

PROJEKT TECHNICZNY

Jednostka Projektowa:	Elektro-it Wojciech Pitołaj ul. Niezapominajek 7, 75-809 Koszalin	
TEMAT:	Budowa Odnawialnego Źródła Energii. Na-dachowa elektrownia fotowoltaiczna o sumarycznej mocy 44,55 kWp, składająca się z dwóch mikroinstalacji: PV1: 24,92 kWp PV2: 19,58 kWp	
ADRES:	Budynek mieszkalny wielorodzinny, ul. W. Jagiełły 50a, 50b, 52a, 52b, 52c 78-400 Szczecinek	
INWESTOR:	Szczecinecka Spółdzielnia Mieszkaniowa ul. Warcisława IV 14A, 78-400 Szczecinek	
BRANŻA:	ELEKTRYCZNA	
Projektował:	mgr inż. Arkadiusz Budnicki uprawnienia do projektowania w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń elektrycznych i elektroenergetycznych bez ograniczeń nr ZAP/0036/PWBE/17	
Projektował:	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.....	3
3. Opis technologiczny projektowanego systemu fotowoltaicznego – branża elektryczna.....	9
4. Charakterystyka zagrożenia pożarowego.....	19
5. Normy związane.....	25
6. Uwagi końcowe.....	25
7. Obliczenia elektryczne.....	26

II – część rysunkowa

1. Rzut dachu – układ modułów – K1
2. Rzut dachu – konstrukcja wsporcza – K2
3. Schemat elektryczny mikroinstalacji PV1 – E1
4. Schemat elektryczny mikroinstalacji PV2 – E2

III – załączniki

1. Prognoza uzysku energii elektrycznej dla PV1
2. Prognoza uzysku energii elektrycznej dla PV2

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 wielorodzinnego w **m. Szczecinek, ul. W. Jagiełły 50a, 50b, 52a, 52b, 52c.**

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 złącza kablowe ZK1 i ZK2 zlokalizowane przy klatkach schodowych (50a, 52b). Ze złącz kablowych zasilane są tablice licznikowe i rozdzielnice główne administracyjne (TL Admin1 + RG Admin1 i TL Admin2 + RG Admin2) zlokalizowane wewnątrz budynku (klatki schodowe 50a i 52b).

W budynku, na poziomie -1 znajdować się będą projektowane (odrębne opracowanie) rozdzielnice węzłów cieplnych (RWC1 i RWC2) zasilające obwody odbiorcze (administracyjne). Od w/w rozdzielnic należy wyprowadzić kable typu YKXS 5x10mm² i nimi zasilic rozdzielnice R.PV-AC1 i R.PV-AC2 montowane na dachu – zgodnie z rysunkami K1 oraz E1 i E2. W rozdzielnicach RWC1 i RWC2 należy zainstalować zabezpieczenia kabli YKXS – S303, zgodnie ze schematami E1 i E2.

2.Opis technologiczny projektowanego systemu fotowoltaicznego – branża konstrukcyjna

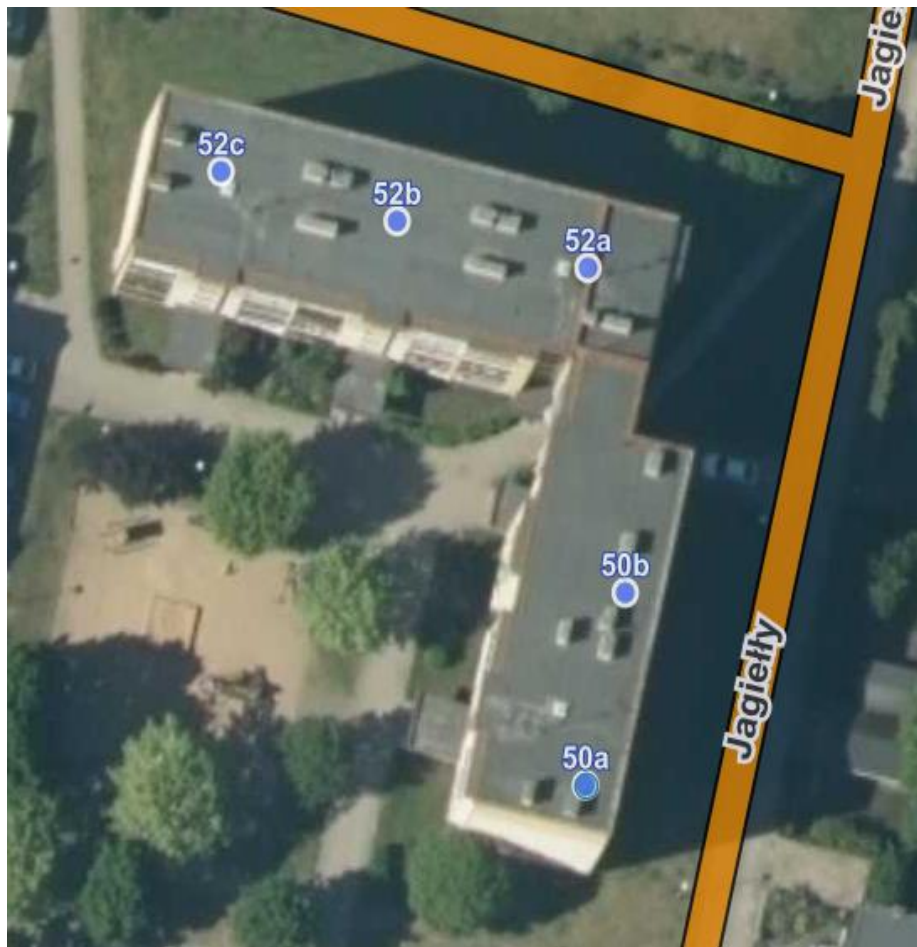
Projektowany system PV jest rodzajem systemu dachowego i został opracowany na podstawie standardowych rozwiązań konstrukcyjnych dla dachów o betonowej konstrukcji nośnej pokrytych papą. Dla celów niniejszego opracowania wykorzystano rozwiązania systemowe typu – Konstrukcja bezinwazyjna z płytami montażowymi 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 miejskim. 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. Miejsce instalacji zaznaczono na rysunku *Rys.1*.

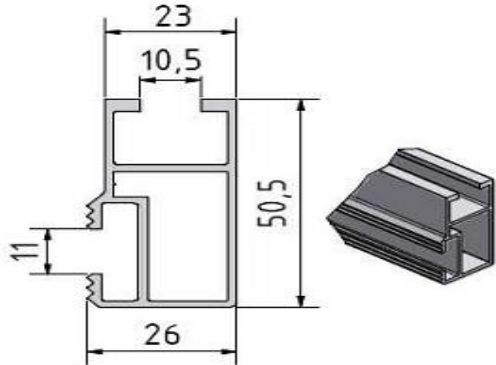
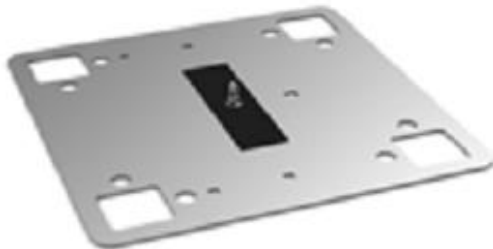
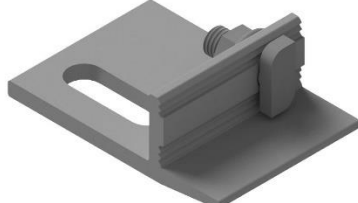


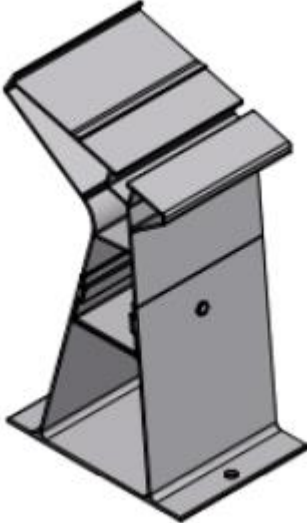
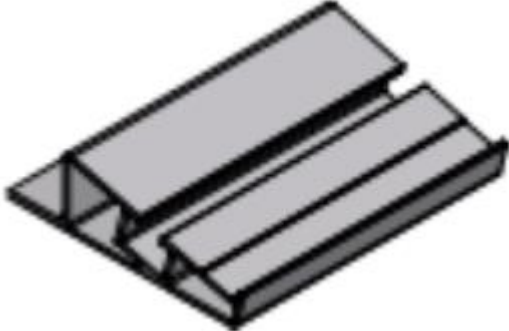
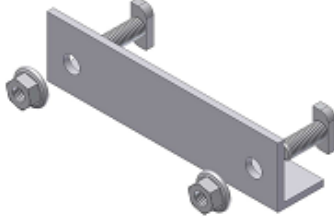
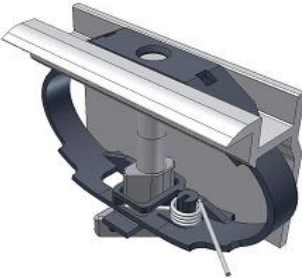
Rysunek 1. Lokalizacja systemu fotowoltaicznego

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 wsporczo 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 końcowa	Aluminium	

Klema środkowa uniwersalna	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

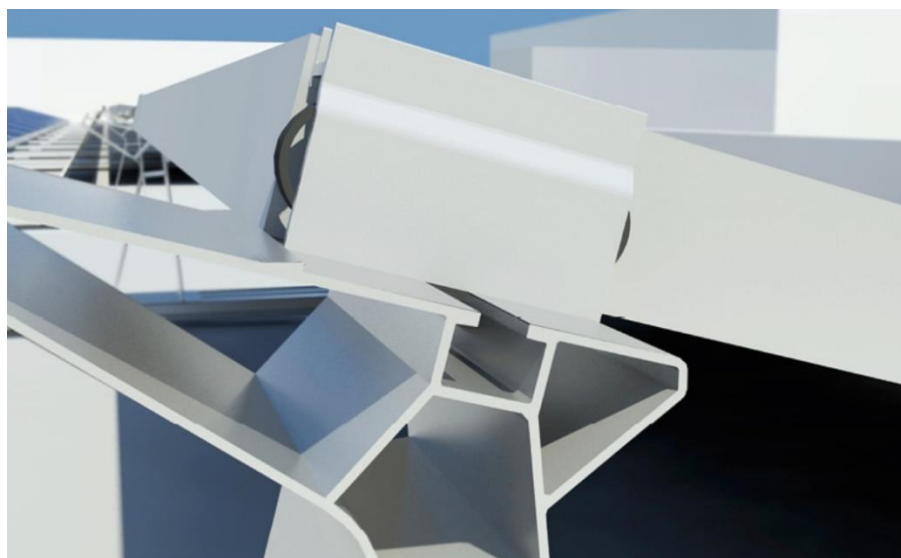
Profile montażowe TF50 montować z złączach płyt mocujących, za pomocą łączników uniwersalnych – zachować układ jak na rysunku K2. Profile TF50 o długości 5,5m docinać lub przedłużać za pomocą łączników uniwersalnych, wg potrzeby. Podpory „tył” i „przód” montować na profilach TF50 za pomocą śrub teowych.



Rysunek 2. Przykład rozmieszczenia podpór „tył” i „przód” na profilu TF50

2.1.3 Instalowanie modułów fotowoltaicznych.

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



Rysunek 3. 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

Projektowane systemy fotowoltaiczne PV1 i PV2 stanowią zespół prądowców 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-równolegle 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 zacięnianych modułów. W celu wyeliminowania tego zagrożenia stosuje się diody mostkujące (by-pass) wbudowane do każdego modułu PV.

Dodatkowo, ze względu na zacienienia od strony istniejących kominów, a także projektowanych urządzeń pomp ciepła, część modułów należy wyposażyć w optymalizatory mocy np. TIGO TS-A-O 500W – zgodnie z rysunkiem K1.

3.2. Rozwiązanie technologiczne

W budynku projektuje się systemy fotowoltaiczne o sumarycznej mocy 44,055 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 IBC Solar MonoSol 445 MS10-HC GEN2** o mocy 445Wp 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

Moc znamionowa P_{mp}	445 Wp
Maksymalne napięcie systemu	1500 V
Tolerancja mocy	0 ÷ +5 Wp
Napięcie dla mocy max U_{mp}	33,02 V
Prąd dla mocy max I_{mp}	13,48 A
Napięcie bez obciążenia V_{oc}	39,59 V
Prąd zwarcia I_{sc}	13,93 A
Maksymalny prąd wsteczny / zabezpiecz. łańcucha PV	25 A / 25 A
Sprawność modułu	22,27%

Współczynniki temperaturowe

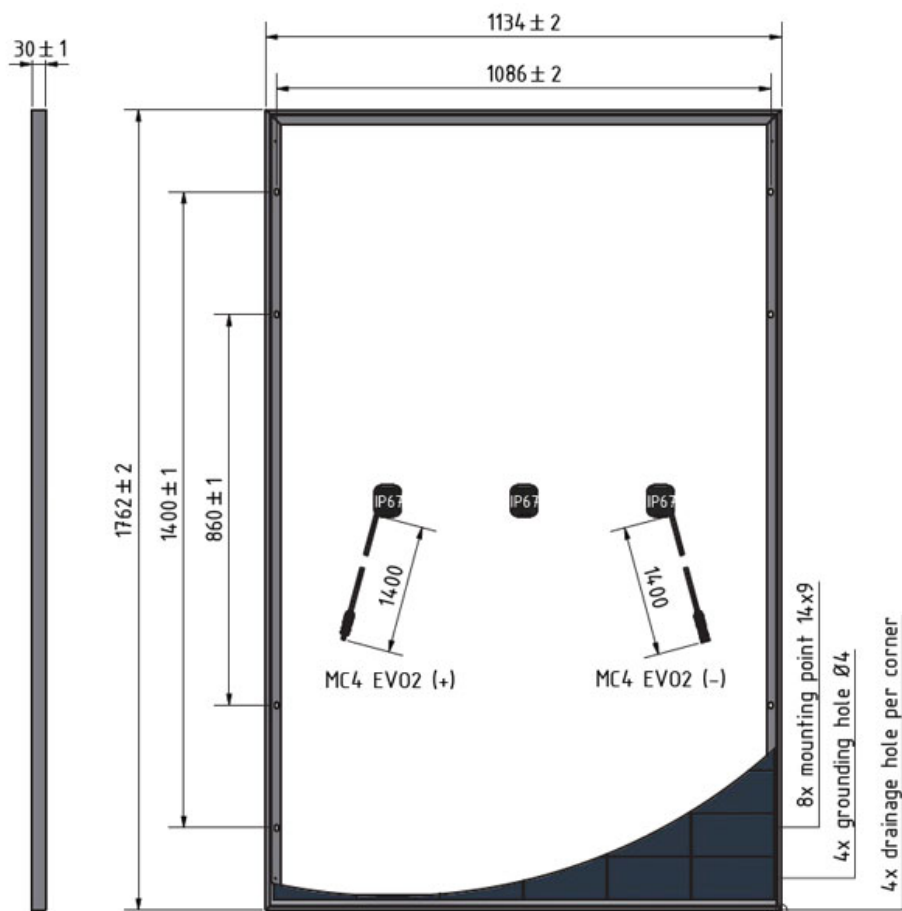
Współczynnik temperaturowy $I_{sc}(\%)/^{\circ}C$	+0,046
Współczynnik temperaturowy $V_{oc}(mV)/^{\circ}C$	-98,98
Współczynnik temperaturowy $P_{mp}(\%)/^{\circ}C$	-0,30

Parametry mechaniczne

Ogniwa	12x9; monokrystaliczne
Wymiary modułu	1762 × 1134 × 30 mm
Grubość szkła	3,2 mm z zabezpieczeniem antyodblaskowym
Maksymalne obciążenie	5400 Pa / 3600 Pa
Waga	22,0 kg
Puszka przyłączeniowa	IP67
Połączenie	Przewody Solar 2x1,4 m, 4mm ² ze złączami MC4-EVO2
Zakres temperatur pracy	-40 ÷ +85 °C

Parametry podane dla STC: Nasłonecznienie 1000W/m², Temperatura ogniwa 25° C, AM 1.5

Wymiary modułu:



Rysunek 4. Widok pojedynczego modułu PV

Podstawowe dane systemu:

Ul. Jagiełły 52a, 52b, 52c, Szczecinek	PV1
Typ modułów	445Wp
WEJŚCIE MPPT1	
Liczba modułów PV w szeregu	19
Liczba szeregów połączonych równoległe	2
WEJŚCIE MPPT2	
Liczba modułów PV w szeregu	18
Liczba szeregów połączonych równoległe	1
Całkowita liczba modułów podłączonych do inwertera	56
Inwerter	Fronius Symo 20.0-3-M
Moc znamionowa systemu	24,92 kWp

Ul. Jagiełły 50a, 50b , Szczecinek	PV2
Typ modułów	445Wp
WEJŚCIE MPPT1	
Liczba modułów PV w szeregu	14
Liczba szeregów połączonych równoległe	2
WEJŚCIE MPPT2	
Liczba modułów PV w szeregu	16
Liczba szeregów połączonych równoległe	1
Całkowita liczba modułów podłączonych do inwertera	44
Inwerter	Fronius Symo 17.5-3-M
Moc znamionowa systemu	19,58 kWp

Szczegóły połączeń, rozdzielnic, aparatów i zabezpieczeń pokazano na schematach ideowych w części rysunkowej niniejszego opracowania – schematach E1 i E2.

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 i E2 .

zabezpieczenia przeciwprzepięciowe

Strona DC zabezpieczona jest poprzez ochronniki przepięć typu B+C-PV zabudowane w rozdzielnicach R.PV-DC1 i R.PV-DC2 zlokalizowanych na dachu, przy inwerterach. Jako zabezpieczenia przeciwprzepięciowe strony AC zastosowany będzie ochronnik (T1+T2, dawna kl. B+C) zabudowane w rozdzielnicach R.PV-AC1 i R.PV-AC2 zlokalizowanych na dachu, przy inwerterach. 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 będą wyłączniki nadmiarowo-prądowe S304 montowane w rozdzielnicach R.PV-AC1 i R.PV-AC2 przy inwerterach.

inwertery

W niniejszym opracowaniu przyjęto urządzenie o parametrach:

Generator PV1 – Inwerter Fronius Symo 20.0-3-M, Generator PV2 – Inwerter Fronius Symo 17.5-3-M. 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.

DANE TECHNICZNE FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

DANE WEJŚCIOWE	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Liczba łańcuchów na tracker MPP	2				
Maks. prąd wejściowy ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)	27.0 A / 16.5 A ¹⁾			33.0 A / 27.0 A	
Maksymalny łączny prąd wejściowy ($I_{dc\ max\ 1} + I_{dc\ max\ 2}$)	43.5 A			51.0 A	
Maks. prąd zwarcia dla pola modułów (MPP1/MPP2)	40.5 A / 24.8 A			49.5 A / 40.5 A	
Zakres napięcia wejściowego ($U_{dc\ min} - U_{dc\ max}$)	200 - 1000 V				
Napięcie rozpoczęcia pracy ($U_{dc\ start}$)	200 V				
Użyteczny zakres napięć MPP	200 - 800 V				
Liczba łańcuchów na tracker MPP	3+3				
Maks. moc generatora PV ($P_{dc\ max}$)	15.0 kW _{peak}	18.8 kW _{peak}	22.5 kW _{peak}	26.3 kW _{peak}	30.0 kW _{peak}

DANE WYJŚCIOWE	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Moc znamionowa AC ($P_{ac,r}$)	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Maks. moc wyjściowa / Znamionowa moc pozorna	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
Maks. prąd na wyjściu ($I_{ac\ max}$)	14.4 A	18.0 A	21.7 A	25.3 A	28.9 A
Przyłącze sieciowe (zakres napięcia)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Częstotliwość (zakres częstotliwości)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Współczynnik zawartości harmonicznych THD	1.8 %	2.0 %	1.5 %	1.5 %	1.3 %
Współczynnik mocy ($\cos\ \phi_{ac,r}$)	0-1 ind. / poj.				

DANE OGÓLNE	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Wymiary (wysokość x szerokość x głębokość)	725 x 510 x 225 mm				
Waga	34.8 kg			43.4 kg	
Stopień ochrony	IP 66				
Klasa ochronności	1				
Kategoria przepięciowa (DC / AC) ²⁾	2 / 3				
Pobór energii w nocy	< 1 W				
Topologia falownika	Beztransformatrowa				
Chłodzenie	Regulowana wymuszona wentylacja				
Montaż	Montaż wewnętrzny i zewnętrzny				
Zakres temperatury otoczenia	od -40 do +60°C				
Dopuszczalna wilgotność powietrza	0-100%				
Maks. wysokość nad poziomem morza	2.000 m / 3.400 m (nieograniczony / ograniczony zakres napięcia)				
Zaciski przyłączeniowe DC	6x DC+ i 6x DC- Zaciski śrubowe 2,5-16 mm ²				
Zaciski przyłączeniowe AC	5-stykowe zaciski śrubowe 2,5-16mm ²				
Certyfikaty i zgodność z normami	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				
Kraj producenta	Austria				

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 przekaźnika 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 schematach E1 i E2.

rozdzielnice

W przedmiotowym systemie fotowoltaicznym przewiduje się zainstalowanie dodatkowych rozdzielnic R.PV-AC1 i R.PV-AC2 oraz R.PV-DC1 i R.PV-DC2 instalowanych na dachu przy inwerterach. Rozdzielnice powinny być wykonane w klasie IP65 umożliwiającą 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 prowadzi się w stalowych korytach kablowych. Kable AC z dachu, należy prowadzić przez klatki schodowe do piwnicy gdzie zlokalizowane będą rozdzielnice RWC1 i RWC2. Wewnątrz budynku trasy kablowe AC prowadzi się w rurach PVC na tynkowo. Prace wykonać zgodnie z rysunkami K1 i K2.

Uwaga!

Przejścia kabli DC przez strefy pożarowe (ogniomur pomiędzy dwoma segmentami budynku) należy obrobić masą ogniochronną np. typu Promat. Dodatkowo pomalować masą kable i koryta 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 przeciwprzebieciowa i odgromowa

Ze względu na narażenie każdego systemu fotowoltaicznego na przebiecia atmosferyczne, zarówno po stronie modułów PV jak i sieci elektroenergetycznej, w celu ochrony systemu przed uszkodzeniami należy stosować system ochrony przeciwprzebieciowej zarówno po stronie DC jak i AC inwertera. Po stronie DC ochrona przeciwprzebieciowa 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 schematami E1 i E2.

SPD łączyć z uziemieniem o możliwie niskiej rezystancji (zalecana $R < 10\Omega$) – od GSU budynku doprowadzić przewód typu LgY 1x16mm² 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.

Budynek wyposażony w instalację odgromową. W przypadku braku możliwości zachowania odstępów izolacyjnych pomiędzy modułami PV a siatką zwodów poziomych instalacji odgromowej, konstrukcję PV łączyć z poziomymi zwodami.

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 CO₂

Komunikacja, monitoring i zbieranie danych

System zostanie wyposażony w pamięć trwałą o pojemności umożliwiającej 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).

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 złązek (źle dobrane, niekompatybilne),
- b) nieprawidłowo zaciśnięte styki złącza,
- c) brak prawidłowego zatrzasknięcia 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 przepięć 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 **mieszkalny wielorodzinny** zaliczony do kategorii zagrożenia ludzi **ZL IV**.

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 falowników 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 korytach 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/m².

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

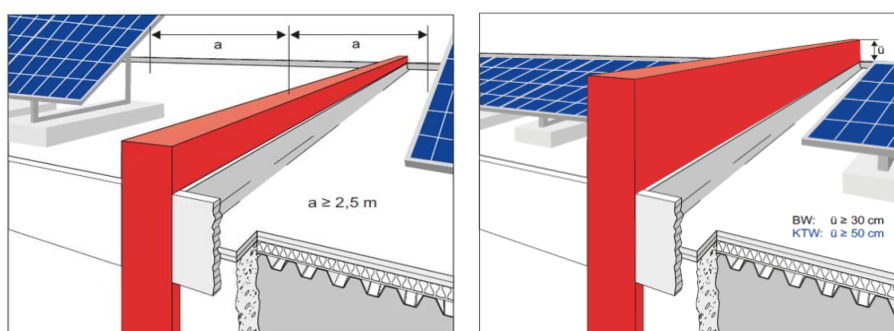
W budynku zaprojektowano instalację, które nie stanowi przekrycia dachu których mowa § 216, § 218 §219 §235 §271 §274 §287 w Warunkach Technicznych. Zatem nie określa się w tym przypadku konieczności stosowania paneli odpowiedniej klasyfikacji w zakresie odporności dachów na ogień zewnętrznych zgodnie 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 szybkozłączek 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 PV1 i PV2 w gaśnicę proszkową 4 kg ABC zlokalizowaną w pobliżu falowników . Do gaśnicy winien być zapewniony dostęp o szerokości nie mniejszej niż 1 metr.

4.12. Przeciwpowozarowy wyłacznik prądu PWP

Z uwagi na to, że instalacja PV montowana jest na budynku **mieszkalnym wielorodzinnym** o kubaturze powyżej 1000 m³ wymaga się zastosowania przeciwpowozarowego wyłacznika prądu. Z racji tego, że instalacja PWP jest urządzeniem przeciwpowozarowym w myśl par 2 Rozporządzenia ws. ochrony przeciwpowozarowej 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 wyłaczniki prądu PWP – wg odrębnego opracowania.

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

kontakty 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. Inwertery 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

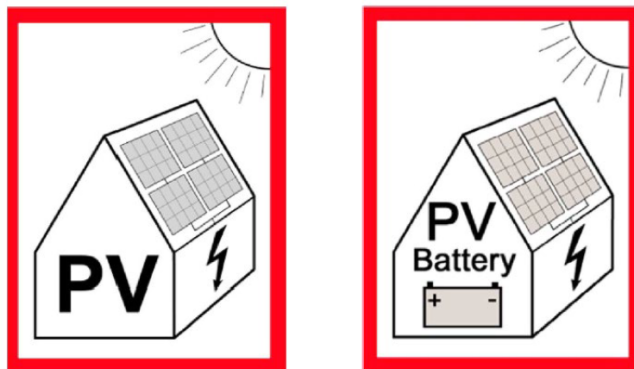
- obszar lokalizacji modułów PV,
- lokalizację falownika/ów PV,
- miejsca usytuowania elementu (np. rozłącznika) zapewniającego odłączenie napięcia po stronie DC falownika (nawet jeśli stanowi wyposażenie falownika PV),
- przebieg tras przewodów prądu stałego (po stronie DC) pozostających pod napięciem,
- 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.

PN-EN 62305-3:2009, Ochrona odgromowa – Część 3: Uszkodzenia fizyczne obiektów budowlanych i zagrożenie życia.

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 protokołach 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 potencjalne 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 długostrwa 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 RWC1 - R.PV-AC1”:

Kabel typu YKXS 5x10mm²

$$IB = 28,9[A]$$

$$Iz = 79^1 [A]$$

$$In = 40 [A]$$

$$28,9 \leq 40 \leq 79$$

$$I2 = 1,45 \times 40 = 58$$

$$I2 \leq 1,45 \times 79$$

$$58 \leq 166$$

Warunki spełnione

„Trasa kablowa RWC2 - R.PV-AC2”

Kabel typu YKXS 5x10mm²

$$IB = 25,3 [A]$$

$$Iz = 79 [A]$$

$$In = 40 [A]$$

$$25,3 \leq 40 \leq 79$$

$$I2 = 1,45 \times 40 = 58$$

$$I2 \leq 1,45 \times 79$$

$$58 \leq 166$$

Warunki spełnione

„Trasa kablowa R.PV-AC1 – inwerter nr 1”:

Kabel typu YKXS 5x10mm²

$$IB = 28,9 [A]$$

$$Iz = 79 [A]$$

$$In = 32 [A]$$

$$28,9 \leq 32 \leq 79$$

$$I2 = 1,45 \times 32 = 46,4$$

$$I2 \leq 1,45 \times 79$$

$$46,4 \leq 166$$

Warunki spełnione

¹ Obciążalność prądowa długotrwała kabli YKXS ułożonych w powietrzu, wg katalogu NKT cables

„Trasa kablowa R.PV-AC2 – inwerter nr 2”:

Kabel typu YKXS 5x10mm²

$$I_B = 25,3 \text{ [A]}$$

$$I_z = 79 \text{ [A]}$$

$$I_n = 32 \text{ [A]}$$

$$28,9 \leq 32 \leq 79$$

$$I_2 = 1,45 \times 32 = 46,6$$

$$I_2 \leq 1,45 \times 79$$

$$46,6 \leq 166$$

Warunki spełnione

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 ,

δ – konduktywność przewodu,

s – przekrój przewodu jednej żyły kabla/przewodu,

U_n – napięcie znamionowe sieci,

I_n – prąd znamionowy,

$\cos \varphi$ – współczynnik mocy

„Trasa kablowa RWC1 - R.PV-AC1”:

Kabel YKXS 5x10mm²

$$l = 40 \text{ [m]}$$

$$\gamma = 58 \text{ [m}/\Omega * \text{mm}^2]$$

$$s = 10 \text{ [mm}^2\text{]}$$

$$U_n = 400 \text{ [V]}$$

$$I_n = 28,9 \text{ [A]}$$

$$\cos\phi = 1$$

$$\Delta U\% \text{ obl.} = 0,99$$

$$0,99\% < 2\%$$

Warunek spełniony

„Trasa kablowa RWC2 - R.PV-AC2”:

Kabel YKXS 5x10mm²

$$l = 40 \text{ [m]}$$

$$\gamma = 58 \text{ [m}/\Omega \cdot \text{mm}^2\text{]}$$

$$s = 10 \text{ [mm}^2\text{]}$$

$$U_n = 400 \text{ [V]}$$

$$I_n = 25,3 \text{ [A]}$$

$$\cos\phi = 1$$

$$\Delta U\% \text{ obl.} = 0,87$$

$$0,87\% < 2\%$$

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 nr 1”

Przewód H1Z2Z2-K 1x6mm²

$$l=40 \text{ [m]}$$

$$\gamma=58 \text{ [m}/\Omega\cdot\text{mm}^2]$$

$$s= 6 \text{ [mm}^2]$$

$$U_n = 627 \text{ [V]}$$

$$I = 13,48 \text{ [A]}$$

$$\Delta U\% \text{ obl} = 0,49$$

$$0,49\% < 1\%$$

Warunek spełniony

Uwaga. Powyższe obliczenia spadku napięcia DC obliczono dla stringu o największej mocy i najdłuższym odcinku przewodów – warunek spełniony- w związku z tym zaniechano obliczenia dla stringów „krótszych”.

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 V**

V_{oc}(-25°) - napięcie obwodu otwartego dla temperatury modułu -25°,

$$\mathbf{V_{oc}(-25^\circ)= 44,53 \text{ V}}$$

Maksymalna liczba modułów połączona szeregowo:

$$\mathbf{N_{szer(max)}= 1000 : 44,53 \approx 22}$$

b) Obliczenie maksymalnej liczby modułów wg górnego zakresu pracy inwertera

V_{mpp}(-25°) - napięcie w punkcie mocy maksymalnej dla temperatury (-25°C)

$$\mathbf{V_{mpp}(-25^\circ)= 37,96 \text{ V}}$$

Górny zakres pracy falownika **U_{mpp}(max)= 1000 V**

Maksymalna liczba modułów połączona szeregowo:

$$\mathbf{N_{szer(max)}= 1000: 37,96 \approx 26}$$

Wnioski:

Maksymalna liczba modułów połączona szeregowo wynosi: **N_{szer(max)}=22**

c) Obliczenie minimalnej liczby modułów wg dolnego zakresu pracy inwertera

V_{mpp(+70°)} - napięcie w punkcie mocy maksymalnej dla temperatury +70°C

V_{mpp(+70°)} = 28,57 V

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

Minimalna liczba modułów połączona szeregowo: **N_{szer(min)} = 200: 28,57 ≈ 7**

Wnioski:

Minimalna liczba modułów połączona szeregowo wynosi: **N_{szer(min)} = 7**

W projektowanym systemie przyjmuje się następujący układ połączeń:

Mikroinstalacji PV1

- S1: 19 sztuk modułów połączonych w szereg, podłączone do MPPT 1,
- S2 : 19 sztuk modułów połączonych w szereg, podłączone do MPPT 1,
- S3 : 18 sztuk modułów połączonych w szereg, podłączone do MPPT 2,

Mikroinstalacji PV2

- S1: 14 sztuk modułów połączonych w szereg, podłączone do MPPT 1,
- S2 : 14 sztuk modułów połączonych w szereg, podłączone do MPPT 1,
- S3 : 16 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

Maksymalny prąd wejściowy inwertera nr 1 i 2 dla MPPT1:

I_{dc max} = 33A

Maksymalne natężenie prądu zwarcia modułów:

I_{sc max} = 13,93 A

N rów (max) = 33: 13,93 ≈ 2

Wniosek:

Maksymalna liczba łańcuchów podłączonych równolegle do jednego MPPT wynosi: **N rów (max) = 2**

W projektowanym systemie przyjmuje się następujący układ połączeń:

Mikroinstalacja PV1

- S1: 19 sztuk modułów połączonych w szereg, podłączone do MPPT 1,
- S2 : 19 sztuk modułów połączonych w szereg, podłączone do MPPT 1,

Mikroinstalacja PV2

- S1: 14 sztuk modułów połączonych w szereg, podłączone do MPPT 1,
- S2 : 14 sztuk modułów połączonych w szereg, podłączone do MPPT 1,

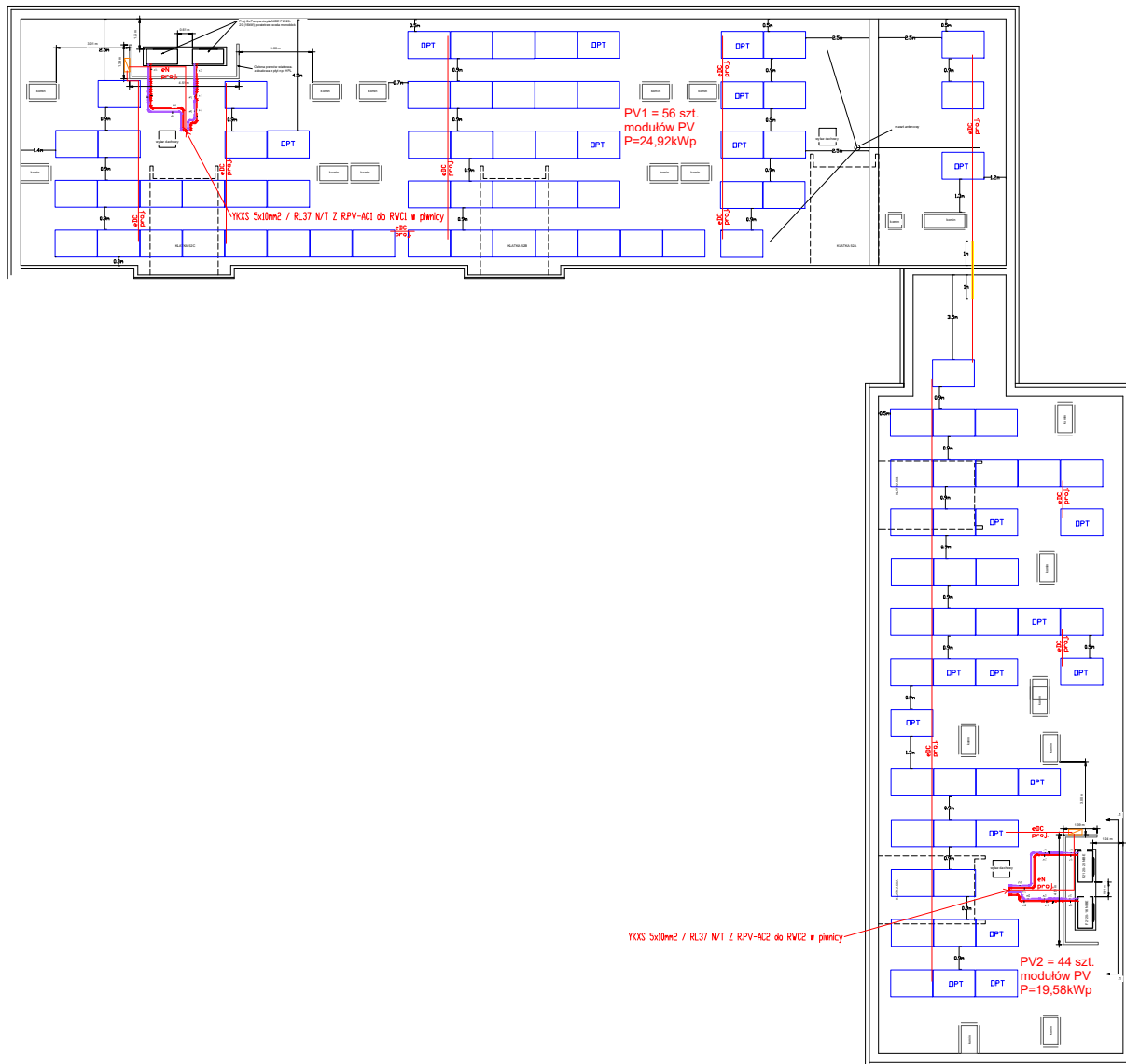
Układ taki spełnia powyższe warunki

CZĘŚĆ II

Część rysunkowa

CZĘŚĆ III

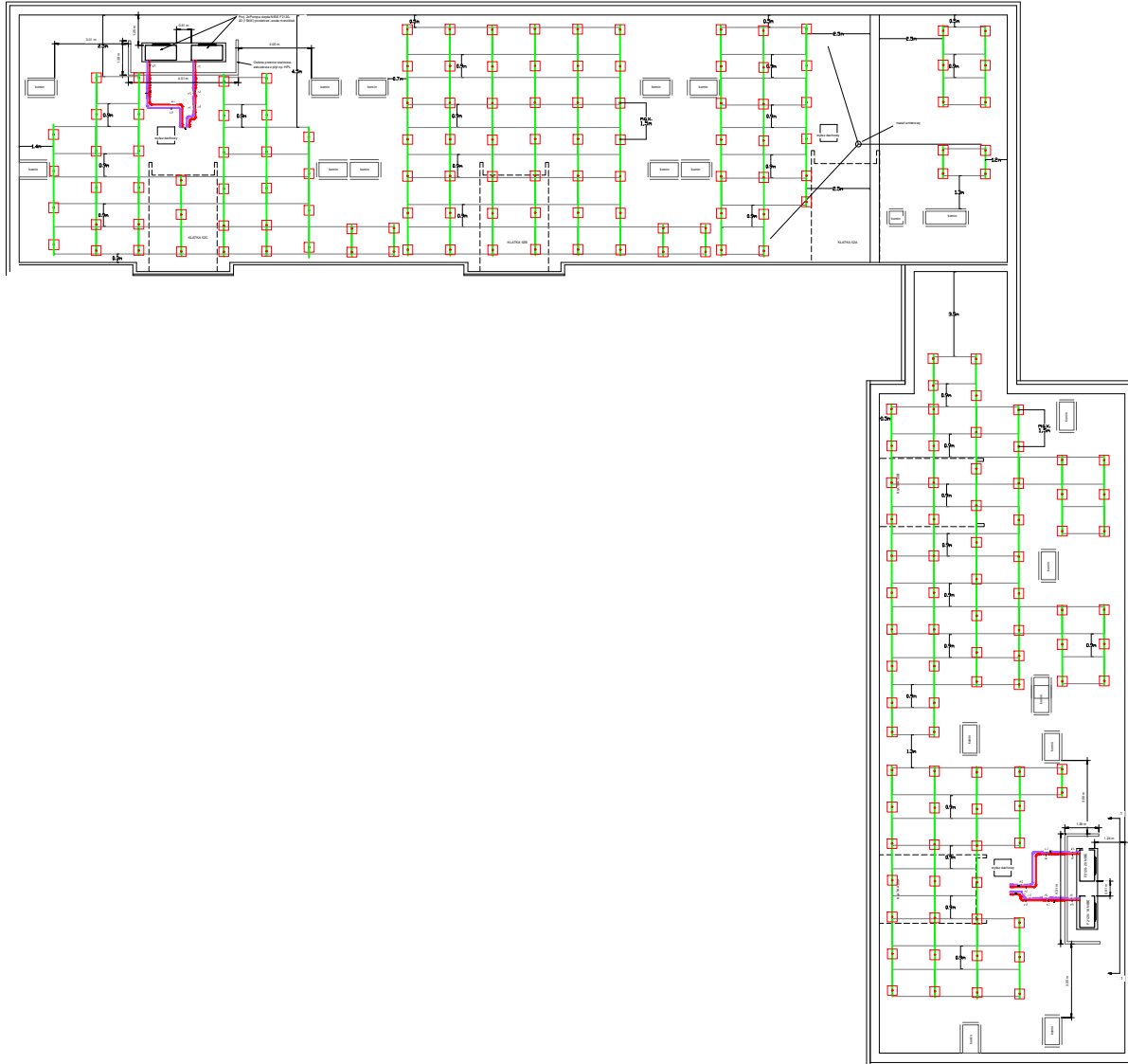
Załączniki






LEGENDA:


- MODUŁ FOTOWOLTAICZNY 445Wp O WYMIARACH 1722 x 1134 x 30 mm
- DPT MODUŁ FOTOWOLTAICZNY Z OPTYMALIZATOREM TIGO TS4--A-O 500W
- URZĄDZENIA FOTOWOLTAICZNE – INWERTER, ROZDZIELNICE RPV–AC, RPV–DC – ZGODNIE ZE SCHEMATAMI E1–E2
- DC— TRASY KABLOWE DC, WYKONANE W KORTACH STALOWYCH NP. BAKS WG. OPISU
- AC— TRASY KABLOWE AC, WYKONANE W KORTACH STALOWYCH NP. BAKS WG. OPISU
- PRZEJŚCIE PPOŻ. wg OPISU

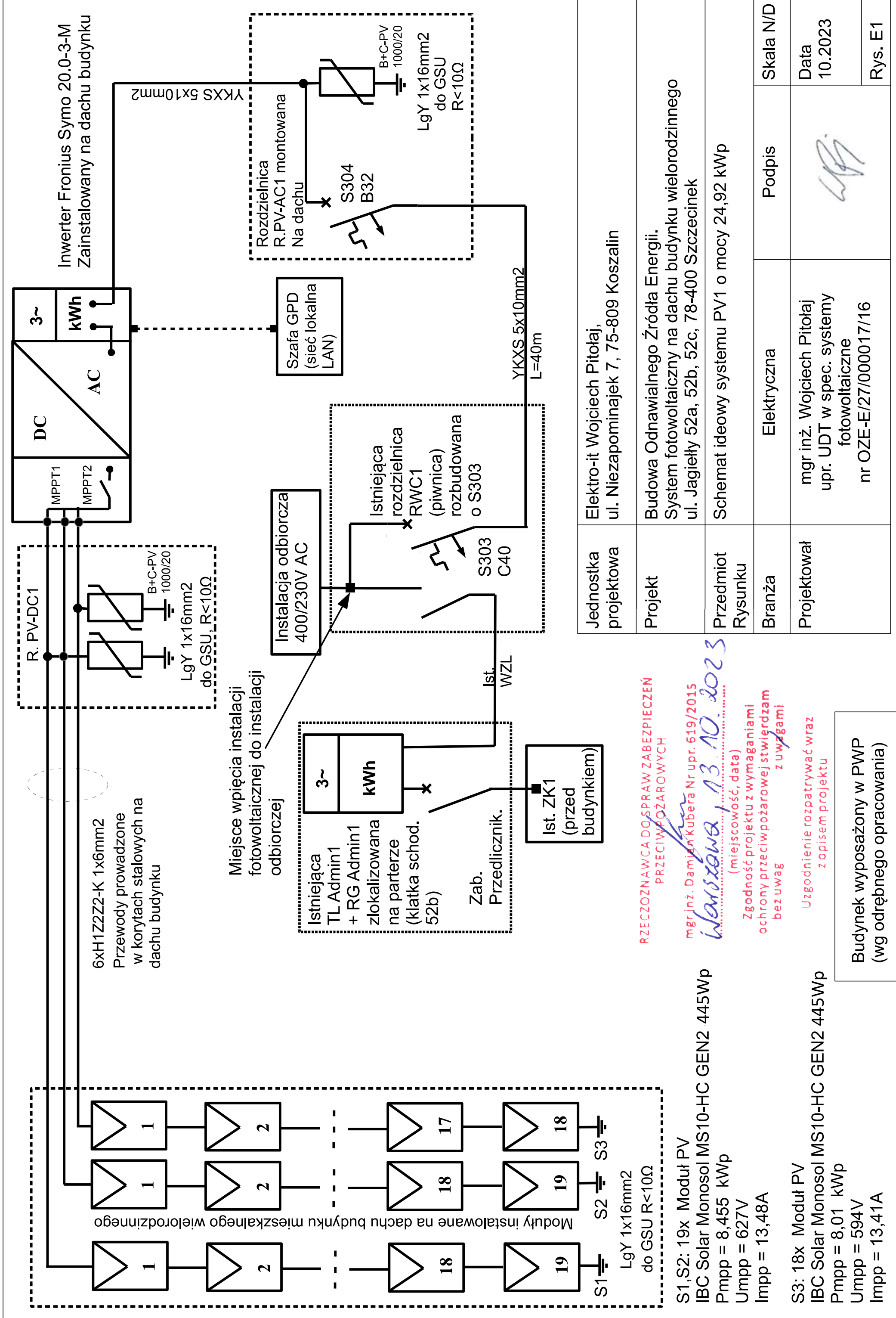
JEDNOSTKA PROJEKTOWA	ELEKTRO-IT WOJCIECH PIŃTOŁAJ UL. NIEZAPOMINAJEK 7 75-809 KOSZALIN		
Projektował	mgr inż. Wojciech Piñtołaj upr. UDT w spec. systemy fotowoltaiczne nr—OZE/E/27/000017/16	PODPIS	TYTUŁ RYSUNKU
			RZUT DACHU – UKŁAD MODUŁÓW
TEMAT:	BUDOWA ODNAWIALNEGO ŹRÓDŁA ENERGII. INSTALACJA FOTOWOLTAICZNA O MOCY 44,055 kWp NA BUDYNKU WIELORODZINNYM SKŁADAJĄCA SIĘ Z MIKROINSTALACJI: PV1–24,92kWp, PV2–19,58kWp	FAZA:	PROJEKT TECHNICZNY
ADRES:	BUDYNEK MIESZKALNY WIELORODZINNY UL. JAGIELŁY 50–52, 78–400 SZCZECINEK	SKALA:	n/d
INWESTOR:	SZCZECINECKA SPÓŁDZIELNIA MIESZKANIOWA UL. WARCISŁAWA IV 14A, 78–400 SZCZECINEK	DATA:	10.2023
		BRANŻA:	ELEKTR.
		NR RYS:	K1



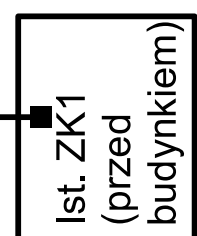
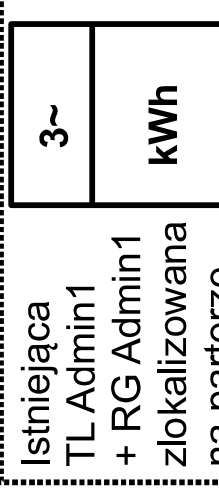
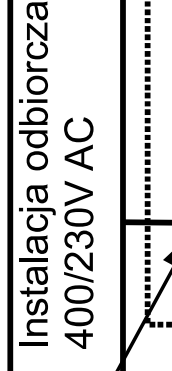
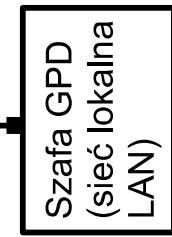
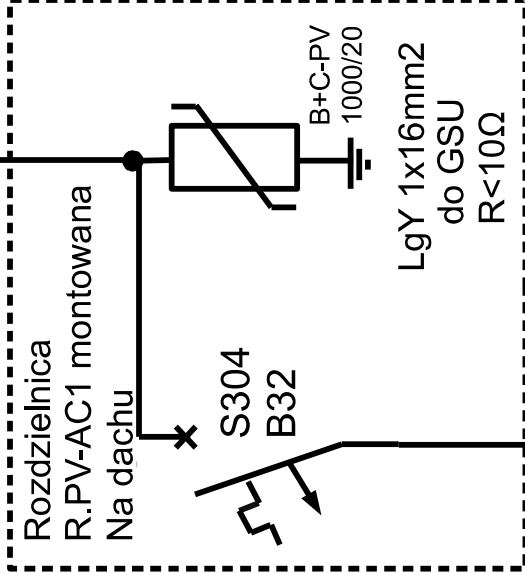
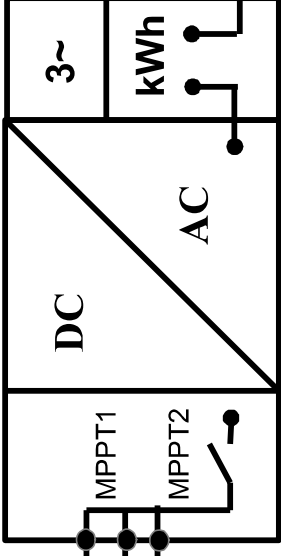
LEGENDA:

-  MODUŁ FOTOWOLTAICZNY 445Wp O WYMIARACH 1722 x 1134 x 30 mm
-  SZYNA MONTAŻOWA TF50 ZGODNIE Z OPISEM
-  PŁYTA MONTAŻOWA CWL ZGODNIE Z OPISEM

JEDNOSTKA PROJEKTOWA		ELEKTRO-IT WOJCIECH PIŃOŁAJ UL. NIEZAPOMINAJEK 7 75-809 KOSZALIN	
Projektował	mgr inż. Wojciech Piñoład upr. UDT w spec. systemy fotowoltaiczne nr-OZE/E/27/000017/16	PODPIS	TYTUŁ RYSUNKU
			RZUT DACHU – KONSTRUKCJA WSPÓRCZA
TEMAT:	BUDOWA ODNAWIALNEGO ŹRÓDŁA ENERGII. INSTALACJA FOTOWOLTAICZNA O MOCY 44,055 kWp NA BUDYNKU WIELORODZINNYM SKŁADAJĄCA SIĘ Z MIKROINSTALACJI: PVI-24,92kWp, PV2-19,58kWp	FAZA:	PROJEKT TECHNICZNY
ADRES:	BUDYNEK MIESZKALNY WIELORODZINNY UL. JAGIELŁY 50-52, 78-400 SZCZECINEK	SKALA:	n/d
INWESTOR:	SZCZECINECKA SPÓŁDZIELNIA MIESZKANIOWA UL. WARCISŁAWA IV 14A, 78-400 SZCZECINEK	DATA:	10.2023
		BRANŻA:	ELEKTR.
		NR RYS.	K2

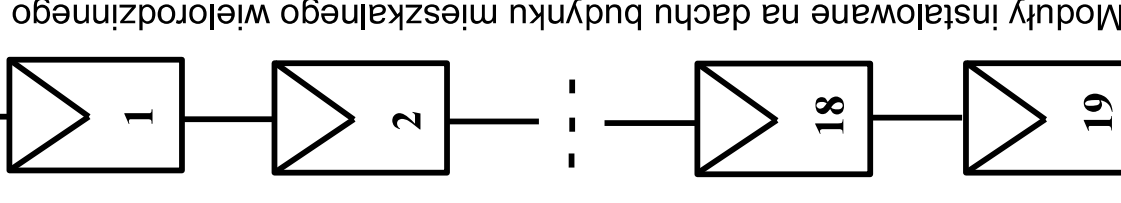


Inwerter Fronius Symo 20.0-3-M
Zainstalowany na dachu budynku



6xH1Z2Z2-K 1x6mm2
Przewody prowadzone w korytach stalowych na dachu budynku

Miejsce wpięcia instalacji fotowoltaicznej do instalacji odbiorczej



S1,S2: 19x Moduł PV
IBC Solar Monosol MS10-HC GEN2 445Wp
Pmpp = 8,455 kWp
Umpp = 627V
Impp = 13,48A

S3: 18x Moduł PV
IBC Solar Monosol MS10-HC GEN2 445Wp
Pmpp = 8,01 kWp
Umpp = 594V
Impp = 13,41A

Jednostka projektowa	Elektro-it Wojciech Pitolaj, ul. Niezapominajek 7, 75-809 Koszalin
Projekt	Budowa Odnawialnego Źródła Energii. System fotowoltaiczny na dachu budynku wielorodzinnego ul. Jagiełły 52a, 52b, 52c, 78-400 Szczecinek
Przedmiot Rysunku	Schemat ideowy systemu PV1 o mocy 24,92 kWp
Branża	Elektryczna
Projektował	mgr inż. Wojciech Pitolaj upr. UDT w spec. systemy fotowoltaiczne nr OZE-E/27/000017/16
	Podpis
	Skala N/D
	Data 10.2023
	Rys. E1

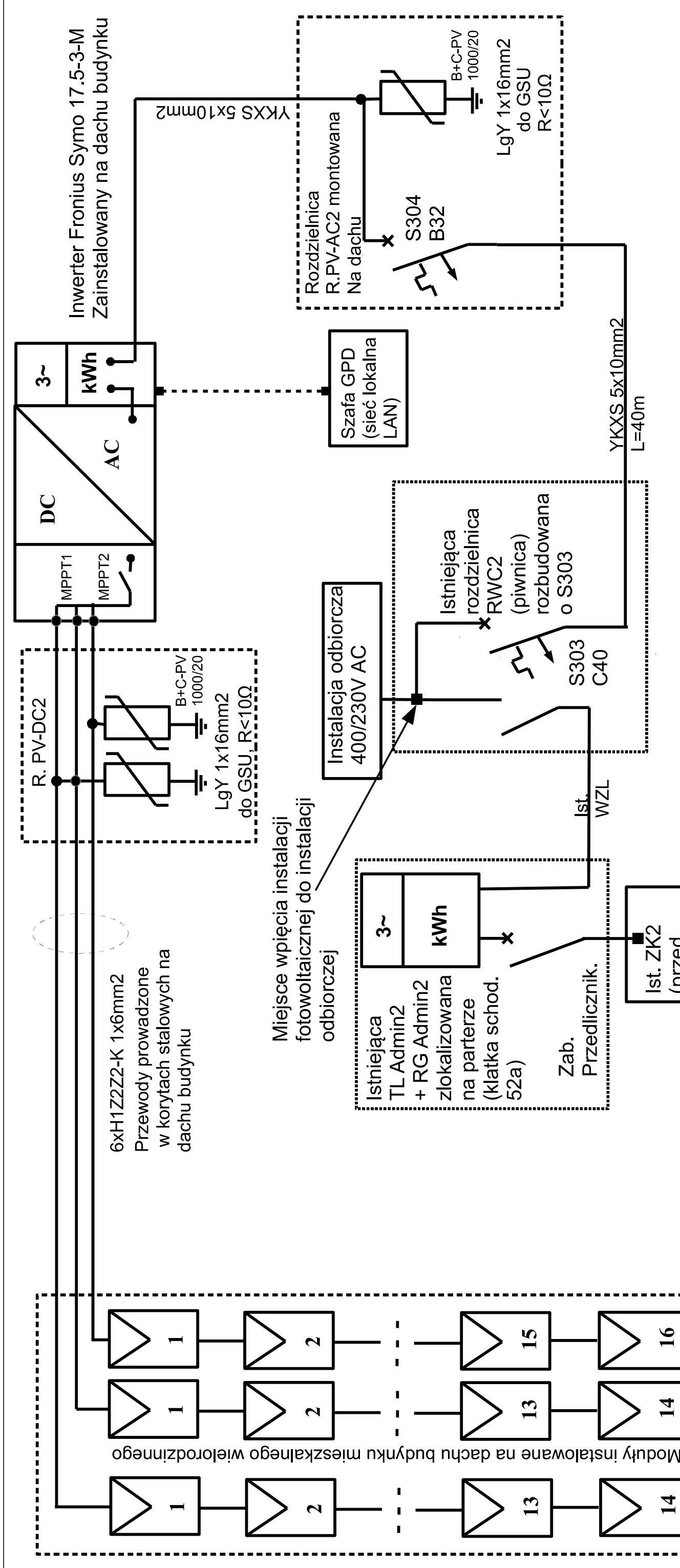
RZECZOZNAWCA DO SPRAW ZABEZPIECZEN PRZECIWPOROZAROWYCH

mgr inż. Damian Kubera Nr upr. 619/2015
Wawrzynowa, 13.10.2023

Zgodność projektu z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej stwierdzam bez uwag z uwzględnieniem

Uzgodnienie rozpatrywać wraz z opisem projektu

Budynek wyposażony w PWP (wg odrębnego opracowania)



Jednostka projektowa	Elektro-it Wojciech Pitola, ul. Niezapominajek 7, 75-809 Koszalin
Projekt	Budowa Odnawialnego Źródła Energii. System fotowoltaiczny na dachu budynku wielorodzinnego ul. Jagiełły 50a, 50b, 78-400 Szczecinek
Przedmiot Rysunku	Schemat ideowy systemu PV1 o mocy 19,58 kWp
Branża	Elektryczna
Projektował	mgr inż. Wojciech Pitola, upr. UDT w spec. systemy fotowoltaiczne nr OZE-E/27/000017/16
	Podpis
	Skala N/D
	Data 10.2023
	Rys. E2

RZECZOZNAWCA DO SPRAW ZABEZPIECZEŃ PRZECIWPÓŻAROWYCH

mgr inż. Damian Kubera Nr upr. 619/2015
Wojciech Pitola
 13.10.2023

(miejscowość, data)
 Zgodność projektu z wymaganiami ochrony przeciwpożarowej stwierdzam bez uwag z uwagami

Uzgodnienie rozpatrywać wraz z opisem projektu

Budynek wyposażony w PWP (wg odrębnego opracowania)

S1, S2: 14x Moduł PV IBC Solar Monosol MS10-HC GEN2 445Wp
 Pmp = 6,23 kWp
 Umpp = 462V
 Impp = 13,48A
 S3: 16x Moduł PV IBC Solar Monosol MS10-HC GEN2 445Wp
 Pmp = 7,12 kWp
 Umpp = 528V
 Impp = 13,41A

Prognoza uzysku

System fotowoltaiczny dla zasilania o mocy wyjściowej 24,92 kWp

Zleceniodawca:	PV1 ul. Jagiełły 50-52, 78-400 Szczecinek
-----------------------	---

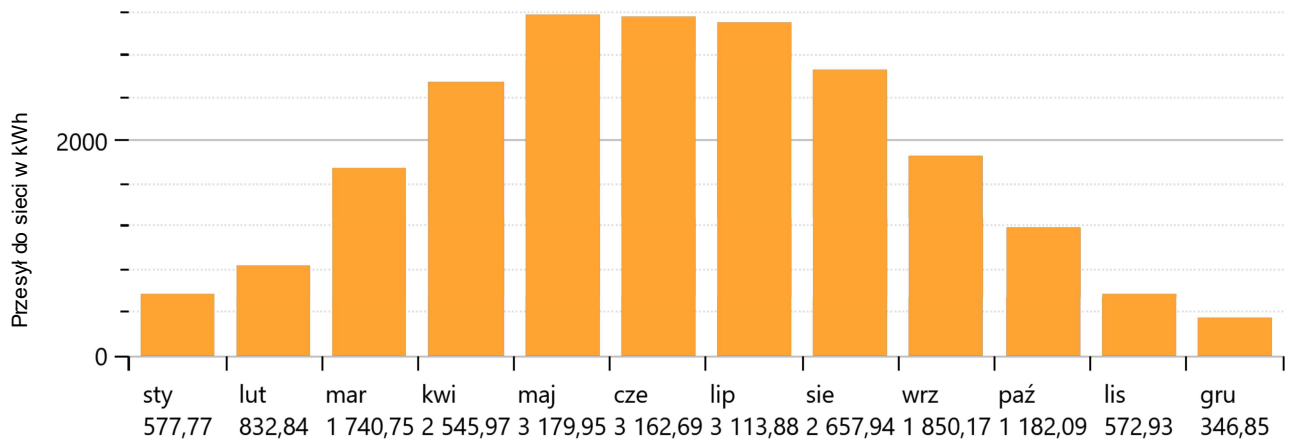
Kraj:	Polska		
Lokalizacja	Szczecinek	Rok:	1994 - 2011

Dane systemu:			
Typ modułu:	IBC MonoSol 445 MS10-HC-N GEN2	Kierunek:	190 °
Moc modułu:	445 Wp	Orientacja:	15 °
Ilość modułów:	56	Roczna suma horyzontalnego promieniowania globalnego:	1 062 kWh/m ²
Moc znamionowa:	24,92 kWp	Współczynnik wydajności:	73,50 %

Poniższe dane zostały obliczone w oparciu o powyższe warunki napromieniowania.

Wyniki	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień
Natężenie promieniowania horyzontalnego na kWh/m ²	20,3	34,2	77,9	124,6	164,7	167,1	163,4	134,7	88,8	51,6	21,7	12,8
Dzienne napromieniowanie pochylej powierzchni w kWh/m ²	31,5	45,5	95,0	139,0	173,6	172,7	170,0	145,1	101,0	64,5	31,3	18,9
Dzienne zasilanie sieci w kWh	18,6	29,7	56,2	84,9	102,6	105,4	100,4	85,7	61,7	38,1	19,1	11,2
Miesięczne zasilanie sieci w kWh	577,8	832,8	1 740,8	2 546,0	3 179,9	3 162,7	3 113,9	2 657,9	1 850,2	1 182,1	572,9	346,9
Miesięczne zasilanie i kWp	23,2	33,4	69,9	102,2	127,6	126,9	125,0	106,7	74,2	47,4	23,0	13,9

Prognozowana roczna wydajność bezwzględna: 21 764 kWh
Prognozowany absolutny roczny uzysk: 873,3 kWh/kWp



Wyniki obliczeń zostały określone na podstawie obliczeń modelowych, tj. rzeczywista wydajność energii może być spowodowana różnicami w pogodzie, dodatkowym cieniowaniem, itp., z których

Prognoza uzysku

System fotowoltaiczny dla zasilania o mocy wyjściowej 19,58 kWp

Zleceniodawca:	PV2 ul. Jagiełły 50-52, 78-400 Szczecinek
-----------------------	---

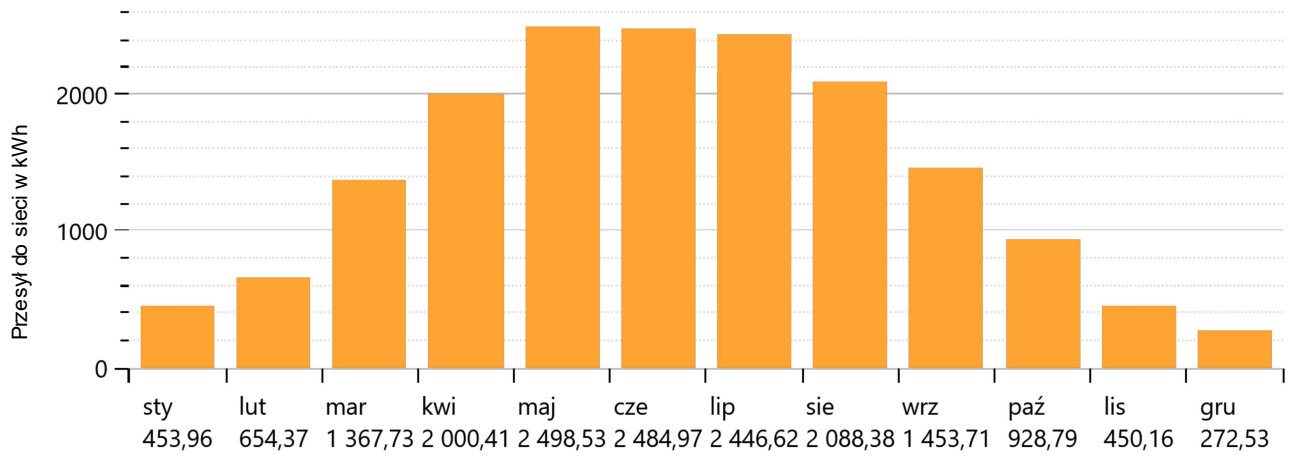
Kraj:	Polska		
Lokalizacja	Szczecinek	Rok:	1994 - 2011

Dane systemu:			
Typ modułu:	IBC MonoSol 445 MS10-HC-N GEN2	Kierunek:	190 °
Moc modułu:	445 Wp	Orientacja:	15 °
Ilość modułów:	44	Roczna suma horyzontalnego promieniowania globalnego:	1 062 kWh/m ²
Moc znamionowa:	19,58 kWp	Współczynnik wydajności:	73,50 %

Poniższe dane zostały obliczone w oparciu o powyższe warunki napromieniowania.

Wyniki	Styczeń	Luty	Marzec	Kwiecień	Maj	Czerwiec	Lipiec	Sierpień	Wrzesień	Październik	Listopad	Grudzień
Natężenie promieniowania horyzontalnego na kWh/m ²	20,3	34,2	77,9	124,6	164,7	167,1	163,4	134,7	88,8	51,6	21,7	12,8
Dzienne napromieniowanie pochylej powierzchni w kWh/m ²	31,5	45,5	95,0	139,0	173,6	172,7	170,0	145,1	101,0	64,5	31,3	18,9
Dzienne zasilanie sieci w kWh	14,6	23,4	44,1	66,7	80,6	82,8	78,9	67,4	48,5	30,0	15,0	8,8
Miesięczne zasilanie sieci w kWh	454,0	654,4	1 367,7	2 000,4	2 498,5	2 485,0	2 446,6	2 088,4	1 453,7	928,8	450,2	272,5
Miesięczne zasilanie i kWp	23,2	33,4	69,9	102,2	127,6	126,9	125,0	106,7	74,2	47,4	23,0	13,9

Prognozowana roczna wydajność bezwzględna: 17 100 kWh
Prognozowany absolutny roczny uzysk: 873,3 kWh/kWp



Wyniki obliczeń zostały określone na podstawie obliczeń modelowych, tj. rzeczywista wydajność energii może być spowodowana różnicami w pogodzie, dodatkowym cieniowaniem, itp., z których