

Jednostka projektowa
Usługi Elektryczne Andrzej Kowalski
ul. Korzeniewska 22 d



PROJEKT TECHNICZNO-WYKONAWCZY EGZ

ZADANIE

INSTALACJA PV NA DACHU BUDYNKU SZPITALA SPECJALISTYCZNEGO W
PRABUTACH PAWILON NR 3

LOKALIZACJA- KATEGORIA OBIEKTU BUDOWLANEGO

82-550 PRABUTY, UL. KURACYJNA 30

INWESTOR

SZPITAL SPECJALISTYCZNY W PRABUTACH

FAZA

PROJEKT TECHNICZNY

BRANŻA

ELEKTRYCZNA

OŚWIADCZENIE

Zgodnie z art. 20 ust. 4 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane (Dz. U. z 2020 r. poz. 1333, 2127 z późniejszymi zmianami) jako projektanci niniejszego projektu budowlanego oświadczamy, że niniejszy projekt budowlany został sporządzony zgodnie z obowiązującymi przepisami oraz zasadami wiedzy technicznej.

PROJEKTANT

inż. Andrzej Kowalski

nr upr. POM/0012/POOE/04

SPRAWDZAJĄCY

nie wymagany

Spis treści

1. OPIS TECHNICZNY	3
1.1 Cel i zakres opracowania.....	3
1.2 Podstawa i zakres opracowania.....	3
1.3 Dane dotyczące obiektu.	4
1.4 Stan projektowany.....	4
1.5 Obliczenia.	6
1.6 Pasywne rozwiązania techniczne w celu ograniczenia ryzyka pożaru	11
1.7 Aktywne rozwiązania techniczne w celu ograniczenia ryzyka pożaru.....	12
1.8 Przeglądy serwisowe	13
2. ODPIS UPRAWNIENÍ	15
3. WARUNKI OCHRONY PRZECIWPOŻAROWEJ	16
3.1 Charakterystyka zagrożenia pożarowego projektowanej instalacji PV	16
3.1.1 Informacje o kategorii zagrożenia ludzi przedmiotowego budynku.....	17
3.1.2 Ocena zagrożenia wybuchem pomieszczeń oraz przestrzeni zewnętrznych.....	17
3.1.3 Informacje o stopniu rozprzestrzeniania ognia elementów budowlanych	17
3.1.4 Podział obiektu na strefy pożarowe oraz strefy dymowe.....	17
3.1.5 Informacje o usytuowaniu z uwagi na bezpieczeństwo pożarowe, w tym o odległości od obiektów sąsiadujących.....	17
3.1.6 Informacje o warunkach i strategii ewakuacji ludzi lub ich uratowania w inny sposób.....	17
3.1.7 Informacje o sposobie zabezpieczenia przeciwpożarowego instalacji PV, a także rozwiązania zmniejszające ryzyko powstania pożaru.	18
3.1.8 Wyposażenie w urządzenia przeciwpożarowe i gaśnice	18
3.1.9 Informacje o możliwym wpływie instalacji PV na urządzenia przeciwpożarowe i inne urządzenia służące bezpieczeństwu pożarowemu, dostosowanemu do wymagań wynikających z przepisów dotyczących ochrony przeciwpożarowej i przyjętych scenariuszy pożarowych, z podstawową charakterystyką tych urządzeń.	18
3.1.10 Przygotowanie obiektu budowlanego i terenu do prowadzenia działań ratowniczo-gaśniczych	19
3.1.11 Oznakowanie budynku.....	19
4. RYSUNKI TECHNICZNE.....	22
EPV1 Rzut dachu – rozmieszczenie paneli pV	22
EPV2 Schemat ideowy zasilania instalacji PV	22
EPV3 Lokalizacja obiektu	22

1. OPIS TECHNICZNY

1.1 Cel i zakres opracowania

Niniejszy projekt obejmuje wykonanie instalacji fotowoltaicznej w Szpitalu Specjalistycznym w Prabutach na budynku pawilonu szpitalnego nr 3 Prabuty ul. Kuracyjna 30.

1.2 Podstawa i zakres opracowania

Projekt opracowano na podstawie :

- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 roku w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie [tekst jednolity: Dz. U. z 2015 roku poz. 1422].
 - Projekt architektoniczno-budowlany.
 - Projekt konstrukcji nośnej paneli fotowoltaicznych oraz kanałów kablowych pola generatora PV.
 - Norma PN-HD 60364 – 4 –41: 2009 Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 4 –41. Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed porażeniem elektrycznym.
 - Norma PN-HD 60364 – 5 –54: 2010 Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 5 –54. Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Uziemienia, przewody ochronne i przewody połączeń ochronnych.
 - Wieloarkuszowa norma PN-EN 62305 Ochrona odgromowa.
 - Norma N SEP-E 002 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Instalacje elektryczne w obiektach mieszkalnych. Podstawy planowania.
 - Norma N SEP-E 004 Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa.
 - Norma PN-EN 60269-6:2011 Bezpieczniki topikowe niskiego napięcia. Część 6 – wymagania dotyczące wkładek topikowych do zabezpieczania fotowoltaicznych systemów energetycznych.
 - Norma PN-IEC 60364-5-523:2002 Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Obciążalność prądowa długotrwała przewodów.
 - Norma PN-EN 61730-2:2007/A1:2012 Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV). Część 2- wymagania dotyczące badań.
 - Norma N SEP-E 005 Dobór przewodów elektrycznych do urządzeń, których funkcjonowanie jest niezbędne w czasie pożaru.
 - Poradnik projektanta elektryka. Podstawy zasilania budynków mieszkalnych, użyteczności publicznej i innych obiektów nieprzemysłowych w energię elektryczną – J. Wiatr; M. Orzechowski
-
- DW „MEDIUM 2012 – wydanie V.
- Uzgodnienia z inwestorem.
 - Warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, wydane przez Operatora Sieci Dystrybucyjnej.
 - Dane meteorologiczne dotyczące nasłonecznienia podawane przez IMiGW.

Zakres opracowania:

- instalacja PV
- instalacje DC AC – połączenie z instalacją

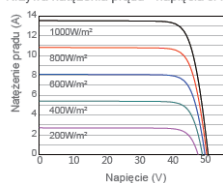
PARAMETRY ELEKTRYCZNE W STC						
TYP	JAM72S30-520/MR	JAM72S30-525/MR	JAM72S30-530/MR	JAM72S30-535/MR	JAM72S30-540/MR	JAM72S30-545/MR
Maks. moc znamionowa (Pmax) [W]	520	525	530	535	540	545
Napięcie jałowe (Voc) [V]	49,41	49,53	49,65	49,78	49,90	50,01
Maksymalne napięcie zasilania (Vmp) [V]	41,24	41,47	41,70	41,93	42,16	42,38
Prąd zwarcia (Isc) [A]	13,38	13,42	13,47	13,52	13,57	13,62
Maksymalny pobór prądu (Imp) [A]	12,61	12,66	12,71	12,76	12,81	12,86
Sprawność modułu [%]	20,1	20,3	20,5	20,7	20,9	21,1
Tolerancja mocy	0~+5W					
Współczynnik temperaturowy Isc (α_{Isc})	+0,045%/°C					
Współczynnik temperaturowy Voc (β_{Voc})	-0,275%/°C					
Współczynnik temperaturowy Pmax (γ_{Pmp})	-0,350%/°C					
STC	Natężenie promieniowania 1000W/m ² , temperatura ogniwa 25°C, masa powietrza AM1,5G					

Uwaga: Dane elektryczne w tym katalogu nie odnoszą się do pojedynczego modułu i nie są częścią oferty. Służą one jedynie do porównywania różnych typów modułów.

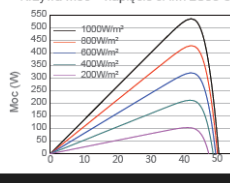
PARAMETRY ELEKTRYCZNE W NOCT							WARUNKI PRACY	
TYP	JAM72S30-520/MR	JAM72S30-525/MR	JAM72S30-530/MR	JAM72S30-535/MR	JAM72S30-540/MR	JAM72S30-545/MR	Maksymalne napięcie układu	1000V/1500V DC
Maks. znamionowa moc (Pmax) [W]	393	397	401	404	408	412	Temperatura robocza	-40°C~+85°C
Napięcie jałowe (Voc) [V]	45,93	46,05	46,18	46,31	46,43	46,55	Maksymalny bezpiecznik szeregowy	20 A
Maksymalne napięcie zasilania (Vmp) [V]	38,15	38,36	38,57	38,78	38,99	39,20	Maksymalne obciążenie statyczne, przód*	5400Pa (112lb/ft²)
Prąd zwarcia (Isc) [A]	10,93	10,97	11,01	11,05	11,09	11,13	Maksymalne obciążenie statyczne, tył*	2400Pa (50lb/ft²)
Maksymalny pobór prądu (Imp) [A]	10,30	10,35	10,39	10,43	10,47	10,51	NOCT	45±2°C
NOCT	Natężenie promieniowania 800W/m², temperatura otoczenia 20°C, prędkość wiatru 1m/s, Masa powietrza 1,5g						Klasa bezpieczeństwa	Klasa II
	*Dla instalacji NexTracker, maksymalne obciążenie statyczne z przodu wynosi 1800Pa, podczas gdy maksymalne obciążenie statyczne z tyłu wynosi 1800Pa.						Działanie ognia	UL Typ 1

WŁAŚCIWOŚCI

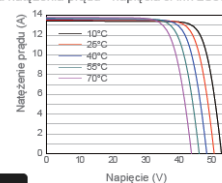
Krzywa natężenia prądu - napięcia JAM72S30-535/MR



Krzywa moc - napięcie JAM72S30-535/MR



Krzywa natężenia prądu - napięcia JAM72S30-535/MR



Dane techniczne falownika FRONIUS ECO 27,0-3-S przyjęte do obliczeń :

- minimalne napięcie wejściowe Udc min= 580 [V]
- napięcie rozpoczęcia pracy Udc start= 650 [V]
- maksymalne napięcie wejściowe Udc max = 1000 [V]
- moc znamionowa Pac = 27000 [W]
- maksymalny prąd wyjściowy Iac max= 39,0 [A]
- stopień ochrony przez obudowy IP 66
- zakres temperatur -40 do +60 0 C
- liczba trackerów MMP 1
- dopuszczalna wilgotność względna powietrz (0-100)%

DANE TECHNICZNE FRONIUS ECO

DANE WEJŚCIOWE	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Liczba trackerów MPP	1	1
Maks. prąd wejściowy (I _{dc max})	44.2 A	47.7 A
Maks. prąd zwarcia dla pola modułów	71.6 A	71.6 A
Zakres napięcia wejściowego (U _{dc min} - U _{dc max})	580 - 1.000 V	580 - 1.000 V
Napięcie rozpoczęcia pracy (U _{dc start})	650 V	650 V
Użyteczny zakres napięć MPP	580 - 850 V *	580 - 850 V *
Liczba przyłączy DC	6	6
Maks. moc generatora PV (P _{dc max})	37.8 kW _{peak}	37.8 kW _{peak}
* dotyczy napięcia sieciowego 230 V		

DANE WYJŚCIOWE	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Moc znamionowa AC (P _{ac,n})	25,000 W	27,000 W
Maks. moc wyjściowa / Znamionowa moc pozorna	25,000 VA	27,000 VA
Prąd wyjściowy AC (I _{ac,nom})	37.9 A / 36.2 A	40.9 A / 39.1 A
Przyłącze sieciowe (zakres napięcia)	3-NPE 380 V / 220 V lub 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / -30 %)	
Częstotliwość (zakres częstotliwości)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Współczynnik zawartości harmonicznych THD	< 2.0 %	
Współczynnik mocy (cos φ _{ac,n})	0.9 - 1 ind. / poj.	

DANE OGÓLNE	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Wymiary (wysokość x szerokość x głębokość)	725 x 510 x 225 mm	
Waga	35.7 kg	
Stopień ochrony IP	IP 66	
Klasa ochronności	1	
Kategoria przepięciowa (DCA/C)	2 / 3	
Pobór energii w nocy	< 1 W	
Topologia falownika	Beztransformatowa	
Chłodzenie	Regulowana wymuszona wentylacja	
Montaż	Montaż wewnętrzny i na zewnątrz budynków	
Zakres temperatury otoczenia	od -25 do +60°C	
Dopuszczalna wilgotność powietrza	0-100%	
Maks. wysokość nad poziomem morza	2000 m	
Zaciski przyłączeniowe DC	6x zaciski śrubowe DC+ i 6x DC- 2,5-16 mm ²	
Zaciski przyłączeniowe AC	5-stykowe zaciski śrubowe AC 2,5-16 mm ²	
Certyfikaty i zgodność z normami	DVE / ONORM 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, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21	
Kraj produkcji	Austria	

¹⁾ Wg IEC 62109-1. Dostępna jest szyna DIN do montażu opcjonalnej ochrony przeciwprzepięciowej typu 1+2 lub typu 2. Dodatkowe informacje dotyczące dostępności falowników w Państwie kraju znajdują się na stronie www.fronius.pl/solar.

1.5 Obliczenia.

1.5.1 Dobór mocy inwertera P_{MAXINV}

Założenie $P_{GEN.PV}=30$ kW

Warunek do spełnienia :

$$P_{GEN.PV} = (0.8 \div 1.2) * P_{MAX.INV}$$

$$\frac{P_{GEN.PV}}{1.2} \leq P_{MAX.INV} \leq \frac{P_{GEN.PV}}{0.8}$$

$$\frac{30}{1.2} \leq P_{MAX.INV} \leq \frac{30}{0.8}$$

$$25kW \leq P_{MAX.INV} \leq 37,5kW$$

Dobrano 2 inwertery FRONIUS SYMO 20,0-3-M po 20 kW każdy

Warunek $12,5kW \leq 20kW \leq 18,75kW$ jest spełniony

1.5.2 Sprawdzenie ilości paneli na string.

Obliczenie maksymalnej liczby modułów w stringu n_{max}

$$n_{max} \leq \frac{U_{max\ dc}}{U_{OC}(T_{min})}$$

Napięcie $U_{max\ dc}$ toru otwartego w temperaturze -25°C :

T_r – temperatura funkcjonowania oświetlonego modułu PV [$^{\circ}\text{C}$]

n_{max} – maksymalna liczba modułów w stringu

$$U_{OC}(T_r) = U_{OC} * (1 + (T_r - 25) * \frac{\beta_T}{100})$$

$$U_{OC}(-25^{\circ}\text{C}) = 50,01 * \left(1 + (-25 - 25) * \frac{-0,275}{100}\right) = 56,88\text{V}$$

n_{max} – maksymalna liczba modułów w stringu

$$n_{max} = \frac{U_{max\ dc}}{U_{OC}(T_{min})} = \frac{1000}{58,01} = 17,5$$

n_{max} – 17 moduły w stringu dla $T = -25^{\circ}\text{C}$

1.5.3 Obliczenie minimalnej liczby modułów w stringu n_{min}

$$n_{min} \geq \frac{U_{dcstart}}{U_{OC}(T_{max})}$$

Napięcie toru otwartego w temperaturze maksymalnej $+70^{\circ}\text{C}$

$$U_{OC}(T_r) = U_{OC} * (1 + (T_r - 25) * \frac{\beta_T}{100})$$

$$U_{OC}(70^{\circ}\text{C}) = 50,01 * \left(1 + (70 - 25) * \frac{-0,275}{100}\right) = 43,8$$

$$n_{min} = \frac{U_{dcstart}}{U_{OC}(T_{max})} = \frac{650}{43,8} = 14,8$$

n_{min} – 15 modułów w stringu dla $T = 70^{\circ}\text{C}$

1.5.4 Obliczenie liczby modułów podłączonych szeregowo w stringu n dla $P_{GEN.PV}$

$$l = \frac{P_{GEN.PV}}{P_{PV}} = \frac{27000}{545} = 49,5 \text{ przy } n_{max}=17$$

$$\text{Liczba stringów } n_{min} \geq \frac{l}{n_{max}} = \frac{49,5}{17} = 2,91$$

Przyjęto $n_{min} = 3$ stringi

$$\text{Ilość paneli w stringu } l \leq \frac{P_{GEN.PV}}{n_{min} * P_{PV}}$$

$$l \leq \frac{27000}{3 * 545} = 16,5$$

Inwerter nr 1. Przyjęto $l=3*16$ szt co daje $P_{GEN.PV}=26,1\text{kW}$, dobór falownika 27kW spełnia wymagania zawarte w pkt 1.5.1.

1.5.5 Obliczenia zmienności prądu oraz mocy znamionowej w skrajnych temperaturach.

- temperaturowy współczynnik mocy $\gamma_T = -0,35$ [%/°C]
- temperaturowy współczynnik prądu $\alpha_T = +0,045$ [%/°C]
- temperaturowy współczynnik napięcia $\beta_T = -0,275$ [%/°C]
- Prąd zwarcia 13,62

dla $P_{MPP} = 545W$

$$I_{SC}(T_r) = I_{SC} \left[1 + (T_r - 25) \frac{\alpha_T}{100} \right]$$

$$I_{SCmin}(T = -25^\circ C) = 13,62 \left[1 + (-25 - 25) \frac{0,045}{100} \right] = 13,31$$

$$I_{SCmax}(T = 70^\circ C) = 13,62 \left[1 + (70 - 25) \frac{0,045}{100} \right] = 13,89A$$

$$P_{MPP}(T_r) = P_{MPP} \left[1 + (T_r - 25) \frac{\gamma_T}{100} \right]$$

$$P_{MPP}(T = -25^\circ C) = 545 \left[1 + (-25 - 25) \frac{-0,35}{100} \right] = 640,37W$$

$$P_{MPP}(T = 70^\circ C) = 545 \left[1 + (70 - 25) \frac{-0,35}{100} \right] = 459,16W$$

$$U_{OC}(T_r) = U_{OC} \left[1 + (T_r - 25) \frac{\beta_T}{100} \right]$$

$$U_{OC}(T = -25^\circ C) = 50,01 \left[1 + (-25 - 25) \frac{-0,275}{100} \right] = 56,88V$$

$$U_{OC}(70^\circ C) = 50,01 * \left(1 + (70 - 25) * \frac{-0,275}{100} \right) = 43,81$$

1.5.6 Dobór i sprawdzenie przekroju przewodów strony DC.

Przyjęto założenie $dU < 1\%$ i $I_{dd} > I_z$

Obliczenia wykonano dla warunków NOCT

$I_{mpp(STC)}$ – prąd w warunkach STC

$U_{mpp(STC)}$ – napięcie w warunkach STC

L – sumaryczna długość przewodów DC

k- przewodność właściwa miedzi 48-54 /m/ohm*mm²

Przyjęto max spadek mocy na przewodach DC 1%

$$I_{mpp(NOCT)} = 0,8 * I_{mpp(STC)} = 0,8 * 12,86 = 10,34 A$$

$$U_{mpp(NOCT)} = 0,94 * U_{mpp(STC)} = 0,94 * 50,01 = 47,00 V$$

$$\text{Minimalny przekrój przewodu } A[mm^2] \geq \frac{I_{mpp(NOCT)} * l}{U_{mpp(NOCT)} * k * 0.01}$$

$$A[mm^2] \geq \frac{10,34 * 80}{16 * 47 * 54 * 0.01} = 2,04 mm^2$$

Przyjmuje się $A = 4 \text{ mm}^2$

1.6.1.5 Dobór , sprawdzenie przekroju przewodów strony AC.

Przyjęto założenie $dU < 1\%$ i $I_{dd} > I_z$

Minimalny przekrój przewodu $A[\text{mm}^2] \geq \frac{P \cdot l}{U^2 \cdot k \cdot 0.01}$ ze względu na spadek napięcia

$P_{GEN(NOCT)}$ – moc w warunkach NOCT

$$P_{GEN(NOCT)} = P_{GEN(STC)} \cdot 0,752 = (3 \cdot 16 \cdot 545) \cdot 0,752 = 26160 \cdot 0,72 = 18835,2 \text{ W}$$

$$A[\text{mm}^2] \geq \frac{P \cdot l}{U^2 \cdot k \cdot 0.01}$$

$$A[\text{mm}^2] \geq \frac{18835,2 \cdot 30}{400^2 \cdot 54 \cdot 0.01} = 6,54 \text{ mm}^2$$

Przyjmuje się kabel o przekroju przewodu $A[\text{mm}^2] = 16 \text{ mm}^2$

Sprawdzenie dla mocy maksymalnej inwertera

$$P_{\max INW} \cdot 1,25 = 27000 \cdot 1,25 = 33750$$

$$I_{\max inw} = 48,77 \text{ A}$$

Przyjmuje się $A = 16 \text{ mm}^2$

$$I_{dd16} = 77,5 \text{ A i jest większe od } I_{\max inw} = 48,8 \text{ A}$$

1.5.7 Dobór zabezpieczeń po stronie DC

I_{ngd} – prąd zabezpieczenia topikowego stringu

Warunek prądowy : $1,4 I_{SC} \leq I_{ng} \leq 2,4 I_{SC}$

$$1,4 \cdot 13,62 \leq I_{ng} \leq 2,4 \cdot 13,62$$

$$19,08 \leq I_{ng} \leq 32,69$$

Warunek napięciowy : $U_n \geq 1.2 \cdot U_{OCTmin} \cdot n$

$$U_n \geq 1.2 \cdot 58,01 \cdot 16$$

$$U_n \geq 1113,79 \text{ V}$$

Przyjęto wkładki Un-1100V

Dobieram wkładki topikowe gPV 20A 1200V.

1.5.8 Dobór zabezpieczeń po stronie AC

I_n – prąd znamionowy lub prąd nastawienia urządzenia zabezpieczającego

I_2 – prąd zadziałania urządzenia zabezpieczającego

I_z – długotrwała obciążalność prądowa kabla

$I_b = I_{\max w}$ – maksymalny prąd wyjściowy po stronie AC falownika

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad I_2 \leq 1.45 * I_z \quad I_2 = k * I_n = 1.6 * I_n$$

Obliczenia przeprowadzono dla 2 falowników pracujących na wspólne szyny AC (przyjęto mx moc inwertera).

Kabel zastosowany do wykonania obwodów strony DC powinien spełniać wymogi

$$48,77 A \leq I_n \leq 78 A \quad \wedge \quad I_n \leq \frac{1,45}{1,6} * I_z \Rightarrow I_n \leq \frac{1,45}{1,6} * 78 \Rightarrow I_n \leq 70,6 A$$

Przyjęto $I_n = 50 A$

1.5.9 Uzysk energii w przyjętym rozwiązaniu

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

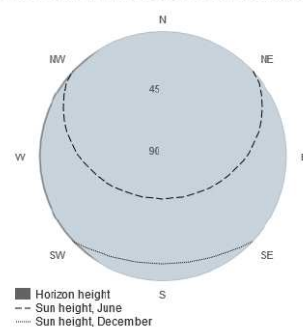
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 53.736, 19.208
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 26.16 kWp
 System loss: 14 %

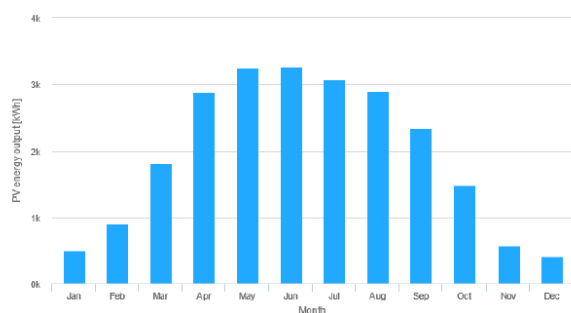
Simulation outputs

Slope angle: 45 °
 Azimuth angle: -57 °
 Yearly PV energy production: 23409.66 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1152.27 kWh/m²
 Year-to-year variability: 1285.04 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.06 %
 Spectral effects: 1.72 %
 Temperature and low irradiance: -8.42 %
 Total loss: -22.34 %

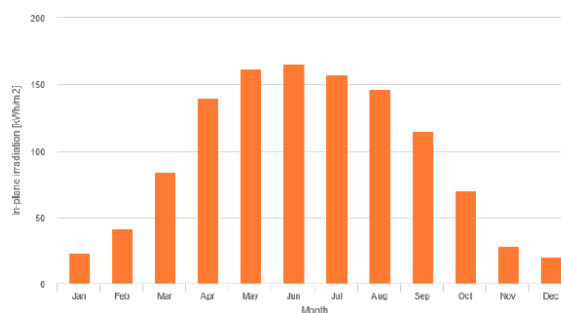
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	502.4	23.3	85.2
February	912.8	41.7	251.6
March	1812.9	84.3	384.2
April	2882.1	139.3	399.0
May	3255.4	161.9	420.4
June	3261.3	165.3	342.2
July	3080.5	156.9	407.6
August	2889.6	146.4	314.1
September	2341.5	114.8	289.3
October	1480.0	70.6	306.5
November	579.4	27.9	133.5
December	411.8	19.7	102.5

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

1.6 Pasywne rozwiązania techniczne w celu ograniczenia ryzyka pożaru

1.6.1 Kable zasilające

Strona DC : Kabel zastosowany do wykonania obwodów strony DC powinien spełniać wymogi normy EN 50618. Izolacja kabla powinna być nie niższa niż VDC U₀ /U:900/1500 V.

Strona AC : Zastosowane okablowanie powinno spełniać wymogi normy PN-EN 50575:2015-03 oraz powinno zostać wykonane zgodnie z normą PN-HD 60364-5-52:2011.

Zgodnie z wymogami normy PN-HD 60364-5-52:2011.

Przewody tras kablowych strony DC i strony AC

- mogą być prowadzone w jednym korycie kablowym lub kanale elektroinstalacyjnym jeżeli:
- każdy kabel lub przewód posiada izolację przewidzianą dla najwyższego zastosowanego w tym oprzewodowaniu napięcia, lub każda żyła przewodu wielożyłowego posiada izolację przewidzianą dla najwyższego napięcia zastosowanego w tym przewodzie, lub
- kable posiadają izolację przewidzianą dla zakresu ich napięcia i są ułożone w osobnych przegrodach systemu kanałów i listew, lub
- kable ułożono w korytkach instalacyjnych i fizycznie odseparowano przegrodą, lub
- zastosowano osobne systemy rur, listew lub kanałów instalacyjnych.

1.6.2 Wymogi w zakresie sposobu prowadzenia okablowania strony AC oraz strony DC

Okablowanie strony DC pod modułami zaleca się prowadzić bez dodatkowych osłon przy jednoczesnym jego mocowaniu do ramki modułu lub elementów konstrukcji wsporczej. Do

mocowania przewodów, wykorzystać opaski kablowe wykonane z tworzywa sztucznego z materiału odpornego na UV. Zaleca się stosowanie dwóch opasek na jedno mocowanie. Kable nie powinny podlegać naprężeniom. Kable powinny być zawsze ułożone z zapasem od 1% do 2% w zależności od miejsca i sposobu ułożenia

1.6.3 Sposoby ochrony kabli i przewodów przed uszkodzeniem

Trasy kablowe na dachach płaskich powinny być układane w metalowych korytach kablowych trwale przymocowanych do dachu lub konstrukcji wsporczej. Przy prowadzeniu tras kablowych w metalowych korytach należy zabezpieczyć ostre krawędzie koryt jak również miejsca wejścia i wyjścia przewodów z koryt. Do dodatkowego zabezpieczenia przewodów w metalowych korytach kablowych szczególnie w miejscach przejść można wykorzystać karbowaną rurę osłonową. Niemniej jednak przy stosowaniu metalowych koryt kablowych nie zaleca się dodatkowego stosowania karbowanej rury osłonowej na całej długości trasy kablowej.

Nie zaleca się stosowania karbowanej rury osłonowej przy prowadzeniu tras kablowych bezpośrednio

pod modułami. Przy prowadzeniu tras kablowych na dachach skośnych z wyłączeniem obszaru bezpośrednio pod modułami należy dodatkowo zabezpieczyć kable. Do zabezpieczenia należy zastosować osłony odporne na promieniowanie UV np. karbowane rury osłonowe. Trasę kablową na dachu skośnym należy przymocować do konstrukcji lub poszycia dachu w sposób trwały z uwzględnieniem oddziaływania na nią wiatru oraz śniegu.

W pomieszczeniu falownika kable lub przewody należy prowadzić w kanałach elektroinstalacyjnych lub rurkach elektroinstalacyjnych z wyłączeniem obszaru bezpośrednio przy falowniku, gdzie przewody mogą być wyprowadzone bez osłon, jednak nie więcej niż 40 cm.

1.6.4 Sposób wykonania połączeń po stronie DC - wymogi w zakresie stosowania szybkozłączy oraz momenty dokręcenia aparatów

Połączenia za pomocą szybkozłączy powinny być wykonane wyłącznie przy użyciu komponentów tego samego typu oraz producenta. Zaleca się dążenie do ograniczenia liczby połączeń przewodów DC w instalacji.

Każdy wykonany moment dokręcenia należy skontrolować wkrętakiem dynamometrycznym.

Połączenia DC należy wykonywać wyłącznie dedykowanymi do tego celu narzędziami, zapewniającymi odpowiednią, długotrwałą wytrzymałość połączenia.

1.6.5 Ochrona od przepięć

Istniejący budynek będzie posiada instalację odgromowej. Po **stronie DC zastosować układ SPD B+C**, przy sterowniku Fronius. Rezystancja uziomu winna być mniejsza od wartości 10 Ω . W rozdzielnicach AC wykonać połączenie wyrównawcze miejscowe do którego przyłączyć ograniczniki przepięć.

1.7 Aktywne rozwiązania techniczne w celu ograniczenia ryzyka pożaru

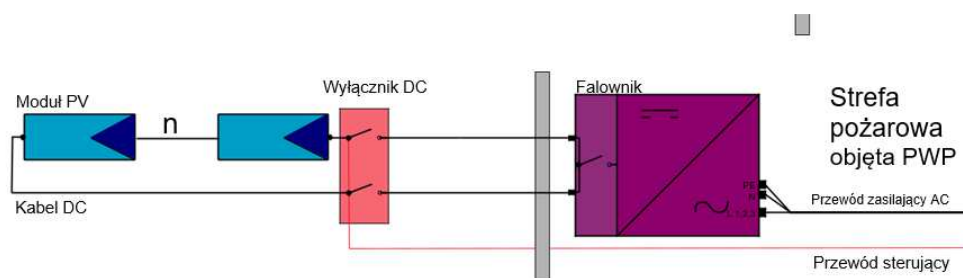
1.7.1 Wyłącznik różnicowoprądowy RCD po stronie AC

W rozdzielnicy R-AC na odpływie zainstalować wyłącznik różnicowoprądowy typu B o prądzie różnicowym 300mA. Wyłącznik różnicowoprądowy (RCD) realizuje ochronę przeciwpożarową poprzez rozłączenie obwodu, w którym w wyniku uszkodzenia pojawia się przepływ doziemnego prądu uszkodzeniowego.

1.7.1 Wyłącznik p-poż po stronie DC i AC

1.7.1.A Wyłączanie napięcia po stronie AC i DC falownika.

Na dachu projektuje się zastosowanie wyłączników DC umieszczonych w pobliżu paneli fotowoltaicznych. Opis działania wyłączników DC umieszczono w pkt 3.11 niniejszego opracowania.



1.8 Przeglądy serwisowe

Czynność*	Częstotliwość	Kto wykonuje?
Kontrola wzrokowa konstrukcji wsporczej, modułów fotowoltaicznych i falowników	raz w roku	inwestor/serwis
Szczegółowa diagnostyka falownika	co 5 lat	serwis
Czyszczenie radiatorów falownika	raz w roku	inwestor/serwis
Sprawdzenie połączeń wtykowych i śrubowych DC/AC	po pierwszym roku, potem co 5 lat	serwis

Sprawdzenie urządzeń zabezpieczających	po pierwszym roku, potem co 5 lat	serwis
Sprawdzenie konstrukcji wsporczej, zacisków modułów fotowoltaicznych	po pierwszym roku, potem co 5 lat	serwis
Sprawdzenie stopnia zabrudzenia modułów PV (w razie potrzeby wykonać czyszczenie)	co kwartał	inwestor/serwis
Pomiary kontrolne (w tym minimum: napięcie obwodu otwartego, prąd zwarcia, rezystancja izolacji, ochrona przeciwporażeniowa)	co 5 lat	serwis
Sprawdzenie monitoringu pracy instalacji	co kwartał	inwestor/serwis

2. ODPIS UPRAWNIENÍ

POMORSKA OKRĘGOWA
IZBA INŻYNIERÓW BUDOWNICTWA
80-340 Gdańsk, ul. Św. Józefa 43/44
(t) Tel. (0-58) 524-89-77
(f) Fax (0-58) 501-44-98

Gdańsk, dnia 7 czerwca 2004 r.

syg. akt 8/POM/OKK/04

DECYZJA

Na podstawie art. 24 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. o samorządach zawodowych architektów, inżynierów budownictwa oraz urbanistów (Dz. U. z 2001 r. nr 5 poz. 42, z późn. zm.) i art. 12 ust. 3, art. 13 ust. 1 pkt 1 i art. 14 ust. 1 pkt 5 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (tekst jednolity: Dz. U. z 2000 r. nr 106 poz. 1126 z późn. zm.) oraz § 9 ust. 1 rozporządzenia Ministra Gospodarki Przestrzennej i Budownictwa z dnia 30 grudnia 1994 r. w sprawie samodzielnych funkcji technicznych w budownictwie (Dz. U. z 1995 r. Nr 8 poz. 38, z późn. zm.) oraz art. 104 ust. 1 i 2 Kodeksu postępowania administracyjnego (t.j. Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071 z późn. zm.)

Okręgowa Komisja Kwalifikacyjna
stwierdza, że:

Pan ANDRZEJ KOWALSKI
inżynier
urodzony dnia 23.12.1963 r. w Gdańsku

uzyskał
UPRAWNIENIA BUDOWLANE

numer ewidencyjny: POM/0012/POOE/04

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

UZASADNIENIE

W związku z uwzględnieniem w całości żądania strony, na podstawie art. 107 § 4 K.p.a. odstępuje się od uzasadnienia decyzji. Zakres nadanych uprawnień budowlanych wskazano na odwrocie decyzji.

Pouczenie

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

Skład orzekający Okręgowej Komisji Kwalifikacyjnej:



PRZEWODNICZĄCY
Okręgowej Komisji Kwalifikacyjnej
Ryszard Kołasa

Otrzymują:
1. Pan Andrzej Kowalski
82-500 Kwidzyn, ul. Sokoła 3/47
2. Okręgowa Rada Izby
3. Główny Inspektor Nadzoru Budowlanego
4. a/a

CZŁONEK
Okręgowej Komisji Kwalifikacyjnej
Piotr Suligowski

WICEPRZEWODNICZĄCY
Okręgowej Komisji Kwalifikacyjnej
Leszek Niedostatkiewicz

- 1 -

3. WARUNKI OCHRONY PRZECIWOPOŻAROWEJ

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 wynoszącą 40 kW 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.).

Przedmiotowy opis opracowano na udostępnionej przez inwestora dokumentacji projektowej oraz instrukcji bezpieczeństwa pożarowego.

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;
- 10) warunków ochrony ppoż. z projektu budowlanego autorstwa Przedsiębiorstwa Usługowo – Inwestycyjnego Sp. z o.o., ul. Warszawska 16, Kwidzyn – kwiecień 2008 r.
- 11) Instrukcja bezpieczeństwa pożarowego z lipca 2008 r. autorstwa st. kpt. inż. w st. spocz. Zbigniew Basiel

3.1 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. Charakterystyka zagrożenia pożarowego wynika przede wszystkim z możliwości powstania łuku elektrycznego, do którego może dojść w wyniku niestarannego, błędnego wykonania instalacji. Zatem w niniejszym projekcie stwierdza się, że projektowana instalacja fotowoltaiczna nie stwarza dodatkowego zagrożenia pożarowego dla przedmiotowego budynku.

3.1. Informacje o kategorii zagrożenia ludzi przedmiotowego budynku

Zgodnie z udostępnioną dokumentacją projektową budynek składa się z pomieszczeń Zakwalifikowanych jako ZL II
Obiekt zaklasyfikowany do grupy niskich.

3.2. Ocena zagrożenia wybuchem pomieszczeń oraz przestrzeni zewnętrznych

Zgodnie z udostępnioną dokumentacją projektową przyjęta funkcja poszczególnych segmentów budynku w obszarze instalacji PV 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.

3.3. Informacje o stopniu rozprzestrzeniania ognia elementów budowlanych

W budynku zaprojektowano instalację, które nie stanowi przykrycia 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. Projektowany system należy traktować jako instalację posadowioną na dachu który spełnia kryteria projektowe dla danego budynku np. dach NRO / Broof. 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.

3.4. Podział obiektu na strefy pożarowe oraz strefy dymowe

Zgodnie z udostępnioną dokumentacją projektową budynek został przypisany do strefy ZL II .

3.5. 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.

3.6. 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.

3.7. 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 prowadzono w metalowych kanałach kablowych (eliminując wszelkie ostre krawędzie).
- Kable instalacji PV nie będą prowadzone w obrębie istniejących szachtów wentylacyjnych
- Trasy kablowe będą odpowiednio oznakowane „Niebezpieczeństwo – wysokie napięcie DC w ciągu dnia obecne po wyłączeniu instalacji”.
- Przepusty instalacyjne przez ściany oddzielenia przeciwpożarowego zostaną zabezpieczone do klasy EI 120, przez ściany i stropy oddzielenia przeciwpożarowego
- Budynek posiada instalację odgromową, w związku z powyższym zgodnie z opracowaniem „Kompleksowa ochrona odgromowa paneli fotowoltaicznych instalowanych na obiektach budowlanych” Henryk Boryń, zapewniono ochronę przepięciową urządzeń fotowoltaicznych, ekwipotencjalizację. Zastosowano SPD typ 1+2 umieszczone na dachu i w rozdzielnicy RG.

3.8. Wyposażenie w urządzenia przeciwpożarowe i gaśnice

W budynku występują:

- instalacja wodociągowa przeciwpożarowa
- przeciwpożarowy wyłącznik prądu.

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

Poza powyższym instalacja nie wpływa na konieczność wyposażenia budynku w dodatkowe urządzenia ppoż.

3.9. Informacje o możliwym wpływie instalacji PV na urządzenia przeciwpożarowe i inne urządzenia służące bezpieczeństwu pożarowemu, dostosowanemu do wymagań wynikających z przepisów dotyczących ochrony przeciwpożarowej i przyjętych scenariuszy pożarowych, z podstawową charakterystyką tych urządzeń.

W przedmiotowym budynku z uwagi na strefy pożarowe o kubaturze powyżej 1000 m³, jest obowiązek stosowania przeciwpożarowego wyłącznika prądu. Zgodnie z projektem budowlanym budynek wyposażony w przeciwpożarowy wyłącznik prądu odcinający dopływ prądu do wszystkich obwodów, z wyjątkiem obwodów zasilających instalacje i urządzenia, których funkcjonowanie jest niezbędne podczas pożaru – zadziałanie PWP spowoduje odcięcie napięcia AC falownika. W celu rozłączenia napięcia DC od paneli do falownika zastosowano rozłącznik bezpieczeństwa DC SANTON DFS-14-W - rozłącznik bezpieczeństwa wykryje awarię sieci i po 5 sekundach automatycznie przełączy się w pozycję wyłączoną, przerywając połączenie prądu stałego między modułami, a falownikiem. Wyłącznik SANTON znacznie zwiększa bezpieczeństwo podczas akcji gaśniczej oraz ogranicza szkody instalacji fotowoltaicznej. Rozłącznik bezpieczeństwa odpowiada międzynarodowej standardowej procedurze pracy strażaka. W przypadku pożaru, po wyłączeniu obwodu prądu przemiennego AC, rozłącznik prądu stałego DC automatycznie wyłączy się i odizoluje panele fotowoltaiczne, dzięki czemu strażacy mogą wyeliminować ryzyko wysokiego napięcia paneli fotowoltaicznych na dachu i uzyskać cenny czas, aby poradzić sobie z wypadkiem. Rozłącznik bezpieczeństwa firmy SANTON działa w pełni automatycznie. Kiedy zasilanie AC zostanie wyłączone (np. podczas przerwy w zasilaniu), a

następnie przywrócone, SANTON zresetuje się i połączy obwód szybko i automatycznie. Klient nie musi za każdym razem resetować go ręcznie.

Zgodnie ze zmianą w przepisach od stycznia 2021 r. przeciwpożarowy wyłącznik prądu (zestaw lub elementy składowe) powinny posiadać Krajową Ocenę Techniczną, Krajowy Certyfikat Stałości Właściwości Użytkowych oraz Krajową Deklarację Właściwości Użytkowych. Przeciwpożarowy wyłącznik prądu poza zakresem niniejszej dokumentacji, aparat elektryczny bez zmian. Przeciwpożarowy wyłącznik prądu powinien być umieszczony w pobliżu głównego wejścia do obiektu lub złącza i odpowiednio oznakowany. Ręczny przycisk PWP powinien posiadać sygnalizację stanu dozoru i uruchomienia (diody) oraz dokumenty dopuszczenia j.w. Przycisk sterujący zasilony kablem PH 90.

3.10. Przygotowanie obiektu budowlanego i terenu do prowadzenia działań ratowniczo-gaśniczych

Z uwagi na zapewnienie bezpieczeństwa ekip ratowniczych podczas działań, należy wykonać oznaczenia następujących składowych instalacji fotowoltaicznej w ramach uaktualnienia instrukcji bezpieczeństwa pożarowego lub wykonania planu urządzenia fotowoltaicznego. 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

3.11. Oznakowanie budynku

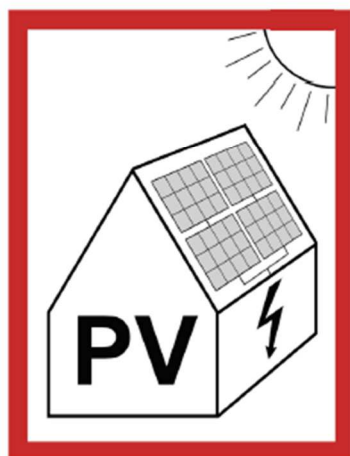
Ponadto w celu zapewnienia odpowiedniego bezpieczeństwa dla ekip ratowniczo gaśniczych należy odpowiednio oznakować obiekt wyposażony w PV wg normy PN-EN 60364-7-712:

Piktogram z wizerunkiem modułów PV na dachu budynku powinien być umieszczony:

- w miejscu przyłączenia instalacji PV,
- przy liczniku oraz
- przy głównym wyłączniku zasilania
- przy bramie wjazdowej

W zakresie oznaczania instalacji PV i jej elementów zaleca się stosowanie poniższych oznaczeń:

NAKLEJKA



MIEJSCE UMIESZCZENIA

Naklejka ta powinna być umieszczona w punkcie przyłączenia instalacji PV, przy liczniku, w złączu kablowym, a jeżeli budynek posiada główny wyłącznik prądu - to także w tym miejscu

GŁÓWNY WYŁĄCZNIK AC

Naklejka powinna być umieszczona wewnątrz rozdzielnic RAC pod wyłącznikiem nadprądowym

**GŁÓWNY
WYŁĄCZNIK AC
INSTALACJI
FOTOWOLTAICZNEJ**

Naklejka powinna być umieszczona wewnątrz rozdzielnic RAC pod wyłącznikiem nadprądowym

**GŁÓWNY
WYŁĄCZNIK DC
INSTALACJI
FOTOWOLTAICZNEJ**

Naklejka powinna być umieszczona na obudowie falownika w widocznym miejscu obok wyłącznika izolacyjnego DC wbudowanego w falownik



UWAGA!
**URZĄDZENIE ELEKTRYCZNE
POD NAPIĘCIEM!**

Naklejki powinny być umieszczone na bocznej bądź frontowej obudowie falownika w górnej części



UWAGA!
**URZĄDZENIE MOŻE BYĆ
POD NAPIĘCIEM NAWET
PO ROZŁĄCZENIU!**

Naklejka powinna znaleźć się na obudowie rozdzielnic RDC



**PRZEWODY INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ
UWAGA! WYSOKIE NAPIĘCIE DC W CIĄGU DNIA**

Naklejka powinna być umieszczona w pobliżu trasy kablowej DC przy falowniku

Rozdzielnica PV - AC

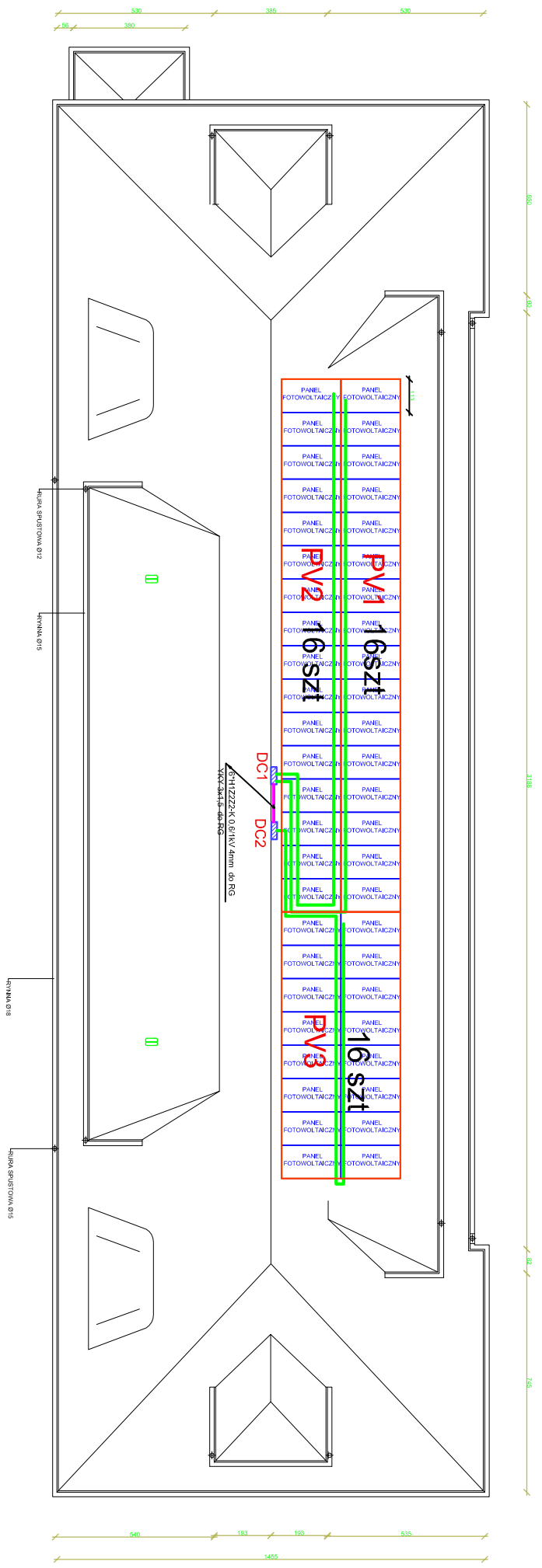
Naklejka powinna znajdować się na obudowie rozdzielnic RAC zaraz nad drzwiczkami

Rozdzielnica PV - DC

Naklejka powinna znajdować się na obudowie rozdzielnic RDC zaraz nad drzwiczkami

4. RYSUNKI TECHNICZNE

<i>EPV1</i>	<i>Rzut dachu – rozmieszczenie paneli pV</i>
<i>EPV2</i>	<i>Schemat ideowy zasilania instalacji PV</i>
<i>EPV3</i>	<i>Lokalizacja obiektu</i>



PANEL FOTOWOLTAGICZNY
panele PV
JAM72S30-545/MR

DC 1,2
rozłącznik DC rozdzielanie po
wciśnięciu wyłącznika p-poż lub
zaniku napięcia, odłączenia
napięcia po stronie DC
trasa DC objęta działaniem wyłącznika p-poż
trasa DC nie objęta działaniem wyłącznika p-poż
DC (ograniczyć do minimum)

stringi PV1, PV2, PV3

INSTALACJA PV - plan rozmieszczenia paneli			
projektant	inż. Andrzej Kowalski	POM/0012/P00E/04	

SZPITAL SPECJALISTYCZNY W PRABUTACH REMONT BUDYNKU			
inwestor	Szpital Specjalistyczny w Prabutach	PT	
adres	ul. Kuracyjna 30, 82-550 Prabuty	02.2023	
obiekt	budynek szpitala - użyteczność publicznej	1:200	
adres	ul. Kuracyjna 30, 82-550 Prabuty	rys. EPV1	



Poświadczam, że niniejszy dokument został opracowany w wyniku prac geodezyjnych i kartograficznych, których rezultaty zawiera operat techniczny, pozytywnie zweryfikowany. Jednocześnie informuję, że jestem świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia.	
Identyfikator zgłoszenia prac geodezyjnych	6640.1399.2022
Organ służby geodezyjnej, który otrzymał zgłoszenie	Starosta Kwidzyński
Wykonawca prac geodezyjnych	Geopunkt Usługi Geodezyjne Agnieszka Krajniewska
Numer oraz data sporządzenia dokumentu zawierającego wynik pozytywnej weryfikacji	Protokół weryfikacji nr 6640.1399.2022_11 z dnia 27.09.2022 r.
Imię, nazwisko oraz nr uprawnień zawodowych kierownika prac	Agnieszka Krajniewska Nr uprawnień 19244

woj. pomorskie
m. Prabuty [220704_4]
obr. 0005 [220704_4.0005]
dz. 67/10, 67/18
ul. Sanatoryjna

nr ks. rob. 236/2022
ID: 6640.1399.2022

Kwidzyn, dn. 22.09.2022 r.

- MAPA DO CELÓW PROJEKTOWYCH
skala 1:500
- Osnowa - Układ 2000'
 - Układ wysokościowy - PL-EVRS2007-NH
 - Granice pozyskano z numerycznej mapy ewidencyjnej bez prawnego ich ustalania.
 - Nie wyklucza się istnienia w terenie innych nie wykazanych na niniejszej mapie urządzeń podziemnych, które nie były zgłoszone do inwentaryzacji lub o których brak jest informacji w instytucjach branżowych.
 - Na mapie istnieją użytki nie ujawnione w EGiB oznaczone linią ----

Uwaga!
Na mapie do celów projektowych nie wyróżniono gruntów obciążonych służebnościami gruntowymi ujawnionymi w księgach wieczystych.

Mapę wykonał: geodeta upr. Agnieszka Krajniewska upr. nr 19244

INSTALACJA PV - LOKALIZACJA OBIEKTU

projektant	inż. Andrzej Kowalski	POM/0012/POOE/04	

SZPITAL SPECJALISTYCZNY W PRABUTACH REMONT BUDYNKU

inwestor	Szpital Specjalistyczny w Prabutach	PT
adres	ul. Kuracyjna 30, 82-550 Prabuty	02.2023
obiekt	budynek szpitala - użyteczności publicznej	1:50
adres	ul. Kuracyjna 30, 82-550 Prabuty	rys. EPV3