

Projekt techniczny

cz. elektryczna

NAZWA OPRACOWANIA: PROJEKT INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ NA TERENIE
NADLEŚNICTWA WALIŁY POŁOŻONEJ W MIEJSCOWOŚCI
WALIŁY STACJA, DZ. NR GEOD. 1142/19

ADRES BUDOWY: ul. Białostocka 3, 16-040 Gródek

INWESTOR: Skarb Państwa – Państwowe Gospodarstwo Leśne
Lasy Państwowe, Nadleśnictwo Waliły
ul. Białostocka 3, 16-040 Gródek

AUTOR PROJEKTU: mgr inż. Michał Kuczyński
nr upr. PDL/0137/PWOE/08

WSPÓŁPRACA: mgr inż. Michał Marchelewski

SPIS ZAWARTOŚCI PROJEKTU TECHNICZNEGO

Projekt techniczny	1
SPIS ZAWARTOŚCI PROJEKTU TECHNICZNEGO	2
SPIS RYSUNKÓW:	3
OPIS TECHNICZNY	4
I. PODSTAWA OPRACOWANIA.....	4
II. ZAKRES OPRACOWANIA.....	5
1. OPIS PROJEKTOWANEJ INSTALACJI	5
2. ELEMENTY SKŁADOWE PROJEKTOWANEJ INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ	6
2.1 Moduły fotowoltaiczne	6
2.2 Inwerter	7
2.3 Konstrukcja fotowoltaiczna	8
2.4 Skrzynki przyłączeniowe AC / DC	9
2.5 Przewody fotowoltaiczne	9
2.6 Monitoring pracy instalacji fotowoltaicznej.....	10
2.7 Instalacja odgromowa i połączenia wyrównawcze.	11
2.8 Ochrona przeciwporażeniowa	11
2.9 Ochrona przeciwprzepięciowa.....	12
2.10 Inne zabezpieczenia	12
3. OBLICZENIA TECHNICZNE	12
3.1 Obliczenie mocy DC w instalacji PV	12
3.2 Obliczenie minimalnej i maksymalnej ilości modułów połączonych szeregowo	13
3.3.1 Minimalna liczba modułów łączonych szeregowo.....	14
3.3.3 Maksymalna liczba łańcuchów połączonych równolegle	15
3.5 Ochrona przepięciowa	15

3.6 Przewody fotowoltaiczne.....	16
3.7 Dobór zabezpieczeń	18
4. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA.....	20
5. WYNIKI SYMULACJI.....	22
6. UWAGI KOŃCOWE.....	23
ZAŚWIADCZENIE Z POIIB	25
STWIERDZENIE PRZYGOTOWANIA ZAWODOWEGO	26
Oświadczenie projektanta.....	27

SPIS RYSUNKÓW:

E01	SCHEMAT ZASILANIA INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ
E02	PROJEKT ZAGOSPODAROWANIA TERENU
E03	SCHEMAT POŁĄCZEŃ PANELI FOTOWOLTAICZNYCH

OPIS TECHNICZNY

I. PODSTAWA OPRACOWANIA

- zlecenie inwestora;
- oględziny terenu;
- wytyczne branżowe;
 - Dz. U. z 2023r. poz. 682 ze zm. – Prawo budowlane;
 - Ustawa z dnia 24 sierpnia 1991 roku o ochronie przeciwpożarowej.
 - Dz. U. z 2022 r. poz. 1225 - Obwieszczenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 15 kwietnia 2022 w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie;
- Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 roku w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów;
- Dyrektywa 2006/95/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 12 grudnia 2006 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstwa państw członkowskich odnoszących się do sprzętu elektrycznego przewidzianego do stosowania w określonych granicach napięcia (Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, 27.12.2006, L374/10);
- PN-EN 61215:2017 Moduły fotowoltaiczne (PV) z krzemu krystalicznego do zastosowań naziemnych (dotyczy tylko modułów krzemowych);
- PN-EN 61730:2018 Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV) Polski Komitet Normalizacyjny, Warszawa 2007 – norma składa się z dwóch części dotyczących bezpieczeństwa modułów systemu fotowoltaicznego: Część 1: Wymagania dotyczące konstrukcji (które można określić za pomocą oględzin lub badań). Część 2: Wymagania dotyczące badań (obejmuje badanie modułów pod kątem elektrycznym i mechanicznym w trakcie pracy. Testy dają pewność, że instalacje fotowoltaiczne nie posiadają żadnych uszkodzeń składników wewnętrznych i zewnętrznych, które mogą wywołać porażenie prądem elektrycznym, pożar lub/albo inne obrażenia);
- PN-EN 62109:2010 Bezpieczeństwo konwerterów mocy stosowanych w fotowoltaicznych systemach energetycznych (są to normy produktowe dla

komponentów instalacji PV, które definiują użyteczność i bezpieczeństwo każdego produktu. Istotne są zwłaszcza dwie pierwsze części tej normy: Część 1: Wymagania ogólne i Część 2: Wymagania szczegółowe dotyczące falowników);

- PN-EN 60364-7-712:2016-05 Instalacje elektryczne niskiego napięcia (istotna jest zwłaszcza Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji — Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania. – są to normy instalacyjne, które są podstawą planowania, budowy i testowania instalacji elektrycznych).

II. ZAKRES OPRACOWANIA

- rozmieszczenie modułów fotowoltaicznych, inwertera DC/AC;
- instalacja prądu stałego DC od modułów fotowoltaicznych do inwertera;
- instalacja prądu przemiennego AC od falownika do miejsca przyłączenia;
- instalacja ochrony od porażeń i połączeń wyrównawczych.

III. OPIS SZCZEGÓŁOWY

1. OPIS PROJEKTOWANEJ INSTALACJI

Projektowane moduły zostaną posadowione na konstrukcji gruntowej na terenie Nadleśnictwa Waliły zgodnie z rysunkiem nr E02.

Instalacja będzie składała się z dwóch inwerterów po jednym na każdy stół. Inwertery oraz rozdzielnice AC i DC zostaną zamontowane na konstrukcji wsporczej przy stołach.

Rozdzielnicę AC PV instalacji fotowoltaicznej należy zasilić z projektowanego złącza kablowego ZK PV które należy postawić na trasie kabla WLZ zasilającego budynek nr 3 (za układem rozliczającym energię OSD). Kabel zasilający YAKXs między rozdzielnicą AC PV instalacji fotowoltaicznej a złączem kablowym ZK PV należy prowadzić kabel bezpośrednio w ziemi a w miejscach kolizji z innymi sieciami oraz pod drogą i chodnikiem w rurach osłonowych DVK 75.

Zadaniem projektowanej instalacji fotowoltaicznej jest wytworzenie energii elektrycznej o parametrach sieci elektroenergetycznej, a następnie zagospodarowanie jak największej jej części w wewnętrznej instalacji elektrycznej.

2. ELEMENTY SKŁADOWE PROJEKTOWANEJ INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ

2.1 Moduły fotowoltaiczne

Moduły fotowoltaiczne odpowiadają za produkcję energii elektrycznej bezpośrednio z promieniowania słonecznego, wykorzystując przy tym efekt fotowoltaiczny. W projektowanej instalacji należy zastosować monokrystaliczne moduły fotowoltaiczne o mocy 535 Wp. Projektowane moduły fotowoltaiczne są objęte 15 letnią gwarancją produktową oraz 25 letnią gwarancją liniowego spadku mocy. Zgodnie z deklaracją producenta projektowany moduł fotowoltaiczny powinien posiadać maksymalnie 1,5 % degradację modułu w pierwszym roku użytkowania oraz maksymalnie 0,4% rocznej degradacji modułu w okresie do 25 lat.

Poniżej w tabeli zostały przedstawione parametry modułu fotowoltaicznego przyjętego do obliczeń technicznych:

PARAMETRY ZAPROJEKTOWANEGO MODUŁU W WARUNKACH STC			
Parametr	Symbol	Wartość	Jedn.
Moc maksymalna	P_{MAX}	535,00	Wp
Napięcie obwodu otwartego	V_{OC}	48,72	V
Prąd zwarcia	I_{SC}	14,07	A
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej	V_{MP}	40,38	V
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej	I_{MP}	13,25	A
Sprawność modułu		22,5	%
Współczynnik temperaturowy mocy	P_{MAX}	(-) 0,290	%/C
Współczynnik temperaturowy napięcia obwodu otwartego	V_{OC}	(-) 0,230	%/C
Współczynnik temperaturowy prądu zwarcia	I_{SC}	(+) 0,050	%/C
Maksymalne napięcie układu	$V_{MAX PV}$	1500	VDC
Maksymalny prąd bezpiecznika	$I_{REV. MAX PV}$	25	A
Maksymalne obciążenie statyczne, przód	5 400		Pa
Maksymalne obciążenie statyczne, tył	2 400		Pa
Temperatura pracy	Od (-) 40 do (+) 85		°C
Wymiary	W	2094	mm
	Sz	1134	
	G	35	
Współczynnik wypełnienia	FF	0,78	%
Waga	26,0		kg
Klasa bezpieczeństwa	Klasa II		
Odporność ogniowa	UL typ 1 lub typ 2		

2.2 Inwerter

Inwerter jest urządzeniem elektroenergetycznym służącym do przekształcania napięcia i natężenia prądu stałego DC uzyskanego z paneli fotowoltaicznych na energię, tj. napięcie i natężenie prądu przemiennego AC o parametrach sieci elektroenergetycznej, do której zostanie podłączony.

W przypadku awarii sieci elektroenergetycznej, inwerter odłącza system fotowoltaiczny i uniemożliwia dostarczanie wyprodukowanej energii do sieci ze względów bezpieczeństwa. Falownik wyposażony jest w zabezpieczenie zapobiegające prądom wstecznym.

Poniżej w tabeli zostały przedstawione przykładowe parametry projektowanego inwertera fotowoltaicznego:

PARAMETRY WYJŚCIOWE AC			
Parametr	Symbol	Wartość	Jedn.
Moc znamionowa AC	P _{AC}	15 000	W
Maksymalna moc pozorna AC	S _{MAX_AC}	15 000	VA
Maksymalny prąd wyjściowy	I _{AC MAX}	21,7 / 36,6	A
Maksymalny prąd AC – przejściowy	I _{WAC MAX}	80	A
Napięcie sieciowe	V _{AC}	400	V
Zakres częstotliwości	f	50	Hz
Współczynnik zawartości harmonicznych THD		<3	%
Zakres regulacji współczynnika mocy		~1	
PARAMETRY WEJŚCIOWE DC			
Parametr	Symbol	Wartość	Jedn.
Maksymalna moc wejściowa	P _{DC MAX}	22 500	Wp
Maksymalny prąd wejściowy MPPT	I _{MPPT MAX}	24	A
Maksymalny prąd zwarciový MPPT	I _{SC MAX}	35	A
Maksymalne napięcie DC	V _{DC MAX}	1 000	V
Zakres napięcia (przy pełnym obciążeniu) MPPT	V _{DC MPPT}	257 – 800	V
Napięcie nominalne MPPT	V _{DC MPPT}	580	V
Napięcie załączenia DC	V _{DC START}	188	V
Liczba MPPT	L _{MPPT}	3	
Liczba łańcuchów na MPPT	L _{STRING MPPT}	3/2	

Zaprojektowany inwerter fotowoltaiczny posiada certyfikat zgodności, który zgodnie z wymogami został wystawiony przez jednostkę certyfikującą, posiadającą kompetencję do

oceny danych urządzeń, akredytowaną na zgodność z normą EN ISO/IEC 17065 potwierdzające spełnienie wymagań wynikających z:

1. Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz.U. UE L 112/1 z 27.4.2016),
2. Wymogów Ogólnego Stosowania wynikających z rozporządzenia komisji UE 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci - zatwierdzone Decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki DRE.WOSE.7128.550.2.2018.ZJ z dnia 2 stycznia 2019 r.

Zgodnie z wymogami zaprojektowany inwerter znajduje się w wykazie certyfikowanych urządzeń, które zostały pozytywnie zweryfikowane przez Operatorów Sieci Dystrybucyjnych (OSD), będących jednocześnie członkami PTPIREE, zakresie posiadania odpowiednich certyfikatów sprzętu w procesie przyłączania modułów wytwarzania energii do sieci elektroenergetycznej (wykaz certyfikowanych urządzeń jest udostępniony na stronie internetowej PTPIREE).

2.3 Konstrukcja fotowoltaiczna

Moduły fotowoltaiczne będą montowane na konstrukcji gruntowej przystosowanej do montażu paneli fotowoltaicznych w układzie pionowym.

Poniżej na zdjęciach przedstawiono widok proponowanej konstrukcji montażowej.



Zakłada się wykorzystanie konstrukcji wbijanej lub poprzez zalanie słupów podporowych betonem min. B20. Konstrukcja została przebadana pod kątem wytrzymałościowym.

2.4 Skrzynki przyłączeniowe AC / DC

Moduły fotowoltaiczne zostaną zabezpieczone po stronie prądu stałego za pomocą rozłączników bezpiecznikowych DC oraz ochronników przepięciowych. Wszystkie urządzenia zabezpieczające zostaną umieszczone w rozdzielnicach połączeniowo-ochronnej DC_PV_1 oraz DC_PV_2 zamontowanych na konstrukcjach wsporczych montowanych przy poszczególnych stołach.

W celu odbioru energii elektrycznej z projektowanej instalacji fotowoltaicznej oraz wprowadzenie jej do sieci energetycznej projektuje się rozdzielnicę AC_PV instalacji fotowoltaicznej. Rozdzielnicę AC_PV należy zamontować na konstrukcji wsporczej stołu nr 1.

Projektuje się obudowy rozdzielnic jako hermetyczne (IP65) natynkowe.

2.5 Przewody fotowoltaiczne

Przewody fotowoltaiczne, to przewody przeznaczone do pracy z prądem stałym. Ich zadaniem jest odprowadzenie energii elektrycznej wytworzonej w modułach fotowoltaicznych do falownika. Z kolei kabel AC odpowiada za odprowadzenie energii elektrycznej z falownika do instalacji elektrycznej obiektu i sieci elektroenergetycznej. Zakłada się, że strata temperaturowa przewodów DC i kabli AC w systemie fotowoltaicznym powinna być mniejsza niż 2%.

Moduły PV należy łączyć szeregowo w łańcuchy za pomocą przewodów dostarczonych wraz z modułami PV. Do podłączenia modułów znajdujących się w różnych rzędach, a przyporządkowanych do jednego łańcucha wykorzystać dedykowane złączki w standardzie kompatybilnym z panelami przy wykorzystaniu przewodów solarnych typu H1Z2Z2-K. Nadmiary ww. przewodów należy przymocować do konstrukcji za pomocą dedykowanych uchwytów do przewodów Solarnych lub/i opasek odpornych na promieniowanie UV oraz szkodliwe czynniki atmosferyczne. Przewody solarne muszą charakteryzować się takimi cechami jak odporność na szkodliwe działanie czynników atmosferycznych, a w szczególności promieniowania UV, podwójną izolacją, wzmocnioną odpornością na uszkodzenia mechaniczne.

Parametry techniczne złącz przewodów instalacji fotowoltaicznej:

- maksymalny prąd instalacji fotowoltaicznej: 20A,
- maksymalne napięcie instalacji fotowoltaicznej: 1000V,
- termiczne warunki pracy: pomiędzy -40°C a +90°C,

- stopień ochrony: IP65.

Okablowanie między poszczególnymi modułami PV (grupą modułów PV) a inwerterami wykonane zostanie za pomocą kabli solarnych o parametrach:

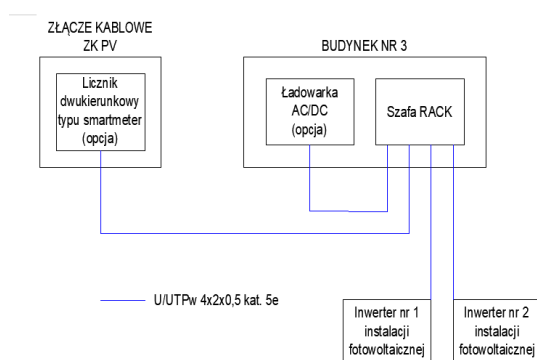
- napięcie znamionowe: 450/750V,
- pojedyncza wiązka,
- podwójna izolacja,
- przekrój miedzi do paneli fotowoltaicznych: 6 mm²,
- przekrój miedzi do magazynu energii: 6 mm²,
- żyły: wg PN/EN-60228, miedziane wielodrutowe klasy 5,
- powłoka: polwinitowa odporna na UV.

Między inwerterem a rozdzielnicą RAC oraz rozdzielnicą RGAR zostaną przeprowadzone kable miedziane oraz aluminiowe o parametrach odpowiednio dobranych do mocy instalacji fotowoltaicznej. Przekrój zastosowanego przewodu zostanie dobrany do warunków obciążenia długotrwałego oraz spadków napięć zgodnie z normą PN-IEC 60364-5-523.

2.6 Monitoring pracy instalacji fotowoltaicznej

Informacja na temat bieżącej produkcji energii elektrycznej przez panele fotowoltaiczne jest wizualizowana poprzez portal internetowy. Inwerter jest wyposażony kartę sieciową oraz moduł Wi-Fi. W celu doprowadzenia sygnału internetowego od budynku nr 3 do inwertera należy ułożyć przewód U/UTP 4x2x0,5 kat. 5e przystosowany do układania w gruncie.

Dodatkowo inwestor planuje w przyszłości podłączenie do instalacji systemowego magazynu energii. W tym celu należy przygotować przewody komunikacyjne zgodnie z poniższym schematem:



Dwukierunkowy licznik energii elektrycznej należy montować na głównym przewodzie zasilającym z tablicy licznikowej.

Miejsce montażu ładowarki do ustalenia z inwestorem. Zaleca się przygotowanie rury osłonowej od rozdzielnicy RG do planowanego miejsca montażu ładowarki dla przewodu zasilającego oraz doprowadzenie w te miejsce od głównej szyny wyrównania potencjału przewodu PE typu LgYżo 16 mm².

Przedstawiony na poprzedniej stronie schemat podłączenia może się różnić w zależności od wybranego systemu. Zaleca się aby inwerter oraz ładowarka były jednego producenta.

2.7 Instalacja odgromowa i połączenia wyrównawcze.

W projektowanej instalacji nie przewiduje się montażu instalacji odgromowej.

Zakłada się ochronę instalacji poprzez zainstalowanie ochronników przepięciowych typu T1+2 po stronie AC oraz DC. Ograniczniki przepięć – przeznaczone są do ochrony instalacji fotowoltaicznych przed przejściowymi przepięciami wywołanymi na zewnątrz instalacji fotowoltaicznej np. indukowanym napięciem poprzez uderzenie pioruna w linie elektroenergetyczną, bądź w jej obrębie lub przepięciami wewnętrznymi, powstającymi podczas załączania czy wyłączania nieobciążonej linii elektroenergetycznej. Zjawisko przejściowego przepięcia może spowodować uszkodzenie elementów instalacji elektrycznej w budynku lub instalacji fotowoltaicznej.

Poszczególne panele należy połączyć ze sobą przewodem LgYżo 6 mm² lub używając dedykowanych do instalacji fotowoltaicznych blaszek uziemiających oraz połączyć z konstrukcją montażową.

W projektowanej instalacji fotowoltaicznej przewiduje wykorzystanie konstrukcji montażowej jako uziomu naturalnego. W razie konieczności konstrukcję należy uziemić poprzez wykonanie uziomu pionowego wykonanego z pręta FeZn Ø16 lub bednarki FeZn 25x4. Wartość uziomu powinna być mniejsza niż 10 Ω. Projektuje się połączenie obu stołów bednarką stalową FeZn 25x4 mm.

2.8 Ochrona przeciwporażeniowa

Podstawą ochrony przeciwporażeniowej jest izolowanie części znajdujących się pod napięciem oraz ochrona w przypadku uszkodzenia izolacji. Ochrona przeciwporażeniowa

dodatkowa (przed dotykiem pośrednim) dla instalacji systemu fotowoltaicznego będzie realizowana poprzez samoczynne wyłączenie zasilania w układzie sieciowym TN-C-S poprzez wyłączniki instalacyjne nadmiarowo-prądowe, rozłączniki bezpiecznikowe, wyłączniki przeciwporażeniowe różnicowoprądowe oraz sieć połączeń wyrównawczych.

2.9 Ochrona przeciwprzepięciowa

Instalacja fotowoltaiczna zarówno po stronie AC jak i DC powinna być zabezpieczona przed wyładowaniami atmosferycznymi. Wybrany model falownika posiada wbudowane ograniczniki po stronie prądu stałego i zmiennego, dodatkowo w rozdzielnicach zostaną zamontowane ograniczniki przepięć po stronie AC oraz DC.

2.10 Inne zabezpieczenia

Falownik zastosowany w instalacji fotowoltaicznej wyposażony jest w urządzenia monitorujące parametry energii elektrycznej. W przypadku odchylenia monitorowanych parametrów częstotliwości i napięcia od parametrów granicznych normy PN-EN 50438, fotowoltaiczne źródło wytwórcze jest natychmiast odłączone od sieci elektroenergetycznej. System fotowoltaiczny pozostaje odłączony do momentu powrotu parametrów do ustawionych limitów.

Wykonanie wszystkich rozwiązań zabezpieczających instalację jest zgodne z obowiązującymi prawem i odpowiednimi normami, w tym z polską normą PN-HD 60364-4-41:2017-09 „Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa - Ochrona przed porażeniem elektrycznym”.

3. OBLICZENIA TECHNICZNE

Bazą do poniższych obliczeń będą warunki STC, tj. natężenie promieniowania słonecznego równe 1000 W/m^2 i temperatura ogniw 25°C . Zakłada się, że moduł może osiągać temperaturę nawet 70°C podczas upalnego dnia i rozpoczynać swoją pracę przy -25°C w mroźne poranki.

3.1 Obliczenie mocy DC w instalacji PV

P_{PV} – moc instalacji [Wp]

LM – liczba modułów na budynku [szt.]

$P_{STC\ PV}$ – moc jednostkowa modułu PV [Wp]

$$P_{PV} = LM \cdot P_{STC\ PV} = 56 \cdot 535 = 29960 \text{ [W]}$$

Obliczona maksymalna moc DC projektowanej instalacji fotowoltaicznej w warunkach STC wynosi 29,96 kWp.

3.2 Obliczenie minimalnej i maksymalnej ilości modułów połączonych szeregowo

Zmiana napięcia na 1°C:

ΔV – zmiana napięcia na 1° C [V/°C]

β – współczynnik temperaturowy napięcia obwodu otwartego [%/°C]

V_{OC} – napięcie obwodu otwartego [V]

$$\Delta V = \beta \cdot V_{OC} = 0,23 \cdot 48,72 = 0,112 \text{ [V/°C]}$$

Obliczona zmiana napięcia na 1°C wynosi 0.112 V.

Napięcie obwodu otwartego w temperaturze - 25°C:

V_{OC-25} – napięcie jałowe modułu o temperaturze -25°C [V]

$V_{MPPT-25}$ – napięcie robocze (w punkcie mocy maksymalnej) modułu o temperaturze -25°C [V]

V_{OC} - napięcie jałowe modułu w warunkach STC [V]

V_{MPPT} - napięcie robocze (w punkcie mocy maksymalnej) w warunkach STC

ΔV – obliczona zmiana napięcia na 1° C [V/°C]

ΔT_1 – różnica temperatur pomiędzy warunkami STC, a warunkami obliczeniowymi [°C]

$$V_{OC-25} = V_{OC} + (\Delta V \cdot \Delta T_1) = 48,72 + (0,112 \cdot 50) = 54,323 \text{ [V]}$$

lub

$$V_{MPPT-25} = V_{MPPT} + (\Delta V \cdot \Delta T_1) = 40,38 + (0,112 \cdot 50) = 45,983 \text{ [V]}$$

Obliczone napięcia są równe 54,323 [V] oraz 45,983 [V].

Napięcie w punkcie mocy maksymalnej w temperaturze 70°C:

$V_{MPPT+70}$ – napięcie pracy modułu o temperaturze +70°C [V]

V_{MPPT} – napięcie modułu w punkcie mocy maksymalnej w warunkach STC [V]

ΔV – obliczona zmiana napięcia na 1° C [V/°C]

ΔT_2 – różnica temperatur pomiędzy warunkami STC, a warunkami obliczeniowymi [°C]

$$V_{MPPT+70} = V_{MPPT} - (\Delta V \cdot \Delta T_2) = 40,38 - (0,112 \cdot 45) = 35,337 \text{ [V]}$$

Obliczone napięcie jest równe 35,337 [V].

Maksymalna wartość prądu roboczego

$I_{MPPT \max}$ – Maksymalna wartość prądu roboczego

$I_{MPPT \text{ STC}}$ - Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej w warunkach STC

$$I_{MPPT \max} = I_{MPPT \text{ STC}} \cdot 1,15 = 13,25 \cdot 1,15 = 15,238 \text{ [A]}$$

Maksymalna wartość prądu zwarcia

$I_{SC \max}$ – Maksymalna wartość prądu zwarcia

$I_{SC \text{ STC}}$ - Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej w warunkach STC

$$I_{SC \max} = I_{MPPT \text{ STC}} \cdot 1,25 = 14,07 \cdot 1,25 = 17,588 \text{ [A]}$$

3.3.1 Minimalna liczba modułów łączonych szeregowo

$LM_{\text{STRING MIN.}}$ – minimalna liczba modułów w łańcuchu [szt.]

$V_{DC \text{ START}}$ – napięcie startowe inwertera [V]

$V_{MPPT+70}$ – obliczone napięcie pracy modułu o temperaturze +70°C [V]

$$LM_{\text{STRING MIN.}} = V_{DC \text{ START}} \div V_{MPPT+70} = 188 \div 35,337 = 5,32$$

Minimalna liczba modułów połączonych szeregowo wynosi 6 szt.

3.3.2 Maksymalna liczba modułów łączonych szeregowo

$LM_{\text{STRING MAX.}}$ – maksymalna liczba modułów w łańcuchu [szt.]

$V_{DC \text{ MAX}}$ – maksymalne napięcie wejściowe inwertera [V]

$V_{MPPT \text{ MAX}}$ – górna granica napięcia MPPT inwertera [V]

V_{OC-25} – obliczone napięcie jałowe modułu o temperaturze -25°C [V]

$V_{MPPT-25}$ – napięcie robocze (w punkcie mocy maksymalnej) modułu o temperaturze -25°C [V]

$$LM_{\text{STRING MAX.}} = V_{DC \text{ MAX}} \div V_{OC-25} = 1000 \div 54,323 = 18,41$$

Lub

$$LM_{\text{STRING MAX.}} = V_{\text{MPPT MAX}} \div V_{\text{MPPT-25}} = 800 \div 45,983 = 17,40$$

W razie różnicy w obliczeniach wybieramy mniejszą wartość i zaokrąglamy ją w dół. W projektowanej instalacji maksymalna liczba modułów połączonych szeregowo wynosi 17 szt.

3.3.3 Maksymalna liczba łańcuchów połączonych równolegle

$LM_{\text{STRING MAX. MPPT}}$ – maksymalna liczba łańcuchów przyłączonych równolegle do falownika w punkcie MPPT [szt.]

$I_{f \text{ rob MPPT}}$ – maksymalny prąd wejściowy na MPPT inwertera [A]

$I_{f \text{ max MPPT}}$ – maksymalny prąd zwarciový na MPPT inwertera [A]

$I_{\text{MPP STC}}$ – natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej modułu [A]

$I_{\text{sc STC}}$ – natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej modułu [A]

$$LM_{\text{STRING MAX. MPPT}} = I_{f \text{ rob MPPT}} \div I_{\text{MPP STC}} = 24 \div 13,25 = 1,81$$

Lub

$$LM_{\text{STRING MAX. MPPT}} = I_{f \text{ max MPPT}} \div I_{\text{sc STC}} = 35 \div 14,07 = 2,49$$

W razie różnicy w obliczeniach wybieramy mniejszą wartość i zaokrąglamy ją w dół. W projektowanej instalacji nie ma możliwości połączenia równoległego łańcuchów w obrębie jednego MPPT. W związku z powyższym zaprojektowano po jednym inwerterze na każdy ze stołów.

3.5 Ochrona przepięciowa

W projektowanej instalacji fotowoltaicznej przewiduje się zastosowanie ograniczników przepięć AC oraz DC typu 1+2. Ochronniki powinny być połączone z główną szyną wyrównawczą przewodem o przekroju minimum 16 mm^2 . Projektowane ograniczniki przepięć DC typu 1+2 dobrane zostały w taki sposób, aby napięcie obwodu otwartego nie przekraczało maksymalnego (jałowego) napięcia wejściowego na falownik.

V_{OC} - napięcie jałowe modułu w warunkach STC [V]

LM – dobrana maksymalna liczba modułów w stringu - 16 [szt.]

V_{SPD} - napięcie znamionowe ogranicznika przepięć [V]

$V_{DC\ MAX}$ – maksymalne napięcie wejściowe inwertera [V]

$$V_{OC} \cdot 120\% \cdot LM \leq V_{SPD} \leq V_{DC\ MAX} \rightarrow 935,42 \leq 1000 \leq 1000$$

Zgodnie z powyższą zależnością, dla projektowanej instalacji dobrano ograniczniki przepięć DC typu 1+2 o parametrach: $U_{OCSTC}=1000\ VDC$, $U_{CPV}=1200\ VDC$, $I_{IMP}=12,5\ kA$, $I_N=20\ kA$, $I_{MAX}=40\ kA$

Po stronie AC zaprojektowano ogranicznik przepięć typu 1+2 o parametrach: $U_C=275\ VAC$, $U_T=440\ VAC$, $I_{IMP}=12,5\ kA$, $I_N=20\ kA$, $I_{MAX}=50\ kA$.

3.6 Przewody fotowoltaiczne

Przewody fotowoltaiczne, to przewody przeznaczone do pracy z prądem stałym. Ich zadaniem jest odprowadzenie energii elektrycznej wytworzonej w modułach fotowoltaicznych do falownika. Z kolei kabel AC odpowiada za odprowadzenie energii elektrycznej z falownika do instalacji elektrycznej obiektu i sieci elektroenergetycznej. Zakłada się, że strata temperaturowa przewodów DC i kabli AC w systemie fotowoltaicznym powinna być mniejsza niż 1% dla strony DC i AC.

Dobór przekroju przewodów DC

Strata w % do punktu kontrolnego – okablowanie punktu kontrolnego (dla najdalszego stringu):

$Strata_{DC}$ – dopuszczalna strata na łączeniach modułów PV w [%]

I_{PV} – prąd płynący w obwodzie DC [A]

S_{PPV} – przekrój poprzeczny przewodów łączeniowych paneli PV – 4 [mm²]

U_{LDC} – napięcie w punkcie mocy maksymalnej w łańcuchu PV [V]

γ – przewodność właściwa miedzi [m/($\Omega \cdot mm^2$)]

L_{PV} – sumaryczna długość przewodu łańcucha do punktu kontrolnego [m]

$$Strata_{DC} = \frac{I_{PV} \cdot L_{DC}}{U_{LDC} \cdot \gamma \cdot S_{PPV}} \cdot 100\% = \frac{13,25 \cdot 33,6}{565,32 \cdot 57 \cdot 4} \cdot 100\% = 0,35[\%]$$

Obliczenie przekroju przewodu:

S_{DC} – przekrój poprzeczny przewodów fotowoltaicznych [mm²]

P_{PV} – moc łańcucha modułów fotowoltaicznych [Wp]

L_{DC} – sumaryczna długość przewodu łańcucha [m]

U_{LDC} – napięcie w punkcie mocy maksymalnej w łańcuchu PV [V]

γ – przewodność właściwa miedzi [$\text{m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$]

$\Delta U_{\% \text{DOP}}$ – dopuszczalny spadek napięcia [%]

$$S_{DC} = \frac{P_{PV} \cdot L_{DC}}{U_{\text{LDC}}^2 \cdot \gamma \cdot \Delta U_{\% \text{DOP}}} = \frac{7490 \cdot 8}{565,32^2 \cdot 57 \cdot 0,65} = 0,50 [\text{mm}^2]$$

Do dalszych obliczeń przyjmujemy przewód DC o przekroju 6 mm^2 .

Obliczenie procentowego spadku mocy:

$\Delta P_{\% \text{LDC}}$ – procentowy spadek mocy [%]

L_{DC} – sumaryczna długość przewodu łańcucha [m]

γ – przewodność właściwa miedzi [$\text{m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)$]

S_{DC} – przekrój poprzeczny przewodu [mm^2]

P_{LDC} – moc łańcucha modułów fotowoltaicznych [Wp]

U_{LDC} – napięcie w punkcie mocy maksymalnej w łańcuchu PV [V]

$$\Delta P_{\text{LDC}\%} = \text{Strata}_{DC} + \frac{P_{\text{LDC}} \cdot L_{DC}}{U_{\text{LDC}}^2 \cdot S_{DC}} \cdot 100\% = 0,35 + \frac{7490 \cdot 8}{565,32^2 \cdot 6} \cdot 100\% = 0,40 [\%]$$

Obliczenie spadku mocy:

ΔP_{LDC} – spadek mocy [W]

$\Delta P_{\% \text{LDC}}$ – procentowy spadek mocy łańcucha PV [%]

P_{LDC} – moc łańcucha modułów fotowoltaicznych [Wp]

$$\Delta P_{\text{LDC}} = \Delta P_{\% \text{LDC}} \cdot P_{\text{LDC}} = 0,4\% \cdot 7490 = 29,98 [\text{W}]$$

W projektowanej instalacji fotowoltaicznej należy zastosować przewody DC o przekroju 6 mm^2 .

Dobór przekroju przewodów AC

Przewody AC należy dobrać ze względu na maksymalny dopuszczalny spadek napięcia między falownikiem a złączem ZKPV wynoszący 1%. Do obliczeń przyjmujemy dane zawarte w instrukcji obsługi oraz karcie katalogowej urządzenia: moc falownika 15 kW, $\cos\varphi=1$, znamionowy prąd wyjściowy AC 21,7 A.

Obliczamy spadek napięcia dla falownika nr 2 do rozdzielnic AC_PV – zakładamy maksymalny spadek napięcia równy 0,2 %

S_{AC} – przekrój poprzeczny przewodu AC [mm^2]

U_F – napięcie między fazowe sieci AC [V]

P_{AC} – maksymalna moc inwertera po stronie AC [W]

γ_{Cu} – przewodność właściwa miedzi [$m/(\Omega \cdot mm^2)$]

$\Delta U_{\%DOP}$ – dopuszczalny spadek napięcia [%]

L_{AC} – sumaryczna długość przewodu AC [m]

Dobór przewodu ze względu na moc obciążenia:

$$S_{AC} = \frac{P_{AC} \cdot L_{AC}}{U_F^2 \cdot \gamma_{Cu} \cdot \Delta U_{\%DOP}} = \frac{15000 \cdot 10}{400^2 \cdot 57 \cdot 0,0002} = 8,2 [mm^2]$$

Uwzględniając powyższe obliczenia dobieramy YKY 5x10 mm², obliczony spadek napięcia dla wybranego kabla wynosi 0,16%.

Obliczamy spadek napięcia od rozdzielnic AC_PV do złącza ZKPV – zakładamy maksymalny spadek napięcia równy 0,84 %.

γ_{Al} – przewodność właściwa aluminium [$m/(\Omega \cdot mm^2)$]

Dobór przewodu ze względu na moc obciążenia:

$$S_{AC} = \frac{P_{AC} \cdot L_{AC}}{U_F^2 \cdot \gamma_{Al} \cdot \Delta U_{\%DOP}} = \frac{30000 \cdot 70}{400^2 \cdot 35 \cdot 0,0082} = 44 [mm^2]$$

Uwzględniając powyższe obliczenia dobieramy YAKXs 4x50 mm².

Sprawdzenie spadku napięcia na przewodzie zasilającym.

S_{Cu} – przekrój poprzeczny przewodu od RG do inwertera AC [mm²]

P_{AC} – maksymalna moc inwertera po stronie AC [W]

L_{AC} – sumaryczna długość przewodu AC [m]

U_F – napięcie międzyfazowe sieci AC [V]

γ_{Al} – przewodność właściwa aluminium [$m/(\Omega \cdot mm^2)$]

$\Delta U_{\%}$ – spadek napięcia na przewodzie zasilającym [%]

$$\Delta U_{\%} = \frac{P_{AC} \cdot L_{AC}}{U_F^2 \cdot \gamma_{Cu} \cdot S_{Cu}} \cdot 100\% = 0,16\% + \frac{30000 \cdot 70}{400^2 \cdot 35 \cdot 50} \cdot 100\% = 0,91 [\%]$$

W projektowanym systemie fotowoltaicznym przewidziano zastosowanie przewodów DC np. H1Z2Z2-K 6 mm² oraz przewody zasilające AC: YKY 5x6 mm², YKY 5x10 mm² oraz YAKXs 4 x 50 mm².

3.7 Dobór zabezpieczeń

Dobór zabezpieczenia AC:

Dla zasilania inwertera zgodnie z PN-IEC 60364-5-523:2001 przy koordynacji zabezpieczeń i doborze przekrojów kabli muszą być spełnione warunki:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_2 / k \times I_n / < 1,45 \times I_z$$

Do zabezpieczenia inwertera dobrano wyłącznik nadprądowy B25 A.

k – współczynnik krotności prądu bezpiecznika;

I_b – maksymalny prąd wyjściowy po stronie AC falownika;

I_z – długotrwała obciążalność kabla;

I_n – prąd znamionowy bezpiecznika;

I_2 – prąd zadziałania bezpiecznika.

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

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

$$I_2 \leq k \cdot I_n$$

$$21,7 \leq I_n \leq 25 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 56 = 81,20 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot 25 = 36,25 \text{ A}$$

Zgodnie z powyższym dobrany kabel zasilający oraz zabezpieczenia zostały prawidłowo dobrane.

Dobór zabezpieczenia DC:

W projektowanej instalacji fotowoltaicznej zastosowano zabezpieczenie DC zgodnie z poniższymi obliczeniami:

Obliczenie prądu znamionowego bezpiecznika DC:

I_{SC} – prąd zwarcia łańcucha modułów

I_N – prąd znamionowy bezpiecznika

$$I_N \geq I_{SC} \cdot 1,375$$

$$I_N \geq 14,07 \cdot 1,375$$

$$I_N \geq 18,22$$

$$I_N = 20$$

Obliczenie napięcia znamionowego bezpiecznika DC:

U_{OC} – napięcie obwodu otwartego łańcucha modułów

U_N – napięcie znamionowe bezpiecznika

$$U_N \geq U_{0C} \cdot 1,2$$

$$U_N \geq 779,52 \cdot 1,2$$

$$U_N \geq 935,42$$

$$U_N = 1000$$

Zgodnie z powyższymi obliczeniami do zabezpieczenia obwodu DC instalacji fotowoltaicznej dobrano rozłącznik bezpiecznikowy z wkładką topikową 20A 1000VDC.

4. OCHRONA PRZECIWPOŻAROWA

Instalacja fotowoltaiczna, podobnie jak inne urządzenia elektryczne, może ulec zapaleniu. Najczęstszymi przyczynami pożaru tych systemów są wyładowania atmosferyczne, zwarcia wewnętrzne, niewłaściwie dobrane zabezpieczenia i oprowadowanie lub ich brak, bądź słabe jakościowo komponenty instalacji. Jednak pożary w budynku częściej wybuchają z innych przyczyn, niezależnych od instalacji fotowoltaicznej.

Podstawowym krokiem przy gaszeniu pożaru przez strażaków jest odłączenie głównego zasilania w budynku. Pozwala to na rozpoczęcie akcji gaśniczej bez ryzyka porażenia strażaków czy ofiar pożaru od strony sieci elektroenergetycznej. Istotne jest także odłączenie wszystkich alternatywnych źródła zasilania – oprócz modułów fotowoltaicznych mogą to być także przykładowo agregaty prądotwórcze. Należy jednak pamiętać, że wyłączenie zasilania głównego strony AC, nie eliminuje ryzyka porażenia prądem przez stronę DC. Moduły fotowoltaiczne, na które pada promieniowanie słoneczne, w dalszym ciągu mogą generować niebezpieczne wartości napięcia na zaciskach łańcuchów, pomimo że falownik jest wyłączony. Z tego względu instalacja elektryczna w budynku powinna być ciągle traktowana, jak gdyby była pod napięciem i strażacy powinni zachować odpowiednie procedury gaszenia urządzeń elektrycznych, tj. korzystać z odpowiednich środków gaśniczych służących do gaszenia urządzeń elektrycznych pod napięciem, mieć na uwadze ryzyko porażenia prądem gaszącego od konstrukcji czy przewodzącego pokrycia dachu itd. Moduły fotowoltaiczne nie są łatwo palne i nie wpływają na rozprzestrzenianie się ognia – ich gaszenie powinno odbywać się jedynie w momencie pożaru dachu. Możliwa jest również sytuacja, że moduły występują na innym budynku, niż objęty pożarem, z którym są połączone, co również może powodować niebezpieczeństwo porażenia prądem.

W celu zminimalizowania zagrożenia pożarowego ze strony instalacji PV, wykonawca powinien przestrzegać poniższych zaleceń:

- Połączenia DC należy wykonywać za pomocą dobrych jakościowo szybkozłączy (np. złączy MC4), należy używać wyłącznie tego samego typu i producenta;
- Minimalizować ilość połączeń DC;
- trasy przewodów DC prowadzić w metalowych kanałach kablowych (eliminując wszelkie ostre krawędzie), a tam gdzie to konieczne w obudowie zapewniającej EI 30, EI 60 lub EI 120,
- trasy przewodów odpowiednio oznakować: „Niebezpieczeństwo – wysokie napięcie DC w ciągu dnia obecne po wyłączeniu instalacji”,
- przepusty instalacyjne przez ściany oddzielenia przeciwpożarowego należy zabezpieczyć w tej samej klasie odporności ogniowej co przegroda.

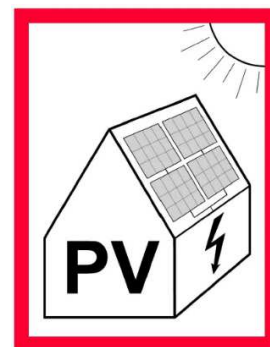
W związku z tym, że do akcji gaśniczej najszybciej mogą przystąpić mieszkańcy danego budynku, można zamontować w pobliżu inwertera gaśnicę proszkową 4 kg ABC (GP-4x).

Grupa gaśnic, którymi wolno gasić urządzenia pod napięciem posiada napis na polu etykiety informujący „Do gaszenia urządzeń pod napięciem elektrycznym do 1000V” i są to wszystkie gaśnice proszkowe i śniegowe, przy czym wymagane jest zachowanie minimalnej odległości 1m od gaszonego urządzenia).

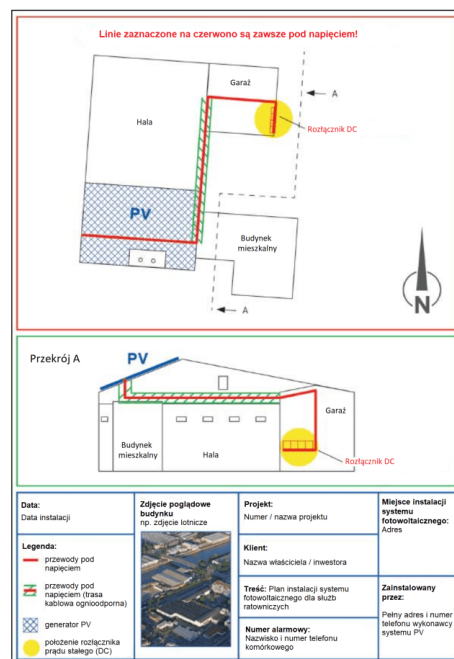
Można również stosować gaśnice mgłowe GWM-3x lub GWM-6x – bezpieczne przy gaszeniu urządzeń elektronicznych pod napięciem i bardzo skuteczne. Nie uszkodzają przy tym układów elektronicznych – nie należy mylić z uszkodzeniem spowodowanym temperaturą od ognia.

Ponadto w celu zapewnienia odpowiedniego bezpieczeństwa dla ekip ratowniczo gaśniczych należy odpowiednio oznakować obiekt wyposażony w PV (zgodnie z normą PN-EN 60364-7-712). Naklejka z wizerunkiem modułów PV na dachu budynku powinna być umieszczona:

- w miejscu przyłączenia instalacji PV,
- w rozdzielni głównej budynku,
- przy liczniku oraz
- przy głównym wyłączniku zasilania.



- Z uwagi na zapewnienie bezpieczeństwa ekip ratowniczych podczas działań, należy wykonać oznaczenia następujących składowych instalacji fotowoltaicznej oraz wykonania planu urządzenia fotowoltaicznego a także . Część graficzna powinna zawierać:
- obszar lokalizacji modułów PV,
- lokalizację falownika PV,
- miejsce usytuowania elementu (np. rozłącznika) zapewniającego odłączenie napięcia po stronie DC falownika (nawet jeśli stanowi wyposażenie falownika PV),



- przebieg tras oprzewodowania prądu stałego pozostających pod napięciem,
- ewentualnych ognioodpornych obudów lub osłon wykonanych na tym oprzewodowaniu,
- opcjonalnie przebiegu tras oprzewodowania prądu przemiennego,
- legendę zastosowanych oznaczeń graficznych i literowych,
- wskazanie osób lub podmiotów opracowujących plan oraz datę jego opracowania.

Dodatkowo użytkownikowi należy dostarczyć instrukcję użytkowania instalacji PV, którą należy wyposażać w opis działania w przypadku pożaru.

Uwaga. Wykonawca jest zobowiązany do wykonania karty zgłoszenia do straży pożarnej oraz wykonać plan usytuowania elementów instalacji fotowoltaicznej wykonawczej zgodnie z powyższym opisem. Dodatkowo jeżeli zostały wprowadzone zmiany do zaprojektowanego rozwiązania należy ponownie uzgodnić z rzeczoznawcą PPOŻ projekt powykonawczy.

5. WYNIKI SYMULACJI

Symulację działania projektowanej instalacji fotowoltaicznej z magazynem energii przeprowadzono w programie PV-Sol.

- Ilość modułów fotowoltaicznych – 56 szt.;
- Powierzchnia zajęta przez moduły fotowoltaiczne – 132 m²;
- Moc elektrowni fotowoltaicznej – 29,96 kWp
- Energia wyprodukowana przez system PV w pierwszym roku działania – 31 414 kWh/rok

- Emisja CO, której uda się uniknąć – 26 128 kg/rok

6. UWAGI KOŃCOWE

Urządzenia wchodzące w skład instalacji powinny:

- Być fabrycznie nowe, data produkcji nie więcej niż 6 miesięcy przed datą instalacji urządzenia;
- Posiadać gwarancję producentów modułów na co najmniej 12 lat od daty uruchomienia instalacji;
- Posiadać minimum 25 letnią gwarancję na liniową pracę instalacji.

Montażu może dokonać wykonawca spełniający, co najmniej jedno z wymagań:

- Może sprawować samodzielne funkcje techniczne w budownictwie, tj. ma uprawnienia do kierowania robotami budowlanymi w zakresie sieci, instalacji i urządzeń elektrycznych i elektroenergetycznych;
- Posiada świadectwo kwalifikacyjne, uprawniające do zajmowania się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci na stanowisku dozoru lub eksploatacji – w zakresie niezbędnym dla montowanej instalacji;
- Posiada ważny certyfikat wystawiony przez Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego odpowiednio w zakresie instalowania systemów fotowoltaicznych.

Całość prac należy wykonać zgodnie z obowiązującymi przepisami, normami, warunkami oraz wiedzą techniczną.

Do wykonywania instalacji należy stosować materiały i urządzenia posiadające aktualne atesty i certyfikaty.

Należy stosować się od aktualnej wieloarkuszowej normy PN-IEC-60364 oraz obowiązkowo do wytycznych producentów urządzeń.

Po wykonanych pracach instalacyjnych wykonawca zobowiązany jest do przeprowadzenia odpowiednich badań i pomiarów potwierdzających prawidłowość wykonania instalacji. Badania należy udokumentować protokołem i przekazać inwestorowi wraz z dokumentacją powykonawczą.

W rozdzielnicach elektrycznych należy bezwzględnie umiejscowić aktualne schematy danej rozdzielnicy.

Wykonawca przygotowuje i przekazuje dla użytkownika lub właściciela instalacji fotowoltaicznej wnioski wraz z dokumentami niezbędnymi do złożenia wniosku na wymianę licznika energii na dwukierunkowy. Wyłącznie po wymianie licznika energii przez OSD można uruchomić instalację fotowoltaiczną.

.....

Opracował



Zaświadczenie

o numerze weryfikacyjnym:

PDL-FRE-17X-SI3 *

Pan Michał Kuczyński o numerze ewidencyjnym PDL/IE/0018/09
adres zamieszkania ul. Rybacka 60/1, 15-509 Sobolewo
jest członkiem Podlaskiej Okręgowej Izby Inżynierów Budownictwa i posiada wymagane
ubezpieczenie od odpowiedzialności cywilnej.
Niniejsze zaświadczenie jest ważne od 2024-02-01 do 2024-12-31.

Zaświadczenie zostało wygenerowane elektronicznie i opatrzone bezpiecznym podpisem elektronicznym
weryfikowanym przy pomocy ważnego kwalifikowanego certyfikatu w dniu 2024-01-03 roku przez:

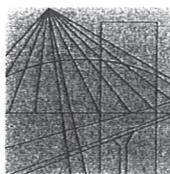
Krzysztof Ciuńczyk, Przewodniczący Rady Podlaskiej Okręgowej Izby Inżynierów Budownictwa.

Zgodnie z art. 78¹ K.c.

§ 1. Do zachowania elektronicznej formy czynności prawnej wystarczy złożenie oświadczenia woli w postaci elektronicznej i opatrzenie go
kwalifikowanym podpisem elektronicznym.

§ 2. Oświadczenie woli złożone w formie elektronicznej jest równoważne z oświadczeniem woli złożonym w formie pisemnej.

* Weryfikację poprawności danych w niniejszym zaświadczeniu można sprawdzić za pomocą numeru weryfikacyjnego zaświadczenia na
stronie Polskiej Izby Inżynierów Budownictwa www.piib.org.pl lub kontaktując się z biurem właściwej Okręgowej Izby Inżynierów
Budownictwa.



PODLASKA
OKRĘGOWA
I Z B A
INŻYNIERÓW
BUDOWNICTWA

Białystok, dnia 12 grudnia 2008 r.

POIIB.KK.7131-7132/007/08

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 późniejszymi zmianami), art. 12 ust. 3, art. 13 ust. 1 pkt 1 i 2, art. 14 ust. 1 pkt 5 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (tekst jednolity: Dz. U. z 2003 r. Nr 207, poz. 2016, z późniejszymi zmianami), art. 5 ustawy z dnia 28 lipca 2005 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 163, poz. 1364) oraz § 12 pkt 1 rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 18 maja 2005 r. w sprawie samodzielnych funkcji technicznych w budownictwie (Dz. U. Nr 96, poz. 817), Komisja Kwalifikacyjna Podlaskiej Okręgowej Izby Inżynierów Budownictwa stwierdza, że

Pan MICHAŁ KUCZYŃSKI
magister inżynier
o kierunku: elektrotechnika
urodzony dnia 22 października 1976 r. w Mońkach

otrzymuje

UPRAWNIENIA BUDOWLANE
numer ewidencyjny PDL/0137/PWOE/08

**do projektowania i kierowania robotami budowlanymi 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 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (tekst jednolity: Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071, z późniejszymi zmianami), odstępuje się od uzasadnienia decyzji. Szczegółowy zakres nadanych uprawnień budowlanych określono na odwrocie decyzji.

POUCZENIE

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

1. Przewodniczący Komisji Kwalifikacyjnej POIIB
mgr inż. Bogdan Siuda
2. Z-ca Przewodniczącego Komisji Kwalifikacyjnej POIIB
mgr inż. Jakub Grzegorzczak
3. Sekretarz Komisji Kwalifikacyjnej POIIB
mgr inż. Bogdan Bański
4. Członek Komisji Kwalifikacyjnej POIIB
mgr inż. Anna Andruszkiewicz
5. Członek Komisji Kwalifikacyjnej POIIB
mgr inż. Wiktor Ostasiewicz
6. Członek Komisji Kwalifikacyjnej POIIB
mgr inż. Danuta Piszczatowska
7. Członek Komisji Kwalifikacyjnej POIIB
mgr inż. Mirosław Jerzy Szumski



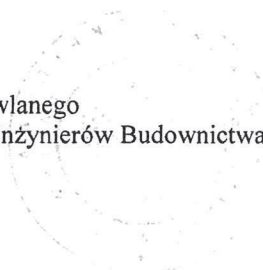
[Handwritten signatures of the members of the Qualification Commission]

**Szczegółowy zakres uprawnień budowlanych
do projektowania i kierowania robotami budowlanymi bez ograniczeń
w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń
elektrycznych i elektroenergetycznych**

- I. Zgodnie z art. 12 ust. 1 pkt 1 i 2 oraz art. 13 ust. 3 i 4 ww. ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, w wyżej wymienionej specjalności, niniejsze uprawnienia upoważniają do:
- projektowania, sprawdzania projektów architektoniczno-budowlanych i sprawowania nadzoru autorskiego,
 - kierowania budową lub innymi robotami budowlanymi,
 - kierowania wytwarzaniem konstrukcyjnych elementów budowlanych oraz nadzoru i kontroli technicznej wytwarzania tych elementów,
 - wykonywania nadzoru inwestorskiego,
 - sprawowania kontroli technicznej utrzymania obiektów budowlanych
- bez ograniczeń.**
- II. Zgodnie z § 24 ust. 1 oraz § 3 ust. 1 ww. rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 18 maja 2005 r. w sprawie samodzielnych funkcji technicznych w budownictwie, niniejsze uprawnienia budowlane upoważniają do:
- projektowania i kierowania robotami budowlanymi związanymi z obiektem budowlanym, takim jak: sieci, instalacje i urządzenia elektryczne i elektroenergetyczne, w tym kolejowe, trolejbusowe i tramwajowe sieci trakcyjne wraz z urządzeniami do zasilania i sterowania,
 - sporządzania projektu zagospodarowania działki lub terenu w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji i urządzeń elektrycznych i elektroenergetycznych, z zastrzeżeniem § 3 ust. 2 ww. rozporządzenia.

Otrzymują:

1. Pan Michał Kuczyński
Dziękonia 39
19-100 Mońki
2. Główny Inspektor Nadzoru Budowlanego
3. Rada Podlaskiej Okręgowej Izby Inżynierów Budownictwa
4. aa.



Białystok, dn. 25.11.2024 r.

Oświadczenie projektanta

Zgodnie z art. 34 ust. 3d pkt 3 ustawy z dnia 7 lipca 1994r. –

Prawo Budowlane /Dz.U. 2003r. nr 207 poz. 2016 z późn. zm./ oświadczam, że

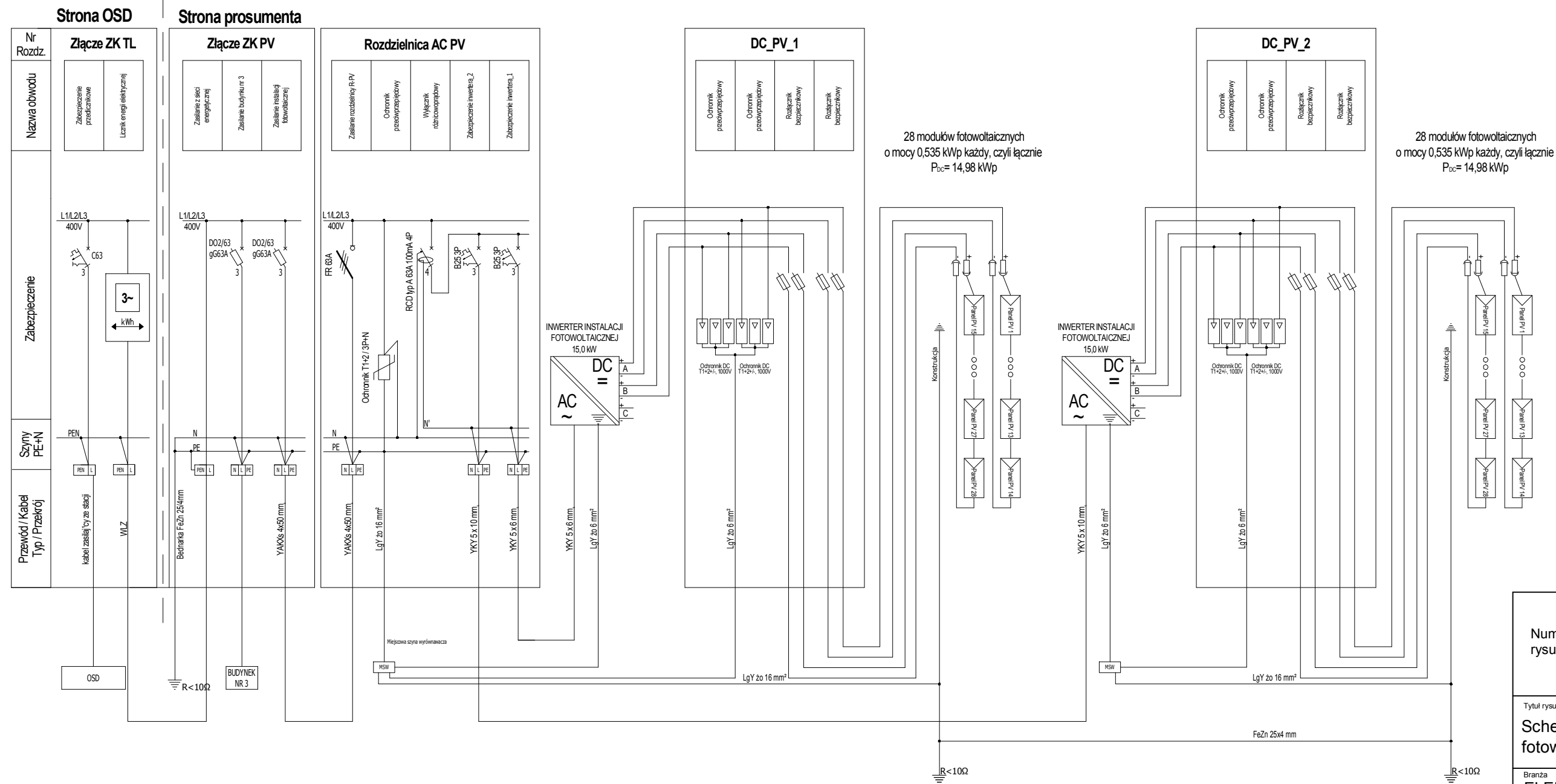
PROJEKT TECHNICZNY

**PROJEKT INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ NA TERENIE NADLEŚNICTWA WALIŁY
POŁOŻONEJ W MIEJSCOWOŚCI WALIŁY STACJA, DZ. NR GEOD. 1142/19**

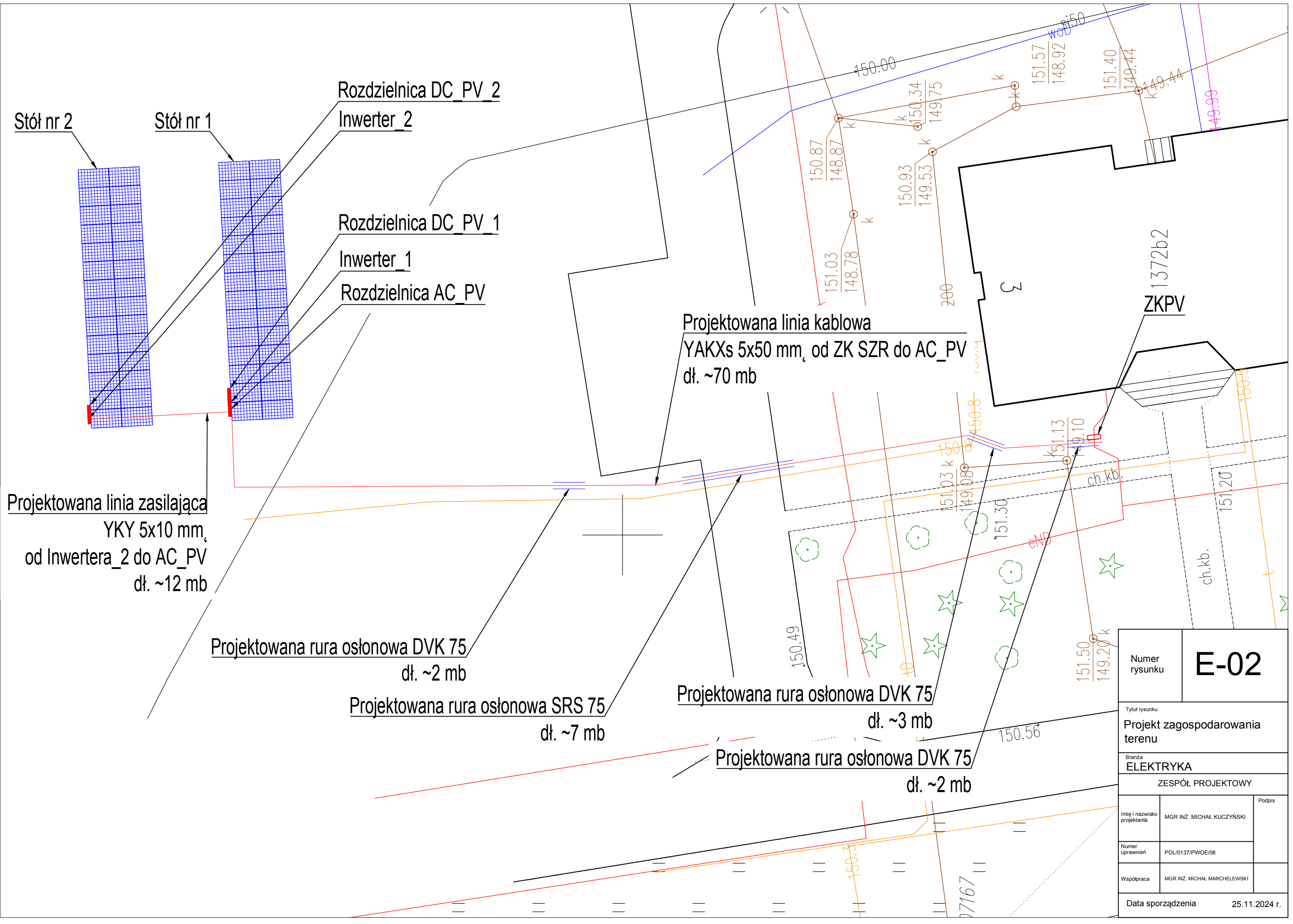
został sporządzony zgodnie z obowiązującymi przepisami oraz zasadami wiedzy technicznej.

Autor projektu:.....

SCHEMAT PRZYŁĄCZENIA MIKROINSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ NA KONSTRUKCJI WOLNOSTOJĄCEJ NA ZIEMI



Numer rysunku		E-01	
Tytuł rysunku			
Schemat zasilania instalacji fotowoltaicznej			
Branża			
ELEKTRYKA			
ZESPÓŁ PROJEKTOWY			
Imię i nazwisko projektanta		MGR INŻ. MICHAŁ KUCZYŃSKI	Podpis
Numer uprawnień		PDL/0137/PWOE/08	
Współpraca		MGR INŻ. MICHAŁ MARCHELEWSKI	
Data sporządzenia		25.11.2024 r.	



Stół nr 2

Stół nr 1

Rozdzielnica DC_PV_2

Inwerter_2

Rozdzielnica DC_PV_1

Inwerter_1

Rozdzielnica AC_PV

Projektowana linia zasilająca
YKY 5x10 mm,
od Inwertera_2 do AC_PV
dł. ~12 mb

Projektowana rura osłonowa DVK 75
dł. ~2 mb

Projektowana rura osłonowa SRS 75
dł. ~7 mb





























Projektowana linia kablowa
YAKXs 5x50 mm, od ZK SZR do AC_PV
dł. ~70 mb

Projektowana rura osłonowa DVK 75
dł. ~3 mb





























Projektowana rura osłonowa DVK 75
dł. ~2 mb

Numer rysunku		E-02	
Tytuł rysunku			
Projekt zagospodarowania terenu			
Branża ELEKTRYKA			
ZESPÓŁ PROJEKTOWY			
Imię i nazwisko projektanta	MGR INŻ. MICHAŁ KUCZYŃSKI		Podpis
	PDL/0137/PWOE/08		
Numer uprawnień	MGR INŻ. MICHAŁ MARCHELEWSKI		
Współpraca			
Data sporządzenia		25.11.2024 r.	

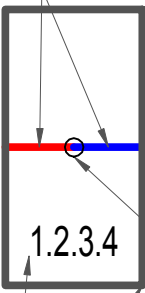
STÓŁ NR 1

 1.1.2.1	 1.1.2.2	 1.1.2.3	 1.1.2.4	 1.1.2.5	 1.1.2.6	 1.1.2.7	 1.1.2.8	 1.1.2.9	 1.1.2.10	 1.1.2.11	 1.1.2.12	 1.1.2.13	 1.1.2.14
 1.1.1.1	 1.1.1.2	 1.1.1.3	 1.1.1.4	 1.1.1.5	 1.1.1.6	 1.1.1.7	 1.1.1.8	 1.1.1.9	 1.1.1.10	 1.1.1.11	 1.1.1.12	 1.1.1.13	 1.1.1.14

STÓŁ NR 2

 1.2.2.1	 1.2.2.2	 1.2.2.3	 1.2.2.4	 1.2.2.5	 1.2.2.6	 1.2.2.7	 1.2.2.8	 1.2.2.9	 1.2.2.10	 1.2.2.11	 1.2.2.12	 1.2.2.13	 1.2.2.14
 1.2.1.1	 1.2.1.2	 1.2.1.3	 1.2.1.4	 1.2.1.5	 1.2.1.6	 1.2.1.7	 1.2.1.8	 1.2.1.9	 1.2.1.10	 1.2.1.11	 1.2.1.12	 1.2.1.13	 1.2.1.14

OZNACZENIE PRZEWODÓW
ŁĄCZĄCYCH +/-
STRING NR 1
STRING NR 2



PUSZKA POŁĄCZENIOWA

1.2.3.4

PANEL FOTOWOLTAICZNY, MONO,
P_{STC}=535 Wp,
DłxSZxWYS - 2094x1134x35 mm
NUMER PORZĄDKOWY
PANELA FOTOWOLTAICZNEGO:
1. NUMER FALOWNIKA
2. NUMER PUNKTU MPPT
3. NUMER WEJŚCIA W PUNKCIE MPPT
4. KOLEJNOŚĆ PANELA W STRINGU

Numer rysunku	E-03	
Tytuł rysunku Schemat połączeń paneli fotowoltaicznych		
Branża ELEKTRYKA		
ZESPÓŁ PROJEKTOWY		
Imię i nazwisko projektanta	MGR INŻ. MICHAŁ KUCZYŃSKI	Podpis
Numer uprawnień	PDL/0137/PW/OE/08	
Współpraca	MGR INŻ. MICHAŁ MARCHELEWSKI	
Data sporządzenia		25.11.2024 r.