozproszonych źródeł energii.

Inteligentnym budynkiem nazywamy budynek o wysokim stopniu zaawansowania technicznego posiadający rozbudowany system elektroniczno- informatyczny wyposażony w sieć czujników oraz urządzenia pomiarowe. Dzięki dostarczającym na bieżąco informacjom inteligentna sieć reaguje stosownie i zarazem optymalnie do zmian warunków panujących w obiekcie oraz poza nim. Skutkiem takiego działania jest ograniczenie kosztów z tytułu użytkowania takiego budynku, a także zmaksymalizowanie jego funkcjonalności.

Cały system inteligentnej sieci musi być oparty na poprawnie skonstruowanym algorytmie. Smart grid musi dysponować danymi pomiarowymi wszystkich budynków, dzięki czemu jest w stanie optymalnie nimi zarządzać. Oczywiście w pierwszej kolejności każdy z obiektów powinien zaspokajać swoje potrzeby ze swoich źródeł energii, a dopiero w następnej kolejności pozostałe budynki zaczynając od tych najbliższej położonych (najmniejsze straty na przesyłce energii).

Gmina powinna także dbać o rozwój jednostek wytwórczych nie tylko w skali „mikro” takich jak indywidualne budynki mieszkalne, ale także w skali „mini”, czyli gospodarstwa rolne dysponujące większymi zasobami energetycznymi lub nieużytki, na których przykładowo powstają farmy wiatrowe. Poprzez takie działania gmina może zaspokoić wszystkie potrzeby związane z tematyką energetyczną (energia elektryczna, energia cieplna, paliwa gazowe, paliwa ciekłe oraz paliwa stałe). Dodatkowo istnieje szansa, że w dosyć szybkim czasie, dojdzie do sytuacji, w której ilość wyprodukowanej energii będzie większa niż potrzeby w danej gminie. W takim przypadku sieci Smart grid należy rozbudowywać poprzez łączenie się poszczególnych gmin ze sobą tworząc tym samym Autonomiczne Rejony Energetyczne. Podobnie jak to miało miejsce z kolejnością pokrywania potrzeb w budynkach na terenie gminy, tak i tutaj jest pewna analogia. System Smart grid na poziomie gmin powinien działać tak, iż w pierwszej kolejności pokrywa swoje zapotrzebowanie na dany rodzaj energii, a dopiero w przypadku, gdy ma nadwyżkę energii, to wtedy zasila najbliższej położoną gminę, której brakuje tego rodzaju energii.

Gmina, która produkuje więcej energii niż wynika to z jej potrzeb nosi miano gminy plusenergetycznej. Należy wspomnieć, że stałe rozbudowywanie sieci Smart grid na terenie danego kraju jest w stanie doprowadzić z czasem do całkowitego uniezależnienia się od innych państw, co nie tylko skutkuje lepszą kondycją finansową kraju, ale i także poczuciem bezpieczeństwa obywateli. Chcąc wcielić plan uniezależniania się Polski od pozostałych państw, każda z gmin powinna wprowadzić system wsparcia dla swoich mieszkańców. Można to realizować w trzech etapach:

- a) uświadamiania - poprzez eksponowanie możliwości stosowania technologii OZE/URE na terenie danej gminy, tak by każdy mieszkaniec lub inwestor widział potencjalne korzyści związane z zastosowaniem tych źródeł. Dużą rolę odgrywa w tym wypadku rzetelnie wykonane założenia do planu zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe, w których zawarte są informacje jakie działania są najbardziej optymalne i opłacalne odnośnie odnawialnych źródeł energii i wielkości jej zasobów;
- b) doradztwa - wtedy, gdy jakaś osoba jest już konkretnie zainteresowana danym rozwiązaniem może korzystać z fachowej pomocy specjalisty (pracownik Gminy lub firma,



która świadczy tego typu usługi). Pomaga on w szczegółowym przeanalizowaniu wszelkich możliwości oraz przedstawia symulacje, z których jasno wynika, jakich korzyści może się spodziewać inwestor;

c) wsparcia w realizacji inwestycji - gmina w sposób przyjazny nie tylko nie utrudnia w realizacji projektu, ale też pomaga wypełniać niezbędne formalności na wszystkich etapach całego przedsięwzięcia.

Tylko właściwe podejście władz gminy może zachęcić mieszkańców do działań związanych z tworzeniem gminy plus-energetycznej. Takie gminy powinny jasno określić swoją lokalną politykę energetyczną związaną z rozwojem OZE, oraz podkreślić, że gmina dąży do samowystarczalności energetycznej.

#### **LITERATURA:**

[1] <http://www.djc.com/blogs/BuildingGreen/wp-content/uploads/2011/02/smart-grid.png>

Andrzej Jurkiewicz

## **PROJEKCJA CELOWOŚCI I KORZYŚCI WPROWADZENIA AUDYTU ENERGETYCZNEGO I TERMOMODERNIZACJI, W TYM PROWADZONYCH W FORMULE ESCO, JAKO NARZĘDZI REALIZACJI PAKIETU 3X20 NA ZWIĘKSZENIE UDZIAŁU OZE W BUDOWNICTWIE**

### Spis treści

1. Wstęp.....	67
2. Cele i cechy kontraktów ESCO [1] .....	68
2.1 ESCO – Energy Saving Company lub Energy Service Company.....	68
2.2 Początki i zasady kontraktów ESCO .....	68
2.3 Adresat umowy ESCO .....	68
2.4 Korzyści dla stron umowy.....	69
2.6 Analiza opłacalności umów ESCO .....	70
2.7 Podstawowe problemy przy kontraktach ESCO .....	70
2.8 Umowa ESCO a Prawo Energetyczne .....	70
2.9 Raport „Propozycje działań do Krajowego Planu Efektywności Energetycznej: Rozwój usług ESCO” [2].....	71
2.10 Wnioski .....	73
3 Audyt energetyczny.....	74
3.1 Audyt energetyczny wg Ustawy o wspieraniu remontów i termomodernizacji.....	74
3.2 Audyt energetyczny wg Ustawy o efektywności energetycznej .....	75
3.4 Audyt energetyczny dla kontraktów ESCO i audyt przemysłowy .....	78
4 Metodologia oceny zastosowania OZE/URE w audytach energetycznych.....	79
4.1 Porównanie źródeł ciepła i systemów ogrzewania w audytach energetycznych.....	79
4.2 Pompy ciepła .....	81
4.3 Układ kogeneracji.....	82
4.4 Kolektor słoneczny .....	85
4.5 Fotowoltaika.....	86
4.6 Elektrownia wiatrowa.....	88
4.7 Rekuperacja i gruntowe wymienniki ciepła. ....	89
5. Podsumowanie.....	92
Literatura i informacje.....	93
Załączniki .....	94

## 1. Wstęp.

Stan techniczny budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej jest w Polsce bardzo zróżnicowany. Obok budynków nowych, wykonanych i oddanych do użytkowania w ostatnich 20 latach, a także tych poddanych termomodernizacji, eksploatowane są budynki o stosunkowo dużym zapotrzebowaniu na energię (cieplną i elektryczną). Wykonanie audytu energetycznego, dla tych ostatnich budynków, jest zawsze pierwszym krokiem przy określeniu, nie tylko ich stanu technicznego budynku (przegrody i instalacje), ale także opracowaniem, które pokazuje optymalne przedsięwzięcia energooszczędne, które winniśmy zrealizować. Wykonanie prac termomodernizacyjnych w budynkach powoduje oszczędności energii w granicach od 20% do 70%. W wielu przypadkach inwestor nie dysponuje odpowiednimi środkami finansowymi i w tym wypadku, zwłaszcza przy możliwości uzyskania dużych oszczędności w zużyciu energii, możliwe jest zastosowanie kontraktu ESCO (finansowanie przez trzecią stronę). W kontraktach tych bierze się pod uwagę nie tylko same oszczędności, ale także możliwość obniżenia kosztów nośników energii (kosztów pozyskania energii) lub kosztów eksploatacji systemów. Dodatkowo, w audytach energetycznych należy poddać analizie możliwość zastosowania odnawialnych źródeł energii i urządzeń rozproszonej energetyki (OZE/URE). Dotychczas w typowych audytach najczęściej nie wykonuje się analiz oceniających możliwość zastosowania OZE/URE. Ustawa o efektywności energetycznej zaleca przeprowadzenie takiej analizy w audytach energetycznych, ale niestety nie określa metodyki oceny tych przedsięwzięć.

W pracy przedstawiono metodykę oceny opłacalności stosowania OZE/URE w budownictwie w formie arkuszy kalkulacyjnych, wraz z określeniem poziomu wygenerowanych oszczędności, zarówno w zużyciu energii, jak i obniżeniu kosztów eksploatacyjnych (założenia do kontraktu ESCO). Przeprowadzono analizę metod oceny przedsięwzięć modernizacyjnych polegających na zastosowaniu OZE/URE. Analizy te mogą być podstawą do szacowania wpływu termomodernizacji, kontraktów ESCO oraz wprowadzania OZE/URE w budownictwie na realizację celów Pakietu 3x20.

## 2. Cele i cechy kontraktów ESCO [1]

### 2.1 ESCO – Energy Saving Company lub Energy Service Company

W wolnym tłumaczeniu nazwa ta oznacza firmę oferującą kompleksowe profesjonalne usługi w zakresie szeroko pojętej energetyki, gwarantującą potencjalnym klientom oszczędności energii i zmniejszenie ponoszonych z jej tytułu kosztów. Firmy tego typu realizują kompleksowe usługi w zakresie gospodarowania energią w oparciu o kontrakty wykonawcze (umowy ESCO) i z reguły udzielają gwarancji uzyskania oszczędności. Obecnie rozszerza się sposób działania formuły ESCO na inne dziedziny życia związane z gospodarką komunalną i szeroko pojętymi usługami.

### 2.2 Początki i zasady kontraktów ESCO

Formuła ESCO rozwinęła się w świecie, głównie w Stanach Zjednoczonych, w okresie kryzysu energetycznego.

Sama idea kontraktu ESCO wydaje się być prosta: firma ESCO inwestuje swoje środki finansowe w majątek Klienta poprzez wykonanie inwestycji związanych z obniżeniem zużycia i/lub kosztu wytworzenia energii. Z reguły inwestycja spłaca się „sama” z uzyskanych oszczędności zużycia lub kosztów wytworzenia energii. Nie ma także znaczenia rodzaj energii (ciepła woda, ogrzewanie, para, energia elektryczna, proces technologiczny, oświetlenie itp.), ale najlepsze efekty uzyskamy w przypadku, gdy gospodarką energią Klienta zajmiemy się w sposób kompleksowy.

Podpisanie kontraktu z reguły poprzedza wykonanie audytu energetycznego, ze szczególnym uwzględnieniem stanu istniejącego od strony technicznej oraz aktualnych kosztów. Audyt musi nam wskazać możliwe rozwiązania techniczno-organizacyjne, przedstawić koszty modernizacji, przewidywane efekty w obniżeniu kosztów związanych z energią oraz kolejność i opłacalność każdej planowanej modernizacji, a także całego przedsięwzięcia łącznie. Błędnie lub niesolidnie wykonany audyt może być przyczyną bardzo dużych problemów w trakcie realizacji całego kontraktu, a koszty błędów w audycie poniesie z reguły firma ESCO, choć zdarza się, że koszty takie poniesie Klient, zwłaszcza w przypadku nieuczciwości firmy ESCO.

### 2.3 Adresat umowy ESCO

Najlepszymi Klientami umowy typu ESCO są podmioty, które mają przestarzałe Systemy Energetyczne (SE), przy czym przez SE rozumiemy system, który zużywa dowolny rodzaj energii lub nośnika energii (np. energia elektryczna, ciepło, chłód, ciepło technologiczne, inne paliwa i nośniki energii) i nie posiadają środków na ich modernizację. Podmioty te zmuszone są na ponoszenie wysokich kosztów związanych z eksploatacją takich przestarzałych SE, gdyż nie stać ich na sfinansowanie modernizacji. Bardzo często użytkownicy SE nie zdają sobie sprawy z możliwości takiej modernizacji (nie są fachowcami w dziedzinie racjonalizacji zużycia energii).

Klientami kontraktów ESCO mogą być zakłady budżetowe gmin, powiatów i państwa (szpitale, szkoły, przedszkola, urzędy, jednostki wojskowe, policja itp.). Drugą grupą Klientów są zakłady przemysłowe, centra handlowe czy biurowce, które także posiadają przestarzały SE.

Ostatnią grupą odbiorców będą właściciele mieszkań (wspólnoty mieszkaniowe, spółdzielnie, gminy, osoby prywatne, deweloperzy).

## 2.4 Korzyści dla stron umowy

### Do podstawowych korzyści, jakie ma Klient należy:

- utrzymanie kosztów na niezmiennym poziomie (z reguły ustalone są zasady corocznej waloryzacji tych kosztów w powiązaniu z inflacją lub wskaźnikiem wzrostu cen paliw);
- koszty finansowe związane z modernizacją majątku bierze na siebie firma ESCO;
- ryzyko „techniczne” (wybór koncepcji modernizacji) i ryzyko uzyskania efektów ekonomicznych pochodzących z oszczędności, spada na firmę ESCO;
- gospodarką SE zajmuje się firma specjalistyczna (przejęcie obowiązków obsługi systemu i dostawy energii);
- umowa ESCO gwarantuje dotrzymanie odpowiednich standardów jakościowych i ilościowych dostarczanych mediów, a także sankcje za ich niedotrzymanie;
- po zakończeniu umowy firma ESCO przekazuje zmodernizowany majątek Klientowi, bezpłatnie (darowizna) lub za niewielką odpłatnością (np. niezamortyzowana część majątku, lub uzgodniona inna kwota)<sup>[es1]</sup>;
- po zakończeniu umowy Klient może w pełni korzystać z efektu obniżenia kosztów związanych z utrzymaniem systemu;
- w trakcie trwania umowy ESCO, Klient powinien uczestniczyć w premii związanej z zaoszczędzoną energią cieplną - wskazany jest, nawet niewielki, udział Klienta w tych oszczędnościach, gdyż będzie on zainteresowany racjonalizacją zużycia energii w swoich obiektach i urządzeniach. Celowym jest, aby zapis w umowie ESCO zobowiązywał Klienta (zwłaszcza zakładów budżetowych i majątku samorządowego) do przeznaczania tej premii na przedsięwzięcia termomodernizacyjne, a nie na inne potrzeby;
- Klient ma możliwość koncentrowania się na produkcji (usługach) podstawowych i to zarówno w zakresie organizacyjno-technicznym jak i finansowym,
- zmniejszenie ilości zużywanej energii oraz zanieczyszczenia atmosfery
- ograniczenie ilości odpadów.

### Do podstawowych korzyści, jakie ma firma ESCO należy:

- świadczenie nowego rodzaju usługi (dywersyfikacja produkcji);
- uzyskanie stałego przychodu, waloryzowanego wg z góry określonych zasad, co ułatwia ocenę opłacalności i uzyskania ewentualnych kredytów;
- możliwość korzystania z preferencyjnych kredytów i dotacji (NFOŚ, WFOŚ, środki UE, preferencyjne kredyty itp.);
- przychody są niezależne od temperatur zewnętrznych (w zasadzie im wyższa temperatura sezonu grzewczego tym większy dochód i szybszy zwrot nakładów finansowych);
- racjonalizacja ilości energii i jej kosztów wytworzenia, dostawy i odbioru skutkuje wyższym dochodem; w tym wypadku firma ESCO i Klient (jeżeli uczestniczy w „oszczędnościach”) zainteresowani są finansowo w jak **najmniejszym** zużyciu energii

## 2.5 Audyt energetyczny w kontraktach ESCO

Prawidłowo sporządzony audyt energetyczny, powinien wskazać nam nie tylko stan istniejący SE, ale przede wszystkim, pokazać kierunki modernizacji, ich koszt i wreszcie wskazać opłacalność całego kontraktu. Dokument ten wymaga, od osób sporządzających go, dużej wiedzy, doświadczenia i odpowiedzialności, gdyż skutki popełnionego błędu mogą być bardzo kosztowne. Należy bezwzględnie weryfikować założenia audytów sporządzone przez osoby (firmy) trzecie, gdyż bardzo często zdarza się, że audyty wykonywane są w niekompetentny, nierzetelny lub tendencyjny (np. pod sprzedawcę kotłowni lub konkretnych urządzeń).

## 2.6 Analiza opłacalności umów ESCO

Do analizy ekonomicznej musimy określić wszystkie składniki kosztów stałych i zmiennych, wysokość i źródło kredytu oraz koszty finansowe, oczekiwany okres zwrotu, przewidywane przychody skorygowane o udział Klienta w „oszczędnościach”.

Można stosować w ocenach opłacalności typowe metody dyskontowe:

3. metoda wartości bieżącej netto (NPV)
4. metoda wewnętrznej stopy zwrotu (IRR)
5. metoda prostego czasu zwrotu inwestycji (SPBT)

W przypadku modernizacji, gdzie przewidujemy wykorzystanie OZE, należy także wycenić dodatkowe przychody, które otrzymamy przy sprzedaży energii odnawialnej. Często ten rodzaj przychodów decyduje o opłacalności całego kontraktu i wysokości nakładów inwestycyjnych, jakie zamierza zainwestować firma ESCO lub strona trzecia.

## 2.7 Podstawowe problemy przy kontraktach ESCO

Podstawowym problemem przy negocjacjach jest dokładne określenie zasad obowiązujących przy kontraktach typu ESCO, ze szczególnym podkreśleniem korzyści, jakie odniesie Klient po zawarciu takiej umowy. Należy, wspólnie z Klientem, dokładnie określić dotychczasowe koszty związane z gospodarką energetyczną (najlepiej z okresu, co najmniej ostatnich dwóch lat). Koszty te muszą być określone w sposób bardzo rzetelny, gdyż stanowiąc będą bazą do wyliczenia opłacalności całego kontraktu. Często zdarza się, że koszty te są niedoszacowane, gdyż w danych księgowych (zwłaszcza zakładów budżetowych) część kosztów gospodarki energetycznej ujęte są w kosztach ogólnych lub w ogóle są pomijane (np. amortyzacja czy umorzenie, koszty ochrony środowiska, koszty osobowe itp.)

Ocena stanu technicznego majątku energetycznego powinna nam pozwolić na oszacowanie sprawności istniejącego SE, zapotrzebowanie na energię przez poszczególne obiekty i urządzenia, a także ilość produkowanej i zużywanej energii. Na podstawie tych danych określimy przewidywany zakres koniecznych modernizacji gospodarki cieplnej i oraz przewidywane nakłady finansowe związane z tą modernizacją.

## 2.8 Umowa ESCO a Prawo Energetyczne

Podczas procesu koncesjonowania przedsiębiorstw energetycznych oraz wynikającego z tego faktu obowiązku przedstawiania opracowanych przez nie projektów taryf do zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, wyłonił się problem związany z interpretacją ustawy Prawo energetyczne. Jak traktować przedsiębiorstwo ciepłownicze, prowadzące działalność opartą o system ESCO, czy taka działalność w ogóle powinna opierać się o Prawo Energetyczne, czy też należy kontrakty ESCO traktować jako tzw. „umowy nienazwane” i stosować głównie przepisy Kodeksu Cywilnego? Czy działalność takiego przedsiębiorstwa winna podlegać koncesjonowaniu i taryfowaniu, czy też nie? Przepisy prawa nie rozstrzygają jednoznacznie tych kwestii, choć celem jest aby kontrakty ESCO były realizowane przez firmy specjalistyczne, a więc posiadające doświadczenie w zakresie gospodarki energią.

## 2.9 Raport „Propozycje działań do Krajowego Planu Efektywności Energetycznej: Rozwój usług ESCO” [2]

W sytuacji deficytu budżetowego oraz rosnącego długu publicznego oszczędzanie energii może przynieść realne korzyści dla finansów publicznych i podatników, prowadząc do ograniczenia wydatków bieżących budżetów publicznych. Rozwój usług ESCO otwiera dostęp sektorowi publicznemu dofinansowania, przez partnerów prywatnych, inwestycji na rzecz efektywności energetycznej, które mogą być spłacane z oszczędności wynikających z obniżenia kosztów energii. ESCO wspomaga, więc realizację zobowiązań państwa w zakresie efektywności energetycznej, ale czyni to za pieniądze prywatne [2]

Podczas gdy firmy ESCO rozwijają się w Unii Europejskiej (np. Czechy, Węgry, Niemcy), to w Polsce sektor ten prawie w ogóle nie istnieje. Unia Europejska wyraźnie sygnalizuje konieczność rozwoju rynku ESCO. Art. 6 Dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych:

„Państwa Członkowskie zapewniają istnienie wystarczających zachęt, uczciwej konkurencji i jednakowych warunków działania dla podmiotów rynkowych innych niż dystrybutorzy energii, operatorzy systemu dystrybucji i przedsiębiorstwa prowadzące detaliczną sprzedaż energii, takich jak ESCO, instalatorów, doradców i konsultantów ds. energii, w celu zapewnienia niezależnej oferty i realizacji usług energetycznych, audytów energetycznych i środków poprawy efektywności energetycznej”

Wytyczne Komisji Europejskiej do opracowania krajowych planów na rzecz efektywności energetycznej wskazują, iż plany te powinny jasno określać działania i zachęty dla pobudzania rynku usług energetycznych tym również rynku ESCO .

Obecnie w Polsce umowy ESCO prawie nie funkcjonują, a głównymi barierami ich rozwoju jest:

- Brak odpowiednich uregulowań prawnych;
- Ograniczenia wynikające z Ustawy o zamówieniach publicznych, które nie przewidują wynagrodzenia za usługę, w formie innej niż kwotowa (np. procent uzyskanych oszczędności energii lub jej kosztów)
- Niedostateczne zrozumienie formuły ESCO i słaba rozpoznawalność usługi ESCO;
- Wykluczenie możliwości uczestnictwa ESCO w projektach z dotacjami (firma ESCO nie jest właścicielem majątku)
- Wadliwe realizacje kontraktów ESCO lub niezrozumienie ich zasad przez jednostki kontrolne (URE, organy nadzoru właścicielskiego, urzędy skarbowe)

**Przełamywanie bariery braku zrozumienia formuły ESCO przez jednostki administracji samorządowej (podobnie jak w przypadku PPP) jest jednym z najpoważniejszych wyzwań dla otwarcia rynku ESCO w Polsce.**

Przykładem trudności, jakie napotyka formuła ESCO są niektóre inwestycje związane z oszczędnością energii w budynkach użyteczności publicznej np. szkołach. Problemem jest brak zgody ze strony władz lokalnych na uznanie zaoszczędzonych pieniędzy (mniejsze koszty za energię), jako środków przynależnych placówce. Administracja takich placówek jest świadoma, iż oszczędność energii i kosztów, spowoduje obcięcie subwencji w kolejnych latach (o kwotę zaoszczędzonych pieniędzy), co skutecznie niweluje ich motywację do oszczędzania energii.

**Kwestia własności efektu energetycznego (oszczędności energii) ma zasadnicze znaczenie dla promowania działań ESCO wśród podmiotów użyteczności publicznej.**

Bardzo prosto ten problem rozwiązano w Chorwacji, gdzie minister finansów wydał rozporządzenie pozwalające utrzymać stałą kwotę subwencji budżetowej na okres spłaty dla jednostek sektora finansów publicznych modernizujących obiekty z wykorzystaniem formuły ESCO.

Wśród innych barier związanych z obawami co do stosowania formuły ESCO można wymienić również:

- obawę przed procedurą: „czyli jak to zrobić, żeby nie być w konflikcie z przepisami i nie narazić się na kontrolę”,
- obawę przed trudnością przygotowania przetargu i kontraktu nietypowym postępowaniem (ESCO jest nadal nowe dla urzędników),
- brak wzorcowych, lub niewystarczająca promocja projektów na dużą skalę, które pomogłyby pokonać barierę psychologiczną”,
- bariery biurokratyczno-administracyjne i brak świadomości społecznej

Urzednicy boją się ESCO ze względu na występujący, ich zdaniem, duży problem z organizacją i przygotowaniem przedsięwzięcia z formalno-prawnego punktu widzenia. Występuje również szereg sprzeczności w prawie polskim utrudniających działania ESCO. Problemem jest sprzeczność ustawy Prawo zamówień publicznych (p.z.p.) z ustawą o finansach publicznych. Z przepisów p.z.p. wynika, iż umowy mogą być zawierane na czas oznaczony nie dłuższy niż cztery lata (typowe kontrakty ESCO trwają od 5 do 10 lat), ale zgodnie z art. 142 ust. 2 p.z.p. zamawiający może zawrzeć umowę na okres dłuższy niż cztery lata, jeśli jej przedmiotem są świadczenia okresowe lub ciągle, a wykonanie takiego zamówienia spowoduje oszczędności kosztów realizacji zamówienia w stosunku do okresu czteroletniego lub gdy jest to uzasadnione zdolnościami płatniczymi zamawiającego lub zakresem planowanych nakładów oraz okresem niezbędnym do ich spłaty. Wyjątkowo, umowy można także zawrzeć na czas nieokreślony. W ustawie o finansach publicznych natomiast, znajdujemy zapisy tylko o roku budżetowym (zrównanym z rokiem kalendarzowym, np. w art. 95 i art. 165 ustawy), co u części zarządzających jednostkami sektora finansów publicznych jest interpretowane, jako zakaz zawierania dłuższych umów.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Finansów do tytułów dłużnych zaliczanych do państwowego długu publicznego zalicza się m.in.: umowy nienazwane o terminie zapłaty dłuższym niż rok, związane z finansowaniem usług, dostaw, robót budowlanych, które wywołują skutki ekonomiczne podobne do umowy pożyczki lub kredytu. Tak, więc usługi ESCO będą uwzględniane jako obciążenia przy obliczaniu dopuszczalnego zadłużenia jednostek samorządu terytorialnego. Wynika to z niezrozumienia formuły ESCO, gdyż inwestycje tego typu mogą być neutralne dla budżetów jednostek samorządu terytorialnego (gdyż spłata następuje z oszczędzonych kosztów energii). Przedsięwzięcia z zakresu poprawy efektywności energetycznej realizowane w formule ESCO mogą być neutralne dla budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego (JST). Spłata inwestycji następuje z wygenerowanych oszczędności, a w dłuższej perspektywie inwestycje ESCO przynoszą oszczędności pozwalające na ograniczenie wydatków bieżących JST.

Ważne jest zdjęcie tych ograniczeń poprzez wprowadzenie zapisów do tych ustaw lub rozporządzeń wykonawczych, które jednoznacznie zezwolą na realizację przedsięwzięć zmierzających do zwiększenia efektywności energetycznej w okresie czasu dłuższym niż 4 lata (sugeruje się 8-10 lat). Ponadto niezbędnym będzie zapis o pozostawieniu oszczędności z tytułu zmniejszenia kosztów zużycia energii cieplnej i elektrycznej a także wody, paliw i innych mediów przez okres spłaty przedsięwzięcia. Zapis ten powinien być uwarunkowany zawarciem umowy klasy EPC (Energy Performance Contract), a więc umowy, gdzie przedsiębiorstwo wykonujące ulepszenia daje pisemną gwarancję uzyskania oszczędności wraz z metodologią ich obliczania. Stosowne zmiany w przepisach prawnych mogą zwiększyć zakres realizowanych przedsięwzięć w budynkach jednostek sektora finansów publicznych, których efektywność energetyczna często pozostawia wiele do życzenia. Doświadczenia szeregu krajów dowodzą, że ułatwienia prawne w zakresie termomodernizacji i elektro-modernizacji budynków rządowych przyniosły znaczne oszczędności wydatków tych państw na energię elektryczną.



Jako poważną barierę dla rozwoju ESCO Raport [2] wskazał brak możliwości współfinansowania projektów otrzymujących dotacje publiczne, środkami finansowymi firmy ESCO (dotacje z funduszy unijnych, bądź krajowych środków celowych). O ile beneficjenci funduszy unijnych mogą finansować wkład własny środkami z kredytu bankowego bądź leasingu, o tyle taka możliwość nie jest dopuszczona dla środków ESCO. Jest to o tyle niezrozumiałe, iż firmy ESCO mogą zapewnić nie tylko finansowanie wkładu własnego, ale również dostarczyć niezbędną wiedzę w zakresie poprawy efektywności energetycznej. Dlatego też w opinii części respondentów dotacje z funduszy bezwrotnych są konkurentem dla usług

W Raporcie [2] zasygnalizowano szczególnie problem związany z blokowaniem inwestycji zmniejszających zużycie energii w oświetleniu ulicznym. W wielu wypadkach właścicielami infrastruktury oświetleniowej są zakłady energetyczne, które czerpią zyski ze sprzedaży energii elektrycznej, tak więc w ich interesie nie jest promowanie efektywności energetycznej. Tracą na tym samorządy oraz podatnicy, którzy mogliby czerpać korzyści z wyższej jakości oświetlenia płacąc niższe rachunki.

## 2.10 Wnioski

Nie ulega wątpliwości, że kontrakty typu ESCO są szansą zarówno dla Klienta jak i firmy ESCO. Kontrakty te powodują przerwanie błędnego koła braku środków finansowych na modernizację gospodarki energetycznej w zakładach budżetowych, w przemyśle czy w budynkach mieszkalnych. Ten brak środków powoduje jednocześnie konieczność ponoszenia wysokich kosztów eksploatacyjnych.

Kontrakty ESCO wymuszają zmianę zasad współpracy między stronami kontraktu; w standardowych umowach na dostawę energii, dostawca jest zainteresowany sprzedażą jak największej ilości tej energii (medium), a ewentualne jej oszczędności przynoszą korzyści w zasadzie tylko odbiorcy. W umowach ESCO zarówno dostawca energii (firma ESCO), jaki i odbiorca tej energii, zainteresowani są jak najmniejszym poziomem jej zużycia. Dostawca, dlatego, że szybciej odzyska zainwestowane pieniądze, a odbiorca, dlatego, że będzie miał udział w oszczędnościach energii.

Zmienia się, więc filozofia działania obu stron, z „filozofii konfliktu” (sprzedawca zawsze chciał jak najwięcej energii sprzedać, a odbiorca jak najmniej jej zużyć) do „filozofii współpracy” (obie strony zarabiają na oszczędzaniu energii i zmniejszaniu kosztów związanych z jej zużyciem lub produkcją).

### 3 Audyt energetyczny

Metody wykonywania audytów energetycznych jest kilka. Ich forma i szczegółowość często zależy od celu, jakiemu mają służyć.

Obecnie wykonuje się następujące rodzaje audytów energetycznych:

- **preaudyt**, wykonywany z zastosowaniem uproszczonej metodologii obliczania zapotrzebowania energii cieplnej przez budynki podanej w normie PN-B 02025 [6]
- **audyt termomodernizacyjny**, wykonywany zgodnie z Rozporządzeniem metodologii wykonywania audytów [4]
- **audyt remontowy**, wykonywany zgodnie z metodologią podaną w tym samym Rozporządzeniu [4]
- **audyt efektywności energetycznej**, którego zasady wykonania nie są jeszcze określone w przepisach, choć wymienia się ten rodzaj audytu w Ustawie o efektywności energetycznej [8]
- **charakterystyka energetyczna**, wykonywana zgodnie z Rozporządzeniem w sprawie metodologii obliczania charakterystyki energetycznej [7]
- **audyt przemysłowy**, który jest opracowaniem indywidualnym, gdyż nie ma praktycznie możliwości opracowania uniwersalnej metodyki sporządzania takiego audytu.

#### 3.1 Audyt energetyczny wg Ustawy o wspieraniu remontów i termomodernizacji

Najczęściej typowe audyty energetyczne (dotyczące termomodernizacji budynków) wykonywane są zgodnie z wytycznymi Ustawy o wspieraniu remontów i termomodernizacji [3] i Rozporządzeniem wykonawczym do tej ustawy [4]. Ustawa przewiduje możliwość otrzymania kredytu i premii termomodernizacyjnej lub remontowej dla przedsięwzięć powodujących oszczędność energii cieplnej na odpowiednim poziomie (progi minimalnych oszczędności określono procentowo w zależności od zakresu i rodzaju przewidzianych prac termomodernizacyjnych).

Zasady wyboru przedsięwzięć termomodernizacyjnych są ściśle określone poprzez podane w rozporządzeniu wartości minimalnych oporów cieplnych przegród budowlanych (ściany, stropy, dachy). Opory te są wyższe niż odpowiadające im wytyczne dla maksymalnych współczynników przenikalności cieplnej wg Rozporządzenia o warunkach technicznych, jakie muszą spełniać budynki [5].

Optymalizacja i kolejność wykonywanych zadań termomodernizacyjnych następuje na podstawie porównania prostych czasów zwrotu z generowanych oszczędności na energii (przeliczonych na złotówki) dla poszczególnych wariantów.

Metodologia ta jest dobrze znana i stosowana od wielu lat w Polsce. Od 1998 do 2008 obowiązywała Ustawa o wspieraniu przedsięwzięć termomodernizacyjnych, a od 2009 roku obowiązuje Ustawa o wspieraniu remontów i termomodernizacji, przy czym zasady wykonywania audytów energetycznych są prawie takie same.

### 3.2 Audyt energetyczny wg Ustawy o efektywności energetycznej

Ustawa o efektywności energetycznej [8] jest nową ustawą (została przyjęta w dniu 15 kwietnia 2011 roku). W Ustawie tej podano definicję audytu efektywności energetycznej (art.2 pkt.7):

**Audyt efektywności energetycznej** — opracowanie zawierające analizę zużycia energii oraz określające stan techniczny obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, zawierające wykaz przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej tych obiektów, urządzeń lub instalacji, a także ocenę ich opłacalności ekonomicznej i możliwej do uzyskania oszczędności energii.

**W Art.17 pkt. 1** brzmi:

Poprawie efektywności energetycznej służą w szczególności następujące rodzaje przedsięwzięć:

- 1) izolacja instalacji przemysłowych;
- 2) przebudowa lub remont budynków;
- 3) modernizacja:
  - a) urządzeń przeznaczonych do użytku domowego
  - b) oświetlenia,
  - c) urządzeń potrzeb własnych,
  - d) urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych,
  - e) lokalnych sieci ciepłowniczych i lokalnych źródeł ciepła;
- 4) odzysk energii w procesach przemysłowych;
- 5) ograniczenie:
  - a) przepływów mocy biernej,
  - b) strat sieciowych w ciągach liniowych,
  - c) strat w transformatorach;
- 6) stosowanie do ogrzewania lub chłodzenia obiektów energii wytwarzanej we własnych lub przyłączonych do sieci odnawialnych źródłach energii, w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne, ciepła użytkowego w kogeneracji, w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne, lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych.

Audyt efektywności energetycznej jest dokumentem na podstawie, którego Prezes URE wydaje świadectwo efektywności energetycznej. Podnosi to znacznie wymagania, co do zasad sporządzania i jakości merytorycznej samego audytu, oraz odpowiedzialności osób, które taki audyt wykonują. Z tego powodu, audyt efektywności energetycznej może sporządzić osoba (audytor efektywności energetycznej), która posiada wyższe wykształcenie magisterskie techniczne, przeszła odpowiednie szkolenie (150 godzin) oraz zdała egzamin państwowy przed komisją egzaminacyjną powoływaną przez Prezesa URE.

Nie ma jeszcze przepisów wykonawczych do tej Ustawy, ale dostępne są już projekty stosowanych rozporządzeń. Projekt Rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej [9], przewiduje dwa rodzaje audytów: uproszczone i bilansowy.

**Uproszczony audyt efektywności energetycznej** będący warunkiem przyznania świadectwa efektywności energetycznej, składa się z następujących części:

- 1) karty audytu efektywności energetycznej, obejmującej dane właściciela obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, nazwę i opis przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej, jego parametry energetyczne oraz zestawienie wyników audytu efektywności energetycznej, sporządzonej zgodnie ze wzorem określonym w załączniku nr 2 do rozporządzenia;
- 2) oceny stanu technicznego oraz analizy zużycia energii przez obiekt, urządzenie techniczne lub instalacje;
- 3) oceny efektów uzyskanych w wyniku realizacji przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej, w tym w szczególności określenia osiągniętej oszczędności energii;
- 4) opisu możliwych rodzajów i wariantów realizacji przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej wraz z oceną opłacalności ekonomicznej tych przedsięwzięć i możliwej do uzyskania oszczędności energii – w przypadku audytu efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 28 ust. 2 ustawy;
- 5) dokumentacji wykonania obliczeń oszczędności energii, według metody opisanej w załączniku nr 3 do rozporządzenia, dla przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej poddanego audytowi efektywności energetycznej.

**Bilansowy audyt efektywności energetycznej** będący warunkiem przyznania świadectwa efektywności energetycznej składa się z następujących części:

- 1) karty audytu efektywności energetycznej, obejmującej dane właściciela obiektu lub instalacji, nazwę i opis przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej, jego parametry energetyczne oraz zestawienie wyników audytu efektywności energetycznej, sporządzonej zgodnie ze wzorem określonym w załączniku nr 2 do rozporządzenia;
- 2) wykazu dokumentów i danych źródłowych, z których korzystał audytor;
- 3) opisu technicznego ocenianego obiektu, instalacji lub procesu technologicznego;
- 4) opisu celów wykonania audytu efektywności energetycznej: technicznych, ekonomicznych i ekologicznych;
- 5) diagnozy i oceny technicznej obiektu, instalacji lub procesu technologicznego, zawierającej:
  - a) ogólne dane techniczne – sprawozdawcze, pomiarowe z przyrządów ruchomych oraz z wykonanych pomiarów specjalnych istotnych z punktu widzenia sporządzanego audytu,
  - b) weryfikację danych – przez ocenę błędów pomiarowych, ocenę wewnętrznej spójności, uzgodnienie wyników, w szczególności za pomocą wykresów kontrolnych spalania lub przez zastosowanie rachunku wyrównawczego,
  - c) ważniejsze bilanse substancji i energii,
  - d) ocenę nowoczesności rozwiązań zastosowanych w obiekcie, instalacji lub procesie technologicznym będącym przedmiotem audytu efektywności energetycznej przez ich porównanie ze sprawdzonymi, nowoczesnymi, efektywnymi energetycznie rozwiązaniami technicznymi,
  - e) ocenę sposobu określania kosztów ciepła, energii elektrycznej i nośników energii,
  - f) ocenę obiektu, instalacji lub procesu technologicznego z punktu widzenia ekologicznego;

- 6) opisu możliwych rodzajów i wariantów realizacji przedsięwzięć organizacyjnych i technicznych racjonalizujących gospodarkę energetyczną dla danego obiektu, instalacji lub procesu technologicznego, w tym możliwości substytucji nośników energii i zmian technologii oraz wskazanie przedsięwzięć proponowanych do realizacji – w przypadku audytu efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 28 ust. 2 ustawy z dnia .....o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr , poz. ), zwanej dalej „ustawą”;
- 7) oceny wariantów proponowanych przedsięwzięć z punktu widzenia efektów energetycznych, efektów ekologicznych, nakładów inwestycyjnych oraz wskaźników ekonomicznych, z wyszczególnieniem usprawnień bezinwestycyjnych, przedsięwzięć nisko- i średnionakładowych, o czasach zwrotu nakładów do 3 lat oraz możliwych przedsięwzięć o dłuższych czasach zwrotu nakładów – w przypadku audytu efektywności energetycznej, o którym mowa w art. 28 ust. 2 ustawy;
- 8) opisu wybranego, w porozumieniu z inwestorem, wariantu przedsięwzięcia przewidzianego do realizacji, z wyszczególnieniem: efektów energetycznych, efektów ekologicznych, nakładów inwestycyjnych, podstawowych wskaźników ekonomicznych oraz zakresu ilościowego i jakościowego zastosowania energii odpadowej i energii wytworzonej ze źródeł odnawialnych.

### 3.4 Audyt energetyczny dla kontraktów ESCO i audyt przemysłowy

Audyt dla kontraktów ESCO jest dokumentem na podstawie, którego dokonywana jest ocena gospodarki energetycznej danego obiektu (zakładu), dokonywana jest analiza kosztów związanych z energią (wytwarzanie, dystrybucja i zużycie), oraz wskazywane są optymalne przedsięwzięcia modernizacyjne, wysokość nakładów remontowych lub inwestycyjnych, dokonywana jest ocena efektów ekonomicznych oraz ekologicznych. Jest to zawsze opracowanie indywidualne dotyczące konkretnego systemu energetycznego. Wykonanie takiego audytu wymaga od osób go sporządzających dużego doświadczenia i wiedzy w różnych dziedzinach. Często audyty te wykonywane są przez zespół fachowców z różnych branż.

Zakres takiego audytu może być zgodny z propozycją audytu bilansowego z projektu Rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej [9], który przedstawiono w pkt. 3.2. opracowania.

Poniżej przedstawiono **przykładowy zakres audytu dla kontraktu ESCO lub audytu przemysłowego** stosowany przez autora:

1. Wizja lokalna
2. Opis budynków oraz procesów technologicznych zakładu, zwłaszcza pod kątem ich zapotrzebowania na różną formę energii
3. Opis systemu ogrzewania zakładu (kotłownia, sieci przesyłowe, instalacje i odbiory ciepła)
4. Opis systemu chłodzenia zakładu (wytwornice wody lodowej, sieci i instalacje chłodu, odbiorniki chłodu)
5. Opis systemu sprężonego powietrza (sprężarki, parametry powietrza i jego ilości, odbiory)
6. Analiza zużycia za okres ostatnich 2-3 lat:
  - a) Energii elektrycznej
  - b) Ciepła
  - c) Chłodu
  - d) Sprężonego powietrza
  - e) Paliwa (gazu, węgla, oleju itp.)
7. Analiza zapotrzebowania na:
  - a) Energię do ogrzewania budynków
  - b) Energię do produkcji ciepłej wody
  - c) Energię dla wentylacji i klimatyzacji
  - d) Energię (cieplną, elektryczną i chłodu) dla procesów produkcyjnych
8. Energia odpadowa z procesów technologicznych
9. Analiza efektywności energetycznej dla każdego rodzaju energii
10. Analiza możliwości wykorzystania energii odpadowej z procesów technologicznych
11. Analiza możliwości zastosowania Odnawialnych Źródeł Energii
12. Analiza możliwości zastosowania układów kogeneracji lub trójgeneracji
13. Koncepcje techniczne usprawnień modernizacyjnych
14. Analiza stosowanych taryf dla energii elektrycznej i gazu i możliwości ich zmian
15. Wybór optymalnego przedsięwzięcia modernizacyjnego pod kątem:
  - a) Zmniejszenia zużycia energii pierwotnej
  - b) Zmniejszenia kosztów dostawy i zużycia energii
  - c) Przewidywanych nakładów inwestycyjnych/modernizacyjnych dla każdego z wariantów
16. Analiza opłacalności ekonomicznej poszczególnych wariantów oraz wariantu rekomendowanego
17. Oszacowanie efektów ekologicznych

18. Wskazanie potencjalnych zewnętrznych źródeł finansowania prac modernizacyjnych
19. Wnioski końcowe.
20. Streszczenie kierownicze

## 4 Metodologia oceny zastosowania OZE/URE w audytach energetycznych

Zastosowanie OZE/URE powinno być poprzedzone wykonaniem niezbędnych prac termomodernizacyjnych przegród budowlanych, instalacji grzewczych i cwu, zmian w systemach wentylacji (w razie możliwości technicznych). W takim przypadku dobór źródeł energii będzie zawsze optymalny z punktu widzenia zapotrzebowania budynku na różne formy energii.

W Załączniku nr 1 przedstawiono wyniki audytu energetycznego, w którym dokonano analizy kompleksowej termomodernizacji budynku wraz z zastawianiem OZE/URE. Jest to budynek należący do gminy, w którym planuje się wykonanie mieszkań socjalnych.

W audycie porównano dwie metody wykonania remontu budynku:

- 1) Zgodnie z opracowanym projektem technicznym, spełniającym aktualne przepisy prawa, w tym zwłaszcza przepisy Rozporządzenia w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie [5]
- 2) W standardach budynku pasywnego z zastosowaniem OZE/URE.

W części dotyczącej typowych przedsięwzięć termomodernizacyjnych (docieplenie ścian, wymiana okien, modernizacja systemu ogrzewania i systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz modernizacji wentylacji) zastosowano w audycie metodykę z Rozporządzenia o w sprawie szczegółowego zakresu i form audytu energetycznego [4].

Wyniki doboru Odnawialnych Źródeł Energii przedstawiono w Załączniku nr 1.

W kolejnych punktach omówiono metodologię wykonywania obliczeń oraz oceny efektywności inwestycji dla zastosowania OZE/URE. Przedstawione metody mogą być stosowane w audytach energetycznych.

### 4.1 Porównanie źródeł ciepła i systemów ogrzewania w audytach energetycznych.

W Załącznik nr 2 „Analizy efektywności stosowania OZE/URE” w arkuszu „koszt GJ” przedstawiono metodykę porównania kosztów ogrzewania z zastosowaniem różnych systemów grzewczych w budynku jednorodzinny.

Analizie poddano budynek jednorodzinny o 150 m<sup>2</sup> powierzchni użytkowej, i zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe do ogrzewania wynosi 0,5 GJ/m<sup>2</sup>/rok (ok. 140 kWh/m<sup>2</sup>/rok), czyli budynek budowany w obecnych standardach technicznych obowiązujących w Polsce.

W Tabeli nr 1 przedstawiono wyniki takich porównań.

Metodologię pokazaną w arkuszu „koszt GJ” stosujemy w audytach energetycznych, w przypadkach, gdy chcemy porównać ze sobą różne nośniki energii oraz różne rodzaje źródła ciepła. Oczywiście koszty stałe zostały podane w sposób uproszczony i w przypadkach bardziej skomplikowanych, należy te obliczenia rozbudować o kolejne pozycje (np. koszt podatków, koszt obsługi, koszty środowiskowe itp.)



**Tabela 1 Porównanie kosztów ogrzewania w budynku jednorodzinnym przy różnych systemach ogrzewania**

paliwo	jedn.	GJ/jedn.	cena	spr. Źródła	cena 1GJ ze spr	koszt inwestycyjny źródła	koszty stałe razem w zł/rok	koszt 1GJ scalony	roczny koszt ogrzewania
węgiel	tona	23,00	650,00	0,60	47,10	2000,00	460,00	53,23	3992,61
eko-groszek	tona	26,00	750,00	0,75	38,46	7000,00	1000,00	51,79	3884,62
gaz	m <sup>3</sup>	0,04	2,00	0,94	59,93	6000,00	585,00	67,73	5080,06
olej	litr	0,04	4,00	0,92	120,37	7000,00	677,50	129,41	9705,38
elektr. Listwa	MWh	3,60	500,00	0,98	141,72	3000,00	150,00	143,72	10779,25
drewno (kominek)	tona	12,00	240,00	0,40	50,00	3000,00	150,00	52,00	3900,00
pelet	tona	18,00	700,00	0,80	48,61	7000,00	1000,00	61,94	4645,83
pompa ciepła	MWh	3,60	500,00	4,00	34,72	30000,00	1950,00	60,72	4554,17
pasywny	MWh	3,60	500,00	1,00	138,89	15000,00	1350,00	263,89	2850,00

(opracowanie autorskie: A. Jurkiewicz)

## 4.2 Pompy ciepła

Zasada oceny opłacalności zastosowania pompy ciepła zależy od kilku czynników, w tym od:

- Rodzaju paliwa i źródła ciepła (sprawności), do którego porównujemy pompę ciepła
- ceny paliw i energii
- rodzaju pompy ciepła i jej współczynnika efektywności
- kosztów inwestycyjnych i przyjętego okresu eksploatacji
- kosztów eksploatacji i konserwacji
- kosztów pomocniczych energii (np. koszt pompowania glikolu lub czynników grzewczych)

Jak widać w Tabeli nr 1, nawet stosunkowo wysoki współczynnik efektywności energetycznej pompy ciepła (COP=4) nie gwarantuje niskiego kosztu eksploatacji, a uwzględniając koszty inwestycji (koszt amortyzacji) pompy ciepła nie są zbyt atrakcyjne dla potencjalnego inwestora. Duży wpływ na koszt ogrzewania z zastosowaniem pompy ciepła ma tutaj cena energii elektrycznej oraz nakłady inwestycyjne. Rentowność i zasadność stosowania pomp ciepła znacznie wzrośnie, jeżeli energię do napędu tych pomp będziemy wytwarzali wOZE. Jest to tym bardziej wskazane, że biorąc pod uwagę krajowy system energetyczny, efektywność ekologiczna w skali makro, dla pomp ciepła, także nie jest najlepsza (dla energii elektrycznej w Polsce przyjmuje się sprawność wykorzystania energii pierwotnej na poziomie 30%).

### 4.3 Układ kogeneracji

Układy kogeneracji najlepiej dobierać do całorocznego zapotrzebowania na ciepło. Dzięki temu sprawność wykorzystania energii chemicznej paliwa (najczęściej gazu lub biogazu) jest największa.

W Załączniku nr 2 w arkuszu „Kogeneracja” przedstawiono metodologię oceny zastosowania układu kogeneracji w obiekcie, w którym występuje stosunkowo duże i stałe zapotrzebowanie na ciepło do podgrzewu cwu (szpital, hotel, średnie osiedle). Przedstawione wyliczenia opłacalności inwestycji z układem kogeneracyjnym pokazują, że jest to inwestycja bardzo opłacalna, gdyż czas zwrotu, przy uwzględnieniu "żółtych" świadectw pochodzenia energii, wynosi niecałe trzy lata. Podano także metodykę sprawdzania sprawności „referencyjnej” układu zgodnie z metodyką podaną w Rozporządzeniu w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji [10].

W Tabeli nr 2 przedstawiono przykładowe wyniki doboru układu kogeneracji (200 kW<sub>el</sub>/277 kW<sub>t</sub>), a w Tabeli nr 3 analizę finansową dla tego układu.

W tym samym Załączniku nr 2 w arkuszu „spr. refer. Kogen.” przedstawiono zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla wytwarzania rozdzielonego energii elektrycznej, przyjmowane do obliczeń w latach 2006–2015 przyjęte na podstawie Rozporządzenia [10]

Przy doborze układu kogeneracyjnego pod potrzeby cwu, musimy brać pod uwagę możliwość magazynowania ciepła w okresach, gdy nie ma poboru cwu (np. w porze nocnej). Brak takich buforów wody grzewczej (lub cwu) nie pozwala na pracę układu przez całą dobę, co obniża rentowność i efektywność pracy układu. Buforem ciepła mogą być specjalnie zabudowane zbiorniki wody grzewczej lub cwu, ale można także wykorzystać pojemność sieci ciepłej. Przykładowo w szpitalach, gdzie kotłownia jest budowana z dala od budynków szpitalnych, sieć przesyłowa jest dość rozległa, więc można jej pojemność wykorzystać do magazynowania ciepła produkowanego przez kogenerator. Oczywiście problem ten występuje w zasadzie tylko w lecie, gdyż w sezonie grzewczym całe ciepło z kogeneracji będzie wykorzystane, jako wspomaganie ogrzewania budynków.

Tabela nr 2 Analiza opłacalności zabudowy układu skojarzonego

Moc jednostki (kW):

kW<sub>el</sub> **200** kW<sub>t</sub>: **277**

zakładany czas pracy układu	8000	h
zużycie gazu wg danych katalogowych	56,7	m <sup>3</sup> /h
moc układu elektrycznego	200	kWe
moc układu ciepłego	277	kWt
współczynnik C (MW <sub>el</sub> /MW <sub>t</sub> )	72,20%	
wartość opałowa gazu	34,00	MJ/m <sup>3</sup>
produkcja roczna energii elektrycznej	1600	MWh
produkcja roczna energii cieplnej	2216	MWh
zużycie gazu	453600	m <sup>3</sup> /rok
energia w paliwie w GJ	15422,4	GJ
energia w paliwie w MWh	4284	MWh

sprawność układu	89,08%	> 75% wymagane
------------------	--------	----------------

sprawność MW <sub>t</sub> w kogeneracji (sprK <sub>t</sub> )	51,73%
sprawność MW <sub>el</sub> w kogeneracji (sprK <sub>el</sub> )	37,35%

inwestycja agregat	800000	PLN
kocioł awaryjny + inne	200000	PLN
Inwestycja łącznie	1000000	PLN

Sprawność układu przy produkcji rozdzielonej (wg referencyjnych danych Rozporządzenia (1))

	wytwarzanie	przesył	ilość	
sprawność energii elektrycznej (sprRel)	52,50%	86,00%	375220	m <sup>3</sup>
sprawność energii cieplnej (sprR <sub>t</sub> )	90,00%		260706	m <sup>3</sup>
ilość gazu/rok			635926	m <sup>3</sup>
ilość MWh w gazie			6271	MWh/rok
sprawność całkowita			60,85%	

**Tabela nr 3 Analiza finansowa doboru układu kogeneratora**

Oszczędność energii pierwotnej wg metodyki Rozporządzenia (1):

$$PSE = (1 - 1 / (\text{sprKel} / \text{sprRel} + \text{sprKt} / \text{sprRt})) * 100$$

kW<sub>el</sub> 200      kW<sub>t</sub>: 277

PSE=	28,67%	>10% (wymagane)
------	--------	-----------------

**KOSZTY**

koszt zakupu gaz średni gru 2009 r.	1,7	771 120	PLN
kosz obsługi zł/motogodzinę pracy	4	32 000	PLN
amortyzacja (dla 8 lat)	8	125 000	PLN/rok
eksploatacja materiały (5% wart.amortyz)	5%	6 250	PLN/rok
obsługa 0,25 etatu	1000	12 000	PLN/rok
dzierżawa (podatki)	1000	12 000	PLN/rok
<b>łącznie koszty</b>		<b>958 370</b>	<b>PLN/rok</b>
świadczenie en. pochodzenia (zł/MWhel)	127	203 200	PLN/rok
<b>łącznie koszty po wzgl. świadectw</b>		<b>755 170</b>	<b>PLN</b>

<b>Analiza aktualnych kosztów</b>	cena jedn.	PLN/rok	
zakup energii el z ZE w zł/MWh	420	672 000	obniżenie kosztów
zakup gazu w zł/nm <sup>3</sup>	1,7	424 473	
		<b>1 096 473</b>	<b>31,13%</b>

Rentowność roczna układu	341 303	PLN
Rentowność roczna układu bez świadectw	138 103	PLN

Czas zwrotu inwestycji:	2,93 lat
Czas zwrotu inwestycji bez świadectw	7,24 lat

(1) ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI z dnia 26 lipca 2011 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

#### 4.4 Kolektor słoneczny

Analiza opłacalności zastosowania kolektora słonecznego przedstawiona została w Załączniku nr 2 w arkuszu „kol. Słon.” Przy doborze kolektora pojawia się trudny do oszacowania współczynnik efektywności wykorzystania kolektora. Jest to wielkość, którą nie można wyliczyć w prosty sposób, gdyż zależy ona w dużym stopniu od warunków atmosferycznych (zachmurzenie, opady deszczu, temperatura zewnętrzna, pora dnia i pora roku, przeszkód zasłaniających słońce, geograficzna lokalizacja budynku, kierunek i nachylenie kolektora).

Z doświadczenia praktycznego wynika, że średnie wykorzystanie energii słonecznej w kolektorach słonecznych w małych układach (do 20 m<sup>2</sup> absorbera), dla prawidłowo wykonanego i dobranego układu, wynosi 50-60% łącznego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania cwu w ciągu roku. Dla instalacji dużych (powyżej 20 m<sup>2</sup> absorbera), w przypadku, gdy stosowane są bufony pośrednie lub woda magazynowana jest w większej ilości zbiorników, współczynnik ten mieści się w granicach 40-50%.

W Tabeli nr 4 przedstawiono przykładowe wyniki z doboru kolektora dla miasta Wrocławia.

Ważnym jest by przy doborze wielkości kolektora nie przekraczać w miesiącach letnich 100% zapotrzebowania na ciepło, gdyż grozi to przegrzaniem wody w bardzo słoneczne dni, przy małym rozbiórce dobowym.

**Tabela 4 Metodyka doboru wielkości kolektora słonecznego (wyniki przykładowe)**

T <sub>cwu</sub> :	55 °C									
V <sub>cwu/osobę</sub> :	38 dm <sup>3</sup> /dobę									
liczba osób:	40									
Q = m*c*deltaT =	V roczne [m <sup>3</sup> ] * 1000 [kg/m <sup>3</sup> ] * 4,19 [kJ/(kg*K)] * (T <sub>cwu</sub> -10)K=	104,61	GJ/rok							
m = 365*osoby*V <sub>os</sub> /dm <sup>3</sup> /dzień=	554800 dm <sup>3</sup> /rok									
	Q <sub>k</sub> = Q/sprawność	145,29 GJ/rok								
	zapotr. dzienne	110,57 kWh/dzień								
	spr. akumulacji	0,9								
	spr. Przesyłu	0,8								
Wrocław									st. Pokrycia	
wprowadź ilość m <sup>2</sup> kolektora	31								40,69%	
dni w m-cu	Wh/m <sup>2</sup> /m-c	kWh/m <sup>2</sup> /d	spr kol	wykorzys	kWh/m <sup>2</sup> /d	m <sup>2</sup> kol	prod kol	potrzeby	inne źród	wsp pokr
31	24812	0,80	0,8	0,2	0,13	31	123,07	3427,65	3304,59	3,59%
28	36895	1,32	0,8	0,2	0,21	31	183,00	3095,94	2912,95	5,91%
31	71510	2,31	0,8	0,4	0,74	31	709,38	3427,65	2718,27	20,70%
30	102623	3,42	0,8	0,5	1,37	31	1272,53	3317,08	2044,56	38,36%
31	139016	4,48	0,8	0,8	2,87	31	2758,08	3427,65	669,58	80,47%
30	144339	4,81	0,8	0,9	3,46	31	3221,65	3317,08	95,44	97,12%
31	153278	4,94	0,8	0,9	3,56	31	3421,16	3427,65	6,49	99,81%
31	138258	4,46	0,8	0,8	2,85	31	2743,04	3427,65	684,61	80,03%
30	82402	2,75	0,8	0,6	1,32	31	1226,14	3317,08	2090,94	36,96%
31	49474	1,60	0,8	0,5	0,64	31	613,48	3427,65	2814,18	17,90%
30	27052	0,90	0,8	0,2	0,14	31	134,18	3317,08	3182,91	4,05%
31	23203	0,75	0,8	0,2	0,12	31	115,09	3427,65	3312,57	3,36%
				średnie wykorzystanie:	0,5167					

## 4.5 Fotowoltaika

Ilość energii słonecznej docierającej do powierzchni ziemi w Polsce wynosi od 900 do 1200 kWh/m<sup>2</sup>. Przy analizie możliwości zastosowania fotowoltaiki ważnym parametrem jest sprawność ogniwa i jego rodzaj. Sprawność paneli fotowoltaicznych zależy od typu i klasy ogniwa. Przykładowo dla ogniw krystalicznych, sprawność ta waha się od 12% do 20%. Należy uwzględnić także kąt nachylenia paneli i ich kierunek w stosunku do stron świata. Dodatkowo powinniśmy uwzględnić straty związane z temperaturą zewnętrzną powietrza, oraz straty inwertera i kabli (suma tych strat dodatkowych wynosi ok. 25%)

W załączniku nr 2 w arkuszu „fotowoltaika”, przedstawiono przykładowy sposób doboru ogniw fotowoltaicznych dla domu jednorodzinnego [11], a w Tabeli 5 wyniki doboru i analizę finansową.

Należy dodać, że koszty inwestycyjne dla układów fotowoltaicznych z roku na rok spadają, a sprawność tych układów z roku na rok rośnie. Poniżej na Wykresie nr 1 przedstawiono wyniki wzrostu sprawności w ostatnich latach [14]

Wykres nr 1 Panele fotowoltaiczne i ich sprawności.

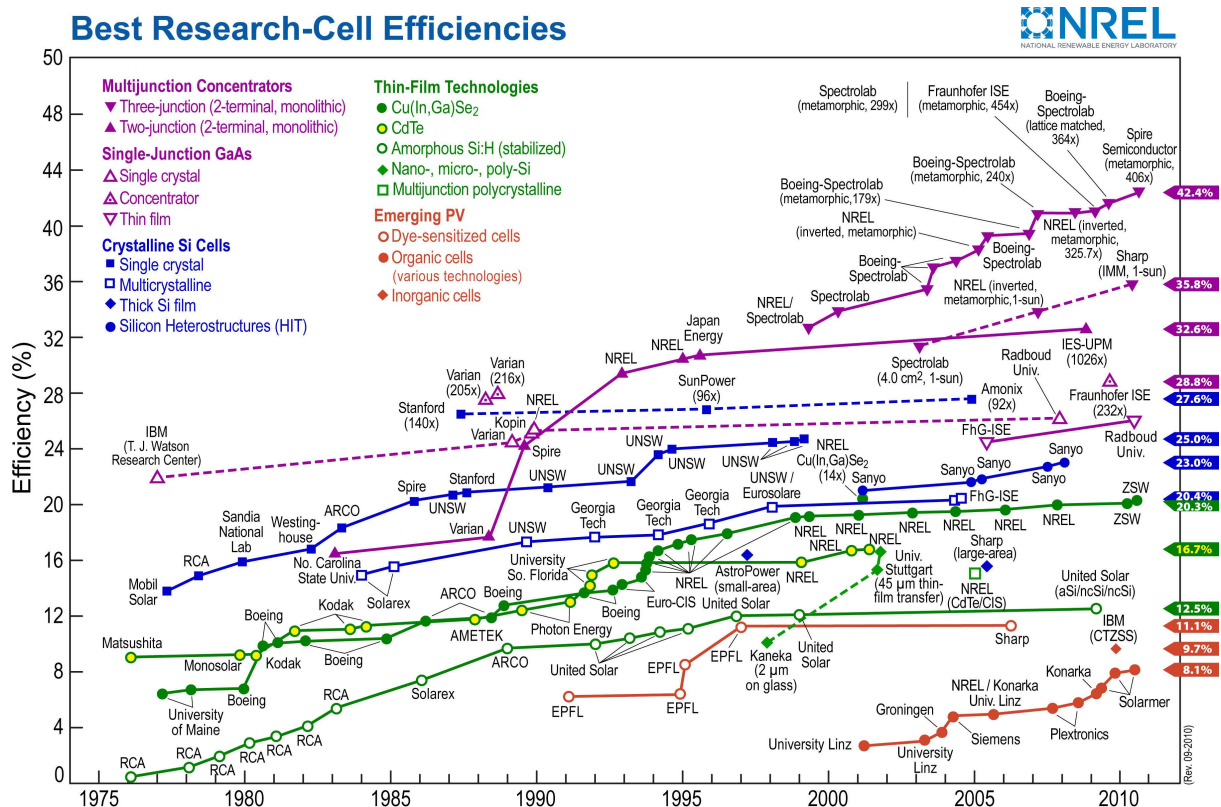


Tabela 5 Wyniki doboru paneli fotowoltaicznych wraz z analizą finansową

## ZESTAWIENI ELEMENTÓW INSTALACJI

	Ilość/sztuki	Rodzaj (model)	Cena brutto za sztukę, PLN	łącna cena brutto, PLN
Ogniwo fotowoltaiczne	70	Ja Solar - JAP6234W	1 899	132 769
Akumulator	34	HAZE żelowy	205	6 880
Regulator ładowania	1	Steca Tarom 235	739	739
Inwerter	1	Sunny Mini Central 6000 TL	12 620	12 620
UPS - zasilanie rezerwowe	-	-	-	1 500
Koszt montażu	-	-	-	5 000
Koszt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej	-	-	-	15 000
<b>Koszt całkowity instalacji</b>				<b>159 508</b>

## OBLICZENIA

Roczna produkcja energii elektr. przez ogniwa	11 830	kWh
Założenia do obliczeń:		
cena energii na potrzeby własne "zielone" świadectwa	0,45	zł/kWh
	0,23	zł/kWh

Zysk za wyprodukowanie energii elektrycznej:	5 324	zł/rok
Zysk ze sprzedaży "zielonych" świadectw udziałowych:	2 721	zł/rok
Zysk całkowity:	8 044	zł/rok

<b>Stopa zwrotu:</b>	<b>20</b>	<b>lat</b>
----------------------	-----------	------------

## 4.6 Elektrownia wiatrowa

Jako przykład doboru elektrowni wiatrowej przyjęto elektrownię z pionową osią obrotu o mocy 4 kW. Metodykę wyznaczenia ilości energii elektrycznej przedstawiono w Załączniku nr 2 w arkuszu „wiatrak”. Moc i wielkość elektrowni wiatrowej zależy w dużym stopniu lokalnych warunków atmosferycznych i konkretnego miejsca usytuowania elektrowni. Z tego powodu, przed decyzją o wielkości i zabudownie elektrowni wiatrowej (zwłaszcza większych mocy), koniecznym jest wykoanie badań warunków lokalnych.

Poniżej przedstawiono analizę opłacalności zastosowania elektrowni wiatrowej o mocy elektrycznej 4 kW zlokalizowanej w okolicach Zielonej Góry.

Tabela 6 Analiza opłacalności zastosowania elektrowni wiatrowej o mocy 4 kW.

<b>roczna produkcja energii generowanej przez wiatrak</b>		<b>1661,95</b>	<b>kWh</b>
<b>koszt jednostki oszczędzonej energii z sieci el.en</b>		<b>0,46</b>	<b>zł/kWh</b>
koszty [zł/rok]		zyski [zł/rok]	
wiatrak	12000	certyfikaty	448,7265
inwerter	1500	koszt unik. zakupu en	764,497
akumulator	3000		
<b>suma</b>	<b>16500</b>	<b>suma</b>	<b>1213,2235</b>

<b>SPBT</b>	
13,60	lata



#### 4.7 Rekuperacja i gruntowe wymienniki ciepła.

W nowych budynkach, lub budynkach poddanych termomodernizacji, straty ciepła przez przegrody budowlane (ściany, okna, strop) są stosunkowo niewielkie. Statystycznie straty te nie przekraczają 30%. W budynkach pasywnych udział przegród w stratach ciepła jest jeszcze mniejszy (15-20%). W takich budynkach największy udział w zużyciu energii ma energia na podgrzanie powietrza wentylacyjnego. Ta duża ilość energii (często ponad 70% zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania), może być w znacznej części odzyskana. Najłatwiej i najtaniej można odzyskać tę energię w przypadku, gdy wymiana powietrza następuje z wykorzystaniem wentylacji nawiewno-wywiewnej. Zastosowanie wysokosprawnego rekuperatora pozwala odzyskać nawet 80% energii z powietrza wywiewnego. Zgodnie z § 151.1 Rozporządzenia dotyczącego warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie [5] w instalacjach wentylacji mechanicznej ogólnej nawiewno-wywiewnej lub klimatyzacji komfortowej o wydajności 2.000 m<sup>3</sup>/h i więcej, należy stosować urządzenia do odzyskiwania ciepła z powietrza wywiewanego o skuteczności, co najmniej 50 % lub recyrkulację, gdy jest to dopuszczalne. Ważną zaletą wentylacji mechanicznej jest możliwość regulacji ilością wymienianego powietrza. Zakres regulacji powinien być dość szeroki i wynosić od 0,3 do 2 wymian na godzinę (ilość wymian liczona do kubatury wentylowanej pomieszczeń. Małe przepływy (0,3-0,5 wymiany) stosujemy w okresie sezonu grzewczego przy bardzo niskich temperaturach zewnętrznych, a największe wymiany (2 wymiany i więcej) w dni gorące.

W Polsce, w dalszym ciągu, nawet w nowoprojektowanych budynkach, projektanci proponują stosowanie wentylacji grawitacyjnej. Zastosowanie takiej wentylacji pozbawia nas praktycznie możliwości regulowania ilością powietrza wentylacyjnego. W większości przypadków wentylacja grawitacyjna działa w sposób niekontrolowany i zależy od temperatury zewnętrznej i wysokości komina wentylacyjnego. W Tabeli 7, poniżej, przedstawiono zmianę ciśnienia czynnego dla kanałów wentylacji grawitacyjnej w budynku IV kondygnacyjnym (dla każdej kondygnacji oddzielnie) w zależności od temperatury zewnętrznej [13]. Jak widać ciśnienie czynne jest prawie prawie czterokrotnie wyższe na parterze budynku, a biorąc pod uwagę temperaturę zewnętrzną zmiany ciśnienia czynnego są jeszcze większe (prawie sześciokrotne). Ciepło, które zużyliśmy do podgrzania powietrza, w wentylacji grawitacyjnej, jest całkowicie tracone. Z tych powodów, w budynkach pasywnych, energooszczędnych lub zeroenergetycznych powinniśmy zawsze stosować wentylację mechaniczną nawiewno-wywiewną z wysokosprawnym rekuperatorem i najlepiej z pompom ciepła powietrze/woda, która wykorzysta dodatkowo powietrze wyrzucane przez rekuperator (ciepło z pompy ciepła może być wykorzystane do produkcji ciepłej wody użytkowej, a w lecie możemy odzyskać chłód z pompy dla ochładzania powietrza w pomieszczeniach).

Tabela nr 7 Zależność ciśnienia czynnego do wysokości słupa powietrza i temperatury zewnętrznej

### Ciśnienie czynne dla przykładowego budynku mieszkalnego ( $T_i=+20^{\circ}\text{C}$ )

$t_z$ [ $^{\circ}\text{C}$ ]	[ $\text{kg}/\text{m}^3$ ] $\Delta\rho$	Wysokość słupa powietrza $h_g$ [m] dla kondygnacji			
		I	II	III	IV
		Wartość ciśnienia czynnego $H_g$ [Pa]			
-20	0,1897	22,14	16,93	11,72	6,51
-16	0,1681	19,62	15,00	10,38	5,77
-10	0,1369	15,98	12,22	8,46	4,70
-5	0,1120	13,07	9,99	6,92	3,84
0	0,0879	10,26	7,84	5,43	3,01
+5	0,0647	7,55	5,77	3,99	2,22
+12	0,0337	3,93	3,00	2,08	1,15

Metodyka oceny efektywności zastosowania rekuperatora przedstawiono w Załączniku nr 2 w arkuszu „rekuperator”. W Tabeli 7 przedstawiono przykładowe wyniki zastosowania rekuperatora współpracującego z gruntowym wymiennikiem ciepła.

Ciepło na ogrzanie powietrza wentylacyjnego z zastosowaniem wentylacji mechanicznej wyznaczamy w oparciu o Normę PN-EN ISO 13790:2009 [11]

$Q_{ve} = H_{ve} * (\theta_{int,H} - \theta_e) * t_M / 1000$  (w kWh/rok) – ciepło dla podgrzania powietrza

$\theta_{int,H} = 20 \text{ C}$  (temperatura w pomieszczeniu)

$\theta_e = 4 \text{ C}$  (średnia temperatura sezonu grzewczego)

$t_M = 5000 \text{ h}$  czas trwania sezonu grzewczego w godz.

$H_{ve} = 0,33 * [V_f * (1 - \eta_{oc}) + V_x]$  - współczynnik strat ciepła na wentylację (W/K)

$V_f$  - średni strumień powietrza w sezonie grzewczym

$\eta_{oc} = [1 - (1 - \eta_{oc1}) * (1 - \eta_{GWC})]$  - sprawność odzysku ciepła

$\eta_{oc1}$  - sprawność rekuperatora

$\eta_{GWC}$  - sprawność gruntowego wymiennika ciepła (GWC)

$e, f$  - współczynniki osłonięcia

$n_{50}$  - poziom szczelności budynku dla różnicy ciśnień 50 Pa

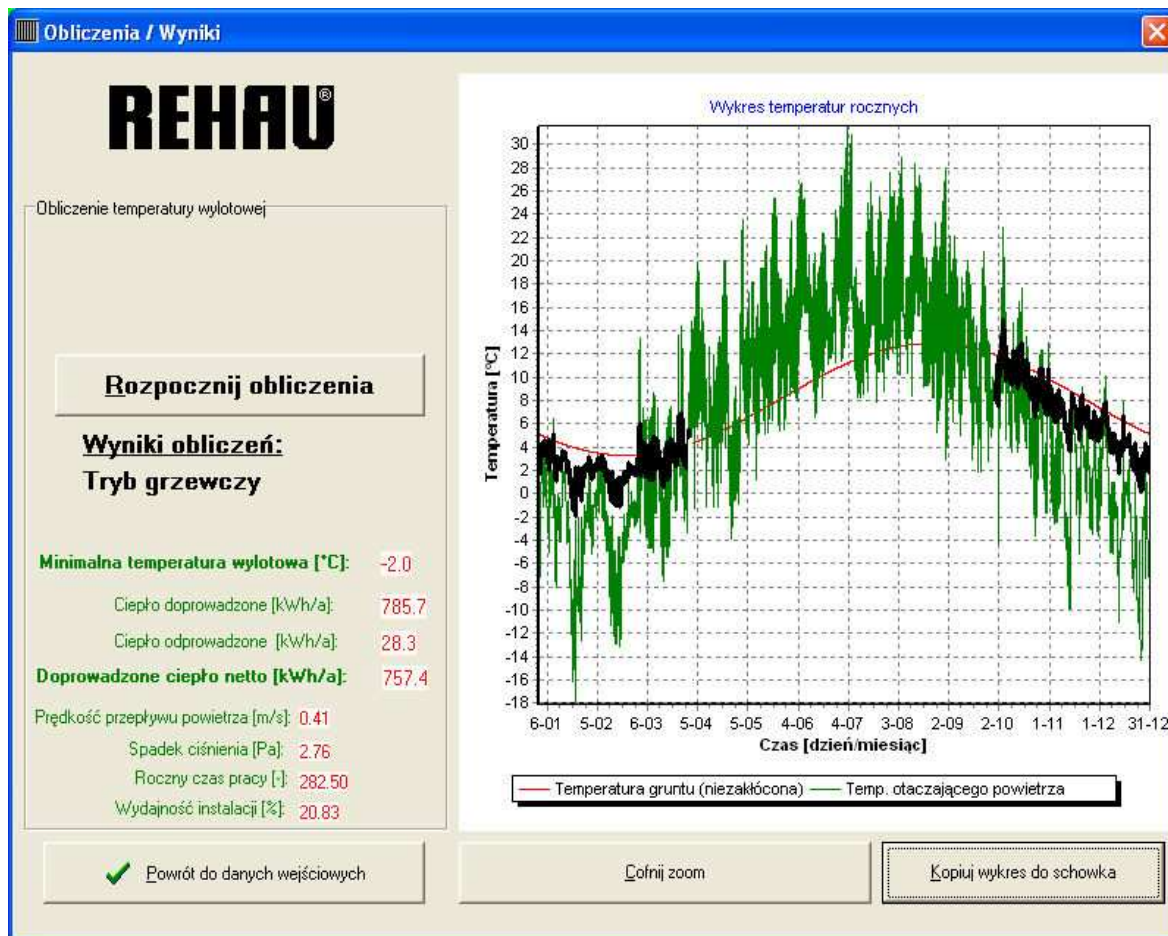
Tabela nr 8 Metodyka efektywności zastosowania rekuperacji z wymiennikiem GWC

Przykład:	Hala o wymiarach		20m*40m*10m	
	stan istniejący	Rekuperator	Rekup. +GWC	
Kubatura	8000	8000	8000	m3
Nawiew	6000	6000	6000	m3/h
Wywiew	5800	5800	5800	m3/h
n50	4	4	4	wym/h
e	0,1	0,1	0,1	
f	15	15	15	
$\eta_{co1}$	0	0,6	0,6	
$\eta_{GWC}$	0,0000	0,0000	0,2000	
$\eta_{co}$	0	0,6	0,68	
Vx=	3181,36	3181,36	3181,36	m3/h
Hve=	3029,85	1841,85	1683,45	W/K
Qve =	242387,88	147347,88	134675,88	kWh
Qve =	872,60	530,45	484,83	GJ
koszt 1GJ w gazie	50,00	50,00	50,00	zł/GJ
koszt ogrzania went.	43629,82	26522,62	24241,66	zł/rok
Oszczędność energii:		<b>342,14</b>	<b>387,76</b>	GJ
oszczędność w roku		<b>17107,20</b>	<b>19388,16</b>	zł/rok
koszt rekuperatora		70000,00	70000,00	zł
koszt GWC		0,00	30000,00	
razem inwestycja		70000,00	100000,00	zł
czas zwrotu		<b>4,09</b>	<b>5,16</b>	lat

Sprawność wymiennika GWC można wyznaczyć korzystając ze specjalistycznego oprogramowania producentów tych wymienników. Poniżej, na Wykresie nr 2, przedstawiono wyniki wyliczenia sprawności GWC z wykorzystaniem programu firmy REHAU [12].

Sprawności takich wymienników nie są zbyt wysokie (10-25%), ale biorąc pod uwagę ich wpływ na łagodzenie dużych wahań temperatury powietrza nawiewanego, wymienniki GWC znakomicie sprawdzają się we współpracy z rekuperatorami; przy bardzo niskich temperaturach zewnętrznych (poniżej  $-10^{\circ}\text{C}$ ), zimne powietrze ogrzewa się wstępnie w GWC do temperatur bliskich lub wyższych od  $0^{\circ}\text{C}$ . To powoduje, że w budynku nie musimy dobierać urządzeń grzewczych do warunków obliczeniowych i możemy stosować niskotemperaturowe źródła ciepła o mniejszej mocy.

Wykres nr 2 Wykres pracy i sprawność końcowa GWC



## 5. Podsumowanie.

Analizy efektywności zastosowania OZE/URE w audytach energetycznych wymagają ujednolicenia metodyki ich wykonywania. Przedstawione w tym opracowaniu metody są jedną z propozycji wykonywania takich analiz. Należy podkreślić, że często są to analizy uproszczone. Ich celem jest, bowiem wskazanie prostej metodyki doboru OZE/URE i uproszczonej oceny opłacalności zastosowania OZE/URE. Metodyki te mogą być także stosowane, jako uzupełnienie szczegółowych przy ocenie opłacalności kontraktów ESCO.

## Literatura i informacje.

- [1] Andrzej Jurkiewicz „Umowy ESCO w ciepłownictwie” [www.audyt-energetyczny.net/esco.php](http://www.audyt-energetyczny.net/esco.php)
- [2] Fundacji Bellona “Propozycje Działań do Krajowego Planu Efektywności Energetycznej: Rozwój usług ESCO” (treść raportu na stronie: [bellonapolska.pl/esco/esco\\_raport\\_bellona.pdf](http://bellonapolska.pl/esco/esco_raport_bellona.pdf))
- [3] USTAWA z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów (Dz. U. z dnia 18 grudnia 2008 r. ze zmianami)
- [4] 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
- [5] ROZPORZĄDZENIE 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. ze zmianami)
- [6] PN-B 02025 "Obliczanie sezonowego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej"
- [7] 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
- [8] USTAWA z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. nr 94 poz. 551)
- [9] Projekt Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia..... w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej wzoru karty audytu efektywności energetycznej oraz metody obliczania oszczędności energii (informacja ze strony: [www.argoxee.com.pl/.../21\\_audyt\\_efektywnosci\\_energetycznej.pdf](http://www.argoxee.com.pl/.../21_audyt_efektywnosci_energetycznej.pdf))
- [10] ROZPORZĄDZENIE MINISTRA GOSPODARKI z dnia 26 lipca 2011 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, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji
- [11] PN-EN ISO 1370 Energetyczne właściwości użytkowe budynków  
Obliczanie zużycia energii na potrzeby ogrzewania i chłodzenia
- [12] program do obliczania sprawności gruntowych wymienników ciepła firmy REHAU.  
Strona: <http://www.rehau.pl/BA584C50E17CA687C125729E003A42EA.shtml>
- [13] Materiały Konferencyjne Targi INSTALACJE 2002 „Nowe przepisy, nowe technologie, nowoczesna wentylacja” Referat: inż. Marcin Gasiński „Energooszczędne systemy wentylacji naturalnej dla budownictwa mieszkaniowego”
- [14] Materiały szkoleniowe „Energia przyjazna środowisku” Fundacja Poszanowania Energii Warszawa 2010

## **Załączniki**

Załącznik nr 1 Podsumowanie Audytu budynku socjalnego

Załącznik nr 2 Analizy efektywności stosowania OZE)URE – plik Excel

Gliwice, styczeń 2012

Roman Korab  
Henryk Kocot

**W KIERUNKU DOMU PLUS-ENERGETYCZNEGO –  
ZWIĘKSZENIE UDZIAŁU ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH  
W JEDNORODZINNYM BUDOWNICTWIE MIESZKANIOWYM**

1.	Wprowadzenie .....	96
2.	Pokrywanie potrzeb energetycznych rozpatrywanego obiektu – stan dotychczasowy .....	96
3.	Hybrydowa instalacja CO i CWU z udziałem odnawialnych źródeł energii cieplnej.....	100
4.	Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej – integracja agregatu prądowórczego z instalacją odbiorczą rozpatrywanego budynku mieszkalnego .....	106
5.	Możliwość wykorzystania odnawialnych źródeł energii elektrycznej w analizowanym budynku .....	113
6.	Budynek plus-energetyczny w realizacji celów pakietu 3×20.....	116
7.	Usługi systemowe oferowane przez budynek plus-energetyczny operatorowi systemu dystrybucyjnego.....	118

## 1. Wprowadzenie

W opracowaniu rozpatruje się kolejne etapy ewolucji klasycznego budynku mieszkalnego, zmierzające do jego przekształcenia w budynek plus-energetyczny. Jako obiekt analiz wybrano budynek mieszkalny, wybudowany w technologii z końca lat 70. XX wieku. Analizę rozpoczyna się od przedstawienia potrzeb energetycznych budynku, wraz z opisem sposobu ich pokrywania w stanie wyjściowym. Dla tego stanu określa się roczny bilans energii (energia elektryczna, węgiel kamienny) oraz wyznacza ilość emitowanego CO<sub>2</sub>. Następnie przeprowadza się analogiczne bilanse dla kolejnych, zrealizowanych już, etapów modernizacji budynku, obejmujących wprowadzenie gazu sieciowego do budynku (kotłownia węglowo-gazowa, a następnie wyłącznie gazowa) oraz termomodernizację obiektu. Obliczenia wykonuje się na podstawie rzeczywistych danych dotyczących zużycia poszczególnych nośników energii.

Kolejny (zrealizowany latem 2011 roku) etap ewolucji rozpatrywanego budynku mieszkalnego obejmuje wprowadzenie do obiektu odnawialnych źródeł ciepła. Modernizacji poddana została kotłownia budynku. Modernizacja polegała na włączeniu w obieg istniejącej instalacji CO i CWU kombinowanego zasobnika ciepła, który umożliwił integrację kolektorów słonecznych oraz kotła biomasowego (zasobnik ten umożliwi również ewentualne przyłączenie innych źródeł ciepła, np. pompy ciepła lub agregatu kogeneracyjnego). W wyniku przeprowadzonych prac modernizacyjnych uzyskano hybrydową instalację przygotowania ciepłej wody użytkowej i centralnego ogrzewania, wykorzystującą gaz ziemny, biomasę drzewną oraz energię promieniowania słonecznego. Dodatkowo wcześniej zintegrowano z instalacją odbiorczą budynku agregat prądotwórczy, pozwalający na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną budynku w warunkach awaryjnych. W ten sposób dom klasyczny został przekształcony w dom bezpieczny energetycznie, z udziałem odnawialnych źródeł energii cieplnej. W ramach analiz przeprowadzono odpowiedni bilans energii oraz oceniono efekty ekologiczne (emisja CO<sub>2</sub>), wynikające z przeprowadzonych zmian.

Wykonane dotychczas modernizacje budynku doprowadziły w rezultacie do powstania domu bezpiecznego energetycznie, który może być uważany za etap przejściowy między domem klasycznym a domem nisko-energetycznym, stanowiącym z kolei podstawę do wykreowania domu plus-energetycznego. W ramach dalszych analiz bada się możliwość zwiększenia udziału źródeł odnawialnych w pokrywaniu potrzeb energetycznych analizowanego budynku. Po dokonaniu krótkiego oszacowania istniejących lokalnych zasobów OZE, rozpatruje się, dokonując odpowiednich bilansów, efekt wynikający z instalacji paneli fotowoltaicznych (tym samym odpowiada się na pytanie czy istniejące zasoby OZE pozwalają na przekształcenie analizowanego budynku w dom plus-energetyczny, czy tylko w dom nisko-energetyczny). Całość analiz kończą rozważania dotyczące usług, jakie dom plus- lub nisko-energetyczny posiadający własne źródła wytwórcze energii elektrycznej może oferować na rynku.

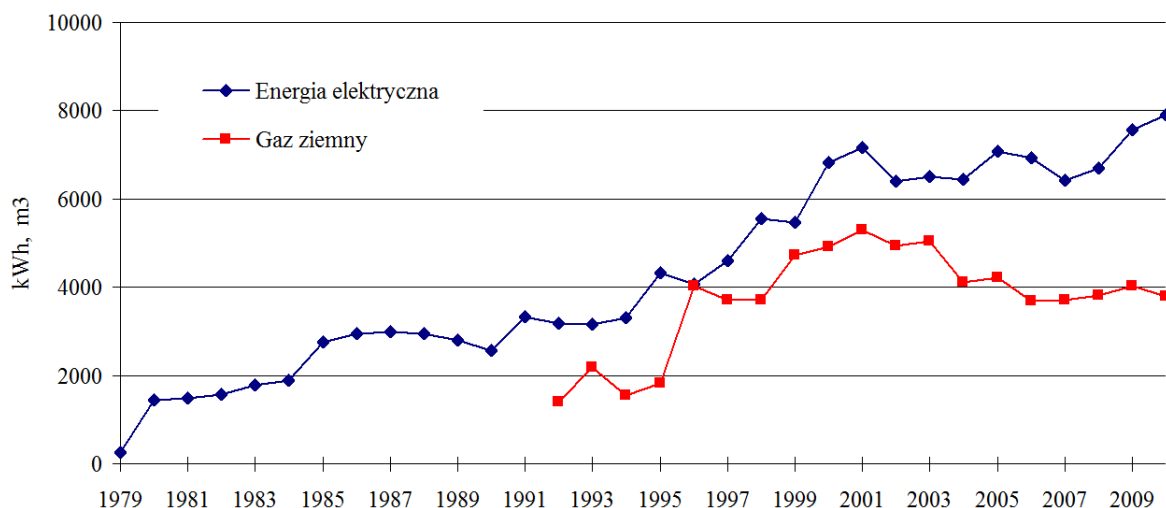
## 2. Pokrywanie potrzeb energetycznych rozpatrywanego obiektu – stan dotychczasowy

Jako obiekt analiz wybrano budynek mieszkalny (rys. 1) wybudowany w technologii z końca lat 70-ych XX wieku. 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). Na rysunku 2 przedstawiono przebieg rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną i gaz ziemny w rozpatrywanym obiekcie od momentu oddania budynku do eksploatacji do roku 2010. Prezentowane na wykresie dla każdego roku dane są sumą zużycia w sezonie letnim (kwiecień – wrzesień) i zimowym (październik – marzec) (z tego powodu nie podano zużycia dla roku 2011, gdyż dane dotyczące sezonu zimowego 2011/12 nie są jeszcze dostępne).





Rys. 1. Budynek mieszkalny stanowiący obiekt analiz



Rys. 2. Roczne zużycie energii elektrycznej i gazu ziemnego w rozpatrywanym budynku

W początkowym okresie eksploatacji (lata 1979 – 1991) potrzeby energetyczne budynku pokrywane były z wykorzystaniem energii elektrycznej dostarczanej z sieci oraz węgla kamiennego (z niewielkim udziałem drewna opałowego). Energia elektryczna wykorzystywana była głównie do celów oświetleniowych oraz do zasilania urządzeń RTV i AGD. Węgiel kamienny wykorzystywany był natomiast do pokrywania pozostałych potrzeb energetycznych obejmujących centralne ogrzewanie, przygotowanie ciepłej wody użytkowej oraz posiłków. W analizowanym okresie średnio w ciągu roku zużywano około 7 ton węgla kamiennego, co przy założeniu wartości opałowej na poziomie 24 MJ/kg, pozwala uzyskać 46,7 MWh energii pierwotnej oraz powoduje emisję 15,8 tony dwutlenku węgla. Dodatkowa emisja CO<sub>2</sub> jest związana ze zużyciem energii elektrycznej. Biorąc pod uwagę rok 1991 (w okresie 1979 – 1991 w tym roku zanotowano najwyższe zużycie energii elektrycznej w rozpatrywanym budynku), dla którego roczne zużycie energii elektrycznej wyniosło 3,3 MWh, otrzymuje się

roczną emisję CO<sub>2</sub> z tego tytułu na poziomie 3,3 tony (w analizach przyjęto stałą w całym rozpatrywanym okresie jednostkową emisyjność krajowych elektrowni ciepłych na poziomie 1 Mg/MWh). Podsumowując, w okresie, w którym potrzeby energetyczne rozpatrywanego budynku były pokrywane z wykorzystaniem węgla kamiennego i energii elektrycznej, sumaryczne roczne zużycie energii wynosiło około 50 MWh, czemu towarzyszyła emisja 19,1 tony dwutlenku węgla. Oznacza to, że zużyciu 1 MWh energii towarzyszyła emisja 0,38 tony CO<sub>2</sub>.

Od momentu oddania do eksploatacji rozpatrywany budynek mieszkalny przeszedł szereg modernizacji. Pierwsza z nich, mająca miejsce w 1992 roku, polegała na wprowadzeniu do budynku sieciowego gazu ziemnego oraz rozbudowie kotłowni. Rozbudowa ta objęła zainstalowanie, równoległe do istniejącego kotła węglowego, kotła gazowego, który od tej pory, oprócz zasilania instalacji CO, pełnił również funkcję jedyne źródła energii do ogrzewania CWU. Ponadto istniejąca kuchnia węglowa, służąca dotychczas do przygotowywania posiłków oraz CWU, zastąpiona została kuchnią gazową. Po tych zmianach potrzeby energetyczne budynku pokrywane były w następujący sposób:

- centralne ogrzewanie – węgiel kamienny i gaz ziemny (gaz tylko okresowo jesienią i wiosną),
- ciepła woda użytkowa – gaz ziemny,
- przygotowywanie posiłków – gaz ziemny,
- cele oświetleniowe oraz zasilanie urządzeń RTV i AGD – energia elektryczna kupowana z sieci.

W taki sposób potrzeby energetyczne budynku pokrywane były w okresie 1992 – 1995.

Przyjmując do wykonania bilansu energii i emisji CO<sub>2</sub> rok 1995, w którym:

- zużycie węgla kamiennego wyniosło 4 tony (wartość opałowa 24 MJ/kg; zawarta energia pierwotna 26,7 MWh; emisja CO<sub>2</sub> 9 ton),
- zużycie gazu ziemnego wyniosło 1818 m<sup>3</sup> (wartość opałowa 36 MJ/kg; zawarta energia pierwotna 18,2 MWh; emisja CO<sub>2</sub> 3,7 ton),
- zużycie energii elektrycznej wyniosło 4,3 MWh (emisja CO<sub>2</sub> 4,3 tony),

otrzymuje się sumaryczne roczne zużycie energii wynoszące około 49,2 MWh oraz związaną z tym łączną emisję CO<sub>2</sub> na poziomie 17 ton na rok. W porównaniu z wcześniej analizowanym sposobem pokrywania potrzeb energetycznych budynku, roczna jednostkowa emisja CO<sub>2</sub> zmniejszyła się z poziomu 0,38 Mg/MWh do 0,35 Mg/MWh.

Kolejny charakterystyczny okres w pokrywaniu potrzeb energetycznych rozpatrywanego budynku mieszkalnego obejmuje lata 1996 – 2003. W okresie tym zrezygnowano zupełnie z wykorzystania węgla kamiennego. Centralne ogrzewanie, przygotowanie ciepłej wody użytkowej oraz posiłków realizowano wyłącznie z wykorzystaniem gazu ziemnego. Biorąc pod uwagę rok 2000, w którym zużyto 4909 m<sup>3</sup> gazu ziemnego (49,1 MWh energii pierwotnej, emisja 9,9 tony CO<sub>2</sub>) oraz 6,8 MWh energii elektrycznej (emisja 6,8 tony CO<sub>2</sub>) można stwierdzić, że pokrycie rocznych potrzeb energetycznych rozpatrywanego budynku wymagało zużycia 55,9 MWh energii, czemu towarzyszyła emisja 16,7 tony dwutlenku węgla. Oznacza to, że zużyciu 1 MWh energii towarzyszyła emisja 0,3 tony CO<sub>2</sub>.

W 2003 roku przeprowadzono gruntowną modernizację analizowanego budynku mieszkalnego. Zmodernizowana została kotłownia oraz instalacja CO i CWU. Dokonano również termomodernizacji budynku. W efekcie uzyskano zmniejszenie zużycia gazu ziemnego o około 20% rocznie (patrz rys. 2). Przykładowo, w roku 2010 zużyto 3799 m<sup>3</sup> gazu ziemnego oraz 7,9 MWh energii elektrycznej, co daje łącznie 45,9 MWh energii. Temu poziomowi zużycia energii towarzyszy emisja 15,6 tony CO<sub>2</sub> (jednostkowa emisja CO<sub>2</sub> wyniosła 0,34 Mg/MWh). Przedstawione bilanse dla rozpatrzonych charakterystycznych okresów zestawiono w tabeli 1.

Tabela 1

## Zużycie energii oraz emisja dwutlenku węgla dla rozpatrywanego budynku mieszkalnego w wybranych latach

Rozpatrywany okres	Bilans dla roku	Centralne ogrzewanie, ciepła woda użytkowa, przygotowanie posiłków			Zakup energii elektrycznej z sieci			Sumaryczne zużycie energii		
		Zużycie	Emisja		Zużycie	Emisja		Zużycie	Emisja	
			MWh	Mg		Mg/MWh	MWh		Mg	Mg/MWh
1979 – 1991	1991	46,7	15,8	0,34	3,3	3,3	1,00	50,0	19,1	0,38
1992 – 1995	1995	44,9	12,7	0,28	4,3	4,3	1,00	49,2	17,0	0,35
1996 – 2003	2000	49,1	9,9	0,20	6,8	6,8	1,00	55,9	16,7	0,30
2004 – 2011	2010	38,0	7,7	0,20	7,9	7,9	1,00	45,9	15,6	0,34

Analizując dane zestawione w tabeli 1 można stwierdzić, że:

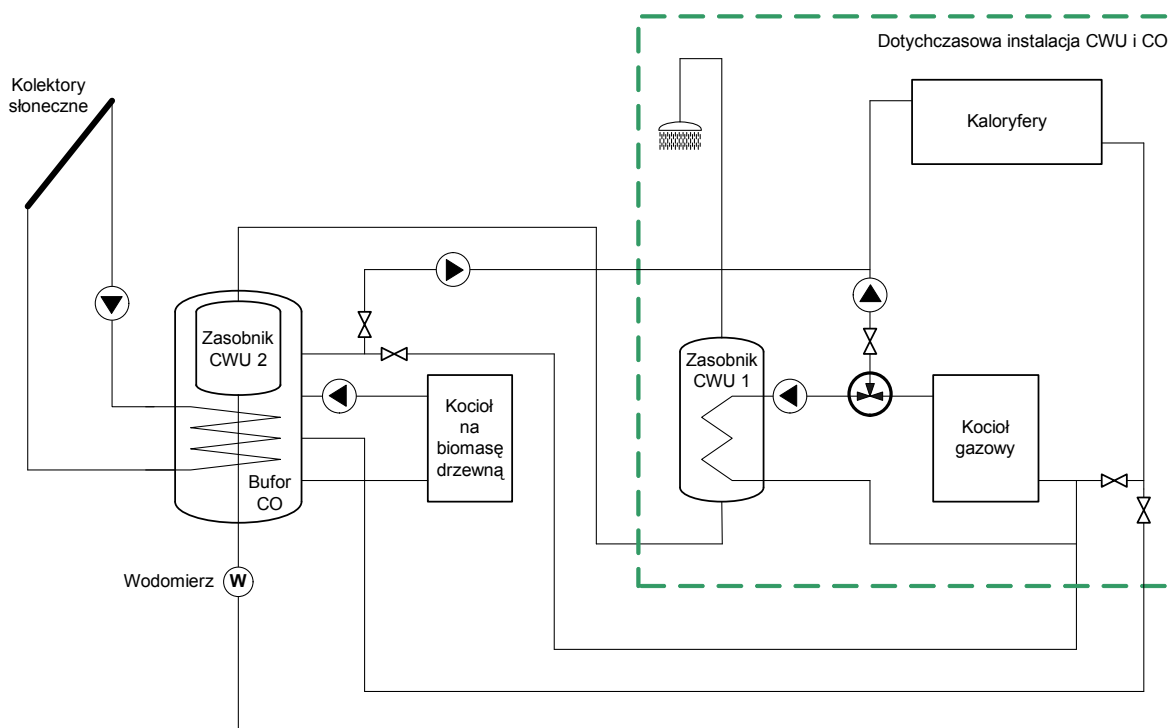
- wprowadzenie do budynku sieciowego gazu ziemnego (rok 1992) i wykorzystanie tego paliwa do pokrywania części potrzeb energetycznych budynku wpłynęło na zmniejszenie jednostkowej emisji CO<sub>2</sub> z tytułu centralnego ogrzewania, przygotowania CWU i posiłków o około 18%, w stosunku do sytuacji, gdy potrzeby te były pokrywane wyłącznie z wykorzystaniem węgla kamiennego (porównanie bilansów dla lat 1995 i 1991),
- przestawienie gospodarki cieplnej budynku z węglowo-gazowej (okres 1992 – 1995) na wyłącznie gazową (rok 1996) spowodowało dalsze zmniejszenie jednostkowej emisji CO<sub>2</sub> (związanej z CO, CWU i przygotowaniem posiłków) o około 29% (porównanie bilansów dla lat 2000 i 1995),
- porównanie sytuacji, gdy potrzeby energetyczne rozpatrywanego budynku w zakresie CO, CWU i przygotowania posiłków były pokrywane z wykorzystaniem wyłącznie węgla kamiennego (bilans dla roku 1991) z sytuacją, gdy potrzeby te pokrywano z wykorzystaniem tylko gazu ziemnego (bilans dla roku 2000) wskazuje, że na skutek zmiany paliwa nastąpiła redukcja jednostkowej emisji dwutlenku węgla o około 41%,
- termomodernizacja budynku oraz modernizacja kotłowni i instalacji CO i CWU przyczyniła się do zmniejszenia całkowitej ilości energii potrzebnej do centralnego ogrzewania, przygotowania CWU i posiłków o około 23% w stosunku do stanu przed modernizacją, skutkiem czego jest analogiczna redukcja całkowitej ilości związanego z tym CO<sub>2</sub> (porównanie bilansów dla lat 2000 i 2010),
- zmodernizowany budynek, w którym do centralnego ogrzewania, przygotowania CWU i posiłków wykorzystywane jest paliwo gazowe emituje o około 50% mniej dwutlenku węgla w stosunku do sytuacji wyjściowej (porównanie bilansów dla lat 2010 i 1991),
- zakup energii elektrycznej wyłącznie z sieci sprawia, że w analizowanym okresie jednostkowa emisja CO<sub>2</sub> z tym związana utrzymuje się na stałym poziomie<sup>1</sup>, przy czym z uwagi na wzrastający udział energii elektrycznej w całkowitym bilansie energetycznym budynku, po spadku jednostkowej emisji CO<sub>2</sub> związanej z sumarycznym zużyciem energii w latach 1991, 1995 i 2000, w roku 2010 nastąpił wzrost wartości tego wskaźnika (ostatnia kolumna tabeli 1).

<sup>1</sup> Jest to skutek przyjętego założenia o stałej w całym rozpatrywanym okresie jednostkowej emisyjności krajowych elektrowni ciepłowni na poziomie 1 Mg/MWh. W rzeczywistości, w wyniku przeprowadzonych działań modernizacyjnych (podniesienie sprawności wytwarzania), wskaźnik ten zmniejszał się w kolejnych latach.

### 3. Hybrydowa instalacja CO i CWU z udziałem odnawialnych źródeł energii cieplnej

W poprzednim punkcie opracowania wykazano, że wyniku przeprowadzonych zmian (zamiana paliwa z węgla kamiennego na gaz ziemny, termomodernizacja budynku, modernizacja instalacji CO i CWU) uzyskano znaczącą redukcję zapotrzebowania na energię wykorzystywaną do celów grzewczych (CO i CWU) oraz przygotowywania posiłków. W efekcie wykonanych modernizacji uzyskano również około 50% zmniejszenie ilości emitowanego dwutlenku węgla towarzyszącego tym procesom, w stosunku do sytuacji wyjściowej. Dalsze zmniejszenie ilości emitowanego CO<sub>2</sub> jest możliwe dzięki wprowadzeniu do rozpatrywanego budynku odnawialnych źródeł energii cieplnej. Dodatkowym, bardzo ważnym, efektem tego zabiegu jest zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego obiektu w zakresie zaopatrzenia w energię cieplną.

Modernizacja instalacji CO i CWU w rozpatrywanym budynku mieszkalnym została wykonana wczesnym latem 2011 roku. Polegała ona na włączeniu w obieg istniejącej instalacji CO i CWU kombinowanego zasobnika ciepła (tzw. zbiornik w zbiorniku), który umożliwił integrację kolektorów słonecznych oraz kotła biomasowego (zasobnik ten umożliwia również ewentualne przyłączenie innych źródeł ciepła, np. pompy ciepła lub agregatu kogeneracyjnego). W wyniku przeprowadzonych prac modernizacyjnych uzyskano hybrydową instalację przygotowania ciepłej wody użytkowej i centralnego ogrzewania, wykorzystującą gaz ziemny, biomasę drzewną oraz energię promieniowania słonecznego. Jej schemat przedstawiono na rysunku 3.



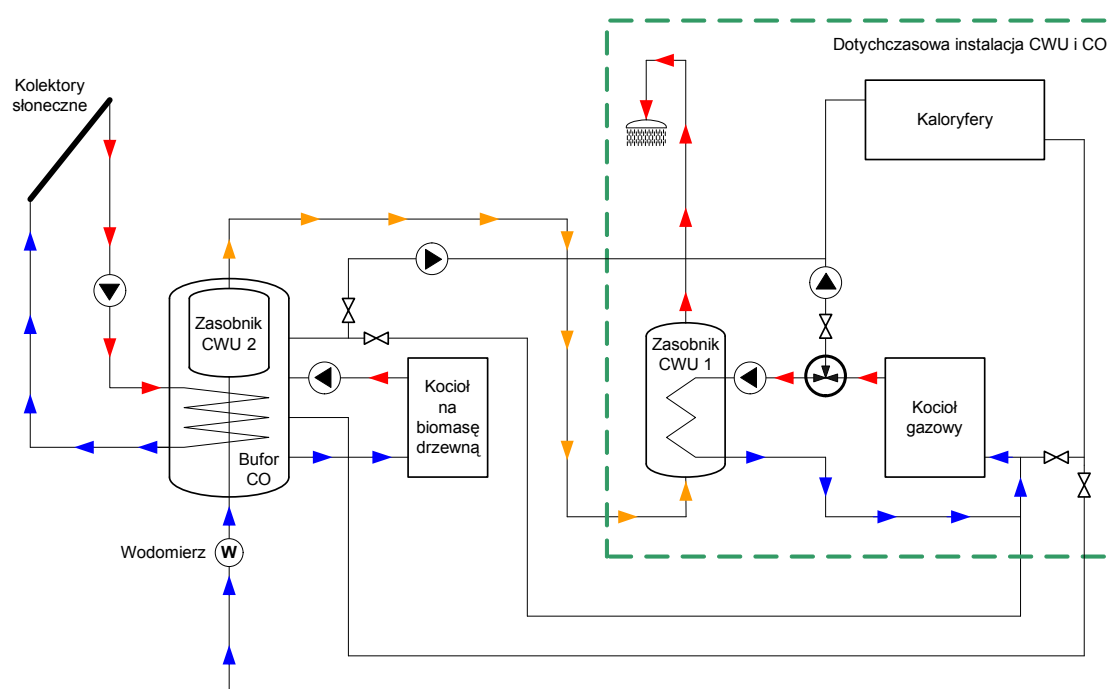
Rys. 3. Schemat hybrydowej instalacji CO i CWU z udziałem odnawialnych źródeł energii cieplnej

W hybrydowej instalacji CO i CWU z udziałem odnawialnych źródeł energii cieplnej wykorzystano trzy kolektory płaskie Hewalex KS 2000 TLP o sprawności optycznej 80,2% i współczynnikach strat  $A1 = 3,8 \text{ W/m}^2\text{K}$  i  $A2 = 0,0067 \text{ W/m}^2\text{K}^2$ . Powierzchnia czynna układu trzech kolektorów wynosi  $5,46 \text{ m}^2$ . Kolektory zamontowano na południowej ścianie budynku,

przy czym kąt nachylenia w stosunku do poziomu wynosi  $45^\circ$ . Jako kocioł na biomasę drzewną wykorzystano kocioł na paliwa stałe marki Defro Optima Komfort, o mocy znamionowej 12 kW (zakres mocy cieplnej 5 – 15 kW, sprawność do 80%). Kombinowany zasobnik ciepła ma pojemność całkowitą 500 l (pojemność wewnętrznego zbiornika CWU wynosi 160 l, pojemność zewnętrznego zbiornika wody kotłowej CO wynosi 340 l). Opisana instalacja może być użytkowana w następujących głównych trybach pracy:

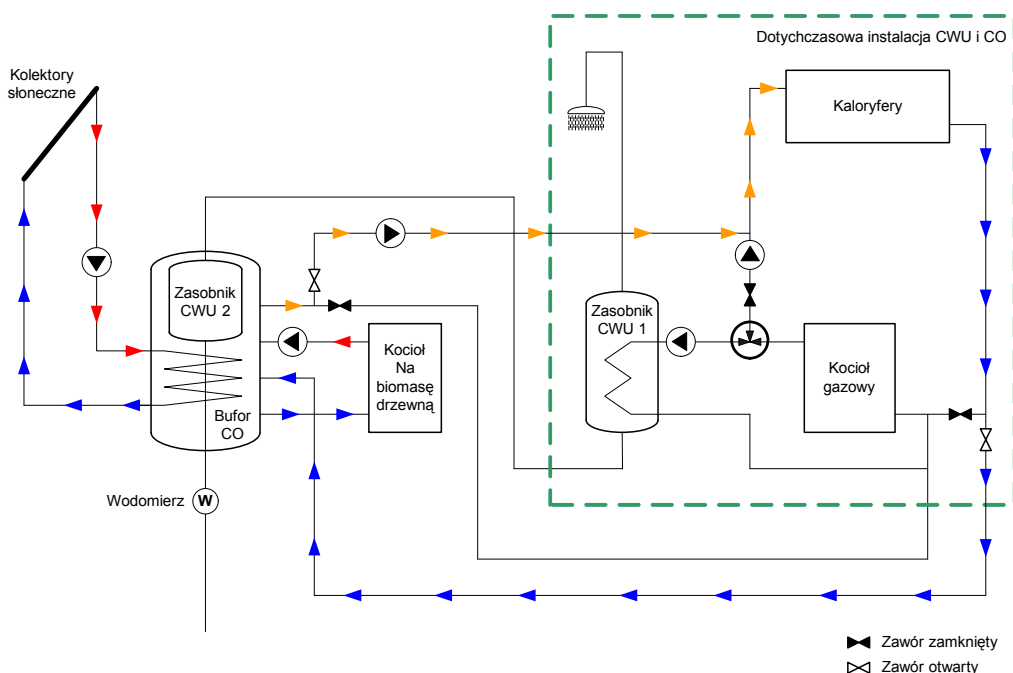
- przygotowanie ciepłej wody użytkowej z wykorzystaniem kolektorów słonecznych, kotła biomasowego i kotła gazowego,
- centralne ogrzewanie z wykorzystaniem kotła biomasowego i kolektorów słonecznych,
- centralne ogrzewanie z wykorzystaniem kotła biomasowego, kolektorów słonecznych i kotła gazowego,
- centralne ogrzewanie z wykorzystaniem kotła gazowego.

Wymienione tryby pracy instalacji ilustrują rysunki 4 – 7.



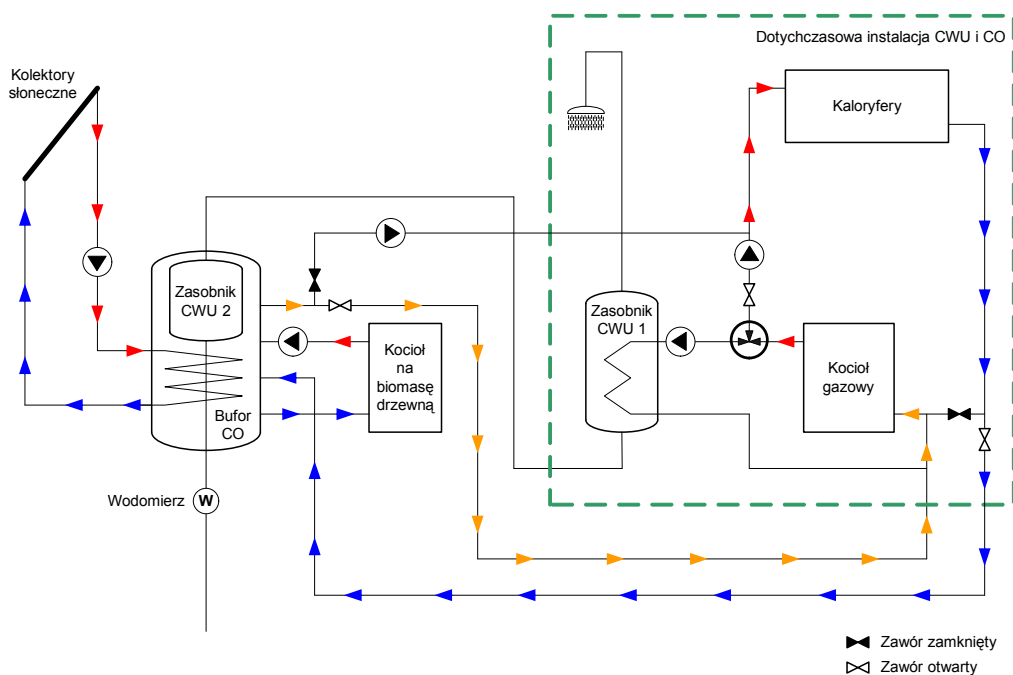
Rys. 4. Przygotowanie ciepłej wody użytkowej za pomocą hybrydowej instalacji CO i CWU z udziałem odnawialnych źródeł energii cieplnej

W okresie letnim przygotowanie ciepłej wody użytkowej z wykorzystaniem kolektorów słonecznych, kotła biomasowego i kotła gazowego odbywa się podczas pracy instalacji w trybie przedstawionym na rysunku 4. W tym stanie pracy zimna woda użytkowa trafia w pierwszej kolejności do wewnętrznego zbiornika (zasobnik CWU2) kombinowanego zasobnika ciepła. Woda ta jest ogrzewana na skutek przekazywania na drodze przewodzenia energii cieplnej zgromadzonej w wodzie zawartej w zewnętrznym zbiorniku (bufor CO) kombinowanego zasobnika ciepła. Z kolei zewnętrzny zbiornik tego zasobnika może być podgrzewany w pierwszej kolejności przez kolektory słoneczne, a np. w dni pochmurne przez kocioł na biomasę drzewną. Podgrzana w opisany sposób woda użytkowa jest następnie przekazywana z zasobnika CWU2 do zasobnika CWU1, gdzie w przypadku zbyt niskiej temperatury jest dogrzewana przez kocioł gazowy. Opisany sposób przygotowania CWU jest również wykorzystywany w okresie zimowym, podczas pracy instalacji CO.

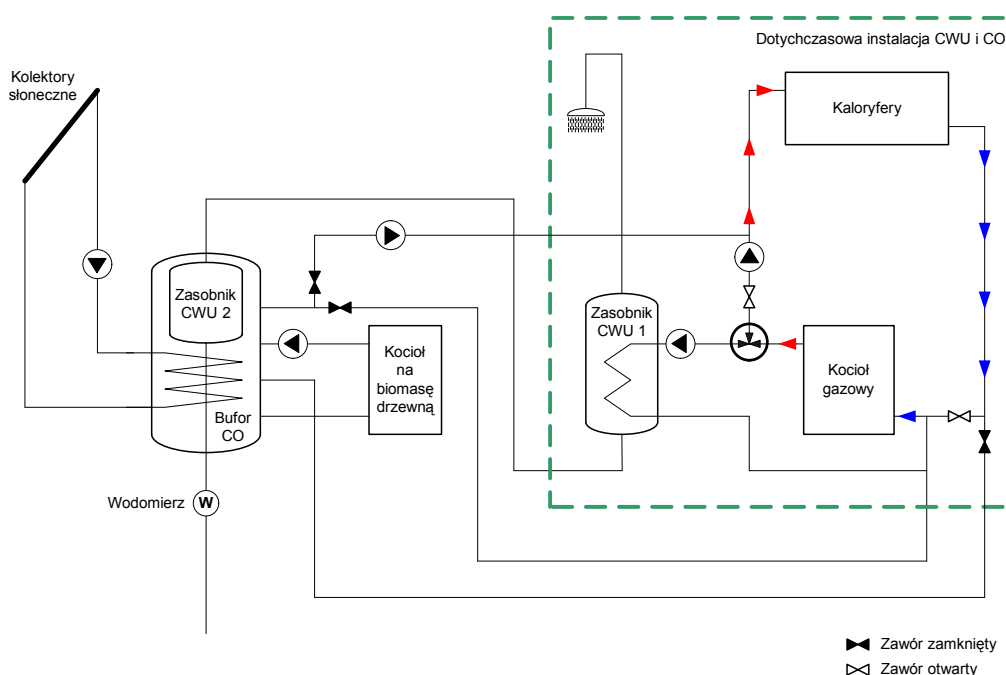


Rys. 5. Centralne ogrzewanie z wykorzystaniem kotła biomasowego i kolektorów słonecznych

Podczas pracy instalacji w trybie przedstawionym na rysunku 5 przygotowanie CWU odbywa się w sposób opisany wyżej. Dodatkowo w tym trybie pracuje również instalacja CO, zasilana energią cieplną zgromadzoną w kombinowanym zasobniku ciepła (w buforze CO). W tym trybie pracy woda zgromadzona w buforze CO podgrzewana jest podstawowo przez kocioł biomasowy, a w słoneczne dni również przez kolektory słoneczne. W przypadku zbyt niskiej temperatury wody zgromadzonej w buforze CO jest możliwe dodatkowe dogrzanie jej przez kocioł gazowy, który w tym przypadku pełni rolę kotła szczytowego. Taki tryb pracy instalacji przedstawia rysunek 6.



Rys. 6. Centralne ogrzewanie z wykorzystaniem kotła biomasowego, kolektorów słonecznych i kotła gazowego



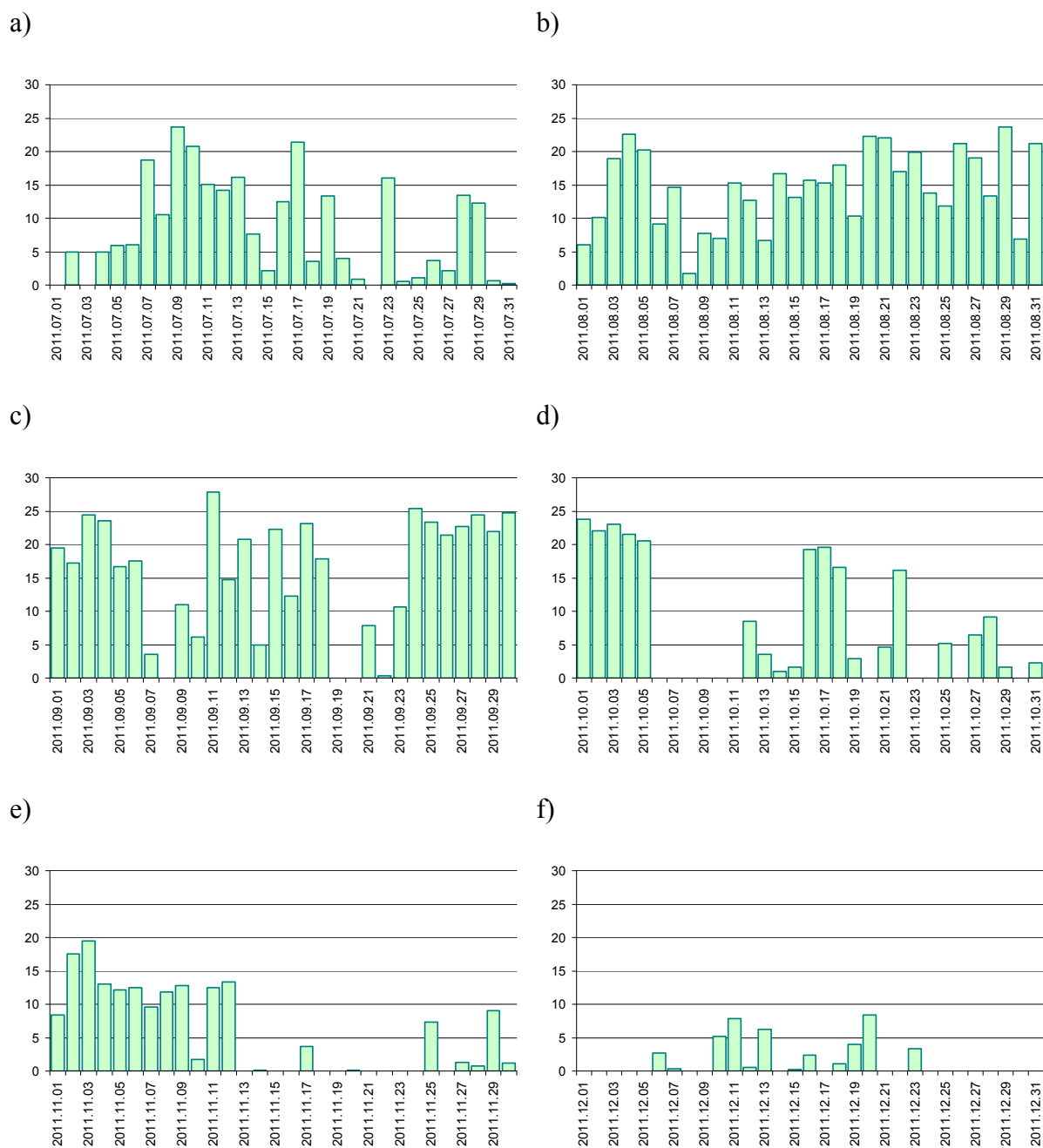
Rys. 7. Centralne ogrzewanie z wykorzystaniem kotła gazowego

Ostatni, przedstawiony na rysunku 7, tryb pracy instalacji wykorzystuje do ogrzewania CO wyłącznie kotłownię gazową. Bufor CO jest odcięty od instalacji CO, a zgromadzona w nim ewentualnie energia jest wykorzystywana do podgrzewania CWU zgromadzonej w zasobniku CWU2. Taki tryb pracy instalacji CO odpowiada stanowi przed modernizacją.

Opisana hybrydowa instalacja CO i CWU z udziałem odnawialnych źródeł energii cieplnej została uruchomiona 1 lipca 2011 roku. W okresie od początku lipca do połowy września 2011 roku pracowała ona w trybie przedstawionym na rysunku 4 (tylko przygotowanie CWU). Z kolei od połowy września do 17 grudnia 2011 roku instalacja pracowała w trybie zilustrowanym na rysunku 5 (CO z wykorzystaniem kotłowni biomasowej i kolektorów słonecznych). Od 17 grudnia 2011 została przełączona w tryb CO z wykorzystaniem wyłącznie kotłowni gazowej (rys. 7). Tryb pracy pokazany na rysunku 6 (CO z wykorzystaniem kotłowni biomasowej, kolektorów słonecznych i szczytowego kotła gazowego) był zastosowany kilkakrotnie w celach testowych. Na rysunku 8 przedstawiono dane pomiarowe obrazujące ilość energii cieplnej dostarczonej przez układ kolektorów słonecznych w poszczególnych dniach drugiej połowy 2011 roku.

Zaprezentowane wyniki pomiarów wskazują, że najwięcej energii cieplnej zostało dostarczone do zasobnika przez układ kolektorów słonecznych we wrześniu. Ma to ścisły związek z warunkami atmosferycznymi panującymi w tym miesiącu na południu Polski (długie okresy słonecznej pogody). Z kolei stosunkowo słabo pod tym względem wypadł lipiec 2011 roku (przewaga pochmurnego nieba). Dobre warunki pogodowe panowały również w sierpniu oraz częściowo w październiku i listopadzie. Sumując produkcję energii w okresie lipiec – grudzień 2011 roku okazuje się, że w tym okresie ilość energii cieplnej dostarczonej przez układ kolektorów słonecznych wyniosła 1,6 MWh. Zakładając podobną produkcję w okresie stycznia – czerwiec, można spodziewać się, że w ciągu roku zainstalowany układ kolektorów słonecznych o powierzchni 5,5 m<sup>2</sup> powinien dostarczyć około 3 MWh energii cieplnej, co przy przyjęciu, że średnio w ciągu roku w Polsce słońce dostarcza 1 MWh na m<sup>2</sup>, daje średnioroczną sprawność instalacji rzędu 55%. Średnie dzienne zużycie CWU w rozpatrywanym budynku wynosi 200 l (dane pomiarowe za okres lipiec – grudzień 2011), co skutkuje koniecznością podgrzania w ciągu roku 73 m<sup>3</sup> wody. Przyjmując temperaturę wody zimnej na poziomie 5°C a ciepłej na poziomie 45°C, oraz zakładając sprawność procesu równą 0,85,

podgrzanie takiej ilości wody wymaga zużycia 4 MWh energii. Zatem zastosowany układ kolektorów słonecznych powinien pokryć około 75% potrzeb energetycznych związanych z przygotowaniem CWU, pozwalając tym samym na zaoszczędzenie 300 m<sup>3</sup> gazu ziemnego oraz uniknięcie emisji ponad 0,6 Mg dwutlenku węgla.



Rys. 8. Energia ciepła dostarczona przez układ kolektorów słonecznych w poszczególnych dniach drugiej połowy 2011 roku:

- a) lipiec - energia sumaryczna 256 kWh,
- b) sierpień - energia sumaryczna 454 kWh,
- c) wrzesień - energia sumaryczna 466 kWh,
- d) październik - energia sumaryczna 229 kWh,
- e) listopad - energia sumaryczna 168 kWh,
- f) grudzień - energia sumaryczna 42 kWh.



Dalsza redukcja emisji dwutlenku węgla wynika z zastosowania do celów grzewczych biomasy drzewnej. Jak wcześniej wspomniano tryb pracy instalacji CO wykorzystujący kocioł biomasowy (rys. 5) był stosowany od połowy września do 17 grudnia 2011 roku. W tym okresie zużyto 7 mp (metrów przestrzennych<sup>2</sup>) drewna opałowego. Jako drewno opałowe zastosowano polana brzozone o wilgotności względnej wynoszącej około 25% i wartości opałowej równej 6,5 GJ/mp (1,8 MWh/mp)<sup>3</sup>. Całkowita ilość energii pierwotnej zawartej w użytej biomase wynosi więc 12,6 MWh. Uwzględniając sprawność kotła biomasowego na poziomie 70%, z takiej ilości drewna uzyskano około 8,8 MWh energii użytecznej. Dodając do tej wartości ilość energii dostarczoną od połowy września do 17 grudnia 2011 roku przez układ kolektorów słonecznych (680 kWh) uzyskuje się około 9,5 MWh energii dostarczonej do budynku ze źródeł odnawialnych. Uzyskanie takiej samej ilości energii użytecznej z wykorzystaniem paliwa gazowego wymagałoby zużycia około 1000 m<sup>3</sup> gazu ziemnego (sprawność kotła gazowego wynosi 94%). Przytoczone szacunki potwierdzają dane pomiarowe, z których wynika, że w okresie od końca sierpnia do 17 grudnia 2011 roku zużyto 159 m<sup>3</sup> gazu, podczas gdy w tym samym okresie roku 2010 i 2009 zużyto odpowiednio 1140 i 1131 m<sup>3</sup> tego paliwa. Oznacza to, że zastosowanie źródeł odnawialnych spowodowało zmniejszenie emisji dwutlenku węgla o około 2 tony.

Podsumowując powyższe rozważania można stwierdzić, że:

- na podstawie danych pomiarowych zebranych w przeanalizowanym okresie funkcjonowania hybrydowej instalacji CO i CWU z udziałem odnawialnych źródeł energii cieplnej (od początku lipca do końca grudnia 2011 roku) można szacować, że w ciągu roku kolektory słoneczne będą dostarczały około 3 MWh energii cieplnej, co daje średnioroczną sprawność instalacji rzędu 55%,
- zastosowany układ kolektorów słonecznych powinien umożliwić pokrycie około 75% potrzeb energetycznych związanych z przygotowaniem CWU w analizowanym budynku, pozwalając tym samym na zaoszczędzenie około 300 m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie oraz uniknięcie emisji ponad 0,6 Mg dwutlenku węgla,
- dalsza redukcja emisji CO<sub>2</sub> jest efektem wykorzystania biomasy drzewnej do pokrywania części potrzeb energetycznych budynku; w analizowanym okresie zużyto 7 mp drewna opałowego, powodując tym samym zmniejszenie emisji dwutlenku węgla w wyniku wykorzystania obu rodzajów źródeł odnawialnych energii cieplnej (kolektory słoneczne i biomasa drzewna) o około 2 tony,
- doświadczenia eksploatacyjne wskazują, że zastosowanie trybu pracy hybrydowej instalacji CO i CWU, w którym potrzeby grzewcze budynku są pokrywane z wykorzystaniem kotła biomasowego i kolektorów słonecznych zapewnia taki sam komfort cieplny jak w przypadku zastosowania kotła gazowego; w związku z tym wydaje się, że poprzez zastosowanie odpowiedniej ilości biomasy drzewnej możliwe jest całkowite wyeliminowanie emisji CO<sub>2</sub> w wyniku spalania paliw kopalnych na potrzeby grzewcze (CO i CWU) analizowanego budynku.

<sup>2</sup> Metr przestrzenny – ilość połupanego drewna ułożonego ściśle w sześcian o wymiarach 1×1×1 m

<sup>3</sup> agroenergetyka.pl

#### **4. Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej – integracja agregatu prądotwórczego z instalacją odbiorczą rozpatrywanego budynku mieszkalnego**

Opisana hybrydowa instalacja CO i CWU z udziałem odnawialnych źródeł energii cieplnej, tak samo jak wcześniej eksploatowana instalacja bazująca na kotle gazowym, dla poprawnej i bezpiecznej pracy wymaga niezawodnego zasilania w energię elektryczną. Rozpatrywany w opracowaniu budynek mieszkalny 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). W związku z tym, że przerwy w dostawie energii z sieci powodują brak możliwości zasilania budynku w energię ciepłą oraz mogą zagrażać bezpieczeństwu pracy instalacji, zdecydowano się na wyposażenie budynku w agregat prądotwórczy, którego zadaniem jest zapewnienie zasilania w sytuacjach awaryjnych.

##### **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:

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

przy czym

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

$a_1, a_2$  - współczynniki określone dla każdej klasy odbiorców (tabela 2),

a określona przy jego wykorzystaniu wartość „typowa” mocy szczytowej jest równa

$$P_{s\ typ} = 0,16 \cdot 7,8 + 0,72 \cdot \sqrt{7,8} = 3,3 \text{ kW.}$$

Tabela 2

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 prądowtwórczego 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 i kolektorów słonecznych), 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.

### Dane znamionowe dobranego agregatu prądowtwórczego

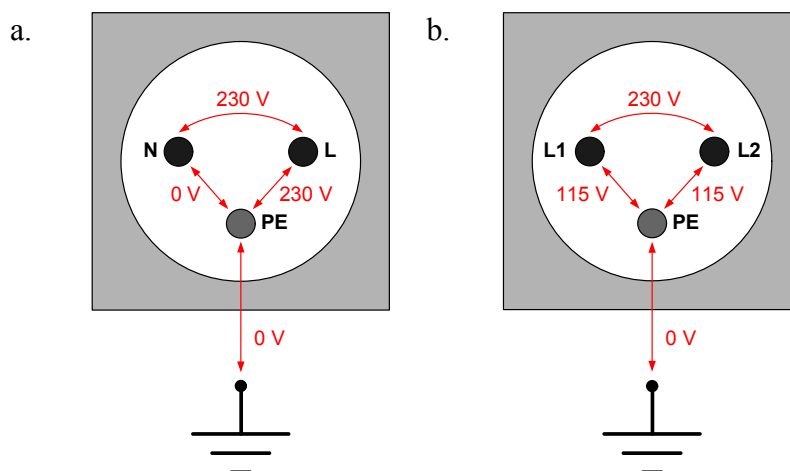
Uwzględniając przedstawione kryteria dobrano jednofazowy, inwerterowy agregat prądowtwórczy o następujących danych:

- 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 generowanego hałasu 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 9. W przypadku zasilania instalacji z sieci nN (rys. 9.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. Odmienna sytuacja ma miejsce w gnieździe agregatu prądotwórczego (rys. 9.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.



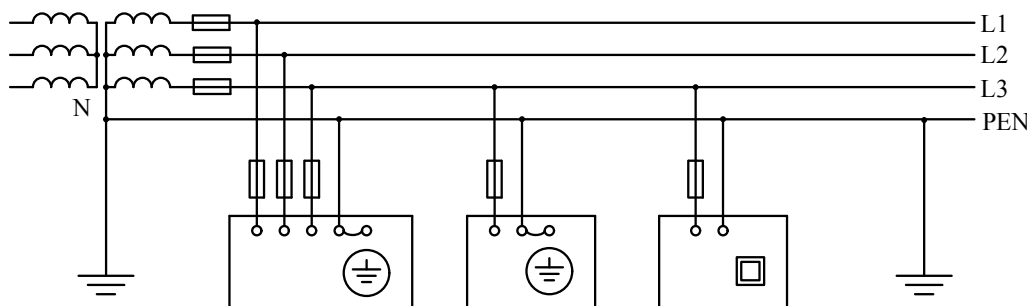
Rys. 9. Rozkład napięć w gnieździe wtykowym przeznaczonym do przyłączenia odbiorników I klasy ochronności: a. instalacja zasilana z sieci nN, b. agregat prądotwórczy

### Sposób przyłączenia agregatu prądotwórczego do instalacji odbiorczej budynku

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

- zapewnienie bezpieczeństwa użytkownika 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 10.



Rys. 10. Poglądowy schemat instalacji pracującej w układzie TN-C

Instalacja wykonana jest z wykorzystaniem przewodów z żyłami miedzianymi o przekroju 1,5 i 2,5 mm<sup>2</sup> 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:

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

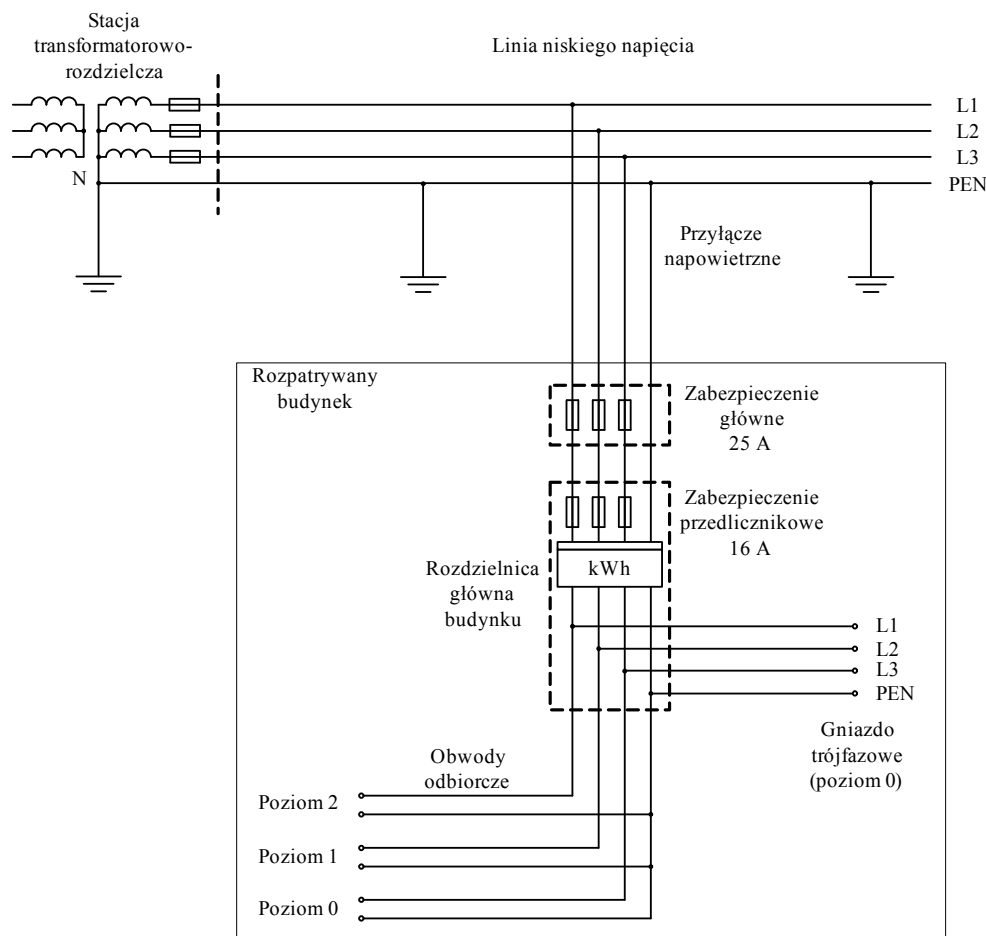
przy czym

- $I_a$  - 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 Ω (wartość minimalna wynosi 0,59 Ω, a maksymalna 1,05 Ω), 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 dotykiem pośrednim jest skuteczna. Istniejący sposób zasilania rozpatrywanego budynku oraz uproszczony schemat instalacji odbiorczej przedstawiono na rysunku 11.

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 mm<sup>2</sup> bezpośrednio z rozdzielnicy głównej budynku. Agregat (znajdujący się podczas pracy na zewnątrz budynku) został przyłączony za pośrednictwem kabla YKY 2,5 mm<sup>2</sup>. Jako zabezpieczenie zastosowano wyłączniki instalacyjne B 10 A. Sposób przyłączenia agregatu przedstawiono na rysunku 12.

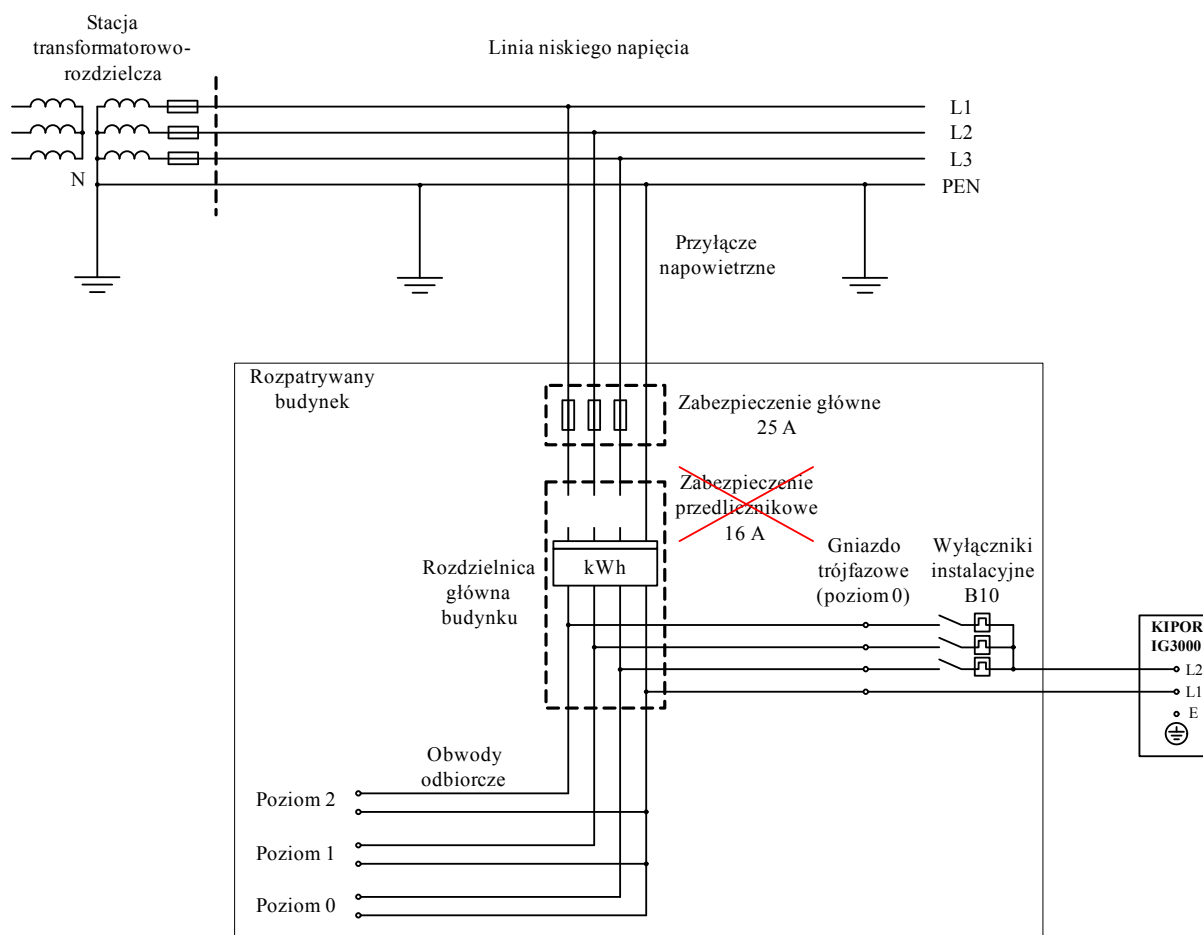
Pierwszą czynnością przy przyłączaniu agregatu do instalacji odbiorczej budynku jest odcięcie instalacji od sieci rozdzielczej nN. Realizuje się to przez wyjęcie wkładek bezpiecznikowych zabezpieczenia przelicznikowego. Czynność ta zapobiega podaniu napięcia na sieć oraz jednocześnie chroni agregat przed 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).



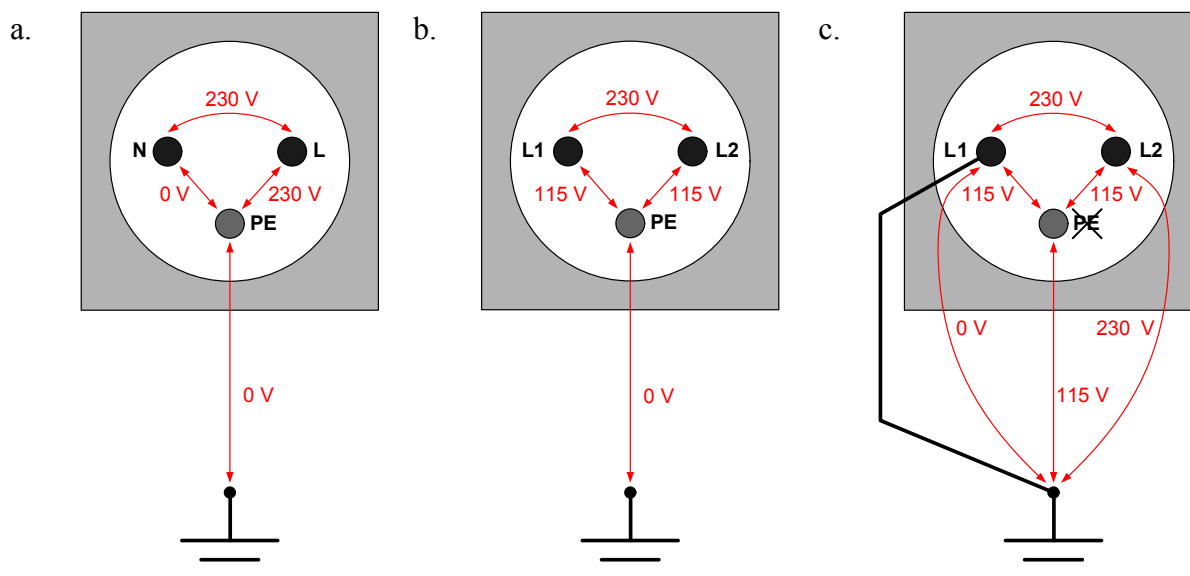
Rys. 11. Istniejący sposób zasilania rozpatrywanego budynku oraz uproszczony schemat instalacji odbiorczej

Odcinając instalację budynku od sieci nN przerywane są jedynie przewody fazowe L1, L2 i L3. Przewód ochronno-neutralny PEN ma zachowaną ciągłość (rys. 12). Oznacza to, że obwody 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 13.

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  $2,29 \Omega$  (min =  $1,98 \Omega$ , max =  $2,66 \Omega$ ), zatem spodziewany prąd zwarcia  $I_k$  średnio jest równy 101 A (min = 87 A, max = 116 A). W tym przypadku zabezpieczenie zwarciovne 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. 12. Sposób przyłączenia agregatu prądotwórczego do instalacji odbiorczej budynku

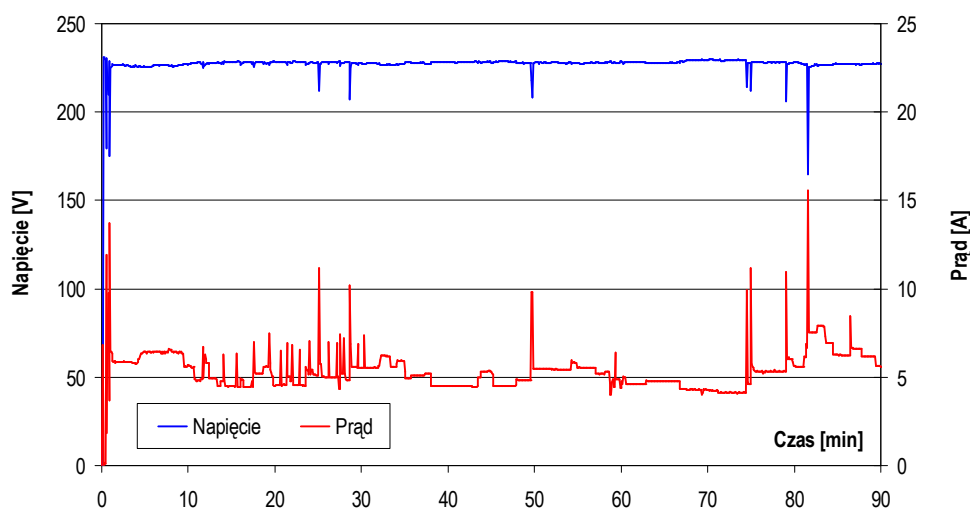


Rys. 13. Rozkład napięć w gnieździe wtykowym przeznaczonym do przyłączenia odbiorników I klasy ochronności: a. instalacja zasilana z sieci nN, b. agregat prądotwórczy – praca autonomiczna, c. agregat prądotwórczy przyłączony do instalacji zgodnie z rys. 5

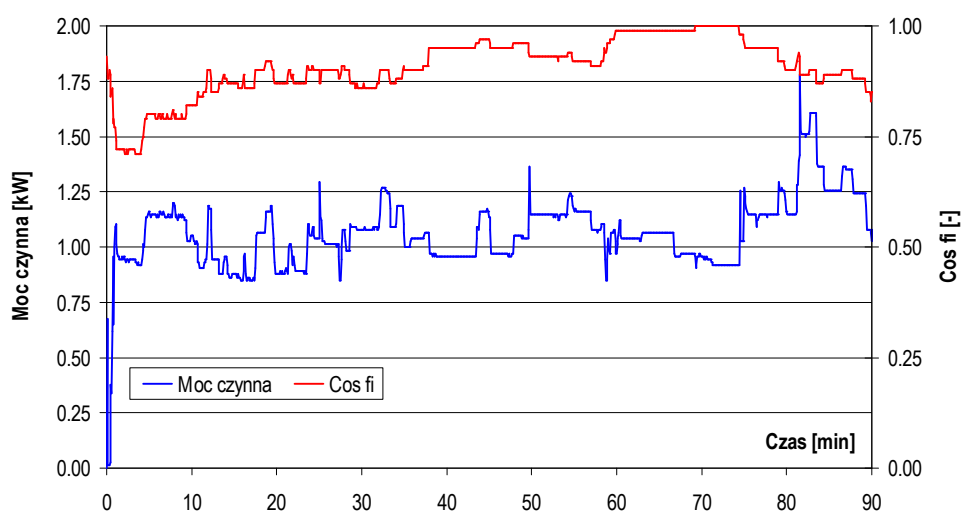
## Praca agregatu podczas ruchu próbnego

Podjęte decyzje dotyczące doboru agregatu prądowców 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 14 i 15 przedstawiono zarejestrowane przebiegi prądu i napięcia oraz mocy czynnej i współczynnika mocy  $\cos\varphi$ .

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. 14) lub prądy rozruchowe naprzemiennie załączanych przez sterownik kotła gazowego pomp CO i CWU (mniejsze piki prądowe na rys. 14). Obserwowane zmiany napięcia były jednak szybko zregulowywane przez układ regulacji i nie miały wpływu na poprawną pracę załączonych odbiorników.



Rys. 14. Zasilanie budynku z agregatu – napięcie i prąd podczas ruchu próbnego



Rys. 15. Zasilanie budynku z agregatu – moc czynna i współczynnik mocy podczas ruchu próbnego



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.

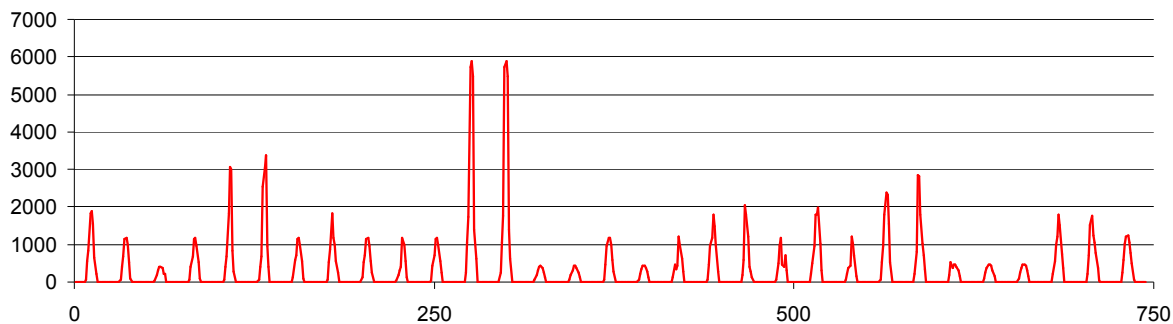
## 5. Możliwość wykorzystania odnawialnych źródeł energii elektrycznej w analizowanym budynku

Działania opisane w poprzednich punktach opracowania doprowadziły w rezultacie do powstania domu bezpiecznego energetycznie, który może być uważany za etap przejściowy między domem klasycznym a domem nisko-energetycznym, stanowiącym z kolei podstawę do wykreowania domu plus-energetycznego. W ramach kolejnych analiz bada się możliwość dalszego zwiększenia udziału źródeł odnawialnych w pokrywaniu potrzeb energetycznych analizowanego budynku.

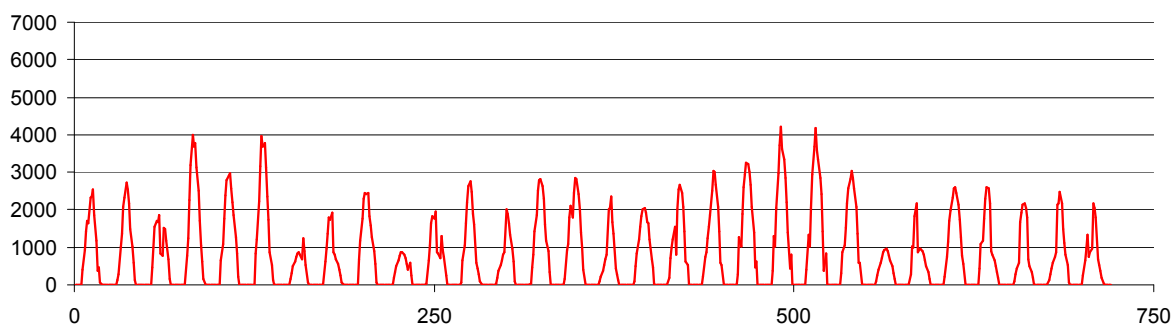
Nie rozpatruje się tutaj możliwości zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii cieplnej, np. w postaci pompy ciepła, gdyż jak wykazano w wcześniej istniejąca hybrydowa instalacja CO i CWU jest już wystarczająca do pokrycia potrzeb grzewczych analizowanego budynku z wykorzystaniem źródeł odnawialnych (energia promieniowania słonecznego i biomasa drzewna), a w związku z tym dalsza jej rozbudowa nie ma uzasadnienia. Rozpatruje się natomiast możliwość wprowadzenia do budynku odnawialnych źródeł energii elektrycznej – mikrowiatraka i ogniw fotowoltaicznych.

Rozpatrywany budynek mieszkalny położony jest w północnej części województwa Śląskiego, na obrzeżach Jury Krakowsko-Częstochowskiej. Jest on usytuowany w obszarze pagórkowatym, praktycznie w najniższej części stosunkowo głębokiej doliny. Budynek znajduje się na obrzeżach niewielkiego miasta. Z dwóch stron (zachód i północ) otoczony jest lasem o wysokości drzew przekraczającej 20 m. Z kolei od strony wschodniej znajdują się czteropiętrowe bloki mieszkalne, natomiast od strony południowej zabudowa jednorodzinna. Takie usytuowanie rozpatrywanego budynku mieszkalnego sprawia, że z punktu widzenia zasobów energii odnawialnej warunki wiatrowe są niezwykle niekorzystne, a w związku z tym instalacja mikrowiatraka nie jest dalej analizowana, gdyż musiałby on być zainstalowany na bardzo wysokim maszcie, co jest niemożliwe ze względów technicznych, a także nie znalazłoby uzasadnienia ekonomicznego.

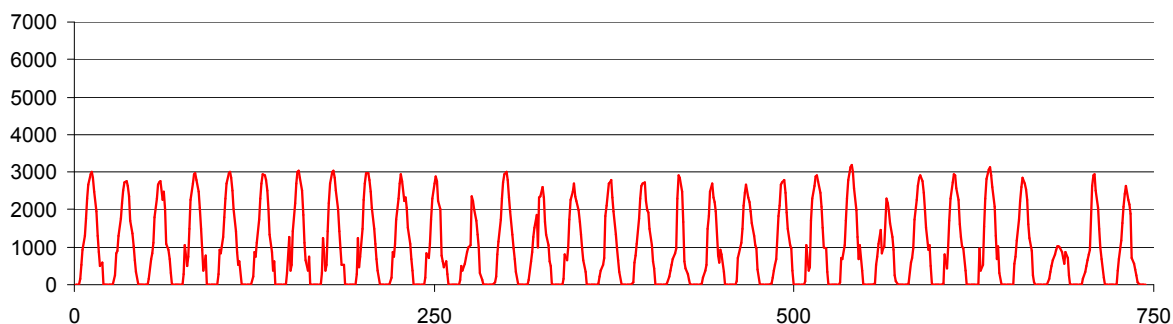
W rozpatrywanym budynku, na jego południowej ścianie, możliwa jest natomiast instalacja, współpracujących z siecią nN, ogniw fotowoltaicznych o powierzchni do 40 m<sup>2</sup>. Zakładając, że maksymalna moc promieniowania słonecznego wynosi 1000 W/m<sup>2</sup> oraz przyjmując sprawność ogniwa na poziomie 15%, otrzymuje się maksymalną moc możliwej do zainstalowania w rozpatrywanym budynku instalacji fotowoltaicznej wynoszącą 6 kWp. W przeciwieństwie do kolektorów słonecznych, które są zainstalowane pod kątem 45° w stosunku do poziomu, ogniwa fotowoltaiczne byłyby zainstalowane pod kątem 90°. Dla tak skonfigurowanej instalacji fotowoltaicznej, przy wykorzystaniu modelu matematycznego budynku plus-energetycznego opracowanego w ramach projektu PBS OZEwBUD w IEiSU Politechniki Śląskiej przez mgr inż. Pawła Kucharczyka, otrzymano roczną produkcję energii elektrycznej na poziomie 5560 kWh (czas użytkowania mocy szczytowej wynosi 927 h/rok). Dla przykładu na rysunkach 16 – 19 pokazano, pochodzącą z symulacji wykonanych z wykorzystaniem modelu budynku plus-energetycznego, dobową produkcję energii elektrycznej dla analizowanej instalacji w styczniu, kwietniu, lipcu i październiku. Z kolei rysunki 20 – 23 pokazują produkcję energii elektrycznej przy założeniu optymalnego ustawienia paneli względem słońca (przy założeniu wyposażenia instalacji w układ *solar tracker*)



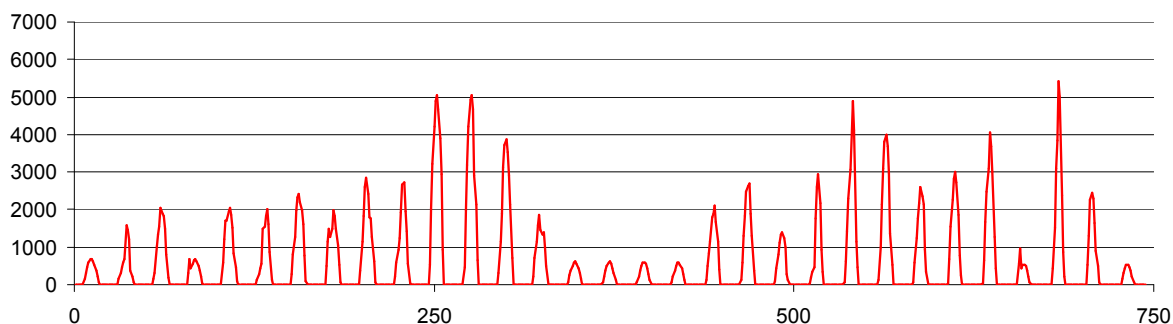
Rys. 16. Przebieg mocy, w W, dostarczanej przez instalację fotowoltaiczną (stałe ustawienie paneli,  $90^\circ$ ) w poszczególnych dniach stycznia (energia sumaryczna 210 kWh)



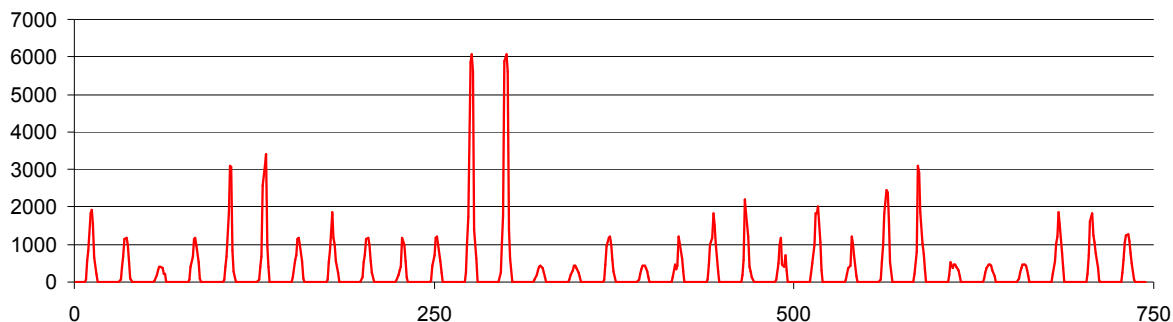
Rys. 17. Przebieg mocy, w W, dostarczanej przez instalację fotowoltaiczną (stałe ustawienie paneli,  $90^\circ$ ) w poszczególnych dniach kwietnia (energia sumaryczna 555 kWh)



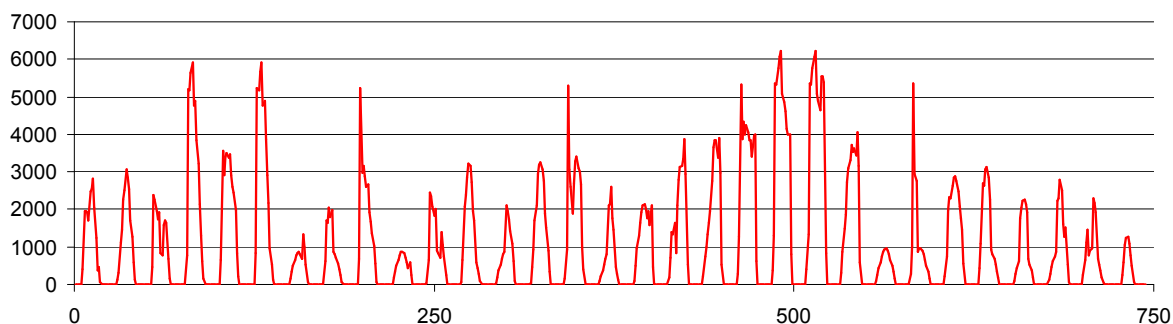
Rys. 18. Przebieg mocy, w W, dostarczanej przez instalację fotowoltaiczną (stałe ustawienie paneli,  $90^\circ$ ) w poszczególnych dniach lipca (energia sumaryczna 713 kWh)



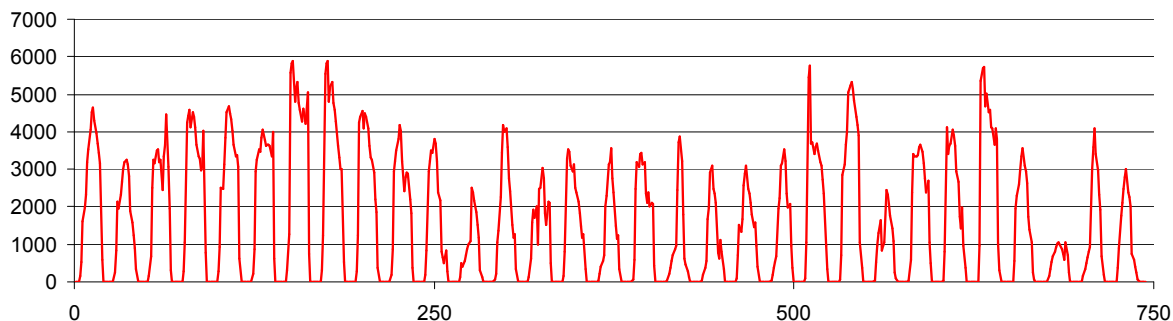
Rys. 19. Przebieg mocy, w W, dostarczanej przez instalację fotowoltaiczną (stałe ustawienie paneli,  $90^\circ$ ) w poszczególnych dniach października (energia sumaryczna 409 kWh)



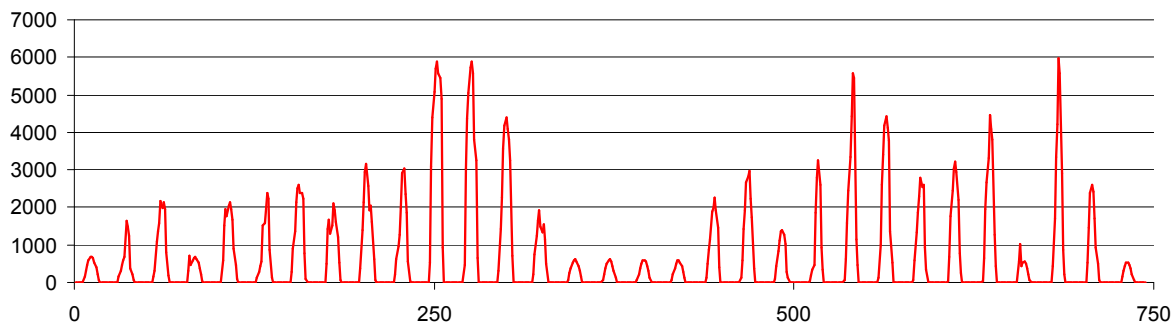
Rys. 20. Przebieg mocy, w W, dostarczanej przez instalację fotowoltaiczną (optymalne ustawienie paneli) w poszczególnych dniach stycznia (energia sum. 214 kWh)



Rys. 21. Przebieg mocy, w W, dostarczanej przez instalację fotowoltaiczną (optymalne ustawienie paneli) w poszczególnych dniach kwietnia (energia sum. 770 kWh)



Rys. 22. Przebieg mocy, w W, dostarczanej przez instalację fotowoltaiczną (optymalne ustawienie paneli) w poszczególnych dniach lipca (energia sum. 1136 kWh)



Rys. 23. Przebieg mocy, w W, dostarczanej przez instalację fotowoltaiczną (optymalne ustawienie paneli) w poszczególnych dniach października (energia sum. 459 kWh)

Wyniki wykonanych symulacji wskazują, że przy założeniu optymalnego ustawienia paneli fotowoltaicznych względem słońca (z zastosowaniem układu *solar tracker*) analizowana instalacja o mocy 6 kWp może wyprodukować około 7480 kWh energii w ciągu roku (czas użytkowania mocy szczytowej wynosi 1247 h/rok). Oznacza to, że w tym przypadku rocznie uzyskuje się o około 35% energii elektrycznej więcej niż przy założeniu stałej pozycji paneli, zawieszonych na ścianie budynku pod kątem 90° do poziomu. Z porównania dwóch analizowanych przypadków zainstalowania paneli fotowoltaicznych wynika, że układ *solar tracker* jest szczególnie efektywny w miesiącach letnich (wzrost ilości produkowanej energii w lipcu o blisko 60% – z 713 kWh (rys.18) do 1136 kWh (rys. 22)). Analizując średnioroczną sprawność paneli fotowoltaicznych (przy założeniu, że średnio w ciągu roku w Polsce słońce dostarcza 1000 kWh na m<sup>2</sup>) otrzymuje się wskaźnik na poziomie 13,9% przy statycznym sposobie instalacji paneli pod kątem 90° do poziomu oraz 18,7% przy zastosowaniu układu *solar tracker*, optymalizującego sposób ich ustawienia względem słońca.

Podsumowując powyższe rozważania można stwierdzić, że:

- z uwagi na dostępne zasoby energii odnawialnej, w rozpatrywanym budynku instalacja mikrowiatraka nie znajduje uzasadnienia; możliwa do zainstalowania jest natomiast instalacja fotowoltaiczna o mocy do 6 kWp,
- przy założeniu instalacji ogniw fotowoltaicznych na południowej ścianie budynku pod kątem 90°, na podstawie symulacji przeprowadzonych z wykorzystaniem modelu matematycznego budynku plus-energetycznego, otrzymuje się roczną produkcję energii elektrycznej na poziomie 5560 kWh (czas użytkowania mocy szczytowej wynosi 927 h/rok, a średnioroczna sprawność instalacji osiąga poziom 13,9%),
- zastosowanie układu *solar tracker*, umożliwiającego optymalizację ustawienia paneli fotowoltaicznych względem słońca, powoduje wzrost ilości produkowanej w ciągu roku energii do poziomu 7480 kWh (czas użytkowania mocy szczytowej wzrasta do wartości 1247 h/rok, a średnioroczna sprawność instalacji wynosi 18,7%),
- porównując wyznaczoną symulacyjnie ilość wyprodukowanej energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną o mocy 6 kWp z zarejestrowanym w roku 2010 zużyciem energii elektrycznej w rozpatrywanym budynku wynoszącym 7,9 MWh można stwierdzić, że instalacja ta, nawet w przypadku wyposażenia jej w układ *solar tracker*, nie jest w stanie wyprodukować w ciągu roku energii w ilości równoważącej obecne roczne zapotrzebowanie budynku,
- przy obecnym zużyciu energii elektrycznej w analizowanym budynku mieszkalnym oraz przy wykorzystaniu istniejących zasobów energii odnawialnej możliwej do zastosowania do produkcji energii elektrycznej, nie jest możliwe przekształcenie tego budynku w obiekt plus-energetyczny a jedynie w obiekt nisko-energetyczny; dopiero działania zmierzające do zmniejszenia ilości zużywanej w analizowanym budynku energii elektrycznej, połączone z wytwarzaniem energii w instalacji zintegrowanej z budynkiem pozwoliłyby na osiągnięcie statusu budynku plus-energetycznego.

## 6. Budynek plus-energetyczny w realizacji celów pakietu 3×20

Przedstawiana wyżej realizacja pokrywania potrzeb energetycznych budynku mieszkalnego stanowi istotny wkład w realizację celów pakietu energetyczno-klimatycznego 3×20, szczególnie w realizacji celu dotyczącego udziału energii odnawialnej w zużyciu końcowym oraz ograniczeniu emisji dwutlenku węgla.

Problem ograniczenia emisji dwutlenku węgla został już rozpatrzony wyżej. Z przeprowadzonej analizy rzeczywistej pracy układu kolektorów słonecznych oraz kotła na biomasę oszacowano zmniejszenie emisji dwutlenku węgla na poziomie 2 ton w okresie półrocznym.

Przyjmując taki sam efekt w drugim półroczu eksploatacji ww. układu można spodziewać się oszczędności na poziomie 4 ton dwutlenku węgla rocznie. Odnosząc tę wartość do danych prezentowanych w tabeli 1, zastosowanie odnawialnych źródeł energii w formie jak obecnie powoduje zmniejszenie emisji w stosunku do roku 2010 (przed zainstalowaniem kolektorów i kotła na biomase) o 25,6%, co znacząco przekracza cel pakietu odnoszący się do redukcji emisji dwutlenku węgla. W tym miejscu należy przypomnieć, że w analizowanym budynku podstawowym nośnikiem energii pierwotnej jest gaz ziemny, dla którego emisja dwutlenku węgla jest już o połowę mniejsza niż w przypadku korzystania z węgla używanego do ogrzewania i przygotowania ciepłej wody. Znaczna część budynków w kraju opalana jest węglem, dlatego w takich budynkach efekt zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> wynikający z zastosowania źródeł odnawialnych będzie jeszcze większy.

W punkcie 5 niniejszego opracowania rozpatruje się możliwość zastosowania w analizowanym budynku ogniw fotowoltaicznych. Przy produkcji energii na poziomie 5,5 MWh rocznie (bez zastosowania układu *solar tracker*), dalsza redukcja emisji wyniosłaby około 5,5 tony CO<sub>2</sub> rocznie, co daje (razem z kolektorami słonecznymi oraz kotłem na biomase) oszczędność 9,5 ton CO<sub>2</sub> rocznie, co stanowi ponad 60% redukcji emisji dwutlenku węgla.

Drugim celem pakietu 3×20 jest sumaryczny udział energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii. Roczna produkcja energii odnawialnej w aktualnie istniejącym układzie (z kolektorami i kotłem na biomase) i przy analogicznym sposobie eksploatacji umożliwia produkcję energii użytecznej na poziomie 20 MWh rocznie. Przy całkowitym zapotrzebowaniu rzędu 46 MWh rocznie daje to udział energii odnawialnej na poziomie 43%. W podsumowaniu punktu 3 stwierdzono, że doświadczenia eksploatacyjne wskazują, że zastosowanie trybu pracy hybrydowej instalacji CO i CWU, zapewnia taki sam komfort cieplny jak w przypadku zastosowania kotła gazowego, a w związku z tym wydaje się, że poprzez zastosowanie odpowiedniej ilości biomasy drzewnej możliwe jest całkowite wyeliminowanie emisji CO<sub>2</sub> w wyniku spalania paliw kopalnych na potrzeby grzewcze (CO i CWU) analizowanego budynku. Gdyby zrealizować ten cel, wtedy udział energii odnawialnej w całkowitym zużyciu energii w analizowanym budynku osiągnie wartość prawie 83%. Gdyby dodatkowo zrealizować inwestycję związaną z produkcją energii elektrycznej w źródłach fotowoltaicznych, to udział ten może osiągnąć wartość 95%.

Trzecim celem pakietu 3×20 jest zmniejszenie zużycia energii o 20%, przy czym cel ten jest zdecydowanie celem krajowym, dotyczy bowiem względnego zużycia energii w stosunku do produktu krajowego brutto (PKB). Trudno więc jednoznacznie odwoływać się do działań pojedynczego budynku w realizacji tego celu. Niemniej pewne odniesienia są możliwe, tym bardziej, że celem niniejszego opracowania jest pokazanie, co prawda na konkretnym przykładzie, możliwości realizacji celów pakietu dla typowego, rzeczywistego budynku oraz faz jego zmiany z budynku o charakterze typowo konsumpcyjnym, do budynku oszczędnego z produkcją energii na własne potrzeby. W rozpatrywanym budynku główne oszczędności energii zostały osiągnięte poprzez jego termomodernizację. Efekt ten jest wyraźnie widoczny na wykresie z rysunku 1 oraz w tabeli 1. Od 2003 roku (po przeprowadzonej termomodernizacji) wyraźnie zmniejszyła się wartość energii związana z ogrzewaniem budynku oraz przygotowaniem ciepłej wody użytkowej. Różnica w zapotrzebowaniu na energię oraz gaz ziemny, stanowiący źródło energii pierwotnej na te cele, sięga wartości 24% w stosunku do potrzeb na te cele z okresu poprzedzającego (1996-2003). Można więc stwierdzić, że trzeci cel pakietu również (przynajmniej w zakresie energii cieplnej) został spełniony (jest możliwy do spełnienia w typowym budynku jednorodzinny). Do spełnienia tego celu pakietu 3×20 można jeszcze podejść z innej strony. Mianowicie zgodnie z danymi o całkowitym zużyciu energii w budynku w przeciągu ostatnich kilku lat obserwuje się ustabilizowanie zużycia energii na potrzeby grzewcze (łącznie z CWU) i tylko nieznaczny wzrost zużycia energii elektrycznej, który wydaje się, że będzie ulegał dalszej stabilizacji, a nie wykluczone, że na-

wet obniżeniu (w najbliższym czasie planowana jest wymiana wyeksploatowanego sprzętu AGD). W takim razie ze względu na dodatni przyrost PKB w kraju w ostatnich latach oraz przewidywań, co do utrzymania tej tendencji w najbliższych latach względny udział w zużyciu energii końcowej rozpatrywanego budynku będzie malał. Wydaje się więc możliwe sformułowanie ogólnego wniosku, że budynki po modernizacji (termomodernizacji oraz zastosowaniu źródeł odnawialnych) nie będą znacząco zwiększać swojego zużycia energii końcowej, co przy wzroście PKB pozwala spełnić trzeci cel pakietu 3×20, natomiast istniejące budynki nie poddane do tej pory termomodernizacji osiągają ten cel poprzez jej wykonanie (nawet mogą znacznie go przekroczyć).

Drugi problem związany z realizacją celów pakietu 3×20 dotyczy dokumentowania produkcji energii odnawialnej. Dla rozpatrywanego budynku (w istniejącym obecnie stanie rozwoju źródeł odnawialnych) konieczne są pomiary energii cieplnej produkowanej przez kolektory słoneczne oraz kocioł na biomasę. Dla pełnego opomiarowania budynku potrzebny byłby jeszcze pomiar energii cieplnej produkowanej w kotle gazowym. Te trzy pomiary wielkości cieplnych oraz dodatkowo pomiary energii elektrycznej realizowane w obecnym układzie (energia dostarczana z sieci) oraz z zainstalowanych źródeł fotowoltaicznych (w perspektywie), pozwalają na pełną informację o produkcji i bilansowaniu.

Dla celów dokumentowania i rozliczania udziałów energii odnawialnej cykl odczytów z liczników nie musiałby być częstszy niż jednomiesięczny, przy czym urządzenia pomiarowe z pewnością umożliwią odczyty z krótszym krokiem czasowym.

Algorytm wyznaczania udziału energii odnawialnej w tym przypadku realizowany byłby przez proste operacje dodawania. Algorytm ten ulegałby pewnej komplikacji w przypadku różnego wykorzystania produkowanej energii elektrycznej, np. dla celów zasilania pompy ciepła lub samochodu elektrycznego. W tych przypadkach należałoby zastosować odpowiednie przeliczniki pomiędzy energią wyprodukowaną i wykorzystaną.

Algorytmy te powinny być tworzone dla potrzeb konkretnych instalacji, dlatego wydaje się być rozsądne zaprojektowanie urządzenia uniwersalnego z określoną liczbą wejść pomiarowych (energii cieplnej, elektrycznej) i możliwością zaprogramowania wielkości wyjściowych (zagregowanych wyników), wysyłanych do centrów zbierania danych o realizacji celów pakietu 3×20.

Projektowane urządzenie sterownicze powinno umożliwiać również realizację różnych układów pracy urządzeń zainstalowanych w obiekcie. Przykładowo mogłyby to być wyjścia binarne sterujące zaworami zainstalowanymi w budynku. Mogłoby to znacząco wpłynąć na komfort obsługi całej instalacji i „jednoprzyciskową” realizację układów pracy jak przedstawionych na rysunkach 4 – 7 (aktualnie sterownie zaworami – konfigurowanie poszczególnych układów pracy – odbywa się w sposób ręczny).

## **7. Usługi systemowe oferowane przez budynek plus-energetyczny operatorowi 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. 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 pa-

rametrów 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.

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

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 plus-energetyczny, przy czym w celu efektywnego wykorzystania do świadczenia usług systemowych na rynku energii zasobów jakimi dysponuje tego rodzaju obiekt, pojedyncze budynki powinny być ze sobą połączone odpowiednią infrastrukturą telekomunikacyjną, tworząc lokalną sieć typu *Smart Grid*, zarządzaną centralnie przez powołany do tego podmiot. Zarządzanie lokalną siecią typu *Smart Grid* mogłoby być realizowane na dwa sposoby:

1. poprzez przesłanie przez podmiot zarządzający odpowiedniego sygnału uaktywniającego u danego prosumenta pożądaną usługę systemową,
2. poprzez przesłanie przez podmiot zarządzający odpowiedniego sygnału zachęcającego danego prosumenta do uaktywnienia pożądaną usługę systemową.

Pierwszy sposób dawałby podmiotowi zarządzającemu większą pewność uzyskania od prosumenta pożądaną usługę systemową, jednak wymagałby, aby zarządzający siecią *Smart Grid* dysponował pełną kontrolą nad instalacją budynku plus-energetycznego, co mogłoby być trudne do zaakceptowania przez właściciela tego obiektu. Stosowanie drugiego sposobu eliminuje wskazaną niedogodność, gdyż pozostawia całkowitą kontrolę nad instalacją budynku plus-energetycznego jego właścicielowi, nie dając jednak podmiotowi zarządzającemu siecią *Smart Grid* pewności, a jedynie prawdopodobieństwo, uzyskania pożądaną usługę.

W celu optymalizacji pracy systemu elektroenergetycznego, podmioty zarządzające poszczególnymi lokalnymi sieciami typu *Smart Grid*, grupującymi budynki-plus energetyczne, powinny oferować usługi systemowe odpowiedniemu operatorowi OSD. Do usług tych można zaliczyć:

1. minimalizacja odchyłeń od planowanego zapotrzebowania – poprzez odpowiednie sterowanie urządzeniami zintegrowanymi z budynkiem plus-energetycznym, podmioty zarządzające lokalnymi sieciami typu *Smart Grid* mogą wpływać na kształtowanie

bieżącego bilansu w obszarze systemu zarządzanym przez danego operatora OSD w taki sposób, aby różnica między aktualnym i planowanym (zgłoszonym na rynek bilansujący) zapotrzebowaniem rozpatrywanego obszaru była minimalna,

2. bilansowanie zapotrzebowania w czasie rzeczywistym – poprzez odpowiednie sterowanie urządzeniami zintegrowanymi z budynkiem plus-energetycznym, podmioty zarządzające lokalnymi sieciami typu *Smart Grid* mogą wpływać na kształtowanie bieżącego bilansu w obszarze systemu zarządzanym przez danego operatora OSD w taki sposób, aby różnica między aktualnym i planowanym (zgłoszonym na rynek bilansujący) zapotrzebowaniem rozpatrywanego obszaru była na poziomie pożądanym przez operatora OSP z punktu widzenia bilansowania całego systemu (z punktu widzenia bilansowania systemu prowadzonego przez operatora OSP byłaby to usługa analogiczna do usługi oferowanej obecnie przez wytwórców, polegającej na zmniejszeniu lub zwiększeniu produkcji energii do wymaganego poziomu),
3. zarządzanie ograniczeniami w sieci rozdzielczej (zastępowanie rozwoju sieci rozdzielczej) – poprzez odpowiednie sterowanie urządzeniami zintegrowanymi z budynkiem plus-energetycznym, podmioty zarządzające lokalnymi sieciami typu *Smart Grid* mogą wpływać na kształtowanie rozptyłu mocy w poszczególnych elementach sieci znajdujących się w obszarze systemu zarządzanym przez danego operatora OSD w taki sposób, aby dostosować przepływy mocy do maksymalnych zdolności przesyłowych elementów krytycznych (w ten sposób konieczność rozbudowy sieci ze względu na niewystarczające zdolności przesyłowe zostaje odroczone).

Umożliwienie wykorzystania usług systemowych możliwych do zaoferowania przez prosumentów (budynki plus-energetyczne) wymaga zaprojektowania sieci *Smart Grid* o odpowiedniej strukturze i funkcjonalności.



Edward SIWY

**WYTYCZNE W ZAKRESIE STRUKTURY SIECI ROZDZIELCZYCH  
SN I NN, ZABEZPIECZEŃ I STEROWANIA TYMI SIECIAMI Z  
UWZGLĘDNIENIEM URZĄDZEŃ ROZPROSZONEJ ENERGETYKI  
ORAZ ROZWIĄZAŃ CHARAKTERYSTYCZNYCH DLA SIECI  
SMARTGRID**

Opracowanie w trakcie realizacji.

eGmina, Infrastruktura, Energetyka Sp. z o.o.

**WYTYCZNE W ZAKRESIE KIERUNKÓW ZMIAN PRAWA ORAZ  
PROPOZYCJI SZCZEGÓŁOWYCH ROZWIĄZAŃ PRAWNYCH DLA  
UWZGLĘDNIANIA ELEMENTÓW OZE W PLANIE ZAOPATRZENIA  
GMINY W ENERGIĘ ELEKTRYCZNA, CIEPŁO I PALIWA GAZOWE**

**Wykonawca:**



eGmina, Infrastruktura, Energetyka, sp. z o.o.  
ul. Bolesława Krzywoustego 2/618  
44-100 Gliwice  
NIP: 631-251-12-16, KRS: 0000267079, X Wydział  
Gospodarczy Krajowego Rejestru Sądowego w Gliwicach  
tel. (32) 237 1693 [kontakt@egie.pl](mailto:kontakt@egie.pl) <http://www.egie.pl/>

**Zespół autorski:**

Dorian Bukowski  
Agnieszka Czop  
Dominika Nowicka  
Michał Zakrzewski  
Andrzej Jurkiewicz

## Spis treści

1. Opracowanie wytycznych (w postaci propozycji kierunków zmian prawa oraz propozycji szczegółowych rozwiązań prawnych) dla uwzględnienia elementów OZE w planie zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe.....	124
1.1. Sytuacja administracyjno-prawna OZE w Polsce .....	125
1.2. Bariery administracyjno-prawne rozwoju inwestycji OZE w Polsce .....	125
1.2.1. Niedostosowany do potrzeb rozwijającej się branży system wsparcia finansowego .....	126
1.2.2. Skomplikowana procedura uzyskiwania koncesji i pozwoleń na prowadzenie działalności gospodarczej.....	126
1.2.3. Przyłączenie systemu OZE do sieci elektroenergetycznej.....	127
1.2.4. Miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego .....	127
1.2.5. Komplikacje związane z uzyskaniem pozwolenia na budowę i późniejsza budowa instalacji. ....	128
1.2.6. Procedury związane z uzyskaniem koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z małych źródeł OZE.....	128
1.2.7. Brak systemu wsparcia dla wytwarzania energii cieplnej z OZE .....	129
1.2.8. Pozyskiwanie świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów) i obrót nimi	129
1.3. Wytyczne zmian w prawie polskim oraz propozycje zmian legislacyjnych.....	129
1.4. Najistotniejsze zmiany zaproponowane w projekcie ustawy o odnawialnych źródłach energii .....	134
LITERATURA: .....	134

## **1. Opracowanie wytycznych (w postaci propozycji kierunków zmian prawa oraz propozycji szczegółowych rozwiązań prawnych) dla uwzględniania elementów OZE w planie zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe**

Ustawa Prawo Energetyczne nakłada na każdą gminę obowiązek przygotowania dwóch dokumentów planistycznych, uchwalanych następnie przez radę gminy.

- Projekt założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (art. 19 ustawy –Prawo energetyczne)
- Plan zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (art. 20 ustawy – Prawo energetyczne)

Zdarza się, że Gmina przedmiotowych dokumentów nie posiada, gdyż nie dysponuje odpowiednimi środkami na ich opracowanie.

W Ustawie Prawo Energetyczne powinny zostać zdefiniowane wytyczne dla podmiotów sporządzających założenia do planów zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe nakładające obowiązek sporządzenia szczegółowego i wyczerpującego raportu dotyczącego możliwości gminy w uzyskaniu energii ze źródeł odnawialnych w zależności od położenia i uwarunkowań geograficznych.

Posiadanie przez gminę założeń do planu zaopatrzenia w poszczególne nośniki energii, służyć ma przede wszystkim porównaniu potrzeb gminy w zakresie zaopatrzenia w nośniki energii i przy optymalnym wykorzystaniu OZE, wyeliminowaniu tych, które mogą zagrozić bezpieczeństwu energetycznemu gminy.

Plan zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe jest narzędziem, z pomocą, którego gmina może osiągnąć:

- ład energetyczny,
- zgodność w zakresie celów strategicznych rozwoju społeczno-gospodarczego gminy i planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych,
- harmonijną współpracę ze wszystkimi podmiotami lokalnego rynku paliw i energii na rzecz zapewnienia zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- warunki umożliwiające zaistnienie konkurencyjnego lokalnego rynku energii,
- obecność inwestorów zewnętrznych zainteresowanych rozwojem infrastruktury energetycznej wykorzystującej OZE, bądź wdrażaniem nowatorskich rozwiązań.

Aby przyciągnąć więcej inwestycji, mających na celu zastosowanie OZE lub instalacji pilotażowych wykorzystujących OZE na danym terenie, inwestorzy muszą być w stanie, na wczesnym etapie, w wiarygodny sposób ocenić swoje ryzyko. Operatorzy sieci muszą, więc przekazywać jasną informację, co do możliwości przyłączenia OZE do sieci już na wstępnym etapie inwestycji.

Polski rząd powinien określić istotne dla OZE obszary na poziomie województw, w taki sposób, aby łatwo można było zdecydować, gdzie można inwestować w nowe projekty. Gminy będąc w posiadaniu takiej wiedzy, mogłyby rozpocząć zmiany studiów i planów zagospodarowania, a proces inwestycyjny stałby się szybszy i bardziej przejrzysty. Ponadto, w dobie społeczeństwa wiedzy i popularnego już transferu technologii, zmianie powinien ulec charakter konkurencji przedsiębiorstw/inwestorów, gdzie coraz mniejszą wagę odgrywa sam produkt (cechy jakościowe produktów są łatwe do skopiowania i nie powinny stanowić źródła przewagi), a znaczenia nabierają natomiast takie wartości jak wiedza i kapitał intelektualny przedsiębiorstwa.

### **1.1. Sytuacja administracyjno-prawna OZE w Polsce**

Rozwój nowych technologii energetycznych, do których zalicza się systemy wykorzystujące odnawialne źródła energii, związany jest ściśle z uregulowaniami prawnymi i administracyjnymi występującymi w danym państwie. Obecne rozwiązania wspierające rozwój OZE w Polsce to w szczególności:

- System świadectw pochodzenia energii z OZE tzw. „zielone certyfikaty”,
- Obowiązek zakupu całości energii wyprodukowanej z odnawialnych źródeł przez operatora systemu elektroenergetycznego,
- Preferencyjne kredyty dla inwestorów,
- Zniesienie akcyzy na wytworzoną energię,
- Możliwość pozyskania bezzwrotnych dotacji,

Analiza mechanizmów wsparcia występujących w większości krajów UE (np. w Niemczech) pozwala na stwierdzenie, że aktualnie istniejące w Polsce uregulowania prawne, nie są wystarczające dla realnego rozwoju energetyki odnawialnej. Jedną z najistotniejszych barier, która skutecznie hamuje rozwój technologii OZE, nawet mimo funkcjonujących systemów wsparcia, są problemy administracyjno-prawne niższego rzędu. Potencjalnych inwestorów skutecznie zniechęcają biurokracja, skomplikowane, urzędowe procedury na poziomie lokalnym oraz koszty związane z wdrożeniem instalacji OZE (np. fakt, że przychód ze sprzedaży energii pochłaniany jest częściowo przez składki na ubezpieczenie społeczne). Kolejną kwestią jest brak prawnego rozróżnienia technologii OZE, a konkretnie takie samo traktowanie instalacji większych mocy jak i mikrosystemów. Faktem jest, że z największymi problemami administracyjnymi spotykają się inwestorzy zainteresowani wdrożeniem systemów bardzo małych mocy (mikroźródła), gdyż wedle przepisów, cały czas traktowane są one na podobnych zasadach jak źródła dużych mocy.

### **1.2. Bariery administracyjno-prawne rozwoju inwestycji OZE w Polsce**

Do najważniejszych przeszkód administracyjno-prawnych rozwoju energetyki OZE zaliczyć można:

- Niedostosowany do potrzeb rozwijającej się branży system wsparcia finansowego.
- Skomplikowana procedura uzyskiwania koncesji i pozwoleń na prowadzenie działalności gospodarczej.
- Procedury przyłączenia systemu OZE do sieci elektroenergetycznej.
- Brak polityki rozwoju OZE w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego.
- Komplikacje związane z uzyskaniem pozwolenia na budowę i późniejsza budowa instalacji.
- Procedury związane z uzyskaniem koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z małych źródeł OZE.
- Brak systemu wsparcia dla wytwarzania energii cieplnej z OZE.
- Skomplikowany proces uzyskania świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów) i obrót nimi.

Poniżej omówiono najważniejsze problemy związane z praktycznym stosowaniem OZE.

### **1.2.1. Niedostosowany do potrzeb rozwijającej się branży system wsparcia finansowego**

Obecnie w Polsce funkcjonuje system świadectw pochodzenia (dla OZE – zielone certyfikaty - ZC), czyli dokumentów wydawanych przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki potwierdzających wyprodukowanie energii elektrycznej z OZE. System polega na obowiązku zakupu określonej ilości ZC (odpowiadających energii elektrycznej wytworzonej z OZE) lub wyprodukowaniu określonej ilości „zielonej” energii. Dodatkowo, określa się limit energii z OZE, w odniesieniu do ogólnego zużycia lub produkcji energii elektrycznej. W momencie niewykonania obowiązku stosowane są opłaty zastępcze stanowiące zwykle dochody budżetowe. Każdy certyfikat jest prawem własności, który podlega obrotowi na polskiej Giełdzie Energii. Obowiązkiem firm, które zajmują się produkcją, zaopatrzeniem i sprzedają energii elektrycznej, jest uzyskanie i przedstawienie do umorzenia obowiązkowej liczby ZC. Dzięki temu istnieje stałe zapotrzebowanie na tego typu certyfikaty na rynku energii. W 2011 roku cena ZC wynosiła 268/MWh zł, a cena energii elektrycznej 195 zł/MWh. Wynika z tego, że producent energii z OZE mógł (nie licząc producenta energii z biogazu, mogącego uzyskać jeszcze fioletowy certyfikat za produkcję energii w kogeneracji) otrzymać łącznie 463 zł za 1 MWh.

### **1.2.2. Skomplikowana procedura uzyskiwania koncesji i pozwoleń na prowadzenie działalności gospodarczej**

Problem ten dotyczy zwykle mikro, małych i średnich wytwórców energii OZE. Otrzymanie koncesji na wytwarzanie „zielonej” energii elektrycznej musi być poprzedzone uzyskaniem przez inwestora statusu prowadzenia działalności gospodarczej. Każda osoba fizyczna przy rejestracji działalności w urzędzie gminy przechodzi przez standardową

procedurę zakładania firmy. Dodatkowo, negatywny wpływ na opłacalność inwestycji mają przepisy określające konieczność opłacania składek ZUS oraz podatków. Przychody z prowadzenia działalności gospodarczej tj. sprzedaży energii elektrycznej i sprzedaży praw majątkowych związanych ze świadectwami pochodzenia, są opodatkowane, w tym [1]:

- a. podatek VAT – opodatkowanie ustala się na zasadach ogólnych (od 2011 r. 23%); w przypadku drobnych przedsiębiorców jest możliwość zastosowania zwolnienia, jeżeli sprzedaż nie przekracza 150000 zł rocznie (od 2011 r.);
- b. akcyza - opodatkowanie sprzedaży energii odbiorcy końcowemu; podstawą do zwolnienia z akcyzy może być dokument potwierdzający umorzenie świadectwa pochodzenia energii;
- c. CIT (dotyczy spółek) - Opodatkowanie dochodu na zasadach ogólnych wg stawki 19% (w 2011 r);
- d. PIT (dotyczy działalności gospodarczej osoby fizycznej) - Opodatkowanie na zasadach ogólnych, jako dochodu z działalności gospodarczej;
- e. ryczałt – czyli możliwość wyboru rozliczania przychodu na zasadach szczególnych; wedle ustawy o zryczałtowanym podatku dochodowym, od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne możliwe jest opodatkowanie ryczałtem w wysokości 5,5% przychodów z odpłatnego zbycia świadectw pochodzenia otrzymanych przez przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną z OZE lub zbycia wyprodukowanej energii elektrycznej.

### **1.2.3. Przyłączenie systemu OZE do sieci elektroenergetycznej**

W celu uzyskania zgody na podłączenie instalacji OZE do sieci, w pierwszej kolejności należy złożyć wniosek o określenie warunków przyłączenia do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, do którego należy sieć. Razem z wnioskiem należy złożyć wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu. Umowa o przyłączenie jest podstawą do realizacji prac projektowych oraz budowlano montażowych. Określa ona zasady, jakim podlegać mają te prace oraz aspekty związane z ponoszeniem kosztów przyłączenia przez obie strony.

Zasadniczym problemem jest przygotowanie dokumentacji technicznej dołączanej do wniosku o wydanie warunków przyłączenia, wynikające zwykle z braku doświadczenia operatorów w zakresie przyłączania urządzeń OZE. Inną barierą, która generuje dodatkowe nakłady finansowe dla potencjalnego inwestora, jest konieczność pokrycia kosztów przyłączenia systemu do sieci, które określone są w taryfach przedsiębiorstw energetycznych oraz w Prawie Energetycznym. Ponadto nie istnieje instrukcja, która umożliwiałaby standardowy odbiór OZE, przez co konieczne staje się dostosowanie do indywidualnych, często niepotrzebnych wymagań lokalnego operatora, co generuje dodatkowe koszty i wydłużają termin odbioru.

### **1.2.4. Miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego**

Każdy teren zabudowany, objęty planem zagospodarowania przestrzennego, wedle ustaw o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, a także według Prawa budowlanego, musi posiadać określone funkcje jakie ma spełniać znajdująca się na nim zabudowa. Problem dla wytwórców energii z OZE sprowadza się do faktu, że na terenie gminy przeznaczonym pod zabudowę mieszkalną lub usługową zwykle nie można prowadzić działalności produkcyjnej. Przykładowo, osoba chcąca sprzedawać energię elektryczną wytworzoną w panelach fotowoltaicznych zamontowanych na dachu domu mieszkalnego lub usługowego, wedle prawa jest producentem, dlatego nie może prowadzić takiej działalności, chyba, że w planie zagospodarowania przestrzennego uwzględniona została produkcyjna funkcja terenu. W Polsce nadal istnieje niewiele planów zagospodarowania przestrzennego (aktualnie około 30% kraju posiada takie opracowania). Dla pozostałych obszarów nieposiadających planów, to władze lokalne ustalają procedury zainstalowania instalacji OZE przez indywidualnych inwestorów. Sprowadza się to do konieczności uzyskania m.in. decyzji o warunkach zabudowy (jeśli jej wydanie jest możliwe).

#### **1.2.5. Komplikacje związane z uzyskaniem pozwolenia na budowę i późniejsza budowa instalacji.**

Niejasny i złożony system uzyskiwania pozwolenia na budowę oraz brak przejrzystych przepisów odnośnie konieczności uzyskania tego typu pozwolenia dla różnych instalacji OZE, są przyczyną wydłużenia oraz utrudnienia całego procesu inwestycyjnego, co może wyraźnie zniechęcić inwestorów. Podczas budowy konieczne jest przestrzeganie wszelkich procedur, norm budowlanych i BHP określonych przez Prawo budowlane, a dla systemów, gdzie konieczne jest posiadanie pozwolenia na budowę, należy prowadzić dziennik budowy i zatrudnić kierownika budowy. Procedury montażu i instalacji małych systemów OZE nadal podlegają podobnym wymaganiom jak inwestycje większej skali, przez co zwiększony zostaje ich koszt i wydłuża się czas ich realizacji.

#### **1.2.6. Procedury związane z uzyskaniem koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z małych źródeł OZE**

Uzyskanie koncesji jest wymagane dla prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wszystkich technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym także z OZE, ponieważ administracja państwowa musi wiedzieć, jakimi mocami wytwórczymi dysponuje na terenie kraju i w jaki sposób może je bilansować [1]. Posiadanie koncesji, którą wydaje się dopiero po zakończeniu budowy systemu, jest niezbędnym warunkiem do ubiegania się o możliwość otrzymywania zielonych certyfikatów i produkcji energii z odnawialnych źródeł. O koncesję mogą ubiegać się jedynie przedsiębiorcy, zatem osoby fizyczne zobligowane są rejestracji działalności gospodarczej. Do wniosków o wydanie koncesji dołącza się szereg dodatkowych dokumentów i zaświadczeń (np. dla systemów PV - 19), które określają spełnienie warunków organizacyjnych, technicznych i finansowych a także świadectwo o niekaralności. Nie istnieje procedura uproszczona dla niewielkich inwestycji OZE.



### **1.2.7. Brak systemu wsparcia dla wytwarzania energii cieplnej z OZE**

Aktualnie, systemy wsparcia dla energii z OZE dotyczą jedynie produkcji energii elektrycznej lub skojarzonego wytwarzania elektryczności i ciepła (kogeneracja), nie istnieją one natomiast dla energii cieplnej wytwarzanej z odnawialnych źródeł (np. energii geotermalnej, produkowanej przez kolektory słoneczne czy w kotłach na biomase).

### **1.2.8. Pozyskiwanie świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów) i obrót nimi**

Uzyskanie świadectwa pochodzenia wiąże się z dodatkowymi procedurami, które producent energii musi spełnić. Konieczne jest jednorazowe utworzenie konta na Towarowej Giełdzie Energii (TGE), na które będą wpływały świadectwa pochodzenia. Dodatkowo należy wypełnić dostępny na stronie wniosek i szereg załączników. Zielone certyfikaty wystawia prezes URE na wniosek wytwórcy natomiast operator sieci musi potwierdzić ilość wyprodukowanej i zgłoszonej we wniosku energii. Składanie wniosków odbywa się co miesiąc, do 14 dnia następnego miesiąca. Po złożeniu wniosku następuje okres oczekiwania na świadectwa pochodzenia trwający do 28 dni. Świadectwa pochodzenia objęte są podatkowym ryczałtem w wysokości 5,5%.

## **1.3. Wytyczne zmian w prawie polskim oraz propozycje zmian legislacyjnych**

Biorąc pod uwagę omówione wcześniej bariery, problemem priorytetowym są niejasne, skomplikowane i mało przejrzyste procedury systemu administracyjno-prawnego niższego rzędu, z którymi bezpośrednio styczność ma inwestor zainteresowany wdrażaniem technologii OZE. Mowa tu zarówno o inwestorze indywidualnym, który chciałby wyposażyć swój dom w „zieloną” technologię (i sprzedawać energię do sieci), jak i gminie planującej zrealizować projekty OZE na swoim terenie. Drugim zagadnieniem jest zmiana zasad funkcjonowania systemu wsparcia dla OZE, gdyż funkcjonujący obecnie jest mało atrakcyjny dla inwestorów.

Na dzień dzisiejszy celowe jest wprowadzenie jednolitej ustawy o odnawialnych źródłach energii. Z uwagi na interdyscyplinarny charakter zmian, jakie zachodzą przy wdrażaniu technologii energetyki rozproszonej i odnawialnej, konieczne jest zdefiniowanie organu odpowiedzialnego za owe zmiany. Rozwijająca się branża energetyki OZE/URE ściśle związana jest zarówno z budownictwem mieszkalnym i usługowym, gminą wiejską i gospodarstwem wiejskim czy osiedlem miejskim, transportem, jak również z planowaniem energetycznym w gminach, powiatach i województwach.

Aktualnie odpowiedzialne za kwestie energetyki Ministerstwo Gospodarki, nie wydaje się już być najlepszym z możliwych powołanych w tym celu organów. Pod tym względem właściwym do działań jest Ministerstwo Infrastruktury, które ma w swoich kompetencjach: planowanie przestrzenne, budownictwo, transport oraz telekomunikację i odpowiednie ustawy do ich regulacji, o najwyższej randze w hierarchii ważności aktów prawnych. Są to takie ustawy jak: ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ustawa Prawo budowlane, ustawa Prawo telekomunikacyjne, ustawa Kodeks drogowy, ustawa o transporcie

drogowym, ustawa o transporcie kolejowym, ustawa o transporcie publicznym i inne ustawy, mniej znaczące, na przykład ustawa o audycie energetycznym budynku [2].

Propozycja zmian prawnych i administracyjnych to w szczególności wyeliminowanie trudności na szczeblu administracyjno-prawnym, które dotyczą głównie inwestorów zainteresowanych małymi i średnimi projektami OZE.

### 3.3.1 Zmiana procedury uzyskiwania koncesji i pozwoleń na prowadzenie działalności gospodarczej

W szczególności:

- a. Zniesienie konieczności uzyskania koncesji i zakładania działalności gospodarczej dla producentów energii z małych źródeł OZE (np. poniżej 150 kW)
- b. Zwolnienie z podatku VAT

### 3.3.2 Ułatwienie i ujednoczenie procedury przyłączenia systemu OZE do sieci elektroenergetycznej

W szczególności:

- c. Określenie przez ustawodawcę jednolitych w skali całego kraju wymagań, jakie operator systemów dystrybucyjnego i przesyłowego może stawiać inwestorowi
- d. Zapewnienie szkoleń z zakresu OZE dla operatorów systemu elektroenergetycznego
- e. Wprowadzenie uproszczonych instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej dla mikroinstalacji (ograniczenie biurokratycznych procedur i skrócenie czasu wykonania)
- f. Określenie klarownej, jednolitej definicji kosztów przyłącza oraz wprowadzenie centralnych regulacji dla tych kosztów (celem miałyby być równomierne rozłożenie kosztów przyłącza pomiędzy wszystkich dostawców energii, przy jednoczesnym zapewnieniu równych warunków konkurencyjności dla wszystkich producentów energii z OZE [1]).

### 3.3.3 Zmiana ustawy o miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego

Powinna nastąpić zmiana przepisu warunkującego zakaz przyłączania mikrosystemów OZE, w szczególności systemów PV, mikrowiatraków do sieci (wytwarzanie energii - działalność produkcyjna), gdy teren na którym się znajdują przeznaczony jest jedynie pod działalność mieszkalno-usługową.

### 3.3.4 Uproszczenie procedury związanej z uzyskaniem pozwolenia na budowę i późniejszą budową instalacji oraz z uzyskaniem koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z małych źródeł OZE

Zniesienie wymogu uzyskiwania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej dla źródeł o mocy poniżej np. 150 kW.

### 3.3.5 Zmiana sposobu pozyskiwania świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów) i obrotu nimi

W szczególności

- g. Ulepszenie lub zamiana dotychczasowego systemu wsparcia dla OZE (opisane w kolejnym punkcie)
- h. Zniesienie konieczności rejestracji na giełdzie energii oraz sprzedaży za jej pośrednictwem [1]
- i. Wprowadzenie możliwości obrotu świadectwami pochodzenia dla osób fizycznych na takich samych zasadach jak podmiotom gospodarczym, wyłączając ich z konieczności rejestracji działalności gospodarczej i posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

### 3.3.6 Zmiana systemu wsparcia OZE

Istnieją dwie propozycje zmiany systemu wsparcia:

- a) System taryfy stałej – „feed-in tariff”

Obecnie popularny w krajach UE system „feed-in tariff” (taryfy stałej, gwarantowanej, FiT) polega na określeniu (na regulacyjnym szczeblu), stałej ceny energii elektrycznej z OZE, uzależnionej od rodzaju źródła czy też lokalizacji i daty oddania do eksploatacji. Taryfę ustala się zwykle na dłuższy, określony czas (zazwyczaj 20 lat). System FiT pozwala na łatwą ocenę przyszłych przychodów ze sprzedaży energii i jest względnie prosty do wdrożenia, gdyż posiada prostą strukturę, niewielkie wymogi i koszty administracyjne. Co więcej, nie obciąża budżetu państwa (w przeciwieństwie do subsydiów inwestycyjnych czy ulg podatkowych). Specyfiką systemu może być ryzyko potencjalnej zamiany poziomu taryfy związane z uchYLENIEM prawa lub celowe jej zmniejszenie w następstwie spadku cen odnawialnych źródeł energii.

- b) System współczynników korekcyjnych dla świadectw pochodzenia oraz wprowadzenie segmentacji OZE

Innym rozwiązaniem może być wprowadzenie tzw. segmentów dla OZE, dzięki którym nastąpi rozróżnienie tych technologii na gruncie administracyjno-prawnym:

Tabela 1. Segmenty OZE – wyszczególnienie technologii wraz z opisem. Opracowanie na podstawie [3].

Nr segmentu	Rodzaj technologii	Szczegóły
1	Współspalanie	Moc > 1 MW
2	Wielkie elektrownie wodne	Moc > 1 MW
3	Wielkie farmy wiatrowe	Moc > 1 MW
4	Rolnictwo energetyczne	biogazownie o wydajności biogazu w przeliczeniu na czysty metan: 100 tys. m <sup>3</sup> do 4 mln m <sup>3</sup> ; moc elektryczna źródeł kogeneracyjnych zintegrowanych technologicznie z biogazowniami: 50 kW do 2 MW
5	Gospodarka odpadami	biogazownie przy oczyszczalniach ścieków i na składowiskach odpadów komunalnych o wydajności biogazu w przeliczeniu na czysty metan: powyżej 100 tys. m <sup>3</sup> ; moc elektryczna źródeł kogeneracyjnych zasilanych biogazem: powyżej 50 kW; spalarnie: 50 do 500 tys. ton odpadów
6	Instalacje małej mocy, poza segmentami 4 i 5	wydajność biogazu w przeliczeniu na czysty metan: 100 tys. m <sup>3</sup> do 2 mln m <sup>3</sup> ; moc elektryczna źródeł kogeneracyjnych 50 kW do 1 MW
7	Mikroinstalacje	wydajność biogazu w przeliczeniu na czysty metan: do 100 tys. m <sup>3</sup> ; moc elektryczna źródeł kogeneracyjnych: do 50 kW; prosumenckie łańcuchy wartości z pompą ciepła oraz z samochodem elektrycznym
8	Ciepło poza kogeneracją	kotły na biomasę stałą i na biogaz, kolektory słoneczne, piece/kominki
9	Biopaliwa I i II generacji	-
10	Inne technologie, wymagające certyfikatu technologicznego	Centrum Certyfikacji Technologicznej przy Prezesie Urzędu Regulacji Energetyki

Dzięki takiemu podziałowi możliwe stanie się wprowadzenie współczynników certyfikujących dla poszczególnych technologii. Należy zwrócić uwagę, że oprócz technologii wytwarzania energii elektrycznej, zostały także wymienione technologie produkcji ciepła, (nie tylko w kogeneracji) oraz wytwarzania i wykorzystania biopaliw:

Tabela 2 Wykaz proponowanych współczynników certyfikacyjnych oraz wysokości opłat zastępczych dla poszczególnych segmentów OZE w latach 2013-2025 [3].

Segment	2013	2016	2020	2025
	Opłata zastępcza, %			
	100	78	56	28
	Współczynnik certyfikacyjny			
Współspalanie 1*	1	1	1	1
Wielkie elektrownie wodne 2*	1	1	1	1
Wielkie farmy wiatrowe 3	1	1	1	1
Rolnictwo energetyczne (4)	1,3	1,2	1,1	1
Gospodarka odpadami 5	1,3	1,2	1,1	1
Instalacje małej skali 6	1,1	1,1	1	1
Mikroinstalacje 7	1,5	1,3	1,1	1
Wytwarzanie ciepła, poza kogeneracją	1,2	1,1	1	1
Biopaliwa*	-	-	-	-
Inne technologie (odrębnie certyfikowane)*	-	-	-	-

\* Wartości powinny być określone po skonstruowaniu współczynników certyfikacyjnych przez właściwe centra certyfikacyjne.

Zaproponowane współczynniki korekcyjne miałyby zapewnić większe wsparcie dla mniej wykorzystywanych obecnie mikroinstalacji oraz technologii wykorzystujących energetyczny potencjał rolnictwa (np. technologie biogazowe) i odpadów (np. spalarnie odpadów). Mniejsze finansowanie dotyczyłoby dużych projektów OZE tj. elektrowni wiatrowych i wodnych oraz współspalania biomasy w elektrowniach konwencjonalnych.

### 3.3.7 Proponowane rodzaje wsparcia finansowego dla OZE [3]

- Opłaty zastępcze – prawa majątkowe (certyfikaty).
- Opłaty zastępcze – fundusze celowe (NFOŚiGW).
- Środki generowane w segmencie operatorskim (OSD). Opłata przesyłowa – formuła kosztów uzasadnionych (straty sieciowe i usługi systemowe) oraz kosztów unikniętych (usługi substytucyjne).
- Fundusze unijne (spójnościowe/operacyjne, regionalne, z obszaru Wspólnej Polityki Rolnej).
- Środki z opłat za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>.
- Wsparcie inwestycyjne, ulgi podatkowe w podatku PIT (prosumenci: instalacje poligeneracyjne, wytwarzanie ciepła).
- W odniesieniu do biopaliw należy przyjąć, że stosowane dotychczas ulgi podatkowe w podatku akcyzowym będą likwidowane i będą zastępowane nowym wsparciem, zbudowanym na preferencjach zapisanych w dyrektywie 2009/28. (np. mnożnik 2 stosowany

w odniesieniu do biopaliw drugiej generacji przy ich rozliczaniu w aspekcie wymaganego udziału energii odnawialnej na rynku końcowym energii).

#### **1.4. Najistotniejsze zmiany zaproponowane w projekcie ustawy o odnawialnych źródłach energii**

22 grudnia 2011 roku ukazała się publicznie pierwsza wersja ustawy o OZE, która docelowo ma być wprowadzona w życie w lipcu 2012 roku. Zaproponowane zostały następujące formy ułatwienia procedur bądź wyeliminowania barier dla procedur administracyjno-prawnych [4]:

1. Dla mikroinstalacji (czyli instalacji mocy do 40 kWe lub 70kWt, lub biogazownie rolnicze o mocy do 100kWe lub 130 kWt):
  - a. Zniesienie obowiązku koncesjonowania,
  - b. Preferencje w przyłączeniu do sieci elektroenergetycznej,
  - c. Zwolnienie właścicieli z obowiązku zakładania działalności gospodarczej (warunek: sprzedaż do sieci maksymalnie 30% produkowanej energii)
2. Brak konieczności uzyskania koncesji na wytwarzanie biogazu rolniczego
3. Wprowadzenie współczynników korekcyjnych dla świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów) dla różnych technologii OZE. Zyskać mają małe źródła, do mocy 100 kW (głównie systemy fotowoltaiczne i biogazownie), natomiast mniej dotowana będzie produkcja w dużych elektrowniach: wiatrowych, wodnych i tych opartych na współspalaniu biomasy
4. Propozycja wprowadzenia certyfikatów za produkcję ciepła z OZE

Analizując zaproponowany projekt ustawy można stwierdzić, że eliminuje on część opisanych wcześniej barier wpływających na dynamikę i wielkość rozwoju rynku OZE/URE na terenie Polski. Najbardziej istotne znaczenie ma fakt zredukowania ilości procedur związanych z przyłączaniem do sieci i koncesjonowaniem dla małych instalacji. Na szczególną uwagę zasługuje także wprowadzenie współczynników korekcyjnych dla różnych technologii OZE, gdyż zbliża system zielonych certyfikatów do systemu taryf stałych oraz wprowadza formalno-prawne rozróżnienie technologii wytwarzania energii z OZE.

#### LITERATURA:

[1] Bariery prawno-administracyjne w procesie inwestycyjnym systemów fotowoltaicznych w Polsce. Rekomendacje jak znieść bariery fotowoltaiki” dr Stanisław M. Pietruszko, Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki

[2] „Energetyka rozproszona - od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej” prof. Jan Popczyk, Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki, Warszawa 2011

[3] „Ustawa, której nie ma, choć od grudnia 2010 powinna być. Rzec o wykorzystaniu technologii OZE/URE do ochrony bezpieczeństwa energetycznego w horyzoncie 2020 i zmniejszenia ryzyka stranded costs w energetyce WEK” prof. Jan Popczyk, Politechnika Śląska, Dział Profesorski Klastra 3x20

[4] „Uzasadnienie do projektu ustawy o odnawianych źródłach energii z dn. 20.12.2011”

Marta MASTALERSKA  
Ryszard MOCHA

## **OPRACOWANIE KONCEPCJI I STRUKTURY BIZNESPLANU STWORZENIA GMINNEGO CENTRUM ENERGETYCZNEGO NA BAZIE OZE JAKO DRUGIEGO FILARU BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO**

### **1. Zdefiniowanie celów, misji i zakresu działania**

#### **1.1 Wstęp**

Jednym z podstawowych zadań gospodarki jest zaspokojenie konsumpcyjnych i rozwojowych potrzeb społeczeństwa. Aby to było możliwe, państwo musi osiągnąć stan bezpieczeństwa energetycznego. W Polsce wielokrotnie podejmowano próby zdefiniowania pojęcia bezpieczeństwa energetycznego, jednak w zależności od usytuowania jednostki organizacyjnej w łańcuchu gospodarczym definicje te różnią się a bezpieczeństwo jest inaczej pojmowane. Dla odbiorcy końcowego bezpieczeństwo energetyczne oznacza przede wszystkim dostępność energii widzianej w dwóch aspektach: ceny oraz dostępności infrastruktury technicznej zapewniającej pewność i ciągłość dostaw.

Przez bezpieczeństwo energetyczne państwa, w myśl art. 3 punkt 16 ustawy Prawo energetyczne z 10 kwietnia 1997, rozumie się: „stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska”.

W myśl ustawowej definicji Polska powinna dążyć do stworzenia takiego systemu prawno-ekonomicznego który zapewniałby:

- pewność dostaw – realizowaną poprzez dywersyfikację dostaw nośników energii oraz zmianę struktury ich zużycia,
- konkurencyjność – stworzenie wszystkim uczestnikom rynku energii takich samych



warunków do działania,

– spełnienie wymogów ochrony środowiska – ograniczenie negatywnego wpływu sektora energetycznego na środowisko przyrodnicze oraz minimalizacja kosztów zewnętrznych.

W 2008 roku w Szczecinie doszło do poważnego kryzysu energetycznego, obfite opady deszczu i śniegu doprowadziły do wyłączenia się czterech linii wysokich i średnich napięć zasilających lewobrzeżną część Szczecina. Prawie całe miasto zostało pozbawione prądu. Podobna sytuacja miała miejsce zimą 2009/2010 roku. Setki tysięcy gospodarstw domowych zostało pozbawione zasilania, do dziś ich właściciele ubiegają się o odszkodowania od firm energetycznych. Główną przyczyną tych zdarzeń jest zły stan sieci energetycznych oraz specyfika struktury wytwarzania energii elektrycznej w Polsce.

Wciąż rosnące ceny paliw i energii oraz częste awarie sieci przesyłowych zmuszają odbiorców do poszukiwania alternatywnych dróg pozyskania paliw i energii. Indywidualny odbiorca nie musi pozostawać bierny wobec sytuacji zagrażającej jego bezpieczeństwu energetycznemu. Mechanizmem wspomagającym te przemiany mogą okazać się Gminne Centra Energetyczne.

Nowatorskim motorem napędowym rozwoju gminy jest uwzględnienie w planowaniu energetycznym gminy innowacyjnej energetyki rozproszonej opartej na własnych zasobach odnawialnych. Wykorzystanie potencjału OZE umożliwi dywersyfikację źródeł energii i pozwala lepiej kontrolować i wpływać na proekologiczny rozwój gminy. Ważne jest tutaj istnienie przedsiębiorstwa infrastrukturalnego jako integratora usług, które swymi ramami obejmowałoby energetykę rozproszoną i wdrażanie technologii OZE/URE. Zrównoważona energetyka gminna oparta na własnych zasobach może generować nowy model finansowy gminy i wpływać nie tylko na rozwój ekoenergetyczny, bezpieczeństwo energetyczne ale także na lokalny rynek pracy. W gminie pozostaną pieniądze, które dawniej „uciekały” do przedsiębiorstw zewnętrznych, a nowopowstały kapitał będzie można zainwestować na miejscu. Rozwój energetyki rozproszonej, bardzo dobrze wpisuje się w politykę energetyczną UE, w przeciwieństwie do energetyki zawodowej, która boryka się z coraz większymi trudnościami, aby sprostać wymogom ochrony środowiska, a wkrótce również będzie miała problemy z pokryciem zapotrzebowaniu na energię w kraju. Ponadto energetyka rozproszona charakteryzuje się silnym potencjałem nie tylko w dziedzinie produkcji energii elektrycznej i ciepła ale także w produkcji paliw transportowych (biopaliwa II generacji). Produkcja własnych paliw transportowych w gminie sprawi, że podwyżki ich cen nie będą tak dotkliwe, ponieważ w dużej części gminy będą mogły same zaspokajać zapotrzebowanie na paliwa.

## 1.2. Misja

Misją Gminnego Centrum Energetycznego jest taka zmiana energetyki na terenie gminy, która umożliwi pełne wykorzystanie zasobów Odnawialnej Energii oraz optymalizację wykorzystania paliw kopalnych. Gminne Centra Energetyczne będą dążyć do stopniowej

minimalizacji roli WEK i zastąpienia jej w jak największym stopniu przez OZE/URE. Dodatkowo GCE dbać będzie o wdrażanie projektów których wynikiem będzie racjonalizacja zużycia energii i obniżenie zapotrzebowania na energię w gminie.

Stworzenie, monitorowanie i modernizowanie dobrze działającej infrastruktury energetycznej w gminie przygotowuje obszar do prawidłowej i zaawansowanej współpracy z jednostkami sąsiadującymi, otwierając tym samym nowe perspektywy przed mieszkańcami i władzami gminy.

### 1.3. Cele

Do podstawowych celów stawianych GCE należą:

- rozbudowa oraz stałe ulepszanie infrastruktury energetycznej w gminie,
- aplikacja najnowszych rozwiązań oraz technologii energetycznych,
- maksymalizacja przychodów,
- ułatwienie oraz usprawnienie działań decyzyjnych w obszarze energetyki w gminie,
- przygotowanie i realizacja strategii energetycznej dla obszaru gminy,
- opracowanie metody optymalizacji kosztów produkcji i dystrybucji nośników energii na terenie działania GCE,
- propagowanie i wprowadzanie nowoczesnych technik i technologii OZE, w tym udział w realizacji przykładowych inwestycji związanych z OZE,
- opracowanie nowych spójnych założeń do planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepłą i paliwa gazowe dla Gminy,
- wykorzystanie lokalnych zasobów naturalnych dla produkcji energii,
- wykorzystanie istniejącej infrastruktury technicznej,
- negocjowanie warunków dostawy mediów przez podmioty zewnętrzne (wytwórcy i dystrybutorzy energii elektrycznej, lokalni wytwórcy energii)
- działania na rzecz podnoszenia efektywności wykorzystania nośników energii u wszystkich odbiorców obszaru gminy,
- prowadzenie inwestycji w zakresie podnoszenia efektywności energetycznej na obszarze,
- działalność zmierzająca do zapewnienia różnych form energii własnym odbiorcom z własnych źródeł (możliwie efektywnie i ekologicznie wykorzystanych),

- aktywizacja podmiotów działających na terenie GCE w obszarze energetyki w celu wykorzystania i optymalizacji potencjału technicznego, ekonomicznego i organizacyjnego tych podmiotów,
- przygotowanie i wdrażanie lokalnych sposobów pozyskania paliw i energii (uprawy energetyczne, biogazownie, energia odpadowa procesów technologicznych itp.),
- aktywny udział w pozyskaniu środków finansowych dla Gminy oraz podmiotów z terenu w zakresie prowadzenia inwestycji proekologicznych i energooszczędnych,
- prowadzenia stałej akcji szkoleniowej i informacyjnej związanej z oszczędnością energii wśród mieszkańców i podmiotów gospodarczych (instytucjonalnych),
- udział w pracach innych instytucji związanych z polityką energetyczną .

Dodatkowo GCE powinno:

- reprezentować interesy instytucji samorządowych oraz mieszkańców obszaru Gminy wobec podmiotów energetyki zawodowej,
- prognozować rozwój rynków energetycznych oraz wpływać na ostateczny kształt relacji podaż- popyt na energię,;
- być inicjatorem i jednostką wdrażającą działalność badawczo-wdrożeniową i innowacyjną z zakresu energetyki,
- doradzać i monitorować proces inwestycyjny dla odnawialnych źródeł energii.

## **1.4. Zakres działania**

Gminne Centrum Energetyczne będzie przedsiębiorstwem dla którego obszarem działania będzie zarówno energetyka gminna jak i planowanie energetyczne na poziomie poszczególnych gospodarstw domowych. W celu wypełnienia swojej misji oraz realizacji celów GCE dysponować będzie szeroką gamą usług oraz narzędzi które opisano poniżej.

### **1.4.1 Energetyk Gminny**

Gminna polityka energetyczna nie zawsze jest w rękach osób odpowiednio do tego przygotowanych. Aktualnie w gminach brak jest specjalistów takich jak energetyk gminny, który posiada wiedzę nie tylko z zakresu tradycyjnych technologii, ale i z zakresu technologii opartych na odnawialnych źródłach energii. W momencie tworzenia Gminnego Centrum Energetycznego, przewidzieć należy jako jeden ze strategicznych celów przygotowanie

odpowiedniej kadry poprzez kierowanie jej na specjalistyczne szkolenia lub nawet na odpowiednie studia podyplomowe. Proponuje się tutaj nawiązanie ścisłej współpracy z Uczelniami Wyższymi w celu przygotowania odpowiedniego kierunku studiów podyplomowych (lub docelowo dziennych).

Biorąc pod uwagę obecny trend w rozwoju technologii energetycznych, w którym wyraźnie widać odejście od energetyki centralnie planowanej i rosnące zastosowanie energetyki rozproszonej, która umożliwia jednostkom administracyjnym uniezależnienie się od dostaw energii z zewnątrz, konieczne jest, aby sprawy energetyki w danym obszarze administracyjnym, jeżeli jest to tylko możliwe, były w rękach jednej osoby. W związku z tym powołanie stanowiska pełnomocnika ds. energetyki w gminie lub energetyka gminnego wydaje się być krokiem celowym i słusznym, również z punktu widzenia funkcjonowania GCE.

#### Zadania energetyka gminnego:

– jest to osoba „pierwszego kontaktu” w sprawach projektów związanych z energetyką, zorientowana w sytuacji gminy i mogąca udzielić informacji potencjalnym partnerom w sprawach energetyki konwencjonalnej i opartej na OZE, co powoduje ułatwienie kontaktów handlowych

– współdziałanie w tworzeniu planów zaopatrzenia gminy w energię ze źródeł odnawialnych

– podejmowanie działań na rzecz zwiększenia efektywności energetycznej w gminie (orientując się w nowoczesnych technologiach oraz zachowaniach wspierających oszczędność energii, przygotowuje programy szkoleń mieszkańców gminy oraz projekty wprowadzenia nowych technologii lub zmian w technologiach już istniejących, które skutkować będą mniejszym zużyciem energii cieplnej i elektrycznej w gminie oraz zmniejszeniem emisji szkodliwych substancji do atmosfery

– bieżąca analiza lokalnych cen energii (w tym taryf) w celu optymalizowania kosztów dostawy energii

– rozeznanie w sytuacji energetyki w Polsce (zasoby paliw kopalnych, możliwość wykorzystania zasobów energii odnawialnej, obowiązujące przepisy prawne związane z energetyką) oraz zobowiązania Polski związane z aktualnym prawodawstwem unijnym dot. energetyki,

– znajomość wymogów prawnych prawa Polskiego i Unii Europejskiej w zakresie energetyki nadzór i monitorowanie sprawności urządzeń energetycznych oraz stanu sieci przesyłowych w gminie,

– zdobywanie wiedzy z zakresu nowych technologii energetycznych,

– utrzymywanie kontaktów partnerskich z innymi gminami/miastami np. poprzez uczestnictwo gminy w „Porozumieniu burmistrzów”, którego zadaniem jest realizacja postanowień Pakietu Klimatycznego w miastach i gminach oraz realizacja celów

wybiegających poza cele pakietu klimatycznego (redukcja emisji CO<sub>2</sub> o co najmniej 20%), uczestnictwo w takich grupach otwiera gminę na nowe technologie energetyczne z uwagi na to, że projekt ma charakter międzynarodowy, pozwala również czerpać z doświadczeń innych miast/gmin, co zwiększa tempo zmian w strukturze zaopatrzenia gminy w energię elektryczną i ciepło.

Uzupełnienie wiedzy energetyka gminnego będą oferowali urzędnicy z referatów:

- Planowania i Finansów - wiedza o budżecie możliwym do przeznaczenia na modernizację istniejącej infrastruktury energetycznej oraz na budowę nowej,
- Ochrony Środowiska - obecny stan środowiska w gminie, rozeznanie w skutkach środowiskowych nowych inwestycji z zakresu energetyki,
- Gospodarki Komunalnej – wsparcie w zakresie inwestycji związanych z zagospodarowaniem odpadów, pomoc w opracowaniu projektu szkoleń dotyczących segregacji odpadów, przygotowanie programu motywacyjnego dla mieszkańców gminy (związanego z segregacją odpadów),
- Budownictwa i Architektury – wsparcie w realizacji planu wykorzystania kolektorów słonecznych, systemów fotowoltaicznych oraz mikroturbin wiatrowych (montowanych na budynkach) do wspomagania ogrzewania i zasilania w energię elektryczną budynków.

#### **1.4.2 Założenia do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe**

Z punktu widzenia energetyki najważniejszym dokumentem w gminie są Założenia do planów zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Podstawą prawną do opracowania tego dokumentu jest Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku (Dziennik Ustaw z 2003r. Nr 153, poz. 1504 wraz z późniejszymi zmianami). Ustawa ta przypisuje gminie zadanie własne, jakim jest planowanie i organizacja zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze gminy (Art. 18 Ustawy). Ustawa zobowiązuje również burmistrza (wójta, prezydenta) do opracowania "Projektu założeń do planu..." (Art. 19 Ustawy) lub "Projektu planu..." (Art. 20 Ustawy)

Dokument ten zawiera informacje dotyczące:

- Oceny stanu aktualnego i przewidywanych zmian zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliw gazowych,
- Przedsięwzięć racjonalizujących użytkowanie ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych,
- Zakresu współpracy z innymi gminami.
- Opisu celów strategicznych wynikających z obowiązującego prawa w unii europejskiej, prawa krajowego, regionalnego i miejscowego w połączeniu z przyjmowaną polityką energetyczną gminy

- Ocenę wpływu aktualnego stanu gospodarki energią w gminie na inne obszary i dziedziny życia w gminie
- Opisu przewidywanych trendów zmian w gospodarce energią na terenie gminy z uwzględnieniem długofalowej polityki lokalnej, regionalnej (powiat, województwo) i krajowej
- Rozszerzonej analizy cen nośników energii elektrycznej. Dynamika zmian. Perspektywy
- Opisu wybranych modeli zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na terenie gminy
- Możliwość wykorzystania istniejących nadwyżek i lokalnych zasobów paliw i energii z uwzględnieniem skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz zagospodarowania ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych
- Wyboru docelowego wariantu realizacji polityki gminy w zakresie gospodarki energią
- Ocenę wpływu wybranego wariantu gospodarki energią na inne obszary i dziedziny życia w gminie
- Sposób wdrożenia wybranego modelu zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe

Biorąc pod uwagę zakres dokumentu powinien on być podstawowym źródłem wiedzy Gminy o możliwościach implementacji OZE. Należy położyć szczególny nacisk na to, aby każda gmina posiadała „Założenia do planu...” oraz aby dokument ten był wykonany rzetelnie (tutaj ważna jest osoba energetyka gminnego, którzy powinni sprawować pieczę nad jakością tego dokumentu). „Założenia do planu zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe” są drogowskazem wyznaczającym kierunek i sposób działania Gminnego Centrum Energetycznego.

### **1.4.3 Umowy ESCO**

Umowy ESCO pojawiły się w Stanach Zjednoczonych pod koniec lat 70 XX wieku w efekcie kryzysu energetycznego. Idea umów ESCO polega na tym, że firma ESCO inwestuje swój kapitał w modernizację lub rozbudowę infrastruktury energetycznej. Celem tej inwestycji jest oszczędność energii, a z powstałej w ten sposób nadwyżki finansowej swoje zyski czerpią zarówno firma ESCO jak i Klient (podział kapitału z oszczędności następuje według wcześniej uzgodnionych zasad).

W ramach kontraktów ESCO Gminne Centrum Energetyczne może oferować swoje usługi modernizacji i zmiany gospodarki energią dla podmiotów samorządowych, prywatnych i przedsiębiorstw. Możliwe to będzie, jeśli GCE wypracuje nadwyżkę finansową w innym obszarze działania i dokona przeniesienia części wypracowanego kapitału na umowy ESCO.

#### 1.4.4 Wirtualne Źródło Poligeneracyjne

Wirtualne Źródło Poligeneracyjne związane bezpośrednio ze Smart-Gridem, których zadaniem będzie „skupianie” energii wytworzonej ze wszystkich rozproszonych źródeł energii na obszarze GCE oraz sterowanie podażą energii pochodzącej z tych źródeł. Celem jest zapewnienie równomiernej podaży różnych form energii dostosowanej do zapotrzebowania. Pozwala to na uniknięcie jednej z największych wad energetyki opartej na źródłach odnawialnych, jaką jest, zwłaszcza w przypadku farm wiatrowych, nierównomierność podaży. Inteligentne sieci energetyczne (Smart Grid) to kompleksowe rozwiązania energetyczne, które pozwalają na łączenie, wzajemną komunikację i optymalne sterowanie rozproszonymi elementami sieci energetycznych – po stronie producentów jak i odbiorców energii - a służące ograniczeniu zapotrzebowania na energię. Sieci te wyposażone są w nowoczesną infrastrukturę (liczniki, wyłączniki, przełączniki, rejestratory), która umożliwi wzajemną wymianę i analizę informacji a w efekcie - optymalizowanie zużycia energii (cieplnej, elektrycznej) lub np. dystrybucji gazu. Sieć inteligentna (Smart Grid), w porównaniu z obecnymi systemami będzie bardziej elastyczna, niezawodna i lepiej przystosowana do zaspokojenia nowych potrzeb energetycznych. Przyszłe Smart Grid będą firmami typu „Real Time Utility” charakteryzujące się zdecentralizowanym wytwarzaniem energii w czasie rzeczywistym (odpowieź na popyt) i dwukierunkową dystrybucją energii, komunikacją między podmiotami i przepływem informacji w czasie rzeczywistym, monitorowaniem sieci w czasie rzeczywistym oraz systemami eksploatacyjnymi działającymi w czasie rzeczywistym zintegrowanymi z bieżącym monitorowaniem infrastruktury. Wprowadzenie magazynów energii elektrycznej.

Jednym z istotnych elementów budowy „inteligentnej sieci” - Smart Grid” jest wprowadzenie buforujących magazynów energii elektrycznej, które są niezbędne dla wykorzystania wielu rozproszonych źródeł energii. Urządzenia te są zdolne do przejęcia chwilowych uderzeń energii i do podtrzymania napięcia przy zaniku energii ze źródła odnawialnego (np. wiatrak, ogniwo fotowoltaiczne). Smart Grid powinno optymalizować wykorzystanie zasobów i efektywności eksploatacyjnej, wykorzystywać wszystkie rozwiązania w zakresie generacji i magazynowania energii oraz zapewniać wymaganą jakość zasilania dla wszelkich potrzeb występujących w gospodarce cyfrowej. Ponadto inteligentna sieć umożliwić będzie czynne uczestnictwo poszczególnych odbiorców energii i wprowadzanie nowych produktów, usług i rynków. Wirtualne Źródło Poligeneracyjne powinno być dostępne dla wszystkich użytkowników sieci, a w szczególności OZE oraz lokalnych źródeł o wysokiej efektywności i zerowej lub niskiej emisji CO<sub>2</sub>. Ważne jest również zapewnienie usług o najlepszej wartości poprzez innowacje, efektywne zarządzanie energią oraz ułatwienia dla konkurencji i działań regulacyjnych.

#### 1.4.5 Usługi doradcze

GCE ma służyć wiedzą z zakresu szeroko pojętej energetyki, w tym odnawialnych źródeł energii, dla swoich Partnerów oraz Prosumentów. Ma doradzać przy doborze instalacji OZE/URE w danej lokalizacji oraz weryfikować projekty pod względem celowości wykonania.

Wybór technologii uzależniony jest od warunków danej lokalizacji. Przed przystąpieniem do wykonania inwestycji należy dokonać dokładnych badań oraz pomiarów wietrzności, ilości promieniowania słonecznego czy możliwości wykorzystania wód geotermalnych. Przedsiębiorstwo Gminne powinno posiadać w swojej strukturze organizacyjnej specjalnie wydzielone zespoły zajmujące się doбором oraz projektowaniem instalacji odnawialnych źródeł energii. Projekty te nie powinny ograniczać się jedynie do prostych, pojedynczych instalacji, lecz proponować tworzenie połączeń (hybryd) kilku źródeł OZE w jedną całość. Przykładem takiego zestawu może być równoczesne zastosowanie ogniw fotowoltaicznych oraz mikroturbin wiatrowych do produkcji energii elektrycznej. Połączenie to umożliwia energetyczne wykorzystanie zarówno dni słonecznych jak i wietrznych. Sposoby zestawiania źródeł niekonwencjonalnych oraz dobór ich mocy związane będą ściśle z zasobami dostępnymi na danym terenie. Sytuacją do której należy dążyć jest takie przekształcenie budownictwa tradycyjnego, aby w jak najkrótszym czasie, tradycyjny odbiorca energii stał się jej producentem (prosumentem). Możliwe jest to poprzez realizację projektów domów plus-energetycznych. Z założenia budynki takie produkują więcej energii niż jej zużywają.

Przedsięwzięciem na większą skalę, jest przekształcenie całych gospodarstw rolnych w obiekty produkujące energię elektryczną, ciepło i paliwa. Dostępność surowców w gospodarstwach rolnych (szczególnie biomasy), jest dużym atutem tych jednostek przemawiającym jednocześnie za możliwością wprowadzenia w nich usprawnienia gospodarki energetycznej. W strategii wykorzystania zasobów OZE, Gminne Centrum Energetyczne musi uwzględnić również, że poza standardowymi rozwiązaniami technologicznymi, jakie są proponowane innym użytkownikom w gospodarstwach rolnych, na dużą uwagę zasługuje możliwość produkcji biogazu (mikrobiogaznie), czy wykorzystanie biomasy odpadowej np. do produkcji peletu.

#### **1.4.6 Usługi serwisowe**

Istotą prawidłowego funkcjonowania Gminnego Centrum Energetycznego jest dobra organizacja serwisu, który zajmować się będzie monitoringiem stanu instalacji OZE/URE oraz jego konserwacją i naprawą. Serwis to nie tylko dodatkowe źródło przychodów, ale także obowiązek szybkiej reakcji w sytuacjach awaryjnych oraz wysokich kompetencji służb serwisowych. Od jakości serwisu często zależy cały wizerunek usługi czy produktu. Dodatkowo biorąc pod uwagę utrzymywanie wysokiej niezawodności urządzeń OZE/URE oraz konieczności dokonywania odpowiednich rozliczeń związanych np. z uzyskiwaniem certyfikatów, koniecznym jest stałe kształcenie pracowników serwisowych w zakresie stosowanych technik i ich rozwoju.



### 1.4.7 Zarządzanie projektami energetycznymi

Dział obejmuje głównie zagadnienia z zakresu pełnego zastępstwa inwestycyjnego, w tym zwłaszcza:

- sporządzanie biznes-planów wraz z analizą efektywności energetycznej projektów
- organizacja realizacji projektów (dokumentacja techniczna, kosztorysy, SIWZ, programy funkcjonalno-użytkowe, pozwolenia na budowę, koncesje i promesy)
- dobór wykonawców i nadzór nad realizacją projektu
- rozliczanie środków finansowych
- zakończenie i przekazanie inwestycji (projektu) Inwestorowi

Jednym z zadań GCE będzie opracowanie programu rozwoju energetyki odnawialnej na danym terenie, z równoczesnym wykonaniem planu wdrożeniowego. W kolejnych etapach ARE odpowiedzialne będzie za realizację inwestycji oraz jej zabezpieczenie finansowe i prawne. Po zakończeniu inwestycji ARE podejmuje eksploatację instalacji (samodzielnie lub poprzez umowy najmu czy franczyzy z prosumentem).

### 1.4.8 Usługi deweloperskie

Jedną z usług GCE będzie działalność deweloperska ukierunkowana na zdobywanie optymalnych lokalizacji dla OZE/URE

Obecnie, standardem jest, że deweloper nie interesuje się praktycznie kosztami eksploatacji wybudowanych przez siebie obiektów. Mało tego, mając do wyboru gorsze, ale tańsze inwestycyjnie rozwiązanie, zawsze wybierze to tańsze.

Celem GCE-dewelopera będzie zaproponowanie i wprowadzanie optymalnych rozwiązań technicznych w zakresie stosowania OZE/URE w połączeniu z budownictwem zero lub plus-energetycznym. Całość inwestycji będzie oceniana nie tylko pod kątem nakładów inwestycyjnych, ale także trwałości proponowanych rozwiązań, oraz maksymalnym redukowaniu kosztów eksploatacyjnych związanych ze zużywaną energią. Preferowane będą budynki i instalacje o bardzo niskim zapotrzebowaniu na energię, a sama energia będzie głównie produkowana i dostarczane z wykorzystaniem OZE lub URE.

Rolą GCE będzie wybór oraz określenie najdogodniejszych lokalizacji pod dane inwestycje. Przedsiębiorstwo będzie pełniło rolę dewelopera oraz doradcy przedstawiając inwestorowi gotowe rozwiązania. Poniżej przedstawiono katalog technologii możliwych do

wprowadzenia na terenie GCE:

- panele fotowoltaiczne,
- kolektory słoneczne,
- pompy ciepła,
- turbiny wiatrowe i mikrowiatraki,
- mikrokogeneracja,
- biogazownie i mikrobiogazownie,
- małe elektrownie wodne,
- spalanie biomasy,
- biopaliwa,
- produkcja peletów,
- samochód elektryczny.

#### **1.4.9 Współpraca z prosumentami**

Aktywność prosumenta to udział w wytwarzaniu produktów GCE, czyli ciepła/chłodu, energii elektrycznej, paliw w sprzyjających do tego warunkach lub kupna ww. produktów. Całe Gminne Centrum Energetyczne oparte jest na lokalnych zasobach OZE stałych i zmiennych. Pod pojęciem zmiennych zasobów OZE rozumie się zasoby energii wiatru i słońca, czyli zmienne w czasie, których zakres wykorzystania można zoptymalizować przez wykorzystanie technologii zasobnikowych do przechowywania energii elektrycznej/ciepła w formie pośredniej lub końcowej.

GCE w swoich strukturach będzie dysponowało Urządzeniami Rozproszonej Energetyki (URE) oraz technologiami OZE. Możliwe będzie wykorzystanie przez Prosumentów tych technologii do produkcji energii. W tym celu proponuje się współpracę na zasadzie sieci fraczyzowej. Współpraca prosumenta z Gminnym Centrum Energetycznym ma zapewnić franczyzobiorcom możliwość pokonania barier tworzonych przez struktury administracyjne (system pozwoleń, koncesji wymaganych przez Prawo Energetyczne, pozwolenia na budowę i instalowanie OZE/URE) i struktury operatorskie (utrudnienia w zakresie przyłączania źródeł do sieci). Dodatkowo GCE udostępni odpowiednie know-how w zakresie optymalizacji doboru źródeł, warunków jego eksploatacji, oraz zapewni serwisowanie. Zakłada się, że Gminne Centrum Energetyczne, jako właściciel urządzeń URE, będzie odpowiedzialny za posiadanie wszelkich koniecznych koncesji i pozwoleń, do uzyskania świadectw pochodzenia energii włącznie. Procedury i obowiązki spoczywające na

wytwórcy energii odnawialnej, wraz z procesem uzyskiwania świadectw i ich dokumentowania są obecnie skomplikowane, dlatego dla małych instalacji często nieopłacalne. GCE, wykorzystując fakt posiadania wielu urzędzeń i instalacji będzie korzystało z efektu skali i wszelkie wymagane procedury i bariery będą znacznie łatwiejsze do pokonania.

Sieć podzielona zostanie na segmenty, gdzie podstawą klasyfikacji będzie rodzaj odnawialnej energii.

Dodatkowym argumentem, który może przemawiać za takim rozwiązaniem są większe możliwości finansowania OZE (beneficjentem może być zarówno GCE oraz Prosument)

#### **1.4.10 Szkolenia/edukacja**

Gminne Centrum Energetyczne powinno w swoich strukturach wyodrębnić jednostkę, której celem będzie organizacja szkoleń oraz kampanii informacyjnych. Działania podejmowane przez ten podmiot powinny być adresowane do:

- pracowników wszystkich działów GCE,
- pracowników gminy,
- energetyków gminnych,
- mieszkańców gminy,
- potencjalnych inwestorów, którzy chcą zainwestować swój kapitał na terenie gminy,
- wszystkich zainteresowanych tematyką energetyki.

Szkolenia te nie tylko doprowadzą do podniesienia ogólnej świadomości społecznej, ale także stworzą odpowiednie otoczenie dla rozwoju przedsiębiorstwa jakim jest GCE.

#### **1.4.11 Współpraca z Energetyką zawodową**

Wdrażając projekt gminnego Centrum Energetycznego, nie sposób pominąć roli energetyki zawodowej. Należy znaleźć punkt optymalny pomiędzy wykorzystaniem energetyki odnawialnej i konwencjonalnej. Wielkoskalowa energetyka zawodowa musi pełnić rolę głównego dostawcy energii dla obszarów na których występuje deficyt zasobów energii odnawialnych. Dlatego tak ważna jest dobra współpraca przedstawicieli GCE oraz producentów energii.



## 2. Identyfikacja uwarunkowań zewnętrznych

Przygotowania do utworzenia GCE rozpoczynają się od rzetelnego zbadania i opisanie zasobów energii odnawialnej oraz paliw kopalnych na terenie gminy. Wyniki tych badań są niezbędne podczas ustalania strategii technologicznej Gminnego Centrum Energetycznego. Na wstępnym etapie oszacowania zasobów przydatnym okazać się może kalkulator synergetyczny Gminy. Jest to narzędzie wspomagające pracę Energetyka Gminnego, jednak nie może ono zastąpić dokładnych i specjalistycznych analiz.

Gmina wiejska plus-energetyczna/miasto plus-energetyczne to model energetyczny stanowiący propozycję rozwiązań technologicznych, logistycznych, prawnych oraz ekonomicznych w obszarze gminnej energetyki rozproszonej z uwzględnieniem specyfiki OZE na danym obszarze. Planowanie energetyczne w gminie ma szczególnie wpływ na lokalne bezpieczeństwo energetyczne (a nawet) kraju. Uwzględnienie rozwoju rolnictwa energetycznego w planie zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe jest krokiem w stronę samowystarczalności energetycznej i tym samym wzrostu bezpieczeństwa energetycznego gminy. W przypadku gmin wiejskich największe możliwości widzi się w wykorzystaniu biomasy – biomasa leśna w gminach o dużym zalesieniu, uprawy energetyczne, biomasa pochodzenia zwierzęcego z większych hodowli zwierząt. Biomasa, jako źródło energii odnawialnej dzięki różnym technologiom konwersji daje dobre możliwości pokrycia części potrzeb energetycznych gminy.

W gminie wiejskiej można przeznaczyć pewne obszary pod uprawy energetyczne, tworząc strefy energetyczne oraz utworzyć gminne Centrum Energetyczne, w którym byłyby zintegrowane zakłady (instalacje) przetwarzające energię pierwotną biomasy z upraw energetycznych, biomasy odpadowej i z innych źródeł na energię wtórną – elektryczną, ciepło i paliwa transportowe oraz zakłady produkujące stałe paliwa biomasowe (np. pelety). Centrum może stanowić jednostkę wirtualnego źródła poligeneracyjnego (WŹP) i łączyć je z pozostałymi źródłami wytwórczymi.

Wykorzystanie własnej biomasy umożliwi dywersyfikację źródeł energii i pozwala lepiej kontrolować i wpływać na proekologiczny rozwój gminy.

Miasto plus-energetyczne charakteryzuje się bardziej zróżnicowaną strukturą zasobów OZE. Zasoby biomasy sprowadzają się przede wszystkim do biodegradowalnych odpadów komunalnych oraz ścieków bytowych – co nasuwa propozycję instalacji biogazowni przy zakładach kompostowni lub oczyszczalniach ścieków. W znacznie większym stopniu wykorzystać należy technologie OZE/URE zintegrowane z budynkami.

Poza dostępnością surowców (zasobów OZE) istnieje szereg uwarunkowań z makrooczenia i mikrooczenia, które determinują powodzenie GCE. Bardzo ważnym elementem wpływającym na pracę GCE jest polityka energetyczna oraz systemy wsparcia. Certyfikaty, dotacje, kary czy regulacje prawne wymuszają określony kierunek działania przedsiębiorstw związanych z energetyką- a więc również GCE

## 2.1 Zielone Certyfikaty

Ważnym mechanizmem wsparcia produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii jest system zielonych certyfikatów. Zostały one wprowadzone w Unii Europejskiej na podstawie Dyrektywy 2001/77/EC. W Polsce zielone certyfikaty funkcjonują od 1 października 2005 r. Z tą datą weszły w życie nowe przepisy, które diametralnie zmieniły zakres obowiązku zakupu energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Patrząc na ten obowiązek od strony podmiotowej można stwierdzić, że został on nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem w tej części, w której dokonują sprzedaży dla odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci na terytorium Polski. Znacząco został natomiast zmieniony przedmiot tego obowiązku, ponieważ przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, zostało zobowiązane do uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej.

Obowiązek zakupu świadectw pochodzenia lub wniesienie opłaty zastępczej reguluje ustawa Prawo energetyczne. W celu potwierdzenia ilości energii elektrycznej z OZE wprowadzanej do sieci, wytwórca składa wniosek o przyznanie świadectw pochodzenia do prezesa URE. Świadectwo pochodzenia nie ma wartości materialnej i nie może być przedmiotem obrotu. Obrotowi podlegają wyłącznie prawa majątkowe generowane przez to świadectwo.

Rejestrem świadectw pochodzenia oraz obrotem zielonymi certyfikatami wynikającymi z zarejestrowanych świadectw zajmuje się Towarowa Giełda Energii S.A. Prowadzi ona również rynek praw majątkowych, na którym sprzedawane i kupowane są prawa majątkowe do świadectw pochodzenia dla energii produkowanej ze źródeł odnawialnych. Udział w obrocie zielonymi certyfikatami biorą również domy maklerskie posiadające uprawnienia do handlowania nimi. Rozliczeniem finansowym transakcji zawartych na zielonych certyfikatach zajmuje się Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A.

Dzięki systemowi świadectw pochodzenia producent energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii otrzymuje:

- płatność za sprzedaż energii fizycznej po cenie konwencjonalnej,
- przychód z tytułu sprzedaży świadectw pochodzenia na rynku giełdowym.

## 2.2 Żółte certyfikaty

Żółtymi certyfikatami mogą być wynagradzani operatorzy jednostek kogeneracji o łącznej mocy nie przekraczającej 1 MWe. Wartość opłaty zastępczej odpowiadającej żółtemu certyfikatowi musi mieścić się w przedziale 15-110% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej z roku poprzedzającego ustalenie jego wartości. W 2010 roku cena opłaty zastępczej dla kogeneracji w jednostkach o mocy poniżej 1 MWe wynosiła 128,8 zł/MWh. Na rok obecny Prezes URE ustalił natomiast wartość opłaty zastępczej korespondującej z żółtymi certyfikatami na poziomie 127,15 zł/MWh, co stanowi 64,47% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej.

## **2.3 Wnioski płynące z ustawy o efektywności energetycznej**

### **2.3.1. Ustalenie narodowego celu wzrostu efektywności energetycznej**

W ustawie o efektywności energetycznej z dnia 4 marca 2011 roku ustawodawca określa krajowe cele w zakresie oszczędnego gospodarowania energią. Rozdział 2 ustawy stanowi wypełnienie dla dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowej wykorzystania energii i usług energetycznych. Nakazuje ona państwom członkowskim realizować cel indywidualny w zakresie oszczędności energii, przewidziany do osiągnięcia w dziewiątym roku stosowania dyrektywy. Cel ma być ustalony i obliczony na podstawie danych statystycznych, zgodnie z przepisami, które są określone w załączniku pierwszym dyrektywy. Ustawodawca ustala cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią wyznaczający uzyskanie do 2016 roku oszczędność energii finalnej w ilości nie mniejszej niż 9 % średniego krajowego zużycia tej energii w ciągu roku, przy czym uśrednienie obejmuje lata 2001-2005.

Wypełnienie tego celu możliwe będzie tylko wtedy, kiedy oszczędności energii wprowadzone zostaną na poziomie indywidualnych odbiorców oraz Gmin. Jednym z głównych zadań GCE powinno być dopilnowanie, aby założony cel wzrostu efektywności energetycznej został wypełniony na terenie Gminy.

### **2.3.2. Wprowadzenie systemowego mechanizmu wsparcia dla działań służących realizacji narodowego celu wzrostu efektywności energetycznej**

Ustawa o efektywności energetycznej daje szereg mechanizmów które wykorzystać może GCE, aby sprostać stawianym przez ustawę wymaganiom dotyczącym oszczędności energii w Gminie.

Pierwszy Krajowy Plan działań przyjęto 31 lipca 2007 roku, a 1 sierpnia 2007 roku został on przedstawiony Komisji Europejskiej. Dokument określał cel indywidualny na

poziomie 53 425 GWh, który ma być osiągnięty w ciągu dziewięciu lat począwszy od 2008 roku, zgodnie z art. 4 dyrektywy 2006/32/WE. Określono również pośredni krajowy cel do 2010 roku, który ma za zadanie monitorowanie postępów w wykonaniu założeń dyrektywy. Ponadto w dokumencie przedstawiono zarys działań i propozycje rozwiązań, które mają przybliżyć Polskę do wykonania celu. Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej określa działania w następujących obszarach:

#### *Sektor mieszkalnictwa*

- a) wprowadzenie systemu oceny energetycznej budynków – certyfikacja nowych i istniejących budynków mieszkalnych realizowana w wyniku wdrożenia dyrektywy 2002/91/WE,
- b) Fundusz Termomodernizacyjny – prowadzenie przedsięwzięć termomodernizacyjnych dla budynków mieszkalnych,
- c) promowanie racjonalnego wykorzystania energii w gospodarstwach domowych – ogólnopolska kampania informacyjna na temat celowości i opłacalności stosowania wyrobów najbardziej efektywnych energetycznie.

#### *Sektor usług*

- a) zwiększenie udziału w rynku energooszczędnych produktów zużywających energię – określenie minimalnych wymagań w zakresie efektywności energetycznej dla nowych produktów zużywających energię wprowadzoną do obrotu (wdrażanie dyrektywy 2005/32/WE),
- b) program oszczędnego gospodarowania energią w sektorze publicznym – zobowiązanie administracji rządowej do podejmowania działań energooszczędnych w ramach pełnienia przez nią wzorcowej roli,
- c) promocja usług energetycznych wykonywanych przez ESCO – *Energy Service Company* – pobudzenie rynku dla firm usług energetycznych (ESCO),
- d) Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko na lata 2007–2013 oraz Regionalne Programy Operacyjne – wsparcie finansowe działań dotyczących obniżenia energochłonności sektora publicznego,
- e) Grant z Globalnego Funduszu Ochrony Środowiska – *Global Environmental Facility* (GEF) – Projekt Efektywności Energetycznej – wsparcie finansowe przedsięwzięć w zakresie termomodernizacji budynków, miejskich systemów grzewczych i sieci ciepłych.

#### *Sektor przemysłu (z wyłączeniem instalacji objętych wspólnotowym systemem handlu*



*emisjami)*

a) stosowanie energooszczędnych urządzeń:

- regularna aktualizacja znakowania efektywności energetycznej urządzeń,
- minimalne wymagania w zakresie efektywności energetycznej,
- zmniejszenie zużycia energii przez urządzenia pozostające w trybie stand by;

b) charakterystyka energetyczna budynków:

- minimalne wymagania charakterystyki energetycznej dla budynków,
- opracowanie strategii rozpowszechnienia domów o bardzo niskim zużyciu energii lub domów pasywnych;

c) zwiększenie sprawności wytwarzanie energii;

d) ograniczenie strat w przesyłach i dystrybucji;

e) podniesienie świadomości społecznej na temat efektywności energetycznej poprzez edukację i kampanie informacyjne:

- kampania informacyjna na temat celowości i opłacalności stosowania wyrobów najbardziej efektywnych energetycznie;

f) promowanie racjonalnego wykorzystania energii w gospodarstwach domowych i w przemyśle:

- wdrożenie programów zarządzania popytem na energię.

### **2.3.3 Stosowanie obowiązkowych świadectw charakterystyki dla budynków oraz mieszkań przy wprowadzaniu ich do obrotu oraz wynajmu**

W ramach usług doradczych świadczonych przez Gminne Centra Energetyczne nie powinno zabraknąć świadectw charakterystyki energetycznej.

Zużycie energii w budynkach mieszkalnych i usługowych odpowiada za około 40% całkowitego zużycia energii końcowej oraz 36% całkowitej emisji CO<sub>2</sub> w UE. Możliwości oszczędności energii w budownictwie są znaczne. Szacunkowe dane mówią o potencjale oszczędności energii na poziomie 30%, co w skali UE pozwala to na zredukowanie zużycia energii końcowej o 11% .

Niezbędnym jest wprowadzenie odpowiedniego prawodawstwa regulującego kwestię obowiązku oszczędności energii w budownictwie oraz ujednoczenie sposobów wyznaczania charakterystyk energetycznych budynków. Problemy te reguluje dyrektywa 2010/31/UE z

dnia 19 maja 2010r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.

Celem dyrektywy jest:

- poprawa charakterystyk energetycznych budynków,
- zwiększenie wykorzystania energii z OZE, z uwzględnieniem ekonomiki inwestycji,
- wypełnienie zobowiązań wynikających z pakietu 3x20.

Dyrektywa wprowadza pojęcie budynków o „niemal zerowym zużyciu energii”. Określenie to oznacza budynek o bardzo dobrej charakterystyce energetycznej określonej zgodnie z załącznikiem nr 1 do dyrektywy. „Niemal zerowa” lub „bardzo mała ilość wymaganej energii” powinna pochodzić, w bardzo wysokim stopniu, z energii wytwarzanej w źródłach odnawialnych, w tym zwłaszcza energii wytwarzanej na miejscu lub w pobliżu.

Zgodnie z zaleceniami dyrektywy od 31 grudnia 2020 roku wszystkie nowe budynki powinny być budynkami o niemal zerowym zużyciu energii. Ponadto, już po 31 grudnia 2018 roku nowe budynki zajmowane przez władze publiczne oraz będące ich własnością powinny być budynkami o niemal zerowym zużyciu energii.

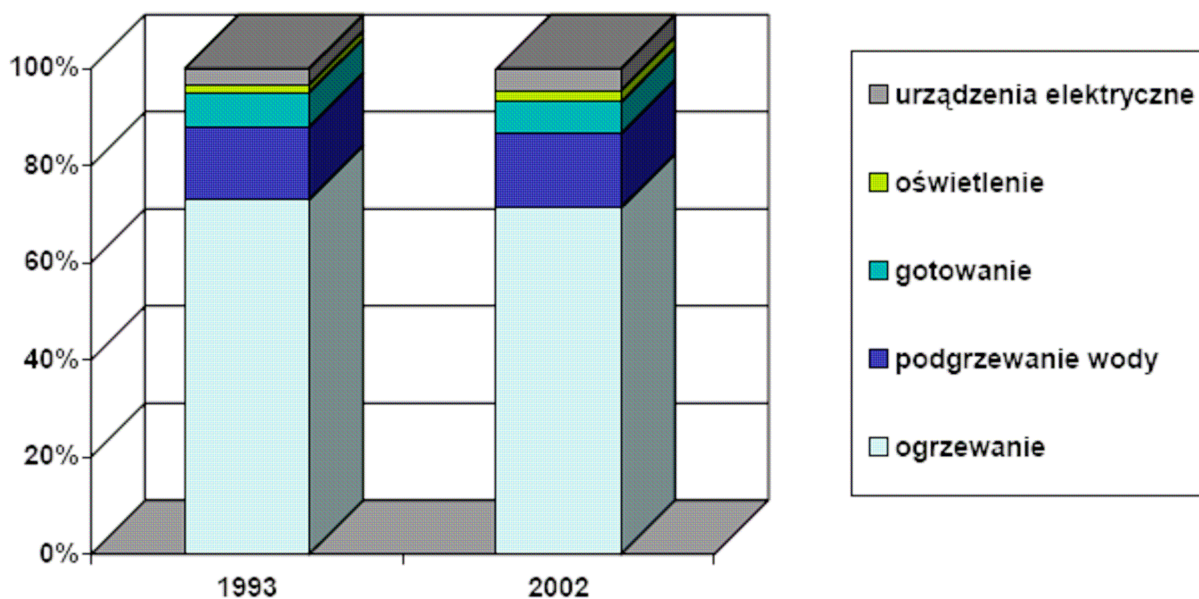
Aktualnie obowiązujące w Polsce wytyczne dotyczące sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej zawarte są w Rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 6 listopada 2008r. i stanowią przez Polskę wypełnienie Dyrektywy 2002/91/WE. Przepisy te określają metodologię obliczania świadectw oraz ujednolicają formę przedstawienia wyników. Na rysunku 2.1 przedstawiono wzór pierwszej strony świadectwa dla budynku mieszkalnego. Z punktu widzenia użytkownika budynku najbardziej interesującą wartością jest współczynnik EP (kWh/m<sup>2</sup>·rok). Jest to wielkość informująca użytkownika o zapotrzebowaniu na energię pierwotną w budynku.

<b>ŚWIADECTWO CHARAKTERYSTYKI ENERGETYCZNEJ</b> dla budynku mieszkalnego nr .....			
<b>Ważne do:</b>			
<b>Budynek oceniany:</b>			
Rodzaj budynku		fotografia budynku	
Adres budynku			
Całość/Część budynku			
Rok zakończenia budowy/rok oddania do użytkowania			
Rok budowy instalacji			
Liczba lokali mieszkalnych			
Powierzchnia użytkowa ( $A_u$ , m <sup>2</sup> )			
Cel wykonania świadectwa	<input type="checkbox"/> budynek nowy <input type="checkbox"/> budynek istniejący <input type="checkbox"/> najem/sprzedaż <input type="checkbox"/> rozbudowa		
<b>Obliczeniowe zapotrzebowanie na nieodnawialną energię pierwotną<sup>1)</sup></b>			
<p><b>EP - budynek oceniany</b> 123,2 kWh/(m<sup>2</sup>rok)</p> <p>0    50    100    150    200    250    300    350    400    450    500    &gt;500</p> <p>↑    ↑  <b>Wg wymagań WT2008<sup>2)</sup></b>  <b>budynek nowy</b>    <b>budynek przebudowany</b></p>			
<b>Stwierzenie dotrzymania wymagań wg WT2008<sup>2)</sup></b>			
<b>Zapotrzebowanie na energię pierwotną (EP)</b>		<b>Zapotrzebowanie na energię końcową (EK)</b>	
Budynek oceniany	123,2 kWh/(m <sup>2</sup> rok)	Budynek oceniany	111 kWh/(m <sup>2</sup> rok)
Budynek wg WT2008	130,0 kWh/(m <sup>2</sup> rok)		

Rys. 2.1 Wzór strony tytułowej świadectwa charakterystyki energetycznej dla budynku mieszkalnego

Świadectwa oraz audyty energetyczne mają szansę stać się dokumentem dostarczającym zarówno właścicielowi budynku jak i potencjalnemu nabywcy cennych informacji na temat stanu energetycznego budynku. Mogą być punktem wyjścia do dokonania termomodernizacji lub stanowić będą potwierdzenie zalet budynku, które mogą okazać się atutem do negocjacji ceny najmu lub sprzedaży.

Dlaczego jest to tak ważne? Poniższy wykres (rys. 2.2) ilustruje procentowe wykorzystanie energii w gospodarstwach domowych w latach 1993 i 2002. Widać wyraźnie, że znakomita większość energii jest wykorzystywana do celów ogrzewania. Część tej energii jest tracona z powodu niewłaściwej izolacji pomieszczeń. Jeśli ustawodawca zachęci właścicieli budynków do przeprowadzenia termomodernizacji, uzyskamy wtedy efekt znacznych oszczędności energii.



Rys. 2.2. Struktura zużycia energii w gospodarstwach domowych według kierunków użytkowania

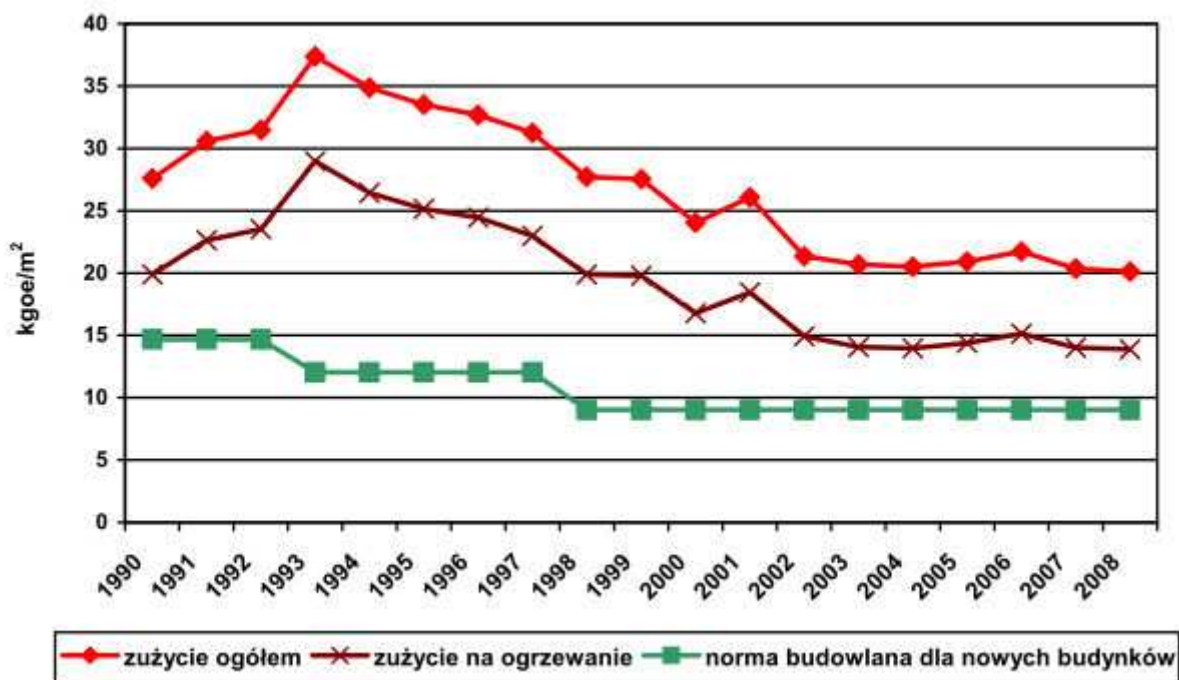
W ostatnich latach procentowe wykorzystanie energii w poszczególnych kierunkach użytkowania zmienia się. Jednak jest to proces powolny. Zauważa się, iż procentowy udział energii wykorzystywanej na cele grzewcze maleje na rzecz obsługi sprzętu domowego. Tabela 2.1 przedstawia różnicę w strukturze zużycia energii w gospodarstwach domowych w latach 1993 i 2002.

Tabela 2.1. Zmiana struktury zużycia energii w gospodarstwach domowych wg kierunków użytkowania.

Wyszczególnienie	1993	2002
Ogółem	100,0	100,0
Ogrzewanie	73,1	71,2
Podgrzewanie wody	14,9	15,1
Gotowanie posiłków	7,1	6,6
Oświetlenie	1,6	2,3

Wyposażenie elektryczne	3,3	4,5
-------------------------	-----	-----

Na rysunku 2.3 przedstawiono poziom zużycia energii na ogrzewanie w porównaniu do wartości z normami budowlanymi dla nowych budynków. Jak widać, w mieszkalnictwie są jeszcze znaczne rezerwy energii, którą można odzyskać, a świadectwa i audyty energetyczne mogą stać się swojego rodzaju drogowskazem ukazującym sposób jej oszczędności.



Rys. 2.3. Zużycie energii w gospodarstwach domowych (kgoe/ m<sup>2</sup>)

#### 2.3.4. Zobowiązanie sektora publicznego do pełnienia wzorcowej roli w oszczędnym gospodarowaniu energią

W rozdziale 3 ustawy o efektywności energetycznej ustawodawca określa zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej. Rozdział ten zdaje się być najważniejszy z punktu widzenia celowości powołania Gminnego Centrum Energetycznego.

Proponowane rozwiązania są wypełnieniem art. 5 dyrektywy 2006/32/WE. Nakazuje

ona, aby jednostki sektora publicznego pełniły wzorcową rolę w zakresie oszczędnego gospodarowania energią. Ponadto mają one informować obywateli i przedsiębiorstwa o działaniach podejmowanych w ramach pełnienia tej wzorcowej roli.

Ustawodawca nakazuje jednostkom sektora publicznego, realizującym zadania w zakresie efektywności energetycznej zastosowanie co najmniej dwóch ze środków poprawy efektywności energetycznej. Należą do nich :

- umowa zawierana przez jednostkę sektora publicznego z podmiotem realizującym przedsięwzięcie służące poprawie efektywności energetycznej, której przedmiotem jest finansowanie tego przedsięwzięcia, na zasadach określonych w przepisach o zamówieniach publicznych,
- zakup nowego urządzenia, instalacji lub pojazdu charakteryzującego się niskim zużyciem energii, po dokonaniu analizy kosztów ich eksploatacji,
- wymiana eksploatowanego urządzenia, instalacji lub pojazdu na nowy lub ich modernizacja,
- nabycie lub wynajem efektywnych energetycznie budynków lub ich części, albo ich modernizacja,

Ponadto ustawodawca zobowiązuje jednostkę sektora publicznego do informowania na swoich stronach internetowych o stosowanych środkach poprawy efektywności energetycznej.

### **2.3.5 Wsparcie inwestycji w zakresie oszczędności energii przy zastosowaniu kredytów preferencyjnych oraz dotacji ze środków krajowych i europejskich, w tym w ramach ustawy o wspieraniu termomodernizacji i remontów, Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, regionalnych programów operacyjnych, środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.**

Główny Urząd Statystyczny w opracowaniu „Efektywne wykorzystanie energii w latach 1998–2008” wymienia Fundusz Termomodernizacyjny jako jeden z najważniejszych rządowych programów wsparcia efektywnego wykorzystania energii, jednak tego typu programów jest wiele.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej prowadzi działania ukierunkowane na oszczędność energii w przemyśle. W maju 2011 roku rozpoczęto nabór wniosków na dofinansowanie audytów energetycznych i elektroenergetycznych w przedsiębiorstwach. O dofinansowanie ubiegać się mogą podmioty w których minimalna wielkość przeciętnego zużycia energii końcowej (suma energii elektrycznej i ciepłej), w roku poprzedzającym złożenie wniosku o dofinansowanie, wynosiła 50 000 MWh/rok. Programem objęte są:

- audyty energetyczne procesów technologicznych;
- audyty elektroenergetyczne budynków i wewnętrznych sieci przemysłowych;
- audyty energetyczne źródeł energii ciepła, energii elektrycznej i chłodu;
- audyty energetyczne wewnętrznych sieci ciepłowniczych i budynków.

Przyznanie kredytu lub dotacji na wykonanie przedsięwzięcia mającego na celu poprawę efektywności energetycznej, często decyduje o powodzeniu inwestycji. Zdarza się, że pomysł, który ma na celu zmniejszenie zużycia energii elektrycznej wiąże się z kosztami przekraczającymi możliwości finansowe jednostki. Dlatego państwo uruchomiło system finansowej pomocy wspierających takie inicjatywy. Rolą Gminnego Centrum Energetycznego powinno być gromadzenie oraz wykorzystywanie informacji dotyczących możliwości finansowania podobnych przedsięwzięć na terenie Gminy.

### **2.3.6 Wspieranie prac naukowo-badawczych w zakresie nowych rozwiązań i technologii zmniejszających zużycie energii we wszystkich kierunkach jej przetwarzania oraz użytkowania.**

Gminne Centra Energetyczne powinny bazować na systematycznie uzyskiwanych wynikach badań. Nie wykluczona jest również współpraca GCE z uczelniami wyższymi. Działania państwa w tej dziedzinie są bardzo szerokie. Jednostki naukowo-badawcze mogą ubiegać się o dotację na rozwój i wdrażanie nowych technologii. Pieniądze pochodzą z środków unijnych oraz z budżetu państwa. Są wypłacane w różnych formach.

Najbardziej interesującą perspektywą z punktu widzenia osób kończących studia, które mają pomysł innowacyjnego rozwiązania mogą okazać się firmy typu *spin out* lub *spin off*.

Jest to nowy sposób prowadzenia działalności gospodarczej, mający na celu komercjalizację badań naukowych. Realizowane jest to poprzez współpracę osób zakładających firmę z uczelnią. Umożliwia to korzystanie przez przedsiębiorstwo ze sprzętu laboratoryjnego na terenie uczelni lub otrzymanie wkładu finansowego od niej.

### **2.3.7 Zastosowanie technik zarządzania popytem (Demand Side Management), stymulowanie poprzez m.in. zróżnicowanie dobowe stawek opłat dystrybucyjnych oraz cen energii elektrycznej w oparciu o ceny referencyjne będące wynikiem wprowadzania rynku dnia bieżącego oraz przekazania sygnałów cenowych odbiorcom za pomocą zdalnej dwustronnej komunikacji z licznikami elektronicznymi**

Koncepcja zintegrowanego planowania w energetyce (*Integrated Resource Planning – IRP*) powstała w Stanach Zjednoczonych. Została wymuszona przez sytuację na rynku energii w tym kraju. Do trudności z pokryciem zapotrzebowania na energię doszedł jeszcze kryzys naftowy i embargo OPEC na ropę naftową w 1973 roku, rewolucja w Iranie w 1979 roku oraz znaczny niedobór gazu ziemnego w okresie zim 1973/1974 i 1977/1978. W tym czasie podjęto również tematykę związaną z zanieczyszczeniem środowiska i wpływie sektora wytwarzania energii na stan przyrody.

Głównym założeniem nowej polityki miał być podział rynku energii na wytwórców i odbiorców.

Rząd USA zaobserwował, kurczące się możliwości poprawy efektywności energetycznej po stronie wytwarzania. Dlatego ekonomiści postulowali alokację zasobów kapitałowych ze strony podaży na popyt. Kluczowym stało się pojęcie usługi energetycznej. Odbiorcę nie interesuje jaką ilość ciepła dostarczono do mieszkania, ale czy temperatura w pomieszczeniu utrzymuje się na poziomie 20°C. Podobnie z energią elektryczną; dla konsumenta istotne jest czy w biurze panują odpowiednie warunki oświetleniowe do czytania, a nie czy zostało dostarczone, np. 20 kWh energii.

Wprowadzenie pojęcia usługi pozwoliło na zmianę kierunku inwestycji. Często po dokonaniu analizy rynku okazywało się, że nie jest konieczne wybudowanie nowych mocy wytwórczych aby zaspokoić popyt. Można dokonać inwestycji u odbiorcy, które obniżą zużycie energii nie zmniejszając jakości świadczonych usług. Obydwa działania przyniosą ten sam efekt z punktu widzenia zaspokojenia potrzeb konsumenta, ale ten drugi sposób przyniesie wiele więcej korzyści np. środowiskowych.

W ciągu doby obserwujemy znaczące różnice w zapotrzebowaniu na energię elektryczną. Spowodowane jest to trybem życia oraz pracy odbiorców. Aby uniknąć przeciążenia systemu oraz trudności w pokryciu zapotrzebowania, opracowano zróżnicowanie dobowe stawek opłat za energię. Energia używana w czasie doliny jest najtańsza. Operatorzy zachęcają w ten sposób odbiorców do przenoszenia niektórych zajęć (np. prania) na godziny nocne.

W polskim systemie elektroenergetycznym funkcjonują elektrownie:

- bazowe – energia pozyskana z nich jest najtańsza, pracują one przez cały rok (wyłączając okresy konserwacji instalacji), a czas rozruchu jest długi, w większości należą do nich elektrownie węglowe,
- elektrownie podszczytowe i szczytowe – energia jest znacznie droższa, pracują tylko w okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię, czas rozruchu krótki, najczęściej są to elektrownie szczytowo-pompowe lub gazowe.

Dlatego właśnie operatorzy różnicują ceny energii oferując odbiorcą system taryf.

Gminne Centrum Energetyczne powinno stać się główną jednostką wdrażającą DSM na terenie Gminy.



### **2.3.8. Kampanie informacyjne i edukacyjne, promujące racjonalne wykorzystanie energii.**

Podniesienie świadomości społecznej na temat oszczędności energii jest jedyną możliwością przekonania indywidualnych odbiorców do oszczędzania energii. Kampanie informacyjne prowadzone powinny być przez pracowników GCE. Akcje są adresowane do osób w różnym wieku. Wskazówki i informacje przekazywane są już dzieciom w wieku przedszkolnym. Początkowo przez zabawę, gry edukacyjne, konkursy plastyczne. Dzieci uczą się, jak ważne jest wyłączenie telewizora wtedy kiedy go nie oglądamy, wyłączenie światła, jeśli wychodzi z pomieszczenia czy zakręcanie kranu podczas mycia zębów. Te proste przekazy kształtują nawyki dziecka i w połączeniu z dobrym wzorcem płynącym ze strony rodziców przyczynią się do wykształcenia odpowiedzialności ekologicznej u dziecka.

Inna grupą docelową kampanii informacyjnych są dorośli. Uzyskują oni dokładną informację na temat zysków płynących z oszczędności energii, to jest np. zmniejszenie rachunku za energię elektryczną. W broszurach informacyjnych można znaleźć fakty które przemawiają za oszczędnością:

- przeciętny dom jednorodzinny przyczynia się do produkcji 6 ton dwutlenku węgla rocznie,
- przeciętny budynek mieszkalny traci przez poddasze i ściany do 40% energii,
- bardzo ważna jest kwestia właściwej izolacji domu – jeśli dom nie jest odpowiednio ocieplony, koszty ogrzewania mogą być bardzo wysokie,
- odpowiednia izolacja sstrychu i dachu może obniżyć straty energii nawet o połowę, a rachunki – nawet o 15%,
- drzwi lodówki należy trzymać otwarte jak najkrócej – każda minuta otwartych drzwi kosztuje dodatkowe 3 minuty konieczne do obniżenia temperatury w jej wnętrzu po zamknięciu,
- do sprawdzania temperatury służy specjalny termometr – ustawienie temperatury o jeden stopień za nisko może podnieść zużycie energii nawet o 5%,
- idealna temperatura w pokoju dziennym to 18 – 21 °C; przełączając termostat na niższą temperaturę można obniżyć rachunki nawet o 10%.

Kampanie bywają też adresowane do producentów, dystrybutorów oraz sprzedawców sprzętu AGD i RTV. Są oni informowani o konieczności oznaczania swoich produktów oraz o stałym monitorowaniu ich jakości. Konsumentom daje to możliwość świadomego zakupu sprzętu, a producentom pozwala na zwiększenie konkurencyjności swoich produktów

Marta MASTALERSKA  
Ryszard MOCHA

## **SFORMUŁOWANIE PROGNOZY ROZWOJU GMINNEGO CENTRUM ENERGETYCZNEGO ORAZ PREDYKATYWNE OKREŚLENIE JEGO PRZYDATNOŚCI**

### **3.1. Trzy modele energetyczne gminy**

Wśród gmin zaangażowanych w kreowanie lokalnej energetyki na podstawie istniejących przykładów wyodrębnia się trzy różne modele zróżnicowane m.in. pod względem dominacji stosowanych technologii, zaangażowania samorządu gminnego i lokalnych przedsiębiorstw:

#### **3.1.1. Centra energetyczne**

Gmina Gierałtowice w swojej strategii uwzględniła budowę czterech mini-centrów energetycznych wykorzystujących gaz ziemny, biogaz i gaz pochodzący z odmetanowania kopalń do zasilania układów kogeneracyjnych. Centra energetyczne będą miały zdolność do tzw. pracy wyspowej.

W sytuacjach kryzysowych będą miały zdolność utrzymywania zasilania dla ważnych obiektów strategicznych gminy. Ponadto jako źródła ciepła oraz częściowo energii elektrycznej przyczynią się do racjonalizacji gminnej gospodarki elektroenergetycznej oraz realizacji założeń Pakietu Energetycznego 3x20.

Centra poprawią niezawodność i efektywność energetyczną, zmniejszą emisję CO<sub>2</sub> i innych zanieczyszczeń oraz doprowadzą do oszczędności energii pierwotnej.

#### **3.1.2. Operatorstwo sieciowe**

Gmina Kleszczów stworzyła komunalną sieć elektroenergetyczną – Operatorem Sieci Dystrybucyjnych jest Energoserwis Kleszczów Sp. z o.o. Dzięki bezpośredniemu wyprowadzeniu energii elektrycznej z BOT Elektrowni „Bełchatów” S.A. udało się obniżyć ceny oraz poprawy jakości dostarczanej energii elektrycznej – dla mieszkańców z terenu Gminy i podmiotów działających na jej terenie oraz przyszłych inwestorów.

### **3.1.3. Gminne przedsiębiorstwo infrastrukturalne**

W ramach przekształceń spółki ZUT w celu dostosowania działalności do wymagań zmieniającego się lokalnego rynku przekształcano zakład w przedsiębiorstwo infrastrukturalne. Początkowo podstawą działalności spółki była dystrybucja i handel energią elektryczną, produkcja ciepła dla pobliskich przedsiębiorstw, usługi telekomunikacyjne oraz usługi remontowe. W dalszych latach działalność rozszerzano o usługi komunalne, usługi dostępu do sieci internet, handel energią elektryczną, a ostatnio produkcja ciepła na potrzeby co i cwu dla wspólnot mieszkaniowych. Spółka jest przedsiębiorstwem gminnym – w latach 90-tych gmina przejęła udziały spółki.

Przytoczone przykłady modeli gmin charakteryzują się dużym zróżnicowaniem i nie wyczerpują możliwości innych konfiguracji. Powodzenie przedsięwzięć w Gierałtowicach, Kleszczowie czy Zagórze świadczy o tym, że warto integrować lokalną energetykę opartą na rozproszonych źródłach z działaniami infrastrukturalnymi w gminie. Osiąga się tu nie tylko korzyści finansowe, ale przy okazji zapewnia lokalne bezpieczeństwo energetyczne, korzystniejsze warunki pokrycia zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną, a przede wszystkim osiąga poprawę jakości życia. Mieszkańcy mają więcej możliwości wpływania na rozwój gminy i nie są zdani na bierny udział w rynku energii dzięki przyjęciu postawy prosumenckiej. Lokalna energetyka rozproszona jest bardziej elastyczna – tzn. o wiele łatwiej dostosowuje się do wymogów zmieniającego się rynku.

Marta MASTALERSKA  
Ryszard MOCHA

## **MARKETINGOWE OPRACOWANIE WDRAŻANIA OZE W GMINIE POPRAZ EKSPLIKACJĘ PROJEKTU GMINNEGO CENTRUM ENERGETYCZNEGO I STOSOWANIE TERMINOLOGII W OBRĘBIE KATEGORII OPERACYJNYCH**

### **4. Opracowanie biznesplanu oraz planu marketingowego wdrażania Gminnych Centrów Energetycznych**

#### **4.1. Biznes plan Gminnego Centrum Energetycznego**

##### **4.1.1 Zarządzanie i opis warunków działania GCE**

Jako punkt wyjściowy dla utworzenia GCE można zaproponować przekształcenie przedsiębiorstwa gospodarki komunalnej. Praktycznie w każdej gminie istnieje zakład zajmujący się gospodarką komunalną i właśnie jego działalność najlepiej dostosować do działania na rzecz lokalnej energetyki opartej na OZE, a w szczególności na technologiach OZE/URE. Poszerzając obszar działalności o rolnictwo energetyczne, energetykę rozproszoną z wykorzystaniem technologii OZE/URE, produkcję paliw stworzy się przedsiębiorstwo multienergetyczne. Kolejno dodając inne obszary działalności utworzy się przedsiębiorstwo infrastrukturalne.

Gminne Centrum Energetyczne ma być przedsiębiorstwem, które będzie łączyć interesy gminy, przedsiębiorstw gospodarki komunalnej, lokalnych wytwórców energii (w tym przemysł rolno-spożywczy, indywidualni wytwórcy), sprzedawców technologii, instalatorów URE, odbiorców – indywidualnych i przemysłowych itp.

GCE będzie firmą o strukturze spółki prawa handlowego, mogącą prowadzić działalność w zakresie wytwarzania, oraz obrotu (ewentualnie przesyłania, dystrybucji) energią elektryczną, ciepłem i paliwami gazowymi na terenie gminy. Na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania i dystrybucji ciepła, energii elektrycznej i paliw gazowych oraz obrotu nimi GCE musi uzyskać koncesje udzielane przez Prezesa

Urzędu Regulacji Energetyki.

W celu ograniczenia koniecznych formalności oraz kosztów związanych z utworzeniem spółki akcyjnej, można założyć powołanie spółki z ograniczoną odpowiedzialnością. Docelowo będzie się jednak dążyło do przekształcenia gminnego Centrum Energetycznego w spółkę akcyjną. Udziałowcem (akcjonariuszem) może być gmina, która może uzyskać udziały (akcje) przez wniesienie aportem potrzebnych w działalności przedsiębiorstwa i posiadanych przez gminę dóbr materialnych i niematerialnych (gruntów, budynków, instalacji, dokumentów planistycznych, projektów założeń, planów strategicznych, miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego itp.). Gmina może nie ponosić nakładów finansowych np. jeżeli jest właścicielem przedsiębiorstwa energetyki ciepłej, co oznacza że dysponuje jeśli nie całym, to znaczną częścią rynku ciepła, może wykorzystać to przy tworzeniu przedsiębiorstwa multienergetycznego.

Gminne Centrum Energetyczne może ubiegać się o dofinansowanie inwestycji w OZE, które nie obejmują swoim zakresem wspierania osób fizycznych lub z których te osoby rezygnują ze względu na skomplikowane procedury.

Zakres obowiązków GCE może być bardzo rozległy, ich realizacja powinna odbywać się we współdziałaniu z władzami gminy. Współpraca ta uwzględniać będzie m.in. planowanie zaopatrzenia gmin w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe, zarządzanie kryzysowe, planowanie przedsięwzięć modernizacyjnych i rozwojowych, włącznie z ich realizacją w zakresie energetyki, budownictwa, transportu.

#### **4. 1.2 Analiza strategiczna SWOT**

##### Mocne strony

- Brak konkurencji na obszarze gminy – jeśli Gmina przekaze GCE swój majątek energetyczny będzie jej zależało na rozwoju tej firmy
- Możliwość współpracy z innymi GCE w ramach struktur ARE
- Obrót dobrami które należą do grupy dóbr podstawowych (zawsze będzie zbyt dla energii elektrycznej, ciepła i paliw)
- Działanie w kilku obszarach (doradztwo, deweloper, serwis itd. umożliwiając wypracowanie wielu kompleksowych usług)

##### Słabe strony

- Skomplikowana struktura przedsiębiorstwa
- Mała wiedza nt. innowacyjnych technologii energetycznych

#### Szanse

- Otoczenie prawne oraz nastroje społeczne
- Regulacje prawne oraz międzynarodowe zobowiązania Polski ukierunkowują działania kraju na propagowanie OZE/URE oraz efektywności energetycznej
- Coraz większa świadomość społeczna oraz narastające obawy związane z zawodnością WEK oraz dbałością o środowisko sprawia iż prosumenci coraz chętniej sięgają po produkty OZE/URE
- Wyczerpywanie się zasobów paliw kopalnych
- Wciąż wzrastające ceny paliw i energii
- Dotacje do inwestycji OZE/URE.

#### Zagrożenia

- Zmiana polityki energetycznej Państwa
- Wstrzymanie dotacji do OZE/URE
- Wysokie koszty niektórych technologii
- Promowanie mody na technologie nie zgodne z działalnością GCE np. energetyka jądrowa

### **4.1.3 Produkty i usługi**

Poniżej przedstawia się wyjściową propozycję produktów i usług które GCE może oferować. Listę tą należy traktować jako otwartą, ponieważ ostateczny kształt list zależy od uwarunkowań danej gminy.

- Planowanie energetyki gminnej
- Założenia do planów zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe
- Koncepcje domów plus-energetycznych, doradztwo przy projektowaniu budynków pasywnych
- Wytwarzanie i dostawa energii cieplnej i energii elektrycznej
- Paliwa – biogaz, biopaliwa, pelety
- Urządzenia OZE/URE – sieć franczyzowa.
- Deweloperstwo w zakresie inwestycji w OZE
- Doradztwo podczas doboru oraz instalacji OZE/URE
- Serwisowanie urządzeń OZE/URE
- Umowy ESCO w energetyce
- Szkolenia
- Zarządzanie projektami

#### **4.1.4 Analiza rynku – opis kalkulatora synergetycznego gminy**

Przedstawione poniżej analizy mają charakter zgrubny i służą przybliżonemu określeniu poziomu zużycia i kosztów energii i paliw na obszarze działania GCE.

Przytoczona metodyka szacowania wielkości rynku jest przykładem wykorzystywania danych statystycznych z danego obszaru dla wykonywania podobnych analiz. Taka metodyka może być stosowana w ramach wstępnej oceny wielkości rynku energii.

Punktem wyjścia do określenia rynku energii i paliw, na obszarze działania GCE, jest zdefiniowanie potrzeb konsumentów/prosumentów na energię elektryczną, ciepło i paliwa transportowe.

Wszystkie analizy wykonać można przy użyciu kalkulatora synergetycznego Gminy.

#### **Podstawa stworzenia kalkulatora**

Kalkulator synergetyczny gminy jest narzędziem do wykonywania szacunkowych analiz rynku OZE/URE na obszarze gminy oraz ma być pomocą w wytyczaniu kierunków

rozwoju Gminnych Centrów Energetycznych.

Idea modelu synergetycznego polega na eksperckim szacowaniu, a nie na szczegółowych badaniach statystycznych, istniejących rynków paliw oraz rynków końcowych (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych). W modelu synergetycznym prognozowanie zastępuje się przewidywaniem procesów rynkowych, w których najważniejszą przesłanką jest rozwój technologii i szacowanie ich potencjału.

Model synergetyczny stosuje się nie tylko do pojedynczej gminy, można go wykorzystać dla grupy gmin/regionu i w dążeniu do stworzenia Autonomicznych Regionów Energetycznych, , których przedmiotem działalności stanie się poszukiwanie punktu optymalnego wykorzystania zasobów energii odnawialnej poprzez technologie OZE/URE. Misją ARE jest taka transformacja energetyki gmin ARE, która możliwie uwolni je od dostaw energii/paliw z energetyki WEK i dostawy te zastąpi dostawami z energetyki OZE/URE. Jednocześnie transformacja ta pobudzi innowacyjność technologiczną i organizacyjno-zarządczą na obszarze gmin ARE, zapewniając im na trwałe zrównoważony rozwój w pogłębionym sensie (w perspektywie energetyki, budownictwa, transportu i rolnictwa, przy uwzględnieniu wymagań ekologicznych i z wykorzystaniem infrastruktury Smart Grid) [1].

Program jest narzędziem wspomagającym planowanie i projektowanie inwestycji w technologii OZE/URE. Pomaga w pierwszym etapie oszacować rynek, wielkość potencjalnej wyprodukowanej energii elektrycznej i ciepła oraz określić rząd wielkości nakładów inwestycyjnych. W kolejnych etapach rozwoju kalkulatora będzie się dążyło do przedstawienia energetyki OZE/URE po stronie prosumenta oraz przedstawiania analiz instalacji OZE/URE w różnych konfiguracjach technologicznych.

Kalkulator jest zbiorem arkuszy kalkulacyjnych programu EXCEL.



## 5. Funkcjonalności kalkulatora synergetycznego gminy

Kalkulator umożliwia uzyskanie wyników szacunkowych analiz technologii OZE/URE (także dodatkowo technologii spalarni odpadów) oraz wielkości rynku.

Wykorzystuje się ogólnodostępne:

- dane statystyczne – szacunkowe wielkości przypadające na jednego mieszkańca lub jednostkę masy,
- dane klimatyczne – informacje udostępnione na stronie Ministerstwa Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej - dane zawierające typowe lata meteorologiczne, oraz opracowane na ich podstawie dane statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski, przygotowane dla potrzeb obliczeń energetycznych w budownictwie które można wykorzystywać
- w pracach projektowych i symulacjach energetycznych budynków/lokalii mieszkalnych wykonywanych zawodowo lub w pracach naukowo-badawczych, w audytingu energetycznym oraz w obliczeniach charakterystyk energetycznych budynków/lokalii mieszkalnych i sporządzania świadectw energetycznych budynków/lokalii mieszkalnych,
- typowe dane dla wybranej lokalizacji – wstępne informacje dotyczące ilości miejsc, w których można instalować technologie OZE/URE.

Wykorzystanie powyższych danych pozwala uniknąć szczegółowego, indywidualnego rozpatrywania każdej instalacji w poszczególnych lokalizacjach – co jest celowe dopiero na etapie projektowania, bądź sporządzania studiów celowości/wykonalności.

### 5.1. Opis modułów: formuły matematyczne. Bazy danych

#### 5.1.1. Kogeneracja

##### Biogazownia rolnicza

Moduł biogazowni rolniczej bazuje na podstawowych substratach wykorzystywanych do konwersji w biogaz w procesie beztlenowej fermentacji i dalszym wykorzystaniu w układzie kogeneracyjnym. Zakłada się wykorzystanie powszechnie stosowanych substratów, takich jak:

- biomasa pochodzenia roślinnego: kiszonka kukurydzy, kiszonka traw, kiszonka buraka energetycznego
- biomasa pochodzenia zwierzęcego: gnojowica bydłęca, gnojowica świńska, obornik

W „arkuszu głównym” w przypadku biomasy pochodzenia roślinnego podaje się wielkość powierzchni upraw kukurydzy lub buraka cukrowego i/lub powierzchnię koszonych łąk. Zakłada się przy tym następujące plony (zbiory):

- kukurydza: 60 t/ha
- burak energetyczny: 40 t/ha
- trawa: 30 t/ha

W związku z tym, że formuły w arkuszach są jawne istnieje możliwość zmiany wielkości na bardziej zbliżone dla rozpatrywanych obszarów w arkuszu „biogazownia rolnicza”.

Dla substratów przyjmuje się uzyski biogazu i kaloryczność (zawartość jednostkowa metanu) jak w poniższej tabeli (tab. 3-1):

Tabela 5-1. Uzyski biogazu z rozpatrywanych substratów

	Wydajność produkcji biogazu, m <sup>3</sup> /t	Zawartość metanu
kiszonka kukurydzy	200	55%
kiszonka buraka energetycznego	100	54%
kiszonka trawy	189	53%
gnojowica świńska	20	60%
gnojowica bydłowa	30,4	55%
obornik	95,6	55%

Kalkulator wylicza ilość wyprodukowanego biogazu jako sumę uzysków biogazu i dalej metanu z poszczególnych substratów, sumuje wielkości i mnoży razy wartość opałową metanu (10 kWh/m<sup>3</sup>), a następnie na podstawie czasu pracy i sprawności układu kogeneracyjnego podaje jego moc – wg poniższego wzoru:

$$N = \sum m_i \cdot U_i \cdot n_{CH_4} \cdot \eta_{CHP} \cdot 10 \cdot \eta_{el}$$

Gdzie:

N – moc układu kogeneracyjnego

$m_i$  – ilość i-tego substratu

$U_i$  – uzysk jednostkowy biogazu i-tego substratu

$n_{CH_4i}$  – zawartość biogazu i-tego substratu

$t_{CHP}$  – czas pracy układu ko generacyjnego

$\eta_{el}$  – sprawność elektryczna układu kogeneracyjnego

W dalszej części obliczana jest wyprodukowana energia elektryczna i ciepło – poprzez przemnożenie ilości metanu przez wartość opałową i właściwe sprawności.

Zakłada się przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej i ciepła – po odliczeniu potrzeb własnych oraz z tytułu sprzedaży zielonych i żółtych certyfikatów wg cen podanych w „arkuszu głównym”.

Kalkulator po odjęciu wydatków podaje szacowany zysk.

Na podstawie wielkości mocy układu kogeneracyjnego i jednostkowych nakładów inwestycyjnych na zainstalowaną 1 kWh podawane są całkowite nakłady jednostkowe.

Arkusze zawiera formuły warunkowe i dla mocy układu kogeneracyjnego z różnych przedziałów przyjmuje inne wielkości nakładów inwestycyjnych.

## **Mikrobiogazownia**

Kalkulator zakłada wykorzystanie technologii mikrobiogazowni o mocy elektrycznej 7 kW i cieplnej ok. 9 kW – według technologii KMR-7 firmy eGmina, Infrastruktura, Energetyka Sp. z o.o.

Technologia możliwa jest do zainstalowania w gospodarstwach rolno-hodowlanych o powierzchni ziem uprawnych powyżej 10 ha i posiadających hodowlę zwierząt, co najmniej 20 szt. w przeliczeniu na DJP.

W „arkuszu głównym” podaje się ilość możliwych lokalizacji dla zainstalowania mikrobiogazowni.

Na podstawie założonego czasu pracy, mocy elektrycznej i cieplnej kalkulator oblicza ilość wyprodukowanego ciepła oraz energii elektrycznej.

Zakłada się jednostkowy koszt mikrobiogazowni w wysokości 300 000 PLN. Łączne nakłady inwestycyjne stanowią przemnożenie ilości mikrobiogazowni przez nakłady inwestycyjne dla pojedynczej instalacji.

Po odliczeniu potrzeb własnych kalkulator podaje przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, ciepła oraz żółtych i zielonych certyfikatów.

### **Biogazownia przy składowisku odpadów**

Technologia biogazowni przy składowisku odpadów jako substratu wykorzystuje składowane odpady. Kalkulator na podstawie ilości mieszkańców oraz charakteru gminy/obszaru wyznacza szacowaną roczną ilość składowanych odpadów. Dla obszarów o charakterze miejskim mieszkańiec produkuje rocznie 400 kg odpadów, natomiast w miejscowościach wiejskich 200 kg odpadów rocznie.

Szacuje się, że z 1 tony odpadów można otrzymać 200 m<sup>3</sup> biogazu o 50% zawartości metanu.

Kalkulator na podstawie sprawności układu kogeneracyjnego oblicza ilość wyprodukowanej energii elektrycznej oraz ciepła (wg wzoru jak poniżej).

$$E = m_o \cdot U_o \cdot n_{CH_4} \cdot 10 \cdot \eta$$

Gdzie:

E – wyprodukowana energia (odpowiednio elektryczna lub ciepło)

$m_o$  - ilość odpadów

$U_o$  – uzysk biogazu z odpadów

$n_{CH_4}$  – zawartość metanu w biogazie

$\eta$  – sprawność układu kogeneracyjnego (odpowiednio elektryczna lub cieplna)

Po odjęciu od tych wielkości zapotrzebowania własnego wyznacza przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, ciepła oraz zielonych i żółtych certyfikatów.

W przypadku biogazowi przy składowisku odpadów należy zwrócić uwagę na to, że w wyniku trwania procesów mikrobiologicznych z upływem czasu zmniejsza się ilość substancji organicznych w odpadach i tym samym następuje spadek ilości pozyskiwanego metanu oraz opłacalności jego pozyskiwania i wykorzystania energetycznego. Powyższa kwestia wymaga jednak indywidualnego rozpatrzenia dla każdej konkretnej lokalizacji.

Dla technologii biogazowi przy składowisku odpadów nie podaje się wysokości nakładów inwestycyjnych, ponieważ są one bardzo zróżnicowane, wynikające z różnej specyfiki każdego składowiska.

### **Biogazownia przy oczyszczalni ścieków**

Substratem dla biogazowi przy oczyszczalni ścieków są ścieki. Zakłada się, że jeden użytkownik domu/mieszkaniec produkuje 150 l ścieków na dobę. Z 1000 m<sup>3</sup> ścieków uzyskuje się ok. 100 m<sup>3</sup> biogazu o 60% zawartości metanu. Przeliczając te wielkości przez ilość mieszkańców oraz dni w roku uzyskuje się ilość wyprodukowanego biogazu.

Kalkulator na podstawie sprawności układu kogeneracyjnego oblicza ilość wyprodukowanej energii elektrycznej oraz ciepła (wg wzoru jak poniżej).

$$E=L \cdot m_s \cdot U_s \cdot n_{CH_4} \cdot 10 \cdot \eta$$

Gdzie:

E – wyprodukowana energia (odpowiednio elektryczna lub ciepło)

---

$L$  – liczba mieszkańców

$m_s$ - ilość ścieków produkowana przez jednego mieszkańca w roku

$U_s$  – uzysk biogazu ze ścieków

$n_{CH_4}$  – zawartość metanu w biogazie

$\eta$  – sprawność układu kogeneracyjnego (odpowiednio elektryczna lub cieplna)

Po odjęciu od tych wielkości zapotrzebowania własnego wyznacza przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, ciepła oraz zielonych i żółtych certyfikatów.

W przypadku biogazowni przy oczyszczalni ścieków podobnie jak dla biogazowni przy składowisku odpadów nie podaje się wysokości nakładów inwestycyjnych, ponieważ są one bardzo zróżnicowane, wynikające z różnej specyfiki każdej oczyszczalni ścieków.

### **Elektrociepłownia ORC**

Elektrociepłownia ORC jest małą elektrociepłownią parową. Jako czynnik roboczy wykorzystuje się związki organiczne umożliwiające (dzięki odpowiednim parametrom przemian fazowych) dokładne dostosowanie do temperatury źródeł ciepła. Organiczny obieg Rankine'a realizowany jest w siłowniach produkujących energię elektryczną z niskotemperaturowych źródeł ciepła, dla których obieg wodno-parowy mógłby okazać się mało sprawny oraz trudny do zrealizowania. Układy technologiczne z organicznym obiegiem Rankine'a bardzo dobrze nadają się do wykorzystania biomasy. Biomasowe elektrociepłownie ORC wykazują szereg zasadniczych zalet w odniesieniu do kogeneracji na bazie wodno-parowej.

Rozpatrywana w kalkulatorze elektrociepłownia ORC jest zasilana kotłem na biomasę (zrębki drzewne). W „arkuszu głównym” podaje się ilość dostępnych zrębków drzewnych na podstawie której oblicza się ilość energii wyprodukowanej przez elektrociepłownię ORC.

Zakłada się sprawność elektryczną w wysokości 16%, a cieplną w wysokości 69%. Przyjmuje się także wilgotność zrębków drzewnych na poziomie 30%; w arkuszu można tę wielkość zmieniać – wtedy zostaje odpowiednio przeliczona wartość opałowa zrębków.

Kalkulator wyznacza przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, ciepła oraz zielonych i żółtych certyfikatów.

Przyjęte jednostkowe nakłady inwestycyjne na elektrociepłownię ORC wynoszą 24 000 PLN/kW. Kalkulator przemnaża jednostkowe nakłady inwestycyjne i podaje całkowite nakłady inwestycyjne.

### **Spalarnia odpadów**

Spalarnia odpadów nie jest typową technologią OZE/URE. Jednak na duży potencjał energetyczny odpadów oraz konieczność rozwiązania problemu zagospodarowania odpadów postanowiono uwzględnić tę technologię.

W obliczeniach zakłada się wartość energetyczną odpadów w wysokości 7000MJ/t. Uwzględniając ilości odpadów produkowane przez jednego mieszkańca oblicza się roczną ilość odpadów do dyspozycji.

Średnia sprawność energetyczna wytwarzania energii elektrycznej w nowoczesnej spalarni odpadów komunalnych wynosi zazwyczaj około 25% a ciepła 38%.

Ilość wyprodukowanej energii i ciepła oblicza się wg wzou:

$$E = m_o \cdot W_d \cdot \eta$$

Gdzie:

E – wyprodukowana energia (odpowiednio elektryczna lub ciepło)

$m_o$  - roczna ilość odpadów

$W_d$  – wartość opałowa odpadów

$\eta$  – sprawność układu kogeneracyjnego (odpowiednio elektryczna lub ciepła)

Zakłada się jednostkowe nakłady inwestycyjne w wysokości 2 925 PLN/t odpadów i

przemnażając przez ilość odpadów wyznacza się całkowite nakłady inwestycyjne.

Kalkulator wyznacza przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej, ciepła oraz zielonych certyfikatów.

W arkuszu dla spalarni odpadów podaje się informację o opłacalności inwestycji. Spalarnia odpadów ze względu na wysokie koszty inwestycyjne jest opłacalna dla większych gmin/kilku gmin – szacuje się, że powyżej 100 000 t odpadów rocznie inwestycja jest uzasadniona, dla przedziału 80 000 – 100 000 t odpadów zaleca się dokonanie szczegółowej analizy, natomiast dla mniejszych ilości odpadów inwestycja prawdopodobnie będzie nieopłacalna.

### **5.1.2. Proste technologie elektryczne**

#### **Mikrowiatrak**

Kalkulator oblicza energię wyprodukowaną przez mikrowiatrak na podstawie danych klimatycznych udostępnionych na stronie internetowej Ministerstwa Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej. Po wybraniu w „arkuszu głównym” danych klimatycznych dla najbliższej miejscowości do rozpatrywanej lokalizacji w arkuszu „wiatraki” kalkulator wstawia długości czasu występowania prędkości wiatru od 0 m/s do 25 m/s. Następnie przemnażając czas występowania wiatru przez moc turbiny wiatrowej otrzymuje się wyprodukowaną energię.

Całkowita wyprodukowana energia kalkulator oblicz wg wzoru:

$$E = t_i \cdot N_i$$

Gdzie:

E – wyprodukowana energia elektryczna

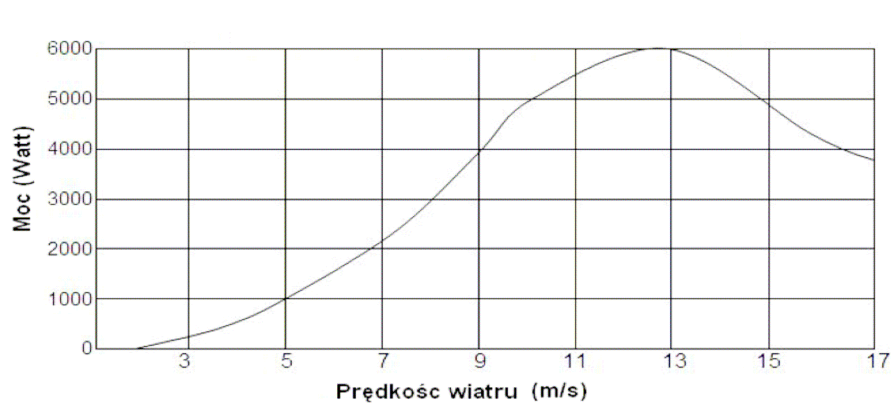
$T_i$  – czas występowania wiatru o  $i$ -tej prędkości



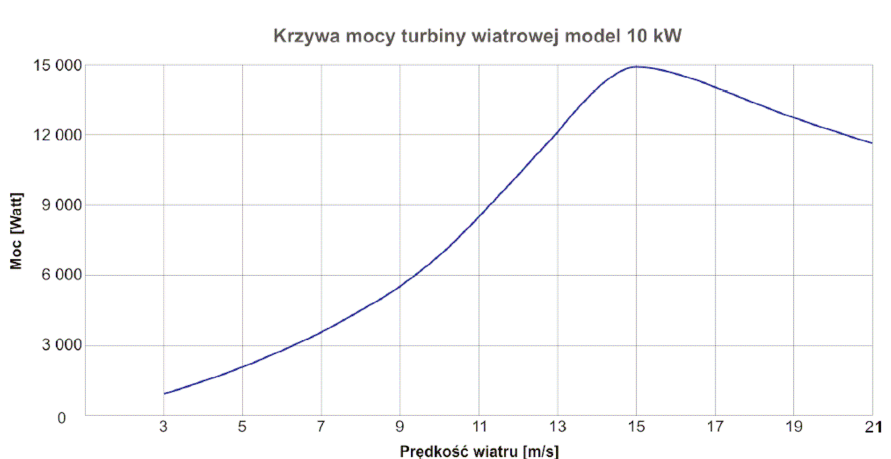
$N_i$  – moc turbiny wiatrowej przy  $i$ -tym wietrze

Moc turbiny wiatrowej wyznacza się na podstawie charakterystyki danej turbiny. W kalkulatorze zaproponowano trzy mikroturbiny wiatrowe o mocach 5 kW, 10 kW i 20 kW. W arkuszu „wiatraki” pozostawiono jedną wolną kolumnę dla wprowadzenia własnych danych.

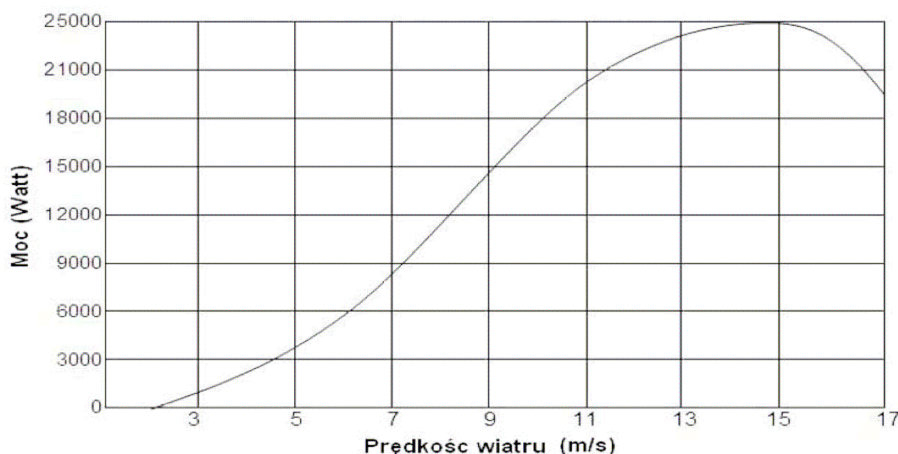
Poniżej przedstawia się krzywe mocy wykorzystywane w kalkulatorze (źródło: <http://www.celton.pl/>)



Rys. 5-1. Krzywa mocy turbiny wiatrowej 5kW



Rys. 5-2. Krzywa mocy turbiny wiatrowej 10 kW



Rys. 5-3. Krzywa mocy turbiny wiatrowej 20 kW

W „arkuszu głównym” podaje się ilości rozpatrywanych instalacji mikroinstalacji; kalkulator wyznacza ilość energii wyprodukowaną przez wszystkie mikroinstalacje.

Jednostkowe nakłady inwestycyjne wynoszą:

- turbina 5 kW – 40 000 PLN
- turbina 10 kW – 80 000 PLN
- turbina 20 kW – 100 000 PLN

Na podstawie tych wielkości kalkulator podaje łączne nakłady inwestycyjne na wszystkie mikroinstalacje.

Uzyskiwane przychody z tytułu produkcji energii elektrycznej i sprzedaży zielonych certyfikatów wyznacza się z całkowitej produkcji energii elektrycznej wyprodukowanej przez wszystkie mikroinstalacje.

## Fotowoltaika

Kalkulator korzysta z danych klimatycznych udostępnionych na stronie internetowej Ministerstwa Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej. Po wybraniu w „arkuszu głównym” danych klimatycznych dla najbliższej miejscowości do rozpatrywanej lokalizacji w arkuszu „Fotowoltaika” kalkulator wstawia wartości nasłonecznienia (średnie wartości miesięczne promieniowania słonecznego w Wh/m<sup>2</sup>/miesiąc).

Przyjmuje się całkowitą sprawność ogniw fotowoltaicznych w wysokości 12,5%.

W „arkuszu głównym” podaje się całkowitą powierzchnię na której można zainstalować

panele fotowoltaiczne. Przemnażając te powierzchnię przez nasłonecznienie oraz sprawność uzyskuje się ilość wyprodukowanej energii; wg wzoru:

$$E=S \cdot I_i \cdot \eta$$

Gdzie:

E – wyprodukowana energia elektryczna

S – powierzchnia paneli fotowoltaicznych

$I_i$  – miesięczne nasłonecznienie

$\eta$  – sprawność paneli fotowoltaicznych

Uzyskiwane przychody z tytułu produkcji energii elektrycznej i sprzedaży zielonych certyfikatów wyznacza się na podstawie całkowitej produkcji energii elektrycznej wyprodukowanej przez panele fotowoltaiczne.

Zakłada się jednostkowe nakłady inwestycyjne w wysokości 3 000 PLN/m<sup>2</sup>. Po przemnożeniu jednostkowych nakładów inwestycyjnych przez wielkość powierzchni otrzymuje się całkowite nakłady inwestycyjne.

### **5.1.3. Proste technologie ciepłownicze**

#### **Kolektory słoneczne**

Kalkulator dobiera powierzchnię kolektorów słonecznych dla przygotowania c.w.u. dla budynków jedno- i wielorodzinnych oraz użyteczności publicznej.

Wykorzystuje dane klimatyczne udostępnione na stronie internetowej Ministerstwa

Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej. Po wybraniu w „arkuszu głównym” danych klimatycznych dla najbliższej miejscowości do rozpatrywanej lokalizacji w arkuszu „kolektory słoneczne” kalkulator wstawia wartości nasłonecznienia (średnie wartości miesięczne promieniowania słonecznego w Wh/m<sup>2</sup>/miesiąc).

W arkuszu głównym podaje się dla budynków mieszkalnych ilość mieszkańców, a dla budynków użyteczności publicznej odpowiednio: ilość łóżek, uczniów, miejsc noclegowych, pracowników, pasażerów. Następnie kalkulator wykorzystując wskaźniki z Rozporządzenia 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 oblicza zapotrzebowanie na c.w.u.

Odpowiednio do zapotrzebowania na c.w.u jest wyznaczana wymagana powierzchnia kolektorów słonecznych tak, aby w miesiącach o największym nasłonecznieniu kolektory pokrywały ww zapotrzebowanie w 100%.

W arkuszu „kolektory słoneczne” zamieszczono osobno tabele dla budynków mieszkalnych i budynków użyteczności publicznej.

Kalkulator oblicza całkowite nakłady inwestycyjne na wszystkie kolektory (zakładając jednostkowe nakłady w wysokości 2 500 PLN/m<sup>2</sup> panela).

Należy zwrócić uwagę na to, że powierzchnia kolektorów powinna być uwarunkowana nie tylko wielkością zapotrzebowania na c.w.u ale może zależeć od technicznych możliwości zainstalowania kolektorów (dostępne powierzchnie płaskie, wewnętrzne instalacje, itp.).

#### **5.1.4. Prosumenckie łańcuchy wartości**

W dalszej części rozwoju kalkulatora synergetycznego gminy przewiduje się uwzględnienie łańcuchów wartości:

- Prosument – właściciel domu zero-energetycznego
- Prosument – technologie OZE/URE z samochodem elektrycznym
- Prosument – właściciel domu z pompą ciepła
- ...

W technologii OZE/URE na pierwszym miejscu stawia się prosumenta i według jego potrzeb ukierunkowuje się dalszy rozwój energetyki rozproszonej. W tym module przedstawiane będą

analizy instalacji OZE/URE w różnych konfiguracjach technologicznych.

### **5.1.5. Samochód elektryczny**

W „arkuszu głównym” zakłada się proponowany udział samochodów elektrycznych. Arkusz „samochód elektryczny” porównuje zużycie paliw/energii przez samochody z silnikiem spalinowym oraz elektrycznym. Możliwe jest wyznaczenie oszczędności paliw kopalnych oraz emisji CO<sub>2</sub>.

## **5.2. Analizy**

Kalkulator zestawia otrzymane wyniki końcowe obliczeń w zbiorczych tabelach oraz dokonuje w nich odpowiednich obliczeń. W programie przygotowane są następujące analizy:

- a. Ślepy biznesplan – stanowiący oszacowanie wielkości rynku energii na podstawie danych statystycznych i charakteryzujących daną gminę;
- b. Roczna produkcja energii z OZE oraz redukcja CO<sub>2</sub> – jest tabelarycznym zebraniem wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła przez poszczególne technologie wraz z wielkościami sumarycznymi; ponadto podano wielkości znikniętych emisji CO<sub>2</sub>
- c. Szacowane nakłady inwestycyjne – zebranie szacowanych wielkości nakładów inwestycyjny dla poszczególnych instalacji wykorzystujących OZE/URE oraz pozostałe źródła energii (przy czym dla biogazowi przy oczyszczalni ścieków i składowisku odpadów nie podano wielkości, gdyż są to instalacje specyficzne dla każdorazowej lokalizacji)

## **5.3. Instrukcja wykorzystania kalkulatora**

- A. W arkuszu „arkusz główny” należy podać podstawowe wielkości charakteryzujące gminę (nazwa, najbliższa miejscowość z listy danych klimatycznych, liczba mieszkańców, powierzchnia, zapotrzebowanie na energię elektryczną, ciepło, liczba samochodów osobowych, charakter gminy itd.).

**Charakterystyka gminy**

Nazwa gminy	Zabrze	
Dane klimatyczne	Katowice	
Charakter gminy	miejski	
Liczba mieszkańców	180 000	osób
Powierzchnia	80	km <sup>2</sup>
Zapotrzebowanie na energię elektryczną		GWh
Szacunkowe zapotrzebowanie na ciepło		GWh
liczba samochodów osobowych		sztuk
Powierzchnia lasów		ha
Roczny przychód brutto gminy		PLN

- B. Następnie w tym samym arkuszu podajemy główne założenia – ceny paliw, ceny zakupu i sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, ceny żółtych i zielonych certyfikatów oraz podajemy szacowaną emisję CO<sub>2</sub> wynikającą z produkcji energii elektrycznej w polskim systemie energetycznym.

<b>Założenia</b>		
średnie ceny paliw transportowych		
benzyna	<b>5,39</b>	PLN/l
olej napędowy	<b>5,5</b>	PLN/l
LPG	<b>2,8</b>	PLN/l
średnia cena zakupu energii elektrycznej	<b>0,4</b>	PLN/kWh
cena zielonego certyfikatu	<b>0,26</b>	PLN/kWh
cena żółtego certyfikatu	<b>0,14</b>	PLN/kWh
cena sprzedaży energii elektrycznej	<b>0,19</b>	PLN/kWh
cena sprzedaży ciepła	<b>20</b>	PLN/GJ
cena zakupu ciepła	<b>35</b>	PLN/GJ
uśredniona emisja CO <sub>2</sub> wynikająca z produkcji energii w Krajowym Systemie Energetycznym	<b>0,8</b>	tCO <sub>2</sub> /MWh
średni roczny przebieg samochodu osobowego	<b>15000</b>	km/rok

C. Kolejnym krokiem jest uzupełnienie w ww. arkuszu tabeli dotyczącej zasobów odnawialnych źródeł energii – jak np. ilości proponowanych mikroturbin wiatrowych, danych do zużycia c.w.u. którą będzie można przygotowywać za pomocą kolektorów słonecznych, powierzchnię na której można zainstalować panele fotowoltaiczne, ilości biomasy oraz dane dotyczące samochodów.

**Szacunkowe zasoby Odnawialnych Źródeł Energii**

Należy wypełnić poniższe pozycje

**Energia wiatru**

ilość lokalizacji pod turbinę wiatrową 5kW		
ilość lokalizacji pod turbinę wiatrową 10kW		
ilość lokalizacji pod turbinę wiatrową 15kW		
ilość lokalizacji pod turbinę wiatrową innej mocy		UWAGA: należy recznie w pro w adzić dane dotyczące w ielkości mocy w z ależności od p rędkości w iatru w arkuszu 'mikrow iatrak'

**Energia słoneczna**

## 1. Budynki mieszkalne:

Budynki jednorodzinne		[mieszkaniec]
-----------------------	--	---------------

Budynki wielorodzinne		[mieszkaniec] <sup>2)</sup>
-----------------------	--	-----------------------------

## 2. Budynki zamieszkania zbiorowego:

Hotele z gastronomią		[miejsce noclegowe]
----------------------	--	---------------------

Hotele pozostałe		[miejsce noclegowe]
------------------	--	---------------------

Schroniska, pensjonaty,		[miejsce noclegowe]
-------------------------	--	---------------------

Budynki koszarowe, areszty śledcze, budynki zakwaterowania na terenie zakładu karnego		[łóżko]
---	--	---------

## 3. Inne budynki:

Szpital		[łóżko]
---------	--	---------

Szkoły		[uczeń]
--------	--	---------

Budynki biurowe, produkcyjne i magazynowe		[pracownik]
---	--	-------------

Budynki handlowe		[pracownik]
------------------	--	-------------

Budynki gastronomii i usług		[pracownik]
-----------------------------	--	-------------

Dworce kolejowe, lotniska, muzea, hale wystawiennicze		[pasażer/zwiedzający]
---	--	-----------------------

Powierzchnia, którą można przeznaczyć pod panele fotowoltaiczne		m2
---	--	----

**Biomasa**

Wielkość upraw, które można przekazać jako substraty do biogazowni

kukurydza		ha
-----------	--	----

burak		ha
-------	--	----

trawa (powierzchnia łąk)		ha
--------------------------	--	----

Ilości biomasy pochodzenia zwierzęcego

gnojowica świńska		t/rok
-------------------	--	-------

gnojowica bydłęca		t/rok
-------------------	--	-------

obornik		t/rok
---------	--	-------

Ilość gospodarstw, w których można zainstalować mikrobiogazownię

		UWAGA: mikrobiogazownię o mocy 7kW można zainstalować w gospodarstwie rolno-hodowlanym o powierzchni ziem uprawnych powyżej 10 ha i posiadającym hodowlę zwierząt, co najmniej 20 szt w przeliczeniu na DJP
--	--	---

dostępna ilość zrębów drewnianych		t/rok
-----------------------------------	--	-------

**Samochód elektryczny**

Planowany procent zastąpienia samochodów z silnikiem spalinowym na samochody elektryczne		%
--	--	---

aktualna liczba samochodów

z silnikiem benzynowym		sztuk
------------------------	--	-------

z silnikiem Diesla		sztuk
--------------------	--	-------

z silnikiem na LPG		sztuk
--------------------	--	-------



D. W kolejnej części arkusza znajdują się odwołania do arkuszy dla poszczególnych technologii – po kliknięciu nazwy technologii następuje przeniesienie do arkusza dla danej technologii, gdzie można sprawdzić w jaki sposób szacowano wielkości dotyczące danej technologii.

Poniżej przedstawia się dla przykładu arkusz dla biogazowni rolniczej

		ilość, t	plon, t/ha	ilość substratu, t rocznie	wydajność, m3/t	biogaz, m3	zawartość metanu	biometan, m3	cena, PLN/t	koszt
kukurydza	ha	6 000	60	360 000	200	72 000 000	55%	39 600 000	100	36 000 000
burak	ha	0	40	0	100	0	54%	0	0	0
trawa (powierzchnia łąk)	ha	0	30	0	189	0	53%	0	0	0
gnojowica świńska	t	3 000		3 000	20	60 600	60%	36 360	0	0
gnojowica bydła	t	0		0	30,4	0	55%	0	0	0
obomik	t	0		0	95,6	0	55%	0	0	0
suma								39 636 360	suma	36 000 000

moc układy kogeneracyjnego, kW el	18331,82
-----------------------------------	----------

	kWh	GJ
produkcja energii elektrycznej	146 654 532	-
produkcja ciepła	178 363 620	642 109

moc układy kogeneracyjnego, kW el	18331,82
-----------------------------------	----------

energia 1m3 biometanu, kWh	10
----------------------------	----

po odliczeniu potrzeb własnych

	kWh	GJ
energia elektryczna	134 922 169	-
ciepło	133 772 715	481 582

czas pracy biogazowni	8 000
sprawność elektryczna	37%
sprawność termiczna	45%

potrzeby własne

	kWh	GJ
energia elektryczna	10 793 774	
ciepło	33 443 179	120 395

potrzeby własne_energia elektryczna	8,00%
potrzeby własne_ciepło	25,00%

dane	cena jednostki	jednostka	ilość	kwota w skali roku
przychody				
sprzedaż energii elektrycznej	0,190	PLN/kWh	134 922 169 kWh	25 635 212
zielone certyfikaty	0,260	PLN/kWh	146 654 532 kWh	38 130 178
żółte certyfikaty potrzeb własne	0,140	PLN/kWh	16 721 589 kWh	2 341 023
żółte certyfikaty sprzedaż	0,140	PLN/kWh	133 772 715 kWh	18 728 180
sprzedaż ciepła	20,000	PLN/GJ	481 582 GJ	9 631 635
suma				94 466 229
wydatki				
koszty osobowe	4000	PLN/miesiac	13 wypłat	156 000
liczba zatrudnionych	3	osób		
dzierżawa terenu	2,5	ha	0,5	12 500
koszty remontów(napraw)				300 000
koszty zakupu substratów				36 000 000
suma				36 468 500

Zysk	57 997 729	PLN
------	------------	-----

Jednostkowe nakłady inwest	2600	PLN/kW
Nakłady inwestycyjne	47662722,9	PLN

E. Podsumowaniem dotychczasowej wersji kalkulatora są analizy

- Ślepy biznesplan;
- Roczna produkcja energii z OZE oraz redukcja CO<sub>2</sub>

c. Szacowane nakłady inwestycyjne

Dla prawidłowego funkcjonowania kalkulatora potrzebna jest wersja programu EXCEL 2007 lub nowsza.

Komórki arkuszy kalkulacyjnych są aktywne, nie są ukrywane, tak aby w każdym momencie można było aktualizować założenia, sprawności, wielkości jednostkowe wykorzystywane w formułach.

## 6. Podsumowanie

W opracowaniu zdefiniowano cele, misje i zakres działania Gminnego Centrum Energetycznego. Określono uwarunkowania zewnętrzne determinujące konieczność powstania Gminnych Centrów Energetycznych. Zbadano makro i mikrootoczenie GCE oraz jego wpływ na ostateczną formę organizacyjną Centrum. Przedstawiono wykaz potrzeb i problemów z jakimi zmagają się Gminy oraz sposoby ich rozwiązywania jakie mogą zaproponować GCE.

W opracowaniu podkreślono, że gmina to również indywidualne gospodarstwa domowe oraz prosumenci, zauważono, że gminy powinny rozwiązywać problemy energetyczne również na poziomie indywidualnych odbiorców a nie tylko gminy jako całości. Określono i podkreślono bardzo dużą rolę Energetyka Gminnego który musi pełnić funkcję eksperta ds. energetyki w gminie oraz pośrednika łączącego gminę i specjalistów z wielu dziedzin min. ochrony środowiska, planowania przestrzennego, gospodarki komunalne. Energetyk Gminny powinien być odpowiedzialny za prawidłowe przygotowanie założeń do planów zaopatrzenia gminy w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, a w kolejnym etapie powinien dopilnować, żeby postanowienia które znajdują się w tym dokumencie zostały zrealizowane. Ponadto do jego obowiązków należeć powinno nadzorowanie instalacji energetycznych (wytwórcze- OZE/URE), stan oświetlenia dróg, zaopatrzenie obiektów gminnych w media, nadzorowanie pozostałej infrastruktury elektroenergetycznej w gminie.

W opracowaniu dokonano analizy ekonomicznej przedsiębiorstwa jakim ma szansę stać się Gminne Centrum Energetyczne. Stworzono biznesplan Centrum oraz wykonano analizę SWOT tego przedsięwzięcia. Podano różne sposoby organizacji Gminnego Centrum Energetycznego jako przedsiębiorstwa energetycznego. Przedstawiono technologie OZE/URE nie tylko z perspektywy ochrony środowiska, ale również jako niezbędny element funkcjonowania Gminnego Centrum Energetycznego, który równocześnie przynosi realne dochody dla GCE.

W ramach opracowania stworzono model synergetyczny gminy wraz z modelem matematycznym w postaci arkusza kalkulacyjnego, który stać się może narzędziem wspomagającym pracę Energetyków Gminnych oraz osób decyzyjnych w sprawach inwestycji energetycznych w gminie. Kalkulator jest prostym narzędziem dającym wstępną odpowiedź na pytanie w jakie technologie warto inwestować w gminie - po przeanalizowaniu zasobów poszczególnych gmin. Kalkulator daje jedynie wskazówki dla inwestorów, przed planowaną inwestycją należy wykonać studium celowości i wykonalności danej inwestycji.

Wszystkie analizy pozwalają na sformułowanie wniosku, że Gminne Centra Energetyczne mogą stać się punktem wyjścia do tworzenia bardziej skomplikowanych i dalece bardziej rozbudowanych Autonomicznych Regionów Energetycznych.

Budowa ARE możliwa jest wówczas, kiedy kilka lub kilkanaście gmin z jednego obszaru decyduje się na współpracę w dziedzinie energetyki. Przedsięwzięcie to postrzegać można w dwojaki sposób. Z jednej strony ARE stać się może innowacyjnym i prężnie

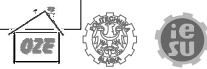
rozwijającym się, wielozadaniowym przedsiębiorstwem energetycznym, z drugiej zaś strony jest to projekt społeczny, którego celem jest upowszechnienie prawidłowych zachowań ekologiczno-energetycznych. Do prawidłowego funkcjonowania potrzebny jest nie tylko rynek zbytu energii elektrycznej czy ciepła, ale także wykreowanie grupy społecznej – prosumentów, którzy staną się czynnymi uczestnikami rynku, nie tylko w roli odbiorców, ale także producentów energii. Budowanie aktywnych relacji kupna- sprzedaży energii, przyczynią się do wzmocnienia pozycji GCE/ARE w branży energetycznej, czyniąc z przedsiębiorstwa poważnego gracza na rynku energetycznym. Najbardziej odpowiednią formą organizacyjną ARE są spółki prawa handlowego.

Autonomiczne Regiony Energetyczne mają szansę stać się jedynymi podmiotami na rynku energii, których przedmiotem działalności stanie się poszukiwanie punktu optymalnego wykorzystania zasobów energii odnawialnej i paliw kopalnych, jednak istnienie ARE uwarunkowane jest w głównej mierze sposobem prowadzenia polityki energetycznej na poziomie gmin oraz możliwościami współpracy na poziomie międzygminnym. Przygotowania do wdrożenia projektu GCE/ARE są trudne i bardzo czasochłonne, jednak możliwe korzyści płynące z jego realizacji (zarówno finansowe jak i społeczne), są warte podjęcia tego wysiłku.

**ANTYCYPACJA PROGRAMÓW REALIZACJI ZASILANIA  
AWARYJNEGO W BUDYNKACH GMINY POPRZEZ  
WPROWADZENIE ZASILANIA WYSPOWEGO BAZUJĄCEGO NA  
OZE**

(Rozdział zostanie opracowany w ramach prac zaplanowanych w roku 2012)

**ZAŁĄCZNIK:  
MATERIAŁY PREZENTACJI Z SEMINARIUM  
PODSUMOWUJĄCEGO PRACE WYKONANE W ROKU 2011**

	<b>Politechnika Śląska</b> Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów
<b>Realizacja projektu badawczego strategicznego          „Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej          energochłonności budynków”</b>	
Kierownik etapu zadania badawczego: prof. dr hab. inż. Jan Popczyk	
Paweł Kucharczyk	
Gliwice, 9 grudnia 2011	
<small>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</small>	

2	
<b>Program Strategiczny          ZINTEGROWANY SYSTEM ZMNIJSZENIA          EKSPLOATACYJNEJ ENERGOCHŁONNOŚCI BUDYNKÓW          Zadanie 3          ZWIĘKSZENIE WYKORZYSTANIA ENERGII Z ODNAWIALNYCH          ŹRÓDEŁ ENERGII W BUDOWNICTWIE</b>	
<b>Etap 11          ROLA I ZADANIA GMINY W ZAKRESIE ZWIĘKSZENIA          UDZIAŁU OZE W BUDOWNICTWIE</b>	
<b>Gliwice, 9 grudnia 2011</b>	
<small>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</small>	

3	
<b>Zespół autorski:</b> <b>J. Popczyk – Politechnika Śląska w Gliwicach</b> <b>H. Kocot – Politechnika Śląska w Gliwicach</b> <b>E. Siwy – Politechnika Śląska w Gliwicach</b> <b>R. Korab – Politechnika Śląska w Gliwicach</b> <b>P. Kucharczyk – Politechnika Śląska w Gliwicach</b> <b>A. Jurkiewicz – eGmina, Infrastruktura, Energetyka</b> <b>A. Czop – eGmina, Infrastruktura, Energetyka</b> <b>R. Mocha – eGmina, Infrastruktura, Energetyka</b> <b>M. Mastalerska – eGmina, Infrastruktura, Energetyka</b> <b>D. Bukowski – eGmina, Infrastruktura, Energetyka</b> <b>M. Zakrzewski – eGmina, Infrastruktura, Energetyka</b> <b>J. Kaniewski – Uniwersytet Zielonogórski</b> <b>B. Kubik – Ekoenergetyka Zachód</b>	
<small>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</small>	

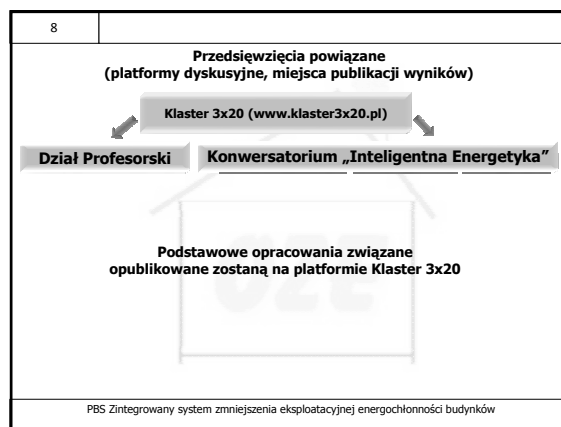
4	<b>Etap 11 – oferta złożona w NCBiR</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Określenie celów i misji samorządu lokalnego w aplikacji OZE w budynkach gminy</li> <li>■ Projekcja celowości i korzyści wprowadzenia audytu energetycznego i termomodernizacji, w tym prowadzonych w formule ESCO, jako narzędzi realizacji Pakietu 3x20 na zwiększenie udziału OZE w budownictwie</li> <li>■ Opracowanie wytycznych dla uwzględniania elementów OZE w planie zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe</li> <li>■ Marketingowe opracowanie wdrażania OZE w gminie poprzez eksplikację projektu gminnego centrum energetycznego i stosowanie terminologii w obrębie kategorii operacyjnych</li> <li>■ Opracowanie koncepcji i struktury biznesplanu stworzenia gminnego centrum energetycznego na bazie OZE jako drugiego filaru bezpieczeństwa energetycznego</li> <li>■ Sformułowanie prognozy rozwoju gminnego centrum energetycznego oraz predykcyjne określenie jego przydatności</li> <li>■ Antycypacja programów realizacji zasilania awaryjnego w budynkach gminy poprzez wprowadzenie zasilania wyspowego bazującego na OZE</li> </ul>	

5	<b>Etap 11 – pięć kluczowych czynników</b>
11. Rola i zadania gminy w zakresie zwiększenia udziału OZE w budownictwie	
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Integracja OZE/URE z budynkiem (architektura)</li> <li>■ OZE/URE w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego (urbanistyka)</li> <li>■ Kalkulator modelu synergetycznego gminy</li> <li>■ Upublicznienie doświadczeń eksploatacyjnych – wirtualny model gospodarki energetycznej gminy</li> <li>■ Propozycje regulacji prawnych w zakresie wspomagania OZE w gminach</li> </ul>	

6	<b>Podstawy prawne</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych</li> <li>■ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych</li> <li>■ Dyrektywa 2002/91/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 grudnia 2002 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków</li> <li>■ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków</li> <li>■ Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. — Prawo budowlane</li> <li>■ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne</li> <li>■ Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej</li> </ul>	
<small>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</small>	



7	Podstawy prawne
<p><b>Dyrektywa 2002/91/WE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>art. 5 – rozważanie celowości zastosowania OZE i kogeneracji przed rozpoczęciem budowy dla bud. powyżej 1000 m<sup>2</sup></li> </ul> <p><b>Dyrektywa 2010/31/WE (od 9.01.2013) w sprawie charakterystyki energetycznej budynków</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>zdefiniowanie budynku o niemal zerowym zużyciu energii (nowe budynki po 31.12.2020; nowe budynki władz publicznych po 31.12.2018)</li> <li>art. 6 – rozważanie celowości zastosowania OZE i kogeneracji w budynkach nowych</li> </ul> <p><b>Dyrektywa 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii z OZE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>cele UE 20%, PL 15%, transport 10%</li> </ul>	
<p>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</p>	



9	<p><b>Określenie celów i misji samorządu lokalnego w promowaniu rozwoju OZE</b></p> <p>D. Bukowski A. Czop M. Zakrzewski</p>
<p>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</p>	

10	<p>Wytyczne dla samorządów lokalnych</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Lokalne systemy wspierania OZE/URE (wsparcie inwestycyjne, system zwolnień podatkowych)</li> <li>Działalność edukacyjna (zróżnicowanie według grup wiekowych)</li> <li>Zarządzanie informacjami (planowanie energetyczne, OZE w mpzp, udostępnianie informacji inwestorom)</li> <li>Tworzenie autonomicznych regionów energetycznych</li> <li>Tworzenie gminnych centrów energetycznych</li> </ul>
<p>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</p>	

11	<p><b>Gminne centra energetyczne</b></p> <p>M. Mastalerska R. Mocha</p>
<p>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</p>	

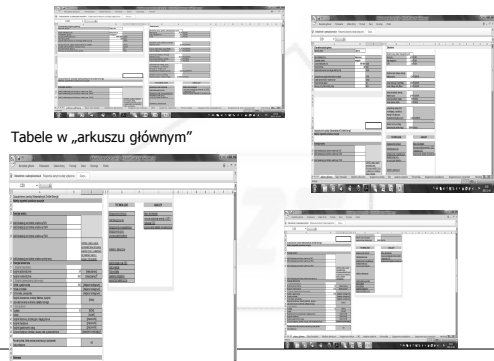
12	<p>Zakres prac</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Zdefiniowanie celów, misji i zakresu działania,</li> <li>identyfikacja uwarunkowań zewnętrznych (makrootoczenie, mikrootoczenie),</li> <li>sformułowanie prognoz rozwoju,</li> <li>opracowanie biznesplanu oraz planu marketingowego wdrażania gminnych centrów energetycznych,</li> <li>opracowanie modelu synergetycznego gminy wraz z modelem matematycznym w postaci arkusza kalkulacyjnego</li> </ul>
<p>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</p>	

13	Misja GCE
<ul style="list-style-type: none"> <li>Misją Gminnego Centrum Energetycznego jest taka zmiana energetyki na terenie gminy, która umożliwi pełne wykorzystanie zasobów odnawialnej energii oraz optymalizację wykorzystania paliw kopalnych. Gminne Centra Energetyczne będą dążyć do stopniowej minimalizacji roli WEK i zastąpienia jej w jak największym stopniu przez OZE/URE. Dodatkowo GCE dbać będzie o wdrażanie projektów których wynikiem będzie racjonalizacja zużycia energii i obniżenie zapotrzebowania na energię w gminie.</li> <li>Gminne Centrum Energetyczne będzie przedsiębiorstwem dla którego obszarem działania będzie zarówno energetyka gminna jak i planowanie energetyczne na poziomie poszczególnych gospodarstw domowych. W celu wypełnienia swojej misji oraz realizacji celów GCE dysponować będzie szeroką gamą usług oraz narzędzi</li> </ul>	
<p>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</p>	

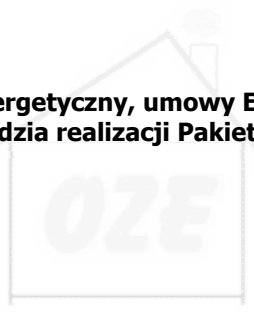
14	Produkty i usługi oferowane przez GCE
<p>Wyjściowa propozycja produktów i usług które GCE może oferować (lista ma charakter otwarty, ostateczny kształt zależy od uwarunkowań danej gminy):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o planowanie energetyki gminnej,</li> <li>o sporządzanie założeń do planów zaopatrzenia gminy w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe,</li> <li>o koncepcje domów plus-energetycznych, doradztwo przy projektowaniu budynków pasywnych,</li> <li>o wytwarzanie i dostawa nośników energii (ciepła i energii elektrycznej),</li> <li>o paliwa – biogaz, biopaliwa, pelety,</li> <li>o urządzenia OZE/URE – sieć franczyzowa,</li> <li>o deweloperstwo w zakresie inwestycji w OZE,</li> <li>o doradztwo podczas doboru oraz instalacji OZE/URE,</li> <li>o serwisowanie urządzeń OZE/URE,</li> <li>o umowy ESCO w energetyce,</li> <li>o szkolenia,</li> <li>o zarządzanie projektami</li> </ul>	
<p>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</p>	

15	Modele obliczeniowe
<p style="text-align: center;"><b>Kalkulator synergetyczny gminy</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>jest narzędziem do wykonywania szacunkowych analiz rynku OZE/URE na obszarze gminy oraz ma być pomocą w wytyczaniu kierunków rozwoju GCE. Kalkulator jest zbiorem arkuszy kalkulacyjnych programu EXCEL.</li> <li>Posiada arkusze dla poszczególnych technologii – można sprawdzić w jaki sposób szacowano wielkości dotyczące danej technologii</li> </ul>	
<p>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</p>	

16	Modele obliczeniowe
<p><b>Kalkulator przedstawia analizy:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Ⓣ <b>Słaby biznesplan</b> – stanowiący oszacowanie wielkości rynku energii na podstawie danych statystycznych charakteryzujących daną gminę</li> <li>Ⓣ <b>Roczna produkcja energii z OZE oraz redukcja CO<sub>2</sub></b> – jest tabelarycznym zestawieniem wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła przez poszczególne technologie wraz z wielkościami sumarycznymi; ponadto podano wielkości unikniętych emisji CO<sub>2</sub></li> <li>Ⓣ <b>Szacowane nakłady inwestycyjne</b> – zestawienie szacowanych wielkości nakładów inwestycyjnych dla poszczególnych instalacji wykorzystujących OZE/URE oraz pozostałe źródła energii (przy czym dla biogazowi przy oczyszczalni ścieków i składowisku odpadów nie podano wielkości, gdyż są to instalacje specyficzne dla każdorazowej lokalizacji)</li> </ul>	
<p>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</p>	

17	Modele obliczeniowe
 <p>Tabele w „arkuszu głównym”</p>	
<p>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</p>	

18	Efekty ekologiczne
<p>W opracowaniu przedstawiono także uproszczoną metodykę szacowania efektów ekologicznych związanych z przeprowadzeniem termomodernizacji lub zastosowaniem technologii OZE/URE. Efekty te mogą być podstawą do szacowania wpływu termomodernizacji, kontraktów ESCO oraz wprowadzania OZE/URE w budownictwie na realizację celów Pakietu 3x20.</p>	
<p>PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków</p>	

19	
 <h2 style="text-align: center;">Audyt energetyczny, umowy ESCO jako narzędzia realizacji Pakietu 3x20</h2> <p><b>A. Jurkiewicz</b></p>	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

20	Rola audytu energetycznego
<p style="text-align: center;">Wykonanie audytu energetycznego dla budynków to pierwszy krok termomodernizacji</p> <p>Cele audytu:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Ocena techniczna budynku i instalacji</li> <li>■ Wskazanie optymalnych przedsięwzięć modernizacyjnych i ich kosztów</li> <li>■ Obliczenie opłacalności każdego z wariantów</li> <li>■ Określenie zużycia energii i kosztów ogrzewania oraz cwu w budynku przed i po programie</li> <li>■ Określenie wysokości premii termomodernizacyjnej</li> </ul>	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

21	Warunki realizacji programów termo
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Z analizy zrealizowanych przedsięwzięć termomodernizacyjnych (ponad 200 programów) wynika, że dla budynków których zużycie energii końcowej jest wyższe od 200 kWh/m<sup>2</sup>/rok, modernizacja zwraca się z uzyskanych oszczędności (poziom oszczędności od 50% do 90%)</li> <li>■ W przypadkach gdy zużycie energii końcowej jest niższe od 100 kWh/m<sup>2</sup>/rok programy są mało opłacalne</li> <li>■ Przedział 100-200 kWh/m<sup>2</sup>/rok zużycia energii końcowej wymaga indywidualnych analiz.</li> <li>■ Ważnym jest także koszt jednostkowy energii (im droższa tym lepszy efekt ekonomiczny)</li> </ul>	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

22	ESCO
<p>W wielu przypadkach inwestor nie dysponuje odpowiednimi środkami finansowymi i w tym wypadku, zwłaszcza przy możliwości uzyskania dużych oszczędności w zużyciu energii, możliwe jest zastosowanie kontraktu ESCO (inwestowanie przez trzecią stronę).</p> <p>W kontraktach tych bierze się pod uwagę nie tylko same oszczędności, ale także możliwość obniżenia kosztów nośników energii (kosztów pozyskania energii) lub kosztów eksploatacji systemów.</p>	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

23	ESCO
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Cel: oszczędność energii i zmniejszenie kosztów</li> <li>■ Finansowanie programu: firma ESCO</li> <li>■ Zakres: modernizacja gospodarki energią</li> <li>■ Zwrot nakładów: z oszczędności energii i zmniejszenia kosztów związanych z wytwarzaniem, przesyłem i odbiorem energii</li> <li>■ Uzyskanie dodatkowych przychodów w przypadku stosowania OZE/URE (świadectwa)</li> <li>■ Koszt: poziom kosztu dla Klienta jest stały przez okres trwania umowy (waloryzacja paliwem i inflacją)</li> <li>■ Obie strony kontraktu są zainteresowane jak najmniejszym zużyciem energii (zmiana filozofii z konfliktu do współdziałania) – konieczny udział odbiorcy w oszczędnościach</li> </ul>	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

24	ESCO i Audyty
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ W audytach energetycznych, zwłaszcza pod kontrakty ESCO, należy poddać analizie możliwość zastosowania odnawialnych źródeł energii i urządzeń rozproszonej energetyki (OZE/URE).</li> <li>■ Dotychczas w typowych audytach najczęściej nie wykonuje się analiz oceniających możliwość zastosowania OZE/URE (brak odpowiedniej metodyki)</li> </ul>	
PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków	

W pracy przedstawiono metodykę oceny opłacalności stosowania OZE/URE w budownictwie w formie arkusza kalkulacyjnego, wraz z określeniem poziomu wygenerowanych oszczędności, zarówno w zużyciu energii, jak i obniżeniu kosztów eksploatacyjnych (założenia do kontraktu ESCO)

## W kierunku budynku plus-energetycznego Studium przypadku

R. Korab

### W kierunku budynku plus-energetycznego (1)

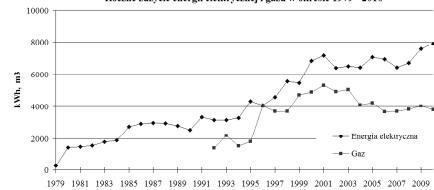
#### OBIEKT BADAŃ

- Budynek zbudowany w technologii z końca lat 70-tych XX wieku, gruntownie zmodernizowany.
- Trzy poziomy (plus niewykorzystane obecnie poddasze):
  - poziom „0” – kotłownia, pomieszczenia gospodarcze, garaż.
  - poziomy „1” i „2” – przestrzeń mieszkalna.
- Zasilanie budynku w energię elektryczną:
  - zasilanie trójfazowe z linii napowietrznej nN,
  - stacja SN/nN oddalona o około 400 m,
  - 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 (do lata 2011 roku):
  - przygotowanie posiłków: gaz + energia elektryczna,
  - CO: kocioł gazowy,
  - CWU: kocioł gazowy.



### W kierunku budynku plus-energetycznego (2)

Roczne zużycie energii elektrycznej i gazu w okresie 1979 - 2010

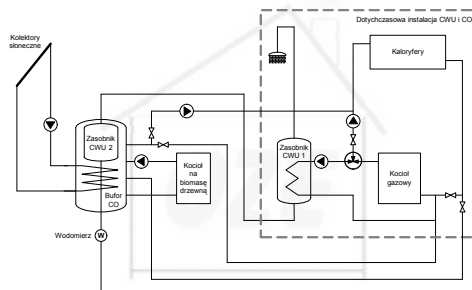


#### EWOLUCJA GOSPODARKI ENERGETYCZNEJ BUDYNKU

- Okres 1979 – 1991: CO, CWU, przygotowanie posiłków – węgiel kamienny,
- Okres 1992 – 1995: CO – węgiel kamienny + gaz ziemny; CWU, przygotowanie posiłków – gaz ziemny,
- Okres 1996 – 2010: CO, CWU – gaz ziemny; przygotowanie posiłków – gaz ziemny + energia elektryczna,
  - 2003 – termomodernizacja budynku, wymiana instalacji CO i CWU, wymiana kotła gazowego,
  - Rok 2010: integracja agregatu prądowłórczego z instalacją odbiorczą budynku,
  - Rok 2011: hybrydowa instalacja CO i CWU: OZE (kolektory słoneczne, biomasa drzewna) + gaz ziemny.

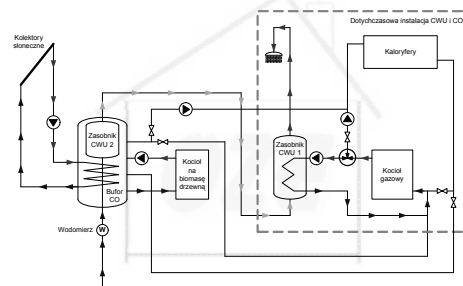
### W kierunku budynku plus-energetycznego (3)

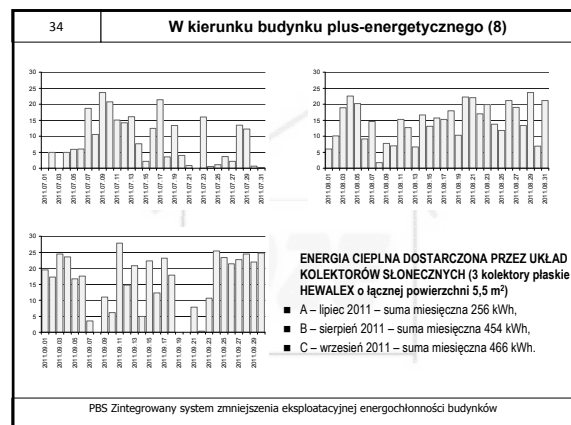
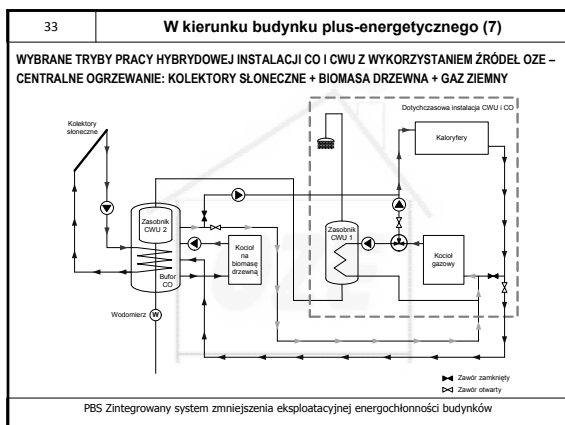
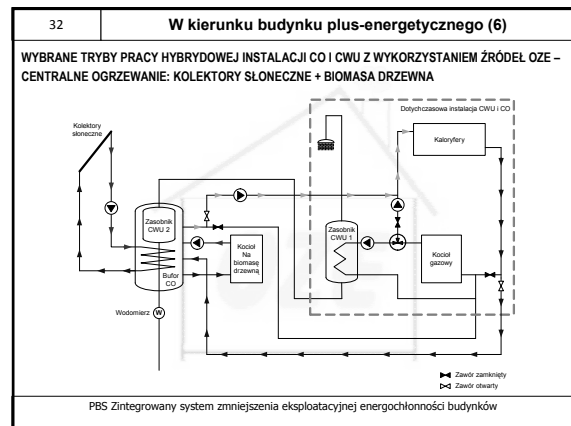
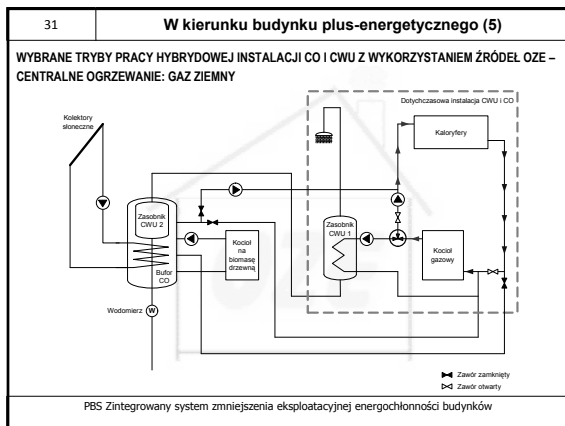
#### SCHEMAT HYBRYDOWEJ INSTALACJI CO I CWU Z WYKORZYSTANIEM ŹRÓDEŁ OZE



### W kierunku budynku plus-energetycznego (4)

#### WYBRANE TRYBY PRACY HYBRYDOWEJ INSTALACJI CO I CWU Z WYKORZYSTANIEM ŹRÓDEŁ OZE – PRZYGOTOWANIE CWU: KOLEKTORY SŁONECZNE + BIOMASA DRZEWNA + GAZ ZIEMNY





35 **W kierunku budynku plus-energetycznego (9)**

**KIERUNKI DALSZYCH BADAŃ:**

- Wykonane dotychczas modernizacje budynku (integracja agregatu prądowłczego z instalacją odbiorczą budynku oraz montaż hybrydowej instalacji CO i CWU z wykorzystaniem źródeł OZE) doprowadziły w rezultacie do powstania domu bezpiecznego energetycznie, który może być uważany za etap przejściowy między domem klasycznym a domem nisko-energetycznym, stanowiącym z kolei podstawę do wykreowania domu plus-energetycznego.
- W ramach dalszych analiz przebadane zostaną możliwości zwiększenia udziału źródeł odnawialnych w pokrywaniu potrzeb energetycznych rozpatrywanego budynku. Po dokonaniu oceny istniejących lokalnych zasobów OZE, przeanalizowane zostaną efekty wynikające z instalacji paneli fotowoltaicznych, mikrowiatraka oraz pompy ciepła. Pozwoli to na odpowiedź na pytanie czy istniejące zasoby OZE pozwolą na przekształcenie analizowanego budynku w dom plus-energetyczny, czy tylko w dom nisko-energetyczny.
- Na zakończenie analiz przedstawione zostaną rozważania dotyczące smart-gridu dla domu plus-energetycznego, który pozwoliłby na wykazanie realizacji celów pakietu energetyczno-klimatycznego.

PBS Zintegrowany system zmniejszenia eksploatacyjnej energochłonności budynków