

POLITECHNIKA WROCLAWSKA
WYDZIAŁ ELEKTRONIKI

PRACA DYPLOMOWA
MAGISTERSKA
STUDIA DZIENNE

SŁAWOMIR KOCH

**ŚRODOWISKO PROGRAMOWE OPTYMALNEGO
PROJEKTOWANIA WOLNOSTOJĄCEGO SYSTEMU
FOTOWOLTAICZNEGO**

COMPUTER-AIDED DESIGN AND OPTIMIZATION
OF STANDALONE PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

Opiekun pracy:
dr inż. Adam Grzegorz Polak

WROCLAW 2006

Copyright © 2006 Sławomir Koch

Całość tej pracy magisterskiej objęta jest licencją Creative Commons Uznanie autorstwa 2.5 Polska. Aby zobaczyć kopię niniejszej licencji przejdź na stronę <http://creativecommons.org/licenses/by/2.5/pl/> lub napisz do Creative Commons, 543 Howard Street, 5th Floor, San Francisco, California 94105, USA.



Spis treści

1. WSTĘP.....	7
1.1. CEL PRACY.....	8
1.2. METODOLOGIA PRACY.....	8
1.3. UKŁAD PRACY.....	9
2. ESTYMACJA NASŁONECZNIENIA.....	11
2.1. WPLYW ATMOSFERY ZIEMSKIEJ NA ŚWIATŁO SŁONECZNE	11
2.2. NATĘŻENIE PROMIENIOWANIA SŁONECZNEGO.....	12
2.2.1. <i>Położenie Słońca</i>	13
2.2.2. <i>Czas wschodu i zachodu Słońca</i>	14
2.2.3. <i>Składowe promieniowania słonecznego</i>	14
2.2.4. <i>Nasłonecznienie poza atmosferą ziemską</i>	15
2.2.5. <i>Współczynniki korelacji</i>	15
2.2.6. <i>Natężenie promieniowania słonecznego na powierzchni dowolnie zorientowanej</i>	17
2.2.7. <i>Czas wschodu i zachodu Słońca względem płaszczyzny kolektora</i>	18
2.2.8. <i>Nasłonecznienie płaszczyzny dowolnie zorientowanej</i>	18
2.3. BAZY DANYCH POMIARÓW NASŁONECZNIENIA.....	19
2.4. SYMULACJA ZMIAN NASŁONECZNIENIA DOBOWEGO	20
2.5. WERYFIKACJA MODELU.....	21
3. GENERATOR FOTOWOLTAICZNY.....	25
3.1. MODEL ANALITYCZNY OGNIWA	25
3.1.1. <i>Gęstość fotoprądu ogniwa</i>	26
3.1.2. <i>Gęstość prądu ciemnego</i>	28
3.1.3. <i>Superpozycja prądów</i>	29
3.2. CHARAKTERYSTYKA PRĄDOWO-NAPIĘCIOWA OGNIWA.....	30
3.2.1. <i>Obwód równoważny dla ogniwa rzeczywistego</i>	30
3.2.2. <i>Prąd zwarcia ogniwa</i>	32
3.2.3. <i>Napięcie obwodu otwartego</i>	32
3.2.4. <i>Współczynnik wypełnienia i wydajność ogniwa</i>	33
3.2.5. <i>Rezystancja szeregową</i>	35
3.2.6. <i>Wpływ temperatury</i>	35
3.3. MODUŁ FOTOWOLTAICZNY	37
3.3.1. <i>Konstrukcja modułu fotowoltaicznego</i>	37
3.3.2. <i>Charakterystyka prądowo-napięciowa modułu fotowoltaicznego</i>	37
3.3.3. <i>Charakterystyka wyjściowa modułu w funkcji zmian naświetlenia i temperatury</i>	39
3.4. PANEL FOTOWOLTAICZNY	41

3.5.	ESTYMACJA PARAMETRÓW MODUŁU FOTOWOLTAICZNEGO	43
4.	AKUMULATORY KWASOWO – OŁOWIOWE.....	46
4.1.	CHARAKTERYSTYKA BATERII KWASOWO – OŁOWIOWYCH	46
4.1.1.	<i>Zjawiska elektrochemiczne.....</i>	46
4.1.2.	<i>Pojemność nominalna</i>	47
4.1.3.	<i>Stan naładowania baterii SOC.....</i>	48
4.1.4.	<i>Efektywność konwersji energii</i>	48
4.2.	MODEL NAPIĘCIOWY AKUMULATORA	49
4.2.1.	<i>Charakterystyka modelu.....</i>	49
4.2.2.	<i>Napięcie rozwarcia</i>	50
4.2.3.	<i>Rezystancja wewnętrzna.....</i>	51
4.2.4.	<i>Stan naładowania</i>	51
4.2.5.	<i>Implementacja modelu</i>	52
4.3.	MODEL KINETYCZNY AKUMULATORA	55
4.3.1.	<i>Koncepcja modelu.....</i>	55
4.3.2.	<i>Równania stanu.....</i>	56
4.3.3.	<i>Ograniczenia przepływu energii.....</i>	57
4.3.4.	<i>Implementacja modelu</i>	59
5.	KONWERTERY DC/DC I DC/AC.....	62
6.	SZACOWANIE PARAMETRÓW SYSTEMU PV	63
6.1.	MOC KOLEKTORA FOTOWOLTAICZNEGO	63
6.1.1.	<i>Średnie dzienne nasłonecznienie</i>	63
6.1.2.	<i>Bilans mocy w systemie.....</i>	64
6.2.	POJEMNOŚĆ BANKU BATERII	66
6.3.	WERYFIKACJA METOD SZACUNKOWYCH	67
7.	OPTYMALIZACJA PARAMETRÓW SYSTEMU PV	72
7.1.	SYMULACJA SYSTEMU	72
7.1.1.	<i>Model generatora</i>	72
7.1.2.	<i>Model optymalizowanego systemu.....</i>	73
7.2.	PROFIL OBCIĄŻENIA	75
7.3.	DOPUSZCZALNE KONFIGURACJE SYSTEMU	76
7.4.	OPTYMALIZACJA EKONOMICZNA	79
8.	PODSUMOWANIE	84
9.	DODATEK – LISTING PROGRAMÓW.....	86
10.	DODATEK – PREZENTACJA TEMATU	96
	LITERATURA	102

Spis rysunków

Rys. 3.1. Obwód równoważny dla ogniwa rzeczywistego [10]	31
Rys. 4.1. Model napięciowy akumulatora kwasowo-ołowiowego [10]	49
Rys. 4.2. Porównanie napięcia akumulatora V_{bat} zmierzonego i symulowanego	53
Rys. 4.3. Wartość średnia kwadratowa błędu symulacji napięcia akumulatora	54
Rys. 4.4. Stan naładowania SOC w funkcji czasu	54
Rys. 4.5. Idea kinetycznego modelu akumulatora	56
Rys. 4.6. Wykres zmian stanu naładowania banku baterii otrzymany w symulatorze <i>Homer</i>	60
Rys. 4.7. Wykres zmian stanu naładowania banku baterii otrzymany za pomocą skryptu <i>battery_kin.m</i>	60
Rys. 6.1. Różnica energii wytworzonej E_{gen} i oddanej do obciążenia L	69
Rys. 6.2. Wykres górny: Przebieg zmian stanu naładowania banku baterii symulowany programem <i>Homer</i> . Wykres dolny: minimalny stan naładowania baterii SOC_{min} osiągniany w poszczególnych miesiącach podczas symulacji programem <i>Homer</i>	71
Rys. 7.1. Przebieg zmian stanu naładowania banku baterii, uzyskany za pomocą skryptu <i>syspv.m</i> ..	75
Rys. 7.2. Cztery typowe profile dobowego obciążenia systemu	76
Rys. 7.3. Konfiguracje rozmiaru kolektora i banku baterii zapewniające autonomiczność systemu PV, dla czterech typowych profili dobowego obciążenia ($L = 1$ kWh/dzień)	79
Rys. 7.4. Koszt optymalizowanego systemu fotowoltaicznego w funkcji powierzchni kolektora	81

Spis tablic

Tab. 2.1. Dane o nasłonecznieniu dla lokalizacji 41°2'N, 2°4'E (Barcelona), pobrane z bazy PV-GIS	21
Tab. 2.2. Wyniki symulacji dla parametrów: Ld=41,36; gd=0; hhm jak w Tab. 2.1	22
Tab. 2.3. Błąd względny dla symulacji z Tab. 2.2	22
Tab. 2.4. Dane o nasłonecznieniu dla lokalizacji 51°6'N, 17°1'E (Wrocław), pobrane z bazy PV-GIS	22
Tab. 2.5. Wyniki symulacji dla parametrów: Ld=51,1; gd=0; hhm jak w Tab. 2.4.....	23
Tab. 2.6. Błąd względny dla symulacji z Tab. 2.5	23
Tab. 3.1. Oznaczenia parametrów modelu ogniwa fotowoltaicznego.....	27
Tab. 3.2. Porównanie parametrów ogniw wykonanych z krzemu i GaAs.....	29
Tab. 3.3. Parametry ogniw krzemowych [11]	34
Tab. 3.4. Porównanie parametrów wyestymowanych programem <i>IVfit</i> i otrzymanych ze wzorów szacunkowych dla modułów BP [20] i Sharp [21]	45
Tab. 4.1. Użytkowe pojemności akumulatora ołowiowo-kwasowego w różnych temperaturach (w stosunku do 20°C) [22].....	47
Tab. 6.1. Porównanie parametrów oszacowanych i uzyskanych programem <i>Homer</i>	70
Tab. 7.1. Pojemność banku baterii w funkcji powierzchni kolektora wyznaczona w skrypcie <i>syspv_opt.m</i>	78
Tab. 7.2. Konfiguracje systemu optymalne pod względem ekonomicznym	82
Tab. 7.3. Koszt systemów nieoptymalnych pod względem ekonomicznym	82
Tab. 7.4. Nadprodukcja energii w systemach optymalnych pod względem ekonomicznym	83

1. Wstęp

Fotowoltaiczny system zasilania (system PV) wytwarza energię elektryczną dzięki zjawisku konwersji energii słonecznej w półprzewodnikowych ogniwach fotowoltaicznych. Systemy PV zbudowane są z generatora fotowoltaicznego, oraz urządzeń kondycjonujących energię elektryczną, takich jak bank baterii i przetworzniki napięcia typu DC/DC lub DC/AC. Fotowoltaiczne systemy zasilania znajdują zastosowanie głównie jako systemy wolnostojące lub dołączone do sieci elektroenergetycznej.

W ostatnich kilkunastu latach nastąpił gwałtowny rozwój przemysłu związanego z fotowoltaiką. Sprawność systemów fotowoltaicznych wzrosła, zaś ich cena zmalała. W wielu państwach wdrożono programy, mające na celu zwiększenie udziału energii odnawialnej w bilansie energetycznym kraju.

Systemy fotowoltaiczne średniej skali są atrakcyjnym źródłem energii odnawialnej. Produkcja energii w takich systemach realizowana jest zazwyczaj w miejscu jej wykorzystania, dzięki czemu straty związane z przesyłem są minimalne. Coraz powszechniej wykorzystywane są technologie architektoniczne integrujące panele fotowoltaiczne z budownictwem, czego przykładem są dachy zbudowane w całości z modułów PV.

Wykorzystanie energii fotowoltaicznej jest korzystne głównie ze względu na redukcję zanieczyszczenia atmosfery. Pomimo wysokich kosztów inwestycji, instalowanie systemów PV jest w wielu przypadkach opłacalne. Szeroki obszar zastosowań fotowoltaiki jest związany z systemami wolnostojącymi (autonomicznymi), instalowanymi w miejscach, gdzie energia z sieci jest niedostępna. Systemy tego typu obejmują na przykład generację energii na potrzeby gospodarstwa domowego, systemy zasilania odległych telekomunikacyjnych stacji przekaźnikowych, wolnostojące systemy monitoringu lub systemy alarmowe.

W celu analizy i optymalizacji działania systemów PV tworzy się ich modele matematyczne. Systemy fotowoltaiczne mają budowę modułową. Model symulacyjny systemu autonomicznego zazwyczaj uwzględnia blok generatora PV, bank baterii, oraz blok konwerterów i regulatorów energii. Modele symulacyjne systemów PV można sklasyfikować zgodnie z ich przeznaczeniem, jako modele logistyczne lub modele dynamiczne [23].

Modele logistyczne są wykorzystywane do długoterminowej predykcji zachowania systemu oraz do ustalenia konfiguracji i rozmiaru systemu. Modele te są również podstawą analizy ekonomicznej przedsięwzięcia. Modele logistyczne można podzielić na trzy kategorie:

- Modele quasi–statyczne wykorzystujące szeregi czasowe. Modele tego typu wymagają długoterminowych danych odnośnie szeregów czasowych nasłonecznienia, temperatury i obciążenia systemu (z krokiem zmian równym np. 1 h).
- Modele probabilistyczne, które wymagają danych wejściowych opisujących miesięczne lub sezonowe średnie sumy nasłonecznienia, średnie temperatury i obciążenie systemu. Model analityczny systemu bazuje w tym przypadku na probabilistycznych metodach modelowania.
- Modele łączące obie powyższe techniki modelowania. Modele te wykorzystują szeregi czasowe zmiennych wejściowych syntetyzowane lub założone na podstawie pomiarów jak w modelu quasi–stycznym, jednak w każdym kroku czasu dodawane są losowe fluktuacje tych zmiennych (np. losowe zmiany obciążenia systemu).

Modele dynamiczne stosowane są głównie podczas projektowania komponentów systemu, a także do analizy stabilności elektrycznej systemu i do badania jakości wytwarzanej energii elektrycznej. Modeli dynamicznych używa się zazwyczaj do opisu systemów PV niepodłączonych do banku baterii. Za ich pomocą możliwa jest symulacja właściwości elektrycznych systemu z rozdzielczością np. milisekundową.

1.1. Cel pracy

Celem pracy było stworzenie modelu logistycznego autonomicznego systemu fotowoltaicznego. Model ten posłużył do analizy jakościowej systemu PV o konfiguracji optymalnej pod względem ekonomicznym. Zbudowany model został zaimplementowany w języku symulacyjnym środowiska *Matlab*.

1.2. Metodologia pracy

W pracy zastosowano model logistyczny wykorzystujący szereg czasowy średnich godzinowych wartości nasłonecznienia. Szereg ten syntetyzowany jest przy

założeniu, że zmiana warunków klimatycznych dla kolejnych dni może być opisana jako stochastyczny proces autoregresji pierwszego rzędu.

Wykorzystane jest quasi–statyczne podejście do modelowania zmian stanu systemu, co oznacza, że zależności pomiędzy zmiennymi wyjściowymi i wejściowymi modelu mają charakter algebraiczny. W podejściu quasi–statycznym zakłada się, że wariancja zmiennych wejściowych w przeciągu przyjętego kroku czasu jest zerowa. Dla systemów fotowoltaicznych z blokiem magazynującym energię, takim jak bank baterii, zmiany przepływu energii mogą być symulowane wystarczająco dokładnie z krokiem czasu równym 1 h [23] i taki krok czasu został przyjęty dla szeregów czasowych w niniejszej pracy.

Do celów optymalizacji zastosowany został model opisujący przepływ energii w systemie. Model ten pozwala optymalizować rozmiar komponentów systemu pod względem niezawodności systemu jako źródła zasilania oraz pod względem ekonomicznym. System fotowoltaiczny analizowany był w pracy pod kątem produkcji energii w ilości wystarczającej do całkowitego skompensowania wymagań energetycznych obciążenia, dlatego przyjęty model nie opisuje zależności prądowo – napięciowych w obwodzie elektrycznym systemu. Pomimo tego, w pracy zostały omówione zależności napięciowe dotyczące bloku generatora fotowoltaicznego i banku baterii, ponieważ są one podstawą do opisu przepływu mocy w węzłach systemu.

Wykorzystany w pracy model quasi – statyczny jest oparty o zasadę zachowania energii w systemie, co zapewnia jego wewnętrzną spójność. W każdym kroku symulacji wykonywany jest bilans energii wytworzonej i oddanej do obciążenia. Na podstawie tego bilansu wyznaczany jest przepływ energii przez bank baterii. W bilansie uwzględniane są również straty energii w konwerterach i straty spowodowane przesyłem.

1.3. Układ pracy

Praca rozpoczyna się przedstawieniem algorytmu generacji szeregu czasowego wartości nasłonecznienia na płaszczyźnie kolektora. W rozdziale 3 omówiony jest model prądowo – napięciowy generatora fotowoltaicznego, którego odpowiedź jest zależna od nasłonecznienia i temperatury kolektora. Opisany jest również model pozwalający wyznaczyć moc wyjściową generatora w jego optymalnym punkcie pracy,

w funkcji parametrów klimatycznych. W rozdziale 4 został przedstawiony model napięciowy i kinetyczny baterii kwasowo – ołowiowych. Model kinetyczny, opisujący przepływ energii przez akumulator, został wykorzystany następnie przy optymalizacji parametrów systemu PV. Rozdział 5 zawiera krótki opis właściwości konwerterów energii stosowanych w systemach fotowoltaicznych. Rozdział 6 omawia metody szacunkowe pozwalające określić rozmiar komponentów systemu na podstawie średnich miesięcznych wartości nasłonecznienia i obciążenia. W rozdziale 7 zawarty jest opis implementacji modelu symulacyjnego całego systemu. Przedstawiona jest także procedura optymalizacji parametrów systemu i ocena jakościowa wyników optymalizacji.

2. Estymacja nasłonecznienia

W rozdziale tym przedstawione są algorytmy pozwalające wyznaczyć teoretyczny przebieg natężenia promieniowania słonecznego na płaszczyźnie kolektora, na podstawie średniego nasłonecznienia dla danego miesiąca.

Na początku wyjaśnione są podstawowe pojęcia dotyczące nasłonecznienia. Następnie przedstawiony jest model matematyczny zmian natężenia promieniowania słonecznego. Podana jest także krótka charakterystyka bazy danych z pomiarami nasłonecznienia, na podstawie której, zweryfikowano zaproponowany model matematyczny.

2.1. Wpływ atmosfery ziemskiej na światło słoneczne

Natężenie promieniowania słonecznego poza atmosferą ziemską, scałkowane w całym obszarze długości fali, nazywa się stałą słoneczną *SC* (*Solar Constant*). Jej wartość dobrana jest tak, aby odpowiadała ilości energii, która dochodzi w ciągu jednostki czasu do jednostki powierzchni prostopadłej do kierunku padania promieni słonecznych, umieszczonej w średniej odległości Ziemi od Słońca. Przyjmuje się, że $SC = 1,353 \text{ kW/m}^2$ [1].

Atmosfera pochłania około 15% energii promieniowania słonecznego. Do powierzchni Ziemi energia słoneczna dociera w postaci promieniowania dyfuzyjnego oraz promieniowania bezpośredniego. Promieniowanie bezpośrednie jest to promieniowanie dochodzące do powierzchni Ziemi bezpośrednio od tarczy słonecznej. Rozpraszaniu w atmosferze ulega średnio 25% promieniowania słonecznego dochodzącego do jej górnej granicy. Większa część promieniowania rozproszonego dochodzi do powierzchni Ziemi i stanowi składową dyfuzyjną promieniowania.

Energię promieniowania całkowitego docierającą na jednostkę powierzchni poziomej w ciągu danego okresu czasu nazywa się nasłonecznieniem. Wielkość ta wyrażana jest najczęściej w kWh/m^2 . Znajomość średnich wartości nasłonecznienia dla danej lokalizacji ma kluczowe znaczenie przy projektowaniu systemu fotowoltaicznego.

Promieniowanie całkowite, które dochodzi do powierzchni Ziemi nie jest przez tę powierzchnię w całości pochłaniane. Część tego promieniowania ulega odbiciu. Stosunek promieniowania odbitego do promieniowania padającego nosi nazwę albedo. Na przykład albedo dla śniegu wynosi około 80 - 90%, a dla ciemnego gruntu około 15%.

Ilość pochłoniętego lub rozproszonego promieniowania zależy od grubości warstwy powietrza, którą światło przebyło. W związku z tym zmniejszenie natężenia promieniowania światła słonecznego wskutek jego przejścia przez atmosferę zależy także od kąta, pod jakim to światło pada na powierzchnię Ziemi, oraz od wysokości miejsca pomiaru. Zależność natężenia promieniowania od tego kąta uwzględnia się przez podanie tzw. liczby masy powietrznej m (*air mass* m , AM m), zdefiniowanej wzorem [9]

$$m = \frac{1}{\cos z}, \quad (2.1)$$

gdzie z oznacza kąt między dwiema prostymi przecinającymi się w punkcie pomiaru na Ziemi, z których jedna przechodzi przez zenit, a druga przez aktualne położenie Słońca na niebie. Wzór (2.1) jest słuszny dla kątów z nie większych od 70° i dla pomiarów wykonanych na poziomie morza. W szczególności AM0 jest natężeniem promieniowania poza atmosferą ziemską (stała słoneczna E_e^0), a AM1,5 natężeniem promieniowania dla kąta $z = 48,19^\circ$. Pomiaru właściwości ogniw fotowoltaicznych najczęściej wykonywane są dla warunków AM1,5.

2.2. Natężenie promieniowania słonecznego

Szacowanie zmian dostępnej energii słonecznej w zależności od daty i czasu, położenia geograficznego oraz orientacji płaszczyzny generatora, jest zadaniem koniecznym, aby dobrać rozmiar systemu PV do wymaganego zapotrzebowania na energię. Dla potrzeb symulacji zazwyczaj wystarczająca jest znajomość zmian nasłonecznienia z dokładnością godzinową.

Poniżej zostanie przedstawiona procedura pozwalająca określić zmiany energii dostępnej dla danego generatora, na podstawie znajomości statystycznej wartości nasłonecznienia w danym dniu, dla płaszczyzny horyzontalnej.

2.2.1. Położenie Słońca

Położenie Słońca w stosunku do obserwatora jest określone przez dwie pary koordynat. W sferycznym układzie współrzędnych względem płaszczyzny horyzontu położenie jest określone przez azymut a i wysokość Słońca nad horyzontem h .

- Azymut słoneczny a jest to kąt pomiędzy kierunkiem południowym a rzutem na płaszczyznę horyzontu linii łączącej środek Ziemi i Słońca.
- Wysokość Słońca h jest to kąt pomiędzy płaszczyzną horyzontu i linią łączącą środek Ziemi i Słońca.

W sferycznym układzie współrzędnych względem płaszczyzny równika położenie Słońca jest określone przez:

- kąt nachylenia δ związany z nachyleniem płaszczyzny równikowej do płaszczyzny orbity ziemskiej. Kąt ten zależy od dnia w roku i zmienia się w przedziale od $-23,45^{\circ}$ (przesilenie zimowe, półkula północna) do $+23,45^{\circ}$ (przesilenie letnie);
- kąt godzinowy ω zależny od dnia w roku i oficjalnego czasu.

Aproksymacja kąta δ ma następującą postać [2]:

$$\delta = 23,45 \sin \left[\frac{360}{365} (N + 284) \right], \quad (2.2)$$

gdzie N oznacza numer dnia w roku licząc od pierwszego stycznia. Kąt δ wyrażony jest w stopniach.

Związek pomiędzy kątem ω a czasem oficjalnym zależy od tzw. równania czasu (*time equation* ET), od odległości geograficznej od początku strefy czasowej, oraz od przesunięcia czasu związanego z porami roku.

ET wyraża się następującym wzorem [2]:

$$ET = 9,87 \sin 2B - 7,53 \cos B - 1,5 \sin B, \quad (2.3)$$

$$B = \frac{360}{364} (N - 81). \quad (2.4)$$

Związek pomiędzy czasem oficjalnym (*official time* OT) i kątem ω jest dany równaniem [10]

$$OT = 12 + TA + \frac{180}{\pi} \frac{\omega}{15} - \frac{ET}{60} + \frac{LL - LH}{15}, \quad (2.5)$$

gdzie OT jest to czas oficjalny podany w godzinach, TA jest to sezonowe przesunięcie czasu podane w godzinach, ET jest to równanie czasu dane w minutach, LL jest to rozpatrywana długość geograficzna i LH jest to długość geograficzna początku rozpatrywanej strefy czasowej.

Położenie Słońca względem horyzontu jest określone przez następujące równania [10]:

$$\sin h = \sin \lambda \sin \delta + \cos \lambda \cos \delta \cos \omega, \quad (2.6)$$

$$\sin a = \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos h}, \quad (2.7)$$

gdzie λ jest rozpatrywaną szerokością geograficzną. Często stosuje się także kąt ϑ_z komplementarny do wysokości Słońca h , dla którego [10]

$$\cos \vartheta_z = \cos \left(\frac{\pi}{2} - h \right) = \sin h. \quad (2.8)$$

2.2.2. Czas wschodu i zachodu Słońca

Po podstawieniu $h = 0$ w równaniu (2.6) otrzymuje się kąt ω dla wschodu i zachodu słonecznego, dla którego

$$\cos \omega_s = -\operatorname{tg} \lambda \operatorname{tg} \delta. \quad (2.9)$$

2.2.3. Składowe promieniowania słonecznego

Całkowite promieniowanie słoneczne na powierzchni kolektora (*global irradiance*, I_{coll}) ma trzy składowe:

- promieniowanie bezpośrednie, docierające do rozpatrywanej powierzchni bezpośrednio od tarczy słonecznej;
- promieniowanie dyfuzyjne, które jest światłem słonecznym docierającym do danej powierzchni ze wszystkich stron nieba;
- promieniowanie odbite, powstałe na skutek odbicia światła od powierzchni znajdujących się w pobliżu kolektora.

Dane meteorologiczne dotyczą zazwyczaj następujących wielkości:

- I_b Natężenie promieniowania docierającego z kierunku Słońce – powierzchnia;

- I_h Natężenie promieniowania całkowitego na powierzchni równoległej do płaszczyzny horyzontu (horyzontalnej);
- I_d Natężenie promieniowania dyfuzyjnego na płaszczyźnie horyzontalnej.

Natężenie promieniowania całkowitego na dowolnie nachylonej płaszczyźnie dane jest równaniem [3]

$$I_{coll} = I_b \cos \vartheta_{coll} + \frac{I_d}{2} (1 + \cos \beta) + \frac{I_h}{2} \rho (1 - \cos \beta), \quad (2.10)$$

gdzie ϑ_{coll} jest to kąt pomiędzy normalną do powierzchni kolektora i kierunkiem Słońca, β jest to nachylenie płaszczyzny kolektora względem płaszczyzny horyzontalnej, ρ jest to współczynnik odbicia (albedo) powierzchni w pobliżu kolektora.

Jeżeli w równaniu (2.10) przyjmie się $\beta = 0$, wówczas otrzymujemy natężenie promieniowania całkowitego na płaszczyźnie horyzontalnej

$$I_h = I_b \cos \vartheta_z + I_d. \quad (2.11)$$

2.2.4. Nasłonecznienie poza atmosferą ziemską

W estymacji nasłonecznienia wykorzystuje się często nasłonecznienie powierzchni horyzontalnej w sytuacji braku atmosfery ziemskiej (oznaczane jako H_0). Nasłonecznienie H_0 liczone jako całka natężenia promieniowania w ciągu jednego dnia (od $-\omega_s$ do $+\omega_s$), wyraża się następującym równaniem [10]:

$$H_0 = \frac{24}{\pi} SC (\omega_s \sin \lambda \sin \delta + \cos \lambda \cos \delta \sin \omega_s), \quad (2.12)$$

gdzie SC jest to stała słoneczna.

Wartość H_0 uśredniona w ciągu miesiąca jest oznaczana \bar{H}_0 .

2.2.5. Współczynniki korelacji

Dla danej lokalizacji geograficznej zazwyczaj dostępna jest tylko wartość \bar{H}_h . Jest to nasłonecznienie dzienne uśrednione dla danego miesiąca, dla powierzchni horyzontalnej. Aby oszacować zmiany nasłonecznienia w ciągu dnia, stosowane są współczynniki korelacji zależne od kąta ω oraz od wartości nasłonecznienia H_0 .

W obliczeniach stosowane są następujące oznaczenia:

- \bar{I}_h [kWh/m²/hour] – wartość całkowitego nasłonecznienia dla danej godziny na powierzchni horyzontalnej (średnia miesięczna);
- \bar{H}_h [kWh/m²/day] – wartość całkowitego nasłonecznienia dla danego dnia na powierzchni horyzontalnej (średnia miesięczna);
- \bar{I}_d [kWh/m²/hour] – wartość składowej dyfuzyjnej nasłonecznienia dla danej godziny na powierzchni horyzontalnej (średnia miesięczna);
- \bar{H}_d [kWh/m²/day] – wartość składowej dyfuzyjnej nasłonecznienia dla danego dnia na powierzchni horyzontalnej (średnia miesięczna).

W literaturze proponowanych jest kilka wersji równań korelacyjnych. Zgodnie z [3] równania te mają następującą postać:

$$\frac{\bar{I}_h}{\bar{H}_h} = r_h = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s}, \quad (2.13)$$

gdzie

$$a = 0,409 + 0,516 \sin(\omega_s - 1,047), \quad (2.14)$$

$$b = 0,6609 - 0,467 \sin(\omega_s - 1,047). \quad (2.15)$$

Współczynnik korelacji dla składowej dyfuzyjnej wyznacza się następująco:

$$\frac{\bar{I}_d}{\bar{H}_d} = r_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s}. \quad (2.16)$$

Wzajemna korelacja zachodzi także, pomiędzy nasłonecznieniem całkowitym i jego składową dyfuzyjną, według modelu podanego w [4]:

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}_h} = 1 - 1,13 \bar{k}_h, \quad (2.17)$$

gdzie współczynnik przejrzystości \bar{k}_h jest wyrażony wzorem

$$\bar{k}_h = \frac{\bar{H}_h}{\bar{H}_0}. \quad (2.18)$$

2.2.6. Natężenie promieniowania słonecznego na powierzchni dowolnie zorientowanej

Wzór (2.10) określający całkowite natężenie promieniowania przekształca się do dalszych obliczeń tak, aby wyeliminować z niego składową bezpośrednią promieniowania I_b oraz kąt pomiędzy kolektorem i kierunkiem Słońca \mathcal{G}_{coll} .

Ze wzoru (2.11) otrzymuje się

$$I_b = \frac{I_h - I_d}{\cos \mathcal{G}_z}. \quad (2.19)$$

Stosunek kosinusów kątów \mathcal{G}_{coll} i \mathcal{G}_z jest dany wyrażeniem [10]

$$\frac{\cos \mathcal{G}_{coll}}{\cos \mathcal{G}_z} = \frac{1}{\cos \omega - \cos \omega_s} \times \left[\cos \omega (\cos g \sin \beta \operatorname{tg} \lambda + \cos \beta) + \frac{\sin \omega \sin \beta \sin g}{\cos \lambda} + \operatorname{tg} \delta (\cos \beta \operatorname{tg} \lambda - \cos g \sin \beta) \right]. \quad (2.20)$$

gdzie g oznacza azymut powierzchni kolektora względem kierunku południowego (wartości dodatnie w kierunku zachodnim). Ostatecznie otrzymujemy wyrażenie na natężenie promieniowania w zależności od kąta godzinowego ω , dnia w roku i szerokości geograficznej, dla kolektora o zmiennej orientacji:

$$I_{coll} = (I_h - I_d) \frac{\cos \mathcal{G}_{coll}}{\cos \mathcal{G}_z} + \frac{I_d}{2} (1 + \cos \beta) + \frac{I_h}{2} \rho (1 - \cos \beta). \quad (2.21)$$

Składowe I_h oraz I_d można aproksymować zakładając, że natężenie promieniowania zmienia się w przeciągu godziny liniowo w stosunku do zmian kąta ω . Przyjmując $T = 1$ h :

$$\begin{aligned} \bar{I}_h &= \frac{1}{T} \int_0^T I_h(t) dt \approx \frac{1}{T} T I_h \left(\frac{T}{2} \right) = I_h \left(\frac{T}{2} \right), \\ I_h \left(\frac{T}{2} \right) &\approx \bar{I}_h = r_h \bar{H}_h, \\ I_d \left(\frac{T}{2} \right) &\approx \bar{I}_d = r_d \bar{H}_d. \end{aligned} \quad (2.22)$$

2.2.7. Czas wschodu i zachodu Słońca względem płaszczyzny kolektora

Wyrażenie (2.21) jest poprawne tylko dla takich kątów ω , które odpowiadają przedziałowi czasu pomiędzy względnym wschodem i zachodem Słońca. Względny wschód i zachód Słońca ma miejsce wtedy, gdy kąt pomiędzy normalną do płaszczyzny kolektora i kierunkiem Słońca jest równy $\vartheta_{coll} = 90^0$. Po podstawieniu tego warunku do równania (2.20) otrzymujemy

$$0 = \left[\cos \omega (\cos g \sin \beta \operatorname{tg} \lambda + \cos \beta) + \frac{\sin \omega \sin \beta \sin g}{\cos \lambda} + \operatorname{tg} \delta (\cos \beta \operatorname{tg} \lambda - \cos g \sin \beta) \right]. \quad (2.23)$$

Dla następujących oznaczeń:

$$A = \cos \omega,$$

$$a_1 = \cos g \sin \beta \sin \lambda + \cos \beta \cos \lambda,$$

$$a_2 = \sin \beta \sin g,$$

$$a_3 = -\operatorname{tg} \delta (\cos \beta \sin \lambda + \cos g \sin \beta \cos \lambda),$$

rozwiązanie równania przyjmuje postać

$$A = \frac{a_1 a_3 \pm a_2 \sqrt{a_1^2 - a_3^2 + a_2^2}}{a_1^2 + a_2^2}. \quad (2.24)$$

Ostatecznie:

$$\omega_{ps} = \arccos \frac{a_1 a_3 - a_2 \sqrt{a_1^2 - a_3^2 + a_2^2}}{a_1^2 + a_2^2}, \quad (2.25)$$

$$\omega_{ss} = \arccos \frac{a_1 a_3 + a_2 \sqrt{a_1^2 - a_3^2 + a_2^2}}{a_1^2 + a_2^2}, \quad (2.26)$$

gdzie ω_{ps} określa względny czas zachodu, a ω_{ss} względny czas wschodu Słońca.

2.2.8. Nasłonecznienie płaszczyzny dowolnie zorientowanej

Nasłonecznienie rozpatrywane jest zazwyczaj jako ilość energii dostarczonej do kolektora w ciągu jednego dnia. Aby wyznaczyć wartość nasłonecznienia, należy scałkować natężenie całkowite I_{coll} podane w wyrażeniu (2.21). Granice całkowania są określone przez względne czasy wschodu i zachodu Słońca według następujących zależności:

$$\omega_{sss} = \min(\omega_{ss}, -\omega_s), \quad (2.27)$$

$$\omega_{pss} = \min(\omega_{ps}, \omega_s). \quad (2.28)$$

Uwzględniając współczynniki korelacji zdefiniowane w rozdziale (2.2.5), średnie miesięczne nasłonecznienie jest równe [10]

$$\begin{aligned} \bar{H}_{coll} = & \bar{H}_h \int_{\omega_{sss}}^{\omega_{pss}} r_h \frac{\cos \vartheta_{coll}}{\cos \vartheta_z} d\omega - \bar{H}_d \int_{\omega_{sss}}^{\omega_{pss}} r_d \frac{\cos \vartheta_{coll}}{\cos \vartheta_z} d\omega + \\ & + \bar{H}_d \int_{\omega_{sss}}^{\omega_{pss}} \frac{r_d}{2} (1 + \cos \beta) d\omega + \bar{H}_h \int_{\omega_{sss}}^{\omega_{pss}} \frac{r_h}{2} \rho (1 - \cos \beta) d\omega. \end{aligned} \quad (2.29)$$

W równaniu tym wartości ω_{sss} i ω_{pss} są podawane jako średnie miesięczne.

2.3. Bazy danych pomiarów nasłonecznienia

Szacowanie średnich miesięcznych wartości nasłonecznienia dla danej lokalizacji geograficznej wymaga przynajmniej kilkuletnich pomiarów meteorologicznych. Ze względu na ograniczoną liczbę stacji meteorologicznych, określenie nasłonecznienia dla obszarów oddalonych od punktów pomiaru wymaga stosowania metod interpolacji przestrzennej.

Obecnie dostępnych jest kilka komercyjnych baz danych pomiarów nasłonecznienia dla Europy, takich jak *ESRA (The European Solar Radiation Atlas)*, czy *MeteoNorm*. Poprzez Internet dostępne są również bazy niekomercyjne np. *SoDa* i *Satel-Light* [5].

W pracy tej będą wykorzystywane dane odnośnie nasłonecznienia i temperatury pochodzące z niekomercyjnej internetowej bazy danych PV-GIS [5], [6]. Baza ta integruje dane pomiarowe z kilku źródeł:

- Pomiaru natężenia promieniowania słonecznego pochodzące ze 182 stacji meteorologicznych na terenie Europy Środkowej i Wschodniej, wykonane w okresie 1981-1990 r. (pomiaru pochodzą z bazy *ESRA*).
- Właściwości mas powietrznych (*Linke turbidity factor*) pochodzące z bazy *SoDa*.
- Mapa ukształtowania terenu o rozdzielczości rastra 1 km².

W bazie PV-GIS interpolacja warunków klimatycznych wykonywana jest z rozdzielczością 1 km², z uwzględnieniem ukształtowania terenu. Baza ta pozwala okre-

ślić dla danej lokalizacji geograficznej parametry takie jak: średnie roczne i miesięczne nasłonecznienie, średnią miesięczną temperaturę powietrza, optymalne nachylenie kolektora.

2.4. Symulacja zmian nasłonecznienia dobowego

Projekt systemu fotowoltaicznego wymaga symulacji krótko i długoterminowych, których celem jest weryfikacja bilansu energetycznego systemu. Wielkością wejściową w procesie symulacji jest natężenie promieniowania słonecznego, określone w $[\text{W}/\text{m}^2]$ dla danej godziny. Rozkład natężenia w czasie dnia jest wyznaczany na podstawie wartości nasłonecznienia dla tego dnia $[\text{kWh}/\text{m}^2 \text{ na dzień}]$.

Zmiany nasłonecznienia w czasie kolejnych dni opisuje się stosując modele zmian klimatycznych o różnym stopniu złożoności. Model klimatu proponowany w pracy [7] zakłada, że zmiana współczynnika przejrzystości k_h dla kolejnych dni może być opisana jako stochastyczny proces autoregresji pierwszego rzędu. Współczynnik k_h jest to stosunek nasłonecznienia na płaszczyźnie horyzontalnej do nasłonecznienia tej płaszczyzny w warunkach braku atmosfery ziemskiej (wzór (2.18)).

Rozpatrywany model klimatu ma postać [7]

$$u(i) = \rho u(i-1) + \varepsilon, \quad (2.30)$$

gdzie $u(i)$ jest różnicą pomiędzy współczynnikiem $k_h(i)$ dla i -tego dnia w roku, a średnią miesięczną wartością tego parametru, ρ jest współczynnikiem autokorelacji równym około $\rho = 0,25$, praktycznie niezależnie od położenia geograficznego, ε jest liczbą losową o rozkładzie Gaussa taką, że $-1 < \varepsilon < 1$ [7].

Dla potrzeb symulacji systemu PV natężenie promieniowania słonecznego wyznacza się następująco:

1. Na podstawie bazy danych nasłonecznienia (rozdział 2.3), należy ustalić średnie miesięczne nasłonecznienie \bar{H}_h $[\text{kWh}/\text{m}^2 \text{ na dzień}]$ i średni miesięczny stosunek składowej dyfuzyjnej natężenia do natężenia całkowitego \bar{k}_d dla danego miesiąca i danej lokalizacji geograficznej.
2. Wykorzystując model zmian nasłonecznienia (np. równanie (2.30)), należy wyznaczyć losowy przebieg nasłonecznienia dobowego w ciągu danego mie-

siąca. Średnia miesięczna wartość wyznaczonego w ten sposób nasłonecznienia powinna być równa \bar{H}_h .

3. Na podstawie współczynników korelacji pomiędzy natężeniem dobowym a natężeniem w danej godzinie wyznacza się składowe natężenia dla płaszczyzny zorientowanej (równanie (2.21)). Po zsumowaniu składowych otrzymuje się przebieg natężenia całkowitego I_{coll} na płaszczyźnie kolektora o danej orientacji przestrzennej.
4. Aby oszacować nasłonecznienie dobowe kolektora o danej orientacji należy scałkować przebieg natężenia I_{coll} . Zgodnie z aproksymacją (2.22), zamiast całkowania można zsumować wartości natężenia I_{coll} dla każdej godziny pomiędzy wschodem i zachodem słońca.

2.5. Weryfikacja modelu

Algorytmy przedstawione w rozdziałach 2.2 i 2.4 zostały zaimplementowane w środowisku *Matlab* w skrypcie *radiation.m* (List. 9.1). Wyniki symulacji nasłonecznienia za pomocą skryptu *radiation.m* są porównane w poniższych tabelach z danymi pochodzącymi z bazy PV-GIS [6]. Wynik dla danego zbioru parametrów jest średnią dziesięciu tysięcy symulacji. Średnia liczona jest ze względu na losowy charakter rozkładu nasłonecznienia w ciągu miesiąca.

Tab. 2.1. Dane o nasłonecznieniu dla lokalizacji 41°2'N, 2°4'E (Barcelona), pobrane z bazy PV-GIS

Miesiąc	kd	Nasłonecznienie H_{gis} [Wh/m ² /day] dla kątów bd :			
		0 [deg]	15 [deg]	25 [deg]	40 [deg]
styczeń	0,48	1904	2565	2938	3361
maj	0,44	5864	5977	5907	5569
wrzesień	0,39	4560	5125	5361	5475

Tab. 2.2. Wyniki symulacji dla parametrów: $L_d=41,36$; $g_d=0$; hhm jak w Tab. 2.1

Miesiąc	kd	ro	Nasłonecznienie h_{collm} [Wh/m ² /day] dla kątów bd :			
			0 [deg]	15 [deg]	25 [deg]	40 [deg]
styczeń	0,48	0,2	1900	2447	2746	3072
		0,5	1900	2457	2772	3138
maj	0,44	0,2	5956	6010	5830	5466
		0,5	5956	6041	5911	5670
wrzesień	0,39	0,2	4581	5044	5214	5248
		0,5	4581	5067	5278	5408

Względny błąd symulacji liczony jest według wzoru

$$dh = (h_{collm} - H_{gis}) / H_{gis} * 100\% . \quad (2.31)$$

Tab. 2.3. Błąd względny dla symulacji z Tab. 2.2

Miesiąc	kd	ro	Względny błąd symulacji dh dla kątów bd :			
			0 [deg]	15 [deg]	25 [deg]	40 [deg]
styczeń	0,48	0,2	-0,2	-4,6	-6,5	-8,6
		0,5	-0,2	-4,2	-5,7	-6,6
maj	0,44	0,2	1,6	0,6	-1,3	-1,8
		0,5	1,6	1,1	0,1	1,8
wrzesień	0,39	0,2	0,5	-1,6	-2,7	-4,1
		0,5	0,5	-1,1	-1,5	-1,2

Tab. 2.4. Dane o nasłonecznieniu dla lokalizacji 51°6'N, 17°1'E (Wrocław), pobrane z bazy PV-GIS

Miesiąc	kd	Nasłonecznienie H_{gis} [Wh/m ² /day] dla kątów bd :			
		0 [deg]	15 [deg]	25 [deg]	40 [deg]
styczeń	0,7	691	905	1027	1167
maj	0,52	4884	5084	5097	4927
wrzesień	0,57	2766	3115	3272	3376

Tab. 2.5. Wyniki symulacji dla parametrów: $L_d=51,1$; $g_d=0$; hhm jak w Tab. 2.4

Miesiąc	kd	ro	Nasłonecznienie h_{collm} [Wh/m ² /day] dla kątów bd :			
			0 [deg]	15 [deg]	25 [deg]	40 [deg]
styczeń	0,7	0,2	697	878	978	1090
		0,5	697	882	988	1113
maj	0,52	0,2	4989	5113	5084	4775
		0,5	4989	5139	5153	4943
wrzesień	0,57	0,2	2781	3069	3187	3243
		0,5	2781	3083	3227	3340

Tab. 2.6. Błąd względny dla symulacji z Tab. 2.5

Miesiąc	kd	ro	Względny błąd symulacji dh dla kątów bd :			
			0 [deg]	15 [deg]	25 [deg]	40 [deg]
styczeń	0,7	0,2	0,9	-3,0	-4,8	-6,6
		0,5	0,9	-2,5	-3,8	-4,6
maj	0,52	0,2	2,1	0,6	-0,3	-3,1
		0,5	2,1	1,1	1,1	0,3
wrzesień	0,57	0,2	0,5	-1,5	-2,6	-3,9
		0,5	0,5	-1,0	-1,4	-1,1

Błąd estymacji średniego miesięcznego nasłonecznienia rozpatrywany w odniesieniu do uśrednionych danych pomiarowych jest rzędu kilku procent. Taki poziom błędu może być tolerowany przy szacowaniu bilansu energetycznego systemu PV, ponieważ w rzeczywistości nasłonecznienie w danym miesiącu ma różną wartość dla kolejnych lat. Jeżeli jednak wymagana jest produkcja energii elektrycznej na danym poziomie i minimalizowane jest prawdopodobieństwo niedoboru lub nadprodukcji energii w systemie PV, wówczas należy korzystać z bardziej zaawansowanych modeli rozkładu natężenia promieniowania [8]. Warunkiem dokładnej oceny możliwości energetycznych systemu jest znajomość danych meteorologicznych dla wybranej lokalizacji, zebranych w jak najdłuższym czasie.

Z powyższych tabel wynika, że błąd względny symulacji w odniesieniu do danych z bazy PV-GIS jest tym większy, im większy jest kąt nachylenia kolektora. Dzieje się tak między innymi dlatego, że wraz ze wzrostem nachylenia wzrasta rola składowej odbitej natężenia, zależnej od współczynnika ρ (albedo). Właściwy dobór tego współczynnika zależy od właściwości powierzchni otaczającej kolektor. W

styczniu na przykład, gdy powierzchnia otaczająca jest pokryta śniegiem, współczynnik ρ powinien mieć wartość około 0,8.

Błąd symulacji jest także spowodowany przez przyjęcie stałego stosunku składowej dyfuzyjnej do natężenia całkowitego, dla danego miesiąca.

Kolejną przyczyną rozbieżności wyników symulacji z bazą danych jest niedokładność algorytmów zastosowanych w symulacji. Algorytmy te nie uwzględniają wielu czynników, które mają wpływ na natężenie promieniowania. Pomijany jest wpływ refrakcji atmosfery na światło i wpływ wysokości nad poziomem morza.

3. Generator fotowoltaiczny

Kolektor fotowoltaiczny jest częścią systemu fotowoltaicznego, w której zachodzi konwersja energii świetlnej na elektryczną. Kolektor może być zbudowany z paneli gromadzących moduły, lub w mniejszych systemach, z połączonych modułów fotowoltaicznych.

Każdy moduł fotowoltaiczny składa się z ogniw połączonych najczęściej szeregowo. Charakterystyka prądowo–napięciowa pojedynczego ogniw jest skalowalna dając charakterystykę modułu. Jeżeli pominie się oporności na drodze przepływu prądu, to wyjściowy prąd całego panelu jest wielokrotnością prądu ogniw i jest zależny od połączeń równoległych ogniw i modułów. Podobnie napięcie wyjściowe modułu jest zależne od liczby połączonych szeregowo ogniw i modułów.

Wyjściowa moc kolektora fotowoltaicznego jest w przybliżeniu liniowo zależna od natężenia promieniowania świetlnego i maleje wraz ze wzrostem temperatury modułów.

Głównym celem tego rozdziału jest wprowadzenie modelu matematycznego kolektora fotowoltaicznego, dla którego zmiennymi wejściowymi są natężenie promieniowania świetlnego i temperatura otoczenia, a zmienne wyjściowe stanowią prąd i napięcie na zadanym obciążeniu.

3.1. Model analityczny ogniw

Ogniwa fotowoltaiczne są to elementy półprzewodnikowe wykorzystujące efekt fotowoltaiczny. W ogniwach tych fotony o energii większej od przerwy energetycznej półprzewodnika generują pary elektron–dziura, które są rozdzielane przez wewnętrzne pole elektryczne złącza $p-n$ lub złącza Schottky’ego.

Elektryczne właściwości ogniw fotowoltaicznych są opisane układem pięciu równań:

- równaniami gęstości prądów dla nośników mniejszościowych i większościowych,
- równaniami ciągłości strumieni nośników ładunku,
- równaniem Poissona.

W ogólności taki układ równań nie posiada rozwiązania analitycznego. Charakterystykę prądowo–napięciową ogniwa fotowoltaicznego można wyznaczyć analitycznie stosując następujące założenia upraszczające [9]:

- obszar ładunku przestrzennego kończy się skokowo, a poza nim półprzewodnik jest elektrycznie obojętny;
- może być stosowana statystyka klasyczna Boltzmanna;
- w obszarze ładunku przestrzennego można pominąć procesy generacji i rekombinacji nośników;
- koncentracje wstrzykiwanych nośników są małe w porównaniu z koncentracjami nośników większościowych;
- poziom domieszkowania w obszarze emitera i bazy jest stały.

3.1.1. Gęstość fotoprądu ogniwa

Model analityczny otrzymany po uwzględnieniu założeń upraszczających, określa gęstość fotoprądu $J_{ph\lambda}(\lambda)$ generowanego światłem monochromatycznym o długości fali λ . Gęstość fotoprądu $J_{ph\lambda}(\lambda)$ jest równa sumie gęstości dwóch prądów dyfuzyjnych: dziurowego $J_{h\lambda}(\lambda)$ w obojętnym obszarze typu n i elektronowego $J_{e\lambda}(\lambda)$ w obojętnym obszarze typu p .

Ogniwo jest skonstruowane tak, że światło pada na powierzchnię emitera częściowo zasłoniętą przez siatkę metalowych odprowadzeń. Zazwyczaj emiter jest półprzewodnikiem typu n , zaś baza jest typu p . Składowa gęstości fotoprądu generowana w emiterze jest wyrażona następująco [10]:

$$J_{h\lambda}(\lambda) = \frac{q\alpha\phi_0(1-R)L_p}{(\alpha L_p)^2 - 1} \left[-\alpha L_p e^{-\alpha W_e} + \frac{S_e \frac{L_p}{D_p} + \alpha L_p - e^{-\alpha W_e} \left(S_e \frac{L_p}{D_p} \cosh \frac{W_e}{L_p} + \sinh \frac{W_e}{L_p} \right)}{\cosh \frac{W_e}{L_p} + S_e \frac{L_p}{D_p} \sinh \frac{W_e}{L_p}} \right] \quad (3.1)$$

dla oznaczeń wyjaśnionych w Tab. 3.1. Składowa gęstości fotoprądu generowana w obszarze bazy wyraża się wzorem [10]

$$J_{e\lambda}(\lambda) = \frac{q\alpha\phi'_0(1-R)L_n}{(\alpha L_n)^2 - 1} \left[-\alpha L_n - \frac{S_b \frac{L_n}{D_n} \left(\cosh \frac{W_b}{L_n} - e^{-\alpha W_b} \right) + \sinh \frac{W_b}{L_n} + \alpha L_n e^{-\alpha W_b}}{\cosh \frac{W_b}{L_n} + S_b \frac{L_n}{D_n} \sinh \frac{W_b}{L_n}} \right]. \quad (3.2)$$

Tab. 3.1. Oznaczenia parametrów modelu ogniwa fotowoltaicznego

Symbol	Jednostka	Opis
$J_{h\lambda}(\lambda)$	A/cm ² /μm	Gęstość prądu dziurowego generowanego światłem monochromatycznym o długości fali λ
$J_{e\lambda}(\lambda)$	A/cm ² /μm	Gęstość prądu elektronowego generowanego światłem monochromatycznym o długości fali λ
$\alpha(\lambda)$	cm ⁻¹	Współczynnik absorpcji światła
$R(\lambda)$	–	Współczynnik odbicia światła
Φ_0	foton/cm ² /μm/s	Spektralna gęstość strumienia fotonów na powierzchni emitera
Φ'_0	foton/cm ² /μm/s	Spektralna gęstość strumienia fotonów na złączu baza-emiter
L_n	cm	Średnia droga dyfuzji elektronów w bazie
L_p	cm	Średnia droga dyfuzji dziur w emiterze
D_n	cm ² /s	Współczynnik dyfuzji dla elektronów w bazie
D_p	cm ² /s	Współczynnik dyfuzji dla dziur w emiterze
S_e	cm/s	Prędkość rekombinacji powierzchniowej dla emitera
S_b	cm/s	Prędkość rekombinacji powierzchniowej dla bazy
W_e	cm	Grubość warstwy emitera
W_b	cm	Grubość warstwy bazy
q	C	Ładunek elementarny, $q = 1,6 \cdot 10^{-19}$ C
V_T	Volt	Potencjał termiczny, $V_T = kT/q$, k – stała Boltzmanna
n_i	cm ⁻³	Koncentracja nośników samoistnych
N_D	cm ⁻³	Koncentracja donorów
N_A	cm ⁻³	Koncentracja akceptorów
V	Volt	Napięcie na wyprowadzeniach omowych fotoogniwa

Ze względu na absorpcję fotonów w obszarze emitera, gęstość strumienia fotonów docierających do obszaru bazy jest wyrażona następującym równaniem [9]:

$$\phi'_0 = \phi_0 e^{-\alpha W_e}. \quad (3.3)$$

Spektralna gęstość strumienia fotonów jest wielkością proporcjonalną do natężenia promieniowania słonecznego G_λ zgodnie ze wzorem [10]

$$\phi_0 = 10^{16} \frac{G_\lambda \lambda}{hc} \left[\frac{\text{foton}}{\text{cm}^2 \mu\text{m} \cdot \text{s}} \right], \quad (3.4)$$

gdzie jednostką G_λ jest $[\text{W}/\text{m}^2/\mu\text{m}]$, h oznacza stałą Plancka, zaś c prędkość światła w próżni.

Sumując składowe fotoprądu generowane w obszarze emitera i bazy otrzymuje się spektralną gęstość fotoprądu ogniwa:

$$J_{ph\lambda} = J_{h\lambda} + J_{e\lambda}. \quad (3.5)$$

W powyższym równaniu została pominięta składowa fotoprądu generowana w obszarze ładunku przestrzennego złącza p - n .

Wyznaczenie całkowitej gęstości fotoprądu ogniwa wymaga scałkowania równania (3.5) w całym obszarze długości fali świetlnych:

$$J_{ph} = \int_0^\infty J_{ph\lambda} d\lambda = \int_0^\infty (J_{h\lambda} + J_{e\lambda}) d\lambda. \quad (3.6)$$

Z równań (3.1) - (3.6) wynika liniowa zależność pomiędzy natężeniem promieniowania słonecznego i gęstością fotoprądu. Pomimo uproszczeń przyjętych w zastosowanym modelu, zależność ta pozostaje słuszna dla większości stosowanych typów fotoogniw, w szerokim zakresie natężenia promieniowania, przy założeniu że temperatura ogniwa jest stała i nie są wykorzystywane układy koncentrujące światło słoneczne.

3.1.2. Gęstość prądu ciemnego

W warunkach braku oświetlenia charakterystyka prądowo-napięciowa fotoogniwa jest zbliżona do charakterystyki diody. Przyjmując założenia upraszczające podane w rozdziale 3.1 można wyznaczyć analitycznie gęstość tzw. prądu ciemnego J_{dark} płynącego przez ogniwo w kierunku przeciwnym do kierunku przepływu fotoprądu. Gęstość prądów wstrzykiwania nośników większościowych J_{darkE} , J_{darkB} (równanie Shockleya) z uwzględnieniem szybkości rekombinacji powierzchniowej opisana jest równaniami [10]

$$J_{darkE} = q \frac{n_i^2 D_p}{N_D L_p} \left[\frac{S_e \frac{L_p}{D_p} \cosh \frac{W_e}{L_p} + \sinh \frac{W_e}{L_p}}{S_e \frac{L_p}{D_p} \sinh \frac{W_e}{L_p} + \cosh \frac{W_e}{L_p}} \right] \left[\exp\left(\frac{V}{V_T}\right) - 1 \right], \quad (3.7)$$

$$J_{darkB} = q \frac{n_i^2 D_n}{N_A L_n} \left[\frac{S_b \frac{L_n}{D_n} \cosh \frac{W_b}{L_n} + \sinh \frac{W_b}{L_n}}{S_b \frac{L_n}{D_n} \sinh \frac{W_b}{L_n} + \cosh \frac{W_b}{L_n}} \right] \left[\exp\left(\frac{V}{V_T}\right) - 1 \right]. \quad (3.8)$$

Sumaryczna gęstość prądu ciemnego jest wyrażona wzorem

$$J_{dark} = J_{darkE} + J_{darkB} = J_0 \left[\exp\left(\frac{V}{V_T}\right) - 1 \right], \quad (3.9)$$

gdzie J_0 jest to gęstość prądu nasycenia. Gęstość prądu J_0 różni się znacznie w zależności od rodzaju półprzewodnika. W tabeli Tab. 3.2 zamieszczone jest porównanie parametrów ogniw wykonanych z monokrystalicznego krzemu i arsenku galu [10].

Tab. 3.2. Porównanie parametrów ogniw wykonanych z krzemu i GaAs

Parametr	Jednostka	Ogniwo <i>Si</i>	Ogniwo <i>GaAs</i>
n_i	cm ⁻³	1*10 ¹⁰	9,27*10 ⁵
L_n	μm	162	1,51
L_p	μm	0,43	0,43
D_n	cm ² /s	36,6	46,8
D_p	cm ² /s	3,4	7,6
S_e	cm/s	2*10 ⁵	5*10 ³
S_b	cm/s	1*10 ³	5*10 ³
W_e	μm	0,3	0,2
W_b	μm	300	3,8
J_{sc}	A/cm ²	31,2*10 ⁻³	25,5*10 ⁻³
J_0	A/cm ²	1*10 ⁻¹²	9,5*10 ⁻²⁰

3.1.3. Superpozycja prądów

Gęstość prądu przepływającego przez obwód obciążenia fotoogniwa doskonałego jest równa różnicy gęstości dwóch prądów: gęstości fotoprądu J_{ph} płynącego w kierunku zaporowym i gęstości prądu ciemnego J_{dark} płynącego w kierunku przewodzenia [9]

$$J = J_{ph} - J_{dark}. \quad (3.10)$$

Uwzględniając wzór (3.9) otrzymujemy

$$J = J_{ph} - J_0 \left[\exp\left(\frac{V}{V_T}\right) - 1 \right]. \quad (3.11)$$

Zgodnie z ogólnie przyjętą w fotowoltaice konwencją znaków, fotoprąd J_{ph} rozpatrywany jest w obwodzie ze znakiem dodatnim.

Analityczny model przepływu prądu w ogniwie fotowoltaicznym opisany równaniem (3.11) nie uwzględnia następujących zjawisk wpływających na działanie ogniwa:

- rozprężenia prądu w dwóch wymiarach,
- odbicia światła od tylnej powierzchni ogniwa,
- rekombinacji nośników w obszarze ładunku przestrzennego,
- rezystancji szeregowej i boczniowej na drodze przepływu prądu,
- współczynnika niedoskonałości diody.

Z podanych wyżej właściwości największy wpływ na charakterystykę prądowo-napięciową ogniwa ma rezystancja szeregową półprzewodnika i współczynnik niedoskonałości złącza [9].

3.2. Charakterystyka prądowo-napięciowa ogniwa

3.2.1. Obwód równoważny dla ogniwa rzeczywistego

W pierwszym przybliżeniu charakterystyka prądowo-napięciowa ogniwa jest opisana zależnością wynikającą z (3.11)

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V}{V_T}\right) - 1 \right], \quad (3.12)$$

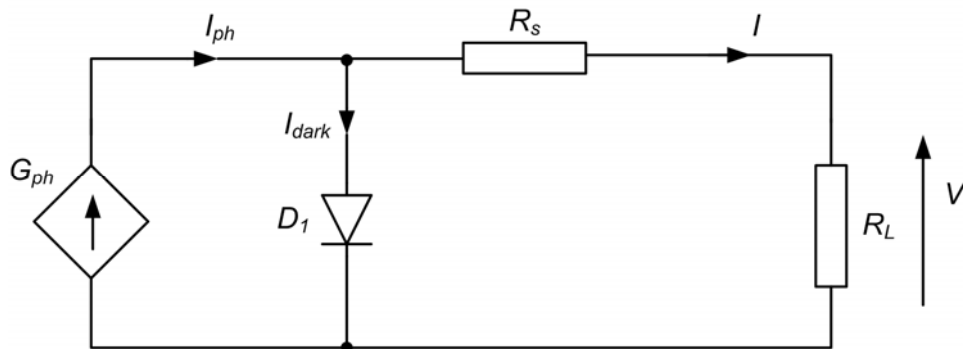
gdzie prąd zwarcia i prąd nasycenia są proporcjonalne do powierzchni ogniwa A wyrażonej w cm^2 [9]

$$I_{ph} = AJ_{ph}, \quad (3.13)$$

$$I_0 = AJ_0. \quad (3.14)$$

Taki uproszczony opis może być niewystarczający. Model ogniwa rzeczywistego stosowany przy projektowaniu i symulacji systemu fotowoltaicznego zazwyczaj uwzględnia rezystancję szeregową R_s i współczynnik niedoskonałości diody n . Równoważny obwód ogniwa rzeczywistego jest przedstawiony na Rys. 3.1, na którym G_{ph} oznacza źródło prądowe o wydajności równej generowanemu fotoprądowi, D_I oznacza diodę modelującą przepływ prądu ciemnego, zaś R_s i R_L są to rezystory o

opornościach równych odpowiednio rezystancji szeregowej ogniwa i rezystancji obciążenia ogniwa.



Rys. 3.1. Obwód równoważny dla ogniwa rzeczywistego [10]

Dokładniejszy model obwodowy fotoogniwa wymaga uwzględnienia rezystancji bocznikowej, oraz efektów rekombinacji nośników w obszarze złącza.

Rezystancja bocznikowa spowodowana jest drogami upływu wzdłuż krawędzi ogniwa i wzdłuż dyslokacji, oraz upływem wzdłuż granic ziaren. Upływy spowodowane są także mikropełnięciami i innymi defektami strukturalnymi. Rezystancję tą modeluje rezystor włączony w obwód równoległe z diodą D_1 . W ogniwach lepszej jakości straty mocy powodowane rezystancją bocznikową są niewielkie w porównaniu ze stratami powodowanymi rezystancją szeregową.

Wpływ rekombinacji w obszarze ładunku przestrzennego złącza może być uwzględniony przez włączenie do obwodu z Rys. 3.1 drugiej diody D_2 , równoległe do diody D_1 . Prąd nasycenia diody D_2 jest różny od prądu I_0 i zależy od konstrukcji ogniwa. Przyjmuje się, że współczynnik doskonałości diody D_2 jest równy $n_2=2$.

Charakterystyka prądowo-napięciowa dla modelu ogniwa z Rys. 3.1 jest opisana zależnością

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{nV_T}\right) - 1 \right], \quad (3.15)$$

gdzie I_{ph} jest to fotoprąd opisany równaniem (3.13), zaś n oznacza współczynnik doskonałości diody.

Model ogniwa (3.15) jest często stosowany w dziedzinie projektowania systemów fotowoltaicznych, ponieważ na podstawie tego modelu można wyznaczyć z wystarczającą dokładnością moc dostarczaną przez kolektor fotowoltaiczny do ob-

ciążenia. Prostota przedstawionego modelu wynika także z faktu, że producenci paneli fotowoltaicznych nie udostępniają danych odnośnie parametrów materiałowych ogniwa. Zazwyczaj nie jest znana rezystancja szeregową i bocznikową oraz inne parametry półprzewodnika, które pozwoliłyby wyznaczyć prąd zwarcia i prąd nasycenia na podstawie analitycznych wzorów z rozdziału 3.1.

3.2.2. Prąd zwarcia ogniwa

W ogniwie idealnym w którym nie występuje rezystancja szeregową, a rezystancja bocznikowa jest nieskończenie wielka, prąd zwarcia I_{sc} (*short-circuit current*) jest równy generowanemu fotoprądowi I_{ph} . W porównaniu z ogniwem idealnym prąd zwarcia ogniwa rzeczywistego jest zawsze mniejszy, co spowodowane jest głównie rezystancją szeregową.

Przyjmując we wzorze (3.15) napięcie na zaciskach równe zero $V=0$, otrzymujemy wyrażenie określające prąd zwarcia dla ogniwa rzeczywistego

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{nV_T}\right) - 1 \right]. \quad (3.16)$$

3.2.3. Napięcie obwodu otwartego

Napięcie obwodu otwartego V_{oc} wyznacza się podstawiając $I=0$ we wzorze (3.15):

$$0 = I_{ph} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right) - 1 \right]. \quad (3.17)$$

Po przekształceniach wzoru (3.17) otrzymuje się wyrażenie określające napięcie obwodu otwartego

$$V_{oc} = nV_T \ln\left(1 + \frac{I_{ph}}{I_0}\right). \quad (3.18)$$

Uwzględniając wzory (3.13) i (3.14)

$$V_{oc} = nV_T \ln\left(1 + \frac{J_{ph}}{J_0}\right). \quad (3.19)$$

Z wyrażenia (3.19) wynika, że napięcie obwodu otwartego zależy logarytmicznie od stosunku J_{ph} / J_0 , czyli w warunkach stałej temperatury V_{oc} zależy logarytmicznie od gęstości fotoprądu J_{ph} . Biorąc pod uwagę, że gęstość fotoprądu jest li-

niowo zależna od natężenia promieniowania świetlnego, otrzymuje się ostatecznie logarytmiczną zależność V_{oc} od natężenia promieniowania.

Drugim ważnym wnioskiem z wyrażenia (3.19) jest niezależność napięcia obwodu otwartego od powierzchni fotoogniwa.

Wzór (3.19) sugeruje proporcjonalną zależność V_{oc} od temperatury ($V_T = kT/q$), jednak od T silnie zależy wielkość J_0 , czego wynikiem jest zmniejszenie się napięcia obwodu otwartego z podwyższeniem temperatury [9].

3.2.4. Współczynnik wypełnienia i wydajność ogniwa

Maksymalną moc ogniwa P_{max} dla ustalonej temperatury i natężenia promieniowania otrzymuje się przy odpowiednio dobranej rezystancji obciążenia R_L . Współrzędne punktu maksymalnej mocy na charakterystyce prądowo-napięciowej ogniwa oznaczane są przez (V_m, I_m) .

Jakość fotoogniwa jest często charakteryzowana przez współczynnik wypełnienia ogniwa (*Fill Factor, FF*), zdefiniowany następująco:

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{oc} I_{sc}}. \quad (3.20)$$

Ogniwa wykonane z półprzewodników o większych przerwach energetycznych mają większe współczynniki wypełnienia [9]. Współczynnik FF zależy także od temperatury ogniwa i rośnie wraz ze spadkiem temperatury [9].

Jednym z ważniejszych parametrów ogniwa jest jego wydajność η , zdefiniowana jako stosunek maksymalnej mocy do natężenia promieniowania światła słonecznego [9]

$$\eta = \frac{A_a J_m V_m}{A_t G} 100\% = \frac{A_a FF J_{sc} V_{oc}}{A_t G} 100\%, \quad (3.21)$$

gdzie A_a i A_t oznaczają odpowiednio czynną i całkowitą przednią powierzchnię ogniwa, zaś G jest to natężenie promieniowania słonecznego.

Ograniczenie wydajności w ogniwie idealnym może być przedstawione za pomocą czynnika spektralnego η_1 , czynnika napięciowego η_2 i czynnika wypełnienia η_3 , takich że [9]

$$\eta = \eta_1 \eta_2 \eta_3. \quad (3.22)$$

Czynnik spektralny η_1 określa tę część energii słonecznej padającej na powierzchnię ogniw, która jest wykorzystywana na generację par nośników ładunku. Tylko ze względu na czynnik spektralny traci się w ogniwie około 55% energii słonecznej. Następną stratą określona przez czynnik napięciowy η_2 wynika z faktu, że energia fotonu konieczna do wytworzenia pary nośników jest równa przerwie energetycznej E_g , a największe napięcie, jakie można otrzymać w ogniwie wynosi V_{oc} , przy czym qV_{oc} jest mniejsze od przerwy energetycznej. Kolejną stratę uwzględnia czynnik wypełnienia η_3 równy parametrowi FF .

Wydajność rzeczywistych ogniw słonecznych jest wyraźnie zmniejszona przez: straty związane z odbiciem światła, straty wywołane zasłonięciem pewnej części powierzchni półprzewodnika przez elektrodę przednią, absorpcję światła w nieaktywnych warstwach wierzchnich takich jak warstwa przeciwo odbiciowa i płytka ochronna, transmisję światła przez półprzewodnik oraz przez nie najlepsze wartości parametrów materiałowych, które determinują transport, rekombinację i generację elektronów i dziur w półprzewodnikach [9].

Tab. 3.3 zawiera porównanie wydajności ogniw dla czterech, obecnie najpowszechniej stosowanych technologii. Warunki STC (*Standard Test Conditions*) dla których podawana jest wydajność oznaczają warunki pomiaru dla temperatury ogniw równej 25 °C, natężenia promieniowania słonecznego równego 1000 W/m² i liczby masy powietrznej równej AM1,5.

Tab. 3.3. Parametry ogniw krzemowych [11]

	Cienkowarstwowe, amorficzne ogniwa krzemowe	Polikrystaliczne ogniwa krzemowe	Monokrystaliczne ogniwa krzemowe	Hybrydowe ogniwa krzemowe *
Wydajność η dla warunków STC	7 –8%	11 –13%	14 –16%	17 –19%
Stosunek powierzchni do mocy szczytowej	15–16 [m ² /kW]	8 [m ² /kW]	7 [m ² /kW]	6,5–7 [m ² /kW]

* W technologii hybrydowych ogniw krzemowych warstwa krzemu monokrystalicznego jest pokryta cienkowarstwowym krzemem amorficznym.

3.2.5. Rezystancja szeregową

Wewnętrzna rezystancję szeregową ogniwa tworzą:

- rezystancje kontaktowe pomiędzy elektrodą przednią i emiterem, oraz pomiędzy elektrodą tylną i bazą;
- rezystancja bazy, zbudowanej zazwyczaj ze słabo domieszkowanego półprzewodnika typu p i rezystancja emitera;
- rezystancja metalowej siatki odprowadzeń pokrywających powierzchnię emitera.

Jak wynika z wzorów (3.16) i (3.19), wzrost rezystancji szeregowej ogniwa powoduje zmniejszenie prądu zwarcia J_{sc} , nie wpływając na napięcie obwodu otwartego V_{oc} . Charakterystyki pomiarowe pokazują również, że wzrost R_s prowadzi do zmniejszenia współczynnika wypełnienia ogniwa FF [9]. Tak więc zgodnie ze wzorem (3.21), wydajność ogniwa maleje ze wzrostem rezystancji szeregowej.

Stratę mocy maksymalnej ogniwa spowodowaną rezystancją szeregową, w porównaniu z ogniwem doskonałym, można wyrazić przybliżonym równaniem [10]

$$P'_m = P_m - I_m^2 R_s, \quad (3.23)$$

gdzie P_m oznacza maksymalną moc dostarczaną przez ogniwo doskonałe.

Przybliżoną wartość rezystancji szeregowej ogniwa wyznacza się za pomocą wzoru [10]:

$$R_s = \frac{V_{oc}}{I_{sc}} - \frac{P_{max}}{FF_0 I_{sc}^2}, \quad (3.24)$$

gdzie FF_0 oznacza współczynnik wypełnienia dla ogniwa idealnego. Współczynnik FF_0 może być aproksymowany wzorem [12]:

$$FF_0 = \frac{\frac{V_{oc}}{V_T} - \ln\left(\frac{V_{oc}}{V_T} + 0,72\right)}{1 + \frac{V_{oc}}{V_T}}. \quad (3.25)$$

3.2.6. Wpływ temperatury

Temperatura ogniwa znacząco wpływa na jego charakterystyki elektryczne. Od temperatury zależy napięcie obwodu otwartego, a także w mniejszym stopniu prąd zwarcia ogniwa.

Współczynnik temperaturowy napięcia obwodu otwartego można oszacować przyjmując następujący model wpływu temperatury na gęstość prądu nasycenia diody [9], [10], [13]:

$$J_0 = BT^\gamma \exp\left(\frac{-E_g}{qT}\right), \quad (3.26)$$

gdzie parametry B i γ są niezależne od temperatury. Zgodnie z wzorem (3.19), napięcie V_{oc} jest w przybliżeniu równe

$$V_{oc} \approx V_T \ln\left(\frac{J_{ph}}{J_0}\right), \quad (3.27)$$

z czego wynika, że współczynnik temperaturowy zdefiniowany jako $\frac{dV_{oc}}{dT}$ jest dany wyrażeniem

$$\frac{dV_{oc}}{dT} = \frac{V_T}{T} \ln \frac{J_{ph}}{J_0} + V_T \frac{d}{dT} \left(\ln \frac{J_{ph}}{J_0} \right). \quad (3.28)$$

Zależność fotoprądu J_{ph} od temperatury można w pierwszym przybliżeniu pominąć [10], co upraszcza wyrażenie (3.28) do postaci

$$\frac{dV_{oc}}{dT} = \frac{V_T}{T} \ln \frac{J_{ph}}{J_0} - V_T \frac{d}{dT} (\ln J_0). \quad (3.29)$$

Uwzględniając w wyrażeniu (3.29) wzory (3.26) i (3.27) otrzymuje się ostatecznie następującą zależność na współczynnik temperaturowy:

$$\frac{dV_{oc}}{dT} = \frac{V_{oc}}{T} - \frac{\gamma V_T}{T} - \frac{E_g}{qT}. \quad (3.30)$$

Dla typowych parametrów monokrystalicznego ogniwa krzemowego [10]: $T=300$ K, $E_g=1,87 \cdot 10^{-19}$ J, $V_{oc}=0,565$ V, $\gamma =3$, z równania (3.30) otrzymujemy współczynnik temperaturowy napięcia obwodu otwartego równy $-2,3$ mV/ K. Jest to wynik zbliżony do wartości dryftu temperaturowego napięcia na złączu $p-n$ przy stałym prądzie przewodzenia, dla krzemowych przyrządów półprzewodnikowych (ok. -2 mV/K [13]).

Na gęstość prądu zwarcia ogniwa temperatura nie wywiera istotnego wpływu. Niewielki wpływ na J_{sc} ma jedynie zmniejszenie się przerwy energetycznej ze wzrostem temperatury. Związany z tym efektem współczynnik temperaturowy gęstości prądu dla ogniwa krzemowego przyjmuje wartość około $6,4 \cdot 10^{-6}$ A/cm²/K [10].

Temperaturowy współczynnik wydajności ogniwa najsilniej zależy od temperaturowego dryftu napięcia obwodu otwartego, dlatego wydajność ogniwa maleje ze wzrostem temperatury.

3.3. Moduł fotowoltaiczny

3.3.1. Konstrukcja modułu fotowoltaicznego

Pojedyncze ogniwo fotowoltaiczne może dostarczyć kilka Watt mocy wyjściowej, co jest niewystarczające w większości zastosowań. Dla uzyskania większych napięć lub prądów ogniwa łączone są szeregowo lub równolegle tworząc moduł fotowoltaiczny.

Dostępne na rynku moduły zbudowane są z kilkudziesięciu ogniw połączonych szeregowo, a ich moc szczytowa waha się od około 30 do 120 W. Powierzchnia ogniwa w module zapewnia prąd zwarcia rzędu kilku Amper dla J_{sc} w granicach 30-36 mA/cm².

Przy połączeniu szeregowym ogniw fotowoltaicznych prąd zwarcia obwodu jest nie większy niż prąd generowany przez ogniwo najslabiej oświetlone. Zależność ta wynika bezpośrednio z modelu obwodowego ogniwa przedstawionego na Rys. 3.1. Jeżeli więc jedno z ogniw jest całkowicie zasłonięte, wówczas moc wyjściowa modułu jest równa zero. Częściowe lub całkowite przysłonięcie ogniw w module, spowodowane na przykład brudem lub śniegiem, jest częstym powodem ograniczenia mocy instalacji fotowoltaicznej.

Aby ograniczyć skutki nierównomiernego oświetlenia ogniw połączonych szeregowo w niektórych typach modułów stosowane są diody bocznikujące. Diody te włączone są równolegle do ogniwa lub szeregu ogniw i przy normalnej pracy modułu są spolaryzowane w kierunku zaporowym.

3.3.2. Charakterystyka prądowo-napięciowa modułu fotowoltaicznego

We wzorze (3.16) określającym prąd zwarcia ogniwa, drugi składnik wynikający z niezerowej rezystancji szeregowej jest pomijalnie mały w porównaniu z wielkością fotoprądu I_{ph} , dlatego

$$I_{ph} \approx I_{sc} \quad (3.31)$$

Po uwzględnieniu założenia (3.31) we wzorze (3.15) otrzymuje się następujący model ogniwa fotowoltaicznego:

$$I = I_{sc} - I_0 \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{nV_T}\right) - 1 \right]. \quad (3.32)$$

Równanie (3.32) jest podstawą modelu całego kolektora fotowoltaicznego.

Aby otrzymać elektryczny obwód zastępczy modułu fotowoltaicznego należy połączyć szeregowo i równolegle obwody modelujące ogniwo (Rys. 3.1) zgodnie z konstrukcją modułu. Stosując prawa Kirchoffa do opisu obwodu zastępczego modułu otrzymuje się prąd wyjściowy I_M i napięcie wyjściowe V_M modułu,

$$I_M = N_p I, \quad (3.33)$$

$$I_{scM} = N_p I_{sc}, \quad (3.34)$$

$$V_M = N_s V, \quad (3.35)$$

$$V_{ocM} = N_s V_{oc}, \quad (3.36)$$

gdzie N_s oznacza liczbę ogniw połączonych szeregowo w łańcuchu, zaś N_p oznacza liczbę łańcuchów połączonych równolegle, przyjmując że moduł fotowoltaiczny jest zbudowany z $(N_s \times N_p)$ ogniw. Rezystancję szeregową modułu R_{sM} wyznacza się jako rezystancję zastępczą sieci $(N_s \times N_p)$ rezystorów o oporności R_s [10]

$$R_{sM} = \frac{N_s}{N_p} R_s. \quad (3.37)$$

Podstawiając powyższe zależności do równania (3.32) otrzymuje się charakterystykę prądowo-napięciową modułu

$$\frac{I_M}{N_p} = \frac{I_{scM}}{N_p} - I_0 \left[\exp\left(\frac{\frac{V_M}{N_s} + \frac{I_M N_p}{N_p N_s} R_{sM}}{nV_T}\right) - 1 \right], \quad (3.38)$$

$$I_M = I_{scM} - N_p I_0 \left[\exp\left(\frac{V_M + I_M R_{sM}}{nN_s V_T}\right) - 1 \right]. \quad (3.39)$$

Prąd nasycenia złącza I_0 można wyznaczyć korzystając ze wzoru (3.32), z którego dla warunków obwodu otwartego wynika zależność

$$I_0 = \frac{I_{sc}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{nV_T}\right) - 1}. \quad (3.40)$$

Jedynka w mianowniku jest pomijalna w porównaniu ze składową eksponentyjalną. Uwzględnienie w powyższym wyrażeniu wzorów (3.34) i (3.36) pozwala wyznaczyć prąd nasycenia złącza w zależności od prądu zwarcia i napięcia obwodu otwartego modułu fotowoltaicznego

$$I_0 = \frac{I_{scM}}{N_p \exp\left(\frac{V_{ocM}}{nV_T N_s}\right)}. \quad (3.41)$$

Rezystancja szeregową modułu jest fizycznym parametrem, który korzystnie jest uzależnić od znanych parametrów elektrycznych. W tym przypadku odpowiednie zależności wyprowadza się korzystając z wzorów (3.24) i (3.25) szacujących rezystancję szeregową ogniwa. Stosując reguły skalowania prądu i napięcia opisane wzorami (3.33)–(3.36) otrzymuje się

$$R_{sM} = \frac{V_{ocM}}{I_{scM}} - \frac{P_{\max M}}{FF_{0M} I_{scM}^2}, \quad (3.42)$$

$$FF_{0M} = \frac{\frac{V_{ocM}}{N_s n V_T} - \ln\left(\frac{V_{ocM}}{N_s n V_T} + 0,72\right)}{1 + \frac{V_{ocM}}{N_s n V_T}}. \quad (3.43)$$

3.3.3. Charakterystyka wyjściowa modułu w funkcji zmian naświetlenia i temperatury

Charakterystyki elektryczne modułów fotowoltaicznych podawane są w katalogach dla standartowych warunków naświetlenia i temperatury STC (standard IEC60904-3). Tak więc dla warunków referencyjnych znany jest prąd zwarcia modułu I_{scMr} i jego współczynnik temperaturowy (dI_{scMr}/dT), oraz znane jest napięcie obwodu otwartego modułu V_{ocMr} i współczynnik temperaturowy (dV_{ocMr}/dT). Dane te pozwalają wyznaczyć prąd zwarcia i napięcie obwodu otwartego modułu dla zakresu natężeń promieniowania świetlnego i temperatur odpowiadającym zmianom klimatycznym.

Podstawowe reguły konwersji charakterystyk referencyjnych modułu wynikają z właściwości elektrycznych ogniwa słonecznego omówionych w rozdziale 3.1 i 3.2. Jak pokazano w rozdziale 3.1.1, w warunkach stałej temperatury prąd zwarcia ogniwa jest liniowo zależny od natężenia promieniowania. Z kolei prąd zwarcia modułu jest proporcjonalny do prądu zwarcia ogniwa. Wynika z tego zależność

$$\left(I_{scM} = \frac{I_{scMr}}{G_r} G \right)_{T=T_r}, \quad (3.44)$$

gdzie G_r i T_r oznaczają odpowiednio natężenie promieniowania i temperaturę modułu dla warunków referencyjnych. Po uwzględnieniu współczynnika temperaturowego prądu zwarcia otrzymuje się [10]

$$I_{scM} = \left[I_{scMr} + \left(\frac{dI_{scM}}{dT} \right) (T_{cell} - T_r) \right] \frac{G}{G_r}, \quad (3.45)$$

gdzie T_{cell} oznacza temperaturę modułu.

Na podstawie wzorów (3.18), (3.33) i (3.35) można wyznaczyć napięcie obwodu otwartego V_{ocM} dla modułu:

$$V_{ocM} = nN_s V_T \ln \left(1 + \frac{I_{scM}}{N_p I_0} \right). \quad (3.46)$$

Współczynnik temperaturowy napięcia obwodu otwartego modułu jest wyznaczany w warunkach stałego natężenia promieniowania, dla dwóch temperatur,

$$\left(\frac{dV_{ocM}}{dT} \right)_G (T_{cell} - T_r) = nN_s V_T \ln \left(1 + \frac{I_{scMr}}{N_p I_0} \right) - V_{ocMr}. \quad (3.47)$$

Dodając do obu stron wyrażenia (3.47) wartość V_{ocM} otrzymuje się

$$V_{ocM} = V_{ocMr} + \left(\frac{dV_{ocM}}{dT} \right)_G (T_{cell} - T_r) + V_{ocM} - nN_s V_T \ln \left(1 + \frac{I_{scMr}}{N_p I_0} \right). \quad (3.48)$$

Po uwzględnieniu zależności (3.46) wzór (3.48) przyjmuje postać

$$V_{ocM} = V_{ocMr} + \left(\frac{dV_{ocM}}{dT} \right)_G (T_{cell} - T_r) + nN_s V_T \ln \left(\frac{1 + \frac{I_{scM}}{N_p I_0}}{1 + \frac{I_{scMr}}{N_p I_0}} \right). \quad (3.49)$$

Jedynkę w liczniku i mianowniku logarytmu w powyższym wzorze można zaniedbać, z wyjątkiem sytuacji gdy I_{scM} jest bliski zera, co daje przybliżoną wartość napięcia obwodu otwartego

$$V_{ocM} \approx V_{ocMr} + \left(\frac{dV_{ocM}}{dT} \right)_G (T_{cell} - T_r) + nN_s V_T \ln \left(\frac{I_{scM}}{I_{scMr}} \right). \quad (3.50)$$

W danych katalogowych modułów fotowoltaicznych podawany jest zawsze punkt pracy modułu w warunkach referencyjnych dla którego uzyskuje się maksy-

malną moc wydzieloną w obciążeniu. Współrzędne tego punktu na charakterystyce prądowo–napięciowej modułu oznaczane są jako (V_{mMr}, I_{mMr}) .

Prąd obciążenia modułu w punkcie maksymalnej mocy I_{mM} można wyrazić empiryczną zależnością [10]

$$I_{mM} = I_{mMr} \frac{G}{G_r} + \left(\frac{dI_{scM}}{dT} \right) (T_{cell} - T_r), \quad (3.51)$$

zgodnie z którą prąd I_{mM} zmienia się proporcjonalnie do natężenia promieniowania, a jego współczynnik temperaturowy jest równy współczynnikowi temperaturowemu prądu zwarcia.

Napięcie na obciążeniu modułu w punkcie maksymalnej mocy V_{mM} wyznacza się z zależności (3.39) i (3.41),

$$I_{mM} = I_{scM} - N_p I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{mM} + I_{mM} R_{sM}}{n N_s V_T} \right) - 1 \right], \quad (3.52)$$

$$V_{mM} = n N_s V_T \ln \left\{ 1 + \frac{I_{scM} - I_{mM}}{I_{scM}} \left[\exp \left(\frac{V_{ocM}}{n N_s V_T} \right) - 1 \right] \right\} - I_{mM} R_{sM}. \quad (3.53)$$

Wyprowadzony powyżej opis właściwości elektrycznych modułu jest funkcją dwóch parametrów klimatycznych: natężenia światła G i temperatury otoczenia T_a . Obie te wielkości wpływają na temperaturę modułu fotowoltaicznego $T_{cell} = f(T_a, G)$. Wartość T_{cell} można oszacować na podstawie podawanego w katalogach parametru NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) oznaczającego temperaturę modułu dla warunków: $G = 800 \text{ W/m}^2$, AM1.5, $T_a = 20 \text{ }^\circ\text{C}$. Stosowana jest następująca formuła empiryczna [10], [14]:

$$T_{cell} = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G, \quad (3.54)$$

gdzie wszystkie parametry temperaturowe podane są w $^\circ\text{C}$, a G podane jest w W/m^2 . Jeżeli wartość NOCT nie jest znana, wówczas przyjmuje się $NOCT = 48 \text{ }^\circ\text{C}$ [10].

3.4. Panel fotowoltaiczny

Panel fotowoltaiczny składa się z wielu modułów, które zostały wzajemnie połączone dla uzyskania większych mocy. Poziom prądu na wyjściu panelu może być zwiększony poprzez równoległe łączenie modułów. Panel fotowoltaiczny może być zaprojektowany do pracy przy praktycznie dowolnym napięciu, aż do kilkuset wol-

tów, dzięki szeregowemu łączeniu modułów. Najczęściej panele fotowoltaiczne pracują przy napięciu wyjściowym równym 12 lub 14 woltów, a w systemach dołączonych do sieci energetycznej przy napięciu 240 woltów [15]. Panele zamontowane na konstrukcjach mocujących z dołączonym okablowaniem nazywane są kolektorem fotowoltaicznym. W mniejszych systemach kolektor fotowoltaiczny może zawierać pojedynczy panel.

Wyjściową charakterystykę prądowo–napięciową panelu fotowoltaicznego wyznacza się stosując prawa Kirchoffa do opisu układu złożonego z modułów fotowoltaicznych połączonych szeregowo i równoległe. Model elektryczny modułu fotowoltaicznego opisany równaniem (3.39) ma taką samą postać jak model elektryczny ogniwa słonecznego (3.15). Prąd i napięcie modułu zależą liniowo od prądu i napięcia ogniwa, przy czym zgodnie z prawami Kirchoffa, napięcie modułu zależy od liczby ogniw połączonych szeregowo a prąd modułu zależy od liczby ogniw połączonych równoległe. Jeżeli przyjmiemy że jednostką podstawową jest moduł w miejsce ogniwa, wówczas zachodzi oczywista analogia zależności opisujących moduł i panel fotowoltaiczny.

Prąd wyjściowy I_G i napięcie wyjściowe panelu V_G stanowią wielokrotność prądu i napięcia modułu zgodnie z równaniami [10]

$$I_G = N_{pG} I_M, \quad (3.55)$$

$$V_G = N_{sG} V_M, \quad (3.56)$$

przyjmując że panel zbudowany jest z N_{sG} modułów połączonych szeregowo i N_{pG} modułów połączonych równoległe. Po uwzględnieniu powyższych wzorów, zależność (3.39) można przekształcić do postaci

$$I_G = N_{pG} I_{scM} - N_{pG} I_0 \left[\exp \left(\frac{N_{pG} V_G + N_{sG} I_G R_{sM}}{n N_s N_{sG} N_{pG} V_T} \right) - 1 \right]. \quad (3.57)$$

W równaniu (3.57) przyjęto wielkość $N_p = 1$, ponieważ równoległe połączenie ogniw jest rzadko stosowane w konstrukcji standartowych modułów. Podstawiając w równaniu (3.57) zależność (3.41) opisującą prąd nasycenia złącza uzyskuje się wyjściową charakterystykę prądowo–napięciową panelu fotowoltaicznego

$$I_G = N_{pG} I_{scM} - \frac{N_{pG} I_{scM}}{\exp \left(\frac{V_{ocM}}{n N_s V_T} \right)} \left[\exp \left(\frac{N_{pG} V_G + N_{sG} I_G R_{sM}}{n N_s N_{sG} N_{pG} V_T} \right) - 1 \right]. \quad (3.58)$$

Jeżeli panel fotowoltaiczny zbudowany z identycznych modułów jest równomiernie oświetlony, wówczas współrzędne punktu maksymalnej mocy panelu (I_{mG} , V_{mG}) stanowią wielokrotność odpowiednich współrzędnych dla modułu zgodnie z równaniami

$$I_{mG} = N_{pG} \left[I_{mMr} \frac{G}{G_r} + \left(\frac{dI_{scM}}{dT} \right) (T_{cell} - T_r) \right], \quad (3.59)$$

$$V_{mG} = N_{sG} \left(nN_s V_T \ln \left\{ 1 + \frac{I_{scM} - I_{mM}}{I_{scM}} \left[\exp \left(\frac{V_{ocM}}{nN_s V_T} \right) - 1 \right] \right\} - I_{mM} R_{sM} \right), \quad (3.60)$$

co wynika bezpośrednio ze wzorów (3.51), (3.53), (3.55) i (3.56).

3.5. Estymacja parametrów modułu fotowoltaicznego

Fizyczne parametry półprzewodnika tworzącego ogniwo fotowoltaiczne w module są zazwyczaj nieznanne. Parametry takie jak prąd nasycenia złącza I_0 , współczynnik jakości złącza n i rezystancja szeregową modułu R_{sM} szacowane są więc na podstawie wyjściowych charakterystyk elektrycznych modułu w warunkach referencyjnych, udostępnianych w danych katalogowych produktu.

Przybliżone wzory (3.41) i (3.42) wyznaczające parametry I_0 i R_{sM} wykorzystują dane o prądzie zwarcia i napięciu obwodu otwartego modułu. Dokładniejsze oszacowanie wartości I_0 , R_{sM} i n możliwe jest dzięki estymacji tych parametrów na podstawie pomiarowych charakterystyk prądowo-napięciowych.

Stosowanych jest kilka metod estymacji parametrów modelu ogniwa fotowoltaicznego [16], [17], [18]. Zależność $I(V)$ dla ogniwa jest eksponentialna, dlatego niewielkie błędy pomiaru napięcia w pobliżu napięcia rozwarcia mają bardzo duży wpływ na wariancję estymacji. Z tej przyczyny estymacja wykorzystująca metodę najmniejszych kwadratów do minimalizacji sumy błędów pomiędzy charakterystyką zmierzoną i dopasowaną jest nieskuteczna.

W pracy [17] opisana jest estymacja krzywej $I-V$ ogniwa metodą ODR (*Orthogonal Distance Regresion*). Ważona metoda ODR dopasowuje krzywą analityczną i pomiarową poprzez minimalizację następującego wyrażenia:

$$\min_{\vec{p}} \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left[\left(\frac{V_i - \hat{V}_i(\vec{p})}{\sigma(V)} \right)^2 + \left(\frac{I_i - \hat{I}_i(\vec{p})}{\sigma(I)} \right)^2 \right]}, \quad (3.61)$$

gdzie V_i i I_i oznaczają współrzędne punktu pomiarowego, \hat{V}_i i \hat{I}_i są to współrzędne na charakterystyce estymowanej, $\sigma(V)$ i $\sigma(I)$ oznaczają poziom szumu pomiarowego napięcia i prądu, \bar{p} jest wektorem parametrów modelu, a n jest liczbą punktów pomiarowych.

Estymacja metodą ODR wykorzystana jest w programie *IVfit* [17], [19], służącym do szacowania podstawowych parametrów ogniwa lub modułu na podstawie pomiarowej charakterystyki prądowo–napięciowej. Program implementuje model ogniwa jedno lub dwu diodowy przy czym uwzględniona jest rezystancja bocznikowa.

W celu sprawdzenia dokładności wprowadzonych wzorów określających rezystancję szeregową modułu R_{sM} i prąd nasycenia półprzewodnika I_0 , w dalszej części rozdziału przyjęte jest założenie o znacznie większej dokładności estymacji parametrów modułu programem *IVfit* niż za pomocą wymienionych wzorów. Weryfikacja została wykonana na podstawie pomiarowych charakterystyk $I-V$ trzech typów modułów fotowoltaicznych dostępnych na rynku. Charakterystyki $I-V$ dla każdego z modułów podane są w notach katalogowych ([20], [21]), a wyznaczone z tych charakterystyk współrzędne punktów (I, V) , stanowiące dane wejściowe estymacji wykonanej programem *IVfit*, znajdują się w plikach *BP380.dat*, *BP790.dat*, *SHARP142_1.dat* i *SHARP142_2.dat*.

W tabeli Tab. 3.4 porównane są wyniki estymacji parametrów modułu opisanego równaniem (3.39) uzyskane za pomocą programu *IVfit* i wzorów (3.41), (3.42). Estymacja programem *IVfit* wykonana jest na podstawie około trzydziestu punktów pomiarowych charakterystyki wyjściowej modułu, dla poziomu szumu rzędu 10^{-2} V dla napięcia i 10^{-3} A dla prądu. Miarą rozrzutu estymatorów jest procentowe odchylenie standardowe s określone wzorem

$$s = \frac{1}{\bar{p}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (p_i - \bar{p})^2}{n-1}} * 100\%, \quad (3.62)$$

gdzie p_i to kolejne wyestymowane wartości parametru p , zaś \bar{p} to średnia arytmetyczna z próby. W równaniach (3.41) i (3.42) przyjęta jest wartość parametru n wyestymowana programem *IVfit*.

Tab. 3.4. Porównanie parametrów wyestymowanych programem *IVfit* i otrzymanych ze wzorów szacunkowych dla modułów BP [20] i Sharp [21]

		R_{sM} [Ohm]	I_0 [A]	n
BP 380	IVfit	0,12 ($s=14,19\%$)	$7,35E-5$ ($s=52,27\%$)	1,52 ($s=3,29\%$)
	wzór	0,11	$6,87E-7$	
BP 790	IVfit	0,15 ($s=10,93\%$)	$4,23E-5$ ($s=38,21\%$)	1,46 ($s=2,29\%$)
	wzór	0,20	$3,06E-7$	
ND-N2ECU 1000 W/m ²	IVfit	0,01 ($s=189,22\%$)	$6,20E-5$ ($s=14,66\%$)	1,97 ($s=1,21\%$)
	wzór	0,02	$6,05E-5$	
ND-N2ECU 600 W/m ²	IVfit	0,03 ($s=36,24\%$)	$9,43E-5$ ($s=10,46\%$)	2,03 ($s=0,94\%$)
	wzór	0,05	$8,60E-5$	

Na podstawie Tab. 3.4 można stwierdzić, że wartość rezystancji szeregowej modułu wyznaczonej wzorem (3.42) mieści się w granicach odchylenia standardowego estymatora parametru R_{sM} . Wzór ten daje więc wiarygodne oszacowanie wartości R_{sM} pod warunkiem, że znany jest estymator współczynnika n .

Pomiędzy estymatorem prądu nasycenia modułów BP380 i BP790 i wartością otrzymaną ze wzoru (3.41) występuje rozbieżność sięgająca dwóch rzędów wielkości. Należy więc liczyć się z dużym błędem w przypadku szacowania parametru I_0 na podstawie zależności (3.41).

4. Akumulatory kwasowo – ołowiowe

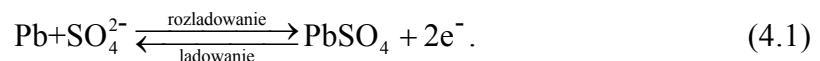
Większość systemów fotowoltaicznych wykorzystuje akumulatory ołowiowe, ze względu na ich efektywność i niską cenę. Zazwyczaj moc dostarczana i pobierana z akumulatora jest ograniczana przez regulator kontrolujący stan naładowania baterii. Dzięki takiemu rozwiązaniu akumulatory w systemie fotowoltaicznym pracują w optymalnym zakresie stanu naładowania, co zwiększa ich żywotność. Układ sterujący przepływem mocy zabezpiecza także przed rozładowaniem baterii prądem czerpanym przez kolektor fotowoltaiczny w warunkach braku oświetlenia.

W rozdziale tym zostanie przedstawiony model opisujący zależność napięciowo – prądową na zaciskach baterii (model napięciowy), oraz model ładunkowy pozwalający symulować stan naładowania baterii (model kinetyczny). Model napięciowy wykorzystywany jest do budowy obwodu elektrycznego opisującego właściwości systemu fotowoltaicznego, natomiast model kinetyczny baterii jest podstawą projektowania opartego na analizie bilansu energetycznego systemu.

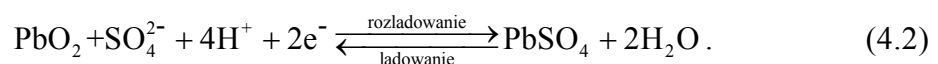
4.1. Charakterystyka baterii kwasowo – ołowiowych

4.1.1. Zjawiska elektrochemiczne

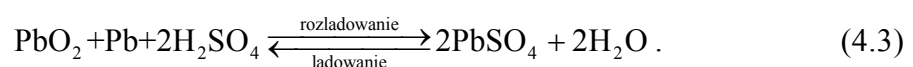
W akumulatorze ołwiowym anodą jest ołów, a katodą dwutlenek ołowiu. Obie elektrody są zanurzone w 40% roztworze kwasu siarkowego. Reakcja chemiczna, która zachodzi na powierzchni anody, jest następująca [22]:



Katoda pokryta jest dwutlenkiem ołowiu i uczestniczy w reakcji opisanej równaniem [22]



Sumaryczna reakcja chemiczna ma postać



Różnica pomiędzy potencjałami elektrod Pb i PbO₂ zanurzonymi w stężonym roztworze H₂SO₄ wynosi prawie 2,2 V.

Jak wynika z reakcji (4.3), w momencie rozładowywania akumulatora zużywany jest kwas siarkowy, czemu towarzyszy powstawanie wody. W konsekwencji skład i gęstość kwasu zmienia się z 40% wagowych przy pełnym naładowaniu do około 16% w akumulatorze rozładowanym [22]. Stan rozładowania akumulatora można bardzo dokładnie określić ze zmian gęstości elektrolitu i na tej zasadzie działają niektóre wskaźniki stanu naładowania akumulatora kwasowo-ołowiowego.

Pojemność akumulatorów ołowiowych szybko maleje wraz ze spadkiem temperatury. Zjawisko to spowodowane jest wzrostem rezystancji wewnętrznej baterii i obniżeniem się szybkości dyfuzji w elektrolicie wraz ze spadkiem temperatury. W tabeli Tab. 4.1 przedstawione są użytkowe pojemności akumulatora kwasowo-ołowiowego w różnych temperaturach w stosunku do pojemności przy 20°C. Zależność pojemności akumulatora od temperatury nie będzie uwzględniona w modelach przedstawionych w dalszej części rozdziału.

Tab. 4.1. Użytkowe pojemności akumulatora ołowiowo-kwasowego w różnych temperaturach (w stosunku do 20°C) [22]

Temperatura [°C]	27	0	-18	-29
[%] pojemności wzg. pojemności w 20°C	100%	65%	40%	18%

Podstawowymi parametrami charakteryzującymi akumulator są: pojemność nominalna C_x , stan naładowania akumulatora SOC , efektywność konwersji energii η_{rt} , oraz współczynnik D określający szybkość samorozładowania baterii.

4.1.2. Pojemność nominalna

Pojemność nominalna baterii C_x oznacza ilość energii, jaką może dostarczyć akumulator przy ustalonym czasie rozładowywania, w warunkach ustalonej temperatury, przy czym rozładowywanie trwa aż do osiągnięcia ustalonego minimalnego napięcia na zaciskach baterii. W zależności od czasu rozładowania definiuje się różne pojemności nominalne. Zazwyczaj producenci podają wartości pojemności dla czasów rozładowania równych 5 h, 10 h i 100 h, którym odpowiadają parametry C_5 , C_{10} i C_{100} .

Jeżeli bateria będzie pracowała przy napięciu niższym niż określone przez producenta napięcie minimalne, wówczas zajdą nieodwracalne procesy chemiczne, których skutkiem będzie krótszy czas życia i niższa wydajność baterii. Dla akumulatora

rów stosowanych w systemach fotowoltaicznych minimalne napięcie pracy waha się pomiędzy 1,75 i 1,85 V dla pojedynczego ogniwa [14].

Pojemność nominalna jest mierzona w Ah lub Wh, zaś relacja pomiędzy tymi jednostkami jest opisana równaniem

$$C_{Wx} [\text{Wh}] = V_{bat} [\text{V}] C_{Ax} [\text{Ah}], \quad (4.4)$$

gdzie x jest to czas rozładowywania, a V_{bat} jest to napięcie na zaciskach akumulatora.

4.1.3. Stan naładowania baterii SOC

Parametr *SOC* (*state of charge*) jest miarą energii zgromadzonej w danej chwili w akumulatorze. *SOC* wyznacza się z następującej definicji [10]:

$$SOC = \frac{Q}{Q_{max}}, \quad (4.5)$$

$$0 \leq SOC \leq 1, \quad (4.6)$$

gdzie Q_{max} jest to maksymalna pojemność akumulatora, a Q jest to pojemność dostępna w danej chwili. W dalszych rozważaniach, w zależności od kontekstu, jednostką pojemności będzie Wh lub Ah.

4.1.4. Efektywność konwersji energii

Efektywność konwersji energii η_{rt} (*battery roundtrip efficiency*) jest miarą strat energii związanych z jej gromadzeniem w akumulatorze. Współczynnik ten zdefiniowany jest następującym wzorem [14]:

$$\eta_{rt} = \frac{E_{disch}}{E_{rech}}, \quad (4.7)$$

gdzie E_{disch} [Wh] oznacza energię oddaną do obciążenia podczas rozładowywania akumulatora, zaś E_{rech} [Wh] oznacza energię, którą należy dostarczyć do akumulatora, aby stan jego naładowania *SOC* był taki sam jak przed rozpoczęciem cyklu rozładowywania.

Efektywność konwersji η_{rt} dla akumulatorów kwasowo-ołowiowych stosowanych w systemach fotowoltaicznych wynosi około 75-85% i jest zależna od stanu naładowani *SOC* [14]. Im niższy jest poziom naładowania baterii, tym efektywność konwersji jest wyższa. Straty energii podczas ładowania są spowodowane zjawia-

skiem wydzielania się wodoru na płycie ołowianej i tlenu na elektrodzie tlenkowej oraz koniecznością stosowania wyższego napięcia V_{bat} w procesie ładowania od napięcia uzyskiwanego w czasie rozładowywania [22].

Szybkość rozładowywania się akumulatora w warunkach obwodu otwartego (prąd obciążenia akumulatora równy zero) jest opisana współczynnikiem D ,

$$D = \frac{SOC(t_0) - SOC(t)}{SOC(t_0)(t - t_0)}, \quad (4.8)$$

[14]. Wartość współczynnika D jest tym większa im wyższa jest temperatura akumulatora. Dla typowych akumulatorów szybkość samorozładowania mieści się w granicach 1 – 4 % na miesiąc w temperaturze 20 – 25°C [14].

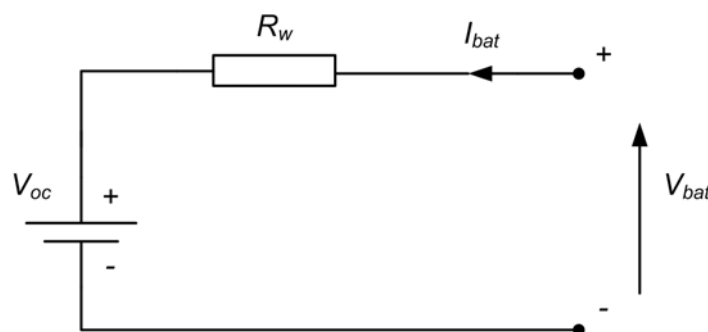
4.2. Model napięciowy akumulatora

4.2.1. Charakterystyka modelu

W modelu napięciowym akumulatora wykorzystane są obserwacje zależności napięcia na zaciskach akumulatora od następujących czynników:

- kierunku prądu (ładowanie lub rozładowywanie),
- stanu naładowania baterii (SOC),
- rezystancji wewnętrznej baterii,
- natężenia prądu ładowania lub rozładowywania.

Model napięciowy opisany jest w pracach [10] i [23], a jego schemat obwodowy jest przedstawiony na Rys. 4.1.



Rys. 4.1. Model napięciowy akumulatora kwasowo-ołowiowego [10]

Obwód składa się ze źródła napięciowego V_{oc} połączonego szeregowo z rezystorem R_w . Wartości obu tych elementów zależą od kierunku przepływu prądu I_{bat} i od stanu rozładowania baterii. Napięcie V_{bat} na zaciskach akumulatora wyrażone jest wzorem

$$V_{bat} = V_{oc} + I_{bat} R_w. \quad (4.9)$$

W zależności od kierunku prądu I_{bat} akumulator jest ładowany lub rozładowywany. Według przyjętej konwencji w przypadku ładowania prąd I_{bat} jest dodatni (w odniesieniu do Rys. 4.1).

Rozważany model odzwierciedla właściwości elektryczne akumulatora tylko wówczas, gdy cykl jego pracy nie obejmuje stanu głębokiego rozładowania i stanu naładowania bliskiego nasyceniu. W praktyce oznacza to stan naładowania akumulatora w granicach 20 – 80% pojemności maksymalnej baterii. Takie uproszczenie modelu jest uzasadnione w przypadku zastosowania układów kontrolujących stan baterii i sterujących prądem I_{bat} .

Przedstawiony poniżej opis modelu napięciowego akumulatora nie uwzględnia wpływu temperatury na stan naładowania SOC , napięcie V_{oc} i rezystancję R_w . Przyjęte jest bowiem założenie o pracy akumulatora w warunkach stałej temperatury otoczenia.

4.2.2. Napięcie rozwarcia

Na podstawie charakterystyk pomiarowych akumulatora wyznacza się zależność napięcia obwodu otwartego V_{oc} od stanu naładowania SOC podczas ładowania i rozładowywania akumulatora, $V_{oc} = f(SOC, I_{bat})$. W przedziale zmienności SOC około 20 – 80% można przyjąć, że zależność ta jest liniowa [24], dlatego stosowana jest następująca aproksymacja wartości V_{oc} [10]:

$$V_{oc}^{ch} = n_s (a_{ch} SOC + b_{ch}), \text{ dla } I_{bat} \geq 0; \quad (4.10)$$

$$V_{oc}^{dch} = n_s (a_{dch} SOC + b_{dch}), \text{ dla } I_{bat} < 0; \quad (4.11)$$

gdzie n_s oznacza liczbę ogniw połączonych w akumulatorze szeregowo, zaś indeksy ch i dch oznaczają odpowiednio stan ładowania lub rozładowywania. Wartości parametrów a_{ch} , a_{dch} , b_{ch} i b_{dch} zależą od typu akumulatora i są estymowane na podstawie pomiarów. Parametry te są wyrażone w woltach.

4.2.3. Rezystancja wewnętrzna

Rezystancja wewnętrzna akumulatora R_w zmienia się w zależności od kierunku prądu I_{bat} , stanu naładowania akumulatora SOC i temperatury. Proces rozładowania jest przyczyną tworzenia się nierozpuszczalnej warstewki siarczanów ołowiu $PbSO_4$ na obu elektrodach. Materiał ten jest bardzo słabym przewodnikiem elektrycznym i osadza się w postaci drobnokrystalicznego szczelnego osadu pasywując elektrodę ołowiową i tlenkowo – ołowianą. Skutkiem tego jest zmniejszenie pojemności akumulatora i wzrost jego rezystancji wewnętrznej [24].

Podczas ładowania baterii wartość rezystancji wewnętrznej R_w jest większa niż podczas rozładowywania. Zmiany R_w w funkcji stanu naładowania SOC i temperatury mają charakter nieliniowy i w niewielkim stopniu wpływają na wartość napięcia wyjściowego V_{bat} [24].

W modelu baterii stosowanym do symulacji systemu fotowoltaicznego przyjmuje się zazwyczaj stałą wartość R_w niezależną od kierunku prądu, ponieważ zapewnia to wystarczającą dokładność symulacji stanu naładowania SOC i napięcia V_{bat} [10].

Rezystancja wewnętrzna dla akumulatorów danego typu różniących się między sobą pojemnością maksymalną Q_{max} lub napięciem nominalnym może być modelowana równaniem [10]

$$R_w = n_s \frac{\alpha}{Q_{max}}, \quad (4.12)$$

gdzie α jest współczynnikiem o wymiarze $Ah \cdot \Omega$ zależnym od technologii wykonania konkretnej rodziny akumulatorów, zaś parametr Q_{max} jest wyrażony w Ah .

4.2.4. Stan naładowania

Modelowanie zmian stanu naładowania akumulatora realizowane jest na podstawie historii zmian napięcia i prądu baterii. Zmienna $Q(t)$ jest wyznaczana poprzez całkowanie zmian energii akumulatora. Metoda ta jest łatwa do implementacji w programach symulacyjnych gdzie czas jest zmienną dyskretną i całkowanie wykonywane jest jako sumowanie (metoda trapezów).

Podstawowym równaniem opisującym zmianę ładunku $Q(t)$ w ciągu kwantu jednostki czasu Δt jest równanie bilansu energetycznego [10]:

$$Q(t + \Delta t) = Q(t)(1 - D\Delta t) + \eta_{rt} (V_{bat} I_{bat} - R_w I_{bat}^2) \Delta t. \quad (4.13)$$

Równanie bilansu uwzględnia składnik związany z samorozładowaniem się baterii oraz składnik związany z przepływem prądu I_{bat} . Biorąc pod uwagę wzór (4.9) równanie (4.13) można uprościć do postaci

$$Q(t + \Delta t) = Q(t)(1 - D\Delta t) + \eta_{rt} V_{oc} I_{bat} \Delta t. \quad (4.14)$$

W powyższym równaniu jednostką zgromadzonej energii Q jest zazwyczaj Wh, a jednostką kwantu czasu Δt jest godzina.

4.2.5. Implementacja modelu

Model akumulatora opisany równaniami (4.9) - (4.14) został zaimplementowany w środowisku *Matlab* w skrypcie *battery_volt.m* (List. 9.2).

Do sprawdzenia właściwości modelu wykorzystane zostały dane z pracy [10] dotyczące akumulatora ATERSA 7TSE 70 ($Q_{max}=13200$ Wh, $D=10^{-5}$ h⁻¹, $\eta_{rt}=80$ %, $n_s=12$, $R_{ch}=140$ m Ω , $R_{dch}=80$ m Ω , $a_{ch}=2$ V, $a_{dch}=1,926$ V, $b_{ch}=0,16$ V, $b_{dch}=0,248$ V). W pracy tej podanych jest 3036 punktów pomiarowych (I_{bat} , V_{bat}), dla pomiarów wykonanych co 120 sekund. Pomiar prądu akumulatora i odpowiadającego mu napięcia wykonane są w systemie fotowoltaicznym, w którym akumulator połączony jest równolegle z kolektorem fotowoltaicznym i obciążeniem o charakterze rezystancyjnym.

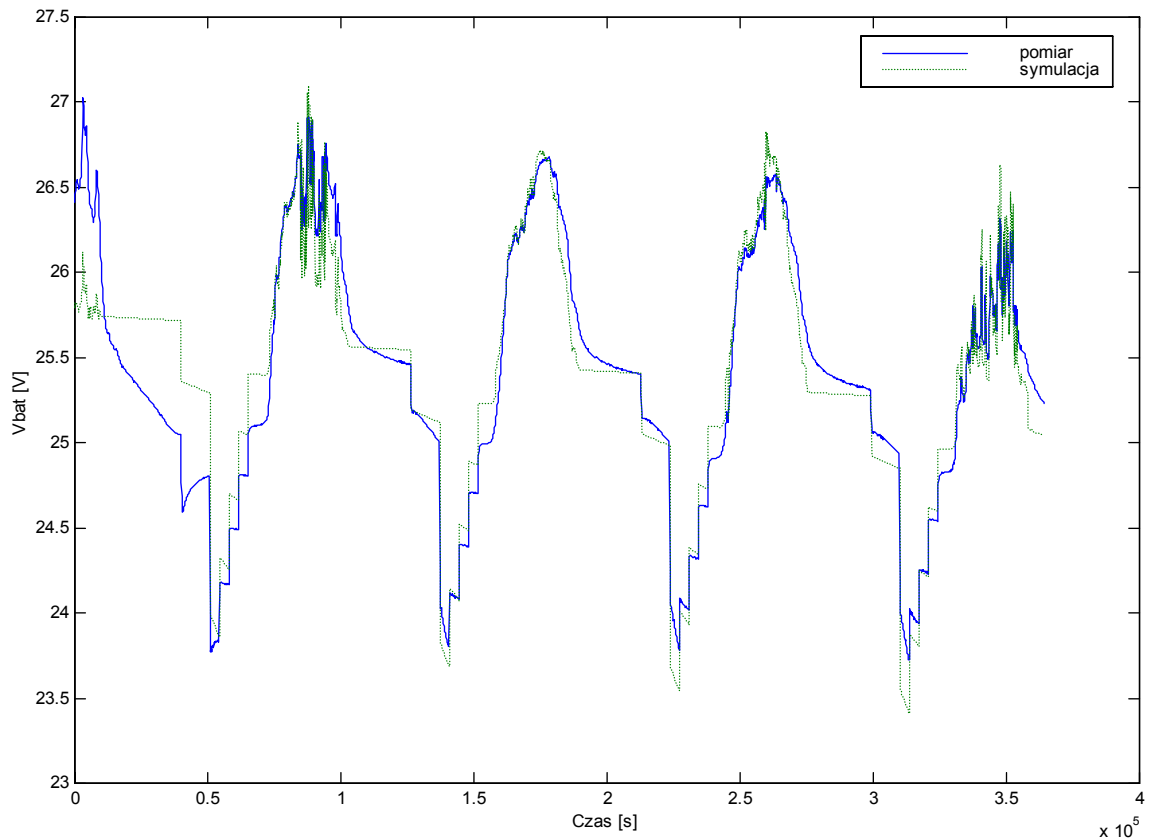
W skrypcie *battery_volt.m* symulowane są zmiany napięcia V_{bat} dla pięciu kolejnych dni. Wektorem wejściowym symulacji jest prąd akumulatora I_{bat} . Wyniki symulacji są następnie porównane ze zmierzonymi wartościami napięcia V_{bat} . Dane pomiarowe znajdują się w skryptach *Vbatm_script.m* i *Iph_script.m*.

Na rysunku Rys. 4.2 widoczne są wyniki symulacji napięcia V_{bat} w porównaniu do napięcia zmierzonego.

Aby określić błąd symulacji, w skrypcie *battery_volt.m* wyznaczona jest wartość średniokwadratowa różnicy napięcia zmierzonego V_{batm} i symulowanego V_{bats} , zgodnie ze wzorem:

$$E_{rms}(n) = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n [V_{batm}(i) - V_{bats}(i)]^2}. \quad (4.15)$$

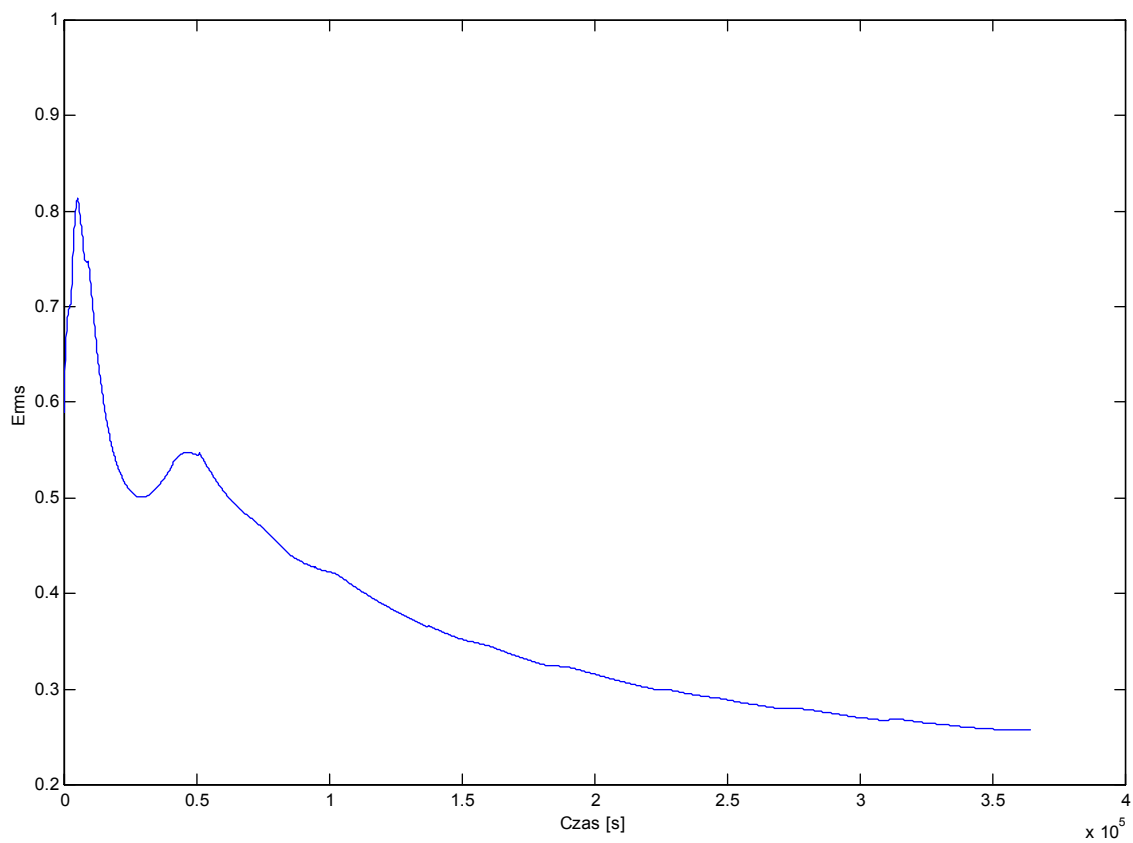
Zmiany wartości błędu E_{rms} w funkcji czasu pokazane są na rysunku Rys. 4.3, zaś symulowany stan naładowania akumulatora *SOC* jest widoczny na rysunku Rys. 4.4.



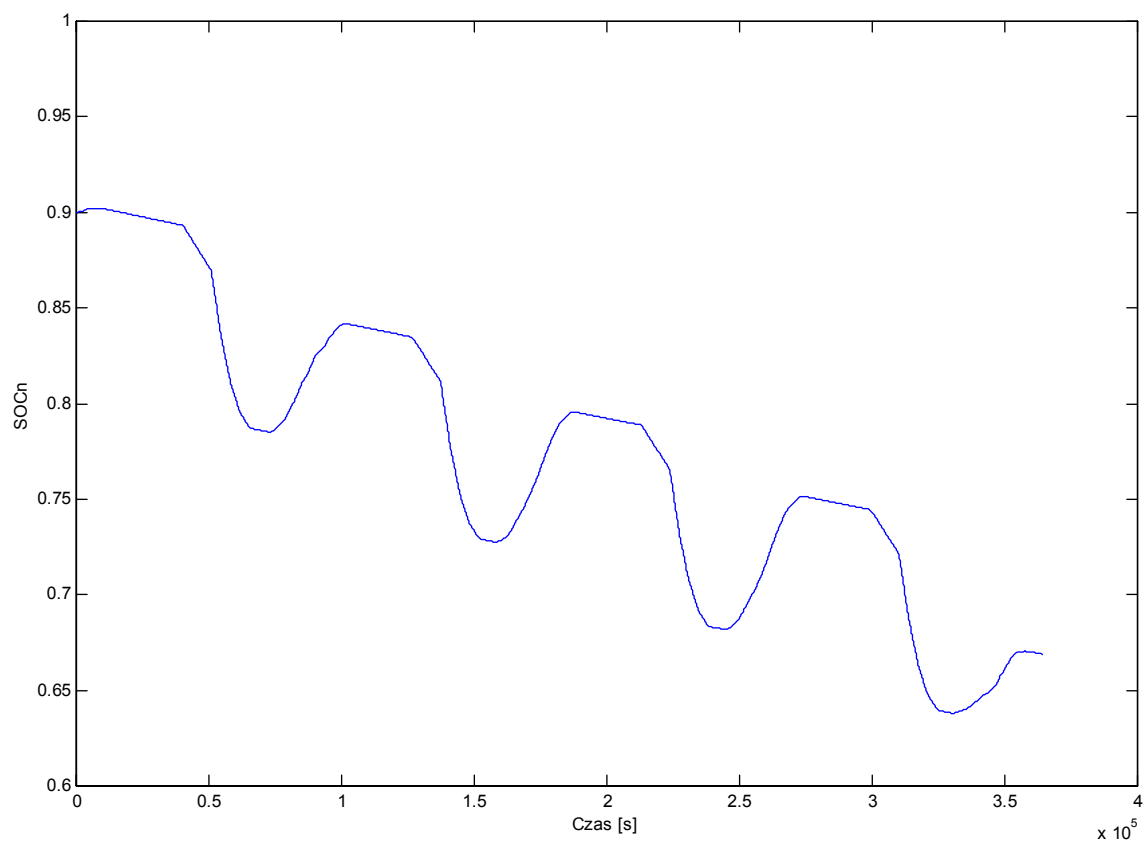
Rys. 4.2. Porównanie napięcia akumulatora V_{bat} zmierzonego i symulowanego

Jak widać na wykresie $SOC=f(t)$ (Rys. 4.4), stan naładowania akumulatora zmienia się od 90% do 67% energii maksymalnej. Zgodnie z założeniami zastosowany model akumulatora nie uwzględnia stanu naładowania powyżej 80% ($SOC > 0,8$). Dlatego też początkowy błąd symulacji widoczny na Rys. 4.3 jest znaczący. Błąd ten jest mniejszy w zakresie, w którym SOC nie przekracza wartości 0,8 i maleje wraz ze spadkiem stanu naładowania akumulatora.

Należy zaznaczyć, że główną wadą modelu obwodowego akumulatora opisanego w rozdziale 4.2 jest brak możliwości estymacji parametrów modelu na podstawie standardowej specyfikacji technicznej akumulatora.



Rys. 4.3. Wartość średnia kwadratowa błędu symulacji napięcia akumulatora



Rys. 4.4. Stan naładowania SOC w funkcji czasu

4.3. Model kinetyczny akumulatora

4.3.1. Koncepcja modelu

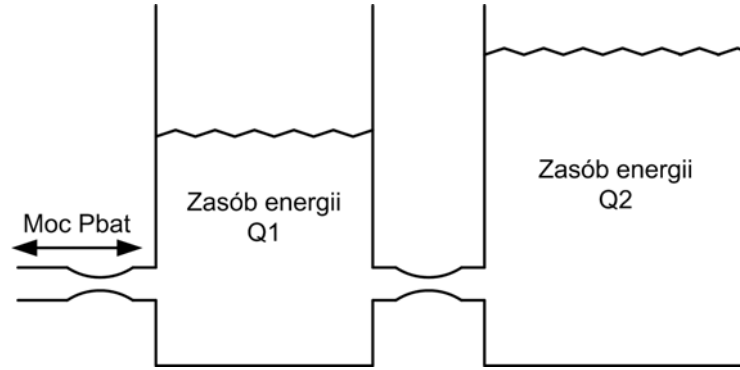
Na potrzeby symulacji przepływu energii w hybrydowych systemach zasilania opracowano tzw. model kinetyczny baterii [23]. Model ten opisuje różne typy baterii, w tym kwasowo–zasadowe oraz niklowo–kadmowe. Wykorzystuje się go między innymi w aplikacjach *HYBRID2* [23] i *Homer* [25] służących do projektowania systemów fotowoltaicznych i hybrydowych.

Zgodnie z prawami kinetyki reakcji elektrochemicznych dostępna pojemność baterii maleje w miarę wzrostu szybkości procesu ładowania bądź rozładowywania. Zależność ta jest podstawą koncepcji opisu baterii jako połączenia dwóch zbiorników energii (Rys. 4.5). Zbiornik pierwszy Q1 modeluje energię zmagazynowaną w akumulatorze, która może być przetworzona na prąd stały w bardzo krótkim czasie. Zbiornik drugi Q2 modeluje zasób energii akumulatora, który ze względu na czas trwania odpowiednich procesów elektrochemicznych nie jest dostępny do natychmiastowej konwersji na energię prądu.

Model kinetyczny baterii opisany jest za pomocą trzech parametrów. Pojemność maksymalna Q_{max} wyrażona w Ah jest równa sumie pojemności całkowitych obu zbiorników. Bezwymiarowy współczynnik pojemności c określa stosunek pojemności całkowitej $Q_{I_{max}}$ [Ah] zbiornika Q1 do pojemności całkowitej obu zbiorników

$$c = \frac{Q_{I_{max}}}{Q_{max}}. \quad (4.16)$$

Konduktancja pomiędzy zbiornikami jest opisana współczynnikiem g , którego jednostką jest h^{-1} . Parametr g jest miarą szybkości konwersji energii ze stanu Q1 do stanu Q2 i na odwrót. Wszystkie trzy parametry modelu można wyznaczyć na podstawie charakterystyki pojemności baterii w funkcji prądu rozładowania $Q_{max} = f(I_{dch})$, przy czym zakłada się, że parametry modelu są niezależne od kierunku przepływu prądu baterii.



Rys. 4.5. Idea kinetycznego modelu akumulatora

4.3.2. Równania stanu

Model kinetyczny pozwala określić ilość energii, którą akumulator może zaabsorbować lub oddać w każdym kroku symulacji. Stan baterii w modelu kinetycznym jest określony przez dwie zmienne: zasób energii Q_1 i zasób energii Q_2 . Energia zgromadzona w akumulatorze Q jest sumą obu tych energii zgodnie z równaniem [23]

$$Q = Q_1 + Q_2. \quad (4.17)$$

Przepływ energii w zbiornikach Q_1 i Q_2 jest modelowany następującymi równaniami [23]:

$$\frac{dQ_1}{dt} = I_{bat} - g(1-c)Q_1 + gcQ_2, \quad (4.18)$$

$$\frac{dQ_2}{dt} = g(1-c)Q_1 - gcQ_2, \quad (4.19)$$

przy czym zakłada się, że prąd baterii I_{bat} [A] jest stały. Jednostką pojemności w równaniach (4.18) i (4.19) jest Ah.

Po rozwiązaniu układu równań (4.18) i (4.19) otrzymuje się pojemność całkowitą baterii jako funkcję stałego prądu $Q_{max}(I_{bat})$ [23]:

$$Q_{max}(I_{bat}) = \frac{Q_{max}gcT}{1 - e^{-gT} + c(gT - 1 + e^{-gT})}, \quad (4.20)$$

gdzie Q_{max} jest to pojemność całkowita dla prądu rozładowującego bliskiego zeru tzn. dla $-I_{bat} \rightarrow 0$ [A], zaś T [h] oznacza długość czasu ładowania lub rozładowywania baterii zgodnie ze wzorem

$$T = \frac{Q_{max}(I_{bat})}{I_{bat}}. \quad (4.21)$$

Równanie (4.20) umożliwia estymację parametrów modelu kinetycznego (Q_{max} , g , c) na podstawie co najmniej trzech punktów charakterystyki pojemności baterii w funkcji stałego prądu rozładowania I_{dch} . Charakterystyka ta ($Q_{max} [Ah]=f(I_{dch} [A])$) jest zazwyczaj podawana w specyfikacji technicznej akumulatorów. Problem nieliniowej estymacji parametrów modelu kinetycznego jest rozwiązywany metodą optymalizacji najmniejszych kwadratów (kierunek poszukiwań Levenberga – Marquardta) [23].

Do celów symulacji wykorzystuje się podejście quasi – statyczne oparte na założeniu, że moc pobierana lub dostarczana do baterii $P=I_{bat}V_{bat}$ jest stała w przeciągu czasu Δt . Przy takim założeniu przepływ energii w zbiornikach Q_1 i Q_2 jest modelowany następującymi równaniami [23]:

$$Q_1(t + \Delta t) = Q_1(t)e^{-g\Delta t} + \frac{(Q(t)gc + P(t))(1 - e^{-g\Delta t})}{g} + \frac{P(t)c(g\Delta t - 1 + e^{-g\Delta t})}{g}, \quad (4.22)$$

$$Q_2(t + \Delta t) = Q_2(t)e^{-g\Delta t} + Q(t)(1 - c)(1 - e^{-g\Delta t}) + \frac{P(t)(1 - c)(g\Delta t - 1 + e^{-g\Delta t})}{g}, \quad (4.23)$$

gdzie P [W] oznacza moc dostarczaną do baterii (wartość dodatnia) lub pobieraną (wartość ujemna), Δt [h] oznacza krok symulacji, zaś jednostką pojemności Q_1 i Q_2 jest Wh.

4.3.3. Ograniczenia przepływu energii

W każdym kroku symulacji konieczne jest wyznaczenie maksymalnej energii jaką akumulator może zaabsorbować w jednostce czasu, oraz maksymalnej energii która może być przetworzona na prąd i oddana do obciążenia. Obie te wartości zmieniają się w funkcji stanu naładowania Q_1 i Q_2 . Zakładając, że moc dostarczana do akumulatora $P(t)$ nie zmienia się w przeciągu kwantu czasu Δt , można wyznaczyć moc graniczną ładowania P_{chm} i moc graniczną rozładowywania P_{dchm} w danym kroku symulacji.

Na moc maksymalną ładowania P_{chm} nakładane są trzy podstawowe ograniczenia. Pierwsze wynika z modelu kinetycznego baterii. Po przyjęciu w równaniu (4.22) warunku $Q_1(t + \Delta t) = cQ_{max}$ otrzymuje się moc maksymalną P_{chm1} daną wzorem [23]

$$P_{chm1} = \frac{gcQ_{max} - gQ_1 e^{-g\Delta t} - gcQ(1 - e^{-g\Delta t})}{1 - e^{-g\Delta t} + c(g\Delta t - 1 + e^{-g\Delta t})}. \quad (4.24)$$

Drugie ograniczenie związane jest z maksymalną szybkością ładowania α_c mierzona w jednostkach A/Ah, gdzie ilość Ah odnosi się do niewykorzystanej pojemności baterii ($Q_{max} - Q$). Limit mocy zależny od parametru α_c wyznaczany jest wzorem [25]

$$P_{chm2} = \frac{(1 - e^{-\alpha_c \Delta t})(Q_{max} - Q)}{\Delta t}. \quad (4.25)$$

W specyfikacji technicznej baterii podany jest zazwyczaj maksymalny dozwolony prąd ładowania I_{max} [A]. Wynika stąd ograniczenie na moc dostarczaną do baterii dane równaniem

$$P_{chm3} = V_{nom} I_{max}, \quad (4.26)$$

gdzie V_{nom} [V] jest to nominalne napięcie akumulatora.

Po uwzględnieniu powyższych ograniczeń, maksymalną moc podczas ładowania można wyznaczyć ze wzoru [25]

$$P_{chm} = \frac{\min(P_{chm1}, P_{chm2}, P_{chm3})}{\eta_{ch}}, \quad (4.27)$$

gdzie η_{ch} jest bezwymiarowym parametrem określającym straty mocy w procesie ładowania.

W przedstawionym modelu przyjęte jest, że efektywność ładowania baterii η_{ch} jest równa efektywności rozładowania η_{dch} . Wartość tych parametrów może być wyznaczona jako pierwiastek kwadratowy ogólnej efektywności konwersji energii η_{rt} [25]:

$$\eta_{ch} = \eta_{dch} = \sqrt{\eta_{rt}}, \quad (4.28)$$

gdzie efektywność η_{rt} zdefiniowana jest wzorem (4.7).

Moc maksymalna, jaka może być pobierana z akumulatora w przeciągu czasu Δt , jest wyznaczona po przyjęciu w równaniu (4.22) warunku $Q_1(t + \Delta t) = 0$ i dana jest wzorem [23]

$$P_{dchm1} = \frac{-gQ_1 e^{-g\Delta t} - gcQ(1 - e^{-g\Delta t})}{1 - e^{-g\Delta t} + c(g\Delta t - 1 + e^{-g\Delta t})}. \quad (4.29)$$

Pobierana maksymalna moc teoretyczna P_{dchm1} jest w rzeczywistości ograniczona wydajnością procesu rozładowania baterii wyrażoną współczynnikiem efektywności η_{dch} . Ostatecznie więc, maksymalna moc, z jaką można rozładowywać akumulator, jest opisana następującym wyrażeniem:

$$P_{dchm} = \eta_{dch} P_{dchm1} \quad (4.30)$$

4.3.4. Implementacja modelu

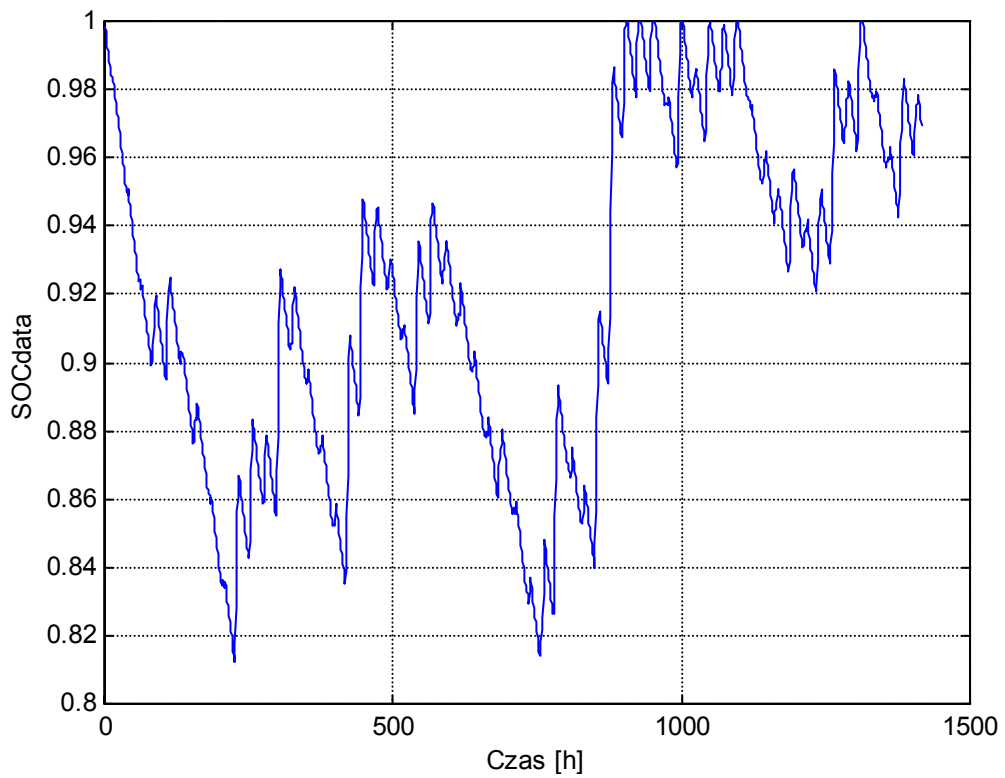
Kinetyczny model baterii przedstawiony w rozdziale 4.3 został zaimplementowany w środowisku Matlab w skrypcie *battery_kin.m* (List. 9.3). Weryfikacja poprawności tej implementacji została przeprowadzona za pomocą programu *Homer* [25], w którym został stworzony projekt systemu fotowoltaicznego zbudowanego z następujących komponentów:

- trzynastu akumulatorów typu Vision 6FM200D połączonych równolegle,
- generatora fotowoltaicznego o mocy nominalnej $P_{nom}=640$ W,
- obciążenia stałoprądowego, dla którego średni dzienny pobór energii jest równy $L=1$ kWh.

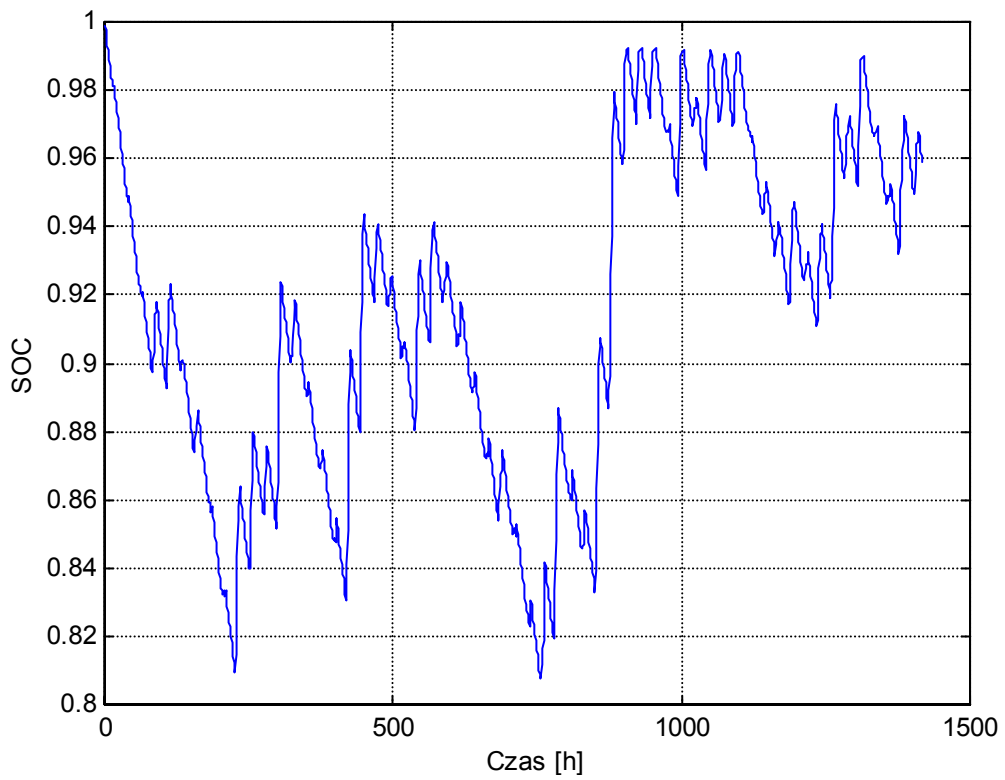
Podstawowe parametry zastosowanych akumulatorów, zgodnie z bazą danych programu *Homer* to: $V_{nom}=12$ V, $Q_{nom}=2,4$ kWh, $\eta_{rt}=80$ %, $SOC_{min}=40$ %, $I_{max}=60$ A, $\alpha_c=1$ A/Ah. Parametry modelu kinetycznego obliczone przez program *Homer* na podstawie charakterystyki Q_{max} [Ah]= $f(I_{dch}$ [A]) tych akumulatorów są następujące: $Q_{max}(-I_{dch} \rightarrow 0)=2,436$ kWh, $c=0,1945$, $g=5,4$ h⁻¹.

Przepływ energii w opisanym wyżej systemie został zasymulowany dla okresu dwóch miesięcy (styczeń i luty, lokalizacja: Wrocław) z rozdzielczością godzinową. W rezultacie symulacji w programie *Homer* otrzymano wektor P_{bat} opisujący zmiany mocy na zaciskach banku baterii i wektor $SOCdata$ opisujący zmiany stanu naładowania baterii.

Skrypt *battery_kin.m* został wykonany dla parametrów kinetycznego modelu baterii obliczonych w programie *Homer*. Wektorem wejściowym symulacji w tym skrypcie był P_{bat} , zaś wektorem wyjściowym, stan naładowania banku baterii SOC .



Rys. 4.6. Wykres zmian stanu naładowania banku baterii otrzymany w symulatorze *Homer*



Rys. 4.7. Wykres zmian stanu naładowania banku baterii otrzymany za pomocą skryptu *battery_kin.m*

Dzięki porównaniu wektorów zmian stanu naładowania banku baterii, otrzymanych programem *Homer* (wektor *SOCdata*, Rys. 4.6) i za pomocą skryptu *battery_kin.m* (wektor *SOC*, Rys. 4.7) można stwierdzić poprawność implementacji modelu baterii w skrypcie *battery_kin.m*.

Przeprowadzona weryfikacja implementacji modelu kinetycznego oparta jest na założeniu, że symulacja zmian stanu naładowania baterii w programie *Homer* dokładnie odzwierciedla rzeczywiste właściwości baterii (zgodnie z dokumentacją programu *Homer*, błąd symulacji jest nie większy niż 5%). Porównując wykresy zmian *SOC* na Rys. 4.6 i Rys. 4.7 można stwierdzić, że maksymalny błąd symulacji przy użyciu skryptu *battery_kin.m* jest rzędu $\Delta SOC = 0.01$ na miesiąc, przy czym symulowany poziom naładowania jest zaniżony względem faktycznego. Otrzymana wielkość błędu jest dopuszczalna przy symulacjach systemu PV w procesie optymalizacji jego właściwości.

5. Konwertery DC/DC i DC/AC

W rozdziale tym zostanie przedstawiony model konwerterów stosowanych w systemach fotowoltaicznych. Wykorzystywane są następujące typy konwerterów:

- a) konwertery napięcia stałego (DC/DC), które przeważnie zintegrowane są z układem kontrolera ładowania baterii i/lub z układem śledzącym punkt maksymalnej mocy kolektora fotowoltaicznego (konwertery z funkcją MPPT (*Maximum Power Point Tracking*)),
- b) inwertery przekształcające prąd stały na prąd zmienny (DC/AC).

Parametry napięcia wyjściowego inwertera spełniają odpowiednie normy dotyczące zasilania sieciowego. Podobnie jak konwertery DC/DC, również inwertery mogą być zintegrowane z kontrolerem ładowania baterii i/lub układem MPPT.

Do analizy długoterminowej funkcjonalności systemu fotowoltaicznego i analizy ekonomicznej projektu stosowany jest model opisujący straty energii w konwerterach. Model ten umożliwia symulacje bilansu przepływu energii w systemie.

Przy podejściu mniej dokładnym zakłada się, że efektywność konwersji energii przetworników DC/DC i DC/AC jest stała w całym zakresie dopuszczalnej mocy wejściowej [25], czyli

$$\frac{P_{out}}{P_{in}} = \eta_{nom} = \text{const}, \quad (5.1)$$

gdzie P_{in} i P_{out} oznaczają odpowiednio moc na wejściu i wyjściu konwertera, a η_{nom} oznacza efektywność nominalną konwertera.

W rzeczywistości efektywność konwersji nie jest stała i dla małych mocy wejściowych maleje. Jest to spowodowane stosunkowo niewielką stałą mocą pobieraną przez konwerter P_{nl} (*no load power*), mierzoną w warunkach braku obciążenia dla $P_{out} = 0$.

Model uwzględniający stałą moc traconą w konwerterze P_{nl} jest zaimplementowany w programie symulacyjnym *Hybrid2* i ma następującą postać [23]:

$$P_{out} = (P_{in} - P_{nl}) \frac{\eta_{nom} P_{nom}}{P_{nom} - \eta_{nom} P_{nl}}, \quad (5.2)$$

gdzie P_{nom} jest to wyjściowa moc nominalna konwertera. Parametry η_{nom} , P_{nl} i P_{nom} są standardowo podawane w specyfikacji technicznej konwerterów.

6. Szacowanie parametrów systemu PV

W rozdziale tym zostaną przedstawione metody szacowania rozmiaru kolektora fotowoltaicznego i banku baterii na podstawie założeń projektu autonomicznego systemu fotowoltaicznego. Podstawą tych metod są założenia odnośnie średniego miesięcznego obciążenia systemu, oraz średniego miesięcznego nasłonecznienia na płaszczyźnie kolektora dla wybranej lokalizacji geograficznej.

Metody szacunkowe opierają się na całorocznym lub miesięcznym bilansie energii w systemie, natomiast dokładne metody symulacji i optymalizacji opierają się na bilansie energii wykonywanym z rozdzielczością godzinową.

Wyniki otrzymane za pomocą przedstawionych w tym rozdziale szacunkowych metod projektowania są przydatne jako punkt wyjścia w procesie optymalizacji konfiguracji systemu.

6.1. Moc kolektora fotowoltaicznego

6.1.1. Średnie dzienne nasłonecznienie

W celu uproszczenia procedury projektowania systemu fotowoltaicznego stosuje się miarę nasłonecznienia dziennego zwaną nasłonecznieniem PSH (*Peak Solar Hour*). Jeżeli $G(t)$ oznacza natężenie promieniowania na płaszczyźnie kolektora mierzone w kW/m^2 , wówczas wielkość PSH można wyznaczyć na podstawie następującego wzoru [10]:

$$\int_{\text{1 doba}} G(t) dt \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] = 1 \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right] * PSH \text{ [h]}. \quad (6.1)$$

Zgodnie z powyższym wzorem całkowita energia słoneczna docierająca do kolektora w ciągu jednego dnia jest równa całkowitej energii, jaką otrzymałby kolektor gdyby był oświetlony z natężeniem $G = 1 \text{ kW/m}^2$ przez czas równy PSH godzin.

Koncepcja nasłonecznienia PSH wiąże się z faktem, że parametry modułów fotowoltaicznych podawane są dla standardowych warunków pomiaru (warunków STC), czyli dla nasłonecznienia $G = 1 \text{ kW/m}^2$ i dla temperatury otoczenia $T_a = 25 \text{ }^\circ\text{C}$. Jeżeli znane są średnie dzienne wartości PSH, wtedy można szacować bilans energetyczny systemu bez potrzeby symulacji mocy wyjściowej modułu dla zmieniających

się w czasie dnia warunków klimatycznych. Szacowanie właściwości systemu na podstawie nasłonecznienia PSH jest obarczone błędem wynikającym z nieuwzględnienia zmian temperatury ogniwa.

6.1.2. Bilans mocy w systemie

Pierwszym etapem przy projektowaniu systemu fotowoltaicznego jest wyznaczenie mocy nominalnej kolektora. Założeniem projektu jest zazwyczaj spełnienie wymagań dotyczących obciążenia energetycznego systemu. Założenie to może być bardzo ogólne jak np. ilość energii, jaką musi dostarczyć system w ciągu całego roku, lub bardziej szczegółowe, określające zapotrzebowanie na moc w ciągu każdej godziny. Dodatkowo w przypadku autonomicznego systemu fotowoltaicznego bez generatorów pomocniczych, produkcja energii w systemie musi charakteryzować się założonym stopniem niezawodności.

Podstawową metodą dopasowania parametrów kolektora do założonych wymagań jest bilans energetyczny. Zgodnie z zasadą bilansu, moc wytwarzana przez kolektor musi być w każdej chwili oddana w całości do obciążenia lub baterii (z uwzględnieniem strat przesyłu i konwersji).

W celu weryfikacji projektu bilans mocy w systemie może być wyznaczony z rozdzielczością godzinową, dzienną, miesięczną lub roczną, przy czym dla okresów krótszych niż jeden miesiąc w symulacji wykorzystuje się losowe szeregi czasowe wartości nasłonecznienia i mocy oddawanej do obciążenia.

Przy wstępnym szacowaniu wymaganej mocy kolektora wykorzystuje się następujące równanie bilansu [10]:

$$P_{mGr} PSH = L, \quad (6.2)$$

gdzie P_{mGr} oznacza moc nominalną generatora fotowoltaicznego w warunkach standardowych STC, zaś L oznacza ilość energii pobieraną przez obciążenie w czasie jednego dnia.

Stosowane są dwa podejścia przy wyznaczaniu średniego nasłonecznienia dziennego. Jeżeli zakłada się małe prawdopodobieństwo niedostarczenia do obciążenia wymaganej ilości energii, wówczas PSH we wzorze (6.2) wyznaczone jest na podstawie miesiąca z najslabszym nasłonecznieniem (analiza najgorszego przypadku). Równanie (6.2) zapisuje się wtedy jako

$$P_{mGr} PSH_{min} = L, \quad (6.3)$$

gdzie $(PSH)_{min}$ oznacza liczbę godzin nasłonecznienia PSH, liczonego jako średnia dla miesiąca, w którym do kolektora dostarczana będzie najmniejsza ilość energii słonecznej w całym roku.

W drugim podejściu wartość PSH wyznaczana jest jako średnia za okres całego roku i wzór (6.2) zapisywany jest w postaci

$$P_{mGr} \overline{PSH} = L. \quad (6.4)$$

W dalszych rozważaniach będzie stosowana średnia roczna wartość PSH .

Zastępując moc nominalną generatora we wzorze (6.4) przez współrzędne punktu maksymalnej mocy otrzymuje się

$$V_{mGr} I_{mGr} \overline{PSH} = L. \quad (6.5)$$

Jeżeli kolektor fotowoltaiczny zbudowany jest z N_{sG} modułów połączonych szeregowo i N_{pG} modułów połączonych równolegle, wówczas

$$N_{sG} V_{mMr} N_{pG} I_{mMr} \overline{PSH} = L, \quad (6.6)$$

gdzie V_{mMr} i I_{mMr} oznaczają odpowiednio napięcie i prąd pojedynczego modułu w punkcie maksymalnej mocy dla warunków standardowych STC.

Zazwyczaj system fotowoltaiczny pracuje przy stałym napięciu wyjściowym V_{cc} zapewnianym przez konwerter DC/DC. Energię pobieraną przez obciążenie można w takim przypadku wyrazić jako

$$L = 24 V_{cc} I_{eq}, \quad (6.7)$$

gdzie I_{eq} jest to średni godzinowy prąd obciążenia systemu. Uwzględniając powyższy wzór w równaniu (6.6) otrzymuje się

$$N_{sG} V_{mMr} N_{pG} I_{mMr} \overline{PSH} = 24 V_{cc} I_{eq}. \quad (6.8)$$

W powyższym wzorze często wprowadza się współczynnik bezpieczeństwa SF (*Safety Factor*) zwiększający ilość energii jaką system musi wytworzyć. Energia obliczona po lewej stronie równania (6.8) może się różnić od energii dostarczonej przez rzeczywisty system z kilku powodów. Największy wpływ na błąd wnosi losowość czynnika klimatycznego oraz dodatkowo uproszczenie oszacowania poprzez wprowadzenie koncepcji średniego nasłonecznienia PSH. Kolejnym czynnikiem wprowadzającym błąd jest zaniedbanie w rozpatrywanym równaniu strat powstających podczas przetwarzania DC/DC i DC/AC.

Po uwzględnieniu współczynnika bezpieczeństwa równanie (6.8) przyjmuje postać

$$N_{sG} V_{mMr} N_{pG} I_{mMr} \overline{PSH} = 24 V_{cc} I_{eq} SF . \quad (6.9)$$

Na podstawie powyższego wzoru można wyprowadzić dwa niezależne równania określające liczbę modułów łączonych szeregowo i równoległe:

$$N_{sG} = VSF \frac{V_{cc}}{V_{mMr}} , \quad (6.10)$$

$$N_{pG} = CSF \frac{24 I_{eq}}{I_{mMr} \overline{PSH}} . \quad (6.11)$$

Współczynnik bezpieczeństwa SF jest zgodnie powyższymi równaniami iloczynem odpowiednich współczynników dla prądu (CSF) i napięcia (VSF).

6.2. Pojemność banku baterii

Opisana w pracy [10] procedura szacowania pojemności banku baterii w systemie autonomicznym jest oparta o następujące równanie:

$$E_{bat} = \left\{ \max \left[E_{balance}, E_{cycle} \left(\frac{1}{x} \right) \right] \right\} \frac{1}{y \eta_{rt}} , \quad (6.12)$$

gdzie

- E_{bat} jest to oszacowana pojemność banku baterii wyrażona w kWh,
- $E_{balance}$ oznacza pojemność konieczną do kompensacji sezonowego deficytu energii (w okresie od stycznia do grudnia),
- E_{cycle} oznacza pojemność konieczną do kompensacji dobowego deficytu energii,
- x [%] określa jaką część pojemności baterii jest przeznaczona do kompensacji energii podczas dobowego cyklu pracy,
- y oznacza maksymalny dopuszczalny procentowy stopień rozładowania baterii,
- η_{rt} oznacza procentową efektywność przetwarzania energii przez akumulator.

W systemie autonomicznym pracującym przez cały rok bank baterii reguluje przepływ energii w cyklu pracy dobowym i rocznym. Jeżeli system oddaje energię do obciążenia tylko w nocy i sezonowe różnice nasłonecznienia nie są duże, wówczas pojemność baterii będzie zależała od energii E_{cycle} . Zazwyczaj jednak rozmiar baterii jest zależny od energii $E_{balance}$ kompensującej miesięczne różnice nasłonecznienia.

6.3. Weryfikacja metod szacunkowych

Do celów weryfikacji posłuży prosty projekt autonomicznego systemu fotowoltaicznego. Celem tego projektu jest wyznaczenie nominalnej mocy kolektora PV i pojemności banku baterii takich, aby zostało spełnione założenie autonomicznej i niezawodnej pracy systemu. Parametry systemu zostaną oszacowane przy wykorzystaniu metod wprowadzonych w rozdziałach 6.1 i 6.2. Uzyskane parametry zostaną zweryfikowane za pomocą programu symulacyjnego *Homer* [25].

Założenia projektu są następujące:

- Lokalizacja systemu: Wrocław (51°6'N, 17°1'E, 116 m n.p.m.).
- Kąt nachylenia płaszczyzny kolektora względem płaszczyzny horyzontalnej $\beta = 36^\circ$ (kąt optymalny [6]). Azymut powierzchni kolektora względem południa $g = 0^\circ$.
- Średnie nasłonecznienie na płaszczyźnie kolektora o nachyleniu $\beta = 36^\circ$, podane w Wh/m²/dzień dla lokalizacji Wrocławia (zgodnie z bazą pomiarów nasłonecznienia PV-GIS [6]) dla kolejnych miesięcy: $G = \{1135, 2053, 3003, 4094, 4995, 4705, 4956, 4582, 3364, 2724, 1286, 839\}$. Średnie nasłonecznienie liczone za cały rok: $G_y = 3151$ Wh/m²/dzień.
- Średnie dzienne obciążenie systemu $L = 1$ kWh/dzień, nominalne napięcie pracy dla obciążenia $V_{cc} = 12$ V.
- Parametry modułów fotowoltaicznych: moduły polikrystaliczne BP380 [20] o mocy nominalnej $P_{mMr} = 80$ W; $V_{mMr} = 17,6$ V; $I_{mMr} = 4,55$ A; $V_{nom} = 12$ V.
- Parametry modelu akumulatorów: $x = 15\%$, $y = 60\%$, $\eta_{rt} = 80\%$.

W pierwszym etapie projektowania zostanie oszacowana minimalna moc generatora wystarczająca do autonomicznej pracy systemu. Korzystając ze wzoru (6.4) otrzymujemy

$$P_{mGr} = \frac{L}{(PSH)} = \frac{1 \text{ kWh}}{3,15 \text{ h}} = 317 \text{ W}. \quad (6.13)$$

Tak więc założenie autonomicznej pracy mogłoby być spełnione przy zastosowaniu generatora o mocy nominalnej równej 317 W, w konfiguracji z odpowiednio dużym bankiem baterii. Należy jednak wziąć pod uwagę, że w rozpatrywanej strefie klimatycznej różnica nasłonecznienia dla miesięcy letnich i zimowych jest prawie sześciokrotna. Z tego względu rozmiar generatora w systemie autonomicznym musi być kilkakrotnie większy niż minimalny rozmiar wystarczający do kompensacji roczne-

go zapotrzebowania na energię, bowiem w przeciwnym przypadku należałoby zastosować bank baterii, którego rozmiar jest ekonomicznie i praktycznie nieuzasadniony [26]. Optymalizacja konfiguracji systemu ze względu na czynnik ekonomiczny i energetyczny będzie tematem następnego rozdziału tej pracy.

Przyjmując dwukrotnie większą moc kolektora niż moc minimalna obliczona w równaniu (6.13), otrzymuje się moc nominalną na poziomie 640 W, co odpowiada łącznej mocy ośmiu modułów BP380. Konfiguracja szeregowo-modułowa jest określona wzorem (6.10):

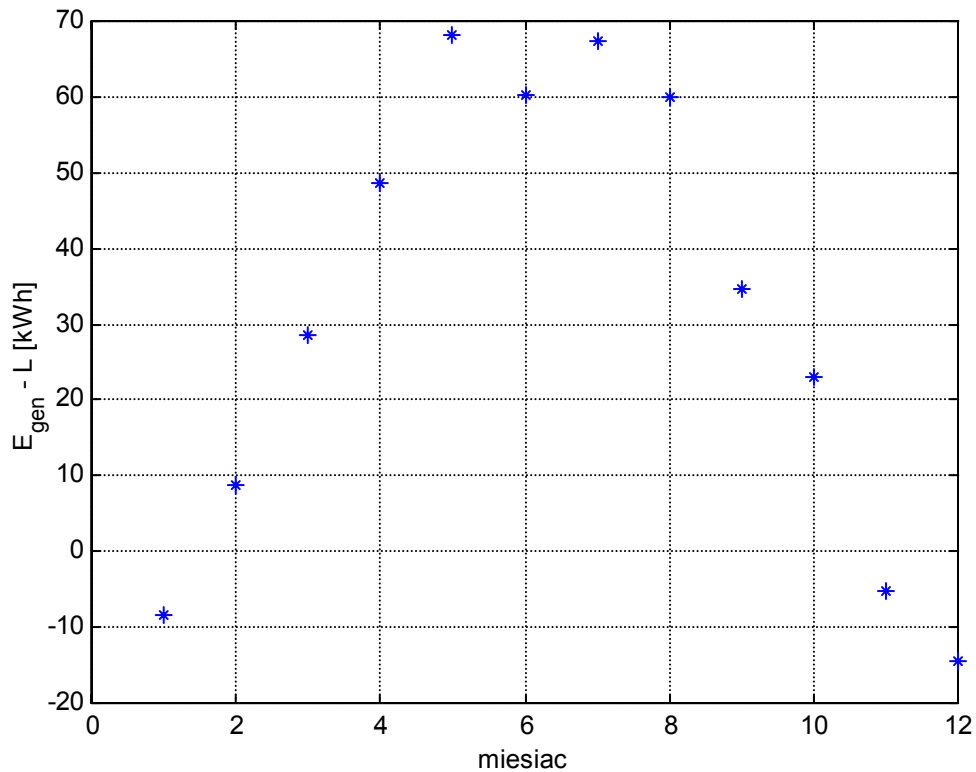
$$\frac{N_{sG}}{(VSF)} = \frac{V_{cc}}{V_{mMr}} = \frac{12 \text{ V}}{17,6 \text{ V}} = 0,68,$$

z którego wynika, że wszystkie moduły powinny być połączone równolegle. Roczna produkcja energii w systemie PV będzie wynosiła około

$$365 P_{mGr} (\overline{PSH}) = 365 * 0,64 * 3,15 = 735,84 \text{ kWh}.$$

W kolejnym kroku zostanie oszacowana pojemność banku baterii E_{season} zapewniająca wyrównanie deficytu energii w miesiącach zimowych. W typowym podejściu do projektowania autonomicznych systemów PV rozpatruje się okres pracy systemu od stycznia do grudnia [10], [25], [26]. Przyjmuje się założenie, że początkowy stan naładowania baterii wynosi ok. 90%. Celem jest wyznaczenie pojemności banku baterii, dzięki której w ciągu całego roku nie zostanie osiągnięty minimalny ustalony stan naładowania baterii, przy równoczesnym zachowaniu niezawodności zasilania odbiorników energii w systemie.

Na Rys. 6.1 widoczny jest bilans energii dla każdego miesiąca, wyznaczony jako różnica między energią dostarczoną przez generator i oddaną do obciążenia. Minimalną wartość pojemności baterii E_{season} można przyrównać do największej wartości miesięcznego deficytu energii, czyli w rozpatrywanym przypadku pojemność E_{season} musi być większa niż moduł ujemnego bilansu energii dla grudnia, $E_{season} > 14,35$ kWh. Niestety, nie można określić o ile większą pojemność należy w rzeczywistości zastosować, bez przeprowadzenia dokładnych symulacji bilansu systemu dla całego roku.



Rys. 6.1. Różnica energii wytworzonej E_{gen} i oddanej do obciążenia L

Po przyjęciu w równaniu (6.12) wartości $E_{cycle} = 1$ kWh, szacunkowy rozmiar banku baterii jest równy

$$E_{bat} = \left\{ \max \left[E_{balance}, E_{cycle} \left(\frac{1}{x} \right) \right] \right\} \frac{1}{y\eta_{rt}} =$$

$$\left\{ \max \left[14,35; 1,0 \left(\frac{1}{0,15} \right) \right] \right\} \frac{1}{0,6 * 0,8} = 29,89 \text{ [kWh]}.$$

Weryfikacja poprawności otrzymanych wyników zostanie przeprowadzona za pomocą programu *Homer*, który służy do symulacji systemów zasilania energią odnawialną. Metody symulacji w tym programie są następujące:

- Wyjściowa moc kolektora fotowoltaicznego jest szacowana na podstawie równania

$$P_{gen} = \alpha P_{nom} \frac{G}{G_r}, \quad (6.14)$$

gdzie α [%] oznacza efektywność konwersji energii, P_{nom} oznacza moc nominalną generatora (w warunkach STC), G jest to nasłonecznienie podane w kW/m^2 , zaś G_r jest równe 1 kW/m^2 .

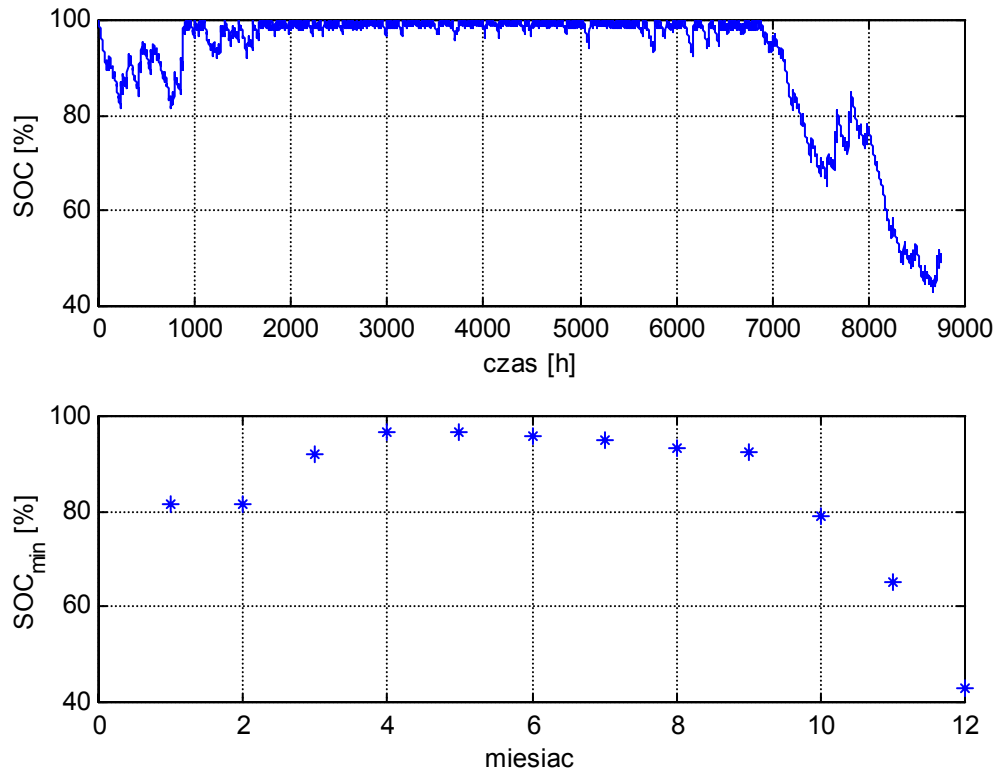
- *Homer* implementuje kinetyczny model baterii opisany szczegółowo w rozdziale 4.3.
- Krok symulacji jest równy jednej godzinie. Symulacja wykonywana jest dla okresu całego roku od stycznia do grudnia.
- Szereg czasowy wartości nasłonecznienia G (8760 wartości, krok czasu = 1h) generowany jest na podstawie średnich miesięcznych wartości nasłonecznienia na płaszczyźnie horyzontalnej. Wykorzystany jest algorytm losowej generacji podobny do opisanego w rozdziale 2.4.
- Godzinowy profil obciążenia definiowany przez użytkownika jest modyfikowany poprzez dodanie losowych fluktuacji pobieranej mocy. Fluktuacje te mają losowy rozkład normalny z zerową wartością oczekiwaną i odchyleniem standardowym ustalonym przez użytkownika.

Założenia rozpatrywanego w tym rozdziale projektu systemu fotowoltaicznego zostały wprowadzone jako parametry symulacji w programie *Homer*. Dodatkowo przyjęta jest efektywność konwersji energii słonecznej w generatorze PV równa $\alpha = 90\%$, albedo gruntu równe $\rho = 20\%$ i średnie nasłonecznienie na płaszczyźnie horyzontalnej równe [6]: $G_h = \{691, 1363, 2362, 3648, 4884, 4845, 4981, 4240, 2766, 1853, 822, 513\}$ Wh/m²/dzień. Symulowany bank baterii zbudowany jest z akumulatorów Vision 6FM200D, których parametry opisane są w rozdziale 4.3.4. Wyniki symulacji rozpatrywanego systemu PV, porównane z wartościami oszacowanymi w tym rozdziale, podane są w tabeli Tab. 6.1, zaś na rysunku Rys. 6.2 widoczny jest stopień rozładowania banku baterii osiągniany podczas symulacji dla kolejnych miesięcy.

Tab. 6.1. Porównanie parametrów oszacowanych i uzyskanych programem *Homer*

	Parametry oszacowane	Wynik symulacji programem <i>Homer</i>
Roczna produkcja energii	735,84 kWh	735,0 kWh
Pojemność baterii zapewniająca autonomiczną pracę systemu	29,89 kWh	13*2,4 kWh = 31,20 kWh
Minimalny osiągnany stan naładowania baterii SOC_{min}	40 % (z założenia)	43 %

Jak widać w powyższej tabeli, pojemność banku baterii oszacowana za pomocą wzoru (6.12) jest bliska wartości uzyskanej podczas symulacji systemu programem *Homer*. Niewielka rozbieżność tych wyników dowodzi, że szacowanie rozmiaru baterii za pomocą wzoru (6.12) stanowi dobrą metodę wyznaczenia pojemności początkowej (parametr startowy) w procesie optymalizacji systemu PV.



Rys. 6.2. Wykres górny: Przebieg zmian stanu naładowania banku baterii symulowany programem *Homer*. Wykres dolny: minimalny stan naładowania baterii SOC_{min} osiągnany w poszczególnych miesiącach podczas symulacji programem *Homer*

7. Optymalizacja parametrów systemu PV

W rozdziale tym zostanie przedstawiona procedura optymalizacji powierzchni kolektora w autonomicznym systemie fotowoltaicznym. Kryterium optymalizacyjnym będzie koszt wyprodukowanej energii.

7.1. Symulacja systemu

7.1.1. Model generatora

Model generatora fotowoltaicznego zbudowanego z modułów połączonych szeregowo i równolegle, opisujący jego charakterystykę prądowo – napięciową w funkcji nasświetlenia i temperatury, został przedstawiony w rozdziale 3.4. Model ten posłuży do celów symulacji i optymalizacji parametrów systemu PV.

Optymalizowanym parametrem generatora będzie łączna powierzchnia modułów fotowoltaicznych (powierzchnia kolektora). Ponieważ proces optymalizacji opiera się na bilansie mocy w systemie, więc zmienną wyjściową modelu generatora będzie wytwarzana moc.

Model generatora, który będzie stosowany w procesie optymalizacji, opiera się na założeniu, że wytwarzana moc jest proporcjonalna do powierzchni kolektora. Przyjęte jest także założenie, że generator współpracuje z konwerterem DC/DC lub DC/AC zapewniającym optymalny punkt pracy generatora, dzięki czemu wytwarzana moc jest proporcjonalna do maksymalnej mocy teoretycznej generatora. Zgodnie z przedstawionymi założeniami, model generatora może być opisany następującym równaniem:

$$P_G(S) = \frac{S}{S_M} \alpha P_{mM}, \quad (7.1)$$

gdzie $P_G(S)$ [W] oznacza moc dostarczaną przez generator o powierzchni kolektora równej S [m²], zaś S_M [m²] oznacza powierzchnię modułu referencyjnego, którego punkt maksymalnej mocy jest równy P_{mM} [W] (w warunkach STC punkt ten jest równy mocy nominalnej modułu). Maksymalna teoretyczna moc generatora jest w powyższym wzorze zredukowana współczynnikiem efektywności konwersji α [%] (analogicznie jak we wzorze (6.14)). Współczynnik α może uwzględniać a) efek-

tywność konwersji energii przetworników DC/DC lub DC/AC (zgodnie ze wzorem (5.1) przyjęta jest stała efektywność przetworników), b) spadek wydajności kolektora spowodowany zabrudzeniem jego powierzchni, c) spadek wydajności modułów w miarę starzenia się systemu, oraz d) inne czynniki powodujące straty energii w systemie fotowoltaicznym.

Wzór (7.1) można przekształcić do postaci

$$P_G = \frac{S}{S_M} \alpha I_{mM} V_{mM}, \quad (7.2)$$

gdzie I_{mM} i V_{mM} opisane są równaniami (3.51) i (3.53) i oznaczają odpowiednio prąd i napięcie modułu referencyjnego w punkcie maksymalnej mocy.

7.1.2. Model optymalizowanego systemu

Procedura symulacji przepływu energii w optymalizowanym systemie fotowoltaicznym składa się z trzech kroków:

1. Obliczenie mocy P_G wytwarzanej w bloku generatora, na podstawie wartości nasłonecznienia na płaszczyźnie kolektora G i temperatury powietrza T . Moc ta jest wyznaczana zgodnie ze wzorem (7.2).
2. Bilans mocy w systemie, obliczany jako różnica mocy wytworzonej P_G i oddanej do obciążenia L , zgodnie z równaniem

$$P_{bat} = P_G - L. \quad (7.3)$$

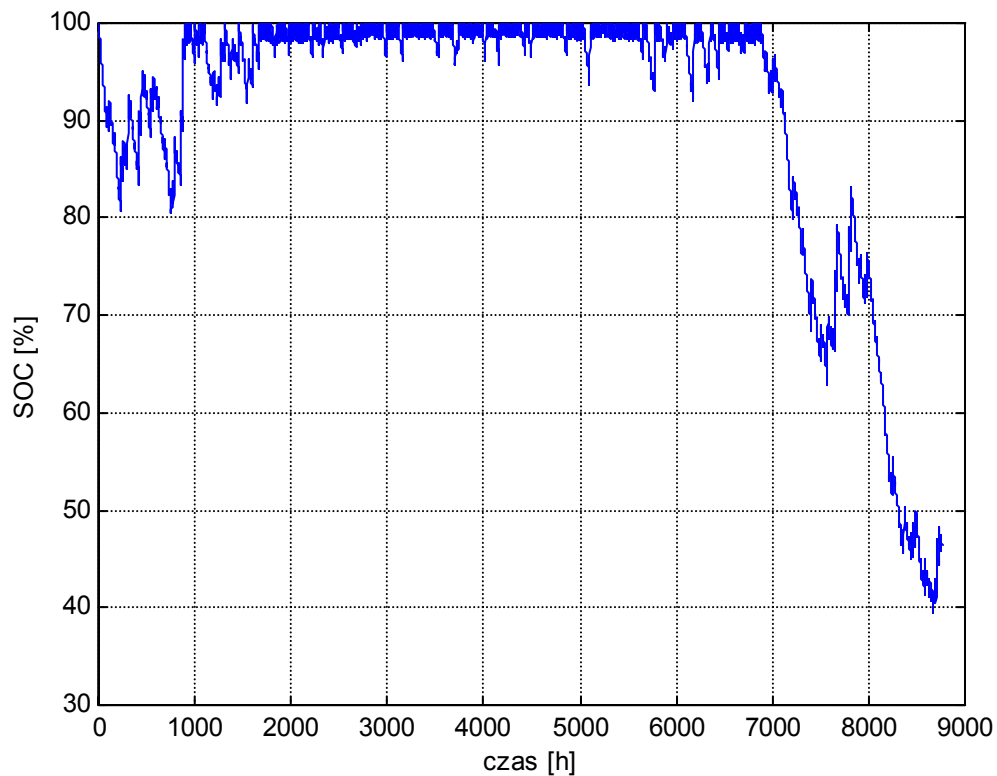
3. Wyznaczenie zmiany energii zgromadzonej w banku baterii. Stan naładowania baterii SOC obliczany jest na podstawie modelu kinetycznego opisanego w rozdziale 4.3. Wyznaczona w poprzednim kroku moc na zaciskach banku baterii P_{bat} jest parametrem wejściowym w modelu kinetycznym.

Przedstawiona procedura jest wykonywana w procesie symulacji optymalizowanego systemu PV, dla każdej symulowanej godziny pracy systemu. Stan systemu w danej godzinie zależy od średnich godzinowych wartości nasłonecznienia G_i , temperatury T_i i obciążenia L_i , oraz od stanu naładowania banku baterii w poprzedniej godzinie symulacji $SOC_{(i-1)}$. Modelowany jest więc system dynamiczny, ale zastosowany model jest quasi – statyczny.

Opisany powyżej model systemu fotowoltaicznego został zaimplementowany w skrypcie *syspv.m* (List. 9.4). Skrypt ten wykorzystuje zweryfikowane w poprzednich rozdziałach algorytmy numeryczne modelujące poszczególne bloki systemu:

- Szereg czasowy średnich godzinowych wartości nasłonecznienia G jest wyznaczany za pomocą skryptu *radiation.m* zweryfikowanego w rozdziale 2.5.
- Parametry modelu ogniwa fotowoltaicznego są estymowane metodą ODR opisaną w rozdziale 3.5, z wykorzystaniem programu *IVfit*.
- Zastosowany jest model kinetyczny banku baterii zweryfikowany w rozdziale 4.3.4.

Weryfikacja spójności skryptu symulacyjnego *syspv.m* została przeprowadzona poprzez porównanie wyników symulacji uzyskanych za pomocą tego skryptu i za pomocą programu *Homer*. Parametry i rezultaty symulacji wykonanej programem *Homer* są takie same jak w rozdziale 6.3. Symulacja za pomocą skryptu *syspv.m* została przeprowadzona z krokiem godzinowym dla okresu od stycznia do grudnia, dla takich samych jak w programie *Homer* parametrów systemu i takich samych szeregów czasowych nasłonecznienia G i obciążenia L . W rezultacie tej symulacji uzyskano przebieg zmian stanu naładowania banku baterii przedstawiony na Rys. 7.1. Z porównania wykresów widocznych na Rys. 6.2 i Rys. 7.1 wynika, że przebieg zmian SOC wyznaczony w skrypcie *syspv.m* ma taki sam charakter jak przebieg uzyskany symulatorem *Homer*. Potwierdza to spójność skryptu symulacyjnego z modelem matematycznym systemu oraz zgodność zachowania się modelu i systemu rzeczywistego (zakładając, że program *Homer* implementuje „prawdziwy model” systemu).

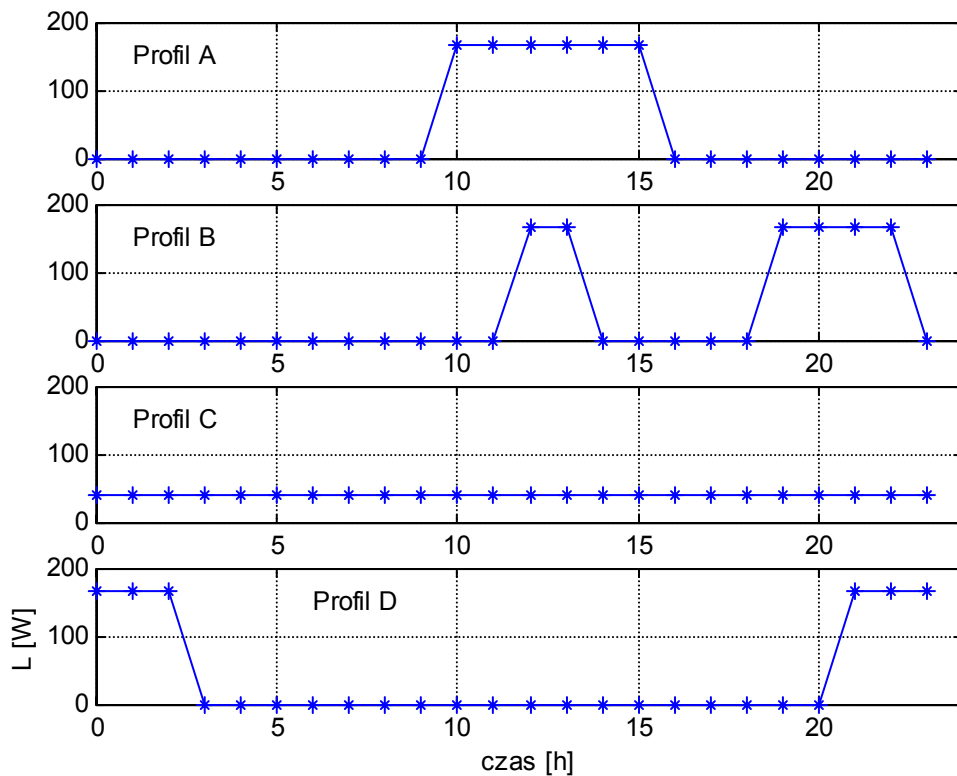


Rys. 7.1. Przebieg zmian stanu naładowania banku baterii, uzyskany za pomocą skryptu *syspv.m*.

7.2. Profil obciążenia

Problem optymalizacji rozmiaru systemu fotowoltaicznego zostanie w dalszej części pracy przeanalizowany dla czterech typowych profili zmian dobowego obciążenia L (Rys. 7.2). Każdy z tych profili charakteryzuje się dobowym poborem energii równym 1 kWh.

Profil A dotyczy systemu PV, który dostarcza energię do obciążenia w czasie, gdy jest ona wytwarzana przez generator. W systemie tego typu, dobowe zmiany stanu naładowania banku baterii są minimalne. W przeciwieństwie do profilu A, profil D odpowiada sytuacji, gdy odbiorniki energii w systemie pracują w nocy. Wówczas energia w całości pobierana jest z akumulatorów. Profil B ma dobowy rozkład obciążenia pośredni w stosunku do dwóch poprzednich, zaś profil C odpowiada stałemu dobowemu obciążeniu systemu.



Rys. 7.2. Cztery typowe profile dobowego obciążenia systemu

7.3. Dopuszczalne konfiguracje systemu

Podstawowym przyjętym założeniem projektowym jest autonomiczność systemu fotowoltaicznego. Założenie to oznacza, że w przeciągu całego roku, od stycznia do grudnia, system musi dostarczać energię do obciążenia o zdefiniowanym dobowym profilu, przy czym stan naładowania banku baterii w tym okresie nie może być w żadnym momencie niższy niż ustalony poziom minimalny (typowo $SOC_{min} = 40\%$). Założenie autonomiczności systemu może być spełnione przez nieskończoną liczbę możliwych kombinacji rozmiaru kolektora i pojemności banku baterii.

W dalszej części pracy zostanie przedstawiona procedura optymalizacji autonomicznego systemu PV, spełniającego następujące założenia projektowe:

- Lokalizacja systemu: Ateny ($37^{\circ}5'N$, $23^{\circ}5'E$, 307 m n.p.m.).
- Kąt nachylenia płaszczyzny kolektora względem płaszczyzny horyzontalnej $\beta = 30^{\circ}$ (kąt optymalny [6]). Azymut powierzchni kolektora względem południa $g = 0^{\circ}$.

- Średnie nasłonecznienie na płaszczyźnie horyzontalnej, podane w Wh/m²/dzień dla lokalizacji Aten (zgodnie z bazą pomiarów nasłonecznienia PV-GIS [6]) dla kolejnych miesięcy: $G_h = \{2043, 2530, 3721, 5136, 6146, 6952, 6820, 6133, 4981, 3239, 2124, 1731\}$. Współczynnik przejrzystości atmosfery [6]: $k_h = \{0,52; 0,55; 0,50; 0,44; 0,42; 0,37; 0,36; 0,36; 0,36; 0,46; 0,54; 0,56\}$.
- Średnie temperatury powietrza w czasie dnia (od świtu do zmierzchu), dla lokalizacji Aten, podane w °C [6]: $T = \{9,7; 10,2; 11,5; 14,9; 20,8; 25,7; 27,9; 27,3; 23,4; 19,2; 14,7; 10,6\}$.
- Obciążenie systemu odpowiada jednemu z czterech profili podanych w rozdziale 7.2, (średnie dzienne obciążenie $L = 1$ kWh/dzień).
- Parametry modułów fotowoltaicznych: moduły polikrystaliczne BP380 [20] o mocy nominalnej $P_{mMr} = 80$ W; $S_M = 0,64$ m²; $V_{ocMr} = 22,1$ V; $I_{mMr} = 4,55$ A; $I_{scMr} = 4,8$ A; $N_s = 36$; $S_M = 0,64$ m²; $dI_{scM}/dT = 0,003$ A/K; $dV_{ocM}/dT = -0,08$ V/K. Parametry oszacowane w rozdziale 3.5: $n = 1,37$; $R_{sM} = 0,12$ Ω.
- Współczynnik efektywności konwersji generatora $\alpha = 95$ %.
- Parametry modelu banku baterii, zgodnie z bazą danych programu *Homer* dla akumulatora Vision 6FM200D: $c = 0,19$; $g = 5,4$ h⁻¹; $\eta_{rt} = 80\%$; $SOC_{min} = 40$ %.

Konfiguracje rozmiaru kolektora i banku baterii zapewniające autonomiczność pracy opisanego powyżej systemu PV zostały wyznaczone za pomocą skryptu *syspv_opt.m* (List. 9.5). W skrypcie tym, szereg czasowy wartości nasłonecznienia G uzyskiwany jest przez wywołanie funkcji *radiation_year.m*. Wynikowe charakterystyki pojemności baterii w funkcji powierzchni kolektora przedstawione są w Tab. 7.1 i na Rys. 7.3.

Algorytm wyznaczania pojemności zaimplementowany w skrypcie *syspv_opt.m* opiera się na iteracyjnej symulacji powtarzanej do momentu, gdy stan naładowania baterii będzie większy niż 40 % w każdej godzinie w przeciągu całego roku. Pierwsza iteracja wykonywana jest dla założonej pojemności początkowej Q_{max0} . Jeżeli podczas symulacji zostanie osiągnięty minimalny stan naładowania baterii $SOC = 40\%$, wówczas pojemność początkowa jest inkrementowana z zadaniem ziarnem (np. 10 Wh) i symulacja jest powtarzana. Jeżeli zaś dla pojemności początkowej Q_{max0}

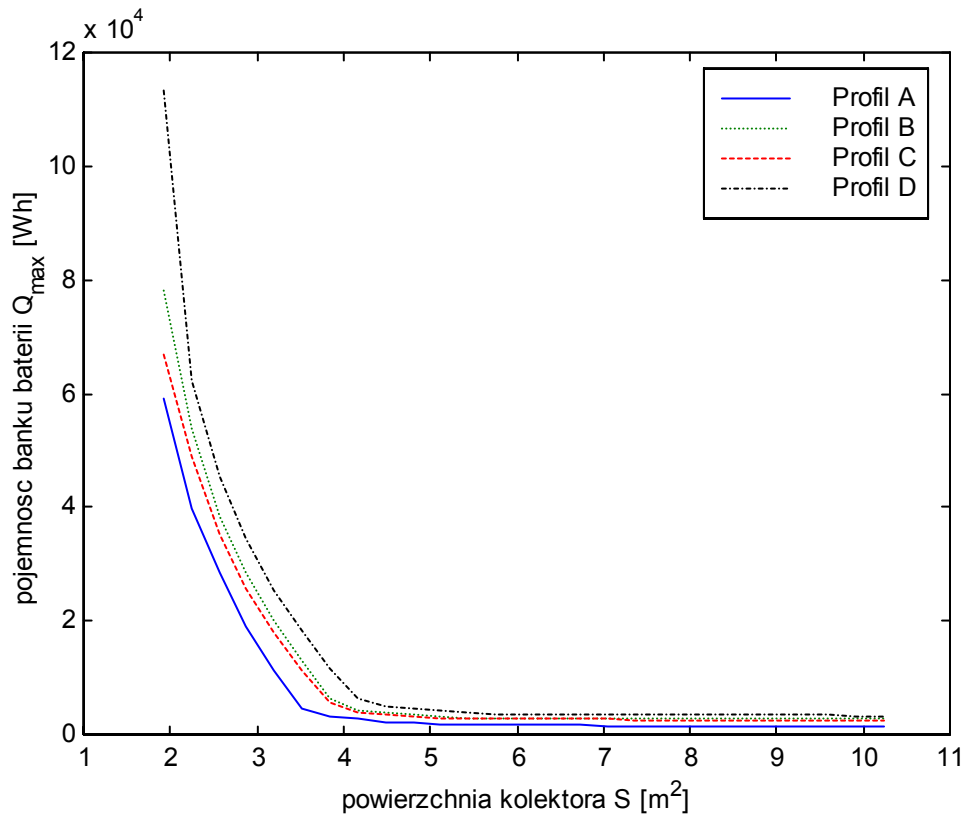
stan naładowania w ciągu całego symulowanego roku jest większy niż 40 %, to pojemność początkowa jest dekrementowana i algorytm wykonuje się od nowa.

Tab. 7.1. Pojemność banku baterii w funkcji powierzchni kolektora wyznaczona w skrypcie *syspv_opt.m*

Powierzchnia kolektora		Pojemność banku baterii Q_{max} [Wh]			
S [m ²]	S / S_M	Profil A	Profil B	Profil C	Profil D
1,92	3,0	58960	78170	66790	113270
2,24	3,5	39700	53980	48800	62190
2,56	4,0	28480	38410	35110	45420
2,88	4,5	18930	28380	25520	34370
3,20	5,0	11090	20050	17910	25190
3,52	5,5	4500	12860	11280	18240
3,84	6,0	3020	6470	5470	11760
4,16	6,5	2650	4310	3970	6230
4,48	7,0	2280	3770	3470	4850
4,80	7,5	2000	3420	3140	4420
5,12	8,0	1780	3100	2850	4100
5,44	8,5	1680	2880	2760	3770
5,76	9,0	1650	2860	2740	3560
6,08	9,5	1620	2850	2720	3500
6,40	10,0	1610	2840	2700	3490
6,72	10,5	1590	2820	2670	3470
7,04	11,0	1570	2810	2650	3460
7,36	11,5	1560	2790	2630	3450
7,68	12,0	1540	2780	2610	3430
8,00	12,5	1530	2760	2590	3420
8,32	13,0	1510	2750	2570	3410
8,64	13,5	1500	2740	2550	3390
8,96	14,0	1480	2720	2530	3380
9,28	14,5	1470	2710	2510	3370
9,60	15,0	1450	2690	2490	3350
9,92	15,5	1440	2680	2470	3340
10,24	16,0	1430	2670	2460	3330

Na Rys. 7.3 widoczny jest wpływ dobowego rozkładu obciążenia systemu na pojemność banku baterii. W przypadku profilu D całość energii oddanej do obciążenia przepływa przez bank baterii. Z powodu niskiej efektywności konwersji energii w akumulatorach ($\eta_{rt} = 80\%$), w systemie o profilu D tylko około 80% energii wytwarzanej przez generator jest oddawane do obciążenia, zaś reszta jest tracona. Dla profilu A, straty energii spowodowane magazynowaniem jej w akumulatorach są

najniższe w porównaniu do innych analizowanych profili obciążenia, a pojemność banku baterii zależy głównie od sezonowego deficytu energii w systemie.



Rys. 7.3. Konfiguracje rozmiaru kolektora i banku baterii zapewniające autonomiczność systemu PV, dla czterech typowych profili dobowego obciążenia ($L = 1$ kWh/dzień)

7.4. Optymalizacja ekonomiczna

Koszt energii wytwarzanej przez system jest obliczany jako średnia kosztów wnoszonych podczas całego okresu funkcjonowania systemu, zgodnie ze wzorem

$$COE = \frac{C_{init} + C_{rep}}{R_{proj} E_{ann}}, \quad (7.4)$$

gdzie jednostką COE (Cost Of Energy) jest €/kWh, C_{init} oznacza początkowy koszt zakupu i instalacji systemu, C_{rep} oznacza koszt utrzymania i konserwacji systemu, włączając w to koszty okresowej wymiany niektórych komponentów (np. akumulatorów), R_{proj} oznacza przewidywany czas pracy systemu podany w latach, zaś E_{ann} oznacza roczną produkcję energii podaną w kWh.

Średnie ceny komponentów systemów fotowoltaicznych na europejskim rynku w marcu 2006, w handlu detalicznym, bez wliczania podatku VAT, przyjęte zostaną według danych serwisu internetowego [27]. Zgodnie z tymi danymi, średnia cena za

każdy Watt mocy szczytowej modułów fotowoltaicznych wynosi 5,8 €/W. Przy wyznaczaniu tej ceny były brane pod uwagę moduły wykonane w każdej dostępnej technologii (monokrystaliczne, polikrystaliczne, cienkowarstwowe), we wszystkich przedziałach mocy nominalnej (od ok. 3 do 300 W). Oszacowany w serwisie [27] średni koszt każdej Wh pojemności akumulatorów kwasowo – ołowiowych wynosi 1,35 €/Wh, przy czym pojemność akumulatorów mierzona jest dla czasu rozładowania równego 20 h. Przyjmuje się zazwyczaj, że w systemach fotowoltaicznych niepodłączonych do sieci, koszt regulatorów ładowania baterii stanowi około 10 % kosztów budowy całego systemu [27].

Oszacowany w pracy [26] średni koszt instalacji modułów i zakupu rusztowania podtrzymującego panele fotowoltaiczne jest równy 0,8 € za każdy Watt mocy szczytowej generatora.

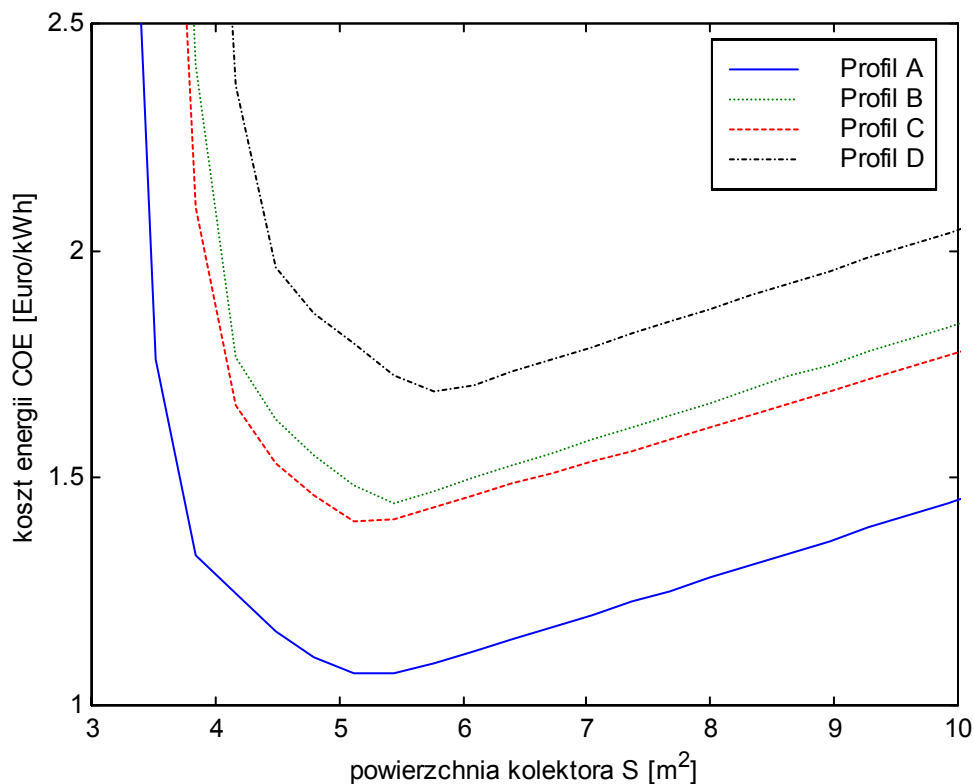
Gwarantowany czas pracy, dla którego moc wyjściowa modułów fotowoltaicznych BP380 jest większa niż 80 % ich mocy nominalnej wynosi 25 lat [20]. Z tego względu założony czas pracy optymalizowanego systemu PV jest także równy 25 lat.

Żywotność zastosowanych w analizowanym systemie akumulatorów Vision 6FM200D wynosi 10 lat (zgodnie z bazą danych programu *Homer*). Jest to czas, po którym akumulatory należy wymienić, gdyż procesy starzenia i korozji powodują spadek ich pojemności maksymalnej i wydajności konwersji poniżej gwarantowanego poziomu. Ze względu na opłacalność ekonomiczną przyjęte jest założenie, że w okresie funkcjonowania rozpatrywanego systemu (25 lat) bank baterii zostanie wymieniony tylko raz.

Przykładowo, zgodnie z Tab. 7.1 dla obciążenia o profilu A, mocy szczytowej generatora równej 6 x 80 W odpowiada pojemność banku baterii wynosząca 3020 Wh. W takiej konfiguracji koszt energii według wzoru (7.4) wynosi

$$\begin{aligned}
C_{init}^{moduls} &= 480 \text{ W} \left(5,8 \frac{\text{Euro}}{\text{W}} + 0,8 \frac{\text{Euro}}{\text{W}} \right) = 3168 \text{ Euro}, \\
C_{init}^{batteries} &= 3020 \text{ Wh} * 1,35 \frac{\text{Euro}}{\text{Wh}} = 4077 \text{ Euro}, \\
C_{init}^{regulators} &= 10\% \left(C_{init}^{moduls} + C_{init}^{batteries} + C_{init}^{regulators} \right), \\
C_{init}^{regulators} &= \frac{1}{9} \left(C_{init}^{moduls} + C_{init}^{batteries} \right) = 805 \text{ Euro}, \\
C_{init} &= C_{init}^{moduls} + C_{init}^{batteries} + C_{init}^{regulators} = 8050 \text{ Euro}, \\
C_{rep} &= C_{init}^{batteries}, \\
COE &= \frac{C_{init} + C_{rep}}{R_{proj} E_{ann}} = \frac{8050 \text{ Euro} + 4077 \text{ Euro}}{25 * 365 * 1 \text{ kWh}} = 1,33 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}}.
\end{aligned} \tag{7.5}$$

Po obliczeniu kosztu energii COE dla wszystkich konfiguracji rozmiaru kolektora i banku baterii zamieszczonych w Tab. 7.1 otrzymuje się charakterystyki przedstawiające koszt optymalizowanego systemu w funkcji powierzchni kolektora (Rys. 7.4). Na charakterystykach tych widoczne są minima odpowiadające konfiguracji systemu optymalnej pod względem ekonomicznym.



Rys. 7.4. Koszt optymalizowanego systemu fotowoltaicznego w funkcji powierzchni kolektora

Optymalne konfiguracje dla każdego profilu obciążenia, wyznaczone na podstawie charakterystyk $COE = f(S)$ są opisane w Tab. 7.2.

Tab. 7.2. Konfiguracje systemu optymalne pod względem ekonomicznym

	Profil A	Profil B	Profil C	Profil D
Powierzchnia kolektora S [m ²]	5,44	5,44	5,12	5,76
Pojemność banku baterii Q_{max} [Wh]	1680	2880	2850	3560
Koszt energii COE [€/kWh]	1,07	1,45	1,40	1,69
Koszt modułów PV w stosunku do kosztu całego systemu	43 %	34 %	33 %	31 %

Wyniki optymalizacji przedstawione w powyższej tabeli obrazują jak znaczący wpływ na rozmiar systemu PV ma dobowy profil obciążenia. Porównując dwa przeciwstawne profile, dzienny A i nocny D, można stwierdzić, że różnica powierzchni kolektora pomiędzy tymi wariantami wynosi 6 %, a różnica pojemności banku baterii wynosi aż 112 %. Równocześnie koszt energii dla profilu D jest większy o 58 %.

Jak widać w tabeli Tab. 7.2, koszt modułów fotowoltaicznych stanowi od 31 do 43 % kosztów instalacji i konserwacji systemu, z czego wynika, że koszty zakupu i wymiany baterii mają największy wpływ na cenę energii.

W tabeli Tab. 7.3 znajdują się wyniki analizy wrażliwości kosztu systemu na zmianę powierzchni kolektora. Na podstawie przeprowadzonej analizy można wyciągnąć wniosek, że zwiększenie powierzchni kolektora względem powierzchni optymalnej S_{opt} i równoczesne zmniejszenie pojemności banku baterii wpływa w niewielkim stopniu na zmianę całkowitego kosztu systemu. Natomiast zmniejszenie powierzchni kolektora i zwiększenie pojemności baterii prowadzi do znaczącego wzrostu kosztów systemu.

Tab. 7.3. Koszt systemów nieoptymalnych pod względem ekonomicznym

Powierzchnia kolektora S [m ²]	Wzrost kosztów systemu względem systemu optymalnego			
	Profil A	Profil B	Profil C	Profil D
$S = S_{opt} - 2S_M$	+24,2 %	+22,0 %	+49,1 %	+16,2 %
$S = S_{opt} - S_M$	+8,6 %	+7,2 %	+9,2 %	+6,2 %
$S = S_{opt} + S_M$	+2,2 %	+3,8 %	+2,1 %	+2,5 %
$S = S_{opt} + 2S_M$	+7,1 %	+7,6 %	+5,8 %	+5,7 %

Kolejne spostrzeżenie dotyczy nadprodukcji energii w systemach o konfiguracji ekonomicznie optymalnej. W tabeli Tab. 7.4 przedstawiona jest nadprodukcja R_{exc} ,

zdefiniowana jako stosunek energii wytworzonej w ciągu roku przez generator fotowoltaiczny E_{gen}^{year} do rocznej sumy energii oddanej w obciążeniu:

$$R_{exc} = \frac{E_{gen}^{year}}{365 * 1 \text{ kWh}}. \quad (7.6)$$

Tab. 7.4. Nadprodukcja energii w systemach optymalnych pod względem ekonomicznym

	Profil A	Profil B	Profil C	Profil D
Nadprodukcja energii R_{exc}	2,95	2,95	2,78	3,13

Z powyższej tabeli wynika, że w optymalizowanym autonomicznym systemie fotowoltaicznym generator PV wytwarza około trzykrotnie więcej energii niż wymaga tego obciążenie systemu.

Z powodu wysokiej nadprodukcji energii, nieopłacalne jest tworzenie dużych autonomicznych systemów fotowoltaicznych dla szerokości geograficznych o niskim poziomie nasłonecznienia. Aby uniknąć strat energii i zwiększyć opłacalność inwestycji, autonomiczne systemy zasilające tworzone są często jako systemy hybrydowe, łączące np. generator fotowoltaiczny i generator z silnikiem Diesla.

8. Podsumowanie

W niniejszej pracy została przedstawiona metoda symulacji i optymalizacji autonomicznych systemów fotowoltaicznych.

Zastosowany model symulacyjny generatora PV zakłada proporcjonalność jego mocy wyjściowej do natężenia promieniowania słonecznego. Oznacza to, że błąd predykcji energii wytworzonej przez system w danym okresie czasu jest proporcjonalny do różnicy nasłonecznienia rzeczywistego i przewidywanego. Z tego względu rezultaty długoterminowej symulacji pracy systemu w dużej mierze są zależne od jakości danych dotyczących nasłonecznienia dla rozpatrywanej lokalizacji geograficznej. Zazwyczaj czynnik losowy w działaniu systemu PV wprowadzany jest także przez stochastyczny charakter zmian obciążenia systemu. Stochastyczność zmian warunków klimatycznych oraz profilu obciążenia powoduje konieczność projektowania systemów autonomicznych z uwzględnieniem najgorszego przypadku. Projektowanie takie sprowadza się często do zwiększenia rozmiaru systemu, przez co niezawodność systemu jako źródła zasilania wzrasta.

Omówiona w pracy procedura optymalizacji parametrów systemu sprowadza się do wielokrotnej długoterminowej symulacji stanu systemu dla różnych konfiguracji rozmiaru kolektora i banku baterii. Poszukiwana jest przestrzeń konfiguracji, dla której spełnione są warunki brzegowe projektu dotyczące:

- orientacji przestrzennej kolektora oraz jego maksymalnej powierzchni,
- maksymalnej dopuszczalnej ekonomicznie i technicznie pojemności banku baterii,
- autonomiczności systemu w przeciągu zadanego okresu czasu.

Wśród konfiguracji spełniających powyższe warunki brzegowe optymalną jest ta, dla której koszt produkcji energii jest najniższy.

W pracy została wykonana przykładowa optymalizacja rozmiaru autonomicznego systemu PV, dla którego średnie dzienne obciążenie jest równe 1 kWh. W rezultacie symulacji systemu uzyskano zależność pojemności banku baterii od powierzchni kolektora. Spośród konfiguracji spełniających założenia projektu wyznaczona została konfiguracja optymalna pod względem ekonomicznym, oraz przedstawiono analizę wrażliwości kosztu systemu na zmianę powierzchni kolektora.

Z zaprezentowanej przykładowej optymalizacji można wyciągnąć następujące wnioski jakościowe dotyczące konfiguracji systemów autonomicznych:

- znaczący wpływ na rozmiar systemu ma dobowy profil obciążenia;
- w związku z powyższym, szacowanie rozmiaru systemu na podstawie średnich dziennych lub miesięcznych wartości obciążenia może być obarczone dużym błędem;
- ekonomiczna optymalizacja rozmiaru komponentów systemu jest konieczna, ponieważ dla konfiguracji spełniających warunki brzegowe projektu, koszt energii może różnić się nawet kilkukrotnie;
- nadprodukcja energii przy optymalnej ekonomicznie konfiguracji jest ponad dwukrotna (dla Aten) i wzrasta dla lokalizacji geograficznych o niskim poziomie nasłonecznienia rocznego.

Opisana w pracy metoda symulacji autonomicznych systemów PV, oparta o quasi–statyczny model logistyczny, jest stosowana w większości programów CAD z dziedziny projektowania systemów PV i hybrydowych (jak np. w [23] i [25]). Natomiast przedstawioną optymalizację można rozpatrywać w kontekście szerszego problemu optymalizacji konfiguracji hybrydowych autonomicznych systemów zasilania.

9. Dodatek – listing programów

List. 9.1. Skrypt generujący szereg czasowy nasłonecznienia dla danego miesiąca

```
%Skrypt: radiation.m
%Opis: Wyznaczenie szeregu czasowego wartości natężenia promieniowania
%       słonecznego na płaszczyźnie kolektora, z rozdzielczością godzinową
%       dla danego miesiąca.
%       Szereg wyznaczany jest na podstawie średniej miesięcznej
%       wartości nasłonecznienia na płaszczyźnie horyzontalnej dla
%       danej lokalizacji geograficznej.
%-----

clear all
%--- PARAMETRY -----
hhm = 1904; %[Wh/m2/day] - nasłonecznienie całkowite na płaszczyźnie
%                       horyzontalnej, średnia miesięczna
kd = 0.48;  %[%]        - stosunek składowej dyfuzyjnej natężenia do natężenia
%                       całkowitego, średnia miesięczna
ro = 0.5;   %[%]        - współczynnik odbicia (albedo)
Ld = 41.22; %[deg]      - szerokość geograficzna
bd = 0.0;   %[deg]      - nachylenie kolektora,
%                       (b=0 dla położenia horyzontalnego)
gd = 0.0;   %[deg]      - azymut kolektora,
%                       (g=0 dla kierunku południowego, g=90 dla E)
n = [1:31]; %[-]        - numer dnia w roku
%-----

%--- stałe pomocnicze -----
it = 2*pi/24;
w = [(-pi + it/2):it:(pi - it/2)]; %[rad] - czas katowy (hour angle)
r = pi/180;
L = r*Ld;
b = r*bd;
g = r*gd;
%-----

%declination angle
d = r*23.45*sin(r*360/365*(n + 284));
%zachód Słońca względem płaszczyzny horyzontalnej
ws = acos(-tan(L)*tan(d));
%stała słoneczna
sc = 1353*(1 + 0.0033*cos(pi/180*360/365*n));
%nasłonecznienie powierzchni horyzontalnej poza atmosferą Ho
Ho = 24/pi*sc.*(cos(d).*sin(ws)*cos(L) + ws.*sin(d)*sin(L));
%średni miesięczny współczynnik przejrzystości atmosfery (clearness index)
khm = hhm/mean(Ho);

%wyznaczenie współczynników przejrzystości dla kolejnych dni wg modelu B.Bartoli
e = 0.15*randn(1,size(n,2));
u(1) = 0;
for i = 2:size(n,2)
    u(i) = 0.25*u(i - 1) + e(i);
end
kh = khm + u;
%wyznaczenie stochastycznego dziennego nasłonecznienia
hh = Ho.*kh;
%normalizacja nasłonecznienia wzg. hhm
hh = hhm/mean(hh)*hh;
%składowa dyfuzyjna nasłonecznienia
hd = hh*kd;

%wschód i zachód Słońca względem płaszczyzny zorientowanej
a1 = cos(g)*sin(b)*sin(L) + cos(b)*cos(L);
a2 = sin(b)*sin(g);
```

```

a3 = -tan(d)*(cos(b)*sin(L) - cos(g)*sin(b)*cos(L));
%in-plane sunset hour angle
wps = acos((a1*a3 - a2*sqrt(a1^2 - a3.^2 + a2^2))/(a1^2 + a2^2));
%in-plane sunrise hour angle (takes negative values)
wss = -acos((a1*a3 + a2*sqrt(a1^2 - a3.^2 + a2^2))/(a1^2 + a2^2));
%real in-plane sunset hour angle
wpss = min(wps,ws);
%real in-plane sunrise hour angle
wsss = max(wss,-ws);

%współczynniki korelacji
w = w'*ones(1,size(n,2));
ws = (ws'*ones(1,24))';
a = 0.409 + 0.516*sin(ws - 1.047);
bb = 0.6609 - 0.467*sin(ws - 1.047);
rh = pi/24*(a+bb.*cos(w)).*(cos(w) - cos(ws))./(sin(ws) - ws.*cos(ws));
rd = pi/24*(cos(w) - cos(ws))./(sin(ws) - ws.*cos(ws));

%składowe natężenia promieniowania słonecznego,
%dla płaszczyzny horyzontalnej, [W/m2]
d = (d'*ones(1,24))';
hh = (hh'*ones(1,24))';
hd = (hd'*ones(1,24))';
%natężenie całkowite promieniowania
ih = rh.*hh;
%składowa dyfuzyjna natężenia
id = rd.*hd;
%składowa bezpośrednia natężenia (beam irradiance)
ib = (ih - id)./(sin(L)*sin(d) + cos(L)*cos(d).*cos(w)); %cos(Vz)=sin(h)

%natężenie promieniowania słonecznego na płaszczyźnie
%dowolnie zorientowanej (in-plane irradiance);
%c1 = cos(Vcoll)/cos(Vz)
c1 = (1./(cos(w) - cos(ws))).*(cos(w)*(cos(g)*sin(b)*tan(L) + cos(b)) + ...
    + sin(w)/cos(L)*sin(b)*sin(g) + tan(d)*(cos(b)*tan(L) - cos(g)*sin(b)));
icoll = (ih - id).*c1 + id/2*(1 + cos(b)) + ih/2*ro*(1 - cos(b));
%natężenie jest prawidłowo określone dla kątów (w) z przedziału (wsss,wpss),
%natężenie ma wartości dodatnie
wsss = (wsss'*ones(1,24))';
wpss = (wpss'*ones(1,24))';
%średnie godzinowe natężenie promieniowania całkowitego na płaszczyźnie
%zorientowanej,[W/m2], wiersze macierzy - godziny, kolumny - dni miesiąca
icoll = icoll.*gt(icoll,0).*gt(w,wsss).*lt(w,wpss);

%średnie nasłonecznienie [Wh/m2/h] może być aproksymowane wartością natężenia
%promieniowania w środku interwału godzinowego
hcoll = sum(icoll,1); %[Wh/m2_day] - średnie nasłonecznienie dla danego dnia
hcollm = mean(hcoll); %[Wh/m2_day] - średnie dzienne nasłonecznienie w danym
%
%
%G [W/m2] -szereg czasowy natężenia promieniowania na płaszczyźnie zorientowanej
%dla danego miesiąca, (średnie wartości natężenia dla każdej godziny)
G = icoll(:,1)';
for ni = 2:size(n, 2)
    G = [G, icoll(:,ni)'];
end
%-----

```

List. 9.2. Model napięciowy akumulatora kwasowo – ołowiowego

```
%Skrypt: battery_volt.m
%Opis: Model napięciowy akumulatora / weryfikacja
%-----

clear all
%weryfikacja modelu - dane testowe (wektory Iph, Vbatm) pochodzą z pracy:
%Castaner L., Silvestre S., Modelling Photovoltaic Systems using PSpice,
%John Wiley & Sons, 2002, rozdział 5.3.4.
%-----

%parametry systemu:
step = 1/30; % [h] - krok symulacji
Rload = 1e9; % [Ohm] - rezystancja obciążenia
Iph_script % [A] - Iph, prąd kolektra PV
Vbatm_script % [V] - Vbatm, zmierzone napięcie Vbat
%-----

%parametry akumulatora ATERSA 7TSE70:
Qmax = 13200; % [Wh] - pojemność maksymalna
Qinit = 0.9*Qmax; % [Wh] - pojemność początkowa
D = 1e-5; % [1/h] - współczynnik samorozładowania
nrt = 0.8; % [-] - efektywność konwersji energii
ns = 12; % [-] - liczba ogniw w akumulatorze
Rch = 0.14; % [Ohm] - Rw dla stanu ładowania
Rdch = 0.08; % [Ohm] - Rw dla stanu rozładowywania
ach = 2.0; % [V] - parametry równania określającego Voc
adch = 1.926;
bch = 0.16;
bdch = 0.248;
%-----

%inicjalizacja:
Q(1) = Qinit;
SOC(1) = Q(1)/Qmax;
Voc(1) = ns*(adch+bdch*SOC(1));
Vbat(1) = Rload*(Iph(1)*Rdch+Voc(1))/(Rload+Rdch);
Ibat(1) = Iph(1)-Vbat(1)/Rload;
%-----

for i=1:size(Iph,1)
    SOC(i)=Q(i)/Qmax;

    %--- kontrola zakresu SOC ---
    if SOC(i)<0 SOC(i)=0; end
    if SOC(i)>1 SOC(i)=1; end
    %-----

    if Ibat(i) < 0 %rozładowanie
        Voc(i)=ns*(adch+bdch*SOC(i));
        Rw=Rdch;
    else %ładowanie
        Voc(i)=ns*(ach+bch*SOC(i));
        Rw=Rch;
    end

    %--- wartość średnia kwadratowa różnicy Vbat i Vbatm ---
    Vbatmi(i)=Vbatm(i,2);
    rms(i) = norm(Vbat-Vbatmi)/sqrt(i);
    %-----

    Vbat(i+1)=Rload*(Iph(i)*Rw+Voc(i))/(Rload+Rw);
    Ibat(i+1)=Iph(i)-Vbat(i)/Rload;
    Q(i+1)= Q(i) - Q(i)*D*step + nrt*Voc(i)*Ibat(i)*step;

end

figure(1)
plot(Vbatm(:,1),Vbatm(:,2),Vbatm(:,1),Vbat,':')

```



```
xlabel('Czas [s]');
ylabel('Vbat [V]');
legend('pomiar','symulacja');
```

```
figure(2)
rms(i+1)=rms(i);
plot(Vbatm(:,1),rms)
xlabel('Czas [s]');
ylabel('E_r_m_s');
```

```
figure(3)
SOC(i+1)=SOC(i);
plot(Vbatm(:,1),SOC)
xlabel('Czas [s]');
ylabel('SOC');
```

```
%-----
```

List. 9.3. Model kinetyczny akumulatora kwasowo – ołowiowego

```
%Skrypt: battery_kin.m
%Opis: Model kinetyczny akumulatora / weryfikacja
%-----

clear all
%weryfikacja modelu - dane testowe z programu Homer
%symulacja obejmuje styczeń i luty (krok czasu = 1h)
%wektory wejściowe symulacji - Pbat i SOCdata
load data.mat
%-----

%parametry systemu:
step = 1; % [h] - krok symulacji
Nbat = 1; % [-] - liczba akumulatorów połączonych szeregowo
%-----

%parametry baterii:
Qmax = 2434*13; % [Wh] - pojemność całkowita
Qinit = 0.999*Qmax; % [Wh] - pojemność początkowa
nrt = 0.8; % [%] - efektywność konwersji energii (DC-to-storage-to-DC)
c = 0.1945; % [-] - stosunek pojemności Q1max/Qmax
g = 5.4; % [1/h] - szybkość konwersji energii Q1 na Q2 i na odwrót
alfac = 1; % [A/Ah] - współczynnik max szybkości ładowania (max charge rate)
Ibatcm = 60*13; % [A] - maksymalny prąd ładowania baterii
Vbtnom = 12; % [V] - napięcie nominalne baterii
%-----

%parametry pomocnicze obliczane jednokrotnie:
nbatd = nrt^0.5; % [-] - efektywność rozładowywania baterii
nbatc = nrt^0.5; % [-] - efektywność ładowania baterii
Pbatc3 = Nbat*Ibatcm*Vbtnom; % - ograniczenie dostarczanej mocy
exkt = exp(-g*step);
denom = 1 - exkt + c*(g*step - 1 + exkt);
c2 = 1 - exp(-alfac*step);
%-----

%inicjalizacja:
Q(1) = Qinit;
SOC(1) = Q(1)/Qmax;
Q1(1) = c*Q(1);
Q2(1) = Q(1) - Q1(1);
%-----
```

```

for t=1:size(Pbat,2)
    if(Pbat(t) < 0)
        %--- Pbatd [W] - ograniczenie na moc pobieraną z baterii -----
        Pbatd = ( -g*Q1(t)*exkt - Q(t)*g*c*(1 - exkt))/denom;
        %---
        if(Pbat(t) < Pbatd) Pbat(t) = Pbatd; end
        %-- Faktyczna moc pobrana z baterii jest większa (efektywność konwersji)
        Pbat(t) = Pbat(t)/nbatd;
        %-----
    else
        %--- Pbatc [W] - ograniczenie na moc dostarczaną do baterii -----
        %--- 1. ograniczenie wynikające z modelu kinetycznego
        Pbatc_(1) = (g*c*Qmax - g*Q1(t)*exkt - Q(t)*g*c*(1 - exkt))/denom;
        %--- 2. ograniczenie ze względu na maks. szybkość ładowania
        Pbatc_(2) = c2*(Qmax - Q(t))/step;
        %--- 3. ograniczenie ze względu na maks. prąd ładowania baterii Ibatcm
        Pbatc_(3) = Pbatc3;
        %---
        Pbatc = min(Pbatc_)/nbatc;
        %---
        if(Pbat(t) > Pbatc) Pbat(t) = Pbatc; end
        %--- Faktyczna moc dostarczona do baterii jest mniejsza (efektywność)
        Pbat(t) = Pbat(t)*nbatc;
        %-----
    end

    %--- równania stanu -----
    Q1(t+1) = Q1(t)*exkt + (Q(t)*g*c + Pbat(t))*(1 - exkt)/g + ...
              Pbat(t)*c*(g*step - 1 + exkt)/g;
    %---
    Q2(t+1) = Q2(t)*exkt + Q(t)*(1 - c)*(1 - exkt) + ...
              Pbat(t)*(1 - c)*(g*step - 1 + exkt)/g;
    %---
    Q(t+1) = Q1(t+1) + Q2(t+1);
    %-----
    SOC(t+1) = Q(t+1)/Qmax;
end

figure(1)
plot(SOCdata);
xlabel('Czas [h]');
ylabel('SOCdata');
grid on

figure(2)
plot(SOC);
xlabel('Czas [h]');
ylabel('SOC');
grid on
%-----

```

List. 9.4. Model symulacyjny systemu fotowoltaicznego

```

%Skrypt: syspv.m
%Opis: Model symulacyjny systemu PV w skład którego wchodzi:
%      a) Model generatora PV + konwerter DC/DC/MPPT
%      b) Model kinetyczny banku baterii
%-----
%
%Wektory wejściowe (krok zmian = 1h):
%a) Wektor zmian naświetlenia na płaszczyźnie kolektora: G
%b) Wektor zmian temperatury otoczenia: T
%c) Wektor zmian mocy pobieranej przez obciążenie systemu: L
%
%Procedura symulacji:

```

%1. Obliczenie mocy wytwarzanej przez generator
 %2. Bilans mocy: wyznaczenie różnicy mocy wytwarzanej i oddanej do obciążenia
 %3. Zmiana stanu naładowania banku baterii

```

%
clear all
%-----
%--- GENERATOR -----
%--- Parametry modułu referencyjnego (BP 380)---
n      = 1.37;  %[-]    - współczynnik jakości złącza
Rsm    = 0.12;  %[Ohm]  - rezystancja szeregowo modułu
Ns     = 36;    %[-]    - liczba ogniw połączonych szeregowo w module
Sm     = 0.64;  %[m2]   - powierzchnia modułu
Imppr  = 4.55;  %[A]    - prąd w punkcie MPP(STC)
Iscmr  = 4.8;   %[A]    - prąd zwarcia modułu w warunkach STC
dIdT  = 0.003; %[A/K]  - współczynnik temp. prądu
Vocmr  = 22.1; %[V]    - napięcie obwodu otwartego w warunkach STC
dVdT  = -0.08; %[V/K]  - współczynnik temp. obwodu otwartego

%--- Parametry generatora ---
alfa   = 0.95;  %[%]    - współczynnik efektywności konwersji
S      = 8*Sm;  %[m2]   - powierzchnia kolektora

%--- Stałe ---
Tr     = 25;    %[deg]  - temperatura referencyjna STC
Gr     = 1000;  %[W/m2] - nasłonecznienie referencyjne STC
NOCT   = 47;   %[deg]

%-----
%--- BATERIA -----
%--- parametry symulacji ---
step   = 1;    %[h]    - krok symulacji

%--- parametry baterii ---
Qmax   = 2434*13; %[Wh]  - pojemność całkowita
Qinit  = 0.999*Qmax;%[Wh] - pojemność początkowa
nrt    = 0.8;   %[%]    - efektywność konwersji energii (DC-to-storage-to-DC)
c      = 0.1945;%[-]    - stosunek pojemności Qlmax/Qmax
g      = 5.4;   %[1/h]  - szybkość konwersji energii Q1 na Q2 i na odwrót

%--- parametry pomocnicze obliczane jednokrotnie ---
nbatd  = nrt^0.5; %[-]  - efektywność rozładowywania baterii
nbatc  = nrt^0.5; %[-]  - efektywność ładowania baterii
exkt   = exp(-g*step);
denom  = 1 - exkt + c*(g*step - 1 + exkt);
%-----
%-----

%Wczytanie wektorów G i L wygenerowanych programem Homer
homer
G = data(:,3)*1000;
L = data(:,4)*1000;
%Wczytanie wyników symulacji programem Homer
SOCdata = data(:,8)/100;
Pgdata = data(:,5)*1000;
%Przyjęta jest stała temperatura otoczenia = 20 deg C
T = 20*ones(size(G,1),1);

%--- inicjalizacja modelu baterii -----
Q(1)   = Qinit;
SOC(1) = Q(1)/Qmax;
Q1(1)  = c*Q(1);
Q2(1)  = Q(1) - Q1(1);
%-----

for t = 1:size(G,1)
  %--- GENERATOR -----
  if(G(t) < 1) Pg(t) = 0; else

```

```

%--- Temperatura kolektora -----
Tcell = T(t) + G(t)*(NOCT - 20)/800;
Vt = 8.66e-5*(Tcell + 273);
nNsVt = n*Ns*Vt;
It = dIdT*(T(t) - Tr);
%--- Prąd zwarcia modułu -----
Iscm = G(t)/Gr*(Iscmr + It);
%--- Napięcie obwodu otwartego ---
Vocm = Vocmr + dVdT*(T(t) - Tr) + nNsVt*log(Iscm/Iscmr);
%--- Punkt maksymalnej mocy MPP -----
Impp = Imppr*G(t)/Gr + It;
Vmpp = nNsVt*log(1 + (Iscm - Impp)/Iscm*(exp(Vocm/nNsVt) - 1)) - Impp*Rsm;
%--- Moc generatora -----
Pg(t) = S/Sm*alfa*Impp*Vmpp;
%-----
end

%--- BILANS MOCY -----
Pbat(t) = Pg(t) - L(t);

%--- BATERIA -----
%--- ograniczenia mocy -----
if(Pbat(t) < 0)
    %--- Pbatd [W] - ograniczenie na moc pobieraną z baterii -----
    Pbatd = (-g*Q1(t)*exkt - Q(t)*g*c*(1 - exkt))/denom;
    %---
    if(Pbat(t) < Pbatd) Pbat(t) = Pbatd; end
    %-- Faktyczna moc pobrana z baterii jest większa (efektywność konwersji)
    Pbat(t) = Pbat(t)/nbatd;
    %-----
else
    %--- Pbatc [W] - ograniczenie na moc dostarczaną do baterii -----
    Pbatc = (g*c*Qmax - g*Q1(t)*exkt - Q(t)*g*c*(1 - exkt))/denom;
    %---
    if(Pbat(t) > Pbatc) Pbat(t) = Pbatc; end
    %--- Faktyczna moc dostarczona do baterii jest mniejsza (efektywność)
    Pbat(t) = Pbat(t)*nbatc;
    %-----
end

%--- równania stanu -----
Q1(t+1) = Q1(t)*exkt + (Q(t)*g*c + Pbat(t))*(1 - exkt)/g + ...
          Pbat(t)*c*(g*step - 1 + exkt)/g;
%---
Q2(t+1) = Q2(t)*exkt + Q(t)*(1 - c)*(1 - exkt) + ...
          Pbat(t)*(1 - c)*(g*step - 1 + exkt)/g;
%---
Q(t+1) = Q1(t+1) + Q2(t+1);
%-----
SOC(t+1) = Q(t+1)/Qmax;
%-----

end

figure(1)
plot(SOCdata*100)
grid on
xlabel('czas [h]')
ylabel('SOCdata [%]')

figure(2)
plot(SOC*100)
grid on
xlabel('czas [h]')
ylabel('SOC [%]')

(sum(Pgdata) - sum(Pg)) / sum(Pgdata) * 100
%-----

```

List. 9.5. Optymalizacja parametrów autonomicznego systemu fotowoltaicznego

```

%Skrypt: syspv_opt.m
%Opis: Wyznaczenie minimalnego rozmiaru banku baterii
%       zapewniającego autonomiczność systemu PV, dla danej
%       powierzchni kolektora
%-----
clear all
%-----
%--- GENERATOR -----
%--- Parametry modułu referencyjnego (BP 380)---
n      = 1.37;  %[-]    - współczynnik jakości złącza
Rsm    = 0.12;  %[Ohm]  - rezystancja szeregowo modułu
Ns     = 36;   %[-]    - liczba ogniw połączonych szeregowo w module
Sm     = 0.64;  %[m2]   - powierzchnia modułu
Imppr  = 4.55;  %[A]    - prąd w punkcie MPP(STC)
Iscmr  = 4.8;  %[A]    - prąd zwarcia modułu w warunkach STC
dIdT   = 0.003; %[A/K]  - współczynnik temp. prądu
Vocmr  = 22.1;  %[V]    - napięcie obwodu otwartego w warunkach STC
dVdT   = -0.08; %[V/K]  - współczynnik temp. obwodu otwartego

%--- Parametry generatora ---
alfa   = 0.95;  %[%]    - współczynnik efektywności konwersji

%--- Stałe ---
Tr     = 25;   %[deg]  - temperatura referencyjna STC
Gr     = 1000; %[W/m2] - nasłonecznienie referencyjne STC
NOCT   = 47;   %[deg]
%-----

%--- BATERIA -----
%--- parametry symulacji ---
step   = 1;   %[h]    - krok symulacji

%--- parametry baterii ---
nrt    = 0.8;  %[%]    - efektywność konwersji energii (DC-to-storage-to-DC)
c      = 0.1945; %[-]   - stosunek pojemności Q1max/Qmax
g      = 5.4;  %[1/h]  - szybkość konwersji energii Q1 na Q2 i na odwrót

%--- parametry pomocnicze obliczane jednokrotnie ---
nbatd  = nrt^0.5; %[-]  - efektywność rozładowywania baterii
nbatc  = nrt^0.5; %[-]  - efektywność ładowania baterii
exkt   = exp(-g*step);
denom  = 1 - exkt + c*(g*step - 1 + exkt);
%-----

%Wczytanie wektorów G,T,L
wektory_GTL
L      = L1;
%Powierzchnia kolektora
Sv     = [3*Sm:Sm/2:16*Sm];
Qmax   = 2300;  %[Wh]  - pojemność całkowita startowa

flaga = 1;
for index1 = size(Sv,2): -1: 1
    S = Sv(index1);
    Qinc = 10000; %[Wh] - inkrementacja pojemności
    for index2 = 1:4
        while(flaga == 1)
            flaga = 0;

            %--- inicjalizacja modelu baterii -----
            Qinit = 0.999*Qmax; %[Wh] - pojemność początkowa
            Q(1) = Qinit;
            SOC(1) = Q(1)/Qmax;

```

```

Q1(1) = c*Q(1);
Q2(1) = Q(1) - Q1(1);
%-----

for t = 1:size(G,1)
%--- GENERATOR -----
if(G(t) < 1) Pg(t) = 0; else
%--- Temperatura kolektora -----
Tcell = T(t) + G(t)*(NOCT - 20)/800;
Vt = 8.66e-5*(Tcell + 273);
nNsVt = n*Ns*Vt;
It = dIdT*(T(t) - Tr);
%--- Prąd zwarcia modułu -----
Iscm = G(t)/Gr*(Iscmr + It);
%--- Napięcie obwodu otwartego ---
Vocm = Vocmr + dVdT*(T(t) - Tr) + nNsVt*log(Iscm/Iscmr);
%--- Punkt maksymalnej mocy MPP -----
Impp = Imppr*G(t)/Gr + It;
Vmpp = nNsVt*log(1 + (Iscm - Impp)/Iscm*(exp(Vocm/nNsVt) - 1))...
- Impp*Rsm;
%--- Moc generatora -----
Pg(t) = S/Sm*alfa*Impp*Vmpp;
%-----
end
%-----

%--- BILANS MOCY -----
Pbat(t) = Pg(t) - L(t);

%--- BATERIA -----
%--- ograniczenia mocy -----
if(Pbat(t) < 0)
%--- Pbatd [W] - ograniczenie na moc pobieraną z baterii ---
Pbatd = (-g*Q1(t)*exkt - Q(t)*g*c*(1 - exkt))/denom;
%---
if(Pbat(t) < Pbatd) Pbat(t) = Pbatd; end
%-- Faktyczna moc pobrana z baterii jest większa
Pbat(t) = Pbat(t)/nbatd;
%-----
else
%--- Pbatc [W] - ograniczenie na moc dostarczaną do baterii
Pbatc = (g*c*Qmax - g*Q1(t)*exkt - Q(t)*g*c*(1 - exkt))/denom;
%---
if(Pbat(t) > Pbatc) Pbat(t) = Pbatc; end
%--- Faktyczna moc dostarczona do baterii jest mniejsza
Pbat(t) = Pbat(t)*nbatc;
%-----
end

%--- równania stanu -----
Q1(t+1) = Q1(t)*exkt + (Q(t)*g*c + Pbat(t))*(1 - exkt)/g +...
Pbat(t)*c*(g*step - 1 + exkt)/g;
%---
Q2(t+1) = Q2(t)*exkt + Q(t)*(1 - c)*(1 - exkt) +...
Pbat(t)*(1 - c)*(g*step - 1 + exkt)/g;
%---
Q(t+1) = Q1(t+1) + Q2(t+1);
%-----
SOC(t+1) = Q(t+1)/Qmax;
%-----

if(SOC(t+1) <= 0.4)
flaga = 1;
Qmax = Qmax + Qinc;
break;
end
%-----

```

```

end
end
end
if(index2 < 4)
    Qmax = Qmax - Qinc + Qinc/10;
    if(Qmax <= 0) Qmax = Qinc/10; end
    Qinc = Qinc/10;
    flaga = 1;
end
end
Qmax
Schar(index1) = S;
Qchar(index1) = Qmax;
end

plot(Schar, Qchar, '*')
grid on
%-----

```

List. 9.6. Wektory nasłonecznienia, temperatury i obciążenia wykorzystane w skrypcie *syspv_opt.m*

```

%Skrypt: wektory_GTL.m
%Opis: Wczytanie szeregów czasowych nasłonecznienia G,
%      temperatury powietrza T, i obciążenia systemu L
%-----

days = [31, 28, 31, 30, 31, 30, 31, 31, 30, 31, 30, 31];
%Temperatura powietrza w czasie dnia w Atenach, dla kolejnych miesięcy [deg C]
Ta = [9.7, 10.2, 11.5, 14.9, 20.8, 25.7, 27.9, 27.3, 23.4, 19.2, 14.7, 10.6];

T = Ta(1)*ones(1, days(1)*24);
for ni = 2:12
    T = [T, Ta(ni)*ones(1, days(ni)*24)];
end
T = T';

%Typowe profile obciążenia systemu w czasie doby (L = 1 kWh/dzień) [W]
L1d = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 166.667, 166.667, 166.667, 166.667,...
    166.667, 166.667, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0]';

L2d = [0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 166.667, 166.667, 0, 0, 0, 0, 0,...
    166.667, 166.667, 166.667, 166.667, 0]';

L3d = [41.667, 41.667, 41.667, 41.667, 41.667, 41.667, 41.667, 41.667,...
    41.667, 41.667, 41.667, 41.667, 41.667, 41.667, 41.667, 41.667, ...
    41.667, 41.667, 41.667, 41.667, 41.667, 41.667, 41.667, 41.667]';

L4d = [166.667, 166.667, 166.667, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 0,...
    0, 0, 0, 0, 0, 0, 0, 166.667, 166.667, 166.667]';

L1 = L1d;
L2 = L2d;
L3 = L3d;
L4 = L4d;
for ni = 2:365
    L1 = [L1; L1d];
    L2 = [L2; L2d];
    L3 = [L3; L3d];
    L4 = [L4; L4d];
end

%Nasłonecznienie na płaszczyźnie o nachyleniu bd = 30 deg, dla Aten
G = radiation_year(30);
clear days Ta L1d L2d L3d L4d ni;
%-----

```

10. Dodatek – prezentacja tematu

Środowisko programowe optymalnego projektowania
wolnostojącego systemu fotowoltaicznego



Sławomir Koch
Wrocław, czerwiec 2006

Wstęp

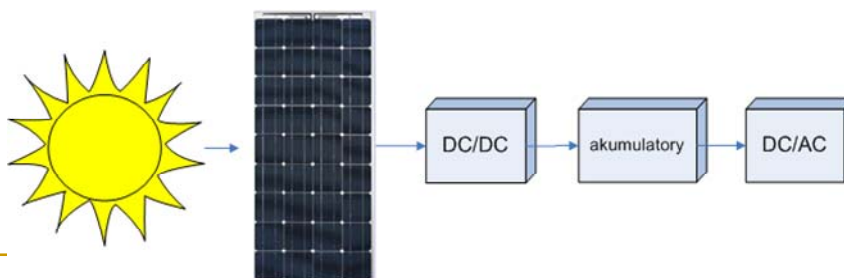
- Fotowoltaiczny system zasilania (system PV) wytwarza energię elektryczną dzięki zjawisku konwersji energii słonecznej w półprzewodnikowych ogniwach fotowoltaicznych.
- Przemysł związany z fotowoltaiką jest obecnie jedną z najszybciej rozwijających się gałęzi przemysłu;
- Szeroki obszar zastosowań fotowoltaiki jest związany z systemami wolnostojącymi (autonomicznymi), takimi jak:
 - wolnostojące systemy monitoringu,
 - systemy alarmowe,
 - systemy zasilania telekomunikacyjnych stacji przekaźnikowych,
 - systemy zasilania dla gospodarstw domowych.



2

Modelowanie systemu

- Systemy PV mają budowę modułową.
- Model symulacyjny systemu autonomicznego zazwyczaj uwzględnia:
 - blok generatora PV,
 - bank baterii,
 - blok konwerterów i regulatorów energii.
- Modele symulacyjne systemów PV dzieli się na:
 - modele logistyczne wykorzystywane do długoterminowej predykcji zachowania systemu oraz do ustalenia konfiguracji i rozmiaru systemu,
 - modele dynamiczne stosowane np. do analizy stabilności elektrycznej systemu.



3

Cel pracy

- Stworzenie modelu logistycznego autonomicznego systemu PV;
- Implementacja modelu w języku symulacyjnym środowiska *Matlab*;
- Analiza jakościowa systemu PV o konfiguracji optymalnej pod względem ekonomicznym;



4

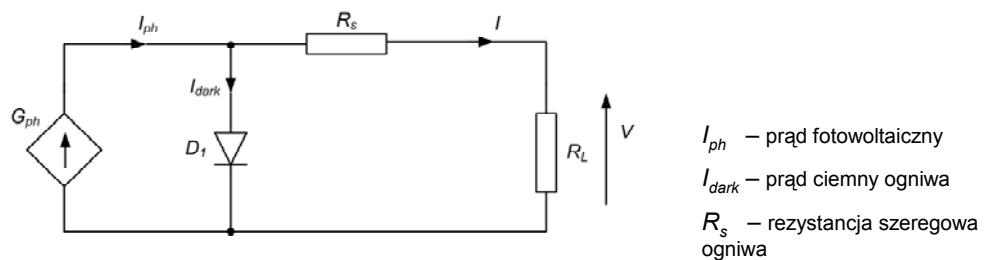
Metodologia pracy

- Zmiany przepływu energii w systemie są symulowane z krokiem czasu równym 1 h;
- Szereg czasowy średnich godzinowych wartości nasłonecznienia na płaszczyźnie kolektora jest syntetyzowany przy założeniu, że zmiana warunków klimatycznych dla kolejnych dni może być opisana jako stochastyczny proces autoregresji pierwszego rzędu;
- Wykorzystany w pracy model quasi – statyczny jest oparty o zasadę zachowania energii w systemie;
- W każdym kroku symulacji wykonywany jest bilans energii wytworzonej i oddanej do obciążenia. Na podstawie tego bilansu wyznaczany jest przepływ energii przez bank baterii;

5

Model generatora PV

- Zastosowany model generatora PV oparty jest na następujących założeniach:
 - Charakterystyka prądowo-napięciowa generatora jest funkcją natężenia promieniowania słonecznego i temperatury powietrza i może być modelowana za pomocą szeregowo-równoległego połączenia obwodów równoważnych pojedynczego ogniwa PV;
 - Generowany prąd jest proporcjonalny do natężenia promieniowania słonecznego (jeżeli nie uwzględnia się wpływu temperatury);
 - Wytwarzana moc jest proporcjonalna do powierzchni kolektora.

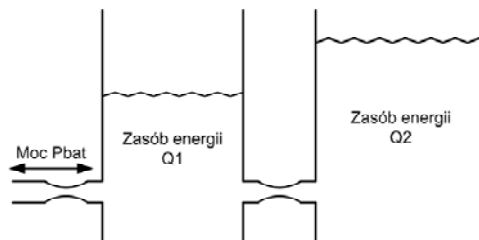


Rys. 1. Zastosowany obwód równoważny dla ogniwa PV

6

Model akumulatorów kwasowo-ołowiowych

- W pracy wykorzystany jest model kinetyczny baterii.
 - Bateria jest opisana jako połączenie dwóch zbiorników energii.
 - Zbiornik Q1 modeluje energię zmagazynowaną w akumulatorze, która może być przetworzona na prąd w bardzo krótkim czasie.
 - Zbiornik Q2 modeluje energię, która ze względu na czas trwania odpowiednich procesów elektrochemicznych nie jest dostępna do natychmiastowej konwersji na energię prądu.



Rys. 2. Idea kinetycznego modelu akumulatora

7

Procedura symulacji

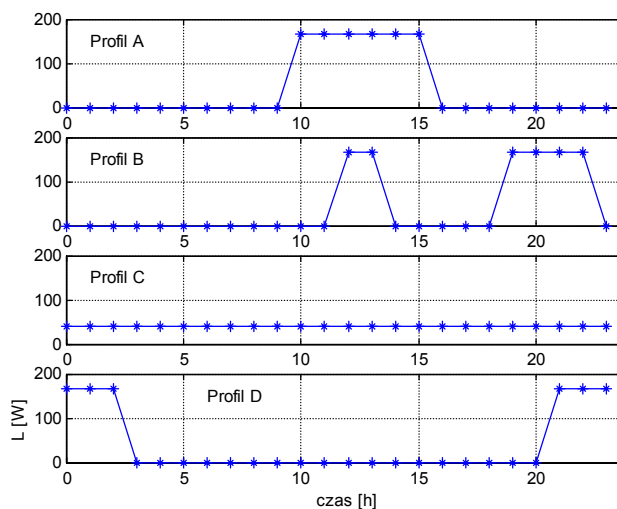
- Procedura symulacji przepływu energii w optymalizowanym systemie PV:
 1. Obliczenie mocy wytwarzanej w bloku generatora na podstawie średnich wartości nasłonecznienia i temperatury dla danej godziny.
 2. Bilans mocy w systemie obliczany jako różnica mocy wytworzonej w generatorze i oddanej do obciążenia.
 3. Wyznaczenie zmiany energii zgromadzonej w banku baterii.
- Przedstawiona procedura jest wykonywana dla każdej symulowanej godziny pracy systemu.
- Implementacja w programie *Matlab* opisanej procedury symulacji została zweryfikowana względem wyników uzyskanych aplikacją typu CAD służącą do projektowania i optymalizacji systemów PV (program *Homer*).

8

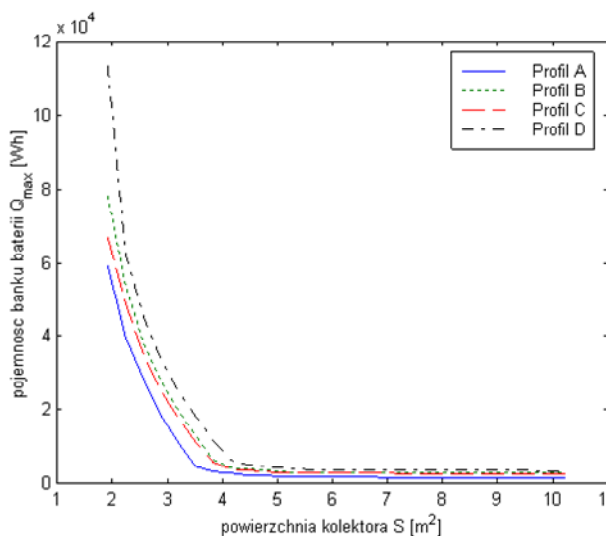
Optymalizacja

- **Kryterium optymalizacji** – koszt produkcji energii
- **Optymalizowane parametry** – powierzchnia kolektora i pojemność banku baterii
- **Podstawowy warunek brzegowy** – autonomiczność systemu w okresie od stycznia do grudnia – stan naładowania akumulatorów w tym okresie nie może być niższy niż 40%
- Optymalizacja została wykonana na przykładzie autonomicznego systemu PV, którego średnie dzienne obciążenie jest równe 1kWh.

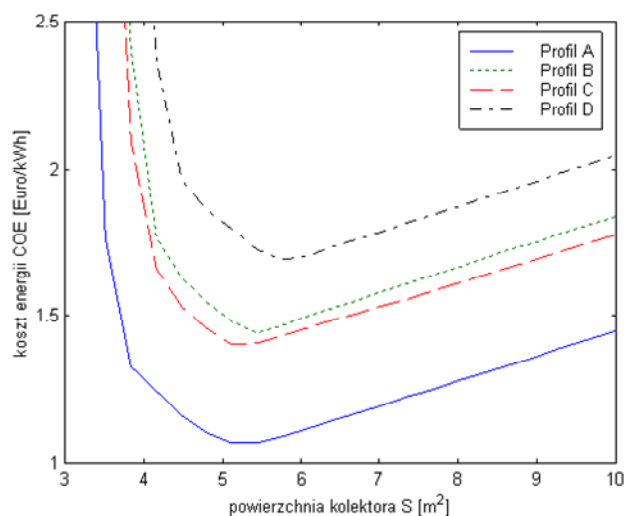
Rys. 3. Rozpatrywane profile dobowego obciążenia



Wyniki optymalizacji



Rys. 4. Konfiguracje rozmiaru kolektora i banku baterii zapewniające autonomię systemu PV, dla czterech typowych profili dobowego obciążenia ($L = 1$ kWh/dzień)



Rys. 5. Koszt optymalizowanego systemu fotowoltaicznego w funkcji powierzchni kolektora

10

Podsumowanie

Z wykonanej w pracy przykładowej optymalizacji można wyciągnąć następujące wnioski jakościowe dotyczące konfiguracji systemów autonomicznych:

- znaczący wpływ na rozmiar systemu ma dobowy profil obciążenia;
- w związku z powyższym, szacowanie rozmiaru systemu na podstawie średnich dziennych lub miesięcznych wartości obciążenia może być obarczone dużym błędem;
- ekonomiczna optymalizacja rozmiaru komponentów systemu jest konieczna, ponieważ dla konfiguracji spełniających warunki brzegowe projektu, koszt energii może różnić się nawet kilkukrotnie;
- nadprodukcja energii przy optymalnej ekonomicznej konfiguracji jest ponad dwukrotna (dla Aten) i wzrasta dla lokalizacji geograficznych o niskim poziomie nasłonecznienia rocznego.

11

Literatura

- [1] M.P. Thekaekara, A.J. Drummond, *Solar Elektromagnetic Radiation*, NASA SP 8005, 1971.
- [2] J.A. Duffie, W.A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, Wiley, New York, 1991.
- [3] Commission of the European Communities 'Prediction of solar radiation on inclined surfaces', *Solar Energy R&D in the European Community*, 1986, nr 3.
- [4] J.K. Page, Proceedings of the UN Conference on New Energy Sources, 1964, nr 4, s. 378.
- [5] T.A. Huld, M. Suri, E.D. Dunlop, *GIS-based estimation of solar radiation and PV generation in central and eastern Europe on the web*, European Commission Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability, TP 450, I-21020 Ispra, Italy, 2002.
- [6] <http://re.jrc.ec.eu.int/pvgis/pv/>
- [7] B. Bartoli, B. Coluzzi, B. Cuomo, 'Autocorelation of daily global solar radiation', *Nuovo Cimento*, 1983, nr40, s. 113-21.
- [8] www.meteotest.ch , Solar Engineering Handbook, Theory Part I: Radiation.
- [9] Jarzębski Z. M., *Energia słoneczna. Konwersja fotowoltaiczna*, PWN, Warszawa 1990.
- [10] Castaner L., Silvestre S., *Modelling Photovoltaic Systems using PSpice*, John Wiley & Sons, 2002.
- [11] www.solarcentury.co.uk
- [12] M. A. Green, *Solar Cells*, Bridge Printery, Rosebery, NSW, Australia, 1992.
- [13] W. Marciniak, *Przyrządy półprzewodnikowe i układy scalone*, WNT, Warszawa 1987.
- [14] T. Markvart, L. Castaner, *Practical Handbook of Photovoltaics*, Elsevier, 2003.
- [15] www.pv.pl
- [16] T. Żdanowicz, 'The interactive computer program to fit I-V curves of solar cells', *Proceedings 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 1994, s. 1311-4.
- [17] A. Burgers, J. Eikelboom, 'Improved treatment of the strongly varying slope in fitting solar cell I-V curves', *Proceedings 25th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Washington DC, 05.1996.
- [18] T. Ikegami, T. Maezono, 'Estimation of equivalent circuit parameters of PV module and its application to optimal operation of PV system', *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 2001, nr 67, s. 389-395.

- [19] www.ecn.nl/zon/products/ivfit
- [20] www.bpsolar.com
- [21] www.sharpusa.com/solar
- [22] A. Czerwiński, *Akumulatory, baterie, ogniwa*, WKiŁ, 2005.
- [23] J. Manwell, *HYBRID2 – A Hybrid System Simulation Model – Theory Manual*, National Renewable Energy Laboratory, 1997.
www.ceere.org/rerl/projects/software/batteryModel.html
- [24] V. Johnson, M. Keyser, *Testing, Analysis, and Validation of a Hawker Genesis Lead Acid Battery Model in ADVISOR*, NREL, marzec 1999.
www.ctts.nrel.gov/analysis/documents/hawker_validation.html
- [25] www.nrel.gov/homer/
- [26] G. Notton, M. Muselli, ‘Autonomous photovoltaic systems: influences of some parameters on the sizing: simulation timestep, input and output power profile’, *Renewable Energy*, 1996, Vol. 7, Nr 4, s. 353 – 369.
- [27] www.solarbuzz.com