

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 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 (η%)** - 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 (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 10,24 kWp.

Zaprojektowano podłączenie instalacji fotowoltaicznej do wewnętrznej instalacji elektrycznej obiektów.

Instalację fotowoltaiczną stanowią:

- moduły fotowoltaiczne dachowe montowane na dachu budynku „K” o łącznej mocy 10,24 kWp;
- falowniki fotowoltaiczne współpracujące z modułami fotowoltaicznymi;
- rozdzielnice automatyki instalacji fotowoltaiczne (RAPV);
- wyposażenie rozdzielnic głównej obiektu na potrzeby instalacji fotowoltaicznej;
- okablowanie prądu stałego (DC) i zmiennego (AC);
- zabezpieczenie przed wpływem energii do sieci;
- system monitorowania i zarządzania instalacją fotowoltaicznej.

1.4. Osprzęt

1.4.1. Moduły fotowoltaiczne stanowiące wypełnienie fasady wentylowanej.

Na dachu budynku „K” zostaną zamontowane moduły fotowoltaiczne o mocy znamionowej 320 Wp wykorzystujących krzemowe, monokrystaliczne 5BB ogniwa fotowoltaiczne z przednią metalizacją (ang. Front-Contact).

Konstrukcja systemowa zostanie trwale zamontowana do konstrukcji dachu. Dopuszcza się zastosowanie konstrukcji balastowej przy przeprowadzeniu stosownych ekspertyz pokrycia dachowego oraz uzyskaniu stosownego potwierdzenia przez uprawnionego projektanta o możliwości zastosowania rozwiązania balastowego z dobranym dociężeniem konstrukcji systemowej.

Parametry pojedynczego modułu PV dla dachu:

<u>PARAMETR</u>	<u>WARTOŚĆ</u>	<u>DOPUSZCZALNA ODCHYLENIA</u>	<u>SPOSÓB UDOKUMENTOWANIA</u>
Typ ogniwa w module PV	KRZEMOWE MONOKRYSTALICZNE 5BB (technologia „front-contact”)	Krzemowe monokrystaliczne bez przedniej metalizacji (technologia „back-contact”)	Karta katalogowa
Moc modułu	320 Wp	+% brak ograniczeń -0%	Karta katalogowa
Tolerancja mocy	dodatnia	Niedopuszczalne stosowanie modułów z ujemną tolerancją mocy	Karta katalogowa
Sprawność ogniwa	21,4 %	+% brak ograniczeń -0%	Karta katalogowa
Flash test	Wymagany dla każdego modułu	niedopuszczalna	Świadectwo badań – Flash Test dostarczany wraz z dostawą modułów
LID	3%	większa niedopuszczalna	Karta katalogowa
Utrata wydajności w ciągu 25 lat	12 lat – 10% 25 lat - 17%	większa niedopuszczalna	Karta katalogowa
Wymiary	990 x 1800	+2mm -% brak ograniczeń	Karta katalogowa
Współczynnik temperatury modułów	-0,4 %/oC	+0% -% brak ograniczeń	Karta katalogowa
Max. Napięcie DC	1 000V	niedopuszczalna	Karta katalogowa

Normy, certyfikaty	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).

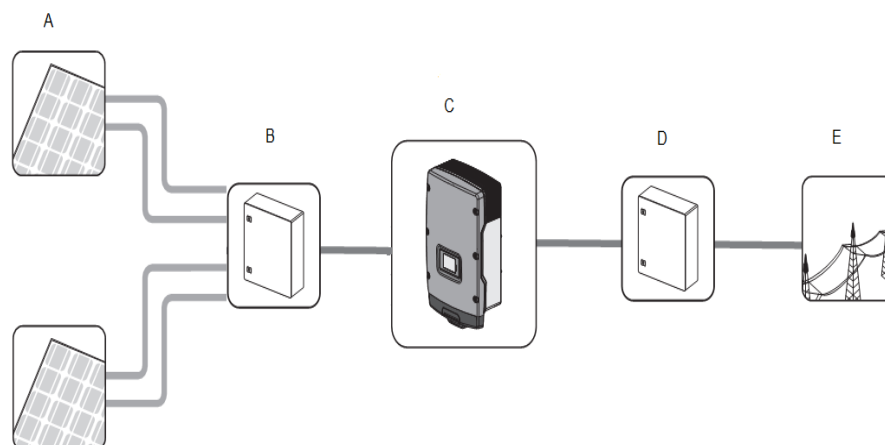
W celu potwierdzenia jakości oferowanych produktów wymagane jest aby Producent modułów fotowoltaicznych posiadał certyfikaty ISO 9001, ISO 14001, BS OHSAS 18001 w zakresie rozwoju i prototypowania modułów, produkcji modułów fotowoltaicznych lub równoważne, które należy dostarczyć wraz z ofertą.

1.4.2. 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.

W przypadku odłączenia zasilania AC falownika (za pomocą wyłącznika AC w instalacji) lub po ustawieniu przełącznika wł./wył. falownika w położeniu wył., napięcie DC spada do bezpiecznego napięcia 1 V dla każdego optymalizatora.

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).

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

1.4.3. 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.

1.4.4. Rozdzielnica fotowoltaiczna RAPV

Elementy Systemu Redukcji energii elektrycznej zostaną zamontowane w osobnej rozdzielnicie RAPV. Rozdzielnicę RAPV zamontować w pomieszczeniu technicznym jak najbliżej pomieszczenia RG lub przy falownikach fotowoltaicznych. Obudowa rozdzielniczy RAPV musi posiadać stopień ochrony min IP30.

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 - $+90^{\circ}\text{C}$
- Stopień ochrony: IP65

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

- napięcie znamionowe: 06/1 kV
- pojedyncza wiązka
- podwójna izolacja
- przekrój : 4/6/10 mm² ,
- 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 rozdzielnią główną RGnN zostaną zaprojektowane przewody miedziane o parametrach odpowiednio dobranych do mocy zainstalowanej instalacji fotowoltaicznej oraz poszczególnych falowników fotowoltaicznych. Przekrój zastosowanego przewodu zostaną 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: $50^{\circ}34'22''$ N, $21^{\circ}40'44''$ E

–Moc instalacji fotowoltaicznej: 10,24 kWp

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

Miesiąc	Ed	Em	Hd	Hm
	kWh	kWh	kWh/m ²	kWh/m ²
Styczeń	6,76	209	0,84	26,1
Luty	12,4	348	1,54	43,1
Marzec	25,7	797	3,25	101

Kwiecień	34,9	1050	4,58	137
Maj	40,3	1250	5,45	169
Czerwiec	40,9	1230	5,62	169
Lipiec	39,6	1230	5,5	170
Sierpień	36,8	1140	5,07	157
Wrzesień	26,6	798	3,54	106
Październik	17,7	550	2,3	71,2
Listopad	8,32	250	1,07	32,1
Grudzień	5,79	179	0,74	22,8
SUMA		9 031		1 204

gdzie:

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

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

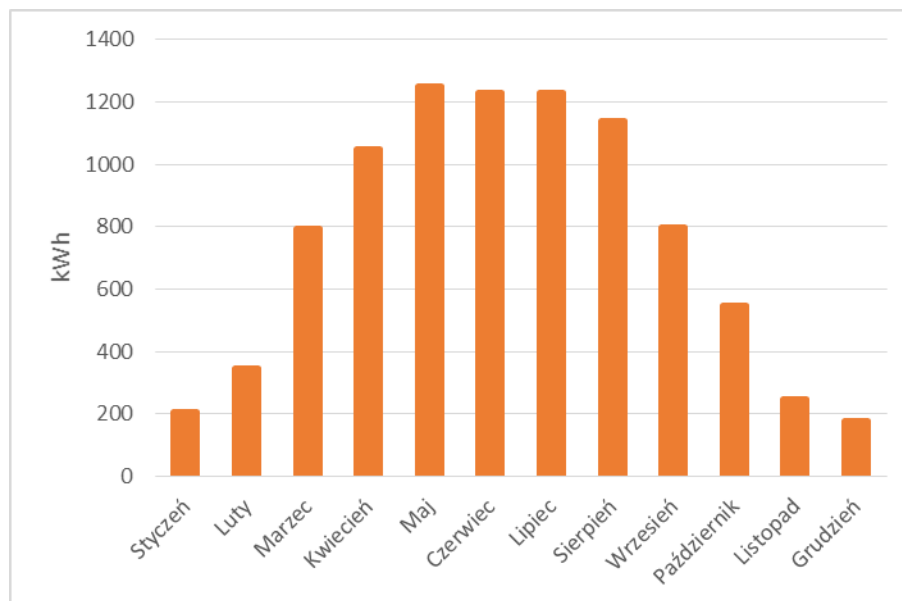
Hd – Szacowana dzienna suma całkowitego promieniowania słonecznego na metr kwadrat (kWh/m²)

Hm – Szacowana miesięczna suma całkowitego promieniowania słonecznego na metr kwadrat (kWh/m²)

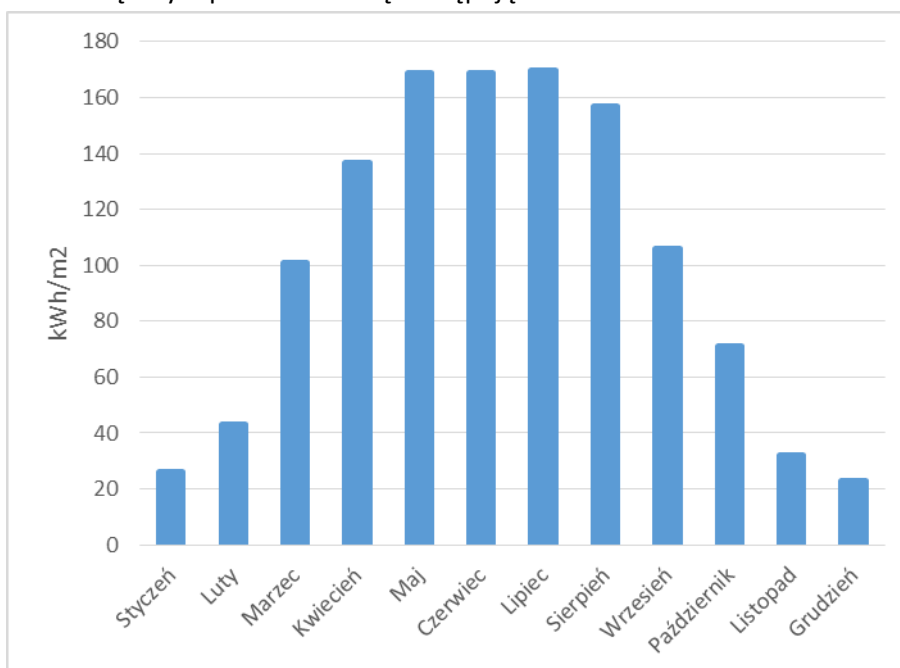
Przewiduje się pozyskanie w skali roku energii elektrycznej o łącznej wartości **9031[kWh]**. W wyniku produkcji energii w instalacji OZE uzyskamy **7,5Mg** unikniętej emisji CO₂, tj. **7 495,73 kg** CO₂. Obliczenia wykonano na podstawie referencyjnego wskaźnika jednostkowej emisyjności dwutlenku węgla przy produkcji energii elektrycznej do wyznaczania poziomu bazowego dla projektów JI realizowanych w Polsce wynoszącego 0,830 Mg CO₂/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 CO₂ w instalacjach objętych EU ETS, np. wykorzystanie odnawialnych źródeł energii do produkcji energii elektrycznej i wprowadzania jej do krajowej sieci elektroenergetycznej.

Należy zaznaczyć, że obliczenia uzysków energetycznych zostały przeprowadzone dla uśrednionych danych z bazy Ministerstwa Infrastruktury. Rzeczywiste osiągi mogą odbiegać od założonych. Na osiągi będzie miała wpływ pogoda podczas badanego okresu czasu.

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.



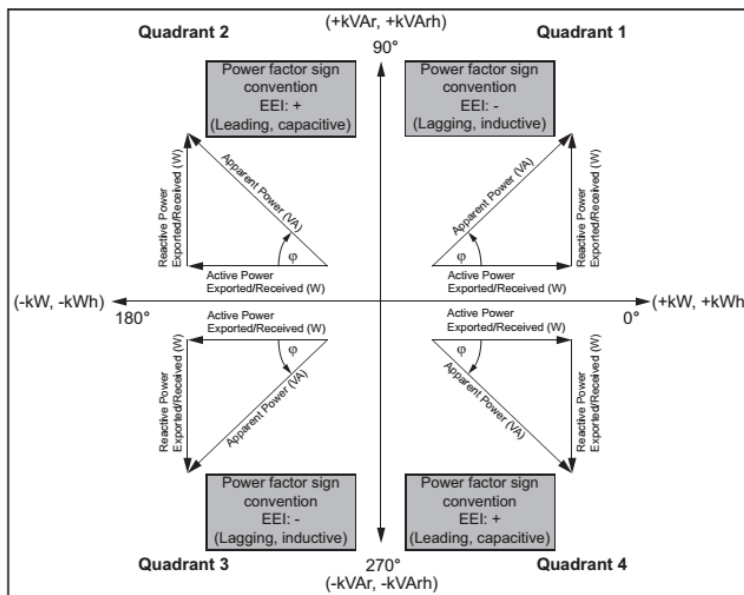
1.6. SYSTEM REDUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

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 energetyczną 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 oysterowaniu ich na XXX% 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 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 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.

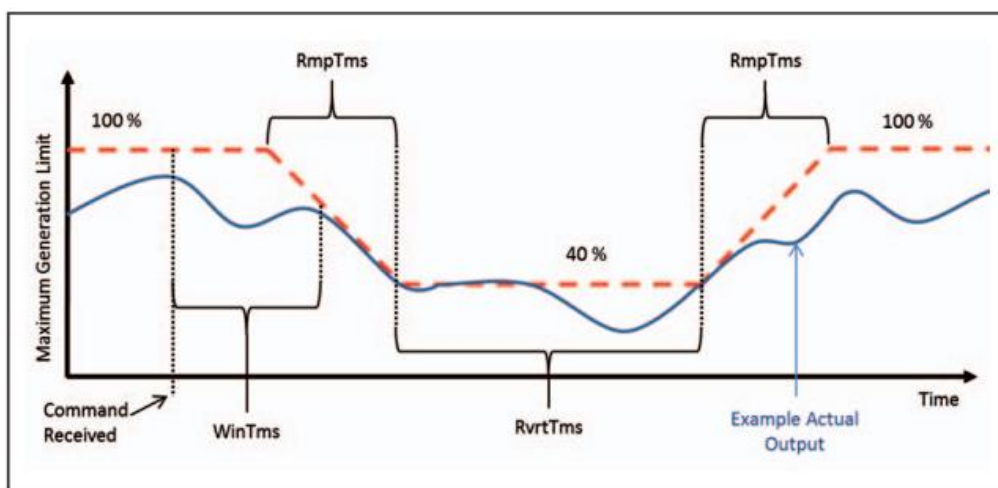
Przykładowo budynek pobiera 20kW, a system fotowoltaiczny jest w stanie produkować 30kW. System Redukcji Energii widząc pobór obiektu redukuje proporcjonalnie na wszystkich Inwerterach ilość

generowanej energii, tak aby sumarycznie produkowana moc nie przekroczyła wartości pobieranej pomniejszonej o 25%.

Redukcja energii oddawanej do obiektu odbywa się w trzech etapach:

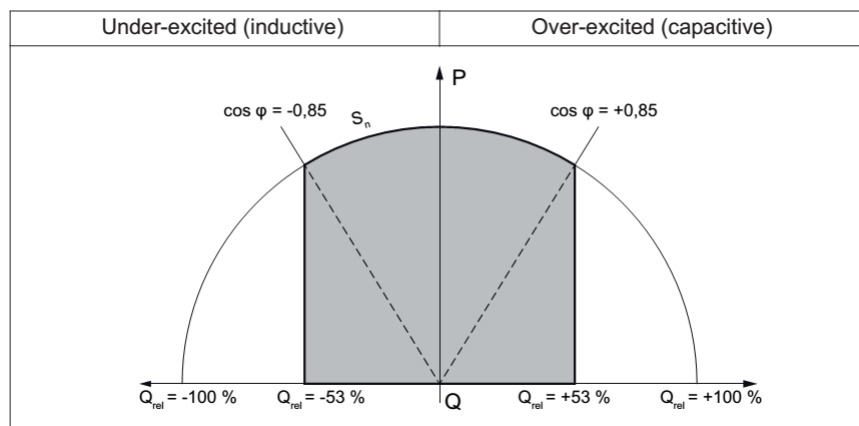
- załączenie dodatkowego obciążenia w obiekcie (np. podgrzewacze wody, pralki, przepompownie, stacje uzdatniania wody, itp.),
- redukcja ilości oddawanej energii przez Inwertery fotowoltaiczne,
- odłączenie całościowej instalacji fotowoltaicznej w przypadku wykrycia anomalii w generowanej energii lub 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 montażu modułów dachowych

Konstrukcja musi zostać tak zaprojektowana, aby zapewnić odpowiednią nośność, jakość i długotrwałość. Nie dopuszcza się wykonywania podkonstrukcji kątowej (tzw. ekierek) z kątowników tłoczonych i/lub giętych profili typu C itp. w zakresie głównych ramion. Wszystkie elementy muszą składać się z systemowych zamkniętych profili ekstrudowanych z aluminium. Pozostałe wymogi to:

- Profile tłoczone w polskich tłoczniach aluminium,
- Każdy oferent musi przedstawić certyfikat dla typu produktu 2.1 wg EN 10204,
- Stop aluminium musi spełniać minimalnie poniższe wytyczne co do własności mechanicznych i składu chemicznego,

Tabela 1. Wytyczne dla stopu aluminium.

Características Mecánicas / Mechanical Properties / Własności mechaniczne		
Imposición de la norma / Imposition of the norm / Zgodnie z normą - 755-2		
Resistencia a la tracción / Resistance to tearing / Wytrzymałość na zrywanie $R(N/mm^2)$ ≥ 260	Limite elástico / Yield strength / Granica plastyczności $E(N/mm^2)$ ≥ 215	Alargamiento / Elongation / Wydłużenie względne $A_{50mm} \%$ $\geq 6,0$

Composición Química de la aleación / Chemical Test-Alloy / Skład chemiczny stopu							
Imposición de la norma / Imposition of the norm / Zgodnie z normą - S/ N 573-3							
Si	Fe	Cu	Mn	Mg	Cr	Zn	Ti
0,50-0,90	0,35	0,30	0,50	0,40 - 0,70	0,30	0,20	0,10

Sello y Fecha / Stamp and Date / Pieczęć i data

Nombre del Responsable / Name of the person in Charge / Osoba odpowiedzialna

- Stop aluminium (wg EN 573-3) EN AW 6005A stan utwardzenia T6
- W przypadku połączenia ze sobą na krzyż pod kątem prostym, profile pomiędzy sobą muszą być mocowane systemowymi łącznikami. W tym celu profile główne muszą posiadać specjalnie wyprofilowane rowki w bocznych ściankach.

Wymaga się, aby podkonstrukcja nośna pod moduły PV posiadała aktualną, krajową Aprobate Techniczną ITB. W przypadku braku takowego dokumentu wśród oferentów dopiero w dalszej kolejności jako alternatywę dopuszcza się wyroby, które posiadają tzw. badania typu przeprowadzone

przez jednostkę akredytowaną jaką jest Instytut Techniki Budowlanej. Badania typu muszą być potwierdzone raportami z badań, które potwierdzają/określają poniższe cechy techniczne wyrobu w minimalnym zakresie, który obejmuje:

- klasyfikacja wyrobów pod kątem kształtu, wymiarów na zgodność z PN-EN 755-9:2010.
- Klasyfikacja kształtowników aluminiowych pod kątem trwałości wg normy PN-EN 1999-1-1:2011. W tym zakresie powinna spełniać min. klasę B bez powłoki ochronnej i musi być potwierdzenie, że może być stosowana w środowiskach o danej kategorii korozyjności atmosferycznej wg normy PN-EN ISO 12944-2:2001.
- Klasyfikację wyrobów stalowych pod kątem antykorozyjności
- badania wytrzymałościowe połączeń
- badanie obciążenia paneli PV wraz z konstrukcją nośną.

Aprobata Techniczna lub w dalszej kolejności raporty z badań typu muszą być udostępnione do wglądu podczas procedury przetargowej i później muszą być zawarte w dokumentacji powykonawczej podstemplowane za zgodność z oryginałem. Nie dopuszcza się wyrobów nie spełniających powyższe parametry.

W przypadku zastosowania wyrobów posiadających krajową Aprobatę Techniczną producent musi przedstawić Krajową Deklarację zgodności, która musi wymieniać podstawowe cechy techniczne wyrobu jakie określa specyfikacja techniczna (AT). W przypadku braku aprobaty technicznej w procesie przetargowym dopiero w dalszej kolejności alternatywnie producent/oferent może dopuścić wyrób, a tym samym zadeklarować zgodność wg art. 10 ustawy o wyrobach budowlanych. Draft takowego dokumentu musi być złożony do akceptacji jako załącznik do procesu przetargowego i musi zawierać wymagane przepisami opracowania w tym wszystkie badania typu wymienione powyżej. Dokumentacja wg art. 10 Ustawy o wyrobach budowlanych nie będzie akceptowana w przypadkach:

- wydania przez Instytut Techniki Budowlanej Krajowej Aprobaty Technicznej, której przedmiotem jest system konstrukcji do mocowania paneli fotowoltaicznych
- opracowania dokumentacji jednostkowego zastosowania bez raportów z badań typu w wyżej wymienionym zakresie

Dopuszcza się jedynie wyroby, które posiadają tzw. badania typu przeprowadzone przez jednostkę jaką jest np. Instytut Techniki Budowlanej odnośnie prób obciążeń przeprowadzonych wraz z konstrukcją nośną w zakresie: odporność zestawu na obciążenie równomiernie rozłożone (śniegiem, parcie i ssanie wiatru) wg. metody Instytutu Techniki Budowlanej.

Badania tego typu muszą być potwierdzone raportami z badań (świadczenia badań typu należy dostarczyć na etapie przetargu, wraz z ofertą), które jednoznacznie potwierdzą cechy techniczne w zakresie wytrzymałości na obciążenia wraz z konstrukcją tj.:

- min. 5,4 kN/m² dla parcia i 2,4 kN/m² dla ssania
- odporność na uderzenie ciałem miękkim i ciężkim (opona o masie 50 kg) min. klasy 2 (300mm) wg. metody badań opartej na PN-EN 13049:2004
- odporność na uderzenie ciałem miękkim i ciężkim (kula o masie 3kg kg) min. E=60J wg metody badań opartej na ETAG 034
- odporność na uderzenie ciałem miękkim i ciężkim (worek o masie 50kg) min. E=400J wg metody badań opartej na ETAG 034

Nie dopuszcza się wyrobów, których karty produktów zawierają informację dotyczącą jakichkolwiek odporności na obciążenia bez przedstawienia raportów z badań typu jednostki uprawnionej ITB.

1.8 INFORMACJE I WYTTCZNE 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