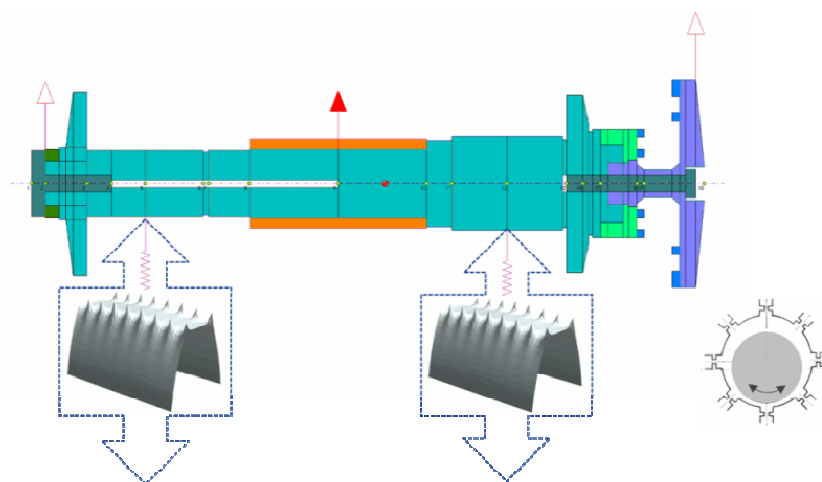


Rys. 8.8. Model turbogeneratorsa ORC (Instytut Maszyn Przeplywowych Politechniki Łódzkiej)

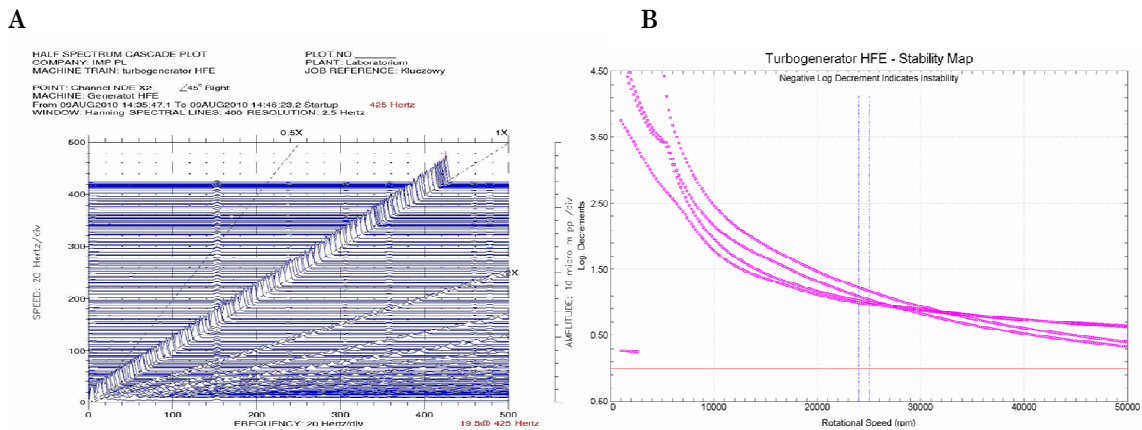
Źródło: Z. Kozanecki, Instytut Maszyn Przeplywowych Politechniki Łódzkiej, opracowanie wewnętrzne.



Rys. 8.9. Model numeryczny systemu wirującego turbogeneratorsa podpartego w łożyskach aerostacyjnych

Źródło: [12].

Na rys. 8.9 możemy zobaczyć numeryczny model systemu wirującego maszyny podpartej w łożyskach aerostaticznych oraz działające siły. Z wykresu logarytmicznego dekrementu tłumienia wynika, że maszyna jest stabilna, aż do 50 000 rpm (rys. 8.10) – wartość mniejsza od zera wskazywałaby na niestabilność. Stabilnie przechodzi przez częstość krytyczną i stabilnie pracuje nadkrytycznie na około 25 000 rpm. Symulacja numeryczna została potwierdzona przez badania eksperymentalne na pierwszym i drugim prototypie mikroturbogeneratora. Na rys. 8.10 przedstawiono pomiar drgań podczas rozruchu maszyny, który potwierdza jej prawidłowe funkcjonowanie oraz zgodność modelu numerycznego z obiektem rzeczywistym. Pierwszy prototyp został podparty w łożyskach aerostaticznych, a dobra stabilność została uzyskana dzięki zastosowaniu przeciwwirowego wtrysku gazu (rys. 8.11), którego skutkiem jest pojawienie się w przepływie wirów, powodujących poprawę stabilności.



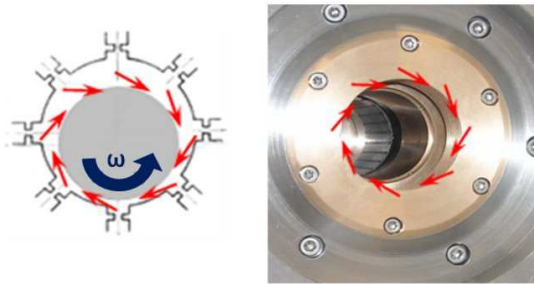
Rys. 8.10. Mapa stabilności systemu wirującego turbogeneratora otrzymana z symulacji numerycznych (B) i wykres kaskadowy otrzymany z pomiarów wykonanych na prototypie turbogeneratora (A)

Źródło: [12].

Dalsze prace badawcze dążą do wyeliminowania zasilania. Łożyska foliowe dają taką możliwość, a jednocześnie przewiduje się, że system wirujący będzie miał lepszą charakterystykę dynamiczną. W celu porównania obu przypadków przeanalizowano teoretyczne wykresy Bodego, obrazujące wirujący system pod przyłożonym obciążeniem dynamicznym (rys. 8.12). Dla obrotów nominalnych oba systemy są nadkry-

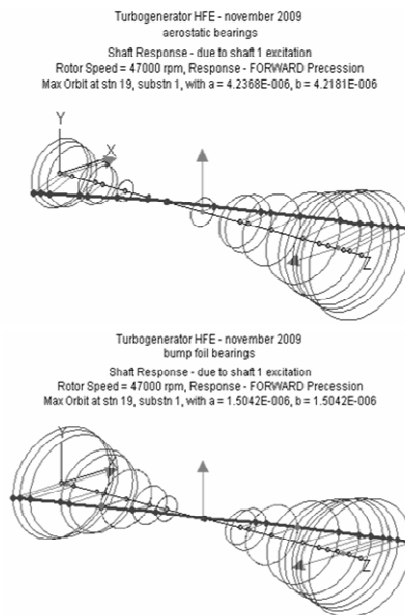
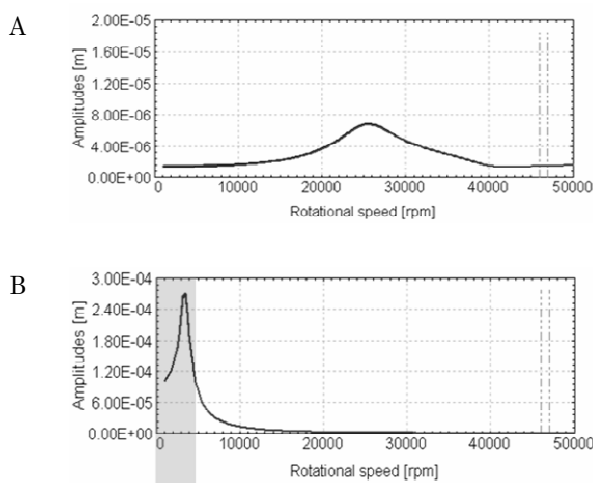
tyczne – pierwsza krytyczna pojawia się przy 25 000 rpm dla podparcia z łożyskami aerostaticznymi lub 4000 rpm w przypadku podparcia w łożyskach foliowych. Różnica jest zasadnicza, gdyż przy obrotach 4000 rpm łożyska jeszcze nie działają, a pracy towarzyszy suche tarcie. Wyniki numeryczne potwierdzają zasadność użycia łożysk foliowych i większą niezawodność maszyny na nich podpartej.

Wartość sprawności izentropowej przedprototypowej mikroturbiny o mocy 2,5 kW, testowanej w warunkach laboratoryjnych, szacuje się na 70%.



Rys. 8.11. Zasada przeciwwrędnego wtrysku gazu w łożysku aerostaticznym

Źródło: [12].

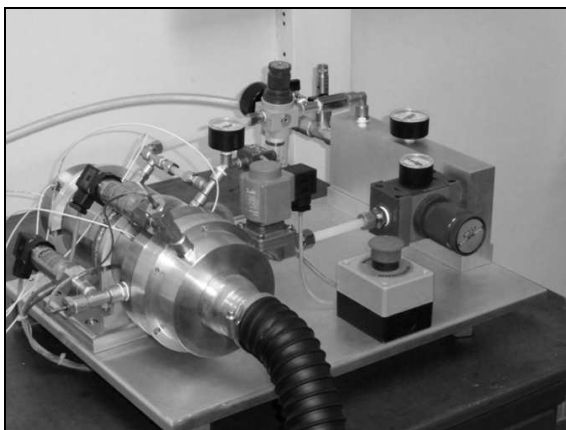


Rys. 8.12. Dynamika turbogeneratora podpartego w łożyskach aerostaticznych (A) i w łożyskach foliowych (B)

Źródło: [12].

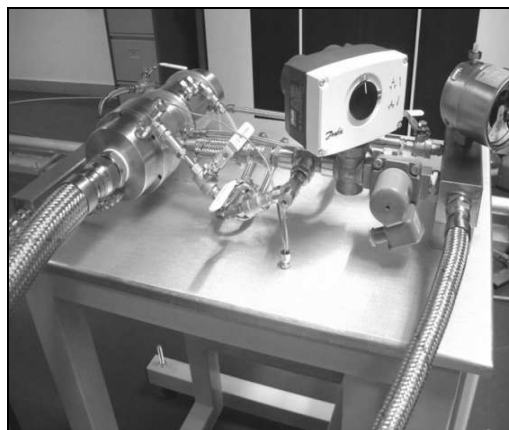
8.2.5. Prototypy turbogeneratorsa

Pierwszy prototyp (rys. 8.13) został zaprojektowany i skonstruowany w Instytucie Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej. System jest otwarty i zaprojektowany do prób na powietrzu (jest ono czynnikiem roboczym maszyny oraz czynnikiem smarującym łożyska aerostaticzne). Głównymi parametrami podlegającymi pomiarom są: ciśnienie i temperatura na wlocie i na wylocie, przepływ masy, drgania, napięcie i natężenie prądu oraz moc elektryczna.



Rys. 8.13. Pierwszy prototyp turbogeneratorsa z jego oprzyrządowaniem

Źródło: Z. Kozanecki, Instytut Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej.



Rys. 8.14. Drugi prototyp turbogeneratorsa z jego oprzyrządowaniem

Źródło: Z. Kozanecki, Instytut Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej.

W drugim prototypie zastosowano mniej czujników, aby zbliżyć maszynę do produktu komercyjnego. Jest on gotowy do prób z gorącym czynnikiem HFE 7100, wyposażony w sterowniki i system automatyzacji oraz kondycjonowania prądu (patrz rozdz. 8.3.4).

8.3. Inne maszyny i urządzenia

8.3.1. Nagrzewnica powietrza z palnikiem na pellet z podajnikiem retortowym

Zastosowany w mikrośilowni kocioł musi mieć niski poziom emisji szkodliwych substancji do atmosfery oraz przystosowanie do współpracy z mikroturbiną ORC. Zintegrowana i szczelna konstrukcja kotła oraz mikroturbiny (pracujących przez wiele lat) powinna spełniać warunek wysokiej niezawodności, łatwej eksploatacji i utrzymania. Stosując olej termalny jako medium przenoszące ciepło, użytkownicy nie zetkną się z występującymi wcześniej problemami z ciśnieniem, tworzeniem się kamienia kotłowego czy korozją i zamrażaniem.

Wstępne poszukiwanie dostępnych rozwiązań komercyjnych wykazało, że wymagane parametry spełnia nagrzewnica powietrza typu EKOPAL, proponowana przez firmę Metalerg. W nagrzewnicy powietrza typu EKOPAL S występuje kocioł i rurkowy wymiennik ciepła, co sprawia, że nie jest konieczne montowanie oddzielnego wymiennika. System spalania słomy w tych nagrzewnicach jest przeciwprądowy, ze wstępnym jej zgazowywaniem i późniejszym końcowym spalaniem powstałego gazu. W nagrzewnicach można spalać również drewno kawałkowe i wszelką inną biomasę.

Woda w kotle została zastąpiona olejem diatermicznym. Ciepło przenoszone za pośrednictwem spalin z paliwa poprzez płomienice przekazywane jest do płynu, dzięki czemu jest on nagrzewany do wysokiej temperatury. Producent zapewnia, że temperatura oleju termalnego może sięgać nawet 190°C. Nagrzewnica jest seryjnie wyposażona w sterowanie elektroniczne, wentylator nadmuchowy, pompę olejową, zawory, czujniki powietrza, spalin i oleju. Wybrano nagrzewnicę o mocy 140 kW (tab. 8.3).

Tabela 8.3

Parametry nagrzewnicy EKOPAL S-140

Parametry	EKOPAL S-140
Moc	140 kW
Wymiary	
– szerokość	1500 mm
– wysokość	3200 mm
– długość	2500 mm
Komory spalania	
– szerokość	900 mm
– wysokość	1350 mm
– długość	1150 mm
Masa własna	3 200 kg
Ilość płynu	~2000 kg
Sprawność nagrzewnicy	do 85%

Źródło: [9].

W celu przystosowania nagrzewnicy do spalania pelletu należy zamontować palnik retortowy (tab. 8.4). Producent palnika, firma KOSTRZEWA, informuje, że zastosowane rozwiązania pozwalają na obniżenie ilości spalanego paliwa o 20%, a także mniejsze zużycie podzespołów w stosunku do palników konkurencyjnych (zmniejszona liczba rozpałów znacząco zmniejsza ilość zużytej energii elektrycznej). Dzięki dotacjom z Unii Europejskiej palniki mają niską cenę. Elementy palnika są wykonane ze stali żaroodpornej H25N20S2, wytrzymującej temperaturę do 1150°C, zbiornik paliwa – z blachy ocynkowanej (pokrycie blachy cynkiem ogranicza powstawanie korozji). Urządzenie jest w pełni zautomatyzowane – samo się rozpala i wygasza.

Tabela 8.4

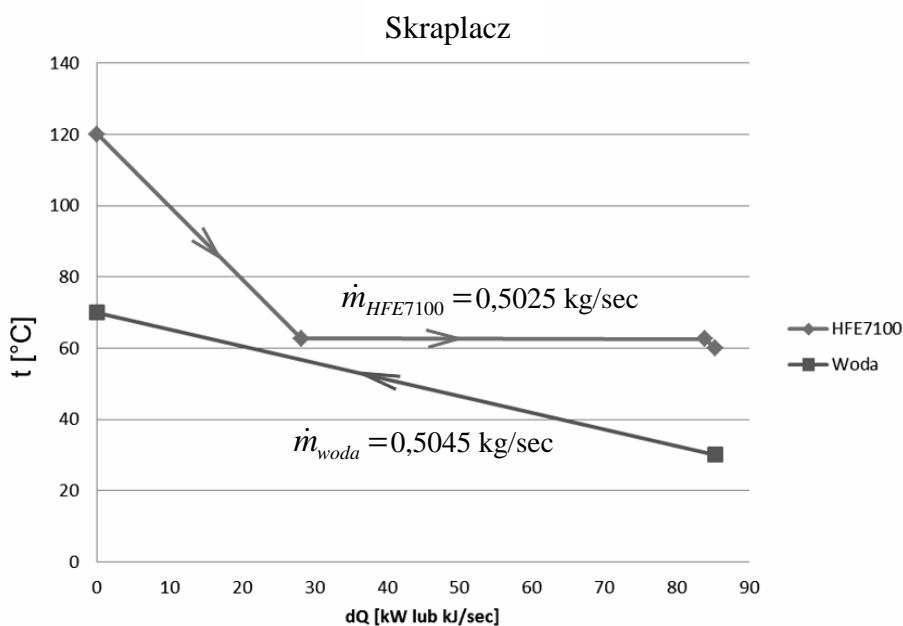
Parametry palnika retortowego firmy KOSTRZEWA

Parametry	PPB 150 kW
Zakres mocy grzewczej dla pelletu [kW]	50–50
Emisyjność CO [ppm]	< 200
Paliwo	pellet
Średnica paliwa [mm]	6–8
Napięcie zasilania [V]	230
Średni pobór prądu [W]	35
Stopień ochrony	IP 40
Długość podajnika standard [m]	2
Wymiary zbiornika standard (szerokość, głębokość, wysokość [mm])	600 × 600 × 1300
Pojemność zbiornika standard [L]	305
Długość podajnika (opcja) [m]	2.5; 3.0
Wymiary zbiornika nadstawka (szerokość, głębokość, wysokość [mm])	600 × 600 × 1800
Pojemność zbiornika nadstawka [L]	485

Źródło: [11].

8.3.2. Wymienniki

Konieczne jest wykorzystanie optymalnych konstrukcji wymienników pod względem wymiany ciepła. Interesującym rozwiązaniem są płytowe, przeciwprądowe wymienniki ciepła firmy THERMOWAVE [10]. Istnieją w wersji spawanej laserowo i w wersji uszczelkowej. Składają się z wielu wyprofilowanych, połączonych ze sobą płyt, przełożonych odpowiednimi uszczelkami, dzięki czemu pomiędzy płytami tworzą się przestrzenie, którymi przepływają w przeciwprądzie czynniki, wymieniając między sobą ciepło. Ponadto wymienniki te charakteryzują się niewielkimi wymiarami oraz dużą powierzchnią wymiany ciepła. Odejmuwanie i dodawanie kolejnych płyt daje możliwość regulacji. W modułowo spawanym płytowym wymienniku ciepła, obok „klasycznej” wymiany między cieczami, istnieje możliwość zastosowania skręcanych wymienników płytowych do wysokiego ciśnienia roboczego i/lub przejścia fazowego w szczelinie prze-



Rys. 8.15. Wykres temperaturowy płynów w skraplaczu

plywu. Moduł taki składa się z dwóch płyt wymiany ciepła, mających identyczny wymiar i zespawanych ze sobą laserowo. Spoina laserowa jest wytrzymała na wysokie ciśnienie statyczne, a także na często zachodzące zmiany ciśnienia. Ze względu na brak zastosowania dodatkowych materiałów podczas spawania płyt, spaw toleruje również częstą zmianę temperatury.

Skraplacz jest ważnym wymiennikiem, pozwalającym ustalać parametry instalacji CO i CWU oraz chłodzenia. Górnym źródłem ciepła jest czynnik HFE 7100. Parę czynnika pod ciśnieniem 1,1 bara należy schłodzić do temperatury 62,61°C, skroplić, a następnie skropliny schłodzić do 60°C. Na wykresie (rys. 8.15) przedstawiono przemiany zachodzące w skraplaczu – na osi X zaznaczono strumień ciepła, a na osi Y temperatury przemian. Wykres temperaturowy sporządza się w celu ustalenia paramentów wymiennika. Należy zwrócić uwagę, aby w każdym punkcie różnica temperatur między charakterystykami wynosiła minimum 5°C. Woda chłodząca, przepływając przez skraplacz, ogrzewa się i zostaje dostarczona do buforów CO, CWU oraz agregatu absorpcyjnego, a następnie systemem kanałów do domów.

W parowniku wymagane jest uzyskanie wysokiej temperatury. Zwyczajowo stosowanymi nośnikami ciepła są para lub gorąca woda pod ciśnieniem. Obecnie wykorzystuje się nowe nośniki ciepła, które mogą być zastosowane do wielu celów. Główną zaletą tych nośników jest to, że mimo wysokiej temperatury nie wymagają stosowania nadciśnienia w instalacji (praca bezciśnieniowa). Jednym z tego typu nośników jest olej termiczny, produkt organiczny (pochodny węglowodorów), składający się z dwufenylu i tlenku dwufenylu [7].

Własności wysokotemperaturowych nośników ciepła (olejów diatermicznych) przedstawiono w tab. 8.5.

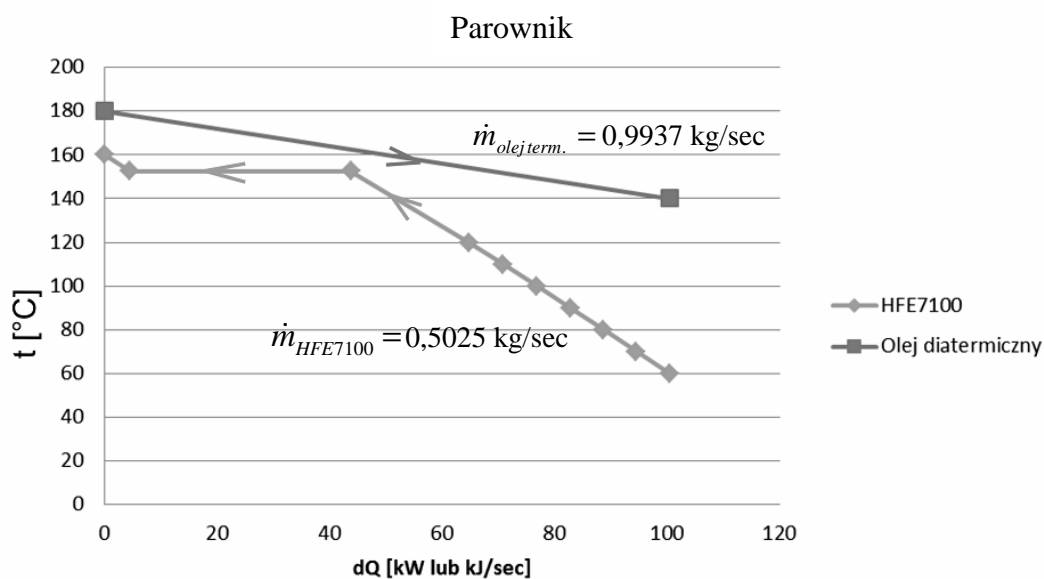
T a b e l a 8.5

Właściwości przykładowego oleju termalnego

Właściwości oleju termalnego	
Gęstość w temperaturze 15°C [kg/dm ³]	0,86–1,04
Ciepło właściwe 15°C [kcal/(kg·°C)]	0,37–0,46
Ciepło właściwe w 250°C [kcal/(kg·°C)]	0,45–0,67
Temperatura wrzenia [°C]	287–350
Temperatura krzepnięcia [°C]	7–(-55)

Ź r ó d ł o: [7].

Na wykresie (rys. 8.16) można prześledzić przemiany zachodzące w parowniku, w którym czynnik HFE 7100 pod ciśnieniem 10 barów jest podgrzany do temperatury 152,6°C, odparowany i przegrzany do temperatury 160°C.

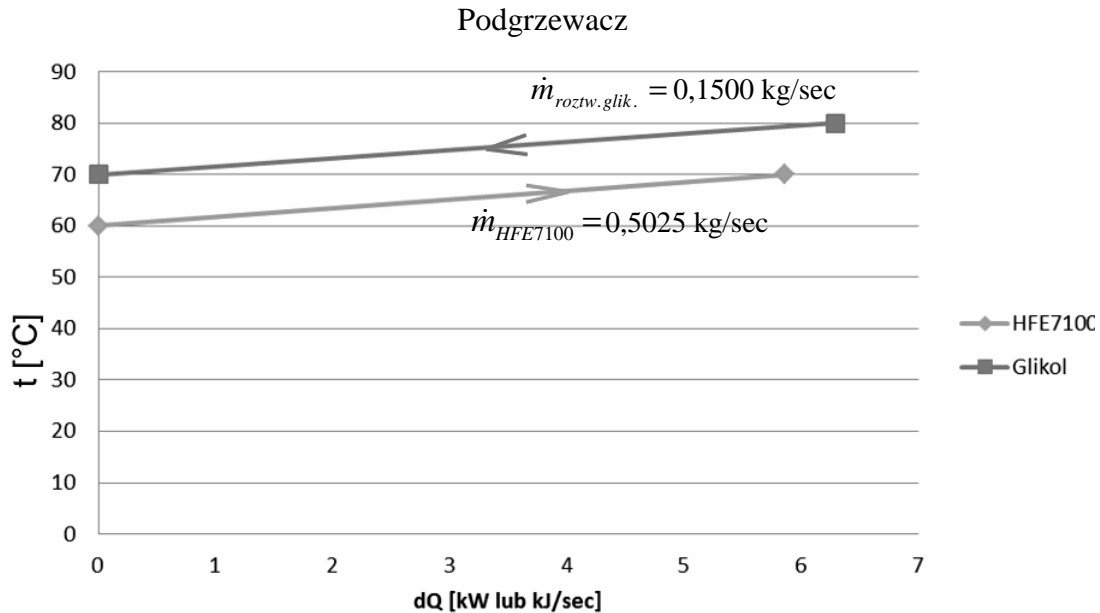


Rys. 8.16. Wykres temperaturowy płynów w parowniku

Źródło: opracowanie własne.

Podgrzewacz może być zastosowany, gdy do obiegu podłączymy hybrydowy system solarny. Jest to innowacyjne rozwiązanie, które z energii słonecznej wytwarza kogeneracyjnie energię cieplną i energię elektryczną. Część energii cieplnej można wykorzystać do produkcji prądu i chłodzenia pomieszczeń latem. Niestety, dotychczasowe dane nie pozwalają na dokładne określenie zysków z zastosowania tego rozwiązania. Pojawia się problem odmrażania ogniw zimą, co negatywnie wpływa na bilans cieplny układu. Biorąc jednak pod uwagę fakt, że parametry nie zostały jeszcze potwierdzone, wysuwa się hipotezę, że włączenie systemu do obiegu wpłynie na oszczędności wynikające z mniejszego zużycia pelletu w kotle.

Z analizy dostępnych danych wynika, że w warunkach nominalnych nie można włączyć do obiegu wszystkich 27 paneli. Czynnik HFE 7100 w podgrzewaczu, przy zadanym przepływie masowym, nie może odebrać takiego strumienia ciepła. Dlatego zakłada się włączenie 3 kolektorów. Na rys. 8.17 przedstawiono stan obu cieczy w podgrzewaczu.



Rys. 8.17. Wykres temperaturowy płynów w podgrzewaczu

Źródło: opracowanie własne.

Dodatkowym problemem są wymagania temperaturowe dla ogniw. Rozbieżności w opiniach ekspertów są znaczne. Jedni twierdzą, że wyższa temperatura ogniw może dojść nawet do 120°C, inni, że tylko do 60°C. Właściwości roztworu glikolu i HFE 7100 świadczą o tym, że czynnik organiczny w obiegu ORC może schłodzić glikol tylko o 5–10°C, co oznacza konieczność zastosowania dodatkowego obejścia, tzn. przetransportowanie gorącego glikolu do bufora CWU w celu odprowadzenia nadmiaru ciepła.

8.3.3. Pompa

Pompa zapewni odpowiednio wysokie ciśnienie czynnika oraz jego krążenie w obiegu. Pompa membranowa pozwala podnieść ciśnienie płynu do wymaganego poziomu niezależnie od lepkości czynnika, poza tym nie wymaga dodatkowego smarowania, a co za tym idzie – może pracować w wymaganych temperaturach.

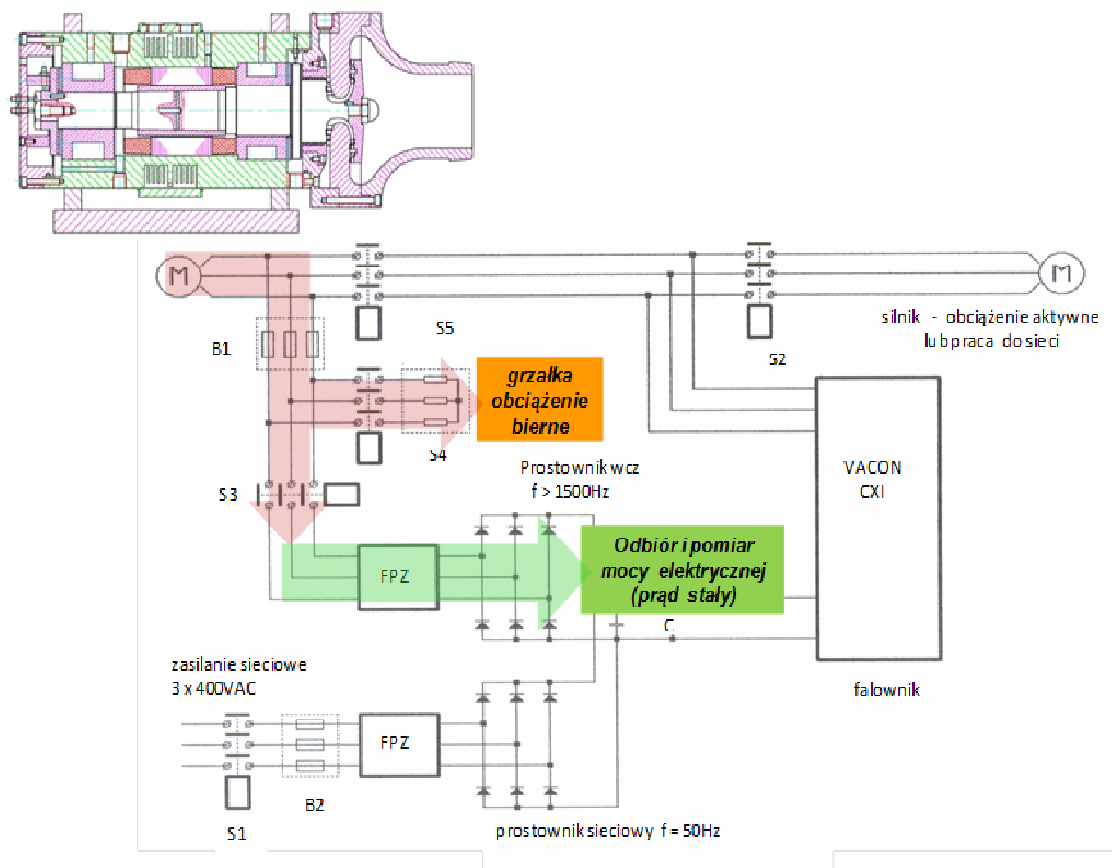
Wadami pomp membranowych są ich rozmiary oraz wymóg zamontowania na odpowiedniej, dość znacznej wysokości, aby uniknąć problemu kawitacji. Dotychczasowe testy wykazały jednak problemy ze szczelnością przy podłączeniu pompy. Czynnik HFE 7100 może również reagować z membraną, dlatego wybór pompy pozostaje sprawą otwartą.

Mimo niedogodności rozwiązaniem, które warto rozważyć są pneumatyczne pompy membranowe firmy VERDER [8]. W pompie membranowej istnieją elementy robocze (elastyczne membrany), a zasilanie odbywa się przy użyciu sprężonego powietrza, które kierowane jest bezpośrednio na membrany (alternatywę stanowi napęd hydrauliczny). Pompa jest wyposażona w minimum dwa zawory – jeden po stronie ssawnej, drugi po stronie tłocznej. Wykorzystuje się kilka rodzajów zaworów. Do najpopularniejszych należą zawory klapowe, cylindryczne oraz kulowe. Ich zaletami są:

- bezprzeciekowa praca (brak ruchomych trzpieni i trzonów tokowych); należy prewencyjnie wymieniać membrany, aby zapobiec ich pęknięciom, czego skutkiem będzie przeciek;
- zmienny przepływ dzięki regulacji ciśnienia zasilającego;
- zdolność do pracy na sucho oraz zasysanie medium bez wcześniejszego zalewania;
- brak uszczelnień sznurowych oraz części ślizgowych czy rotacyjnych, wymagających regularnej konserwacji;
- brak konieczności zastosowania kosztownego napędu elektrycznego.

8.3.4. Konwersja energii elektrycznej i system automatyzacji

Konwersja energii elektrycznej to proces mający na celu umożliwienie współpracy źródeł energii elektrycznej i odbiorów oraz jej optymalizację dzięki zmianie parametrów energii. Realizowana jest m.in. w przypadku dopasowania źródeł odnawialnych do parametrów sieci. Na rys. 8.18 przedstawiono schemat układu kondycjonowania i odbioru energii dla stanowiska badawczego turbogeneratorsa ORC w Instytucie Maszyn Przepływowych Politechniki Łódzkiej.



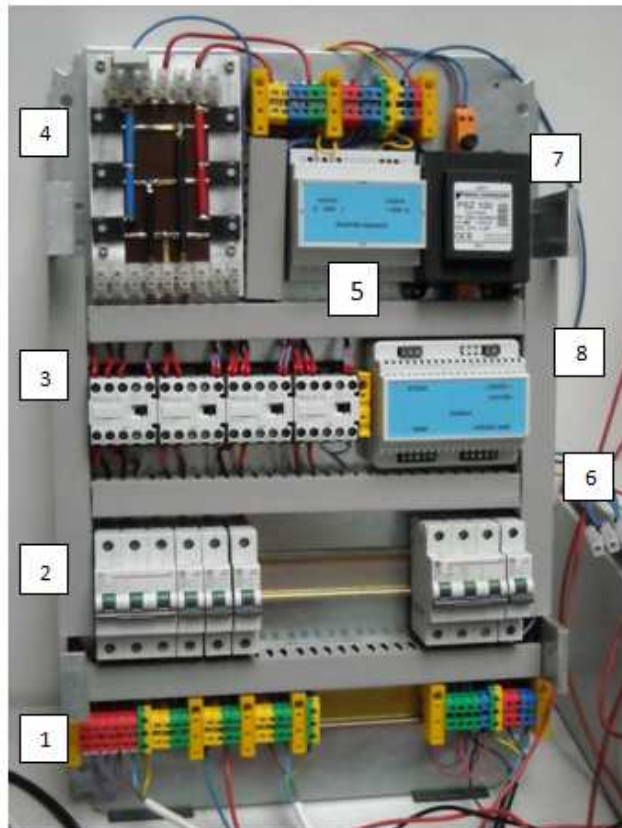
Rys. 8.18. Schemat ideowy układu kondycjonowania i odbioru energii elektrycznej mikrośilowni

Źródło: [2].

Częstość obrotów turbiny może dochodzić nawet do 30 000 rpm, z generatora otrzymujemy zatem prąd zmienny trójfazowy o częstotliwości ponad 500 Hz. Należy go przystosować do podłączenia do sieci zawodowej (musi być trójfazowy, o częstotliwości 50 Hz, a fazy muszą być zsynchronizowane z siecią). Podstawowym elementem układu odbioru i kondycjonowania energii elektrycznej prototypowego turbogeneratora jest prostownik

trójfazowy wysokiej częstotliwości, przystosowany do pracy z napięciem ≈ 600 VAC, z prądem ≈ 20 A, z częstotliwością ≈ 1.5 kHz. Zamontowany jest również falownik, zamieniający prąd stały, którym jest zasilany, na prąd przemienny o regulowanej częstotliwości wyjściowej [2].

Rzeczywisty, skompletowany i zmontowany układ odbioru energii przedstawiono na rys. 8.19, a elementy układu energii są oznaczone na fotografii numerami.



1. zaciski wejściowe - listwa przyłączeniowa
2. bezpieczniki
3. styczniki załączające zasilanie
4. prostownik wysokiej częstotliwości
5. dzielnik napięcia
6. bezpieczniki urządzeń odbiorczych
7. transformator
8. zasilacz części sterownikowej

Rys. 8.19. Widok elementów układu odbioru mocy zamontowanych na elemencie kasety

Źródło: [2].

Projekt osiedla domów ekologicznych jest w opinii wielu ekspertów zarazem interesujący i skomplikowany. Złożoność zastosowanych systemów, mechanizmów i maszyn może stanowić utrudnienie dla zwykłego użytkownika. Dlatego bardzo ważnym elementem instalacji jest system automatyzacji. W tym miejscu należy odróżnić dwa systemy: informatyczny system zarządzania budynkiem oraz system automatyzacji zintegrowanych instalacji kotła, prądnicy ORC, CO, CWU, wentylacji i chłodzenia. Pierwszy powinien pełnić funkcje regulacyjne dla drugiego. Rozgraniczenie to wynika z braku zintegrowania projektowania instalacji. System pomiaru i monitorowania pracy mikrośilowni jest na tyle skomplikowany, że raz zaprogramowany powinien być dostarczany razem z prądnicą ORC. Dostępne funkcje powinny być zaprogramowane na stałe w sterownikach, co zwiększyłoby niezawodności działania.

8.4. Podsumowanie i propozycje dalszych badań

W celu zasygnalizowania problemów technicznych, związanych z produkcją energii elektrycznej i użytkowej energii cieplnej w mikrośilowni ORC, przedstawiono projekt turbogeneratora, koncentrując się na analizie dynamiki jego systemu wirującego. Prace badawcze nad turbogeneratorem przebiegają pomyślnie i dotychczasowe testy pokazały, że możliwe jest zbudowanie maszyny energetycznej małych rozmiarów, spełniającej zadane wymagania techniczne. Jednocześnie chciano pokazać możliwości aplikacyjne i komercyjne, tj. mikroturbogenerators ORC jako serce przydomowej instalacji w osiedlu domów jednorodzinnych. Udało się nie tylko opisać ideę, lecz także wykonać wstępny projekt koncepcyjny i technologiczny mikrośilowni. Już na tym etapie projektowania pojawiły się pewne wątpliwości natury technicznej, a każdy z zasygnalizowanych problemów mógłby stanowić przedmiot osobnych wielomiesięcznych badań. W związku z tym wnioski nie zawsze są jednoznaczne. Innowacyjna technologia jest cały czas przedmiotem badań i poszukiwań technicznych rozwiązań, choć na tym etapie nie zawsze udaje się potwierdzić finansową i techniczną zasadność tych działań.

Użycie oleju termalnego jako czynnika grzewczego w kotle jest rozwiązaniem innowacyjnym, ale może lepsze byłoby tradycyjne użycie wody pod ciśnieniem. Konstruktorzy kotłów kierują się chęcią wyeliminowania wysokich ciśnień instalacji, ale rozwiązanie to stwarza ryzyko zbyt dużej różnicy ciśnień pomiędzy dwoma płynami wymieniającymi ciepło w parowniku.

Zbudowanie obiegu ORC jest trudne z wielu powodów opisanych w rozdziale, wśród których najważniejszym jest brak szczelności układu.

Jeśli chodzi o budowę turbogeneratorsa, to zintegrowanie generatora z wałem turbiny przedstawia wiele korzyści opisanych w rozdziale, jednak na skutek zastosowania tego rozwiązania generator jest narażony na pracę w zanurzeniu w czynniku o wysokiej temperaturze. Wymaga to użycia dodatkowej energii, potrzebnej do bardziej wydajnego chłodzenia generatora.

Interdyscyplinarny projekt osiedla domów energetycznych okazał się niezwykle interesujący i rozwojowy, ale przeprowadzenie szeroko zakrojonych i rzetelnych międzywydziałowych prac badawczych jest w obecnych warunkach niemożliwe. Dlatego część zagadnień musiała zostać potraktowana zbyt ogólnie, a dane zaczerpnięto z literatury oraz internetowych baz danych. Zasygnalizowane problemy należy zatem potraktować jako punkt wyjścia do dalszych rozważań i bodziec do podejmowania prób realizacji stanowisk badawczych.

LITERATURA

- [1] Kozanecki Z., *Systemy wirujące maszyn przepływowych małej i średniej mocy*, Instytut Technologii Eksploatacji – PIB, Łódź–Radom 2008.
- [2] Kozanecki Z., Kaczmarek A., *Wykonanie i próby funkcjonalne układu odbioru i kondycjonowania energii elektrycznej prototypowego turbogeneratorsa*, Opracowanie wewnętrzne w ramach projektu kluczowego nr POIG.01.01.02-00-016/08.
- [3] Łagodziński J., *Łożysko foliowe zasilane podczas rozruchu*, www.sila-wiedzy.pl/sia-wiedzy/nauki-techniczne (dostęp 13.01.2012).
- [4] Miazga K., Kozanecki Z., *Investigation of coating materials for air-foil bearings*, „Ciepłota maszyny przepływowe, Turbomachinery” 2011, No. 140.
- [5] *Moc szczytowa budynków mieszkalnych*, „Elektroinstalator” 2008, nr 9, www.elektroinstalator.com.pl (dostęp 13.01.2012).
- [6] Strona internetowa, <http://kalkulator.vattenfall.pl> (dostęp 13.01.2012).
- [7] Strona internetowa, <http://www.en-tech.pl/olejtermalny.htm> (dostęp 13.01.2012).
- [8] Strona internetowa, <http://www.verder.pl> (dostęp 13.01.2012).
- [9] Strona internetowa, <http://www.metalerg.pl> (dostęp 13.01.2012).
- [10] Strona internetowa, www.thermowave.de (dostęp 13.01.2012).
- [11] Strona internetowa, www.kostrzewa.com.pl (dostęp 13.01.2012).
- [12] Tkacz E., Kozanecki Z., *Investigations of oil-free support systems to improve the reliability of ORC hermetic high-speed turbomachinery*, „Mechanics and Mechanical Engineering” 2011, Vol. 15, No. 3.

9. Pozyskiwanie energii elektrycznej i ciepłej ze Słońca

Słońce jest głównym i pierwotnym źródłem niemal całej energii wykorzystywanej na Ziemi. Jako centralna gwiazda naszego układu słonecznego jest żółtym karłem o typie widmowym G2V [3], stanowiącym kulę zjonizowanego gazu o masie $2 \cdot 10^{30}$ kg (71% wodoru; 27% hel, 2% wszystkie cięższe pierwiastki, w tym O, C, N, Si, Mg, Ne, Fe, S) i temperaturze efektywnej fotosfery ok. 5800 K [5]. Źródłem energii emitowanej przez Słońce są reakcje termojądrowe, podczas których jądra wodoru przekształcają się w hel z wydzieleniem energii promieniowania i ciepła. Generowanie energii w jądrze Słońca odbywa się kosztem niszczenia wodoru z ograniczonego zapasu materii. Ocenia się, iż dotychczas w jądrze Słońca około 37% wodoru uległo już przemianom w hel, a więc jego zapas uległ znaczącej redukcji. W stosunkowo odległej przyszłości (za ok. 5 miliardów lat) spowoduje to narastanie dramatycznego kryzysu paliwowego na Słońcu, który doprowadzi ostatecznie do przekształcenia go najpierw w czerwonego olbrzyma (za ok. 7 miliardów lat), a następnie w białego karła [5]. W zestawieniu z zasobami konwencjonalnych paliw kopalnych (węgiel, ropa i gaz) można więc uznać Słońce za niewyczerpalne i odnawialne źródło energii.

Gęstość mocy pochodzącej z promieniowania Słońca i docierającej do powierzchni atmosfery ziemskiej, odległej od Słońca o 150 milionów kilometrów, wynosi ok. 1366 W/m^2 . Jest to wartość średnia, nazywana stałą promieniowania słonecznego. Natężenie promieniowania słonecznego docierającego do atmosfery waha się jednak rocznie o ok. 6,6% w zależności od zmian odległości Ziemi i Słońca. Roczna suma energii słonecznej padającej na powierzchnię 1 m^2 w Polsce wynosi 950–1250 kWh, w zależności od położenia (wybrzeże, góry). Jest to wartość zbliżona do notowanej w Niemczech, północnej Francji, południowej Anglii, północnych regionach Stanów Zjednoczonych, Kanadzie, a większa niż w Danii, Szwecji, Norwegii – gdzie od wielu lat energia słoneczna jest wykorzystywana dla potrzeb budownictwa mieszkaniowego i gospodarstw indywidualnych [6].

W wyniku absorpcji promieniowania słonecznego w atmosferze oraz na powierzchni planety powstają następujące zjawiska:

- obieg wody w przyrodzie: parowanie, opady, zasoby wód w jeziorach, lodowcach, przepływ w rzekach;
- ruch termiczny wody i atmosfery: wiatr, fale, prądy morskie;
- energia zakumulowana i przejawiająca się w różnych formach życia: paliwa kopalne, biomasa, CO₂, organizmy żywe [29].

W tabeli 9.1 został przedstawiony podział odnawialnych źródeł energii, których energia pierwotna pochodzi pośrednio lub bezpośrednio ze Słońca (wraz ze wskazaniem możliwości jej konwersji).

Tabela 9.1

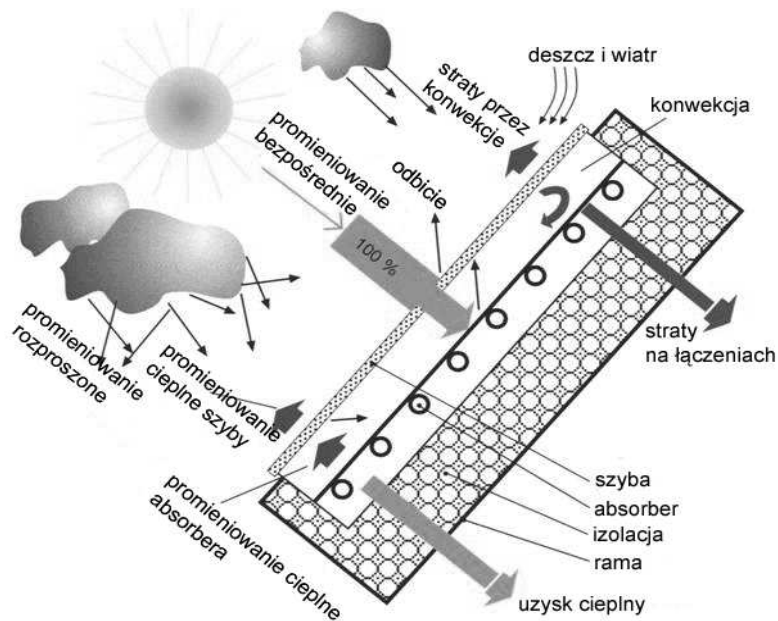
Podział odnawialnych źródeł energii wykorzystujących energię słoneczną

Źródło energii	Naturalne procesy przemiany energii	Techniczne wykorzystanie przemiany energii	Forma uzyskanej energii końcowej	
Słońce	Woda	Parowanie, topnienie lodu i śniegu, opady	Elektrownie wodne	Energia elektryczna
	Wiatr	Ruch atmosfery	Elektrownie wiatrowe	Energia elektryczna
		Energia fal	Elektrownie falowe	Energia elektryczna
	Promieniowanie słoneczne	Prądy oceaniczne	Elektrownie wykorzystujące prądy oceaniczne	Energia elektryczna
		Nagrzewanie powierzchni Ziemi i atmosfery	Elektrownie wykorzystujące ciepło oceanów	Energia elektryczna
			Pompy ciepła	Energia cieplna
		Promienie słoneczne	Kolektory słoneczne i ciepłne elektrownie słoneczne	Energia cieplna
			Ogniwa fotowoltaiczne i elektrownie słoneczne	Energia elektryczna
		Fotoliza	Paliwa	
	Biomasa	Produkcja biomasy	Ogrzewanie i elektrownie ciepłne	Energia cieplna i elektryczna

W projekcie osiedla, z wyjątkiem wody, wykorzystane zostały wszystkie wymienione odnawialne źródła energii pochodzące ze Słońca. Energia elektryczna i ciepła na potrzeby mieszkańców będzie produkowana w systemie rozproszonym, wykorzystującym: biomasę w lokalnej mikroelektrociepłowni, wiatr w turbinach wiatrowych oraz promieniowanie słoneczne dzięki zastosowaniu kolektorów ciepłych i ogniw/modułów fotowoltaicznych (PV). Niniejszy rozdział jest poświęcony ostatniemu z wymienionych zagadnień. Wykorzystanie promieniowania słonecznego do produkcji energii ciepłej w kolektorach słonecznych i energii elektrycznej przez ogniwa fotowoltaiczne stanowi dwie najbardziej bezpośrednie metody konwersji energii słonecznej na energię użytkową.

Konwersja fototermiczna, zachodząca w kolektorach słonecznych, jest to zamiana energii słonecznej na energię ciepłą, wykorzystywaną do podgrzewania wody użytkowej i/lub do wspomagania centralnego ogrzewania. Zamiana ta może się odbywać dwojako – w sposób pasywny lub aktywny. W obu przypadkach zamiana energii odbywa się w absorberach kolektorów słonecznych. W przypadku konwersji pasywnej przepływ nośnika ciepła (np. powietrza, wody lub innego czynnika) odbywa się jedynie w drodze konwekcji naturalnej. W przypadku konwersji aktywnej (wymuszonej) używane są pompy zasilane z dodatkowych źródeł energii. Funkcjonowanie kolektora słonecznego jest związane z podgrzewaniem przepływającego przez absorber czynnika roboczego, który przenosi i oddaje ciepło w części odbiorczej instalacji grzewczej [34]. Na rys. 9.1 zaprezentowano przekrój poprzeczny przez płaski kolektor słoneczny wraz z niektórymi zachodzącymi w nim zjawiskami.

Konwersja fotowoltaiczna jest to bezpośrednia zamiana energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną. Proces ten odbywa się dzięki wykorzystaniu odkrytego w 1839 r. przez Edmunda Becquerela [2] tzw. efektu fotowoltaicznego, zachodzącego w ogniwach słonecznych, w pobliżu półprzewodnikowego złącza p-n. W półprzewodniku, na skutek absorpcji fal elektromagnetycznych o energiach większych niż przerwa energetyczna, generowane są pary dziura-elektron. Generacja par nośników zachodzi poprzez wybijanie elektronów (przez fotony) z pasma walencyjnego na poziom przewodnictwa, co powoduje powstanie dziury w miejscu wybitego z sieci elektronu. Jeżeli w półprzewodniku nie ma wewnętrznego pola elektrycznego, pary rekombinują ze sobą i w efekcie energia fotonów zamieniana jest na energię ciepłą. Jeśli jednak istnieje wewnętrzne pole elektryczne, to rekombinacja nie dojdzie do skutku, gdyż dziury i elektrony będą odciągane w przeciwnych kierunkach: elektrony w stronę obszaru typu n, zaś dziury do obsza-

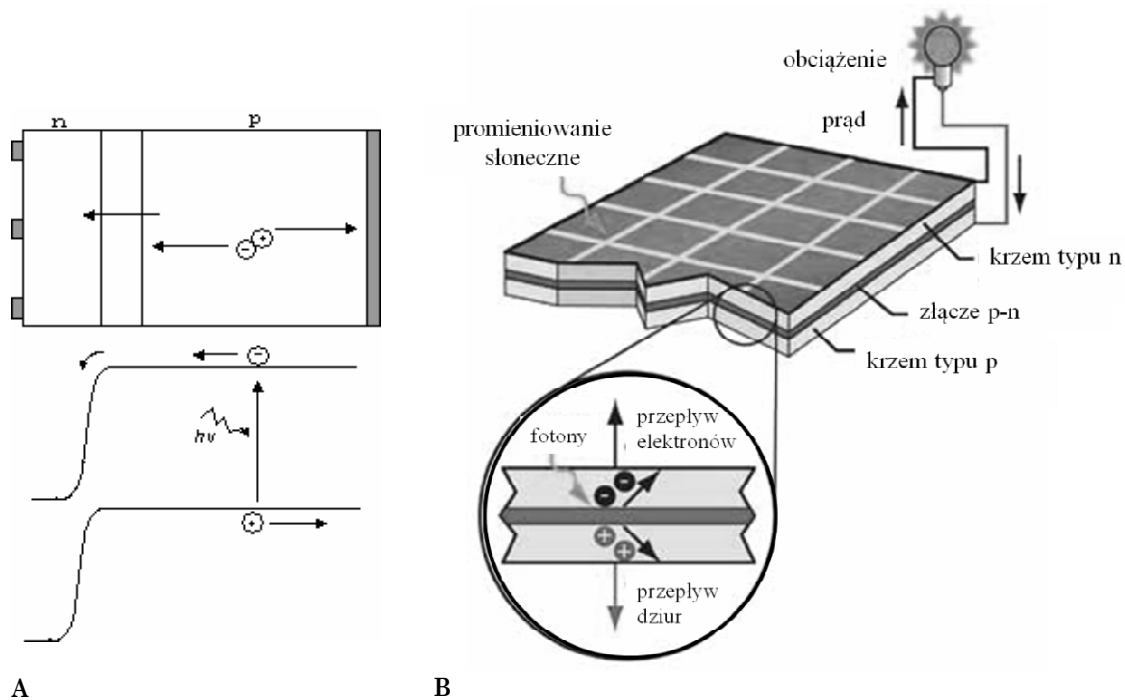


Rys. 9.1. Kolektor słoneczny – przekrój

Źródło: [21].

ru typu p. Takie pole elektryczne istnieje pomiędzy półprzewodnikami o różnym typie przewodnictwa – typu n i p oraz w układzie metal-półprzewodnik (złącze Schotky’ego). Proces ten jest przedstawiony na rys. 9.2 A. Krzemowe ogniwo fotowoltaiczne jest tu przedstawione na dwa sposoby. Jeden schemat (górny) pokazuje budowę fizyczną przyrządu oraz transport elektronu i dziury w przeciwnych kierunkach, ilustrując proces konwersji fotowoltaicznej. Drugi prezentuje te same zjawiska na modelu pasmowym (eksponującym poziomy energetyczne) półprzewodnika [30]. Rysunek 9.2 B ilustruje wygląd ogniwa fotowoltaicznego wykonanego z krzemu wraz z jego przekrojem.

Bezpośredni wpływ na efektywność przyrządów fotowoltaicznych mają właściwości optyczne materiałów półprzewodnikowych zastosowanych do ich budowy. Parametry ogniw słonecznych zależą od zjawisk elektrycznych, związanych z transportem nośników ładunku, czasu życia nośników oraz drogi dyfuzji, a także od zjawisk związanych z odbiciem, przenikaniem i absorpcją promieniowania w całym zakresie widma promieniowa-



A

B

Rys. 9.2. Ogniwo fotowoltaiczne wykonane z krzemu: A – budowa fizyczna oraz schemat pasmowy, B – budowa i przekrój poprzeczny przyrządu

Źródło: A [30], B [9].

nia słonecznego [27]. Eksperymentalne prace technologiczne prowadzone w wielu laboratoriach na całym świecie zmierzają do otrzymania przyrządów fotowoltaicznych jak najwyższej jakości, przy zachowaniu jak najniższej ceny produkcji. W tym celu zaczęto poszukiwać nowych materiałów półprzewodnikowych o wyższym współczynniku absorpcji optycznej, umożliwiającym minimalizację grubości warstw ogniw PV, a co za tym idzie – redukcję kosztów. Obecnie do materiałów najczęściej stosowanych w fotowoltaice należą krzem monokrystaliczny (polikrystaliczny) i amorficzny oraz związki półprzewodnikowe, takie jak: CuInSe_2 (CIS), Cu(InGa)Se_2 (CIGS), CdTe i CdS . Coraz większym zainteresowaniem cieszą się także ogniwa słoneczne na bazie związków organicznych, głównie ze względu na ich walory estetyczne oraz stosunkowo niskie koszty produkcji.

Ogniwa tego typu mogą występować w dowolnych kolorach, są półprzezroczyste i elastyczne. Dotychczas barierę na drodze do komercjalizacji stanowi jednak ich niska sprawność w stosunku do rozwiązań półprzewodnikowych, a także degradacja materiału organicznego. Jest to jednak technologia w fazie rozwoju i badania w tej dziedzinie wskazują na stopniową poprawę parametrów tego typu urządzeń.

9.1. Fotowoltaika zintegrowana z budownictwem (BIPV)

W ostatnich latach spotyka się coraz częściej łączenie fotowoltaiki ze strukturą nowych budynków już na etapie projektu architektonicznego. W takich zastosowaniach zmienia się nieco rola modułów fotowoltaicznych. Nie są one już tylko źródłem darmowej energii elektrycznej, lecz także mogą pełnić funkcje dekoracyjne, termoizolacyjne oraz przepuszczać do wnętrza budynku ściśle określoną ilość światła słonecznego [39].

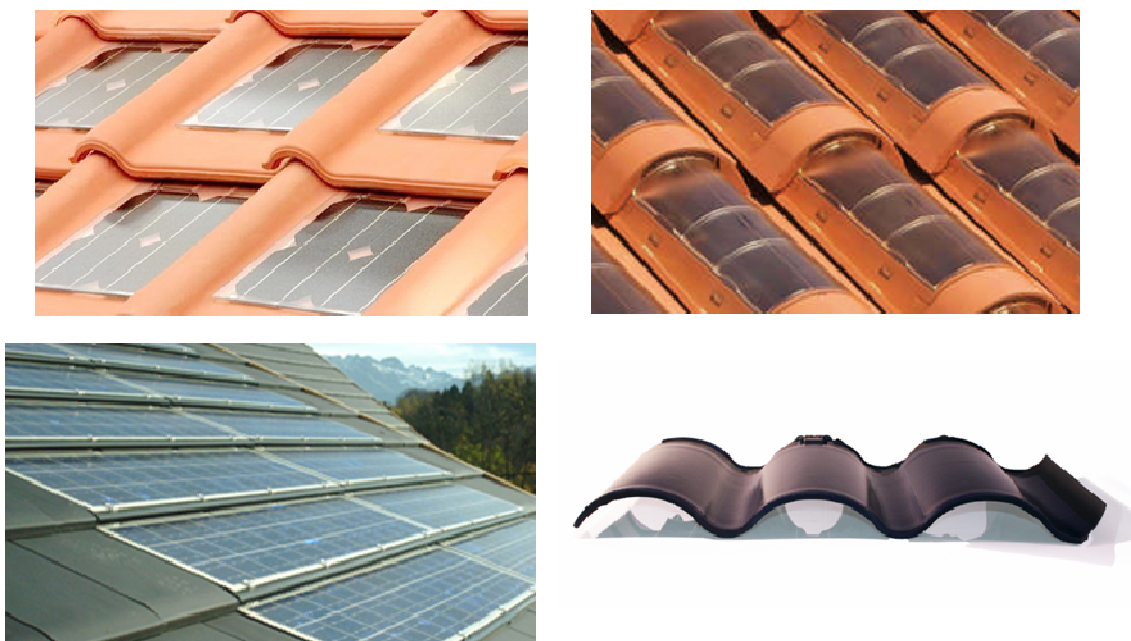
Koncepcja BIPV (ang. *Building Integrated Photovoltaics*) powstała z myślą o jak najlepszym wykorzystaniu paneli fotowoltaicznych rozmieszczanych na obiektach różnego typu, w tym budynkach o różnym przeznaczeniu i konstrukcji [35]. Ogniwa fotowoltaiczne mogą być zintegrowane nie tylko z dachem budynku, ale już bezpośrednio z dachówką go pokrywającą, co poszerza znacznie pole zastosowań fotowoltaiki i eliminuje zaburzenia architektury budynku powstające często w wyniku montażu paneli PV na istniejących dachach. Przykłady dachówek fotowoltaicznych prezentowane są na rys. 9.3.

Inną, dosyć często stosowaną metodą integracji fotowoltaiki i budownictwa jest zamknięcie ogniw słonecznych pomiędzy dwoma szybami. Dzięki temu można tworzyć dowolne konfiguracje i kształty z pojedynczych ogniw (jedno samodzielne ogniwo krzemowe ma wielkość ok. 12×12 cm), a także dokładnie sterować poziomem zacielenia poprzez dobór zagęszczenia ogniw w przeszkleeniu (np. w ogrodzie zimowym). Tego typu integracja może być stosowana zarówno w przypadku dowolnego kształtu dachów, jak i fasad wszelkiego rodzaju budynków. Rozwiązania BIPV niosą ze sobą szereg zalet, które można ująć w następujących kategoriach [35]:

- produkcja energii elektrycznej bezpośrednio w miejscu zapotrzebowania na nią i związane z tym małe koszty przesyłowe;
- wkomponowanie systemów fotowoltaicznych w istniejącą infrastrukturę prowadzące m.in. do maksymalnego wykorzystania przestrzeni użytkowej na terenach zabudowanych;

- zwiększona niezależność energetyczna obiektów specjalnych (np. szpitale, banki, budynki, schroniska górskie);
- nowoczesny i ekologiczny wizerunek budynków oraz zwiększone możliwości kształtowania ich formy architektonicznej;
- oszczędność na konwencjonalnych materiałach budowlanych;
- możliwość lepszego zabezpieczenia paneli ogni słonecznych przed uszkodzeniem i/lub kradzieżą;
- pełna dowolność w doborze zainstalowanej mocy nominalnej systemu.

W związku ze wskazanymi zaletami BIPV jest intensywnie rozwijającą się gałęzią fotowoltaiki [38, 40], znajdującą swoje aplikacje w budynkach mieszkalnych, biurowych, gospodarczych i użyteczności publicznej.



Rys. 9.3. Dachówki fotowoltaiczne różnych typów

Źródło: [8, 10, 11, 18].

9.2. Zastosowanie kolektorów słonecznych

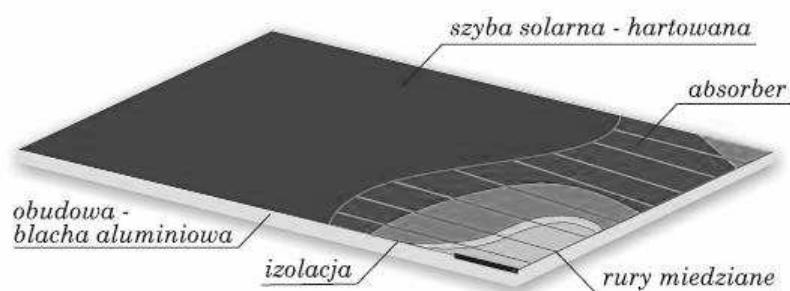
Kolektor słoneczny działa dzięki wykorzystaniu zjawiska konwersji fototermicznej. Jest to urządzenie energetyczne, absorbujące promieniowanie bezpośrednie i rozproszone pochodzące ze Słońca. Absorber kolektora przetwarza na ciepło pochłoniętą energię promieniowania słonecznego, które jest od niego odbierane przez czynnik roboczy. W zależności od rodzaju medium roboczego istnieje podział kolektorów na powietrzne i cieczowe. Zarówno kolektory cieczowe, jak i powietrzne prezentują wiele typów różniących się od siebie budową i przeznaczeniem. Spośród kolektorów cieczowych największe znaczenie mają: płaskie (płytowe), próżniowe, magazynujące oraz elastyczne (wykonane z tworzyw sztucznych). Wśród kolektorów powietrznych można wyróżnić kolektory z absorberami płaskimi, o powierzchni rozwiniętej, porowatymi oraz kolektory naciśnieniowe [36]. W większości zastosowań konstrukcja kolektorów słonecznych powinna zapewniać (przy właściwej ich eksploatacji) trwałość umożliwiającą użytkowanie bez znaczącego pogorszenia parametrów przez 10–30 lat [4]. Polscy producenci i dostawcy udzielają na kolektory średnio dziesięcioletniej gwarancji (np. firmy: Bachus, Biawar).

Zasadniczy podział instalacji słonecznych służących do przetwarzania energii promieniowania słonecznego na ciepło użyteczne wynika z tego, w jaki sposób zachodzi w nich przepływ czynnika roboczego przenoszącego ciepło. Jeśli przepływ ciepła zachodzi głównie przy wykorzystaniu konwekcji swobodnej, wynikającej z różnicy temperatur czynnika roboczego (cieczy lub powietrza) między różnymi częściami instalacji, to mamy do czynienia z bierną instalacją słoneczną. Gdy ruch czynnika roboczego jest wymuszony przez pompę lub wentylator, wówczas mamy do czynienia z instalacją aktywną. Słoneczne instalacje aktywne obejmują instalacje służące m.in. do podgrzewania wody użytkowej, suszenia płodów rolnych i ogrzewania budynków. W skład typowej słonecznej instalacji aktywnej wchodzi przede wszystkim układ kolektorów oraz pompa względnie wentylator, zależnie od tego, czy czynnikiem roboczym przenoszącym ciepło jest ciecz czy powietrze. W bardziej złożonych instalacjach słonecznych, stosowanych do podgrzewania wody użytkowej i do ogrzewania budynków, znajdują się również magazyny ciepła oraz układy automatycznej regulacji. Praca takich instalacji słonecznych jest sterowana [36].

W instalacjach służących do podgrzewania wody użytkowej do celów sanitarnych lub do wykorzystania w basenach kąpielowych najczęściej stosowane są kolektory cieczowe w dwóch wariantach – płaskim i próżniowym.

Kolektor płaski, przedstawiony na rys. 9.4, składa się z szyby, absorbera, rurek przenoszących ciepło poprzez znajdującą się w nich ciecz, izolacji i obudowy. Szyba kolektora wykonana jest najczęściej ze szkła hartowanego o niskiej zawartości tlenu

żelaza i charakteryzującego się wysoką przepuszczalnością promieniowania słonecznego (ok. 92% widma energetycznego). Absorber stanowi zazwyczaj płyta miedziana lub aluminiowa, będąca dobrym przewodnikiem elektrycznym i cieplnym. Absorber jest dodatkowo pokrywany warstwą selektywną (często w postaci tlenków metali), pochłaniającą promieniowanie słoneczne. Znajdujące się pod płytą absorbera rurki miedziane (lub aluminiowe), w których przepływa czynnik roboczy o niskiej temperaturze krzepnięcia (np. wodny roztwór glikolu), odbierają ciepło z powierzchni absorbera, przekazując je dalej do wymiennika. Połączenie orurowania z blachą miedzianą lub aluminiową może być wykonane metodą lutowania, zgrzewania ultradźwiękowego lub spawania laserowego. Aby ograniczyć straty ciepła z kolektora, absorber umieszcza się w obudowie wykonanej z blachy aluminiowej, wewnątrz której znajduje się izolacja termiczna ze specjalnej wełny mineralnej.



Rys. 9.4. Schemat budowy kolektora płaskiego

Źródło: [23].

Kolektory, w których jako izolacja termiczna wykorzystywana jest próżnia, mają najczęściej kształt cylindryczny i noszą nazwę kolektorów próżniowych (tubowych, rurowych). Średnica zewnętrzna cylindra wynosi od ok. 30 do 100 mm, zaś długość od 1 do 2 m. Izolacja próżniowa ma zazwyczaj postać zamkniętego odcinka rury szklanej. Ciśnienie panujące wewnątrz nie powinno przekraczać 0,1 Pa [36]. Kolektory próżniowe mogą mieć teoretycznie do 30% wyższą sprawność od kolektorów płaskich. Wynika to z ich zdolności do absorbowania promieniowania rozproszonego i odbitego oraz łączy się z ograniczeniem strat ciepła dzięki próżni istniejącej między dwiema rurami szklanymi. Jest to szczególnie istotne w sezonie zimowym.

Rury próżniowe są mocowane szeregowo w izolowanej szynie zbiorczej, w której biegą rurki miedziane zbiorcze. Ogrzewanie płynu w rurach próżniowych może działać na dwa sposoby, w zależności od typu kolektora:

- podobnie jak w kolektorach płaskich – poprzez kanały przepływowe z czynnikiem grzewczym, które mają postać litery U w rurze próżniowej (ogrzewanie płynu następuje podczas jego przepływu przez kanał);
- poprzez zamkniętą pojedynczą rurę, nazywaną także „rurką ciepłą” i działającą na zasadzie kondensatora.

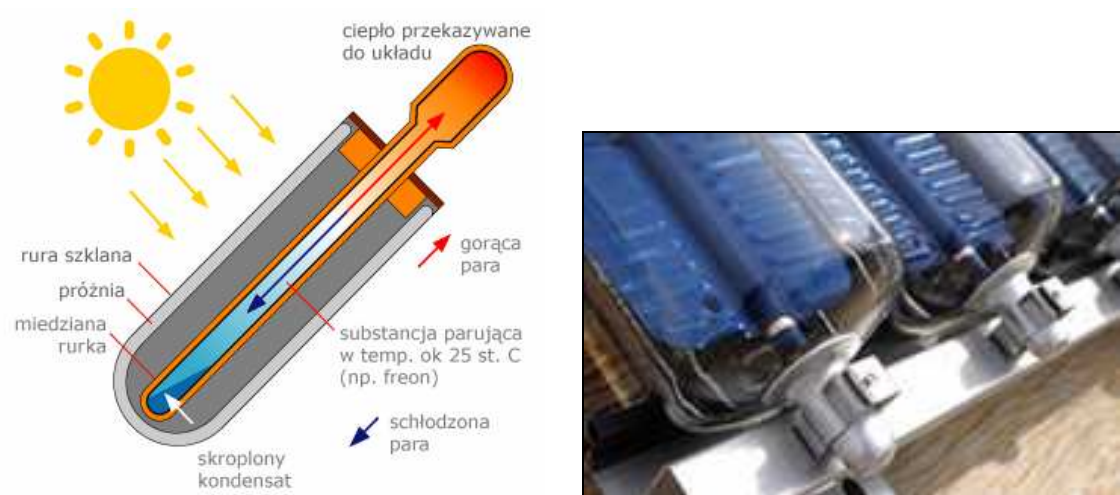
Sposób pierwszy ilustruje rys. 9.5, zaś rozwiązanie drugie jest widoczne na rys. 9.6.



Rys. 9.5. Schemat budowy kolektora próżniowego w wariantcie A

Źródło: [12, 25].

W rurkach ciepła znajduje się łatwo odparowująca ciecz (temperatura wrzenia ok. 25–30°C), która przy ogrzewaniu rur przez słońce zaczyna parować, a powstała para konwekcyjnie przechodzi do końcówki rury (kondensatora), umiejscowionej w kanale zbiorczym, będącym wymiennikiem ciepła. Poprzez kondensator ciepło oddawane jest do kanału głównego w szynie zbiorczej kolektora, zaś para w kondensatorze schładza się, zamienia w ciecz i sływa na dół do ponownego nagrzania. Kolektory próżniowe z rurkami ciepła są bardziej efektywne od systemu przepływowego. Rysunek 9.7 i tab. 9.2 przedstawiają porównanie cieczowych kolektorów płaskich i próżniowych.



Rys. 9.6. Schemat budowy pojedynczej rurki kolektora próżniowego (z lewej) oraz widok rzeczywistych rurek kolektora wykonanych w wariacie B

Źródło: [13].



Rys. 9.7. Kolektory cieczowe: płaski (z lewej) i próżniowy (z prawej)

Źródło: [7].

Porównanie kolektorów płaskich i próżniowych

Parametry	Kolektor płaski	Kolektor próżniowy
Izolacja	Włna mineralna	Próżnia – chroni ciepło nagromadzone w kolektorze przed rozproszeniem
Warstwa absorpcyjna	Blacha miedziana lub aluminiowa pokryta warstwą selektywną	Warstwa metalu napylana na wewnętrzną stronę rury próżniowej
Uzyski energii	Zdecydowanie lepszy w miesiącach „letnich” (kwiecień–wrzesień)	Dobra sprawność latem i zimą ze względu na wykorzystanie, w większym stopniu promieniowania rozproszonego – średnioroczny uzysk ciepła ok. 10–30% wyższy niż dla kolektorów płaskich
Zalety i wady	Systemy „otwarte”, hydrauliczna w kolektorze, prosta budowa i system montażu, niższa cena	Wyższe temperatury czynnika roboczego, duże obciążenie termiczne, konieczność zachowania szczelności, wyższa cena
Zastosowanie	Fasady, dachy domów jednorodzinnych, konstrukcje wolnostojące	Dachy domów jednorodzinnych, konstrukcje wolnostojące

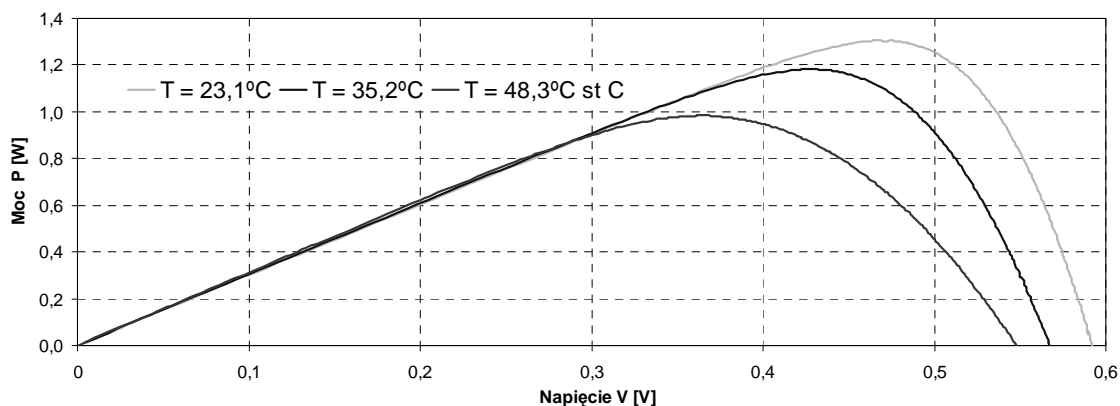
Źródło: opracowanie własne na podstawie [21].

Każda z opisanych konstrukcji charakteryzuje się pewnymi pozytywnymi i negatywnymi parametrami i nie można jednoznacznie określić wyższości jednej nad drugą. Dobór odpowiedniego wariantu zależy od indywidualnych potrzeb i możliwości odbiorcy.

9.3. Eksperymentalny hybrydowy system solarny

Z uwagi na fakt negatywnego wpływu wzrostu temperatury pracy ogniwi i modułów fotowoltaicznych, powodującego spadek ich mocy wyjściowej (a zatem i sprawności systemu), opracowany został eksperymentalny hybrydowy system solarny. Zaprojektowane i skonstruowane urządzenie łączy w sobie funkcjonalność modułu fotowoltaicznego produkującego energię elektryczną oraz kolektora słonecznego wytwarzającego ciepło, poprawiając jednocześnie uzyskiwane parametry wyjściowe.

Standardowe warunki pomiarowe, dla których podawane są parametry ogniw i modułów fotowoltaicznych (STC – *Standard Test Conditions*), definiują nominalną temperaturę ich pracy na poziomie 25°C [32]. Badania właściwości modułów i paneli PV w warunkach rzeczywistych (środkowoeuropejskich) wskazują, że w przypadku silnego nasłonecznienia powierzchnia urządzeń może się nagrzewać nawet do 8°C. W zależności od materiału i technologii wykonania ogniw fotowoltaicznych, ich sprawność w miarę wzrostu temperatury spada o 0,4–0,9% wartości nominalnej (w 25°C) na każdy stopień Celsjusza. Na rys. 9.8 przedstawione zostały wyniki własnych badań laboratoryjnych, przeprowadzonych dla pojedynczego ogniwa słonecznego o wymiarach 12 × 12 cm, wykonanego z krzemu multikrystalicznego.



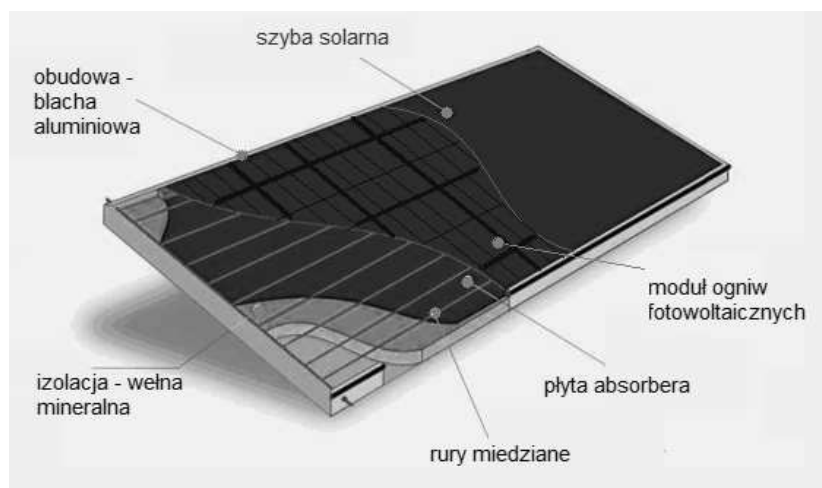
Rys. 9.8. Spadek mocy pojedynczego ogniwa krzemowego pod wpływem wzrostu jego temperatury
 Źródło: opracowanie własne.

Urządzenie hybrydowe zostało zaprojektowane m.in. w celu minimalizacji tego typu strat energetycznych. Bezpośrednio pod powierzchnią modułu fotowoltaicznego zaprojektowano układ miedzianych rurek odprowadzających ciepło za pomocą czynnika roboczego. Efektem opisanej w dalszej części rozdziału koncepcji jest dodatkowe pozyskiwanie ciepła do wstępnego podgrzewania wody użytkowej. Główne zalety zintegrowanego systemu, w stosunku do urządzeń niezależnych, to:

- wzrost sprawności modułu PV;
- zmniejszenie powierzchni wymagającej zagospodarowania;
- redukcja kosztów produkcji.

9.3.1. Koncepcja projektowa

Koncepcja projektowa hybrydowego systemu solarnego zakłada integrację modułu fotowoltaicznego i słonecznego, płaskiego, cieczowego kolektora ciepła. Ogólna konstrukcja zaprojektowanego urządzenia przedstawiona jest schematycznie na rys. 9.9.



Rys. 9.9. Koncepcja konstrukcji hybrydowego systemu solarnego

Źródło: opracowanie własne na podstawie [12].

Solarne urządzenie hybrydowe do jednoczesnego i bezpośredniego pozyskiwania energii elektrycznej i ciepła użytkowego zakłada zamknięcie w jednej obudowie dwóch znanych urządzeń, jakimi są kolektor słoneczny i moduł PV. Dzięki takiemu połączeniu oczekiwana jest poprawa parametrów modułu fotowoltaicznego w warunkach podwyższonej temperatury otoczenia, związana z odbiorem nadmiaru ciepła przez czynnik roboczy w kolektorze. Zintegrowany system solarny składa się kolejno z następujących warstw:

- szyby solarnej o bardzo wysokiej transmisyjności optycznej i wysokiej wytrzymałości mechanicznej;
- modułu krzemowych ogniw fotowoltaicznych, pokrywających niemal całą powierzchnię urządzenia;

- płyty absorbera, zintegrowanej od góry z modułem PV oraz od dołu z miedzianym orurowaniem, w którym przyływa czynnik roboczy;
- izolacji termicznej, np. w postaci wysokiej jakości wełny mineralnej.

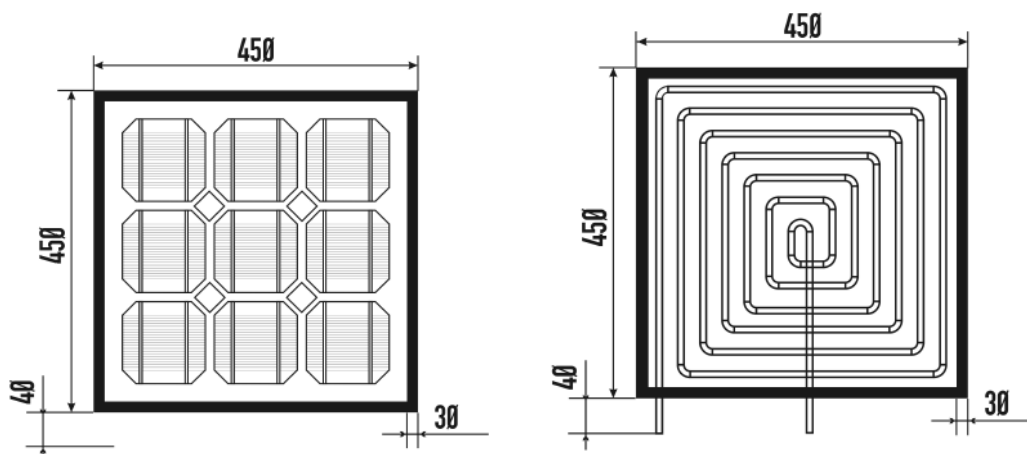
Całość konstrukcji jest uszczelniona pod względem hydraulicznym i zamknięta w obudowie z blachy aluminiowej. Na zewnątrz układu znajdują się króćce doprowadzające i odprowadzające czynnik roboczy, a także przewody elektryczne wraz z układem zabezpieczającym.

Z opisanego ogólnego schematu budowy urządzenia hybrydowego wynika, że można zastosować dowolne konfiguracje zarówno ze względu na moduł fotowoltaiczny, jak i kolektor cieczowy. Ogniwa wchodzące w skład modułu PV wykonuje się z różnych materiałów lub związków półprzewodnikowych, wymienionych w początkowej części rozdziału. Cieczowy kolektor płaski również może być wykonany na szereg różnych sposobów. Modyfikacjom ulegają chociażby średnice i sposób rozmieszczenia rur na danej płaszczyźnie, sposób ich połączenia z absorberem i modułem PV, a także skład płynu roboczego.

9.3.2. Konstrukcje prototypowe

W celu weryfikacji rzeczywistej przydatności proponowanego systemu hybrydowego zbudowane zostały dwa prototypy, z których każdy wykorzystuje nieco inne rozwiązania i materiały, jednak oba spełniają założenia koncepcji projektowej. Pierwszy został skonstruowany według wcześniej wykonanego wstępnego projektu przedstawionego na rys. 9.10. Założono mniejsze wymiary konstrukcji w celu przeprowadzenia pomiarów w warunkach laboratoryjnych, a także ze względu na niższe koszty budowy mniejszego urządzenia.

Lewa strona rysunku przedstawia górną część urządzenia hybrydowego, którą stanowi moduł fotowoltaiczny. W tym przypadku składa się on z dziewięciu ogniw połączonych szeregowo-równolegle, wykonanych w technologii krzemu monokrystalicznego. Na rysunku widoczne są pojedyncze ogniwa, które mają charakterystyczne dla monokrystalicznych ogniw Si ściecia krawędzi. Semi-kwadratowy kształt ogniw powstał w wyniku optymalizacji okrągłych płytek, wycinanych z monokrystalicznego walca krzemowego, do możliwości jak najgęstszego upakowania ich w module, przy jednoczesnych jak najmniejszych stratach precyzyjnie czystego materiału (fragmenty płytek, które ulegają odcięciu). Krzem monokrystaliczny jest bardzo drogim materiałem, powstającym w powolnym pro-



Rys. 9.10. Projekt pierwszego prototypu: górna (z lewej) i dolna (z prawej) powierzchnia urządzenia hybrydowego

Źródło: opracowanie własne.

cesie krystalizacji, zwanym wzrostem monokryształu metodą Czochralskiego. Metoda ta polega na zanurzeniu zarodka kryształu Si o precyzyjnie ustalonej orientacji sieci krystalicznej w tyglu z roztopionym czystym krzemem polikrystalicznym. Na powierzchni styku zarodka kryształu z roztopionym materiałem obniżana jest temperatura o jeden lub dwa stopnie poniżej temperatury topnienia (dla krzemu 1420°C), wskutek czego następuje krystalizacja polegająca na tym, że atomy poruszające się bezwładnie w fazie ciekłej przywierają w odpowiednich miejscach do powierzchni zarodka krystalizacji. Zarodek jest wyciągany do góry bardzo powolnym ruchem postępowo obrotowym, co umożliwia narastanie kolejnych warstw uporządkowanej struktury krystalicznej. Narastające warstwy ciała stałego zachowują dokładną ciągłość z siecią krystaliczną zarodka. Ogniwa PV wykonane z krzemu monokrystalicznego charakteryzują się najwyższą sprawnością spośród obecnie dostępnych i powszechnie stosowanych przyrządów fotowoltaicznych (istnieją struktury o wyższych sprawnościach, np. GaAs, stosowane w kosmonautyce lub ogniwa wielozłączowe na etapie laboratoryjnym). Do wykonania prototypu zostały wykorzystane ogniwa słoneczne o następujących parametrach:

- model MOTECH IS125-R150-B;
- wymiary 125 mm × 125 mm ± 1.5 mm;
- grubość 320 μm ± 40 μm;

- przednia powierzchnia pokryta niebieską antyodbiciową warstwą azotku krzemu;
- srebrne kontakty przednie o szerokości 1,5 mm;
- aluminiowa powierzchnia tylna stanowi tylny kontakt ogniwa;
- parametry elektryczne (STC): η (%) 17,25 – 17,49; P_{max} (W) 2,57 – 2,61.

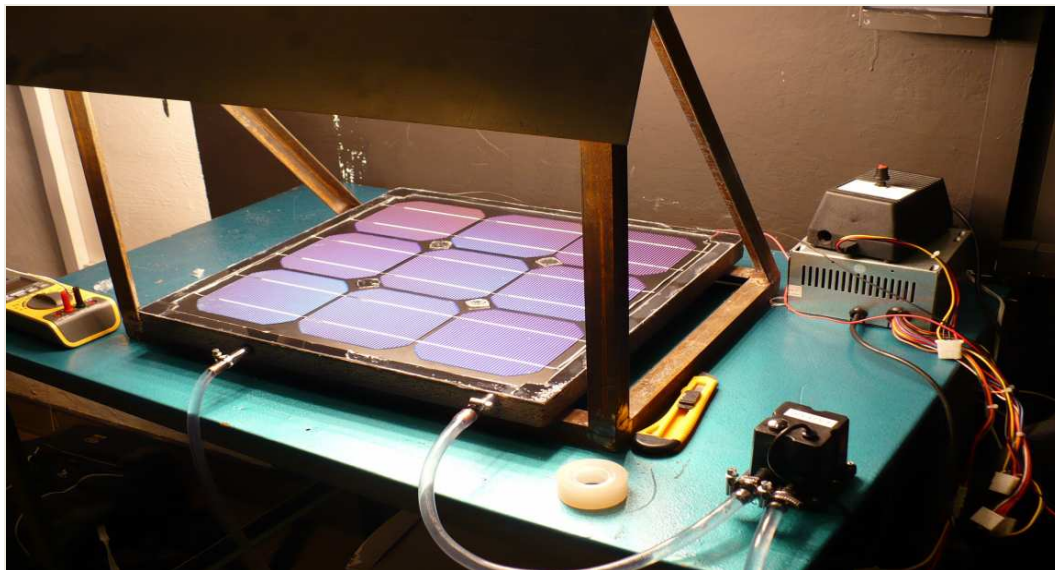
Po prawej stronie rys. 9.10, reprezentującej dolną warstwę prototypu, widoczny jest zaprojektowany układ rur kolektora, które zostały ułożone w spiralę. Średnica wewnętrzna rur w tym układzie wynosi 6 mm, a ich całkowita długość 7,65 m, a w związku z tym objętość czynnika roboczego w kolektorze wynosi ok. 0,22 dm³. Ze względu na wysoką przewodność cieplną, rury, w których przepływa czynnik, zostały wykonane z miedzi i przylutowane miejscowo do miedzianej blachy o powierzchni 0,2 m². Druga strona blachy została zaizolowana plastikiem w sprayu (Plastik 70), zabezpieczającym przed zwarciem elektrycznym z modułem PV, a następnie polakierowana czarnym matowym lakierem, umożliwiającym uzyskanie lepszej absorpcji promieniowania słonecznego. Mini moduł ogniw słonecznych został ułożony i zamocowany bezpośrednio na czarnej odizolowanej elektrycznie powierzchni. Po wyprowadzeniu połączeń elektrycznych i hydraulicznych całość została zaizolowana i zabezpieczona przed działaniem czynników zewnętrznych. Górne zabezpieczenie mechaniczne układu stanowi szyba przyklejona do powierzchni za pomocą silikonu, zaś funkcję dolnej bariery termicznej



Rys. 9.11. Realizacja pierwszego prototypu: górna (z lewej) i dolna (z prawej) powierzchnia urządzenia hybrydowego

Źródło: opracowanie własne.

pełni gruba warstwa kleju Polastosil na bazie silikonu, którym została zalana cała spódna część urządzenia. Realizację projektu przedstawiono na rys. 9.11 – górna i dolna warstwa systemu solarnego w trakcie realizacji konstrukcji oraz na rys. 9.12 prezentującym fotografię kompletnego systemu wraz ze wszystkimi urządzeniami peryferyjnymi (pompa, zasilacz, mierniki) i oświetlaczem.



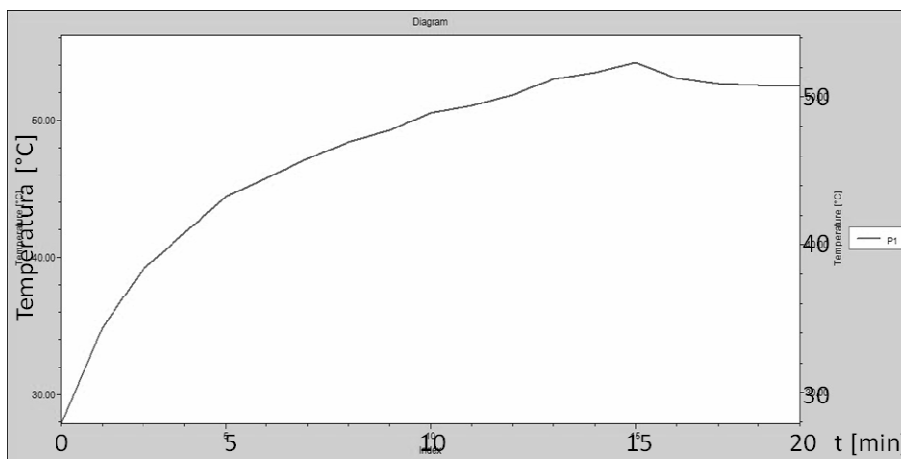
Rys. 9.12. Pierwszy prototyp hybrydowego systemu solarnego wraz z symulatorem promieniowania słonecznego

Źródło: opracowanie własne.

Wszystkie pomiary dotyczące pierwszego prototypu zostały przeprowadzone w warunkach wewnętrznych (sztucznych), zastosowano w nich symulator promieniowania słonecznego i specjalistyczną aparaturę pomiarową. Temperatura na powierzchni modułu była monitorowana za pomocą kamery termowizyjnej VarioCAM® HiRes – Jenoptic o dokładności pomiarowej $\pm 1,5K$, czułości widmowej $7,5\text{--}14\ \mu\text{m}$ i rozdzielczości termicznej poniżej $80\ \text{mK}$.

Podczas pierwszego etapu testów skonstruowanego systemu eksperymentalnego zostały przeprowadzone pomiary parametrów modułu fotowoltaicznego bez załączania

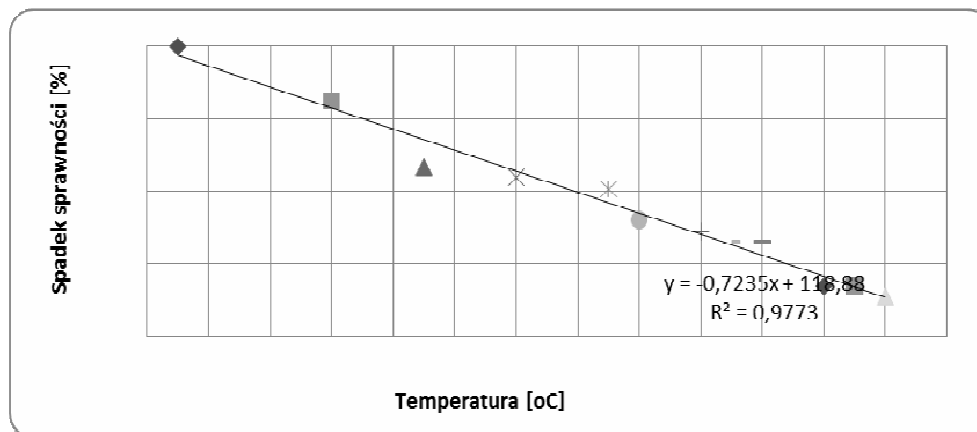
przepływu czynnika roboczego w kolektorze. Pozwoliły one ocenić, czy zastosowanie proponowanego systemu hybrydowego spełnia pierwszą z zakładanych funkcji – odbiera niekorzystne dla modułu ciepło i obniża temperaturę jego pracy. Rezultaty przeprowadzonego testu pokazują, że temperatura pracy urządzenia po około 20 minutach ekspozycji na działanie symulatora promieniowania słonecznego wzrasta niemal dwukrotnie (z początkowych 27°C do ponad 50°C). Zależność ta jest przedstawiona na rys. 9.13, gdzie na osi Y prezentowana jest temperatura w °C, zaś na osi X – czas w minutach.



Rys. 9.13. Zależność temperatury modułu PV od czasu jego ekspozycji na działanie symulatora promieniowania słonecznego

Źródło: opracowanie własne.

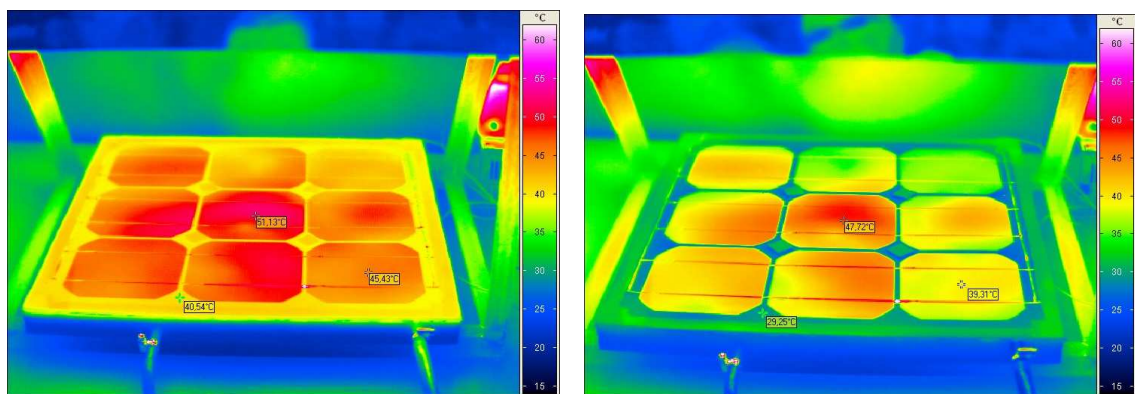
Wzrost temperatury pracy modułu słonecznego powoduje przewidywany spadek wydajności zachodzącej w nim konwersji fotowoltaicznej. Procentowy spadek sprawności w stosunku do wartości początkowej (mierzonej w temperaturze nominalnej ok. 25°C), wynikający ze wzrostu temperatury modułu, przedstawiono na rys. 9.14. Analizując dane pomiarowe, łatwo można obliczyć, że badany minimoduł traci średnio 0,75% swojej sprawności wyjściowej na każdy stopień Celsjusza powyżej temperatury nominalnej. Oznacza to, że przy długotrwałym, kilkugodzinnym nasłonecznieniu, występującym często w warunkach rzeczywistych, moduł ogrzany do temperatury 70°C będzie pracował ze sprawnością równą niespełna jednej trzeciej swojej sprawności nominalnej.



Rys. 9.14. Bezwzględny spadek sprawności eksperymentalnego modułu PV pod wpływem wzrostu temperatury
 Źródło: opracowanie własne.

Kolejny etap badań stanowią obserwacje funkcjonowania systemu po włączeniu przepływu czynnika przez miedzianą spiralę kolektora. Po dziesięciu minutach pracy układu chłodzącego temperatura na powierzchni modułu fotowoltaicznego spadła średnio do 40°C, a miejscami nawet do 35°C. Efekt ten przyczynia się do poprawy parametrów modułu PV i wzrostu jego sprawności z wartości ok. 80% (dla temp. ok. 52°C) do ponad 90% (dla temp. poniżej 40°C) sprawności osiąganey w temperaturze nominalnej. Rysunek 9.15 zawiera zdjęcia termograficzne oświetlonego systemu hybrydowego podczas pracy przed i po włączeniu obiegu cieczy. Obydwa termogramy przedstawione są w takiej samej skali kolorów reprezentujących wartości temperatury.

Analizując zdjęcie przedstawiające rozkład temperatury na powierzchni urządzenia po załączeniu przepływu cieczy w systemie odbioru ciepła przez układ (rys. 9.15 z prawej), dostrzegamy stosunkowo dużą rozbieżność wartości. Skrajne temperatury wynoszą tu około 45°C (maksymalna) i 35°C (minimalna), a ich rozkład sugeruje, że ogniwa zewnętrzne są chłodzone znacznie lepiej niż centrum. Taka zależność potwierdza jedynie poprawność funkcjonowania systemu chłodzenia, wykonanego w formie spirali. Ponieważ czynnik chłodzący jest doprowadzany do układu prawym króćcem, stanowiącym zewnętrzny początek zwoju miedzianej spirali kolektora, w chwili, gdy dociera do końcowej jej części, znajdującej się w centrum, jest już na tyle ogrzany, że nie może ochłodzić środkowego ogniwa w takim samym stopniu, jak pozostałe.



Rys. 9.15. Oświetlony hybrydowy system solarny pracujący z wyłączonym przepływem cieczy (z lewej) oraz 10 minut po załączeniu przepływu cieczy w systemie odbioru ciepła przez kolektor słoneczny (z prawej)

Źródło: opracowanie własne.

Sprawność cieplna systemu kolektora została obliczona na poziomie 40%, co jest wartością znacznie niższą (mniej więcej o połowę) od tej deklarowanej przez producentów kolektorów słonecznych. Jednakże w opisanym systemie priorytet stanowiła energia elektryczna, a więc poprawa degradowanej pod wpływem wysokiej temperatury sprawności modułu fotowoltaicznego. Cel ten został osiągnięty, a eksperyment pokazał, że zaprojektowany hybrydowy system solarny działa wedle założenia, mianowicie skutecznie chłodzi część fotowoltaiczną i jednocześnie dostarcza ciepło użytkowe, które może być wykorzystywane do wstępnego podgrzewania wody. Wyniki eksperymentu potwierdzają celowość projektu.

Opisany prototyp jest w pełni autorskim projektem, uwzględniającym pewne nietypowe rozwiązania, np. spirala odbioru ciepła, izolacja, a także wymiary. Chęć i potrzeba stworzenia urządzenia nadającego się do łatwej i taniej implementacji, bez konieczności tworzenia nowych wysublimowanych linii i odrębnych procesów technologicznych, z wykorzystaniem istniejących krajowych i lokalnych producentów, zaowocowały projektem prototypu numer 2. Ogólna koncepcja pozostała niezmienna i jest zgodna z modelem prezentowanym na rys. 9.9. Do budowy drugiego prototypu został wykorzystany fabryczny moduł fotowoltaiczny firmy Solar Fabrik (model: SF5, typ: T6294) oraz wersja demonstracyjna płaskiego kolektora słonecznego, odzwierciedlająca swoją budową urządzenia produkowane przez łódzką firmę Ergom (Aparel). Na rys. 9.16 znajdują się opisane elementy prototypu.

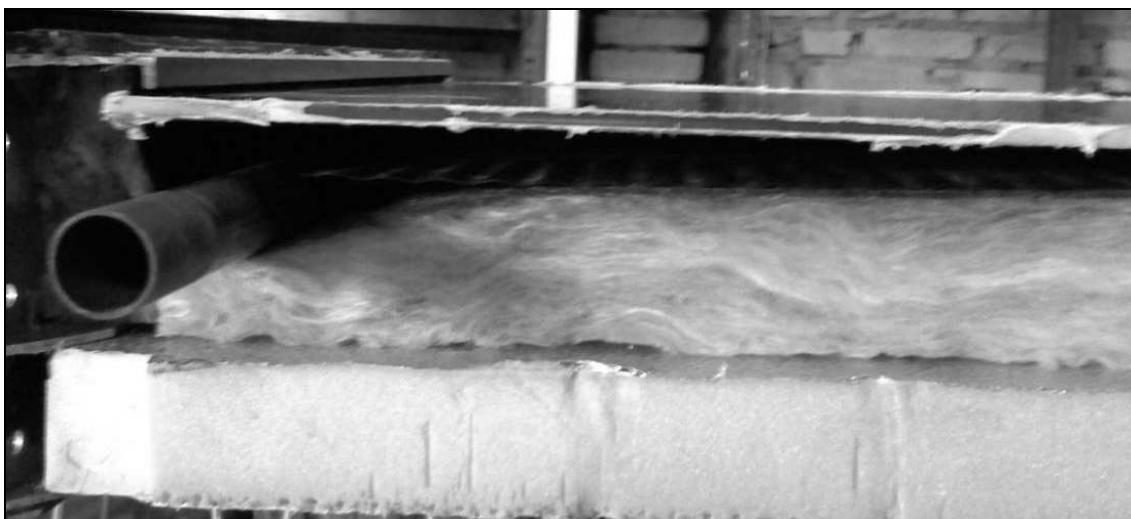


Rys. 9.16. Elementy drugiego prototypu, częściowo zdemontowane – moduł fotowoltaiczny (z lewej) i kolektor słoneczny (z prawej)

Źródło: opracowanie własne.

Zastosowany moduł PV jest złożony z 36 ogniw słonecznych, wykonanych z krzemu polikrystalicznego, połączonych szeregowo, o łącznej mocy nominalnej $50W_p$ ($I_{sc} = 3,1A$; $V_{oc} = 21,1V$; $I_m = 2,9A$; $V_m = 17,1V$). Moduł jest obustronnie zalaminowany i zabezpieczony od góry szybą solarną bez możliwości jej demontażu, co gwarantuje szczelność konstrukcji i odporność na narażenia środowiskowe (np. grad). Fabrycznie moduł był dodatkowo zamknięty w ramie aluminiowej o grubości ok. 30 mm, stanowiącej dokładniejsze zabezpieczenie mechaniczne. Do planowanego zastosowania modułu w hybrydowym urządzeniu solarnym jego rama została zdemontowana, aby uzyskać jak najcieńszą warstwę (5–10 mm), gotową do umieszczenia w miejscu szyby kolektora. Wykorzystany kolektor składa się standardowo z absorbera połączonego z miedzianym orurowaniem, izolacji i obudowy. Szyba kolektora została zdemontowana, a w jej miejscu znajdzie się opisany wcześniej moduł PV. Absorber omawianego kolektora składa się z trzech miedzianych płytek („taśm”), połączonych z rurkami miedzianymi o średnicy zewnętrznej 8 mm za pomocą zgrzewania ultradźwiękowego. Wszystkie rurki przepływowe przyspawane są do dwóch miedzianych rur zbiorczych o średnicy zewnętrznej 18 mm, z których jedna stanowi wlot, a druga wylot czynnika roboczego w układzie. Kolektor ma również

boczną i zewnętrzną izolację termiczną w postaci wełny mineralnej o grubości 30 mm i 50 mm oraz dodatkową warstwę pianki od dołu. Całość była zamknięta w obudowie z blachy aluminiowej, która została rozmontowana w celu integracji z modułem PV oraz kształtowniki aluminiowe w kolorze brązowym [28]. Obudowa kolektora zostanie wykorzystana do osłony kompletnego hybrydowego systemu solarnego. Na rys. 9.17 przedstawiono zbliżenie przekroju konstruowanego prototypu i widok jego warstw składowych (od góry): szyba z modułem ogniw fotowoltaicznych, rura z przymocowanym absorberem i rurkami przepływowymi, wełna mineralna, pianka izolacyjna.



Rys. 9.17. Przekrój poprzeczny budowy solarnego systemu hybrydowego w drugiej wersji prototypu

Źródło: opracowanie własne.

Widoczne jest zjawisko zmniejszenia objętości („osiadania”) warstwy wełny mineralnej pod ciężarem zbiorczej 18-milimetrowej rurki. Efekt ten zostanie wyeliminowany i rura wraz z blachą absorbera zostanie dociśnięta do warstwy modułu po zamontowaniu ramy bocznej wyposażonej w specjalnie dopasowane otwory umożliwiające wyprowadzenie rur zbiorczych na zewnątrz układu. Króćce rur zbiorczych wyprowadzane są w kolektorach z czterech stron, a następnie dwa z nich zamyka się za pomocą korków samozaci-

skowych. Dokładnie tak samo zostało to wykonane w tym przypadku. Na rys. 9.18 zaprezentowano zmontowane urządzenie hybrydowe w wersji surowej, bez zacisków i systemu połączeń hydraulicznych oraz elektrycznych. Wymiary zewnętrzne (wraz z ramą) prototypu numer 2 to: 102 cm (długość), 47 cm (szerokość) i 10,5 cm (grubość). Wymiary wewnętrzne (części aktywnej warstwy absorbującej) to: 94 cm (długość), 40 cm (szerokość) i 9 cm (grubość nieuwzględniająca zewnętrzną ramę).



Rys. 9.18. Prototyp numer 2 hybrydowego systemu solarnego – stan surowy

Źródło: opracowanie własne.

Tak przygotowany prototyp został następnie podłączony hydraulicznie i elektrycznie do specjalnie dla niego opracowanego i przystosowanego systemu pomiarowego. Gotowy i w pełni funkcjonalny prototyp jest przeznaczony do kompleksowych testów w warunkach rzeczywistych, zgodnie z normą dotyczącą warunków oceny właściwości kolektorów słonecznych [33]. Ze względu jednak na niekorzystny pod tym względem okres skonstruowania prototypu (listopad 2011), postanowiono wykonać dodatkowo wstępne pomiary jego właściwości w warunkach sztucznego oświetlenia. W tym celu został zaprojektowany i wykonany specjalnie dopasowany do wymiarów urządzenia oświetlacz, składający się z 4 lamp halogenowych o łącznej mocy 2 kW, spełniający funkcję symulatora promieniowania słonecznego. Kompletnie urządzenie hybrydowe wraz z oświetlaczem przedstawiono na rys. 9.19.



Rys. 9.19. Prototyp numer 2 hybrydowego systemu solarnego – wersja kompletna

Źródło: opracowanie własne.

Obecnie cały system jest w fazie testów laboratoryjnych i jak dotąd wykazuje satysfakcjonujące wyniki, analogiczne jak w przypadku prototypu numer 1. Publikacja dokładnych parametrów otrzymanych w testach laboratoryjnych planowana jest po wykonaniu kompletnej serii pomiarów w warunkach rzeczywistych, przewidzianych w okresie wiosenno-letnim 2012. Dodatkowo podczas kolejnego etapu zostały zaplanowane znormalizowane testy wytrzymałości mechanicznej oraz szczelności systemu i odporności na zróżnicowane warunki klimatyczne. Po wstępnych testach można jednak stwierdzić, że proponowany hybrydowy system do pozyskiwania energii elektrycznej i ciepłej z darmowej energii słonecznej jest obiecującym i zorientowanym przyszłościowo rozwiązaniem, którego implementacja może się okazać niezwykle łatwa.

9.4. Rozwiązania zastosowane w projekcie osiedla

W projekcie osiedla zostały zaproponowane dwa rozwiązania wykorzystujące bezpośrednią konwersję energii promieniowania słonecznego na energię użyteczną. Pierwsze z nich opiera się na przedstawionej w poprzednim podrozdziale koncepcji hybrydowych systemów solarnych, stosujących konwersję fotowoltaiczną i fototermiczną. W koncepcji osiedla planowane jest pokrycie nimi południowej strony dachu budynku gospodarczego i stworzenie dzięki temu mikroelektrowni słonecznej z odzyskiwaniem ciepła na potrzeby mieszkańców i administracji. Drugie rozwiązanie to opcja indywidualnego montażu dowolnej liczby ogniw fotowoltaicznych, zintegrowanych z przeszklonym elementem werandy. Planowany jest gęsty rozkład ogniw, stwarzający częściowe zacienienie w wybranym miejscu. Bardziej szczegółowy opis obu rozwiązań znajduje się w podrozdziałach 9.4.2 i 9.4.3.

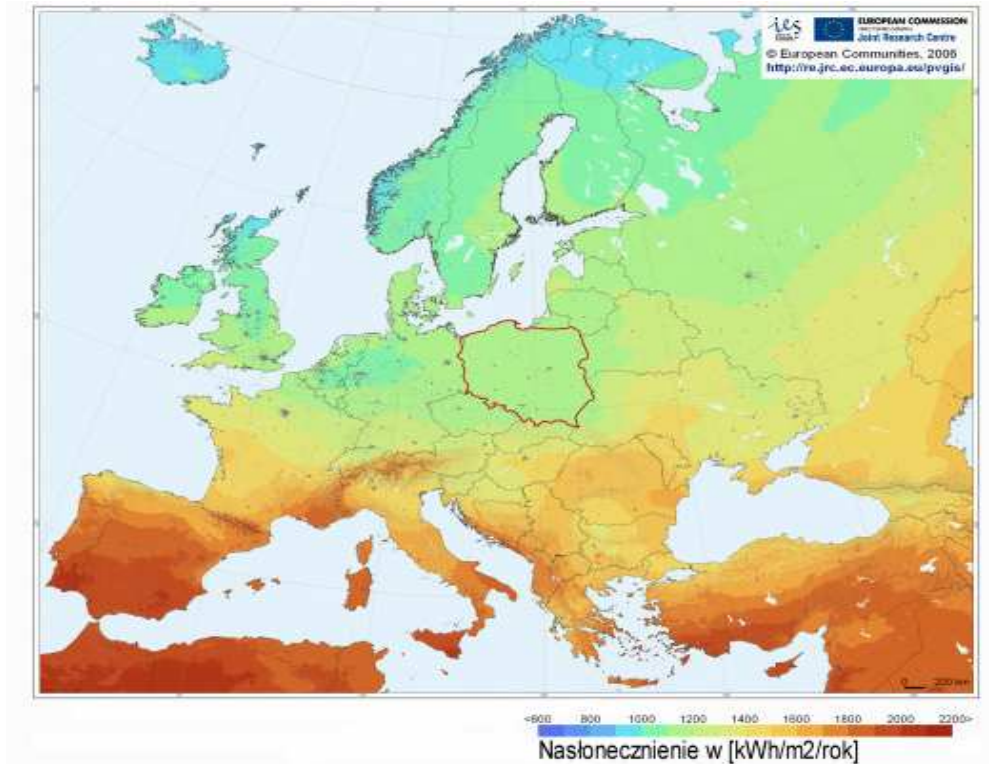
9.4.1. Potencjał energii słonecznej na terenie Polski

W energetyce solarnej zasoby energii słonecznej opisywane są za pomocą takich wielkości, jak natężenie promieniowania słonecznego, nasłonecznienie, a czasem także usłonecznienie (parametr opisujący warunki pogodowe). Wielkości te mogą określać potencjał energii słonecznej do wykorzystania w danej lokalizacji, jednak każda z nich na inny sposób. Przeanalizujemy definicje tych pojęć.

Natężenie promieniowania słonecznego jest to chwilowa wartość gęstości mocy promieniowania słonecznego, padającego w ciągu jednej sekundy na powierzchnię 1 m^2 . Wartość ta jest podawana zazwyczaj w W/m^2 lub kW/m^2 . Do granicy atmosfery Ziemi dociera ze Słońca w sposób ciągły strumień energii o mocy 1366 W/m^2 (tzw. stała słoneczna – patrz początek rozdziału). Natężenie promieniowania słonecznego, docierające do powierzchni ziemi, ulega ciągłym zmianom, zazwyczaj w przedziale $100\text{--}1000 \text{ W/m}^2$ w ciągu dnia.

Nasłonecznienie stanowi sumę natężenia promieniowania słonecznego w danym czasie i na danej powierzchni, np. suma natężenia promieniowania słonecznego w czasie godziny, dnia, roku na powierzchni 1 m^2 . Nasłonecznienie jest wielkością opisującą zasoby energii słonecznej w danym miejscu i czasie, najczęściej jest wyrażane w Wh/m^2 , kWh/m^2 , MJ/m^2 , GJ/m^2 – na dzień, miesiąc lub rok. Mnożąc wartość średniego natężenia promieniowania słonecznego przez czas, w jakim ono występuje, otrzymamy wielkość nasłonecznienia.

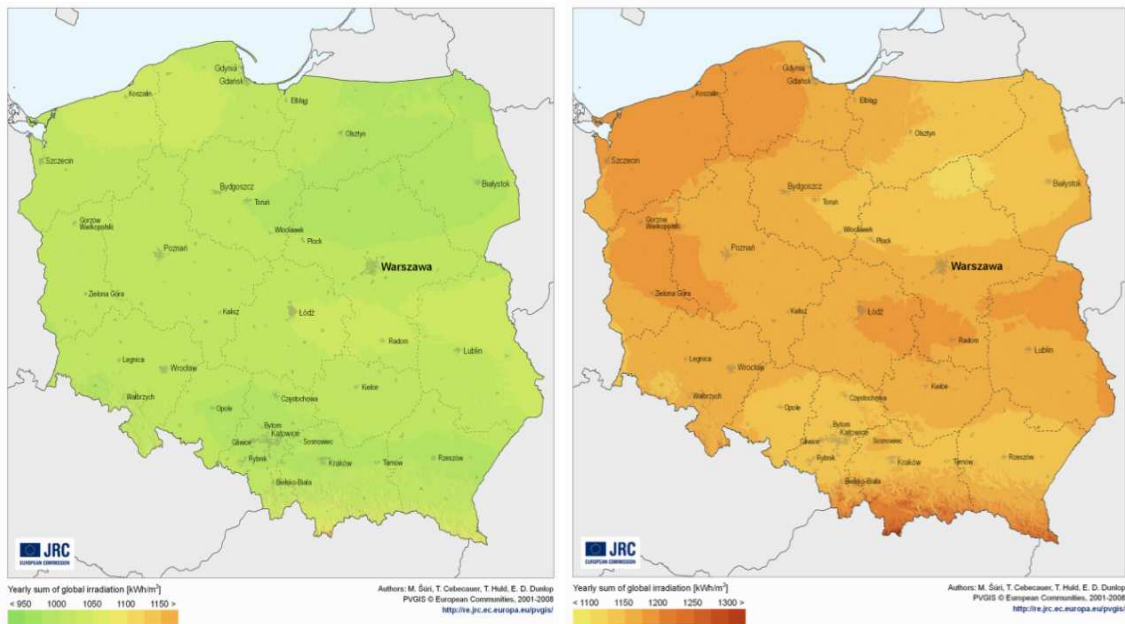
Usłonecznienie jest to liczba godzin słonecznych, czas podany w godzinach, podczas którego na powierzchnię Ziemi padają bezpośrednio promienie słoneczne. Jest to parametr opisujący głównie warunki pogodowe i w energetyce słonecznej służy szacowaniu warunków pracy instalacji, np. do wyliczania godzin pracy pompy cyrkulacyjnej w instalacji kolektorów słonecznych. Warunki klimatyczne, które m.in. opisuje usłonecznienie, determinują możliwości wykorzystania energii słonecznej, limitują również opłacalny okres eksploatacji instalacji słonecznych. W Polsce średnia wieloletnia wartość usłonecznienia jest największa dla Kołobrzegu i wynosi 1624 h/rok, odpowiednio dla Warszawy jest to 1579 h/rok, zaś dla Zakopanego 1467 h/rok [37].



Rys. 9.20. Mapa nasłonecznienia Polski na tle Europy

Źródła: [1, 26].

Zasoby energii słonecznej w postaci nasłonecznienia w Polsce wynoszą około 1000 kWh/m²/rok. Na tle europejskim można je uznać za przeciętne. Przykładowo, na południu Europy, w Hiszpanii czy we Włoszech, rocznie 1 m² otrzymuje blisko 2000 kWh energii słonecznej, natomiast w krajach na północy Europy, w Norwegii czy Szwecji – nieco ponad 500 kWh. Rejonizacja zasobów energii słonecznej w Polsce jest niewielka. Najwyższe nasłonecznienie, wynoszące ok. 1050 kWh/m²/rok ma południowa część województwa lubelskiego. W centralnej Polsce nasłonecznienie waha się od 1022 do 1048 kWh/m²/rok. Najniższe nasłonecznienie, wynoszące nieco poniżej 1000 kWh/m²/rok, występuje na północy Polski, w centralnej części województwa śląskiego, południowej części województwa dolnośląskiego i w południowej części Podkarpacia [26]. Na rys. 9.20 przedstawiono mapę nasłonecznienia Europy. Granice Polski zostały zaznaczone czerwoną linią.



Rys. 9.21. Mapy nasłonecznienia Polski: płaszczyzna horyzontalna (z lewej) i płaszczyzna pod kątem optymalnym (z prawej)

Mapa stanowi ilustrację nasłonecznienia powierzchni w płaszczyźnie poziomej. W instalacjach słonecznych można jednak uzyskać stosunkowo większą wartość tego parametru, ustawiając je pod odpowiednim kątem, zależnym od położenia geograficznego oraz pory roku. Na rys. 9.21 uwidoczniono nasłonecznienie terenu naszego kraju w obydwu wskazanych wariantach.

Dzięki poprawnemu zaprojektowaniu instalacji, z uwzględnieniem optymalnego kąta ich montażu, można zyskać wartość nasłonecznienia wyższą o ok. 20%, a co za tym idzie – większą moc urządzenia, czyli jeszcze większe oszczędności. Kąt optymalnego ustawienia modułów PV czy kolektorów słonecznych zmienia się wraz ze zmianą pór roku, jednak dla danej lokalizacji można wybrać roczny średni kąt optymalny. W tab. 9.3 zestawiono miesięczne i roczne wyniki nasłonecznienia dla współrzędnych geograficznych Łodzi, położonej w centrum Polski, w zależności od kąta ustawienia płaszczyzny padania promieni słonecznych. Dla tej lokalizacji symulator wybrał kąt optymalnego ustawienia paneli równy 36°.

Tabela 9.3

Wartości nasłonecznienia Łodzi dla różnych kątów nachylenia płaszczyzny

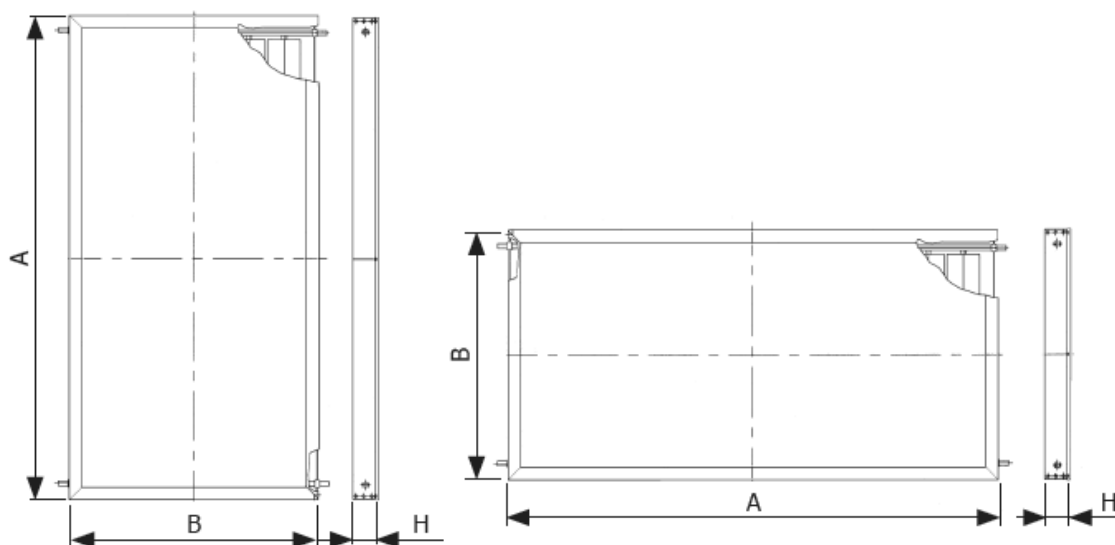
Miesiąc	Nasłonecznienie dla Łodzi w zależności od kąta nachylenia płaszczyzny [kWh/m ² /miesiąc]						
	0°	15°	25°	36°	45°	60°	90°
Styczeń	21	27	31	34	36	38	36
Luty	37	47	52	57	59	61	54
Marzec	75	86	92	96	97	96	78
Kwiecień	110	120	123	124	122	115	83
Maj	157	164	164	161	156	140	92
Czerwiec	149	152	150	145	139	123	78
Lipiec	160	164	164	160	153	137	87
Sierpień	136	146	149	149	146	135	94
Wrzesień	85	96	101	104	104	101	79
Październik	56	70	77	83	86	87	76
Listopad	24	32	36	39	41	43	40
Grudzień	15	20	22	25	26	28	26
Nasłonecznienie roczne [kWh/m ² /rok]	1025	1123	1161	1176	1166	1103	823

Źródło: opracowanie własne na podstawie PVGIS [1].

Korzystając z ogólnodostępnego symulatora i bazy meteorologicznej PVGIS, można z łatwością dobrać kąt optymalny dla danej lokalizacji na terenie całej Europy. Otrzymane w ten sposób dane dotyczące optymalnego usytuowania płaszczyzny, na którą padają promienie słoneczne, zostały wykorzystane w projekcie koncepcyjnym osiedla.

9.4.2. Hybrydowa mikroelektrownia słoneczna

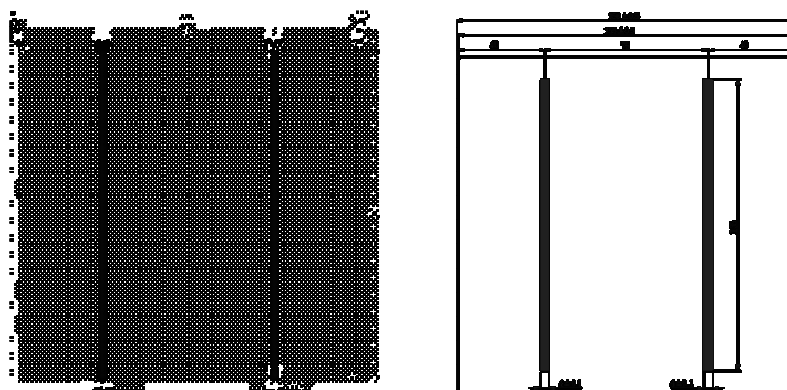
Hybrydy solarne zostały zaprojektowane w liczbie 28 sztuk na dachu budynku gospodarczego, tworząc mikroelektrownię słoneczną z odzyskiem ciepła na potrzeby wstępnego podgrzewania wody użytkowej. Ten specjalnie wydzielony budynek mieści w sobie główny bufor ciepła, cały system automatyki i sterowania, falowniki wraz z systemem rozprowadzenia energii elektrycznej między mieszkańców i odprowadzenia do sieci publicznej. Dokładny opis i budowa budynku gospodarczego przedstawione zostały w rozdziale 2.



Rys. 9.22. Schemat budowy zastosowanego kolektora do montażu pionowego (z lewej) i poziomego (z prawej);
 $A = 2272 \text{ mm}$, $B = 1026 \text{ mm}$, $H = 94 \text{ mm}$

Ponieważ hybrydowe systemy solarne nie stanowią przedmiotu masowej produkcji i nie są dostępne komercyjnie, projekt przewiduje także ich budowę z zastosowaniem składowych elementów konstrukcyjnych. Projekt hybrydowej mikroelektrowni słonecznej zakłada budowę zestawów solarnych z kolektorami płaskimi Aparel i mutlikrystalicznymi krzemowymi ogniwami Motech. Na rys. 9.22 przedstawiono schemat zastosowanego kolektora w zależności od orientacji jego montażu w pozycji pionowej lub poziomej, wraz z wymiarami zewnętrznymi. W kolektorze znajdują się pionowe miedziane rury przepływowe o średnicy zewnętrznej \varnothing 8 mm, połączone z poziomą rurą zbiorczą \varnothing 18 mm od góry i od dołu układu.

Na powierzchnię jednego kolektora przypada 78 pojedynczych ogniw fotowoltaicznych: 13 w kierunku wymiaru A i 6 w wymiarze B. Pozwoli to na uzyskanie szczytowej mocy elektrycznej z jednego modułu, równej niemal $320 W_p$, co w przeliczeniu na liczbę modułów daje moc znamionową mikroelektrowni blisko $9 kW_p$ ($8,96 kW_p$). Schematyczną budowę zastosowanego ogniwa przedstawiono na rys. 9.23.



Rys. 9.23. Schemat budowy zastosowanego ogniwa fotowoltaicznego: strona przednia (z lewej) i tylna (z prawej); wymiary: dł. = 156 mm, szer. = 156 mm, grubość = 200 μ m

Źródło: [16].

Przednia strona ogniwa pokryta jest niebieską antyrefleksyjną powłoką z azotku krzemu i dwoma głównymi szynami kontaktów srebrnych o grubości 2 mm. Spód ogniwa stanowi aluminiowe pokrycie całej powierzchni z dodatkiem 4 mm srebrnych pasków lutowniczych. Ogniwa fotowoltaiczne zostały zaprojektowane w module w połączeniu

szeregowym, co pozwala uzyskać wyższe wartości napięcia wyjściowego. Poszczególne kolektory słoneczne są natomiast przewidziane w połączeniu równoległym, umożliwiającym bardziej równomierny rozkład temperatury w kolejnych urządzeniach. Parametry słonecznej hybrydowej mikroelektrowni z odzyskiem ciepła zostały zestawione w tab. 9.4, natomiast na rys. 9.24 widnieje schematyczne połączenie równoległe dwóch zestawów, składających się z sześciu także równoległe połączonych kolektorów.

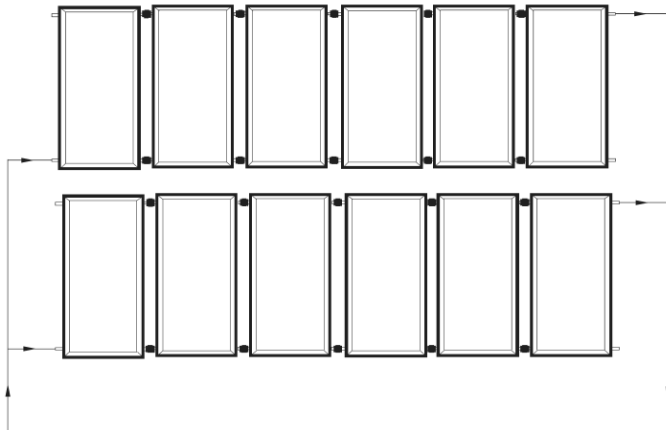
Tabela 9.4

Parametry składowych części hybrydowej mikroelektrowni słonecznej

Element składowy	Kolektor płaski		Ogniwo PV multikrystaliczne	
Parametry konstrukcyjne	wymiary [mm]	2272 × 1026	wymiary [mm]	156 × 156
	grubość [mm]	94	grubość [μm]	200
	ciężar [kg]	43	przednia strona kontakt [mm]	powłoka Si ₃ N ₄ srebrny 2
	izolacja cieplna [mm]	włna mineralna 50	spodnia strona kontakt [mm]	pokrycie Al srebrny 4
Parametry pracy	max ciśnienie robocze [bar]	6	sprawność [%]	16,8
			P_{max} [W]	4,1
	objętość płynu w kolektorze [dm ³]	1,1	I_m / I_{sc} [A]	8/8,5
			V_m / V_{oc} [V]	0,5/0,6
Liczba w systemie	28		2 184 (78 na kolektor)	
Obudowa	Wanna aluminiowa			
Pokrywa przednia	Hartowana szyba solarna o grubości 4 mm			

Źródło: opracowanie własne na podstawie [16, 28].

Zapotrzebowanie na energię cieplną umożliwiającą przygotowanie ciepłej wody użytkowej zostało oszacowane na poziomie 15,5 kWh na dobę w przeliczeniu na dom. Pozwala to na podgrzanie 300 l/dobę, co daje zapotrzebowanie miesięczne ok. 470 kWh i roczne rzędu 5700 kWh. Mnożąc te wielkości przez liczbę domów, wchodzących w skład osiedla (9), otrzymujemy odpowiednio zapotrzebowanie 4,2 MWh/miesiąc i 51,3 MW/rok. Do tego należałoby doliczyć straty przesyłowe oraz zapotrzebowanie w budynku gospodarczym.



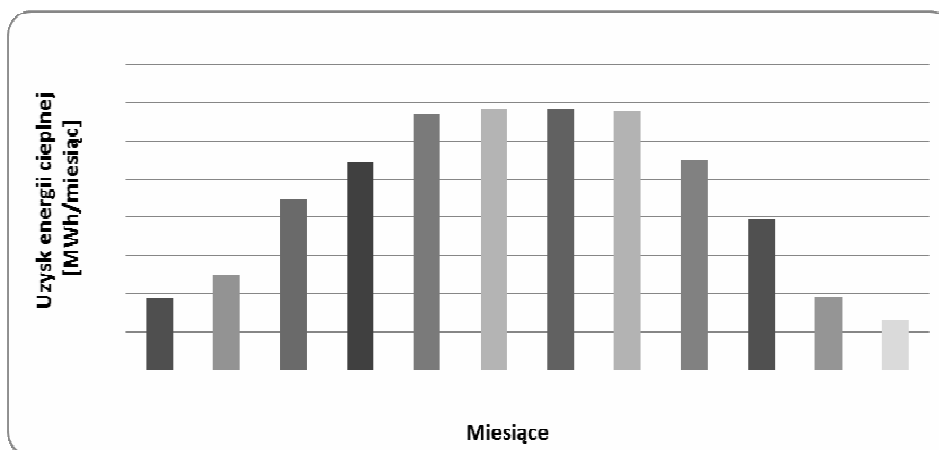
Rys. 9.24. Schemat równoległego połączenia hydraulicznego kolektorów w hybrydowym systemie solarnym

Źródło: [28].

Na tym etapie jednak te składowe zostaną pominięte. Część całkowitego zapotrzebowania na ciepło do podgrzewania wody użytkowej będzie pokryta przez hybrydowe systemy solarne, szczególnie w okresie od kwietnia do września. Pozostała energia, niezbędna do zaspokojenia potrzeb CWU (także CO), będzie wytworzona w specjalnie zaprojektowanej kogeneracyjnej mikrośirowni na biomasę z obiegiem ORC. Szczegóły dotyczące mikrośirowni i jej integracji ze słonecznym systemem hybrydowym przedstawione zostały

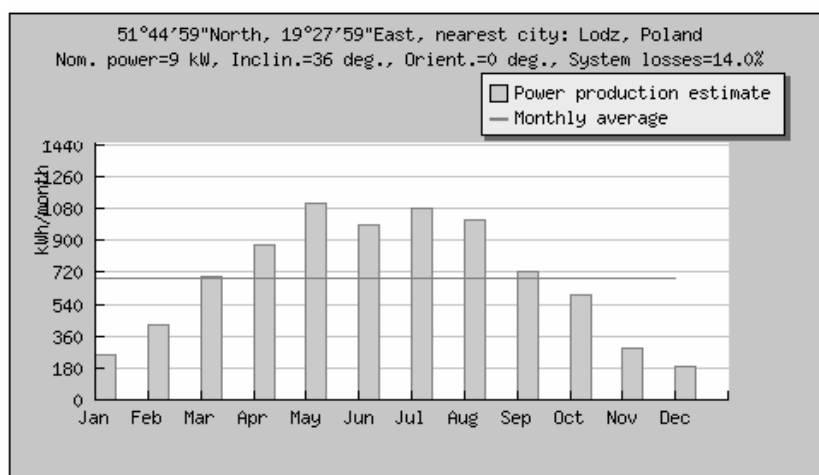
w rozdziałach 7. i 8. Wykres widoczny na rys. 9.25 obrazuje wyniki symulacji produkcji energii cieplnej przez zaprojektowany system hybrydowy przy założeniu, że kolektory wchodzące w skład systemu wytwarzają jedynie połowę ciepła w stosunku do układów niezależnych. Założenie to wynika z rezultatów badań przeprowadzonych na urządzeniach prototypowych, które wskazywały podobną zależność (patrz podrozdział 9.3.2) Sumaryczny roczny odzysk energii cieplnej z układu wynosi w takim przypadku 54,23 MWh.

Pomimo celowego zmniejszenia sprawności kolektorów, wchodzących w skład hybrydowego systemu solarnego, jest on w stanie pokryć znaczną część zapotrzebowania na energię potrzebną do przygotowania ciepłej wody użytkowej (patrz rys. 9.20). Jest to szczególnie widoczne w okresie wiosenno-letnim. Priorytetową odmianą energii generowanej przez zintegrowany system solarny jest jednak energia elektryczna. Jak już wcześniej wspomniano, zaprojektowane panele fotowoltaiczne charakteryzują się łączną nominalną mocą szczytową równą w przybliżeniu 9 kW_p. Wyniki symulacji w skali rocznej dla takiej wartości, w warunkach klimatycznych Polski centralnej (Łódź), przy orientacji paneli pod kątem 36°, przedstawiono na rys. 9.26. Wynika z tego, że średnio mikroelektrownia produkuje dziennie 23 kWh, natomiast rocznie 8 228 kWh.



Rys. 9.25. Roczna produkcja energii cieplnej dla osiedla – zintegrowany system solarny (przy założeniu zmniejszenia sprawności o połowę w stosunku do danych producenta)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z Aparel [28].



Rys. 9.26. Energia elektryczna produkowana dla osiedla przez hybrydową mikroelektrownię słoneczną

Źródło: opracowanie własne na podstawie PVGIS [1].

Ze względu na to, że dokładne obliczenie zapotrzebowania na energię elektryczną jest dość skomplikowane i zależy w bardzo dużej mierze od indywidualnych potrzeb i świadomości ekologicznej użytkowników, w tej kwestii przyjęte zostały pewne przedziały szacunkowe. Zakładając zapotrzebowanie na energię elektryczną jednego domu w granicach od 2000 do 4000 kWh rocznie (z uwzględnieniem energooszczędności, racjonalnego gospodarowania energią i wysokiej świadomości użytkowników), można prognozować zapotrzebowanie projektowanego osiedla na 20–40 MWh na rok. Hybrydowa mikroelektrownia słoneczna o opisanych parametrach produkuje rocznie nieco ponad 8 MWh, czyli nie jest w stanie pokryć nawet połowy tych potrzeb. System energetyczny osiedla stanowi jednak rozbudowaną sieć rozproszoną, wyposażoną dodatkowo w możliwość pozyskiwania energii elektrycznej w systemie kogeneracji z biomasy (rozdział 7) oraz bezpośrednio z energii wiatru (rozdział 10). Dzięki takiej dywersyfikacji źródeł możliwa jest większa niezależność energetyczna i nieco bardziej równomierna produkcja energii. Projekt osiedla zakłada również podłączenie do sieci publicznej, nie tylko dla zabezpieczenia przed sezonowo niższym poziomem energii uzyskiwanej z OZE, lecz także w celu oddawania nadmiaru energii i bilansowania dzięki temu jej kosztów. Schemat i metodę podłączenia niezależnych źródeł energii elektrycznej do sieci publicznej przedstawiono w podrozdziale 9.3.

9.4.3. Implementacja systemu BIPV

Opcjonalnym przewidzianym rozwiązaniem dodatkowego pozyskiwania energii elektrycznej z promieniowania słonecznego, w pełni indywidualnie dopasowanym do każdego użytkownika/domu, jest zastosowanie systemów BIPV (patrz podrozdział 9.1), zintegrowanych z przeszkleniem werandy. Integracja ogniw fotowoltaicznych z zabudową werandy, która w każdym domu wchodzącym w skład projektowanego osiedla skierowana jest fasadą w kierunku południowym, będzie zrealizowana w sposób, zilustrowany na rys. 9.28. Pojedyncze ogniwa PV są zabudowane w szkle (zaizolowane pomiędzy dwoma szklanymi szybami) i rozłożone celowo w sposób bardziej „rozstrzelony” niż w tradycyjnych modułach. Taki układ pozwala na uzyskanie częściowego zacienienia w danym obiekcie czy pomieszczeniu, przy jednoczesnym wpuszczeniu oświetlających go promieni słonecznych.

W przypadku projektu „Osiedle 2020” takie rozwiązania fotowoltaiczne są przewidziane do zintegrowania z dachem lub fasadą szklanej zabudowy werandy. Do wyboru przyszłych użytkowników każdego z domów pozostanie decyzja o zastosowaniu dodatkowych modułów BIPV, co z pewnością zwiększy nieco koszty początkowe inwestycji, jed-

nak pozwoli na osiągnięcie korzyści finansowych w przyszłości. Zgodnie z decyzją potencjalnego nabywcy danej nieruchomości, dobrana będzie także wielkość instalacji oraz jej usytuowanie, możliwe w dowolnym miejscu dachu lub fasady przeszklonej zabudowy. Najprostszy, a zarazem najbardziej efektywny energetycznie układ przedstawiono za pomocą wizualizacji (rys. 9.27).



Rys. 9.27. Przykładowa realizacja systemu BIPV w domu „Osiedla 2020”

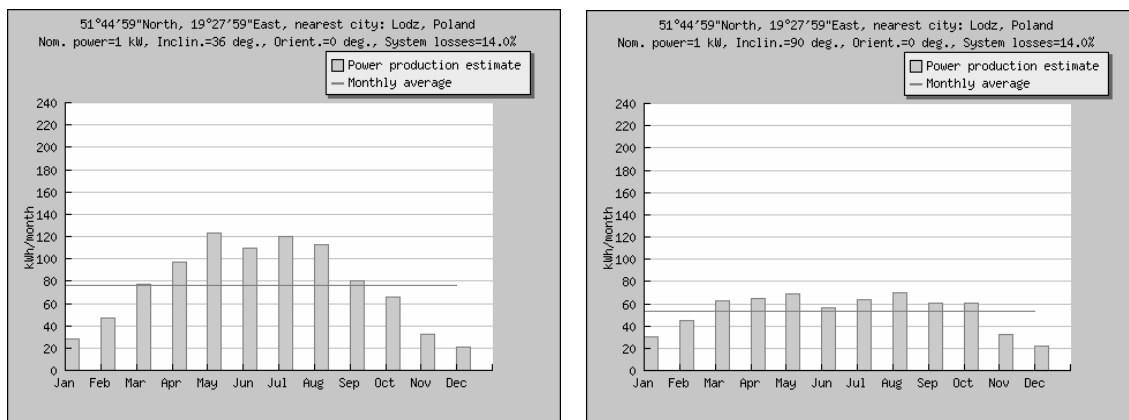
Źródło: praca konkursowa do miesięcznika „Murator” (A. Klimek z zespołem).

W zależności od wyboru miejsca realizacji zintegrowanego z zabudową systemu fotowoltaicznego (dach lub fasada), zmienne będą wartości rocznego i miesięcznego uzyskiwania z nich energii elektrycznej. Oto przykładowa instalacja w obydwu wariantach:

- umieszczenie systemu fotowoltaicznego na dachu przeszklonej zabudowy werandy, usytuowanym pod kątem 36° do płaszczyzny poziomej (pochylenie dachu werandy zostało specjalnie dobrane do systemu PV w zakładanej lokalizacji);

- zintegrowanie modułów PV ze szklaną fasadą zabudowy, co naturalnie orientuje je pod kątem 90° do poziomu.

Dla ułatwienia porównywania w obydwu analizowanych wersjach została założona identyczna moc nominalna modułów, równa 1 kW_p . Instalacja o takiej mocy, przy zastosowaniu ogniw fotowoltaicznych opisanych w podrozdziale 9.4.2 (z uwzględnieniem jej półprzezroczystości) zajmie powierzchnię ok. $7\text{--}7,5 \text{ m}^2$ (co powoduje usytuowanie ogniw na całej szerokości zabudowy werandy i wysokości ok. 1 m). Otrzymanie zakładanej wartości mocy instalacji wymaga zastosowania 250 sztuk proponowanych ogniw fotowoltaicznych. Na rys. 9.28 przedstawiono symulację rocznego rozkładu uzysku energii w kWh na miesiąc w zależności od wariantu montażu: dach (36°) – lewa strona, fasada (90°) – prawa strona. Obie symulacje sporządzone zostały dla warunków klimatycznych szerokości geograficznej odpowiadającej centrum Polski (Łódź).



Rys. 9.28. Roczny uzysk energii elektrycznej produkowanej przez ogniwa PV o mocy nominalnej 1 W_p , w warunkach klimatycznych Łodzi, w zależności od orientacji modułu: dach od strony południowej pod kątem 36° (z lewej), południowa fasada (z prawej)

Ź r ó d ł o: opracowanie własne na podstawie PVGIS [1].

Z przedstawionych wykresów wynika, że wariantem bardziej opłacalnym pod względem energetycznym jest usytuowanie systemu BIPV na pochylonym dachu. W takim rozwiązaniu średni miesięczny uzysk energii elektrycznej produkowanej przez system fotowoltaiczny wynosi niemal 80 kWh/miesiąc , podczas gdy w przypadku fasady jest to wartość niespełna 60 kWh/miesiąc . Średnie wartości dzienne wynoszą $2,5 \text{ kWh/dzień}$ dla systemu dachowego i $1,75 \text{ kWh/dzień}$ dla fasady. Wartości uzysku rocznego zostały

obliczone na poziomie 914 kWh/rok i 638 kWh/rok, odpowiednio dla instalacji pod kątem do płaszczyzny poziomej równym 36 i 90°. Montaż systemu fotowoltaicznego na dachu pochylonym pod optymalnym dla danej lokalizacji kątem pozwoli uzyskać aż o 43% więcej darmowej energii elektrycznej w ciągu roku w stosunku do instalacji fasadowej. System BIPV, zintegrowany z fasadą zabudowy werandy, ma jednak pewne zalety związane z większą równomiernością pozyskiwania energii na przestrzeni całego roku. Różnice między uzyskiem energetycznym w miesiącach wiosenno-letnich i jesienno-zimowych nie są aż tak znaczące jak w przypadku układu pod kątem optymalnym. Ponadto o wyborze danego wariantu mogą również decydować względy estetyczne, które są definiowane dla każdego indywidualnie, lub też chęć zacieniania konkretnego miejsca wewnątrz pomieszczenia. Dlatego też aspekt ten został pozostawiony do decyzji potencjalnego właściciela konkretnej posesji, wchodzącej w skład osiedla. Rozwiązaniem alternatywnym jest także zastosowanie systemu mieszanego z częścią ogniw umieszczonych na dachu i częścią na fasadzie.

LITERATURA

- [1] *Baza meteorologiczna PVGIS*, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis> (dostęp 7.01.2012).
- [2] Bellis M., *History: Photovoltaics Timeline*, The New York Times Company, New York 1997.
- [3] Brinkworth B., *Energia słoneczna w służbie człowieka*, PWN, Warszawa 1979.
- [4] Duffie J. A., Beckman W. A., *Solar Engineering of Thermal Processes*, Wiley-Interscience, New York 1991.
- [5] Falewicz R., *Przewodnik po Słońcu*, Instytut Astronomiczny Uniwersytetu Wrocławskiego, Wrocław 2005.
- [6] <http://www.altbio.pl> (dostęp 20.12.2011).
- [7] <http://aside.pl> (dostęp 20.12.2011).
- [8] <http://buildersavvy.com> (dostęp 20.12.2011).
- [9] <http://climate.nasa.gov> (dostęp 20.12.2011).
- [10] <http://domusweb.it> (dostęp 20.12.2011).
- [11] <http://metalroofsss.com> (dostęp 20.12.2011).
- [12] <http://pl.immergas.com> (dostęp 20.12.2011).
- [13] <http://postcarbon.pl> (dostęp 20.12.2011).
- [14] <http://windweathersolar.com> (dostęp 7.01.2012).
- [15] <http://www.geni.org> (dostęp 20.12.2011).
- [16] <http://www.motechsolar.com>, (dostęp 7.01.2012).
- [17] <http://www.philadelphia-solar.com> (dostęp 7.01.2012).

- [18] <http://www.pvdatabase.org> (dostęp 20.12.2011).
- [19] <http://www.pv-magazine.com> (dostęp 20.12.2011).
- [20] <http://www.sapa-solar.com> (dostęp 20.12.2011).
- [21] <http://www.schueco.pl> (dostęp 20.12.2011).
- [22] <http://www.solarcentury.co.uk> (dostęp 20.12.2011).
- [23] <http://www.thermico.p>, (dostęp 20.12.2011).
- [24] <http://www.ukladsloneczny.com.pl> (dostęp 20.12.2011).
- [25] <http://www.wolf-heiztechnik.de> (dostęp 20.12.2011).
- [26] <http://zielonaenergia.eco.pl> (dostęp 7.01.2012).
- [27] Kim S., Lim D., Kim W., Yi J., *The optimization of poly-si solar cell*, Conference Proceedings of 5th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials 1997.
- [28] *Kolektory słoneczne, instalacje solarne*, Zakład Aparatury Elektrycznej ERGOM, Łódź 2010.
- [29] Lewandowski W. M., *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2007.
- [30] Markvart T., Castaner L., *Solar Cells: Materials, Manufacture and Operation*, Elsevier, Oxford 2005.
- [31] Martin J., *BIPV: Building-integrated Photovoltaics, the future of PV*, Solar Choice, Sydney 2011.
- [32] Norma Europejska: IEC 60904-1 *Photovoltaic devices – Part 1: Measurement of PV current-voltage characteristics*, International Electrotechnical Commission IEC, 2006.
- [33] Polskie Normy, *Energetyka słoneczna: PN-EN 12975-1, 2007 ; Słoneczne systemy grzewcze i ich elementy – kolektory słoneczne, cz. 1 : Wymagania ogólne ; PN-EN 12975-2, 2007, Słoneczne systemy grzewcze i ich elementy – kolektory słoneczne, cz. 2 : Metody badań*.
- [34] Pietrzko D., *Pomiary właściwości termicznych ogniw i modułów słonecznych*, praca magisterska, Politechnika Łódzka, Łódź 2011.
- [35] Sibiński M., *Polikrystaliczne ogniwa słoneczne na bazie CdTe*, rozprawa doktorska, Politechnika Łódzka, Łódź 2007.
- [36] Smolec W., *Fototermiczna konwersja energii słonecznej*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2000.
- [37] Szymański B., *Nastonecznienie, usłonecznienie i natężenie promieniowania słonecznego*, 2011, <http://solaris18.blogspot.com> (dostęp 7.01.2012).
- [38] Takehara T., Hayashi H., *Building Integrated Photovoltaics (BIPV) module design & experience in Japan*, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka 2003.
- [39] Teneta J., *Fotowoltaiczne systemy zasilania. Zielone prądy w edukacji*, Polskie Towarzystwo Inżynierii Ekologicznej, Oddział Krakowski, Agencja Wydawniczo-Poligraficzna Art-Tekst, Kraków 2006.
- [40] Yang H., Fung Y., *Energy performance simulation and experiments of different BIPV facades*, Conference Proceedings of 6th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management APSCOM, Honk-Kong 2003.

10. Połączenie elektryczne i zastosowanie turbin wiatrowych w projekcie osiedla

W rozdziale opisano metodę podłączenia sieci elektrycznej do każdego z domów w projekcie osiedla i sposób integracji małych turbin wiatrowych. Przedstawiono prognozowane parametry turbiny i generowanej mocy, wyjaśniono obawy przed nadmiernym hałasem i wpływem na sieć energetyczną oraz rozważono różne sposoby podłączenia. Wybrany i opisany jest najkorzystniejszy i najmniej kłopotliwy.

10.1. Wprowadzenie

Projektowanie połączeń elektrycznych w przypadku kilku domów jest zadaniem kłopotliwym. O ile w przypadku pojedynczego domu można pozwolić sobie na rozwiązania indywidualne, dopasowane do potrzeb danego mieszkańca, o tyle w przypadku kilku gospodarstw należy pójść na kompromis, zapewniający wygodne użytkowanie wszystkim uczestnikom projektu.

Najważniejszym kryterium projektowania sieci jest niezawodność, a dopiero na drugim miejscu pojawia się cena. Wprawdzie głównym założeniem projektu jest ograniczenie kosztów elektryczności i zminimalizowanie konsumpcji energii, nie można jednak dopuścić do sytuacji, w której użytkownicy będą całkowicie uzależnieni od kaprysów pogody. Z tego względu odnawialne źródła energii nie będą jedynymi dostawcami prądu w projekcie. Tradycyjne podłączenie do sieci krajowej zostanie utrzymane na wypadek zwiększonego zapotrzebowania na prąd lub małej wietrzności i nasłonecznienia.

Oprócz mikrośiłowni i paneli słonecznych, do zestawu „zielonych” źródeł dołączają także turbiny wiatrowe. Ich docelowa liczba będzie zależeć od zapotrzebowania mieszkańców na energię. W razie nadmiaru produkcji elektryczności zostanie ona sprzedana do sieci po korzystnej dla obu stron cenie (w przypadku zdobycia przez osiedle „zielonego certyfikatu” cena sprzedawanego prądu może być nawet wyższa od ceny kupowanego).

10.2. Moc produkowana a zapotrzebowanie na energię

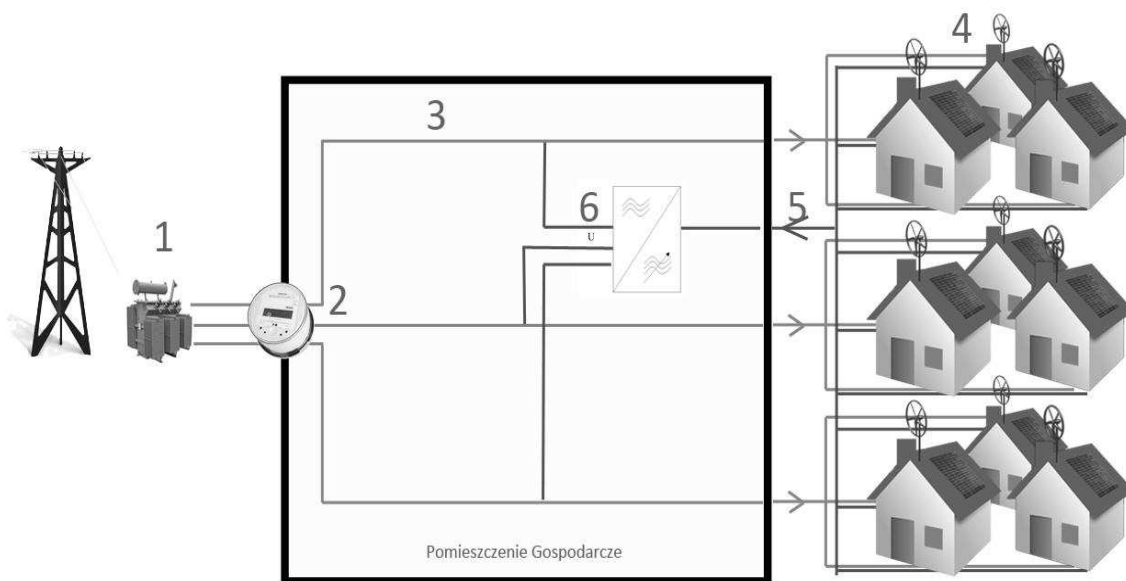
Nie da się oszacować ostatecznej liczby kilowatogodzin, wskazującej zużycie każdego z przyszłych mieszkańców. Nie znamy ich jeszcze, nie wiemy, jakie będą mieli przyzwyczajenia. Uśrednianie oparte na dotychczas zebranych danych pochodzących od innych odbiorców może być mylne, zwłaszcza, że w najbliższych latach można spodziewać się coraz niższej konsumpcji energii (coraz bardziej popularne żarówki energooszczędne, pralki i lodówki klasy energetycznej A+++ oraz większa świadomość społeczeństwa). Do projektowania pozostałych źródeł przyjęto ogólne oszacowanie, ale dokładniejsze dane będą dostępne dopiero po pierwszym roku eksploatacji.

Nie ma również możliwości precyzyjnego określenia nominalnej mocy paneli słonecznych i turbin wiatrowych. Zmienność pogody w ciągu roku jest tak duża, że jakiegokolwiek szacowanie, nawet oparte na najdokładniejszych danych pomiarowych dla danego regionu, jest tylko przybliżoną estymacją, która wcale nie daje gwarancji, że te same warunki będą panowały w następnym roku. Jedynym słusznym rozwiązaniem jest dokonanie pomiarów długoterminowych w lokalizacji, w której będzie się znajdować turbina wiatrowa. Duże znaczenie ma wiarygodne odwzorowanie warunków pracy w przyszłości (szczególnie wysokość nad ziemią i otoczenie planowanych budynków). Tego typu pomiary stosuje się jedynie w przypadku dużych inwestycji, dotyczących turbin wielkiej mocy.

W przypadku małych, tanich turbin (a takie właśnie będą zastosowane w osiedlu), zamiast inwestować w długie i kosztowne pomiary prędkości wiatru i nasłonecznienia, należy bardzo ogólnie oszacować przewidywaną moc na podstawie istniejących w regionie danych, aby w przybliżeniu policzyć, czy inwestycja będzie się opłacać. Następnie powinno się po prostu zadbać o prawidłową instalację (odpowiednio wysoki maszt dla każdego wiatraka i prawidłowe ustawienie paneli). Ze względu na możliwość sprzedaży energii do sieci i zastosowanie tanich turbin, inwestycja będzie na pewno opłacalna i zwróci się w krótkim czasie.

10.3. Schemat elektryczny

Jest wiele możliwości podłączenia elektrycznego dla osiedla – najbardziej korzystne przedstawiono na rys. 10.1. Schemat ten został opracowany z myślą o optymalnym wykorzystaniu wszystkich źródeł. Poszczególne punkty zaznaczone na rysunku wymagają objaśnienia.



Rys. 10.1. Schemat podłączenia elektrycznego dla domów w osiedlu

Źródło: opracowanie własne.

1. Osiedle będzie podłączone do najbliższej lokalnej sieci niskiego napięcia (230 V, prąd trójfazowy). Do tego punktu sieć należy do zakładu energetycznego.

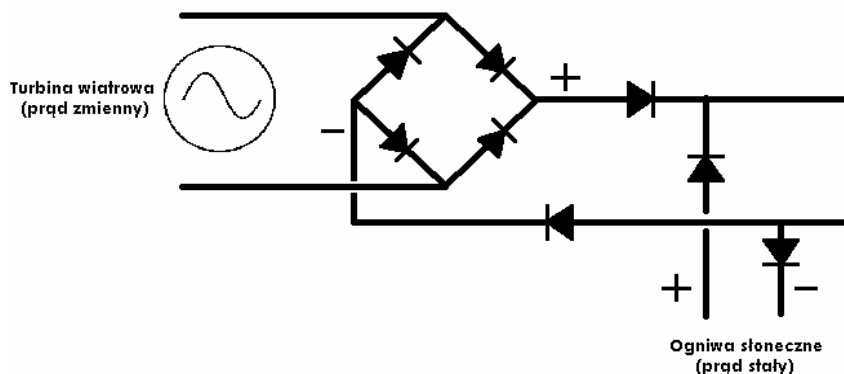
2. Trójfazowy licznik energii elektrycznej służy do rozliczania się osiedla z elektrownią. Licznik powinien mieć dwa wskazania – liczbę kilowatogodzin pobranych oraz oddanych do sieci. Dzięki temu możliwe będzie realne generowanie zysków z wyprodukowanej elektryczności. Licznik może mieć tylko jedno wskazanie, jeśli nie będzie przewidywana nadwyżka produkcji w stosunku do konsumpcji prądu. Ewentualny przepływ w drugą stronę będzie wtedy pomijany.

3. Każdy z domów będzie miał w założeniu podłączenie do jednej z faz. Na życzenie mieszkańców można zainstalować podłączenie trójfazowe do wybranego domu. Nie będzie to wymagało większych zmian oprócz zamiany licznika na trójfazowy i doprowadzenia dodatkowego kabla.

4. Posiadanie odnawialnych źródeł energii w każdym z domów nie jest narzuconym obowiązkiem i zależy od właścicieli. To niewątpliwie korzystna instalacja, jednak nie

można nikogo zmusić do dbania o własną turbinę lub okresowe czyszczenie paneli. Jeśli gospodarz zdecyduje się na te instalacje (lub tylko jedną z nich), dostanie dodatkowy licznik (licznik prądu stałego), wskazujący wyprodukowaną „zieloną” energię. Jego comiesięczny rachunek za energię będzie pomniejszany o odpowiednią kwotę w zależności od sprawności jego urządzeń. Dzięki temu każdy z właścicieli będzie dbał o swój wiatrak, chcąc zyskać dla siebie (a nie dla wszystkich sąsiadów) jak najwięcej. Oprócz wiatraków na domach osiedle będzie dysponować trzema wiatrakami umiejscowionymi na pomieszczeniu gospodarczym, które będą dobrem wspólnym.

5. Panele słoneczne i wiatraki będą podłączone do jednej linii, a odpowiedni układ diod półprzewodnikowych zapobiegnie zakłócaniu ich wzajemnej pracy.



Rys. 10.2. Podłączenie zabezpieczające przed napędzaniem wiatraka przez panele

Źródło: opracowanie własne

Prąd stały może być wykorzystywany bezpośrednio przez mieszkańców, ale nie jest dostosowany do zasilania większości urządzeń domowych. Nieprzystosowany prąd z wiatraka lub ogniw słonecznych można wykorzystać najwyżej do zasilania wentylacji lub grzałki elektrycznej, ale nie komputera, sprzętu muzycznego albo telewizora. Z tego względu skumulowany prąd z odnawialnych źródeł energii będzie dostarczany do falownika, który zamieni prąd stały na zmienny o odpowiedniej charakterystyce, co umożliwi podłączenie do sieci.

6. Falownik trójfazowy, znajdujący się w pomieszczeniu gospodarczym, będzie tańszym rozwiązaniem niż ustawianie pojedynczych urządzeń w każdym domu. Niestety,

wymaga poprowadzenia kabli w przeciwnym kierunku i uzależnia wszystkie gospodarstwa od prawidłowej pracy tego urządzenia (w przypadku awarii falownika prąd płynie zwyczajnie z sieci krajowej). Zdecydowaną zaletą tego rozwiązania jest możliwość korzystania z wiatraków sąsiadów. Jeśli wieje odpowiedni wiatr i turbiny wiatrowe wszystkich mieszkańców obracają się nawet z małą prędkością, a np. tylko 3 domy mają włączone urządzenia elektryczne, to ich całe zapotrzebowanie może być zaspokojone przez odnawialne źródła energii, bez pobierania prądu z sieci.

Największą przeszkodą w realizacji tego typu połączenia będzie uzyskanie pozwolenia od zakładu energetycznego na podłączenie źródła do sieci. W Polsce procedura ta trwa bardzo długo i jest wyjątkowo kosztowna. Istnieje jednak szansa, że przepisy w tej sprawie zmienią się niedługo za sprawą powstającej ustawy o odnawialnych źródłach energii, mającej wspierać energetykę rozproszoną.

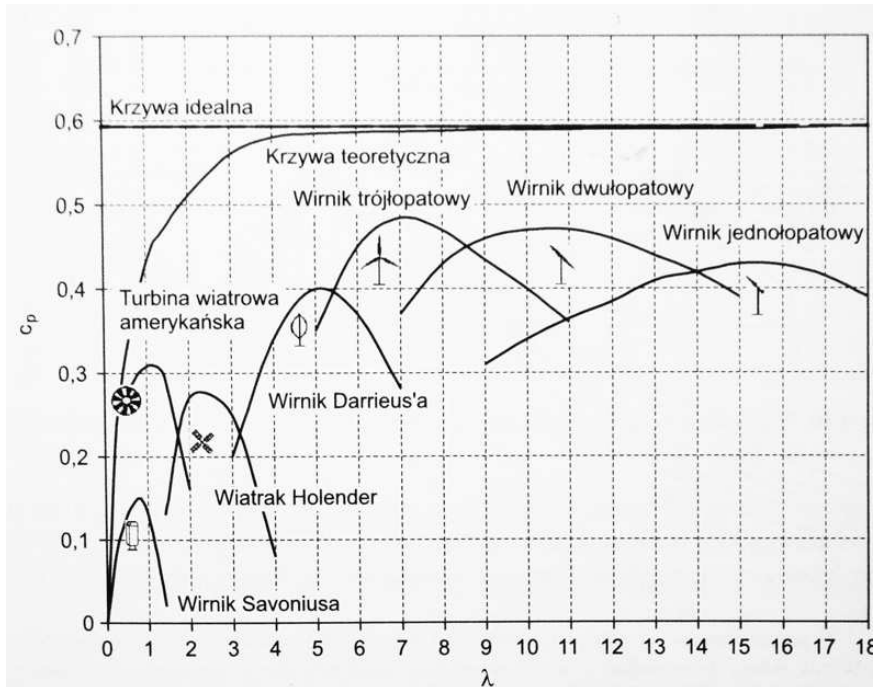
Schemat nie uwzględnia 3 turbin umieszczonych na dachu pomieszczenia gospodarczego ani paneli hybrydowych, lecz będą one podłączone do tego samego falownika, co pozostałe źródła. Wyjątek stanowi mikrosiłownia, podłączona niezależnie.

10.4. Energetyka wiatrowa

Praktycznie cała energia dostępna na Ziemi pochodzi od Słońca. Proces fotosyntezy powoduje wzrost roślin zielonych, dzięki czemu mogą rozwijać się wszystkie inne stworzenia z długiego łańcucha pokarmowego. Węgiel, gaz ziemny, ropa naftowa, a nawet wodór stanowią produkty działania promieni słonecznych oraz długotrwałych procesów chemicznych. Do pochodnych należy także ruch powietrza, spowodowany różnicą temperatury powierzchni Ziemi, ruch rzek wywołany opadami w pobliżu ich źródeł oraz np. morskie fale. Turbiny wiatrowe wykorzystują także pochodną energii słonecznej – siłę wiatru. Ich działanie nie zmieniło się od wieków i wciąż opiera się na podobnych zasadach. Główną różnicą między starymi wiatrakami holenderskimi a dzisiejszymi turbinami jest sposób wykorzystania energii (konwersja na elektryczność) i sprawność. Obecne techniki obliczeń komputerowych pozwalają na dokładne zaprojektowanie profili łopatek, generatora i pozostałych elementów tak, aby maksymalnie wykorzystać dostępną moc.

Wiatraki są stosowane w przypadku dużych farm, w których liczy się maksymalne wykorzystanie siły wiatru i szybki zwrot poniesionych (zazwyczaj bardzo wysokich)

kosztów wieloetapowej inwestycji. Obliczenia numeryczne oraz eksperymenty praktyczne i dane z eksploatacji, zebrane w ostatnim pięćdziesięcioleciu, wskazują wyraźnie, że najbardziej optymalną konstrukcją dla dużych prędkości wiatru jest wirnik trójłopatowy. Szczególnie dobrze sprawdza się on w dużych, ponad jednomegawatowych turbinach. Ten ciekawy fakt łatwo wyjaśnić (rys. 10.3).



Rys. 10.3. Zależność wskaźnika mocy (C_p) od wskaźnika szybkobieżności (λ)

Źródło: [4].

λ oznacza stosunek prędkości końcówki łopaty do prędkości wiatru, natomiast C_p jest stosunkiem mocy mechanicznej na wale turbiny do teoretycznej mocy kinetycznej pędzącego wiatru. Widoczna na wykresie linia pozioma oznacza maksymalną teoretyczną „sprawność” idealnej turbiny wiatrowej, równą niemal 0,6. Wartość ta wynika z następujących zależności.

Energia kinetyczna powietrza o masie m , poruszającego się z prędkością v jest równa

$$E = \frac{1}{2}mv^2.$$

Moc tego strumienia wynosi:

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2}\dot{m}V^2.$$

Dla określonej powierzchni A moc powietrza można wyliczyć ze wzoru:

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3,$$

gdzie ρ – gęstość powietrza. Z ostatniego równania wynika, że moc wiatraka (z dużym przybliżeniem) jest wprost proporcjonalna do trzeciej potęgi prędkości wiatru.

Gęstość powietrza zależy od ciśnienia i temperatury:

$$\rho = \frac{p}{RT}$$

przy czym p – ciśnienie powietrza, T – temperatura, R – stała gazowa.

Można wyliczyć gęstość powietrza na danej wysokości z przybliżonego wzoru, który ułatwi wstępne obliczenia dla konkretnej elektrowni

$$\rho = \rho_0 - 1,94 \cdot 10^{-4} \cdot H,$$

gdzie $\rho_0 = 1,225 \text{ kg/m}^3$ jest gęstością powietrza na poziomie morza w temperaturze 15°C .

Nie sposób odzyskać całą energię mechaniczną z wiatru, gdyż oznaczałoby to konieczność jego zatrzymania, co z oczywistych względów jest niemożliwe. Dla określenia mocy możliwej do uzyskania (P_{ww}), należy porównać energie kinetyczne wiatru przed wirnikiem i za nim:

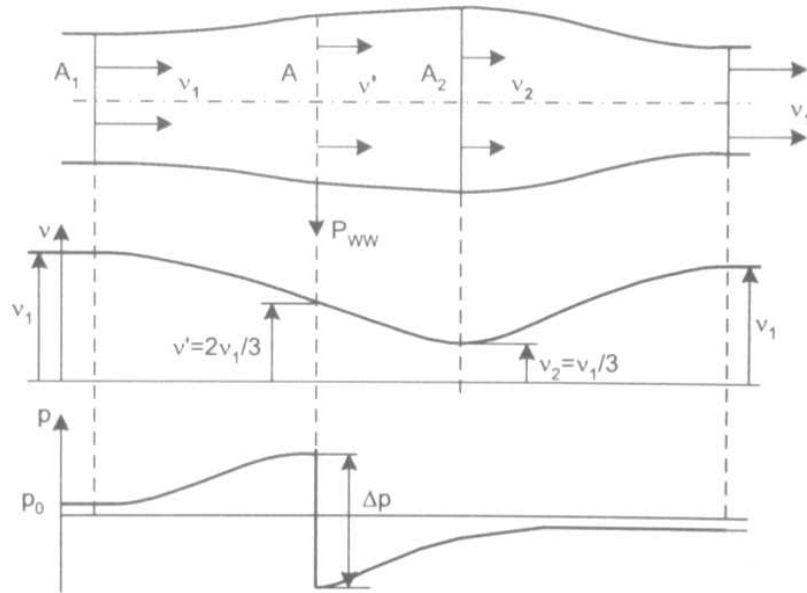
$$174 \quad P_{WW} = P_{wind1} - P_{wind2} = \frac{1}{2}\rho(A_1v_1^3 - A_2v_2^3)$$

Siła wywierana przez powietrze na powierzchnię wirnika jest równa:

$$F = m(v_1 - v_2)$$

A zatem moc mechaniczna wynosi

$$P_{ww} = Fv' = m(v_1 - v_2)v'$$



Rys. 10.4. Rozkład prędkości przed i za wirnikiem

Źródło: [4].

Według poprzednich założeń, teoretyczna prędkość wiatru w pobliżu wirnika v' jest równa średniej z prędkości v_1 i v_2 (rys. 10.4, 10.5)

$$v' = \frac{1}{2}(v_1 + v_2)$$

Podstawiając do wzoru prędkości otrzymujemy:

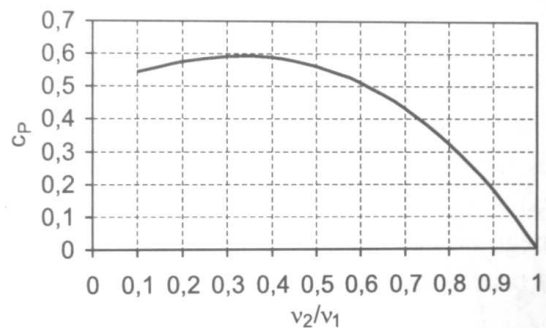
$$P_{wzw} = \frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)$$

Bardziej przejrzysty jest wzór

$$P_{wzw} = c_p P_{wind} = c_p \frac{1}{2} \rho A v_1^3$$

Dla określenia maksymalnej wartości współczynnika mocy C_p należy znaleźć maksimum następującej funkcji

$$c_p = \frac{P_{wzw}}{P_{wind}} = \frac{1}{2} \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \left(1 + v_2/v_1 \right)$$



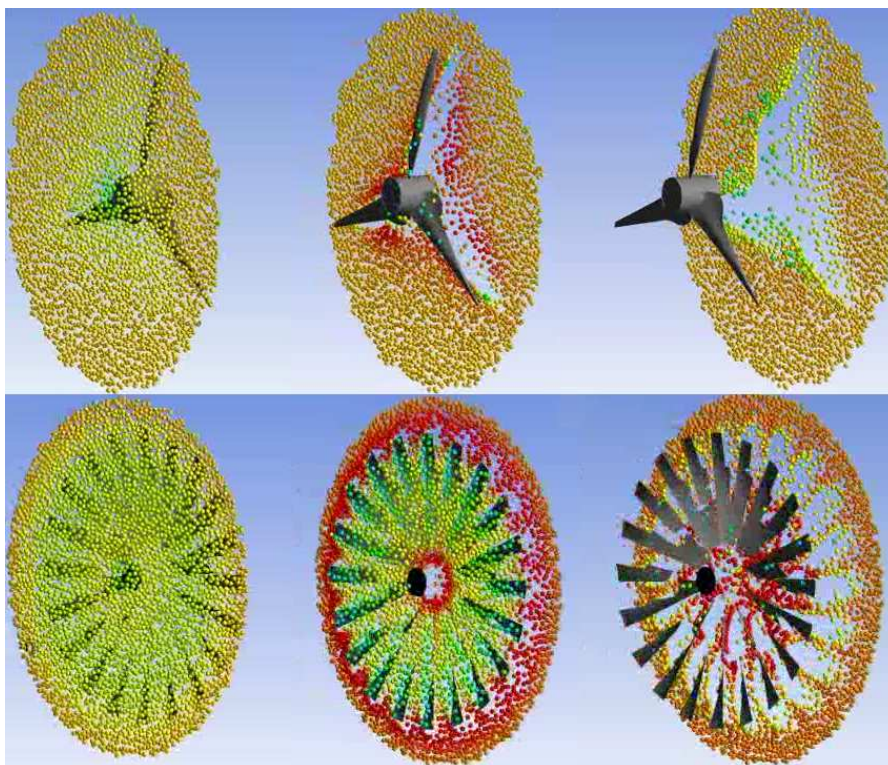
Rys. 10.5. Wartość współczynnika mocy dla różnego stosunku prędkości przed i za wirnikiem

Źródło: [4].

Wartość maksymalna wyliczonego współczynnika mocy wynosi 0,593 dla stosunku prędkości wiatru 1/3. Jest to maksymalna teoretyczna „sprawność” dowolnej turbiny wiatrowej. Faktyczna sprawność zależy od strat na przekładni, oporów przewodów, pracy generatora i mocy odbieranej. Najbliższe tej wartości są turbiny trzyłopatkowe. Wynika to stąd, że powietrze nalatujące na łopatki daje się „przerobić” w odpowiednio

krótkim czasie, zanim na jego torze pojawi się następna łopatka. W turbinach o większej liczbie łopatek powietrze może nie zdążyć „uciec” i negatywnie wpływa na pracę kolejnego profilu. Z kolei turbiny jedno- i dwułopatkowe nie wykorzystują całej mocy dostępnej w obszarze zataczanego przez nie koła. Nie oznacza to jednak, że jest to konstrukcja idealna, nawet najlepsze turbiny trójłopatkowe mają współczynnik C_p nie większy niż 48%.

Istotną wadą turbin o małej liczbie łopatek jest wysoka prędkość startowa. Aby wprawić wirnik w ruch, potrzebna jest duża początkowa prędkość wiatru. Przy małym wietrze turbina nie jest w stanie wirować, traci spora część energii, która mogłaby zostać wykorzystana. Różnicę pomiędzy tymi dwoma podejściami przedstawiono na rys. 10.6.

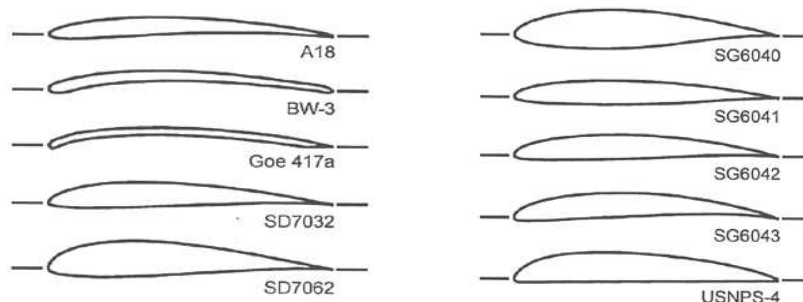


Rys. 10.6. Przepływ powietrza przy małej prędkości wiatru

Źródło: [6].

Turbiny o wielu łopatkach mają znacznie większy moment rozruchowy, nadają się też lepiej do napędzania urządzeń wymagających dużej siły (np. pomp wodnych). Jednak przy większych prędkościach stawiają zbyt duży opór dla wiatru, który „widzi” je jak jednolity dysk. Z tych względów turbiny wiatrowe projektuje się, uwzględniając konkretny zakres prędkości.

Głównym elementem podlegającym projektowaniu są łopatki. Muszą mieć odpowiedni kształt, aby optymalnie wykorzystać warunki przepływowe i zapobiegać powstawaniu turbulencji. Istotą kształtu łopatki są profile. Zwykle wykorzystuje się profile podobne do stosowanych w projektowaniu skrzydeł samolotów lub śmigieł lotniczych (rys. 10.7).



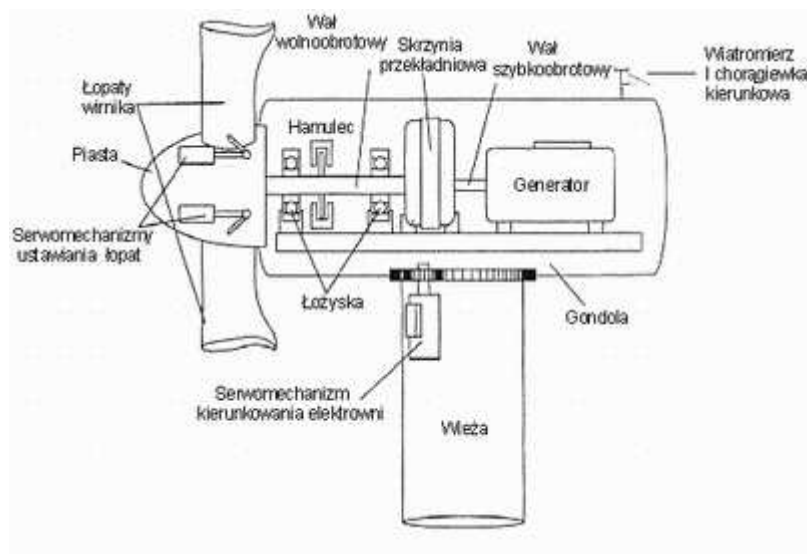
Rys. 10.7. Przykładowe profile wykorzystywane przy projektowaniu turbin wiatrowych

Źródło: [6].

Kształt przekroju na każdej wysokości łopatki jest inny ze względu na jej ruch obrotowy. Im dalej od osi obrotu, tym szybciej powietrze przepływa przy powierzchni, a więc kształt profilu robi się bardziej opływowy, aby nie stawiał oporów. Pozostałe elementy dużych turbin wiatrowych również wymagają odpowiedniego zaprojektowania. Do prawidłowego działania niezbędne są: generator, przekładnia i mechanizm kierunkowania (rys. 10.8).

Szczególnie ważne jest dobranie właściwego przełożenia przekładni. Zazwyczaj łopatki turbin poruszają się dosyć wolno. Do generowania prądu niezbędna jest duża prędkość obrotowa wirnika generatora. W przypadku dużych turbin energetycznych jest to zazwyczaj 3000 obrotów/min, które powodują, że częstotliwość sieci wynosi 50 Hz, podczas gdy częstotliwość obrotu łopatek zazwyczaj nie przekracza kilku Hz. Stosowanie

takich przekładni (szczególnie w małych turbinach wiatrowych) pociąga za sobą powstawanie strat w pobliżu zębatek. Często zbyt duże przełożenie sprawia, że uruchomienie wiatraka jest utrudnione przez hamowanie tarczym statycznym.



Rys. 10.8. Pozostałe elementy gondoli turbiny wiatrowej

Źródło: [7].

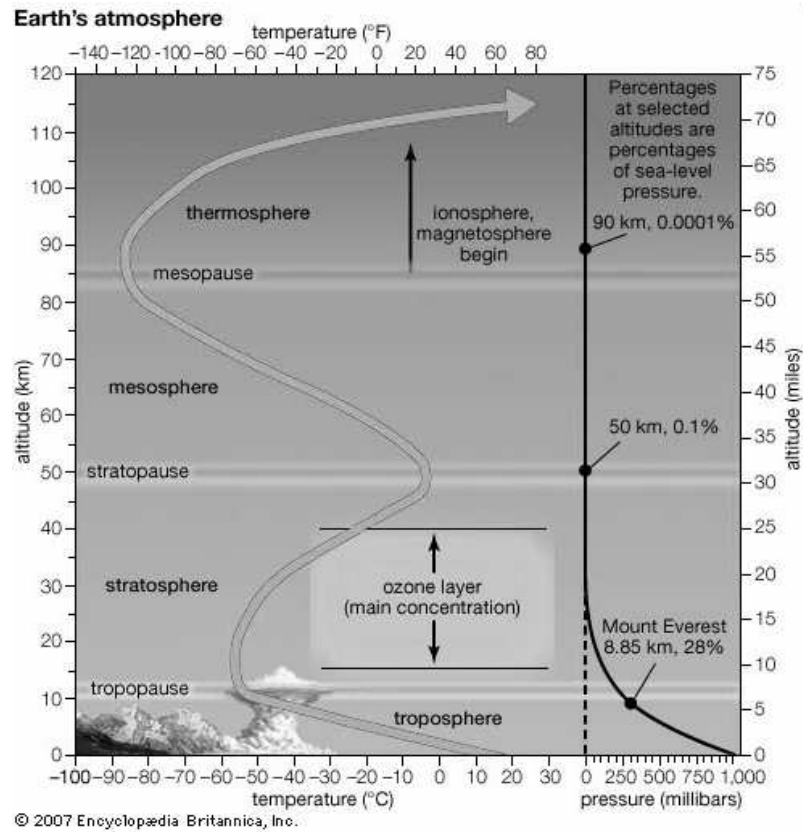
Sposobem ominięcia części niezbędnego przełożenia jest stosowanie generatorów wolnoobrotowych. W odróżnieniu od tradycyjnych, mają one więcej par biegunów, ułożonych na większym promieniu. Generatory wolnoobrotowe kształtem przypominają bardziej placki niż puszkę. Konstrukcje amatorskie wykorzystują do tego celu małe magnesy neodymowe, umocowane na wale przerobionego silnika elektrycznego.

10.5. „Turbinofobia”

Turbiny wiatrowe budzą zupełnie nieuzasadnione protesty społeczne. Argumentacja przeciwników jest czasami tak irracjonalna, że trudno uwierzyć, iż tak wiele osób zgadza się z tymi niedorzecznymi motywami. Pierwszy i chyba najmniej zrozumiały z nich

mówi, że turbiny wiatrowe zmniejszają prędkość wiatru. Owszem, prędkość wiatru tuż za wirnikiem spada, w najlepszym wypadku trzykrotnie, ale w porównaniu z ogromną objętością powietrza, jaką niesie z sobą front atmosferyczny, nawet 60-metrowy maszt nie stawia praktycznie żadnego oporu (rys. 10.9).

Nawet, jeśli w „cieniu” turbiny można zauważyć spadek prędkości, to już w odległości kilkudziesięciu metrów za nią różnica ta jest niezauważalna. Przeciwnicy energetyki wiatrowej twierdzą, że nawet takie małe spadki prędkości wpływają niekorzystnie na



Rys. 10.9. Podział atmosfery Ziemi

Źródło: [1].

naturę... Trudno określić, z jakiego względu, ale w takim razie powinni oni przeciwstawić się również powstawaniu bloków mieszkalnych albo kominów elektrowni. Energia wykorzystywana przez wiatraki do napędzania generatorów byłaby rozproszona w postaci ciepła, gdyby zostawić ją samą sobie.

Kolejnym eksponowanym przez przeciwników zagrożeniem jest niebezpieczeństwo dla przelatujących ptaków i nietoperzy. Mit mówi, że ptaki są nieświadome zagrożenia wynikającego z kontaktu z turbiną wiatrową, a nietoperze nie są w stanie wykryć ich obecności. Z tego powodu na przedsiębiorstwa planujące inwestycje w farmy wiatrowe nałożony jest obowiązek przeprowadzenia długotrwałych badań nad zachowaniami nietoperzy w danym regionie. W praktyce sytuacja przedstawia się jednak zdecydowanie mniej groźnie (tab. 10.1).

Tabela 10.1

Statystyki dotyczące ginących ptaków w USA

Struktura/technologia stworzona przez człowieka	Roczna liczba uśmierconych ptaków w Stanach Zjednoczonych
Dzikie i domowe koty	Setki milionów
Linie energetyczne	130 000 000–174 000 000
Okna (domowe i biurowe)	100 000 000–1 000 000 000
Pestycydy	70 000 000
Samochody	60 000 000–80 000 000
Oświetlone wieże komunikacyjne	40 000 000–50 000 000
Turbiny wiatrowe	10 000–40 000

Źródło: [9].

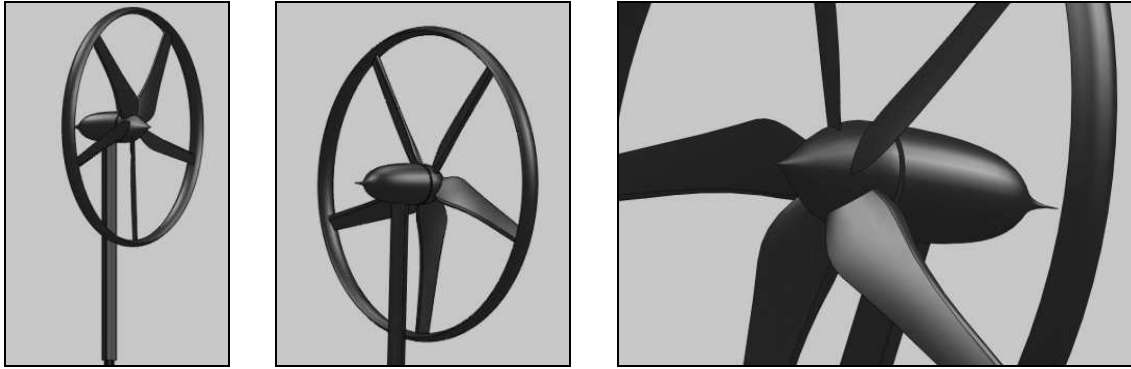
Okazuje się, że ptaki są w stanie z łatwością ominąć przeszkodę w postaci turbiny wiatrowej. Te duże konstrukcje są widoczne z daleka, a ich łopatki poruszają się na tyle wolno, że ptaki bez problemu omijają je tak samo łatwo, jak drzewa. Inaczej wygląda sprawa z oszklonymi biurowcami (np. błękitny biurowiec przy ul. Sienkiewicza w Łodzi; por. [10]). Należy zauważyć, że budowa tego typu budynków nie budzi tak dużych zastrzeżeń. O ile poruszająca się prostopadle do kierunku wiatru łopatka typowego wirnika może rzeczywiście nie odzwierciedlać typowego ruchu gałęzi, do których omijania przyzwyczajone są ptaki, o tyle turbiny Savoniusa nie powinny sprawiać im żadnych trudności.

Wyraźną przeszkodą dla przeciwników turbin wiatrowych jest także ich wygląd. Uważam te konstrukcje za jeden z piękniejszych przejawów inżynierii, lecz o gustach się nie dyskutuje. Istotnie, stanowią one ingerencję w krajobraz i zdecydowanie wyróżniają się na tle jednolitego nieba. Pytanie brzmi, czy wyróżniają się bardziej niż dym z komina elektrowni węglowej albo chłodnia elektrowni atomowej? Jest to z pewnością kwestia przyzwyczajenia i zrozumienia, że te zielone źródła energii wyraźnie przyczyniają się do zmniejszenia emisji szkodliwych substancji do atmosfery i ograniczają efekt cieplarniany.

Właściwie jedynym argumentem godnym uwagi racjonalnie myślącego człowieka jest kwestia hałasu. Nie chodzi tu o rzekome ultradźwięki, których tak bardzo boją się pesymiści, ale o zwyczajny hałas towarzyszący normalnej pracy wiatraka. Nie są to dźwięki bardziej donośne niż świst gałęzi drzewa przy mocniejszym podmuchu wiatru, ale mogą być uciążliwe dla osób wrażliwych i nerwowych. Problem ten pojawia się w przypadku źle skonstruowanej lub źle eksploatowanej turbiny. Szczególnie widoczny jest w konstrukcjach amatorskich, którym daleko do profesjonalnych wirników. Większa część tego typu dźwięków powstaje na końcówkach łopat oraz przy maszcie. Prawidłowe zaprojektowanie kształtów i właściwe sterowanie prędkością obrotową sprawia, że nowoczesne wirniki są znacznie cichsze niż te produkowane przed laty. W warunkach nominalnych każda prawidłowo zaprojektowana turbina może działać bezszelestnie, ale wiatr samodzielnie nie dostosowuje się zazwyczaj do wymagań projektantów. Większe odstępstwa powodują powstawanie zawirowań, szczególnie uciążliwych na końcach łopatek. Ten szczegół musi być szczególnie wzięty pod uwagę w trakcie projektowania turbiny wiatrowej na potrzeby osiedla.

10.6. Założenia, parametry techniczne

W projekcie osiedla wykorzystywane będą wiatraki małej mocy, do 1 kW. Jest to związane z promocją tego typu konstrukcji jako źródła prądu w energetyce rozproszonej. Atutem użycia małych turbin jest przede wszystkim ich cena, prostota i niezawodność. Wymagają one znacznie mniejszej troski niż duże turbiny, a stawianie kilku sztuk (o ile nie przeszkadzają sobie nawzajem, tzn. nie zasłaniają się) liniowo zwielokrotnia całkowitą moc. Duże maszyny na pewno cechuje większa sprawność i wyższy poziom technologiczny, jednak ustępują małym wiatrakom ceną i prostotą konstrukcji. Ostateczny kształt i parametry łopatek nie są jeszcze zdefiniowane, pozostają w fazie projektu, ale ich poglądowe wizualizacje można obejrzeć na rys. 10.10.



Rys. 10.10. Projekt wiatraka planowanego do zastosowania w projekcie osiedla

Źródło: opracowanie własne.

Istotną cechą wiatraka jest zastosowanie obręczy zewnętrznej. Element ten likwiduje turbulencje powstające często na końcówkach łopatek, które przyczyniają się do hałasu. Cała konstrukcja korpusu i kształt łopatek będą nastawione na zminimalizowanie turbulencji, a co za tym idzie – maksymalną redukcję hałasu, związanego z przepływem powietrza. Optymalizacja konstrukcji pozwoli na zwiększenie wydajności, bo właśnie turbulencje powodują spore straty podczas konwersji energii. Główne kryterium konstrukcyjne stanowi właśnie komfort dla użytkowników. Skoro turbiny mają być użytkowane, ich pracy nie może towarzyszyć żaden efekt (drgania, hałas, konieczność częstych napraw), zniechęcający mieszkańców. Jeśli którekolwiek z tych objawów wystąpią, może dojść do sytuacji, że zdecydują się oni na demontaż, mimo zysków związanych z produkcją prądu.

Unikatową cechą turbiny będzie umiejscowienie łopatek za masztem w stosunku do kierunku wiatru. Dzięki temu uniknie się konieczności montowania steru i mechanizmu nakierowującego na wiatr, a ustawienie wiatraka będzie się odbywało samoczynnie dzięki oporowi łopatek. Aby uniknąć zakłóceń przepływu, kształt korpusu zostanie starannie dostosowany pod kątem aerodynamicznym, a na maszt zostanie nałożona otulina zmniejszająca jego opór. Taka konstrukcja ma na celu ograniczenie przestrzeni zajmowanej przez turbinę, większą estetykę i uproszczenie struktury, a co za tym idzie – również obniżenie ceny końcowej produktu.

Powszechnie stosowaną praktyką jest projektowanie turbin wiatrowych o 3 łopatach. Mają one najwyższą możliwą do osiągnięcia sprawność w porównaniu z innymi konstrukcjami, teoretycznie mogąą sięgać ok. 48% (sprawność konwersji energii wiatru na energię mechaniczną turbiny). Zastosowana w projekcie konstrukcja 5-łopatowa będzie zatem miała nieznacznie mniejszą maksymalną sprawność teoretyczną w porównaniu z turbiną 3-łopatkową (przewiduje się ok. 45%). Ważniejszym kryterium będzie tu jednak minimalna prędkość wiatru, przy której następuje start turbiny. Dla zwiększonej liczby łopatek moment siły wywołany przez ruchome powietrze jest większy dla małych prędkości, stąd projektowana turbina będzie działać nawet przy słabych podmuchach wiatru. Dodatkowo 5 łopatek zapewnia większą sztywność konstrukcji, która jest niezbędna z powodu zainstalowanej obręczy.

Projektowana średnica wirnika będzie wynosić 2 metry. Dzięki temu przy prędkości wiatru 11 m/s turbina osiąga moc teoretyczną ok. 1,12 kW. Po odjęciu strat mechanicznych w przekładni, strat generatora oraz innych, moc elektryczna powinna wynosić nieco poniżej 1 kW. Należy pamiętać, że zależność mocy od prędkości nie jest funkcją liniową, a raczej potęgową. Wysokość masztu pozostaje kwestią otwartą aż do momentu powstania domu. Nie jest ona ograniczona przez konstrukcję wiatraka, który może być nałożony na dowolną okrągłą rurę o średnicy zewnętrznej 60 mm i minimalnej wysokości 1,5 m. Zestaw montażowy będzie zawierał odciąg linowy i elementy mocujące. Ze względu na brak fundamentów, nie będą wymagane pozwolenia na budowę.

W konstrukcji brak będzie magnesów stałych, a funkcję wzbudzającą przejmie uzwojenie wirnika generatora zasilane prądem stałym z obwodu. Funkcję generatora będzie pełnił odwrócony silnik uniwersalny (zasilany zarówno prądem stałym, jak i zmiennym). Prąd będzie wzbudzany samoczynnie po ułamku sekundy pracy generatora, mimo braku zewnętrznego źródła zasilania. Napięcie i natężenie prądu będzie zależęć od oporu odbiornika (lub ustawienia falownika/przekształtnika) oraz od prędkości wiatru. Rozważa się zastosowanie przekładni bezstopniowej stożkowej z pierścieniem regulacyjnym zamiast tradycyjnej przekładni zębatej. Pozwoli to na dokładniejszą regulację przełożenia i ciągłą pracę w punkcie nominalnym założonym w trakcie projektu.

Opcjonalne wyposażenie wiatraków stanowi krata ochronna. Jej montowanie nie będzie konieczne i zostanie uzależnione od decyzji mieszkańców. Krata teoretycznie zapewni bezpieczeństwo ptakom (albo raczej spokojny sen mieszkańcom), ale też wykluczy ewentualną konieczność przeprowadzenia badań nad przelotami nietoperzy w rejonie inwestycji w razie zmiany prawa (w tej chwili pozwolenia takie wymagane są jedynie od przedsiębiorstw). Jej opór będzie mały, ale nieznacznie wpłynie na pracę wiatraka.

10.7. Savonius

Alternatywą dla przedstawionej konstrukcji wirnika jest turbina o pionowej osi obrotu, tzw. Savonius. Przedstawiany jest jako najmniej atrakcyjny pod względem wydajności, lecz ma wiele zalet. Przede wszystkim istnieje dużo większa akceptacja społeczna dla tego typu konstrukcji. O ile w tradycyjnych turbinach o poziomej osi obrotu ruch łopatek jest prostopadły do kierunku wiatru (łopatki jakby „tną” przepływające powietrze), o tyle Savoniusy poruszają się zgodnie z nim, nie stanowiąc zagrożenia dla ptaków (rys. 10.11).



Rys. 10.11. Przykładowa turbina Savoniusa

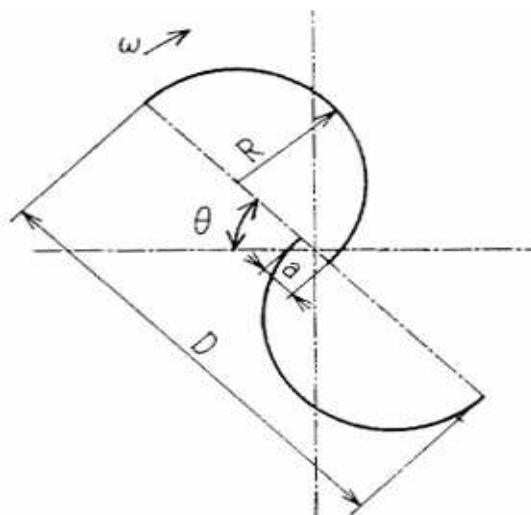
Źródło: [11].

Dodatkowym plusem jest znacznie cichsza praca i wolniejsze obroty. Oprócz tego konstrukcja jest zdecydowanie tańsza w wykonaniu, prostsza i mniej zawodna. Wykorzystuje lepiej dostępne miejsca (ma cylindryczny kształt), przez co z tej samej objętości powietrza w praktyce potrafi wyprodukować większą ilość energii. Kolejnym plusem jest duży obwód dolnego dysku, pozwalający na zamontowanie u podstawy elektromagnesów, umożliwiających porównywalne z tradycyjnymi turbinami parametry generowania prądu, bez konieczności stosowania przekładni.

Kwestią konieczną do rozstrzygnięcia jest kształt i układ łopatek. Istnieją bardzo duże różnice w sprawności różnych profili zastosowanych do budowy tego typu turbin. Małe różnice wymiarów mają spory wpływ na moc wyjściową. (rys. 10.12).

Oprócz całkowitej szerokości łopatek ważny jest rozmiar szczeliny, kształt krzywej (może to być łuk, elipsa, sinusoida, parabola) i kąt skreślenia w pionie, który ułatwia uruchomienie turbiny. Bez niego wirnik może ustawić się na wiatr i nie wystartować nawet przy dużych prędko-

ściach. Dodatkowo skreńcenie tworzy wektor siły skierowany korzystnie dla zwiększenia momentu siły. Do podstawowego dopracowania odpowiedniego kształtu przekroju może posłużyć symulacja komputerowa. Najlepszym i najbardziej popularnym programem używanym do tego celu jest ANSYS CFX. Pozwala on na odtwarzanie rzeczywistych warunków przepływu na wirtualnym modelu, bez konieczności budowania wielu turbin przeznaczonych wyłącznie do badań. Dzięki takiemu podejściu można łatwo porównać wyniki drobnych zmian kształtu i zdecydować, które propozycje nadają się do przetestowania w warunkach rzeczywistych, nie można przecież polegać wyłącznie na wynikach symulacji, modele muszą być sprawdzone. Do tego celu wykorzystuje się tunele aerodynamiczne.



Rys. 10.12. Wymiary brane pod uwagę przy opracowywaniu kształtu

Źródło: [12].

Ostateczne wyniki obliczeń oraz decyzja inwestorów przesądzą o wyborze dla osiedla określonego rodzaju turbiny. Oprócz efektywności ważny będzie także okres zwrotu inwestycji, który zdecyduje o jej ostatecznej opłacalności.

10.8. Podsumowanie

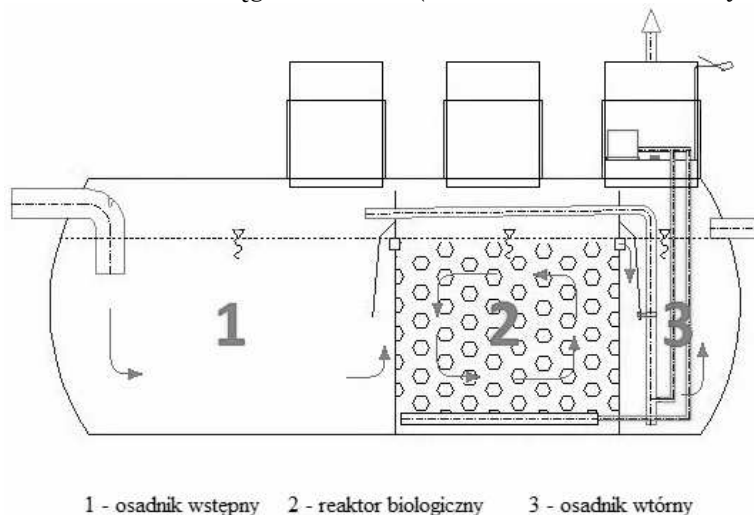
Mimo małej mocy zastosowanych wiatraków, mają one duży wpływ na redukcję emisji szkodliwych gazów do atmosfery i przyczyniają się do zmniejszenia całkowitego kosztu energii elektrycznej w osiedlu. Przy dłuższym okresie użytkowania stanowią znaczący element zysku mieszkańców, a ponadto rozpowszechniają odnawialną formę energetyki rozproszonej i demonstrują, jak łatwo jest wdrożyć podobne rozwiązania w dowolnym osiedlu.

LITERATURA

- [1] *Encyclopaedia Britannica*, Chicago 2007.
- [2] Jha A. R., *Wind Turbine Technology*, London 2011.
- [3] Lubośny Z., *Elektrownie wiatrowe w systemie energetycznym*, Warszawa 2006.
- [4] Lubośny Z., *Farmy wiatrowe w systemie energetycznym*, Warszawa 2009.
- [5] Mahamarakkalage Saman Udaya Kumar F., *On the performance and wake aerodynamics of the savonius wind turbine*, Sri Lanka 1980.
- [6] <http://www.windtronics.com/comparison-chart>.
- [7] <http://www.cire.pl/zielonaenergia/wiatrowa.html?smid=28>.
- [8] <http://science.howstuffworks.com/environmental/green-science/wind-turbine-kill-birds.htm>.
- [9] <http://hodowca.blox.pl/2006/07/Blekitny-wiezowiec.html>.
- [10] <http://www.archiexpo.com/prod/helixwind/small-vertical-axis-wind-turbines-helical-savonius-rotor-62253-159877.html>.
- [11] Fujisawa N., *Velocity measurements and numerical calculations of flow fields in and around Savonius rotors*, "Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics" 1996, Vol. 59, Iss. 1.

11. Racjonalne gospodarowanie wodą

W zaprojektowanym osiedlu racjonalne gospodarowanie wodą odbywa się poprzez rekuperację wody deszczowej oraz oczyszczanie ścieków. Zastosowano oczyszczanie ze złożem biologicznym, w którym wykorzystuje się naturalne procesy biochemicznego rozkładu zanieczyszczeń. Do prowadzenia tych procesów wykorzystuje się populacje mikroorganizmów, które tworzą utwierdzoną biomasę. Drobnoustroje wykorzystują związki organiczne zawarte w ściekach jako pokarm, co przyczynia się do przyrostu biomasy bakteryjnej. Pozostała część związków zostaje rozłożona do dwutlenku węgla i wody (w warunkach tlenowych) lub do dwutlenku węgla i metanu (w warunkach beztlenowych).

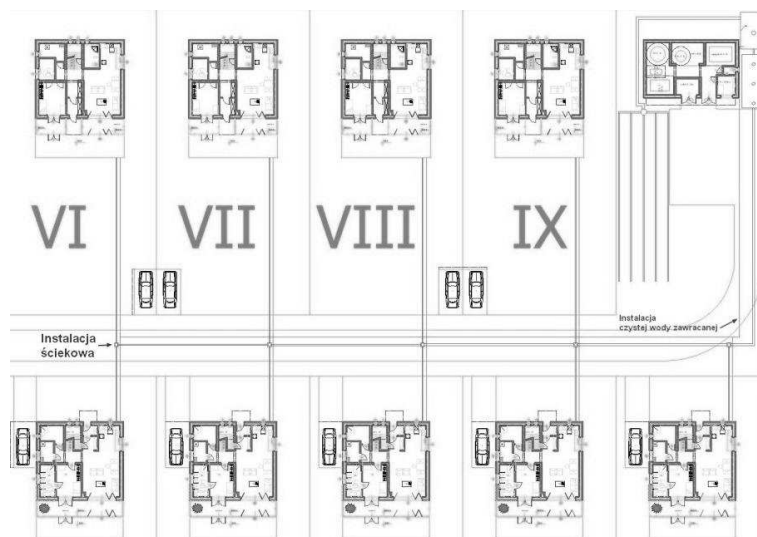


Rys. 11.1. Schemat budowy biologicznej oczyszczalni ścieków

Cały wieloetapowy proces oczyszczania zachodzi w jednym zbiorniku, dzięki czemu ostatecznie wypływa jedynie oczyszczona woda pościekowa. Ścieki surowe są doprowadzane do osadnika gnilnego, w którym zachodzi wstępne, mechaniczne oczyszczanie – zostają usunięte zawiesiny i tłuszcze. Powstające w tym procesie osady są częściowo degradowane w wyniku fermentacji beztlenowej. Złoże biologiczne pozostaje w ciągłym ruchu, a co za tym idzie nie ma konieczności oczyszczania jego elementów. Następnie ścieki przepływają do reaktora biologicznego, gdzie w warunkach tlenowych zachodzą procesy z udziałem żywej błony biologicznej porastającej złoże oraz bakterii wolnopływających. Kolejny etap, klarowanie oczyszczonej wody (cząstki osadu oddzielają się od wody i opadają na dno, a oczyszczona woda pozostaje w górnej części komory), zachodzi w ostatniej komorze. Jest w niej zainstalowany podnośnik powietrzny, który zbiera z dna osad i przenosi go do komory pierwszej, oczyszczanej raz w roku. Wyklarowana woda pościekowa jest gotowa do rozprowadzenia w sieci domów. Złoże biologiczne ma dużą odporność, jeżeli chodzi o nierównomierności w dopływie ścieków oraz zmienne temperatury zewnętrzne. Charakteryzuje się wysoką redukcją zanieczyszczeń, sięgającą nawet 95%. Schemat budowy biologicznej oczyszczalni ścieków przedstawiono na rys. 11.1.

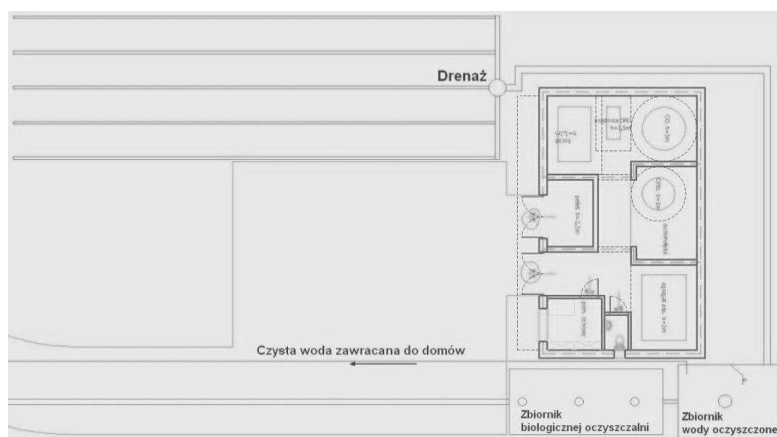
Woda pościekowa jest zawracana i wykorzystywana do podlewania ogrodów, mycia samochodów oraz do celów socjalno-bytowych, takich jak splukiwanie wody w toalecie. Schemat instalacji rozprowadzającej oczyszczoną wodę przedstawiono na rys. 11.2.

Drugim etapem racjonalnego gospodarowania wodą jest rekuperacja wody deszczowej. Jest ona doprowadzana do zbiornika jedynie z powierzchni zadaszonych. Wykorzystano zbiornik o pojemności 20 000 l, do którego oprócz wody deszczowej doprowadzana będzie również woda z oczyszczalni ścieków. W przypadku zbyt małej ilości wody zbiornik będzie uzupełniany wodą wodociagową, natomiast zbyt duża jej ilość zostanie rozprowadzona za pomocą drenażu rozsączającego. Jest to układ rur, połączonych ze sobą, które mają za zadanie równomierne rozprowadzenie nadmiernej ilości wody zgromadzonej w zbiorniku. Najczęściej stosowane są rury PCV, z otworami w formie nacięć bądź nawiercanych otworów. Wykopy pod drenaż wykonuje się na głębokość około 150 cm nad maksymalnym rocznym poziomem wód gruntowych. Górna część rury drenażowej została zabezpieczona geowłókniną, zaś warstwa filtracyjna pod drenażem jest wykonana ze żwiru o uziarnieniu 16–32 mm. Obszar, na którym ułożony jest drenaż porasta trawa. W opisanym osiedlu wykorzystano 5 nitek drenażowych o łącznej długości 80 m. Schematy przedstawiające cały system zagospodarowania wody w osiedlu przedstawiono na rys. 11.3 i 11.4.



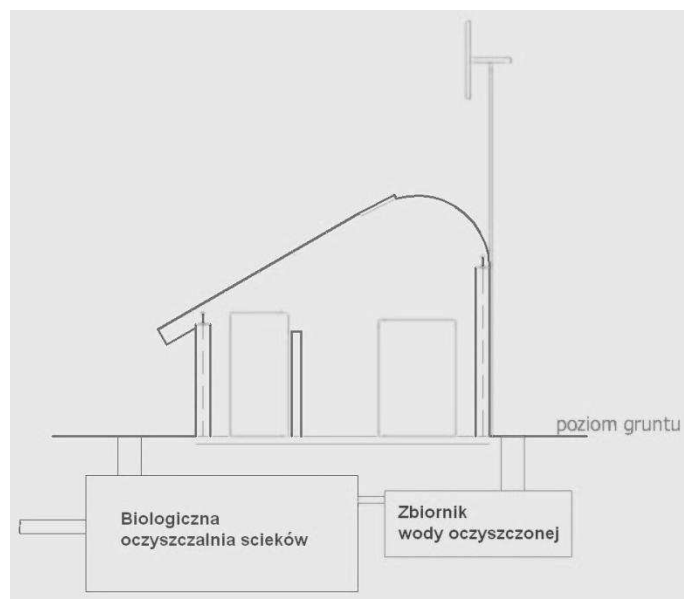
Rys. 11.2. Schemat instalacji do rozprowadzania wody oczyszczonej

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 11.3. Schemat systemu zagospodarowania wody

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 11.4. Przekrój pomieszczenia gospodarczego, pod którym znajduje się system do zagospodarowania wody
 Źródło: opracowanie własne.

W opisywanym osiedlu wykorzystano zbiornik do biologicznego oczyszczania ścieków o pojemności 16 000 l, o objętości złoża 3,5 m³ oraz przepustowości dobowej 4,8 m³.

Woda z powierzchni utwardzonych jest wykorzystywana do podlewania tzw. ogrodów deszczowych. Dobierając rośliny do ogrodu deszczowego wzięto pod uwagę rośliny wilgociolubne, czyli takie, które preferują wilgotną glebę, ale tolerują również suche podłoże oraz charakteryzujące się średnim zapotrzebowaniem na wodę, czyli takie, które dobrze tolerują zarówno wilgoć, jak i jej brak.

LITERATURA

- [1] Brzostowski N., Hawryłyszyn M., Karbowski D., Paniczko S., *Przydomowe oczyszczalnie ścieków*, Białystok 2008.
- [2] <http://www.ekopol.pl> (dostęp 13.01.2012).

12. Informatyczny system zarządzania budynkiem

12.1. Rola informatyki w budownictwie energooszczędnym

Termin „budynki inteligentne” (ang. *smart building*) jest znany od ponad dwudziestu lat i wciąż podlega ewaluacji. W latach osiemdziesiątych oznaczał budynki pasywne. Dziesięć lat później był to budynek wyposażony dodatkowo w jednostkę centralną, zarządzającą jego infrastrukturą. Dziś „inteligentnym” budynkiem nazywa się budowlę spełniającą wszystkie wcześniejsze wymogi, dodatkowo wyposażoną w połączenie sieciowe urządzeń domowych, zaawansowane zarządzanie zużywaną energią oraz posiadające zaimplementowane odnawialne źródła energii [13].

Koncepcja takiego budynku łączy możliwość istnienia pojedynczych autonomicznych budowli oraz ich wzajemnej komunikacji. Powstałe w ten sposób sieci budynków „inteligentnych” dokonują pomiędzy sobą wymiany informacji oraz ewentualnych nadwyżek energii, kreując tzw. mikro sieci (ang. *microgrids*).

Jako podstawowe elementy budynku „inteligentnego” wymienić należy [13]:

- sensory monitorujące wybrane parametry i przesyłające dane do urządzeń uruchamiających;
- urządzenia uruchamiające, inicjujące takie czynności, jak otwieranie czy zamykanie okien oraz sterowanie odbiorami;
- kontrolery analizujące dane pochodzące z sensorów oraz zarządzające odbiorami na podstawie zasad zdefiniowanych przez użytkownika;
- jednostkę centralną nadzorującą pracę pozostałych elementów systemu;
- interfejs człowiek-komputer;
- sieć zapewniającą komunikację pomiędzy wszystkimi elementami systemu;
- „inteligentne” liczniki (ang. *smart meters*), odpowiedzialne za dwukierunkową komunikację w czasie rzeczywistym pomiędzy budynkiem a operatorem.

Energooszczędność budynku jest uzyskiwana dzięki odpowiedniemu doborowi materiałów budowlanych oraz rozwiązaniom architektonicznym. Jednakże bez informatycz-

nego systemu zarządzania integracja z siecią i innymi budynkami nie jest w pełni możliwa. Ponadto instalowanie w budynkach energooszczędnych odnawialnych źródeł energii (OZE) zmienia rolę takiego budynku z biernego konsumenta dostarczanej energii elektrycznej na aktywnego prosumenta. Łącząc informacje otrzymywane z sieci elektroenergetycznej oraz indywidualne preferencje mieszkańców budynku, informatyczny system zarządzania może podejmować decyzje o tym, kiedy korzystać z energii pochodzącej z OZE, a kiedy z sieci, sterować sprzedażą nadwyżek wyprodukowanej energii czy zarządzać magazynowaniem tej energii, jeżeli w budynku zainstalowane będzie urządzenie magazynujące.

Istotną rolę informatycznych systemów zarządzania w rozwoju budownictwa energooszczędnego (tzw. „zielonych budynków”) podkreślają autorzy licznych publikowanych dokumentów Komisji Europejskiej oraz innych organizacji. Wymienić wśród nich należy chociażby raport z 2009 r. „ICT for a Low Carbon Economy. Smart Buildings”, opracowany przez Komisję Europejską, rekomendacje Komisji Wspólnot Europejskich „Commission Recommendation of 9.10.2009 on mobilising Information and Communications Technologies to facilitate the transition to an energy-efficient, low-carbon economy” czy raport Komisji Europejskiej „Impacts of Information and Communication Technologies of Energy Efficiency” z roku 2008.

Kluczowa rola informatyki w rozwoju budownictwa energooszczędnego jest podkreślana w następujący sposób:

Jest oczywistym, iż upowszechnienie się „zielonych budynków” jest możliwe jedynie za pomocą ICT (ang. *Information and Communication Technologies*) [16].

Sektor ICT może dostarczyć metod symulacji, modelowania, analizy, monitorowania oraz wizualizacji niezbędnych dla usprawniania metod budowania oraz zarządzania budynkami w sposób wpływający na popyt na energię elektryczną. [...] Inteligentne liczniki oraz sieci inteligentne to istotne czynniki w maksymalizowaniu oszczędności energii w budynkach, upowszechnianiu pojazdów elektrycznych, efektywnym dostarczaniu energii oraz integracji odnawialnych źródeł energii [18].

ICT to „finalny element” na drodze do efektywnego systemu, jakim jest budynek energooszczędny. Rozszerzone możliwości monitoringu, zdolności sieciowe, które zapewnia ICT łączą uwarunkowania architektoniczne oraz środowiskowe infrastruktury budynku w zakresie instalacji HVAC (ang. *Heating, Ventilation, Air Conditioning*) oświetlenia, systemów bezpieczeństwa oraz dużych odbiorów. W tym sensie ICT przyczynia się do uczynienia budynku „inteligentnym” [17].

ICT nie tylko poprawi wydajność energetyczną oraz pomoże walczyć ze zmianami klimatu, [...] rozszerzając się na wszystkie gałęzie przemysłu i biznesu, upatruje się w nim silnego wpływu na energooszczędność budynków jutra (zarówno tych nowych, jak i odremontowanych) [16].

Uzasadniając cytowane twierdzenia uwypuklając rolę informatycznych systemów zarządzania w budownictwie energooszczędnym, wymienia się fakt, iż 40% końcowego zużycia energii w krajach Unii Europejskiej przypada na budynki [16]. Materiały budowlane, instalacje oświetlenia, ogrzewania, wentylacji czy klimatyzacji są opracowywane indywidualnie przez odrębne przedsiębiorstwa. Brakuje zintegrowanego podejścia do projektowania budynku, które mogłoby przełożyć się na większe oszczędności energii w porównaniu do projektowania każdego elementu budynku oddzielnie. W sektorze ICT upatruje się swobodnego łącznika, który za pomocą narzędzi służących do symulacji, modelowania, analizy, monitoringu oraz wizualizacji doprowadziłby do zintegrowania tych rozproszonych elementów. Szacuje się [16], że wprowadzenie rozwiązań wykorzystujących ICT może przyczynić się w następnych latach do zmniejszenia zużycia energii rzędu 15%.

Wymienia się pięć aspektów wpływu ICT na zwiększanie energooszczędności budynków [17]. Są to: spójność, elastyczność, przejrzystość, upowszechnienie „inteligentnych” technologii oraz miniaturyzacja.

W kwestii spójności, ICT występuje w roli łącznika pojedynczych elementów infrastruktury budynku, umożliwia też automatyczne reagowanie na zmienne warunki. Przekłada się to na lepsze wykorzystanie energii oraz jej ukierunkowanie zgodnie ze specyfiką popytu na energię elektryczną mieszkańców budynku.

Elastyczność jest rozumiana jako zdolność ICT do wyposażania oraz modyfikacji indywidualnych odbiorów w istniejącej infrastrukturze budynku. Umożliwia m.in. instalowanie odbiorów energooszczędnych oraz lepsze zarządzanie istniejącymi.

Dwustronna komunikacja, możliwa dzięki inteligentnemu opomiarowaniu, zapewnia transfer użytecznych danych pomiędzy administratorem systemu a mieszkańcami budynku. Informacje te mogą następnie służyć do wyliczania istniejącego potencjału dalszych oszczędności energii lub modyfikacji parametrów istniejących transakcji pomiędzy obiema stronami. Jest to również pomost do implementacji programów zarządzania stroną popytową (ang. *Demand Response* – DR). Reakcja strony popytowej została zdefiniowana w różnorodnych opracowaniach [1, 2, 3, 4, 5, 6, 14]. Pomimo różnic pojawiających się między tymi definicjami, wyróżnić można pewne stałe fragmenty, na podstawie których DR będzie oznaczać dobrowolne działanie odbiorcy (we współpracy z operatorem),

mające na celu zmniejszenie ilości zużywanej energii na skutek bodźców przybierających różnorodną formę. Stosowanie zachęt lub kar ma na celu zmianę zachowania odbiorcy z pasywnej na aktywną, gdy staje się bardziej świadomym konsumentem zużywanej energii.

Wśród zalet programów DR wymienia się [15]: poprawę niezawodności i bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego, lepsze zarządzanie zdolnościami przesyłowymi oraz ryzykiem cenowym i ilościowym na rynku energii, redukcję kosztów pozyskiwania źródeł szczytowych oraz korzyści finansowe i poprawę świadomości jako benefity po stronie odbiorców.

Rozwój programów DR, rosnące zainteresowanie kolejnych państw ich wprowadzaniem czyni tematykę reakcji strony popytowej przedmiotem badań, mających na celu zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną. Zintegrowanie dotychczas funkcjonujących programów reakcji strony popytowej z nową technologią, jaką stanowią sieci inteligentne, mogłoby zaowocować znacznymi oszczędnościami zużywanej energii, co byłoby pożądane ze względów ekologicznych, gospodarczych i społecznych, przyczyniając się do budowy społeczeństwa świadomie i aktywnie kierującego swoim popytem na energię elektryczną.

Upowszechnienie technologii „inteligentnych” za pomocą sektora ICT jest rozumiane jako wprowadzenie nowych rozwiązań, wbudowanych w infrastrukturę budynku, łatwo dostępnych, niewymagających wysiłku podczas obsługi, autonomicznych oraz dostosowujących się do potrzeb użytkownika.

Z przeprowadzonych badań dotyczących postrzegania sieci inteligentnych przez odbiorców [12] wynika, że tylko niewielka liczba badanych chciałaby każdego dnia koordynować pracę urządzeń domowych w odpowiedzi na otrzymywane sygnały cenowe. Powoduje to konieczność implementacji rozwiązań, które umożliwiłyby odbiorcy intuicyjną obsługę wszystkich urządzeń z poziomu jednego panelu o przejrzystym interfejsie użytkownika. Wprowadzenie udogodnień w postaci „inteligentnych” urządzeń domowych, umożliwiających dwustronną komunikację na linii odbiorca–operator oraz łatwych w obsłudze paneli sterowania domową siecią zwiększy zainteresowanie technologią sieci inteligentnych wśród odbiorców końcowych oraz chęć modyfikowania własnych wzorców zużycia energii.

Ostatni aspekt – miniaturyzacja – odwołuje się do konstruowania komponentów ICT w skali mikro oraz dołączaniu ich do odbiorów. Postęp w rozwoju protokołów i technologii komunikacyjnych, który zaowocował dostępem do taniej i szybkiej komunikacji oraz

dalszy rozwój niedrogich łączy szerokopasmowych (ang. *broadband*) przyczynia się do wyposażania coraz większej liczby odbiorów w moduły służące do komunikacji i zdalnego sterowania. Powstanie programów do zdalnego zarządzania wybranymi odbiorami użytkownika było możliwe dzięki komunikacji odbywającej się w czasie rzeczywistym i może być zaimplementowane dla wszystkich urządzeń, które sterowane zdalnie nie będą powodowały uczucia dyskomfortu dla odbiorcy. Wymienia się wśród nich zmywarki, pralki, systemy HVAC czy ładowanie akumulatorów pojazdów elektrycznych. W sumie szacuje się [2], że około 33% wszystkich odbiorów może być – przynajmniej w pewnym stopniu – sterowane zdalnie za pomocą DR bez znacznego wpływu na odbiorców.

Zadania stawiane przed sektorem ICT we wspomaganiu budownictwa energooszczędnego wymagają podejmowania badań i opracowywania nowych rozwiązań z zakresu:

- „inteligentnych” odbiorów zdolnych do interakcji ze sobą i z otoczeniem zewnętrznym;
- komunikacji „inteligentnych” odbiorów ze sobą oraz z siecią, opartych na protokołach, które są ustandaryzowane i otwarte;
- „inteligentnych” systemów BMS (ang. *Building Management Systems*) oraz ECMS (ang. *Energy Control Management Systems*) do zarządzania budynkiem, zapewniających procesy optymalizacji zużywanej energii, komunikujących się z zainstalowanymi „inteligentnymi” odbiorami, monitorujących otoczenie oraz zdolnych do nauki;
- wielomodalnych interaktywnych interfejsów, ułatwiających użytkownikowi łatwe, wygodne i intuicyjne zarządzanie budynkiem.

Nowe wprowadzane rozwiązania, wykorzystujące technologie ICT, powinny spełniać określone kryteria. Po pierwsze, dla każdego rozwiązania należy przeprowadzić analizy wykazujące rzeczywiste oszczędności, płynące z jego wprowadzenia w odniesieniu do wariantów konwencjonalnych. Ponadto nowe rozwiązania powinny mieć zdolność „replikacji”, rozumianą jako możliwość do implementacji danego elementu w innych budynkach, krajach czy obszarach zróżnicowanych klimatycznie. Każde nowo powstałe rozwiązanie powinno integrować się z już istniejącymi, zainstalowanymi w budynku elementami. Najważniejszą właściwością jest nastawienie na użytkownika poprzez wypracowywanie algorytmów i interfejsów, możliwie jak najbardziej ułatwiających obsługę. Jako ostatnie kryterium wymienić należy opłacalność ekonomiczną implementacji opracowanego rozwiązania.

Implementacja nowych rozwiązań ICT w budynkach energooszczędnych wymaga opracowania rozwiązań z zakresu zidentyfikowanych obszarów problemowych [16], takich jak:

- niedostatecznie wydajny proces decyzyjny po stronie użytkownika i systemu zarządzania budynkiem, w istniejących rozwiązaniach niedopasowujący istniejącego w budynku popytu na energię elektryczną poszczególnych odbiorów do dostarczanej energii;
- brak ujednoczonej wizji budynku energooszczędnego oraz nadmiar różnorodnych standardów przyczyną tego, że nie wszystkie wprowadzane rozwiązania prowadzą do zwiększenia energooszczędności budynku;
- konieczna zmiana postaw odbiorców, przejawiająca się wzrostem świadomości obejmującej zużywanie energii i metody jej oszczędzania;
- potrzebne opracowanie metod zarządzania źródłami energii zainstalowanymi w budynkach i optymalizowania tego procesu.

Wymienia się ponadto liczne bariery utrudniające implementację nowych rozwiązań z zakresu informatycznych systemów zarządzania w budynkach energooszczędnych [19]. Po pierwsze, brak wystarczających zachęt dla architektów, budowniczych, deweloperów oraz właścicieli budynków do inwestowania w „inteligentne” technologie. Nie opracowano dotąd modeli biznesowych, wspomagających i promujących inwestowanie w energooszczędność. Dodatkowe utrudnienie stanowi długi okres adaptacji nowych technologii w sektorze budowlanym, wynoszący 20–25 lat dla budynków rezydualnych. Trudności tkwią także w indywidualnym podejściu do projektowania nowych budynków. Różniące się między sobą projekty utrudniają implementację standardowych rozwiązań, natomiast standaryzacja prowadzi do obniżania kosztów implementacji. Jako ostatnią barierę wymienia się brak zachęt dla spółek energetycznych, mających motywować odbiorców końcowych do zmiany postawy z biernej na aktywną i podjęcia się wytwarzania energii we własnym zakresie, np. z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii.

12.2. Zakres projektowanego systemu

Projektowany pod kątem projektu „Dom 2020” informatyczny system zarządzania (SIZ) prezentowanym budynkiem stanowi swoisty łącznik, umożliwiający kompleksowe zarządzanie instalacjami oraz odbiorami z poziomu jednego intuicyjnego panelu dotykowego, zainstalowanego w budynku.

W projektowaniu systemów informatycznych wyróżnia się dwa typy wymagań – funkcjonalne i niefunkcjonalne. Pierwszy to zbiór funkcji, jakie powinien spełniać two-

rzony system. Funkcjonalności te są w większości określane na podstawie analizy potrzeb użytkownika końcowego, jednak pewna ich część wynika z zasad użytkowania systemu oraz bezpieczeństwa przechowywanych w nim danych. Drugi typ wymagań, inaczej zwanych sprzętowymi, definiują parametry sprzętu, na którym system będzie zainstalowany.

Do głównych wymagań funkcjonalnych projektowanego SIZ, odnoszących się do potrzeb użytkownika końcowego – mieszkańca budynku – należą:

- zarządzanie wybranymi funkcjami znajdujących się w budynku instalacji (reku- perator, zbiornik na deszczówkę, sterowanie chłodzeniem ogniw fotowoltaicznych za pomocą obiegu glikolu, zbiornik CWU, rolety, kominek);

- zarządzanie odbiorami uznanymi za odpowiednie do zdalnego zarządzania bez poczucia dyskomfortu;

- optymalizacja poziomu zużycia energii elektrycznej. Proces ten rozpoczyna się od zbierania danych dotyczących krzywej zapotrzebowania na energię mieszkańców budyn- ku. Na podstawie zgromadzonego materiału SIZ ustala średnie poziomy zużycia w dni powszednie, świąteczne oraz z uwzględnieniem pory roku. Porównanie otrzymanych krzywych z mocą otrzymywaną z zainstalowanych w budynku OZE pozwoli na wykrycie okresów szczytowego zapotrzebowania, które wymagają dodatkowego poboru energii elektrycznej z sieci. Sterowanie częścią odbiorów pozwoli na „złagodzenie” krzywej obcią- żeń tak, aby zminimalizować pobór energii z sieci. Podczas zbierania danych, przed wyznaczeniem krzywych średniego zapotrzebowania, możliwe jest ograniczanie zużycia energii elektrycznej za pomocą sterowania odbiorami oraz informowania mieszkańców o okresach, w których cena energii jest wysoka oraz niska;

- komunikacja z „inteligentnym” licznikiem zainstalowanym w budynku;

- monitorowanie podstawowych parametrów (temperatura i wilgotność powietrza, poziom tlenu i dwutlenku węgla);

- wykrywanie stanów awaryjnych;

- obsługa procesu ładowania pojazdu elektrycznego;

- zarządzanie monitoringiem otoczenia za pomocą kamer;

- łączenie się z SIZ za pomocą Internetu i połączenia szyfrowanego SSL, umożli- wiające zarządzanie budynkiem z dowolnego miejsca;

- „tryb wakacyjny”, obejmujący sterowanie wybranymi instalacjami oraz oświetle- niem pod nieobecność mieszkańców. Możliwość łączenia się z SIZ za pomocą Internetu gwarantuje monitoring (czujniki i kamery) budynku.

Wśród wymagań wynikających z zasad użytkowania systemu oraz bezpieczeństwa przechowywanych w nim danych wymienić można m.in.: inicjalizację (pierwsze uruchomienie) systemu, procedury logowania, obejmujące weryfikację haseł czy obsługę kont użytkowników.

W kolejnych podrozdziałach opisane zostaną funkcje realizowane przez system w ramach wymagań funkcjonalnych. Dla logicznego uporządkowania procesów wymagania te zebrano w zbiory: inicjalizacja systemu, obsługa kont użytkownika, zarządzanie odbiorami, zarządzanie instalacjami, obsługa pojazdu elektrycznego oraz optymalizacja zużycia energii elektrycznej.

W końcowej części rozdziału zostaną zaprezentowane wymagania нефункционалне dla projektowanego systemu.

12.3. Wymagania funkcjonalne

Wymagania funkcjonalne, oprócz szczegółowego opisu, zilustrowane zostały za pomocą diagramów przypadków użycia oraz diagramów czynności wykonanych w notacji UML. Diagramy przypadków użycia [15] są stosowane do definiowania funkcjonalności analizowanego i projektowanego systemu oraz sposobów interakcji użytkownik–system. Innymi słowy, jest to graficzna prezentacja, obejmująca przypadki użycia, aktorów oraz relacje występujące pomiędzy nimi. Pod pojęciem aktora należy rozumieć zestaw ról odgrywanych przez użytkowników końcowych projektowanego systemu w czasie danego użycia. Jednakże aktorem może być nie tylko człowiek – użytkownik systemu, lecz także odbiór lub czas, np. określony dzień miesiąca. Diagram czynności [15] koncentruje się na dynamicznym aspekcie systemu, ilustrując sekwencję czynności i akcji oraz przepływy sterowania i danych realizowanych w procesach systemowych. Przepływy mogą mieć charakter sekwencyjny lub współbieżny. Diagramy czynności prezentują scenariusze przypadków użycia za pomocą sekwencji warunków-pętli, które mogą prowadzić do wykonania różnych zestawów akcji w zależności od otrzymanych danych wejściowych. Połączenie tych dwóch rodzajów diagramów umożliwi dokładne zrozumienie projektowanych procesów.

Należy równocześnie pamiętać, że czytelność prezentowanych diagramów wymusza pominięcie części mniej istotnych funkcji, które zostały jednak ujęte w opisie, np. większość wykonywanych czynności może być w każdej chwili anulowana przez użytkownika. Umieszczenie pytania „Czy anulowano?” po każdej akcji w diagramie czynności znacznie

zmniejszyłoby jego czytelność. Fragmenty procesów zostały dodatkowo opatrzone projektem interfejsu graficznego¹.

Z uwagi na objętość niniejszego opracowania, zostały w nim zamieszczone jedynie wybrane diagramy oraz interfejsy graficzne.

12.3.1. Inicjalizacja systemu

Pierwsze uruchomienie

Inicjalizacja systemu oznacza sparametryzowanie umożliwiające jak najlepsze dopasowanie jego funkcjonalności do charakterystyki budynku, w którym został zainstalowany. Proces ten odbywa się poprzez wprowadzenie żądanych danych przez użytkownika. Dane te dotyczą podstawowych parametrów budynku, liczby mieszkańców, czujników i kamer oraz odbiorów, których praca będzie przez system koordynowana.

W celu ułatwienia procesu inicjalizacji systemu stworzono możliwość wgrania parametrów budynku z zewnętrznego nośnika pamięci. Nośnik taki mógłby zostać nagrany przez biuro architektoniczne zajmujące się projektem budynku. W przypadku braku takiego nośnika użytkownik wprowadza dane ręcznie.

Inicjalizacja systemu odbywa się jednorazowo na początku jego użytkowania. Jeżeli wystąpi konieczność modyfikacji wprowadzonych danych, np. w przypadku zwiększenia liczby mieszkańców, możliwe jest wprowadzenie zmian w ustawieniach systemowych.

Oprócz informacji o budynku oraz liczbie mieszkańców na etapie inicjalizacji nadawane jest także nowe hasło zabezpieczające. Domyślnie do systemu wprowadzone jest hasło jednorazowe, które w trakcie pierwszego uruchomienia użytkownik zmienia na wybrane przez siebie. Hasło to jest wykorzystywane do autoryzacji wykonywania wybranych operacji, przy uruchamianiu systemu oraz logowaniu na konto użytkownika-administratora.

Ostatnim elementem procesu inicjalizacji jest zdefiniowanie kont użytkowników mających dostęp do systemu przez Internet. Dostęp ten umożliwia zarządzanie wybranymi aspektami systemowymi po zalogowaniu się na stronę internetową. Dozwolone jest założenie trzech takich kont użytkowników. Możliwe jest także podanie jednego numeru

telefonu komórkowego, na który będą wysyłane powiadomienia SMS. W przypadku, gdy dane te nie zostały wprowadzone w trakcie inicjalizacji lub konieczności ich modyfikacji, możliwe jest ich uzupełnienie oraz korekta poprzez menu ustawień systemowych.

Inicjalizacja systemu – odbiory

Pod pojęciem „inteligentnych” odbiorów należy rozumieć urządzenia gospodarstwa domowego, wyposażone w modemy do komunikacji bezprzewodowej. Urządzenia te mają zdolność do współpracy z SIZ – system może sterować ich pracą. Choć odbiory „inteligentne” nie są dziś bardzo rozpowszechnione, traktuje się je jako technologię niezbyt odległej przyszłości, dlatego należy przewidzieć ich udział w projektowaniu informatycznego systemu zarządzania budynkiem inteligentnym.

W niniejszym opracowaniu za odbiory „inteligentne” uznano: pralkę, zmywarkę, ładowarkę pojazdu elektrycznego, suszarkę do ubrań oraz cykl rozmrażania lodówki. Inicjalizacja takich urządzeń wymaga od użytkownika ich podłączenia tak, aby system mógł nawiązać z nimi łączność. W razie problemów z nawiązaniem połączenia, system podejmuje kolejno trzy próby. Jeżeli wszystkie zakończą się niepowodzeniem, wyświetlany jest komunikat informujący o zaistniałym błędzie. Po nawiązaniu komunikacji następuje dodanie odbioru do bazy danych w systemie oraz pobranie parametrów odbioru. Przykładowo, jeżeli dodawanym odbiorem byłaby zmywarka, pobrane dane dotyczyłyby parametrów zaimplementowanych w urządzeniu programów zmywania: ilości zużywanej energii elektrycznej, czasu trwania, nazwy programu itp. Informacje te znajdują zastosowanie w projektowaniu harmonogramów oraz w procesie optymalizacji zużycia energii elektrycznej.

Po dodaniu jednego odbioru system rozpoczyna wprowadzanie kolejnych. Proces ten trwa, dopóki nie zostaną wprowadzone dane wszystkich odbiorów, z którymi nawiązano połączenie. Na końcu procesu zostanie wyświetlona lista odbiorów, które dodano pomyślnie. Jeżeli z jakiegokolwiek powodu inicjalizacja odbioru rozpoczęła się, ale nie zakończyła sukcesem, informacja ta również zostanie wyświetlona w końcowym komunikacie.

Odbiory tradycyjne nie są wyposażone w moduł komunikacji z systemem, zatem nie może on sterować ich pracą. Pełnią one istotną rolę w planowaniu zapotrzebowania na energię elektryczną dla gospodarstwa domowego oraz w procesie jego optymalizacji, dlatego również dane o parametrach tych odbiorów powinny zostać ujęte w systemie. Użytkownik samodzielnie wprowadza informacje w procesie ich inicjalizacji, a w okresie eksploatacji systemu – informacje o ich używaniu. Zakres wprowadzanych informacji jest taki sam, jak w przypadku odbiorów „inteligentnych”.

12.4. Obsługa kont użytkownika

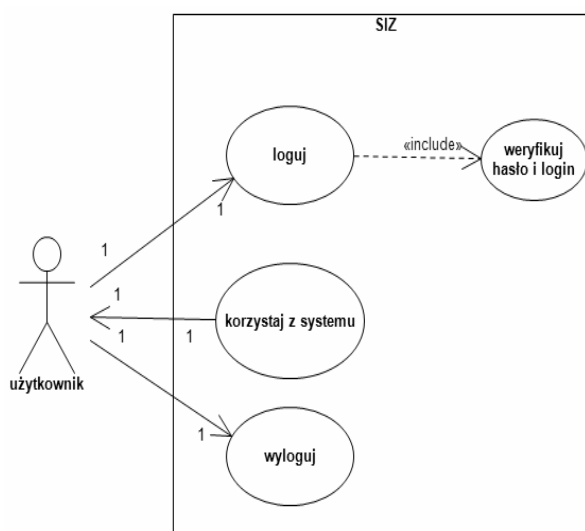
System domyślnie ma wbudowane konto administratora, do którego jest przypisane hasło nadawane w procesie inicjalizacji. Jak wspomiano, przedstawiając założenia projektowanego systemu, przewidywane są dodatkowo konta umożliwiające zarządzanie i monitoring wybranych funkcji przez Internet za pomocą połączenia szyfrowanego. Zakładanie dodatkowych kont zostało opisane w procesie inicjalizacji systemu. Przewidziana jest możliwość edycji oraz założenia nowych kont w menu systemowym.

12.4.1. Logowanie do systemu przez Internet

Procedura logowania do systemu polega na weryfikacji hasła oraz loginu. Po nieudanych trzech próbach zalogowania konto zostaje zablokowane. Jeżeli weryfikacja przebiegnie pomyślnie, użytkownik otrzymuje dostęp do funkcji systemu w zakresie:

- monitorowania komunikatów wysyłanych przez czujniki;
- podglądu materiału z zainstalowanych kamer;
- przeglądania raportów;
- planowania oraz śledzenia wykonywania harmonogramu;
- zarządzania odbiorami;
- monitorowania stanu naładowania baterii pojazdu elektrycznego (jeżeli jest podłączony do stacji ładującej);
- zarządzania wybranymi instalacjami;
- dokonywania zmian w ustawieniach systemu.

Wszystkie polecenia wprowadzone do systemu przez użytkownika korzystającego z dodatkowego konta mają



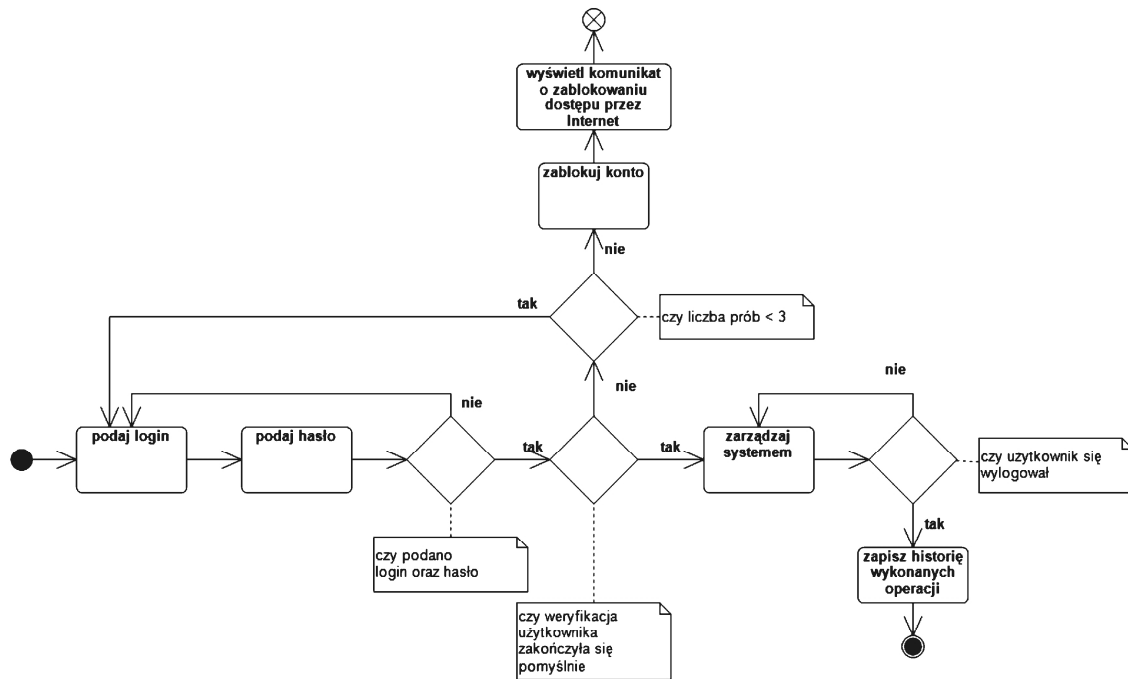
Rys. 12.1. Diagram przypadków użycia – logowanie do systemu przez Internet

Źródło: opracowanie własne.

niższy priorytet niż te pochodzące z domowego konta administratora. W ten sposób praca systemu będzie mniej podatna na błędy wynikające z równoległe podanych komend od różnych użytkowników. W przypadku, gdy użytkownik konta dodatkowego próbuje skorzystać z zasobu zajętego w tym samym czasie przez użytkownika pracującego na koncie administratora, otrzymuje on dostęp w formie „tylko do odczytu” bez możliwości edycji.

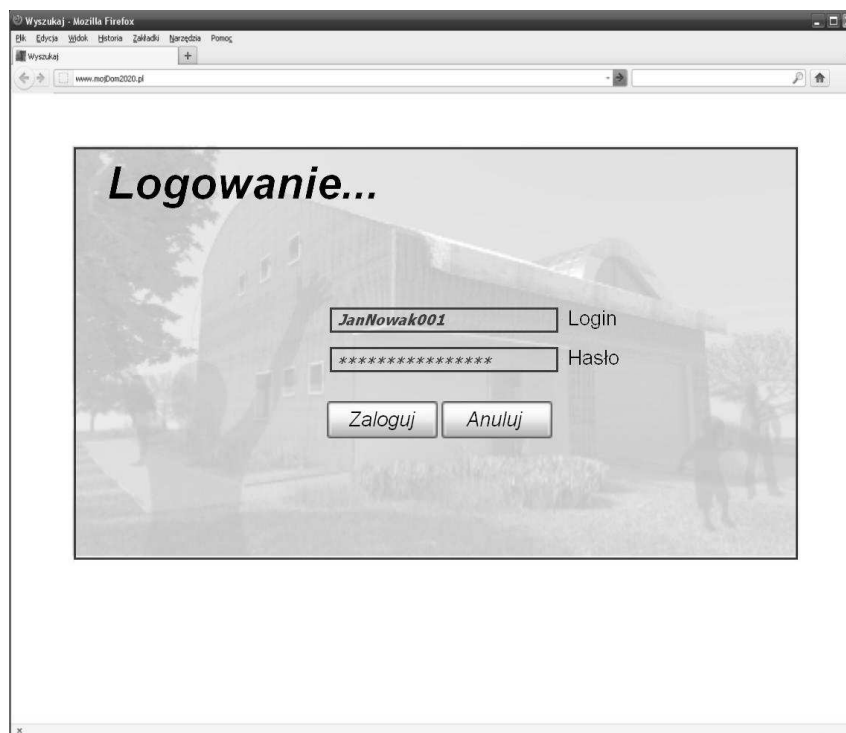
Jeżeli dwóch użytkowników zaloguje się do systemu przez Internet, wówczas mają te same uprawnienia i jako ostateczne zmiany zostaną zapisane te dokonane jako ostatnie. W przypadku, gdy dwie osoby próbują uzyskać dostęp do tego samego zasobu, użytkownik, który zgłosił zapotrzebowanie później, otrzymuje dostęp „tylko do odczytu”.

Proces logowania został przedstawiony na rys. 12.1 i 12.2, natomiast na rys. 12.3 – interfejs graficzny.



Rys. 12.2. Diagram czynności – logowanie do systemu przez Internet

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 12.3. Interfejs graficzny – logowanie do systemu przez Internet

Źródło: opracowanie własne.

12.4.2. Odblokowanie konta użytkownika

Odblokowanie konta może się odbyć jedynie z konta administratora. Użytkownik podaje hasło administratora, a następnie login i hasło do zablokowanego konta. System wymusza kompletne podanie tych danych. Jeżeli weryfikacja hasła administratora oraz loginu użytkownika została zakończona pomyślnie, użytkownik podaje nowe hasło do zablokowanego konta, a następnie potwierdza je w sposób analogiczny jak przy jego zakładaniu. Po zmianie hasła system odblokowuje konto, informując o tym za pomocą wyświetlonego komunikatu.

12.5. Zarządzanie odbiorami

12.5.1. Uruchamianie odbiorów – sprzęt „inteligentny”

Uruchamianie odbiorów może następować w trakcie realizacji wyznaczonego harmonogramu bądź poza nim. Użytkownik, korzystając z odbiorów typu: pralka, zmywarka, suszarka do ubrań czy cykl rozmrażania lodówki za pośrednictwem projektowanego SIZ umożliwia gromadzenie danych wykorzystywanych w procesie optymalizacji zużycia energii elektrycznej oraz harmonogramowania wybranych uruchomień tak, aby pokrycie zapotrzebowania na energię, z tą wyprodukowaną z OZE zainstalowanych w budynku, było jak najdokładniejsze i minimalizowało konieczność pobierania energii z sieci energetycznej.

W przypadku odbiorów „inteligentnych” istnieje możliwość komunikacji, co minimalizuje udział użytkownika w procesie ich uruchamiania. Po włożeniu ubrań do pralki czy suszarki lub naczyń do zmywarki oraz wskazaniu parametrów uruchomienia odbioru (np. prana będzie odzież bawełniana w temperaturze 40°C), system dokona uruchomienia o określonej godzinie.

Proces rozpoczyna się od próby nawiązania połączenia pomiędzy SIZ a wybranym odbiorem. Po trzech nieudanych próbach wyświetlony zostanie komunikat o braku połączenia. W przypadku pomyślnego nawiązania komunikacji SIZ sprawdzi, czy odbiór nie jest aktualnie zajęty. Jeżeli odbiór aktualnie pracuje, użytkownik zostanie poinformowany o tym fakcie kolejnym komunikatem. Jeżeli odbiór jest dostępny, SIZ przesyła parametry i następuje uruchomienie.

12.5.2. Uruchamianie odbiorów – sprzęt tradycyjny

Umieszczenie funkcji uruchamiania odbiorów tradycyjnych w SIZ jest uzasadnione pozyskiwaniem danych o obciążeniach w ciągu doby, wykorzystywanych do późniejszej optymalizacji zapotrzebowania na energię. Możliwe jest także projektowanie harmonogramu obejmującego zarówno odbiory tradycyjne, jak i „inteligentne”.

Uruchomienie odbioru tradycyjnego za pośrednictwem SIZ sprowadza się do wyświetlenia komunikatu o konieczności uruchomienia oraz jego akceptacji przez użytkownika w żądanym czasie. Proces odbywa się zatem w trzech etapach:

1. Wyświetlenie komunikatu o konieczności uruchomienia odbioru (wynikającej z harmonogramu).

2. Oczekiwanie systemu na potwierdzenie od użytkownika, iż odbiór został uruchomiony.

3. W przypadku potwierdzenia – kontynuowanie wykonywania harmonogramu, w przypadku jego braku – wyświetlenie komunikatu o przerwaniu wykonywania harmonogramu.

Jeżeli użytkownik uruchamia odbiór tradycyjny poza harmonogramem, może wprowadzić do SIZ informacje o parametrach tego uruchomienia (godzina rozpoczęcia, czas trwania, wybrany program itp.) za pomocą odpowiedniego przycisku w menu zarządzania odbiorami. W ten sposób jakość wykonywanej optymalizacji zużycia energii będzie wzrastała.

12.5.3. Budowa harmonogramu

Harmonogram obejmuje sterowanie pracą odbiorów monitorowanych przez system. Odbiory te cechują się stosunkowo dużym poborem mocy i dlatego odgrywają istotną rolę w procesie optymalizacji zużycia energii. Ponadto mają potencjał do zdalnego sterowania za pomocą systemu informatycznego. Oznacza to, że w większości przypadków pracę takich odbiorów można rozkładać w czasie, dokonując pewnych przesunięć, mających na celu zapewnienie energii elektrycznej pochodzącej z zainstalowanych OZE bez konieczności zakupu energii z sieci. Przesunięcia te nie powinny wywoływać poczucia dyskomfortu mieszkańców budynku.

Harmonogram może być w dowolnym momencie przerwany przez użytkownika, możliwe jest również uruchamianie wszystkich odbiorów bez konieczności budowy harmonogramu. Jest on jednak narzędziem zwiększającym komfort użytkowania odbiorów oraz umożliwiającym sterowanie ich pracą, także w sytuacji, gdy nikogo z mieszkańców nie ma w domu.

Proces budowy harmonogramu rozpoczyna się od wprowadzenia do SIZ przez użytkownika informacji o wszystkich odbiorach, jakie chciałby umieścić w harmonogramie wraz z parametrami ich uruchomienia. System weryfikuje i wymusza konieczność kompletności podawanych parametrów. Po zakończeniu tych czynności SIZ oblicza, ile energii zostanie zużyte na zrealizowanie harmonogramu i czy istnieje pokrycie w energii wytworzonej z zainstalowanych OZE. W przypadku wystąpienia deficytu system prosi użytkownika o zezwolenie na pobór energii z sieci. Jeżeli go nie otrzyma, wyświetla powiadomienie o przerwaniu budowy harmonogramu. W przeciwnym przypadku komu-

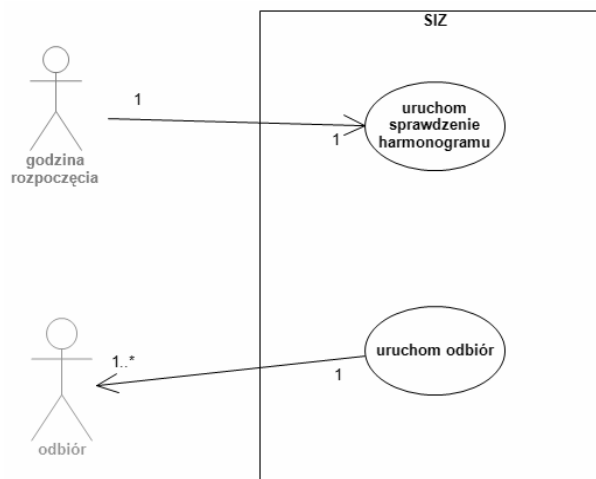
nikuje się z „inteligentnym” licznikiem, pobierając informacje o przewidywanych cenach energii i oblicza koszt wykonania harmonogramu.

Następnym etapem jest sprawdzanie przez system, czy proponowany harmonogram nie koliduje z innymi, wcześniej wprowadzonymi planami uruchomień oraz odnosi go do krzywych średniego dobowego zużycia energii, zbudowanych na podstawie danych historycznych. Korzystając z wszystkich opisanych wyżej danych, SIZ projektuje harmonogram i przedstawia go użytkownikowi, który może zaproponować modyfikacje. Powoduje to przeliczenie harmonogramu na nowo. Po zatwierdzeniu przez użytkownika harmonogram zostaje zapisany.

12.5.4. Wykonywanie harmonogramu

W wyznaczonym czasie rozpoczyna się wykonywanie harmonogramu – system weryfikuje możliwości. W tym celu obliczana jest ilość energii pochodzącej z OZE, a w przypadku jej niedoboru SIZ sprawdza, czy użytkownik wyraził zgodę na pobranie energii z sieci. Następnie weryfikowana jest dostępność odbiorów. Istnieje możliwość, że któreś z urządzeń ujętych w harmonogramie zostało uruchomione przez użytkownika i jest aktualnie zajęte, blokując poprawne wykonanie planu uruchomień. Jeżeli którykolwiek z przedstawionych elementów weryfikacji zakończy się niepomyślnie, wyświetlany jest komunikat o przerwaniu wykonywania harmonogramu.

Po pomyślnym zakończeniu sprawdzania warunków uruchomienia następuje próba włączenia pierwszego odbioru. W przypadku odbioru „inteligentnego” SIZ usiłuje nawiązać połączenie, a dla urzą-

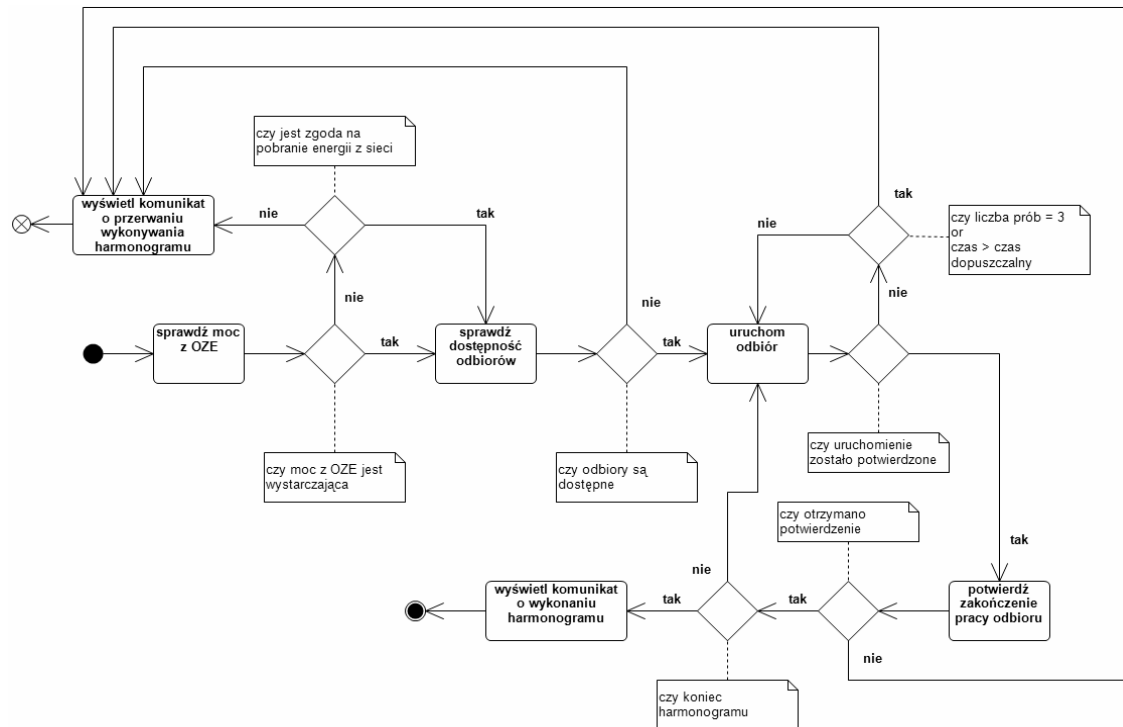


Rys. 12.4. Diagram przypadków użycia – wykonywanie harmonogramu

Źródło: opracowanie własne.

dzeń tradycyjnych wyświetlany jest komunikat na panelu systemowym, informujący użytkownika o konieczności uruchomienia odbioru. Po trzech nieudanych próbach nawiązania komunikacji lub po upływie czasu przewidzianego na potwierdzenie przez użytkownika włączenia odbioru, wyświetlane jest powiadomienie o przerwaniu wykonywania odbioru. Jeżeli czynności te zakończą się sukcesem, urządzenie zostaje uruchomione, a harmonogram jest realizowany. Po zakończeniu pracy pierwszego odbioru następuje próba włączenia kolejnych – według tej samej zasady. O pomyślnym zakończeniu wykonywania harmonogramu użytkownik jest powiadomiony stosownym komunikatem.

Proces wykonywania harmonogramu został zilustrowany za pomocą rys. 12.4 oraz 12.5. Na rys. 12.6 przedstawiono interfejs graficzny.



Rys. 12.5. Diagram czynności – wykonywanie harmonogramu



Rys. 12.6. Interfejs graficzny – wykonywanie harmonogramu

Źródło: opracowanie własne.

12.5.5. Dodawanie nowego odbioru do systemowej bazy danych – sprzęt „inteligentny”

W okresie eksploatacji budynku część zainstalowanych w nim odbiorów ulegnie uszkodzeniu i wymianie na nowe, możliwy jest również zakup nowych urządzeń. Z tego powodu konieczne jest zaimplementowanie funkcjonalności umożliwiającej wprowadzenie do systemowej bazy danych informacji o nowych urządzeniach. Proces przebiega analogicznie jak w przypadku wprowadzania danych o odbiorach podczas inicjalizacji systemu.

Użytkownik podłącza odbiór „inteligentny”, a następnie uruchamia w systemie funkcję dodawania nowych urządzeń. SIZ próbuje nawiązać komunikację z urządzeniem. Po trzech nieudanych próbach wyświetla komunikat o braku połączenia. Natomiast po nawiązaniu komunikacji pobiera niezbędne dane dotyczące nowego urządzenia, zapisuje je w bazie oraz wyświetla potwierdzenie pomyślnego zakończenia wykonywanej operacji.

12.5.6. Dodawanie nowego odbioru do systemowej bazy danych – sprzęt tradycyjny

Podobnie jak w przypadku dodawania urządzeń „inteligentnych” do bazy danych SIZ, wprowadzanie informacji o tradycyjnych sprzętach gospodarstwa domowego przebiega analogicznie do etapu inicjalizacji całego systemu, z tym, że jest uruchamiane w dowolnym momencie jego eksploatacji, na żądanie użytkownika.

Użytkownik wybiera odpowiedni przycisk z menu zarządzania odbiorami, a następnie wprowadza unikatową nazwę dodawanego odbioru oraz informacje o parametrach jego uruchomienia i pracy. System zapisuje podane dane, umieszczając odbiór na liście wszystkich urządzeń.

12.5.7. Usuwanie informacji o odbiorze z systemowej bazy danych

Zastępowanie starych urządzeń nowymi i umieszczanie informacji o nich w SIZ powoduje wydłużanie się listy odbiorów, co może negatywnie wpływać na czytelność i przejrzystość prezentowanych danych. Z tego powodu, w celu zwiększenia komfortu pracy użytkownika z systemem, zaimplementowana została funkcja usuwania informacji o odbiorze z systemowej bazy danych. W wyniku przeprowadzenia tej operacji dane urządzenie nie będzie figurowało na liście wszystkich odbiorów. Pewne historyczne dane zostaną jednak zachowane i wykorzystane w procesie raportowania oraz optymalizacji.

Zaczyna się od wyboru przez użytkownika urządzenia z listy odbiorów i zatwierdzenia opcji „Usuń” (system prosi o potwierdzenie). Jest to standardowa procedura, stosowana w celu zapobieżenia przypadkowemu usunięciu danych. Ponowne potwierdzenie powoduje usunięcie danych, a wybrane informacje historyczne są archiwizowane. Na końcu system wyświetla powiadomienie o usunięciu odbioru z listy.

12.5.8. Informowanie o sytuacjach alarmowych

Zaburzenia w pracy odbiorów mogą być raportowane do systemu, jeżeli urządzenie ma zdolność komunikacji, czyli jest zakwalifikowane do sprzętu „inteligentnego”. W takim przypadku kod błędu wysyłany jest do SIZ. Listę kodów błędów wprowadza się do systemu podczas dodawania odbioru. W odpowiedzi na zaistniałą sytuację możliwe jest zaimplementowanie dwóch reakcji systemu:

- odłączenie zasilania odbioru;

- wyświetlenie komunikatu na panelu systemowym wraz z wyemitowaniem sygnału dźwiękowego i ewentualne przesłanie informacji o błędzie na telefon komórkowy użytkownika.

12.6. Zarządzanie instalacjami

Projektowany budynek zostanie wyposażony w liczne instalacje, spośród których większość zostanie objęta monitoringiem SIZ. Należą do nich: zbiornik na deszczówkę, hybrydowy system solarny, rolety okienne, rekuperator, instalacja centralnego ogrzewania (CO) oraz ciepłej wody użytkowej (CWU), turbina wiatrowa, instalacja podgrzewania chodnika i podjazdu oraz zainstalowane w budynku kamery i sensory. Zbiór instalacji może się zmieniać w zależności od takich czynników, jak wyposażenie budynku technicznego, wpływające na instalacje zamontowane w budynkach mieszkalnych czy osobiste preferencje użytkowników.

W zależności od charakterystyki poszczególnych instalacji, współpraca między konkretnym elementem budynku a systemem informatycznym albo może być w pełni zautomatyzowana, albo sprowadza się do monitorowania określonych stanów alarmowych i sygnalizowania ich użytkownikowi za pomocą komunikatu na głównym panelu systemowym bądź powiadomienia na telefon komórkowy. Aby współpraca ta była możliwa, przyjęto założenie, że projektowane instalacje zostaną wyposażone w czujniki monitorujące zadane parametry oraz mające zdolność bezprzewodowej komunikacji z systemem informatycznym. Czujniki te wysyłają, z określoną częstotliwością, sygnał kontrolny do systemu. W przypadku wystąpienia błędu w przesyłanym sygnale zostanie zawarty kod sytuacji nietypowej. W poniższych paragrafach zostaną opisane wybrane sytuacje alarmowe wymagające podjęcia szczególnych działań przez system bądź przez użytkownika. Mogą wystąpić jednakże inne, dodatkowe sytuacje, wynikające np. z wyczerpywania baterii czujnika (jeżeli będzie w nie wyposażony), problemów z połączeniem czy innych, które zależą bezpośrednio od instalacji.

12.6.1. Zbiornik na deszczówkę

Kooperacja pomiędzy SIZ a zbiornikiem przeznaczonym na gromadzenie wody opadowej polega na monitorowaniu przez system aktualnego poziomu zapelnienia pojemnika. Zakładając, że przewidywany zbiornik będzie wyposażony w czujnik monitorujący ten parametr oraz system automatyki sterujący zaworem rury odprowadzającej/doprowadzającej wodę, przewidywane są dwa typy interakcji system–instalacja:

- regulacja zaworu rury odprowadzającej wodę w przypadku przepełnienia się zbiornika;
- regulacja zaworu doprowadzającego wodę z wodociągu w przypadku zbyt niskiego poziomu zapelnienia.

W pierwszym przypadku czujnik wysyła do SIZ sygnał o za wysokim poziomie wody w zbiorniku, który w odpowiedzi przekazuje komendę „Otworzyć zawór” do systemu sterowania zaworem. Podczas opróżniania zbiornika poziom wody jest na bieżąco monitorowany. Po osiągnięciu żadanego poziomu system wysyła komendę zamknięcia zaworu oraz zapisuje w swojej bazie danych informację o zaistniałym incydencie, informując ponadto użytkownika.

Druga sytuacja dotyczy zbyt niskiego poziomu wody. Sekwencja zdarzeń przebiega analogicznie jak w pierwszym przypadku: sygnał od czujnika, reakcja systemu, rozpoczęcie napełniania zbiornika, komenda zamknięcia zaworu po osiągnięciu odpowiedniego poziomu zapełnienia.

12.6.2. Obieg glikolu do chłodzenia ogniwa fotowoltaicznego

Po przekroczeniu maksymalnego dopuszczalnego poziomu temperatury zwiększany jest przepływ glikolu wykorzystywanego do chłodzenia ogniwa fotowoltaicznego. Ustabilizowanie temperatury przywraca obieg glikolu do poprzedniego stanu.

12.6.3. Rolety okienne

Współpraca SIZ z systemem sterowania roletami okiennymi polega na regulowaniu poziomu nasłonecznienia. Czujnik, informując o zbyt wysokim poziomie nasłonecznienia w pomieszczeniu, powoduje reakcję systemu w postaci przesłania komendy do automatyki zarządzającej roletami.

12.6.4. Rekuperator

Sterowanie instalacją wentylacyjną obejmuje regulację wydajności rekuperatora. W pomieszczeniach tzw. „mokrych”, czyli łazienki oraz kuchni, monitorowany jest poziom dwutlenku węgla, natomiast w salonie oraz sypialniach – wysokość temperatury. Po przekroczeniu dozwolonego poziomu któregoś z tych parametrów zwiększana jest wydajność rekuperatora w celu przewietrzenia pomieszczenia. Po zakończeniu procesu prędkość rekuperatora jest przywracana do ustalonej wartości.

Druga sytuacja monitorowana przez system dotyczy sterowania przepustnicą oraz wentylatorem tłoczącym powietrze do zbiornika z PCM w zależności od temperatury w pomieszczeniach i na zewnątrz.

12.6.5. Instalacja CO

W skład instalacji centralnego ogrzewania wchodzi kominek opalany pelletem. W ogrzewanych pomieszczeniach planowane jest zainstalowanie czujników mierzących poziom temperatury powietrza. Jeżeli wystąpi sygnał informujący o za wysokim bądź za niskim poziomie temperatury, SIZ wysyła komendę zwiększenia mocy kominka do jego układu sterowania. Sygnał ten może mieć dwojakie źródło:

- możliwe jest zdefiniowanie w systemie żadanego poziomu temperatury, utrzymywanej w pomieszczeniu;
- użytkownik może w dowolnym momencie wydać polecenie regulacji poziomu temperatury do poziomu zdefiniowanego według własnej potrzeby.

Drugą funkcjonalność dotyczy zbiornika pelletu, zasilającego kominek. Zakładając zainstalowanie w nim czujnika monitorującego poziom zapełnienia, planowane jest wysyłanie przez system powiadomienia w postaci wiadomości SMS o konieczności jego napełnienia.

12.6.6. Instalacja CWU

W instalacji centralnej wody użytkowej mierzony jest poziom temperatury wody. Jeżeli osiągnie ona zbyt niskie wartości, załączana jest grzałka elektryczna. W sytuacji odwrotnej, gdy temperatura jest za wysoka, uruchamiane jest przetłaczanie wody, mające na celu jej ochłodzenie. Po osiągnięciu żadanego poziomu temperatury grzałka jest wyłączana lub przetłaczanie wody wstrzymywane.

12.6.7. Instalacja podgrzewania powierzchni chodnika i podjazdu

Wsparcie ze strony SIZ w przypadku tej instalacji jest ograniczone do wyświetlenia użytkownikowi powiadomienia o możliwym oblodzeniu chodnika przed budynkiem lub podjazdu.

12.6.8. Turbina wiatrowa

Sterowanie pracą turbiny wiatrowej zainstalowanej w budynku będzie stanowić instalację autonomiczną i nie będzie podlegało systemowi informatycznemu. Przewidywane jest jednak wsparcie systemowe w zakresie zarządzania wytworzoną energią. Możli-

we będą dwa tryby wykorzystywania wyprodukowanej energii: zużywanie jej na własne potrzeby bądź oddawanie do sieci. W przypadku powstawania nadwyżek energii będzie ona odprowadzana do sieci elektroenergetycznej, co może być wykonywane przez system informatyczny w sposób zautomatyzowany, dodatkowo będzie zaimplementowana możliwość ręcznego zdefiniowania przez użytkownika sposobu wykorzystania tej energii.

12.6.9. Czujniki monitorujące podstawowe parametry w budynku oraz kamery

Przewidywane jest zainstalowanie w budynku czujników, sprawdzających m.in. temperaturę powietrza, wilgotność czy poziom tlenku węgla. Możliwe jest ponadto zainstalowanie kamer zwiększających bezpieczeństwo mieszkańców.

Dane pochodzące z tych urządzeń będą okresowo przesyłane do systemu, którego zadaniem będzie ich archiwizacja oraz wykrywanie ewentualnych stanów odbiegających od normy (w przypadku czujników). Aby zapobiec nadmiernemu gromadzeniu danych, będą one przechowywane jedynie przez dobę, po czym zostaną skasowane przy zachowaniu jedynie informacji o stanach nietypowych. Możliwe jest również trwale zarchiwizowanie wybranych fragmentów nagrań z kamer na żądanie użytkownika.

12.7. Obsługa pojazdu elektrycznego

Pomimo iż pojazdy elektryczne w Polsce nie są jeszcze upowszechnione, koncepcja projektu „Dom 2020” zakłada wprowadzenie do budynku nowoczesnych technologii oczekiwanych w przyszłości. Z tego powodu projektowany system informatyczny obejmuje w swojej funkcjonalności obsługę pojazdów elektrycznych.

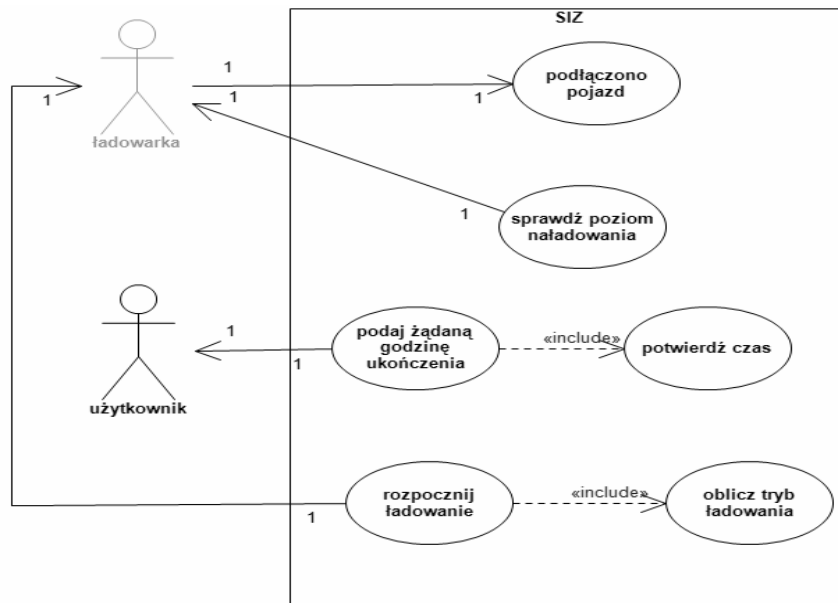
Proces ładowania pojazdu elektrycznego wymaga wykorzystania urządzenia zasilającego, konektora oraz przewodu elektrycznego, a czas ładowania oraz ilość energii potrzebnej do naładowania baterii są uzależnione od:

- pojemności baterii;
- poziomu jej naładowania;
- wydajności baterii;
- wydajności ładowarki;
- średniej liczby przejeżdżanych w ciągu dnia kilometrów [20].

Wyróżnia się kilka trybów ładowania pojazdów elektrycznych: domowy, publiczny i szybki/ultraszybki. Projektowana funkcjonalność systemu odnosi się do pierwszej ze wskazanych kategorii, wyróżniającej się następującymi regułami [22]:

- parametry zasilania: jedna faza, prąd zmienny, 110/220 V_{rms} i 50/60 Hz;
- pojazd jest ładowany z reguły przez całą noc;
- metoda wydajna, proces ładowania odbywa się w okresie niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną;
- stacja do ładowania umieszczona w garażu, przed domem lub wmontowana w ścianę budynku.

Baterie pojazdów elektrycznych mogą być postrzegane jako urządzenia magazynujące nadwyżki wyprodukowanej energii. Technologia Vehicle-to-grid (V2G) uznawana jest za jedną z kluczowych technologii integrujących odnawialne źródła energii w sieciach inteligentnych [7]. Pojazdy elektryczne są zaparkowane średnio przez 92% czasu w ciągu dnia. Ta dostępność czyni je pożądanymi urządzeniami magazynującymi. Idea V2G



Rys. 12.7. Diagram przypadków użycia – sterowanie procesem ładowania akumulatora pojazdu elektrycznego

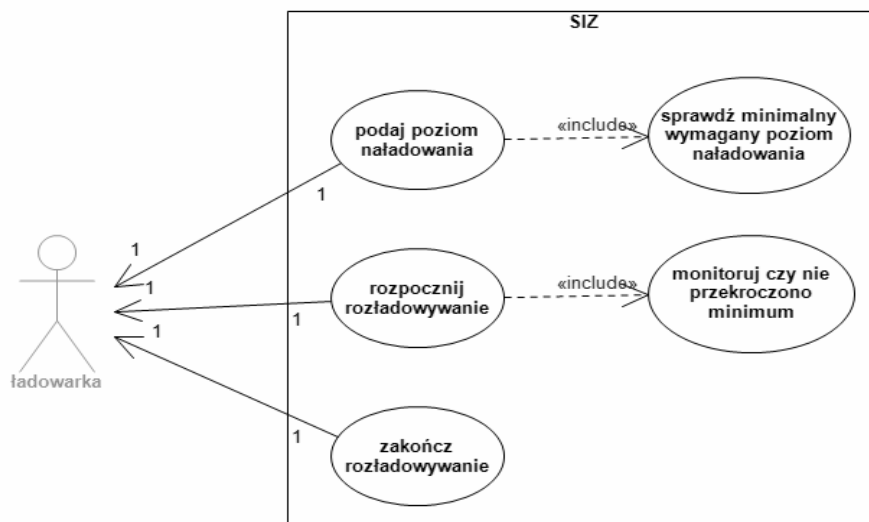
Źródło: opracowanie własne.

polega na wykorzystaniu akumulatorów pojazdów elektrycznych jako urządzeń magazynujących energię elektryczną i wykorzystanie jej w okresach niedoboru. Koncepcja V2G wymaga implementacji systemu agregującego szereg pojazdów elektrycznych, ponieważ korzyść z zastosowania pojedynczego pojazdu jako magazynu energii jest mniejsza niż z zastosowania zespołu pojazdów. Pociąga to za sobą wprowadzenie technologii ICT w postaci: inteligentnych liczników, oprogramowania, interfejsów czy aplikacji przeznaczonych dla użytkownika końcowego.

Zastosowanie koncepcji V2G w pojedynczym gospodarstwie domowym dla celów omawianego projektu wymaga dokonania pewnych uproszczeń. Nie zakłada się bowiem agregacji pojazdów, lecz wykorzystanie akumulatora pojazdu jako alternatywnego źródła energii dla pojedynczego gospodarstwa domowego.

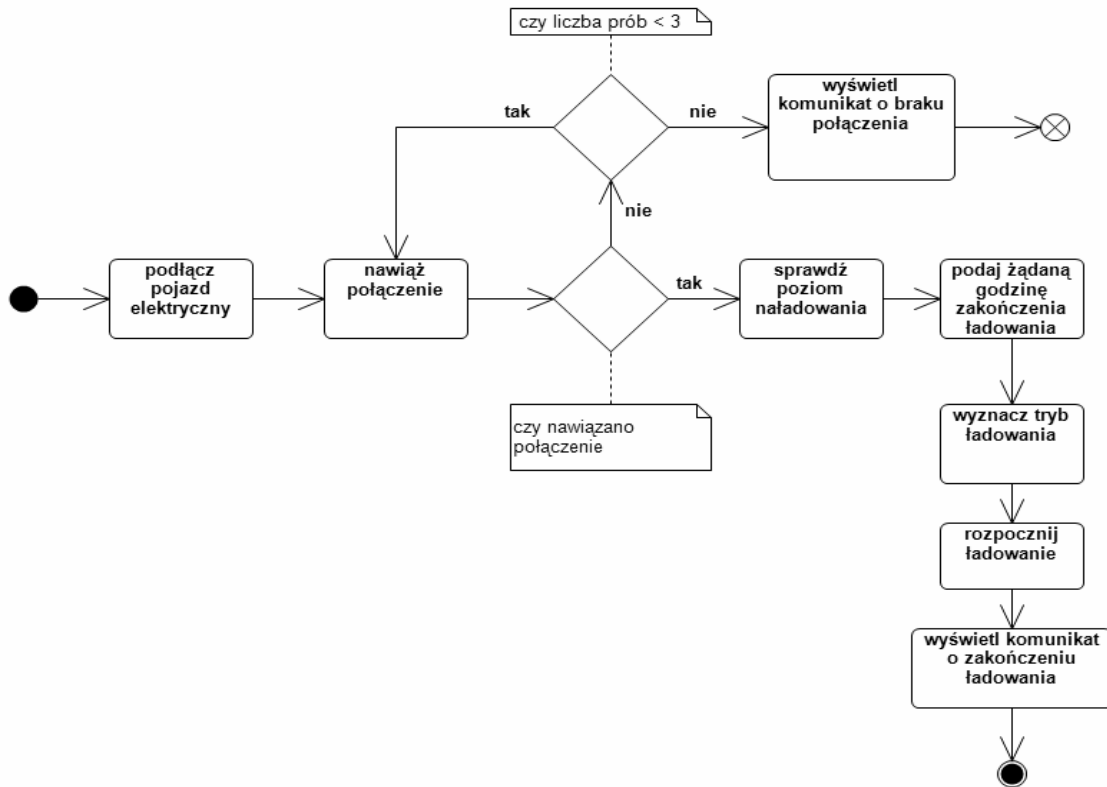
SIZ obejmuje zatem dwa aspekty obsługi pojazdu elektrycznego: ładowanie akumulatora oraz proces kontrolowanego rozładowywania go, wykorzystujący technologię V2G.

Z chwilą podłączenia pojazdu do urządzenia ładującego przesyłane są informacje dotyczące: aktualnego poziomu naładowania oraz wskazanej przez użytkownika godziny,



Rys. 12.8. Diagram przypadków użycia – sterowanie procesem rozładowywania akumulatora pojazdu elektrycznego (V2G)

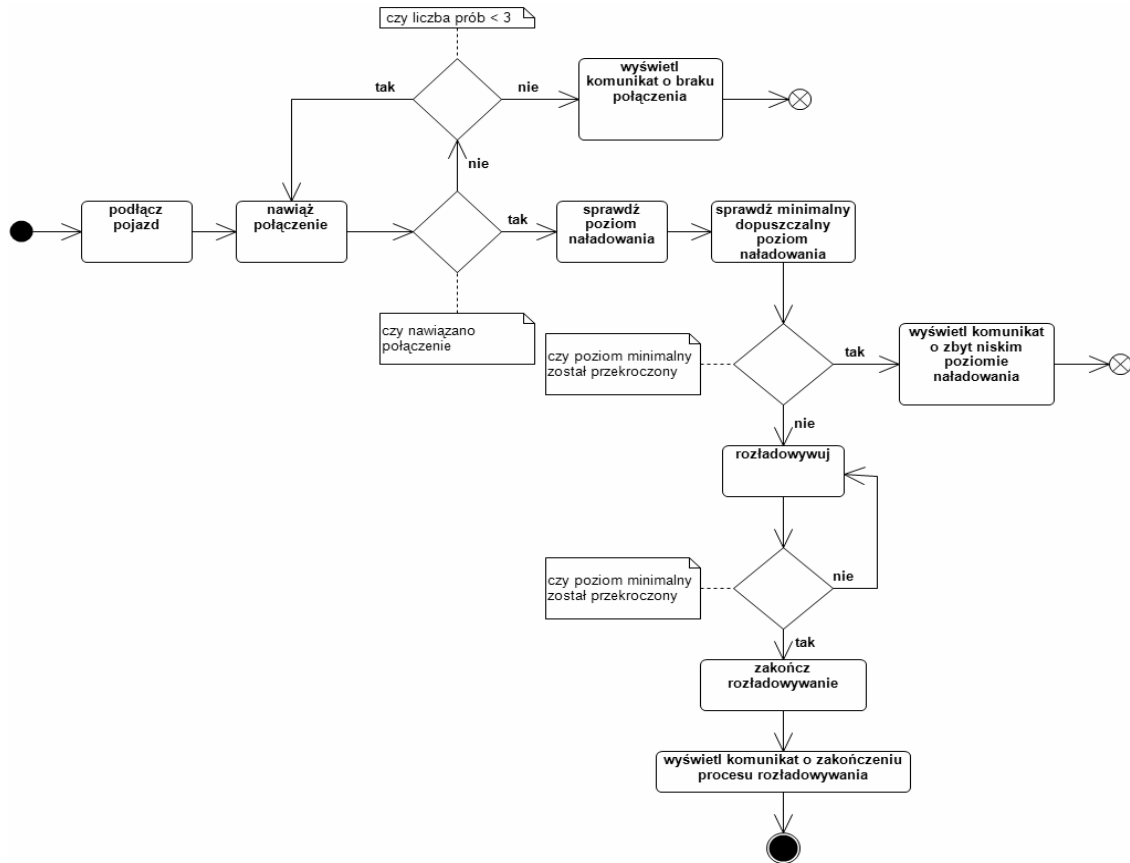
o której chce ponownie skorzystać z pojazdu. Na podstawie informacji o aktualnym poziomie naładowania system oszacowuje, ile czasu wymaga pełne naładowanie baterii. Wyznaczona godzina zakończenia procesu ładowania służy natomiast do ustalenia jego trybu: w przypadku, gdy pojazd zostanie naładowany szybciej niż wskazał użytkownik, możliwe jest przesunięcie procesu ładowania na godziny o mniejszym zapotrzebowaniu na energię elektryczną tak, by uniknąć pobierania energii z sieci i wykorzystać energię wytworzoną z zainstalowanych w budynku OZE. Gdy wskazanego „luzu” czasowego nie ma, proces ładowania musi się rozpocząć natychmiast.



Rys. 12.9. Diagram czynności – sterowanie procesem ładowania akumulatora pojazdu elektrycznego

Źródło: opracowanie własne.

Korzystanie z zasobów akumulatora w przypadku niedoboru energii elektrycznej również rozpoczyna się od podłączenia pojazdu do urządzenia ładującego. System oszacowuje zdolność akumulatora pojazdu do zasilenia domowej sieci na podstawie danych o aktualnym i dopuszczalnym minimalnym poziomie naładowania. Jeżeli aktualny poziom naładowania przewyższa dopuszczalne minimum, rozładowywanie może być rozpoczęte. Proces ten jest monitorowany i zostaje zakończony z chwilą osiągnięcia punktu granicznego.



Rys. 12.10. Diagram czynności – sterowanie procesem rozładowywania akumulatora pojazdu elektrycznego (V2G)

Opisane funkcje zostały zilustrowane na czterech poniższych diagramach (rys. 12.7, 12.8, 12.9, oraz 12.10). Na rys. 12.11 zaprezentowano interfejs graficzny, przedstawiający proces ładowania pojazdu elektrycznego.



Rys. 12.11. Interfejs graficzny – sterowanie procesem ładowania akumulatora pojazdu elektrycznego

Źródło: opracowanie własne.

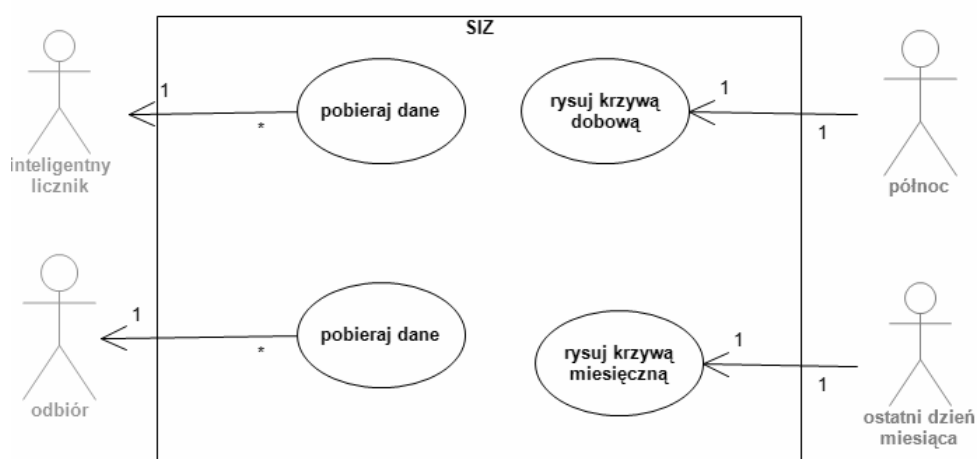
12.8. Optymalizacja zużycia energii elektrycznej

Zagadnienie optymalizacji zużycia energii elektrycznej ma na celu dążenie do zaspokajania popytu mieszkańców na energię za pomocą źródeł OZE zainstalowanych w budynku, przy jednoczesnej minimalizacji poboru energii z sieci. U źródła procesu leży założenie wymieniane w podrozdziale dotyczącym zarządzania odbiorami stwierdzające, iż część odbiorów może być zdalnie sterowana w określonym zakresie, bez wywołania u mieszkańców poczucia dyskomfortu. Z tego powodu proces optymalizacji rozpoczyna się już pośrednio na etapie budowy harmonogramu, kiedy system próbuje tak ustalić

plan uruchomień, aby został w jak największej części pokryty za pomocą energii wytworzonej z OZE, przy jednoczesnym zachowaniu ram czasowych, wskazanych przez użytkownika.

Jednakże zasadnicza optymalizacja przeprowadzana jest na podstawie danych historycznych, dotyczących zużycia energii elektrycznej w ciągu doby/miesiąca. Proces rozpoczyna się od zbierania danych o poborze energii elektrycznej z licznika „inteligentnego”. Dodatkowo gromadzone są dane o uruchomieniach odbiorów zarządzanych przez SIZ (tj. pralka, zmywarka, suszarka do ubrań). Na podstawie danych pochodzących z licznika każdego dnia rysowane są krzywe dobowego zużycia energii, a raz na miesiąc również miesięczne. Wykorzystywane one są do sporządzania bieżących raportów dla użytkownika oraz do wyznaczenia tzw. profilu zużycia energii, czyli do sporządzenia krzywej średniego dobowego/miesięcznego zapotrzebowania na energię.

Drugi typ pobieranych danych to informacje o mocy wytwórczej OZE w danym momencie doby. Zainstalowane w budynku odnawialne źródła (tj. kominek opalany pelletem, turbina wiatrowa czy ogniwo fotowoltaiczne) cechują się bowiem niestabilnym trybem pracy, uwarunkowanym dostępnością paliwa typu pellet, nasłonecznieniem czy siłą wiatru w danym momencie.

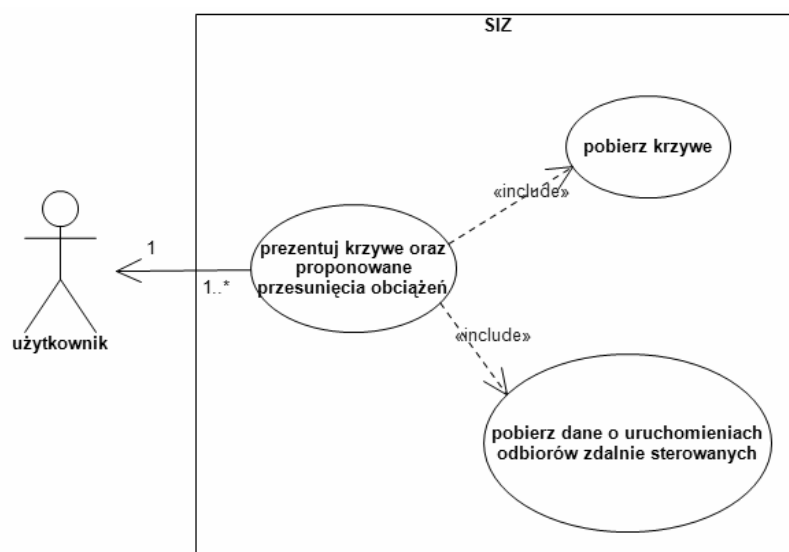


Rys. 12.12. Diagram przypadków użycia – gromadzenie danych o dobowym/miesięcznym zapotrzebowaniu na energię elektryczną

Dbając o poczucie komfortu użytkownika, które mogłoby zostać naruszone w przypadku podejmowania przez SIZ autonomicznych decyzji, dotyczących sterowania zużyciem energii, proces optymalizacji przyjmuje charakter raportu oraz wskazań, do których użytkownik może, ale nie musi się zastosować.

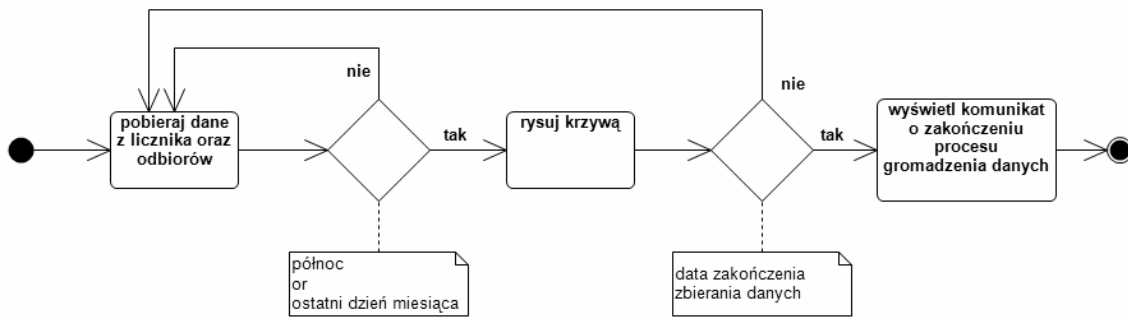
Dane o zużyciu energii w ciągu doby porównywane są z danymi o mocach wytwórczych OZE, co pozwala na wskazanie nadwyżek oraz niedoborów energii. W przypadku, gdy system wykryje niedobór, który wymagał dodatkowego poboru energii z sieci, dokona analizy, czy w okresie tym były uruchamiane odbiory zarządzane przez niego. Jeżeli tak, wskaże możliwości przesunięć, tak, aby odbiory te (cechujące się z reguły znacznym poborem energii) były uruchamiane w okresach o zapotrzebowaniu niżowym. Podobna analiza wykonywana jest w skali miesiąca.

Zaprezentowane wyniki analizy optymalizacyjnej mają charakter informacyjny. Użytkownik otrzymuje wskazania, w jaki sposób może zminimalizować pobór energii elektrycznej z sieci. Różnorodne czynniki mogą jednak determinować przedkładanie



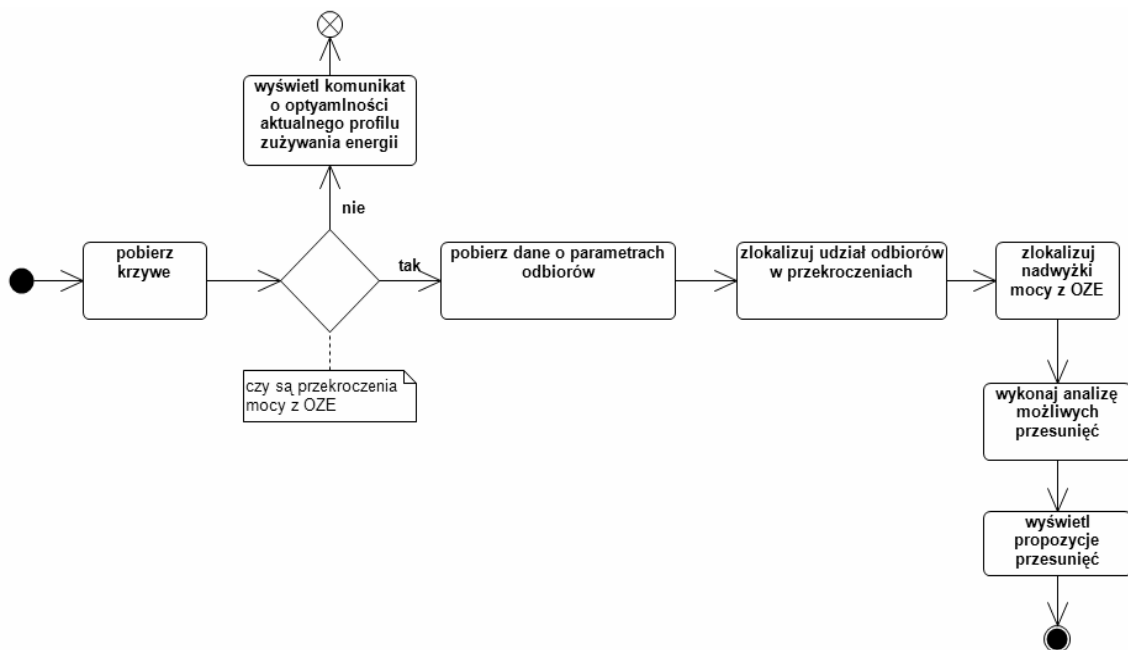
Rys. 12.13. Diagram przypadków użycia – analiza optymalizacyjna

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 12.14. Diagram czynności – gromadzenie danych o dobowym / miesięcznym zapotrzebowaniu na energię elektryczną

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 12.15. Diagram czynności – analiza optymalizacyjna

Źródło: opracowanie własne.

aktualnego profilu zużycia energii nad możliwości jej oszczędzania, np. częste wykonywanie prania z powodu posiadania małych dzieci, odwiedziny gości, długie godziny pracy itp. Wymuszenie przez SIZ przesunięć pracy odbiorów jest w takiej sytuacji wysoce niepożądane, co uzasadnia przyjęte rozwiązanie.

Przebieg procesu optymalizacyjnego, obejmujący dwa etapy: gromadzenia danych oraz ich analizy, został przedstawiony na rys. 12.12, 12.13, 12.14 oraz 12.15. Na rys. 12.16 zaprezentowano interfejs graficzny, przedstawiający raport dobowego zużycia energii, przypadającego na konkretny dzień, natomiast na rys. 12.17 – interfejs ilustrujący fragment procesu optymalizacyjnego.



Rys. 12.16. Interfejs graficzny – raport dobowego zużycia energii

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 12.17. Interfejs graficzny – fragment procesu optymalizacyjnego

Źródło: opracowanie własne

12.9. Wymagania niefunkcjonalne

Jak wspomiano w rozdziale 2., wymagania niefunkcjonalne służą do definiowania zakresu sprzętowego systemu. Szczegółowa parametryzacja tego typu wymagań nie wchodzi w zakres niniejszego opracowania. Niemniej jednak wymienić należy podstawowe elementy składające się na budowę opisywanego SIZ. Są to:

- dotykowy tablet;
- zespół czujników i sensorów, które nie należą bezpośrednio do SIZ, lecz ściśle z nim współpracują;
- moduł do komunikacji bezprzewodowej z czujnikami, odbiorami oraz stacją ładującą pojazd elektryczny.

Do projektowania systemu zostanie wykorzystany HTML. Wśród głównych zalet takiego rozwiązania wymienić należy:

- uniwersalny charakter: aplikacje w HTML są obsługiwane przez wiele urządzeń, także mobilnych;
- brak dodatkowych kosztów, wynikających z konieczności dostosowania SIZ do urządzeń (np. tabletu) różnych producentów;
- łatwość aktualizacji systemu lub jego interfejsów.

12.10. Podsumowanie

Projektowany system stanowi innowacyjne podejście do zarządzania budynkiem energooszczędnym. Wychodząc poza funkcjonalność, jaką oferują dzisiejsze systemy automatyki, SIZ oferuje kompleksowe zarządzanie kluczowymi instalacjami oraz odbiorami, optymalizowanie poziomu zużywanej energii oraz obsługę procesu ładowania pojazdu elektrycznego.

Zaprezentowane rozwiązanie jest przeznaczone dla budynku powstającego w projekcie Dom 2020, niemniej jednak – po dokonaniu pewnych modyfikacji – można je zastosować również w innych budynkach energooszczędnych.

LITERATURA

- [1] *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*, US Department of Energy, A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of Energy Policy Act of 2005, February 2006.
- [2] Brooks A., Lu E., Reicher D., Spirakis Ch., Wehl B., *Demand Dispatch*, "IEEE Power & energy magazine", May/june 2010.
- [3] *Demand Response as a resource for the adequacy and operational reliability of the power systems. Explanatory Note*, ETSO 2007.
- [4] *Demand Side Response in the National Electricity Market. Case Studies*, Energy Users Association of Australia, www.euaa.com.au, April 2005.
- [5] *Enhancement of Demand Response. FINAL STATUS REPORT*, Nordel Demand Response Group, www.fourfact.com, 2006.
- [6] Goldberg M., *Measure Twice, Cut Once*, "IEEE Power & energy magazine", May/june 2010.

- [7] *ICT for Breakthrough Industry Transformation. ICT for a Low Carbon Economy Smart Electricity Distribution Networks*, European Commission Information Society and Media, July 2009.
- [8] Jabłońska M. R., Adrian Ł., Janicki M., Klimek A., Pawlak J., Tkacz E., Znajdek K., *Dom 2020 – projekt niezależnego energetycznie, inteligentnego domu energooszczędnego*, „Dolnośląski Dom Energooszczędny”, Wrocław 2011.
- [9] Jabłońska M. R., *Aktualne trendy w badaniach nad reakcją strony popytowej oraz możliwości ich implementacji w warunkach krajowych*, „Rynek Energii” 2011, nr 3(94).
- [10] Jabłońska M. R., *Rola informatyki w budownictwie energooszczędnym*, projekt „Bioenergia dla Regionu – Zintegrowany Program Rozwoju Doktorantów”, www.bioenergiadlaregionu.eu, Łódź 2011.
- [11] Jabłońska M. R., Zieliński J. S., *Electric vehicles’ influence on smart grids*, [w:] *Aktualne problemy w elektroenergetyce*, t. 2, Jurata 2011.
- [12] Lui T.J., Stirling W., Marcy H. O., *Get smart*, „IEEE Power & energy magazine”, May/June 2010.
- [13] Lugaric L., Krajcar S., Simic Z., *Smart City – Platform for Emergent Phenomena Power System Testbed Simulator*, “IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Europe”, October 11–13, 2010, Lindholmen Science Park, Gothenburg 2010.
- [14] Nieuwenhout F., *Flexible electricity grids*, Report of Work Package 1, EOS-LT project FLEXIBEL, 4 April 2006.
- [15] Opracowanie modelu stosowania mechanizmów DSR na rynku energii w Polsce, wykonane na zlecenie PSE Operator S.A., Konstancin-Jeziorna 2009.
- [16] Raport Komisji Europejskiej, *ICT for a Low Carbon Economy. Smart Buildings*, Bruksela, lipiec 2009.
- [17] Raport Komisji Europejskiej, *Impacts of Information and Communication Technologies of Energy Efficiency*, Bruksela, wrzesień 2008.
- [18] Rekomendacje Komisji Wspólnot Europejskich, *Commission Recommendation of 9.10.2009 on mobilising Information and Communications Technologies to facilitate the transition to an energy-efficient, low-carbon economy*, Bruksela, październik 2009.
- [19] *SMART 2020: Enabling the low carbon economy in the information age*, The Climate Group, The Global e-Sustainability Initiative (GeSI), www.gesi.org, 2008.
- [20] Turker H., Bacha S., Chatroux D., *Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEVS) on the French Electric Grid*, SG 2048068, October 11–13, 2010, Lindholmen Science Park, Gothenburg 2010.
- [21] Wrycza St., Marcinkowski B., Wyrzykowski K., *Język UML 2.0 w modelowaniu systemów informatycznych*, Wydawnictwo Helion, Gliwice 2005.
- [22] Zelaya H., Coccia A., Butcher N., Aggeler D., Canales F., Apeldoorn O., *Ultra-Fast DC-Charge Infrastructures for EV-Mobility and Future Smart Grids*, SG 2006809, October 11–13, 2010, Lindholmen Science Park, Gothenburg 2010.