

ul. A-10 nr. 23
32-086 Węgrzce
Kraków

tel. (012) 285 82 20
fax. (012) 285 92 11

INWESTOR : Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

**INWESTYCJA : Instalacja fotowoltaiczna-samoodśnieżająca na dachu budynku
Basenu AGH przy ul. Jana Buszka 4 w Krakowie**

Studium: PROJEKT WYKONAWCZY

**Branża: INSTALACJE ELEKTRYCZNE I KONSTRUKCJE
WSPORCZE**

ZESPÓŁ PROJEKTOWY

Imię nazwisko projektanta, zakres i numer uprawnień

Data i podpis

*PROJEKTANT BRANŻA
ELEKTRYCZNA*

mgr inż. Krystian Sobota MAP/0071/PwOE/10
Uprawnienia w branży elektrycznej bez
ograniczeń

Sierpień 2022

*SPRAWDZAJACY BRANŻA
ELEKTRYCZNA*

mgr inż. Maciej Majkowski
upr nr. 9/2002
Uprawnienia w branży elektrycznej bez
ograniczeń

Sierpień 2022

OPRACOWAŁ

inż. Waldemar Wąs

Sierpień 2022

BRANŻA ELEKTRYCZNA

Zawartość

1	OPIS TECHNICZNY	4
2	PRZEDMIOT OPRACOWANIA	4
3	PODSTAWA OPRACOWANIA I NORMY	4
4	DEFINICJE I POJĘCIA	4
5	INSTALACJA FOTOWOLTAICZNO-SAMOODŚNIEŻAJACA - OPIS ROZWIĄZAŃ PROJEKTOWYCH	5
5.1	Moduły fotowoltaiczno-samoodśnieżające szkło-szkło.....	6
5.2	Falowniki fotowoltaiczne.....	8
5.3	Optymalizatory.....	10
5.4	System odśnieżania modułów fotowoltaiczno-samoodśnieżających.....	11
5.4.1	Budowa systemu samoodśnieżania.....	11
5.4.2	Sposób działania systemu samoodśnieżania.....	11
5.4.3	Cechy zintegrowanego modułu fotowoltaicznego z systemem samoodśnieżania.	12
5.5	Rozdzielnice RDC.....	12
5.6	Rozdzielnica fotowoltaiczna RGPV	13
5.7	Ochronna przeciwprzepięciowa	13
5.8	Informacje o warunkach i strategii ewakuacji ludzi lub ich uratowania w inny sposób...	13
5.9	Okablowanie	13
5.9.1	Okablowanie i złącza po stronie prądu stałego (DC).....	13
5.9.2	Okablowanie po stronie prądu zmiennego (AC)	14
5.10	Informacje o sposobie zabezpieczenia przeciwpożarowego instalacji PV, a także rozwiązania zmniejszające ryzyko powstania pożaru.....	14
5.11	Wyposażenie w gaśnice	14
5.12	Sposób zapewnienia bezpieczeństwa dla ekip ratowniczo-gaśniczych	15
5.13	Plan instalacji fotowoltaicznej dla ekip ratowniczych	15
5.14	Oznakowanie budynku.....	15
5.15	Woda do zewnętrznego gaszenia pożaru oraz drogi pożarowe	16
5.16	Konserwacja systemu PV.....	16
5.17	Uzgodnienia z rzeczoznawcą ds. zabezpieczenia przeciwpożarowego	16
6	SYSTEM ZARZĄDZANIA ENERGIĄ INSTALICJI FOTOWOLTAICZNO- SAMOODŚNIEŻAJĄCEJ	17
6.1	Opis systemu	17
6.2	Funkcje Systemu Zarządzania Energią	18
6.2.1	Monitoring i wizualizacja uzysków energetycznych modułów fotowoltaiczno- samoodśnieżających.....	18
6.2.2	Diagnostyka instalacji.....	18
6.2.3	Graficzny interfejs użytkownika.....	18
7	SYSTEM ZABEZPIECZENIE PRZED WYPŁYWEM DO SIECI.....	18
8	KONSTRUKCJA	21

8.1	Moduły fotowoltaiczne montowane na dachu	21
9	WYTYCZNE DLA BRANŻ	21
9.1	Branża elektryczna	21
9.2	Branża teletechniczna.....	21
9.3	Branża sanitarna	22
10	INFORMACJE I WYTYCZNE DLA WYKONAWCY.....	22
10.1	Zakres prac instalacyjnych oraz wytyczne w zakresie wykonania instalacji.....	22
11	INFORMACJE DLA INWESTORA	23
12	Instalacja odgromowa.....	24
13	Dostosowanie układu pomiarowego w stacji	24
14	SPIS RYSUNKÓW	27

1 OPIS TECHNICZNY

2 PRZEDMIOT OPRACOWANIA

Przedmiotem opracowania jest projekt wykonawczy instalacji fotowoltaicznej-samoodśnieżającej budynku Basenu AGH przy ul. Jana Buszka 4 w Krakowie.

3 PODSTAWA OPRACOWANIA I NORMY

- **PN-EN 62305-1-** Ochrona odgromowa obiektów budowlanych – wymagania ogólne;
- **PN-EN 1990:2004** – Zmiana do PN-80/B-02010 z października 2006;
- **PN-HD 60364-7-712:2016-05-** Instalacje elektryczne niskiego napięcia -- Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji -- Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania;
- **PN-EN 1991-1-4:2008-** Oddziaływania na konstrukcje -- Część 1-4: Oddziaływania ogólne -- Oddziaływania wiatru;
- **PN-EN 1991-1-3 (wraz z późniejszymi zmianami)** - Oddziaływania na konstrukcje. Oddziaływania ogólne. Obciążanie śniegiem – strefa klimatyczna dla Polski;
- **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;
- **PN-HD 60364-4-41:2017-09** „Instalacje elektryczne niskiego napięcia -- Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa -- Ochrona przed porażeniem elektrycznym”;
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) NR 305/2011 z dnia 9 marca 2011 r. ustanawiające zharmonizowane warunki wprowadzania do obrotu wyrobów budowlanych i uchylające dyrektywę Rady 89/106/EWG;
- Rozporządzenie z 12 kwietnia 2002 roku w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie dz. U. nr 1065 z 2019;
- Decyzja nr 70 Komendanta Głównego Państwowej Straży Pożarnej z dnia 8 października 2020 roku w sprawie powołania zespołu zadaniowego do opracowania „Standardowe zasady postępowania podczas pożarów instalacji fotowoltaicznych”;
- zalecenia producenta urządzeń.

4 DEFINICJE I POJĘCIA

Pojęcia związane wg normy PN-HD 60364-7-712:

- **Ogniwo PV** – najmniejszy element systemu PV, który wytwarza energię elektryczną w warunkach ekspozycji na światło takie jak promieniowanie słoneczne;
- **Moduł PV** – najmniejszy, w pełni chroniony przed wpływami środowiska zespół połączonych ze sobą ogniw PV;
- **Kolektor PV** – mechanicznie i elektrycznie zintegrowany zespół modułów PV i innych niezbędnych elementów, które tworzą jednostkę zasilającą prądem stałym;

- **Łańcuch PV** - obwód, w którym łączy się szeregowo moduły PV, w celu wytworzenia w kolektorze PV wymaganego napięcia wyjściowego;
- **Skrzynka połączeniowa kolektora PV** – (Junction Box) obudowa, w której wszystkie łańcuchy PV jakiegokolwiek kolektora PV są połączone elektrycznie i gdzie są umieszczone zabezpieczenia;
- **Przewód główny DC systemu PV** – przewód łączący skrzynkę połączeniową generatora PV z zaciskami DC inwertera PV;
- **Falownik PV** – urządzenie, które przetwarza napięcie i prąd stały na w napięcie i prąd przemienny;
- **STC, Standard Test Conditions STC (Standard Test Conditions)** w skrócie: prostopadłe promieniowanie słońca o mocy 1000W na jeden m², przy temperaturze 25C. Spektrum AM=1,5 (Air Mass), zgodnie z ASTM G173-03 oraz IEC 60904-3;
- **NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)** - jest zdefiniowane jako temperatura osiągnięta przez pojedyncze ogniwo PV w układzie bez obciążenia odbiornikiem przy spełnieniu poniższych warunków :
 - promieniowanie na powierzchnię Ogniwa PV = 800 W/m²
 - temperatura powietrza = 20°C
 - prędkość wiatru = 1 m/s
 - sposób montażu = nie zasłonięta tylna część panelu
- **Sprawność systemów solarnych ($\eta\%$)** - Stopień zamiany energii słonecznej na elektryczną mierzony jest w %. Wówczas moduł PV o sprawności np. 15% z powierzchni 1m² (jednego metra kwadratowego) w ciągu godziny wyprodukuje 150Wh energii elektrycznej, według międzynarodowego standardu STC (1000 W/m², temp. 25°C). W dni o słabszym nasłonecznieniu produkcja prądu będzie mniejsza. Różne technologie PV (mono- polikrystaliczne, amorficzne) charakteryzują się różną sprawnością. Moc znamionowa modułów np. 20, 100 czy 200Wp wynika z ich powierzchni oraz pośrednio sprawności, która wynika z technologii produkcji PV.
- **Flash Test** - modułów fotowoltaicznych ma na celu dokładny pomiar charakterystyki I-U modułu fotowoltaicznego w warunkach STC. Powyższe badania pozwalają określić tolerancje oraz powtarzalność maksymalnej mocy wejściowej, sprawności oraz parametrów elektrycznych modułów fotowoltaicznych.

5 INSTALACJA FOTOWOLTAICZNO-SAMOODŚNIEŻAJĄCA - OPIS ROZWIĄZAŃ PROJEKTOWYCH

Obiekt zostanie wyposażony w instalację fotowoltaiczno-samoodśnieżającą zintegrowaną z budynkiem o łącznej mocy **49,6kWp**.

Zaprojektowano podłączenie instalacji fotowoltaiczno-samoodśnieżającej do wewnętrznej instalacji elektrycznej obiektu. Instalację zaprojektowano z układem zabezpieczającym przed

wypływem energii do sieci elektroenergetycznej – całość energii będzie wykorzystywana na potrzeby własne budynku. Schemat ideowy projektowanej instalacji fotowoltaiczno-samoodśnieżającej przedstawiono na rysunku

Zgodnie z obowiązującymi przepisami instalacje OZE o mocy nominalnej do 50 kW podlegają zgłoszeniu przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybutora energii elektrycznej. Istniejący licznik służący do pomiaru energii elektrycznej pobieranej z sieci OSD na potrzeby obiektu należy wymienić na nowy licznik dwukierunkowy. Wymiany licznika dokona Zakład Energetyczny na podstawie zgłoszenia.

Moc projektowanej instalacji fotowoltaiczno-samoodśnieżającej DC obliczono w oparciu o dane modułu fotowoltaiczno-samoodśnieżającego, zgodnie z równaniem:

$$P_{PV} = LM * P_{STCPV}$$

gdzie:

P_{PV} – moc instalacji fotowoltaiczno-samoodśnieżającej [Wp]

LM – liczba modułów fotowoltaiczno-samoodśnieżających w instalacji [szt.]

$P_{STC PV}$ – moc jednostkowa modułu fotowoltaiczno-samoodśnieżającego w warunkach STC[Wp]

Moc AC instalacji fotowoltaiczno-samoodśnieżającej równa jest sumy mocy wyjściowej falowników i wynosi **50kW**.

Instalację fotowoltaiczno-samoodśnieżającą stanowić będą:

- moduły fotowoltaiczno-samoodśnieżające szkło-szkło mocowane do blachy na rąbek;
- falowniki fotowoltaiczne współpracujące z modułami fotowoltaiczno-samoodśnieżającymi;
- rozdzielnice fotowoltaiczne prądu stałego (RDC);
- rozdzielnice fotowoltaiczne prądu zmiennego (RGPV);
- wyposażenie rozdzielnic głównej obiektu na potrzeby instalacji fotowoltaicznej;
- okablowanie prądu stałego (DC) i zmiennego (AC);
- zintegrowany System Zarządzania Energią;
- system automatyki sterujący instalacją samoodśnieżania modułów fotowoltaicznych stanowiący element Systemu Zarządzania Energią.

5.1 Moduły fotowoltaiczno-samoodśnieżające szkło-szkło

Na dachu budynku zaprojektowano **155 szt.** modułów fotowoltaiczno-samoodśnieżających wykorzystujących krzemowe, monokrystaliczne ogniwa fotowoltaiczne 5BB z przednią metalizacją (ang. Front-Contact). Moduły zostaną zamontowane równolegle do połaci dachu, na systemowej podkonstrukcji dostosowanej do pokrycia dachowego. Konstrukcja systemowa zostanie wykonana jako równoległa do połaci dachu w wykonaniu bezinwazyjnym, bez ingerencji w konstrukcję dachu.

Rozmieszczenie modułów fotowoltaiczno-samoodśnieżających zostało przedstawione na rysunku PV-02.

Parametry zaprojektowanego pojedynczego modułu fotowoltaiczno-samoodśnieżającego na dachu przedstawiono w poniższej tabeli:

<u>PARAMETR</u>	<u>WARTOŚĆ</u>	<u>DOPUSZCZALNA ODCHYLENIA</u>	<u>SPOSÓB UDOKUMENTOWANIA</u>
<u>Typ ogniw w module PV</u>	Krzemowe monokrystaliczne 5BB z przednią metalizacją (technologia „front-contact”)	Krzemowe monokrystaliczne bez przedniej metalizacji (technologia „back-contact”)	Karta katalogowa
<u>Sprawność ogniw</u>	22,4 %	+% brak ograniczeń -0%	Karta katalogowa
<u>Flash test</u>	Wymagany dla każdego modułu	Niedopuszczalna	Świadectwo badań – Flash Test dla każdego typu modułu dostarczany wraz z dostawą
<u>Ognioodporność</u>	Frontowa i tylna warstwa modułu niepalna – materiał zaliczony do kategorii materiałów niepalnych i nie wydzielających dymu ani uwalnianjący płonących cząstek/kropli	Niedopuszczalna	Oświadczenie producenta
<u>LID</u>	3%	+0% -% brak ograniczeń	Karta katalogowa
<u>Szkło przednie</u>	4 mm Low Iron ESG	+2,0 mm - 0,0 mm	Karta katalogowa
<u>Szkło środkowe</u>	4 mm ESG	+2,0 mm - 0,0 mm	Karta katalogowa
<u>Szkło grzewcze</u>	4 mm ESG	+2,0 mm - 0,0 mm	Karta katalogowa
<u>Utrata wydajności w ciągu 25 lat</u>	12 lat – 10% 25 lat – 17%	+0% -% brak ograniczeń	Karta katalogowa
<u>Wymiary</u>	1835 x 1016	+1,0 mm -1,0 mm	Karta katalogowa
<u>Folia laminacyjna</u>	PVB	niedopuszczalna	Karta katalogowa
<u>Testy HST</u>	Dla każdej szyby ESG	niedopuszczalna	Raport z badań dla każdej szyby ESG dostarczany wraz z dostawą
<u>Współczynnik temperaturowy mocy modułów</u>	-0,4 %/°C	+0% -% brak ograniczeń	Karta katalogowa
<u>Normy, certyfikaty</u>	PN-EN 61215:2016	równoważna	Certyfikat
	PN-EN 61730:2016	równoważna	Certyfikat
	IEC 62716	równoważna	Certyfikat

	IEC 61701	równoważna	Certyfikat
	IEC 62804	równoważna	Certyfikat
	PN-EN 14449	równoważna	Certyfikat lub badanie typu
	PN-EN 12600	równoważna	Certyfikat lub badanie typu

Wymaga się aby moduły zostały wykonane ze szkła bezpiecznego, z uwzględnieniem wymogów dla daszków, zadaszeń, zgodnie z definicją prawa budowlanego. W celu weryfikacji szyb hartowanych należy przedstawić wyniki przeprowadzonych testów HST na etapie uzupełnienia kart materiałowych.

Zaprojektowane moduły dzięki funkcji samoodśnieżania umożliwią topienie zalegającego śniegu w okresie zimowym. **System samo odśnieżania pozwala także na zwiększenie uzysków energii produkowanej z modułów fotowoltaiczno-samoodśnieżających. Załączenie systemu samo odśnieżania odbywać się będzie przez System Zarządzania Energią na polecenie służb utrzymania ruchu obiektu.**

Funkcję grzewczą należy zrealizować obwodem elektrycznym niezależnym od instalacji fotowoltaicznej. Oba procesy tj. produkcji prądu oraz odladzania / odraszania mają zachodzić jednocześnie i niezależnie od siebie. Instalacja ma zapewniać możliwość odbioru wyprodukowanego w ogniwach prądu elektrycznego w trakcie wykonywania funkcji grzewczych.

W celu potwierdzenia ofertowania produktu zgodnego ze stawianymi wymaganiami wymaga się dostarczenia wszystkich dokumentów określonych w kolumnie sposób udokumentowania na etapie wyboru wykonawcy instalacji fotowoltaicznej oraz zatwierdzania kart materiałowych.

W celu potwierdzenia, jakości oferowanych produktów wymagane jest, aby Producent modułów fotowoltaicznych posiadał certyfikaty ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 lub równoważne, które należy dostarczyć na etapie wyboru wykonawcy instalacji fotowoltaicznej.

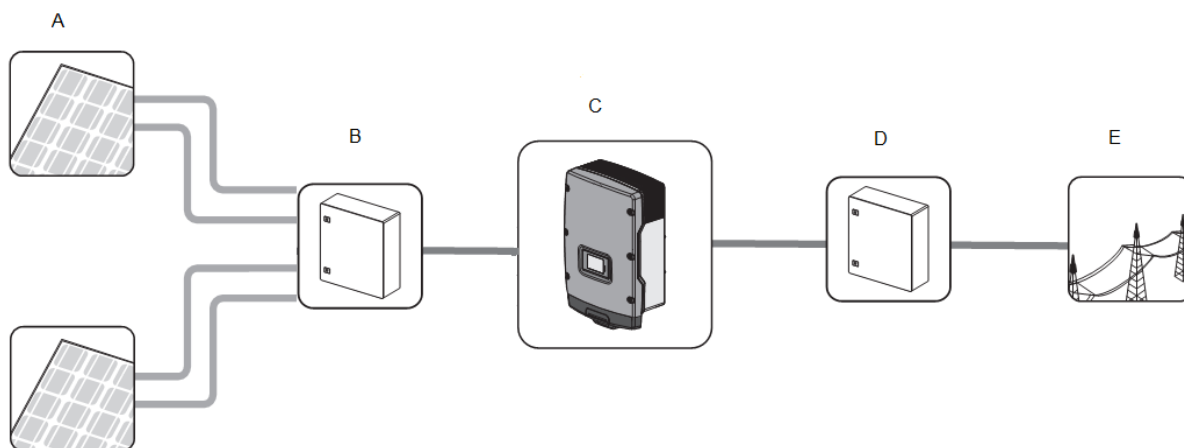
5.2 Falowniki fotowoltaiczne

Zadaniem falowników fotowoltaicznych jest przekształcenie wygenerowanej przez moduły fotowoltaiczno-samoodśnieżające energii na prąd przemienny oraz przekazanie jej do instalacji elektrycznej.

Falownik po wykryciu obecności napięcia strony AC (0,4 kV) synchronizować się będzie z siecią OSE (Operatora Systemu Energetycznego). Po zaniku napięcia OSE inwertery będą

przechodzić automatycznie w tryb uśpienia (ang. Stand-By) aż do momentu powrotu napięcia sieciowego. Wykrywanie zaniku napięcia sieci OSE odbywać się będzie zgodnie z normą VDE 0126-1-1 (tzw. „zabezpieczenie antywyspowe”).

Poniższy rysunek pokazuje w obrazowy sposób połączenie systemu fotowoltaicznego do sieci operatora energetycznego.



Schemat zasadniczy połączenia systemu fotowoltaicznego:

- A** – Grupy modułów fotowoltaicznych (tzw. łańcuchy modułów),
- B** – Rozdzielnice DC wraz ze zintegrowanymi zabezpieczeniami,
- C** – Falownik Fotowoltaiczny DC/AC,
- D** – Rozdzielnica zbiorcza RGPV,
- E** – Sieć elektryczna odbiorcy.

Parametry łańcuchów po stronie napięcia stałego powinny zostać dobrane tak by nie przekraczały w żadnych warunkach dopuszczalnych parametrów wejściowych inwerterów.

Zaprojektowano falowniki wyposażone w:

- manualny rozłącznik po stronie generatora DC na czas serwisu,
- system kontroli temperatury pracy elektroniki sterującej.

W poniższych tabelach przedstawiono parametry techniczne zaprojektowanych falowników fotowoltaicznych beztransformatorowych.

Parametry inwerterów trójfazowych o mocy 50kW:

Dane techniczne inwertera 50 kW	Inwerter beztransformatorowy
Wejście (Prąd stały - DC)	
Max. napięcie wejściowe	1100 V
Zakres napięcia wejściowego MPP / znamionowe napięcie wejściowe	200-1000 V
Liczba niezależnych wejść MPP / pasm na wejście MPP	6 / 2
Wyjście (Prąd zmienny - AC)	
Napięcie znamionowe AC	480 V / 400 V / 380 V
Częstotliwość sieci AC	50 Hz / 60 Hz
Maks. prąd wyjściowy	80,5A
Regulowany współczynnik cos ϕ	0,8–0,8 ind./poj.
Liczba faz zasilających / podłączonych faz	3/3 + (N) + PE
Max. wydajność / wydajność wg norm EU	98,8% / 98,4%

Wyposażenie	
Gwarancja	5 lat
Certyfikaty i dopuszczenia	EN 50438-1/-2 – należy potwierdzić stosownym certyfikatem. NC RfG lub PN-EN 50549-1 i/lub PN-EN 50549-2
Możliwość instalacji wewnątrz i na zewnątrz budynków	TAK
Rozłącznik DC	Zintegrowany
Temperatura pracy	-25 °C ...+60 °C
Pobór mocy na potrzeby własne (w nocy)	max 1 W
Interfejsy:	RS485 / opcjonalnie: Ethernet/WLAN

Falowniki fotowoltaiczne zostaną zamontowane w pomieszczeniu niedostępnym dla osób postronnych w wyznaczonym miejscu obiektu.

W celu potwierdzenia ofertowania produktu zgodnego ze stawianymi wymaganiami, wymaga się dostarczenia wszystkich dokumentów potwierdzających powyższe parametry na etapie wyboru wykonawcy instalacji fotowoltaicznej oraz zatwierdzania kart materiałowych.

5.3 Optymalizatory

Zgodnie z życzeniem Inwestora zastosowano optymalizatory po 1 na 2 panele fotowoltaiczne.

Podwójne złącza optymalizatora HoneyBee 800 umożliwiają połączenie ze sobą dwóch modułów. Dysponują funkcją śledzenia punktu mocy maksymalnej (MPPT). Dzięki temu rozwiązaniu są w stanie zagwarantować racjonalizację mocy na poziomie modułów PV. Każdy optymalizator jest wykorzystywany w systemach On-Grid, jak i również Off-Grid. System monitoringu sprawia, że dostępne jest także przechowywanie danych. Dodatkową zaletę stanowi bezprzewodowy sposób komunikacji.

- Zwiększenie aż do 25% wydajność oraz monitorowanie maksymalnego punktu mocy na poziomie modułu
- Śledzenie parametrów w czasie rzeczywistym pracy modułu
- Zdalne wyłączanie i bezpieczeństwo przeciwpożarowe
- Sposobność przyłączenia do nowej lub użytkowanej instalacji
- Łatwy montaż
- Dostosowany do większości modułów, żywotność 25 lat

Dodatkowo w celu monitoringu pracy każdego z modułów fotowoltaicznych należy zainstalować urządzenia Beehive i Swarm jako opcja. Rozwiązanie [projektowe nie przewiduje na tym etapie takiego montażu.

5.4 System odśnieżania modułów fotowoltaiczno-samoodśnieżających

Zaprojektowany system odśnieżania modułów ma na celu:

- zminimalizowanie strat produkcji energii w wyniku zalegającego śniegu,
- zmniejszenie obciążenia zadaszenia, dachu przez zalegający śnieg,
- zmniejszenie samoczynnej degradacji ogniw,
- ograniczenie kosztów eksploatacyjnych.

5.4.1 Budowa systemu samoodśnieżania

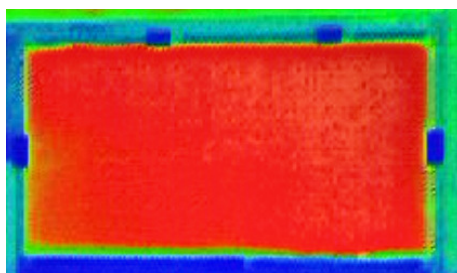
Na system samoodśnieżania składają się:

- warstwa grzejna (powłoka rezystancyjna) umieszczona na wewnętrznej szybie modułu PV,
- układ sterowania (system zarządzający, sterownik, cyfrowe moduły DO-DI, interfejs komunikacyjny, moduł Ethernet'owy, przekaźniki, styczniki mocy),
- układ zasilania warstwy grzejnej (powłoki rezystancyjnej) modułów PV.

5.4.2 Sposób działania systemu samoodśnieżania

Działanie zintegrowanego modułu grzewczego jest następujące: do przewodów zasilających podłącza się źródło napięcia elektrycznego zmiennego AC wartości 400V. Na skutek przyłożonego napięcia elektrycznego przez warstwę przewodzącą tlenku cyny (IV) dotowanego fluorem $\text{SnO}_2:\text{F}$ przepływa prąd elektryczny wydzielając ciepło na rezystancji tej warstwy szkła. Wydzielone ciepło przenika poprzez część frontową do warstwy śniegu. W wyniku tego oddziaływania warstwa śniegu topi się odsłaniając umieszczone pod spodem ogniwo fotowoltaiczne.

W projektowanej instalacji system odśnieżania będzie zapewniał równomierny rozkład temperatury na powierzchni modułu grzewczo-fotowoltaicznego co przedstawiono na poniższym rysunku.



Widok termowizyjny modułu PV z systemem „NoFrost”

Parametrem określającym równomierność rozkładu temperatury jest parametr względnego odchylenia standardowego (RSD) tego rozkładu. Parametr ten obliczany jest na podstawie danych zebranych z punktów pomiarowych rozmieszczonych na powierzchni modułu. W początkowym okresie grzania modułu najwyższe wartości RSD nie będą większe niż 40%. Wymagana wartość podana jest od momentu uruchomienia do chwili osiągnięcia przez moduł temperatury roboczej. Przeprowadzone pomiary muszą wykazać jego homogeniczność.

Ze względu na postępującą degradację, zwiększone ryzyko uszkodzenia ogniw i zwiększoną utratę sprawności ogniw fotowoltaicznych do odladzania modułów PV nie dopuszcza się zastosowania drutów oporowych i mat grzejnych pod panelem, polaryzacji tzw. „prądem wymuszonym” oraz podania prądu wstecznego na moduł.

Projektowana instalacja będzie zapewniać możliwość odbioru wyprodukowanego w ogniwach prądu w trakcie odśnieżania warstwy frontowej modułu PV. Oba procesy tj. produkcji prądu oraz odladzania będą zachodzić jednocześnie i niezależnie od siebie. Projektowana instalacja będzie zapewniać możliwość odbioru wyprodukowanego w ogniwach prądu elektrycznego w trakcie pełnienia funkcji grzewczych. Z uwagi na wytrzymałość części składowych modułów fotowoltaicznych nie należy przekraczać maksymalnej, dopuszczalnej temperatury pracy modułu fotowoltaicznego.

Zastosowanie funkcji grzewczej nie będzie obniżać trwałości instalacji (20-25 lat) i będzie zapewniać długotrwałą, właściwą pracę modułów fotowoltaicznych jako źródła pozyskania prądu elektrycznego z energii promieniowania słonecznego z jednoczesną funkcją odśnieżania modułów. W celu zapewnienia trwałości wymaga się na etapie wyboru wykonawcy instalacji fotowoltaicznych oraz zatwierdzania kart materiałowych pisemnej deklaracji producenta modułów że zaproponowane rozwiązanie funkcji samoodśnieżania nie wpływa na przyspieszoną degradację ogniw i nie obniża trwałości modułów. System będzie działał półautomatycznie, załączany manualnie przez użytkownika będzie wykonywał sekwencję odśnieżania modułów fotowoltaicznych zgodnie z zaprogramowaną sekwencją odśnieżania. Załączanie będzie odbywać się z poziomu profilu użytkownika Systemu Zarządzania Energią.

System samoodśnieżania podzielono na 13 sektorów z tym że jednocześnie mogą załączać się dwa sektory grzania. Podział obejmuje 12 sektorów po 12 paneli i jeden sektor z 11 panelami. Moc grzewcza 1 panela to ok. 1256 W.

5.4.3 Cechy zintegrowanego modułu fotowoltaicznego z systemem samoodśnieżania

1. Równomierny rozkład temperatury na powierzchni modułu (rysunek „Widok termowizyjny modułu PV z systemem „NoFrost” przedstawia widok z kamery termowizyjnej).
2. Krótki czas potrzebny do osiągnięcia temperatury roboczej.
3. Brak konieczności topienia zalegającego śniegu – system nie dopuszcza do nagromadzenia się powłoki śnieżnej.
4. Możliwość ogrzewania sektorowego, nie jest wymagana cała moc zainstalowana w systemie szyb grzewczych.
5. Selektywne załączanie poszczególnych sektorów grzewczych instalacji samoodśnieżania.

5.5 Rozdzielnice RDC

Projektuje się podłączenie wszystkich łańcuchów modułów PV do falownika za pośrednictwem rozdzielnic połączeniowo-ochronnych RDC oraz przeciwpożarowego wyłącznika bezpieczeństwa. Rozdzielnice te zostaną zamontowane na dachu obok paneli. W rozdzielnicach RDC znajdować się będą ochronniki przeciwprzepięciowe DC 1000V typu II. Projektowana rozdzielnica RDC będzie wykonana jako hermetyczna (IP65) z tworzywa sztucznego (II klasa izolacji). Zadaniem rozłącznika PPOŻ, instalowanego na dachu budynku, jest automatyczne przerwanie obwodu DC, w przypadku pożaru lub awarii sieci energetycznej. Kable DC instalacji fotowoltaicznej wewnątrz budynku będą w stanie bez napięciowym.

5.6 Rozdzielnica fotowoltaiczna RGPV

W celu odbioru energii z projektowanej instalacji fotowoltaicznej oraz wprowadzenia jej do instalacji elektrycznej obiektu (rozdzielniczy głównej) zaprojektowano zbiorczą rozdzielnicą obiektową RGPV. Zaprojektowana obudowa rozdzielniczy RGPV będzie posiadać stopień ochrony IP30 oraz będzie wykonana z materiału przewodzącego (I klasa izolacji). Lokalizacja rozdzielniczy – w pomieszczeniu niedostępnym dla osób postronnych w wyznaczonym miejscu obiektu- pomieszczenie 2.13 na poddaszu

5.7 Ochrona przeciwprzepięciowa

Usytuowanie urządzeń piorunowo ochronnych zostało przedstawione w opracowaniu instalacji elektrycznych. Dla zabezpieczenia instalacji fotowoltaicznej należy zastosować ogranicznik przepięć typu 1+2. Dla zabezpieczenia przeciwprzepięciowego falowników od strony AC należy zastosować ochronne przeciwprzepięciową typu 2, zabezpieczającą falownik fotowoltaiczny przed przepięciami w sieci elektroenergetycznej. Użytkownik obiektu oraz instalacji PV powinien w swoim zakresie posiadać już zainstalowany w rozdzielniczy głównej ogranicznik typu 1 lub 1+2.

5.8 Informacje o warunkach i strategii ewakuacji ludzi lub ich uratowania w inny sposób

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

5.9 Okablowanie

5.9.1 Okablowanie i złącza po stronie prądu stałego (DC)

Wszelkie połączenia modułów fotowoltaicznych zaprojektowano z wykorzystaniem dedykowanych złączek dla instalacji solarnych typu MC4 jednego producenta.

Parametry techniczne złącz przewodów systemu fotowoltaicznego:

- Maksymalny prąd systemu fotowoltaicznego: 63A
- Maksymalne napięcie systemu fotowoltaicznego: 1000V
- Termiczne warunki pracy: pomiędzy -40°C - +90°C
- Stopień ochrony: IP65

Okablowanie między poszczególnymi kolektorami PV (grupą/stringami modułów PV) a inwerterami zaprojektowano przy wykorzystaniu kabli solarnych o poniższych parametrach:

- napięcie znamionowe: 0,6/1 kV,
- pojedyncza wiązka,
- podwójna izolacja,
- przekrój : 4/6 mm²,
- żyły: wg PN/EN-60228, miedziane wielodrutowe klasy 5.

5.9.2 Okablowanie po stronie prądu zmiennego (AC)

Między falownikami a rozdzielnicą główną instalacji fotowoltaicznej (RGPV) oraz rozdzielnicą główną RG zaprojektowano przewody miedziane o parametrach odpowiednio dobranych do mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej oraz poszczególnych falowników fotowoltaicznych. Przekrój zastosowanego przewodu został dobrany do warunków obciążenia długotrwałego oraz spadków napięć zgodnie z normą PN-IEC 60364-5-523.

5.10 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.
- Trasy kablowe będą odpowiednio oznakowane „Niebezpieczeństwo – wysokie napięcie DC w ciągu dnia obecne po wyłączeniu instalacji”.
- W przypadku dachów skośnych z wyłączeniem kabli prowadzonych bezpośrednio pod modułami przewidziano zabezpieczenie przewodów przed promieniowaniem UV.
- 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 bezpośrednio przy ścianach i pod sufitami na odpowiednio przygotowanych konstrukcjach nośnych.
- W przypadku montowania falownika fotowoltaicznego wewnątrz budynku należy lokalizować go w pomieszczeniu zdolnym do odprowadzenia energii cieplnej wydzielanej przez falownik, przy założeniu, że 5% mocy nominalnej falownika może być wyemitowane w postaci energii cieplnej.
- Temperatura pomieszczenia, w którym jest falownik nie powinna przekraczać 35°C, chyba że producent falownika dopuszcza pracę w wyższej temperaturze.
- Falownik fotowoltaiczny musi mieć zapewnioną przestrzeń wentylacyjną zgodnie z 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.

5.11 Wyposażenie w gaśnice

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. Dostarczenie gaśnicy dla instalacji PV po stronie użytkownika.

5.12 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 250–900 V, w wybranych instalacjach może być jeszcze wyższe. Do porażenia prądem stałym może dojść w przypadku kontaktu (dotknięcia) jednocześnie biegunów dodatniego i ujemnego. Podczas działań ratowniczych i awaryjnych stanów pracy instalacji PV szczególne zagrożenie stanowią uszkodzenia elementów instalacji PV, w tym przede wszystkim okablowania. Do przeniesienia napięcia może dojść np. na ramie/mocowaniu uziemionego modułu PV poprzez wyrównanie potencjałów. Takie przeniesienie napięcia może doprowadzić do porażenia prądem przy dotknięciu (poruszeniu) innego przewodu. Do porażenia może dojść również w przypadku bezpośredniego kontaktu z uszkodzonym przewodem DC w budynku. Dlatego przyjęte zabezpieczenia mają na celu zminimalizowanie ryzyka porażenia prądem elektrycznym.

Instalacja fotowoltaiczna została wyposażona w optymalizatory mocy. W optymalizatorach zadziała funkcja SafeDC, który automatycznie zmniejsza napięcie modułu do bezpiecznego poziomu, gdy dojdzie do wyłączenia sieci lub falownika. Dzięki temu interweniujące w obrębie budynku ekipy ratowniczo-gaśnicze nie będą narażone na bezpośredni kontakt z przewodami DC pod napięciem – co zapewni bezpieczeństwo w przypadku podawania strumieni gaśniczych czy też poruszania się po budynku.

5.13 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 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.

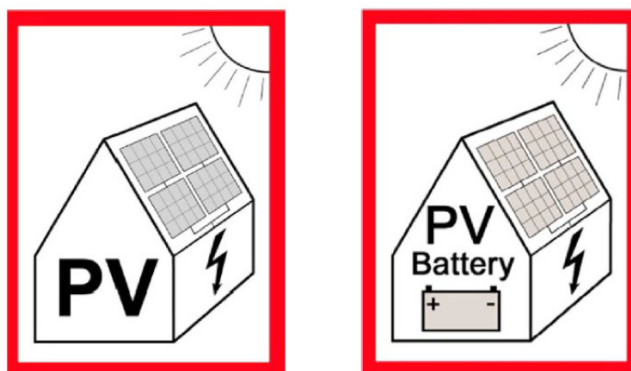
5.14 Oznakowanie budynku

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.



5.15 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.

5.16 Konserwacja systemu PV

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

5.17 Uzgodnienia z rzeczoznawcą ds. zabezpieczenia przeciwpożarowego

Wymaga się aby projekt instalacji fotowoltaicznej został uzgodniony z rzeczoznawcą ds. zabezpieczeń przeciwpożarowych na etapie projektu wykonawczego wykonywanego przez firmę wykonującą instalację fotowoltaiczną. Po stronie wykonawcy pozostaje przeprowadzenie uzgodnienia instalacji fotowoltaicznej z organami PSP.

6 SYSTEM ZARZĄDZANIA ENERGIA INSTALACJI FOTOWOLTAICZNO-SAMOODŚNIEŻAJĄCEJ

6.1 Opis systemu

W celu monitorowania poprawnej pracy instalacji fotowoltaiczno-samoodśnieżającej zaprojektowano System Zarządzania Energią (SZE). Umożliwi on prezentację ON-LINE uzysku energetycznego z instalacji fotowoltaiczno-samoodśnieżającej oraz pokazywanie ilości zaoszczędzonego CO₂ w stosunku do konwencjonalnej metody produkcji energii (węgiel kamienny) przeliczonej wg. normy: ISO 50001 oraz ISO 14064.

Przy wykorzystaniu protokołu TCP/IP i sieci Ethernet będzie możliwe monitorowanie i zarządzanie SZE przy użyciu ogólnobudynkowego systemu BMS. Użytkownik będzie miał możliwość analizowania i weryfikowania poprawnego funkcjonowania systemu. Tylko osoby znające hasło zabezpieczające będą miały dostęp do szczegółowych danych dotyczących instalacji.

Głównym elementem systemu będzie oprogramowanie komunikujące się z inwerterem. Jego podstawowym zadaniem będzie zbieranie i przetwarzanie danych dotyczących pracy instalacji fotowoltaicznej oraz inwertera fotowoltaicznego. Połączenie między poszczególnymi elementami systemu zrealizowane zostanie za pomocą magistrali (sieci) komunikacyjnej.

Zadania Systemu Zarządzania Energią powinien mieć możliwość:

- Zarządzać pomiarami i testami odbiorowymi;
- Wizualizować, nadzorować pracę każdego z falowników fotowoltaicznych z poziomu stringów, w zakresie stanu ich pracy;
- Wizualizować, nadzorować i sterować pracą modułów fotowoltaicznych;
- Kontrolować moc elektryczną dostarczaną do obiektu w zakresie ilości i jakości (sterowanie $\cos\phi < 0.4$ lub export/import „0” -> $P_{3f} < 0$ w zakresie wytworzonej mocy)
- Wizualizować uzyski energetyczne oraz ilości zaoszczędzonego CO₂ w stosunku do konwencjonalnej metody produkcji energii (węgiel kamienny) przeliczonej wg. normy: ISO 50001 oraz ISO 14064
- Transmitować, przetwarzać i archiwizować danych w bazie SQL na obiekcie zdalnym;
- Sygnalizować sytuacje alarmowe, tj. kradzież modułów fotowoltaicznych lub falownika, awarie falownika, awarie modułów fotowoltaicznych (opcja dodatkowa);
- Wizualizować ON-LINE na stronie WWW i na stacji roboczej parametry uzysków energetycznych systemu fotowoltaicznego;
- Mieć możliwość gromadzenia i reprezentacji wyników z min. 50 lokalizacji z lokalnym SZE
- Zapewnić dostęp przez strony WWW do interfejsu dla wielu operatorów jednocześnie;
- Zapewnić dostęp anonimowy bez konieczności podawania hasła, w celu wizualizacji uzysku na ogólnie dostępnej stronie – np. prezentacja zaoszczędzonego CO₂;
- Zarządzać pomiarami i testami przeglądów okresowych;

- Informować użytkownika, firmę serwisującą o terminie zbliżającego się przeglądu oraz użytkownika o wykonaniu serwisu;

6.2 Funkcje Systemu Zarządzania Energią

6.2.1 Monitoring i wizualizacja uzysków energetycznych modułów fotowoltaiczno-samoodśnieżających

Moduły fotowoltaiczno-samoodśnieżające zostaną podpięte do inwerterów fotowoltaicznych, które udostępnią informacje na temat aktualnie produkowanej energii do SZE. Odczyt wszystkich danych zostanie zrealizowany za pomocą konwerterów magistrali RS485/Ethernet. Dzięki temu w systemie wizualizacyjnym udostępnione zostaną następujące parametry:

- Generowane napięcie;
- Generowany prąd;
- Generowana moc;
- Temperatura pracy inwertera.

6.2.2 Diagnostyka instalacji

Użytkownik posiadający uprawnienia do poszczególnych elementów systemu będzie miał możliwość weryfikacji poprawności działania instalacji PV pod względem stabilności pracy wszystkich urządzeń oraz ilości wytworzonej energii.

6.2.3 Graficzny interfejs użytkownika

Graficzny interfejs użytkownika będzie umożliwiał monitorowanie, przeglądanie aktualnych i archiwalnych danych oraz analizowanie poprawności działania poszczególnych urządzeń. Dane będą mogły zostać przedstawione w postaci czytelnych kolorowych grafik obrazujących w intuicyjny sposób aktualny stan pracy poszczególnych elementów. Użytkownik w dowolnym momencie będzie miał możliwość sprawdzenia archiwalnych danych i zaprezentowania ich w postaci wykresów obejmujących dowolny zakres czasowy.

Wizualizacja umożliwia udostępnienie anonimowym użytkownikom strony WWW pokazującej aktualny stan wybranego procesu technologicznego bez konieczności logowania się do systemu. Funkcjonalność ta ułatwi możliwość prezentacji np. zaoszczędzonego CO₂ przez całą instalację fotowoltaiczną.

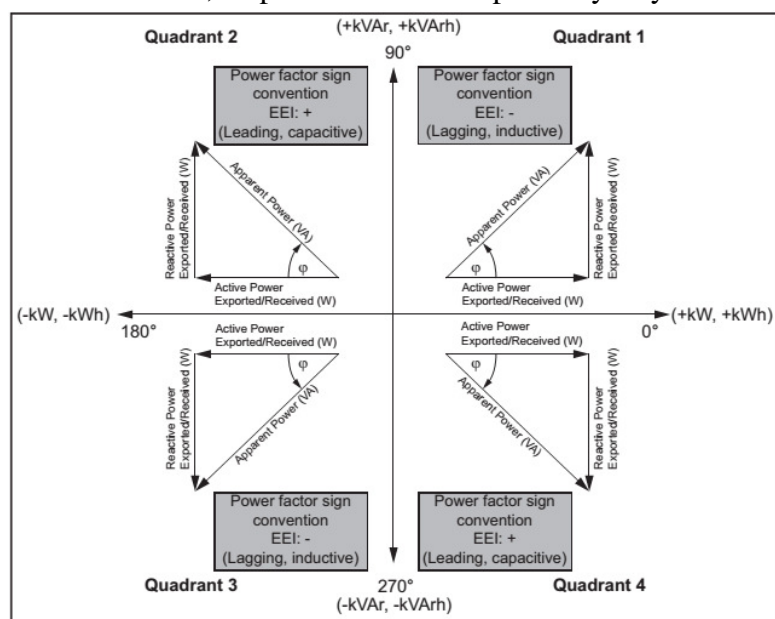
7 SYSTEM ZABEZPIECZENIE PRZED WYPŁYWEM DO SIECI

System Redukcji Energii składa się z trzech podstawowych elementów:

- 1) Inwerter fotowoltaiczny wyposażony w kartę komunikacyjną,
- 2) Sterownik PLC, np. Beckhoff, Siemens, itp.,
- 3) Analizator sieci elektrycznej komunikujący się bezpośrednio z sterownikiem PLC, np. Lumel, Schneider, itp.,

Analizator sieci elektrycznej jest zamontowany w rozdzielni głównej na głównym przyłączy do budynku (na tej samej sekcji co instalacja fotowoltaiczna).

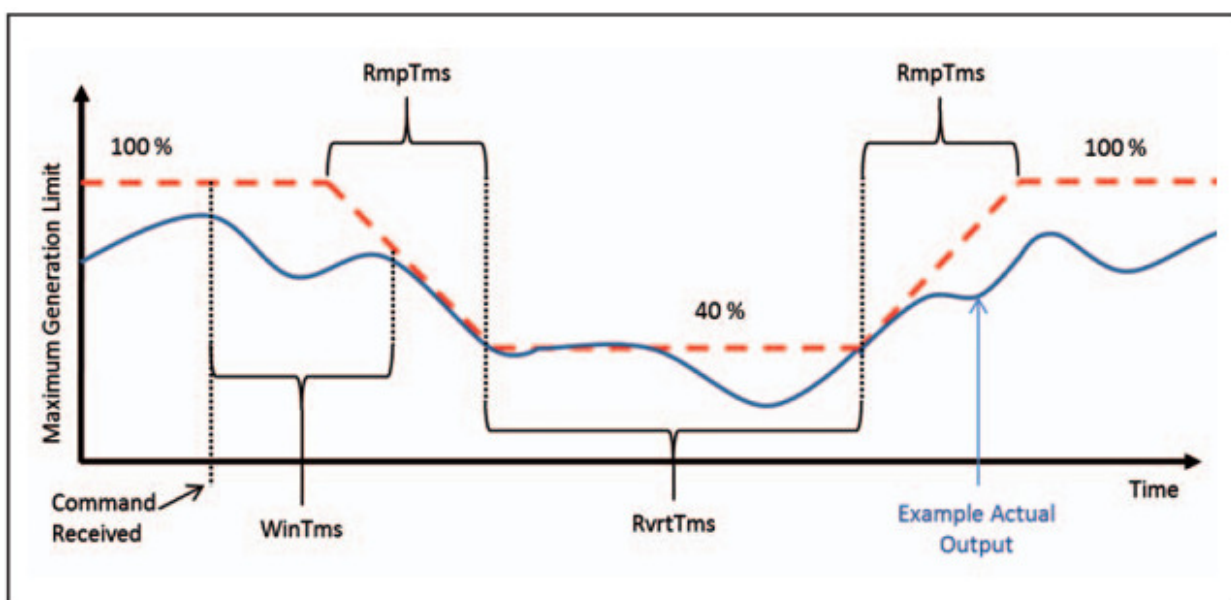
Analizator mierzy energię elektryczną w czterech kwadrantach, a wynik analizy jest odczytywany przez sterownik PLC, co przedstawiono na poniższym rysunku



Po inicjacji zasilania Sterownik PLC bada sieć energetyczną przez 60sek przy użyciu magistrali komunikacyjnej RS485 z analizatorem sieci. Inwertery fotowoltaiczne są połączone wzajemnie wewnętrzną magistralą komunikacyjną. Ostatni inwerter udostępnia dane pomiarowe oraz interfejs komunikacyjny (np. TCP/IP). Sterownik PLC nawiązuje w tym czasie połączenie z inwerterami i sprawdza ich gotowość do synchronizacji z siecią energetyczną. Główne styczniki S1 S2 w rozdzielni RGPV pozostają wyłączone do momentu zakończenia inicjacji połączeń sterownika PLC z wszystkimi elementami składowymi. W tym czasie sterownik PLC analizuje ilość energii pobieranej przez obiekt. Zaimplementowany program w sterowniku wie, jaką mocą dysponuje układ oraz na podstawie aktualnych wartości napięcia DC inwerterów określa moc jaką powinny dostarczyć inwertery do sieci elektrycznej. Sterownik PLC wysyła komendę do inwerterów fotowoltaicznych oysterowaniu ich na odpowiedni % ich mocy w stosunku do ich mocy znamionowej. Po wysłaniu komendy musi upłynąć czas odpowiedzi inwerterów o gotowości oysterowania na żądany zakres mocy (najczęściej jest to 2sek). Sterownik PLC załącza styczniki w rozdzielni głównej zbiorczej sprzęgający instalację fotowoltaiczną z siecią energetyczną. Inwertery fotowoltaiczne zaczynają pracować, oddając moc do rozdzielni głównej budynku z wcześniej ustawioną nastawą mocy. Sterownik PLC analizuje dane otrzymywane od analizatora sieci energetycznej (na przyłączu do obiektu), jeżeli zostanie zaobserwowana zmiana ilości energii pobieranej przez budynek, sterownik wysyła komendę do inwerterów o zmniejszenie lub zwiększenie ilości dostarczanej energii. Czas potrzebny na zmianę nastaw inwertera wynosi od 1 do 10sek (najczęściej 2sek). Związane jest to zmianą pojemności baterii kondensatorów w inwerterach fotowoltaicznych oraz koniecznością przestrojenia układów MPPT (bez wydzielania się ciepła na wewnętrznej elektronice) do nowych nastaw. Przykładowo budynek pobiera 20kW, a system fotowoltaiczny jest w stanie produkować 30kW. System Redukcji Energii widząc pobór obiektu redukuje proporcjonalnie na wszystkich Inwerterach ilość generowanej energii, tak aby sumarycznie produkowana moc nie przekroczyła wartości pobieranej pomniejszonej o 25%.

Redukcja energii oddawanej do obiektu odbywa się w trzech etapach:

- załączenie dodatkowego obciążenia w obiekcie (np. podgrzewacze wody, pralki, przepompownie, stacje uzdatniania wody, itp.),
 - redukcja ilości oddawanej energii przez Inwertery fotowoltaiczne,
 - odłączenie całości instalacji fotowoltaicznej w przypadku wykrycia anomalii w generowanej energii lub przekroczenia następujących warunków brzegowych:
 - zabezpieczenie podnapięciowe: $U=195\text{ V}$, $t=100\text{ms}$,
 - zabezpieczenie nadnapięciowe: $U=253\text{V}$, $t=100\text{ms}$,
 - zabezpieczenie podczęstotliwościowe: $f=47,5\text{Hz}$, $t=100\text{ms}$,
 - zabezpieczenie nadczęstotliwościowe: $f=51,0\text{Hz}$, $t=100\text{ms}$,
 - zabezpieczenie od pracy wyspowej: $t=200\text{ms}$,
 - ilość oddawanej energii do sieci energetycznej $P_o>0.5\text{kW}$, $t=200\text{ms}$,
 - ponowne przyłączenie do sieci po awaryjnym wyłączeniu: $t_{\min}=300\text{s}$.
- Poniżej przedstawiono wykres obrazujący zasadę działania systemu redukcji mocy inwerterów fotowoltaicznych.



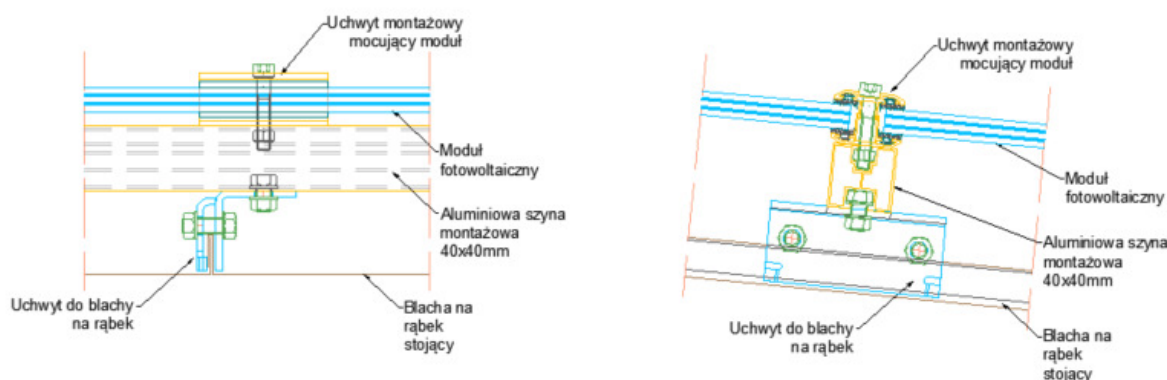
8 KONSTRUKCJA

8.1 Moduły fotowoltaiczne montowane na dachu

Do zamocowania modułów należy zastosować systemowe uchwyty dla modułów szkło-szkło umożliwiające krawędziowy, punktowy montaż bezramkowych modułów fotowoltaicznych. Systemowe uchwyty zostaną trwale przykręcone do rąbka stojącego pokrycia dachu budynku. Wyżej opisany system montażu umożliwi ułożenie modułów zgodnie z płaszczyzną dachu.

Konstrukcja montażowa zostanie wykonana z systemowych elementów stalowych zabezpieczonych antykorozyjnie oraz profili aluminiowych.

Detal montażowy bezramkowych modułów typu szkło-szkło w układzie równoległym do połaci dachu, do blachy na rąbek stojącej przedstawiono na poniższym rysunku:



9 WYTYCZNE DLA BRANŻ

9.1 Branża elektryczna

- W rozdzielniczy głównej należy zapewnić pole na potrzeby odbioru energii z instalacji fotowoltaiczno-samoodśnieżającej oraz systemu grzewczego. Sumaryczna moc zainstalowanych urządzeń wynosi 191,7kW. Z uwzględnieniem współczynnika jednoczesności - moc urządzeń pracujących w jednym czasie wynosi ok. **12,37kW**.
- Na przyłączy głównym budynku należy zapewnić miejsce do montażu przekładników dedykowanych na potrzeby działania instalacji fotowoltaiczno-samoodśnieżającej.

9.2 Branża teletechniczna

- Doprowadzić sieć LAN do pomieszczenia z falownikami.
- Doprowadzić sieć LAN do szafy RGPV.

9.3 Branża sanitarna

- Falowniki jako jednostki wytwórcze generują ciepło; zaprojektowany falownik przy maksymalnym obciążeniu generować będzie **2,5kW** ciepła; należy zapewnić w pomieszczeniu z falownikiem temperaturę w przedziale między 10°C a 35°C.
- Biorąc pod uwagę duże upały jakie ostatnio występowały na terenie Polski zaprojektowano zestaw klimatyzacji w oparciu o jednostkę zewnętrzną LG DUALCOOL INVERTER 3,5 kW zamontowaną na bocznej ścianie nadbudówki na dachu oraz jednostkę wewnętrzną obok projektowanego inwertera. Rurki zasilania i powrotu środka chłodniczego poprowadzono w korytku kablowym 100 mm z pokrywą w otulinach izolacyjnych Armaflex 13/045 w przebiciach przez dach fi 50 mm, które należy uszczelnić. Od jednostki wewnętrznej do zlewozmywaka znajdującego się w pomieszczeniu 2,3 należy podtynkowo poprowadzić rurkę PCV ze skroplinami i wpiąć ją do syfonu zlewozmywaka. W tym celu należy wymienić istniejący syfon na podwójny syfon z wejściem np. na pralkę automatyczną.
- Zasilanie klimatyzatora z rozdzielnicy RPV przewodem 3x2,5 mm² zgodnie ze schematem E-7. Pomiędzy jednostką wewnętrzną a zewnętrzną w tych samych korytkach ułożyć przewód sterowniczy 4x1,5 mm².

10 INFORMACJE I WYTYCZNE DLA WYKONAWCY

10.1 Zakres prac instalacyjnych oraz wytyczne w zakresie wykonania instalacji

Planowany przebieg prac:

- dostawa wszystkich elementów instalacji fotowoltaicznej,
- doprowadzenie linii zasilającej do falownika,
- montaż modułów fotowoltaicznych,
- ułożenie przewodów łączących moduły fotowoltaiczne,
- ułożenie przewodów łączących moduły fotowoltaiczne z falownikiem,
- montaż falownika i zabezpieczeń strony DC i AC,
- połączenie modułów z falownikiem,
- podłączenie instalacji do licznika energii elektrycznej,
- sprawdzenie pracy układu,
- wykonanie pomiarów instalacji,
- uporządkowanie terenu i przekazanie gotowego układu do eksploatacji inwestorowi,
- przeszkolenie wskazanych osób w zakresie obsługi oraz procedur w przypadkach nieprawidłowej pracy instalacji.

Wytyczne w zakresie wykonania instalacji:

- Po stronie DC należy wykonać połączenia za pomocą szybkozłączy jednego typu i jednego producenta. Przy połączeniu do falownika należy stosować szybkozłącza dostarczone przez producenta falownika. Pracując ze złączkami należy używać wskazanych przez producenta narzędzi odpowiednich do prawidłowego montażu.
- Przy dokręcaniu śrub w aparatach elektrycznych lub klemach modułów fotowoltaicznych należy stosować odpowiednie momenty, wskazane przez

producenta. Do określania siły z jaką dokręcono dany element należy zastosować wkręta i klucze dynamometryczne. Wszystkie błędy związane z niewłaściwym momentem dokręcenia mogą przełożyć się na nadmierne nagrzewanie się połączeń co może skutkować pożarem.

- Przewody muszą być luźno ułożone, nie mogą być układane pod obciążeniem mechanicznym, muszą być odciążone i w wystarczającym stopniu uwolnione od naprężenia.

Prace instalacyjne należy skoordynować z pozostałymi branżami. Stosować elementy instalacji elektrycznych (kable, przewody oraz pozostały osprzęt elektroinstalacyjny) posiadające certyfikaty zgodności w szczegółowej specyfikacji technicznej wykonania robót. Przedstawione rozwiązania zostały zaakceptowane przez Inwestora. Dopuszcza się równoważne rozwiązania (w oparciu, na produktach innych producentów) pod warunkiem spełnienia wszystkich poniższych warunków:

- Spełnienia co najmniej tych samych właściwości technicznych i wizualnych
- Przedstawieniu zamiennych rozwiązań na piśmie (dane techniczne, atesty, dopuszczenia do stosowania) na etapie postępowania przetargowego.
- Uzyskaniu akceptacji Głównego Projektanta, Inwestora dla zamiennych, równoważnych rozwiązań na etapie postępowania przetargu.

Wszystkie wyroby budowlane zakupione przez Wykonawcę robót, powinny posiadać znak CE i certyfikaty lub deklaracje zgodności. Wszystkie dokumenty badania jakości u producenta i instrukcje techniczne należy zachować;

Główny projektant oraz Inwestor na każdym etapie realizowania inwestycji może wymagać przedstawienia stosownych dokumentów, badań potwierdzających spełnianie przez wyroby deklarowanych parametrów.

W celu potwierdzenia jakości oferowanych usług, wymagane jest aby Firma Wykonawcza (montażowa) instalacji fotowoltaicznej posiadała certyfikaty ISO 9001, ISO 14001, ISO 45001 lub równoważne, które należy dostarczyć na etapie wyboru firmy wykonawczej instalacji fotowoltaicznej.

Wszystkie roboty budowlane prowadzone muszą być przez osoby i firmy uprawnione zgodnie z „Warunkami technicznymi wykonania i odbioru robót” oraz innymi przepisami szczegółowymi wymienionymi we wcześniejszych punktach niniejszego opisu.

Instalacja elektryczna systemu fotowoltaicznego powinna spełniać założenia normy: PN-EN 62109:2010 oraz dyrektywy 2006/95/WE. Urządzenia przekształtnikowe energię elektryczną powinny spełniać wymogi NC RfG.

11 INFORMACJE DLA INWESTORA

Z uwagi na charakter planowanej inwestycji - montaż urządzeń fotowoltaicznych, oraz z lokalizacji tych obiektów brak jest jakiegokolwiek oddziaływania na działki sąsiednie. Moduły fotowoltaiczne nie emitują żadnego hałasu, żadnych substancji, nie wibrują, nie zaciniają oraz nie mają żadnego wpływu na zagospodarowanie działek sąsiednich. W żadnym przypadku nie

pogarszają warunków użytkowania obiektów znajdujących się na terenie inwestycji oraz na działkach sąsiednich. Po wykonaniu instalacji Wykonawca ma obowiązek zmodyfikować i zatwierdzić instrukcję współpracy z Tauron Dystrybucja .

Obszar oddziaływania inwestycji całkowicie zamyka się na działce Inwestora.

12 Instalacja odgromowa

Budynek jest wyposażony w instalację odgromową . W miejscu montażu paneli fotowoltaicznych oraz rozdzielnic DC zamontowano dodatkowe maszty odgromowe mocowane na „sankach” na ząbek o wysokości 2,5 m. Połączenia wykonano drutem FeZn 8 mm na uchwytych mocowanych na ząbek do blachy i połączono z istniejącą instalacją odgromową. Po montażu wykonawca musi wykonać pomiary instalacji odgromowej .

13 Dostosowanie układu pomiarowego w stacji

Należy dostosować układ pomiarowy energii zgodnie z pkt.4 warunków technicznych WP/115610/2022/O09R00 z dnia 20-2-10-22 wydanych przez Tauron Dystrybucja SA

-
rodzaj układu: pośredni, dwukierunkowy z licznikiem czterokwadrantowym, zawierającym liczniki energii czynnej i biernej (indukcyjnej i pojemnościowej) z opcją zliczania strat, Klasa dokładności licznika nie mniejsza niż 0,5 dla energii czynnej i 1 dla energii biernej .
Należy również wymienić istniejące przekładniki prądowe na nowe w klasie 0,2S a napięciowe w klasie 0,2. Istniejący licznik mechaniczny C-52 należy zdemonstować .
Inwestor nie potrzebuje świadectwa pochodzenia energii więc nie stosujemy dodatkowego układu pomiarowego energii brutto jednostki wytwórczej.

Dobór przekładników

- Dobór przekładników prądowych

Moc obliczeniowa dla przyłącza podstawowego (nr1) obiektu wynosi **Sobl=430kW** a maksymalny prąd płynący przez przekładniki wynosi:

$$I = \frac{S_{obl}}{\sqrt{3} * U_n * \cos\phi} = \frac{430}{\sqrt{3} * 15 * 0,93} = 17,82$$

przyjęto przekładniki o przekładni 20/5 A/A.

Dobór mocy uzwojenia pomiarowego

Pomiar rozliczeniowy energii wykonany zostanie jako pośredni.

Dla przyłącza zaprojektowano licznik QEQABP OBIS

Przyłącz nr 1 - zasilanie SN 15kV

Przewody DY z przekładników prądowych o przekroju 2,5mm² i długości 13m
Przewody DY z przekładników napięciowych o przekroju 1,5mm² i długości 20m

Dobrano przekładniki prądów w polu nr 2

IMZ 17

20/5/5 A/A

moc: 5VA, kl.0,2 FS2;

5VA, kl.0,2 FS2;legalizowane

I_{th}= 20kA×1s

Znamionowy prąd pierwotny.

Dla mocy przyłączeniowej 430 kW

I = 17,82 A

Warunek: $50\%I_N < I < 120\%I_N = 8,91A < 20 < 24$

jest spełniony dla obu obciążeń

Klasa dokładności 0,2S odpowiada warunkom pomiaru rozliczeniowego.

Obciążenie obwodu wtórnego.

Warunek

$$25\%S_N < S < S_N$$

Moc pobierana przez urządzenia przyłączone do strony wtórnej:

$$S = S_{lp} + S_p + S_z$$

Licznik pomiarowy typu QEQABP OBIS

Przewody:

$$S_p = I_{N2}^2 * R_p = (5)^2 * 0,19 = 4,75VA$$

Gdzie:

$$R_p = \frac{2 * l}{\gamma * S} = \frac{2 * 13}{54 * 2,5} = 0,19\Omega$$

Zestyki R_z = 0,05 (dla rozdzielni wewnętrznych)

$$S_z = I_{N2}^2 * R_z = (5)^2 * 0,03 = 0,75VA$$

Obciążenie strony wtórnej przekładników prądowych:

$$S = S_{LP} + S_P + S_Z = 4,75 + 0,75 = 5,5VA$$

Dobrano przekładnik S=5VA

Dobór przekładników na warunki zwarciove:

Prąd cieplny 1-sek

$$I_{th1s} = 20kA \geq 10,0kA$$

Warunek spełniony.

Dobór przekładnika napięciowego

Dobrano przekładniki napięciowe w polu nr 3:

UMZ17-1

$$\frac{15000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}}$$

moc: 2,5VA, kl.0,2,

legalizowane

Klasa dokładności 0,2 odpowiada warunkom pomiaru rozliczeniowego.

Obciążenie obwodu wtórnego.

Warunek:

$$25\%S_N < S < S_N$$

Moc pobierana przez urządzenia przyłączone do strony wtórnej.

Pomiar rozliczeniowy

Licznik QEABP; z modem GTm-sa - S=<2VA

Całkowite obciążenie strony wtórnej przez przekładniki UMZ 178-1: **S=2 VA**

spełnia warunek

$$25\%S_N < S < S_N = 0,62A < 2,0 < 2,5$$

Nastawy zabezpieczeń falownika.

Tabela nr 1. Nastawy układu zabezpieczeń

Funkcja zabezpieczenia		Wymagane nastawienie wartości wyłączającej		Maksymaln y czas odłączenia	Minimalny czas zadziałania
U _{LN}	Obniżenie napięcia	0,85 Un	195,5 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 ¹⁾	1,1 Un	253,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	264,5 V	0,2 s	0,1 s
U _{LL}	Obniżenie napięcia	0,85 Un	340,0 V	1,5 s	1,2 s
	Wzrost napięcia stopień 1 ¹⁾	1,1 Un	440,0 V	3,0 s	-
	Wzrost napięcia stopień 2	1,15 Un	460,0 V	0,2 s	0,1 s
Obniżenie częstotliwości		47,5 Hz		0,5 s	0,3 s
Podwyższenie częstotliwości		52 Hz		0,5 s	0,3 s
Zabezpieczenie od pracy wyspowej	ROCOF	2,5 Hz/s		0,5 s	-
	aktywne	-		5 s	-
¹⁾ 10-minutowa wartość średnia, zgodnie z EN 50160. Szczegółowe wymagania w zakresie pomiaru wartości średniej zawarte są w normach polskich.					

14 SPIS RYSUNKÓW

1. E-1 Rzut dachu
2. E-2 Rzut piętra
3. E3 Rzut parteru
4. E-4 Rzut piwnic
5. E-5 Instalacja odgromowa – elewacja
6. E-6 Schemat RDC.

7. E-7 Schemat RGPV
8. E-8 - Schemat ideowy instalacji fotowoltaicznej.
9. E-9- Schemat podłączenia optymalizatorów
10. Schemat rozdzielnic RNF
11. Modyfikacja układu pomiarowego
12. Schemat podłączenia licznika