

## DOKUMENTACJA TECHNICZNA

### Sygnatura

PV\_I\_1/02.2023

### Nazwa

**Dokumentacja techniczna mikroinstalacji fotowoltaicznej dla obiektu  
użyteczności publicznej**

### Obiekt

Nazwa Szpital Wielospecjalistyczny im. dr Ludwika Błażka  
Adres ul. Poznańska 97, 88-100 Inowrocław

### Inwestor

Nazwa Szpital Wielospecjalistyczny im. dr Ludwika Błażka  
Adres ul. Poznańska 97, 88-100 Inowrocław  
NIP 556-22-39-217

### Zespół projektowy

Projektant br. Elektryczna	<b>mgr inż. Patryk Michalski</b> nr Upr. KUP/0271/PBE/21 Uprawnienia budowlane do projektowanie bez ograniczeń w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń elektrycznych oraz elektroenergetycznych	
-------------------------------	--	--

27.02.2023 r.

---

## Spis treści

OŚWIADCZENIE PROJEKTANTA	3
UPRAWNIENIA PROJEKTANTA	4
I. Wstęp	7
1. Podstawa opracowania	7
2. Przedmiot opracowania	7
3. Zakres opracowania	8
4. Opis stanu istniejącego i lokalizacji inwestycji	8
II. Opis techniczny – część opisowa	9
1. Opis rozwiązań projektowych	9
2. Dobór urządzeń	10
2.1. Moduły fotowoltaiczne / Panele PV	10
2.2. Falowniki fotowoltaiczne (ang. Inverters)	11
2.3. Optymalizatory mocy (ang. Power Optimizers)	12
2.4. Konstrukcja wsporcza modułów PV	12
3. Okablowanie	13
3.1. Strona prądu stałego (DC)	13
3.2. Strona prądu przemiennego (AC)	13
4. Zabezpieczenia	14
4. 1. Przetężeniowe - strona stałoprądowa – DC	14
4. 3. Przetężeniowe - strona zmiennoprądowa – AC	14
9. 3. Przeciwporażeniowe – uzupełniające	15
9. 4. Ochrona przepięciowa instalacji	15
5. Uziemienia i połączenia wyrównawcze	15
6. Instalacja odgromowa	16
7. Rozdzielnice	16
8. Ochrona p.poż	16
9. System monitoringu instalacji	16
10. Uwagi końcowe	17
III. Symulacja pracy instalacji	18
1. Model symulacyjny	18
2. Wyniki symulacji pracy	18
3. Prezentacja zacieniania powierzchni modułów PV w skali roku	19
4. Bilans energetyczny instalacji	20
5. Bilans energetyczny instalacji na przestrzeni miesięcy	21
6. Wyniki pracy z uwzględnieniem degradacji modułów PV	22
IV. Opis techniczny – część rysunkowa	22

## Spis załączników

- 1) Przedmiar robót oraz kosztorys inwestorski
- 2) Specyfikacja Techniczna Wykonania i Odbioru Robót Budowlanych (STWiORB)
- 3) Opinia techniczna możliwości sytuowania paneli fotowoltaicznych na dachu
- 4) Płyta CD - dokumentacja w formie cyfrowej oraz zdjęcia z przeprowadzonej wizji lokalnej

## OŚWIADCZENIE PROJEKTANTA

Zgodnie z art. 34 ust. 3d pkt 3 Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 2351 oraz z 2022 r. poz. 88, 1557, 1768, 1783, 1846, 2206.) oświadczamy, że:

**Dokumentacja techniczna mikroinstalacji fotowoltaicznej dla obiektu użyteczności publicznej, Szpital Wielospecjalistyczny im. dr Ludwika Błażka, ul. Poznańska 97, 88-100 Inowrocław**

sporządzona dnia 27.02.2023 r., została wykonana zgodnie z obowiązującymi przepisami w tym techniczno-budowlanymi oraz zasadami wiedzy technicznej.

Opis	Imię i nazwisko, nr uprawnień	Podpis
Projektant br. Elektryczna	<b>mgr inż. Patryk Michalski</b> nr Upr. KUP/0271/PBE/21 Uprawnienia budowlane do projektowanie bez ograniczeń w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń elektrycznych oraz elektroenergetycznych	

## UPRAWNIENIA PROJEKTANTA



KUJAWSKO  
POMORSKA  
OKRĘGOWA  
I Z B A  
INŻYNIERÓW  
BUDOWNICTWA

OKRĘGOWA KOMISJA KWALIFIKACYJNA

Sygn. akt: KUPOIIB/KK-0054/184/21

Bydgoszcz, dnia 09 grudnia 2021 r.

## DECYZJA

Na podstawie art. 24 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. o samorządach zawodowych architektów oraz inżynierów budownictwa (t.j. Dz. U. z 2019 r., poz. 1117, z późn. zm.), art. 12 ust. 1 pkt 1, ust. 2, ust. 3 i ust. 4c pkt 1, art. 13 ust.1, ust 2 i ust 4, art. 14 ust. 1 pkt 4 lit. c) i ust. 3 pkt 1, art.15a ust. 1 i ust. 22 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r - Prawo budowlane (t.j. Dz. U. z 2020 r., poz. 1333, z późn. zm.), po ustaleniu, że zostały spełnione warunki w zakresie przygotowania zawodowego oraz po złożeniu egzaminu na uprawnienia budowlane z wynikiem pozytywnym,

**Pan Patryk Adam Michalski**  
magister inżynier o kierunku elektrotechnika  
ur. dnia 23 czerwca 1994 r. w Tucholi

**otrzymuje**

## UPRAWNIENIA BUDOWLANE

**numer ewidencyjny KUP/0271/PBE/21**

**do projektowania  
w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń  
elektrycznych i elektroenergetycznych  
bez ograniczeń**

Uprawnienia budowlane, nadane niniejszą decyzją, na podstawie art. 12 ust. 1 pkt 1 i art. 13 ust. 4, art. 15a ust. 1 i ust. 22 ustawy Prawo budowlane, upoważniają w specjalności **instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń elektrycznych i elektroenergetycznych** do:

- projektowania, sprawdzania projektów architektoniczno - budowlanych i technicznych oraz sprawowania nadzoru autorskiego,
  - sprawowania kontroli technicznej utrzymania obiektów budowlanych,
  - projektowania obiektu budowlanego, takiego jak: sieci, instalacje i urządzenia elektryczne i elektroenergetyczne, w tym kolejowe, trolejbusowe i tramwajowe sieci trakcyjne, sieci trakcyjne metra, wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi zasilania, w tym kolejowej, trolejbusowej i tramwajowej sieci trakcyjnej, sieci trakcyjne metra oraz elektrycznego ogrzewania rozjazdów,
  - sporządzania projektu zagospodarowania działki lub terenu, w zakresie specjalności objętej niniejszymi uprawnieniami
- bez ograniczeń.**

## UZASADNIENIE

W związku z uwzględnieniem w całości żądania strony, na podstawie art. 107 § 4 Kodeksu postępowania administracyjnego (t.j. Dz. U. z 2021 r., poz. 735, z późn. zm.) odstępuje się od uzasadnienia decyzji. Zakres nadanych uprawnień budowlanych wskazano na odwołanie decyzji.

### Pouczenie

Od niniejszej decyzji służy odwołanie do Krajowej Komisji Kwalifikacyjnej Polskiej Izby Inżynierów Budownictwa w Warszawie, za pośrednictwem Kujawsko-Pomorskiej Okręgowej Izby Inżynierów Budownictwa w Bydgoszczy w terminie 14 dni od daty jej doręczenia.

Zgodnie z treścią art. 127a ustawy Kodeks postępowania administracyjnego (t.j. Dz. U. z 2021 r., poz. 735, z późn. zm.):

§ 1. W trakcie biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania wobec organu administracji publicznej, który wydał decyzję.

§ 2. Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez ostatnią ze stron postępowania, decyzja staje się ostateczna i prawomocna.

W przypadku złożenia przez stronę oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do odwołania od decyzji (określonego w § 2) stronie nie przysługuje prawo do odwołania się ani skargi do sądu administracyjnego.

### Skład Orzekający Okręgowej Komisji Kwalifikacyjnej

dr inż. Justyna Sobczak-Piąstka

inż. Wojciech Klatecki

inż. Paweł Gonczorzewicz



Otrzymują:

1. Pan Patryk Adam Michalski

2. Okręgowa Rada Izby

3. Główny Inspektor  
Nadzoru Budowlanego

4. a/a



### Zaświadczenie

o numerze weryfikacyjnym:  
KUP-ZX6-XQT-PVE \*

Pan Patryk Adam Michalski o numerze ewidencyjnym KUP/IE/0026/22  
adres zamieszkania [REDACTED]  
jest członkiem Kujawsko-Pomorskiej Okręgowej Izby Inżynierów Budownictwa i posiada  
wymagane ubezpieczenie od odpowiedzialności cywilnej.  
Niniejsze zaświadczenie jest ważne do dnia 2023-02-28.

Zaświadczenie zostało wygenerowane elektronicznie i opatrzone bezpiecznym podpisem elektronicznym  
weryfikowanym przy pomocy ważnego kwalifikowanego certyfikatu w dniu 2022-02-28 roku przez:

Renata Staszak, Przewodniczący Rady Kujawsko-Pomorskiej Okręgowej Izby Inżynierów Budownictwa.

[Zgodnie art. 5 ust 2 ustawy z dnia 18 września 2001 r. o podpisie elektronicznym (Dz. U. 2001 Nr 130 poz. 1450) dane w postaci  
elektronicznej opatrzone bezpiecznym podpisem elektronicznym weryfikowanym przy pomocy ważnego kwalifikowanego certyfikatu są  
równoważne pod względem skutków prawnych dokumentom opatrzonym podpisami własnoręcznymi.]

\* Weryfikację poprawności danych w niniejszym zaświadczeniu można sprawdzić za pomocą numeru weryfikacyjnego zaświadczenia na  
stronie Polskiej Izby Inżynierów Budownictwa [www.pib.org.pl](http://www.pib.org.pl) lub kontaktując się z biurem właściwej Okręgowej Izby Inżynierów  
Budownictwa.



## I. Wstęp

### 1. Podstawa opracowania

Podstawę do opracowania niniejszej dokumentacji stanowiły następujące materiały wyjściowe:

- Umowa wykonania zadania;
- Przeprowadzona wizja lokalna;
- Ustalenia wariantów koncepcyjnych z Zamawiającym;
- Obowiązujące normy i przepisy oraz wytyczne producentów urządzeń instalacji fotowoltaicznych;

Podstawowe normy, przepisy i dokumenty techniczne:

- norma PN-EN 61730 – część 1:2018. Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV);
- norma PN-EN 61853 – część 1:2011. Badanie własności modułów fotowoltaicznych (PV);
- norma PN-EN 62305 – część 1:2011. Zasady Ogólne;
- norma PN-EN 62305 – część 2:2012. Zarządzanie ryzykiem;
- norma PN-EN 62305 – część 3:2011. Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia;
- norma PN-EN 62446 – część 1:2016. Systemy podłączone do sieci - Dokumentacja, odbiory i nadzór;
- norma PN-HD 60364 – część 4-41:2017. Ochrona przed porażeniem elektrycznym;
- norma PN-HD 60364 – część 4-43:2012. Ochrona przed prądem przetężeniowym;
- norma PN-HD 60364 – część 5-51:2011. Postanowienia ogólne;
- norma PN-HD 60364 – część 5-52:2011. Oprzewodowanie;
- norma PN-HD 60364 – część 5-54:2011. Uziemienia, przew. ochronne i poł. wyrównawczych;
- norma PN-HD 60364 – część 5-56:2019. Instalacje bezpieczeństwa;
- norma PN-HD 60364 – część 6:2016. Sprawdzanie;
- norma PN-HD 60364 – część 7:2016. Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania;
- Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 28 sierpnia 2019 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy urządzeniach energetycznych (Dz.U. 2019 poz. 1830);
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2003 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U. 2019 poz. 1065);
- Ustawa: O odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015r. (Dz. U. z 2015 r., poz. 478, z późn. zm.)
- Ustawa: O ochronie przeciwpożarowej z dnia 24 sierpnia 1991 r. (Dz.U. z 2020r. poz. 961);
- Ustawa: Prawo budowlane z dnia 7 lipca 1994 r. (Dz.U. z 2021 r. poz. 2351 z późn. zm.);
- Ustawa: Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz.U. z 2019 r. poz. 755 z późn. zm.).

### 2. Przedmiot opracowania

Przedmiotem niniejszego opracowania jest dokumentacja techniczna instalacji fotowoltaicznej o mocy 49,98 kW na terenie obiektu: Szpital Wielospecjalistyczny im. dr Ludwika Błazka, ul. Poznańska 97, 88-100 Inowrocław. Instalacja fotowoltaiczna ma na celu produkcję energii elektrycznej w celu autokonsumpcji na potrzeby zapotrzebowania w energię elektryczną obiektu oraz z powiązaniem z siecią osiedlowego operatora sieci dystrybucyjnej – Energa Operator S.A., na zasadach rozliczeniowych prosumenta mikroinstalacji.

Zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2021 r. poz. 2351 z późn. zm.), Art. 29 ust. 4 pkt. 3 c) instalowanie urządzeń fotowoltaicznych o mocy nie większej niż 50 kW – nie wymaga pozwolenia na budowę oraz zgłoszenia. Z zaznaczeniem, że dla instalacji powyżej 6,50 kW stosuje się uzgodnienia z rzeczoznawcą do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej, zwany dalej „uzgodnieniem pod względem ochrony przeciwpożarowej”, projektu tych urządzeń oraz zawiadomienia organów Państwowej Straży Pożarnej, o którym mowa w art. 56 ust. 1a.

### 3. Zakres opracowania

W zakres opracowania wchodzi:

- dobór następujących urządzeń: modułów fotowoltaicznych, konstrukcji wsporczej PV, infrastruktury towarzyszącej w tym: optymalizatorów mocy, falowników, rozdzielnic pośredniczących;
- określenie instalacji: połączeń wyrównawczych i uziemiających, linii kablowych zasilających strony prądu stałego – DC, linii kablowych zasilających strony prądu przemiennego nN – AC;
- opcjonalnej modernizacji istniejącej instalacji odgromowej;
- symulacja komputerowa pracy instalacji, w tym: zacięń od istniejącej infrastruktury oraz przedstawienie szacunkowej produkcji energii oraz wskaźników efektu ekologicznego w skali roku, z uwzględnieniem zmniejszenia wydajności w stosunku lat pracy instalacji – przy założeniu wariantu skrajnego, zgodnie z tabelą równoważności – danego opracowania oraz STWiORB;
- przedmiar robót oraz kosztorys inwestorski.

### 4. Opis stanu istniejącego i lokalizacji inwestycji

Obiekt na którym planowana jest inwestycja ukazano na rys. nr 01. Dokumentację fotograficzną z wykonanej wizji wykazano w załączniku płyty CD - stan na dzień opracowywania dokumentacji. Właścicielem terenu jest Inwestor/Zamawiający, tzn. posiada prawo do korzystania z nieruchomości, celem budowy i eksploatacji instalacji fotowoltaicznej.

Obiekt jest zasilany w energię elektryczną z dwóch istniejących przyłączy SN oraz Stacji Transformatorowej wyposażonej w dwie jednostki transformatorów o mocy 630 kVA. Faktyczne zapotrzebowanie w energię elektryczną w skali roku wynosi ok. 900,0 MWh, oszacowanie na bazie informacji od Inwestora.

Wpływy obiektu budowlanego (Planowanej mikroinstalacji PV) na istniejący drzewostan, powierzchnię ziemi, w tym glebę, wody powierzchniowe i podziemne oraz wykazać, że przyjęte w projekcie architektoniczno–budowlanym, rozwiązania przestrzenne, funkcjonalne i techniczne, ograniczają lub emitują wpływ obiektu budowlanego na środowisko przyrodnicze, zdrowie ludzi i inne obiekty budowlane, zgodnie z odrębnymi przepisami – **brak negatywnego wpływu na środowisko, zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 10.09.2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko stwierdza się, że na podstawie §3, pkt. 54 – planowana instalacja fotowoltaiczna nie będzie oddziaływać na środowisko.**



## II. Opis techniczny – część opisowa

### 1. Opis rozwiązań projektowych

Rozmieszczenie projektowanej instalacji fotowoltaicznej wraz z opisem wykazano na poniższym modelu. Pozwoliło to w maksymalny sposób wykorzystać walory przedmiotowego obiektu, przy uwzględnieniu stanu na dzień opracowania dokumentacji.



Symb.	Kierunek nachylenia	Kąt	Opis
A1	Południe	~5°	Pokrycie papą bitumiczną – częściowe defekty, zalecane miejscowe naprawy przed montażem instalacji Istn. Instalacja odgromowa – znaczna degradacja na dzień wyk. dok. – zalecane ponowne ułożenie Proj. iglice odgromowe Częściowe zacienienie niejednorodne „południowe” z istn. infrastruktury
A2	Północ	~5°	Niekorzystne nachylenie, w skutek częściowe zacienienie jednorodne od rzędów konstrukcji Znaczne zacienienie niejednorodne „wschodnie”, z istn.drzewostanu:– rekomenduje się cz. przycięcie do wys. połąci dachowej aby zwiększyć wydajność oraz uniknąć nadmiernych zabrudzeń pow. modułów PV

#### Parametry projektowanej instalacji przedstawiają się następująco:

Moc instalacji PV	49,98	kWp
Sumaryczna powierzchnia modułów PV	237,8	m <sup>2</sup>
Liczba modułów PV	119	
Liczba falowników	1	
1) o mocy znamionowej 50,0 kW		
Liczba optymalizatorów mocy	119	
Lokalizacja		
Trasa DC: Zgodnie z rys. 01		
Falownik: Bud. ST pom. agregatów,		
Trasa AC: Zgodnie z rys. 01		
Przyłączenie: RG obiektu, bud. STm pom. rozdzielni nN		

## 2. Dobór urządzeń

### 2.1. Moduły fotowoltaiczne / Panele PV

Projektowane moduły muszą spełniać poniższe wymagania:

- posiadać certyfikaty IEC61215; IEC61730 lub równoważne;
- posiadać co najmniej 12 lat gwarancji producenta;
- posiadać minimum 80% wartości mocy początkowej po 25 latach eksploatacji;
- posiadać wyłącznie dodatnią tolerancję mocy;
- nie mogą być wyprodukowane wcześniej niż 12 miesiące przed montażem;
- posiadać parametry zgodne z tabelą równoważności.

W dokumentacji proponuje się zastosowanie modułów fotowoltaicznych charakteryzujących się parametrami zestawionymi w poniższej tabeli. Z zaznaczeniem możliwości zastosowania innego modelu o parametrach zbliżonych – zgodnie z tabelą równoważności.

Sym.	j. m.	Nazwa	Wartość	Tabela równoważności (Dopuszczalne odchylenia)
<b>Parametry wyznaczone dla uwarunkowań testowania STC</b>				
$P_{max}$	W	Moc maksymalna	420,0	Nie mniej niż 400
$I_{MPP}$	A	Prąd znamionowy MPP (ang. <i>maximum power point</i> )	10,17	+/- Brak ograniczeń
$U_{MPP}$	V	Napięcie znamionowe	41,30	+/- Brak ograniczeń
$I_{sc}$	A	Prąd zwarcia, SC (ang. <i>short circuit</i> )	10,69	+/- Brak ograniczeń
$U_{oc}$	V	Napięcie obwodu otwartego OC (ang. <i>open circuit</i> )	49,70	+/- Brak ograniczeń
$\eta$	%	Sprawność / Wydajność	21,0	Nie mniej niż 20,50
<b>Współczynniki temperaturowe</b>				
$\gamma_T$	%/°C	Wsp. temperaturowy mocy	-0,340	+/- Brak ograniczeń
$\alpha_T$	%/°C	Wsp. temperaturowy prądu	0,040	+/- Brak ograniczeń
$\beta_T$	%/°C	Wsp. temperaturowy napięcia	-0,250	+/- Brak ograniczeń
<b>Parametry projektowe / konstrukcyjne</b>				
-	Szt.	Liczba ogniw	144	Nie mniej niż 60
-	-	Rodzaj ogniw	Monokrystaliczne	Monokrystaliczne
$I_{rev}$	A	Maksymalna wartość prądu rewersyjnego	20,0	Nie mniej niż 15,0
$U_{max}$	V	Maksymalne napięcie „krytyczne”	1500	Nie mniej niż 1000
Wym.	m	Wysokość/Szerokość/Grubość	1762/1134/30	+/- Brak ograniczeń
Waga	kg	Waga	21,8	Nie więcej niż 23,0
-	Pa	Obciążenie śniegiem (dodatniego)	5400	Nie mniej niż 5400
-	Pa	Obciążenia wiatrem (ujemnego)	2400	Nie mniej niż 2400
-	W	Tolerancja mocy	-0/+5	Wyłączenie dodatnia
-	%	Moc pozostała po 25 latach	84,8	Nie mniej niż 80%

## 2.2. Falowniki fotowoltaiczne (ang. Inverters)

Projektowane falowniki muszą spełniać poniższe wymagania:

- wyznaczone przez operatora sieci dystrybucyjnej (OSD) – w danym wypadku Energa Operator S.A. – w tym:
  - zabezpieczenie „przed pracą wyspową” - uniemożliwienie dostarczenia wygenerowanej energii przy stanie zaniku napięcia z sieci elektroenergetycznej;
  - nastawy parametrów elektrycznych „granicznych” (poziomy napięcie oraz częstotliwości),
  - odpowiednie nastawy/sterowanie generowaną mocą bierną,
  - deklarację zgodności wykazującą spełnienie wymagań NC RfG oraz IRiESD;
- posiadać wbudowany rozłącznik instalacji „strony stałoprądowej – DC”;
- być 3-fazowymi (400 VAC) przekształtnikami energoelektronicznymi wykonanymi w technologii beztransformatorowej;
- posiadać stopień ochrony co najmniej IP65;
- być wyposażone w moduł komunikacyjny RS485;
- umożliwiać komunikację poprzez sieć Ethernet oraz Wi-Fi;
- posiadać co najmniej 12 lat gwarancji producenta;
- brak przeciwwskazań do współpracy z optymalizatorami mocy;
- nie mogą być wyprodukowane wcześniej niż 12 miesięcy przed montażem.

W dokumentacji proponuje się zastosowanie falowników charakteryzujących się parametrami zestawionymi w poniższych tabelach. Z zaznaczeniem możliwości zastosowania innego modelu o parametrach zbliżonych – zgodnie z tabelą równoważności.

Sym.	j. m.	Nazwa	Tabela równoważności (Dopuszczalne odchylenia)	
			$P_N = 50,0 \text{ kW}$	
<b>Parametry dotyczące strony wejściowej DC</b>				
$P_{PVmax}$	kW	Maksymalna moc podłączonych modułów PV	75,0	Nie mniej niż moc proj. modułów PV
$U_{INmax}$	V	Maksymalne napięcie wejściowe	1000,0	+ Brak ograniczeń
$U_{MPPmin}$ $U_{MPPTmax}$	V	Zakres napięcia pracy MPPT	500,0 - 850,0	Od nie mniej niż 140 do nie mniej niż 1000
$U_{START}$	V	Napięcie startu	200,0	Nie więcej niż 200
$I_{MPPmax}$	A	Maksymalny prąd znamionowy	40,0	Nie mniej niż prąd proj. modułów PV
$I_{SCmax}$	A	Maksymalny prąd obwodu zwartego	48,0	Nie mniej niż prąd proj. modułów PV
MPPT	Szt.	Liczba śledzących maksymalny punkt pracy	3	+ Brak ograniczeń
<b>Parametry dotyczące strony wyjściowej AC</b>				
$P_N$	kW	Znamionowa moc wyjściowa	50,0	W przedziale 0,8-1,2 Mocy Proj. PV
$S$	kVA	Maksymalna moc wyjściowa	55,0	+ Brak ograniczeń
$I_{max}$	A	Maksymalny prąd wyjściowy	80,0	+/- Brak ograniczeń
<b>Parametry konwersji</b>				
$\eta_{max}$	%	Sprawność maksymalna	98,80	Nie mniej niż 98,0
$\eta_{EURO/CEC}$	%	Sprawność europejska (tzn. ważona)	98,45	Nie mniej niż 97,50

### 2.3. Optymalizatory mocy (ang. Power Optimizers)

Projektowane optymalizatory mocy muszą spełniać poniższe wymagania:

- realizacja optymalizacji mocy na poziomie każdego z modułów fotowoltaicznych;
- posiadać certyfikaty IEC61000-6-2; IEC61000-6-3;
- posiadać co najmniej 10 lat gwarancji producenta;

W projekcie proponuje się zastosowanie optymalizatorów mocy charakteryzujących się parametrami zestawionymi w poniższej tabeli. Z zaznaczeniem możliwości zastosowania innego modelu o parametrach zbliżonych – zgodnie z tabelą równoważności.

Sym.	j. m.	Nazwa	Wartość	Tabela równoważności (Dopuszczalne odchylenia)
$P_{PVmax}$	kW	Maksymalna moc wejściowa	450,0	Nie mniej niż moc proj. modułów PV
$U_{INmax}$	V	Maksymalne napięcie wejściowe	80,0	Nie mniej niż napięcie proj. modułów PV
$U_{INmin}$	V	Minimalne napięcie wejściowe	10,0	Nie więcej niż napięcie proj. modułów PV
$I_{SCmax}$	A	Maksymalny prąd obwodu zwartego	14,50	Nie mniej niż prąd proj. modułów PV
$\eta_{max}$	%	Sprawność maksymalna	99,50	Nie mniej niż 99,0

### 2.4. Konstrukcja wsporcza modułów PV

Mając na uwadze stan istniejący oraz optymalne rozmieszczenie instalacji. Projektowane moduły fotowoltaiczne montowane będą za pomocą dedykowanych systemów konstrukcji wsporczych pod instalacje fotowoltaiczne, zgodnie z poniższym opisem oraz przykładowym rozmieszczeniem wstępnym zgodnym z rys. 01 oraz przedstawionymi wizualizacjami.

Proponuje się konstrukcję bezinwazyjną, tzn. obciążenia balastowego opartą na systemie „Trójkąt (ekierka) poziom 20 st.”. Zgodnie z rys. nr 03 proponowane rozwiązanie charakteryzuje się:

- możliwością połączeń rzędów modułów PV dodatkowymi profilami – cz. konstrukcja zespolona;
- obciążenie balastowe na 1 szt. modułu PV 50 kg, dla krańcowych 75 kg;
- wiatrownicami dla każdego modułu PV.

Dla innych wariantów zastosowanej konstrukcji wsporczej, obciążenie określić indywidualnie.

Zastosowana konstrukcja wsporcza powinna spełniać wymogi:

- możliwości montażu zadeklarowanej ilości modułów w opracowaniu lub ekwiwalentu założonej mocy modułów PV, projektowanej instalacji - przy uwzględnieniu istniejącej przestrzeni montażowej;
- Waga sumaryczna instalacji PV, tzn.: modułów PV, optymalizatorów, osprzętu, konstrukcji wsporczej oraz obciążenia balastowego musi spełniać warunek obciążenia na 1m<sup>2</sup> połaci - zgodnie z wykazaną opinią przez uprawnionego Konstruktora
- certyfikatu zgodności z normami PN-EN 1090-1, PN-EN 1090-2+A1 (dla elementów stalowych) oraz PN-EN 1090-3 (dla elementów aluminiowych);
- odpowiedniego dopasowania względem obciążenia śniegiem i wiatrem – zgodnie z: PN-EN 1991-1-3:2005 oraz PN-EN 1991-1-4:2010.

### 3. Okablowanie

#### 3.1. Strona prądu stałego (DC)

Połączenia poszczególnych modułów fotowoltaicznych wykonywać przez okablowanie dostarczone do danego sprzętu. Połączenia do odpowiednich obwodów falowników realizować za pomocą kabli dedykowanych do zastosowań fotowoltaicznych, tzn. napięcie pracy 1000 V, izolacja odporna na promieniowanie UV, ze złączkami dedykowanymi DC (+/-) o przekroju żył roboczych nie mniejszym niż 6 mm<sup>2</sup> oraz przy uwzględnieniu poniżej przedstawionych warunków.

Kable należy układać zgodnie z praktyką inżynierską, tak aby unikać pętli indukcyjnej. Kable łączące poszczególne moduły fotowoltaiczne będą mocowane do konstrukcji wsporczej samych modułów fotowoltaicznych. Kable pomiędzy łączeniami modułów PV a falownikami, będą prowadzone na trasach kablowych osłoniętych za pomocą dedykowanych rur osłonowych lub koryt kablowych, przy czym dla trasowania na zewnątrz: rury osłonowe lub listwy instalacyjne będą przystosowane do pracy w przestrzeniach otwartych i będą odporne na promieniowanie UV. Wykonawca przed przystąpieniem do prac montażowych zobowiązany jest do przedstawienia Inwestorowi rozwiązań dt. trasowania okablowania.

*Warunek obciążalności prądowej:*

$$I_z^* \geq I_B; I_z^* = I_z \cdot k_g$$

gdzie:  $I_z^*$  – skorygowana o  $k_g$ , obciążalność długotrwała przewodów;  $I_z$  – obciążalność długotrwała, zależna od sposobu ułożenia okablowania,  $k_g$  – współczynnik korygujący;  $I_B$  – prąd obciążenia obwodu – odpowiada  $I_{MPP}$  modułu.

*Warunek dopuszczalnego spadku napięcia, w instalacjach fotowoltaicznych przyjmuje się 1%:*

$$\Delta U [\%] = \frac{(\text{ilość STRING} \cdot P_{PV}) \cdot l \cdot 100}{\gamma \cdot s \cdot (\text{ilość STRING} \cdot U_{MPP(T_{max})})^2} > 1\%$$

gdzie:  $P_{PV}$  – moc modułu PV;  $l$  – długość okablowania;  $U_{MPP(T_{max})}$  - napięcie MPP w maksymalnej temperaturze, z zależności;  $\gamma$  – przewodność materiału żyły, przyjęta dla miedzi;  $s$  – przekrój przewodu.

#### 3.2. Strona prądu przemiennego (AC)

Połączenia pomiędzy falownikiem, rozdzielnicą AC (zabezpieczeniami falownika), a miejscem przyłączenia należy wykonać kablem o izolacji przystosowanej na napięcie 0,6/1 kV: 5-żyłowym, o przekroju nie mniejszym niż wynikającym z poniżej przedstawionych warunków. Na schemacie ideowym – rysunek nr 02, zawarto przykładowy komponent spełniający wymagania.

Podłączenia względem aparatury należy wykonać, zgodnie z dedykowanymi złączkami i praktyką inżynierską. Okablowanie AC prowadzić zgodnie z projektem zagospodarowania terenu, bądź w sposób optymalizujący rozmieszczenie kabli. Kable nie prowadzone w gruncie będą prowadzone na trasach kablowych osłoniętych za pomocą dedykowanych rur osłonowych lub koryt kablowych, przy czym dla trasowania na zewnątrz wymaga się aby były przystosowane do pracy w przestrzeniach otwartych i będą odporne na promieniowanie UV. Wykonawca przed przystąpieniem do prac montażowych zobowiązany jest do przedstawienia Inwestorowi rozwiązań dt. trasowania okablowania.

*Warunek obciążalności prądowej:*

$$I_z^* \geq I_B; I_z^* = I_z \cdot k_g$$

gdzie:  $I_z^*$  – skorygowana o  $k_g$ , obciążalność długotrwała przewodów;  $I_z$  – obciążalność długotrwała, zależna od sposobu ułożenia okablowania,  $k_g$  – współczynnik korygujący;  $I_B$  – prąd obciążenia obwodu – odpowiada  $I_{max}$  falownika.

Warunek dopuszczalnego spadku napięcia, dla falownika (generatora) przyjmuje się 1%:

$$\Delta U [\%] = \frac{P_{max} \cdot l \cdot 100}{\gamma \cdot s \cdot U_N^2} > 1\%$$

gdzie:  $P_{max}$  – moc maksymalna urządzenia (falownika);  $l$  – odległość urządzenia od miejsca przyłączenia;  $U_N$  - napięcie znamionowe sieci (międzyprzewodowe);  $\gamma$  – konduktywność materiału żyły;  $s$  – przekrój przewodu.

## 4. Zabezpieczenia

### 4.1. Przetężeniowe - strona stałoprądowa – DC

Zgodnie z normą PN-HD 60364-7-712 – w przypadku braku połączeń równoległych powyżej „2”, względem połączonych łańcuchów modułów fotowoltaicznych (warunek prądu rewersyjnego, mogącego pojawić się na module PV) oraz potwierdzenie kryterium obciążalności prądowej przewodów strony stałoprądowej – DC. Zgodnie z poniższymi zależnościami, możliwe jest pominięcie zabezpieczeń przetężeniowych.

Warunek maksymalnego prądu rewersyjnego:

$$1,375 \cdot I_{scPV(STC)} \cdot (n - 1) \leq I_{revPV}$$

gdzie:  $I_{scPV(STC)}$  – prąd zwarcia modułu PV w warunkach STC;  $n$  – liczba połączeń równoległych modułów PV;  $I_{revPV}$  – max. prąd rewersyjny modułu fotowoltaicznego.

Warunek długotrwałego obciążenia przewodów DC – prądem zwarciovym:

$$1,25 \cdot I_{scPV(STC)} \cdot n \leq I_z^*$$

gdzie:  $I_{scPV(STC)}$  – prąd zwarcia modułu PV w warunkach STC;  $n$  – liczba połączeń równoległych modułów PV;  $I_{revPV}$  – max. prąd rewersyjny modułu fotowoltaicznego;  $I_z^*$  – skorygowana o  $k_g$ , obciążalność długotrwała przewodów.

### 4.3. Przetężeniowe - strona zmiennoprądowa – AC

Dla obwodów: falownik – miejsce przyłączenia, należy zastosować zabezpieczenia przetężeniowe w postaci wyłączników nadprądowych o charakterystyce B. Doboru dokonano, zgodnie z poniższymi zależnościami. Na schemacie ideowym – rysunek nr 02, zawarto przykładowy komponent spełniający wymagania.

$$I_B \leq I_n \leq I_z^*$$

$$I_2 \leq I_z^* \cdot 1,45$$

$$I_2 = I_n \cdot k_2$$

gdzie:  $I_z^*$  – skorygowana obciążalność długotrwała przewodów, zgodnie z rozdziałem doboru przewodów;  $I_B$  - prąd obciążenia obwodu – maksymalna wartość prądu na wyjściu falownika;  $I_n$  - znamionowy prąd urządzenia zabezpieczającego;  $I_2$  - prąd zadziałania urządzenia zabezpieczającego;  $k_2$  – współczynnik krotności zabezpieczenia, dla wyłączników nadprądowych z charakterystykami B,C,D = 1,45.

### 9. 3. Przeciwporażeniowe – uzupełniające

Układ sieci obiektu to TN-C-S. Ochrona podstawowa oraz ochrona przed dotykiem bezpośrednim realizowana będzie przez izolowanie części czynnych (izolacja podstawowa) oraz stosowanie obudów i osłon zastosowanych urządzeń o stopniu ochrony co najmniej IP2X. Ochrona przeciwporażeniowa dodatkowa spełniona zostanie przez zastosowanie wyłączników nadprądowych. Jako drugi stopień ochrony od porażień projektuje się wyłącznik różnicowy-prądowy (RCD) o prądzie upływu 100 mA oraz typie B lub A – w przypadku gdy konstrukcja zastosowanego falownika (deklaracja producenta) oświadcza, iż nie będą występowały uszkodzeniowe prądy stałe w instalacji.

### 9. 4. Ochrona przepięciowa instalacji

Dla zapewnienia ochrony przepięciowej strony DC dla każdej grupy modułów fotowoltaicznych przynależnych do wykorzystanego wejścia MPPT falownika, zastosować ogranicznik przepięć, o maksymalnym napięciu trwałej pracy wynoszącym nie mniej niż 1000 V. Typ zastosowanego ogranicznika przepięć uzależniony jest od stanu instalacji odgromowej w obiekcie, w momencie realizacji działań montażowych przez Wykonawcę.

- Typ 2 (T2) – gdy budynek nie posiada ochrony odgromowej lub zachowany został odstęp izolacyjny (PN-EN-62305-3:2011) pomiędzy instalacją modułów fotowoltaicznych, a instalacją odgromową.

- Typ 1 i 2 (T1+T2) – gdy nie zostały zachowane odstępy izolacyjne pomiędzy instalacją modułów fotowoltaicznych, a instalacją odgromową, w danym przypadku ogranicznik należy połączyć z szyną wyrównawczą (SW) przewodem o przekroju nie mniejszym niż 16 mm<sup>2</sup>. Dodatkowo konstrukcję wsporczą modułów należy połączyć z instalacją odgromową, za pomocą złącz krzyżowych oraz linki miedzianej o przekroju min. 16 mm<sup>2</sup>.

Dla zapewnienia ochrony przepięciowej strony AC dla falownika/ów zastosować ogranicznik przepięć, o maksymalnym napięciu trwałej pracy na każdą z faz wynoszącym nie mniej niż 255 V oraz o typie 2. Gdy w miejscu przyłączenia nie występuje istniejąca aparatura ograniczników przepięć konieczne jest zastosowanie ograniczników przepięć AC typu 1 i 2 (T1+T2).

Rezystancja uziemienia szyny wyrównawczej, do której podłączany zostaje ogranicznik przepięć powinna spełniać warunek  $R \leq 10 \Omega$ .

## 5. Uziemienia i połączenia wyrównawcze

Przy wykonywaniu połączenia wyrównawczego należy pamiętać, że wszystkie uziemienia po stronie DC, jak i AC, powinny być wspólne. Także nie należy wykonywać nieuziemionych połączeń wyrównawczych. Sposób wykonania połączenia wyrównawczego modułów fotowoltaicznych oraz ich konstrukcji wsporczej jest zależny od rodzaju instalacji odgromowej w jaką wyposażony jest obiekt:

- gdy budynek nie posiada ochrony odgromowej lub zachowany został odstęp izolacyjny (zgodnie z PN-EN-62305-3:2011) pomiędzy instalacją modułów fotowoltaicznych, a instalacją odgromową. Połączenia należy wykonać przewodem o przekroju nie mniejszym niż 6 mm<sup>2</sup>, łącząc moduły fotowoltaiczne oraz ich konstrukcję wsporczą doprowadzając przewód do szyny wyrównawczej;

- gdy nie zostały zachowane odstępy izolacyjne pomiędzy instalacją modułów fotowoltaicznych, a instalacją odgromową, w danym przypadku połączenia należy wykonać przewodem o przekroju nie mniejszym niż 16 mm<sup>2</sup> oraz łącząc moduły fotowoltaiczne oraz ich konstrukcję wsporczą z instalacją odgromową obiektu przewodem o przekroju nie mniejszym niż 16 mm<sup>2</sup>.

## 6. Instalacja odgromowa

Przy wykonywaniu instalacji – rozmieszczeniu modułów PV stosować się do wytycznych PN-EN-62305-3:2011, tzn. jeżeli odstęp separacyjny pomiędzy instalacją odgromową a konstrukcją wsporczą modułów PV nie został zachowany, należy zastosować odpowiednie środki opisane w rozdziale dt. ochrony przepięciowej instalacji oraz połączeń wyrównawczych. Przy jednoczesnym uwzględnieniu istniejącego poziomu ochrony (LPS) obiektu, względem projektowanej instalacji fotowoltaicznej, tzn. projektowana instalacja PV musi zostać objęta ochroną odgromową.

Na dzień wykonywania wizji lokalnej stan instalacji odgromowej obiektu, nie wykazywał degradacji. Jednakże z uwagi na optymalne wykorzystanie przestrzeni montażowych oraz zapewniania skuteczności ochrony odgromowej, konieczna będzie modernizacja instalacji odgromowej w postaci:

- ponownego ulokowania zwodów poziomych – drut FeZn fi8 – dł. ok. 235 m;
- projektowanych Iglic odgromowych AlMgSi, śr. 10/16 mm h=2,0 – ok. szt. 12.

## 7. Rozdzielnice

Projektowaną aparaturę zabezpieczającą należy umieścić w rozdzielnicach natynkowych o klasie IP nie gorszej niż IP44 dla zastosowań wewnętrznych, bądź IP65 dla zastosowań zewnętrznych. Wraz z zastosowaniem oznaczeń odpowiednich dla danej rozdzielnicy. Rozdzielnice główne instalacji PV montować w pobliżu falownika, zgodnie z rysunkiem nr 01 – ostateczne miejsce montażu Wykonawca ustali z Inwestorem na etapie realizacji inwestycji.

## 8. Ochrona p.poż

Za miejsce przyłączenia falownika zakłada się główny wyłącznik prądu przy zastosowaniu wyłącznika nad-prądowego z cewką wyzwalającą – połączoną z istn. obw. p. poż. Brak zasilenia w danej cz. obiektu, bud. A skutkuje zatrzymaniem pracy falownika z uwagi na zabezpieczenie przed pracą wyspową.

Jako dodatkową aktywne rozwiązania techniczne w celu ograniczenia ryzyka wystąpienia pożaru stosuje się: wyłącznik różnicowoprądowy (RCD).

Projektowana instalacja fotowoltaiczna nie wpływa na zmianę warunków ochrony przeciwpożarowej obiektu w odniesieniu do zaopatrzenia w wodę do zewnętrznego gaszenia pożaru oraz w odniesieniu dostępności i warunków do drogi pożarowej.

Zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz.U. z 2021 r. poz. 2351 z późn. zm.), Art. 29 ust. 4 pkt. 3 c) instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 6,5 kW stosuje się obowiązek uzgodnienia z rzeczoznawcą do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej, zwany dalej „uzgodnieniem pod względem ochrony przeciwpożarowej”, projektu tych urządzeń oraz zawiadomienia organów Państwowej Straży Pożarnej. Do danego uzgodnienia zobowiązany jest Wykonawca instalacji, na etapie realizacji inwestycji.

## 9. System monitoringu instalacji

Instalacja zostanie wyposażona w system monitorujący pracę w czasie rzeczywistym oraz archiwizacji danych w tym: stan i parametry falownika, parametry sieci AC, zestawienie energii wyprodukowanej przez system PV.

Komunikacja zostanie zrealizowana przez aplikację monitorującą zintegrowaną z zastosowanym modelem falownika. Dostęp do aplikacji będzie możliwy poprzez stronę WWW lub aplikację mobilną, ew. platformę TIK wg. wytycznych Inwestora - dane dostępowe i instrukcję obsługi Wykonawca przekaże Inwestorowi wraz z dokumentacją powykonawczą.



W celu realizacji aktywnego monitoringu konieczne jest zapewnienie dostępu do sieci Internet do falownika. Zrealizowane zostanie to przez wykorzystanie: istniejącej bezprzewodowej sieci Wi-Fi, istniejącej infrastruktury LAN – połączenie Ethernet.

Połączenia przewodowe sieci teletechnicznej należy realizować za pomocą ekranowego kabla teleinformatycznego, przykładowo F/UTP 4x2x0,5 kat.5e. Kable trasowane na budynkach prowadzone będą w trasach kablowych osłoniętych za pomocą dedykowanych rur osłonowych lub koryt kablowych, przy czym dla trasowania na zewnątrz wymaga się aby były przystosowane do pracy w przestrzeniach otwartych i będą odporne na promieniowanie UV. Trasy kablowe prowadzić zgodnie z rysunkiem nr 01, bądź w sposób optymalizujący rozmieszczenie. Podłączenia wykonać zgodnie z zaleceniami danego producenta aparatury, zawartych w instrukcjach montażowych.

## **10. Uwagi końcowe**

- Przed przystąpieniem do prac montażowych, Wykonawca zobowiązany jest do wykonania dokumentacji wykonawczej, zawierającej m. in.:
  - plan wymiarowy oraz schemat instalacji, z uwzględnieniem ew. zmian stosowanych komponentów instalacji oraz aktualnymi na dzień wykonywania uzgodnieniami z Inwestorem;
  - uzgodnienie p.poż dla projektowanej instalacji, z konkretnymi parametrami stosowanej aparatury;
- Roboty instalacyjno-montażowe wykonać zgodnie z Normami PN-IEC 30364, PN-EN 62305-1-4; PN-HD 60364-7-712, SEP-E-004; i Rozporządzeniem Ministra Gospodarki Przestrzennej i Budownictwa w sprawie warunków technicznych, jakimi powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie.
- Przy przekazywaniu obiektu do eksploatacji, Wykonawca obowiązany jest dostarczyć Inwestorowi dokumentację powykonawczą, a w szczególności:
  - dokumentację techniczną, uwzględniającą zmiany względem koncepcji wstępnej;
  - protokół badań rezystancji izolacji;
  - protokół badań skuteczności ochrony przeciwporażeniowej;
  - protokół pomiaru rezystancji uziemień;
  - certyfikaty lub deklaracje zgodności wydane dla wyrobów stosowanych w instalacjach elektrycznych;
  - Wykonać instrukcję eksploatacji oraz przeprowadzić przeszkolenie osób wyznaczonych przez Inwestora.

### III. Symulacja pracy instalacji

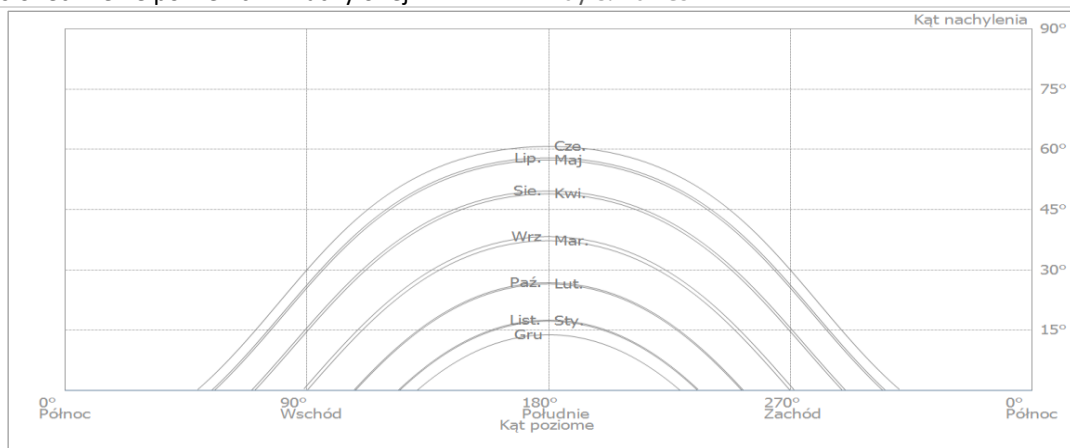
#### 1. Model symulacyjny

Szacunkową produkcję w skali roku oszacowano na bazie przeprowadzonej symulacji komputerowej pracy instalacji w środowisku PVSol, na podstawie modelu zgodnego z poniższą tabelą. Szczegółowy bilans energetyczny, w tym energię wykorzystaną na własne zapotrzebowanie oraz oddaną do sieci zestawiono w dalszej cz. opracowania. W wynikach nie zakładano zastosowania ew. układu antypompującego „Blokera” – ograniczającego wpływ energii do sieci lub regulację mocy/energii w punkcie zasilania.

W modelu uwzględniono zapotrzebowanie w energię elektryczną obiektu, danego PPE – wg. informacji od Zamawiającego.

#### Dane klimatyczne – Model symulacyjny w środowisku PVSol

Lokalizacja	Radziejów, POL (1991 - 2010)
Rozdzielczość danych	1 h
Zastosowane modele symulacji:	
- Promieniowanie rozproszone na powierzchni poziomej	Hofmann
- Nasłonecznienie powierzchni nachylonej	Hay & Davies



Horyzont (Projektowanie 3D)

#### 2. Wyniki symulacji pracy

W poniższej tabeli zestawiono wyniki pracy instalacji w skali roku. Nie uwzględnia się spadku wydajności na przestrzeni lat z uwagi na degradację modułów fotowoltaicznych – wg. SWZ maksymalny spadek wydajności nie większy niż 80% na przestrzeni 25 lat, dane zestawiono w III. 6.

Moc generatora PV	49,98	kWp
Spec. uzysk roczny	996,05	kWh/kWp
Stosunek wydajności (PR)	84,4	%
Zmniejszenie uzysku na skutek zacienienia	5,1	%/rok
Energia wyprodukowana przez system PV (sieć AC)	49 782	kWh/rok
Konsumpcja własna energii	49 782	kWh/rok
Energia oddana do sieci	0	kWh/rok
Regulacja w punkcie zasilania	0	kWh/rok
Udział konsumpcja własna energii	100,0	%
Emisja CO <sub>2</sub> , której dało się uniknąć:	40 423	kg / rok

Oszacowanie emisji dwutlenku węgla - 0,812 Mg CO<sub>2</sub>/MWh w przypadku energii elektrycznej, na podstawie zgodnie z wytycznymi Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (energia elektryczna – współczynnik referencyjny dla KSE, energia cieplna – współczynnik dla ciepła sieciowego).

### 3. Prezentacja zacienienia powierzchni modułów PV w skali roku

Na poniższych ilustracjach zestawiono procentową wartości zacienienia powierzchni modułów PV w skali roku – wynikająca z istniejącej infrastruktury oraz obiektów zacięniających.



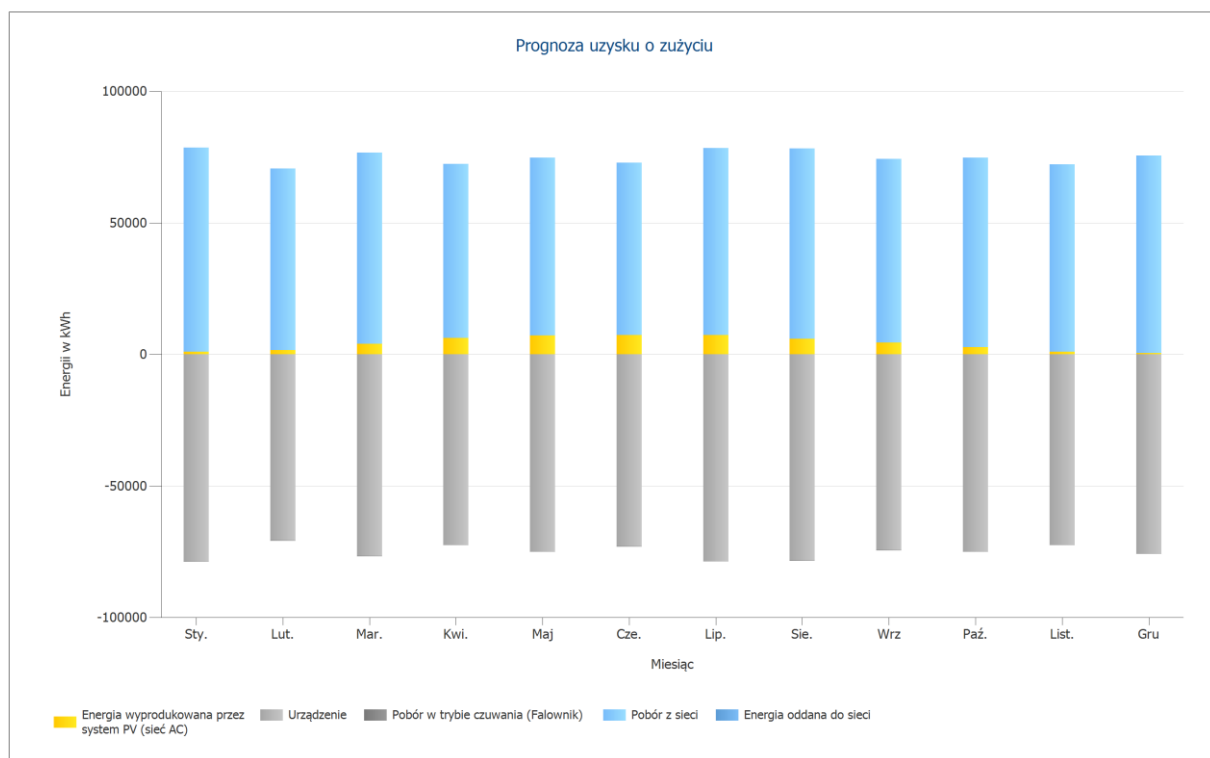
#### 4. Bilans energetyczny instalacji

W poniższej tabeli zestawiono szczegółowy bilans energetyczny pracy instalacji.

<b>Promieniowanie globalne, poziomo</b>	<b>1 063,98 kWh/m<sup>2</sup></b>	
Odchylenie od standardowego widma	-10,64 kWh/m <sup>2</sup>	-1,00 %
Odbicie od gruntu (albedo)	6,35 kWh/m <sup>2</sup>	0,60 %
Orientacja i nachylenie modułów fotowoltaicznych	125,09 kWh/m <sup>2</sup>	11,80 %
Zacienienie niezależne od modułu	-4,44 kWh/m <sup>2</sup>	-0,37 %
Odbicia na powierzchni modułu	-28,77 kWh/m <sup>2</sup>	-2,44 %
<b>Globalne nasłonecznienie na moduł</b>	<b>1 151,58 kWh/m<sup>2</sup></b>	
	1 151,58 kWh/m <sup>2</sup>	
	x 237,77 m <sup>2</sup>	
	= 273 817,26 kWh	
<b>Globalne nasłonecznienie PV</b>	<b>273 817,26 kWh</b>	
Zanieczyszczenie	0,00 kWh	0,00 %
Konwersja STC (współczynnik sprawności znamionowej modułu 21,02 %)	-216 258,31 kWh	-78,98 %
<b>Znamionowa energia PV</b>	<b>57 558,95 kWh</b>	
Zacienienie częściowe specyficzne dla modułu	-2 567,25 kWh	-4,46 %
Zachowanie w warunkach słabego oświetlenia	-1 698,99 kWh	-3,09 %
Odchylenie od znamionowej temperatury modułu	-978,57 kWh	-1,84 %
Diody	-4,26 kWh	-0,01 %
Niedopasowanie (dane producenta)	0,00 kWh	0,00 %
Niedopasowanie (konfiguracja/zacienienie)	-0,35 kWh	0,00 %
Optymalizator mocy (przetwarzanie prądu DC/zregulowanie)	-523,10 kWh	-1,00 %
<b>Energia PV (DC) bez regulacji falownika</b>	<b>51 786,44 kWh</b>	
Spadek mocy poniżej mocy początkowej DC	-4,76 kWh	-0,01 %
Regulacja zakresu napięcia MPP	-0,24 kWh	0,00 %
Regulacja maks. prądu DC	0,00 kWh	0,00 %
Regulacja maks. mocy prądu DC	0,00 kWh	0,00 %
Regulacja maks. mocy prądu AC/cos phi	-5,59 kWh	-0,01 %
Adaptacja MPP	0,00 kWh	0,00 %
<b>Energia PV (DC)</b>	<b>51 775,85 kWh</b>	
<b>Energia na wejściu falownika</b>	<b>51 775,85 kWh</b>	
Odchylenie napięcia wejściowego od znamionowego	0,00 kWh	0,00 %
Konwersja z prądu DC na AC	-1 993,36 kWh	-3,85 %
Pobór w trybie czuwania (Falownik)	-27,09 kWh	-0,05 %
Straty całkowite w kablu	0,00 kWh	0,00 %
<b>Energia PV (AC) odjąć zużycie podczas czuwania</b>	<b>49 755,41 kWh</b>	
<b>Energia wyprodukowana przez system PV (sieć AC)</b>	<b>49 782,49 kWh</b>	

## 5. Bilans energetyczny instalacji na przestrzeni miesięcy

Na poniższym wykresie zestawiono bilans energetyczny instalacji na przestrzeni miesięcy.



## 6. Wyniki pracy z uwzględnieniem degradacji modułów PV

W poniższej tabeli zestawiono szacunkowe wyniki, z uwzględnieniem zmniejszenia efektywności pracy instalacji, z uwagi na degradację modułów PV. Przyjęto wariant skrajny tzn. moduły PV o parametrze gwarancji mocy pozostałej po 25 latach wynoszącej 80%.

Lata pracy instalacji	Szac. Produkcja 1) [kWh/rok]	Szac. roczny spadek emisji gazów cieplarnianych (CI34) [kg/rok]
1 Rok	49755	40401
2 Rok	48760	39593
3 Rok	48371	39277
4 Rok	47981	38961
5 Rok	47592	38644
6 Rok	47202	38328
7 Rok	46813	38012
8 Rok	46424	37696
9 Rok	46034	37380
10 Rok	45645	37064
11 Rok	45255	36747
12 Rok	44866	36431
13 Rok	44477	36115
14 Rok	44087	35799
15 Rok	43698	35483
16 Rok	43308	35166
17 Rok	42919	34850
18 Rok	42530	34534
19 Rok	42140	34218
20 Rok	41751	33902
21 Rok	41362	33586
22 Rok	40972	33269
23 Rok	40583	32953
24 Rok	40193	32637
25 Rok	39804	32321
1) Z uwzględnieniem zużycia energii elektrycznej instalacji PV (falownika) w trybie czuwania		

## IV. Opis techniczny – część rysunkowa

Spis rysunków:

- Rys. nr 01 – plan zagospodarowania terenu
- Rys. nr 02 – schemat ideowy instalacji
- Rys. nr 03 – plan wymiarowy