



**POLITECHNIKA  
GDAŃSKA**

WYDZIAŁ CHEMICZNY



Imię i nazwisko autora rozprawy: Małgorzata Rudnicka  
Dyscyplina naukowa: Nauki chemiczne

## ROZPRAWA DOKTORSKA

Tytuł rozprawy w języku polskim: Zacienienie jako krytyczny warunek dokładności modelowania wydajności energii instalacji fotowoltaicznych

Tytuł rozprawy w języku angielskim: Shadowing as a critical requirement for the accuracy of modelling of energy capacity for photovoltaic installations

Promotor  <i>podpis</i>	Drugi promotor  <i>podpis</i>
prof. dr hab. Ewa Klugmann-Radziemska	<Tytuł, stopień, imię i nazwisko>
Promotor pomocniczy  <i>podpis</i>	Kopromotor  <i>podpis</i>
<Stopień, imię i nazwisko>	<Tytuł, stopień, imię i nazwisko>

Gdańsk, rok 2022



## OŚWIADCZENIE

Autor rozprawy doktorskiej: Małgorzata Rudnicka

Ja, niżej podpisany(a), wyrażam zgodę/nie wyrażam zgody\* na bezpłatne korzystanie z mojej rozprawy doktorskiej z tytułu:

Zacienienie jako krytyczny warunek dokładności modelowania wydajności energii instalacji fotowoltaicznych do celów naukowych lub dydaktycznych.<sup>1</sup>

Gdańsk, dnia .....

.....  
*podpis doktoranta*

Świadomy(a) odpowiedzialności karnej z tytułu naruszenia przepisów ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. o prawie autorskim i prawach pokrewnych (Dz. U. z 2006 r., nr 90, poz. 631) i konsekwencji dyscyplinarnych określonych w ustawie Prawo o szkolnictwie wyższym (Dz. U. z 2012 r., poz. 572 z późn. zm.),<sup>2</sup> a także odpowiedzialności cywilno-prawnej oświadczam, że przedkładana rozprawa doktorska została napisana przeze mnie samodzielnie.

Oświadczam, że treść rozprawy opracowana została na podstawie wyników badań prowadzonych pod kierunkiem i w ścisłej współpracy z promotorem prof. dr hab. Ewą Klugmann-Radziemską.

Niniejsza rozprawa doktorska nie była wcześniej podstawą żadnej innej urzędowej procedury związanej z nadaniem stopnia doktora.

Wszystkie informacje umieszczone w ww. rozprawie uzyskane ze źródeł pisanych i elektronicznych, zostały udokumentowane w wykazie literatury odpowiednimi odnośnikami zgodnie z art. 34 ustawy o prawie autorskim i prawach pokrewnych.

Potwierdzam zgodność niniejszej wersji pracy doktorskiej z załączoną wersją elektroniczną.

Gdańsk, dnia .....

.....  
*podpis doktoranta*

Ja, niżej podpisany(a), wyrażam zgodę/nie wyrażam zgody\* na umieszczenie ww. rozprawy doktorskiej w wersji elektronicznej w otwartym, cyfrowym repozytorium instytucjonalnym Politechniki Gdańskiej, Pomorskiej Bibliotece Cyfrowej oraz poddawania jej procesom weryfikacji i ochrony przed przywłaszczeniem jej autorstwa.

Gdańsk, dnia .....

.....  
*podpis doktoranta*

\*) niepotrzebne skreślić

<sup>1</sup> Zarządzenie Rektora Politechniki Gdańskiej nr 34/2009 z 9 listopada 2009 r., załącznik nr 8 do instrukcji archiwalnej PG.

<sup>2</sup> Ustawa z dnia 27 lipca 2005 r. Prawo o szkolnictwie wyższym: Rozdział 7 Odpowiedzialność dyscyplinarna doktorantów, Art. 226.





## **OPIS ROZPRAWY DOKTORSKIEJ**

**Autor rozprawy doktorskiej:** Małgorzata Rudnicka

**Tytuł rozprawy doktorskiej w języku polskim:** Zacienienie jako krytyczny warunek dokładności modelowania wydajności energii instalacji fotowoltaicznych

**Tytuł rozprawy w języku angielskim:** Shadowing as a critical requirement for the accuracy of modelling of energy capacity for photovoltaic installations

**Język rozprawy doktorskiej:** polski

**Promotor rozprawy doktorskiej:** prof. dr hab. Ewa Klugmann-Radziemska

**Data obrony:**

**Słowa kluczowe rozprawy doktorskiej w języku polskim:** moduły fotowoltaiczne, zanieczyszczenie, osad, czyszczenie mechaniczne, urządzenie monitorujące

**Słowa kluczowe rozprawy doktorskiej w języku angielskim:** photovoltaic modules, contamination, soil, mechanical cleaning, monitoring device

**Streszczenie rozprawy w języku polskim:** Aglomeracja zanieczyszczeń na przedniej powierzchni modułu fotowoltaicznego skutkuje ograniczeniem promieniowania słonecznego, jakie dociera do ogniw, co w efekcie przekłada się na zmniejszenie składowej prądowej, a więc i niższą moc w punkcie mocy maksymalnej. Spadek sprawności modułów został potwierdzony w badaniach prowadzonych niezależnie zarówno w warunkach zewnętrznych, umożliwiających naturalną akumulację osadu, jak i laboratoryjnych, podczas których na powierzchnię naniesiono wyizolowane wcześniej partie kurzu. Wyniki zinterpretowano wskazując na związek pomiędzy gęstością powierzchniową osadu a zmianą parametrów elektrycznych, ponieważ taka zależność pozwala na porównanie wartości elektrycznych oraz fizycznych pomiędzy różnymi modułami fotowoltaicznymi. W przypadku badań prowadzonych w warunkach laboratoryjnych zaobserwowano spadek sprawności sięgający do 10%, przy czym zachowana została zależność liniowa wyżej wspomnianej funkcji. Potwierdza to obserwacje wynikające z doświadczeń przeprowadzonych niezależnie przez inne grupy badawcze. Ograniczenie parametrów pracy zauważane jest również dla modułów wystawionych na działanie czynników zewnętrznych – w początkowym stadium aglomeracji sięga od kilku do kilkudziesięciu procent, w zależności od konkretnego modułu.

**Streszczenie rozprawy w języku angielskim:** Pollution agglomeration on the front surface of photovoltaic module results in the reduction of solar irradiation reaching solar cells. This leads to lessened current compound and thus – lower power at maximum power point. Module efficiency decrease was confirmed in experiments run independently both in external conditions, with natural soil accumulation, as well as in laboratory conditions, during which module surface was contaminated with previously prepared soil samples. The results were interpreted pointing to a relationship between dust surface density and a change in electric parameters, since such relation enables the comparison of electrical and physical values for different photovoltaic modules. In the case of carried out laboratory tests efficiency drop was notes to reach 10% and the change of function mentioned above was linear. It confirms observations made by independent research groups carrying out similar studies. Limitation in working parameters was notes also for modules placed outside the building – in the first stage of agglomeration the drop reaches from a few to a dozen percent, depending on a particular module.



## Streszczenie

Utrzymujący się od dziesięcioleci trend do ograniczania udziału paliw kopalnych w całkowitym bilansie energetycznym prowadzi do dynamicznego rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii, w tym również branży fotowoltaicznej. Warto nadmienić, że sprawność instalacji słonecznych zależy od czynników zewnętrznych związanych z jej lokalizacją, między innymi orientacją względem stron świata, kątem nachylenia do podłoża, typem pokrycia szklanego, zacięciem oraz nagromadzeniem osadu.

Aglomeracja zanieczyszczeń na przedniej powierzchni modułu fotowoltaicznego skutkuje ograniczeniem promieniowania słonecznego, jakie dociera do ogniw, co w efekcie przekłada się na zmniejszenie składowej prądowej, a więc i niższą moc w punkcie mocy maksymalnej. Spadek sprawności modułów został potwierdzony w badaniach prowadzonych niezależnie zarówno w warunkach zewnętrznych, umożliwiających naturalną akumulację osadu, jak i laboratoryjnych, podczas których na powierzchnię naniesiono wyizolowane wcześniej partie kurzu. Wyniki zinterpretowano wskazując na związek pomiędzy gęstością powierzchniową osadu a zmianą parametrów elektrycznych, ponieważ taka zależność pozwala na porównanie wartości elektrycznych oraz fizycznych pomiędzy różnymi modułami fotowoltaicznymi. W przypadku badań prowadzonych w warunkach laboratoryjnych zaobserwowano spadek sprawności sięgający do 10%, przy czym zachowana została zależność liniowa wyżej wspomnianej funkcji. Potwierdza to obserwacje wynikające z doświadczeń przeprowadzonych niezależnie przez inne grupy badawcze. Ograniczenie parametrów pracy zauważane jest również dla modułów wystawionych na działanie czynników zewnętrznych – w początkowym stadium aglomeracji sięga od kilku do kilkudziesięciu procent, w zależności od konkretnego modułu.

Jednym z proponowanych sposobów kontroli wpływu osadu na pracę modułów fotowoltaicznych jest zastosowanie czujnika mierzącego ilość zanieczyszczeń zebranych na powierzchni, sygnalizującego, kiedy wartość ta osiąga poziom krytyczny, powyżej którego następuje znaczny spadek parametrów pracy instalacji słonecznej i konieczne jest czyszczenie powierzchni przedniej modułów.



## Abstract

The ongoing trend over the last few decades to reduce fossil fuels' role in total energy balance leads to dynamic development in renewable energy sources sector, including photovoltaic industry. It is worth mentioning that solar installations' efficiency depends on external factors connected to its location, among others including orientation regarding word directions, tilt angle, type of glass coverage, shading and soil accumulation.

Pollution agglomeration on the front surface of photovoltaic module results in the reduction of solar irradiation reaching solar cells. This leads to lessened current compound and thus – lower power at maximum power point. Module efficiency decrease was confirmed in experiments run independently both in external conditions, with natural soil accumulation, as well as in laboratory conditions, during which module surface was contaminated with previously prepared soil samples. The results were interpreted pointing to a relationship between dust surface density and a change in electric parameters, since such relation enables the comparison of electrical and physical values for different photovoltaic modules. In the case of carried out laboratory tests efficiency drop was notes to reach 10% and the change of function mentioned above was linear. It confirms observations made by independent research groups carrying out similar studies. Limitation in working parameters was notes also for modules placed outside the building – in the first stage of agglomeration the drop reaches from a few to a dozen percent, depending on a particular module.

One of the suggested approaches for controlling the soil influence on photovoltaic modules is using a sensor measuring the amount of pollution accumulated on the surface, which signals when soil quantity reaches critical level, above which there is a significant drop in working parameters for photovoltaic installation and it is necessary to clean front surface of modules.

## Spis treści

<b>Streszczenie .....</b>	<b>4</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>5</b>
<b>Wykaz ważniejszych oznaczeń i skrótów.....</b>	<b>8</b>
<b>1. Wprowadzenie .....</b>	<b>10</b>
<b>2. Podstawy fotowoltaiki.....</b>	<b>11</b>
2.1.    Rozwój przemysłu fotowoltaicznego na świecie i w Polsce .....	11
2.2.    Efekt fotowoltaiczny i moduły fotowoltaiczne .....	17
2.3.    Zjawiska wpływające na wydajność modułów fotowoltaicznych .....	24
2.3.1.    Szerokość geograficzna; optymalny kąt nachylenia modułu fotowoltaicznego .....	26
2.3.2.    Zacienienie modułu fotowoltaicznego .....	31
<b>3. Zanieczyszczenie powierzchni modułu fotowoltaicznego – analiza literatury .....</b>	<b>35</b>
3.1.    Zjawisko akumulacji osadu.....	40
3.2.    Zależność ilości zakumulowanego osadu od jego rodzaju .....	45
3.3.    Zależność ilości zakumulowanego osadu od kąta nachylenia modułu PV.....	51
3.4.    Zależność ilości zakumulowanego osadu od lokalizacji instalacji PV ...	55
3.5.    Zależność ilości zakumulowanego osadu od typu modułu PV .....	58
3.6.    Powłoki samoczyszczące i antypyłowe .....	60
3.7.    Mechanizm mechanicznego czyszczenia modułów PV .....	65
3.8.    Podsumowanie analizy literatury .....	67
<b>4. Cel i zakres pracy .....</b>	<b>70</b>
<b>5. Metodyka badawcza.....</b>	<b>71</b>
5.1.    Badanie wpływu naturalnie naniesionego osadu na parametry pracy modułów fotowoltaicznych.....	71

5.2.	Badanie wpływu ręcznie naniesionego osadu na parametry pracy modułów fotowoltaicznych .....	77
5.3.	Badanie płynów samoczyszczących .....	79
5.4.	Analiza SEM i EDS naturalnie i sztucznie naniesionych osadów .....	82
5.5.	Czujnik analizujący ilość zakumulowanego osadu .....	84
<b>6.</b>	<b>Wyniki badań i dyskusja.....</b>	<b>85</b>
6.1.	Badanie wpływu naturalnie naniesionego osadu na parametry pracy modułów fotowoltaicznych .....	85
6.2.	Badanie wpływu ręcznie naniesionego osadu na parametry pracy modułów fotowoltaicznych .....	100
6.3.	Badanie płynów samoczyszczących .....	104
6.4.	Analiza SEM i EDS naturalnie i sztucznie naniesionych osadów .....	108
6.5.	Czujnik do analizy stopnia akumulacji osadu .....	117
<b>7.</b>	<b>Wnioski .....</b>	<b>120</b>
	<b>Dorobek naukowy .....</b>	<b>122</b>
	<b>Literatura .....</b>	<b>124</b>
	<b>Spis rysunków.....</b>	<b>133</b>
	<b>Spis tabel .....</b>	<b>140</b>

## Wykaz ważniejszych oznaczeń i skrótów

$\lambda$  – długość fali [nm]

$\eta$  – sprawność konwersji fotowoltaicznej [%]

$\eta_s$  – sezonowa sprawność konwersji fotowoltaicznej [%]

A – powierzchnia [m<sup>2</sup>]

a-Si – krzem amorficzny

AES – alternatywne źródła energii, ang. *Alternative Energy Sources*

AM – optyczna masa atmosfery, ang. *Air Mass*

E – natężenie promieniowania światła [W/m<sup>2</sup>]

E<sub>el</sub> – energia elektryczna [Wh]

E<sub>g</sub> – przerwa energetyczna materiału [eV]

FF – współczynnik wypełnienia, ang. *Fill Factor*

H – nasłonecznienie [kWh/m<sup>2</sup>/miesiąc]

I<sub>MPP</sub> – natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej [A]

I<sub>SC</sub> – natężenie prądu zwarcia [A]

IEA – Międzynarodowa Agencja Energetyczna, ang. *International Energy Agency*

IEO – Instytut Energetyki Odnawialnej

I-U – charakterystyka prądowo-napięciowa

m – masa [g]

M – gęstość powierzchniowa osadu [g/m<sup>2</sup>]

m-Si – monokrystaliczny krzem

NOCT – temperatura ogniw przy pracy znamionowej, ang. *Nominal Operating Cell Temperature*

p-Si – polikrystaliczny krzem

OZE – odnawialne źródła energii





$P_{MPP}$  – moc w punkcie mocy maksymalnej [W]

PV – fotowoltaiczny

PV-GIS – system informacji geograficznej dla instalacji fotowoltaicznych,  
ang. *Photovoltaic Geographical Information System*

S – powierzchnia modułu fotowoltaicznego [ $m^2$ ]

SRE – standardowe warunki odniesienia, ang. *Standard Reference Environment*

STC – warunki standardowe, ang. *Standard Test Conditions*

t – czas [s]

T – transmitancja [%]

$U_{MPP}$  – napięcie w punkcie mocy maksymalnej [V]

$U_{OC}$  – napięcie obwodu otwartego [V]

# 1. Wprowadzenie

Na przestrzeni ostatnich dziesięcioleci zaobserwować można dynamiczny wzrost zainteresowania wykorzystaniem alternatywnych źródeł energii, w tym rosnącego wkładu od instalacji fotowoltaicznych (PV) w generowaniu energii elektrycznej. Stanowią one przyjazne dla środowiska źródła energii, które odgrywają istotną rolę w ograniczeniu emisji dwutlenku węgla. Nie bez znaczenia jest fakt, iż zasoby naturalnych paliw kopalnych są ograniczone, dlatego tak ważne jest sukcesywne zwiększanie roli odnawialnych źródeł energii (OZE) w gospodarce.

Maksymalizacja energii elektrycznej, możliwej do wyprodukowania przez instalację PV, opiera się już nie tylko na projektowaniu modułów słonecznych o dużej wydajności oraz niezawodności, ale także na ograniczeniu zewnętrznych czynników, wpływających negatywnie na sprawność konwersji. Jednym z takich czynników jest zacienienie powierzchni modułu PV poprzez osadzanie się na niej kurzu, co zmniejsza przezroczystość pokrywającego ją szkła, a w konsekwencji – ilość generowanej energii.

Samo zagadnienie analizy wpływu osadu na generowanie energii można rozważać pod kątem rozmiaru oraz typu poszczególnych jego cząstek, czasu ekspozycji bez czyszczenia powierzchni, a także warunków pogodowych – głównie opadów deszczu i prędkości wiatru. Duże prędkości wiatru wspomagają w samoczyszczeniu modułu PV. Dla małych prędkości obserwowany jest odwrotny efekt, gdyż następuje nawiewanie osadu na powierzchnię. Dodatkowo należy uwzględnić wpływ grawitacji – im mniejszy kąt nachylenia powierzchni tym więcej osadów się na niej gromadzi. Z kolei deszcz może pomagać w zmyciu części osadu i przywróceniu większej sprawności modułu PV, z drugiej strony jednak w momencie wysychania krople deszczu spajają molekuly zanieczyszczeń z powierzchnią, przez co trudniej jest je usunąć. Zwiększona wilgotność otoczenia także działa niekorzystnie, gdyż sprzyja agregacji cząstek. Z uwagi na to, że instalacje PV montowane są w rejonach świata o znacznie różniących się między sobą warunkach meteorologicznych, ważnym problemem jest kompleksowa analiza wpływu wszystkich czynników oddziałujących na tworzenie się osadu.

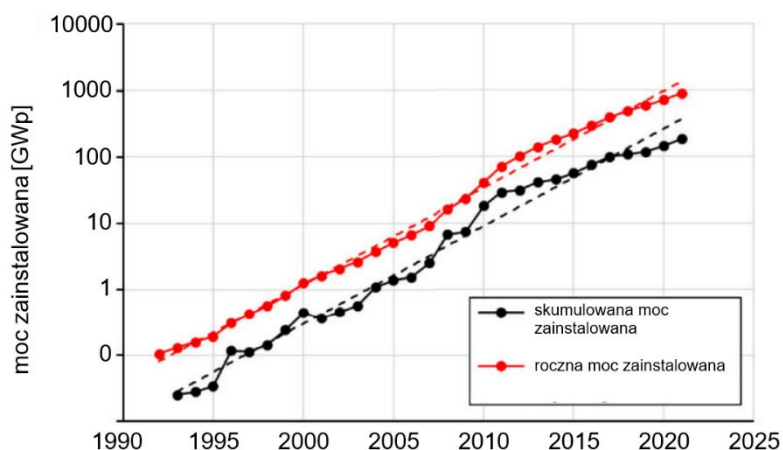


## 2. Podstawy fotowoltaiki

### 2.1. *Rozwój przemysłu fotowoltaicznego na świecie i w Polsce*

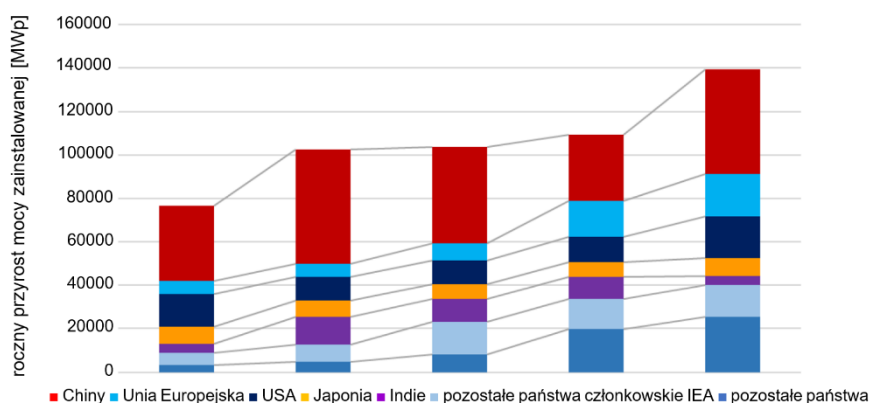
Zarówno w Polsce jak i na świecie przemysł fotowoltaiczny jest jedną z najszybciej rozwijających się gałęzi OZE. Same początki fotowoltaiki sięgają XIX wieku, kiedy wyprodukowane zostało pierwsze ogniwo słoneczne cynowo-selenowe, wykazujące sprawność konwersji energii na poziomie zaledwie 0,5% [1]. W 1916 roku opracowana przez Czochralskiego metoda pozyskiwania krzemu monokrystalicznego znacznie usprawniła produkcję ogniw słonecznych [2]. Druga połowa XX wieku nacechowana jest szybkim tempem rozwoju budowy ogniw – powstaje wówczas pierwsze ogniwo z heterozłączeniem, jak również pierwsze ogniwo cienkowarstwowe, zaś sprawność ogniw monokrystalicznego krzemu z kilku procent wzrasta do kilkudziesięciu [2 – 4]. Początkowa faza wdrażania urządzeń fotowoltaicznych związana była z zastosowaniem ich przez Stany Zjednoczone w technologii kosmicznej, jak chociażby do zasilania satelity Vanguard I w 1958 i Telstar w 1962 roku, oraz pierwszego statku załogowego Soyuz 1 w roku 1971 [5]. Lata 70. to również początek rozwoju ogniw cienkowarstwowych AlGaAs/GaAs oraz ogniw z krzemu amorficznego [3]. Dalsze zwiększanie sprawności baterii słonecznych opiera się na technologii produkcji ogniw tandemowych, a także zastosowaniu koncentratorów promieniowania. Zakładając stukrotną koncentrację światła, sprawności mogą sięgać 22,5 – 28% [1].

W ciągu ostatnich kilkudziesięciu lat przemysł fotowoltaiczny rozwija się bardzo dynamicznie w większości krajów na całym świecie. Wzrost skumulowanej oraz rocznej mocy zainstalowanej w okresie od 1992 do 2021 roku przedstawiono na rysunku 2.1.1. Z łatwością można zauważyć blisko tysiąckrotny wzrost sumarycznej mocy zainstalowanej w ostatnich dwóch dekadach.



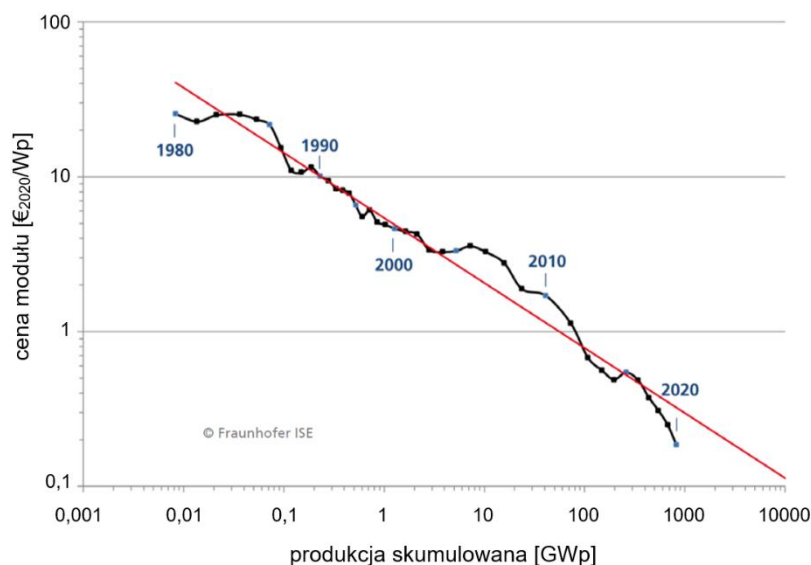
Rys. 2.1.1. Wzrost skumulowanej oraz rocznej mocy zainstalowanej w latach 1992-2021 (na podstawie: [6])

Według raportu Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA, ang. *International Energy Agency*) łączna światowa skumulowana moc w 2020 roku przekroczyła 760 GWp, przy czym aż 140 GWp zostało zainstalowane w samym roku 2020 [7]. Na pozycji lidera na rynku fotowoltaicznym od kilkunastu lat niezmiennie utrzymują się Chiny, które wykazały 48,2 GW przyrost mocy zainstalowanej w 2020 roku, co odpowiada za 35% światowego rynku fotowoltaiki (rysunek 2.1.2).



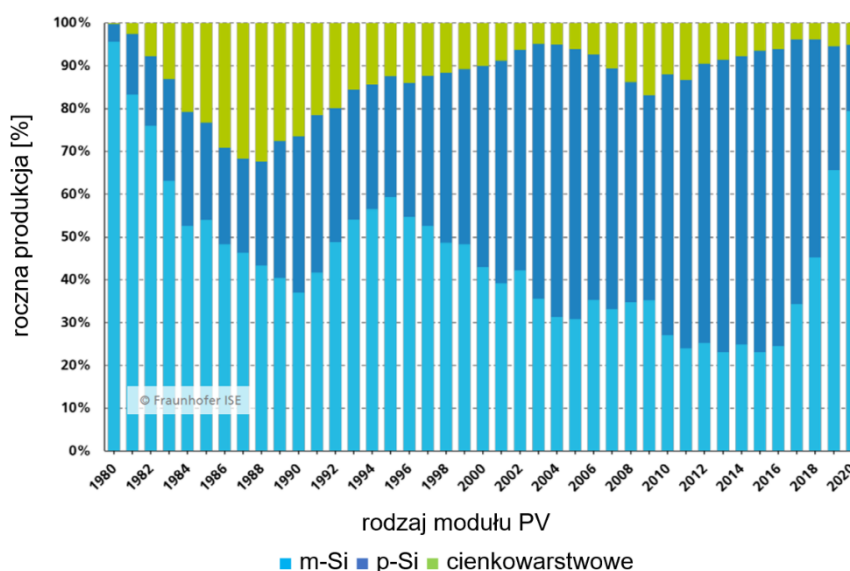
Rys. 2.1.2. Przyrost rocznej mocy zainstalowanej w latach 2016-2020 (na podstawie: [7])

Dominującym materiałem do budowy modułów fotowoltaicznych jest krzem, materiał łatwo dostępny, który pozwala pozyskać ogniwa o zadowalającej sprawności. Szeroka osiągalność surowca oraz nieustający postęp w doskonaleniu technologii produkcji powodują stały spadek kosztów modułów PV na przestrzeni 40 lat, co obrazuje rysunek 2.1.3, przy czym dwukrotnemu wzrostowi produkcji skumulowanej towarzyszy spadek ceny o 25%.



Rys. 2.1.3. Krzywa spadku ceny modułu fotowoltaicznego w latach 1980 – 2020 w funkcji produkcji skumulowanej (na podstawie: [8])

Dane udziału poszczególnych rodzajów modułów fotowoltaicznych w globalnej produkcji zaprezentowano na rysunku 2.1.4. Do roku 1995 zdecydowaną większość światowej produkcji stanowiły moduły z krzemu monokrystalicznego (m-Si). Od roku 1996 nastąpił stały wzrost produkcji modułów z krzemu polikrystalicznego (p-Si). Na przestrzeni ostatnich kilku lat producenci stawiają jednak znowu na wytwarzanie modułów monokrystalicznych, a w 2020 roku stanowiły one aż 80% wszystkich wyprodukowanych modułów [8].



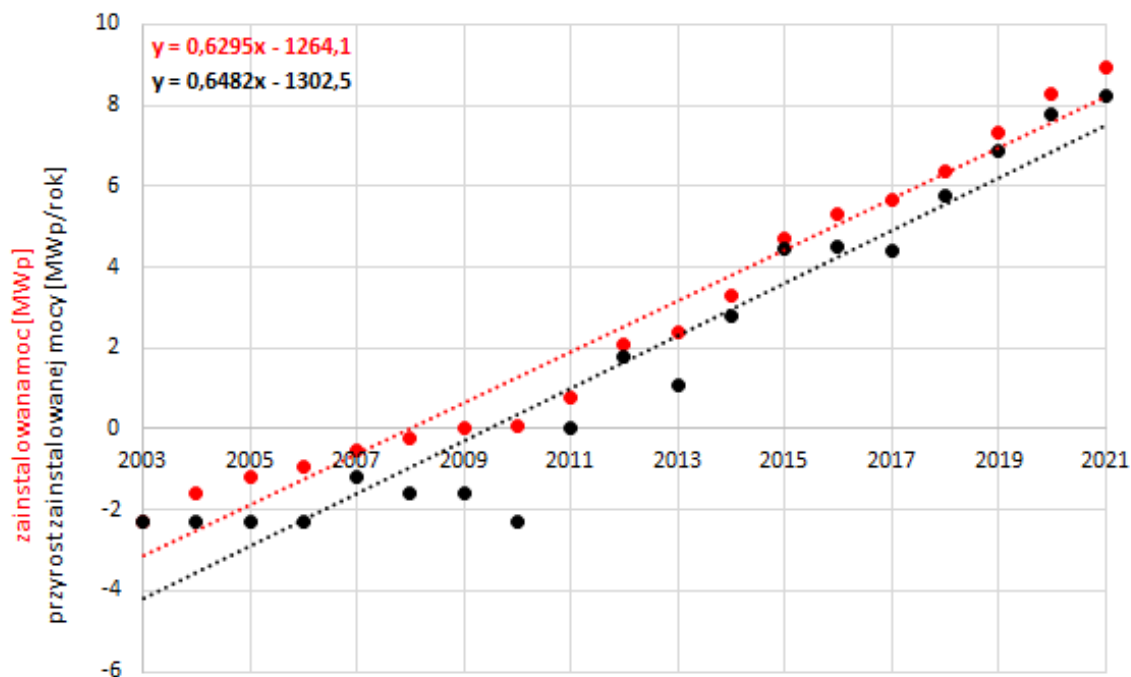
Rys. 2.1.4. Procentowy udział rodzajów modułów fotowoltaicznych w światowej produkcji (na podstawie: [8])

Biorąc pod uwagę globalne zainteresowanie fotowoltaiką, w Polsce stosunkowo późno nastąpił wzrost zainteresowania tym sektorem alternatywnych źródeł energii (AZE). Z danych Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO) zawartych w tabeli 2.1.1 można wywnioskować, iż okres 2003 – 2011 cechuje się niską mocą zainstalowaną w fotowoltaikę w całym kraju, jak również niskim rocznym przyrostem tej mocy. W późniejszych latach rozpoczął się okres dynamicznego rozwoju branży fotowoltaicznej na rynku krajowym i na chwilę obecną obserwowany jest utrzymujący się trend wzrostowy.

Tab. 2.1.1. Moc zainstalowana oraz roczny przyrost mocy zainstalowanej w fotowoltaice oraz roczny przyrost mocy zainstalowanej dla Polski (opracowanie własne na podstawie: [9])

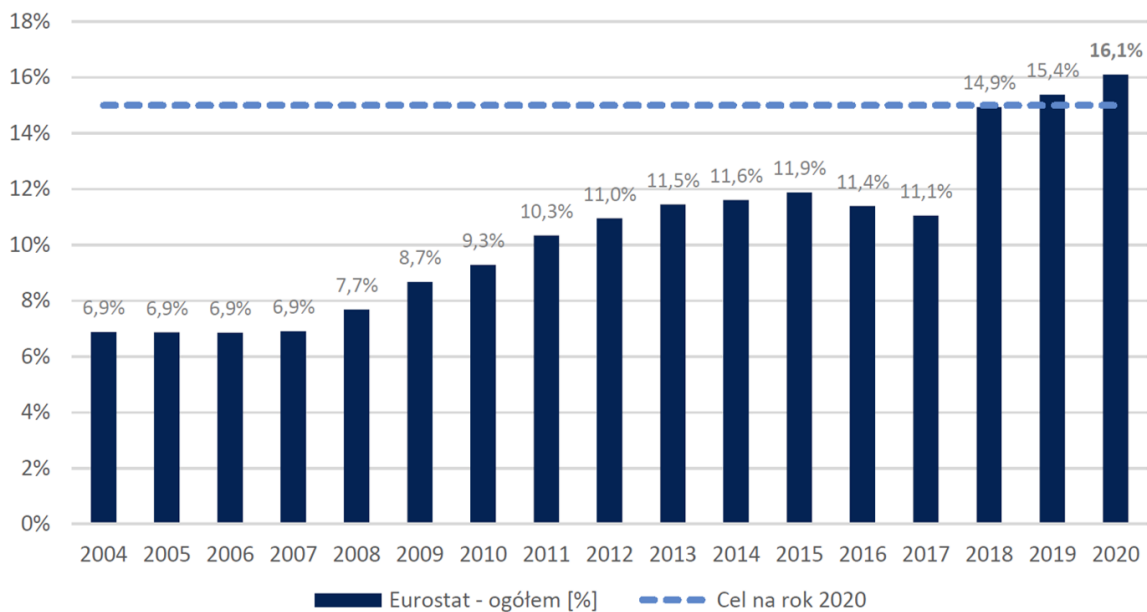
<b>rok</b>	<b>moc zainstalowana [MWp]</b>	<b>przyrost mocy zainstalowanej [MWp/rok]</b>
2021	7670	3710
2020	3960	2431
2019	1529	939
2018	590	310
2017	280	81
2016	199	88
2015	111	84
2014	27	16
2013	11	3,1
2012	7,9	5,7
2011	2,2	1,1
2010	1,1	0,1
2009	1	0,2
2008	0,8	0,2
2007	0,6	0,2
2006	0,4	0,1
2005	0,3	0,1
2004	0,2	0,1
2003	0,1	0,1

Dla zobrazowania powyższych danych przedstawiono je na rysunku 2.1.5 w zależności logarytmicznej, przy czym zastosowano logarytm naturalny z danej wartości. Dopasowane linie trendu w takim ujęciu zachowują zależność liniową zarówno dla mocy zainstalowanej, jak i dla rocznego przyrostu mocy zainstalowanej.

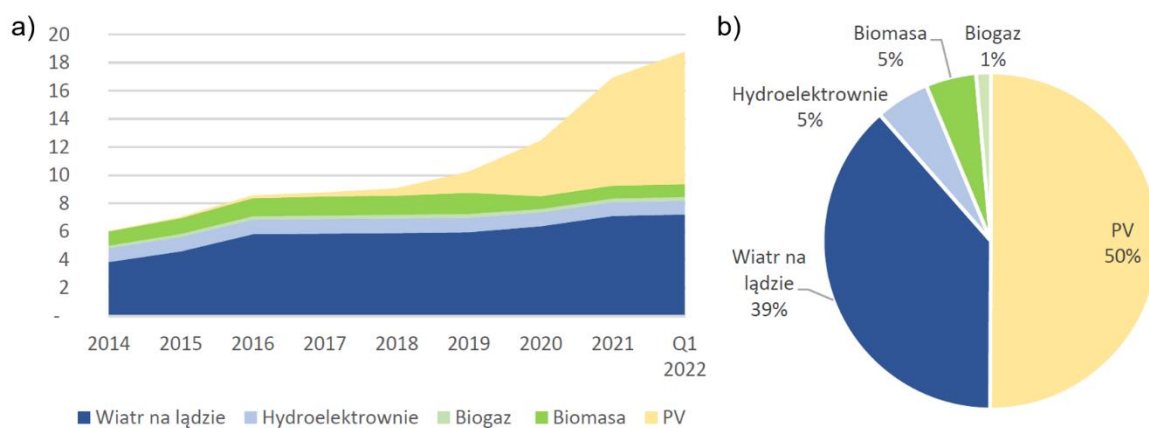


Rys. 2.1.5. Zainstalowana moc oraz roczny przyrost zainstalowanej mocy (opracowanie własne na podstawie: [9])

Krajowy plan działania Polski jako kraju członkowskiego Unii Europejskiej opierał się na dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE i zobowiązywał do roku 2020 do uzyskania 15% udziału energii z OZE w krajowym końcowym zużyciu energii brutto, co zostało osiągnięte już w 2019 roku, jak wynika z rysunku 2.1.6 [10]. Aktualny krajowy plan obowiązujący do roku 2030 stawia za cel 21-23% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto [11]. Na przestrzeni trzech ostatnich lat wyróżnia się znaczący wzrost udziału fotowoltaiki na tle pozostałych OZE w zainstalowanej mocy w Polsce (rysunek 2.1.7).



Rys. 2.1.6. Udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto dla Polski [9]

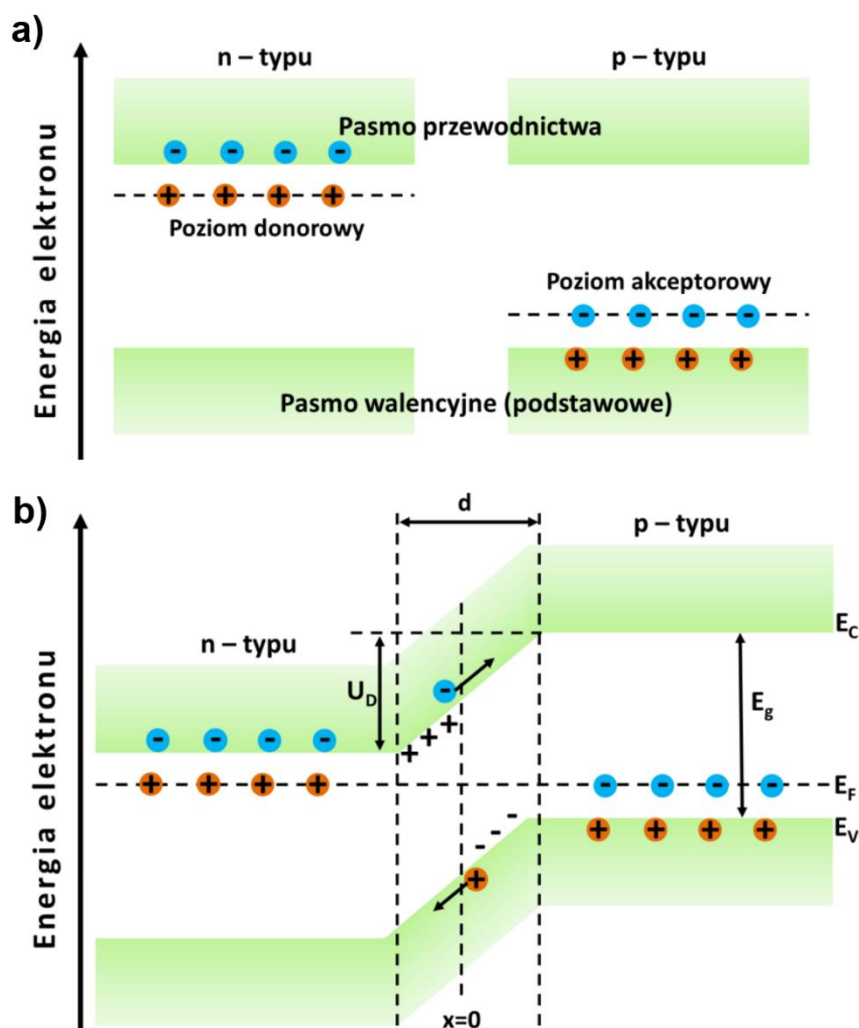


Rys. 2.1.7. a) Moc zainstalowana w poszczególnych sektorach OZE, b) procentowy udział sektorów OZE w pierwszym kwartale 2022 roku [9]



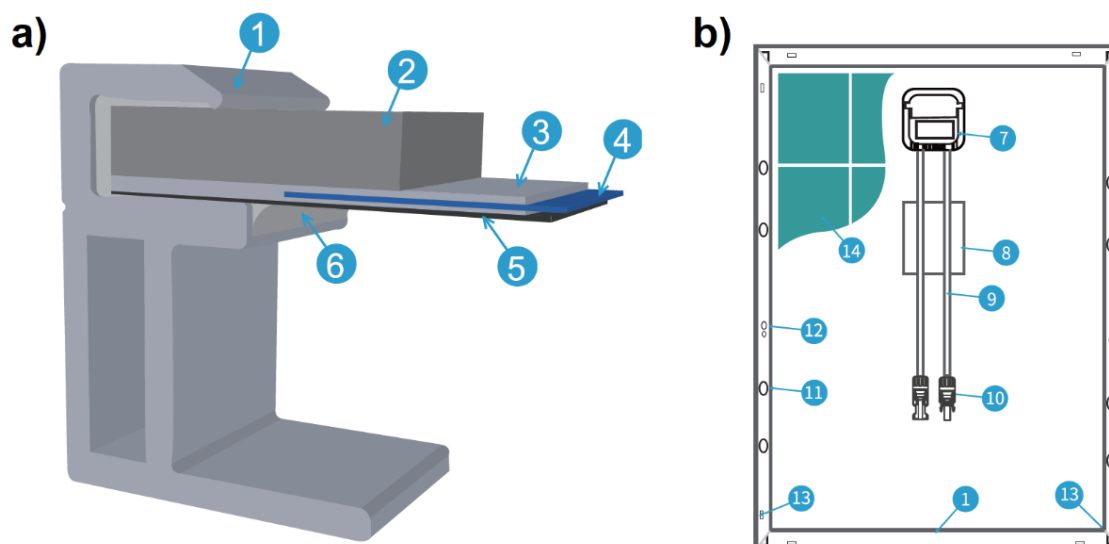
## 2.2. Efekt fotowoltaiczny i moduły fotowoltaiczne

Istotą efektu fotowoltaicznego jest konwersja energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną. Aby w półprzewodniku mogły powstać swobodne nośniki ładunku elektrycznego, potrzebna jest odpowiednia porcja energii do przeniesienia elektronu z pasma walencyjnego do pasma przewodnictwa – większa niż przerwa energetyczna materiału  $E_g$ . W przypadku krzemowego ogniwa słonecznego energia padającego na nie fotonu musi spełniać warunek  $h\nu > 1,12\text{eV}$  [1], aby możliwa była generacja par nośników ładunku, tyle bowiem wynosi przerwa energetyczna krzemu w temperaturze 300 K. Podstawowym elementem krzemowego ogniwa słonecznego jest złącze  $p$ - $n$ . Składa się ona z części obszaru typu  $n$ , wykazującego przewodnictwo elektronowe, domieszkowanego antymonem, arsenem lub fosforem, oraz z obszaru o przewodnictwie dziurowym  $p$ , domieszkowanego borem, galem lub indem [12]. Model pasmowy półprzewodnika typu  $n$  i  $p$  oraz złącza  $p$ - $n$  został zaprezentowany na rysunku 2.2.1. W temperaturze pokojowej można założyć, że wszystkie domieszki akceptorowe  $n_A$  w półprzewodniku typu  $p$  i wszystkie domieszki donorowe  $n_D$  w półprzewodniku typu  $n$  są zjonizowane. W obszarze złącza  $p$ - $n$  tworzy się wysoki gradient koncentracji nośników, który umożliwia dyfuzję elektronów i dziur, a tym samym odpowiada za powstawanie warstwy zubożonej. W związku z tym tworzy się ładunek przestrzenny o grubości  $d$  – dodatni po stronie  $n$ , ponieważ elektrony dryfują do regionu  $p$ , zaś ujemny po stronie  $p$ , gdyż dziury przenikają do regionu  $n$ . Ostatecznie tworzy się różnica potencjałów pomiędzy obszarem  $p$  i  $n$ , opisywana jako napięcie dyfuzji  $U_d$ .



Rys. 2.2.1. Model pasmowy: a) półprzewodnika typu  $n$  i  $p$ , b) złącza  $p$ - $n$ , gdzie  $E_V$  – wierzchołek pasma walencyjnego,  $E_C$  – dno pasma przewodnictwa,  $E_F$  – poziom Fermiego,  $E_g$  – przerwa energetyczna,  $U_d$  – napięcie dyfuzji,  $d$  – szerokość bariery potencjału [12]

Na moduł fotowoltaiczny składają się pojedyncze ogniwa w postaci 0,2 mm grubości wafli z krzemu monokrystalicznego lub polikrystalicznego (rysunek 2.2.2). Standardowa konstrukcja modułu PV zakłada od 36 do 216 ogniw [1], które zgrupowane są w dwa bądź trzy równoległe połączone łańcuchy. Z uwagi na wystawienie modułów na działanie czynników zewnętrznych, takich jak na przykład: zmiany temperatury, opady deszczu, gradu lub śniegu czy burze paskowe, niezwykle ważnym jest etap enkapsulacji ogniw PV. W tym celu od strony chropowatego pokrycia szklanego są one laminowane termoutwardzalną folią z kopolimeru etylenu i octanu winylu (EVA, ang. *Ethylene Vinyl Acetate*), zaś od dołu folią z poli(tereftalanu etylenu) (PET, ang. *Polyethylene Terephthalate*) i umieszczane w obudowie aluminiowej.



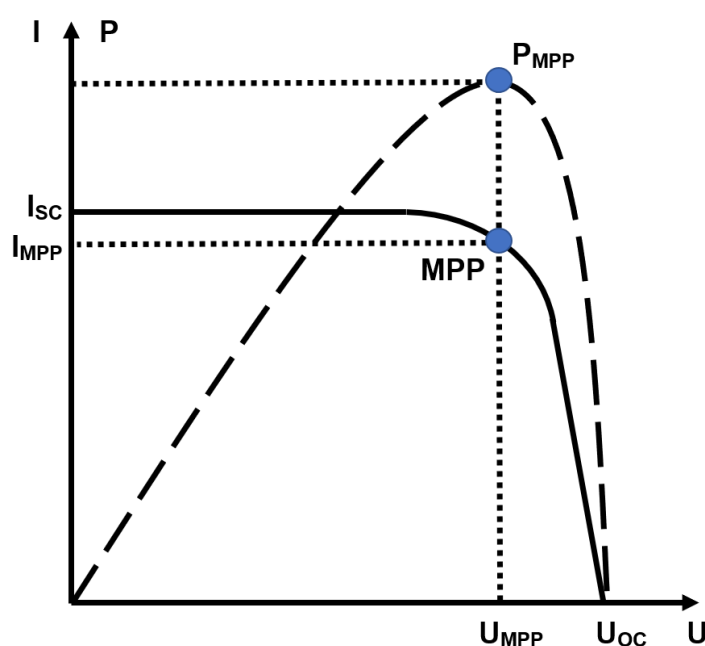
Rys. 2.2.2. a) Przekrój poprzeczny przez moduł fotowoltaiczny, b) widok modułu fotowoltaicznego: 1 – rama aluminiowa, 2 – szkło, 3 – laminat z folii EVA, 4 – ogniwo fotowoltaiczne, 5 – folia PET, 6 – klej silikonowy, 7 – puszką przyłączeniowa, 8 – tabliczka znamionowa, 9 – okablowanie, 10 – konektory, 11 – otwory montażowe, 12 – otwory uziemiające, 13 – otwory drenażowe, 14 – ogniwo fotowoltaiczne (na podstawie: [13])

Warunki atmosferyczne determinują parametry elektryczne modułów PV, tak więc do późniejszego porównania poszczególnych rodzajów urządzeń konieczne jest zebranie wszystkich wymaganych danych na karcie katalogowej. Wymogiem jest pomiar przeprowadzany przez producenta w warunkach standardowych (STC, ang. *Standard Test Conditions*), za pomocą którego ustala się moc nominalną danego modułu PV wyrażaną w jednostce Wp (ang. *Watt peak*). Rzeczywiste warunki pracy znacząco odbiegają jednak od charakterystycznych dla STC, dlatego uzyskana moc będzie zawsze niższa niż ta zadeklarowana przez producenta. Bardziej przydatne okazują się w tym wypadku parametry otrzymane dla standardowych warunków odniesienia (SRE, ang. *Standard Reference Environment*) przy nominalnej temperaturze pracy modułu PV (NOCT, ang. *Nominal Operating Cell Temperature*). Porównanie warunków dla dwóch testów zamieszczono w tabeli 2.2.1. Jako ich wspólny punkt odniesienia przyjmuje się wartość optycznej masy atmosfery AM 1,5 (ang. *Air Mass*), co odpowiada  $48^\circ$  szerokości geograficznej [3]. AM można zdefiniować jako iloraz długości drogi, którą promieniowanie słoneczne musi przebyć przez atmosferę, oraz długości drogi, którą pokona promieniowanie słoneczne przechodząc przez atmosferę prostopadle do powierzchni ziemi [14].

Tab. 2.2.1. Pomiar modułu PV prowadzony w warunkach STC i SRC [15]

	STC	SRC
<b>natężenie promieniowania słonecznego podczas testu</b>	1000 W/m <sup>2</sup>	800 W/m <sup>2</sup>
<b>temperatura ogniw modułu oświetlonego podczas testu</b>	25°C	20°C
<b>spektrum promieniowania</b>	AM 1.5	AM 1.5
<b>prędkość wiatru</b>	-	1 m/s

Parametry elektryczne dla danego modułu fotowoltaicznego wyznaczane są na podstawie zmierzonej charakterystyki prądowo-napięciowej, której przykładowy wykres zamieszczono na rysunku 2.2.3. Bezpośrednio z wykresu charakterystyki I-U można odczytać natężenie w punkcie mocy maksymalnej ( $I_{MPP}$ ), napięcie w punkcie mocy maksymalnej ( $U_{MPP}$ ), natężenie prądu zwarcia ( $I_{SC}$ ) i napięcie obwodu otwartego ( $U_{OC}$ ). Wartości natężenia prądu oraz napięcia dla punktu mocy maksymalnej ( $P_{MPP}$ ) to dane generowane przez moduł pracujący przy optymalnym obciążeniu. Z iloczynu tych dwóch wartości uzyskuje się moc w punkcie mocy maksymalnej ( $P_{MPP}$ ). Prąd zwarcia jest mierzony dla układu przy zerowym napięciu i bez obciążenia, po zwarciu ze sobą bieguna ujemnego i dodatniego. Napięcie obwodu otwartego to maksymalna wartość, jaką otrzymuje się podczas pomiaru przy zerowym prądzie i bez obciążenia.



Rys. 2.2.3. Charakterystyka prądowo-napięciowa (linia ciągła) oraz mocowo-napięciowa (linia przerywana) (na podstawie: [16])

Wykorzystując dane z charakterystyki prądowo-napięciowej można wyliczyć współczynnik wypełnienia ( $FF$ , ang. *Fill Factor*) oraz sprawność – odpowiednio według wzorów (2.2.1) i (2.2.2):

$$\eta = \frac{I_{MPP} \cdot U_{MPP}}{E \cdot A} \cdot 100\% \quad (2.2.1)$$

$$FF = \frac{I_{MPP} \cdot U_{MPP}}{I_{SC} \cdot U_{OC}} \quad (2.2.2)$$

gdzie:

$\eta$  – sprawność ogniwa lub modułu fotowoltaicznego [%],

$I_{MPP}$  – natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej [A],

$U_{MPP}$  – napięcie w punkcie mocy maksymalnej [V],

$E$  – natężenie promieniowania [ $W/m^2$ ],

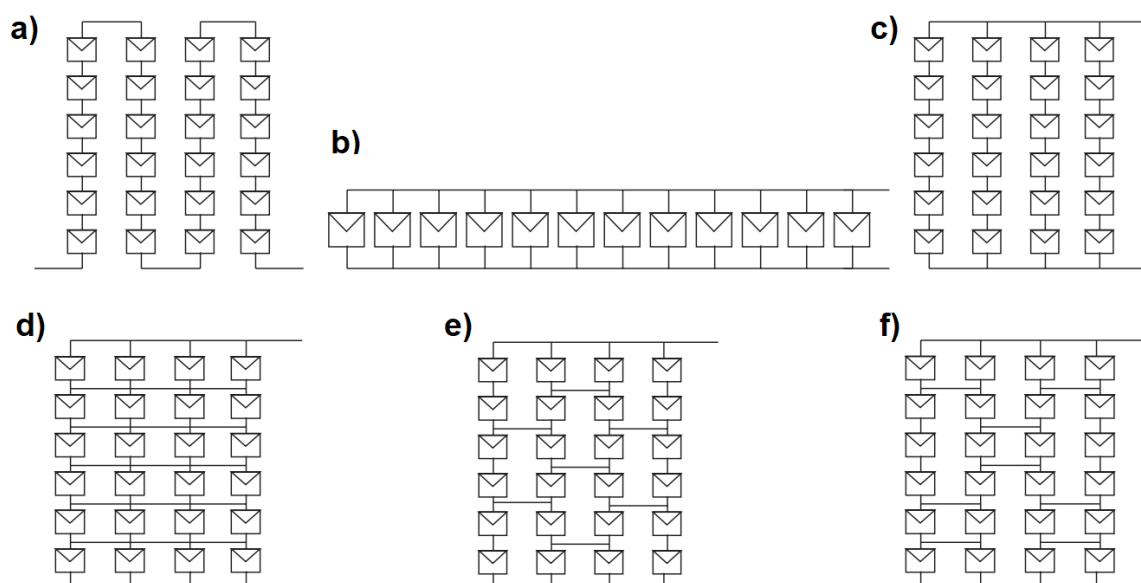
$A$  – powierzchnia ogniwa lub modułu [ $m^2$ ],

$FF$  – współczynnik wypełnienia [-],

$I_{SC}$  – natężenie prądu zwarcia [A],

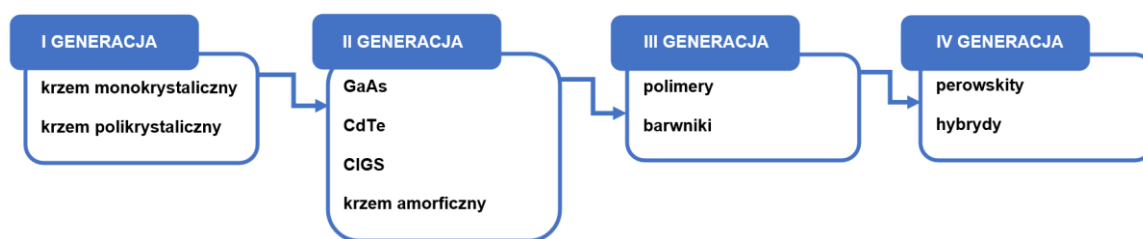
$U_{OC}$  – napięcie obwodu otwartego [V].

Poszczególne moduły fotowoltaiczne można łączyć ze sobą, uzyskując instalację fotowoltaiczną o żądanych parametrach. Połączenie szeregowe dla  $n$  modułów skutkuje  $n$ -krotnym zwiększeniem napięcia przy niezmienionym natężeniu prądu. Analogicznie w połączeniu równoległym – natężenie prądu wzrasta wprost proporcjonalnie do ilości połączonych ze sobą modułów, przy czym napięcie nie zmienia się. Głównym sposobem łączenia modułów jest układ szeregowo-równoległy, zdarzają się też połączenia równoległe i szeregowe, bądź inne – typu mostkowego (BL, ang. *Bridge Linked*), krzyżowe (TCT, ang. *Total Cross Tied*), o strukturze plastra miodu (HC, ang. *Honeycomb*), co zobrazowano na rysunku 2.2.4.



Rys. 2.2.4. Rodzaje połączeń między modułami fotowoltaicznymi: a) szeregowo, b) równoległe, c) szeregowo-równoległe, d) TCT, e) BL, f) HC [17]

Moduły fotowoltaiczne można podzielić na cztery generacje, biorąc pod uwagę typ ogniwa słonecznego, jakie zostało wykorzystane w procesie produkcji (rysunek 2.2.5). Dominujące na świecie i w Polsce są moduły wykonane w technologii pierwszej generacji, a więc z krzemu monokrystalicznego (m-Si) lub z krzemu polikrystalicznego (p-Si). Druga generacja to moduły cienkowarstwowe, które bazują na takich materiałach jak GaAs, CdTe, CIGS, jak również wykorzystują krzem amorficzny (a-Si) [2, 3]. Ta grupa modułów jest w stanie wykorzystywać także niskoenergetyczne promieniowanie rozproszone, przez co sprawdza się w sezonie zimowym. Barwnikowe i organiczne polimerowe ogniwa fotowoltaiczne to kolejna, trzecia generacja, zaś najnowsza – czwarta – opiera się na perowskitach i rozwiązaniach hybrydowych [18]. Mimo że chronologicznie rozwój ogniw zachodzi od generacji pierwszej do ostatniej, należy podkreślić, że obecnie każda z czterech technologii jest rozwijana. Wyzwaniem są zwłaszcza dwie najmłodsze generacje ogniw słonecznych, których parametry są nieustannie ulepszane, aby mogły w przyszłości konkurować na rynku z pozostałymi modułami fotowoltaicznymi [2].



Rys. 2.2.5. Podział generacji ogniw fotowoltaicznych (na podstawie: [18])

W tabeli 2.2.2 przedstawiono najwyższe odnotowane laboratoryjnie wartości sprawności dla poszczególnych generacji ogniw, jak również ich grubości oraz barwę.

Tab. 2.2.2. Najwyższe odnotowane dotychczas parametry ogniw fotowoltaicznych wykonanych w różnych technologiach (na podstawie: [1, 18, 19])

Rodzaj	Sprawność [%]	Grubość [mm]	Barwa ogniwa
<i>PIERWSZA GENERACJA</i>			
m-Si	26,1	0,16 – 0,30	Ciemnoniebieska, czarna
p-Si	23,3	0,16 – 0,30	Jasnoniebieska
<i>DRUGA GENERACJA</i>			
CdTe	22,1	0,001 – 0,002	Ciemnozielona, czarna
CIGS	23,4	0,001 – 0,002	Czarna
a-Si	14,0	0,001 – 0,002	Ciemnoniebieska, czarna
<i>TRZECIA GENERACJA</i>			
Barwnikowe	13,0	Brak złącza p-n	Dowolna
Organiczne	18,2	Brak złącza p-n	Dowolna
<i>CZWARTA GENERACJA</i>			
Perowskitowe	25,7	Brak złącza p-n	Dowolna
Hybrydowe	29,8	Brak złącza p-n	Dowolna

### 2.3. Zjawiska wpływające na wydajność modułów fotowoltaicznych

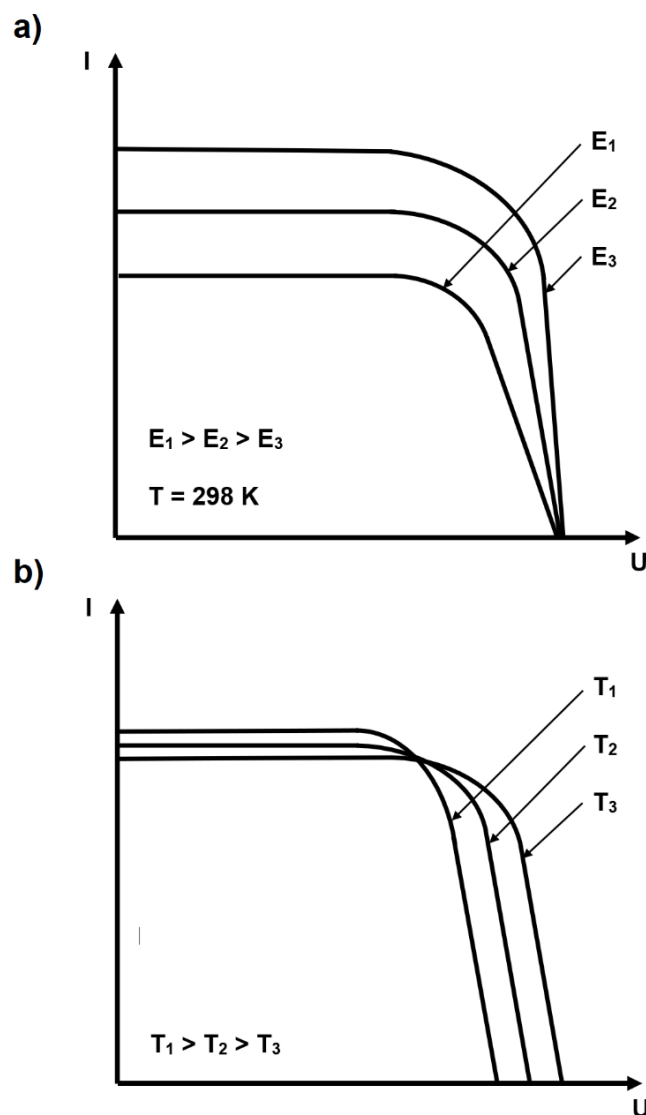
Zjawiska wpływające na sprawność konwersji fotowoltaicznej w modułach słonecznych można podzielić na materiałowe, a więc związane z budową samych ogniw, oraz środowiskowe, które wynikają ze specyfiki otoczenia zewnętrznego. Wszystkie czynniki przedstawiono w tabeli 2.3.1. Podczas pracy modułów fotowoltaicznych w rzeczywistej instalacji nieuniknionym jest narażenie ich na zmienne natężenie promieniowania słonecznego, temperatury otoczenia jak również okresowego zacielenia. Mniejsza ilość energii słonecznej docierającej do modułów PV skutkuje tym, że z wiązań chemicznych półprzewodnika uwalnianych jest mniej nośników ładunku, co przekłada się na wyraźne ograniczenie składowej prądowej w charakterystyce prądowo-napięciowej (rysunek 2.3.1a). Z kolei spadek sprawności spowodowany wysokimi temperaturami to następstwo zwiększenia intensywności drgań sieci krystalicznej, ograniczające mobilność nośników (rysunek 2.3.1b). Zagadnienia związane z szerokością geograficzną, kątem nachylenia oraz zacieleniem zostały omówione szerzej w odrębnych podrozdziałach z uwagi na ich złożoność.

Tab. 2.3.1. Zjawiska wpływające na sprawność konwersji fotowoltaicznej w modułach słonecznych

Czynnik	Komentarz
Rodzaj ogniwa PV	– ogniwa poszczególnych generacji cechują się różnymi sprawnościami
	– półprzewodniki różnią się szerokością $E_g$ , co decyduje o absorbowanym fragmencie widma promieniowania słonecznego
Konstrukcja ogniwa PV	– występuje opór omowy, który generuje ciepło Joule'a
	- elektrody rzucają cień na powierzchnię ogniwa
Konstrukcja modułu PV	– promieniowanie słoneczne odbija się od zewnętrznej powierzchni modułu
Natężenie promieniowania	– wraz ze spadkiem natężenia promieniowania maleje sprawność modułu
Temperatura otoczenia	– wraz ze wzrostem temperatury maleje sprawność modułu



Czynnik	Komentarz
Szerokość geograficzna	– dla półkuli północnej sprawność jest największa, jeśli moduł jest skierowany dokładnie na południe
Kąt nachylenia	– sprawność jest największa, jeśli promieniowanie słoneczne pada na ogniwa prostopadle do płaszczyzny modułu
Zacienienie	– wraz ze wzrostem stopnia zacienienia maleje sprawność modułu



Rys. 2.3.1. Przebieg charakterystyki prądowo-napięciowej dla różnych wartości: a) natężenia promieniowania słonecznego (na podstawie: [20]), b) temperatury ogniwa słonecznych (na podstawie: [21])

### 2.3.1. Szerokość geograficzna; optymalny kąt nachylenia modułu fotowoltaicznego

Promieniowanie słoneczne opisać można za pomocą dwóch wielkości. Całkowite natężenie promieniowania  $E$  [ $\text{W}/\text{m}^2$ ] jest to gęstość strumienia promieniowania słonecznego, padająca na powierzchnię poziomą przy założeniu, że dociera ono z całej powierzchni niebieskiej. Uwzględnia się w nim składowe od promieniowania bezpośredniego, rozproszonego i niekiedy odbitego od podłoża [1]. Nastłonecznienie  $H$  [ $\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{miesiąc}$ ] określa sumaryczną ilość energii promieniowania słonecznego, jaka dociera do powierzchni odbiornika w wybranym przedziale czasowym. Kąt  $\theta$  padania promieniowania słonecznego bezpośrednio na moduł PV określić można dla półkuli północnej według wzoru (2.3.1.1), a dla półkuli południowej według wzoru (2.3.1.2) [22]:

$$\cos(\theta) = \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin(\delta) + \cos(\varphi - \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \quad (2.3.1.1)$$

$$\cos(\theta) = \sin(\varphi + \beta) \cdot \sin(\delta) + \cos(\varphi + \beta) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \quad (2.3.1.2)$$

gdzie:

$\theta$  – kąt bezpośredniego padania promieni słonecznych na pochyloną płaszczyznę [ $^\circ$ ],

$\varphi$  – szerokość geograficzna danej lokalizacji [ $^\circ$ ],

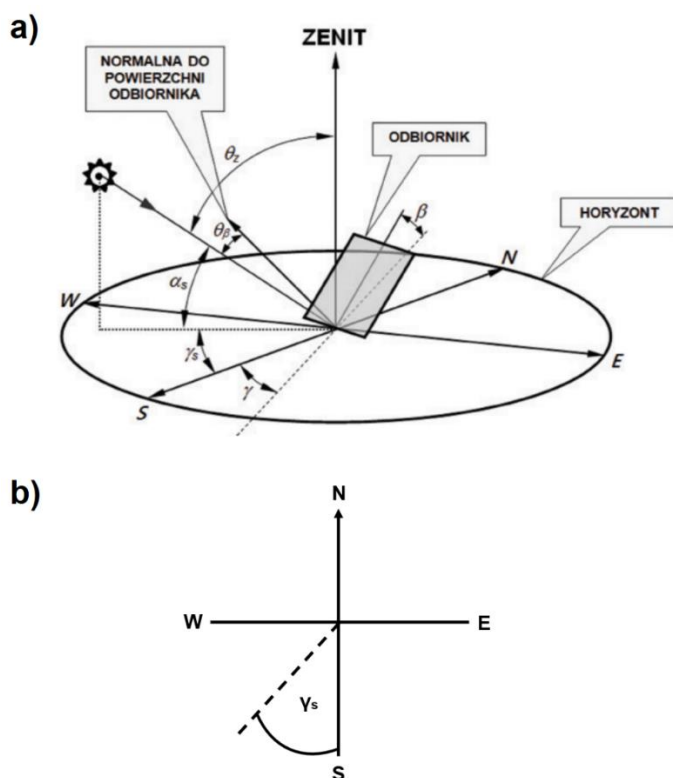
$\beta$  – kąt nachylenia płaszczyzny [ $^\circ$ ],

$\delta$  – deklinacja słoneczna [ $^\circ$ ],

$\omega$  – kąt położenia Słońca na nieboskłonie [ $^\circ$ ].

Położenie Słońca określa kąty występujące w horyzontalnym układzie współrzędnych (rysunek 2.3.1.1). Szerokość geograficzna  $\varphi$  przyjmuje wartości dodatnie dla północnej półkuli, zaś dla południowej – ujemne. Jeśli przyjęte zostanie założenie, że rozpatrywany jest układ Słońce-powierzchnia modułu PV, to kąt  $\beta$  oznacza nachylenie płaszczyzny modułu względem horyzontu. Azymut modułu  $\gamma$  określa jego odchylenie od południka lokalnego zmierzone dla kierunku południowego. Azymut słoneczny  $\gamma_s$  opisuje odchylenie rzutu kierunku promieniowania padającego na powierzchnię Ziemi do kierunku południowego.

Obie wartości azymutów są ujemne dla kierunku skierowanego na wschód, a dodatnie dla kierunku skierowanego na zachód. Wysokość Słońca  $\alpha_s$  opisana jest przez kąt pomiędzy kierunkiem promieniowania słonecznego a płaszczyzną horyzontu. Kąt zenitalny  $\theta_z$  zawarty jest pomiędzy padającym promieniowaniem słonecznym a poziomą powierzchnią, a kąt  $\theta_\beta$  to kąt padania promieniowania słonecznego na powierzchnię modułu fotowoltaicznego.

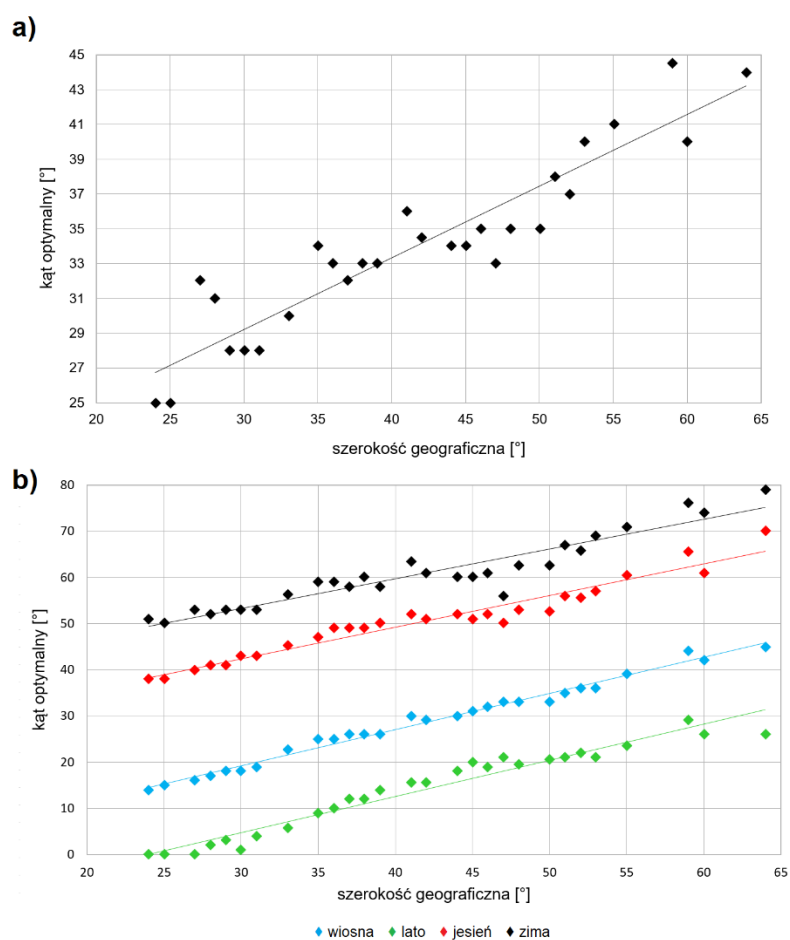


Rys. 2.3.1.1. a) Zależności pomiędzy położeniem Słońca a powierzchnią pochyloną do poziomu, na którą pada promieniowanie słoneczne [20], b) rzut kąta azymutalnego na płaszczyznę [23]

Istotnym elementem brany pod uwagę podczas montowania instalacji PV jest kąt jej nachylenia do podłoża. Optymalne ustawienie modułów PV zapewnia stałą wartość generowanej energii w każdym miesiącu roku. Należy mieć na uwadze, że instalacja osiąga wartości maksymalne dla kierunku natężenia promieniowania padającego skierowanego prostopadle do powierzchni  $\beta_{OPT}$  modułu. Tym samym jej kąt optymalny nachylenia powierzchni modułu do podłoża powinien przyjmować takie wartości, aby kąt między normalną płaszczyznę modułu a wiązką promieni słonecznych wynosił zawsze  $0^\circ$ .

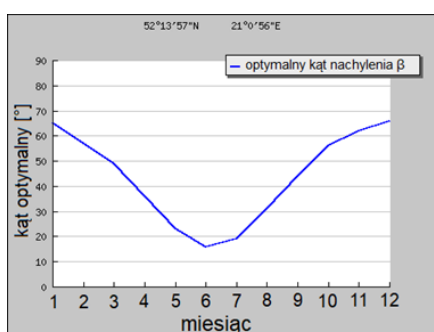
Natężenie promieniowania docierającego do danej powierzchni jest uzależnione od szerokości geograficznej. Obszary o największym nasłonecznieniu występują pomiędzy 30° N a 30° S [1] i cechują się równomiernym rozkładem nasłonecznienia w ciągu roku. Dla pozostałych regionów położonych powyżej 30° N i poniżej 30° S wyróżnia się okres bardziej i mniej słoneczny.

Bazując na danych zebranych z systemu informacji geograficznej dla instalacji fotowoltaicznych (PV-GIS, ang. *Photovoltaic Geographical Information System*), wygenerowano całoroczne oraz sezonowe kąty optymalnego nachylenia modułu dla szerokości geograficznych z zakresu 24° N – 64° N (rysunek 2.3.1.2). Oba wykresy ukazują liniową zależność wzrostu  $\beta_{OPT}$  dla coraz większych szerokości geograficznych. Widoczna jest wyraźna różnica wartości pomiędzy całorocznym a sezonowym kątem optymalnym, co wynika ze zmiany kąta położenia Słońca na nieboskłonie.



Rys. 2.3.1.2. Zależność a) całorocznego kąta optymalnego od szerokości geograficznej, b) sezonowego kąta optymalnego od szerokości geograficznej, wraz z umieszczonymi na wykresach krzywymi regresji liniowej (na podstawie: [24])

Dla Polski dobór kąta optymalnego instalacji zależy będzie od szerokości geograficznej mieszczącej się w przedziale 49°18'N a 54°31'N [1]. W zależności od tego, czy instalacja ma pracować cały rok w jednym ustawieniu, bądź przewidywane są zmiany jej kąta nachylenia, optymalny kąt będzie się różnił. Przykładowo dla Warszawy optymalny kąt latem wynosi 23° [25], zimą 54° [26], zaś w przeciągu całego roku 32° [25] (rysunek 2.3.1.3). Biorąc pod uwagę cały przedział szerokości geograficznej dla Polski optymalny kąt nachylenia płaszczyzny modułu do podłoża zawierać się będzie w przedziale od 30° do 35° [26]. Jeżeli jednak kierunek skierowania instalacji PV odbiega od kierunku południowego, należy dobrać mniejszą wartość kąta nachylenia płaszczyzny.



Rys. 2.3.1.3. Kąt optymalny dla każdego miesiąca roku dla Warszawy (na podstawie: [24])

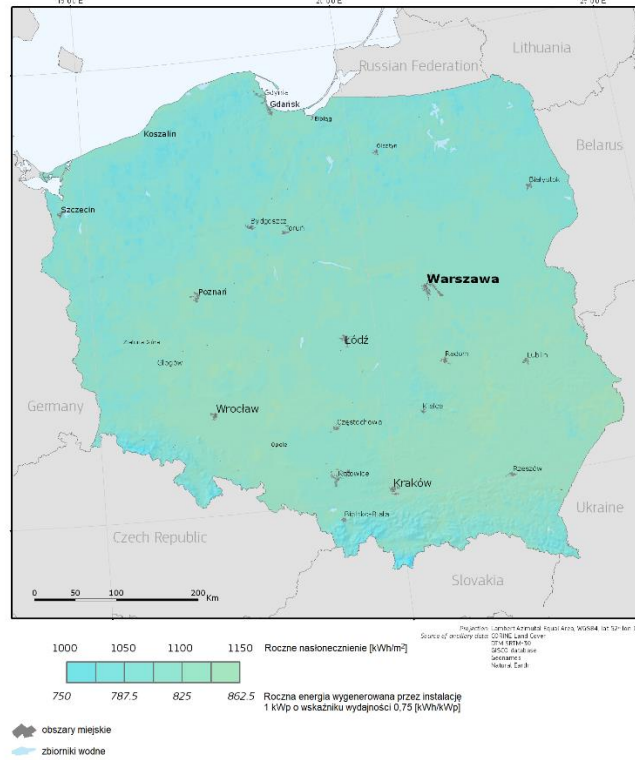
Dobór kąta optymalnego dla danej lokalizacji ma bezpośredni wpływ na potencjalny uzysk energii możliwej do wygenerowania przez instalację PV. W przypadku instalacji, z których zakłada się pozyskiwanie istotnej ilości energii przez cały rok, zasadne jest dopasowanie kąta nachylenia w zależności od pory roku lub rozważenie zamontowania jednoosiowego, bądź dwuosiowego układu nadążnego. Jednoosiowy tracker podąża za Słońcem w kierunku od wschodu do zachodu, zaś dwuosiowy posiada dodatkowo możliwość pracy w płaszczyźnie północ-południe [27]. Niezaprzeczalną zaletą stosowania tego typu rozwiązań jest zachowanie ciągłego ustawienia optymalnego całej instalacji. W porównaniu z układem stacjonarnym, systemy z jednoosiowym układem nadążnym wykazują o 30% więcej uzysków energetycznych [28], a systemy dwuosiowe – o 40% więcej [29]. Jeżeli jednak dla danej instalacji nie przewidziano cyklicznej zmiany kąta nachylenia, należy wybrać optymalny kąt całoroczny. Dla Polski zachowanie odpowiedniego kąta  $\beta$  pozwala pozyskać o ponad 100 kWh więcej z jednego kWp mocy zainstalowanej w porównaniu z instalacją zamontowaną w płaszczyźnie horyzontalnej (rysunek 2.3.1.4).



a) Globalne nasłonecznienie i potencjał generacji energii słonecznej

Moduły fotowoltaiczne ustawione horyzontalnie

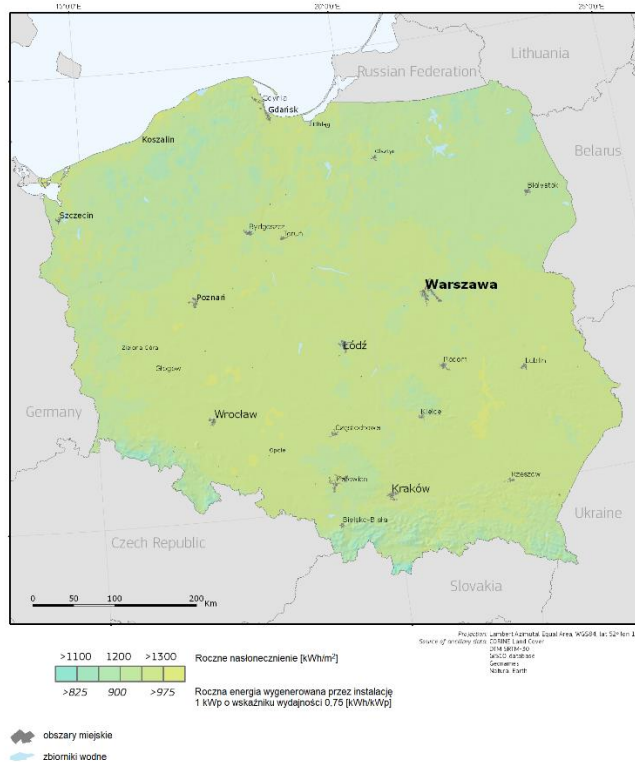
POLSKA



b) Globalne nasłonecznienie i potencjał generacji energii słonecznej

Moduły fotowoltaiczne ustawione pod kątem optymalnym

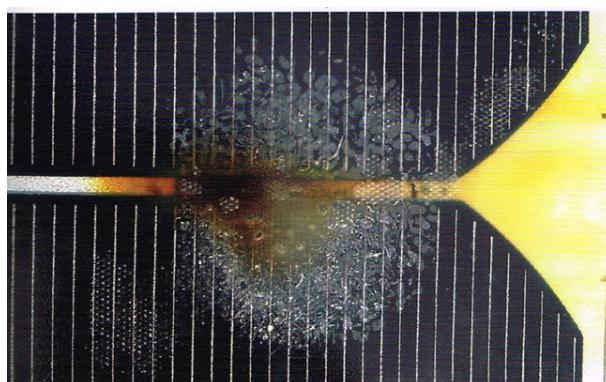
POLSKA



Rys. 2.3.1.4. Roczne nasłonecznienie oraz możliwy uzysk energii słonecznej dla promieniowania słonecznego padającego na a) płaszczyznę horyzontalną, b) płaszczyznę ustawioną pod kątem optymalnym (na podstawie: [24])

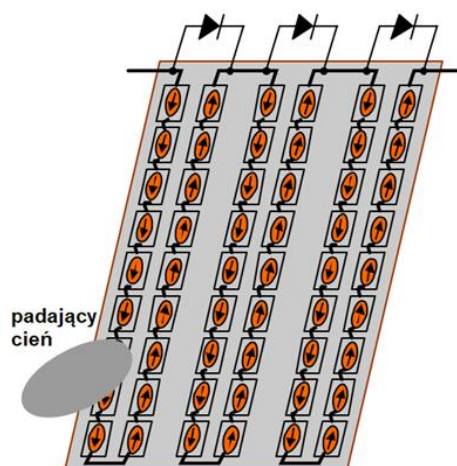
### 2.3.2. Zacienienie modułu fotowoltaicznego

Efekt zacienienia można wyjaśnić na podstawie wspomnianego w rozdziale 2.3 efektu ograniczenia ilości promieniowania słonecznego, bowiem również w tym przypadku niektóre ogniwa fotowoltaiczne doświadczają nasłonecznienia o zmniejszonej intensywności. Jeśli którekolwiek z ogniw w module fotowoltaicznym zostanie zacienione, zabrudzone, bądź zniszczone, całkowity generowany prąd zmaleje do wartości osiągananej przez najslabiej pracujące ogniwo, gdyż zależy on proporcjonalnie od intensywności padającego światła. Co więcej – odwrócona polaryzacja oraz wydzielanie ciepła w zacienionym ogniwie powoduje jego przegrzanie i utworzenie tak zwanych hot-spotu, przy czym w najmniej korzystnym wypadku może prowadzić do przepalenia (rysunek 2.3.2.1).



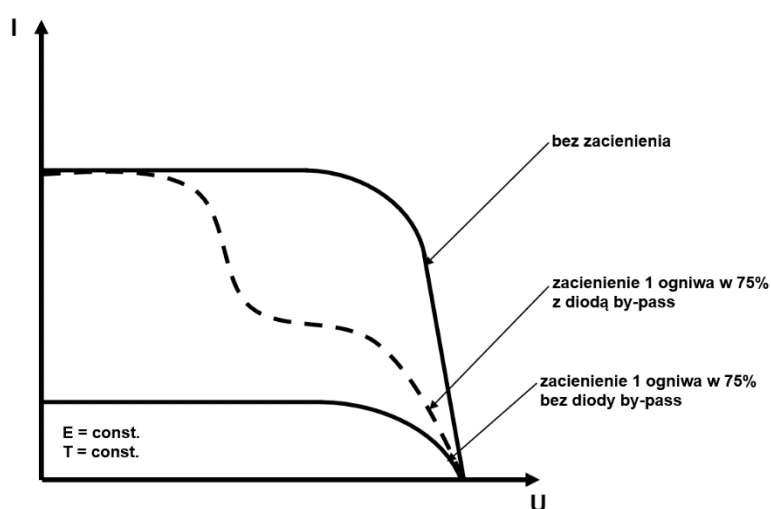
Rys. 2.3.2.1. Uszkodzenie modułu fotowoltaicznego w wyniku przegrzania (hot-spotów) [3]

Rozwiązaniem tego problemu są diody bypass dołączane do każdego modułu w obudowanej puszcze przyłączeniowej. Przy oświetleniu całego modułu PV dioda jest spolaryzowana w kierunku zaporowym. Z chwilą zasłonięcia części ogniwa następuje polaryzacja w kierunku przewodzenia i prąd generowany z pozostałych ogniw płynie przez diodę by-pass. Zazwyczaj jedna dioda by-pass przypada na 12 do 24 ogniw [30], co ilustruje rysunek 2.3.2.2 – w tym wypadku tylko łańcuch po lewej stronie ulegnie wyłączeniu.



Rys. 2.3.2.2. Pojedynczy moduł PV z 54 ogniwami słonecznymi oraz 3 diodami by-pass  
(na podstawie: [30])

Charakterystyka prądowo-napięciowa modułu zawierającego diody by-pass przedstawiona została na rysunku 2.3.2.3. W poniższym założeniu zasłonięto w  $\frac{3}{4}$  tylko jedno ogniwo fotowoltaiczne z 36 ogniw całego modułu. Charakterystyka prądowo-napięciowa modułu bez diod by-pass ulega znacznej zmianie ze względu na gwałtowny spadek składowej prądowej – odpowiada on spadkowi natężenia prądu, jakiego doświadcza zasłonięte ogniwo. Dla modułu, w którym wykorzystano diody by-pass natężenie prądu maleje tylko w części charakterystyki, przez co parametry elektryczne nie doświadczają tak wyraźnej zmiany. Obecnie standardem jest stosowanie przynajmniej jednej diody by-pass podczas produkcji modułów fotowoltaicznych.

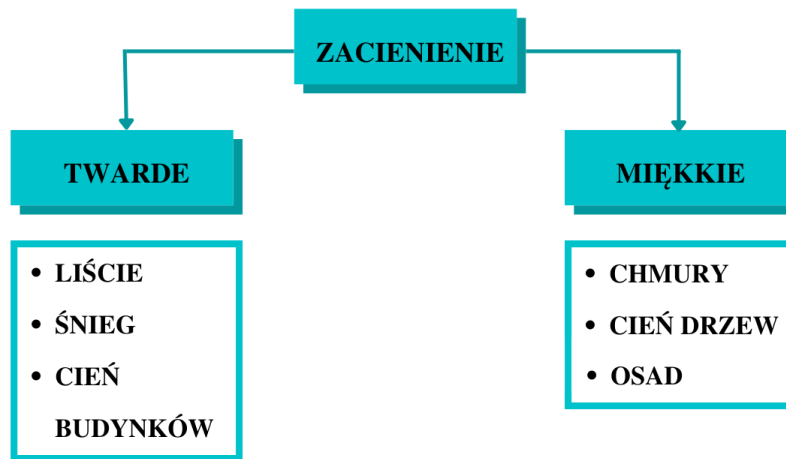


Rys. 2.3.2.3. Efekt zacielenia jednego ogniwa oraz charakterystyka I-U modułu bez diod by-pass i z diodami (na podstawie: [30])



Rozróżnia się dwa rodzaje zacienienia – twarde i miękkie (rysunek 2.3.2.4), przy czym przysłonięciu może ulec cały moduł bądź tylko jego fragment. Pierwsze dotyczy całkowicie zakrytego fragmentu modułu, przez co światło w ogóle nie dociera do jego powierzchni. Ten rodzaj zacienienia ma miejsce w momencie przykrycia ogniwa słonecznego lub kilku ogniw opadającymi liśćmi, stałym zabrudzeniem punktowym, czy w przypadku jego trwałego uszkodzenia. Często występuje również podczas zimy w przypadku trwałego pokrycia modułu PV czapą śnieżną. Twardym zacienieniem jest też cień rzucany na instalację PV od otaczających ją budynków bądź drzew, jednakże nie samych liści na drzewach. W takim przypadku zasłonięciu ulegnie cała powierzchnia modułu albo tylko jej fragment. Będzie to zależne od pory dnia oraz roku, bowiem w przypadku instalacji położonych blisko terenów liściastych w okresie zimowym udział zacienienia twardego pochodzącego od drzew jest najmniejszy, a w okresie letnim – największy. Dla modułu bez diod by-pass występuje drastyczny spadek napięcia prądu zwarcia w zależności od stopnia zasłoniętej powierzchni, co przekłada się na zmniejszenie mocy maksymalnej generowanej przez moduł.

Drugim rodzajem zacienienia jest częściowe przysłonięcie dużej powierzchni modułu, które wywołane jest zakumulowanym na powierzchni osadem, ale może wystąpić również chwilowo na skutek zachmurzenia. Polega ono na ograniczeniu natężenia promieniowania docierającego do ogniw słonecznych, aczkolwiek nie na całkowitym jego odcięciu. W przypadku miękkiego zacienienia spowodowanego osadem zakrywa ono równomiernie całą powierzchnię modułu PV. W zależności od czynników zewnętrznych sprawność modułu ulegnie zmniejszeniu w różnym stopniu. Jest to ściśle powiązane z lokalizacją instalacji PV, ponieważ osad znajdujący się w jej pobliżu zawiera molekuly różnego pochodzenia – cząstki gleby, sadzę i pyły z budynków, czy też metale ze spalin wydzielanych w transporcie lądowym lub powietrznym. Konsekwencją miękkiego zacienienia jest spadek prądu generowanego przez instalację PV, proporcjonalny do zmniejszonego natężenia promieniowania słonecznego.



Rys. 2.3.2.4. Podział zacielenia na dwa typy (opracowanie własne)

### 3. Zanieczyszczenie powierzchni modułu fotowoltaicznego – analiza literatury

Energia pozyskiwana z instalacji fotowoltaicznych jest szczególnie obiecująca ze względu na jej wysoki stopień czystości, główną jej wadą jest jednak duży wpływ czynników środowiskowych, w tym zacinienia spowodowanego zabrudzeniem, osiadaniem kurzu bądź uszkodzeniem modułu PV. Pod pojęciem kurzu rozumiane są swobodnie unoszące się, drobne cząstki ciała stałego o średnicy mniejszej niż 500  $\mu\text{m}$  [31], wśród których mogą się też znajdować niewielkie ilości pyłków, na przykład bakterii i grzybów, a także mikrowłókien pochodzących z ubrań, lub tkanin [32].

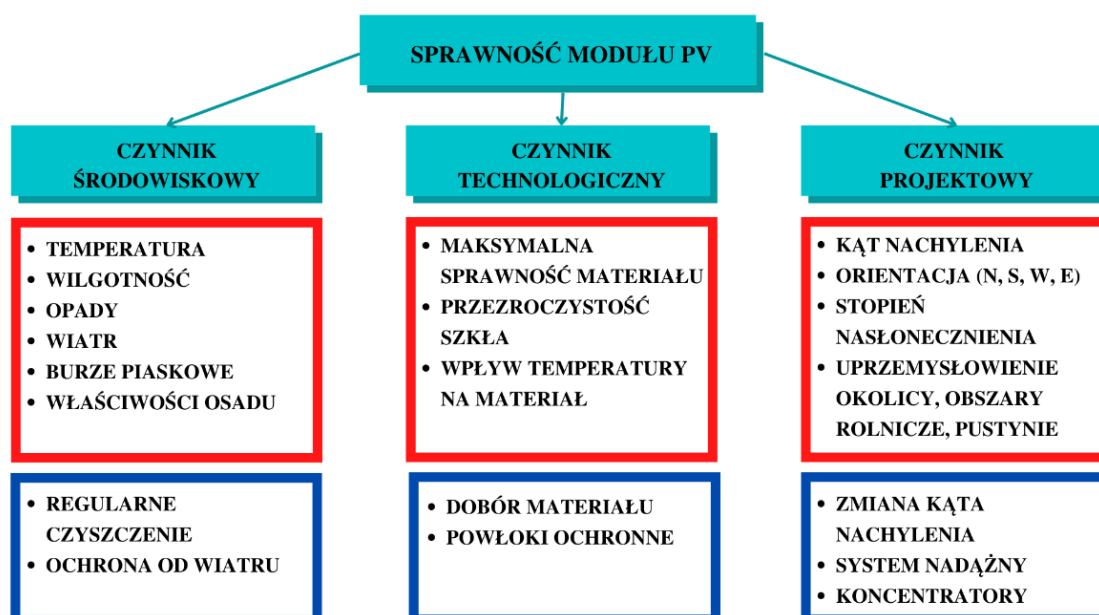
Początki analizy zagadnienia zacinienia, spowodowanego kurzem, osadzającym się na urządzeniach wykorzystujących energię słoneczną, sięgają roku 1942. Wtedy to Hottel i Woertz zauważyli 1% spadek energii generowanej przez kolektor nachylony pod kątem 30° do powierzchni i usytuowany w przemysłowym rejonie Stanów Zjednoczonych [33]. Zagadnienie akumulacji osadu jest analogiczne dla kolektorów słonecznych, modułów fotowoltaicznych, jak również dla powierzchni szklanych. W 1972 roku Garg zaobserwował 8% zmniejszenie przezroczystości dla 45° kąta nachylenia w warunkach pory suchej w mieście Rorkee w północnej części Indii [34]. W dalszych badaniach prowadzonych w zachodnich Indiach na pustyni Thar Nahar i Gupta powiązali stopień obniżenia transmitancji z kątem nachylenia do powierzchni. Im jest on większy, tym trudniej kurz osadza się na płaszczyźnie, co skutkuje wolniejszą redukcją przejrzystości [35]. Pierwsza próba skorelowania ilości osadu z degradacją wydajności modułu PV przypada na rok 1982 [36]. Wykonana została przez zespół pod kierownictwem El-Shobokshy'ego, który przeprowadził pomiary w Riyadh w Arabii Saudyjskiej. Ustalono szybkość osiadania kurzu oraz średnicę cząstki około 8,5  $\mu\text{m}$  [37]. Stwierdzono też, że akumulacja kurzu przypadająca na jednostkę powierzchni jest bardziej znaczącym czynnikiem niż czas ekspozycji. Szybkość osadzania może być zasadniczo różna i w głównej mierze zależy od regionu. Przykładowo dla Kolorado waha się w granicach 1 – 50  $\text{mg}/(\text{m}^2\cdot\text{dzień})$  [36], zaś dla Al-Minja 150 – 300  $\text{mg}/(\text{m}^2\cdot\text{dzień})$  [38].

Skład kurzu w głównej mierze zależy od jego początkowej lokalizacji i tak – dla terenów pustynnych oraz półpustynnych zawiera w głównej mierze glebę. W rejonach uprzemysłowionych osad składa się z cząstek związków organicznych oraz metali ciężkich – kadmu i antymonu jako produktu zużycia hamulców oraz ołowiu, cynku i magnezu pochodzących z gazów spalinowych [39]. Strata energii generowanej przez moduł PV może wynieść nawet ponad 1% na dzień i będzie stale wzrastać, o ile nie zostanie wprowadzone regularne czyszczenie powierzchni [40]. Badania prowadzone dla klimatu umiarkowanego dla północnej Polski w 2015 roku przez zespół pod kierownictwem Klugmann-Radziemskiej udowodniły liniową zależność między osadem zgromadzonym na powierzchni modułu a spadkiem jego sprawności [41]. Analizę wykonano zarówno w warunkach rzeczywistych, jak i laboratoryjnych dla trzech modułów na bazie krzemu monokrystalicznego, przy użyciu osadu naturalnego oraz sztucznie wytworzonego. Średnica drobin kurzu zawierała się w przedziale od 0,08 do 2000  $\mu\text{m}$ , przy czym osad naturalny wykazywał większe stężenie drobnych molekuł [41]. Dodatkowo zauważono wyraźną tendencję do aglomeracji cząstek osadu naturalnego.

Osiadanie kurzu na powierzchni uzależnione jest od trzech głównych czynników – warunków środowiskowych, projektu instalacji oraz rodzaju modułu PV, które same też są wypadkową pewnych zmiennych, co lepiej obrazuje rysunek 3.1. i 3.2.



Rys. 3.1. Czynniki determinujące osadzanie się kurzu (opracowanie własne)



Rys. 3.2. Czynniki determinujące maksymalną sprawność osiąganą przez moduł PV, a także ich poszczególne składowe, które są niemożliwe do zmiany (kolor czerwony) i możliwe do zmiany (kolor granatowy) (opracowanie własne)

W tabeli 3.1 i 3.2 zamieszczono zestawienie analiz przeprowadzonych dla różnych typów osadów w warunkach rzeczywistych oraz laboratoryjnych.

Tab. 3.1. Zestawienie badań przeprowadzonych nad naturalnie osadzonym kurzem

Autor	Rok	Rozmiar cząstki	Gęstość powierzchniowa lub masa osadu	Typ podłoża	Lokalizacja
Hegazy [38]	2001	–	1 – 7 g	szkło	Egipt
Elminir [42]	2006	–	1 – 16 g	szkło	Egipt
Cabanillas [43]	2011	0,5 – 100 µm	1,4 – 2,3 g/m <sup>2</sup>	m-Si p-Si a-Si	Hermosillo
Rao [44]	2013	–	1,4 g/m <sup>2</sup>	p-Si	Bengaluru
Gandhi [45]	2014	1 – 3 µm	10 – 18 g/m <sup>2</sup>	m-Si p-Si	Vellore
Ketjoy [46]	2014		260 mg 4250 mg	m-Si p-Si a-Si	Phitsanulok
Chaochan [47]	2015	–	–	p-Si	Bagdad
Paudyal [48]	2015	–	0 – 1,3 g/m <sup>2</sup>	p-Si	Nepal
Semaoui [49]	2015	–	–	m-Si	Algier

Autor	Rok	Rozmiar cząstki	Gęstość powierzchniowa lub masa osadu	Typ podłoża	Lokalizacja
Aissa [50]	2016	1 – 4 $\mu\text{m}$	–	p-Si	Doha
Paudyal [51]	2016	–	0 – 9,67 g/m <sup>2</sup>	p-Si	Nepal
Gholami [52]	2017	–	0 – 10,3 g/m <sup>2</sup>	szkło	Isfahan
Menoufi [53]	2017	3,5 – 30 $\mu\text{m}$	37,7 – 46,1 g/m <sup>2</sup>	p-Si	Egipt
Gholami [54]	2018	–	0 – 6,1 g/m <sup>2</sup>	m-Si	Teheran
Styszko [55]	2018	–	0,025 – 0,277 g/m <sup>2</sup>	p-Si	Kraków
Tariq [56]	2021	–	5 – 25 g	m-Si	Aligarh
Solas [57]	2022	–	–	m-Si CdTe CIGS	Jaén

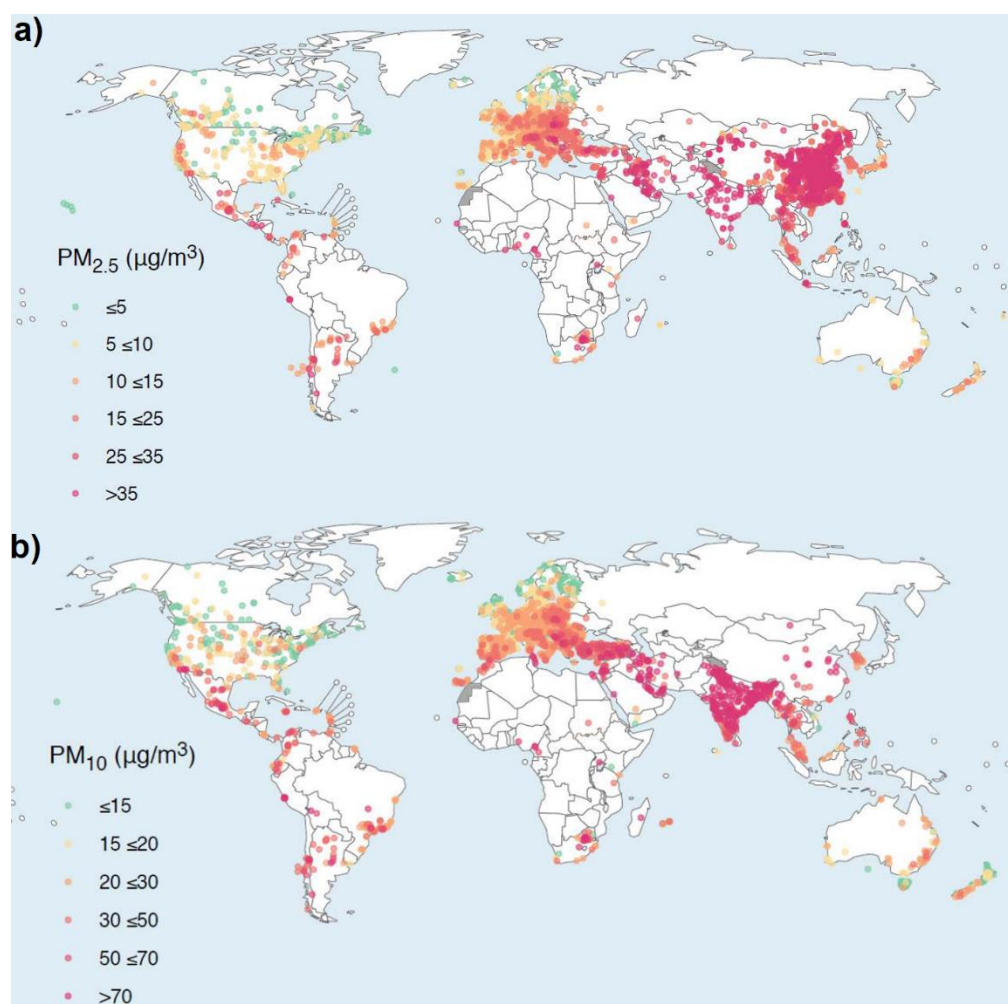
Tab. 3.2. Zestawienie badań przeprowadzonych nad ręcznie osadzonym kurzem

Autor	Rok	Rozmiar cząstki	Gęstość powierzchniowa lub masa osadu	Typ podłoża	Osad
Al.-Hasan [58]	1998	6,44 $\mu\text{m}$	0,2 g/m <sup>2</sup> 0,68 g/m <sup>2</sup> 1,22 g/m <sup>2</sup> 2,24 g/m <sup>2</sup>	szkło	Piasek
Kaldellis [59, 60]	2011	$\leq 150 \mu\text{m}$	0,12 – 3,71 g/m <sup>2</sup>	p-Si	Lateryt Popiół lotny Wapień
Sulaiman [61]	2011	–	103 g/m <sup>2</sup> (talk) 41 g/m <sup>2</sup> (muł)	m-Si	Sproszkowany talk Wysuszony muł
Beattie [62]	2012	–	0,05 – 0,35 g	szkło	SiO <sub>2</sub>
Rao [44]	2013	–	7,155 g/m <sup>2</sup>	p-Si	–
Hussain [63]	2017	–	5 g 10 g 25 g 50 g	p-Si	Łuski ryżu Piasek Popiół lotny Sproszkowana kreda Sproszkowana cegła

<b>Autor</b>	<b>Rok</b>	<b>Rozmiar cząstki</b>	<b>Gęstość powierzchniowa lub masa osadu</b>	<b>Typ podłoża</b>	<b>Osad</b>
Abderrezek [64]	2018	100 – 300 $\mu\text{m}$	0 – 100 g/m <sup>2</sup>	Szklane płytki Moduł cienkowarstwowy	–
Andrea [65]	2019	20 – 45 $\mu\text{m}$ 45 – 90 $\mu\text{m}$ 90 – 180 $\mu\text{m}$	10 g	p-Si	Pył gipsowy Pył nawozów Pył węglowy Pył z kruszarki
Tanesab [66]	2019	4 – 125 $\mu\text{m}$	0 – 8,4 g/m <sup>2</sup>	m-Si p-Si a-Si	Kurz z Indonezji Kurz z Perth
Kazem [67]	2021	–	5 – 30 g	m-Si	CaCO <sub>3</sub> Cement Gleba brunatna Lateryt Piasek Popiół Pył gipsowy Żwir
McAsule [68]	2021	–	5 g	p-Si	Cement Łuski ryżu Piasek Popiół Sproszkowana cegła

### 3.1. Zjawisko akumulacji osadu

Akumulacja osadu na powierzchni zależy od jego stężenia w atmosferze. W związku z powyższym badania zanieczyszczenia instalacji PV należy prowadzić w odniesieniu do rozkładu zawartości kurzu w atmosferze, jaka ją otacza oraz z uwzględnieniem zmiennego osiadania pyłu w czasie, związanego z aktualnymi dla danego okresu badawczego warunkami meteorologicznymi. Na rysunku 3.1.1 zaznaczono obszary, które cechują się podwyższoną koncentracją zanieczyszczeń w powietrzu. Jest to opracowanie Światowej Organizacji Zdrowia (WHO, ang. *World Health Organization*), które bierze pod uwagę wyłącznie pył zawieszony o średnicy nie większej niż  $2,5\ \mu\text{m}$  ( $\text{PM}_{2.5}$ ) oraz nie większej niż  $10\ \mu\text{m}$  ( $\text{PM}_{10}$ ) [69].



Rys. 3.1.1. Koncentracja objętościowa pyłu zawieszonego o średnicy nie większej niż: a)  $2,5\ \mu\text{m}$ , b)  $10\ \mu\text{m}$  [69]



Duży wkład w zrozumienie zjawiska akumulacji osadu wniosły badania Al-Hasana, prowadzone zarówno w warunkach laboratoryjnych, jak i rzeczywistych. W 1998 roku analizował on sposób, w jaki ilość osadu zgromadzona na przezroczystej powierzchni wpłynie na jej przepuszczalność światła [58]. Skonstruowany przez niego układ napyłający pozwolił na pokrycie szklanych płytek różną zawartością kurzu. Powszechnie przyjętą wielkością pozwalającą określić stopień zanieczyszczenia jest gęstość powierzchniowa osadu  $M$  [ $\text{g}/\text{m}^2$ ] definiowana jako:

$$M = \frac{m}{A} \quad (3.1.1)$$

gdzie:

$m$  – całkowita masa osadu [g],

$A$  – powierzchnia [ $\text{m}^2$ ].

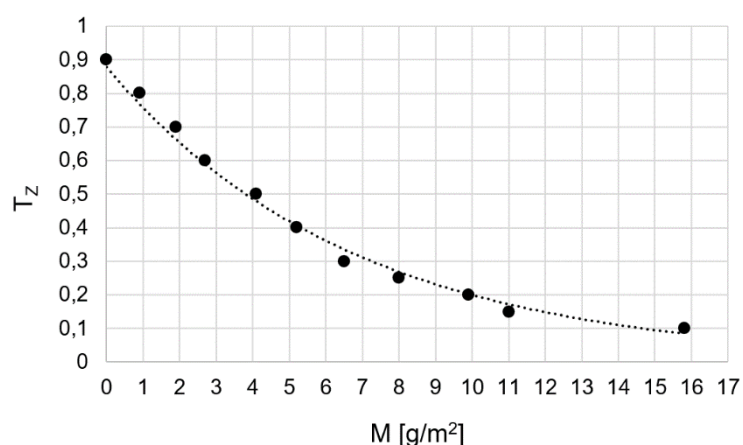
Dla czystej szklanej płytki zmierzona transmitancja wyniosła blisko 90% i widoczny jest ciągły spadek tej wielkości wraz ze wzrostem  $M$ , co przedstawia rysunek 3.1.2. Na pionowej osi umieszczono transmitancję znormalizowaną  $T_z$  określaną jako:

$$T_z = \frac{T_B}{T_C} \quad (3.1.2)$$

gdzie:

$T_B$  – transmitancja zabrudzonej powierzchni [%],

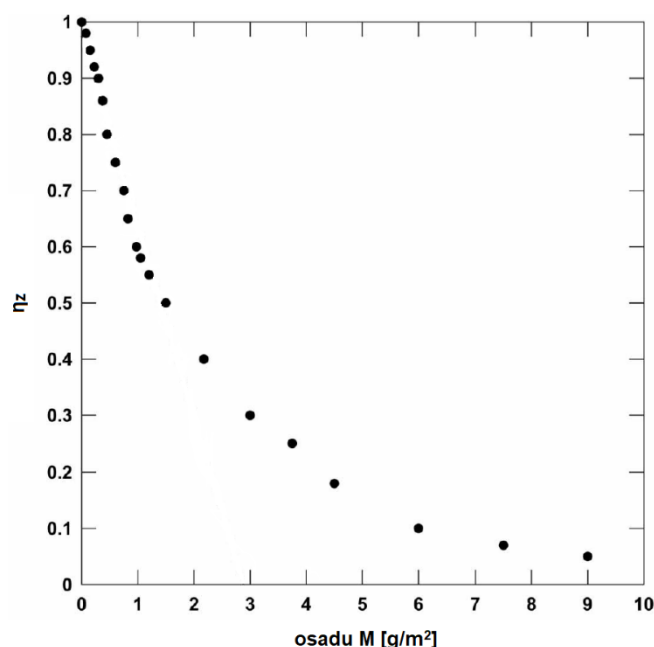
$T_C$  – transmitancja czystej powierzchni [%].



Rys. 3.1.2. Znormalizowana transmitancja  $T_z$  przedstawiona w funkcji gęstości powierzchniowej osadu  $M$  (na podstawie: [58])

Wykładniczy charakter zależności  $T_z(M)$  wynika ze sposobu formowania się osadu. Początkowo molekuly równomiernie pokrywają płytkę, jednak po pewnym czasie wolna powierzchnia zmniejsza się. Kolejne molekuly zaczynają się więc gromadzić na utworzonej warstwie kurzu. Tym samym nie pokrywają już tak szybko dostępnej powierzchni.

Dalsze badania prowadzone przez Al-Hasana dotyczyły pomiarów realizowanych w warunkach rzeczywistych w Kuwejcie na modułach PV nachylonych pod kątem  $30^\circ$  i skierowanych w stronę południową [70]. Dla powierzchni zabrudzonej zaobserwowano redukcję prądu zwarcia, jednakże bez spadku napięcia obwodu otwartego. Na rysunku 3.1.3 przedstawiono znormalizowaną sprawność  $\eta_z$ , obliczoną jako sprawność  $\eta$  dla konkretnej wartości  $M$  podzieloną przez sprawność modułu  $\eta_0$  uzyskaną przy braku osadu, w funkcji gęstości powierzchniowej osadu. Do zawartości zanieczyszczenia  $1,5 \text{ g/m}^2$  zachowana jest liniowa zależność malejącą, zaś po przekroczeniu tej wartości jest to zależność wykładnicza. Widoczny jest w związku z tym wyraźnie dodatkowy wpływ czynnika pochodzącego od akumulacji molekuł również na innych molekułach [70].

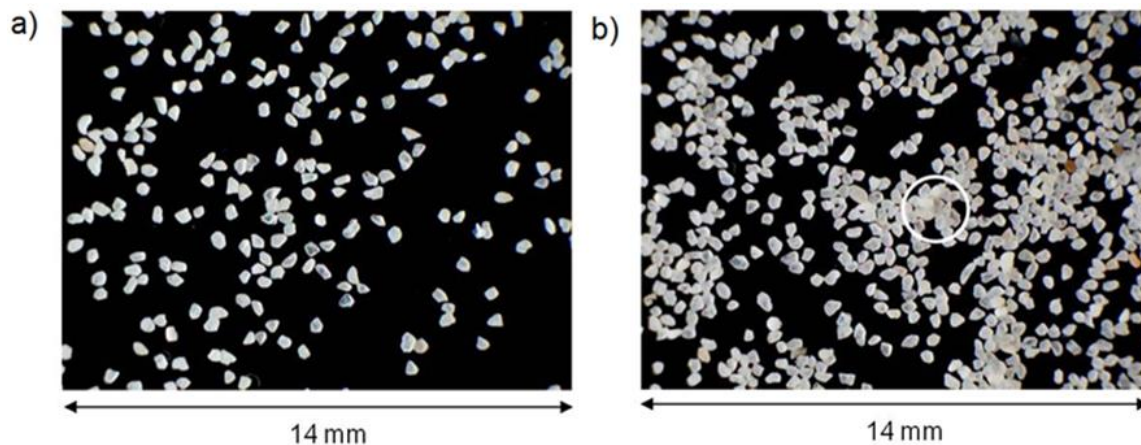


Rys. 3.1.3. Znormalizowana sprawność  $\eta_z$  modułu PV w funkcji zgromadzonego osadu [70]

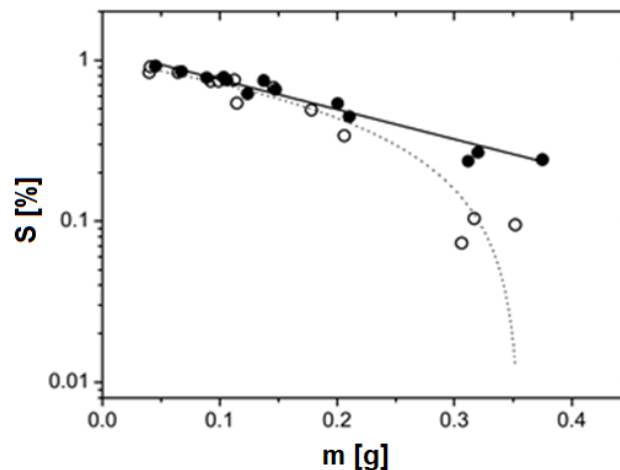
Badania prowadzone w 2014 roku przez zespół pod kierownictwem Rao ujawniły różnice w parametrach dla zakurzonych modułów PV mierzonych przy różnym natężeniu promieniowania słonecznego w warunkach laboratoryjnych oraz rzeczywistych [44]. Podczas analizy laboratoryjnej bardzo wyraźna jest zmiana prądu zwarcia, przy czym wraz z rosnącą intensywnością natężenia promieniowania z  $200 \text{ W/m}^2$  do  $800 \text{ W/m}^2$  zauważalne są coraz większe różnice w  $I_{SC}$  między czystym a zanieczyszczonym modułem PV. Gęstość powierzchniowa kurzu  $7,155 \text{ g/m}^2$  odpowiada za 45 – 55 % spadek mocy maksymalnej w porównaniu z mocą generowaną przez czysty moduł PV [44]. Dodatkowo w przypadku modułu zawierającego warstwę osadu temperatura pracy ogniw słonecznych uległa podwyższeniu o 1 –  $2^\circ\text{C}$  [44]. Dla pomiarów prowadzonych w warunkach rzeczywistych również występuje obniżenie wartości prądu zwarcia modułu zabrudzonego, jednak nie aż tak duże jak w warunkach laboratoryjnych, a przy wzroście natężenia promieniowania nie wykazuje postępującego spadku w porównaniu z czystą powierzchnią. Najprawdopodobniej jest to spowodowane przez różnicę pomiędzy spektrum światła słonecznego a emitowanym przez lampy halogenowe w pomiarze laboratoryjnym. Za redukcję mocy rzędu 5 – 6 % odpowiada warstwa  $1,4 \text{ g/m}^2$  osadu [44]. Temperatura pracy ogniw pozostaje cały czas taka sama, zarówno dla modułu czystego i zakurzonego, co można tłumaczyć wystąpieniem czynnika chłodzącego w postaci wiatru. Zarówno dla pomiarów laboratoryjnych, jak i rzeczywistych można jednak stwierdzić, iż prąd zwarcia maleje wraz ze wzrostem ilości kurzu zgromadzonego na powierzchni modułu PV. Wiąże się to z mniejszą ilością promieniowania słonecznego, jakie dociera do umieszczonych w nim ogniw słonecznych, a w rezultacie – do spadku generowanej mocy oraz mniejszej wydajności modułu.

Osiadanie cząstek zanieczyszczeń zostało ujęte przez Beattie w dwóch modelach – numerycznym i analitycznym, popartych badaniami laboratoryjnymi. W tym celu naniesiono krzemionkę firmy Sigma Aldrich Ltd. na szklaną, umieszczoną równolegle do podłoża, płytkę za pomocą ręcznego przesiewania. Średnica cząstek mieściła się w przedziale  $170 \pm 20 \mu\text{m}$  [62]. Na rysunku 3.1.4 umieszczono zdjęcia z mikroskopu optycznego dla dwóch różnych gęstości powierzchniowych kurzu,  $20 \text{ g/m}^2$  oraz  $101 \text{ g/m}^2$  [62], zaś rysunek 3.1.5 przedstawia zależność pomiędzy dostępną powierzchnią a wzrostem masy.

Początkowo prawie wszystkie cząstki są umieszczone obok siebie, więc zachodzi liniowy spadek wolnej powierzchni. Postępujące zanieczyszczenie powoduje tworzenie się aglomeratów, przez co część cząstek osiada na warstwie kurzu zamiast na niezajętej powierzchni. Akumulacja molekuł piasku na horyzontalnej szklanej powierzchni wykazała, że wykładniczo zmniejszają one dostępną powierzchnię, na którą padają fotony.



Rys. 3.1.4. Osiadanie molekuł piasku na szklanej powierzchni a) w początkowej fazie, b) w fazie aglomeracji [62]



Rys. 3.1.5. Wolna powierzchnia  $S$  w funkcji masy zanieczyszczeń  $m$  dla układu stacjonarnego (pełne punkty) oraz po lekkim uderzeniu brzegu szkła (puste punkty). Ciągiłą i przerywaną linią oznaczono kolejno wykładniczo oraz liniowo dopasowany trend [62]

### 3.2. Zależność ilości zakumulowanego osadu od jego rodzaju

Stopień degradacji parametrów modułu PV zależy w dużym stopniu od rodzaju kurzu, między innymi jego składu oraz kształtu molekuł. Jedne z pierwszych analiz w tej tematyce zostały przeprowadzone przez El-Shobokshy'ego i Husseina. Opierały się na odtworzeniu naturalnych warunków za pomocą wykorzystania sztucznego pyłu zawierającego molekuły wapienia, cementu i węgla [71], [72]. Zastosowanie lamp halogenowych zapewniło stałą intensywność promieniowania, zaś zmianie ulegała grubość warstwy osadu. Wykorzystano kurz zawierający molekuły o pięciu różnych średnicach, mianowicie 5  $\mu\text{m}$  dla węgla, 10  $\mu\text{m}$  dla cementu oraz wapieni o średnicy 50  $\mu\text{m}$ , 60  $\mu\text{m}$  i 80  $\mu\text{m}$  [71]. Zbadano zależność trzech czynników w funkcji gęstości powierzchniowej osadu: redukcji promieniowania docierającego do powierzchni modułu PV  $\Delta N_P$  (rysunek 3.2.1a), znormalizowanego prądu zwarcia  $I_{SC}^Z$  (rysunek 3.2.1b) oraz znormalizowanej mocy  $P_Z$  (rysunek 3.2.1c). Wartości prezentowane na wykresach obliczono w oparciu o następujące wzory:

$$I_{SC}^Z = \frac{I_{SC}^B}{I_{SC}^C} \quad (3.2.1)$$

$$P_Z = \frac{P_{MPP}^B}{P_{MPP}^C} \quad (3.2.2)$$

gdzie:

$I_{SC}^Z$  – znormalizowany prąd zwarcia [-],

$I_{SC}^B$  – prąd zwarcia dla modułu zabrudzonego [A],

$I_{SC}^C$  – prąd zwarcia dla modułu czystego [A],

$P_Z$  – moc znormalizowana dla punktu mocy maksymalnej[-],

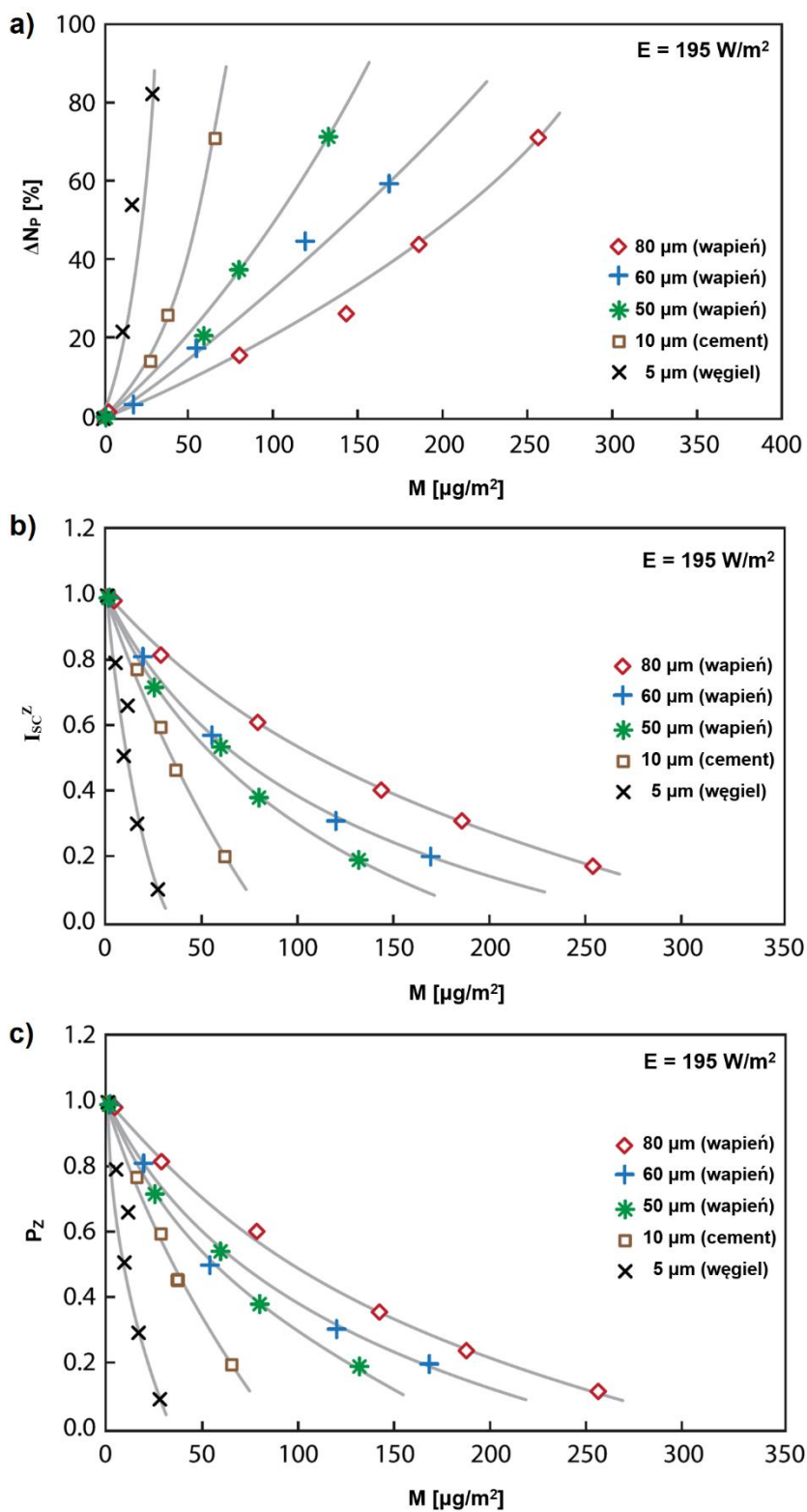
$P_{MPP}^B$  – moc w punkcie mocy maksymalnej dla modułu zabrudzonego [A],

$P_{MPP}^C$  – moc w punkcie mocy maksymalnej dla modułu czystego [A].

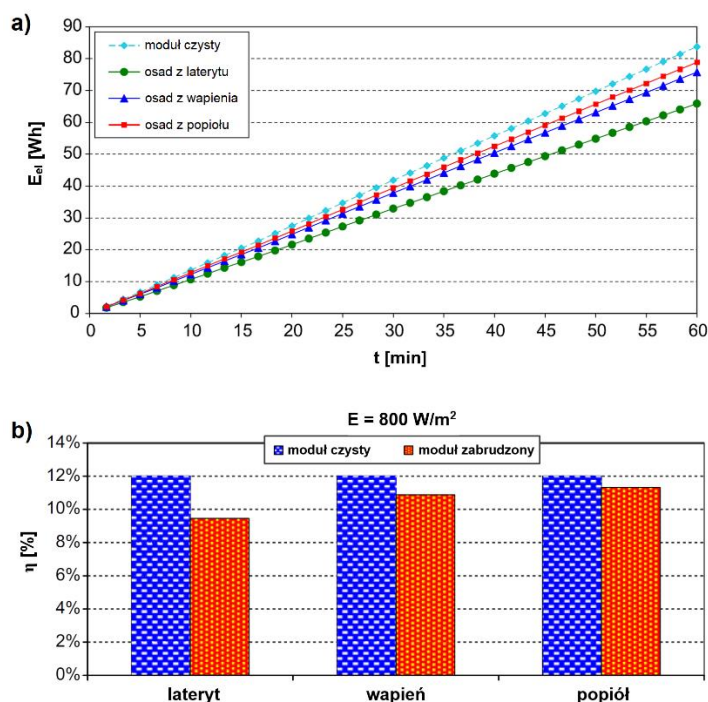


Wykazano zależność pomiędzy wielkością molekuł osadu jednego rodzaju a parametrami pracy modułu PV – pogarszają się one wraz z coraz mniejszą średnicą cząstek, które mają możliwość dokładniejszego przystąpienia powierzchni. Zabrudzenie zawierające w swojej strukturze węgla i cementu wywiera największy wpływ na zmniejszenie prądu zwarcia. Ponadto porównanie krzywych znormalizowanego prądu zwarcia oraz mocy jednoznacznie wskazuje na brak wpływu zanieczyszczenia na napięcie obwodu otwartego, gdyż przebieg funkcji dla obu wartości jest taki sam dla każdego rodzaju osadu.

Badania pod kierownictwem Kaldellis dotyczyły porównania trzech różnych rodzajów zanieczyszczeń – gleby laterytowej, wapienia oraz węglowego popiołu lotnego [59]. Powierzchnię modułu PV, nachyloną pod kątem  $30^\circ$ , zanieczyszczano przez spryskiwanie jej wodą zawierającą wybrany rodzaj osadu [59]. W celu lepszego porównania wyników analizowano spadek generowanej energii w funkcji czasu przy założeniu stałej gęstości powierzchniowej osadu  $1 \text{ g/m}^2$  (rysunek 3.2.2a). Dla kurzu zawierającego lateryt zaobserwowano największy spadek ilości energii wygenerowanej przez moduł PV – o około 24% w porównaniu z energią generowaną przez czysty moduł. Osad z wapienia i popiołu lotnego powoduje już mniejsze procentowe spadki w wytworzonej energii, które wynoszą odpowiednio 12% i 6%. Różnica w sprawności konwersji pomiędzy modułem czystym z zabrudzonym również wykazuje tę samą zależność i jest największa dla powierzchni zanieczyszczonej laterytem, a najmniejsza – dla zanieczyszczenia jej popiołem lotnym (rysunek 3.2.2b).



Rys. 3.2.1. Wpływ gęstości powierzchniowej warstwy kurzu na: a) spadek ilości promieniowania docierającego do powierzchni modułu PV  $\Delta N_P$ , b) znormalizowany prąd zwarcia  $I_{sc}^2$ , c) znormalizowaną moc  $P_z$  [72]



Rys. 3.2.2. a) Wpływ rodzaju osadu na energię elektryczną  $E_{el}$  generowaną dla stałej masy osadu w określonym czasie  $t$ , b) sprawność  $\eta$  konwersji modułu czystego i zanieczyszczzonego mierzona po jednej godzinie dla gęstości powierzchniowej osadu  $1 \text{ g/m}^2$  przy natężeniu promieniowania  $800 \text{ W/m}^2$  [59]

Kaldellis przeprowadził podobną analizę również pod kątem spadku wydajności dla różnej gęstości powierzchniowej osadu (rysunek 3.2.3) [60]. Mimo iż nie wykorzystał do badań większej ilości osadu zawierającego lateryt, widoczne jest, że towarzyszy mu intensywniejszy spadek sprawności modułu niż dla dwóch pozostałych osadów. Rysunek 3.2.2 przedstawia zależność sprawności znormalizowanej od gęstości powierzchniowej osadu, którą wyraża poniższy wzór:

$$\eta_z = \frac{\eta^B}{\eta^C} \quad (3.2.3)$$

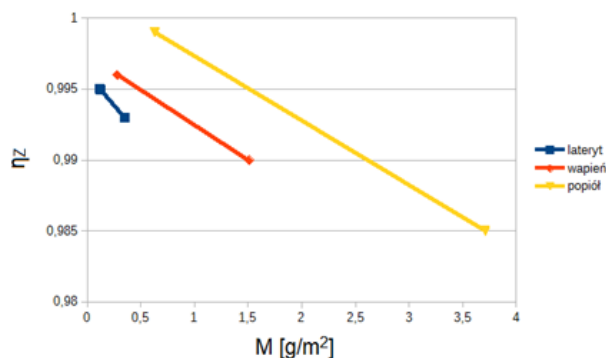
gdzie:

$\eta_z$  – znormalizowana sprawność konwersji fotowoltaicznej [-],

$\eta^B$  – sprawność konwersji fotowoltaicznej modułu zabrudzonego [%],

$\eta^C$  – sprawność konwersji fotowoltaicznej modułu czystego [%].



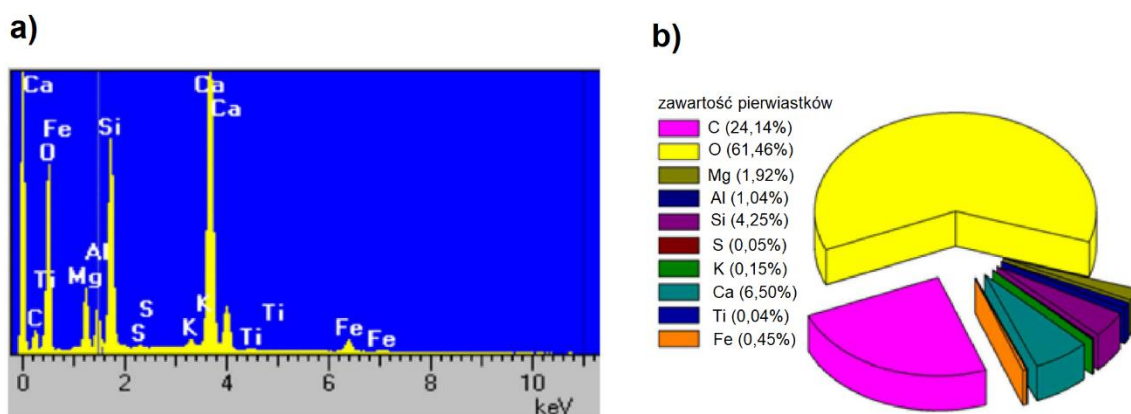


Rys. 3.2.3. Znormalizowana sprawność  $\eta_z$  w funkcji gęstości powierzchniowej osadu  $M$  dla trzech różnych rodzajów zanieczyszczeń (na podstawie: [60])

Szeroki wachlarz metod badawczych zastosowano podczas analizy właściwości kurzu pobranego z modułów w mieście Doha w Katarze [50]. Analizę morfologii próbek przeprowadzono za pomocą skaningowego mikroskopu elektronowego (SEM, ang. *Scanning Electron Microscope*) i mikroskopu sił atomowych (AFM, ang. *Atomic Force Microscope*). Średni rozmiar molekuł wynosił około  $2 \mu\text{m}$  i w większości były one kształtu kulistego. Jest to zbliżony wynik do wartości raportowanych w innych badaniach dla próbek z terenu Arabii Saudyjskiej [73] i Sahary [74]. Rozmiar molekuł osadu, pochodzącego z afrykańskiej pustyni, mieści się w przedziale  $0,15 - 3,0 \mu\text{m}$  i głównie są to cząstki gliny oraz krzemianów, zawierających w swojej strukturze glin, potas, żelazo i siarkę [50]. Obecność tego ostatniego pierwiastka wskazywać może na występowanie gipsu, a także anhydratu. Pojawiają się również śladowe ilości magnezu, tytanu, chromu oraz kobaltu [73]. Z kolei średnica osadu analizowanego przez grupę badawczą Chena mieści się w przedziale  $0,09 - 1,66 \mu\text{m}$  dla osadu zebranego przy granicy z morzem oraz  $0,09 - 5,26 \mu\text{m}$  [74].

Procentową zawartość pierwiastków – wynik badania metodą spektroskopii dyspersji energii promieniowania rentgenowskiego (EDS, ang. *Energy Dispersive X-ray Spectroscopy*) dla analizowanego kurzu przedstawiono na rysunku 3.2.4. Śladowy wkład od potasu może pochodzić od soli morskiej, gdyż Katar leży w Zatoce Arabskiej. Nikłe ilości tytanu najprawdopodobniej są rezultatem umiejscowienia modułu blisko strefy o wzmożonym ruchu samochodowym. Brak obecności sodu i chloru pokrywa się z wynikami grupy badawczej Reida [73]. Stosunek wapnia do krzemu wynosi  $1,53$  [50], co jest znacznie wyższym wynikiem niż w przypadku pyłu afrykańskiego [74] oraz arabsko-saudyjskiego [75].

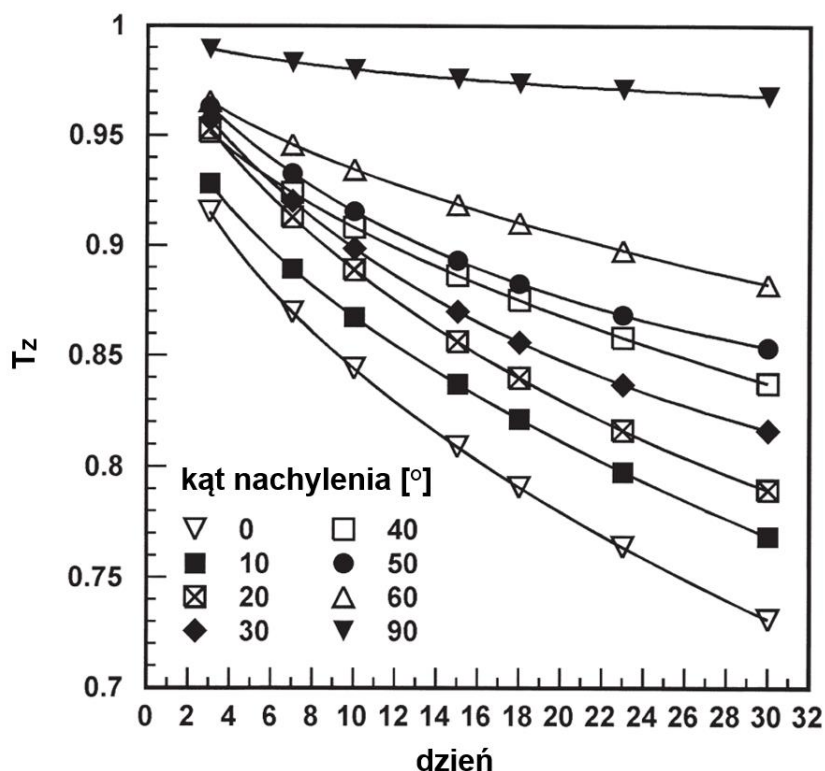
Tłumaczyć można to faktem, iż kształty molekuł związane są z zawartością pierwiastków. Przykładowo, cząstki czworokątne są bogate w sód oraz chlor, zbite grupy molekuł – w wapń i tlen, a struktury płatkowe – w wapń i krzem [50]. Zmiany składu oraz odpowiadająca im zmiana rozmiaru i morfologii cząstek zauważone zostały również przez zespół Abd-Elhady’ego [76] jak również Qi [77]. Analiza XRD wykazała, że osad z Doha składa się głównie z kalcytu, kwarcu, sylimanitu, wustytu, oliwinu i akermanitu [50]. Grupa badawcza pod kierownictwem Yilbasa również odnotowała podobny skład dla analizowanego przez nich zanieczyszczenia, a z uwagi na położenie blisko zatoki molekuły zawierały również chlorek sodu [75]. Kolejnym etapem badania zespołu Aïssy była analiza charakterystyki prądowo-napięciowej dla czystego i zakurzonego modułu polikrystalicznego. Zaobserwowano wyraźny spadek prądu zwarcia  $I_{SC}$  oraz generowanej mocy  $P$  – odpowiednio o 38% i 28%, co jest zgodne z wynikami uzyskanymi przez inne grupy badawcze [50].



Rys. 3.2.4. a) Spekttrum EDS molekuł kurzu w Doha oraz b) odpowiadający im skład chemiczny [50]

### 3.3. Zależność ilości zakumulowanego osadu od kąta nachylenia modułu PV

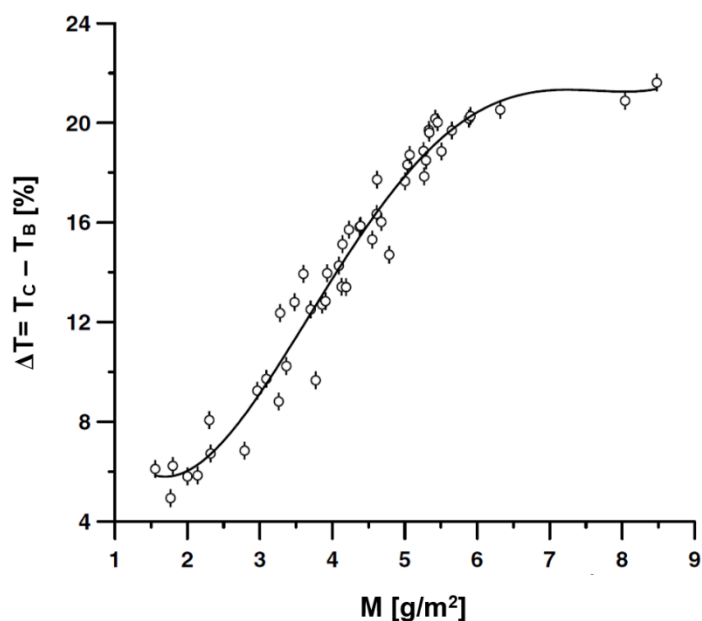
Korelacja pomiędzy kątem nachylenia powierzchni a stopniem akumulacji osadu została udowodniona przez Hegazy'ego na podstawie rocznych badań prowadzonych w Al-Minja w Egipcie [38]. Dziewięć szklanych płytek, z których tylko jedna była czyszczona regularnie, umieszczono pod różnymi kątami  $\beta=10^\circ, 20^\circ, 30^\circ, 40^\circ, 50^\circ, 60^\circ, 70^\circ, 80^\circ, 90^\circ$  i pozostawiono na okres miesiąca. Transmitancja dla wszystkich płytek zmniejsza się wraz z postępującą akumulacją osadu, jednakże stopień jej redukcji jest wyraźnie mniejszy dla wyższych kątów nachylenia i osiąga wartość najmniejszą przy  $90^\circ$  nachylenia do podłoża, co ilustruje rysunek 3.3.1. Na pionowo ułożonej powierzchni zgromadził się drobnoziarnisty osad, zawierający molekuly o średnicy oscylującej wokół wartości  $1 \mu\text{m}$ , ponieważ większe cząstki ześlizgują się i nie przywierają do niej. Dla powierzchni pochylonych pod mniejszymi kątami kurz był zarówno drobno- jak i gruboziarnisty.



Rys. 3.3.1. Znormalizowana transmitancja  $T_z$  szklanych płytek pochylonych pod różnym kątem, po miesiącu wystawienia na oddziaływanie pyłu atmosferycznego [38]

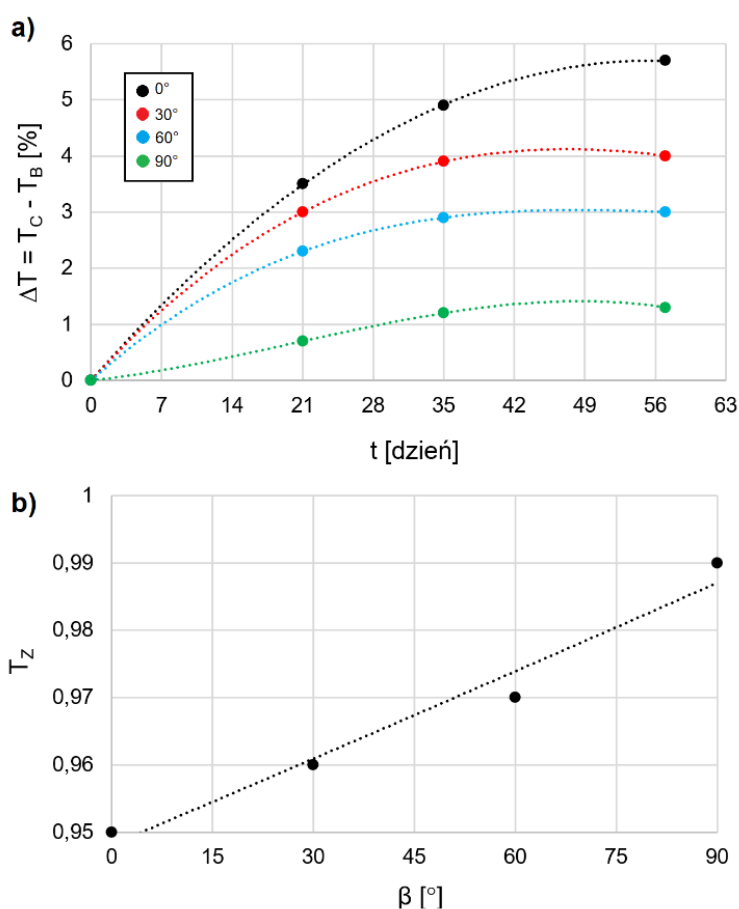
Szczegółowa analiza zabrudzenia powierzchni została przeprowadzona również przez Elminira w 2006 roku dla warunków rzeczywistych dla Kairu [42]. Zmierzył on miesięczny spadek transmitancji dla szklanych płytek skierowanych na osiem stron świata i pochylonych pod następującymi kątami: 0°, 15°, 30°, 45°, 60°, 75°, 90° [42]. Stanowisko pomiarowe znajdowało się w rejonie silnie zindustrializowanym, w którym mieściła się huta stali, huta żelaza, linia kolejowa oraz kilka fabryk – w tym fabryka cementu oraz samochodów, co miało wyraźny wpływ na skład osadu [42]. Zawiera on bowiem takie minerały jak kwarc, kalcyt, dolomit i glinę. Analiza XRD pomogła ustalić główne pierwiastki obecne w kurzu, czyli krzem oraz wapń, jak również drobne domieszki – glin, żelazo, magnez, potas i sód [42].

Spadek transmitancji wzrasta dla coraz dłuższego czasu ekspozycji na warunki środowiskowe, co jest bezpośrednio związane z akumulacją osadu na szklanej powierzchni. Uśrednione wartości  $\Delta T$ , mierzone jako różnica między transmitancją czystej a zabrudzonej płytki, przedstawiono w funkcji gęstości powierzchniowej osadu na rysunku 3.3.2. Po przekroczeniu wartości  $M$  5 g/m<sup>2</sup> spadek transmitancji nie jest już jednak aż tak drastyczny: największą akumulację osadu uzyskano dla horyzontalnego ustawienia szklanej powierzchni i wraz ze zwiększaniem jej kąta nachylenia ilość zakumulowanego kurzu stopniowo malała, aż do uzyskania najmniejszej wartości dla płytki umieszczonej w pozycji pionowej. Zależność ta występowała dla płytek ustawionych w każdym z ośmiu kierunków świata.



Rys. 3.3.2. Spadek transmitancji  $\Delta T$  pomiędzy transmitancją płytki czystej ( $T_c$ ) i zabrudzonej ( $T_b$ ) w funkcji gęstości powierzchniowej osadu  $M$  [42]

Analiza wpływu osadu na transmitancję powierzchni pochylonej pod określonym kątem przeprowadzona została również przez Appelsa w 2013 roku [78]. Optymalny kąt nachylenia dla modułów PV dla Belgii wynosi około  $35^\circ$ , zaś na potrzeby eksperymentu wybrano cztery kąty:  $0^\circ$ ,  $30^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $90^\circ$  [78]. Osad zawierał cząstki o różnej średnicy,  $250\ \mu\text{m}$  dla piasku,  $68\ \mu\text{m}$  dla gliny i  $10\ \mu\text{m}$  dla cementu [78]. Pomiar trwał osiem tygodni i choć początkowo dla każdego kąta nachylenia obserwowano postępujący liniowy spadek transmitancji  $\Delta T$ , to jednak po upływie 35 dni od ostatniego czyszczenia powierzchni  $\Delta T$  osiąga największą wartość 5% dla  $0^\circ$  kąta nachylenia do podłoża, a dla  $90^\circ$  wartość najmniejszą równą 1% (rysunek 3.3.3). Mając jednak na uwadze, że moduły PV należy montować pod kątem optymalnym dla danej szerokości geograficznej, ważne jest w tym wypadku rozpatrzenie  $\Delta T$  dla  $30^\circ$ . Dla tego kąta nachylenia obserwowane jest wypłaszczenie krzywej po trzydziestym piątym dniu ekspozycji, zaś spadek transmitancji sięga 4%. Rysunek 3.3.3b przedstawia znormalizowaną transmitancję wyznaczoną dla każdego z czterech kątów nachylenia po upływie pięciu tygodni od ostatniego czyszczenia. Otrzymana zależność pokrywa się z wynikami otrzymanymi przez Hegazy'ego –  $T_z$  dla  $90^\circ$  osiąga największą wartość, co oznacza, że na tej powierzchni osadziło się najmniej zanieczyszczeń.

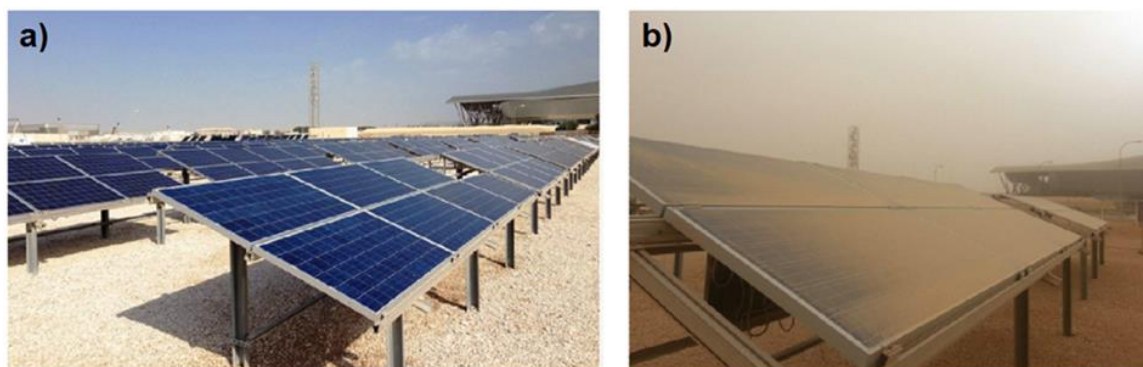


Rys. 3.3.3. a) Różnica transmitancji  $\Delta T$  pomiędzy transmitancją płytki czystej ( $T_C$ ) i zabrudzonej ( $T_B$ ) w funkcji czasu  $t$  [78], b) znormalizowana transmitancja  $T_Z$  w funkcji kąta nachylenia do podłoża  $\beta^\circ$  dla 35. dnia bez czyszczenia szklanej powierzchni (na podstawie: [78])

Rozważając kwestię nachylenia modułu PV tylko pod kątem zminimalizowania osadzania się na nim kurzu, najkorzystniejsza będzie pozycja pionowa, ponieważ mniej molekuł jest w stanie na niej osiąść. Wiadomym jest jednak, iż najważniejszym kryterium brany pod uwagę podczas projektowania instalacji PV jest jej optymalny kąt nachylenia do podłoża, który nierozdzielnie wiąże się z szerokością geograficzną, dlatego należy brać pod uwagę osadzanie się zanieczyszczeń i wpływ tego zjawiska na spadek transmitancji pokrycia przedniego modułów PV.

### **3.4. Zależność ilości zakumulowanego osadu od lokalizacji instalacji PV**

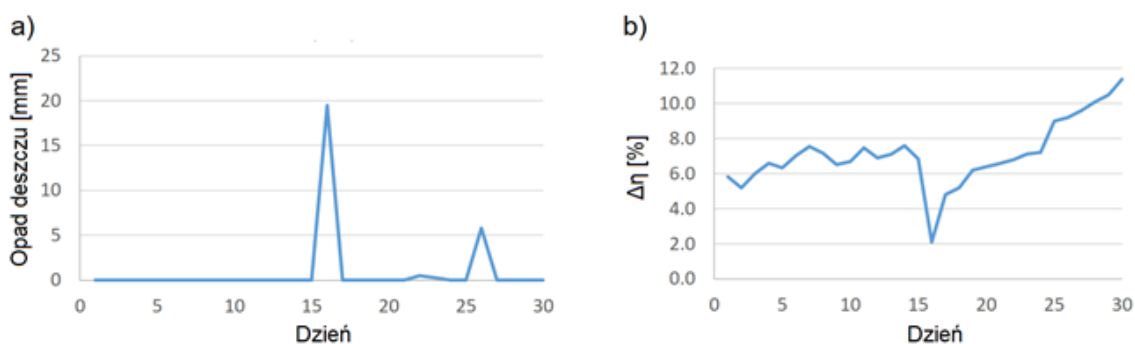
Instalacje fotowoltaiczne projektowane są zawsze w taki sposób, aby można było uzyskać jak największą generowaną energię elektryczną, co z kolei jest ściśle związane z lokalizacją. Szerokość geograficzna ma bezpośredni wpływ na dobór optymalnego kąta nachylenia modułu do podłoża oraz na ilość nasłonecznienia  $H$ , jakie dociera do jego powierzchni. Dla klimatu tropikalnego lasów deszczowych oraz monsunowego i sawann problemem z pewnością będzie szybkie osadzanie kurzu na powierzchni modułów PV, z uwagi na konieczność montowania ich pod małym kątem nachylenia [32]. Częste opady mogą jednak dwójako wpłynąć na akumulację kurzu. O ile obfity deszcz zmyje zebrany na nich osad, to jednak drobniejszy opad w połączeniu z wysoką wilgotnością tego obszaru wywoła niekorzystny efekt zbijania się molekuł kurzu oraz ich mocniejszego przywierania do powierzchni modułu. W klimatach pustynnym oraz stepowym głównym czynnikiem, na który należy zwrócić uwagę, są często występujące burze piaskowe. Skalę tego zjawiska dobrze ilustruje rysunek 3.4.1. Następuje natychmiastowe pokrycie całej powierzchni grubą warstwą pyłu, co drastycznie pogarsza parametry pracy modułu. Wymagane jest natychmiastowe wyczyszczenie instalacji PV z osadu. Dla okresów bez burz piaskowych optymalnym jest czyszczenie powierzchni modułów co tydzień [32].



Rys. 3.4.1. Instalacja PV w mieście Doha, w Katarze a) przed burzą piaskową, b) po burzy piaskowej [71]

Dla instalacji PV montowanych w klimacie śródziemnomorskim oraz kontynentalnym występuje wolniejsza akumulacja osadu na powierzchni. Dodatkowo dla tych regionów występują częste opady deszczu oraz śniegu, który szybko się topi, dlatego wystarczy ograniczyć się do dwutygodniowego cyklu czyszczenia modułów. Konieczność montowania instalacji o dużych kątach nachylenia, a także fakt występowania niskich temperatur dla rejonów położonych powyżej 50° północnej i południowej szerokości geograficznej sprzyja warunkom pracy, gdyż utrudnia osiadanie kurzu. Duży problem dla takiej lokalizacji stanowią jednak opady śniegu, który całkowicie zakrywa powierzchnię modułu. Z uwagi na niską temperaturę otoczenia śnieg zazwyczaj utrzymuje się przez dłuższy czas i uniemożliwia generację mocy.

Dodatkowym zagadnieniem, które jest istotne podczas procesu akumulacji osadu, jest występowanie opadów w danym rejonie. Intensywne opady deszczu mogą wpłynąć korzystnie na parametry pracy modułu PV, bowiem zmywają część zgromadzonego osadu. Szczególnie widoczny efekt tego typu zaobserwowali Yadav i Bajpai w trakcie badań wpływu warunków pogodowych na gromadzenie się osadu na powierzchni modułu w Lucknow [79]. Spadek sprawności wywołany pyłem sięgał średnio 11,4%, nie licząc jednego deszczowego dnia, bowiem już 19,5 mm opad zmył większość kurzu, co łatwo można zauważyć na rysunku 3.4.2 [79]. Wysoka wilgotność działa jednak niekorzystnie, gdyż ułatwia przywieranie molekuł do powierzchni oraz ich koagulację w zwartą masę [80].



Rys. 3.4.2. a) Ilość opadów, b) spadek sprawności  $\Delta\eta$  dla miesiąca kwietnia 2017 roku [79]



Prędkość wiatru jest również ważnym parametrem, gdyż warunkuje zmianę intensywności osadzania się kurzu. Dla małych wartości osad jest nadmuchiwany na powierzchnię, a przy dużych wartościach będzie z niej zdmuchiwany. Biorąc pod uwagę również ewentualny opad, możliwe jest zacinaanie kropli deszczu i zmycie części osadu znajdującego się na module PV. Pierwsze badania prowadzone pod kątem analizy wpływu wiatru na sposób osadzania się kurzu prowadził zespół pod kierownictwem Goossensa na pustyni Negew w Izraelu [81]. Obserwacje prowadzono dla modułu nachylonego pod kątem  $45^\circ$  do podłoża [81]. Zauważono, że akumulację kurzu w tym regionie można opisać następująco: w godzinach przedpołudniowych na powierzchni modułu znajduje się najmniejsza ilość osadu, wraz z upływem czasu jego aglomeracja postępuje, aż do osiągnięcia wartości maksymalnej, co przypada na godziny popołudniowe. Najprawdopodobniej efekt ten wiąże się z brakiem wiatru występującego o tej porze, lub niewystarczającą siłą podmuchu, co zamiast pomóc w usunięciu zakurzenia, dodatkowo nadmuchuje osad. Sytuacja zmienia się dla pory wieczornej, kiedy wiatr przybiera na sile i ułatwia oczyszczenie powierzchni z kurzu.

Z obserwacji poczynionych nad wpływem deszczu oraz wiatru na osadzanie się kurzu na powierzchni modułu PV wynika wniosek, iż mogą one zadziałać zarówno negatywnie, jak i pozytywnie na aglomerację osadu, dlatego zawsze należy uwzględnić działanie tego czynnika środowiskowego.

### 3.5. Zależność ilości zakumulowanego osadu od typu modułu PV

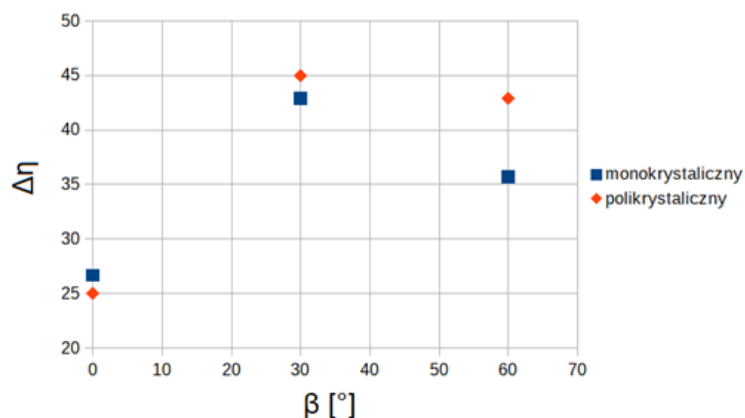
Eksperymenty Cabanillasa i Mungui przeprowadzone w 2011 roku dotyczyły badania wpływu zanieczyszczeń dla różnych typów modułów PV [43]. Stanowisko pomiarowe zlokalizowane było w mieście Hermosillo w północno-zachodnim Meksyku, gdzie występuje wzmożona obecność kurzu, i obejmowało instalacje na bazie krzemu amorficznego, mono- i polikrystalicznego. Pozostawiono je bez czyszczenia przez 20 dni, po czym wyznaczono charakterystyki prądowo-napięciowe. Średnica cząstek pyłu mieściła się w przedziale 0,4 – 356  $\mu\text{m}$ , przy czym najczęściej były to wartości zbliżone do 0,8  $\mu\text{m}$  i 13,6  $\mu\text{m}$  [43]. Najwięcej osadu zebrało się na powierzchni modułu amorficznego, jednak to nie on doznał największego spadku generowanej mocy. W przeliczeniu na 1  $\text{g}/\text{m}^2$  gęstości powierzchniowej osadu moduł monokrystaliczny wykazał około 7% spadek mocy, moduł amorficzny 6%, a moduł polikrystaliczny 4% [43].

Analiza modułów monokrystalicznych i polikrystalicznych nachylonych do podłoża pod trzema różnymi kątami ( $0^\circ$ ,  $30^\circ$  i  $60^\circ$ ) przeprowadzona została również przez Gandhiego w mieście Vellore w południowych Indiach na podstawie kurzu zebranego na powierzchni po upływie 28 dni [45]. Gęstość powierzchniowa osadu zawierała się w przedziale od 10  $\text{g}/\text{m}^2$  do 18  $\text{g}/\text{m}^2$  dla modułów obu typów [45] i rosła liniowo wraz z upływem czasu. Postępujące zabrudzenie powierzchni powodowało spadek transmitancji, a w efekcie mniejszą moc generowaną przez moduły oraz niższe sprawności (tabela 3.5.1).

Tab. 3.5.1. Wartości sprawności  $\eta$  oraz generowanej mocy  $P$  dla trzech różnych kątów nachylenia do podłoża oraz dwóch typów modułów – monokrystalicznego ( $m$ ) i polikrystalicznego ( $p$ ) (na podstawie: [45])

		Dzień 1.		Dzień 14.		Dzień 28.	
		$\eta$ [%]	$P$ [W]	$\eta$ [%]	$P$ [W]	$\eta$ [%]	$P$ [W]
<b><math>0^\circ</math></b>	$m$	15,0	3,0	14,0	3,0	11,0	2,6
	$p$	14,0	2,9	13,0	2,9	10,5	2,5
<b><math>30^\circ</math></b>	$m$	21,0	4,1	16,0	3,7	12,0	2,8
	$p$	20,0	3,7	15,0	3,3	11,0	2,6
<b><math>60^\circ</math></b>	$m$	14,0	2,7	11,0	2,3	9,0	2,0
	$p$	14,0	2,7	10,0	2,2	8,0	1,7

Największe moce oraz sprawności przez cały czas trwania eksperymentu uzyskały moduły nachylone pod kątem  $30^\circ$ , ponieważ jest to wartość zbliżona do optymalnego kąta nachylenia modułu do podłoża [45]. Z danych nie wynika jednak zależność jednoznacznie wskazująca, który typ modułu wykazuje wyższą sprawność mimo zebranego na nim osadu (rysunek 3.5.1).



Rys. 3.5.1. Spadek sprawności  $\Delta\eta$  w funkcji kąta nachylenia do podłoża  $\beta$  modułów PV dwóch typów (monokrystaliczny i polikrystaliczny) (na podstawie: [45])

W przypadku analizy wpływu osadu na parametry pracy instalacji PV nie można jednoznacznie stwierdzić, że moduły określonego typu wykazują tendencję do mniejszego gromadzenia kurzu. Wyniki otrzymane przez dwie różne grupy badawcze - Cabanillasa oraz Gandhiego, a także wnioski, jakie na ich podstawie można wysnuć, zdają się przeczyć sobie nawzajem. Najprawdopodobniej bardziej istotna byłaby analiza wpływu samej powłoki modułu PV na prędkość zbierania zabrudzenia. Ogniwa słoneczne są wprawdzie elementem, który odpowiada za generację energii, lecz są umieszczone w obudowie składającej się ze szkła i to właśnie ono jest warstwą wchodzącą w bezpośredni kontakt z kurzem.

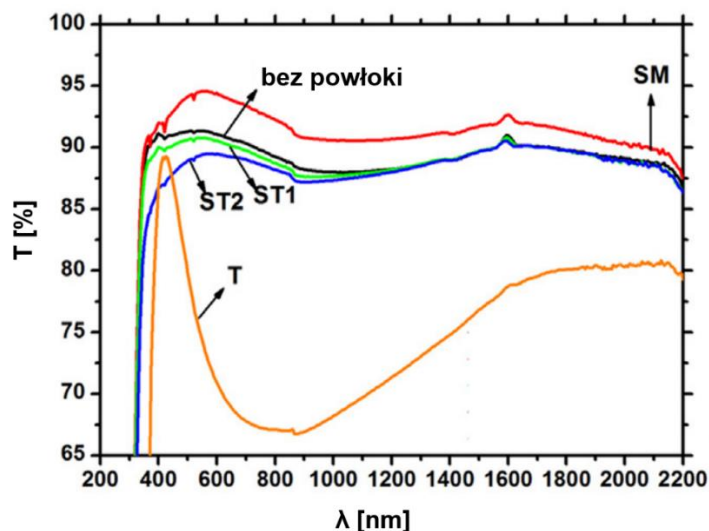
### **3.6. Powłoki samoczyszczące i antypyłowe**

Szkło jest powszechnie stosowanym materiałem podczas produkcji modułów PV, chroniącym je przed zawilgoceniem, opadami, wiatrem, czy też burzami piaskowymi. Jednocześnie jest to również element, na którym zbiera się osad, a przez zmniejszoną transmitancję szklanej powłoki do ogniw słonecznych dociera mniejsza ilość promieniowania słonecznego. W rezultacie maleje energia, jaką można uzyskać z modułu. Koniecznym jest więc regularne czyszczenie instalacji PV, jednakże tradycyjne metody mechanicznego usuwania osadu są czasochłonne i generują duże koszty. Lepszym podejściem jest więc zastosowanie dodatkowego pokrycia szklanej powierzchni modułu powłokami hydrofilowymi lub antypyłowymi hydrofobowych właściwościach, które zmniejszają przyczepność kurzu do powierzchni modułu. Przykładowo, straty energii w odniesieniu do energii generowanej przez moduł wyczyszczony wynoszą odpowiednio 2,5% i 3,3% dla modułu z warstwą antypyłową i bez niej [82].

W 2012 roku zespół pod kierownictwem Jia Yun Hee zbadał wpływ powłoki samoczyszczącej z ditlenku tytanu ( $\text{TiO}_2$ ) na akumulację kurzu na powierzchni szklanej [83]. Po naniesieniu powłoki szybkość osadzania się pyłu zmalała, przy czym efekt jest wyraźniejszy dla grubszych warstw, powyżej 60 nm [83]. Zastosowanie powłoki wyłącznie z  $\text{TiO}_2$  zmniejszyło transmitancję w porównaniu ze szkłem bez pokrycia, dlatego koniecznym jest stosowanie tego związku jako dodatku, gwarantującego hydrofobowe właściwości.

Badania mające na celu optymalizację powłoki hydrofobowej zawierającej  $\text{TiO}_2$  przeprowadzone zostały w 2018 roku przez Jesusa [84]. Nanosił on na szklane płytki powłoki składające się z  $\text{TiO}_2$  oraz  $\text{SiO}_2$  w różnych proporcjach, mianowicie  $\text{Si}_{86}\text{Ti}_{14}$  (ST1),  $\text{Si}_{40}\text{Ti}_{60}$  (ST2) [84]. Oprócz tego do analizy użył również materiału pokrytego czystą warstwą z  $\text{TiO}_2$  (T), a także materiału z podwójną warstwą hydrofobową na bazie krzemu (SM). Z wykresu transmitancji w funkcji długości fali ujętym na rysunku 3.6.1 wynika korzystny wpływ dodatku  $\text{SiO}_2$  na przepuszczalność światła w warstwie SM – jest ona większa niż dla szkła bez jakiegokolwiek warstwy. Poza tym ewidentny jest drastyczny spadek T przy zastosowaniu warstwy składającej się wyłącznie z  $\text{TiO}_2$ .

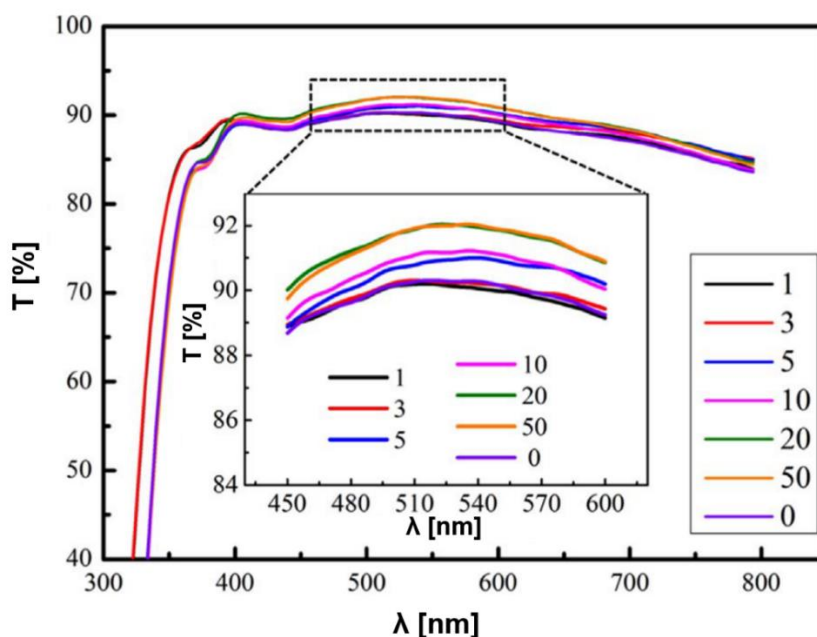
Odpowiednim podejściem jest więc połączenie obu tych cząstek tak, aby zniwelować negatywny wpływ ditlenku tytanu na transmitancję takiej hybrydowej powłoki, co jest szczególnie ważne, jeżeli jej potencjalne zastosowanie dotyczy modułów PV.



Rys. 3.6.1. Transmitancja  $T$  w funkcji długości fali  $\lambda$  dla różnego typu powłok [84]

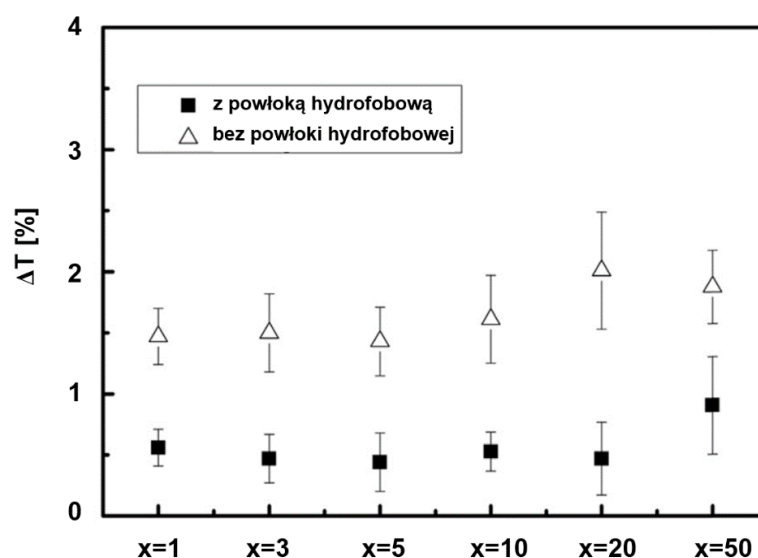
Kolejnym etapem analizy Jesusa było wystawienie szkieł pokrytych wspomnianymi powłokami na działanie czynników zewnętrznych. Pomiary prowadzone były w odniesieniu do zmniejszenia się transmitancji w porównaniu z początkową jej wartością dla danej płytki. Przeprowadzono je w mieście Belo Horizonte w Brazylii, zaczynając w okresie suchym przypadającym na wrzesień, a kończąc w okresie deszczowym w grudniu [84]. W przeciągu pierwszych trzech tygodni wszystkie próbki doznały redukcji transmitancji na skutek zgromadzenia się na nich dużej ilości osadu, aczkolwiek te zawierające dodatkową warstwę z ST1 oraz T wykazywały najmniejszą wartość  $\Delta T$  [84]. W dniu 28. wystąpił drobny opad 10 mm deszczu, co spowodowało samodzielne oczyszczenie się powierzchni – najlepsze pod tym względem okazały się próbki z powłokami ST1 i ST2. Nastąpił wyjątkowo suchy okres, podczas którego najmniejsze spadki transmitancji odnotowano dla szkła powleczonego ST1 i ST2. Następnie miał miejsce dłuższy okres deszczowy, o opadach powyżej 20 mm. Wyraźnie widoczna była tutaj różnica w  $\Delta T$  między płytkami z powłokami a płytką bez powłoki – dla tej ostatniej nie zaobserwowano wyraźnego efektu samoczyszczenia. Być może było to spowodowane pojawieniem się w osadzie cząstek organicznych, które można zmyć wyłącznie poprzez mechaniczne usunięcie zabrudzenia [85].

W 2017 roku Quan i Zhang przeprowadzili szczegółową analizę przezroczystych nanopowłok wykazujących właściwości hydrofobowe w różnym stopniu [86]. Aby uzyskać materiał o właściwościach hydrofobowych do zolu krzemowego (SS) i etanolu, dodawali za pomocą pipety określoną ilość roztworu zawierającego nanocząstki  $\text{SiO}_2$  – od 1 do 50 kropli [86]. Nowo utworzony zol  $(\text{SS-SiO}_2)_x$ , gdzie  $x$  to liczba kropli, które naniesiono na szklane płytki. Badanie skaningowym mikroskopem elektronowym wykazało, iż chropowatość, a także grubość powierzchni rośnie wraz ze zwiększającą się ilością kropli. Zmierzone wartości granicznego kąta zwilżania wykazały, że wszystkie powłoki wytworzone w ten sposób są hydrofobowe, jednak przy dodaniu 5 kropli  $\text{SiO}_2$  i więcej materiał zyskuje właściwości superhydrofobowe [80]. Analizie poddano również transmitancję wszystkich płytek przed ich zabrudzeniem. Jak widać na rysunku 3.6.2, dodatek w postaci powłoki wpływa korzystnie na transmitancję – im więcej kropli nanocząstek krzemu zawiera powłoka, tym wyższa jest jej wartość  $T$  i dla  $x=50$  wynosi ona 92%.



Rys. 3.6.2. Transmitancja  $T$  w funkcji długości fali  $\lambda$  dla szklanych płytek z powłokami hydrofobowymi i bez powłoki [86]

Do przeprowadzenia eksperymentu wykorzystano naturalny osad zebrany z okolic Guangzhou w Chinach, który w głównej mierze składał się z  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{CaO}$  i  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , bez znaczącego udziału związków organicznych [86]. Różnica w transmitancji między czystą a zabrudzoną powierzchnią wyniosła około 1,5% dla szkła bez powłoki i 0,5% średnio dla wszystkich szkieł z powłokami hydrofobowymi (rysunek 3.6.3). Brak przy tym różnicy pomiędzy hydrofobowymi a superhydrofobowymi powłokami, gdyż w przedziale  $1 \leq x \leq 20$  wykazują taki sam wpływ na  $\Delta T$ . Jedynie dla  $x=50$  widoczny jest nieznaczny wzrost do  $\Delta T$  blisko 1%. Najprawdopodobniej ma na to wpływ wysoka chropowatość struktury powierzchni, co może zwiększać adhezję molekuł kurzu.



Rys. 3.6.3. Zmiana transmitancji  $\Delta T$  w funkcji dodanych do roztworu ilości  $x$  kropli  $\text{SiO}_2$  [86]

Dalsze badania zespołu Quana i Zhanga miały na celu sprawdzenie, na ile łatwo można usunąć zgromadzony osad. W tym celu przedmuchiwali wszystkie powierzchnie takim samym strumieniem powietrza. Wywnioskowano, iż łatwo usunąć w ten sposób nagromadzoną warstwę kurzu, co jest niemożliwe w przypadku płytki bez powłoki. Nie jest widoczna jednak silna zależność właściwości hydrofobowych od stopnia tejże hydrofobowości. Superhydrofobowy charakter części próbek będzie mieć znaczenie tylko w kwestii wolniejszej utraty właściwości antypyłowych. Zwykłe powłoki hydrofobowe cechuje 4-5 letni czas życia, po upływie którego powłokę należy nanieść ponownie [86].

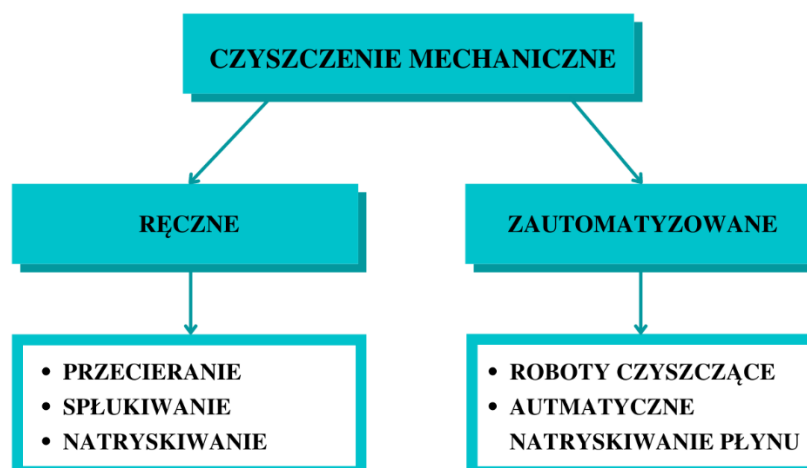
Kolejne badania nad powłokami antypyłowymi o zwiększonej przezroczystości i na bazie  $\text{SiO}_2$  prowadzone były przez zespół Bahattaba w 2016 [87]. Podczas reakcji hydrolizy wytworzono matrycę złożoną z ditlenku krzemu o średnicy cząstek 7-8 nm, którą wykorzystano jako jeden rodzaj powłoki [79]. Powłoka drugiego typu również składała się ze wcześniej wspomnianej matrycy, ale dodatkowo zawierała 60 nm molekuły  $\text{SiO}_2$  [87]. Transmitancja dla obu typów powłok wyniosła ponad 97%, gdzie dla szkła były to wartości na poziomie 93% [87]. Bahattab starał się odtworzyć w laboratorium warunki panujące w suchych regionach Arabii Saudyjskiej, dlatego pierwszy pomiar przeprowadził dla lekkiego podmuchu skierowanego w stronę powierzchni płytek. Drugi pomiar zakładał symulację warunków podczas burzy i zostało w nim użyte sprężone powietrze. Pomiar prowadzono po splukaniu powierzchni płytek szklanych wodą. W przypadku czyszczenia wodą wszystkie powierzchnie powróciły do swojej wyjściowej wartości transmitancji. Drugim co do skuteczności sposobem był podmuch sprężonego powietrza, przy czym szkło z pokryciem powłoką zarówno pierwszego i drugiego typu uzyskało transmitancję na poziomie 97%, zaś szkło bez powłoki – transmitancję rzędu 87% [87]. Najgorsze rezultaty otrzymało nadmuchiwanie powierzchni lekkim strumieniem powietrza, gdy T dla powłoki matrycowej wyniosło 95%, dla powłoki hybrydowej 90%, zaś bez powłoki 80% [87].



### 3.7. Mechanizm mechanicznego czyszczenia modułów PV

Spośród wielu rozwiązań stosowanych do czyszczenia instalacji fotowoltaicznych, rozwiązania mechaniczne mają szansę trafić do najszerszego grona odbiorców z uwagi na ich prostotę oraz względną łatwość samodzielnego użytkowania. Należy w tym miejscu nadmienić, że każdego usuwania zgromadzonych na powierzchni zanieczyszczeń należy unikać uszkodzenia modułów PV.

Podział czyszczenia mechanicznego na dwie podgrupy przedstawiono na rysunku 3.7.1. Ręczne czyszczenie uwzględnia między innymi przecieranie powierzchni miękką tkaniną zwilżoną wodą demineralizowaną, spłukiwanie powierzchni mieszaniną łagodnego detergentu z wodą, bądź natryskiwanie wody myjką ciśnieniową [88], [89]. Zautomatyzowane procesy opierają się zaś na wykorzystaniu robotów czyszczących powierzchnię na sucho lub na mokro, lub na automatycznym natryskiwaniu wody na moduły PV [90].



Rys. 3.7.1. Podział mechanicznych procesów czyszczenia na ręczne i zautomatyzowane  
(opracowanie własne na podstawie: [88 – 90])

Czyszczenie instalacji PV jest szeroko stosowane dla rejonów pustynnych, które są narażone na szybszą akumulację osadu. Specyfika tego regionu wymaga racjonalnego gospodarowania zasobami wody, co uzasadnia korzystanie z technologii wycierania powierzchni na sucho z ewentualnym zastosowaniem systemu zdmuchiwanie cząstek. Metody te są jednak mniej efektywne w porównaniu z czyszczeniem za pomocą wody lub wody z dodatkiem detergentu [91].

Automatyzacja procesów, która jako element czyszczący wykorzystuje obracające się szczotki, nie jest zalecana ze względu na ryzyko powstania mikrouszkodzeń szklanej powierzchni podczas częstego korzystania z urządzenia. Ten sam problem podnoszony jest przy rozwiązaniach bazujących na natrysku wody, gdzie należy zwrócić uwagę na aspekt doboru ciśnienia cieczy kierowanej na moduł fotowoltaiczny. Dodatkowo istotnym jest, aby stosować łagodne detergenty lub wyłącznie wodę zdemineralizowaną, ponieważ minimalizuje to ryzyko pozostawienia resztek minerałów po wyschnięciu powierzchni [92].

Częstotliwość czyszczenia modułów fotowoltaicznych jest ściśle powiązana z lokalizacją samej instalacji PV. Badania przeprowadzone przez Jiang'a pozwalają stwierdzić, że dla klimatu pustynnego najbardziej optymalne będzie usuwanie nagromadzonego osadu co 20 dni, jednakże w zależności od umiejscowienia okres ten może wydłużyć się o kilka tygodni, lub nawet kilka miesięcy [93].

### **3.8. Podsumowanie analizy literatury**

Wnioski z przedstawionego przeglądu literatury zebrano w tabeli 3.8.1. Zarówno dwuetapowy charakter akumulacji osadu, jak również wpływ kurzu wyłącznie na składową prądową charakterystyki I-U został potwierdzony przez niezależne grupy badawcze. Początkowa faza osadzania się molekuł prowadzi do liniowego spadku natężenia prądu, przekładającego się na zmniejszoną wartość mocy w punkcie mocy maksymalnej  $P_{MPP}$  oraz sprawności konwersji fotowoltaicznej  $\eta$ . Kolejne warstwy zanieczyszczeń osiadają na początkowej warstwie, tym samym mając dostępną mniejszą wolną powierzchnię. Dlatego więc druga faza akumulacji wykazuje charakter wykładniczy.

Dodatkowo widoczny jest wpływ kąta nachylenia powierzchni na szybkość akumulacji, gdyż jest ona najwolniejsza dla pionowego ustawienia:  $90^\circ$  względem płaszczyzny podłoża. Tym samym instalacje fotowoltaiczne zlokalizowane w rejonach świata, gdzie optymalny kąt nachylenia jest bliższy ustawieniu horyzontalnemu, doświadczą szybszej akumulacji cząstek na powierzchni.

Kolejną kwestią, na którą zwracają uwagę doniesienia literaturowe, jest znaczenie wielkości molekuł. Cząstki o mniejszej średnicy powodują większy spadek parametrów elektrycznych, ponieważ są w stanie ściśle przylegać do siebie i zająć większą wolną powierzchnię. Rozmiar molekuł zakumulowanego osadu jest ściśle związany z konkretną lokalizacją oraz jej otoczeniem i zależy między innymi od stopnia uprzemysłowienia terenu, terenów uprawnych w okolicy, bądź obecności ciężkiego transportu.

Tab. 3.8.1. Podsumowanie wybranych prac badawczych w dziedzinie akumulacji osadu

<b>Autor</b>	<b>Badania</b>	<b>Badana wielkość</b>	<b>Wniosek</b>
Al.-Hasan [58] [70]	Laboratoryjne	Transmitancja Natężenie prądu $\eta$	Dwuetapowy spadek parametrów (początkowa liniowa zależność; następnie spadek wykładniczy) Ograniczenie natężenia prądu przy braku wpływu na napięcie Ograniczona $\eta$ jako wynik zmniejszonego natężenia prądu
Rao [44]	Laboratoryjne Środowiskowe	$I_{SC}$ $P_{MPP}$ Temperatura modułu	Ograniczenie $I_{SC}$ i $P_{MPP}$ przy braku wpływu na $U_{OC}$ Osad $1g/m^2$ powoduje spadek $P_{MPP}$ o 4% dla warunków rzeczywistych i o 7% dla warunków laboratoryjnych W warunkach laboratoryjnych zabrudzony moduł osiąga temperaturę o $1-2^{\circ}C$ większą
Beattie [62]	Laboratoryjne	Wolna powierzchnia szklanej płytki	Dwuetapowy spadek parametrów
EI-Shobokshy, Hussein [71] [72]	Laboratoryjne	Ilość promieniowania $I_{SC}$ $P_{MPP}$ Rozmiar molekuł	Średnica cząstek ma wpływ na stopień degradacji parametrów elektrycznych Molekuły o mniejszej średnicy prowadzą do większego spadku parametrów

<b>Autor</b>	<b>Badania</b>	<b>Badana wielkość</b>	<b>Wniosek</b>
Kaldellis [59] [60]	Środowiskowe	Energia elektryczna $\eta$	Molekuły o mniejszej średnicy prowadzą do większego spadku parametrów Dla laterytu spadek $\eta$ wynosi 24 %, dla wapienia jest to 12 %, a dla popiołu lotnego – 6 %
Hegazy [38]	Środowiskowe	Transmitancja Kąt nachylenia	Najwolniejsza akumulacja osadu dla pionowego ustawienia 90° Wykładniczy charakter spadku transmitancji obserwowany jest po przekroczeniu 5 g/m <sup>2</sup> osadu
Appels [78]	Środowiskowe	Transmitancja Kąt nachylenia	Spadek transmitancji dla pionowego ustawienia 90° wynosi 1 %, dla 30° jest to 4 %, a dla 0° - 5 %

#### 4. Cel i zakres pracy

Celem pracy doktorskiej było badanie mechanizmu osadzania zanieczyszczeń oraz możliwości ograniczenia akumulacji osadu na frontальной powierzchni modułów fotowoltaicznych. W założeniu powinna to być metoda odpowiednia do wykorzystania w instalacjach fotowoltaicznych przeznaczonych do użytku prywatnego, jak również pracujących w znacznie większej skali przemysłowej.

Sformułowano następujące tezy:

1. akumulacja osadu powoduje znaczny spadek natężenia prądu zwarcia i minimalny spadek napięcia obwodu otwartego, co przekłada się na spadek mocy w punkcie mocy maksymalnej i spadek sprawności konwersji o tym samym trendzie jak zaobserwowano dla natężenia prądu zwarcia,
2. opad atmosferyczny nie jest w stanie całkowicie usuwać zalegających na powierzchni modułu zanieczyszczeń,
3. istnieje graniczna wartość gęstości powierzchniowej osadu, przy której występuje znaczący spadek parametrów pracy modułu fotowoltaicznego, istotny dla efektów energetycznych i ekonomicznych pracy instalacji PV,
4. dodatkowe pokrycie modułu powłokami hydrofobowymi nie ogranicza znacząco przejrzystości szkła i jest to rozwiązanie odpowiednie dla fotowoltaiki,
5. możliwy jest prosty pomiar zanieczyszczeń modułu PV, co pozwala na konstrukcję przyrządu komunikującego użytkownikowi instalacji PV konieczność czyszczenia modułów.

Przedmiotem badań były pomiary parametrów pracy modułów fotowoltaicznych w naturalnych warunkach osadzania się zanieczyszczeń oraz podczas manualnego nanoszenia osadu na przednią powierzchnię. Określono graniczną warstwę gęstości powierzchniowej osadu, dla której wymagane jest podjęcie działań konserwujących, mających na celu usunięcie wszystkich zanieczyszczeń.

W pracy jako element nowości przedstawiono opracowanie i budowę czujnika sygnalizacji konieczności oczyszczenia modułu fotowoltaicznego, na bazie uprzednio określonej krytycznej gęstości powierzchniowej osadu.

## 5. Metodyka badawcza

### 5.1. Badanie wpływu naturalnie naniesionego osadu na parametry pracy modułów fotowoltaicznych

Do badań wykorzystano trzy moduły fotowoltaiczne – jeden zbudowany z krzemu monokrystalicznego (m-Si) oraz dwa z krzemu polikrystalicznego (p-Si). W tabeli 5.1.1 zebrano parametry elektryczne oraz fizyczne wspomnianych urządzeń wyszczególnione w specyfikacji technicznej dostarczanej przez producentów.

Tab. 5.1.1. Parametry modułów fotowoltaicznych podawane przez producentów

Parametr	Jednostka	AP-7105	MWG-30	STP-085
Sprawność	[%]	11,8	12,5	13,1
Moc w punkcie mocy maksymalnej	[W]	75,0	30	85
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej	[A]	4,4	1,7	5,0
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej	[V]	17,0	17,5	17,1
Natężenie prądu zwarcia	[A]	4,8	1,8	5,3
Napięcie obwodu otwartego	[V]	21	21,7	21,2
Długość	[mm]	1210,0	680,0	1195,0
Szerokość	[mm]	526,0	353,0	541,0
Grubość	[mm]	35,0	25,0	30,0
Waga	[kg]	8,2	3,9	8,0
Typ ogniwa	[-]	m-Si	p-Si	p-Si
Liczba ogniw i układ połączeń	[-]	36(4x9)	36(3x12)	36(4x9)

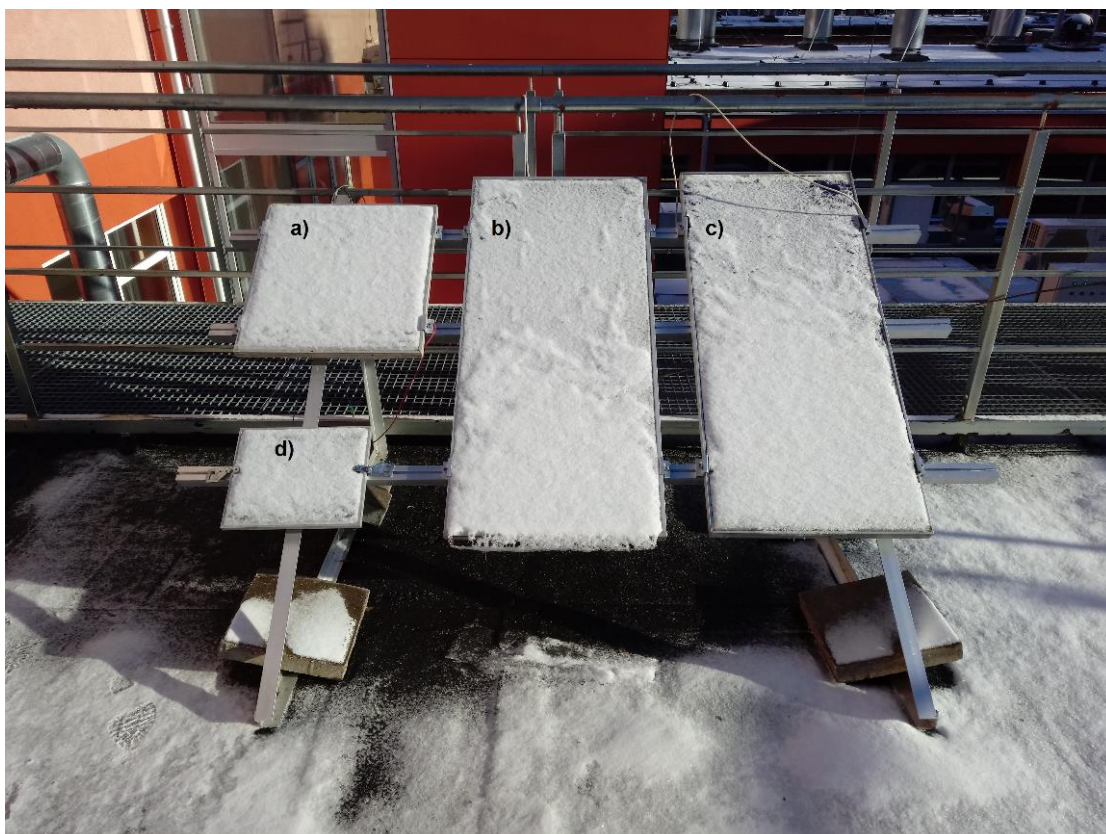
Z uwagi na fakt, iż moduły AP-7105, MWG-30 i STP-085 były naturalnie zabrudzone, zebrano cały zalegający na nich kurz (osad 1) i przemyto powierzchnię alkoholem izopropylowym. Czyste moduły zostały wystawione na działanie czynników zewnętrznych od stycznia roku 2019. W tym celu na dachu budynku C Wydziału Chemicznego zostało zmontowane stanowisko nachylone pod kątem 35° do powierzchni horyzontalnej, tak jak widać na rysunku 5.1.1.

Do stelaża przymocowano mniejszy gabarytowo moduł CL010-12P w celu zebrania z jego powierzchni kurzu (osad 2), bez konieczności usuwania zanieczyszczeń z pozostałych modułów. Moduły pozostawiono w tym ułożeniu na przestrzeni kilku sezonów meteorologicznych na przestrzeni czterech lat, przy czym zdejmowano je tylko na potrzeby wykonania pomiarów charakterystyk prądowo-napięciowych w warunkach STC na hali laboratoryjnej, w której nie prowadzi się prac brudnych. Takie podejście umożliwiło odwzorowanie realistycznych warunków instalacji fotowoltaicznej pracującej dla  $54^\circ$  szerokości geograficznej w Polsce oraz uwzględniło pojawianie się dodatkowych czynników, jak na przykład sezonowego przykrycia frontowej powierzchni czapą śnieżną (rysunek 5.1.2).



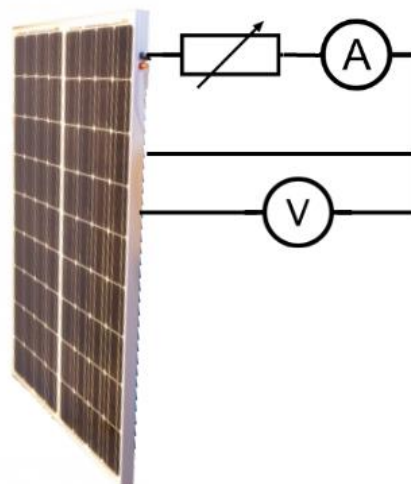
Rys. 5.1.1. Moduły fotowoltaiczne zastosowane w badanie osadu naturalnego: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085, d) CL010-12P





Rys. 5.1.2. Pokrycie czapą śnieżną modułów: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085, d) CL010-12P

Comiesięczne pomiary charakterystyk prądowo-napięciowych trzech modułów fotowoltaicznych prowadzono na hali laboratoryjnej w warunkach standardowych, a więc przy stałym natężeniu promieniowania  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperaturze modułu  $25^\circ\text{C}$  i spektrum promieniowania dla gęstości atmosfery 1,5 AM (ang. *Air Mass*). Jako źródło promieniowania wykorzystano stanowisko z ośmioma lampami halogenowymi, którymi można dowolnie operować w osi pionowej tak, aby uzyskać równomierne oświetlenie. Każdorazowo przed wykonaniem pomiaru sprawdzono pyranometrem, czy natężenie lamp osiąga pożądaną wartość, zaś za pomocą pirometru kontrolowano temperaturę na powierzchni modułu. Badanie przerywano, gdy przekroczyła ona  $25^\circ\text{C}$  i wznowiano po ochłodzeniu się przedniej powierzchni do  $22^\circ\text{C}$ . Analizowany moduł fotowoltaiczny znajdował się prostopadle do wiązki światła padającego i był podłączony do opornicy oraz mierników cyfrowych, tak jak zostało to przedstawione na rysunku 5.1.3. W tabeli 5.1.2 zebrano parametry wszystkich urządzeń niezbędnych do przeprowadzenia opisanego eksperymentu.



Rys. 5.1.3. Schemat stanowiska do wyznaczania charakterystyki prądowo-napięciowej (opracowanie własne)

Tab. 5.1.2. Parametry urządzeń wykorzystanych podczas pomiarów charakterystyk prądowo-napięciowych

Urządzenie	Producent i numer seryjny	Opis
Stanowisko z lampami	G.U.N.T. Hamburg HL-313.01	Moc 1 lampy: 1000 W/m <sup>2</sup> Ilość lamp: 8
Pyranometr	Kipp & Zonen METAON 07080865	Dokładność pomiaru: 0,1% Temperatura operacyjna: -10 ÷ 40°C
Pirometr	Fluke 62 mini IR Thermometer	Dokładność pomiaru: ±1,5°C Temperatura operacyjna: -30 ÷ 500°C Sensor: laser Standardowa odległość pomiaru: 2 m

Urządzenie	Producent i numer seryjny	Opis
Mierniki uniwersalne	UNI-T UT890C+	Zakres pomiaru napięcia DC: 0,1...600mV/6V/60V/600V/1kV Dokładność pomiaru napięcia DC: $\pm(0,5\% + 2 \text{ cyfry})$ Zakres pomiaru prądu DC: 0,01...60 $\mu$ A/6mA/60mA/600mA/20A Dokładność pomiaru prądu DC: $\pm(0,8\% + 8 \text{ cyfr})$ Temperatura operacyjna: 0 ÷ 40°C

Zmierzone wartości natężenia prądu oraz napięcia posłużyły do obliczenia mocy modułów fotowoltaicznych oraz ich sprawności odpowiednio według wzorów (5.1.1), (5.1.2) i (5.1.3):

$$P = I \cdot U \quad (5.1.1)$$

$$P_{MPP} = I_{MPP} \cdot U_{MPP} \quad (5.1.2)$$

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{A \cdot E} \cdot 100\% \quad (5.1.3)$$

gdzie:

$P$  – moc [W],

$I$  – natężenie prądu [A],

$U$  – napięcie [V],

$P_{MPP}$  – moc w punkcie mocy maksymalnej [W],

$\eta$  – sprawność konwersji fotowoltaicznej [%],

$A$  – powierzchnia modułu fotowoltaicznego [m<sup>2</sup>],

$E$  – natężenie promieniowania światła [W/m<sup>2</sup>].

Kolejnym krokiem było obliczenie sprawności sezonowej dla czterech pór meteorologicznych – wiosny (01.03 – 31.05), lata (01.06 – 31.08), jesieni (01.09 – 30.11) i zimy (01.12 – 28.02). Wykorzystano w tym celu zależność (5.1.4):



$$\eta_S = \frac{\sum_i^k \eta_i}{k} \quad (5.1.4)$$

gdzie:

$\eta_S$  – sezonowa sprawność konwersji fotowoltaicznej [%],

$\sum_i^k \eta_i$  – suma sprawności dla wybranej pory meteorologicznej [%],

$k$  – liczba miesięcy w wybranej porze meteorologicznej [-].

Zgodnie ze wzorem (5.1.5) wyznaczono również względne procentowe spadki takich wartości jak – natężenie prądu zwarcia, napięcie obwodu otwartego, natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej, napięcie w punkcie mocy maksymalnej, moc w punkcie mocy maksymalnej, sprawność, sprawność sezonowa.

$$\Delta x = \frac{x_0 - x}{x_0} \cdot 100\% \quad (5.1.5)$$

gdzie:

$\Delta x$  – względny procentowy spadek danej wartości fizycznej [%].

$x_0$  – wartość fizyczna zmierzona dla warunków początkowych,

$x$  – wartość fizyczna zmierzona dla warunków odbiegających od warunków początkowych.

### **5.2. Badanie wpływu ręcznie naniesionego osadu na parametry pracy modułów fotowoltaicznych**

Osad do badań pobrany został z trzech lokalizacji w Gdańsku, które opisano w tabeli 5.2.1. Po zebraniu każdą próbkę osadu przesiano kilkakrotnie przez sito, aby oddzielić znajdujące się w nim większe elementy. Osad 3 pochodzi z drogi dojazdowej mieszczącej się przy budynku C Wydziału Chemicznego Politechniki Gdańskiej. Próbkę z okolic moła oraz pętli tramwajowej znaczone odpowiednio jako osad 4 i 5. Pod kątem potencjalnego zastosowania przebadano też osad 6 – pochodzący z wnętrza budynku C, konkretnie z hali laboratoryjnej.

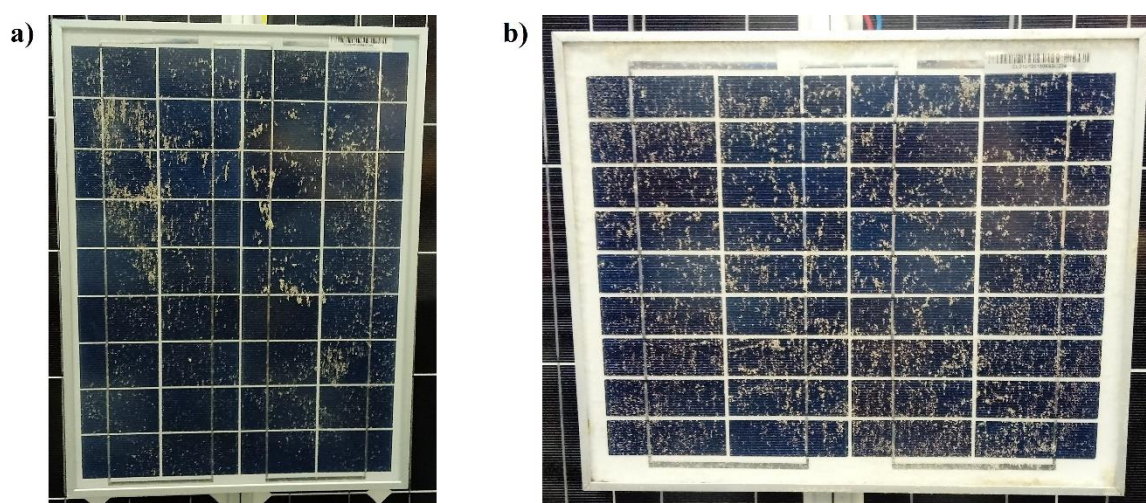
Tab. 5.2.1. Miejsce pobrania próbek osadów

<b>Nr</b>	<b>Opis</b>	<b>Współrzędne geograficzne</b>
3	Droga przed budynkiem C Wydziału Chemicznego	54°37' N 18°62' E
4	Molo w dzielnicy Brzeźno w Gdańsku	54°41' N 18°64' E
5	Deptak przy pętli tramwajowej w dzielnicy Brzeźno w Gdańsku	54°41' N 18°62' E
6	Hala laboratoryjna budynku C Wydziału Chemicznego	54°37' N 18°62' E

Ręczne nanoszenie osadu wykonano dla dwóch modułów fotowoltaicznych, uprzednio oczyszczonych alkoholem izopropylowym: modułu MWG-20 oraz CL010-12P. Parametry obu urządzeń zebrano w tabeli 5.2.2, zaś na rysunku 5.2.1 zaprezentowano równomierne rozmieszczenie osadu, które było niezbędne do uzyskania, aby przeprowadzić dalszą analizę.

Tab. 5.2.2. Parametry modułów fotowoltaicznych podawane przez producentów

Parametr	Jednostka	MWG-20	CL010-12P
Sprawność	[%]	11,2	10,5
Moc w punkcie mocy maksymalnej	[W]	20,0	10,0
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej	[A]	1,17	0,57
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej	[V]	17,2	17,5
Natężenie prądu zwarcia	[A]	1,23	0,63
Napięcie obwodu otwartego	[V]	21,0	22,0
Długość	[mm]	505,0	340,0
Szerokość	[mm]	353,0	280,0
Grubość	[mm]	28,0	17,0
Waga	[kg]	2,3	1.1
Typ ogniwa	[-]	p-Si	p-Si
Liczba ogniw i układ połączeń	[-]	36(4x9)	36(4x9)



Rys. 5.2.1. Moduły fotowoltaiczne z warstwą  $13,2 \text{ g/m}^2$  gęstości powierzchniowej osadu:

a) MWG-20, b) CL010-12P

Moduły z pożądaną warstwą gęstości powierzchniowej osadu umieszczono następnie prostopadle do kierunku światła padającego z lamp halogenowych i przeprowadzono pomiar charakterystyki prądowo-napięciowej w taki sam sposób, jak zostało to opisane w podrozdziale 5.1. Na podstawie zebranych danych obliczono moc w punkcie mocy maksymalnej, sprawność konwersji, jak również procentowe spadki wartości fizycznych – z wykorzystaniem wzoru (5.1.5.).

### **5.3. Badanie płynów samoczyszczących**

Analizie poddano osiem płynów hydrofobowych dostępnych na rynku polskim, oznaczonych numerami od 2 do 9 w tabeli 5.3.1. Niektóre z nich są ściśle dedykowane do zastosowania w fotowoltaice. Preparaty naniesione zostały na szklane płytki o wymiarach (13x18) cm, w sposób zgodny z instrukcjami podanymi przez producentów. Płytką oznaczoną numerem 1 nie posiadała żadnego dodatkowego pokrycia i była wykorzystana w charakterze płytki referencyjnej.

Tab. 5.3.1. Numeracja płytki referencyjnej oraz płytek pokrytych preparatami hydrofobowymi

<b>Nr</b>	<b>Producent</b>	<b>Nazwa produktu</b>	<b>Opis</b>
1	-	-	Brak powłoki
2	Hadwao Nanotechnologia	Nano Window	Zastosowanie: szkło Trwałość: 1 rok
3	Hadwao Nanotechnologia	Nano Window Plus	Zastosowanie: szkło Trwałość: 3 lata
4	Hadwao Nanotechnologia	Nano Solar	Zastosowanie: moduły fotowoltaiczne, kolektory słoneczne Trwałość: 1 rok Cena za 100 ml
5	P&K J. Marciniak P. Bzukała	Nanostone Home Shower	Zastosowanie: szkło, ceramika Trwałość: 2 lata
6	P&K J. Marciniak P. Bzukała	Nanostone Home Windows	Zastosowanie: szkło Trwałość: 3 lata

Nr	Producent	Nazwa produktu	Opis
7	P&K J. Marciniak P. Bzukała	Nanostone Home Panel PV	Zastosowanie: moduły fotowoltaiczne, kolektory słoneczne Trwałość: 2 lata
8	Nanosolution	Nanocape Solar	Zastosowanie: moduły fotowoltaiczne, kolektory słoneczne Trwałość: brak danych
9	H2O Nanotechnology	Eco hydrophobic	Zastosowanie: moduły fotowoltaiczne, kolektory słoneczne, ceramiczne pokrycia dachowe Trwałość: 1 – 3 lata

Po naniesieniu preparatów przeprowadzono pomiar natężenia oświetlenia dla dziewięciu czystych płytek szklanych. W tym celu wykorzystano luksomierz Abatronic o numerze katalogowym AB-8809, którego specyfikację techniczną przedstawia tabela 5.3.2, i zmierzono natężenie promieniowania w odległości kilku centymetrów za płytką, zgodnie z rysunkiem 5.3.1. W pierwszym etapie doświadczenia przeprowadzono analizę transparentności powierzchni czystych płytek. Natężenie oświetlenia po przejściu przez szklaną płytkę przedstawiono za pomocą wzoru (5.3.1) jako wartość znormalizowaną względem natężenia zmierzonego w tym samym czasie na hali laboratoryjnej:

$$L_N = \frac{L_C}{L_C^H} \quad (5.3.1)$$

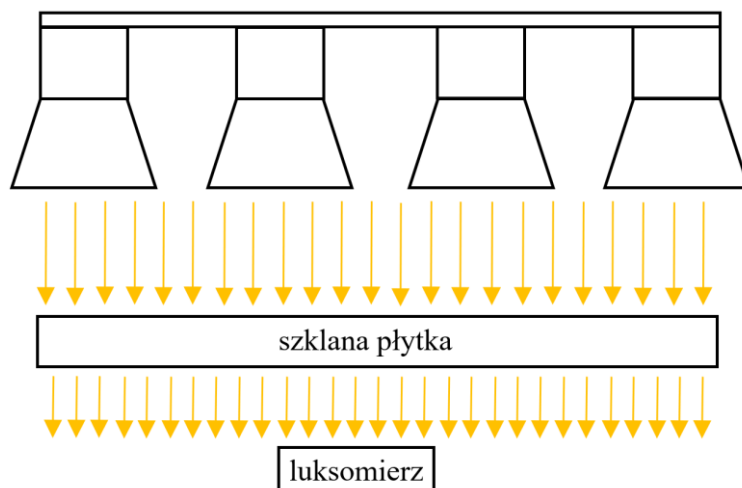
gdzie:

$L_N$  – natężenie oświetlenia znormalizowane względem natężenia oświetlenia na hali laboratoryjnej,

$L_C$  – natężenie oświetlenia po przejściu przez czystą płytkę [lx],

$L_C^H$  – natężenie oświetlenia na hali laboratoryjnej [lx].





Rys. 5.3.1. Schemat pomiaru natężenia oświetlenia po przejściu przez płytkę referencyjną oraz płytki z różnymi powłokami hydrofobowymi (opracowanie własne)

Tab. 5.3.2. Specyfikacja miernika Abatronic AB-8809A

	Jednostka	Abatronic AB-8809A
Zakres pomiarowy	[lux]	400 – 400 000
	[fc]	400 – 40 000
Dokładność pomiaru	[klux]	<10: $\pm 5\%$ wartości pomiaru $\pm 10$ cyfr
	[klux]	>10: $\pm 10\%$ wartości pomiaru $\pm 10$ cyfr
Powtarzalność	[%]	$\pm 3$
Częstotliwość próbkowania	[ilość/s]	Analogowy histogram: 1,5
	[ilość/s]	Cyfrowy wyświetlacz: 1,5
Temperatura operacyjna	[°C]	0 ÷ 40
Wilgotność funkcjonowania	[%]	0 ÷ 80 (wilgotności względnej)
Wymiary fotodetektora	[mm]	115 x 60 x 20
Wymiary miernika	[mm]	170 x 80 x 40
Waga	[g]	390
Fotodetektor	[-]	Jedna krzemowa fotodioda oraz filtr wrażliwości widmowej

Kolejnym krokiem był pomiar natężenia oświetlenia płytek po manualnym naniesieniu na nie osadu nr 3, 4 i 5 (tabela 5.2.1). Zastosowano cztery różne gęstości powierzchniowe zanieczyszczeń – 4,3 g/m<sup>2</sup>, 8,5 g/m<sup>2</sup>, 12,8 g/m<sup>2</sup> oraz 17,1 g/m<sup>2</sup>. Prezentowane wyniki przedstawiono jako wartości znormalizowane względem czystej referencyjnej płytki szklanej, zgodnie ze wzorem (5.3.2):

$$L'_N = \frac{L_B}{L_C^H} \quad (5.3.2)$$

gdzie:

$L'_N$  – natężenie oświetlenia znormalizowane względem natężenia oświetlenia po przejściu przez czystą płytkę referencyjną [-],

$L_B$  – natężenie oświetlenia po przejściu przez zabrudzoną płytkę [lx],

$L_C^H$  – natężenie oświetlenia po przejściu przez czystą referencyjną płytkę [lx].

#### **5.4. Analiza SEM i EDS naturalnie i sztucznie naniesionych osadów**

Moduły AP-7105, MWG-30, STP-085 wykorzystane w badaniach opisanych powyżej nie były idealnie czyste przed zamontowaniem ich na stelażu. Zebrano warstwę naturalnych zanieczyszczeń, zalegającą na AP-7105, MWG-30 i STP-085 – w dalszej części oznaczono ją jako osad 1. Po roku ekspozycji na działanie warunków zewnętrznych kolejną próbkę zabrudzeń ściągnięto już z modułu referencyjnego CL010-12P – jest to osad 2. W tabeli 5.4.1 opisano wszystkie osady, które wykorzystano w badaniach, wraz z przypisaną im numeracją.

Tab. 5.4.1. Numeracja osadów oraz opis lokalizacji, z której zostały pobrane

Nr	Opis	Współrzędne geograficzne
1	Osad z modułów AP-7105, MWG-30 i STP-085	54°37' N 18°62' E
2	Po roku ekspozycji zewnętrznej na module CL010-12P	54°37' N 18°62' E
3	Droga przed budynkiem C Wydziału Chemicznego	54°37' N 18°62' E
4	Molo w dzielnicy Brzeźno w Gdańsku	54°41' N 18°64' E

Nr	Opis	Współrzędne geograficzne
5	Deptak przy pętli tramwajowej w dzielnicy Brzeźno w Gdańsku	54°41'N 18°62' E
6	Hala laboratoryjna budynku C Wydziału Chemicznego	54°37' N 18°62' E

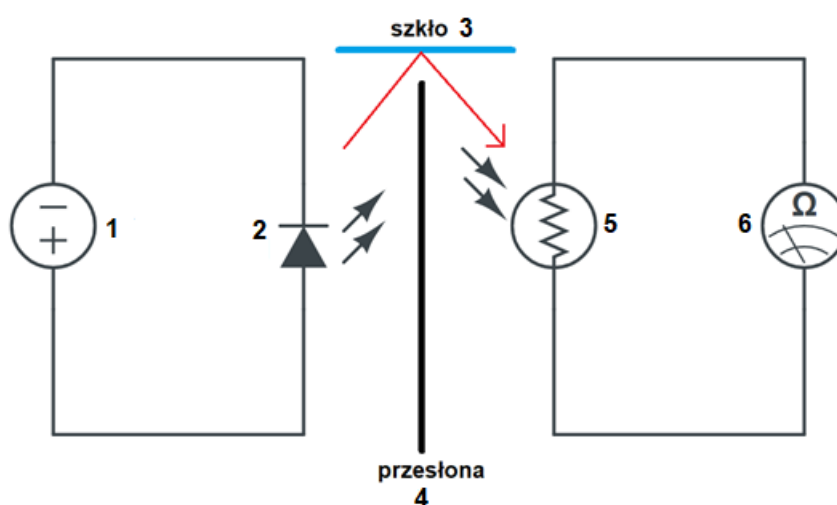
Wszystkie materiały 1 – 6 poddano analizie SEM i EDS wykonanej w Centrum Nanotechnologii A, należącym do Wydziału Fizyki Technicznej i Matematyki Stosowanej Politechniki Gdańskiej. W tym celu skorzystano z mikroskopu FEI Quanta FEG 250 z nakładką do przeprowadzenia badania składu pierwiastków w analizie EDS. Szczegółowe parametry pomiaru każdej próbki zebrano w tabeli 5.4.2.

Tab. 5.4.2. Parametry pomiaru SEM i EDS, gdzie jako O oznaczono obszar, zaś jako P - punkt

	Osad 1	Osad 2	Osad 3	Osad 4	Osad 5	Osad 6
Napięcie przyspieszenia [kV]	20					
Powiększenie	40	42	34	53	49	34
Kąt odbioru [°]	43,2	43,2	43,0	43,6	43,6	43,0
Czas życia [s]			189,1	194,1		191,5
	93,6		(O <sub>1</sub> <sup>3</sup> )	(O <sub>1</sub> <sup>4</sup> )	192,8	(P <sub>1</sub> <sup>6</sup> )
	(O <sub>1</sub> <sup>1</sup> )	464,6		192,6	(O <sub>1</sub> <sup>5</sup> )	193,7
	96,5	(O <sub>1</sub> <sup>2</sup> )	193,5	(O <sub>2</sub> <sup>4</sup> )	192,9	(P <sub>2</sub> <sup>6</sup> )
	(O <sub>2</sub> <sup>1</sup> )		(O <sub>2</sub> <sup>3</sup> )	189,7	(O <sub>2</sub> <sup>5</sup> )	193,2
			191,7	(O <sub>3</sub> <sup>4</sup> )	194,6	(P <sub>3</sub> <sup>6</sup> )
		(O <sub>3</sub> <sup>3</sup> )	190,2	(O <sub>3</sub> <sup>5</sup> )	190,4	(O <sub>1</sub> <sup>6</sup> )
			(O <sub>4</sub> <sup>4</sup> )			
Rozdzielczość [eV]	131,2					

### 5.5. Czujnik analizujący ilość zakumulowanego osadu

Proponowanym rozwiązaniem, opracowanym na podstawie badań wykonanych w toku realizacji niniejszej pracy doktorskiej, jest czujnik monitorujący poziom zanieczyszczeń zgromadzonych na powierzchniach szklanych. Składa się on z diody LED, fotorezystora oraz przetwornika analogowo-cyfrowego, który służy do pomiaru napięcia na fotorezystorze. Obwód z diodą oddzielony jest od fotorezystora nieprzezroczystą przegrodą, tak jak zostało to przedstawione na rysunku 5.5.1. Całość układu znajduje się w obudowie, której boczne ściany i tył są także nieprzezroczyste, a przednia ściana zawiera szklaną płytkę.



Rys. 5.5.1. Schemat układu do monitorowania poziomu zanieczyszczeń na powierzchniach szklanych modułu fotowoltaicznego: 1 – źródło zasilania, 2 – dioda LED, 3 – przednia pionowa powierzchnia szklana, 4 – nieprzezroczysta przegroda, 5 – fotorezystor, 6 – przetwornik analogowo-cyfrowy

## 6. Wyniki badań i dyskusja

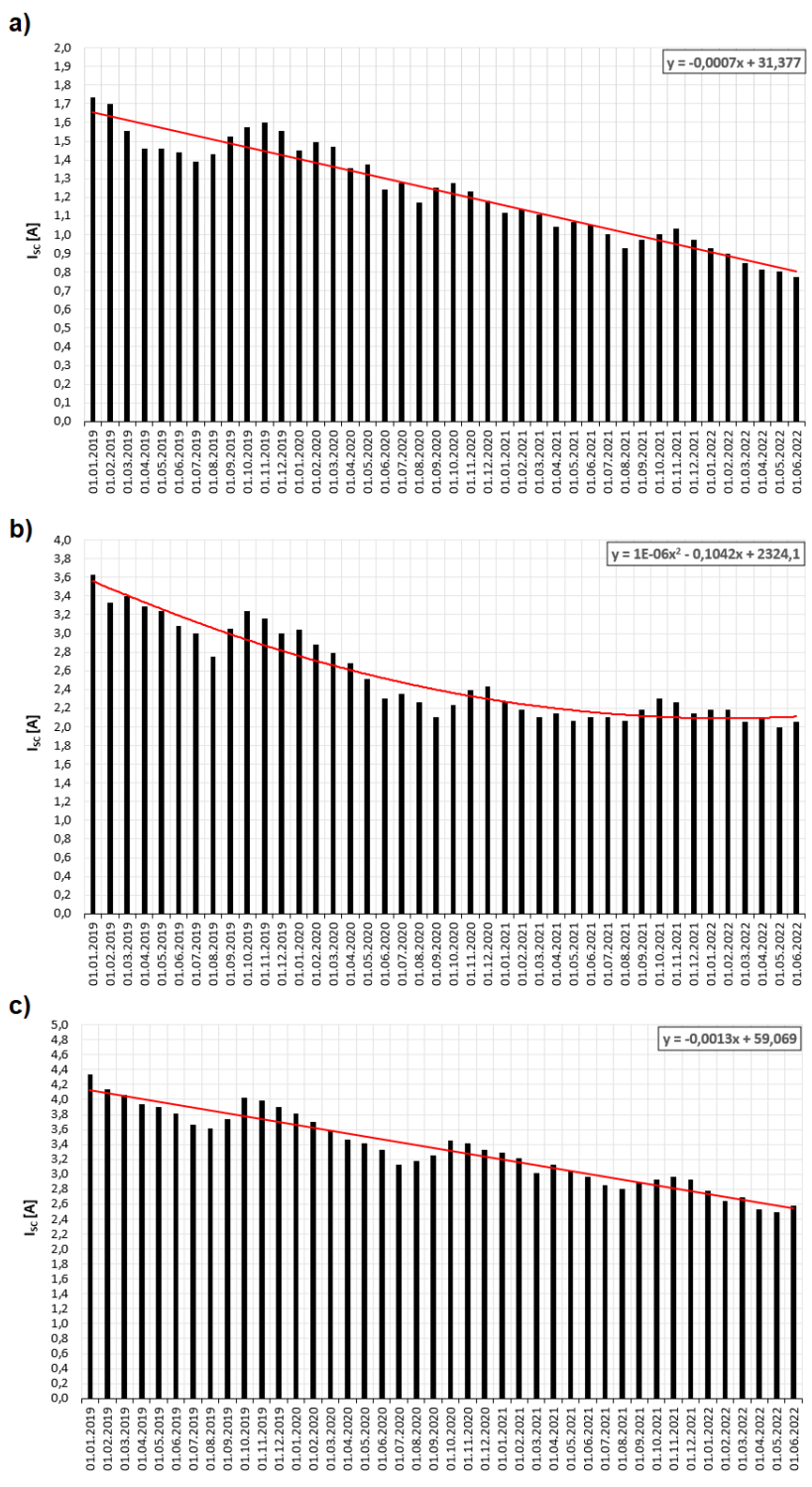
### 6.1. Badanie wpływu naturalnie naniesionego osadu na parametry pracy modułów fotowoltaicznych

Wyniki badań przeprowadzonych z wykorzystaniem modułów AP-7105, MWG-30 i STP-085 przez okres od stycznia 2019 do czerwca 2022 zaprezentowano w postaci zmienności wartości natężenia prądu zwarcia (rysunek 6.1.1), napięcia obwodu otwartego (rysunek 6.1.2), natężenia prądu w punkcie mocy maksymalnej (rysunek 6.1.3), napięcia w punkcie mocy maksymalnej (rysunek 6.1.4), mocy w punkcie mocy maksymalnej (rysunek 6.1.5) oraz sprawności konwersji fotowoltaicznej (rysunek 6.1.6). Tabela 6.1.1 zawiera parametry elektryczne modułów fotowoltaicznych wyznaczone na hali laboratoryjnej w warunkach STC po uprzednim oczyszczeniu ich powierzchni ze wszystkich zanieczyszczeń.

Tab. 6.1.1. Parametry elektryczne modułów fotowoltaicznych zmierzone na hali laboratoryjnej

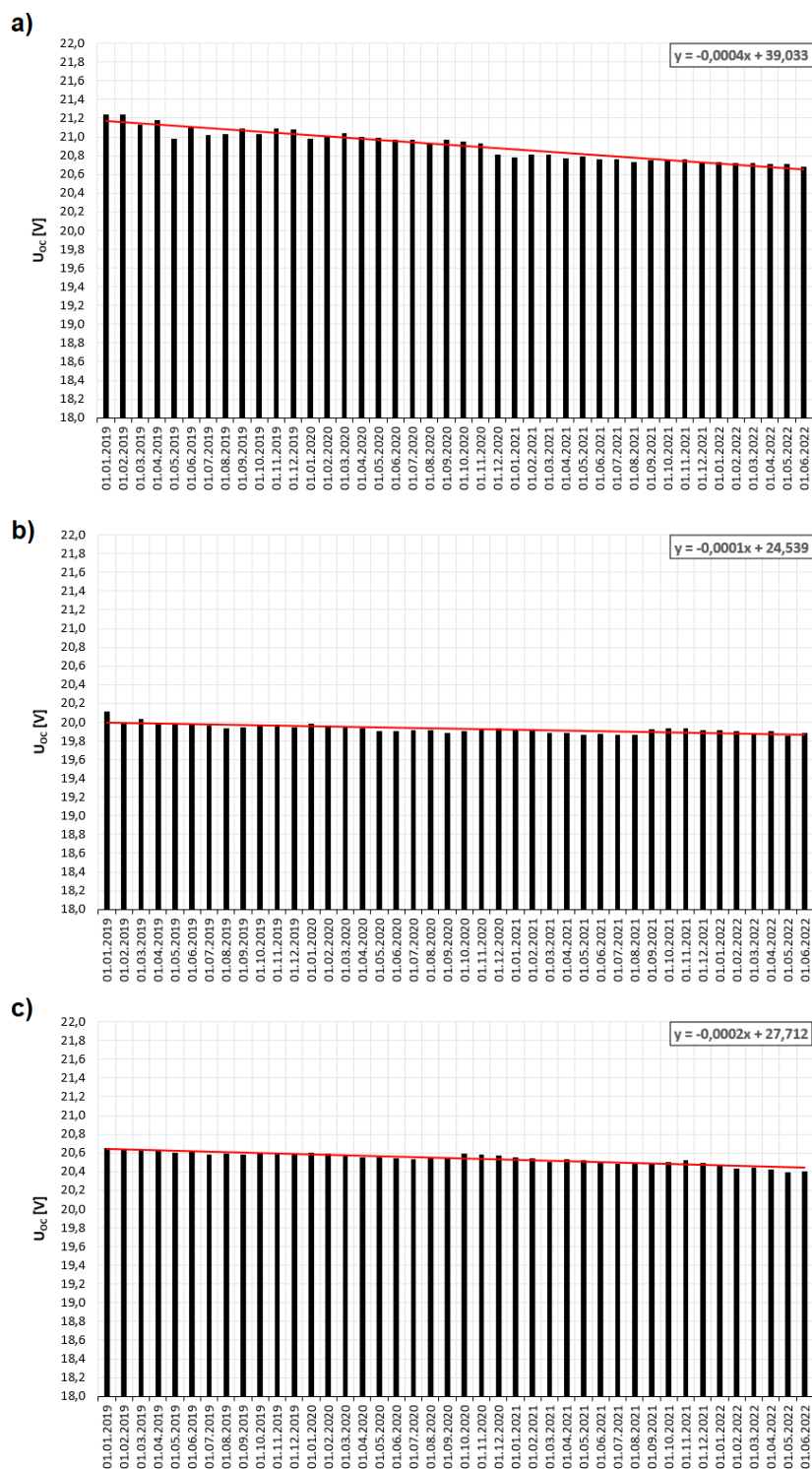
Parametr	Jednostka	AP-7105	MWG-30	STP-085
Sprawność	[%]	11,0	12,1	12,7
Moc w punkcie mocy maksymalnej	[W]	70,0	29,0	82,1
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej	[A]	4,23	1,67	4,86
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej	[V]	16,5	17,4	16,9
Natężenie prądu zwarcia	[A]	4,41	1,74	5,11
Napięcie obwodu otwartego	[V]	20,4	21,3	21,0

Zauważalna jest różnica w parametrach elektrycznych wszystkich trzech modułów w porównaniu z parametrami podawanymi przez producenta – osiągają one wartości niższe o kilka procent. Dla  $U_{OC}$  oraz  $U_{MPP}$  względny spadek procentowy pomiędzy pomiarem na hali laboratoryjnej a informacją z tabliczki znamionowej waha się od 0,6% do 2,9%. W przypadku  $I_{SC}$  oraz  $I_{MPP}$  są to już większe rozbieżności mieszczące się w przedziale 0,9 – 8,1 %.



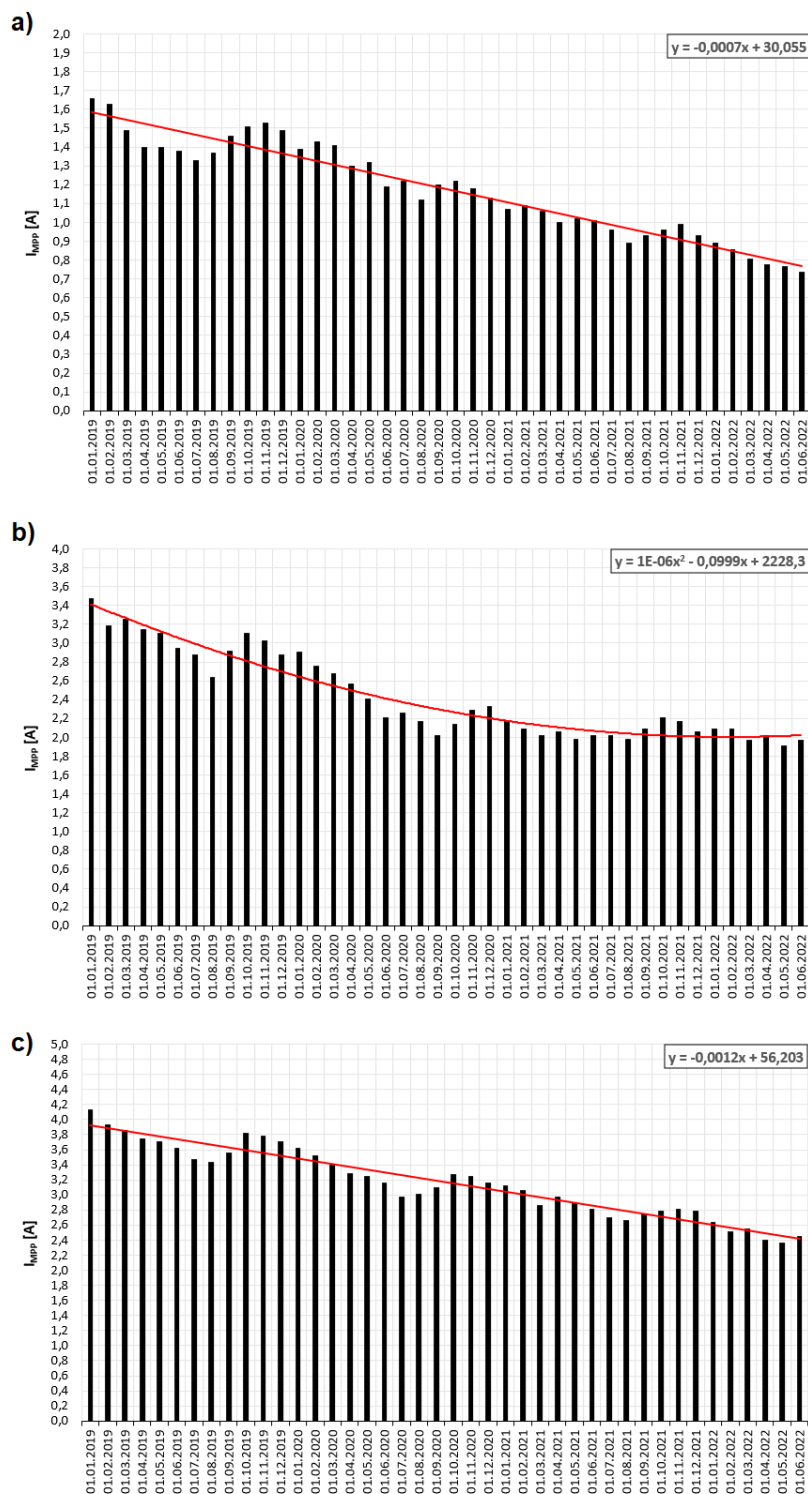
Rys. 6.1.1. Natężenie prądu zwarcia modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085

Dopasowane do wykresów linie trendu dla obu modułów polikrystalicznych, MWG-30 i STP-085, zachowują malejącą zależność liniową, zaś dla modułu monokrystalicznego AP-7105 lepsze dopasowanie znaleziono, wykorzystując wielomian stopnia drugiego.



Rys. 6.1.2. Napięcie obwodu otwartego modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085

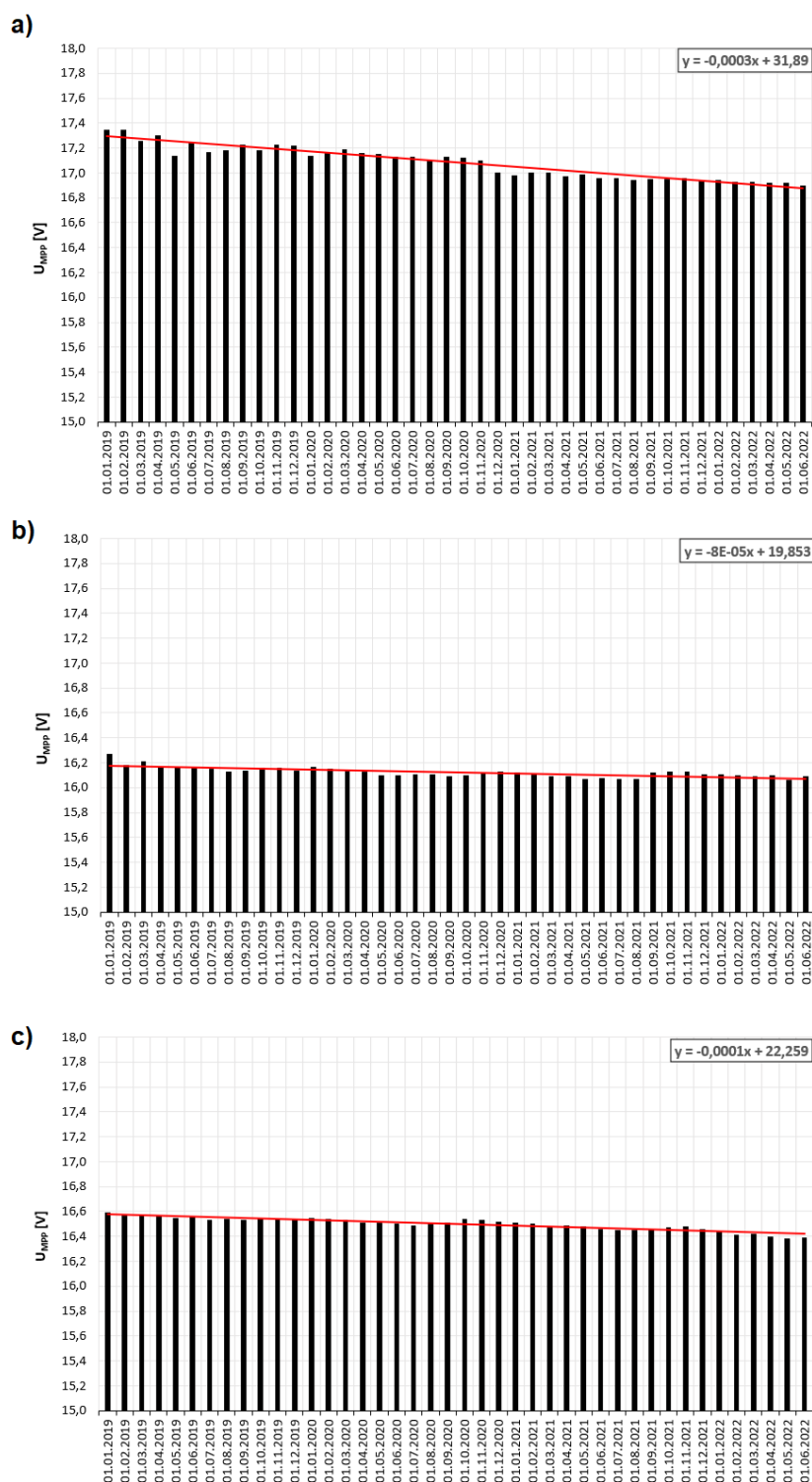
Napięcie obwodu otwartego wszystkich trzech modułów nie wykazuje znaczącej zmiany wartości na przestrzeni ponad 3 lat.



Rys. 6.1.3. Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085

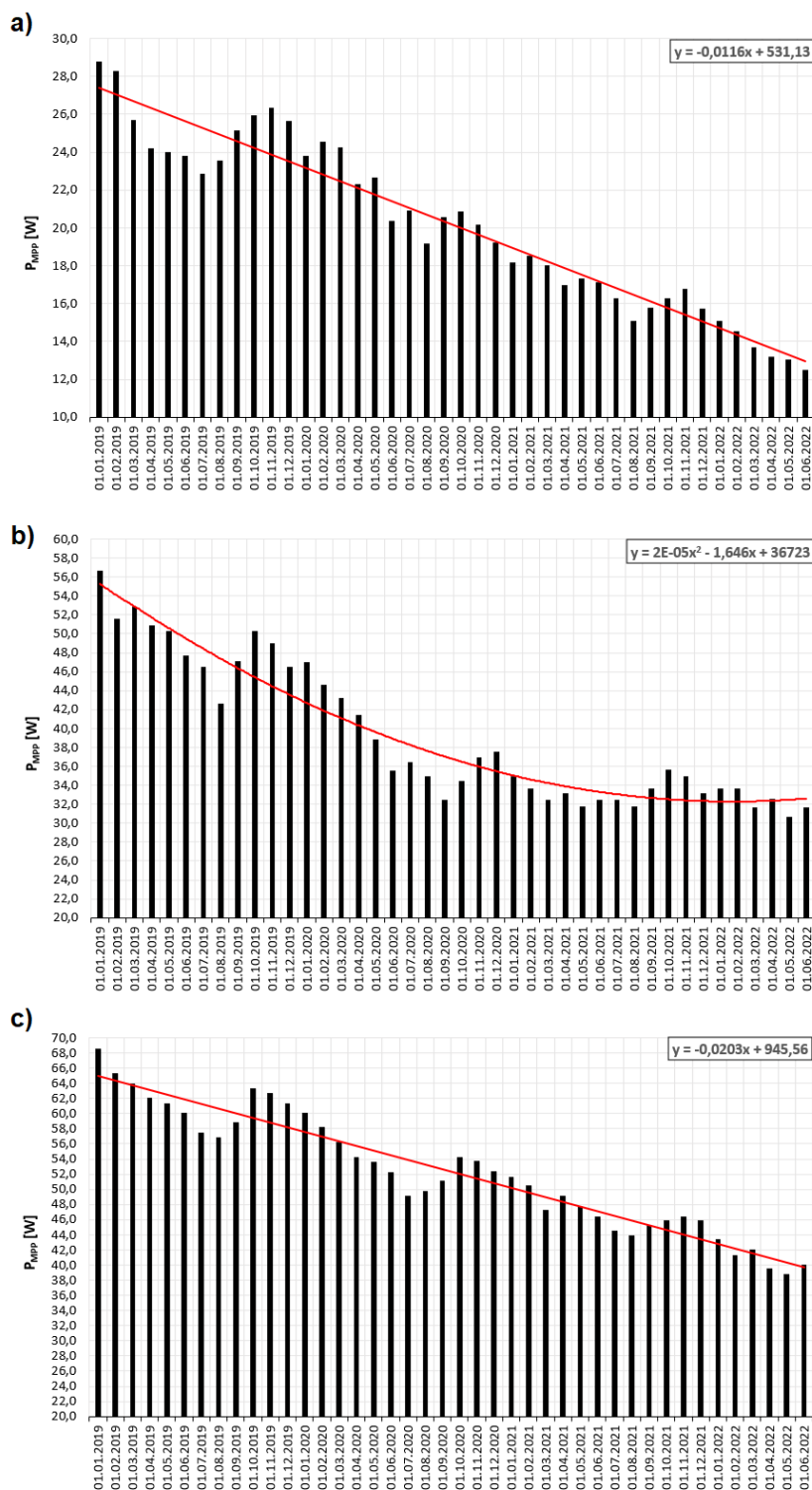
Spadek natężenia prądu w punkcie mocy maksymalnej jest porównywalny ze spadkiem natężenia prądu zwarcia, ponieważ współczynniki nachylenia dopasowanych linii trendu są niemalże identyczne, co stanowi dowód na wpływ gromadzącego się osadu wyłącznie na składową prądową modułów PV.





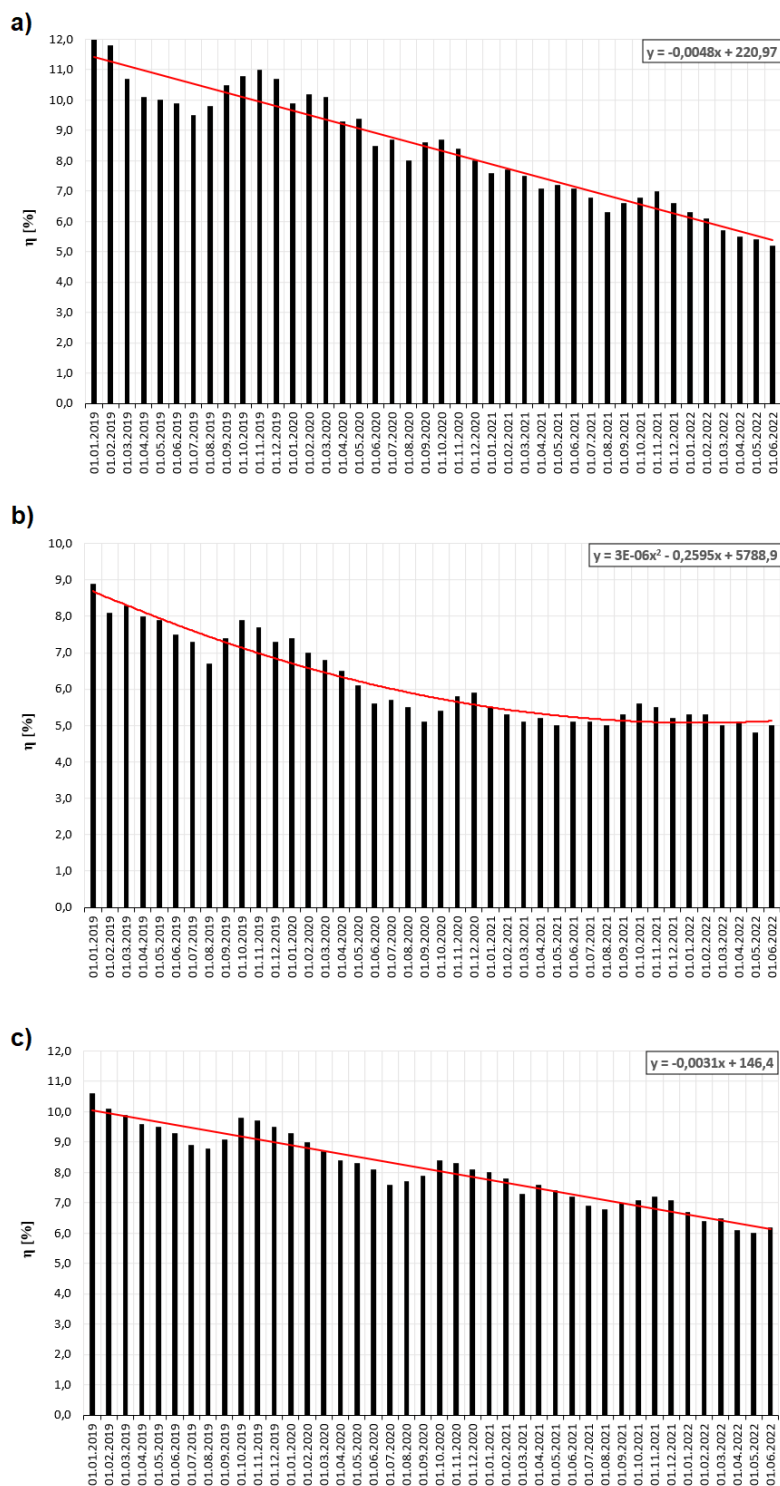
Rys. 6.1.4. Napięcie w punkcie mocy maksymalnej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085

Napięcie w punkcie mocy maksymalnej wykazuje bardzo niewielki spadek, który może być uznany za pomijalny, tak jak zostało to zaobserwowane dla napięcia obwodu otwartego.



Rys. 6.1.5. Moc w punkcie mocy maksymalnej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085

Na wykresach natężenia prądu, mocy w punkcie mocy maksymalnej oraz sprawności konwersji można zauważyć cykliczne okresy poprawy parametrów pracy wszystkich trzech modułów PV w miesiącach od sierpnia do listopada.

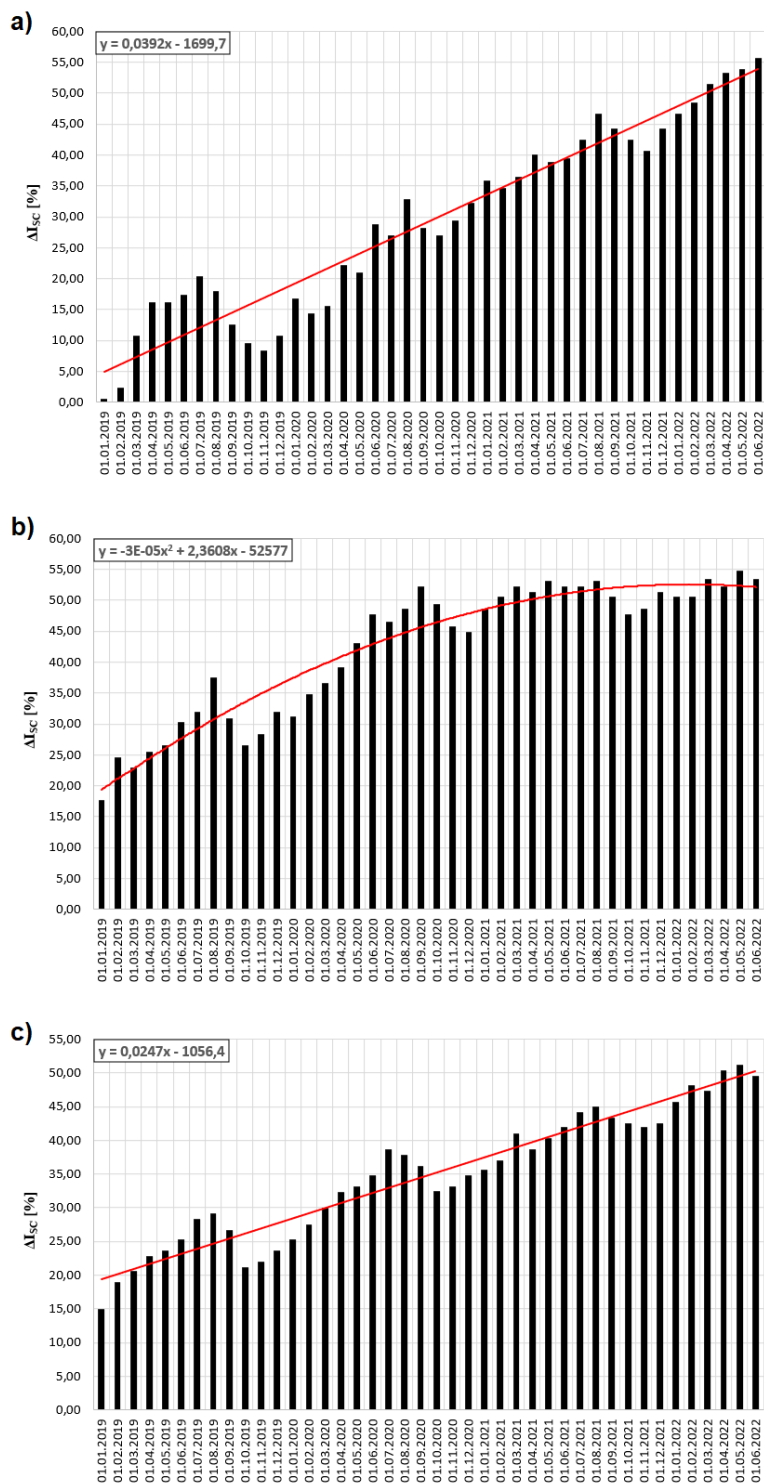


Rys. 6.1.6. Sprawność konwersji fotowoltaicznej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085

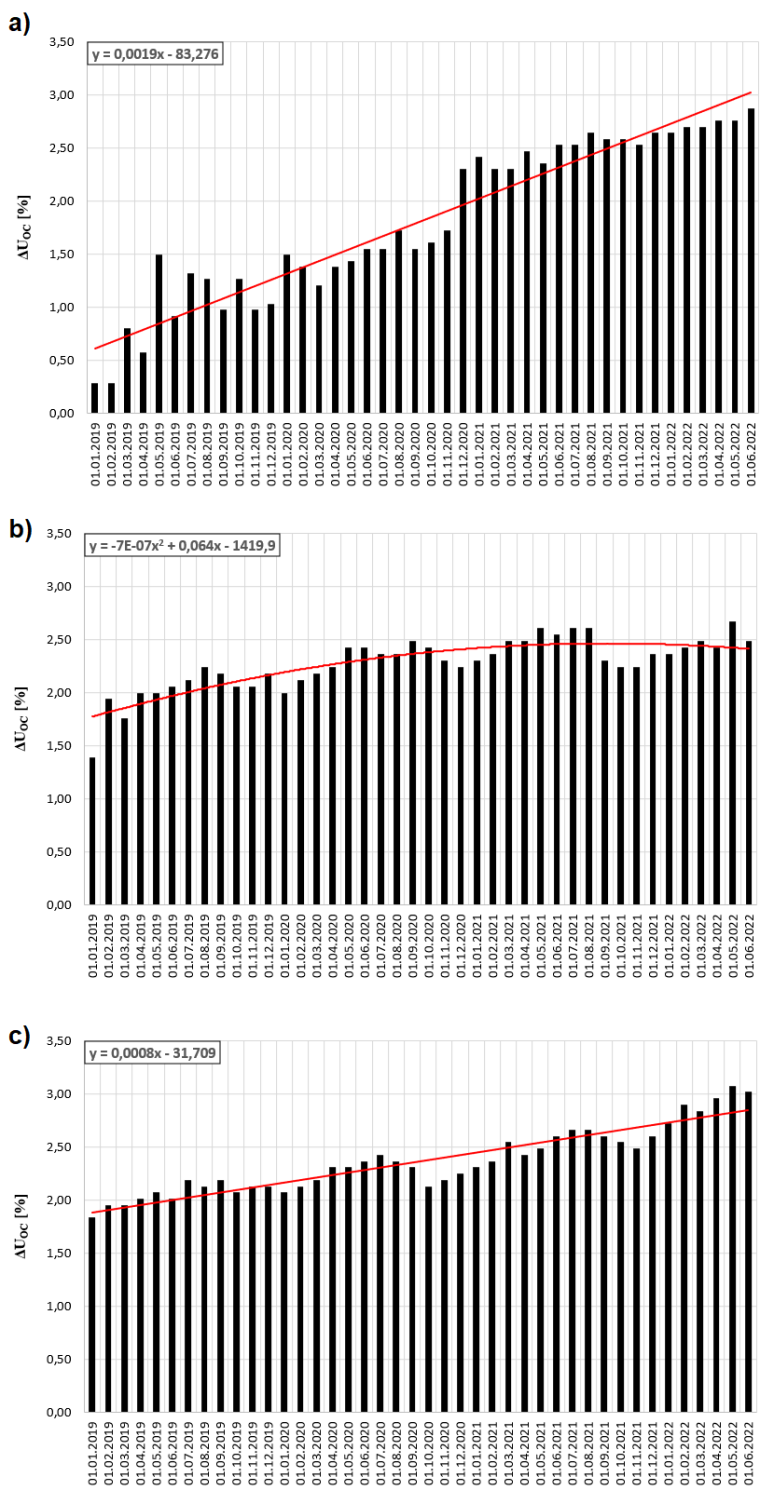
Zarówno spadek mocy w punkcie mocy maksymalnej, jak i sprawności konwersji, wykazuje wyraźną zależność liniową dla obu modułów polikrystalicznych oraz zależność wielomianową stopnia drugiego – dla modułu monokrystalicznego.

Analiza przeprowadzonych na przestrzeni 3,5 lat pomiarów parametrów elektrycznych pozwala stwierdzić, że akumulacja osadu wyraźnie ogranicza składową prądową – bezpośrednio zmniejszając  $I_{SC}$  oraz  $I_{MPP}$ . Jest to konsekwencją częściowego przysłonięcia frontowej powierzchni szklanej, co skutkuje spadkiem ilości promieniowania słonecznego docierającego do ogniw fotowoltaicznych. Dodatkowo obserwowany jest nieznaczny spadek wartości  $U_{OC}$  oraz  $U_{MPP}$ . Jest on na tyle nieistotny, że można założyć brak wpływu gromadzenia się zanieczyszczeń na składową napięciową charakterystyki I-U. Tym samym zmniejszenie mocy  $P_{MPP}$ , jak również sprawności konwersji fotowoltaicznej  $\eta$ , można skorelować ze zmianą natężenia prądu. Zjawiskiem, na które warto również zwrócić uwagę, jest częściowa poprawa parametrów pracy wszystkich trzech modułów w okresach późnego lata i miesiącach jesiennych. Jest to konsekwencja występowania okresu deszczowego z regularnymi i intensywnymi opadami dla danej lokalizacji na północy Polski, co pozwala na zmywanie części zalegającego osadu i spowalnia proces akumulacji dalszych zanieczyszczeń na powierzchni modułów.

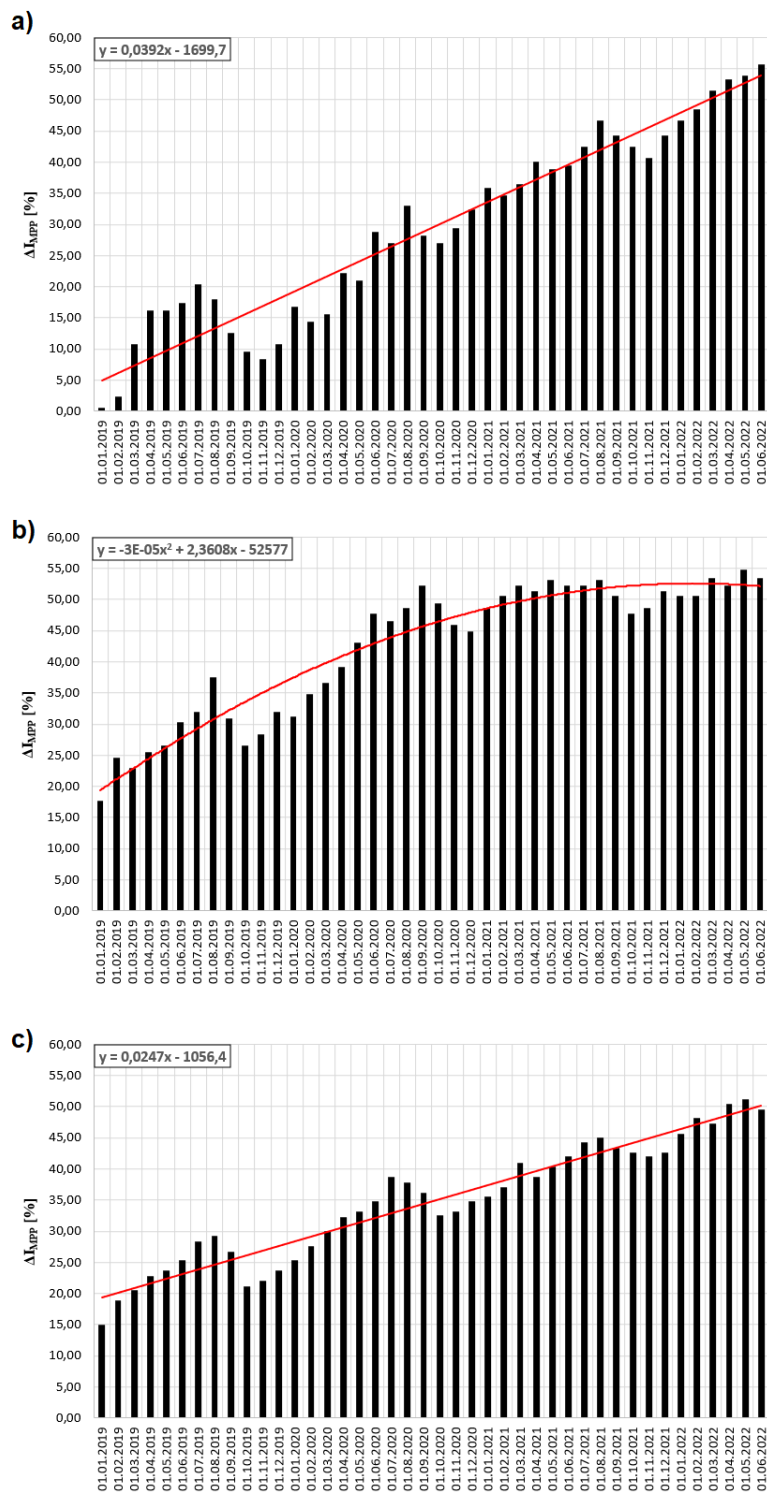
Kolejne wykresy przedstawiono na rysunkach 6.1.7 ÷ 6.1.12 i dotyczą one względnych spadków procentowych, odpowiednio: natężenia prądu zwarcia, napięcia obwodu otwartego, natężenia prądu w punkcie mocy maksymalnej, napięcia w punkcie mocy maksymalnej, mocy w punkcie mocy maksymalnej i sprawności konwersji fotowoltaicznej. Wartość względnego spadku procentowego dla  $U_{OC}$  oraz  $U_{MPP}$  przez cały okres badawczy nie przekracza 3%. Inaczej sytuacja przedstawia się dla  $I_{SC}$  oraz  $I_{MPP}$ , gdzie 20% spadek występuje już w pierwszym roku prowadzonych eksperymentów, zaś w roku 2022 wszystkie moduły doświadczają już 50% redukcji natężenia generowanego prądu.



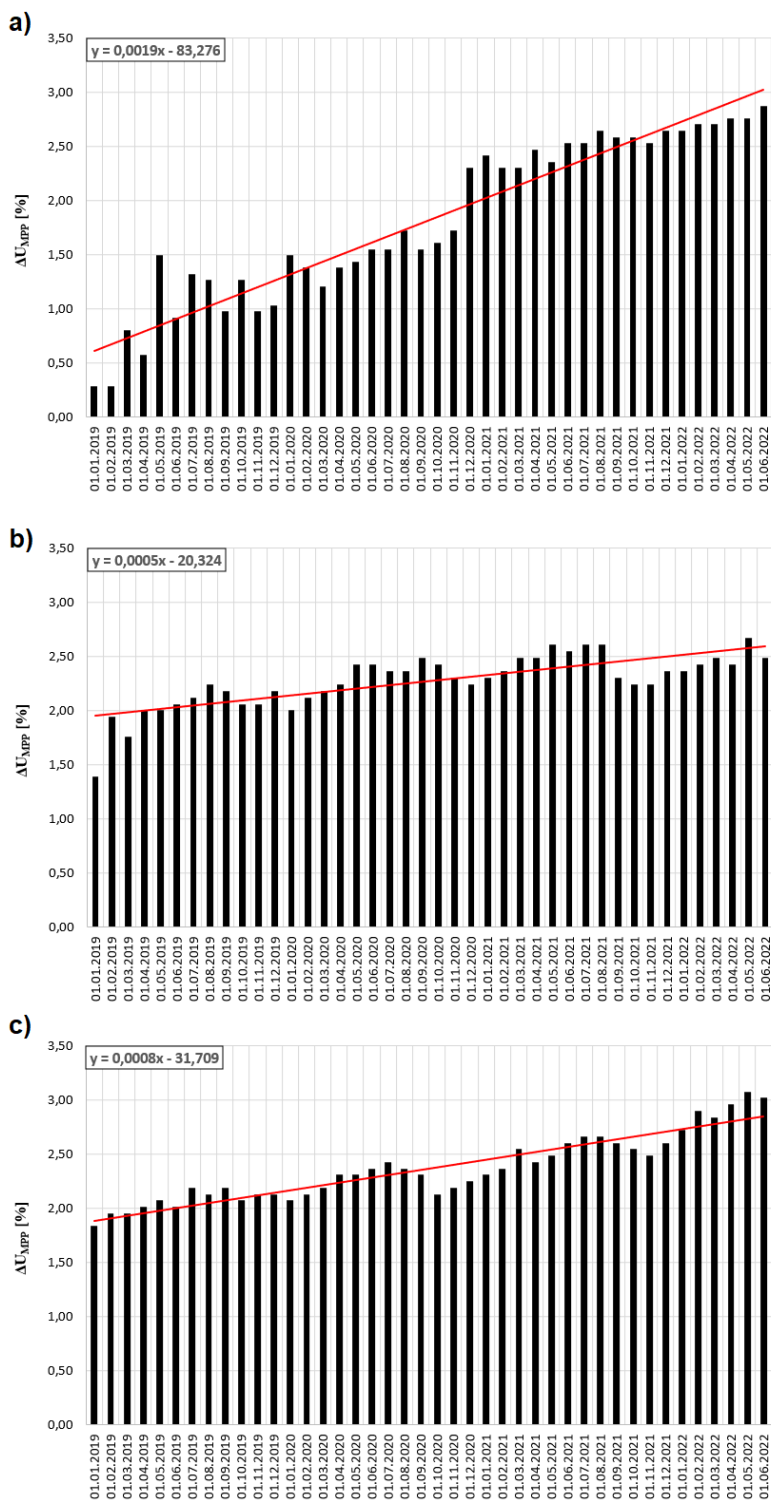
Rys. 6.1.7. Względny procentowy spadek natężenia prądu zwarcia modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019+2022: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085



Rys. 6.1.8. Względny procentowy spadek napięcia obwodu otwartego modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019+2022: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085

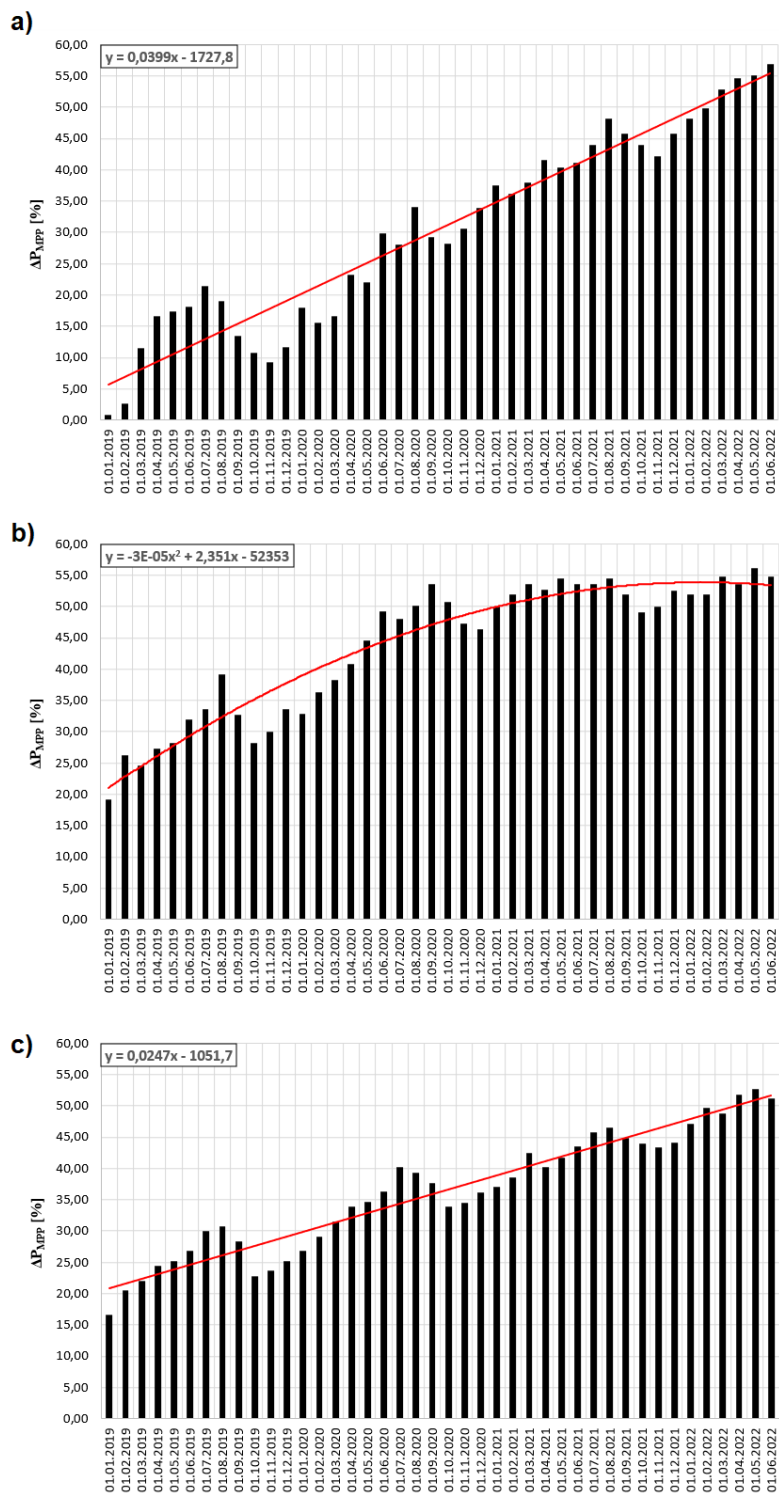


Rys. 6.1.9. Względny procentowy spadek natężenia prądu w punkcie mocy maksymalnej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085

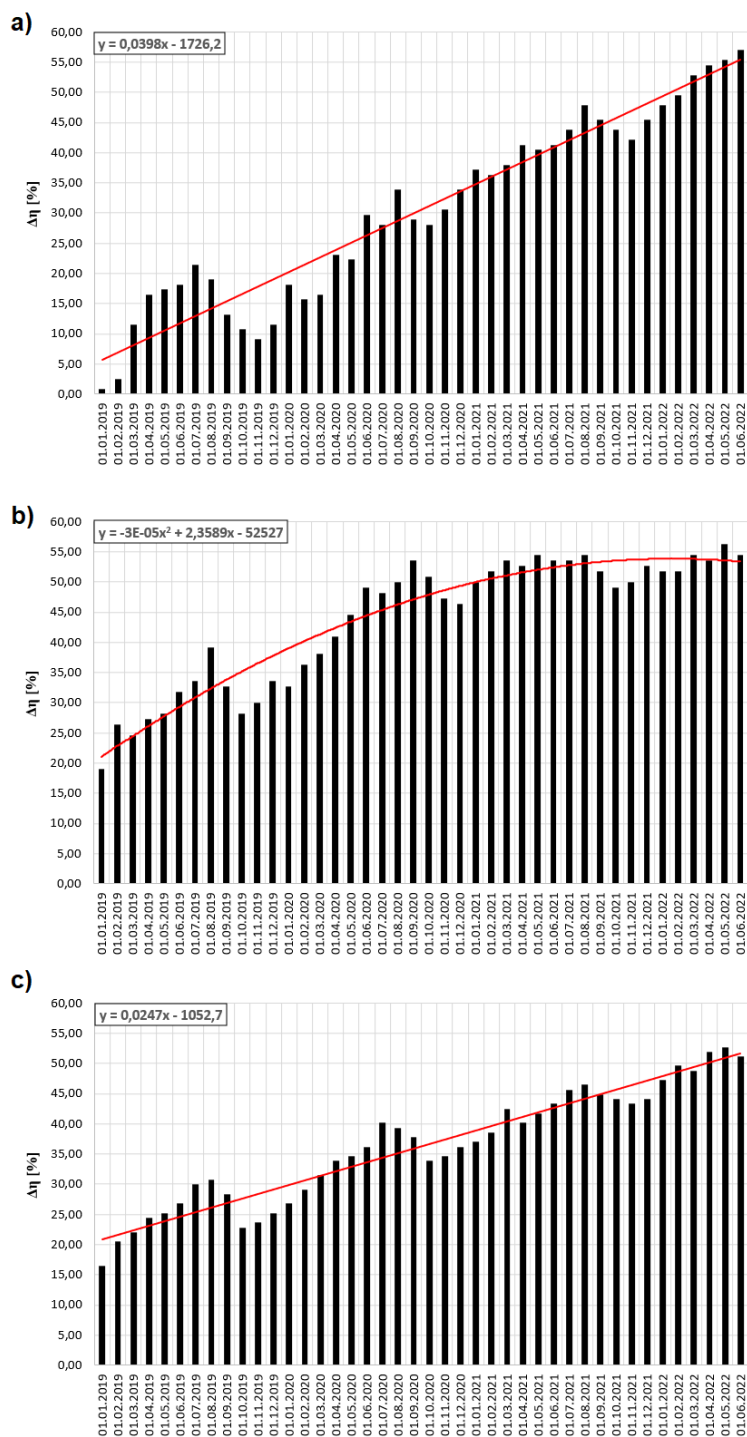


Rys. 6.1.10. Względny procentowy spadek napięcia w punkcie mocy maksymalnej modułu fotowoltaicznego, poddanemu naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019+2022: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085





Rys. 6.1.11. Względny procentowy spadek mocy w punkcie mocy maksymalnej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019+2022: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085



Rys. 6.1.12. Względny procentowy spadek sprawności konwersji fotowoltaicznej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019+2022: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085

Dopasowania linii trendu również w przypadku przedstawionych spadków wartości wykazują liniowy charakter dla modułów polikrystalicznych MWG-30 oraz STP-085, zaś dla modułu monokrystalicznego AP-7105 jest to dopasowanie wielomianem stopnia drugiego.

W tabeli 6.1.2 zebrano wartości spadków sprawności konwersji energii. Wyraźny, kilkuprocentowe zmniejszenie wartości zostało odnotowane już w pierwszym roku ekspozycji modułów PV na warunki zewnętrzne. Akumulacja osadu doprowadziła do drastycznej redukcji sprawności już po kilku latach, ponieważ osiąga ona zaledwie od 60% do 50% początkowej wartości.

Tab. 6.1.2. Względny spadek sprawności sezonowej dla trzech modułów PV

		$\Delta\eta_s$ [%]		
		<b>MWG-30</b>	<b>AP-7105</b>	<b>STP-085</b>
<b>2019</b>	<i>Zima</i>	0,00	0,00	0,00
	<i>Wiosna</i>	13,70	5,06	6,57
	<i>Lato</i>	18,24	15,65	13,04
	<i>Jesień</i>	9,50	9,76	7,92
<b>2020</b>	<i>Zima</i>	13,70	14,94	10,43
	<i>Wiosna</i>	19,33	23,88	18,16
	<i>Lato</i>	29,41	34,12	24,64
	<i>Jesień</i>	27,98	36,12	20,77
<b>2021</b>	<i>Zima</i>	34,71	34,47	23,00
	<i>Wiosna</i>	8,40	40,00	28,21
	<i>Lato</i>	43,45	40,35	32,66
	<i>Jesień</i>	42,86	35,65	31,40
<b>2022</b>	<i>Zima</i>	47,31	38,00	34,98
	<i>Wiosna</i>	53,53	41,53	40,10
	<i>Lato</i>	56,30	41,18	40,10

## 6.2. Badanie wpływu ręcznie naniesionego osadu na parametry pracy modułów fotowoltaicznych

Wyniki badań eksperymentalnych prowadzonych z wykorzystaniem modułów MWG-20 i CLC010-12P zaprezentowano jako funkcję mocy w punkcie mocy maksymalnej oraz sprawności dla zmiennej gęstości powierzchniowej osadu – nr 3 (rysunek 6.2.1), 4 (rysunek 6.2.2) i 5 (rysunek 6.2.3). Tabela 6.2.1 zawiera parametry elektryczne modułów fotowoltaicznych wyznaczone na hali laboratoryjnej w warunkach STC po uprzednim oczyszczeniu ich powierzchni ze wszystkich zanieczyszczeń.

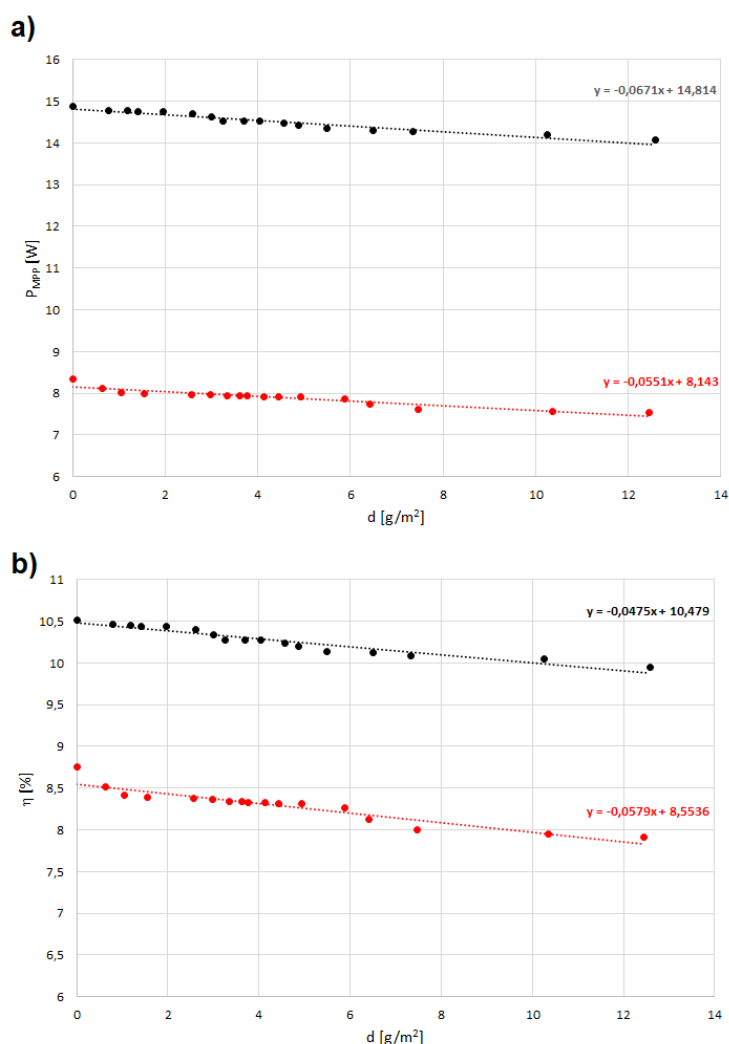
Tab. 6.2.1. Parametry elektryczne modułów fotowoltaicznych zmierzone na hali laboratoryjnej

Parametr	Jednostka	MWG-20	CL010-12P
Sprawność	[%]	10,52	8,75
Moc w punkcie mocy maksymalnej	[W]	14,87	8,33
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej	[A]	0,90	0,50
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej	[V]	16,50	16,70
Natężenie prądu zwarcia	[A]	0,97	0,56
Napięcie obwodu otwartego	[V]	19,90	21,10

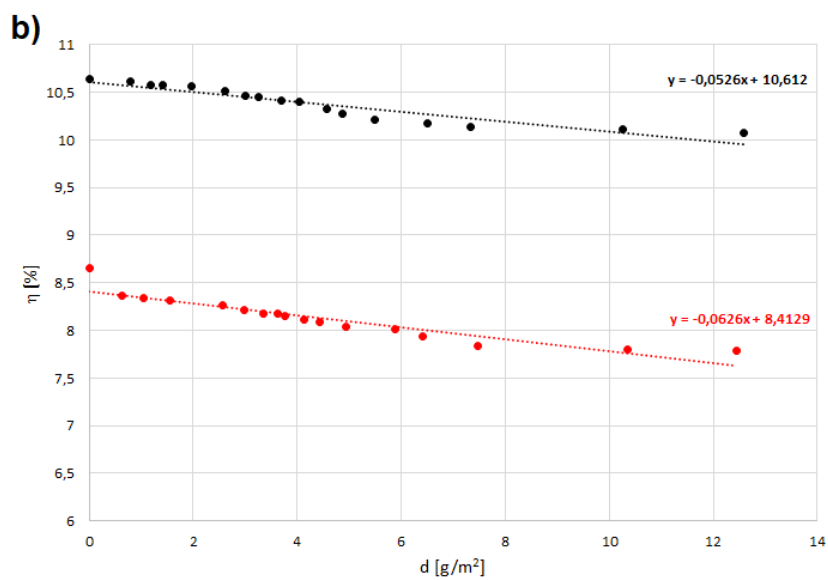
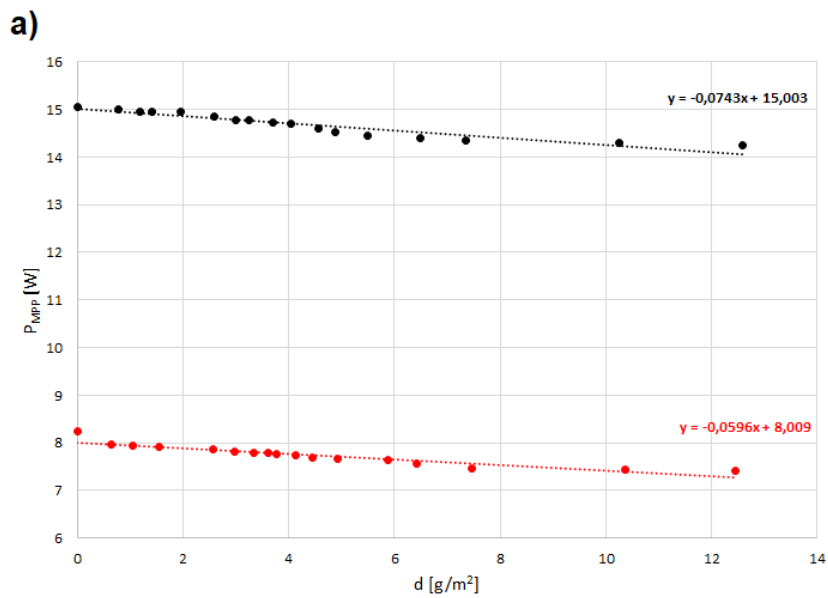
W porównaniu z parametrami podawanymi przez producenta zauważalna jest znacząca różnica w parametrach elektrycznych obu modułów – osiągają one wartości niższe o kilka do kilkudziesięciu procent. Dla  $U_{OC}$  oraz  $U_{MPP}$  względny spadek procentowy pomiędzy pomiarem na hali laboratoryjnej a informacją z tabliczki znamionowej waha się od 4,1 % do 5,8 %. W przypadku  $I_{SC}$  oraz  $I_{MPP}$  są to już większe rozbieżności mieszczące się w przedziale 11,1 – 23,1 %.

Na przedstawionych poniżej wykresach 6.2.1 ÷ 6.2.3 zauważyć można, iż zanieczyszczenie powierzchni modułów różnymi osadami skutkuje bardzo zbliżonym przebiegiem spadku mocy maksymalnej oraz sprawności konwersji. Zależności przybliżono funkcjami liniowymi, które cechują się podobnymi kątami

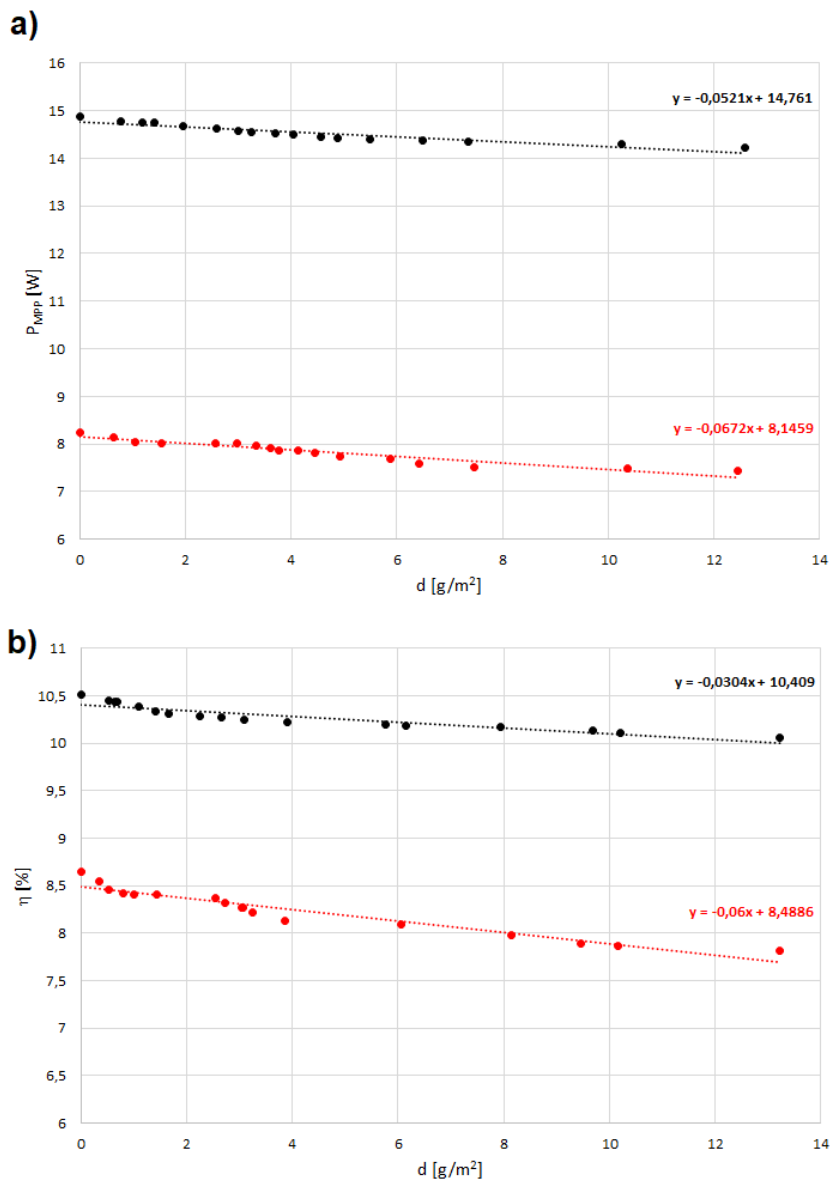
nachylenia względem prostej poziomej – co ważne, stopień nachylenia jest porównywalny dla obu modułów fotowoltaicznych. Dla gęstości powierzchniowej osadu przekraczającej wartość  $10 \text{ g/m}^2$  widoczny jest spadek parametrów elektrycznych skutkujący obniżeniem  $P_{MPP}$  i  $\eta$  o 10 % dla modułu MWG-20 i 5 % dla modułu CLC010-12P. Można więc założyć, że jest to graniczna wartość osadu, po przekroczeniu której zasadne staje się oczyszczenie powierzchni modułu fotowoltaicznego. Procentowy spadek obu analizowanych wartości okazał się inny, mimo iż zastosowano moduły wykonane w technologii p-Si. Wskazuje to na znaczenie chropowatości pokrycia szklanego zastosowanego podczas procesu produkcji, ponieważ będzie od niego zależało, z jaką łatwością molekuly kurzu będą przywierać do powierzchni.



Rys. 6.2.1. a) Moc w punkcie mocy maksymalnej, b) sprawność konwersji fotowoltaicznej jako funkcja gęstości powierzchniowej osadu 3 dla modułu fotowoltaicznego MWG-20 (●) i CLC010-12P (●)



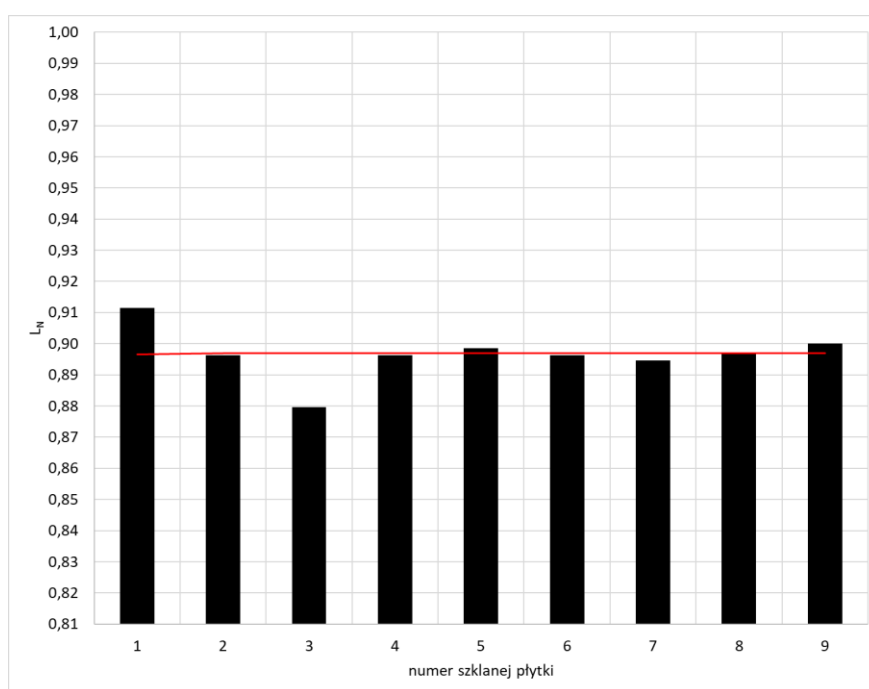
Rys. 6.2.2. a) Moc w punkcie mocy maksymalnej, b) sprawność konwersji fotowoltaicznej jako funkcja gęstości powierzchniowej osadu 4 dla modułu fotowoltaicznego MWG-20 (●) i CLC010-12P (●)



Rys. 6.2.3. a) Moc w punkcie mocy maksymalnej, b) sprawność konwersji fotowoltaicznej jako funkcja gęstości powierzchniowej osadu 5 dla modułu fotowoltaicznego MWG-20 (●) i CLC010-12P (●)

### 6.3. Badanie płynów samoczyszczących

W związku z niekorzystnym efektem gromadzenia się zanieczyszczeń na powierzchni modułów fotowoltaicznych, jednym z proponowanych rozwiązań jest implementacja zewnętrznego pokrycia warstwą hydrofobową. Analizie poddano preparaty dostępne na rynku, zaś wykres zaprezentowany na rysunku 6.3.1 przedstawia znormalizowane względem warunków hali laboratoryjnej wartości natężenia oświetlenia czystych szklanych płytek z wierzchnią warstwą powłok hydrofobowych oraz płytki referencyjnej. Czerwoną linią poziomą zaznaczono średnią wartość znormalizowanej transparentności, która wyniosła 0,897.

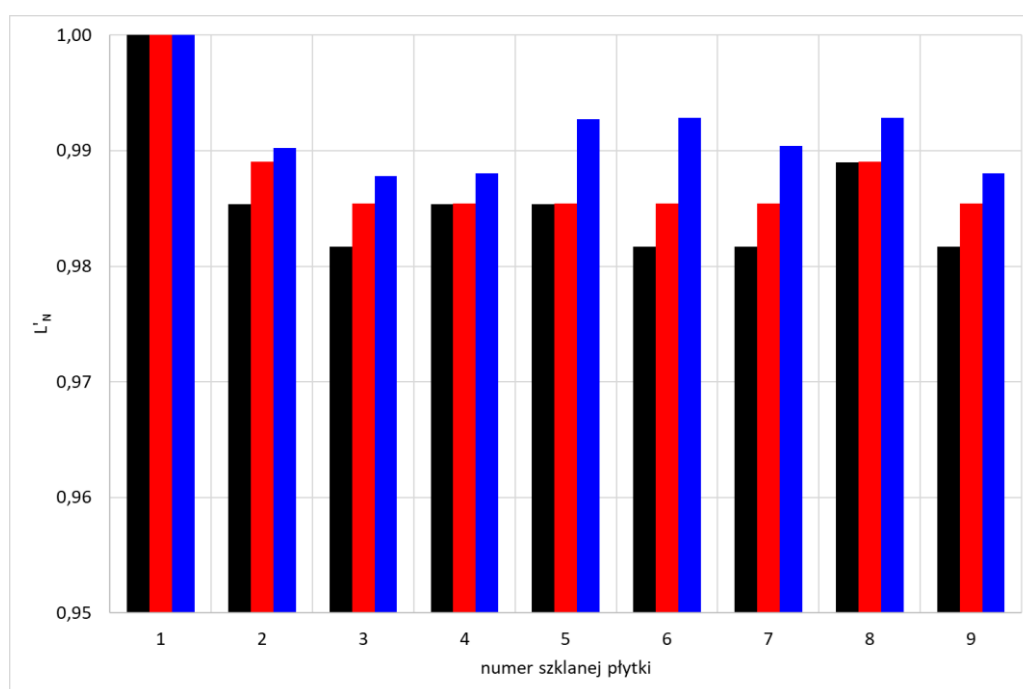


Rys. 6.3.1. Znormalizowane względem natężenia promieniowania na hali laboratoryjnej wartości natężenia oświetlenia dla dziewięciu czystych płytek, w tym ośmiu (2 ÷ 9) z warstwą hydrofobową

Redukcja przejrzystości pokrycia szklanego po zastosowaniu powłok hydrofobowych niewiele różni się od transparentności płytki bez dodatkowego pokrycia. Spadek transmitancji płytek z pokryciem powłokami w porównaniu z czystą płytką szklaną bez dodatkowej warstwy mieści się w przedziale zaledwie 1,25 – 3,49 %. W związku z tym można stwierdzić, że transparentność w module fotowoltaicznym jest ograniczona przez samo stosowanie szklanej warstwy, zaś ewentualna aplikacja wierzchnich warstw hydrofobowych nie ograniczy istotnie spodziewanych uzysków energetycznych.

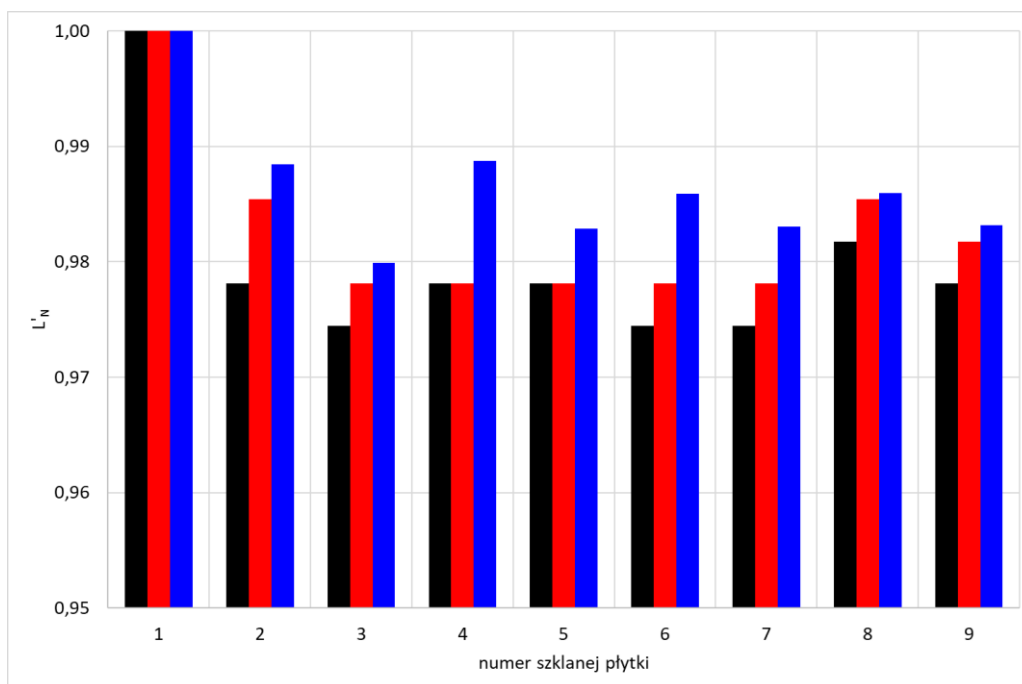


Na rysunku 6.3.2, 6.3.3, 6.3.4 oraz 6.3.5 zamieszczono znormalizowane względem płytki referencyjnej (1) wartości natężenia oświetlenia pozostałych pokrytych preparatami szklanych płytek. Wszystkie zaaplikowane gęstości powierzchniowe osadu – 4,3 g/m<sup>2</sup>, 8,5 g/m<sup>2</sup>, 12,8 g/m<sup>2</sup> i 17,1 g/m<sup>2</sup>, spowodowały nieznaczny spadek transmitancji, tym większy, im większa warstwa powierzchniowa została zdeponowana. Warto jednak podkreślić, iż nawet dla gęstości powyżej 17 g/m<sup>2</sup> spadek przezroczystości nie przekraczał 4 %.



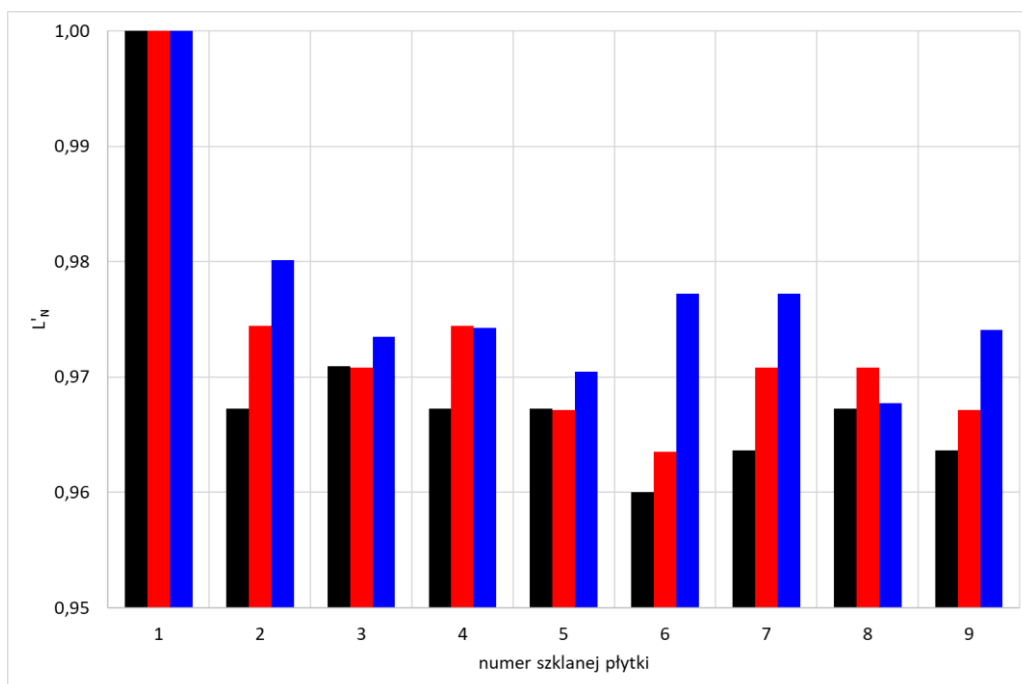
Rys. 6.3.2. Znormalizowana wartość natężenia oświetlenia dla płytki referencyjnej (1) oraz ośmiu płytek z powłoką hydrofobową zanieczyszczonych osadem o gęstości powierzchniowej 4,3 g/m<sup>2</sup>:

■ osad 3, ■ osad 4, ■ osad 5



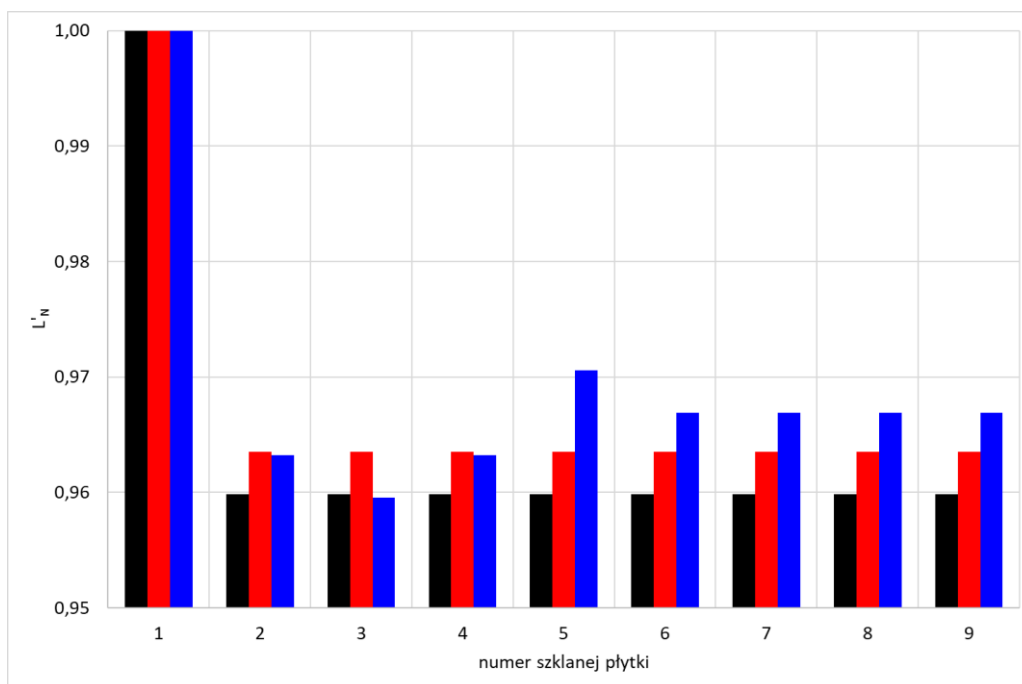
Rys. 6.3.3. Znormalizowana wartość natężenia oświetlenia dla płytki referencyjnej (1) oraz ośmiu płytek z powłoką hydrofobową zanieczyszczonych osadem o gęstości powierzchniowej 8,5 g/m<sup>2</sup>:

■ osad 3, ■ osad 4, ■ osad 5



Rys. 6.3.4. Znormalizowana wartość natężenia oświetlenia dla płytki referencyjnej (1) oraz ośmiu płytek z powłoką hydrofobową zanieczyszczonych osadem o gęstości powierzchniowej 12,8 g/m<sup>2</sup>:

■ osad 3, ■ osad 4, ■ osad 5

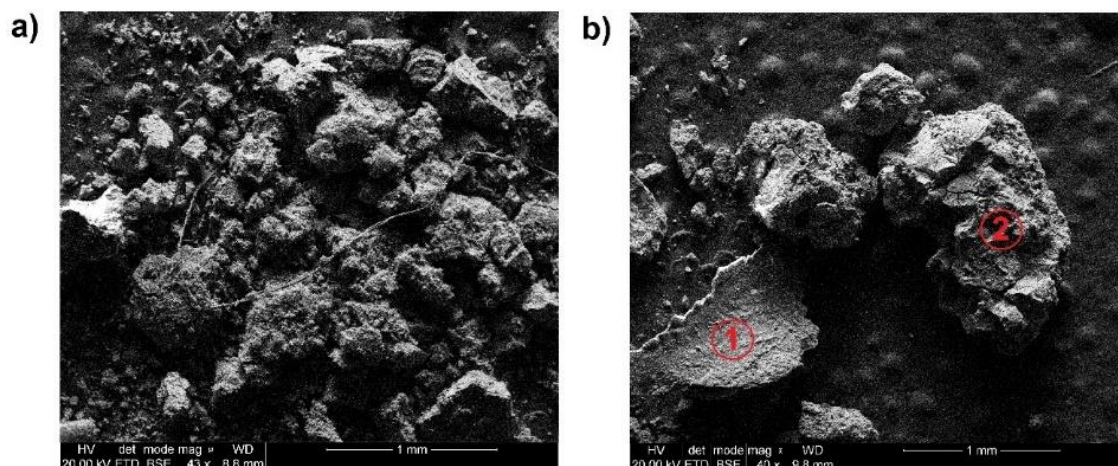


Rys. 6.3.5. Znormalizowana wartość natężenia oświetlenia dla płytki referencyjnej (1) oraz ośmiu płytek z powłoką hydrofobową zanieczyszczonych osadem o gęstości powierzchniowej 17,1 g/m<sup>2</sup>:

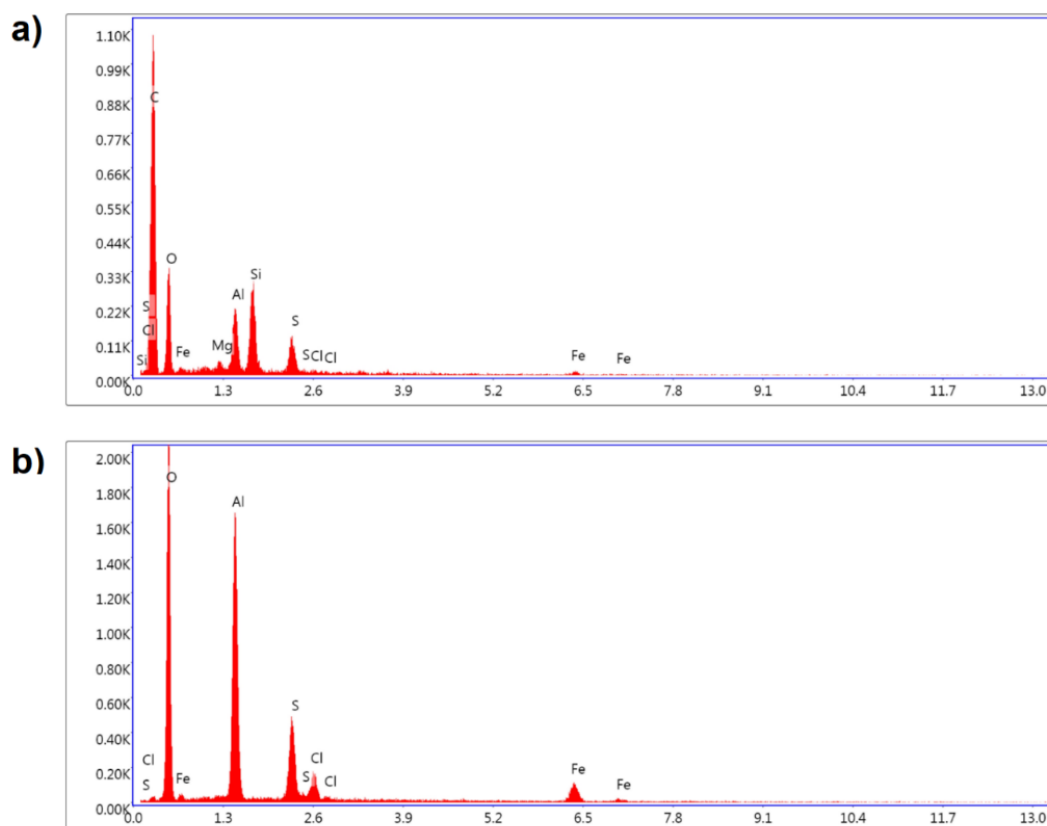
■ osad 3, ■ osad 4, ■ osad 5

#### 6.4. Analiza SEM i EDS naturalnie i sztucznie naniesionych osadów

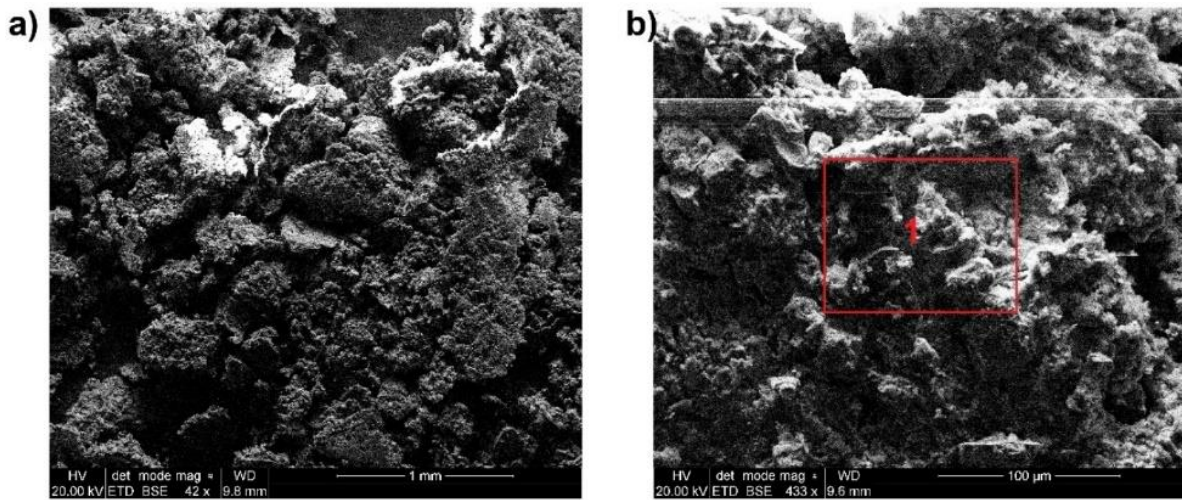
Skład wszystkich osadów oraz zdjęcia próbek przedstawiono na rysunkach 6.4.1 ÷ 6.4.12. Dla części zanieczyszczeń wybrano więcej niż jeden obszar do analizy – każdy zbadany obszar bądź punkt zaznaczono na zdjęciu SEM poprzez dodanie czerwonej obwódki.



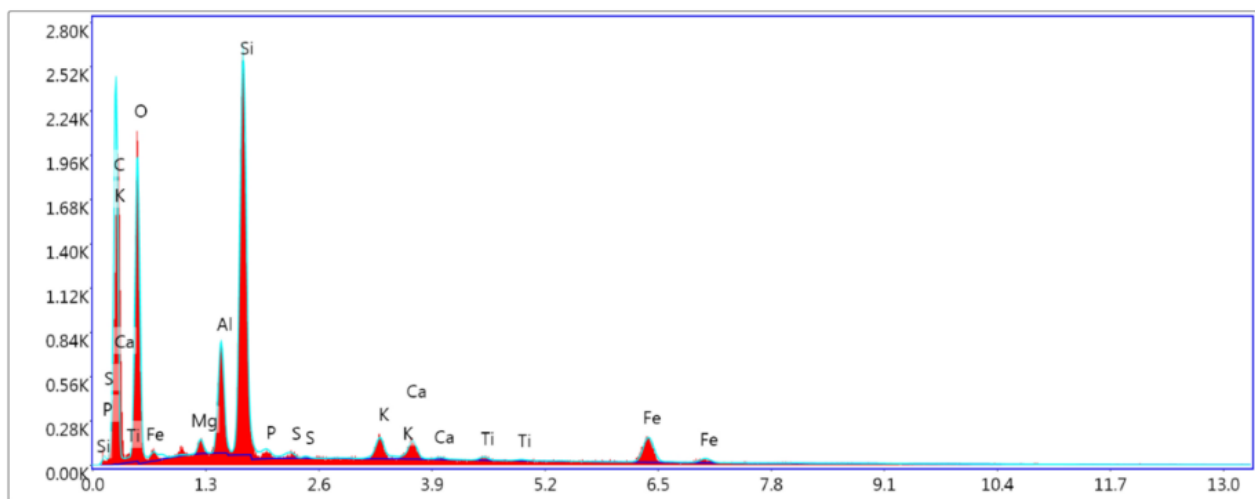
Rys. 6.4.1. Zdjęcie SEM osadu 1: a) skupisko zbitych ziaren, b) miejsca próbkowania EDS



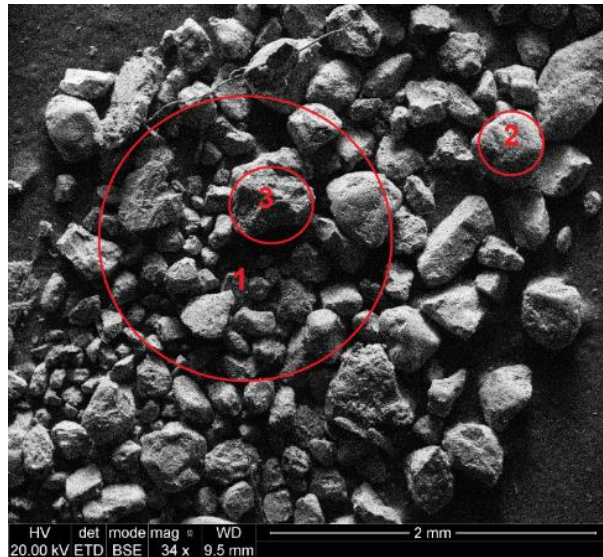
Rys. 6.4.2. Analiza EDS dla osadu 1: a) obszar 1, b) obszar 2



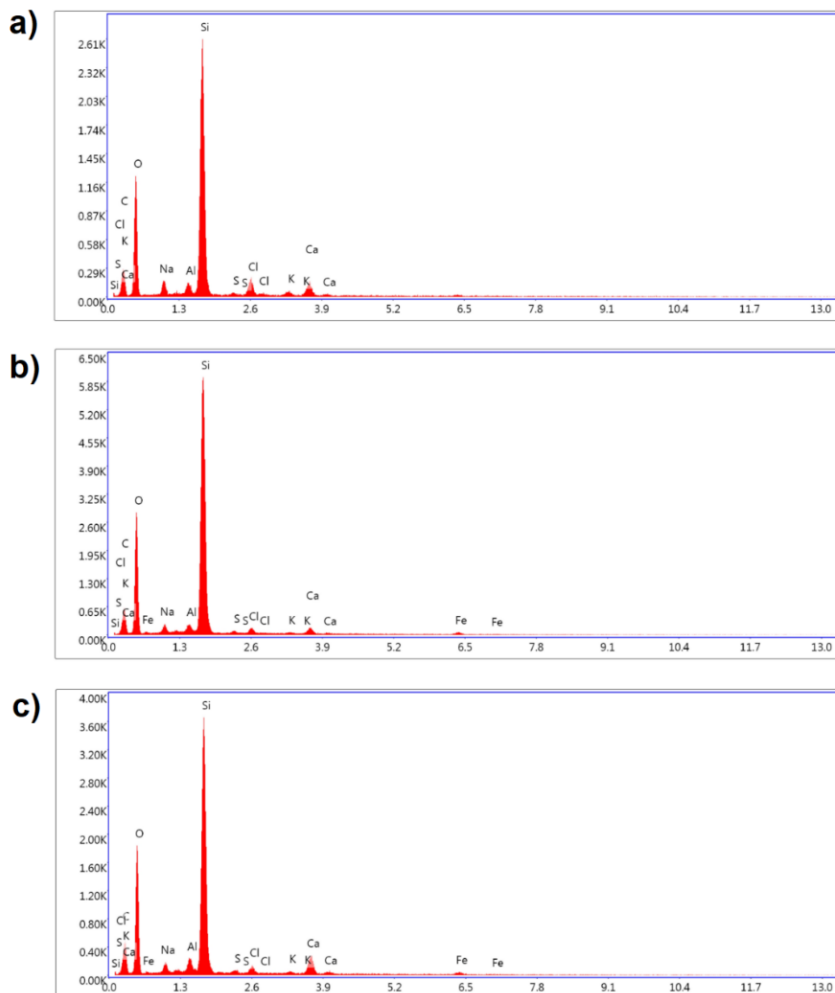
Rys. 6.4.3. Zdjęcie SEM osadu 2 i miejsce próbkowania EDS



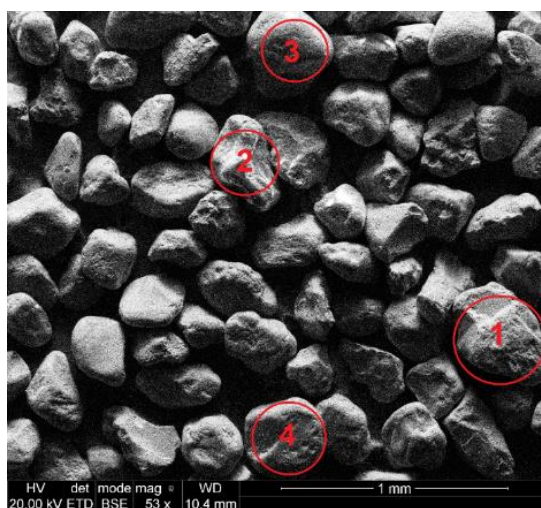
Rys. 6.4.4. Analiza EDS dla osadu 2



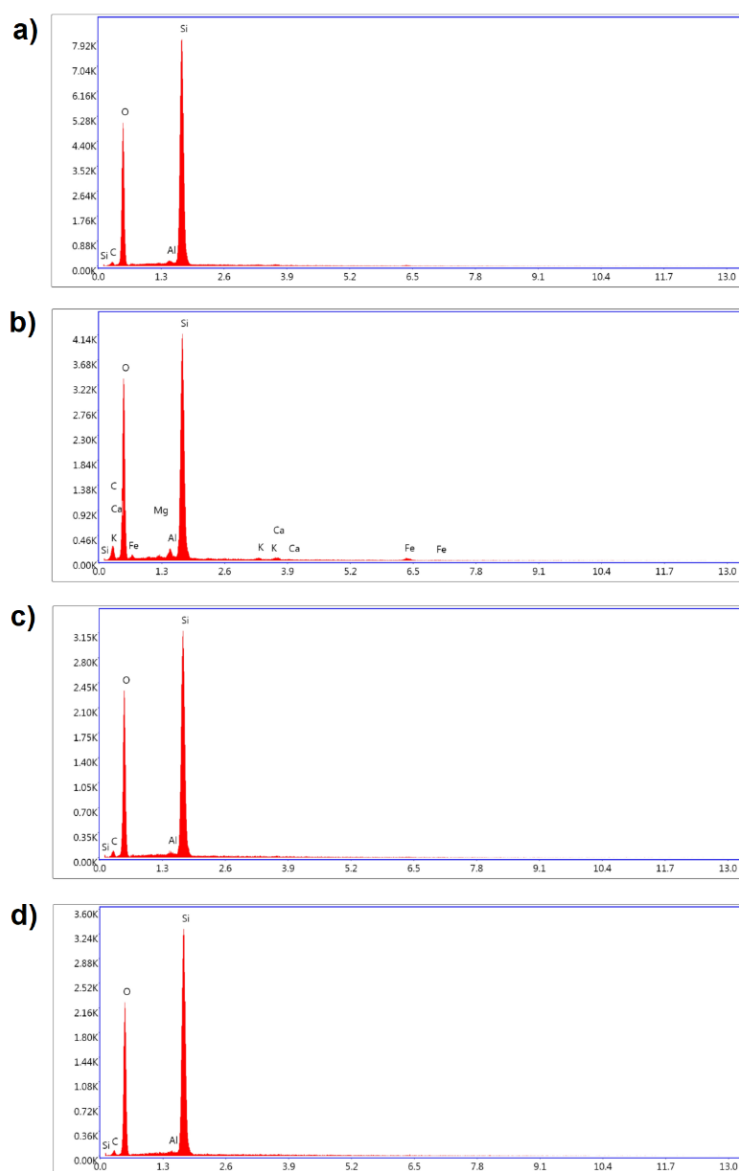
Rys. 6.4.5. Zdjęcie SEM osadu 3 i miejsca próbkowania EDS



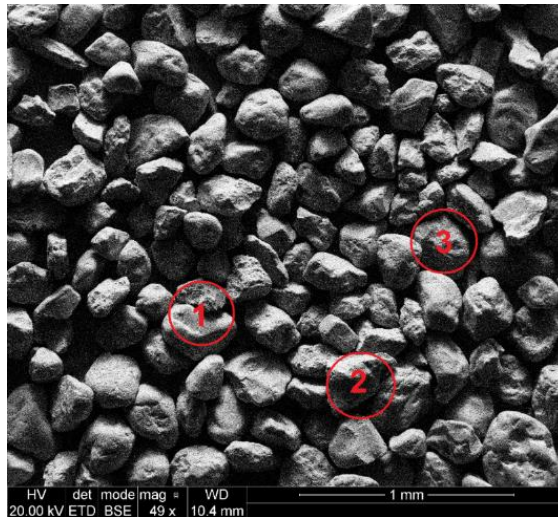
Rys. 6.4.6. Analiza EDS dla osadu 3: a) obszar 1, b) obszar 2, c) obszar 3



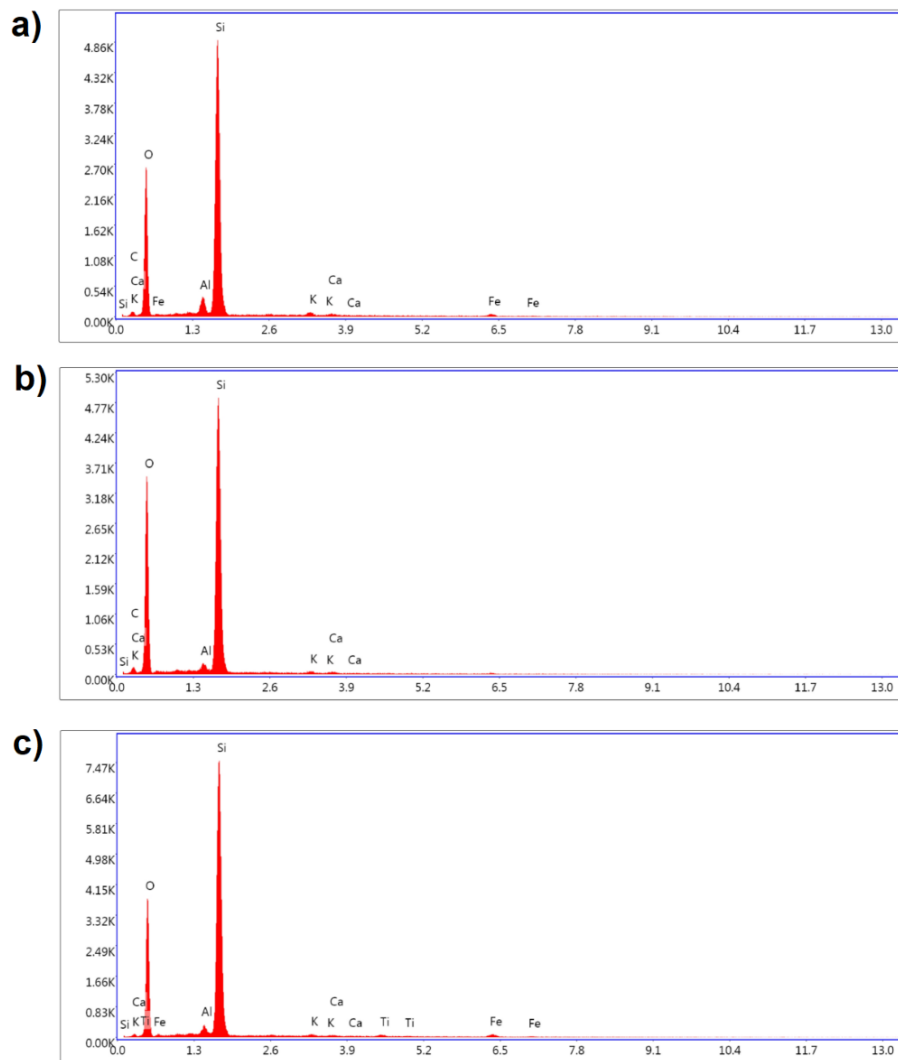
Rys. 6.4.7. Zdjęcie SEM osadu 4 i miejsca próbkowania EDS



Rys. 6.4.8. Analiza EDS dla osadu 4: a) obszar 1, b) obszar 2, c) obszar 3, d) obszar 4

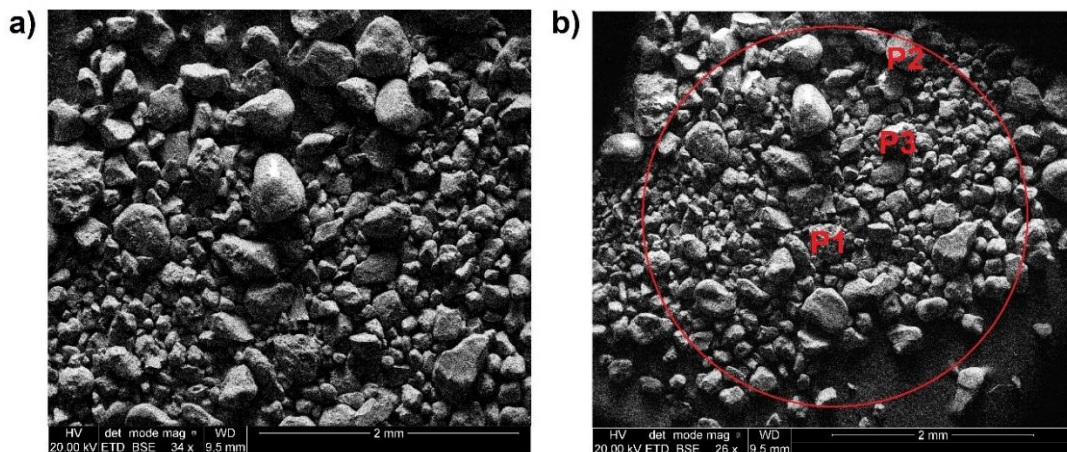


Rys. 6.4.9. Zdjęcie SEM osadu 5 i miejsca próbkowania EDS

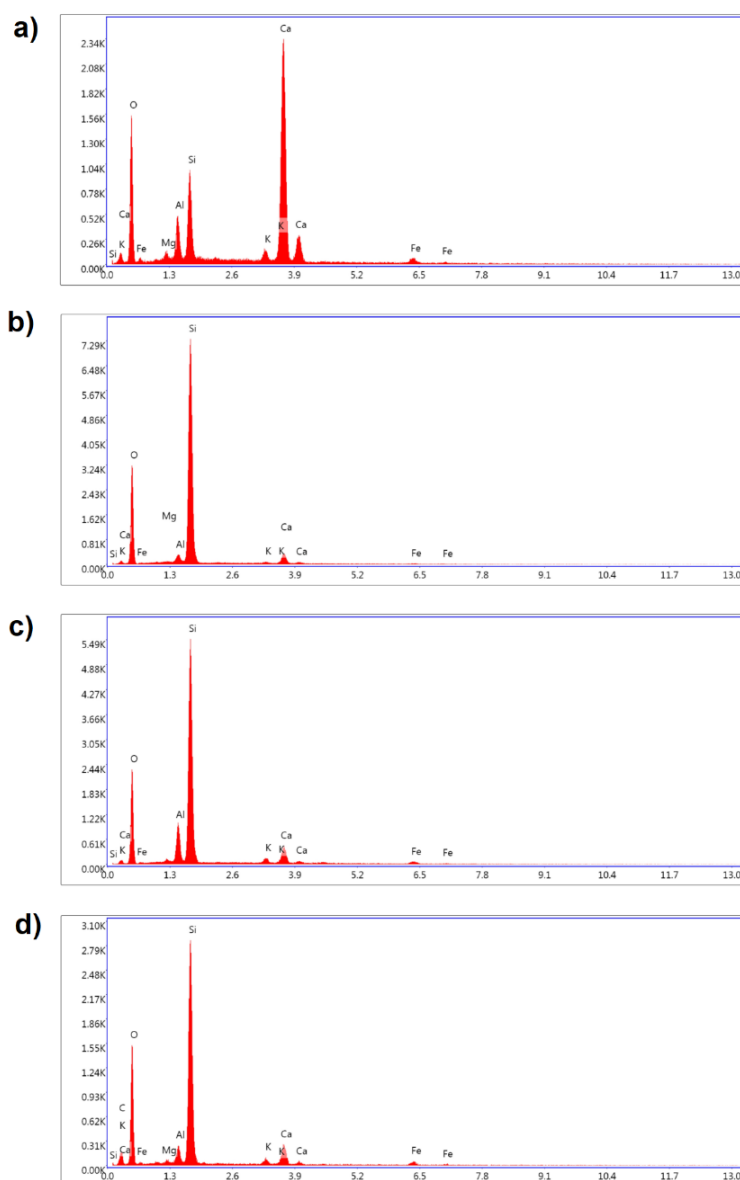


Rys. 6.4.10. Analiza EDS dla osadu 5: a) obszar 1, b) obszar 2, c) obszar 3





Rys. 6.4.11. Zdjęcie SEM osadu 6: a) skupisko zbitych ziaren, b) miejsca próbkowania EDS



Rys. 6.4.12. Analiza EDS dla osadu 6 a) punkt 1, b) punkt 2, c) punkt 3, d) obszar 1

Zdjęcia SEM osadu 1 i 2, pozyskanych w wyniku naturalnej akumulacji kurzu, pozwalają zauważyć nierównomierny wygląd ziaren, który miejscami przypomina strukturę gąbczastą. Jest to spowodowane wieloletnim zbijaniem się cząstek w zwartą masę oraz przyleganiem ich ściśle w schropowacenia powierzchni szklanej. Zauważalne w kilku miejscach zwiększenie koncentracji molekuł to konsekwencja efektu aglomeracji warstw osadu na już istniejących warstwach zanieczyszczeń. Średni rozmiar cząstek obu osadów zawiera się w przedziale 0,3 – 0,5 mm. Pozostałe osady – ponumerowane od 3 do 6, charakteryzują się już znacznie ostrzejszymi granicami ziaren. Jest to najbardziej zauważalne dla osadu 4 i 5, które zebrane były w okolic plaży oraz pętli tramwajowej w Gdańsku Brzeźno. Jedyne osad zgromadzony wewnątrz budynku, z hali laboratoryjnej, cechuje się rozmiarami molekuł 0,2 – 0,35 mm, przy czym zdarzają się pojedyncze większe elementy o średnicy powyżej 0,5 mm. Cząstki osadu 4 posiadają rozmiary mieszczące się w przedziale 0,23 – 0,36 mm, zaś osadu 5 – w przedziale 0,22 – 0,33 mm. Osad 6 cechuje się molekułami dwóch rodzajów – większe o średnicy około 0,45 mm i mniejsze o średnicy blisko 0,2 mm.

W tabeli 6.4.1 oraz 6.4.2 zebrano wartości odpowiednio udziałów wagowych oraz atomowych pierwiastków, występujących w badanym obszarze bądź punkcie. Należy zauważyć, iż pierwiastki o większym udziale procentowym odpowiadają pierwiastkom, występującym w wierzchniej warstwie skorupy ziemskiej. Mowa tu o związkach, stanowiących największą zawartość skorupy, mianowicie:  $\text{Al}_2\text{O}_3$  (15,4%),  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  (5%),  $\text{CaO}$  (3,6%),  $\text{Na}_2\text{O}$  (3,27%),  $\text{K}_2\text{O}$  (2,8%) i  $\text{MgO}$  (2,48%) [94]. W wyniku analizy EDS zauważono, iż osad 1 i 2 zawierają znaczący udział tlenu, glinu i krzemu, a także śladowe ilości żelaza czy magnezu. Pojawiający się sygnał od węgla należy interpretować jako sygnał od taśmy węglowej, na której prowadzona była analiza, nie zaś jako integralną część składu próbki. Odnotowana obecność tytanu (pochodzenie ze spalin lub produktów korozji) dla osadu 2 wskazuje na występowanie wzmożonego ruchu samochodowego, zwłaszcza że w widmie EDS pojawia się również sygnał od żelaza, które związane jest z zużywającymi się oponami oraz pracą klocków hamulcowych [95]. Osad 3, pobrany z drogi znajdującej się przed budynkiem Chemii C, wykazuje w składzie tlen, krzem oraz glin, ale pojawiają się również niewielkie ilości sodu, chloru czy siarki. Osad ten jest jedynym, przy którym pojawia się ślad od sodu i chloru, a

biorąc pod uwagę bliską obecność miejsca próbkowania względem magazynu z odczynnikami Wydziału Chemicznego, można wnioskować, że jest to wkład od użytkowanych substancji chemicznych. Osady zebrane z okolic Gdańska Brzeźno są znacznie mniej zróżnicowane pod względem składu – główny wkład w ich zawartość pochodzi od krzemu i tlenu, co można tłumaczyć dużym wkładem cząstek piasku z plaży. Spektrum EDS osadu 6 z hali laboratoryjnej ujawniło występowanie głównie tlenu, krzemu i glinu, jak również śladowe ilości wapnia, potasu, magnezu oraz żelaza. Najprawdopodobniej w toku badań oraz innych prac prowadzonych na hali przedostaje się na nią osad z okolic kampusu Politechniki Gdańskiej. Tłumaczy to fakt wystąpienia w widmie EDS żelaza, które pochodzi z emisji wydzielanych przez samochody [96]. Ślad od żelaza pojawia się najrzadziej tylko dla osadu 4, a więc zebranego z mola w Brzeźnie, będącego najmniej narażonym na styczność z emisjami pojazdów.

Tab. 6.4.1. Procent wagowy danego pierwiastka w badanej w analizie EDS próbce

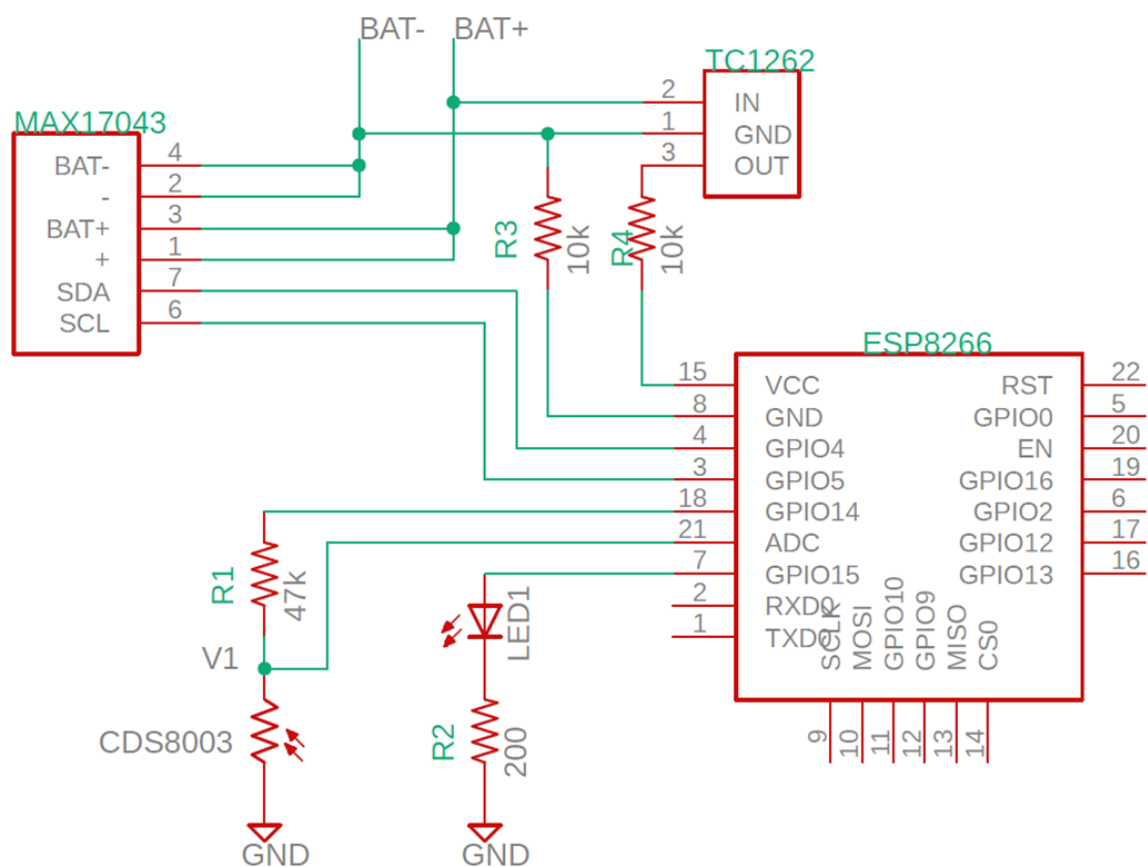
	C	O	Mg	Al	Si	S	Cl	Fe	K	Ca	Ti	Na
$O_1^1$	69,67	23,38	0,15	2,03	2,79	1,46	0,08	0,45	–	–	–	–
$O_2^1$	–	58,08	–	23,87	–	8,32	–	6,69	–	–	–	–
$O_1^2$	49,18	35,05	0,38	2,46	8,33	0,08	–	2,78	0,78	0,80	0,16	–
$O_1^3$	28,48	42,64	–	0,92	20,96	0,07	1,79	–	0,60	2,12	–	2,42
$O_2^3$	28,36	43,76	–	0,66	23,14	0,03	0,35	0,90	0,18	1,12	–	1,51
$O_3^3$	29,51	43,13	–	1,11	19,88	0,04	0,43	1,07	0,23	2,94	–	1,67
$O_1^4$	10,85	56,36	–	0,49	32,30	–	–	–	–	–	–	–
$O_2^4$	19,28	55,99	0,22	0,84	22,06	–	–	0,98	0,22	0,41	–	–
$O_3^4$	13,03	57,97	–	0,52	28,48	–	–	–	–	–	–	–
$O_4^4$	11,45	57,65	–	0,25	30,66	–	–	–	–	–	–	–
$O_1^5$	10,63	52,11	–	2,30	32,97	–	–	1,10	0,55	0,35	–	–
$O_2^5$	11,45	57,93	–	0,96	28,99	–	–	–	0,35	0,32	–	–
$O_3^5$	–	53,33	–	1,54	42,34	–	–	1,75	0,29	0,25	–	–
$P_1^6$	–	54,39	0,74	3,63	6,63	–	–	2,12	1,18	31,32	–	–
$P_2^6$	–	52,37	0,17	1,67	41,23	–	–	0,47	0,37	3,73	–	–
$P_3^6$	–	47,57	–	6,67	37,16	–	–	1,93	1,24	5,43	–	–
$O_1^6$	16,82	48,24	0,50	2,23	25,20	–	–	1,73	0,84	4,45	–	–

Tab. 6.4.2. Procent atomowy danego pierwiastka w badanej w analizie EDS próbce

	<b>C</b>	<b>O</b>	<b>Mg</b>	<b>Al</b>	<b>Si</b>	<b>S</b>	<b>Cl</b>	<b>Fe</b>	<b>K</b>	<b>Ca</b>	<b>Ti</b>	<b>Na</b>
$O_1^1$	77,36	19,49	0,08	1,00	1,33	0,61	0,03	0,11	–	–	–	–
$O_2^1$	–	72,90	–	17,77	–	5,21	1,71	2,41	–	–	–	–
$O_1^2$	–	32,29	–	1,34	–	0,03	–	0,73	0,29	0,30	0,05	–
$O_1^3$	39,24	44,10	–	0,56	12,35	0,03	0,83	–	0,26	0,88	–	1,75
$O_2^3$	38,90	45,06	–	0,40	13,58	0,01	0,16	0,26	0,08	0,46	–	1,08
$O_3^3$	40,37	44,29	–	0,68	11,63	0,02	0,20	0,31	0,10	1,21	–	1,19
$O_1^4$	16,15	62,97	–	0,32	20,56	–	–	–	–	–	–	–
$O_2^4$	26,91	58,68	0,15	0,52	13,17	–	–	0,29	0,10	0,17	–	–
$O_3^4$	18,89	63,11	–	0,33	17,66	–	–	–	–	–	–	–
$O_4^4$	16,85	63,69	–	0,16	19,30	–	–	–	–	–	–	–
$O_1^5$	16,25	59,83	–	1,57	21,57	–	–	0,36	0,26	0,16	–	–
$O_2^5$	16,85	63,98	–	0,63	18,24	–	–	–	0,16	0,14	–	–
$O_3^5$	–	67,28	–	1,15	30,43	–	–	0,63	0,15	0,10	–	–
$P_1^6$	–	73,11	0,66	2,89	5,07	–	–	0,82	0,65	16,81	–	–
$P_2^6$	–	66,52	0,14	1,26	29,84	–	–	0,17	0,19	1,89	–	–
$P_3^6$	–	62,66	–	5,21	27,88	–	–	0,73	0,67	2,86	–	–
$O_1^6$	25,09	54,05	0,37	1,48	16,08	–	–	0,55	0,38	1,99	–	–

## 6.5. Czujnik do analizy stopnia akumulacji osadu

Podczas pracy badawczej zwrócono uwagę na konieczność określenia wartości gęstości powierzchniowej osadu, dla której parametry elektryczne modułu fotowoltaicznego ulegają znaczącej generacji. W tym celu skonstruowano analizator akumulacji osadu, który wykorzystuje zjawisko odbicia wiązki światła od powierzchni szkła do pomiaru ilości zanieczyszczeń zalegających na frontowej powierzchni szklanej. Światło z diody LED kierowane jest na powierzchnię szklaną, od której się odbija, by następnie trafić na fotorezystor. Następnym krokiem jest pomiar napięcia na fotorezystorze i przeliczenie go przez miernik analogowo-cyfrowy na zmianę oporu. Rzeczywista konstrukcja urządzenia opiera się na trzech obwodach, gdzie każdy z nich odpowiedzialny jest za inną funkcję urządzenia: dokonywanie pomiaru, komunikację bezprzewodową z użytkownikiem oraz zasilanie (rysunek 6.5.1). Sterowanie pracą całego układu odbywa się przez moduł ESP-12E oparty na chipie ESP8266. Układ zasilany jest akumulatorem Li-Pol Akyga 980mAh 1S 3,7V.



Rys. 6.5.1. Układ do monitorowania poziomu zanieczyszczeń wraz z podzespołami

Podukład pomiarowy składa się z dwóch gałęzi. Pierwsza gałąź zawiera diodę LED 5mm (LED1) połączoną szeregowo z rezystorem R2, pomiędzy którym znajduje się węzeł V1 podłączony do portu ADC modułu ESP-12E. Druga gałąź składa się z fotorezystora CDS8003 połączony szeregowo z rezystorem R1. Gałąź z diodą jest wpięta pomiędzy masę układu a port GPIO15 modułu ESP-12E, zaś gałąź z fotorezystorem pomiędzy masę układu a portem GPIO14 modułu ESP-12E. W czasie pomiaru, stan portów GPIO14 i GPIO15 zmieniany jest na wysoki i pojawia się na nich napięcie 3,3V. Powoduje to emisję światła przez diodę oraz pojawienie się spadku napięcia na fotorezystorze. Napięcie na fotorezystorze mierzone jest przez przetwornik analogowo-cyfrowy modułu ESP-12E (port ADC). Następnie wartość napięcia przeliczana jest na wartość oporu fotorezystora  $R_{fot}$  zgodnie ze wzorem (6.5.1):

$$R_{fot} = R_1 \frac{V_{14}}{V_{14} - V_1} \quad (6.5.1)$$

gdzie:

$R_1$  – wartość oporu rezystora R1,

$V_{14}$  – napięcie generowane przez port GPIO14,

$V_1$  – napięcie między węzłem V1 a masą układu,

Powyższą zależność wyprowadzono w oparciu o założenie, że impedancja wejściowa portu ADC jest wystarczająco duża i nie wpływa na wynik pomiaru napięcia na fotorezystorze. Stan wysoki na portach GPIO14 i GPIO15 jest tylko w czasie wykonywania pomiaru. W pozostałych przypadkach są one ustawione w stan niski, w celu oszczędzania energii.

Funkcją podukładu zasilania jest zasilanie całości układu oraz kontrolowanie napięcia i poziomu naładowania akumulatora. Jako akumulator wykorzystano ogniwo LiPo o pojemności 1400mAh oraz napięciu wyjściowym 3,7V. Moduł ESP-12E pracuje z napięciem zasilania 3,3V, dlatego akumulator podłączony jest do konwertera napięcia TC1262, który konwertuje napięcie 3,7V na 3,3V. Do kontrolowania parametrów akumulatora wykorzystano układ MAX17043. Komunikuje się on za pomocą interfejsu I2C z modułem ESP-12E. Moduł ESP-12E najpierw wybudza moduł MAX17043 ze stanu uśpienia, a następnie wysyła zapytanie o aktualną wartość napięcia na akumulatorze oraz

o poziomie jego naładowania. Kiedy moduł MAX17043 prześle żądane informacje, z powrotem jest ustawiany w tryb uśpienia, aby zredukować pobór mocy.

Podukład komunikacji odpowiada za komunikację z użytkownikiem. Moduł ESP-12E jest skonfigurowany w trybie access point - użytkownik łączy się z modułem za pomocą WiFi w pasmie 2.4GHz. Dane pomiarowe (napięcie akumulatora, poziom naładowania akumulatora oraz informację, czy urządzenie wymaga czyszczenia) są wyświetlane na stronie www, na którą użytkownik wchodzi za pomocą przeglądarki.

Przykładowe pomiary przedstawiono w tabeli 6.5.1. Są to odczyty oporu elektrycznego przy stałym natężeniu oświetlenia  $1000 \text{ W/m}^2$  dla różnych wartości gęstości powierzchniowej osadu umieszczonego na przedniej szklanej powierzchni obudowy.

Tab. 6.5.1. Opór elektryczny czujnika przy różnej gęstości powierzchniowej osadu zdeponowanego na przedniej powierzchni

<b>M [g/m<sup>2</sup>]</b>	3,55	4,83	7,47	10,74	14,76	20,72	35,12	41,59	51,93
<b>R [kΩ]</b>	0,55	0,55	0,54	0,54	0,53	0,53	0,52	0,51	0,50

Odczyty wskazane w tabeli 6.5.1 świadczą o liniowym spadku wartości oporu elektrycznego wraz z postępującą gęstością powierzchniową osadu zakumulowaną na przedniej transparentnej ścianie obudowy. Badania prowadzone w dziedzinie zanieczyszczenia modułów fotowoltaicznych pozwalają stwierdzić, że już 10 – 15 g/m<sup>2</sup> zawartości osadu prowadzi do wyraźnego spadku parametrów elektrycznych modułów. W związku z tym zasadne jest poinformowanie użytkownika o konieczności wyczyszczenia instalacji fotowoltaicznej w chwili gdy różnica oporu elektrycznego  $\Delta R > 0,02 \text{ k}\Omega$ .

## 7. Wnioski

Przeprowadzone w toku realizacji pracy doktorskiej badania miały za zadanie umożliwić opracowanie metody zapobiegania i monitorowania procesu akumulacji zanieczyszczeń na frontowym pokryciu szklanym modułu fotowoltaicznego. Analiza prowadzona była w oparciu o badania wykorzystujące osady naturalne, powstające w warunkach zewnętrznych, jak również sztuczne ręczne zanieczyszczanie powierzchni w hali laboratoryjnej z wykorzystaniem osadów zebranych z trzech lokalizacji.

Wieloletnia analiza osadu zakumulowanego w sposób naturalny na powierzchni trzech różnych modułów fotowoltaicznych potwierdziła jego znaczny wpływ na parametry elektryczne urządzeń. Niezwykle istotne okazało się ograniczanie składowej prądowej przy minimalnym i niemalże pomijalnym wpływie kurzu na napięcie, co pozwala potwierdzić pierwszą tezę pracy doktorskiej. Umożliwia to wyznaczenie bezpośredniego związku pomiędzy zmniejszeniem natężenia prądu a uzyskiwaniem przez moduły niższych parametrów mocy maksymalnej oraz sprawności konwersji fotowoltaicznej. Wskazano również na szybką degradację parametrów urządzeń w pierwszych dwóch latach eksperymentu, która postępuje wolniej w miarę, jak ograniczeniu ulega dostępna wolna powierzchnia. Zauważono jednak, że dopasowanie linii trendu wykazuje charakter linowy dla dwóch modułów, oraz charakter wielomianowy stopnia drugiego dla modułu trzeciego. Tym samym należy zwrócić uwagę na zróżnicowanie zależności przebiegu osadzania się zanieczyszczeń na powierzchni modułów PV.

Wnioski z badań naturalnej akumulacji osadu pozwoliły też potwierdzić tezę drugą o niedostatecznie pozytywnym wpływie opadów atmosferycznych na usuwanie zgromadzonych zanieczyszczeń z powierzchni modułów. Jest to zjawisko ściśle związane z lokalizacją, zależy od intensywności oraz częstotliwości występowania opadów i pozwala opóźnić degradację parametrów elektrycznych, spowodowaną opadającym na instalację PV kurzem.

Kolejnym etapem badań było przeprowadzenie doświadczeń z wykorzystaniem osadu w kontrolowanych warunkach, a więc o równomiernym rozkładzie na powierzchni modułu oraz wewnątrz budynku, w hali laboratoryjnej.



Zaobserwowano zjawisko w postaci różnic w łatwości przywierania molekuł kurzu do pokrycia szklanego pomimo tego, że badane moduły były wykonane w tej samej technologii p-Si. Różnice maksymalnych spadków mocy i sprawności wyniosły od 5% do 10%. W każdym przypadku parametry elektryczne uległy znacznemu pogorszeniu dla gęstości powierzchniowej osadu przekraczającej 10 g/m<sup>2</sup>. Tym samym potwierdzona została teza trzecia o istnieniu granicznej wartości zanieczyszczeń zgromadzonych na powierzchni modułu fotowoltaicznego.

Badania powłok hydrofobowych pozwoliły potwierdzić tezę czwartą, że są one obiecującym materiałem do zastosowań w fotowoltaice, albowiem prowadzą do minimalizacji ilości światła przenikającego przez szklaną powierzchnię. Spadek transmitancji płytek z pokryciem powłokami w porównaniu z czystą płytką szklaną bez dodatkowej można uznać za pomijalny efekt.

Finalnym etapem pracy doktorskiej było opracowanie metodyki pomiarowej i konstrukcja czujnika monitorującego zanieczyszczenie instalacji fotowoltaicznej i jednocześnie sygnalizującego użytkownikowi, kiedy należy poddać ją czyszczeniu, co stanowi potwierdzenie tezy piątej.

## Dorobek naukowy

### Publikacje w czasopismach:

1. **Małgorzata Rudnicka**, Ewa Klugmann-Radziemska, "The Issue of Shading Photovoltaic Installation Caused by Dust Accumulation on the Glass Surface", *Ecological Chemistry and Engineering S*, 28(2), 2021, s. 173-182.
2. **Małgorzata Rudnicka**, Ewa Klugmann-Radziemska, "Soiling Effect Mitigation Obtained by Applying Transparent Thin-Films on Solar Panels: Comparison of Different Types of Coatings", *Materials*, 14(4), 2021, s. 964.
3. Ewa Klugmann-Radziemska, **Małgorzata Rudnicka**, "Decrease in Photovoltaic Module Efficiency Because of the Deposition of Pollutants", *IEEE Journal of Photovoltaics*, 10(6), 2020, s. 1772-1779.
4. Ewa Klugmann-Radziemska, **Małgorzata Rudnicka**, "Energy Yield Generated by a Small Building Integrated Photovoltaic Installation", *Ecological Chemistry and Engineering S*, 27(3), 2020, s. 335-346.
5. Ewa Klugmann-Radziemska, **Małgorzata Rudnicka**, "The Analysis of Working Parameters Decrease in Photovoltaic Modules as a Result of Dust Deposition", *Energies*, 13(16), 2020, s. 4138.
6. Iwona Żmuda-Trzebiatowska, **Małgorzata Rudnicka**, Ewelina Miśta, Maryam Kolbadinejad, Arash Lashkari, Paweł Kalbarczyk, Damian Włodarczyk, Gerard Śliwiński, "Spectroscopic pigment identification in ornamentation tiles (XIII - XV ac) from Aveh, Qom and Masshad in Iran", *Photonic Letters of Poland*, 8(2), 2016, s. 57-59.

### Wystąpienia ustne podczas konferencji:

1. **Małgorzata Rudnicka**, Ewa Klugmann-Radziemska, "Analysing the impact of hydrophobic coatings on the reduction in soil accumulation on transparent surfaces intended for PV application", 2<sup>nd</sup> Advanced Materials Science World Congress, Berlin, 14.06 – 15.06.2021.
2. **Małgorzata Rudnicka**, Ewa Klugmann-Radziemska, Zacienienie jako krytyczny warunek dokładności modelowania wydajności konwersji energii instalacji fotowoltaicznych, II Krajowa Konferencja Nauki i Przemysłu „Fotowoltaika 2025”, Ryto, 31.05 – 03.06.2021.

3. **Małgorzata Rudnicka**, Ewa Klugmann-Radziemska, “Energy yield generated by a small building integrated photovoltaic installation”, Central European Conference ECOpole’19, Polanica Zdrój, 09.10 – 12.10.2019.
4. **Małgorzata Rudnicka**, Ewa Klugmann-Radziemska, “Influence of soiling effect on photovoltaic modules in temperate climate”, International Conference of Physics Students 2019, Kolonia, 10.08 – 17.10.2019.

#### **Wystąpienia posterowe podczas konferencji:**

1. **Małgorzata Rudnicka**, Ewa Klugmann-Radziemska, “Consequences of suboptimal design of Building Integrated Photovoltaic Installation – a case study for Gdansk”, Poland, XXI Krajowa Konferencja Elektroniki, Darłowo, 05.06-09.06.2022.
2. **Małgorzata Rudnicka**, Ewa Klugmann-Radziemska, “Hydrophobic coatings as an additional coverage for photovoltaic modules – market analysis”, Central European Conference ECOpole’21, Tomaszowice, 13.10 – 16.10.2021.
3. **Małgorzata Rudnicka**, Ewa Klugmann-Radziemska, “The issue of shading photovoltaic installation caused by dust accumulation on the glass surface”, Central European Conference ECOpole’20, Tomaszowice, 07.10 – 10.10.2020.
4. **Małgorzata Rudnicka**, Ewa Klugmann-Radziemska, “Influence of soiling effect on photovoltaic modules in temperate climate”, International Conference of Physics Students 2019, Kolonia, 10.08 – 17.10.2019.

#### **Zgłoszenia patentowe:**

1. Ewa Klugmann-Radziemska, **Małgorzata Rudnicka**, Maciej Jasiński, Układ do monitorowania zanieczyszczeń zgromadzonych na powierzchniach szklanych, zwłaszcza modułów fotowoltaicznych. Zgłoszenie patentowe o numerze P.441607 zarejestrowane 30.06.2022 w Urzędzie Patentowym.

## Literatura

- [1] Klugmann-Radziemska E., *Fotowoltaika w teorii i praktyce*, Wydawnictwo BTC, Legionowo 2010.
- [2] Mroziński A., Flizikowski J. B., *Inżynieria instalacji fotowoltaicznych*, Bydgoszcz 2016.
- [3] Szymański B., *Instalacje fotowoltaiczne. Geosystem*, Redakcja GLOBEnergia, Kraków 2014.
- [4] Waclawek M., Rodziewicz T., *Ogniwa słoneczne. Wpływ środowiska naturalnego na ich pracę*, Wydawnictwo WNT, Warszawa 2014.
- [5] Gołąbek A. (red.), *Odnawialne źródła energii. Wybrane zagadnienia*, Agencja Użytkowania i Poszanowania Energii, Politechnika Łódzka, Łódź 2014.
- [6] Benda V., Cerna L., *A Note on Limits and Trends in PV Cells and Modules*, Applied Sciences, 12, (2022), s. 3363. DOI:10.3390/app12073363
- [7] *Task 1 Strategic PV Analysis and Outreach – 2021 Snapshot of Global PV Markets*, raport Międzynarodowej Agencji Energetycznej. ISBN 978-3-907281-17-8
- [8] *Photovoltaics report 2022*, Fraunhofer ISE. FHG-SK: ISE-PUBLIC
- [9] *Rynek fotowoltaiki w Polsce 2022*, Raport Instytutu Energetyki Odnawialnej 2022
- [10] *DOKUMENT ROBOCZY SŁUŻB KOMISJI. Ocena ostatecznego krajowego planu w dziedzinie energii i klimatu w Polsce*, Komisja Europejska 2020. [https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/staff\\_working\\_document\\_assessment\\_necp\\_poland\\_pl.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/staff_working_document_assessment_necp_poland_pl.pdf)
- [11] *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030. Założenia i cele oraz polityki i działania*, Ministerstwo Aktywów Państwowych 2019
- [12] Pietruszka R. A., *Otrzymywanie i charakteryzacja ogniw fotowoltaicznych zawierających cienkie warstwy oraz nanosłupki tlenku cynku. Rozprawa doktorska*, Instytut Fizyki Polskiej Akademii Nauk, Oddział Fizyki i Technologii Nanostruktur Półprzewodnikowych Szerokoprzerwowych – ON4, Warszawa 2015.

- [13] *JA solar PV modules installation manual. Regular modules*, JA Solar Holdings CO., LTD., Beijing, Chiny
- [14] Duffie, J., Beckman, W., *Solar Engineering of Thermal Processes*, Wiley, USA 2013.
- [15] Klugmann E., Klugmann-Radziemska E., *Alternatywne źródła energii. Energetyka fotowoltaiczna*, Wydawnictwo Ekonomia i Środowisko, Białystok 1999.
- [16] Markvart T., Castañer L., *Practical handbook of photovoltaics. Fundamentals and Applications*, Elsevier Advanced Technology, Oxford 2003.
- [17] Ramaprabha R, Mathur B. L., *A comprehensive review and analysis of solar photovoltaic array configurations under partial shaded conditions*, International Journal of Photoenergy, (2012). DOI: 10.1155/2012/120214
- [18] *5. Generacje ogniw fotowoltaicznych*, AGH open, e-podręczniki 2022
- [19] *Best Research-Cell Efficiencies. Zestawienie z 26.01.2022*, National Renewable Energy Laboratory, 2022.
- [20] Sarniak M., *Budowa i eksploatacja systemów fotowoltaicznych*, Grupa Medium, Warszawa 2015.
- [21] Kalogirou S., *Solar energy engineering: processes and systems: chapter 9*, Academic Press, USA 2009.
- [22] Foster R., Ghassemi M., Cota A., *Solar energy: renewable energy and the environment*, CRS Press 2009.
- [23] Duffie J. A., Beckman W. A., *Solar engineering of thermal processes*, John Wiley & Sons, New Jersey 2013.
- [24] Photovoltaic Geographical Information System [dostęp: 19.04.2019]. Dostępny w World Wide Web: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [25] Lenart W., *Postaw na Słońce. Informacje dla osób zainteresowanych mikroinstalacjami OZE*, Fundacja Banku Ochrony Środowiska 2015, Warszawa, s. 20.
- [26] *Zeszyt fachowy. Fotowoltaika*, Viessmann, 2018, s. 12 [dostęp: 19.04.2019]. Dostępny w World Wide Web: [https://www.viessmann.pl/content/dam/vi-brands/PL/PDF/Zeszyt-fachowy/Zeszyt\\_fachowy-Fotowoltaika\\_12\\_2018.pdf/](https://www.viessmann.pl/content/dam/vi-brands/PL/PDF/Zeszyt-fachowy/Zeszyt_fachowy-Fotowoltaika_12_2018.pdf/)

- [27] Babatunde A., et al., *Analysis of the impact of dust, tilt angle and orientation on performance of PV plants*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, (2018), s. 1017. DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.102
- [28] Bugała A., et al., *Pozycjonowanie modułu fotowoltaicznego w jednoosiowym układzie nadążnym*, Poznan University of Technology Academic Journals, Electrical Engineering, Vol. 81, (2015), s. 153.
- [29] Trzasko W., *Analiza wydajności dwuosowego solarnego układu nadążnego*, Pomiary Automatyka Robotyka, Vol. 1, (2018), s. 11. DOI: 10.14313/PAR\_227/11
- [30] Fahrenbruch S. A., *Solar bypass diodes: then and now* [dostęp: 13.01.2019]. Dostępny w World Wide Web: <https://www.all-electronics.de/wp-content/uploads/migrated/article-pdf/86062/410pdfei0710.pdf>
- [31] Mani M., et al., *Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research, status, challenges and recommendations*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 14, (2010), s. 3124. DOI: 10.1016/j.rser.2010.07.065
- [32] Mekhilef S., *Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, (2012), s. 2920. DOI: 10.1016/j.rser.2012.02.012
- [33] Hotel H., et al., *The performance of flat plate solar heat collectors*, Transactions of the ASME, Vol. 64, (1942), s. 64.
- [34] Garg H. P., *Effect of dirt on transparent covers in flat plate solar energy collectors*, Solar Energy, Vol. 15, (1974), s. 299. DOI: 10.1016/0038-092X(74)90019-X
- [35] Nahar N., et al., *Effect of dust on transmittance of glazing materials for solar collectors under arid zone conditions of India*, Solar & Wind Technology, Vol. 7, (1990), s.237. DOI:10.1016/0741-983X(90)90092-G
- [36] El-Shobokshy M., et al., *Effect of dust on the performance of concentrator photovoltaic cells*, IEE Proceedings I (Solid-State and Electron Devices), Vol. 132, (1985), s. 5. DOI: 10.1049/ip-i-1.1985.0002
- [37] Boyle L., et al., *Natural soiling of photovoltaic cover plates and the impact on transmission*, Renewable Energy, Vol. 77, (2015), s. 166. DOI: 10.1016/j.renene.2014.12.006

- [38] Hegazy A. A., *Effect of dust accumulation on solar transmittance through glass covers of plate-type collectors*, Renewable Energy, Vol. 22, (2001), s. 525. DOI: 10.1016/S0960-1481(00)00093-8
- [39] Fujiwara F., et al., *Spatial and chemical patterns of size fractionated road dust collected in a megacity*, Atmospheric Environment, Vol. 45, (2011), s. 418. DOI: 10.1016/j.atmosenv.2010.12.053
- [40] Sayyah A., et al., *Energy yield loss caused by dust deposition on photovoltaic panels*, Solar Energy, Vol. 107, (2014), s. 576. DOI: 10.1016/j.solener.2014.05.030
- [41] Klugmann-Radziemska E., *Degradation of electrical performance of a crystalline photovoltaic module due to dust deposition in northern Poland*, Renewable Energy, Vol. 78, (2015), s. 418. DOI: 10.1016/j.renene.2015.01.018
- [42] Elminir H. K., et al., *Effect of dust on the transparent cover of solar collectors*, Energy Conversion and Management, Vol. 47, (2006), s. 3192. DOI: 10.1016/j.enconman.2006.02.014
- [43] Cabanillas R., et al., *Dust accumulation effect on efficiency of Si photovoltaic modules*, Journal of Renewable and Sustainable Energy, Vol. 3, (2011). DOI: 10.1063/1.3622609
- [44] Rao A. et al., *Influence of dust deposition on photovoltaic panel performance*, Energy Procedia, Vol. 54, (2013), s. 690. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.07.310
- [45] Gandhi A. T., et al., *Investigation of the effects of dust accumulation, and performance for mono and poly crystalline silica modules*, International Journal of Renewable Energy Research, Vol. 4, (2014), s. 628.
- [46] Ketjoy N., et al., *Study of dust effect on photovoltaic module for photovoltaic power plant*, Energy Procedia, Vol. 52, (2014), s. 431. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.07.095
- [47] Chaichan M. T., et al., *Effect of pollution and cleaning on photovoltaic performance based on experimental study*, International Journal of Scientific & Engineering Research, Vol. 6, (2015), s. 594. ISSN 2229-5518
- [48] Paudyal B. R., et al., *Effect of dust accumulation on solar panels and mechanism for alleviation: design for street lighting purpose*, Proceedings of IOE Graduate Conference, (2015), s. 311.

- [49] Semaoui S., et al., *Dust effect on optical transmittance of photovoltaic module glazing in a desert region*, Energy Procedia, Vol. 74, (2015), s. 1347. DOI: 10.1016/j.egypro.2015.07.781
- [50] Aissa B., et al., *Structural and physical properties of the dust particles in Qatar and their influence on the PV panel performance*, Scientific Reports, (2016). DOI: 10.1038/srep31467
- [51] Paudyal B. R., et al., *Dust accumulatio effects on efficiency of solar PV modules for off grid purpose: a case study of Kathmandu*, Solar Energy, Vol. 135, (2016), s. 103. DOI: 10.1016/j.solener.2016.05.0460038-092X/
- [52] Gholami A., et al., *Experimental study of factors affecting dust accumulation and their effects on the transmission coefficient of glass for solar application*, Renewable Energy, Vol. 112, (2017), s. 466. DOI: 10.1016/j.renene.2017.05.0500960-1481/
- [53] Menoufi K., et al., *Dust accumulation on photovoltaic panels: a case study at the East Bank of the Nile (Beni-Suef, Egypt)*, Energy Procedia, Vol. 128, (2017), s. 24. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.09.010
- [54] Gholami A., et al., *Experimental investigation of dust deposition effects on photo-voltaic output performance*, Solar Energy, Vol. 159, (2018), s. 346. DOI: 10.1016/j.solener.2017.11.010
- [55] Styszko K., et al., *An analysis of the dust deposition on solar photovoltaic modules*, Environmental Science and Pollution Research, (2018). DOI: 10.1007/s11356-018-1847-z
- [56] Tariq M., et al., *Effect of soiling on the performance of solar PV modules: a case study of Aligarh*, Vol. 9, (2021), s. 121. DOI: 10.1080/23080477.2021.1901340
- [57] Fernandez-Solaz A., et al., *Estimation of soiling losses in photovoltaic modules of different technologies through analytical methods*, Energy, Vol. 244, (2022). DOI: 10.1016/j.energy.2022.1231730360-5442/
- [58] Al-Hasan A., *A new correlation for direct beam solar radiation received by photovoltaic panel with sand dust accumulated on its surface*, Solar Energy, Vol. 63, (1998), s. 323. DOI: 10.1016/S0038-092X(98)00060-7



- [59] Kaldellis J. K., et al., *Simulating the dust effect on the energy performance of photovoltaic generators based on experimental measurements*, Energy, Vol. 36, (2011), s. 5154. DOI: 10.1016/j.energy.2011.06.018
- [60] Kaldellis J. K. et al., *Systematic experimental study of the pollution deposition impact on the energy yield of photovoltaic installations*, Renewable Energy, Vol. 36, (2011), s. 2717. DOI: 10.1016/j.renene.2011.03.004
- [61] Sulaiman S. A., et al., *Effects of dust on the performance of PV panels*, International Journal of Mechanical and Mechatronics Engineering, Vol. 5, (2011), s. 2028.
- [62] Beattie N. S. et al., *Understanding the effects of sand and dust accumulation on photovoltaic modules*, Renewable Energy, Vol. 48, (2012), s. 448. DOI: 10.1016/j.renene.2012.06.007
- [63] Hussain A., et al., *An experimental study on effect of dust on power loss in solar photovoltaic module*, Renewables, Vol. 4, (2017). DOI: 10.1186/s40807-017-0043-y
- [64] Abderrezek M., et al., *Effect of dust deposition on the performance on thin film solar cell*, Elektronika in Elektrotehnika, Vol. 24, (2018), s. 41. DOI: 10.5755/j01.eie.24.1.20158
- [65] Andrea Y., et al., *Effect of industrial dust deposition on photovoltaic module performance: experimental measurements in the tropical region*, International Journal of Photoenergy, (2019). DOI: 10.1155/2019/1892148
- [66] Tanesab J., et al., *The effect of dust with different morphologies on the performance degradation of photovoltaic modules*, Sustainable Energy Technologies and Assessments, Vol. 31, (2019), s. 347. DOI: 10.1016/j.seta.2018.12.024
- [67] Kazem H. A., et al., *Evaluation of dust elements on photovoltaic module performance: an experimental study*, Renewable Energy and Environmental Sustainability, vol. 6, (2021). DOI: 10.1051/rees/2021027
- [68] McAsule A. A., et al., *Elemental composition of dust particles and influence of dust addition on photovoltaic module performance*, Journal of Energy Research and Reviews, Vol. 10, (2022), s. 51. DOI: 10.9734/JENRR/2022/v10i230253

[69] WHO ambient air quality database: 2022 update. Status report. [dostęp: 12.06.2022]. Dostępny w World Wide Web: <https://www.who.int/publications/m/item/who-air-quality-database-2022>

[70] Al-Hasan A., et al., *A new correlation between photovoltaic panels efficiency and amount of sand dust accumulated on their surface*, International Journal of Sustainable Energy, Vol. 24, (2005), s. 187. DOI: 10.1080/14786450500291834

[71] El-Shobokshy M. S., et al., *Effect of the dust with different physical properties on the performance of photovoltaic cells*, Solar Energy, Vol. 51, (1993), s. 505. DOI: 10.1016/0038-092X(93)90135-B

[72] El-Shobokshy M. S., et al., *Degradation of photovoltaic cell performance due to dust deposition on its surface*, Renewable Energy, Vol. 3, (1993), s. 585. DOI: 10.1016/0960-1481(93)90064-N

[73] Chen G., et al., *Observations of Saharan dust microphysical and optical properties from the eastern Atlantic during NAMMA airborne field campaign*, Atmospheric Chemistry & Physics, Vol. 11, (2011), s. 723. DOI: 10.5194/acp-11-723-2011

[74] Reid E. A., et al., *Characterization of African dust transported to Puerto Rico by individual particle and size segregated bulk analysis and size segregated bulk analysis*, JGR Atmospheres., Vol. 108, (2003), s. 8591. DOI: 10.1029/2002JD002935

[75] Yilbas B. S., et al., *Influence of dust and mud on the optical, chemical, and mechanical properties of a PV protective glass*, Scientific Reports, Vol. 5, (2015), s. 15833. DOI: 10.1038/srep15833

[76] Abd-Elhady M., et al., *Removal of dust particles from the surface of solar cells and solar collectors using surfactants*, International Conference on Heat Exchanger Fouling and Cleaning, (2011), s. 342-348.

[77] Qi J., et al., *Characterization of dust and non-dust aerosols with SEM/EDX*, Journal of Ocean University of China, Vol. 5, (2006), s. 85. DOI: 10.1007/BF02919381

[78] Appels R., et al., *The effect of dust deposition on photovoltaic modules*, Proceedings of the 2012 38th IEEE photovoltaic energy conference (IRSEC), (2013), s. 18.

[79] Yadav S. K., et al., *Variation in the performance of solar photovoltaic power plant due to climatic parameters in composite climatic zone*, International Journal of Emerging Technologies in Engineering Research, Vol. 5, (2017), s. 67.

[80] Server T., et al., *A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: history, investigations, results, literature and mitigation approaches*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 22, (2013), s. 698. DOI: 10.1016/j.rser.2012.12.065

[81] Goossens D., et al., *Wind tunnel experiments and field investigations of eolian dust deposition on photovoltaic solar collectors*, Solar Energy, Vol. 63, (1993), s. 75. DOI: 10.1016/0038-092X(93)90009-D

[82] Piliouquine M., et al., *Comparative analysis of energy produced by photovoltaic modules with anti-soiling coated surface in arid climates*, Applied Energy, Vol. 112, (2013), s. 626. DOI: 10.1016/j.apenergy.2013.01.048

[83] Hee J. Y., et al., *The effect of dust on transmission and self-cleaning property of solar panels*, Energy Procedia, Vol. 15, (2012), s. 421. DOI: 10.1016/j.egypro.2012.02.051

[84] Jesus M. A. M., et al., *Anti-soiling coatings for solar cell cover glass: climate and surface properties influence*, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol. 195, (2018), s. 517. DOI: 10.1016/j.solmat.2018.05.036

[85] Chabas A., et al., *Behaviour of self-cleaning glass in urban atmosphere*, Building in Environment, Vol. 45, (2008), s. 2124. DOI: 10.1016/j.buildenv.2007.12.008

[86] Quan Y. Y., et al., *Experimental investigation of the anti-dust effect of transparent hydrophobic coatings applied for solar cell covering glass*, Solar Energy Materials & Cells, Vol. 160, (2017), s. 382. DOI: 10.1016/j.solmat.2016.10.043

[87] Bahattab M. A, et al., *Anti-soiling surfaces for PV applications prepared by sol-gel processing: comparison of laboratory testing and outdoor exposure*, Solar

Energy Materials & Solar Cells, Vol. 157, (2016), s. 422. DOI: 10.1016/j.solmat.2016.07.004

[88] Kiran M. R., et al., *Self-cleaning technology for solar PV panel*, International Journal of Science & Engineering, Vol. 1, (2016), s. 148. ISSN: 2455-2631

[89] Saravanan V. S., et al., *Solar photovoltaic panels cleaning methods a review*, International Journal of Pure and Applied Mathematics, Vol. 118, (2018). ISSN: 1314-3395

[90] Younis A., et al., *A brief summary of cleaning operations and their effect on the photovoltaic performance in Africa and the Middle East*, Energy Reports, Vol. 8, (2022), s. 2334. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.01.155

[91] Aidara M. C., et al., *Study of the performance of a system for dry cleaning dust deposited on the surface of solar photovoltaic panels*, International Journal of Physical Sciences, Vol. 13, (2018), s. 16. DOI: 10.5897/IJPS2017.4701

[92] Hasan K., et al., *Effects of different environmental and operational factors on the PV performance: a comprehensive review*, Energy Science & Engineering, Vol. 10, (2022), s. 656. DOI: 10.1002/ese3.1043

[93] Jiang Y., et al., *A novel model to estimate the cleaning frequency for dirty solar photovoltaic (PV) modules in desert environment*, Solar Energy, Vol. 140, (2016), s. 236. DOI: 10.1016/j.solener.2016.11.016

[94] Moskovchenko D., et al., *The content and sources of potentially toxic elements in the road dust of Surgut (Russia)*, Atmosphere, Vol. 13, (2022), s. 30. DOI: 10.3390/atmos13010030

[95] Sampson C., *Trace elements in Christchurch road dust*, praca magisterska, University of Canterbury 2017. DOI: 10.26021/9232

[96] Khan B., et al., *Trace element characterization in household dusts in industrial areas along highways in Bangladesh and their health implications*, Journal of Bangladesh Academy Sciences, Vol. 43, (2019), s. 47. DOI: 10.3329/jbas.v43i1.42233

## Spis rysunków

Rys. 2.1.1. Wzrost skumulowanej oraz rocznej mocy zainstalowanej w latach 1992-2021 .....	12
Rys. 2.1.2. Przyrost rocznej mocy zainstalowanej w latach 2016-2020 .....	12
Rys. 2.1.3. Krzywa spadku ceny modułu fotowoltaicznego w latach 1980 – 2020 .....	13
Rys. 2.1.4. Procentowy udział rodzajów modułów fotowoltaicznych w światowej produkcji .....	13
Rys. 2.1.5. Zainstalowana moc oraz roczny przyrost zainstalowanej mocy .....	15
Rys. 2.1.6. Udział energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto dla Polski... ..	16
Rys. 2.1.7. a) Moc zainstalowana w poszczególnych sektorach OZE, b) procentowy udział sektorów OZE w pierwszym kwartale 2022 roku .....	16
Rys. 2.2.1. Model pasmowy: a) półprzewodnika typu n i p, b) złącza p-n .....	18
Rys. 2.2.2. a) Przekrój poprzeczny przez moduł fotowoltaiczny, b) widok modułu fotowoltaicznego .....	19
Rys. 2.2.3. Charakterystyka prądowo-napięciowa oraz mocowo-napięciowa... ..	20
Rys. 2.2.4. Rodzaje połączeń między modułami fotowoltaicznymi: a) szeregowo, b) równoległe, c) szeregowo-równoległe, d) TCT, e) BL, f) HC .....	22
Rys. 2.2.5. Podział generacji ogniw fotowoltaicznych .....	23
Rys. 2.3.1. Przebieg charakterystyki prądowo-napięciowej dla różnych wartości: a) natężenia promieniowania słonecznego, b) temperatury ogniw słonecznych ... ..	25
Rys. 2.3.1.1. a) Zależności pomiędzy położeniem Słońca a powierzchnią pochyloną do poziomu, na którą pada promieniowanie słoneczne, b) rzut kąta azymutalnego na płaszczyznę .....	27
Rys. 2.3.1.2. Zależność a) całorocznego kąta optymalnego od szerokości geograficznej, b) sezonowego kąta optymalnego od szerokości geograficznej, wraz z umieszczonymi na wykresach krzywymi regresji liniowej .....	28

Rys. 2.3.1.3. Kąt optymalny dla każdego miesiąca roku dla Warszawy .....	29
Rys. 2.3.1.4. Roczna nasłonecznienie oraz możliwy uzysk energii słonecznej dla promieniowania słonecznego padającego na a) płaszczyznę horyzontalną, b) płaszczyznę ustawioną pod kątem optymalnym.....	30
Rys. 2.3.2.1. Uszkodzenie modułu fotowoltaicznego w wyniku przegrzania hot-spotów.....	31
Rys. 2.3.2.2. Pojedynczy moduł PV z 54 ogniwami słonecznymi oraz 3 diodami bypass.....	32
Rys. 2.3.2.3. Efekt zacienienia jednego ogniwa z 36 ogniw modułu fotowoltaicznego: a) schemat dwóch łańcuchów ogniw, b) charakterystyka I-U modułu bez diod by-pass i z diodami .....	32
Rys. 2.3.2.4. Podział zacienienia na dwa typy .....	34
Rys. 3.1. Czynniki determinujące osadzanie się kurzu.....	36
Rys. 3.2. Czynniki determinujące maksymalną sprawność osiąganą przez moduł PV, a także ich poszczególne składowe, które są niemożliwe do zmiany i możliwe do zmiany .....	37
Rys. 3.1.1. Koncentracja objętościowa pyłu zawieszonego o średnicy nie większej niż: a) 2, 5 $\mu\text{m}$ , b) 10 $\mu\text{m}$ .....	40
Rys. 3.1.2. Znormalizowana transmitancja $T_z$ przedstawiona w funkcji gęstości powierzchniowej osadu $M$ .....	41
Rys. 3.1.3. Znormalizowana sprawność $\eta_z$ modułu PV w funkcji zgromadzonego osadu .....	42
Rys. 3.1.4. Osiadanie molekuł piasku na szklanej powierzchni a) w początkowej fazie, b) w fazie aglomeracji .....	44
Rys. 3.1.5. Wolna powierzchnia $S$ w funkcji masy zanieczyszczeń $m$ dla układu stacjonarnego oraz po lekkim uderzeniu brzegu szkła .....	44
Rys. 3.2.1. Wpływ gęstości powierzchniowej warstwy kurzu na a) spadek ilości promieniowania docierającego do powierzchni modułu PV $\Delta N_P$ , b) znormalizowany prąd zwarcia $I_{sc}^Z$ , c) znormalizowaną moc $P_Z$ .....	47

Rys. 3.2.2. a) Wpływ rodzaju osadu na energię elektryczną $E_{el}$ generowaną dla stałej masy osadu w określonym czasie $t$ , b) sprawność $\eta$ konwersji modułu czystego i zanieczyszczonego mierzona po jednej godzinie dla gęstości powierzchniowej osadu $1 \text{ g/m}^2$ i przy natężeniu promieniowania $800 \text{ W/m}^2$ .....	48
Rys. 3.2.3. Znormalizowana sprawność $\eta_z$ określona jako iloraz sprawności modułu zabrudzonego do sprawności modułu czystego w funkcji gęstości powierzchniowej osadu $M$ dla trzech różnych rodzajów zanieczyszczeń.....	49
Rys. 3.2.4. a) Spektrum EDS molekuł kurzu w Doha oraz b) odpowiadający im skład chemiczny.....	50
Rys. 3.3.1. Znormalizowana transmitancja $T_z$ szklanych płytek pochylonych pod różnym kątem, po miesiącu wystawienia na oddziaływanie pyłu atmosferycznego .....	51
Rys. 3.3.2. Spadek transmitancji $\Delta T$ pomiędzy transmitancją płytki czystej ( $T_C$ ) i zabrudzonej ( $T_B$ ) w funkcji gęstości powierzchniowej osadu $M$ .....	52
Rys. 3.3.3. a) Różnica transmitancji $\Delta T$ pomiędzy transmitancją płytki czystej ( $T_C$ ) i zabrudzonej ( $T_B$ ) w funkcji czasu $t$ , b) znormalizowana transmitancja $T_z$ w funkcji kąta nachylenia do podłoża $\beta^\circ$ dla 35. dnia bez czyszczenia szklanej powierzchni .....	54
Rys. 3.4.1. Instalacja PV w mieście Doha, w Katarze a) przed burzą piaskową, b) po burzy piaskowej .....	55
Rys. 3.4.2. a) Ilość opadów, b) spadek sprawności $\Delta\eta$ dla miesiąca kwietnia 2017 roku.....	56
Rys. 3.5.1. Spadek sprawności $\Delta\eta$ w funkcji kąta nachylenia do podłoża $\beta$ modułów PV dwóch typów .....	59
Rys. 3.6.1. Transmitancja $T$ w funkcji długości fali $\lambda$ dla różnego typu powłok .....	61
Rys. 3.6.2. Transmitancja $T$ w funkcji długości fali $\lambda$ dla szklanych płytek z powłokami hydrofobowymi i bez powłoki.....	62
Rys. 3.6.3. Zmiana transmitancji $\Delta T$ w funkcji dodanych do roztworu ilości $x$ kropli $\text{SiO}_2$ .....	63



Rys. 3.7.1. Podział mechanicznych procesów czyszczenia na ręczne i zautomatyzowane.....	65
Rys. 5.1.1. Moduły fotowoltaiczne zastosowane w badanie osadu naturalnego: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085, d) CL010-12P .....	72
Rys. 5.1.2. Pokrycie czapą śnieżną modułów: a) MWG-30, b) AP-7105, c) STP-085, d) CL010-12P.....	73
Rys. 5.1.3. Schemat stanowiska do wyznaczania charakterystyki prądowo-napięciowej.....	74
Rys. 5.2.1. Moduły fotowoltaiczne z warstwą 13,2 g/m <sup>2</sup> gęstości powierzchniowej osadu: a) MWG-20, b) CL010-12P.....	78
Rys. 5.3.1. Schemat pomiaru natężenia oświetlenia po przejściu przez płytkę referencyjną oraz płytki z różnymi powłokami hydrofobowymi .....	81
Rys. 5.5.1. Schemat układu do monitorowania poziomu zanieczyszczeń na powierzchniach szklanych modułu fotowoltaicznego.....	84
Rys. 6.1.1. Natężenie prądu zwarcia modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) AP-7105, b) MWG-30, c) STP-085.....	86
Rys. 6.1.2. Napięcie obwodu otwartego modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) AP-7105, b) MWG-30, c) STP-085.....	87
Rys. 6.1.3. Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) AP-7105, b) MWG-30, c) STP-085.....	88
Rys. 6.1.4. Napięcie w punkcie mocy maksymalnej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) AP-7105, b) MWG-30, c) STP-085.....	89
Rys. 6.1.5. Moc w punkcie mocy maksymalnej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) AP-7105, b) MWG-30, c) STP-085.....	90



Rys. 6.1.6. Sprawność konwersji fotowoltaicznej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) AP-7105, b) MWG-30, c) STP-085 .....	91
Rys. 6.1.7. Względny procentowy spadek natężenia prądu zwarcia modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) AP-7105, b) MWG-30, c) STP-085 .....	93
Rys. 6.1.8. Względny procentowy spadek napięcia obwodu otwartego modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) AP-7105, b) MWG-30, c) STP-085 .....	94
Rys. 6.1.9. Względny procentowy spadek natężenia prądu w punkcie mocy maksymalnej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) AP-7105, b) MWG-30, c) STP-085... ..	95
Rys. 6.1.10. Względny procentowy spadek napięcia w punkcie mocy maksymalnej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) AP-7105, b) MWG-30, c) STP-085 .....	96
Rys. 6.1.11. Względny procentowy spadek mocy w punkcie mocy maksymalnej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) AP-7105, b) MWG-30, c) STP-085 .....	97
Rys. 6.1.12. Względny procentowy spadek sprawności konwersji fotowoltaicznej modułu fotowoltaicznego, poddanego naturalnemu zanieczyszczeniu w okresie 2019÷2022: a) AP-7105, b) MWG-30, c) STP-085 .....	98
Rys. 6.2.1. a) Moc w punkcie mocy maksymalnej, b) sprawność konwersji fotowoltaicznej jako funkcja gęstości powierzchniowej osadu 3 dla modułu fotowoltaicznego MWG-20 i CLC010-12P .....	101
Rys. 6.2.2. a) Moc w punkcie mocy maksymalnej, b) sprawność konwersji fotowoltaicznej jako funkcja gęstości powierzchniowej osadu 4 dla modułu fotowoltaicznego MWG-20 i CLC010-12P .....	102
Rys. 6.2.3. a) Moc w punkcie mocy maksymalnej, b) sprawność konwersji fotowoltaicznej jako funkcja gęstości powierzchniowej osadu 5 dla modułu fotowoltaicznego MWG-20 i CLC010-12P .....	103



Rys. 6.3.1. Znormalizowane względem natężenia promieniowania na hali laboratoryjnej wartości natężenia oświetlenia dla dziewięciu czystych płytek, w tym ośmiu (2 ÷ 9) z warstwą hydrofobową .....	104
Rys. 6.3.2. Znormalizowana wartość natężenia oświetlenia dla płytki referencyjnej (1) oraz ośmiu płytek z powłoką hydrofobową zanieczyszczonych osadem o gęstości powierzchniowej 4,3 g/m <sup>2</sup> .....	105
Rys. 6.3.3. Znormalizowana wartość natężenia oświetlenia dla płytki referencyjnej (1) oraz ośmiu płytek z powłoką hydrofobową zanieczyszczonych osadem o gęstości powierzchniowej 8,5 g/m <sup>2</sup> .....	106
Rys. 6.3.4. Znormalizowana wartość natężenia oświetlenia dla płytki referencyjnej (1) oraz ośmiu płytek z powłoką hydrofobową zanieczyszczonych osadem o gęstości powierzchniowej 12,8 g/m <sup>2</sup> .....	106
Rys. 6.3.5. Znormalizowana wartość natężenia oświetlenia dla płytki referencyjnej (1) oraz ośmiu płytek z powłoką hydrofobową zanieczyszczonych osadem o gęstości powierzchniowej 17,1 g/m <sup>2</sup> .....	107
Rys. 6.4.1. Zdjęcie SEM osadu 1: a) skupisko zbitych ziaren, b) miejsca próbkowania EDS.....	108
Rys. 6.4.2. Analiza EDS dla osadu 1: a) obszar 1, b) obszar 2 .....	108
Rys. 6.4.3. Zdjęcie SEM osadu 2 i miejsce próbkowania EDS.....	109
Rys. 6.4.4. Analiza EDS dla osadu 2.....	109
Rys. 6.4.5. Zdjęcie SEM osadu 3 i miejsca próbkowania EDS.....	110
Rys. 6.4.6. Analiza EDS dla osadu 3: a) obszar 1, b) obszar 2, c) obszar 3 ...	110
Rys. 6.4.7. Zdjęcie SEM osadu 4 i miejsca próbkowania EDS.....	111
Rys. 6.4.8. Analiza EDS dla osadu 4: a) obszar 1, b) obszar 2, c) obszar 3, d) obszar 4 .....	111
Rys. 6.4.9. Zdjęcie SEM osadu 5 i miejsca próbkowania EDS.....	112
Rys. 6.4.10. Analiza EDS dla osadu 5: a) obszar 1, b) obszar 2, c) obszar 3 .....	112



Rys. 6.4.11. Zdjęcie SEM osadu 6: a) skupisko zbitych ziaren, b) miejsca próbkowania EDS .....	113
Rys. 6.4.12. Analiza EDS dla osadu 6 a) punkt 1, b) punkt 2, c) punkt 3, d) obszar 1.....	113
Rys. 6.5.1. Układ do monitorowania poziomu zanieczyszczeń wraz z podzespołami.....	117

## Spis tabel

Tab. 2.1.1. Moc zainstalowana oraz roczny przyrost mocy zainstalowanej w fotowoltaice dla Polski .....	14
Tab. 2.2.1. Pomiar modułu PV prowadzony w warunkach STC i SRC.....	20
Tab. 2.2.2. Najwyższe odnotowane dotychczas parametry ogniw fotowoltaicznych wykonanych w różnych technologiach .....	23
Tab. 2.3.1. Zjawiska wpływające na sprawność konwersji fotowoltaicznej w modułach słonecznych .....	24
Tab. 3.1. Zestawienie badań przeprowadzonych nad naturalnie osadzonym kurzem .....	37
Tab. 3.2. Zestawienie badań przeprowadzonych nad ręcznie osadzonym kurzem .....	38
Tab. 3.5.1. Wartości sprawności $\eta$ oraz generowanej mocy $P$ dla trzech różnych kątów nachylenia do podłoża oraz dwóch typów modułów – monokrystalicznego (m) i polikrystalicznego (p) .....	58
Tab. 3.8.1. Podsumowanie wybranych prac badawczych w dziedzinie akumulacji osadu .....	68
Tab. 5.1.1. Parametry modułów fotowoltaicznych podawane przez producentów .....	71
Tab. 5.1.2. Parametry urządzeń wykorzystanych podczas pomiarów charakterystyk prądowo-napięciowych.....	74
Tab. 5.2.1. Miejsce pobrania próbek osadów .....	77
Tab. 5.2.2. Parametry modułów fotowoltaicznych podawane przez producentów .....	78
Tab. 5.3.1. Numeracja płytki referencyjnej oraz płytek pokrytych preparatami hydrofobowymi .....	79
Tab. 5.3.2. Specyfikacja miernika Abatronik AB-8809A .....	81
Tab. 5.4.1. Numeracja osadów oraz opis lokalizacji, z której zostały pobrane .....	82



Tab. 5.4.2. Parametry pomiaru SEM i EDS, gdzie jako O oznaczono obszar, zaś jako P – punkt .....	83
Tab. 6.1.1. Parametry elektryczne modułów fotowoltaicznych zmierzone na hali laboratoryjnej .....	85
Tab. 6.1.2. Względny spadek sprawności sezonowej dla trzech modułów PV .....	99
Tab. 6.2.1. Parametry elektryczne modułów fotowoltaicznych zmierzone na hali laboratoryjnej .....	100
Tab. 6.4.1. Procent wagowy danego pierwiastka w badanej w analizie EDS próbce .....	115
Tab. 6.4.2. Procent atomowy danego pierwiastka w badanej w analizie EDS próbce .....	116
Tab. 6.5.1. Opór elektryczny czujnika przy różnej gęstości powierzchniowej osadu zdeponowanego na przedniej powierzchni .....	119