

## 1. Opis techniczny

### 1.1. Podstawa opracowania

- **PN-EN 62305-1** - Ochrona odgromowa obiektów budowlanych – wymagania ogólne;
- **PN-80/B-02010/Az1** – Zmiana do PN-80/B-02010 z października 2006
- **PN-B-02011:1977/Az1** – Zmiana do PN-B-02011:1977 z lipca 2009
- **PN-HD 60364-7-712:2007** - Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych - Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji - Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania;
- **PN-EN 61173:2002** - Ochrona przepięciowa fotowoltaicznych (PV) systemów wytwarzania mocy elektrycznej – Przewodnik;
- **PN – B – 02025:2001** - Obliczanie sezonowego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynków mieszkalnych;
- **PN-86/E-05003/01** - Ochrona odgromowa obiektów budowlanych – wymagania ogólne;
- **Eurokod 1 - PN-EN 1991-1-4 (wraz z późniejszymi zmianami)** - Oddziaływania na konstrukcje. Oddziaływania ogólne. Oddziaływania wiatru – strefa klimatyczna dla Polski, kat terenu III i IV;
- **Eurokod 1 - PN-EN 1991-1-3 (wraz z późniejszymi zmianami)** - Oddziaływania na konstrukcje. Oddziaływania ogólne. Obciążanie śniegiem – strefa klimatyczna dla Polski;
- **PN-80/B-02010/Az1** - Obciążenia w obliczeniach statycznych – Obciążenia Śniegiem;
- **PN-76/B-03420:** Wentylacja i klimatyzacja. Parametry obliczeniowe powietrza wewnętrznego w pomieszczeniach przeznaczonych do stałego przebywania ludzi. Uwzględniając II oraz III strefę klimatyczną Polski.

### 1.2. 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 m<sup>2</sup>, 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/m<sup>2</sup>
  - temperatura powietrza = 20°C
  - prędkość wiatru = 1 m/s
  - sposób montażu = nie zasłonięta tylna część panelu
- **Sprawność systemów solarnych (η%)** - Stopień zamiany energii słonecznej na elektryczną mierzony jest w %. Wówczas moduł PV o sprawności np. 15% z powierzchni 1m<sup>2</sup> (jednego metra kwadratowego) w ciągu godziny wyprodukuje 150Wh energii elektrycznej, według międzynarodowego standardu STC (1000 W/m<sup>2</sup>, temp. 25°C). W dni o słabszym nasłonecznieniu produkcja prądu będzie mniejsza. Różne technologie PV (monopolikrystaliczne, 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.

### 1.3. Instalacja fotowoltaiczna- opis rozwiązań projektowych

Obiekt zostanie wyposażony w instalację fotowoltaiczną o łącznej mocy minimum 58,15 kWp. Zaprojektowano podłączenie instalacji fotowoltaicznej do wewnętrznej instalacji elektrycznej obiektów.

Instalację fotowoltaiczną stanowią:

- moduły fotowoltaiczne szkło-szkło stanowiące wypełnienie fasady wentylowanej na elewacji południowej budynku „F2” o łącznej mocy 58,15 kWp;
- moduły szkło-szkło stanowiące wypełnienie międzyokienne fasady wentylowanej na elewacji południowej budynku „F2”;
- falowniki fotowoltaiczne współpracujące z modułami fotowoltaicznymi;
- 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);
- zabezpieczenie przed wypływem energii do sieci;
- system monitorowania i zarządzania instalacją fotowoltaicznej.

## 1.4. Osprzęt

### 1.4.1. Moduły fotowoltaiczne stanowiące wypełnienie fasady wentylowanej.

Na elewacji południowej budynku „F2” zaprojektowano moduły fotowoltaiczne wykonane w technologii szkło-szkło (ogniwa od strony frontowej i tylnej zabezpieczone taflą szkła), wykorzystujące krzemowe, monokrystaliczne ogniwa fotowoltaiczne 5BB (pięć busbarowe) z przednią metalizacją (ang. Front-Contact).

Zastosowane moduły są szybą bezpieczną w rozumieniu przepisów budowlanych. Moduły fotowoltaiczne typu szkło-szkło nie są narażone na rozszczelnienie ramki które jest powodem delaminacji i nie posiadają tylnej warstwy stosunkowo łatwej do niewidocznego uszkodzenia, przez którą może dojść do przebicia narażającego zdrowie i życie użytkowników. Dodatkowym atutem jest mniejsza zdolność do nagrzewania się (większa pojemność cieplna szkła w stosunku do modułów z back sheet) co skutkuje wyższą efektywnością ogniw, całej instalacji i mniejszym stopniem degradacji ogniw. Laminacji modułów należy dokonać przy zastosowaniu folii PVB. Ze względu na trwałość, zmniejszenie spadku mocy instalacji w kolejnych latach nie dopuszcza się zastosowanie modułów fotowoltaicznych z wykorzystaniem butylu oraz zastosowania folii EVA do laminacji modułów fotowoltaicznych. Tylną szybę modułu fotowoltaicznego stanowi szyba ESG emaliowana (kolor emalii zostanie określony na etapie realizacji na podstawie próbek zaakceptowanych przez Głównego Projektanta obiektu)

Wymiary poszczególnych modułów fotowoltaicznych montowanych na elewacjach obiektu powinny zostać dobrane do układu architektonicznego elewacji południowej, zgodnie z rysunkiem OF-1.

#### Parametry zaprojektowanych modułów PV na elewacji:

<u>PARAMETR</u>	<u>WARTOŚĆ</u>	<u>DOPUSZCZALNA ODCHYLKA</u>	<u>SPOSÓB UDOKUMENTOWANIA</u>
<b>Typ ogniw w module PV</b>	KRZEMOWE MONOKRYSTALICZNE 5BB (technologia „front-contact”)	Ogniwa monokrystaliczne „back-contact” (z tylną metalizacją)	Karta katalogowa
<b>Tolerancja mocy</b>	+5W	Niedopuszczalne stosowanie modułów z ujemną tolerancją mocy	Karta katalogowa
<b>Barwa ogniw fotowoltaicznych</b>	Ciemno-granatowa, niebieski	Niedopuszczalna	Karta katalogowa
<b>Sprawność ogniw</b>	21,0%	+% brak ograniczeń -0%	Karta katalogowa
<b>Ognioodporność</b>	Frontowa i tylna warstwa modułu niepalna – materiał zaliczony do kategorii materiałów niepalnych i nie wydzielających dymu ani uwalniania płonących cząstek/kropli	niedopuszczalna	Oświadczenie producenta

Flash test	Wymagany dla każdego modułu	niedopuszczalna	Świadectwo badań – Flash Test dla każdego typu modułów dostarczany wraz z ofertą
<b>LID</b>	3%	większa niedopuszczalna	Karta katalogowa
<b>Utrata wydajności w ciągu 25 lat</b>	12 lat – 10% 25 lat - 17%	większa niedopuszczalna	Karta katalogowa
<b>Kompozycja modułu</b>	gr. 10mm+PV VSG ESG	wg. obliczeń wytrzymałościowych	Karta katalogowa
<b>Szyba tylna</b>	ESG emaliowana (kolor do uzgodnienia na etapie realizacji)	+0% -% brak ograniczeń	Karta katalogowa
<b>Folia laminacyjna</b>	PVB	niedopuszczalna	Karta katalogowa
<b>Współczynnik temperatowy modułów</b>	-0,4 %/°C	+0% -% brak ograniczeń	Karta katalogowa
<b>Normy, certyfikaty</b>	PN-EN 61730: 2007; 2012; 2013; 2014	równoważna	Certyfikat
	PN-EN 61215: 2005	równoważna	Certyfikat
	IEC 61701	równoważna	Certyfikat
	IEC 62716	równoważna	Certyfikat
	UNI 9177	równoważna	Certyfikat

W celu potwierdzenia ofertowania produktu zgodnego ze stawianymi wymaganiami, wymaga się dostarczenia wszystkich dokumentów określonych w kolumnie sposób udokumentowania na etapie przetargu (wraz z ofertą).

W celu potwierdzenia jakości oferowanych produktów wymagane jest aby Producent modułów fotowoltaicznych posiadał certyfikaty ISO 9001, ISO 14001, BS OHSAS 18001 w zakresie rozwoju i prototypowania modułów, produkcji modułów fotowoltaicznych lub równoważne, które należy dostarczyć wraz z ofertą.

#### 1.4.2. Moduły szklane stanowiące wypełnienie fasady wentylowanej w pasach między okiennych

Na elewacji południowej budynku „F2” zaprojektowano moduły szklane wykonane w technologii szkło-szkło. Zastosowane moduły są szybą bezpieczną w rozumieniu przepisów budowlanych. Moduły od strony frontowej zostaną polakierowane w technologii druku ceramicznego inkjet, tak aby sprawiały wrażenie modułów fotowoltaicznych (próbki modułów z nadrukiem ceramicznym należy zaakceptować u Głównego Projektanta obiektu) tym samym zachowując jednolity wygląd elewacji południowej. Laminacji modułów należy dokonać przy zastosowaniu folii PVB.

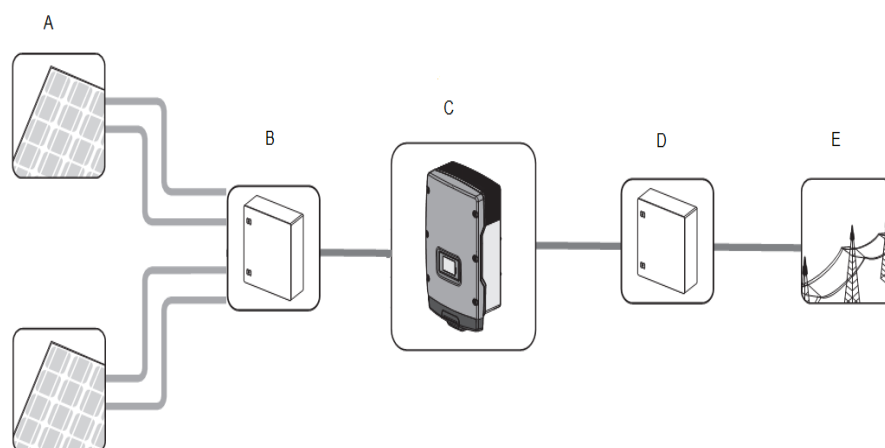
Wymiary poszczególnych modułów fotowoltaicznych montowanych na elewacjach obiektu powinny zostać dobrane do układu architektonicznego elewacji południowej, rysunek OF-1.

### 1.4.3. Falowniki fotowoltaiczne

Zadaniem falowników fotowoltaicznych jest przekształcenie wygenerowanej przez moduły fotowoltaiczne 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.

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.

Falowniki fotowoltaiczne muszą zapewnić odczyt produkowanej energii przez portal WWW oraz posiadać 2MPPT. Wymagany współczynnik zniekształcenia dla falowników 3-fazowych <3% i <5% dla falowników 1-fazowych. Sprawność falowników fotowoltaicznych min. 98%. Pobór energii przez pojedynczy falownik fotowoltaiczny w nocy musi być mniejszy niż 1W. Falownik musi posiadać wbudowany rozłącznik DC, umożliwiający pomiar izolacji po stronie DC oraz posiadać zabezpieczenie przed odwrotną polaryzacją. Obudowa falownika musi posiadać stopień ochrony minimum IP65. Falowniki muszą być wyposażone w manualny rozłącznik po stronie generatora DC na czas serwisu oraz system kontroli temperatury pracy elektroniki sterującej.

Parametry łańcuchów po stronie napięcia stałego zostały dobrane tak by nie przekraczały w żadnych warunkach dopuszczalnych parametrów wejściowych falowników.

Falownik musi posiadać wbudowany rozłącznik DC, umożliwiający pomiar izolacji po stronie DC oraz posiadać zabezpieczenie przed odwrotną polaryzacją. Obudowa falownika musi posiadać stopień ochrony

minimum IP65. Falowniki muszą być wyposażone w manualny rozłącznik po stronie generatora DC na czas serwisu oraz system kontroli temperatury pracy elektroniki sterującej.

Falowniki muszą spełniać kryteria przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznych.

Zastosowane falowniki muszą spełniać wymogi następujących dyrektyw oraz norm:

- dyrektywy 2014/53/UE oraz 2011/65/UE;
- normy EN 62109; 61000-6-2; 610006-3; 62109

W celu potwierdzenia ofertowania produktu zgodnego ze stawianymi wymaganiami wymaga się dostarczenia wszystkich dokumentów, w tym kart katalogowych, certyfikatów, deklaracji zgodności, aprobat technicznych na etapie przetargu (wraz z ofertą).

#### Parametry dobranego falownika fotowoltaicznego:

PARAMETR	WARTOŚĆ	DOPUSZCZALNA ODCHYLKA	SPOSÓB UDOKUMENTOWANIA
Moc maksymalna AC	17 000 W	mniej niedopuszczalne	Karta katalogowa
Napięcie wyjściowe AC - faza do fazy / faza do przewodu zerowego (napięcie znamionowe)	380 / 220 ; 400 / 230	W przypadku zastosowania falowników jednofazowych należy zastosować 3 jednostki o takiej mocy wyjściowej AC	Karta katalogowa
Moc maksymalna DC	22 950 W	Nie mniej niż łączna moc modułów PV	Karta katalogowa
Max. napięcie wejściowe	900 V DC	niedopuszczalna	Karta katalogowa
Częstotliwość sieci AC / zakres	50/60 Hz $\pm$ 5	niedopuszczalna	Karta katalogowa
Maks. prąd wyjściowy	26A	niedopuszczalna	Karta katalogowa
Max. wydajność / wydajność wg norm EU	98% / 97,7%	niedopuszczalna	Karta katalogowa
Gwarancja	12-25 lat	niedopuszczalna	Karta katalogowa
Możliwość instalacji wewnątrz i na zewnątrz budynków	TAK	niedopuszczalna	Karta katalogowa
Waga	33,2 kg	niedopuszczalna	Karta katalogowa
Temperatura pracy	-20 °C ... +60 °C	niedopuszczalna	Karta katalogowa
Wymiary	775 x 315 x 260 mm	niedopuszczalna	Karta katalogowa
Pobór mocy na potrzeby własne (w nocy)	max 2,5 W	niedopuszczalna	Karta katalogowa
Interfejsy:	RS485, Ethernet, Zigbee, Wi-Fi, GSM	niedopuszczalna	Karta katalogowa

Falowniki fotowoltaiczne należy zamontować zgodnie z zaleceniami i uwagami producenta. Nad falownikami fotowoltaicznymi wykonać zadaszenie ograniczające oddziaływaniu słońca oraz deszczu na jednostki. Falowniki fotowoltaiczne zaprojektowano na ścianie północnej nadbudowy, co dodatkowo zapobiega bezpośredniemu padaniu promieniowania słonecznego.

#### 1.4.4. Optymalizator mocy

Działanie optymalizatorów mocy polega na szukaniu punktu mocy maksymalnej na poziomie pojedynczego modułu PV. Optymalizator pozwala utrzymać stałe napięcie w łańcuchu umożliwiając stałą wydajność falownika. Każdy optymalizator wyposażony jest w SafeDC, który automatycznie odłącza napięcie modułu, gdy dojdzie do wyłączenia sieci lub falownika.

#### **1.4.5. Rozdzielnica fotowoltaiczna RGPV**

W celu odbioru energii z projektowanej instalacji fotowoltaicznej oraz wprowadzenia jej do instalacji elektrycznej obiektów (rozdzielnic głównych) należy zaprojektować zbiorczą rozdzielnicę instalacji fotowoltaicznej po stronie napięcia przemiennego - RGPV.

Rozdzielnicą RGPV zamontować w pomieszczeniu technicznym jak najbliżej pomieszczenia RG lub przy falownikach fotowoltaicznych. Obudowa rozdzielnic RGPV musi posiadać stopień ochrony min IP30. Wyposażenie rozdzielnic RGPV dobrać na podstawie zaleceń producenta falowników fotowoltaicznych tak aby rozdzielnica posiadała wszystkie niezbędne zabezpieczenia dla poprawnej i bezpiecznej pracy instalacji fotowoltaicznej.

#### **1.4.6. Okablowanie i złącza po stronie prądu stałego (DC)**

Wszelkie połączenia modułów fotowoltaicznych zaprojektowano z wykorzystaniem dedykowanych złączy dla instalacji solarnych typu MC4.

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 : 4/6/10 mm<sup>2</sup> ,
- żyły: wg PN/EN-60228, miedziane wielodrutowe klasy 5

#### **1.4.7. Okablowanie po stronie prądu zmiennego (AC)**

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



### 1.5. Moce i uzyski z instalacji fotowoltaicznej

Obliczenia ilości produkowanej energii elektrycznej zostały przeprowadzone dla uśrednionych danych na podstawie obrazów satelitarnych wykonanych przez CM-SAF.

Dane wejściowe przyjęte do obliczeń:

- Lokalizacja: 50°34'22" N, 21°40'44" E
- Moc instalacji fotowoltaicznej: 58,15 kWp

W poniższej tabeli przedstawiono nasłonecznienie oraz produkcje energii w ujęciu miesięcznym i dziennym.

Miesiąc	Ed	Em	Hd	Hm
	kWh	kWh	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
Styczeń	53,4	1660	1,24	38,3
Luty	83,6	2340	1,98	55,5
Marzec	97,6	3030	2,38	73,9
Kwiecień	104	3110	2,64	79,3
Maj	105	3270	2,8	86,8
Czerwiec	93,3	2800	2,53	76
Lipiec	99,7	3090	2,73	84,6
Sierpień	107	3320	2,88	89,2
Wrzesień	95,7	2870	2,47	74
Październik	96,7	3000	2,4	74,4
Listopad	52,1	1560	1,26	37,8
Grudzień	38,2	1190	0,9	27,9
<b>SUMA</b>		<b>31 240</b>		<b>798</b>

gdzie:

Ed – Szacowana dzienna produkcja energii z zainstalowanego systemu fotowoltaicznego (kWh)

Em – Szacowana miesięczna produkcja energii z zainstalowanego systemu (kWh)

Hd – Szacowana dzienna suma całkowitego promieniowania słonecznego na metr kwadrat (kWh/m<sup>2</sup>)

Hm – Szacowana miesięczna suma całkowitego promieniowania słonecznego na metr kwadrat (kWh/m<sup>2</sup>)

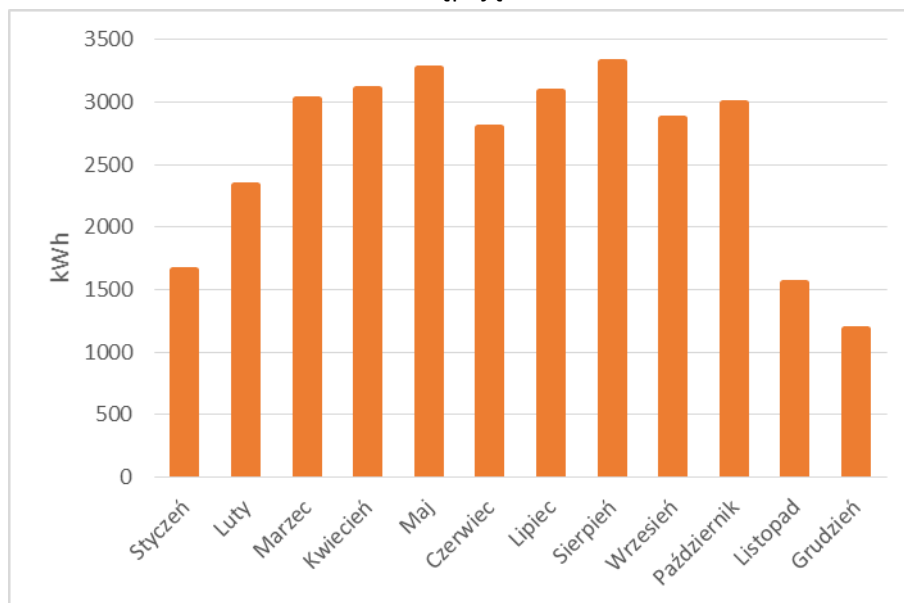
Przewiduje się pozyskanie w skali roku energii elektrycznej o łącznej wartości **31240[kWh]**. W wyniku produkcji energii w instalacji OZE uzyskamy **25,93Mg** unikniętej emisji CO<sub>2</sub>, tj. **25 929,2 kg** CO<sub>2</sub>. Obliczenia wykonano na podstawie referencyjnego wskaźnika jednostkowej emisyjności dwutlenku węgla przy produkcji energii elektrycznej do wyznaczania poziomu bazowego dla projektów JI realizowanych w Polsce wynoszącego 0,830 Mg CO<sub>2</sub>/MWh, określonego przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE). Wskaźnik dotyczy projektów JI, które prowadzą do zmniejszania produkcji lub zużycia energii elektrycznej i związanego z tym ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> w instalacjach objętych EU ETS, np. wykorzystanie odnawialnych źródeł energii do produkcji energii elektrycznej i wprowadzania jej do krajowej sieci elektroenergetycznej.

Na osiągi będzie miała wpływ pogoda podczas badanego okresu czasu. Instalacja fotowoltaiczna zostanie wyposażona w zabezpieczenie przed wypływem energii do sieci oparte na redukcji energii na falownikach

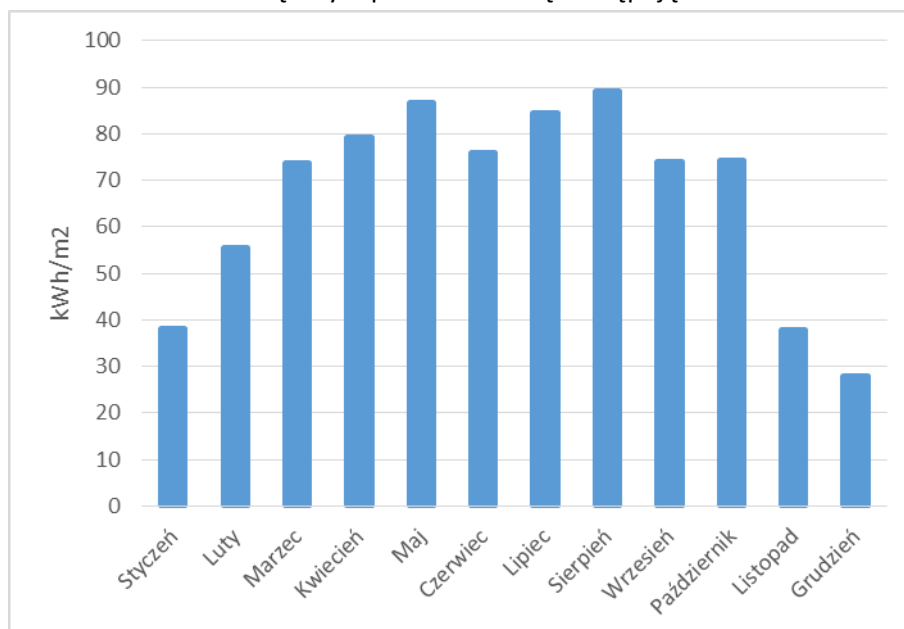


fotowoltaicznych dopasowując przetwarzaną energii do chwilowego poboru energii elektrycznej obiektu. W celu uzyskanie 100% przewidzianych uzysków Zamawiający powinien zapewnić 100% pobór energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej w momencie jej produkcji.

Szacowana miesięczna produkcja instalacji fotowoltaicznej w rozkładzie miesięcznym przedstawia się następująco.



Szacowane miesięczne promieniowanie słoneczne padające na instalację fotowoltaiczną w rozkładzie miesięcznym przedstawia się następująco.



## 1.6. SYSTEM REDUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

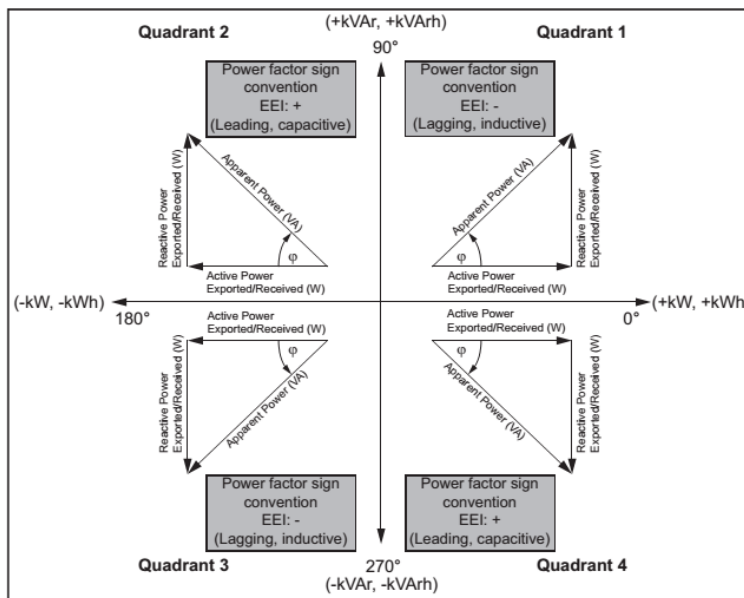
System Zarządzania Energią składa się z trzech podstawowych elementów:

- 1) Inwerter fotowoltaiczny wyposażony w kartę komunikacyjną,
- 2) Komputer sterowniczy Embedded (sterownik PLC),

### 3) Analizator sieci elektrycznej komunikujący się bezpośrednio z Komputerem Embedded (sterownik PLC)

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. (rys poniżej).



Po inicjacji zasilania Sterownik PLC bada sieć energetyczna przez 60sek przy użyciu magistrali komunikacyjnej Ethernet 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.

Główny stycznik w rozdzielni energetycznej RGPV (rozdzielnia główna fotowoltaiczna) pozostaje wyłączony 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 o wysterowaniu ich na XXX% ich mocy w stosunku do ich mocy znamionowej.

Po wysłaniu komendy musi upłynąć czas odpowiedzi inwerterów o gotowości wysterowania na żądany zakres mocy (najczęściej jest to 2sek).

Sterownik PLC załącza wyłącznik/stycznik w rozdzielni głównej 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 przyłączy do obiektu), jeżeli zostanie zaobserwowana zmiana ilości energii pobieranej przez budynek, sterownik wysyła komendę do inwerterów o zmniejszeniu lub zwiększeniu ilości dostarczanej energii.

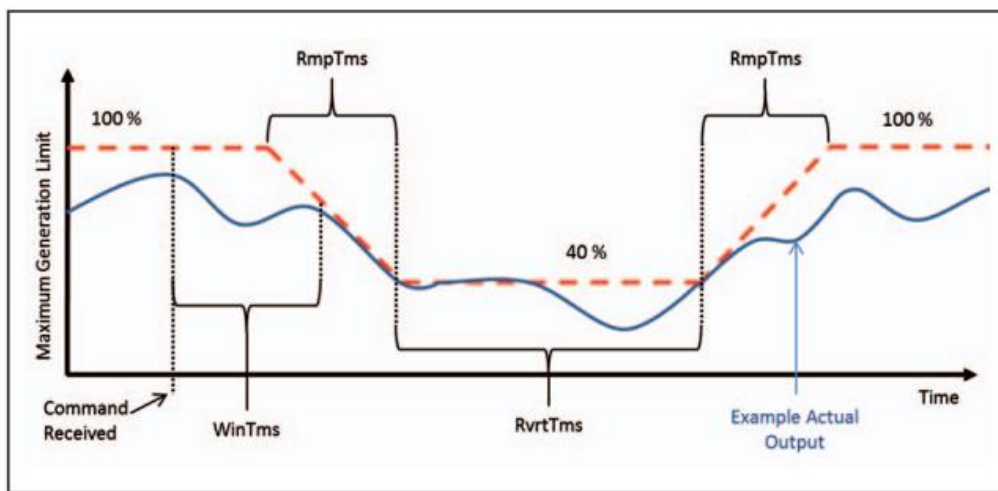
Czas potrzebny na zmianę nastaw inwertera wynosi od 1 do 10sek (najczęściej 2sek). Związane jest to zmianą pojemności baterii kondensatorów w inwerterach fotowoltaicznych oraz koniecznością przestrojenia układów MPPT (bez wydzielania się ciepła na wewnętrznej elektronice) do nowych nastaw.

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:

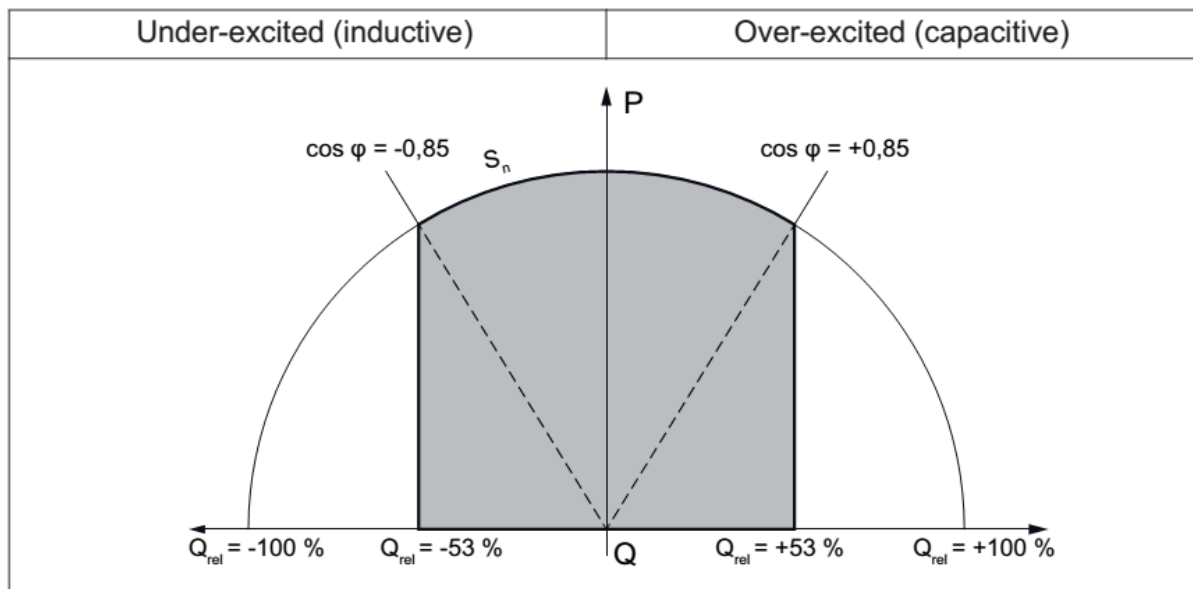
- załączenie dodatkowego obciążenia w obiekcie (np. podgrzewacze wody, pralki, przepompownie, stacje uzdatniania wody, itp.),
- redukcja ilości oddawanej energii przez Inwertery fotowoltaiczne,
- odłączenie całościowej instalacji fotowoltaicznej w przypadku wykrycia anomalii w generowanej energii lub 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  $P_o > 0.1\text{ kW}$ ,  $t=200\text{ms}$ ,
  - -ponowne przyłączenie do sieci po awaryjnym wyłączeniu:  $t_{\min}=300\text{s}$ .

Poniżej przedstawiono wykres obrazujący zasadę działania systemu redukcji mocy inwerterów fotowoltaicznych.



System Zarządzania Energią musi zapewniać regulację mocy biernej obiektu. Regulacja mocy biernej musi zapewnić utrzymanie  $\text{tg}\varphi < 0.4$ . System musi mieć możliwość wymuszenia na falownikach oddawanie lub pobieranie przez nich mocy biernej w zakresie  $<-53\% \text{ do } +53\%>$  mocy znamionowej  $S_n$  aktualnie dostępnej na falowniku fotowoltaicznym. Co odpowiada współczynnikowi  $\cos\varphi$  zmiennym w zakresie  $<-0.8 \text{ do } +0.8>$ .

Minimalny zakres generacji / poboru mocy biernej przez falowniki został opisany na poniższym rysunku.



Pojęcia regulacji mocy biernej oraz zakresy pomiarowe muszą być zgodne z normami: PN-EN 62053-23, a także IEC 60375.

### 1.7. Wytyczne branży konstrukcyjnej dla fasady wentylowanej zintegrowanej systemowo z modułami fotowoltaicznymi

Dla przyjętego systemu modułów fotowoltaicznych dostawca systemu musi dostarczyć projekt konstrukcji wsporczej uwzględniający poniższe wytyczne.

Fasadę wentylowaną z modułami fotowoltaicznymi należy zaprojektować na elewacji w części nieprzezierniej. Przyjęte rozwiązanie systemu fasady wentylowanej z modułami fotowoltaicznymi ma zapewnić estetyczne i praktyczne rozwiązanie, mające na celu zapewnienie atrakcyjnego wyglądu okładziny zewnętrznej ściany oraz umożliwiającego pozyskanie energii elektrycznej w sposób zaplanowany.

Konstrukcja wsporcza modułów fotowoltaicznych należy zaprojektować i wykonać zgodnie z **Warunkami technicznym jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie: §225 „Elementy okładzin elewacyjnych powinny być mocowane do konstrukcji budynku w sposób uniemożliwiający ich odpadanie w przypadku pożaru w czasie krótszym niż wynikający z wymaganej klasy odporności ogniowej dla ściany zewnętrznej, określonej w § 216 ust. 1, odpowiednio do klasy odporności pożarowej budynku, w którym są one zamocowane.” Wymagana klasa odporności pożarowej dla ściany zewnętrznej budynku F2 wynosi EI 60.**

Zaprojektowany system fasady wentylowanej z modułami fotowoltaicznymi jest estetycznym i praktycznym rozwiązaniem, mającym na celu ochronę przed warunkami atmosferycznymi oraz zapewnienie atrakcyjnego wyglądu okładziny zewnętrznej ściany.

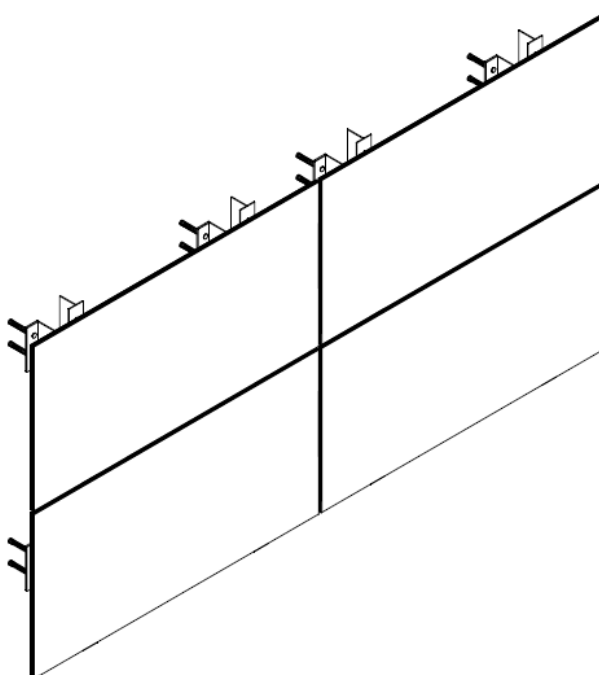
Bezramowa konstrukcja fasady wentylowanej z wypełnieniami w postaci modułów szklanych wykonana jest na bazie profili aluminiowych.

System mocowania modułów szklanych w fasadzie wentylowanej opiera się na koncepcji mocowania paneli typu „back rail”. Moduły szklane klejone są za pośrednictwem szczeliwa silikonowego do szyn aluminiowych anodowanych. Połączenia te są wykonane zgodnie z PN-EN 13022 część I i II oraz ETAG 002

. Szyny aluminiowe modułów szklanych mocowane są do rusztu aluminiowego fasady. Na połączeniu szyn i rusztu zastosowano przekładki z tworzywa sztucznego tłumiące drgania konstrukcji. Ruszt stanowią aluminiowe profile nośne w układzie pionowym. Elementy pionowe rusztu mocowane są za pośrednictwem aluminiowych lub stalowych ocynkowanych konsol do konstrukcji budynku. Sposób mocowania rusztu umożliwia kompensację różnicy rozszerzalności termicznej elementów fasady.

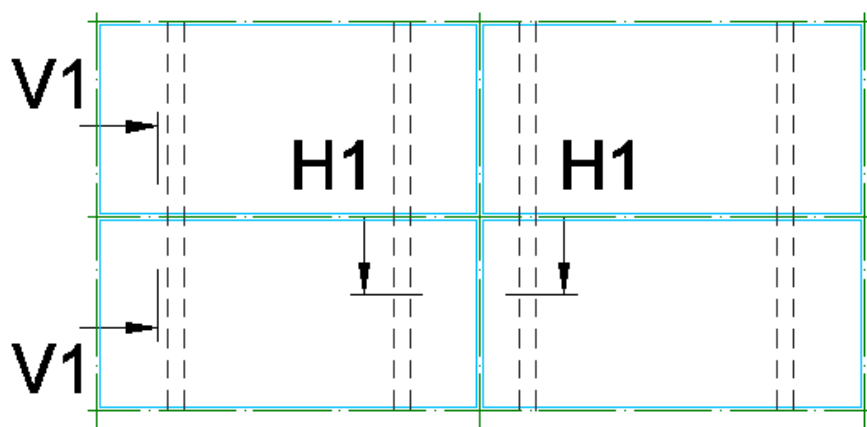
Moduły szklane stanowiące okładzinę elewacji są wykonane w technologii szkło-szkło, w systemie bezramkowym. Moduł stanowi szyba ESG lub TVG laminowana przy zastosowaniu czarnej folii PVB. Moduł stanowi szybę bezpieczną w rozumieniu przepisów budowlanych. Grubość szyby wynosi min. 8mm.

Uchwyty mocujące moduły szklane do aluminiowego rusztu są niewidoczne, dzięki czemu fasada stanowi płaską szklaną powierzchnię bez listew maskujących, dociskowych, z zaznaczonymi podziałami pionowymi i poziomymi, które stanowią szczeliny o szerokości 20mm pomiędzy przylegającymi do siebie taflami szkła. Widok fasady wentylowanej przedstawiono na poniższym rysunku

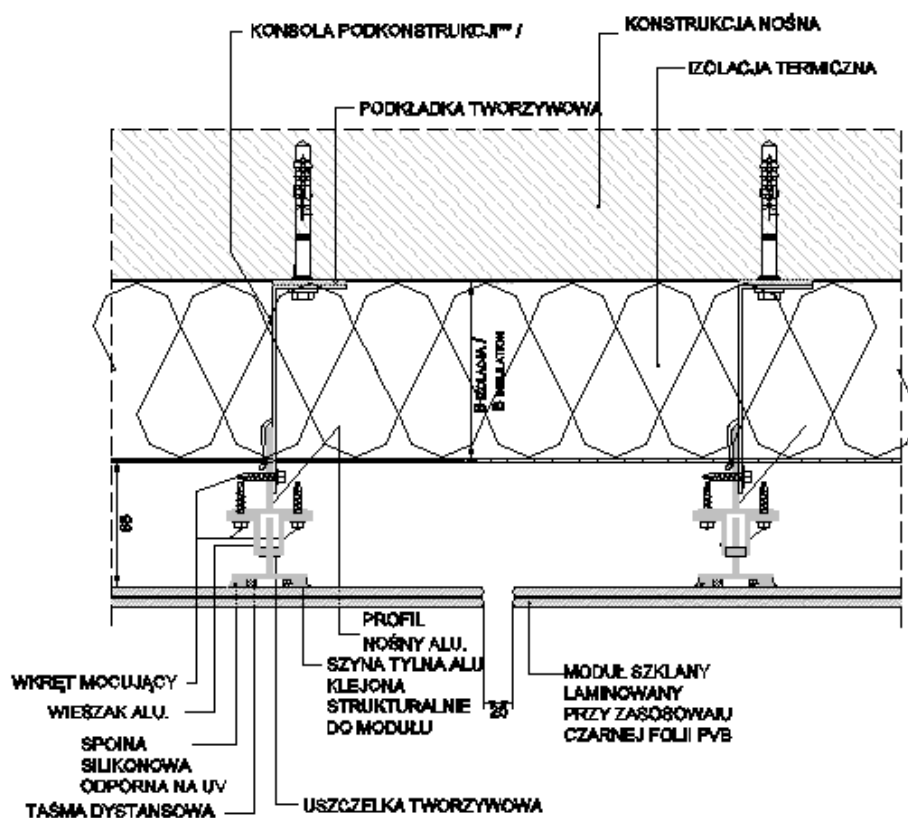


Izometria fasady wentylowanej

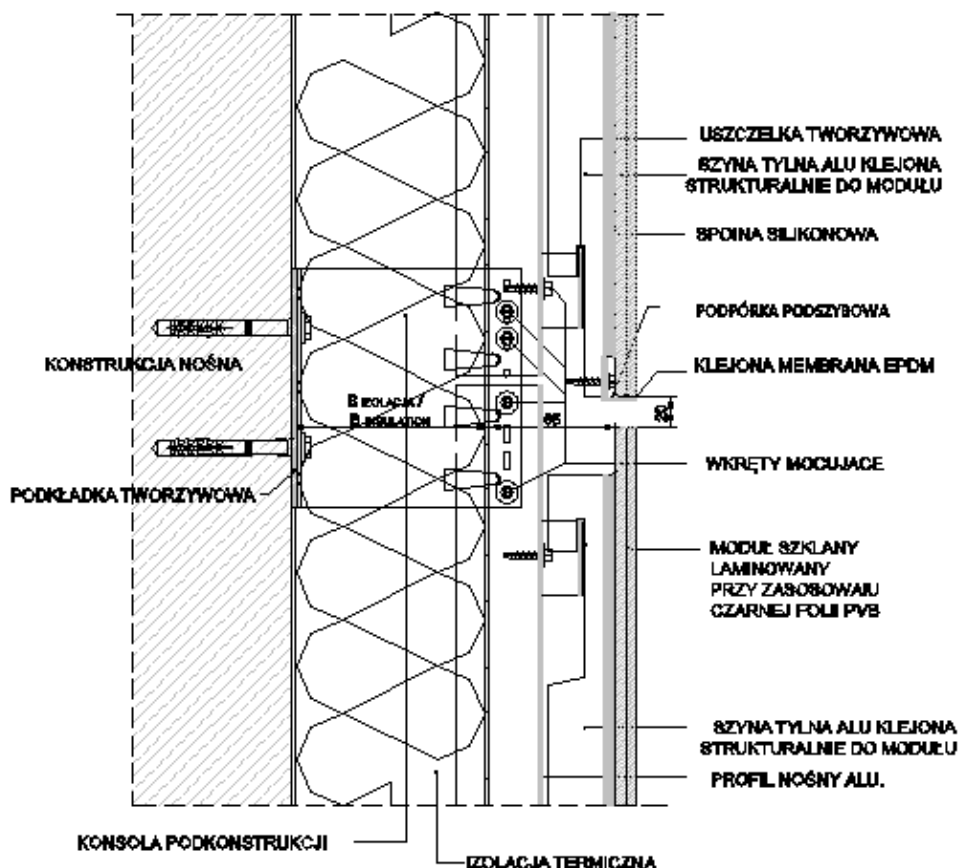
Elementem nośnym fasady są aluminiowe słupki (profil T o szerokości 50mm i głębokości 57mm) mocowane do ściany za pośrednictwem konsol aluminiowych. Słupki rozmieszczone są w rozstawie identycznym jak back raile przyklejone do modułu i wyposażone są w gniazda na których zawieszane są, poprzez tzw. back raile, moduły szklane. Back rail jest to anodowany profil tłoczony, wykonany z aluminium (profil T o szerokości 50mm i głębokości 40mm). Integracja modułów PV z back railami następuje w procesie prefabrykacji. W tym celu firma dostarczająca zintegrowany z back railem moduł szklany (firma wykonawcza) musi posiadać Certyfikat Quality Bond lub równoważny wydany przez dostawcę silikonu, potwierdzający poprawność wykonania szklenia strukturalnego przy użyciu silikonu odpornego na UV, który należy dostarczyć wraz z ofertą. Aluminiowe słupki są montowane do konstrukcji budynku przy pomocy marek systemowych. Marki w żadnym wypadku nie mogą przenosić na konstrukcję fasady wentylowanej obciążeń z konstrukcji budynku. Charakterystyczne przekroje fotowoltaicznej fasady wentylowanej przedstawiono na poniższych rysunkach



Widok szklanej fasady wentylowanej



Przekrój poziomy H1-H1 fotowoltaicznej fasady wentylowanej



Przekrój pionowy V1-V1 fotowoltaicznej fasady wentylowanej

Celem zapewnienia prawidłowej wentylacji pomiędzy izolacją termiczną ściany a modułami PV, projektuje się pustkę powietrzną o szerokości min 20mm. Na połączeniu rusztu, szyn i wieszaków zastosowano przekładki tłumiące drgania z tworzywa sztucznego HPVC oraz EPDM. System mocowania kompensuje ruchy zarówno w pionie jak i poziomie. Wszystkie podpory, marki projektuje się jako wykonane z aluminium lub stali nierdzewnej. Wszystkie materiały należy odpowiednio zabezpieczyć antykorozyjnie aby nie wchodziły w reakcję ze sobą.

Konsole montażowe należy wykonać z materiału nierdzewnego o szerokości minimum 100 mm o współczynniku  $\lambda=4,3$  i  $15W/m^{\circ}K$ .

Kształtowniki aluminiowe systemu są wykonane w procesie tłoczenia ze stopu aluminium gatunku EN AW-6063 w stanie T66 zgodnie z normami: skład chemiczny stopu EN 573-3, EN 515, tolerancja wymiarów i kształtu EN 12020-2, własności mechaniczne wg EN 755-2, EN 755-1. Elementy złączne systemu (wkręty samowierzące, śruby, nakrętki, podkładki) wykonywane są ze stali nierdzewnej gatunku A2. Kształtowniki i konsole aluminiowe oraz konsole ze stali nierdzewnej do mocowania okładzin elewacyjnych systemu są objęte aprobatą AT-15-9301/2014. Zestaw wyrobów do wykonywania wentylowanych okładzin fotowoltaicznych musi posiadać Opinię Techniczną Instytutu Techniki Budowlanej o możliwości ich zastosowania w środowisku o kategorii korozyjności C3 wg PN-EN ISO 9223:2012. W celu potwierdzenia opinii należy przedstawić wraz z dokumentami ofertowymi. Dla elementów lakierowanych i anodowanych odpowiednia grubość powłoki lakierowej proszkowej wynosi minimum 60  $\mu m$ , natomiast grubość anodowej tlenkowej 15÷20 $\mu m$ . Powłoki lakiernicze i anodowane muszą być wykonane w lakierniach i anodowniach posiadających znaki jakości Qualicoat i Qualanod.



Rozwiązanie fasady wentylowanej dopuszczone do zastosowania musi posiadać krajową Aprobate Techniczną ITB. W przypadku braku takowego dokumentu jako alternatywę dopuszcza się zestawy wyrobów, które posiadają wytrzymałościowe badania typu przeprowadzone wg wytycznych do Europejskich Aprobate Technicznych ETAG nr 034, przez jednostkę akredytowaną jaką jest Instytut Techniki Budowlanej, potwierdzające spełnienie poniższych parametrów:

- odporność na działanie wiatru – parcie i ssanie min 2000 Pa
- odporność na obciążenie siłą poziomą – min. 500 N
- odporność na uderzenie ciałem miękkim i ciężkim oraz twardym – kategoria użytkowania min. III
- odporność na cykle grzania i deszczowania – min. 60 cykli

Badania typu muszą być przeprowadzone dla wyrobów zawierających elementy zgodnie z przekrojem stanowiącym integralną część niniejszej dokumentacji i muszą być potwierdzone raportami z badań. W celu potwierdzenia ofertowania produktu zgodnego ze stawianymi wymaganiami wymaga się dostarczenia Aprobate Technicznej lub raportów z badań typu fotowoltaicznej fasady wentylowanej na etapie przetargu (wraz z ofertą).

W celu potwierdzenia jakości oferowanych usług, wymagane jest aby Firma Wykonawcza (montażowa) fasady wentylowanej posiadała certyfikaty ISO 9001, ISO 14001, BS OHSAS 18001 w zakresie projektowania i instalacji fasad wentylowanych lub równoważne, które należy dostarczyć wraz z ofertą.

Cześć modułów szklanych musi zostać przygotowana do zamocowania przez nie uchwyty do mocowania rusztowania do mycia elewacji. W tym celu moduły szklane muszą posiadać otwory przez które zostaną wypuszczone marki zamocowane do ściany budynku. Szczegółowa lokalizacja modułów szklanych z otworami oraz wymiary otworów zostały podane w części rysunkowej. Nie dopuszcza się wypuszczania marek w fugach międzyszybowych. Dodatkowo w miejscach wskazanych na elewacji w modułach szklanych należy wykonać otwory pod przelewy awaryjne. Szczegółowa lokalizacja modułów szklanych z otworami oraz wymiary otworów zostały podane w części rysunkowej. Nie dopuszcza się zakończenia rynien przelewowych po wewnętrznej stronie okładzin elewacyjnych.

## 1.8 WYTYCZNE DO ROZWIĄZAŃ W ZAKRESIE OCHRONY PRZECIWPOŻAROWEJ

Instalacja fotowoltaiczna sprzęgnięta będzie z głównym wyłącznikiem p.poż. i w momencie pojawienia się pożaru nastąpią poniższe czynności:

1. Wyłączenie głównego wyłącznika p.poż budynku,
2. W wyniku zadziałania automatyki budynków zostaje wyłączone zasilanie zmienne AC podstawowe i rezerwowe,
3. Następuje brak napięcia szaf i rozdzielnic budynku a tym samym falownik w RGPV nie generuje napięcia,
4. Poprzez braku napięcia na stykach wyłącznika p.poż automatyka RGPV obniża napięcie z modułów fotowoltaicznych za pomocą optymalizatora i utrzymuje je na bezpiecznym poziomie 1 V DC,
5. Przy zadziałaniu wyłącznika p.poż lub innej sytuacji awaryjnej na skutek której nastąpi zanik napięcia OSD falownik fotowoltaiczny nie będzie przetwarzał energii oraz generował napięcie po stronie AC. Dodatkowo falowniki fotowoltaiczny zostaną umieszczone na dachu. Uwzględniając powyższe fakty podczas pożaru na skutek zadziałania wyłącznika p.poż budynku i zaniku napięcia OSD kable pomiędzy falownikiem a rozdzielnicą zbiorczą instalacji fotowoltaicznej będą znajdować się w stanie bez napięciowym,
6. Pod wpływem wysokiej temperatury lub wystąpienia łuku elektrycznego inwerter i optymalizatory wyłączą się i utrzymają bezpieczne napięcie na panelach fotowoltaicznych.

W przypadku odłączenia zasilania AC falownika (za pomocą wyłącznika AC w instalacji, w tym wyłącznika p.poż ) lub po ustawieniu przełącznika wł./wył. falownika w położeniu wył., napięcie DC spada do bezpiecznego napięcia 1 V dla każdego optymalizatora. Np. przy szeregowym połączeniu 25 optymalizator po zaniku napięcia po stronie AC falownika napięcie w stringowe modułów po stronie DC (pomiędzy modułami a falownikiem) wyniesie 25 Vdc +/- 2,5 Vdc. Natomiast na kablach pomiędzy modułem a optymalizatorem wystąpi napięcie równe napięciu obwodu otwartego modułu fotowoltaicznego, tj. ok 60 Vdc. Trzeba podkreślić, że takie napięcie obwodu otwartego jest zależne od warunków pogodowych oraz od temperatury otoczenia.

Przy zadziałaniu wyłącznika p.poż lub innej sytuacji awaryjnej na skutek której nastąpi zanik napięcia OSD falownik fotowoltaiczny nie będzie przetwarzał energii oraz generował napięcie po stronie AC. Dodatkowo falowniki fotowoltaiczny zostaną umieszczone na dachu. Uwzględniając powyższe fakty pod czas pożaru na skutek zadziałania wyłącznika p. póź budynku i zaniku napięcia OSD kable pomiędzy falownikiem a rozdzielnicą zbiorczą instalacji fotowoltaicznej będą znajdować się w stanie bez napięciowym.

Dodatkowo jeżeli podczas pożaru nie zostanie wywołane zadziałanie wyłącznika p.poż inwerter i optymalizatory wyłączą się gdy będą pod wpływem ekstremalnie wysokiej temperatury lub gdy wystąpi łuk elektryczny.

Analiza pracy głównego wyłącznika p.poż następuje na aktywnym napięciu i w chwili jego braku powoduje zadziałania automatyki rozdzielni RGPV co sprawia że nie ma potrzeby wykonywania przewodów sygnalizacyjnych w technologii ognioodpornej (PH90).

## 1.9 INFORMACJE I WYTYCZNE DLA WYKONAWCY

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
- Przedstawienia zamiennych rozwiązań na piśmie (dane techniczne, atesty, dopuszczenia do stosowania) na etapie przetargu
- Uzyskaniu akceptacji Głównego Projektanta, Inwestora dla zamiennych, równoważnych rozwiązań na etapie przetargu.
- Uzyskaniu akceptacji Inspektora Nadzoru po przedstawieniu wyczerpujących parametrów technicznych i wizualnych proponowanych rozwiązań.

**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.**

**W celu potwierdzenia jakości oferowanych usług, wymagane jest aby Firma Wykonawcza (montażowa) instalacji fotowoltaicznej posiadała certyfikaty ISO 9001, ISO 14001, BS OHSAS 18001 lub równoważne, które należy dostarczyć wraz z ofertą.**

Jeżeli zdaniem oferenta lub wykonawcy, w dostarczonej dokumentacji projektowej nie ujęto wszystkich koniecznych elementów zarówno w zakresie podstawowego zagadnienia jak i branż związanych to przed przystąpieniem do robót musi zgłosić listę uwag, do których ustosunkuje się projektant. W innym przypadku uważa się, że dokumentacja została zaakceptowana przez wykonawcę i przyjęta do realizacji bez uwag.

Opracował:  
mgr inż. Mariusz Żyła