

INWESTOR:

Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu

Ul. Wieniawskiego 1, 61-712 Poznań

NIP: 777-00-06-350

JEDNOSTKA PROJEKTOWA:

ARPA Jerzy i Bartosz Gurawski Sp. z o.o.

ul. Maciejewskiego 7, 61-606 Poznań

NIP: 972-132-10-70, REGON: 520071084



ZAMIERZENIE BUDOWLANE:

INSTALACJA FOTOWOLTAICZNA DLA BUDYNKU SALI SPORTOWEJ UNIWERYTETU IM. ADAMA MICKIEWICZA W POZNANIU, PRZY UL. ZAGAJNIKOWEJ 9 W POZNANIU.

LOKALIZACJA:

Województwo Wielopolskie, powiat Poznań, miasto Poznań, ul. Zagajnikowa 9.

306401_1.0056.AR_14, obręb Umultowo

Dz. nr. 386/200

KATEGORIA OBIEKTU:

PROJEKT TECHNICZNY

ZESPÓŁ AUTORSKI:

Główny projektant:

mgr inż. arch. Błażej Szurkowski upr. bud. 19/WPOKK/2016

współpraca autorska:

mgr inż. arch. Bartosz Gurawski



POZNAŃ, 20.05.2023 R.

SPIS ZAWARTOŚCI

CZĘŚĆ OPISOWA

Rozdział 1_Informacje ogólne

- 1.1 Przedmiot opracowania
- 1.2 Oddziaływanie inwestycji na środowisko, otoczenie i zdrowie ludzi

Rozdział 2_Opis techniczny

- 2.1 Rozbudowa rozdzielnic głównej
- 2.2 Budowa rozdzielnic RPV dla potrzeb przyłączenia systemu PV

ROZDZIAŁ 3_Budowa mikroinstalacji fotowoltaicznych

- 3.1 Założenia ogólne
- 3.2 Panele fotowoltaiczne
- 3.3 Falowniki
- 3.4 Optymalizatory mocy
- 3.5 Instalacja po stronie DC
- 3.6 Instalacja po stronie AC
- 3.7 Opomiarowanie projektowanych instalacji fotowoltaicznych
- 3.8 Ochrona odgromowa
- 3.9 Ochrona przepięciowa
- 3.10 Odłączenie instalacji od sieci
- 3.11 Ochrona przeciwporażeniowa
- 3.12 Ochrona przed dotykiem bezpośrednim
- 3.13 Ochrona przed dotykiem pośrednim
- 3.14 Uwagi końcowe

ROZDZIAŁ 4_Konstrukcja wsporcza

CZĘŚĆ RYSUNKOWA

A_01	Rzut dachu - projektowany	1:100
A_02	Przekrój poprzeczny	1:50
A_03	Przekrój podłużny - fragment	1:5
A_04	Zestawienie elementów stalowych	1:5

PROJEKT TECHNICZNY
**INSTALACJA FOTOWOLTAICZNA DLA BUDYNKU SALI SPORTOWEJ UAM W POZNANIU PRZY UL.
ZAGAJNIKOWEJ 9 W POZNANIU**
Ul. Zagajnikowa 9, działka nr. 386/200

ROZDZIAŁ 1_Informacje ogólne

1.1 Przedmiot opracowania

Przedmiotem opracowania jest dokumentacja dotycząca budowy mikroinstalacji fotowoltaicznej o mocy 35,1 kWp wraz z niezbędnymi instalacjami elektrycznymi oraz przyłączenia ich do instalacji wewnętrznej niskiego napięcia.

1.2 Oddziaływanie inwestycji na środowisko, otoczenie i zdrowie ludzi

Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. (Dz.U. 2010 Nr 213 poz. 1397 późn. zm.) w sprawie określenia rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko oraz szczegółowych kryteriów związanych z kwalifikowaniem przedsięwzięć do sporządzania raportu o oddziaływaniu na środowisko planowane prace budowlane nie zaliczają się do inwestycji mogących pogorszyć warunki środowiskowe.

Inwestycja nie wpłynie na pogorszenie stanu środowiska i dóbr kultury, nie pogorszy warunków zdrowotno – sanitarnych, ani nie zwiększy ograniczeń lub uciążliwości dla terenów sąsiednich. W związku z powyższym przedmiotowa inwestycja nie będzie oddziaływać na środowisko, otoczenie i zdrowie ludzi.

ROZDZIAŁ 2_Opis techniczny

2.1 Rozbudowa rozdzielnic głównej

W celu przyłączenia projektowanych instalacji fotowoltaicznych do wewnętrznych instalacji elektrycznych budynków, istniejące rozdzielnice główne / obiektowe w budynku należy rozbudować o odejście do zasilania nowej rozdzielnic RPV.

Jako zabezpieczenia dla obwodów z instalacji fotowoltaicznych zgodnie z rysunkiem IE_PV01 należy stosować:

- wyłącznik nadmiarowo-prądowy o charakterystyce C oraz wytrzymałości zwarciowej 6kA

2.2 Budowa rozdzielnic RPV dla potrzeb przyłączenia systemu PV

Dla każdej instalacji PV przewiduje się montaż rozdzielnic RPV 0,4 kV. Nowe rozdzielnice należy wykonać w obudowach pod- lub natynkowych, w zależności od preferencji Użytkownika oraz możliwości technicznych. Zastosować obudowy o stopniu ochrony co najmniej IP40. W przypadku wykonania zewnętrznego należy zastosować obudowy o stopniu ochrony co najmniej IP65. Drzwi rozdzielnic należy wykonać jako transparentne, wyposażone w systemowy zamek, a na wewnętrznej stronie drzwi należy umieścić schemat ideowy lub aktualną listę odbiorów wraz z prądami znamionowymi zabezpieczeń.

Projektowaną rozdzielnicę należy wyposażyć w następującą aparaturę:

- rozłącznik izolacyjny o wytrzymałości zwarciowej 6kA;
- sygnalizację obecności napięcia
- wyłączniki nadmiarowo-prądowe o charakterystyce B oraz wytrzymałości zwarciowej 6kA do zabezpieczenia sygnalizatora napięcia

- wyłącznik różnicowo-prądowy o charakterystyce A, prądzie różnicowym 0,1A oraz wytrzymałości zwarciowej 6kA do zabezpieczenia falownika;
- ogranicznik przepięć typ T1+T2 z prądem udarowym $\geq 12,5\text{kA}$ oraz maksymalnym prądem indukowanym $\geq 50\text{kA}$
- licznik energii

ROZDZIAŁ 3_Budowa mikroinstalacji fotowoltaicznych

3.1 Założenia ogólne

Projektuje się montaż mikroinstalacji fotowoltaicznej o mocy 35,1 kWp.

Mikroinstalacja PV służyć będzie do zasilania wewnętrznych instalacji elektrycznych prosumentów, a wytworzona energia będzie wykorzystana tylko i wyłącznie na potrzeby własne oraz nie będzie stanowiła przeważającej działalności gospodarczej.

Wobec powyższego zakłada się, że cała wyprodukowana energia elektryczna zostanie skonsumowana na potrzeby własne obiektu. W przypadku nadwyżki energii wyprodukowanej przez źródło wytwórcze w stosunku do chwilowego poboru z sieci zewnętrznej, rozliczanie energii wprowadzonej do sieci OSD odbywać się będzie na zasadach net-bilingu zgodnych z ustawą z dnia 1 kwietnia 2022 r. o odnawialnych źródłach energii.

Wszystkie zaprojektowane instalacje będą prosumenckimi mikroinstalacjami pracującymi w układzie on-grid.

3.2 Panele fotowoltaiczne

Projektuje się mikroinstalacje fotowoltaiczne z modułami o mocy 390Wp każdy.

Panele należy instalować na certyfikowanych konstrukcjach montażowych. Rozmieszczenie modułów na konstrukcjach wsporczych przedstawiono na załączonym rysunku A_01.

Na etapie realizacji robót budowlanych należy uwzględnić przede wszystkim poniższe uwarunkowania:

- a) kąt nachylenia modułów powinien być niezmienny dla ekspozycji modułu i musi uwzględniać szerokość geograficzną obiektu – projektuje się panele z nachyleniem 10-15°
- b) moduły muszą być zorientowane jak najbardziej w kierunku południowym
- c) moduły nie mogą podlegać zacienieniu przez inne obiekty (kominy, anteny, etc.)
- d) rozmieszczenie modułów i konfiguracja połączeń musi zapewniać jak największy uzysk energii
- e) rozmieszczenie modułów musi pozwalać na swobodny i bezpieczny dostęp eksploatacyjny i serwisowy do każdego modułu

Wymagane parametry projektowanych modułów:

parametr	oznaczenie	wartość
moc maksymalna	P_{\max}	min. 390 Wp
typ		Monokrystaliczny
Ilość ogniw		min. 120
sprawność	η	min. 21,5%
szyba przednia		min. 2mm, hartowana
Szyba tylna		min. 2mm, hartowana

waga	max. 24kg
współczynnik temperaturowy P_{max}	min. -0,32 %/°C
współczynnik temperaturowy V_{oc}	min. -0,26 %/°C
współczynnik temperaturowy I_{sc}	max. 0,05 %/°C
powierzchnia	max. 1,86 m ²
gwarancja	min. 15 lat na produkt wydajność po 1 roku: min. 99% wydajność po 25 latach: min. 89%
Certyfikaty jednostki akredytowanej	PN-EN 61215 PN-EN 61730

Moduły powinny posiadać wymienione wyżej w tabeli certyfikaty wydane przez właściwą akredytowaną jednostkę certyfikującą.

UWAGA:

Powyższe parametry podane są dla standardowych warunków testowania STC, tj. dla nasłonecznienia równego 1000 W/m², temperatury modułu 25°C oraz współczynnika masy powietrza AM wynoszącym 1,5. Wszystkie montowane moduły muszą być identyczne, tego samego producenta i o identycznych parametrach.

3.3 Falowniki

Do przetwarzania wyprodukowanego prądu stałego na trójfazowy prąd przemienny zaprojektowano beztransformatorowy inwerter. Falownik zaleca się instalować na zewnątrz budynku, jednak jego lokalizacja powinna być ustalona na etapie realizacji z Inwestorem, przy czym należy wystrzegać się ich sytuowania bezpośrednio od strony południowej oraz przestrzegać wytycznych producenta dotyczących lokalizacji i sposobu montażu.

Zadaniem falowników fotowoltaicznych jest przekształcenie wygenerowanej energii przez moduły fotowoltaiczne na prąd przemienny oraz przekazanie jej do instalacji elektrycznej obiektu.

W przypadku odłączenia zasilania AC falownika (za pomocą wyłącznika AC w instalacji) lub po ustawieniu przełącznika wł./wyl. falownika w położeniu wyl., 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. Falownik należy wyposażyć w moduły z zabezpieczeniami przeciwprzepięciowymi DC (typu II).

Zaprojektowany falownik należy dostarczyć w moduł komunikacyjny umożliwiający przekazanie informacji do nadrzędnego systemu monitorującego pracę obiektu.

Falownik musi spełniać kryteria przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznych.

Zastosowany falownik musi spełniać wymogi następujących dyrektyw oraz norm:

- dyrektywy 2014/35/EU, 2014/30/UE, RoHS 2011/65/EU;
- dyrektywa 2016/631 (NC RfG);
- normy EN 62109-1; 62109-2; 61000-6-2; 610006-3;

Falownik fotowoltaiczny zostanie zamontowany na zewnątrz w pobliżu modułów fotowoltaicznych na

szczyście obiektu. Falowniki fotowoltaiczne należy zamontować zgodnie z zaleceniami i uwagami producenta. Parametry dobranych falowników fotowoltaicznych zostały przedstawione w poniższych tabelach.

Tabela – Parametry techniczne dobrego falownika SolarEdge 33.3kW

parametr	oznaczenie	wartość
Moc znamionowa AC	$P_{\text{znamionowe}}$	min. 33 000 W
Moc maksymalna DC		min. 50 000W
Maksymalne napięcie wejściowe DC		min. 1000V
Częstotliwość sieci AC		50/60 Hz $\pm 5\%$
Maksymalny prąd wyjściowy AC		min. 48,25 A
Maksymalna sprawność		min. 98,3 %
Maksymalna sprawność europejska		min. 98 %
Stopień ochrony		min. IP65
Pobór mocy w porze nocnej		max. 4 W
Interfejs RS485		wymagany
Interfejs Ethernet/Wifi		wymagany
Interfejs Zigbee		wymagany
Interfejs GSM		wymagany

3.4 Optymalizatory mocy

Działanie optymalizatorów mocy polega na szukaniu punktu mocy maksymalnej na poziomie pojedynczego modułu lub [ary modułów 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. Projekt przewiduje łączenie w szereg poszczególnych modułów fotowoltaicznych przed przyłączeniem ich do optymalizatorów. Przyjęta zasada łączenia modułów w pary przewiduje uzyskanie ich łącznej mocy powyżej 780Wp nie przekraczając przy tym dopuszczalnych parametrów optymalizatorów mocy. Łączenie w pary należy dokonywać sąsiednio zlokalizowanych modułów fotowoltaicznych względem siebie. Parametry zaprojektowanych optymalizatorów mocy przedstawia poniższa tabela.

Tabela – Parametry techniczne dobrego optymalizatora mocy SolarEdge P950W:

parametr	oznaczenie	wartość
Moc znamionowa AC	$P_{\text{znamionowe}}$	min. 950 W

Maksymalne napięcie wejściowe	min. 125 V
Zakres napięcia MPPT	12,5 – 105 V lub szerszy zakres
Maksymalny prąd wejściowy	min. 14,1 A
Maksymalna sprawność	min. 99,5%
Maksymalny prąd wyjściowy	min. 18 A
Maksymalne napięcie wyjściowe	min. 80V

3.5 Instalacja po stronie DC

W celu połączenia modułów w stringi i przyłączenia ich do falownika projektuje się instalację solarną wykonaną przewodami solarnymi z żyłami miedzianymi o przekroju min. 4 mm² w izolacji z komponentu sieciowanego oraz z podwójnie izolowaną powłoką.

Przewody solarne prowadzić w rurkach osłonowych odpornych na promieniowanie UV prowadzonych po konstrukcjach nośnych paneli.

Podczas prowadzenia przewodów solarnych należy przestrzegać następujących warunków:

- łańcuchy (stringi) należy spinać w jedną wiązkę
- wiązki przewodów należy mocować do konstrukcji opaskami co 50-60 cm
- należy zachować odpowiednie promienie gięcia przewodów
- należy prowadzić wiązkę przewodów tak, aby nie dochodziło do plątania się kabli w wiązce
- w miejscach zbliżenia do ostrych krawędzi konstrukcji wiązki przewodów solarnych należy odpowiednio zabezpieczyć
- przewody „plusowy” i „minusowy” powinny zakreślać jak najmniejszą powierzchnię.

Projektowaną rozdzielnicę RDC należy wyposażyć w następującą aparaturę:

- ogranicznik przepięć DC typ T1+T2 z prądem udarowym $\geq 12,5\text{kA}$ oraz maksymalnym prądem indukowanym $\geq 50\text{kA}$
- rozłącznik bezpiecznikowy DC 1000V

Projektowaną rozdzielnicę ROP należy wyposażyć w następującą aparaturę:

- ogranicznik przepięć DC typ T1+T2 z prądem udarowym $\geq 12,5\text{kA}$ oraz maksymalnym prądem indukowanym $\geq 50\text{kA}$

3.6 Instalacja po stronie AC

Zasilanie z instalacji PV należy doprowadzić do rozdzielnic RPV. Rozdzielnicę należy zasiląć z rozdzielni głównej / rozdzielni obiektowej przewodem N2XH-J 5x16mm².

Kable wewnątrz budynku prowadzić natynkowo, w listwach instalacyjnych, w sposób jak najmniej inwazyjny dla budynku. W miejscach prowadzenia przewodów na zewnątrz budynku (elewacje) należy stosować osprzęt elektroinstalacyjny odporny na działanie promieniowania UV. Przepusty, przez które kable AC prowadzone są do wnętrza budynku, należy uszczelnić poprzez zastosowanie systemu uszczelnień MD3.

3.7 Opomiarowanie projektowanych instalacji fotowoltaicznych

W celu opomiarowania energii elektrycznej w miejscu przyłączenia, Operator Systemu Dystrybucyjnego w razie potrzeby na własny koszt dostosuje układ pomiarowo-rozliczeniowy w oparciu o licznik bezpośredni dwukierunkowy. OSD dostarczy układ pomiarowy na podstawie dokonanej przez Wykonawcę

zgłoszenia przyłączonej instalacji fotowoltaicznej do lokalnego OSD.

Do opomiarowania energii wyprodukowanej przez źródło wytwórcze wykorzystane będą wewnętrzne, fabryczne układy pomiarowe w inwerterach. W przypadku jeżeli falownik nie posiada wyświetlacza, na którym wyświetlana jest produkcja energii należy zastosować w rozdzielnicy RPV trójfazowy licznik energii z pomiarem bezpośrednim. Prąd maksymalny dla licznika energii $\geq 80A$.

3.8 Ochrona odgromowa

W przypadku występowania na budynku instalacji odgromowej, projektowana instalacja PV powinna również objąć obszarem ich działania.

W tym celu nowe zwody poziome na dachach wykonać z drutu stalowego ocynkowanego o średnicy 8 mm. Zwody należy prowadzić bez ostrych zagięć i załamania. Do mocowania zwodów poziomych użyć wsporników wkręcanych. Nowe odcinki zwodów pomiędzy sobą oraz z istniejącymi zwodami należy łączyć za pomocą zacisków krzyżowych.

W przypadku, gdy istniejące zwody pionowe zapewniają projektowanej instalacji fotowoltaicznej odpowiednią ochronę, dopuszcza się ich wykorzystanie. W przeciwnym razie należy zainstalować sztyce odgromowe o wysokościach gwarantujących objęcie kątem ochronnym zamontowanych urządzeń elektrycznych i elektronicznych wchodzących w skład instalacji fotowoltaicznej, przy czym nowe zwody pionowe należy przyłączyć drutem Fe/Zn $\Phi 8$ mm do istniejącej siatki zwodów poziomych.

W przypadku braku możliwości zachowania wymaganych odstępów izolacyjnych należy przewidzieć przyłączenie poszczególnych konstrukcji nośnych paneli do siatki zwodów za pomocą przewodów elastycznych typu LgY 35 mm² lub drutem Fe/Zn $\Phi 8$ mm.

W miejscach, gdzie możliwe jest zachowanie odstępów izolacyjnych, profile konstrukcji nośnych należy połączyć ze sobą i przyłączyć do głównej szyny wyrównawczej budynku za pomocą przewodów elastycznych typu LgY 35 mm².

W przypadku braku na budynku instalacji odgromowej nowe zwody poziome na dachu budynku wykonać z drutu aluminiowego o średnicy 8 mm. Wszystkie nieprzewodzące elementy budowlane wystające nad powierzchnię dachu należy połączyć z siatką zwodów.

UWAGA:

Uruchomienie instalacji fotowoltaicznej nie może nawet w najmniejszym stopniu powodować pogorszenia bezpieczeństwa obiektu i instalacji, z którymi jest połączona.

3.9 Ochrona przepięciowa

W celu zapewnienia skutecznej ochrony przeciwprzepięciowej ograniczniki należy zainstalować w następujących miejscach:

- w miejscach przyłączenia poszczególnych mikroinstalacji PV do instalacji wewnętrznych (rozdzielnica RG)
- przy inwerterze po stronie DC (rozdzielnica RDC)
- przy inwerterze po stronie AC (rozdzielnica RPV)
- przy modułach fotowoltaicznych (rozdzielnica ROP) jeżeli odległość falownika od modułów jest większa niż 10m.

Konieczność zastosowania i typ zastosowanego ochronnika należy rozpatrywać w zależności od rodzaju (lub braku) zewnętrznej ochrony odgromowej oraz w zależności od odległości pomiędzy poszczególnymi elementami systemu fotowoltaicznego (patrz schemat elektryczny).

3.10 Odłączenie instalacji od sieci

Odłączenia instalacji fotowoltaicznej od sieci elektroenergetycznej można dokonać na kilka sposobów:

- Poprzez wyłącznik pożarowy rozdzielnicy RG
- Poprzez wyłączniki nadprądowo-zwłoczne zainstalowane w RG lub RPV

Ponadto projektowane inwertery PV dokonuje samoczynnego odcięcia instalacji fotowoltaicznej od sieci dystrybucyjnej na poziomie optymalizatora w przypadku utraty synchronizmu spowodowanego zbyt dużym spadkiem wartości napięcia sieci zewnętrznej.

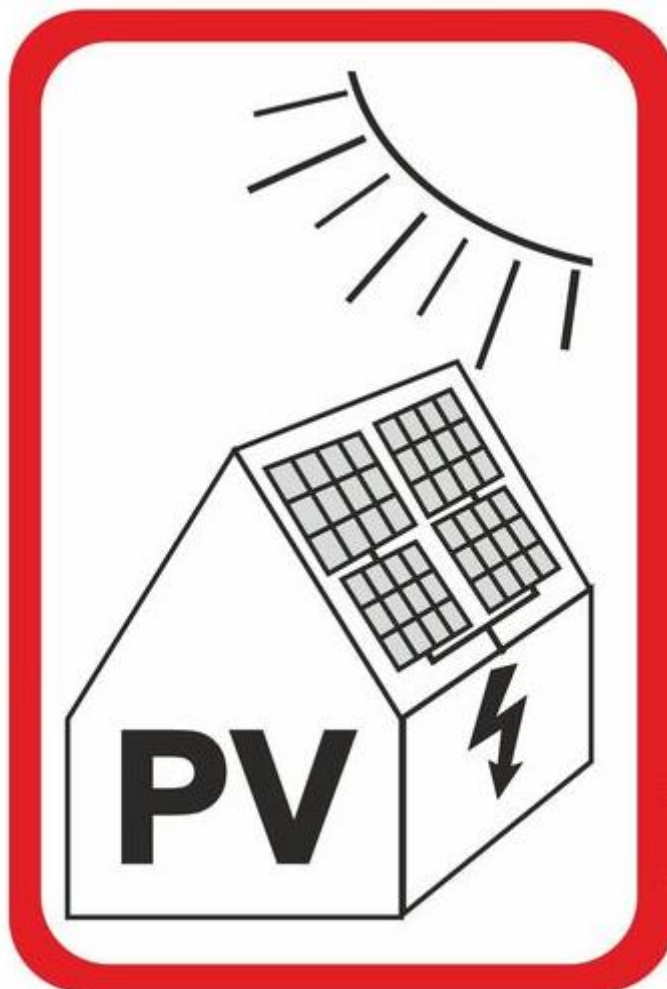
3.11 Ochrona przeciwporażeniowa

Służby podejmujące działania ratowniczo-gaśnicze powinny być poinformowane o występujących zagrożeniach i wyposażone w sprzęt i środki gaśnicze służące do gaszenia obiektów będących pod napięciem. Osobą odpowiedzialną za określenie, jakim sprzętem ochrony przed porażeniem prądem elektrycznym (buty, rękawice, drążki, podesty dielektryczne) ma posługiwać się strażak w czasie działań ratowniczo-gaśniczych, jest kierujący działaniem ratowniczym (KDR).

Plonąca instalację fotowoltaiczną lub jej komponenty najlepiej gasić przy wykorzystaniu gaśnic proszkowych. Podczas działań gaśniczych dopuszczalne jest stosowanie wody jako środka gaśniczego, ale w takiej sytuacji gaszący powinien zachować odległość minimum 5 metrów od elementów instalacji PV (modułów, przewodów, konstrukcji wsporczych, inwertera). Niedopuszczalne jest rozłączanie przewodów lub ich przecinanie pod obciążeniem – może to spowodować powstanie łuku elektrycznego, który jest w stanie zniszczyć standardowe rękawice pożarnicze i doprowadzić do poważnych poparzeń.

Osoby uczestniczące w działaniach ratowniczo-gaśniczych powinny pamiętać, aby:

- nie dotykać części przewodzących (metalowych) konstrukcji instalacji PV
- nie rozłączać wtyczek znajdujących się przy modułach PV,
- nie stawać na modułach PV,
- nie demontować uszkodzonych modułów PV,
- oznakowanie obiektu znakiem bezpieczeństwa wg normy PN-EN 60364-7-712 informującym o obecności w obiekcie instalacji fotowoltaicznej: naklejka z wizerunkiem modułów PV na dachu budynku powinna być umieszczona
 - w miejscu przyłączenia instalacji PV,
 - przy układzie pomiarowym
 - przy głównym wyłączniku zasilania instalacji fotowoltaicznej



W dobrze widocznym i łatwo dostępnym miejscu powinny zostać umieszczone podstawowe dane kontaktowe właściciela lub nadzorca elektrowni fotowoltaicznej, takie jak numery telefonów do kontaktu, nazwa przedsiębiorstwa, adres. Możliwość bezpośredniego kontaktu może znacznie usprawnić działania gaśnicze, szczególnie w przypadku instalacji o rozbudowanych konstrukcjach.

Zaleca się wykonanie instrukcji bezpieczeństwa pożarowego przez specjalistę ds. ochrony przeciwpożarowej, która zawierać będzie wszystkie niezbędne informacje w razie potrzeby przeprowadzenia szybkich i skutecznych działań ratowniczo-gaśniczych.

Obiekty powyżej 1000m³ wyposażano w przeciwpożarowy wyłącznik prądu, odcinający dopływ prądu do wszystkich obwodów, z wyjątkiem obwodów zasilających instalacje i urządzenia, których funkcjonowanie jest niezbędne podczas pożaru, który w odniesieniu do urządzenia fotowoltaicznego powinien uruchamiać kontrolowane odłączenie napięcia.

Dla instalacji fotowoltaicznych na obiektach powyżej 1000m³, w których część napięciowa DC wchodzi do budynków zaprojektowano zabezpieczenie kontrolowanego odłączenia napięcia na poziomie modułów poprzez instalację optymalizatorów mocy po stronie DC.

Projekty instalacji fotowoltaicznych dla każdej lokalizacji uzgodniono z rzeczoznawcą ds. zabezpieczeń przeciwpożarowych.

3.12 Ochrona przed dotykiem bezpośrednim

Do zapewnienia ochrony podstawowej przez porażeniem prądem elektrycznym przewiduje się zastosowanie izolacji podstawowej dla części czynnych urządzeń elektrycznych (obudowy w II klasie ochronności, izolacje kabli i przewodów).

Izolacja podstawowa powinna całkowicie i trwale pokrywać części czynne, a jej usunięcie powinno być możliwe tylko poprzez zniszczenie.

Każda izolacja podstawowa zastosowana zarówno w urządzeniach fabrycznych jak i wykonana

w trakcie montażu instalacji powinna być zgodnie z normami poddana odpowiednim próbom i badaniom:

- próbie wytrzymałości elektrycznej
- pomiarze rezystancji izolacji

Izolacja podstawowa powinna być wykonana z materiału gwarantującego wytrzymałość mechaniczną, cieplną, elektryczną i odporność na wpływy chemiczne podczas jej eksploatacji. Stan izolacji powinien być poddawany systematycznym, okresowym badaniom i pomiarowym.

Wykorzystywane inwertery (falowniki) posiadają następujące zabezpieczenia, służące zapewnieniu ochrony przeciwpożarowej:

- zabezpieczenie nadprądowe AC
- zabezpieczenie nadprądowe DC
- rozłącznik DC.

3.13 Ochrona przed dotykiem pośrednim

Jako ochronę dodatkową przed porażeniem prądem elektrycznym zastosowano samoczynne wyłączenie zasilania w układzie TN, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Przemysłu z dnia 08.10.1990 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać urządzenia elektroenergetyczne w zakresie ochrony przeciwporażeniowej oraz normy N-SEP-E-001. W obwodach zasilających czas wyłączenia nie powinien przekraczać 5 sekund, co będzie zapewnione przy spełnionym warunku $Z_S \times I_a = U_0$

gdzie:

$$U_0 = 230V$$

Z_S – impedancja pętli zwarcia

I_a – prąd powodujący samoczynne zadziałanie urządzenia wyłączającego w czasie zależnym od napięcia znamionowego U_0

3.14 Uwagi końcowe

- 1) Wszystkie stosowane przez Wykonawcę wyroby budowlane powinny posiadać znak CE i certyfikaty lub deklaracje zgodności
- 2) Niezależnie od zastosowania innowacyjnych rozwiązań należy monitorować parametry elektrowni i w razie potrzeby dokonać ręcznego oczyszczenia powierzchni zabrudzonego bądź pokrytego śniegiem modułu
- 3) Przed przystąpieniem do robót budowlano-montażowych Inwestor powinien przygotować teren inwestycji.
- 4) Roboty budowlane oraz niezbędne pomiary i badania należy wykonać zgodnie z polskimi przepisami oraz normami. Przyjęty przez wykonawcę projekt, rysunki związane z projektem w żadnym stopniu nie zmniejszają jego odpowiedzialności za zgodność wykonanych robót z obowiązującymi przepisami i normami
- 5) Przed przystąpieniem do robót ziemnych należy szczegółowo zapoznać się z usytuowaniem urządzeń podziemnych wykazanych na podkładach geodezyjnych oraz bezwzględnie wykonać przekopy kontrolne w celu szczegółowego zlokalizowania uzbrojenia podziemnego. Przekopy wykonać pod nadzorem właścicieli tego uzbrojenia. Dotyczy to miejsc, gdzie przebiegi podziemnego uzbrojenia terenu budzą wątpliwości (zostały zlokalizowane przyrządami) oraz gdzie budowana sieć będzie zbliżała się lub krzyżowała z innymi obiektami infrastruktury podziemnej.
- 6) W trakcie prac instalacyjnych, polegających na realizacji niniejszego projektu wykonawczego, wykonawca zobowiązany jest do przestrzegania zasad BHP podanych w niniejszych rozporządzeniach:

- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 26.06.2002 r. w sprawie dziennika budowy, montażu i rozbiórki tablicy informacyjnej oraz ogłoszenia zawierającego dane dotyczące bezpieczeństwa pracy i ochrony zdrowia,
 - Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 27.08.2002 r. w sprawie szczegółowego zakresu i formy planu bezpieczeństwa i ochrony zdrowia oraz szczegółowego zakresu rodzajów robót budowlanych stwarzających zagrożenie bezpieczeństwa i zdrowia ludzi,
 - Rozporządzenie Ministra Pracy i Polityki Socjalnej z dnia 26.09.1997 r. w sprawie ogólnych przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy,
 - Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 17.09.1999 r. w sprawie bezpieczeństwa higieny pracy przy urządzeniach i instalacjach energetycznych.
- 7) **Na terenie ujęcia wody wszystkie wykopy należy wykonywać ręcznie ze względu na dużą ilość istniejącego uzbrojenia terenu.**
- 8) Po zakończeniu robót budowlanych polegających na instalowaniu urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 6,5 kW, zgodnie z Art. 29 ust. 2 pkt 16b Ustawy Prawo budowlane Inwestor powiadomi właściwego dla miejsca lokalizacji inwestycji komendanta powiatowego (miejskiego) Państwowej Straży Pożarnej. Forma powiadomienia: pisemna lub jako dokument elektroniczny. Celem zawiadomienia jest pozyskanie przez Państwową Straż Pożarną (PSP) informacji na potrzeby przygotowania do prowadzenia działań ratowniczych oraz o lokalizacji urządzenia fotowoltaicznego i terminie rozpoczęcia jego użytkowania oraz z punktu widzenia potrzeb związanych z planowaniem i prowadzeniem działań ratowniczych w obiektach lub na terenach z urządzeniami fotowoltaicznymi co do zasady informacje w zakresie przygotowania obiektu budowlanego i terenu do prowadzenia działań ratowniczych, w szczególności:
- plan urządzenia fotowoltaicznego dla ekip ratunkowych;
 - opis wyposażenia w przeciwpożarowy wyłącznik prądu lub innych rozwiązań przeznaczonych do wykorzystania przez ekipy ratownicze w celu odłączenia zasilania elektrycznego, np. rozłącznika DC
 - informacje o oznaczeniu obiektu (instalacji) znakiem bezpieczeństwa
- 9) Po ustaleniu ostatecznej lokalizacji instalacji przed rozpoczęciem jakichkolwiek prac Wykonawca musi dokonać oceny stanu technicznego dachu.
- 10) Harmonogram robót przedstawiony przez Wykonawcę powinien uwzględniać minimalizację uciążliwego wpływu prac dla użytkowników obiektu.

ROZDZIAŁ 4_Konstrukcja wsporcza

Dla modułów instalowanych na dachu płaskim zastosowano systemową konstrukcję BAKS DP-MHKN. Zastosowana konstrukcja musi spełniać następujące wymagania:

- elementy ze stali 250GD w powłoce Magnelis lub cynkowane metodą zanurzeniową spełniającą normę PN-EN ISO 1461:2011
- elementy z aluminium spełniające normę EN AW-6063
- elementy ze stali nierdzewnej w gatunku AISI 304
- możliwość stosowania konstrukcji w strefach wiatrowych i śniegowych zgodnie z normami PN-EN 1991-1-3 i PN-EN 1991-1-4
- 10 lat gwarancji produktowej
- montaż podkonstrukcji do zaprojektowanej dodatkowej konstrukcji



Rys1. Przykładowy widok konstrukcji

Na potrzeby potwierdzenia możliwości oparcia systemu PV na istniejących elementach konstrukcyjnych, przeprowadzono analizę statyczno-wytrzymałościową istniejących elementów, pod kątem możliwości ich dociążenia.

Analizy wykonano w oparciu o normy oraz wiedzę techniczną:

- Konstrukcyjne normy przedmiotowe oraz rozporządzenia:

Obciążenia i oddziaływania

PN-82/B-02000	Obciążenia budowli. Zasady ustalania wartości.	
PN-82/B-02001	Obciążenia budowli. Obciążenia stałe.	
PN-82/B-02003	Obciążenia budowli. Obciążenia technologiczne.	
PN-77/B-02011	Obciążenia w obliczeniach statycznych. Obciążenia wiatrem (ze zmianami)	
PN-80/B-02010	Obciążenia w obliczeniach statycznych. Obciążenie śniegiem (ze zmianami)	
PN-EN 1990	Podstawy projektowania konstrukcji	
PN-EN 1991-1-1	Oddziaływania ogólne. Ciężar objętościowy, ciężar własny, obciążenie użytkowe w budynkach	
PN-EN 1991-1-3	Oddziaływania ogólne. Oddziaływania śniegiem	
PN-EN 1991-1-4	Oddziaływania ogólne. Oddziaływania wiatru	

Obliczenia statyczne i projektowanie

PN-90/B-03200	Konstrukcje stalowe. Obliczenia statyczne i projektowanie.
PN-EN 1993-1-1	Projektowanie konstrukcji stalowych
	Reguły ogólne i reguły dla budynków
PN-EN 1993-1-8	Projektowanie konstrukcji stalowych
	Część 1-8: Projektowanie węzłów
PN-EN 1995-1-1	Projektowanie konstrukcji drewnianych -- Część 1-1:
	Postanowienia ogólne -- Reguły ogólne i reguły dotyczące budynków

Zakres opracowania branży konstrukcyjnej

W opracowaniu sprawdzeniu podlegają elementy nośne konstrukcji dachu, na które zostają przeniesione obciążenia z projektowanej instalacji PV. W związku z powyższym, analizie poddano elementy płatwi (zewnętrznych), wraz z podpierającymi je dźwigarami, wykonanych z drewna klejonego, gatunku przyjętego za opracowaniem archiwalnym, dokumentacji budowlanej.

Opis weryfikowanej konstrukcji

W zakresie analizowanych elementów konstrukcyjnych znajdują się płatwie dachowe, lokalizowane na zewnątrz połaci dachowej, stanowiące element architektoniczny obiektu, wykonane z drewna klejonego o wymiarach 300x120 i gatunku drewna GL30c. Rozpiętość płatwi pomiędzy dźwigarami wynosi 6.3m. Powyższe elementy są sytuowane schodkowo, zgodnie ze spadkiem górnej powierzchni dźwigarów głównych, w pionowych rozstawach osiowych 1.66m. Element podpierający dla płatwi, stanowią dwuprzęsłowe dźwigary drewniane jednotrapezowe, o wysokości 1730-713x180, długości całkowitej 21.1m, wykonanego z drewna klejonego gatunku GL24c. Przyjęto obliczeniowe rozpiętości przęseł dźwigarów 13.40 i 7.70m. Dźwigary zostały rozstawione w układzie osiowym, co 6.50m.

Dźwigary drewniane oparte zostały na żelbetowej konstrukcji głównej obiektu. Od strony zewnętrznej, koniec wspornika odkrytego dźwigara, podparto na słupkach stalowych z rury kwadratowej.

Na podstawie oględzin stwierdzono, że płatwie zewnętrzne zostały zamocowane do ścian bocznych belek dźwigarów, za pomocą standardowych wieszaków belek, analogicznego do typu BSN120/190, z pełnym gwoździowaniem.

Zmiana obciążenia istniejącej konstrukcji dachu elementami systemu fotowoltaicznego

W założeniu koncepcji, przyjęto obciążenie elementów konstrukcyjnych, dodatkowym systemem fotowoltaicznym, z możliwością ich oparcia punktowego na belkach płatwi. Jako elementy pośrednie przyjmuje się podkonstrukcję z rur kwadratowych, mocowane za pomocą łączników mechanicznych.

Planowana instalacja fotowoltaiczna lokalizowana jest powyżej istniejącej powierzchni połaci dachu, w związku z powyższym nie wprowadza dodatkowego obciążenia, poprzez zmianę lub redystrybucję obciążeń klimatycznych. Z uwagi na zastosowanie poniżej planowanych instalacji, dachu o konstrukcji monolitycznej, oraz powyżej sygnalizowany brak zmiany sposobu obciążenia, nie prowadzi się obliczeń sprawdzających dla tej części istniejącej konstrukcji.

W celu analizy obliczeniowej dźwigarów głównych, wykonano zebranie obciążeń z połaci dachu, lokalizowanej przy kopule łukowej, celem sprawdzenia ich nośności. Ze względu na zmiany w prawodawstwie normatywnym, przyjęto obciążenie zgodnie z obowiązującymi Eurokodami. Przyjęto zmienione oddziaływania śniegiem, wraz z możliwością gromadzenia się zasp śnieżnych, przy kopule łukowej oraz możliwości zsunęcia się śniegu na analizowaną powierzchnię. Ze względu na skomplikowany kształt połaci dachowych, wsparto się analizą symulacyjną obciążenia połaci wiatrem. Uzyskane wyniki w sposób uzupełniający przyjęto do obciążeń połaci dachu, przekazującej je na podlegające sprawdzeniu dźwigary dachowe.

Projekt architektoniczno-budowlany obiektu został sporządzony w 2006 roku. Sposób obciążania oraz analizy konstrukcyjnej, od wskazanego czasu uległ zmianie. Należy zauważyć, że w stosunku do przyjętych obciążeń śniegiem dachów, od czasu projektowania rozważanego obiektu, nastąpiły dwie zmiany, dotyczące ustalania wartości tegoż obciążenia. Dla przykładu, norma podstawowa obciążenia śniegiem PN-80/B-02010, po wystąpieniu katastrofy budowlanej w Katowicach, spowodowanej w części zalegającą pokrywą śnieżną, otrzymała w roku 2006 załącznik Az1:2006, zmieniający podział Polski na strefy oraz podwyższający współczynnik

obliczeniowy, dostosowując go do wartości zgodnej z odpowiadającym Eurokodem. Obecnie obowiązuje norma europejska, dotycząca obciążenia śniegiem PN-EN 1991-1-3, która wprowadziła dodatkowe zmiany, w stosunku do pierwotnie przyjętych przy projektowaniu obiektu. Skutkiem powyższych zmian, obciążenie dla dachów płaskich, w strefie obejmującej miasto Poznań, z wartości 56kg/m² zmieniła się do 72kg/m², przy czym współczynnik obliczeniowy wzrósł dodatkowo, z wartości 1.4 do wartości 1.5. Zmieniony został również sposób obciążenia zaspami śnieżnymi, zwiększający graniczną wartość współczynnika obciążenia śniegiem.

W zakresie obciążenia wiatrem, normatyw europejski PN-EN 1991-1-4 wprowadził zmiany stref wiatrowych oraz ciśnienia wiatru w danych strefach. Zmianie uległ również sposób określania współczynników obciążenia połaci. Obligatoryjne korzystanie z norm europejskich stawia dodatkowe wymaganie używania powiązanych normatywów, dotyczących obciążenia, a także tworzenia kombinatoryki obciążeń.

W części dachu zawierającej świetliki dachowe, wykonano zebranie obciążeń w sposób zgodny z normami PN-EN, jednakże nie weryfikowano elementów konstrukcyjnych nie obciążonych bezpośrednio, lub pośrednio planowanym systemem PV. W wyniku zmiany sposobu użytkowania lub modernizacji konstrukcyjnych elementów obiektu, zaprojektowanych wg PN-B, należy wykazać ich bezpieczeństwo zgodnie z normami PN-EN. W obliczeniach statyczno-wytrzymałościowych modernizowanej, istniejącej konstrukcji drewnianej efekty oddziaływań należy określić wg PN-EN 1990 oraz PN-EN 1991, a obliczeniowe nośności konstrukcji wyznaczyć według powiązanych normatywów PN-EN.

W nieanalizowanej weryfikacyjnie części obiektu (analiza pomocnicza, wykonana jedynie dla przeniesienia obciążeń na sprawdzane wytrzymałościowo trapezowe dźwigary dachowe), w przypadku przeprowadzania przeglądów okresowych budynku, wraz z monitorowaniem jego stanu, przyjmuje się, iż nie została zgodnie interpretacją normy ISO 13822, wprowadzona ingerencja w istniejącą strukturę konstrukcyjną i nie jest stawiany wymóg analizy zgodnie z aktualizowanymi normami obowiązującymi, w stosunku do norm według jakich były projektowane elementy konstrukcyjne obiektu.

Drewniane płatwie poprzeczne (zewnątrzne)

Poprzeczne płatwie dachowe, na których planowane jest zamocowanie podkonstrukcji systemu fotowoltaicznego, zabezpieczone są w na górnej powierzchni obróbką blacharską, pełniącą funkcję ochronną przed negatywnym skutkiem opadów deszczu i śniegu (analogiczne rozwiązanie zostało zastosowane na odkrytej części dźwigarów drewnianych). Wzdłuż obróbkę prowadzona jest instalacja odgromowa obiektu.

Zamodelowano w układzie przestrzennym instalację PV, z elementami przekazującymi obciążenia od oddziaływań stałych oraz klimatycznych na weryfikowane elementy płatwi dachowych. Obciążenie przekazywano pośrednio na weryfikowane płatwie, przez cztery stalowe elementy poprzeczne z rur kwadratowych (projektowane), umożliwiające oparcie systemu.

Zebranie obciążenia na połąć (pośrednio obciążającą z płatwi dźwigar dachowy – część zakryta)
Zgodnie z profilem warstw „d2”

Zbierając obciążenia przyjęto (ciężar własny profili dodano w modelu automatycznie (Przypadek 1)):

Obciążenia stałe (Przypadek 2)

Połąć zadaszona nad płatwiami

- folia dachowa OCC gr.2mm	0.011	kN/m ²
- wełna mineralna HARDROCK MAX gr.30.0cm	0.510	kN/m ²
- paroizolacja VEDEGARD AL.+V60S4 gr.5mm	0.055	kN/m ²
- blacha trapezowa T50P gr.0.88mm (przyjęta)	0.080	kN/m ²

- płyta akustyczna gr.12.5cm	0.220	kN/m ²
- elementy podwieszenia	0.050	kN/m ²
Sumaryczne obciążenie stałe płatwi (powierzchniowe)	0.93	kN/m ²
Połąc zadaszona nad płatwiami - świetliki		
Obciążenie świetlikami	0.90	kN/m ²
Nabitka dźwigara	0.26	kN/m
Obciążenie stałe systemem fotowoltaicznym (Przypadek 3)		
- ciężar własny systemu	0.38	kN/m ²
obciążenie powierzchniowe szerokości 1m,		
Obciążenie użytkowe połaci dachu (Przypadek 4)		
- obciążenie dachów bez dostępu, kategoria H	0.40	kN/m ²
z wyjątkiem zwykłego utrzymania i napraw		
Obciążenia klimatyczne śniegiem, strefa II (Przypadek 5)		
- obciążenie podstawowe na całej połaci	0.72	kN/m ²
- obciążenie w miejscu zaspy (różnica do podstawowego)	2.16-0	kN/m ²
na długości zaspy 5m (na analizowanej połaci)		
uwzględniające zsuw śniegu z części łukowej $\mu_2=3.2$		
- obciążenie paneli fotowoltaicznych	0.72	kN/m ²
Obciążenia klimatyczne wiatrem, strefa I, kategoria terenu III		
Przyjęta wartość szczytowa ciśnienia $q_p(z)=0.564\text{kN/m}^2$		
Przypadki uwzględniają nadciśnienie i podciśnienie wewnętrzne w obiekcie		
- nadciśnienie wewnętrzne	-0.11	kN/m ²
- podciśnienie wewnętrzne	0.17	kN/m ²
Wiatr 1n (Przypadek 6) obciążenie podstawowe na połaci - przód		
- nadciśnienie wewnętrzne		
- obciążenie czołowe boczne (od strony naporu)	-0.50	kN/m ²
- obciążenie skrajne boczne (od strony łukowego przekrycia)	-0.25	kN/m ²
- obciążenie czołowe wewnętrzne (od strony naporu)	-0.40	kN/m ²
- obciążenie wewnętrzne (od strony łukowego przekrycia)	-0.15	kN/m ²
Obciążenie płaszczyzny w osi dźwigara (skrajne – na zewnątrz)	0.49	kN/m
Obciążenie płaszczyzny w osi dźwigara (wewnętrzne – na zewnątrz)	0.10	kN/m
Obciążenie płaszczyzny w osi płatwi (w kierunku wiatru)	0.36	kN/m
Obciążenie paneli fotowoltaicznych (wypadkowa prostopadła)	0.23	kN/m
Dla obciążenia posłużono się analogią rozkładu dla wiat		
z rozkładem parabolicznym wypadkowej, przyjęto wypełnienie 85%		

Obciążenie paneli od czoła	0.24	kN/m
----------------------------	------	------

Wiatr1p (**Przypadek 7**) obciążenie podstawowe na połaci - przód

- podciśnienie wewnętrzne		
- pozostałe obciążenia powierzchniowe tak jak dla (przypadek 6), oprócz:		
- obciążenie wewnętrzne (od strony łukowego przekrycia)	0.15	kN/m ²

Obciążenia elementów prętowych analogicznie do (Przypadek 7)

Obciążenie paneli fotowoltaicznych (wypadkowa prostopadła)	0.69	kN/m
--	------	------

Dla obciążenia posłużono się analogią rozkładu dla wiat z rozkładem parabolicznym wypadkowej, przyjęto wypełnienie 85%

Obciążenie paneli od czoła	0.24	kN/m
----------------------------	------	------

Wiatr 2n (**Przypadek 8**) obciążenie podstawowe na połaci – bok prawy

- nadciśnienie wewnętrzne		
- obciążenie czołowe krawędziowe (od strony naporu)	-1.00	kN/m ²
- obciążenie czołowe krawędziowe (od strony łukowego przekrycia)	-0.65	kN/m ²
- obciążenie czołowe wewnętrzne (od strony naporu)	-0.50	kN/m ²
- obciążenie czołowe wewnętrzne (od strony naporu)	-0.40	kN/m ²
- obciążenie wewnętrzne (środkowe)	-0.20	kN/m ²
- obciążenie kończące krawędziowe (tylne)	-0.10	kN/m ²

Obciążenie płaszczyzny w osi dźwigara (skrajny – w kierunku wiatru)	1.22 – 0.83	kN/m
Obciążenie płaszczyzny w osi dźwigara (wewnętrzne – w kierunku wiatru)	0.61 – 0.42	kN/m

Przyjęto redukcję obciążenia wynikającą ze stopnia zakrywania dźwigarów

Obciążenie płaszczyzny w osi płatwi (w kierunku prostopadłym do wiatru)	0.10	kN/m
---	------	------

Obciążenie paneli fotowoltaicznych (wypadkowa prostopadła)	0.31	kN/m
--	------	------

Dla obciążenia posłużono się analogią rozkładu dla wiat z rozkładem parabolicznym wypadkowej, przyjęto wypełnienie 85%

Obciążenie paneli ze strony bocznej	0.08	kN/m
-------------------------------------	------	------

Wiatr2p (**Przypadek 9**) obciążenie podstawowe na połaci – bok prawy

- podciśnienie wewnętrzne		
- pozostałe obciążenia powierzchniowe tak jak dla (przypadek 8),		
Obciążenia elementów prętowych analogicznie do (Przypadek 8)		

Obciążenie paneli fotowoltaicznych (wypadkowa prostopadła)	1.23	kN/m
--	------	------

Dla obciążenia posłużono się analogią rozkładu dla wiat z rozkładem parabolicznym wypadkowej, przyjęto wypełnienie 85%

Obciążenie paneli ze strony bocznej	0.08	kN/m
-------------------------------------	------	------

Wiatr 3n (**Przypadek 10**) obciążenie podstawowe na połaci – tył

- nadciśnienie wewnętrzne
 - obciążenie czołowe krawędziowe (tylna do strony naporu) -0.10 kN/m²
- Połąć lokalizowana za przekryciem łukowym hali, zgodne z nadciśnieniem

Obciążenie płaszczyzny w osi dźwigara (skrajne – na zewnątrz) 0.25 kN/m
Obciążenie płaszczyzny w osi dźwigara (wewnętrzne – na zewnątrz) 0.05 kN/m

Obciążenie płaszczyzny w osi płatwi (w kierunku wiatru) 0.22 kN/m

Obciążenie paneli fotowoltaicznych (wypadkowa prostopadła) 0.23 kN/m
Dla obciążenia posłużono się analogią rozkładu dla wiat
z rozkładem parabolicznym wypadkowej, przyjęto wypełnienie 85%

Obciążenie paneli od czoła 0.14 kN/m

Wiatr 3p (**Przypadek 11**) obciążenie podstawowe na połaci – tył

- podciśnienie wewnętrzne
 - obciążenie czołowe krawędziowe (tylna do strony naporu) 0.10 kN/m²
- Połąć lokalizowana za przekryciem łukowym hali zgodne z podciśnieniem

Obciążenia elementów prętowych analogicznie do (Przypadek 10)

Obciążenie paneli fotowoltaicznych (wypadkowa prostopadła) 0.69 kN/m
Dla obciążenia posłużono się analogią rozkładu dla wiat
z rozkładem parabolicznym wypadkowej, przyjęto wypełnienie 85%

Obciążenie paneli od czoła 0.14 kN/m

Wiatr 4n (**Przypadek 12**) obciążenie podstawowe na połaci – bok lewy

- nadciśnienie wewnętrzne
- obciążenie czołowe krawędziowe (od strony naporu) -1.00 kN/m²
- obciążenie czołowe krawędziowe (od strony łukowego przekrycia) -0.65 kN/m²
- obciążenie czołowe wewnętrzne (od strony naporu) -0.50 kN/m²
- obciążenie czołowe wewnętrzne (od strony naporu) -0.40 kN/m²
- obciążenie wewnętrzne (środkowe) -0.20 kN/m²
- obciążenie kończące krawędziowe (tylne) -0.10 kN/m²

Obciążenie płaszczyzny w osi dźwigara (skrajny – w kierunku wiatru) 1.22 – 0.83kN/m
Obciążenie płaszczyzny w osi dźwigara (wewnętrzne – w kierunku wiatru) 0.61 – 0.42kN/m
Przyjęto redukcję obciążenia wynikającą ze stopnia zakrywania dźwigarów

Obciążenie płaszczyzny w osi płatwi (w kierunku prostopadłym do wiatru) 0.10 kN/m

Obciążenie paneli fotowoltaicznych (wypadkowa prostopadła) 0.31 kN/m
Dla obciążenia posłużono się analogią rozkładu dla wiat
z rozkładem parabolicznym wypadkowej, przyjęto wypełnienie 85%

Obciążenie paneli ze strony bocznej 0.08 kN/m

Wiatr4p (**Przypadek 13**) obciążenie podstawowe na połaci – bok lewy

- podciśnienie wewnętrzne
- pozostałe obciążenia powierzchniowe tak jak dla (przypadek 12),

Obciążenia elementów prętowych analogicznie do (Przypadek 12)

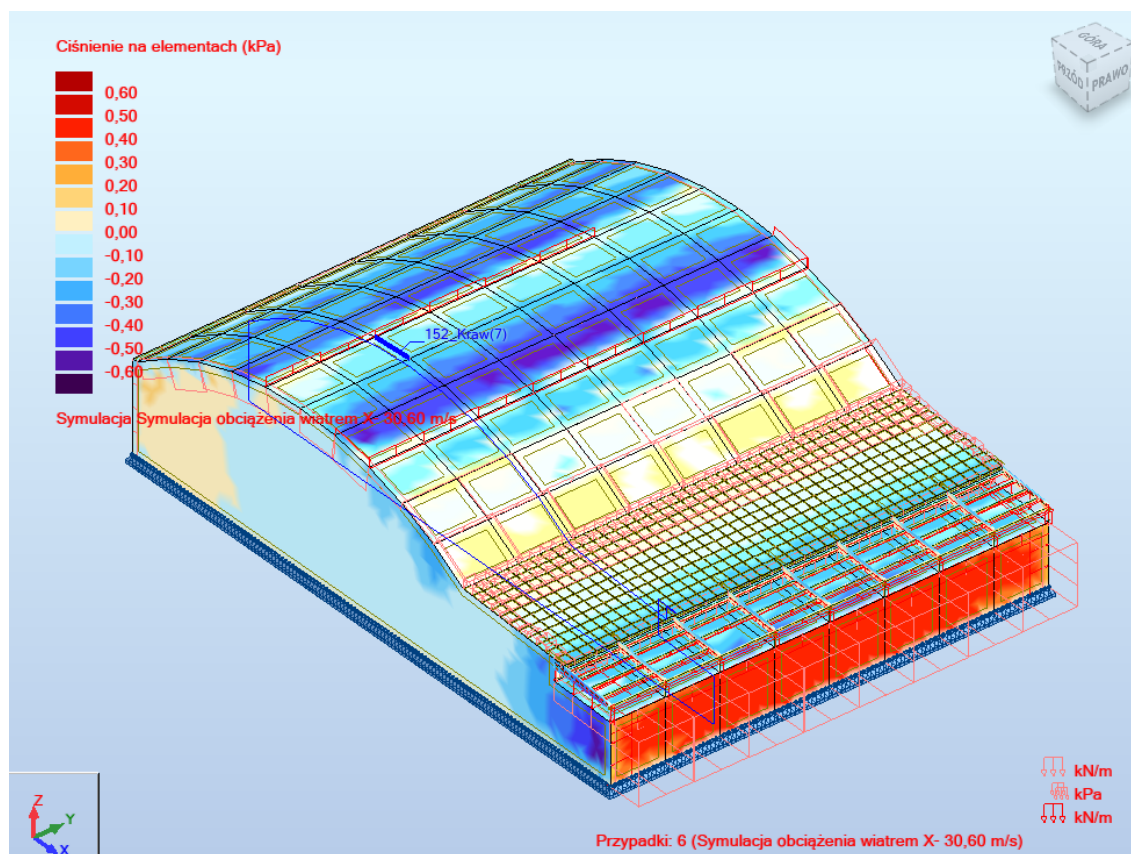
Obciążenie paneli fotowoltaicznych (wypadkowa prostopadła) 1.23 kN/m

Dla obciążenia posłużono się analogią rozkładu dla wiat z rozkładem parabolicznym wypadkowej, przyjęto wypełnienie 85%

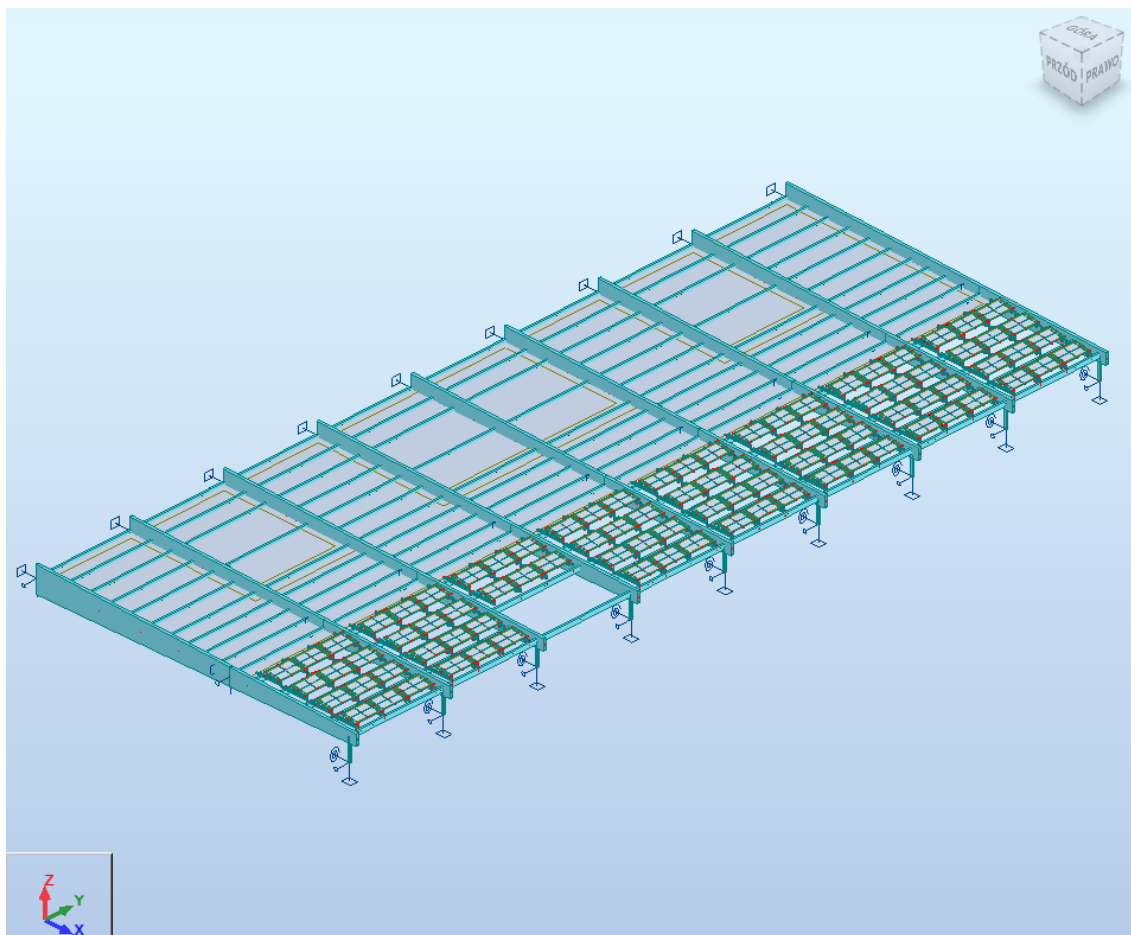
Obciążenie paneli ze strony bocznej 0.08 kN/m

Modele obliczeniowe oraz kombinatoryka dla przeprowadzonej analizy wytrzymałościowej

Do przeprowadzenia obliczeń, posłużono się modelami płaskimi oraz przestrzennymi służącymi do analiz konstrukcji.



Symulacja rozkładu ciśnień obciążenia wiatrem, w analizowanym modelu obliczeniowym ARSA Kierunek naporu wiatru od strony elewacji, z projektowanym systemem fotowoltaicznym. Dla każdego z kierunków obciążenia wiatrem wykonano analogiczne symulacje oddziaływania.



Model obliczeniowy dla sprawdzenia oddziaływania projektowanym systemem fotowoltaicznym na istniejące elementy konstrukcyjne, wykonany w programie ARSA.

Kombinacje obliczeniowe przeprowadzone zgodnie z PN-EN

14 (K)	SGN_1	$(1+2+3)*1.35+5*0.75+6*0.90$
15 (K)	SGN_2	$(1+2+3)*1.35+5*0.75+7*0.90$
16 (K)	SGN_3	$(1+2+3)*1.35+5*0.75+8*0.90$
17 (K)	SGN_4	$(1+2+3)*1.35+5*0.75+9*0.90$
18 (K)	SGN_5	$(1+2+3)*1.35+5*0.75+10*0.90$
19 (K)	SGN_6	$(1+2+3)*1.35+5*0.75+11*0.90$
20 (K)	SGN_7	$(1+2+3)*1.35+5*0.75+12*0.90$
21 (K)	SGN_8	$(1+2+3)*1.35+5*0.75+13*0.90$
22 (K)	SGN_9	$(1+2+3)*1.15+5*1.50+6*0.90$
23 (K)	SGN_10	$(1+2+3)*1.15+5*1.50+7*0.90$
24 (K)	SGN_11	$(1+2+3)*1.15+5*1.50+8*0.90$
25 (K)	SGN_12	$(1+2+3)*1.15+5*1.50+9*0.90$
26 (K)	SGN_13	$(1+2+3)*1.15+5*1.50+10*0.90$
27 (K)	SGN_14	$(1+2+3)*1.15+5*1.50+11*0.90$
28 (K)	SGN_15	$(1+2+3)*1.15+5*1.50+12*0.90$
29 (K)	SGN_16	$(1+2+3)*1.15+5*1.50+13*0.90$
30 (K)	SGN_17	$(1+2+3)*1.15+4*1.50+5*0.75+6*0.90$
31 (K)	SGN_18	$(1+2+3)*1.15+5*0.75+6*1.50$
32 (K)	SGN_19	$(1+2+3)*1.15+5*0.75+7*1.50$
33 (K)	SGN_20	$(1+2+3)*1.15+5*0.75+8*1.50$
34 (K)	SGN_21	$(1+2+3)*1.15+5*0.75+9*1.50$
35 (K)	SGN_22	$(1+2+3)*1.15+5*0.75+10*1.50$

36 (K)	SGN_23	$(1+2+3)*1.15+5*0.75+11*1.50$
37 (K)	SGN_24	$(1+2+3)*1.15+5*0.75+12*1.50$
38 (K)	SGN_25	$(1+2+3)*1.15+5*0.75+13*1.50$
39 (K)	SGN_26	$(1+2+3)*1.15+5*1.50$
40 (K)	SGN_27	$(1+2+3)*1.15+6*1.50$
41 (K)	SGN_28	$(1+2+3)*1.15+7*1.50$
42 (K)	SGN_29	$(1+2+3)*1.15+8*1.50$
43 (K)	SGN_30	$(1+2+3)*1.15+9*1.50$
44 (K)	SGN_31	$(1+2+3)*1.15+10*1.50$
45 (K)	SGN_32	$(1+2+3)*1.15+11*1.50$
46 (K)	SGN_33	$(1+2+3)*1.15+12*1.50$
47 (K)	SGN_34	$(1+2+3)*1.15+13*1.50$
48 (K)	SGN_35	$(1+2+3)*1.35+6*1.50$
49 (K)	SGN_36	$(1+2+3)*1.35+7*1.50$
50 (K)	SGN_37	$(1+2+3)*1.35+8*1.50$
51 (K)	SGN_38	$(1+2+3)*1.35+9*1.50$
52 (K)	SGN_39	$(1+2+3)*1.35+10*1.50$
53 (K)	SGN_40	$(1+2+3)*1.35+11*1.50$
54 (K)	SGN_41	$(1+2+3)*1.35+12*1.50$
55 (K)	SGN_42	$(1+2+3)*1.35+13*1.50$
56 (K)	SGN_43	$(1+2+3)*1.35+5*1.50$
57 (K)	SGU_1	$(1+2+3+4+5)*1.00$
58 (K)	SGU_2	$(1+2+3+6)*1.00$
59 (K)	SGU_3	$(1+2+3+7)*1.00$
60 (K)	SGU_4	$(1+2+3+8)*1.00$
61 (K)	SGU_5	$(1+2+3+9)*1.00$
62 (K)	SGU_6	$(1+2+3+10)*1.00$
63 (K)	SGU_7	$(1+2+3+11)*1.00$
64 (K)	SGU_8	$(1+2+3+12)*1.00$
65 (K)	SGU_9	$(1+2+3+13)*1.00$
66 (K)	SGU_10	$(1+2+3+4+5+6)*1.00$
67 (K)	SGU_11	$(1+2+3+4+5+7)*1.00$
68 (K)	SGU_12	$(1+2+3+4+5+8)*1.00$
69 (K)	SGU_13	$(1+2+3+4+5+9)*1.00$
70 (K)	SGU_14	$(1+2+3+4+5+10)*1.00$
71 (K)	SGU_15	$(1+2+3+4+5+11)*1.00$
72 (K)	SGU_16	$(1+2+3+4+5+12)*1.00$
73 (K)	SGU_17	$(1+2+3+4+5+13)*1.00$

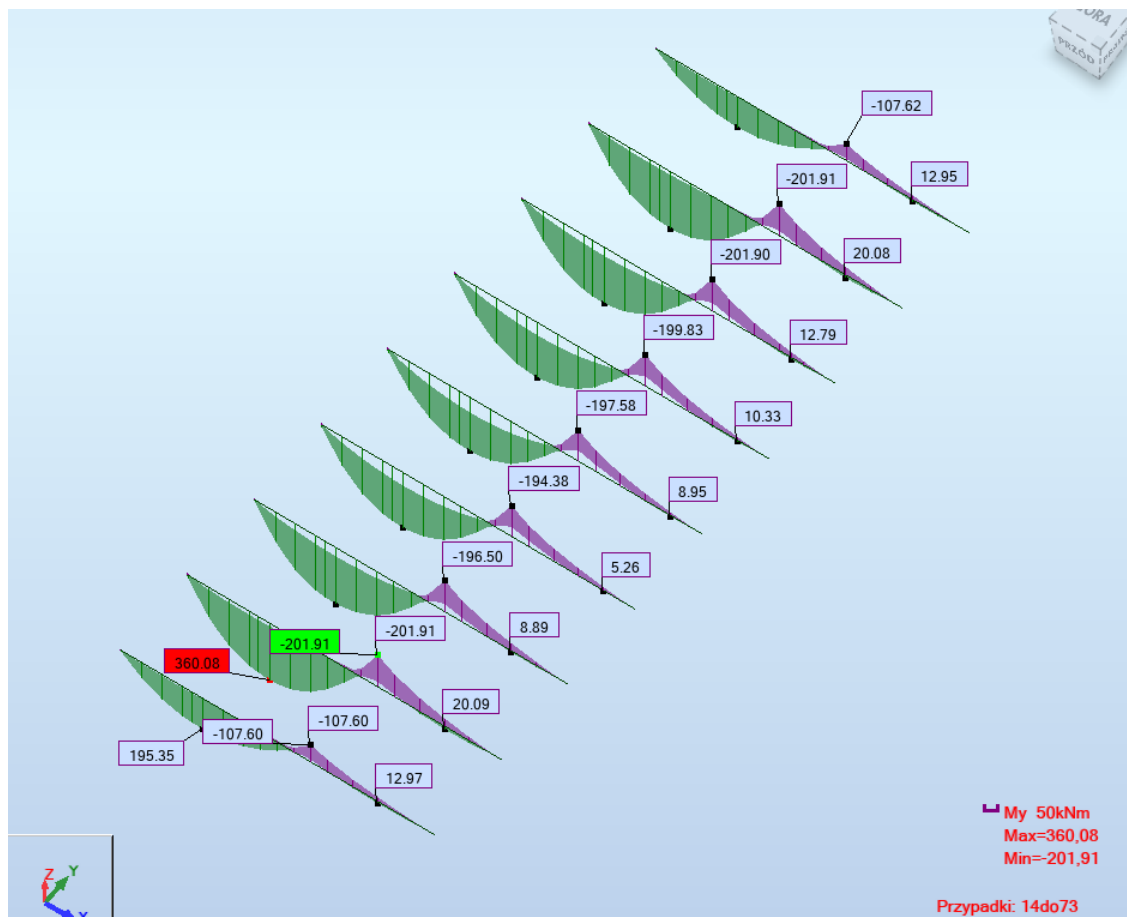
Wyniki weryfikacji statyczno – wytrzymałościowej

Na podstawie przeprowadzonych analiz uzyskano wyniki wyłączenia elementów konstrukcyjnych biorących udział w przenoszeniu obciążeń od planowanego systemu fotowoltaicznego, w oparciu o normatyw PN-EN 1995-1-1.

Pręt		Profil	Materiał	Lay	Laz	Wyłączenie	Przypadek
560	OK	DK_18x110.3x170.3	GL24c	32.37	22.91	0.80	56 SGN_43
572	OK	DK_18x110.3x170.3	GL24c	32.37	22.91	0.80	56 SGN_43
570	OK	DK_18x110.3x170.3	GL24c	32.37	22.91	0.80	56 SGN_43
562	OK	DK_18x110.3x170.3	GL24c	32.37	22.91	0.79	56 SGN_43
568	OK	DK_18x110.3x170.3	GL24c	32.37	22.91	0.79	56 SGN_43
564	OK	DK_18x110.3x170.3	GL24c	32.37	22.91	0.79	56 SGN_43
566	OK	DK_18x110.3x170.3	GL24c	32.37	22.91	0.78	56 SGN_43

Stopnie wyężenia dla dwuprzęslowych dźwigarów wewętrznych (zewętrzne przęsla posiadają niższy stopień wykorzystania – zgodnie z przeprowadzoną analizą)

Maksymalne uęięcie najbardziej wyężonego elementu w płaszczyźnie pionowej zawiera się w 20% wykorzystania, natomiast dla kierunku prostopadłego 31%. Zgodnie z powyższym elementy spełniają warunek SGU przyjęty $L/200$ i $L/300$. Natomiast przemieszczenie węzła zewętrznej części dźwigara w kierunku poziomym, jest rzędu 54% (przy założeniu zamocowania w słupku stalowym), dla przyjętego ograniczenia $L/150$.



Obwiednie momentów zginających dla trapezowych dźwigarów z drewna klejonego

Pręt		Profil	Materiał	Lay	Laz	Wyteż.	Przypadek
22	Platew_22	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.56	31 SGN_18
23	Platew_23	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
24	Platew_24	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
25	Platew_25	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
26	Platew_26	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.41	31 SGN_18
38	Platew_38	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.55	31 SGN_18
39	Platew_39	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
40	Platew_40	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
41	Platew_41	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
42	Platew_42	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.42	31 SGN_18
54	Platew_54	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.54	31 SGN_18
55	Platew_55	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.48	31 SGN_18
56	Platew_56	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.40	31 SGN_18
58	Platew_58	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.24	48 SGN_35
70	Platew_70	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.55	31 SGN_18
71	Platew_71	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
72	Platew_72	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.50	31 SGN_18
73	Platew_73	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
74	Platew_74	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.42	31 SGN_18
86	Platew_86	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.55	31 SGN_18
87	Platew_87	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
88	Platew_88	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
89	Platew_89	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
90	Platew_90	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.42	31 SGN_18
102	Platew_102	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.55	31 SGN_18
103	Platew_103	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
104	Platew_104	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
105	Platew_105	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
106	Platew_106	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.41	31 SGN_18
118	Platew_118	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.55	31 SGN_18
119	Platew_119	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
120	Platew_120	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
121	Platew_121	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
122	Platew_122	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.41	31 SGN_18
134	Platew_134	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.56	31 SGN_18
135	Platew_135	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
136	Platew_136	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
137	Platew_137	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.49	31 SGN_18
138	Platew_138	OK DK_12x30	GL30c	75.06	187.64	0.41	31 SGN_18

Stopnie wyteżenia jednoprzęsłowych płatwi zewnętrznych obciążonych dodatkowo systemem fotowoltaicznym

Maksymalne ugięcie najbardziej wyteżonego elementu, w płaszczyźnie pionowej zawiera się, w 66% wykorzystania, natomiast dla kierunku prostopadłego 76%. Zgodnie z powyższym elementy spełniają warunek SGU przyjęty L/200.

Weryfikacja nośności punktu podparcia płatwi na dźwigarach

Na podstawie oględzin stwierdzono montaż płatwi do dźwigarów nośnych za pomocą wieszaków belek, analogicznych do typu BSN120/190, z pełnym gwoździowaniem. Użyto 2x15 gwoździ mocujących do dźwigara na stronę oraz 2x8 gwoździ mocujących płatwę na siodełku, na stronę. Stwierdzono pełne gwoździowanie połączeń.

Przyjmując przez analogię nośność połączenia BSN120/190 grubości 2mm, z możliwością mocowania gwoździ 2x13 (mniejsza ilość) do dźwigara i 2x8 do belki łączonej, przyjęto nośność połączenia zgodnie z poniższym zestawieniem:

Przyjęto za katalogiem drewno klasy C24 oraz gwoździe ciesielskie CNA 4.0x40, pełne gwoździowanie.

$R_{1,k} = 32.9\text{kN}$	- obciążenie pionowe skierowane w dół
$R_{2,k} = 21.4\text{kN}$	- obciążenie pionowe skierowane w górę
$R_{3,k} = 12.1\text{kN}$	- obciążenie poziome prostopadłe do belki
$R_{4,k} = 11.8\text{kN}$	- obciążenie poziome równoległe do belki – odrywanie od węzła

Z wyników sił wewnętrznych dla analizowanego zbioru płatwi wybrano ekstremalne wartości w danych kierunkach i zestawiono je porównawczo z ograniczeniem nośności producenta połączeń.

$F_{1,d} = 7.62\text{kN}$	- obciążenie pionowe skierowane w dół
$F_{2,d} = 0.77\text{kN}$	- obciążenie pionowe skierowane w górę
$F_{3,d} = 2.93\text{kN}$	- obciążenie poziome prostopadłe do belki
$F_{4,d} = 3.31\text{kN}$	- obciążenie poziome równoległe do belki – odrywanie od węzła

Nośności połączeń dla pełnego gwoździowania – wartości obliczeniowe

$R_{1,d} = 13.91\text{kN}$
$R_{2,d} = 9.05\text{kN}$
$R_{3,d} = 5.12\text{kN}$
$R_{4,d} = 4.99\text{kN}$

Nośność wykorzystania jednego połączenia dla wybranych oddziaływań kombinacyjnych sił wewnętrznych wynosi:

- dla obciążenia skierowanego w górę: 68%

- dla obciążenia skierowanego w dół: 84%

Wnioski z przeprowadzonej analizy konstrukcyjnej

W oparciu o przeprowadzone analizy statyczno-wytrzymałościowe, dopuszcza się wykonanie planowanej instalacji we wskazanym w projekcie, obszarze dachu. Istniejące elementy płatwi oraz dźwigarów z drewna klejonego, w proponowanej lokalizacji, spełniają normowe wymagania dotyczące stanów granicznych SGN oraz SGU. Przyjęto, że węzły BSN, łączące konstrukcję drewnianą są w stanie przenieść założone obciążenia dodatkowe.

Elementy podpierające, montowane pomiędzy płatwami należy wykonać oraz dokonać montażu, zgodnie ze wskazaniami na załączonej dokumentacji rysunkowej. Zaprojektowano węzły punktowe gwoździowo-śrubowe, umożliwiające montaż projektowanych pośrednich podkonstrukcji rurowych. Elementy RPV-1-4 należy zabezpieczyć przez cynkowanie ogniowe, zgodnie z informacją załączoną na rysunku. Łączniki ze względu na zastosowanie ich w przestrzeni narażonej na warunki atmosferyczne, należy również zabezpieczyć przez cynkowanie ogniowe. Przed zamówieniem materiału, należy u dostawcy paneli PV, potwierdzić zgodność pomiędzy podpieraną podkonstrukcją typową systemu, a projektowanymi elementami.

Opierając się na przytoczonych analizach oraz zaleceniach prace należy wykonać zgodnie z niniejszym opracowaniem (również, zgodnie z załączoną częścią rysunkową).

Zmiany lub trudności w wykonaniu, należy zgłosić projektantowi przed wykonaniem i zamówieniem materiału, celem znalezienia rozwiązania alternatywnego.

W części rysunkowej opracowania przedstawiono etapy oraz rozwiązania szczegółowe, wraz z opisanymi elementami złącznymi i miejscem ich osadzenia.

Poszczególne elementy opracowania nie powinny być rozpatrywane oddzielnie, ponieważ razem stanowią całość projektowanego rozwiązania.

W przypadku przystąpienia do wykonywania podkonstrukcji, należy opracować dziennik prowadzenia prac oraz powinny się one odbywać pod ciągłym nadzorem uprawnionego kierownika robót. Należy dodatkowo spełnić wszelkie wymagania stawiane przy tego typu pracach, w tym również:

- należy nie dopuścić do uszkodzenia, osłabienia lub odkształcenia istniejącej struktury konstrukcyjnej
- elementy, przy których prowadzone będą prace, należy podstemplować i zabezpieczyć przed utratą stateczności
- prowadzenie prac przy osadzaniu elementów pośrednich pomiędzy płatwiami, nie powinno doprowadzić do dodatkowego ich zwichrowania lub odkształcenia osi z płaszczyzny zginania
- przed przystąpieniem do robót, należy wykonać inwentaryzację sprawdzającą, wykluczającą rozbieżności pomiędzy opracowaniem i stanem rzeczywistym, wszelkie różnice należy zgłosić projektantowi oraz uwzględnić w kształtowanej konstrukcji
- należy odpowiednio prowadzić prace wykonawcze na wysokości, z odpowiednim dozorem oraz dostępem osób w tym celu przeszkolonych i posiadających odpowiednie uprawnienia
- należy zachować szczególną ostrożność podczas prac z użyciem ostrych narzędzi i krawędzi elementów, podzespołów maszyn wirujących; wszelkie tego typu prace, powinny być wykonywane z zachowaniem szczególnej ostrożności, wytycznych producentów i warunków BHP przy prowadzeniu tego typu prac
- prace należy prowadzić w oparciu o sporządzoną dokumentację BIOZ.

opracował
arch. Bartosz Gurawski
A R P A