


# PROJEKT WYKONAWCZY

<b>Jednostka Projektowa:</b>	Elektro-it Wojciech Pitołaj ul. Struga 3C/6, 75-704 Koszalin	
<b>TEMAT:</b>	Budowa Odnawialnego Źródła Energii. Na-dachowa elektrownia fotowoltaiczna o sumarycznej mocy 9,18 kWp w m. Radacz w ramach przebudowy i rozbudowa świetlicy wiejskiej	
<b>ADRES:</b>	Radacz, działka 79/23 obr. Radacz, gmina Borne Sulinowo	
<b>INWESTOR:</b>	Gmina Borne Sulinowo ul. Niepodległości 6 78-449 Borne Sulinowo	
<b>BRANŻA:</b>	ELEKTRYCZNA	
<b>Projektował:</b>	mgr inż. Wojciech Pitołaj  certyfikat Urzędu Dozoru Technicznego w zakresie systemów fotowoltaicznych nr ewidencyjny: OZE-E/27/000017/16	

**ZGODNIE Z USTAWĄ „PRAWO BUDOWLANE” ( ART. 29, UST.2, PKT16) INWESTYCJA NIE WYMAGA POZWOLENIA NA BUDOWĘ, ANI ZGŁOSZENIA ROBÓT BUDOWLANYCH NIE WYMAGAJĄCYCH POZWOLENIA NA BUDOWĘ.**

**PROJEKTOWANY SYSTEM FOTOWOLTAICZNY KWALIFIKUJE SIĘ JAKO MIKROINSTALACJA (ODNAWIALNE ŹRÓDŁO ENERGII O MOCY DO 50KW)**

Zawartość opracowania:

## **I – część opisowa**

1. Informacje ogólne.....	2
2. Opis technologiczny projektowanego systemu fotowoltaicznego – branża konstrukcyjna.....	5
3. Opis technologiczny projektowanego systemu fotowoltaicznego – branża elektryczna.....	8
4. Charakterystyka zagrożenia pożarowego.....	16
5. Normy związane.....	22
6. Uwagi końcowe.....	23
7. Obliczenia elektryczne.....	23

## **II – część rysunkowa**

1. Rzut dachu – układ modułów – K1
2. Rzut dachu – konstrukcja wsporcza – K2
3. Schemat elektryczny mikroinstalacji PV – E1

Przedstawione w koncepcji typy i modele urządzeń stanowiły podstawę doboru rozwiązań oraz obliczeń technicznych. Dopuszcza się użycie materiałów równoważnych o parametrach nie gorszych niż przedstawione w opracowaniu, pozwalających na uzyskanie parametrów na poziomie zakładanych w opracowaniu projektowym. Różnica parametrów urządzenia równoważnego nie powinna być większa niż  $\pm 3\%$  w stosunku do danych przedstawionych w rozwiązaniach projektowych.

# CZĘŚĆ I

## Opis proponowanych rozwiązań technologicznych

### 1. Informacje ogólne

#### 1.1 Podstawa opracowania

Projekt technologiczny systemu fotowoltaicznego opracowano w oparciu o:

- inwentaryzację obiektu,
- wizję lokalną
- dokumentację techniczną materiałów i urządzeń,
- wymagania zamawiającego
- obowiązujące przepisy i normy.

#### 1.2 Przedmiot i zakres opracowania

Niniejsze opracowanie zawiera rozwiązania techniczne w zakresie montażu systemu fotowoltaicznego na dachu budynku świetlicy wiejskiej w **m. Radacz, dz. nr 79/23**.

Zakres opracowania:

- dobór optymalnego systemu modułów fotowoltaicznych wraz z konstrukcją wsporczą,
- dobór zabezpieczeń, okablowania i urządzeń,
- ochrona przeciwporażeniowej i przeciwprzepięciowej,
- dostosowania instalacji elektrycznej do przyłączenia systemu fotowoltaicznego,
- ochrony przeciwpożarowej

#### 1.3 Opis ogólny budynku

Obiekt istniejący, wybudowany w technologii tradycyjnej. Dach o konstrukcji żelbetonowej, kryty papą.

#### 1.4 Instalacja elektryczna

Obiekt zasilany linią kablową nN 0,4kV z istniejącej stacji transformatorowej należącej do Energa Operator poprzez złącze kablowe ZK zlokalizowane na zewnątrz budynku. Ze złącza kablowego zasilana jest rozdzielnica RG zlokalizowana wewnątrz budynku (klatka schodowe – parter).

Od w/w rozdzielnicy należy wyprowadzić dwa kable typu YKXS 5x4mm<sup>2</sup> i jednym z nich zasilić rozdzielnicę R.PV-AC montowaną na dachu – zgodnie z rysunkiem K1 oraz E1. Drugi z kabli pozostanie jako rezerwa, na potrzeby pracy inwertera w trybie zasilania awaryjnego (ewentualna rozbudowa w przyszłości). W rozdzielnicy RG należy zainstalować zabezpieczenie kabla YKXS – S303, zgodnie ze schematami E1.

## 2.Opis technologiczny projektowanego systemu fotowoltaicznego – branża konstrukcyjna

Projektowany system PV jest rodzajem systemu dachowego i został opracowany na podstawie standardowych rozwiązań konstrukcyjnych dla dachów o betonowej konstrukcji nośnej pokrytych papą. Dla celów niniejszego opracowania wykorzystano rozwiązania systemowe typu – Konstrukcja bezinwazyjna z płytami montażowymi na podporach 15 ° firmy CWLundberg (CWL). Dopuszcza się użycie materiałów równoważnych o parametrach nie gorszych niż przedstawione w opracowaniu, pozwalających na uzyskanie parametrów na poziomie zakładanych w opracowaniu projektowym. Różnica parametrów urządzenia równoważnego nie powinna być większa niż  $\pm 3\%$  w stosunku do danych przedstawionych w rozwiązaniach projektowych.

### Lokalizacja systemu

Projektowany system instalowany jest na dachu budynku zlokalizowanego na obszarze wiejskim. Podana lokalizacja występuje w 3 strefie obciążenia śniegiem oraz w II strefie obciążenia wiatrem (wg PN-EN 1991-1-3 oraz PN-EN 1991-1-4).

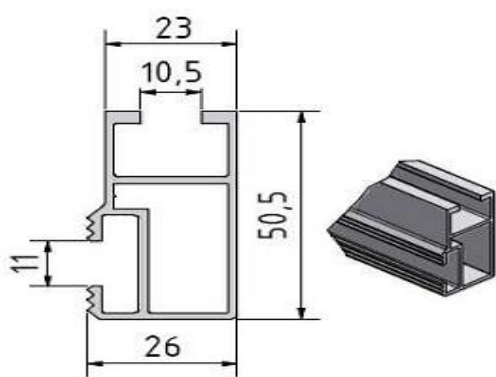
### Zacienienie systemu

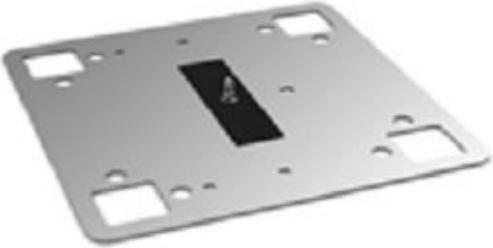
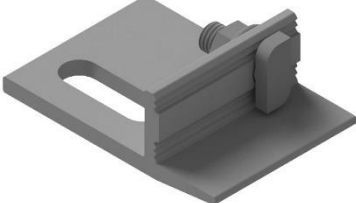
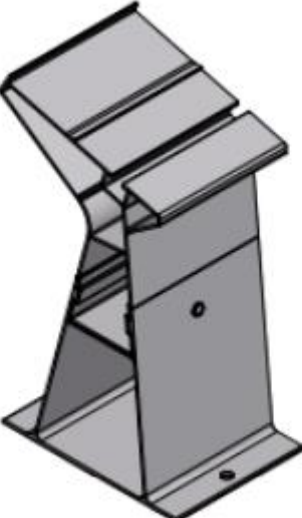
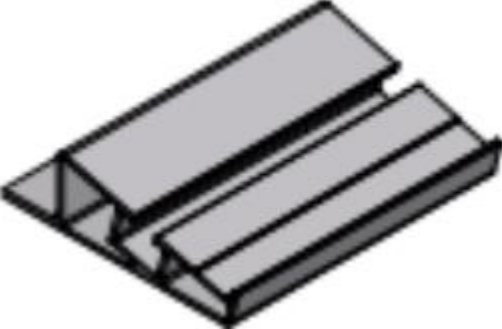
Wykonana w terenie wizja lokalna wraz z analizą horyzontu oraz zacienienia wykazuje występowanie przeszkód w postaci kominów oraz masztów odgromowych.

### 2.1. System wsporczy pod panele PV – opis technologii

Projektowany system wsporczy stanowi układ profili aluminiowych z płytami montażowymi wklejanymi na papę.

Podstawowe elementy systemu wsporczego prezentuje poniższa tabela:

Element	Materiał	Zdjęcie/rysunek
Profil aluminiowy TF50	Aluminium	

Płytki mocująca CWL	Stal nierdzewna	
Łącznik uniwersalny	Aluminium	
Podpora „tył”	Aluminium	
Podpora „przód”	Aluminium	

Łącznik profili	Aluminium	
Klema środkowa uniwersalna	Aluminium	
Klema końcowa	Aluminium	
Śruba imbusowa	Stal nierdzewna	
Śruba teowa	Stal nierdzewna	

Nakrętka	Stal nierdzewna	
Wiatrownica	Aluminium	
Papa termozgrzewalna	Tworzywo	

#### System wsporczy pod panele PV – szczegóły montażu

Przed przystąpieniem do montażu konstrukcji należy upewnić się, że istniejące pokrycie jest w dobrym stanie technicznym, nie występują ubytki, nieszczelności lub inne uszkodzenia mogące w przyszłości spowodować wnikanie wody do środka budynku.

##### **2.1.1 Instalacja płyt mocujących**

Płyty mocujące CWL należy rozłożyć na dachu w szeregu zgodnie z rysunkiem K2. Płyty wgrzać papą termozgrzewalną, zgodnie z instrukcją montażową producenta. Nie należy przekraczać maksymalnej odległości pomiędzy płytami CWL montowanych w jednej linii - max. 150 cm.

### **2.1.2 Instalowanie profili montażowych i podpór**

Profile montażowe TF50 montować z złączach płyt mocujących, za pomocą łączników uniwersalnych – zachować układ jak na rysunku K2. Profile TF50 o długości 5,5m docinać lub przedłużać za pomocą łączników uniwersalnych, wg potrzeby. Podpory „tył” i „przód” montować na profilach TF50 za pomocą śrub teowych.

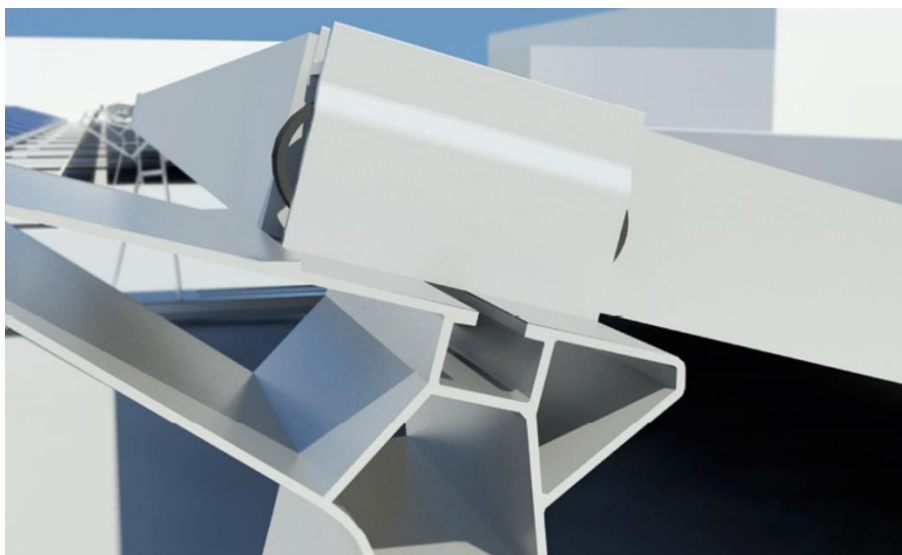


*Rysunek 1. Przykład rozmieszczenia podpór „tył” i „przód” na profilu TF50*

### **2.1.3 Instalowanie modułów fotowoltaicznych.**

Moduły instalować za pomocą systemowych złącz skrajnych i środkowych do szyn montażowych zwracając uwagę na estetykę rozmieszczenia (równe rozłożenie modułów PV względem siebie (+/- 2mm)).





*Rysunek 2. Instalowanie modułów na podporach*

Zachować układ modułów jak na rysunkach – K1, K2.

### **3.Opis technologiczny projektowanego systemu fotowoltaicznego – branża elektryczna**

#### **3.1. Opis systemu fotowoltaicznego**

Projektowany system fotowoltaiczny PV stanowi zespół prądotwórczy klasyfikowany jako źródło (o mocy nie przekraczającej 50kWp@STC) wykorzystujące energię odnawialną (słoneczną). Podstawowym celem wytwarzania energii elektrycznej przez system są potrzeby własne obwodów odbiorczych budynku, jednak wykonanie go w układzie połączenia równoległego z siecią wewnętrzną umożliwia oddawanie nadmiaru produkowanej energii w przypadku braku odbioru w tymże obiekcie – do sieci elektroenergetycznej OSD.

Przyjęty układ współpracy z siecią – on-grid – oznacza, że system stanowi element wytwórczy w publicznej sieci elektroenergetycznej, co wiąże się ze spełnianiem wymogów określonych przepisami, normami oraz wewnętrznymi regulacjami operatora sieci dystrybucyjnej (instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR). W układzie tym nie ma potrzeby magazynowania energii w akumulatorach, gdyż system nie może pracować jako samodzielne, niezależne źródło zasilania.

W niniejszej dokumentacji przyjęto następującą nomenklaturę z zakresu fotowoltaiki (w nawiasach terminy w j. angielskim):

- **ogniwo słoneczne** (solar cell) - element półprzewodnikowy, w którym następuje konwersja energii promieniowania słonecznego (światła) w energię elektryczną w wyniku zjawiska fotowoltaicznego
- **moduł** (module) – moduł fotowoltaiczny, układ połączonych szeregowo lub szeregowo-równoległe ogniw słonecznych. Zestaw fotoogniw jest umieszczony pomiędzy foliami przezroczystymi PET i EVA oraz szybą ze szkła hartowanego. Całość jest zamknięta w sztywnej, lekkiej ramie. W stosowanych rozwiązaniach praktycznych najmniejszy, pojedynczy element systemu fotowoltaicznego.
- **szereg** (string) – układ połączonych szeregowo modułów PV
- **inwerter** (inverter) – falownik, urządzenie, którego podstawową funkcją jest zamiana prądu stałego (DC) generowanego przez moduły PV na prąd przemienny (AC) o

napięciu i częstotliwości zgodnych z parametrami sieci OSD. Inwerter może zawierać także elektroniczny, programowalny układ sterujący oraz rozłącznik DC, oraz AC – współpracujący z przełącznikiem kontroli faz, który działa jako zabezpieczenie przed pracą wyspową (rozłącza generator przy wykryciu zaniku fazy lub asymetrii).

- **generator** (array) – kompletny układ fotowoltaiczny, na który składają się szeregi modułów PV podłączone do inwertera sieciowego wraz z okablowaniem i zabezpieczeniami. System fotowoltaiczny może składać się z jednego lub kilku generatorów PV.

System fotowoltaiczny sieciowy (on-grid) – zasada działania, wymagania.

Ogniwa słoneczne konwertują światło słoneczne na energię elektryczną, przy czym ich wydajność zależy od natężenia padającego światła słonecznego. Pojedynczy moduł wytwarza prąd stały o parametrach wg charakterystyki prądowo-napięciowej. Moduły łączy się w szeregi, które następnie przyłącza się równolegle do inwertera przekształcającego prąd stały na prąd przemienny o charakterystyce zgodnej ze standardem sieci elektroenergetycznej. Zarówno po stronie prądu stałego (DC) jak i przemiennego (AC) należy stosować zabezpieczenia przetężeniowe, zwarciovowe, przeciwprzepięciowe oraz rozłączniki izolacyjne. System fotowoltaiczny jako mikroźródło wymaga ponadto automatycznego rozłączania w przypadku zaniku napięcia w sieci.

W charakterystyce modułów podaje się moc maksymalną, a także napięcie i prąd maksymalnego punktu mocy. Ważnym parametrem jest także wartość prądu zwarcia, służąca do obliczania zabezpieczeń przed niebezpiecznymi prądami wstecznymi mogącymi doprowadzić do uszkodzenia systemu (w systemach z większą ilością równolegle połączonych szeregów). Zagrożeniem dla działania systemu są częściowe zacienienia pojedynczych modułów, które przy nasłonecznieniu pozostałych prowadzą do powstawania tzw. hot spotów i w konsekwencji wypalenia zaciemnianych modułów. W celu wyeliminowania tego zagrożenia stosuje się diody mostkujące (by-pass) wbudowane do każdego modułu PV.

**Dodatkowo, ze względu na zacieniania od strony istniejących kominów, a także różne kąty nachylenia połaci dachowej, część modułów należy wyposażyć w optymalizatory mocy np. TIGO TS-A-O 700W – zgodnie z rysunkiem K1.**

### 3.2. Rozwiązanie technologiczne

W budynku projektuje się systemy fotowoltaiczne o sumarycznej mocy 9,18 kWp.

Moc instalacji przyłączonej do jednego PPE nie przekraczać będzie 50kWp, co zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii nie wymaga uzyskania pozwolenia na budowę.

System zaprojektowano w oparciu o technologię i dane techniczne modułów **Monokrystalicznych JA Solar JAM72S30 o mocy 540Wp** każdy. Dopuszcza się użycie modułów równoważnych o parametrach nie gorszych niż przedstawione w opracowaniu, pozwalających na uzyskanie parametrów na poziomie zakładanych w opracowaniu projektowym. Różnica parametrów urządzenia równoważnego nie powinna być większa niż  $\pm 3\%$  w stosunku do danych przedstawionych w rozwiązaniach projektowych.

## PARAMETRY ELEKTRYCZNE W STC

TYP	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR
Moc maks. znamionowa (Pmax) [W]	530	535	540	545	550	555
Napięcie jałowe (Voc) [V]	49,30	49,45	49,60	49,75	49,90	50,02
Maksymalne napięcie zasilania (Vmp) [V]	41,31	41,47	41,64	41,80	41,96	42,11
Prąd zwarcia (Isc) [A]	13,72	13,79	13,86	13,93	14,00	14,07
Maksymalny pobór prądu (Imp) [A]	12,83	12,90	12,97	13,04	13,11	13,18
Sprawność modułu [%]	20,5	20,7	20,9	21,1	21,3	21,5
Tolerancja mocy	0~+5W					
Współczynnik temperaturowy Isc ( $\alpha_{Isc}$ )	+0,045%/°C					
Współczynnik temperaturowy Voc ( $\beta_{Voc}$ )	-0,275%/°C					
Współczynnik temperaturowy Pmax ( $\gamma_{Pmp}$ )	-0,350%/°C					
STC	Natężenie promieniowania 1000W/m <sup>2</sup> , temperatura ogniwa 25°C, masa powietrza AM 1.5 G					

Uwaga: Dane elektryczne zawarte w tej karcie katalogowej nie odnoszą się do pojedynczego modułu i nie są one częścią oferty. Służą jedynie do porównywania różnych typów modułów.

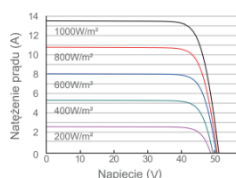
## PARAMETRY ELEKTRYCZNE W NOCT

TYP	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR	WARUNKI PRACY
Moc maks. znamionowa (Pmax) [W]	401	405	408	412	416	420	Maksymalne napięcie układu 1000V/1500V DC
Napięcie jałowe (Voc) [V]	46,18	46,31	46,43	46,55	46,68	46,85	Temperatura pracy -40°C~+85°C
Maksymalne napięcie pracy (Vmp) [V]	38,57	38,78	38,99	39,20	39,43	39,66	Maksymalny prąd znamionowy bezpiecznika w połączeniach szeregowych 25A
Prąd zwarcia (Isc) [A]	11,01	11,05	11,09	11,13	11,17	11,21	Maksymalne obciążenie statyczne, przód* 5400 Pa
Maksymalny prąd pracy (Imp) [A]	10,39	10,43	10,47	10,51	10,55	10,59	Maksymalne obciążenie statyczne, tył* 2400 Pa
NOCT	Natężenie promieniowania 800 W/m <sup>2</sup> , temperatura otoczenia 20°C, prędkość wiatru 1 m/s, masa powietrza AM 1.5 G						NOCT 45±2°C
							Klasa bezpieczeństwa Klasa II
							Odporność modułu na ogień UL typ 1/ klasa C

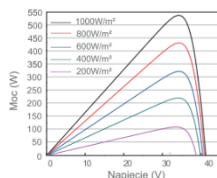
\* Dla instalacji NexTracker, maksymalne obciążenie statyczne z przodu wynosi 2000 Pa, podczas gdy maksymalne obciążenie statyczne z tyłu wynosi 2000 Pa

## CHARAKTERYSTYKA

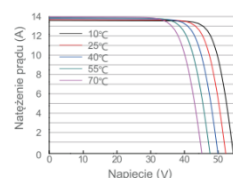
Krzywa prąd-napięcie JAM72S30-540/MR



Krzywa moc-napięcie JAM72S30-540/MR

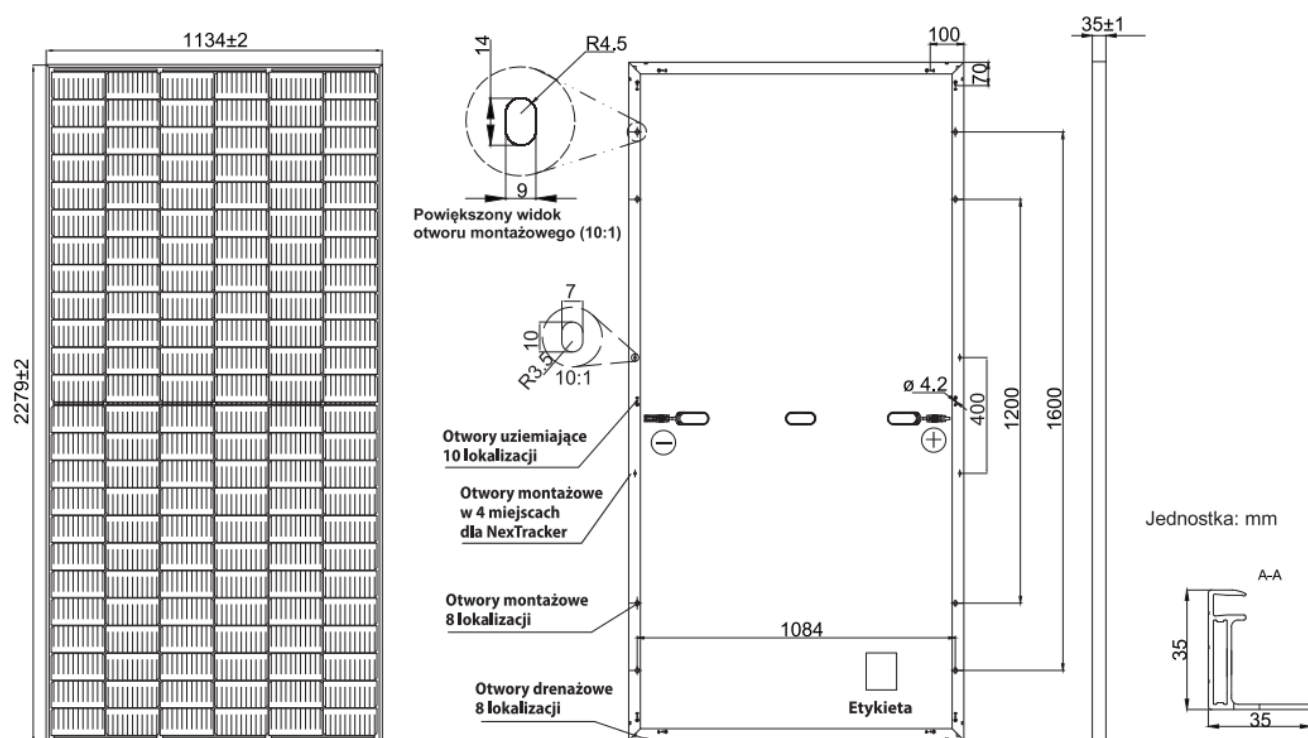


Krzywa prąd-napięcie JAM72S30-540/MR



Parametry podane dla STC: Nasłonecznienie 1000W/m<sup>2</sup>, Temperatura ogniwa 25° C, AM 1.5

Wymiary modułu:



Rysunek 3. Widok pojedynczego modułu PV

Podstawowe dane systemu:

<b>Świetlica Wiejska w m. Radacz</b>	<b>PV</b>
Typ modułów	540Wp
WEJŚCIE MPPT1	
Liczba modułów PV w szeregu	9
Liczba szeregów połączonych równolegle	1
WEJŚCIE MPPT2	
Liczba modułów PV w szeregu	8
Liczba szeregów połączonych równolegle	1
Całkowita liczba modułów podłączonych do inwertera	17
Inwerter	Huawei SUN2000 8KTL-M1
Moc znamionowa systemu	9,18 kWp

Szczegóły połączeń, rozdzielnic, aparatów i zabezpieczeń pokazano na schematach ideowych w części rysunkowej niniejszego opracowania – schematach E1.

### **3.3 Dobór inwerterów, zabezpieczeń, okablowania i urządzeń, zabezpieczenia zwarciove i przetężeniowe DC**

#### zabezpieczenia przetężeniowe i zwarciove

Jako zabezpieczenia po stronie AC należy stosować wyłączniki nadmiarowo-prądowe S303 oraz S304 według schematów elektrycznych E1 .

#### zabezpieczenia przeciwprzepięciowe

Strona DC zabezpieczona jest poprzez ochronniki przepięć typu B+C-PV zabudowane w rozdzielnicy R.PV-DC zlokalizowanej na dachu, przy inwerterze. Jako zabezpieczenia przeciwprzepięciowe strony AC zastosowany będzie ochronnik (T1+T2, dawna kl. B+C) zabudowany w rozdzielnicy R.PV-AC zlokalizowanej na dachu, przy inwerterze. Szczegółowe zasady stosowania ochrony przeciwprzepięciowej podano poniżej w punkcie pt. ochrona przeciwprzepięciowa.

#### rozłączniki

Zarówno po stronie DC jak i AC należy zastosować rozłączniki izolacyjne do izolacyjnego rozłączania wszystkich biegunów instalacji (przerwa zestykowa min. 1,5mm oraz wytrzymałość na napięcie udarowe 2500V). Strona DC rozłączana będzie poprzez rozłącznik (tzw. DC-switch) wbudowany w inwerter fotowoltaiczny. Po stronie AC funkcję rozłącznika pełnić będzie wyłącznik nadmiarowo-prądowy S304 montowany w rozdzielnicy R.PV-AC przy inwerterze.

#### inwertery

W niniejszym opracowaniu przyjęto urządzenie o parametrach:

Huawei SUN2000 8KTL-M1. Dopuszcza się użycie inwertera równoważnego o parametrach nie gorszych niż przedstawione w opracowaniu, pozwalających na uzyskanie parametrów na poziomie zakładanych w opracowaniu projektowym. Różnica parametrów urządzenia równoważnego nie powinna być większa niż  $\pm 3\%$  w stosunku do danych przedstawionych w rozwiązaniach projektowych.

Dodatkowo, zastosowany inwerter musi mieć funkcję pracy hybrydowej – możliwość podłączenia magazynu energii, oraz wyjście AC na potrzeby zasilania rezerwowego (tzw. Backup).

Specyfikacja techniczna	SUN2000 -3KTL-M1	SUN2000 -4KTL-M1	SUN2000 -5KTL-M1	SUN2000 -6KTL-M1	SUN2000 -8KTL-M1	SUN2000 -10KTL-M1
Sprawność						
Sprawność maksymalna	98,2%	98,3%	98,4%	98,6%	98,6%	98,6%
Sprawność europejska	96,7%	97,1%	97,5%	97,7%	98,0%	98,1%
Wejście (PV)						
Zalecana maksymalna moc PV <sup>1</sup>	4500 Wp	6000 Wp	7500 Wp	9000 Wp	12 000 Wp	15 000 Wp
Maksymalne napięcie wejściowe <sup>2</sup>	1100 V					
Zakres napięcia roboczego <sup>3</sup>	140 V ~ 980 V					
Napięcie startowe	200 V					
Znamionowe napięcie wejściowe	600 V					
Maksymalny prąd roboczy MPPT	13,5 A					
Maks. prąd zwarcowy MPPT	19,5 A					
Ilość MPPT	2					
Maksymalna ilość wejść MPPT	1					
Wejście (Akumulator DC)						
Kompatybilny akumulator	System magazynowania energii HUAWEI LUNA2000 5kWh – 30kWh					
Zakres napięcia roboczego	600 V ~ 980 V					
Maksymalny prąd roboczy	16,7 A					
Maksymalna moc ładowania	10 000 W					
Maksymalna moc rozładowania	3300 W	4400 W	5500 W	6600 W	8800 W	10 000 W
Wyjście (On Grid)						
Połączenie sieciowe	Trójfazowe					
Znamionowa moc wyjściowa	3000 W	4000 W	5000 W	6000 W	8000 W	10 000 W
Maksymalna moc pozorna	3300 VA	4400 VA	5500 VA	6600 VA	8800 VA	11 000 VA <sup>4</sup>
Znamionowe napięcie wyjściowe	220 V AC / 380 V AC, 230 V AC / 400 V AC, 3W / N+PE					
Znamionowa częstotliwość sieci AC	50 Hz / 60 Hz					
Maksymalny prąd wyjściowy	5,1 A	6,8 A	8,5 A	10,1 A	13,5 A	16,9 A
Zakres regulacji współczynnika mocy	0,8 wyprzedzający... 0,8 opóźniony					
Wsp. zawartości harmonicznych THD	≤ 3%					
Wyjście (Zasilanie rezerwowe przez Backup Box-B1)						
Maksymalna moc pozorna	3000 VA	3300 VA	3300 VA	3300 VA	3300 VA	3300 VA
Znamionowe napięcie wyjściowe	220 V / 230 V					
Maksymalny prąd wyjściowy	13,6 A	15 A	15 A	15 A	15 A	15 A
Zakres regulacji współczynnika mocy	0,8 wyprzedzający... 0,8 opóźniony					
Cechy i zabezpieczenia						
Urządzenie odłączające po stronie wejścia	Tak					
Zabezpieczenie przed pracą wycelową	Tak					
Zabezpieczenie przed odwrotną polaryzacją DC	Tak					
Monitorowanie stanu izolacji	Tak					
Ochronnik przeciwprzepięciowy DC	Tak, typ II zgodnie z EN / IEC 61643-11					
Ochronnik przeciwprzepięciowy AC	Tak, typ II zgodnie z EN / IEC 61643-11					
Monitoring prądów różnicowych (RCMU)	Tak					
Zabezpieczenie nadprądowe AC	Tak					
Zabezpieczenie przeciwzwarciowe AC	Tak					
Ochrona przeciwprzepięciowa AC	Tak					
Zabezpieczenie przed łukiem elektrycznym	Tak					
Odbiornik do zdalnego sterowania	Tak					
Zintegrowana funkcja PID recovery <sup>5</sup>	Tak					
Zabezpieczenie przed ładowaniem akumulatora z sieci	Tak					
Dane ogólne						
Zakres temperatury pracy	-25°C ~ +60°C					
Wilgotność względna	0%RH ~100%RH					
Maksymalna wysokość pracy	0 - 4000 m (Obniżenie parametrów znamionowych powyżej 2000 m)					
Chłodzenie	Konwekcja naturalna					
Wyświetlacz	Wskaźniki LED; Zintegrowana WLAN + FusionSolar App					
Komunikacja	RS485; ModbusRTU (SunSpec Modbus); WLAN/Ethernet przez Smart Dongle-WLAN-FE; 4G / 3G / 2G przez Smart Dongle-4G (opcjonalnie)					
Waga (z uchwytem montażowym)	17 kg					
Wymiary (z uchwytem montażowym)	525 x 470 x 146,5 mm					
Stopień ochrony	IP65					
Zgodność z optymalizatorem						
Kompatybilny optymalizator	SUN2000-450W-P					
Zgodność z normą (więcej informacji dostępnych na życzenie)						
Certyfikat	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2, IEC 62116					
Normy dot. połączenia sieciowego	G98, G99, EN 50438, CEI 0-21, VDE-AR-N-4105, AS 4777, C10/11, ABNT, UTE C15-712, RD 1699, TOR D4, NRS 097-2-1, IEC61727, IEC62116, DEWA 2.0					

W zależności od modelu inwerter może łączyć także funkcję rozłącznika DC, zabezpieczeń DC (po zastosowaniu odpowiednich wkładek topikowych), zabezpieczeń AC, czy rozłącznika AC z zabezpieczeniem przeciwko pracy wyspowej (zamiast oddzielnego przełącznika napięciowego). Realizowanie dodatkowych funkcji można uznać za skuteczne, jeżeli inwerter spełnia wymagania podane przy zastępowanych urządzeniach.

#### przewody

Do łączenia szeregowego modułów należy stosować kable jednożyłowe giętkie H1Z2Z2-K w specjalnej izolacji do stosowania w systemach fotowoltaicznych. Do przewodów stosować systemowe akcesoria łączeniowe - dławiki, złącza, wtyki, itp.

Stosowane przewody muszą spełniać następujące wymagania:

- napięcie robocze systemu fotowoltaicznego do 1,5kV DC
- temperatura pracy od -40°C do +120°C
- odporność na promieniowanie UV i ozon
- odporność na środowisko kwaśne i warunki atmosferyczne (wiatr, deszcz)

Po stronie AC stosować przewody wielożyłowe w układzie TN-S w izolacji poliwinylowej i osłonie polietylen usieciowany 450/750V.

Przekroje przewodów podano na schemacie E1.

#### rozdzielnice

W przedmiotowym systemie fotowoltaicznym przewiduje się zainstalowanie dodatkowych rozdzielnic R.PV-AC oraz R.PV-DC instalowanych na dachu przy inwerterze. Rozdzielnice powinny być wykonane w klasie IP65 umożliwiające ich montaż na zewnątrz.

#### trasy kablowe

Przewody DC na dachu należy prowadzić w stalowych korytach kablowych, przytwierdzonych do uchwyty betonowych w tworzywie PVC. Uchwyty zaś należy przykleić na masę bitumiczną do papy. Na dachu kable AC prowadzić należy w stalowych korytach kablowych. Kabel AC z dachu, należy prowadzić przez poszczególne kondygnacje do parteru gdzie zlokalizowana będzie rozdzielnica RG. Wewnątrz budynku trasy kablowe AC prowadzić w rurach PVC na tynkowo. Prace wykonać zgodnie z rysunkami K1 i K2.

#### **Uwaga!**

**Przejścia kabla AC przez stropy poszczególnych kondygnacji należy obrobić masą ogniochronną np. typu Promat. Podobnie należy postąpić z przejście trasy DC z dachu niskiego na wyższy - pomalować masą kable i koryto na odcinku ok. 100 cm z obu stron ogniomuru.**

### **3.4. Szczegóły montażu elektrycznego systemu**

Moduły łączyć pomiędzy sobą szeregowo przewodami PV jednożyłowymi z zastosowaniem elementów systemowych – złączek, dławików, itp. akcesoriów kablowych (w standardzie MC4). Przewody układać pomiędzy modułami bez pozostawiania luźnych odcinków. Przy dalszych odległościach stosować uchwyty systemowe montowane do dachu. **Niedopuszczalne jest pozostawianie kabli luzem bez mocowania.** Przewody łączące szeregi modułów sprowadzić do inwertera. Inwertery zamontować ściśle wg instrukcji producenta z uwzględnieniem wskazówek

odnośnie odstępów i przestrzeni wentylacyjnej. Inwertery montować na północnej części kominów lub osłon projektowanych pomp ciepła. W razie potrzeby, wykonać pod-konstrukcje mocujące inwertery do w/w elementów na dachu. Dokonać niezbędnej konfiguracji ustawień, zainstalować wymagane bezpieczniki, podłączyć przewody.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami po ukończeniu prac montażowych i instalacyjnych należy zgłosić instalację właściwemu OSD – w przypadku projektowanej instalacji – Energa Operator o/Koszalin.

### **3.5. Ochrona przeciwporażeniowa**

Podstawową ochronę przed porażeniami prądem elektrycznym, zarówno po stronie DC jak i AC, stanowi izolacja przewodów, kabli i urządzeń elektrycznych oraz stosowanie obudów z materiałów izolacyjnych. Po stronie AC ochrona realizowana jest poprzez samoczynne wyłączenie zasilania realizowane przez wyłączniki nadmiarowo-prądowe S303 oraz S304.

Prawidłowość działania systemu ochrony od porażen należy sprawdzić pomiarami po zrealizowaniu kompletnego zasilania.

### **3.6. Ochrona przeciwprzepięciowa i odgromowa**

Ze względu na narażenie każdego systemu fotowoltaicznego na przepięcia atmosferyczne, zarówno po stronie modułów PV jak i sieci elektroenergetycznej, w celu ochrony systemu przed uszkodzeniami należy stosować system ochrony przeciwprzepięciowej zarówno po stronie DC jak i AC inwertera. Po stronie DC ochrona przeciwprzepięciowa realizowana jest przez zabezpieczenie typu SPD B+C-PV. Po stronie AC zastosować SPD typu I+II (B+C) – wszystkie aparaty zabudowane w rozdzielnicach R.PV-DC i R.PV-AC, zgodnie ze schematem E1.

SPD łączyć z uziemieniem o możliwie niskiej rezystancji (zalecana  $R < 10\Omega$ ) – od GSU budynku (piwnica, pom. -1.2) doprowadzić przewód typu LgY 1x16mm<sup>2</sup> żo.

**Dodatkowo, należy objąć uziemionymi połączeniami wyrównawczymi wszystkie metalowe elementy instalacji fotowoltaicznej – w tym ramy modułów fotowoltaicznych**

Ponadto należy objąć uziemionymi połączeniami wyrównawczymi wszystkie elementy metalowe w rozdzielnicach – szyny, uchwyty metalowe, itp. – które nie są uziemione, a które mogą stwarzać zagrożenie na skutek różnicy potencjału.

### **3.7. Dobór systemu monitoringu , wizualizacji i archiwizacji danych i sterowania zewnętrznymi odbiornikami energii**

Inwertery muszą być wyposażony w przewodową (LAN) oraz bezprzewodową (WLAN) komunikację, która umożliwi komunikację z nimi poprzez Internet. Inwerter podłączony do Internetu i logicznie dodany do istniejącego systemu monitoringu w aplikacji www.

#### Wizualizacja

Praca systemu fotowoltaicznego będzie mogła być prezentowana na monitorze komputerowym, telewizorze typu smart oraz dowolnego urządzenia obsługującego format HTML. Na monitorze będą dostępne informacje dotyczące:

- Wyprodukowanej energii elektrycznej dziennej, miesięcznej, rocznej



- Bieżącej produkcji energii elektrycznej
- Stanu urządzeń automatyki
- Ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>

#### Komunikacja, monitoring i zbieranie danych

System zostanie wyposażony w pamięć trwałą o pojemności umożliwiającą archiwizację danych dotyczących:

- Produkcji energii
- Awarii i błędów systemu (dziennik zdarzeń)
- Parametrów pracy pozostałych komponentów systemu

System zbierania danych zostanie logicznie połączony z systemem prezentacji danych. Ogólne dane będą udostępniane powszechnie. Dane serwisowe będą dostępne z poziomu przeglądarki internetowej po wprowadzeniu hasła. Zmiana parametrów nominalnych urządzeń przez użytkownika systemów zostanie trwale wyłączona co zapobiegnie przypadkowym zmianom parametrów i uchroni system przed włamaniem internetowym.

Na etapie budowy instalacji PV do inwerterów należy doprowadzić przewód typu **cat.6e F/UTP 4x2x0,57 outdoor** z istniejącej szafy lub szaf PDO (Punktu Dystrybucji Okablowania).

**Dodatkowo, pomiędzy falownikiem, a rozdzielnicą główną RG należy ułożyć przewód cat.6eF/UTP outdoor oraz YKXS 5x4mm<sup>2</sup> – jako rezerwa, na potrzeby przyszłej rozbudowy systemu PV o magazyn energii.**

#### **4. Charakterystyka zagrożenia pożarowego**

Celem rozdziału opracowania jest wskazanie warunków ochrony przeciwpożarowej dla nowoprojektowanej instalacji fotowoltaicznej.

Zakres opracowania obejmuje wybrane elementy istotne w kontekście projektowanej instalacji wskazane w § 4 ust. 1 rozporządzenia Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 2 grudnia 2015r. w sprawie uzgadniania projektu budowlanego pod względem ochrony przeciwpożarowej (Dz. U. z 2015r., poz. 2117). Z uwagi na projektowaną moc instalacji PV niniejszy projekt wymaga obowiązkowemu uzgodnieniu pod względem zgodności z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej z uwagi na Art. 29 ust. 2. 6kt. 16. (Dz. U. 2019 poz. 1186 z późn. zm.)

##### **Akty prawne i normy stanowiące podstawę opracowania:**

- 1) Ustawa z dnia 24 sierpnia 1991 roku o ochronie przeciwpożarowej (Dz. U. z 2016 r., poz. 191 tekst jednolity).
- 2) Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. z 2017 r. poz. 2285).

- 3) Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 2 grudnia 2015 roku w sprawie uzgadniania projektu budowlanego pod względem ochrony przeciwpożarowej (Dz. U. z 2015r., poz. 2117).
- 4) Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 roku w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz. U. z 2010 r. nr 109, poz. 719)
- 5) Ustawa Prawo Budowlane z dnia 7 lipca 1994 r. (Dz. U. 2019 poz. 1186 z późn. zm.)
- 6) PN-HD 60364-7-712:2016 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7–712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania;
- 7) PN-EN IEC 61730-1:2018-06 Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV) – Część 1: Wymagania dotyczące konstrukcji;
- 8) PN-EN IEC 61730-2:2018-06 Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV) – Część 2: Wymagania dotyczące badań.
- 9) PN-EN 62446-1:2016-08 oraz PN-EN 62446-1:2016-08/A1:2019-01 Systemy fotowoltaiczne (PV) – Wymagania dotyczące badań, dokumentacji i utrzymania – Część 1: Systemy podłączone do sieci – Dokumentacja, odbiory i nadzór;

#### **4.1. Charakterystyka zagrożenia pożarowego projektowanej instalacji PV**

Zgodnie z danymi opublikowanymi przez BRE National Solar Centre, niezależny instytut badawczy z Wielkiej Brytanii w publikacji „Fire and Solar PV Systems – Investigations and Evidence in July 2017” - prawidłowo zaprojektowana oraz eksploatowana instalacja nie stwarza zwiększonego ryzyka powstania pożaru w budynku. Podobne wnioski płyną również z innych raportów opublikowanych m.in. przez TÜV Rheinland we współpracy z Instytutem Systemów Energetyki Słonecznej im. Fraunhofera gdzie wskazuje się, że pożary wywołane przez system PV stanowią zaledwie 0,016% w odniesieniu do wszystkich instalacji fotowoltaicznych powstałych w Niemczech. Analiza wykazała, że ponad 70% pożarów wynika z wpływów zewnętrznych (poza urządzeniem) lub błędów montażowych. Zaledwie 10% przyczyn wszystkich pożarów jest usterką falownika. Szczegółowa analiza przyczyn awarii dla zdarzeń pożarowych wskazała wystąpienie łuku elektrycznego jako główną przyczynę pożarów z udziałem systemów fotowoltaicznych. Wystąpienie łuku wynika przede wszystkim:

- a) nieprawidłowego użycia złączy (źle dobrane, niekompatybilne),
- b) nieprawidłowo zaciśnięte styki złącza,
- c) brak prawidłowego zatrząśnięcia wtyk lub gniazd powstałe w wyniku błędów montażowych,
- d) błędnie wykonane połączenia umożliwiające wnikanie wilgoci w złączach, skrzynkach połączeniowych i przełącznikach,
- e) poluzowanie zacisków śrubowych w puszkach przyłączeniowych lub wyłącznikach izolacyjnych powstałe najczęściej w wyniku błędów montażowych
- f) złe, niezgodne ze sztuką wykonane lutowanie połączenia w skrzynce przyłączeniowej modułu PV

- g) nieprawidłowego podłączenia izolatorów przebieg lub - w przypadku zewnętrznych puszek - zastosowanie w nieodpowiedniej klasie zabezpieczenia przed czynnikami zewnętrznymi, w wyniku uszkodzenia izolacji, kabla lub zbyt dużego kąta gięcia kabli.

Należy mieć na uwadze, że wystąpienie łuku jest najczęściej skutkiem błędnego, niezgodnego ze sztuką montażu instalacji PV. Drugą istotną przyczyną występowania łuków elektrycznych jest brak wykonywania przez użytkownika instalacji fotowoltaicznej – cyklicznych przeglądów instalacji. Te powinny być wykonywane regularnie w celu wykrycia postępujących nieprawidłowości na wczesnym etapie.

#### **4.2. Informacje o kategorii zagrożenia ludzi przedmiotowego budynku**

Budynek dla którego projektowana jest instalacja fotowoltaiczna, to budynek **światlicy wiejskiej** zaliczony do kategorii zagrożenia ludzi **ZL III**.

#### **4.3. Miejsce montażu paneli fotowoltaicznych, falownika oraz sposób przeprowadzenia przewodów DC pomiędzy modułami a falownikiem**

W przedmiotowym budynku moduły instalacji fotowoltaicznej zlokalizowane będą na dachu budynku natomiast montaż falownika przewiduje się wykonać również **na dachu – zgodnie z rysunkiem K1**. Trasa przewodów DC od modułów do falownika przewidziana jest w następujący sposób: **przewody DC przebiegać będą pomiędzy poszczególnymi modułami, następnie doprowadzone zostaną do miejsca w którym zainstalowany będzie inwerter. Wszelkie trasy kablowe na dachu należy wykonać w stalowych korytkach kablowych, z zabezpieczeniem ostrych krawędzi np. poprzez rurę typu peszel UV.**

#### **4.4. Przewidywana gęstość obciążenia ogniowego**

Dla przedmiotowego budynku gęstości obciążenia ogniowego nie oblicza się. Gęstość obciążenia pojedynczych pomieszczeń technicznych oraz innych przestrzeni PM będzie wynosiła do 500 MJ/m<sup>2</sup>.

#### **4.5. Ocena zagrożenia wybuchem pomieszczeń oraz przestrzeni zewnętrznych**

Przyjęta funkcja poszczególnych segmentów budynku nie przewiduje występowania substancji mogących powodować występowanie stref zagrożenia wybuchem – w tym również na dachu tj. brak zlokalizowanych kanałów wentylacji bezpieczeństwa pracującej w strefach lub pomieszczeniach zagrożonych wybuchem.

Dla projektowanego budynku nie przyjmuje się dodatkowych obostrzeń z uwagi na lokalizację komponentów instalacji fotowoltaicznej.

#### **4.6. Informacje o stopniu rozprzestrzeniania ognia elementów budowlanych**

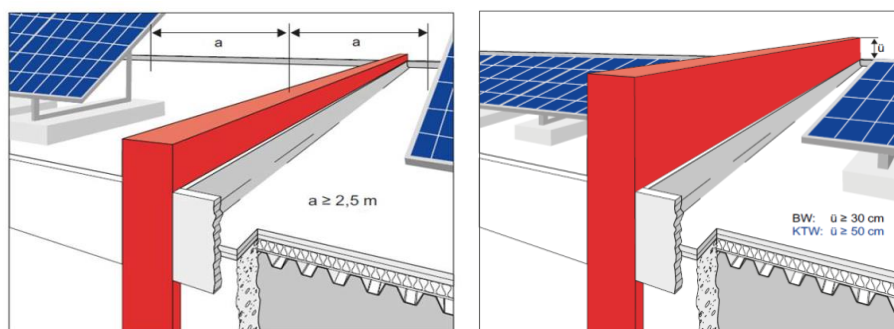
W budynku zaprojektowano instalację, które nie stanowi przekrycia dachu których mowa § 216, § 218 §219 §235 §271 §274 §287 w Warunkach Technicznych. Zatem nie określa się w tym przypadku konieczności stosowania paneli odpowiedniej klasyfikacji w zakresie odporności dachów na ogień

zewnętrznych zgodnie np. Polską Normą PN-ENV 1187:2004 „Metody badań oddziaływania ognia zewnętrznego na dachy”; badanie 1. Warunkiem stosowania komponentów PV w przedmiotowym budynku jest zaprojektowanie instalacji w oparciu o urządzenia dopuszczonych do stosowania z odpowiednimi normami i zawartymi w nich wymaganiami bezpieczeństwa w tym palności.

#### 4.7. Podział obiektu na strefy pożarowe oraz strefy dymowe

Z uwagi na podział budynków na strefy pożarowe przy projektowaniu niniejszej instalacji fotowoltaicznej trzymano się następujących wymogów wynikających z warunków technicznych

- Panele fotowoltaiczne projektowane są poza niepalnymi pasami służącymi do oddzielenia ppoż.
- Niezależnie od występowania niepalnych pasów o których mowa powyżej, zapewnia się zachowanie odległości 2,5m względem ściany oddzielenia przeciwpożarowego.
- W stropie oddzielenia przeciwpożarowego nie przewiduje się perforacji stropu o powierzchni powyżej 0,5% powierzchni stropu.
- W niniejszym projekcie przyjęto zasadę nie projektowania komponentów instalacji PV w pasach z materiału niepalnego tj. 2m EI 60 przewidzianych na granicy stref pożarowych. Pomimo braku obostrzeń Warunków Technicznych w zakresie występowania instalacji w obrębie pasów niepalnych, rozwiązanie przyjęto jako dobrą praktykę inżynierską.
- W przypadku lokalizacji modułów PV na dachach w sąsiedztwie ściany oddzielenia przeciwpożarowego poniżej odległości 2,5 m lub górna krawędź modułu PV powinna być minimum 0,3 m poniżej górnej granicy ściany oddzielenia przeciwpożarowego, np. zgodnie z normą VdS 2234.



#### 4.8. Informacje o usytuowaniu z uwagi na bezpieczeństwo pożarowe, w tym o odległości od obiektów sąsiadujących

Instalacja fotowoltaiczna projektowana w przedmiotowym obiekcie pozostaje bez wpływu na wymagania w zakresie usytuowania budynku względem sąsiednich obiektów, granicy działki oraz dróg stanowiących dojazd dla ekip ratowniczych oraz dróg pożarowych.

#### **4.9. Informacje o warunkach i strategii ewakuacji ludzi lub ich uratowania w inny sposób**

Projektowana instalacja PV nie ingeruje w parametry dotyczące dojścia i przejścia ewakuacyjnego. Te dla przedmiotowego obiektu pozostają bez zmian.

#### **4.10. Informacje o sposobie zabezpieczenia przeciwpożarowego instalacji PV, a także rozwiązania zmniejszające ryzyko powstania pożaru.**

W przedmiotowym projekcie instalacji fotowoltaicznej trzymano się następujących zasad wiedzy technicznej mających na względzie zminimalizowanie ryzyka powstania pożaru:

- Połączenia DC zaprojektowano za pomocą szybkozłączy tego samego typu i producenta.
- Zminimalizowano w instalacji ilość połączeń DC.
- Trasy przewodów DC na płaskich dachach poprowadzono w metalowych korytach kablowych trwale przymocowanych do dachu (eliminując wszelkie ostre krawędzie).
- Wykluczono prowadzenie kabli DC bezpośrednio po połaci dachu.
- Kable instalacji PV nie będą prowadzone w obrębie czynnych szachtów wentylacyjnych.
- Trasy kablowe będą odpowiednio oznakowane „Niebezpieczeństwo – wysokie napięcie DC w ciągu dnia obecne po wyłączeniu instalacji”.
- Falownik fotowoltaiczny musi mieć zapewnioną przestrzeń wentylacyjną zgodnie w wymogami danego producenta. Falownika fotowoltaicznego nie należy zabudowywać bez zapewnienia wymaganej wentylacji będącej w stanie odprowadzić wydzielaną energię cieplną.
- Falownik fotowoltaiczny powinien być montowany na podłożu niepalnym o klasie reakcji na ogień nie gorszej niż A2 (niepalne). Wyklucza się montaż falownika na płytach drewnianych, drewnopochodnych, z tworzyw sztucznych itp.

#### **4.11. Wyposażenie w gaśnice**

Należy zapewnić wyposażenie instalacji PV w gaśnicę proszkową 4 kg ABC zlokalizowaną w pobliżu falownika. Do gaśnicy winien być zapewniony dostęp o szerokości nie mniejszej niż 1 metr.

#### **4.12. Przeciwpożarowy wyłącznik prądu PWP**

Z uwagi na to, że instalacja PV montowana jest na budynku **światlicy wiejskiej** o kubaturze powyżej 1000 m<sup>3</sup> wymaga się zastosowania przeciwpożarowego wyłącznika prądu.

Z racji tego, że instalacja PWP jest urządzeniem przeciwpożarowym w myśl par 2 Rozporządzenia ws. ochrony przeciwpożarowej budynków innych obiektów budowlanych i terenów właściciel obiektu jest zobowiązany do zapewnienia takiej instalacji – niezależnie od tego czy byłaby projektowana instalacja fotowoltaiczna czy nie. Budynek będzie wyposażony w wyłączniki prądu PWP – wg odrębnego opracowania. Rozmieszczenie przycisku PWP pokazano na rysunku K3.

#### **4.13. Sposób zapewnienia bezpieczeństwa dla ekip ratowniczo-gaśniczych**

W budynku obwody DC mające szczególne znaczenie dla służb podczas prowadzenia działań ratowniczych. Obwód prądu stałego (okablowanie DC) znajduje się pomiędzy elementami generatora słonecznego a falownikiem. Napięcie DC w tym obwodzie najczęściej zawiera się w zakresie 470–800 V, w pewnych warunkach pogodowych może być jeszcze wyższe. Do porażenia prądem stałym może dojść w przypadku kontaktu (dotknięcia) jednocześnie biegunów dodatniego i ujemnego. Podczas działań ratowniczych i awaryjnych stanów pracy instalacji PV szczególne zagrożenie stanowią uszkodzenia elementów instalacji PV, w tym przede wszystkim okablowania. Do przeniesienia napięcia może dojść np. na ramie/mocowaniu uziemionego modułu PV poprzez wyrównanie potencjałów. Takie przeniesienie napięcia może doprowadzić do porażenia prądem przy dotknięciu (poruszeniu) innego przewodu. Do porażenia może dojść również w przypadku bezpośredniego kontaktu z uszkodzonym przewodem DC w budynku. Dlatego przyjęte zabezpieczenia mają na celu zminimalizowanie ryzyka porażenia prądem elektrycznym:

**Wewnątrz budynku nie projektuje się poziomych i pionowych tras kablowych. Inwerter i trasy kablowe DC zamontowane zostaną tylko na poziomie dachu.**

#### **4.14. Plan instalacji fotowoltaicznej dla ekip ratowniczych**

Po wykonaniu instalacji fotowoltaicznej w budynku, należy złożyć zawiadomienie do Państwowej Straży Pożarnej. Do zawiadomienia należy dołączyć kartę informacyjną czyli plan instalacji instalacji fotowoltaicznej dla ekip ratowniczych. Kluczowe dla organów PSP jest pozyskanie podstawowych informacji na temat danej instalacji PV. Część graficzna powinna zawierać

- obszar lokalizacji modułów PV,
- lokalizację falownika/ów PV,
- miejsca usytuowania elementu (np. rozłącznika) zapewniającego odłączenie napięcia po stronie DC falownika (nawet jeśli stanowi wyposażenie falownika PV),
- przebieg tras przewodów prądu stałego (po stronie DC) pozostających pod napięciem,
- opcjonalnie przebiegu tras kablowych prądu przemiennego,
- legendę zastosowanych oznaczeń graficznych i literowych,
- wskazanie osób lub podmiotów opracowujących plan oraz datę jego opracowania

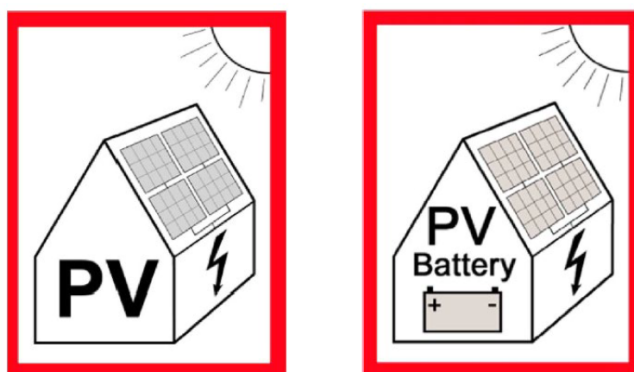
#### **4.15. Oznakowanie budynku**

Obiekty, w których zamontowana jest instalacja PV, powinny być oznakowane. Odpowiednie oznakowanie i plan instalacji fotowoltaicznej obiektu są dla ekip ratowniczych istotnym elementem mającym wpływ na szybkie przeprowadzenie rozpoznania i podjęcie właściwych decyzji. Są one pomocne zarówno dla osób znajdujących się w środku, jak i na zewnątrz budynku. Informują między innymi o lokalizacji wyłączników DC. Piktogramy informujące o zastosowaniu instalacji PV powinny być umieszczone:

- w rozdzielni głównej budynku,

- obok głównego licznika energii (jeśli jest oddalony od rozdzielni głównej),
- obok głównego wyłącznika,
- w rozdzielnicy, w której instalacja fotowoltaiczna przyłączona jest do instalacji elektrycznej budynku.

natomiast schemat instalacji PV (plan instalacji fotowoltaicznej dla ekip ratowniczych) w miejscu łatwo dostępnym dla ratowników, np. szafce przyłącza elektrycznego do budynku.



#### 4.16. Woda do zewnętrznego gaszenia pożaru oraz drogi pożarowe

Projektowana instalacja PV w budynku nie powoduje dodatkowych obostrzeń w zakresie ilości wody potrzebnej do zewnętrznego gaszenia pożaru a także nie ingeruje w zasady prowadzenia dróg pożarowych do obiektu.

### 5. Normy i przepisy związane

PN-EN 1999-1-1:2011 - Projektowanie konstrukcji aluminiowych -- Część 1-1: Reguły ogólne

PN-EN 1995-1-1 2010 Projektowanie konstrukcji drewnianych. Postanowienia ogólne.

PN-EN 1993-1-1:2006 Część 1-1: Reguły ogólne i reguły dla budynków

PN-EN 1991-1-3 Oddziaływania na konstrukcje, oddziaływania ogólne część 1-3 – obciążenie śniegiem

PN-EN 1991-1-4 Oddziaływania na konstrukcje, oddziaływania ogólne część 1-4 – oddziaływania wiatru,

PN-EN 62548 Wymagania projektowe dla systemów fotowoltaicznych (PV)

PN-IEC 60269-6: Bezpieczniki topikowe niskonapięciowe – cz.6: Wymagania dodatkowe dotyczące wkładek topikowych gPV do zabezpieczania fotowoltaicznych systemów energetycznych.

PN-EN 61730: Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego

PN-EN 50521: Złącza elektryczne do zastosowań w systemach fotowoltaicznych

VDE 0126-1-1: Aparaty automatycznego rozłączania pomiędzy generatorem a siecią publiczną niskiego napięcia

PN-HD 60364-4-41: Instalacje elektryczne niskiego napięcia ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed porażeniem elektrycznym.

PN-HD 60364-6: Instalacje elektryczne niskiego napięcia Część 6: Sprawdzanie

PN-EN 62305-1:2008, Ochrona odgromowa – Część 1: Wymagania ogólne.

## 6. Uwagi końcowe

### Wymagania ogólne dot. wykonania instalacji

Prace związane z urządzeniami i instalacjami elektrycznymi mogą wykonywać jedynie osoby posiadające odpowiednie kwalifikacje i uprawnienia. Do wszelkich robót wykonywanych na dachach budynków mają zastosowanie przepisy dot. prac na wysokości.

Po wykonaniu robót opisanych w projekcie należy przeprowadzić inwentaryzację powykonawczą, wymagane badania i pomiary elektryczne, oraz rozruch technologiczny systemu. Czynności te udokumentować w protokółach odbiorczych. Protokoły przekazać w czasie odbioru użytkownikowi.

### Przyłączenie systemu fotowoltaicznego do sieci OSD

Inwestycja polegająca na instalacji systemu fotowoltaicznego na dachu budynku w świetle obowiązujących przepisów nie wymaga pozwolenia na budowę.

Ze względu na przyjęty system włączenia projektowanej instalacji fotowoltaicznej w sieć elektroenergetyczną publiczną mają zastosowanie procedury związane z przyłączaniem mikroźródeł do operatora sieci dystrybucyjnej (OSD).

## 6.1. Konserwacja systemu PV

Istotnym elementem w zapobieganiu pożarów instalacji fotowoltaicznych jest wykonywanie okresowych przeglądów, które będą w stanie wykryć potencjałe usterki dzięki czemu możliwe będzie podjęcie czynności naprawczych na wczesnym etapie. Okresowa konserwacja instalacji fotowoltaicznej oraz wykonanie testów i pomiarów wskazanych w szczególności w normie PN-EN 62446-2, która zawiera wskazówki dotyczące takiej okresowej konserwacji powinna być wykonywana przynajmniej raz w roku jednak nie rzadziej niż wynika to z wskazań danego producenta instalacji, falownika, modułów.

## 7. Obliczenia elektryczne

### 7.1. Strona zmiennoprądowa AC

#### 7.1.1. Zabezpieczenia przed przeciążeniami

Zabezpieczenie przeciążeniowe przewodów i kabli powinno spełniać następujące warunki:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z$$

$$I_2 = k \cdot I_n$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z$$

Gdzie:

$I_B$  - prąd obciążenia w obwodzie elektrycznym.

Prąd max. produkowany przez Inwerter [A] ,



**$I_z$**  - dopuszczalna obciążalność prądowa długotrwała kabli i przewodów,

**$I_n$**  - prąd znamionowy urządzenia zabezpieczającego przed przetężeniami – wyłączniki nadmiarowo-prądowe S303 i S304,

**$I_2$**  - prąd zadziałania urządzeń zabezpieczających [A].

**$k$**  - współczynnik krotności prądu powodującego zadziałanie urządzenia zabezpieczającego, równy 1,45 dla wyłączników nadprądowych o charakterystyce B,C,D .

„Trasa kablowa RG - R.PV-AC”:

Kabel typu YKXS 5x4mm<sup>2</sup>

$$I_B = 13,5 \text{ [A]}$$

$$I_z = 45^1 \text{ [A]}$$

$$I_n = 20 \text{ [A]}$$

$$13,5 \leq 20 \leq 45$$

$$I_2 = 1,45 \times 20 = 29$$

$$I_2 \leq 1,45 \times 45$$

$$29 \leq 65,2$$

Warunki spełnione

„Trasa kablowa R.PV-AC – inwerter”:

Kabel typu YKXS 5x4mm<sup>2</sup>

$$I_B = 13,5 \text{ [A]}$$

$$I_z = 45 \text{ [A]}$$

$$I_n = 16 \text{ [A]}$$

$$13,5 \leq 16 \leq 45$$

$$I_2 = 1,45 \times 16 = 23,2$$

$$I_2 \leq 1,45 \times 45$$

$$23,2 \leq 65,2$$

Warunki spełnione

---

<sup>1</sup> Obciążalność prądowa długotrwała kabli YKXS ułożonych w powietrzu, wg katalogu NKT cables

### 7.1.2 Spadki napięcia

$$\frac{\Delta U}{U_n} = \frac{2 * I_n * l * \cos \varphi}{\delta * U_n * s} * 100\%$$

$$\Delta U \%_{obl} < \Delta U \%_{dop}$$

Gdzie:

$\Delta U \%_{obl}$  - spadek napięcia obliczony,

$\Delta U \%_{dop}$  - spadek napięcia dopuszczalny równy 2%,

$l$  – długość odcinka przewodu ,

$\delta$  – konduktywność przewodu,

$s$  – przekrój przewodu jednej żyły kabla/przewodu,

$U_n$  – napięcie znamionowe sieci,

$I_n$  – prąd znamionowy,

$\cos \varphi$  – współczynnik mocy

„Trasa kablowa RG - R.PV-AC”:

Kabel YKXS 5x4mm<sup>2</sup>

$l=20$  [m]

$\gamma=58$  [m/Ω\*mm<sup>2</sup>]

$s= 4$  [mm<sup>2</sup>]

$U_n = 400$  [V]

$I_n = 13,5$  [A]

$\cos \varphi = 1$

$\Delta U \%_{obl} = 0,38$

$0,38 \% < 2\%$

Warunek spełniony

## 7.2. Strona stałoprądowa DC

### 7.2.1 Obliczenie spadków napięć po stronie DC

Dla instalacji fotowoltaicznych przyjmuje się stratę na przewodach wynoszącą maksymalnie 1%.

$$\frac{\Delta U}{U_n} = \frac{2 * I_n * l}{\delta * U_n * s} * 100\%$$

$$\Delta U \%_{obl} < \Delta U \%_{dop}$$

Odcinek „String S1 – inwerter ”

Przewód H1Z2Z2-K 1x6mm<sup>2</sup>

$l=20$  [m]

$\gamma=58$  [m/Ω\*mm<sup>2</sup>]

$s= 6$  [mm<sup>2</sup>]

$U_n = 416$  [V]

$I_n = 12,97$  [A]

$$\Delta U \%_{obl} = 0,35$$

$$0,35\% < 1\%$$

Warunek spełniony

Odcinek „String S2 – inwerter ”

Przewód H1Z2Z2-K 1x6mm<sup>2</sup>

$l=15$  [m]

$\gamma=58$  [m/Ω\*mm<sup>2</sup>]

$s= 6$  [mm<sup>2</sup>]

$U_n = 290$  [V]

$I_n = 12,97$  [A]

$$\Delta U \%_{obl} = 0,38$$

$$0,38\% < 1\%$$

Warunek spełniony

## 7.2.2. Określenie minimalnej/maksymalnej liczby modułów łączonych szeregowo i równolegle

### a) Obliczenie maksymalnej liczby modułów łączonych szeregowo wg napięcia maksymalnego pracy inwertera

Maksymalne napięcie wejściowe inwertera  **$U_{max} = 1000 \text{ V}$**

**$V_{oc}(-20^\circ)$**  - napięcie obwodu otwartego dla temperatury modułu  $-20^\circ$ ,

**$V_{oc}(-20^\circ) = 55,73 \text{ V}$**

Maksymalna liczba modułów połączona szeregowo:

**$N_{szer(max)} = 1100 : 55,73 \approx 19$**

### b) Obliczenie maksymalnej liczby modułów wg górnego zakresu pracy inwertera

**$V_{mpp}(-20^\circ)$**  - napięcie w punkcie mocy maksymalnej dla temperatury  $(-20^\circ\text{C})$

**$V_{mpp}(-20^\circ) = 46,79 \text{ V}$**

Górny zakres pracy falownika  **$U_{mpp(max)} = 980 \text{ V}$**

Maksymalna liczba modułów połączona szeregowo:

**$N_{szer(max)} = 980 : 46,79 \approx 20$**

Wnioski:

Maksymalna liczba modułów połączona szeregowo wynosi:  **$N_{szer(max)} = 19$**

### c) Obliczenie minimalnej liczby modułów wg dolnego zakresu pracy inwertera

**$V_{mpp}(+70^\circ)$**  - napięcie w punkcie mocy maksymalnej dla temperatury  $+70^\circ\text{C}$

**$V_{mpp}(+70^\circ) = 36,49 \text{ V}$**

Dolny zakres pracy falownika:  **$U_{mpp(min)} = 200 \text{ V}$**

Minimalna liczba modułów połączona szeregowo:  **$N_{szer(min)} = 200 : 36,49 \approx 6$**

Wnioski:

Minimalna liczba modułów połączona szeregowo wynosi:  **$N_{szer(min)} = 6$**

**W projektowanym systemie przyjmuje się następujący układ połączeń:**

- S1: 10 sztuk modułów połączonych w szereg, podłączone do MPPT 1,
- S2 : 7 sztuk modułów połączonych w szereg, podłączone do MPPT 2,

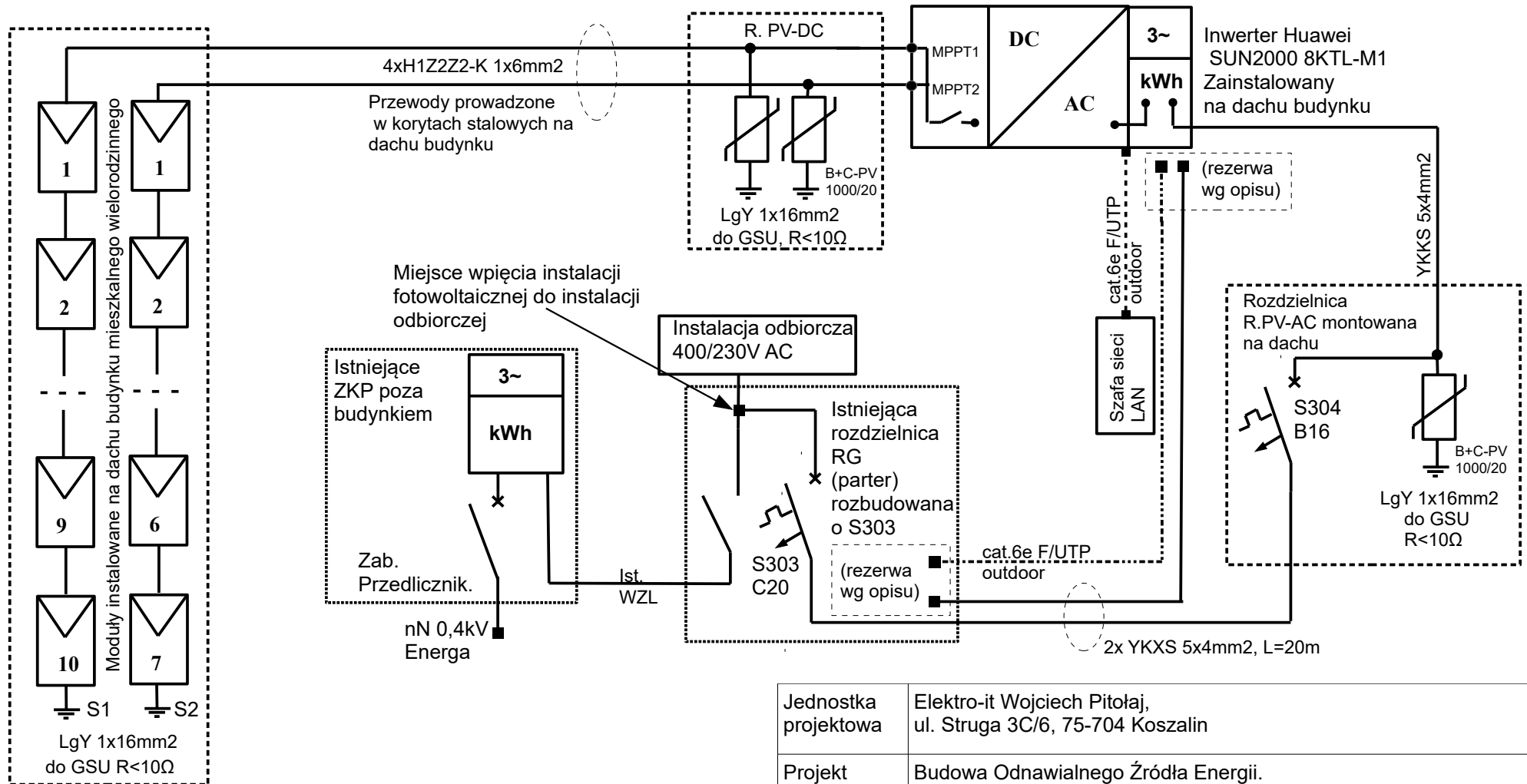
**Układ taki spełnia powyższe warunki.**

c) Maksymalna liczba łańcuchów modułów łączonych równolegle podłączonych pod jedno MPPT

**W projektowanym systemie nie przyjmuje się połączeń równoległych stringów podłączonych pod jeden MPPT.**

## **CZĘŚĆ II**


### **Część rysunkowa**

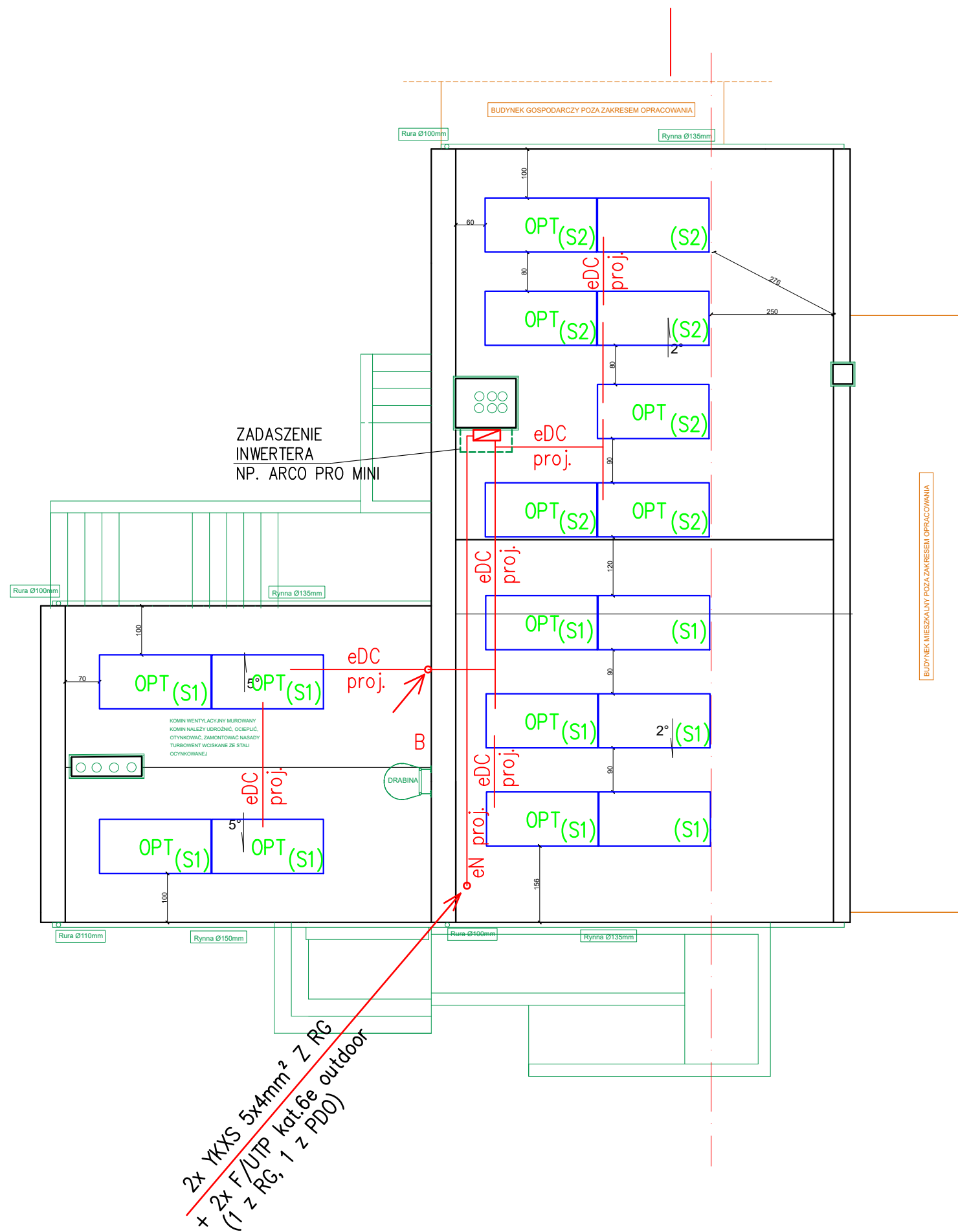


S1: 10x Moduł PV  
JA Solar JAM72S30 540 Wp  
Pmpp = 5,4 kWp  
Umpp = 416V  
Impp = 12,97 A

S2: 7x Moduł PV  
JA Solar JAM72S30 540 Wp  
Pmpp = 3,78 kWp  
Umpp = 290V  
Impp = 12,97 A

Budynek wyposażony w PWP  
(wg odrębnego opracowania)

Jednostka projektowa	Elektro-it Wojciech Pitołaj, ul. Struga 3C/6, 75-704 Koszalin		
Projekt	Budowa Odnawialnego Źródła Energii. Przebudowa i rozbudowa świetlicy wiejskiej w m. Radacz na działce 79/23 obr. Radacz, gmina Borne Sulinowo		
Przedmiot Rysunku	Schemat ideowy systemu PV o mocy 9,18 kWp		
Branża	Elektryczna	Podpis	Skala N/D
Projektował	mgr inż. Wojciech Pitołaj upr. UDT w spec. systemy fotowoltaiczne nr OZE-E/27/000017/16		Data 03.2023
			Rys. E1



- MODUŁ FOTOWOLTAICZNY 540Wp O WYMIARACH 2279 x 1134 x 35 mm
- OPT

MODUŁ FOTOWOLTAICZNY 540Wp O WYMIARACH 2279 x 1134 x 35 mm  
Z OPTYMALIZATOREM

- (S1)

MODUŁ STRINGU S1
- (S2)

MODUŁ STRINGU S2
- eDC

proj.

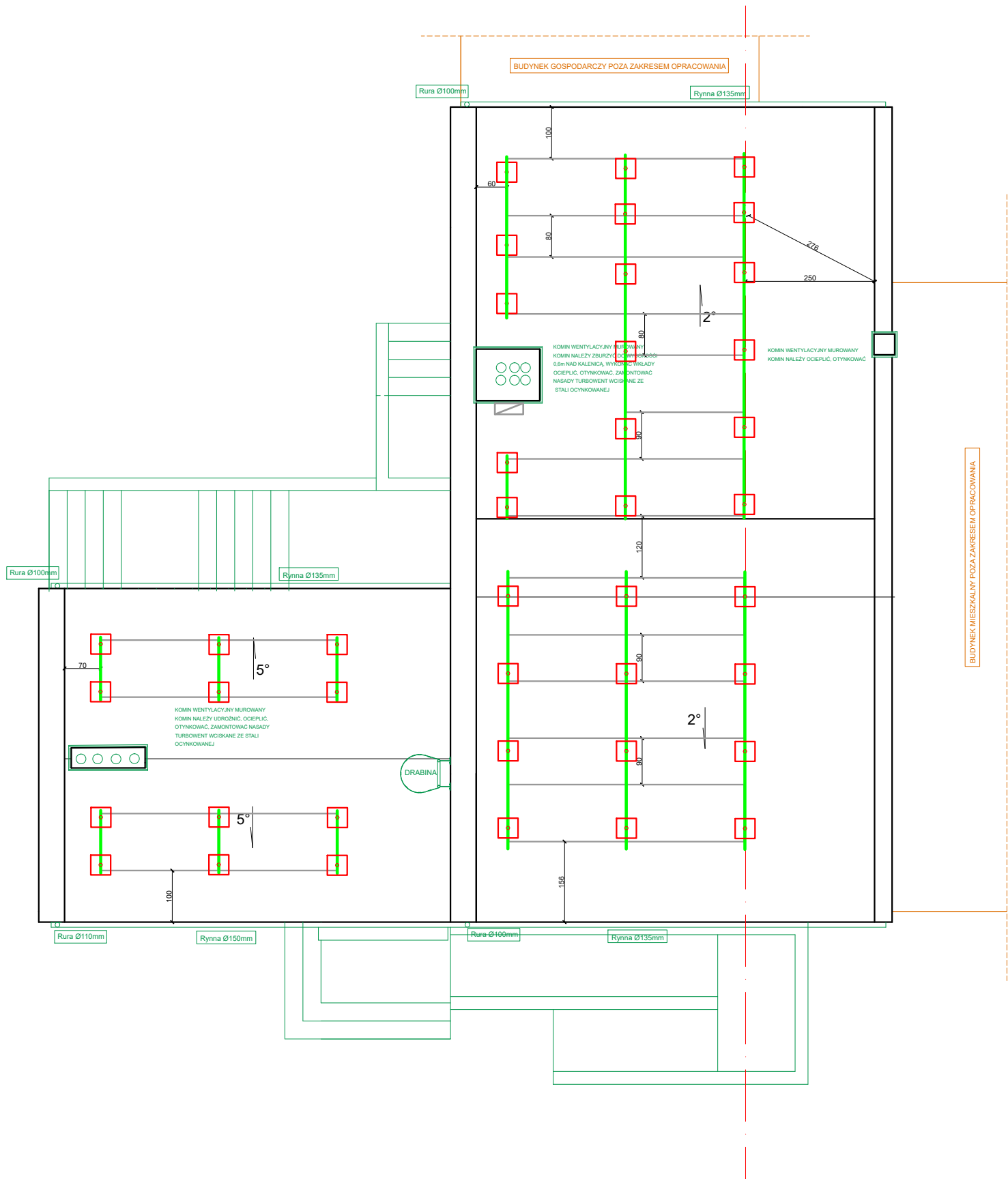
TRASY KABLOWE DC, WYKONANE W KORYTACH STALOWYCH, NP. BAKS, WG OPISU
- eN


proj.


TRASA KABLOWA AC, WYKONANA W KORYCIE STALOWYM, NP. BAKS, WG OPISU
- INWERTER FOTOWOLTAICZNY, ROZDZIELNICA DC, ROZDZIELNICA AC + DASZEK


JEDNOSTKA PROJEKTOWA	ELEKTRO-IT WOJCIECH PITOŁAJ UL. STRUGA 3C/6 75-704 KOSZALIN		
Projektował	mgr inż. Wojciech Pitołaj upr. UDT w spec. systemy fotowoltaiczne nr-OZE/E/27/000017/16	TYTUŁ RYSUNKU RZUT DACHU – UKŁAD MODUŁÓW FAZA: PROJEKT WYKONAWCZY	
TEMAT:	BUDOWA ODNAWIALNEGO ŹRÓDŁA ENERGII. INSTALACJA FOTOWOLTAICZNA O MOCY 9,18 kWp NA BUDYNKU ŚWIETLICY WIEJSKIEJ W m. RADACZ	SKALA:	1:100
ADRES:	BUDYNEK ŚWIETLICY WIEJSKIEJ RADACZ dz. nr 79/23 obr. RADACZ GMINA BORNE SULINOWO	DATA:	03.2023
INWESTOR:	GMINA BORNE SULINOWO UL. NIEPODLEGŁOŚCI 6, 78-449 BORNE SULINOWO	BRANŻA:	ELEKTR.
		NR RYS:	K1





- 

MODUŁ FOTOWOLTAICZNY 540Wp O WYMIARACH 2279 x 1134 x 35 mm
- 

SZYNA MONTAŻOWA TF50 ZGODNIE Z OPISEM
- 

PŁYTA MONTAŻOWA CWL ZGODNIE Z OPISEM

JEDNOSTKA PROJEKTOWA		ELEKTRO-IT WOJCIECH PITOŁAJ UL. STRUGA 3C/6 75-704 KOSZALIN	
Projektował	mgr inż. Wojciech Pitołaj upr. UDT w spec. systemy fotowoltaiczne nr-OZE/E/27/000017/16	TYTUŁ RYSUNKU RZUT DACHU – KONSTRUKCJA WSPORCZA FAZA: WYKONAWCZY	
		BUDOWA ODNAWIALNEGO ŹRÓDŁA ENERGII. INSTALACJA FOTOWOLTAICZNA O MOCY 9,18 kWp NA BUDYNKU ŚWIETLICY WIEJSKIEJ W m. RADACZ	
ADRES:	BUDYNEK ŚWIETLICY WIEJSKIEJ RADACZ dz. nr 79/23 obr. RADACZ GMINA BORNE SULINOWO	SKALA: 1:100	DATA: 03.2023
INWESTOR:	GMINA BORNE SULINOWO UL. NIEPODLEGŁOŚCI 6, 78-449 BORNE SULINOWO	BRANŻA: ELEKTR.	NR RYS: K2

DOCUMENT  
CREATED  
WITH



**PDF**  
**COMBINER**

PDF Combiner is a free application that you can use to combine multiple PDF documents into one.

Three simple steps are needed to merge several PDF documents. First, we must add files to the program. This can be done using the Add files button or by dragging files to the list via the Drag and Drop mechanism. Then you need to adjust the order of files if list order is not suitable. The last step is joining files. To do this, click button Combine PDFs.

Main features:

**secure PDF merging** - everything is done on your computer and documents are not sent anywhere

**simplicity** - you need to follow three steps to merge documents

**possibility to rearrange document** - change the order of merged documents and page selection

**reliability** - application is not modifying a content of merged documents.

Visit the homepage to download the application:

[www.jankowskimichal.pl/pdf-combiner](http://www.jankowskimichal.pl/pdf-combiner)

To remove this page from your document, please donate a project.