



IT Czysta Energia – Jacek Gretszel
ul. Szymały 12, 41-922 Radzionków
NIP: 6262073138 REGON: 385897090
tel. 730021602 e-mail: itczystaenergia@gretszel.pl

**WYKONANIE OCENY TECHNICZNEJ I EKONOMICZNEJ MOŻLIWOŚCI MONTAŻU INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH
(PV) NA WYBRANYCH BUDYNKACH UŻYTECZNOŚCI PUBLICZNEJ W PIEKARACH ŚLĄSKICH**

Obiekt: Urząd Miasta
Adres: woj. Śląskie,
ul. Bytomska 92
41-940 Piekary Śląskie
Działki: 2559/69; 2558/69 i 2557/69, obręb Piekary Wielkie

Inwestor: Urząd Miasta
41-940 Piekary Śląskie, ul. Bytomska 84



Opracował:	Branża elektryczna	Branża budowlana
Jacek Gretszel		

Oświadczenie

Oświadczam, że ocena techniczna i ekonomiczna możliwości montażu instalacji fotowoltaicznej (PV) w obiekcie: **Urząd Miasta Piekary Śląskie w Piekarach Śląskich, ul. Bytomska 92** została wykonana zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa i zasadami wiedzy technicznej. Opracowanie zostało wykonane w stanie kompletnym zgodnie z zakresem umowy i celem któremu ma służyć.

Spis treści

1. Opis budynku.....	3
2. Istniejąca instalacja elektryczna	7
3. Propozycje zmian w instalacji elektrycznej.....	12
4. Koncepcja wykonania instalacji fotowoltaicznej na potrzeby obiektu.	14
5. Koncepcja wykonania instalacji fotowoltaicznej dla części dachu nad Urzędem Skarbowym	29
6. Podsumowanie – wnioski	33
7. Dobór okablowania i zabezpieczeń	34
8. Opinia techniczna dotycząca możliwości zainstalowania modułów fotowoltaicznych	36
9. Akty prawne i normy stanowiące podstawę opracowania:	43
10. Wyceny szacunkowe	45

1. Opis budynku

Obiekt Urzędu Miasta zlokalizowany jest w Piekarach Śląskich, przy ulicy Bytomskiej 92 na działkach 2559/69; 2558/69 i 2557/69 obręb Piekary Wielkie.

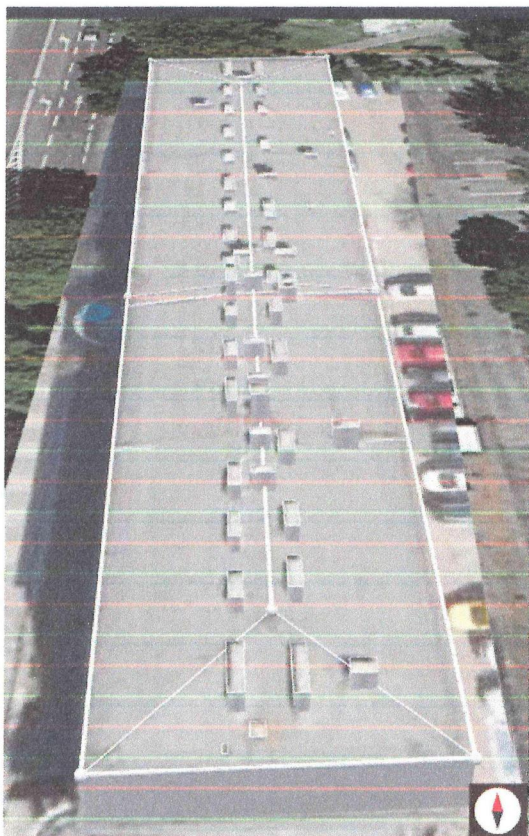


Budynek będący tematem opracowania, to budynek użyteczności publicznej o wymiarach zewnętrznych w rzucie 74,0 m x 15,1 m. Budynek o trzech kondygnacjach nadziemnych z poddaszem nieużytkowym oraz kondygnacji piwnicznej (nie pod całym budynkiem). Budynek wniesiony w tradycyjnej technologii murowanej ze stropami żelbetowymi oraz żelbetowym stropodachem z płyt prefabrykowanych.

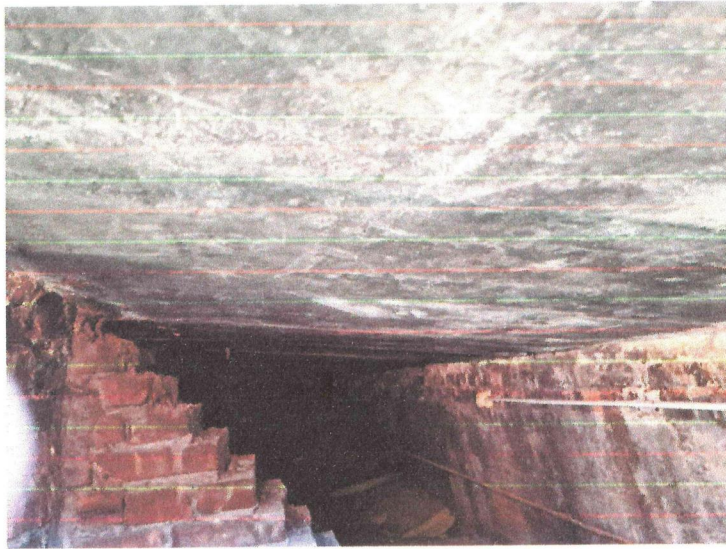
Obiekt znajduje się w strefie konserwatorskiej.

Obiekt jest dzielony przez Urząd Miasta z Urzędem Skarbowym w Piekarach Śląskich. Na potrzeby niniejszego opracowania brana była pod uwagę jedynie południowa część budynku należąca do Urzędu Miasta. Później analizę rozszerzona także o drugą część budynku.

Budynek posiada instalację odgromową.

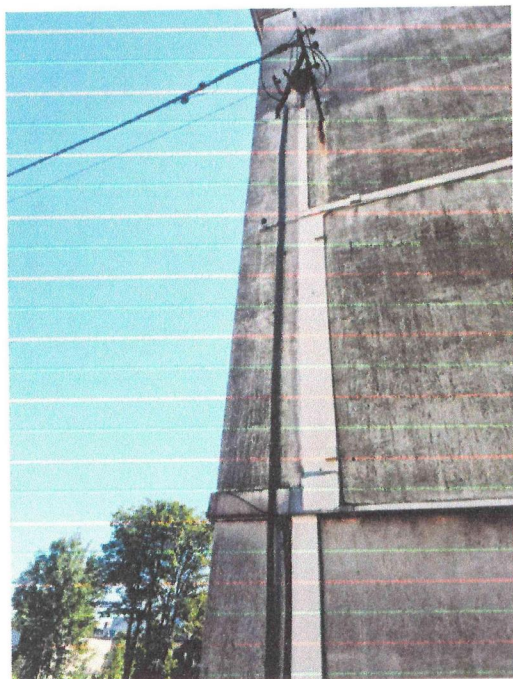




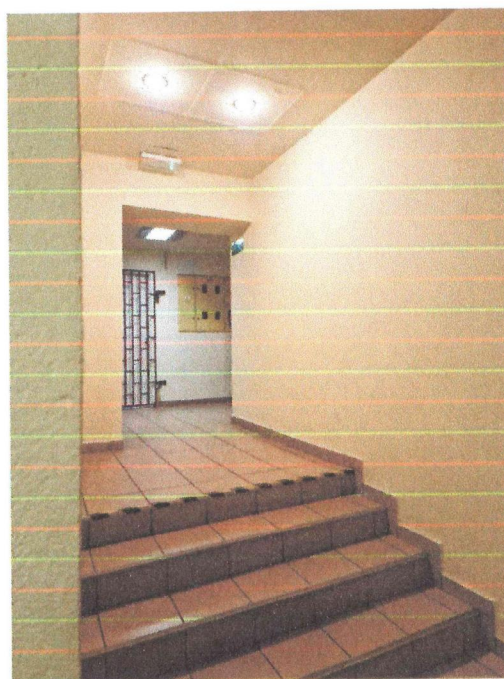


2. Istniejąca instalacja elektryczna

Budynek przy ul. Bytomskiej 92 posiada przyłącze energetyczne zlokalizowane w północno-wschodnim narożniku budynku, przy stacji transformatorowej.



Rozdzielnica główna znajduje się w środku budynku na poziomie piwnic, w korytarzu naprzeciwko szybu windy.



Obiekt nie posiada zabudowanego głównego wyłącznika p.poż. Przyciski ROP zlokalizowane naprzeciwko rozdzielniczy głównej oraz w korytarzu parteru stanowią część systemu SSP.





Naprzeciwko rozdzielnicy głównej zlokalizowano kompensator mocy.



Instalacja odgromowa obiektu wymaga drobnych prac naprawczych. Konieczne jest zapewnienie odpowiednich odstępów izolacyjnych - zwody w tej chwili leżą na powierzchni dachu, sprawdzenie złącz krzyżowych oraz poprawka iglic odgromowych.

Na podstawie opracowanego projektu techniczno-wykonawczego i analizy oszacowania ryzyka należy odbudować instalację odgromową uwzględniając planowaną instalację fotowoltaiczną.



Zainstalowane jest oświetlenie awaryjne.

Obiekt posiada cztery przyłącza energetyki zawodowej - cztery trójfazowe liczniki energii elektrycznej:

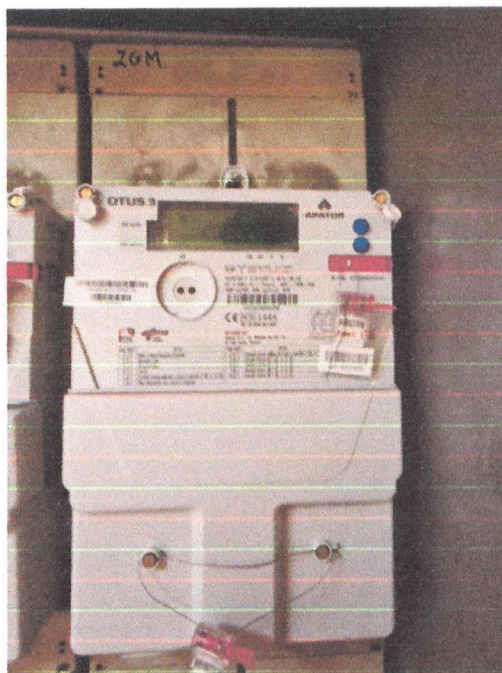
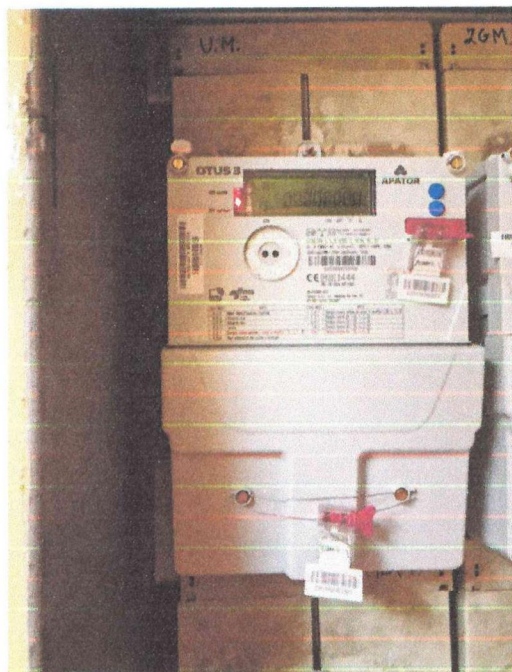
- (biura)
- (Z.G.M.)
- MWh (administracja)
- (kotłownia)

moc umowna 17 kW; zużycie roczne ok 48,5 MWh

moc umowna 39,9 kW; zużycie roczne ok 1 MWh

moc umowna 39,9 kW; zużycie roczne ok 72,2

moc umowna 39,9 kW; zużycie roczne ok 2,1 MWh



3. Propozycje zmian w instalacji elektrycznej

1. Obiekt znajduje się w strefie konserwatorskiej, w celu rozpoczęcia prac konieczne jest uzyskanie opinii Konserwatora Zabytków.
2. Żaden z punktów poboru w rozpatrywanym budynku nie posiada przyznanej mocy umownej, dla której można zrealizować instalację fotowoltaiczną o mocy odpowiadającej zapotrzebowaniu, ani instalacji objętej dofinansowaniem (do 50 kWp).
Konieczne jest wystąpienie o przydział dodatkowej mocy (zwiększenie do min 50 kW):

- dla PPE

- dla PPE

dla tego licznika planowana jest instalacja PV.

W tym celu konieczne jest wystąpienie o wydanie warunków do Tauronu

3. Na podstawie projektu instalacji odgromowej uwzględniającą zabudowę instalacji fotowoltaicznej wykonać prace naprawcze instalacji odgromowej – zapewnienie odstępów izolacyjnych zwodów poziomych na dachu od powierzchni dachu, poprawienie iglic, sprawdzenie stanu połączeń złączy krzyżowych.

Na podstawie projektu techniczno-wykonawczego sprawdzić, czy instalacja odgromowa obiektu będzie wymagała uzupełnienia w związku z instalacją generatora fotowoltaicznego na dachu.

Wykonanie pomiarów instalacji odgromowej i uziemienia.

4. Analizując zużycie energii na poszczególnych punktach poboru, wydaje się rozsądnym likwidacja punktów poboru, które mają znikomy pobór energii:

- (kotłownia)

- (ZGM)

Proponuje się ich przetączenie na obwody odbiorcze licznika PPE

(biura), co daje realną oszczędność – efekt ekonomiczny: spadek kosztów z tytułu opłat stałych.

Konieczne wystąpienie do Tauronu o rozwiązanie umowy i zdjęcie licznika.

Zakres prac elektrycznych nie jest duży wszystkie liczniki są na wspólnej tablicy.

W przypadku realizacji tej koncepcji, należy uzyskać zgodę jednostek UM i ustalić sposób ich późniejszego rozliczania.

Proponuje się pozostawienie w miejscu obecnych liczników podliczników na cele rozliczeniowe.

5. Wykonanie głównego wyłącznika p.poż obiektu:

Zgodnie z bieżącym stanem prawnym wiąże się to z wykonaniem odcięcia zasilania poza obiektem lub w wydzielonym pożarowo pomieszczeniu – tym samym główny wyłącznik (urządzenie wykonawcze) powinien być zlokalizowany na zewnątrz budynku w okolicy głównego przyłącza obiektu; konieczne będzie wyniesienie liczników (licznika) na zewnątrz oraz głównych zabezpieczeń przed i za licznikowych.

Konieczne wystąpienie do Tauronu z wnioskiem o wyniesienie liczników na zewnątrz i uzyskanie warunków.

Zestaw przeciwpożarowego wyłącznika prądu, jak i również jego elementy składowe (urządzenia uruchamiające, urządzenia sygnalizujące, urządzenia wykonawcze) musi posiadać:

- Krajowy certyfikat stałości właściwości użytkowych

- Krajową Ocenę Techniczną

- Krajową Deklarację Właściwości Użytkowych wydaną przez Producenta

Odlączenie zasilania przy pomocy przycisku przeciwpożarowego nie może spowodować

załączenia kolejnego źródła zasilania (np. agregatu prądotwórczego) jak również odcięcia zasilania do urządzeń przeciwpożarowych (np. oddymianie, SSP itd.)
Projekt techniczno-wykonawczy przed realizacją zadania musi być uzgodniony z rzeczoznawcą ds. przeciwpożarowych.

W trakcie projektowania zmian zaleca się wzięcie pod uwagę możliwości wykorzystania obecnego kabla zasilającego z przyłącza do rozdzielnicy.
Rozdzielnice z licznikami, zabezpieczeniami przed i za licznikowymi proponuje się zabudować przy ścianie zachodniej obiektu – od strony parkingu. Dokładna lokalizacja może zostać ustalona po otrzymaniu warunków z Tauronu.

4. Koncepcja wykonania instalacji fotowoltaicznej na potrzeby obiektu.

1. Biorąc pod uwagę zużycie roczne wykazane w zestawieniu, proponuje się wykonanie instalacji fotowoltaicznej przyłączonej do instalacji elektrycznej dla punktu poboru nr PPE: o wielkości do 50 kWp.

Dla tego PPE występuje największe zużycie energii w obiekcie – ok 72 MWh rocznie.

Instalacja będzie pracować w sieci 3-fazowej w układzie „on-grid”.

Warunkiem jest zwiększenie mocy przyłączeniowej dla tego PPE z obecnych 39,9 kW.

2. Budynek znajduje się w strefie ochrony konserwatorskiej. Konieczne uzyskanie opinii na temat wykonania niniejszej instalacji.
3. Zakłada się instalację modułów fotowoltaicznych o mocy co najmniej 450 Wp. Ze względu na charakter budynku zaleca się instalację modułów o klasie A ochrony przeciwpożarowej – zgodnie z normą IEC 61730-2 lub równoważne – preferowane byłoby użycie modułów wykonanych w technologii szkło – szkło.

Wszystkie instalacje elektryczne niosą ze sobą pewien stopień zagrożenia pożarowego, a pożary z modułów słonecznych nie są niemożliwe, mimo że są one bardzo rzadkie. W ostatnich latach kraje zaostrzyły wymagania dotyczące odporności ogniowej elektrowni fotowoltaicznych, zwłaszcza modułów słonecznych.

Wydajność ogniowa modułów słonecznych stała się ważnym czynnikiem w budynku elektrowni fotowoltaicznej, zwłaszcza w przypadku instalacji dachowych. Wysokiej jakości moduł słoneczny, który jest prawidłowo zainstalowany i konserwowany, nie powinien stwarzać większego zagrożenia pożarowego niż jakiegokolwiek inne elektryczne urządzenie domowe.

Aby uzyskać klasyfikację ognioodporności, moduły muszą przejść test rozprzestrzeniania się płomienia i test palności marki, podczas których ocenia się rozprzestrzenianie się płomienia i palność produktów.

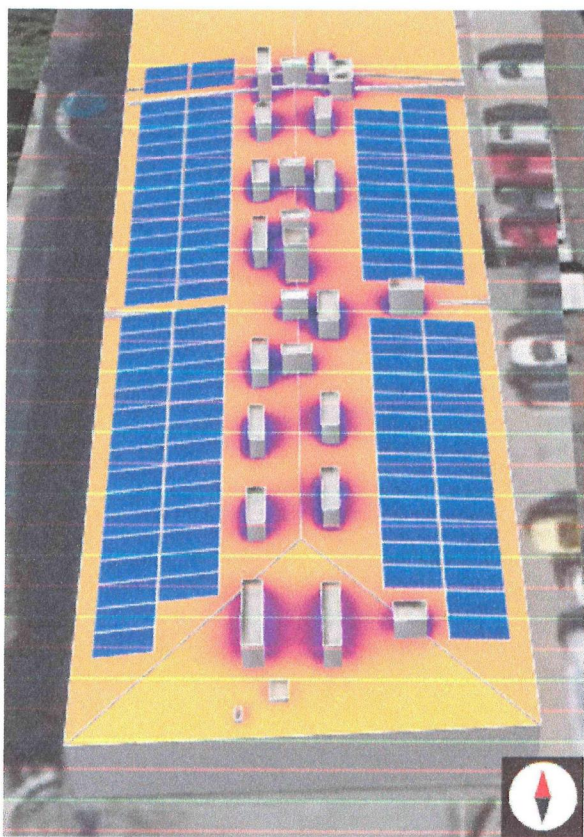
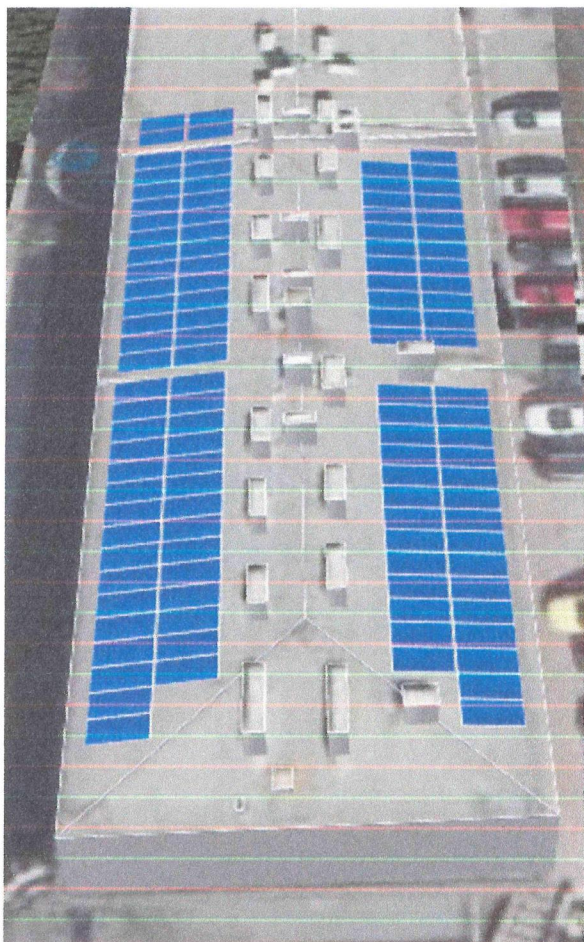
Klasyfikacja ogniowa odnosi się do systemu oceny odporności ogniowej materiałów pokrycia dachowego na podstawie ich odporności na działanie ognia. Norma ta obejmuje trzy klasy poziomów ochrony przeciwpożarowej, w zależności od narażenia źródła ognia:

- pokrycia dachowe klasy A, które są skuteczne w przypadku narażenia na działanie silnego ognia.

4. Na potrzeby niniejszego opracowania przyjęto wymiar modułu fotowoltaicznego 2094 x 1038 mm i wagę 28 kg. Ten rozmiar modułu gwarantuje, że modele o tych gabarytach będą jeszcze dostępne przez dłuższy czas na rynku w odróżnieniu od modeli o wymiarach 1700 x 1100 mm, które sukcesywnie są z niego wypierane. Przyjęty model moduły fotowoltaicznego daje średni nacisk 12,88 kg/m² (średni nacisk z konstrukcją do 15 kg/m²)

5. Posadowienie generatora fotowoltaicznego zakłada się na budynku.

Biorąc pod uwagę optymalizację autokonsumpcji i kąty nachylenia połaci dachowych założono układ modułów zgodny z poniższym rysunkiem:



Zakłada się montaż części modułów na konstrukcji opartej na kotwy chemiczne bezpośrednio

osadzone w dachu betonowym i montaż płaski modułów.

Kąt nachylenia połaci dachowych wynosi ok 6,5°.

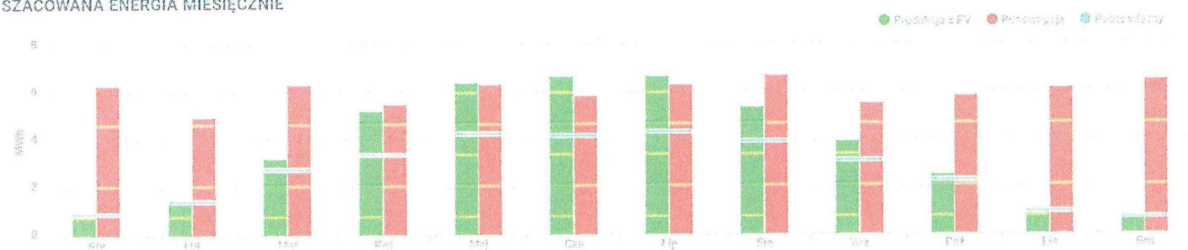
Poniżej przedstawiono wynik symulacji rocznej produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej.

Założono profil konsumpcji obiektu z obniżonym poborem w weekendy i godzinami szczytu poboru od 7:30 do 15:30 – zgodnie z danymi otrzymanymi od osób zarządzających.

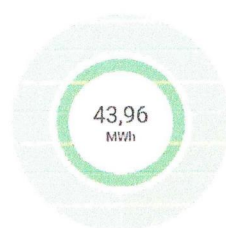
PODSUMOWANIE SYMULACJI



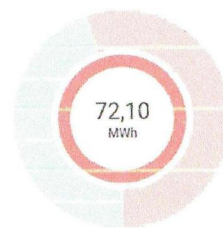
SZACOWANA ENERGIA MIESIĘCZNE



PODSUMOWANIE SYSTEMU



POBÓR



Przedstawione w projekcie uzyski energii elektrycznej są wartościami szacunkowymi. Zostały one obliczone za pomocą wzorów matematycznych w specjalistycznym oprogramowaniu. Autor opracowania nie gwarantuje osiągnięcia w rzeczywistości uzysków energii elektrycznej równych podanej w tym miejscu wartości. Przyczyną tych rozbieżności są różne czynniki zewnętrzne, takie jak m.in. zacielenie, zabrudzenie lub wahania sprawności modułów fotowoltaicznych oraz zastosowanej technologii.

6. Projektowana instalacja fotowoltaiczna nie wpływa negatywnie na środowisko. Nie generuje hałasu ani wibracji.
7. Minimalne wymagania dotyczące modułów fotowoltaicznych:

Nazwa parametru	Wartość
Typ ogniw	Monokrystaliczne
Liczba ogniw	120 (60 ogniw ciętych na pół)
Liczba szynowodów	Nie mniej niż 4

Moc modułu	Nie mniejsza niż 450 Wp (w warunkach STC - standardowe warunki testu: natężenie nasłonecznienia 1000 W/m ² , temperatura ogniwa 25°C i liczba masowa atmosfery AM 1,5) potwierdzone w sprawozdaniu z badań wykonanym przez niezależną od producenta jednostkę.
Sprawność modułu	Nie mniejsza niż 19,5 %
Sprawność modułu P _{max}	max: - 0,38%/oC
Dopuszczalny prąd wsteczny / Zabezpieczenie Przepięciowe	Nie mniej niż 20 A
Rama	Aluminiowa, o grubości minimum 30 mm
Możliwość współpracy z falownikami beztransformatorowymi	tak
Szkło przednie z powłoką antyrefleksyjną	tak
Wytrzymałość mechaniczna	Nie mniejsza niż 5400 Pa
Wymagane normy (lub równoważne)	PN-EN 61730-2:2007/A1:2012 lub równoważne PN-EN 61215-1:2017-01 lub równoważne PN-EN 62716: 2014-02 lub równoważne
Maksymalny spadek mocy po pierwszym roku pracy	Nie większy niż 3%
Gwarancja na wady ukryte	Nie mniej niż 10 lat
Gwarancja na moc	Nie krótsza niż 25 lat. Liniowa przy rocznym spadku nie większym niż 0,7% rok z uwzględnieniem maksymalnego spadku po pierwszym roku nie większym niż 3%. Po 25 latach nie mniej niż 80%

8. Minimalne wymagania dotyczące falownika:

Nazwa parametru	Wartość
Typ	Beztransformatorowy
Liczba zasilanych faz	3
Maksymalne napięcie prądu stałego	Nie więcej niż 1100 V
Minimalna sprawność euro	96,50%
Stopień ochrony	min. IP 65
Współczynnik zakłóceń harmoniczných prądu	Nie więcej niż 3%
Zabezpieczenie przed odwróconą polaryzacją	Tak
Ochrona przed zbyt wysokim prądem	Tak
Ochrona przed zbyt wysokim napięciem - warystor	Tak
Monitoring parametrów sieci	Tak
Temperaturowy zakres pracy	(min.) -25°C... + (min.) 60°C

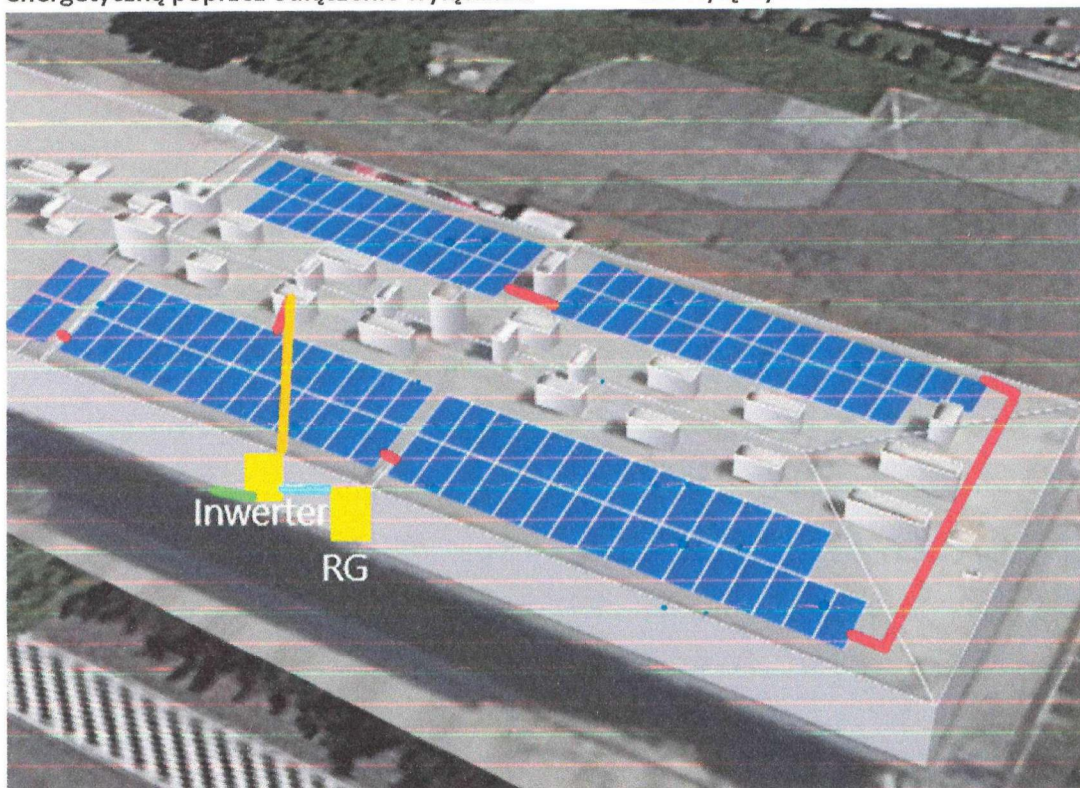
Sposób chłodzenia	Naturalna konwekcja lub wymuszona wewnętrzna
Protokół komunikacji	RS 232, RS 485 lub analogiczny
Komunikacja bezprzewodowa	Tak, WiFi lub Bluetooth
Gwarancja	Nie mniej niż 10 lat

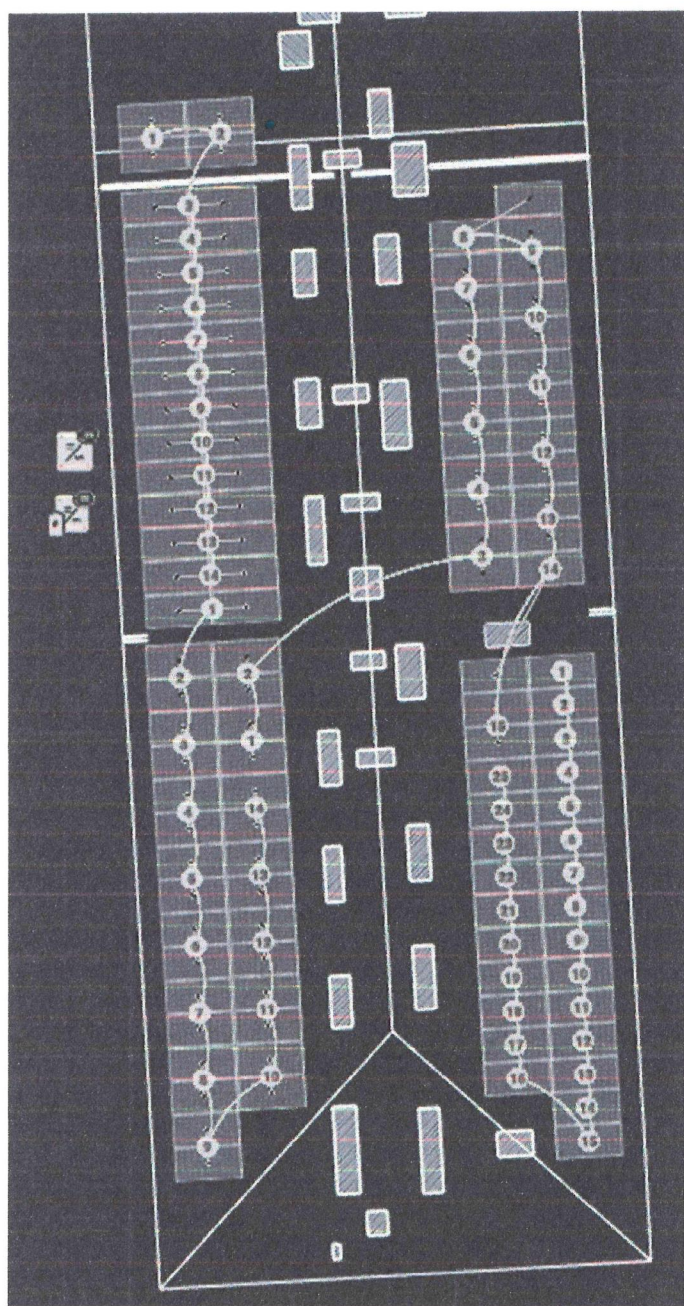
Inwerter musi umożliwiać:

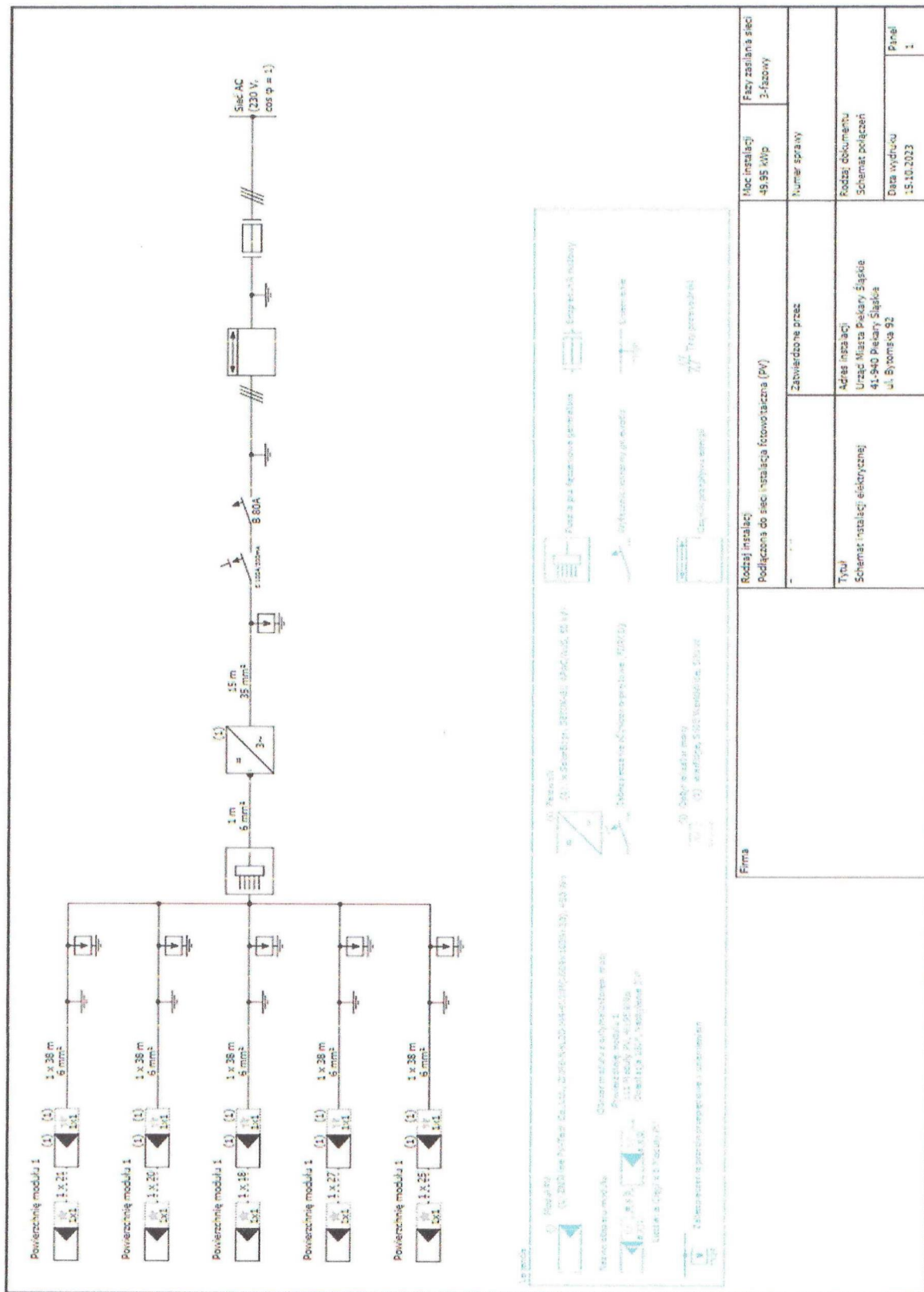
- gromadzenie i lokalną prezentację danych o ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji,
- podłączenie modułu komunikacyjnego do przesyłania danych,
- kontrolowanie procesu przekazywania energii,
- archiwizację danych pomiarowych.

Falownik musi posiadać certyfikat sprzętu potwierdzający spełnienie wymagań określonych w NC RfG i Wymogach Ogólnego Stosowania wynikających z NC RfG wydawany przez upoważniony podmiot certyfikujący.

9. Celem spełnienia warunków dofinansowania, a tym samym możliwości jedynie 20% oddania energii z produkcji systemu fotowoltaicznego zaleca się zamontowanie regulatora wypływu energii do sieci / blokeru wypływu energii do sieci dla falownika 3F – regulator pozwala na dopasowanie wyprodukowanego prądu z instalacji fotowoltaicznej do lokalnego obciążenia w sieci użytkownika. Bloker blokuje wypływ nadmiaru energii do sieci zewnętrznej. Urządzenie działa poprzez regulację prądu wyjściowego falowników. Kontroler prądu wstecznego w razie potrzeby może całkowicie odłączyć połączenie między falownikiem, a siecią energetyczną poprzez odłączenie wyłącznika lub wyłączyć falownik.







10. Do prowadzenia tras kablowych strony DC powinno się stosować kable w podwójnej izolacji, przy czym zewnętrzna izolacja powinna być odporna na promieniowanie UV. Przewód powinien być zgodny z normą wyrobu dla przewodów. Żyłka kabla powinna być w postaci wielodrutowej. Kabel zastosowany do wykonania obwodów strony DC powinien spełniać wymogi normy EN 50618 lub równoważne. Izolacja kabla powinna być nie niższa niż $V_{DC} U_0 / U:900/1500 V$.
11. Okablowanie strony DC pod modułami zaleca się prowadzić bez dodatkowych osłon przy jednoczesnym jego mocowaniu do ramki modułu lub elementów konstrukcji wsporczej. Mocowanie przewodów wykonać zgodnie z normą PN-HD 60364, N-SEP-E002 lub lub równoważne. Kable prowadzone w pionie i poziomie^{lub równoważne} zostać odciążone zgodnie z wymaganiami producenta. W przypadku ich braku należy stosować maksymalne odległości mocowania zgodne z niemiecką normą VDE 0100-520 lub równoważne.
12. Okablowanie prowadzone na powierzchni dachu powinno zostać spięte pod powierzchnią paneli w taki sposób, aby przewody nie dotykały pokrycia dachowego. Tory kablowe nie mogą posiadać załamań, być luźno ułożone i w wystarczającym stopniu uwolnione od naprężeń. Trasy kablowe na dachach płaskich powinny być układane w metalowych korytach kablowych trwale przymocowanych do dachu lub konstrukcji wsporczej. Przy prowadzeniu tras kablowych w metalowych korytach należy zabezpieczyć ostre krawędzie koryt jak również miejsca wejścia i wyjścia przewodów z koryt. Do dodatkowego zabezpieczenia przewodów w metalowych korytach kablowych szczególnie w miejscach przejść można wykorzystać karbowaną rurę osłonową.
13. Okablowanie DC prowadzić w taki sposób, aby unikać powstania pętli indukcyjnej. Przewody prowadzić równolegle jak najbliżej siebie.
14. Układ generatora fotowoltaicznego podzielić na stringi zgodnie z zasadami określonymi przez producenta zastosowanego inwertera, z zachowaniem wysokości napięcia i prądu określonymi w karcie katalogowej.
15. Zgodnie z wytycznymi p.poż dotyczącymi instalacji o mocy generatora powyżej 6,5 kWp zamontować na dachu urządzenia gwarantujące zanik lub obniżenie napięcia wchodzącego do wnętrza budynku do poziomu bezpiecznego po zaniku zasilania po stronie AC. Jeśli przed rozpoczęciem akcji gaśniczej, strażacy wyłączą zasilanie AC, rozłącznik bezpieczeństwa wykryje awarię sieci i po 5 sekundach automatycznie przełączy się w pozycję wyłączoną, przerywając połączenie prądu stałego między modułami, a falownikiem. Typ rozłącznika musi być dostosowany do ilości stringów, z których składa się instalacja fotowoltaiczna.

Parametry minimalne rozłącznika bezpieczeństwa:

Nazwa parametru	Wartość
napięcie łańcuchów VDC	300-1500V
natężenie prądu łańcuchów	9-85A
napięcie robocze	100V-270V AC
napięcie nominalne	230V AC
prąd nominalny	30mA
prąd uruchomienia - średni	100mA

prąd załączenia	max 300mA
złącze komunikacyjne	24V DC- 300mA max
zakres temperatury pracy	-20 C do + 50 C
maksymalna temperatura pracy przed automatycznym wyłączeniem	+ 70 C
zakres temperatury przechowywania	-40 C do + 85 C
poziom zabezpieczeń IP	IP66
poziom ochrony	klasa II
rozłączanie DC zgodnie z normą	EN60947-1&3 lub równoważne

W przypadku pełnej optymalizacji generatora fotowoltaicznego, rolę rozłącznika bezpieczeństwa mogą pełnić optymalizatory zamontowane pod modułami fotowoltaicznymi.

W przypadku zabudowy dedykowanego przeciwpożarowego wyłącznika prądu dla instalacji fotowoltaicznej musi posiadać:

- Krajowy certyfikat stałości właściwości użytkowych
- Krajowa Ocena Techniczna
- Krajowa Deklaracja Właściwości Użytkowych wydana przez producenta.

Dobór rozwiązania projektowego należy do projektanta projektu techniczno-wykonawczego skonsultowanego i uzgodnionego z rzeczoznawcą ds. przeciwpożarowych.

16. Na dachu w pobliżu generatora fotowoltaicznego zamontować rozdzielnicę z ogranicznikami przepięć DC. Ilość ograniczników powinna odpowiadać ilości stringów występujących w generatorze.

17. Do połączeń kablowych stosować szybkozłączki jednego producenta, kompatybilne z konektorami przy modułach fotowoltaicznych dostosowane do przekroju przewodu używanego w instalacji.

Minimalne parametry konektorów:

Nazwa parametru	Wartość
Max napięcie systemu	1500 V DC (2Pfg2330) lub równoważne
Prąd nominalny TÜV (85°C)	w zależności od przekroju przewodu 39A (dla 4mm ² i 6mm ²), 45A (dla 10mm ²)
Napięcie próby	12 kV (1000 V DC (TÜV) 16 kV (1500 V DC (TÜV)
Temperatura pracy	- 40°C... + 85°C (TÜV), - 40°C... + 75°C (UL)
Max temp. pracy	105°C (TÜV)
Stopień ochrony	IP65 IP68 (1godź/ 1metr) IP2X (stan rozłączenia)
Rezystancja kontaktu	≤ 0,25mΩ
Klasa bezpieczeństwa	1500 C: 0

Ograniczać do minimum ilość połączeń. Konektory nie powinny być wystawione na oddziaływanie czynników zewnętrznych, w szczególności na promieniowanie słoneczne.

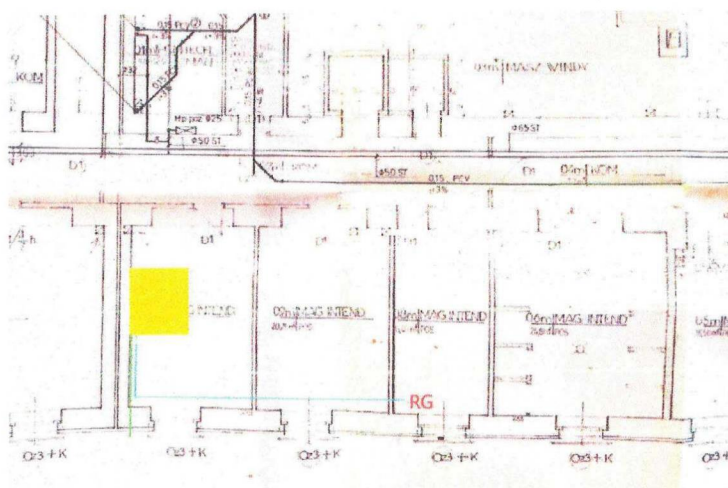
18. Zejście okablowania z dachu założono poprzez przewód kominowy na zachodniej połaci dachu. Komin ten znajduje się na wysokości szybu windy. Przewody winny być prowadzone w rurze kablowej.

Wykonawca winien uzyskać pisemną zgodę Wydziału Organizacyjnego UM i uzyskać opinię kominiarską i przekształcenie na szacht techniczny.



19. Przewody fotowoltaiczne wprowadzone zostaną do pomieszczenia na poziomie piwnicy budynku. Wytypowane pomieszczenie znajduje się po stronie zachodniej budynku, za archiwum, po prawej stronie wyjścia z windy.
20. Jeśli po instalacji generatora fotowoltaicznego okaże się, że odległości pomiędzy konstrukcją od zwodami poziomymi są mniejsze niż 50 cm konieczne będzie połączenie konstrukcji z zwodami za pomocą drutu odgromowego o średnicy 8 mm² i łącz krzyżowych.
21. Przewód uziemienia będzie sprowadzony z dachu razem z przewodami fotowoltaicznymi. Z pomieszczenia piwnicznego będzie wyprowadzony poprzez przepust na zewnątrz na zachodnią stronę budynku, gdzie zakłada się wykonanie wbicia szpil uziomowych i wykonania

złącza pomiarowego do uziomu niezależnego od odgromu i uziemienia budynku.



22. Na potrzeby montażu urządzeń instalacji fotowoltaicznej wytypowano pomieszczenie w piwnicy po prawej stronie za archiwum. Pomieszczenie nie jest dostosowane do wymogów instalacji magazynów energii. Konieczne byłoby dostosowanie.
- W tym celu należy wykonać przegrodę ogniową wyposażoną w drzwi o odporności ogniowej minimum EI 30. Pomieszczenie powinno być wentylowane (jest możliwość wykonania wentylacji na ścianie zachodniej budynku). W pomieszczeniu należy zainstalować oświetlenie o natężeniu 100 lx i oświetlenie awaryjne oraz czujnik dymu – na podstawie opracowanego i uzgodnionego pod względem przeciwpożarowym projektu.
- Pomieszczenie jest suche i nie występują w nim zalania / podtopienia.
- Przy montażu magazynu powinna zostać zachowana norma NFPA 855, zakładająca minimalną odległość od zamontowanego magazynu do przeciwległej ściany równą 0,9 m, lub równoważne.
- Wymagany jest projekt techniczno-wykonawczy uzgodniony z rzeczoznawcą z zakresu p.poż.
23. Ze względu na godziny pracy Urzędu (7:30 – 15:30) sprawdzono zasadność montażu magazynu energii. Z jednej strony generator fotowoltaiczny pokrywa jedynie 69% zapotrzebowania obiektu na energię. Biorąc jednak pod uwagę, że w budynku są zabudowane serwery, wydaje się zasadnym zabudować wspomagający magazyn energii – na potrzeby tego opracowania przyjęto pojemność ok 14 kWh i moc 5 kW. Zwiększanie pojemności magazynu nie da już zwiększenia efektu autokonsumpcji i wydaje się mało ekonomiczne.
24. Montaż inwertera przeprowadzić zgodnie z zachowaniem odległości od ścian, stropu i innych przeszkód zgodnie z zaleceniem producenta.
- Falownik zostanie zamontowany na ścianie murowanej.
- Kable DC i AC z falownika do przyłącza do wewnętrznej sieci elektrycznej nie powinny się krzyżować z istniejącą instalacją.
- Zakłada się, że odległość falownika od magazynu nie powinna przekraczać 5 m (najczęściej 1,5 m).
- W przypadku montowania falownika fotowoltaicznego wewnątrz budynku należy lokalizować go w pomieszczeniu zdolnym do odprowadzenia energii cieplnej wydzielanej przez falownik, przy założeniu, że 5% mocy nominalnej falownika może być wyemitowane w postaci energii cieplnej. Temperatura pomieszczenia w którym jest falownik nie powinna przekraczać 35 °C,

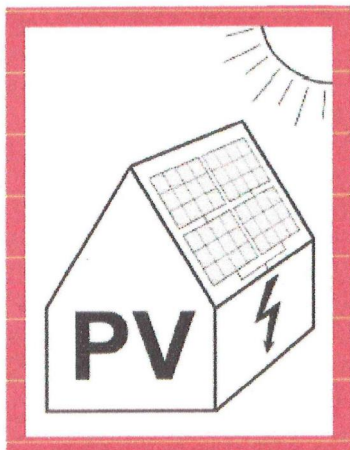
chyba że producent falownika dopuszcza pracę w wyższej temperaturze. Falownik fotowoltaiczny musi mieć zapewnioną przestrzeń wentylacyjną zgodnie z wymogami danego producenta. Falownika fotowoltaicznego nie należy zabudowywać bez zapewnienia wymaganej wentylacji będącej w stanie odprowadzić wydzielaną energię cieplną. Falownik fotowoltaiczny powinien być montowany na podłożu niepalnym o klasie reakcji na ogień nie gorszej niż A2.

25. Biorąc pod uwagę montaż w budynku użyteczności publicznej zaleca się zastosowanie falownika fotowoltaicznego posiadającego zintegrowaną funkcję bezpieczeństwa DC. Falownik powinien posiadać także zabezpieczenie przed łukiem elektrycznym
26. Zamontować osobne rozdzielnice AC i DC obok falownika.
Rozdzielnica DC powinna zawierać zabezpieczenia przepięciowe w ilości odpowiadającej ilości stringów schodzących z dachu.
Rozdzielnica AC powinna zawierać zabezpieczenia dobrane do mocy zabudowanego inwertera:
- wyłącznik różnicowo – prądowy
- wyłącznik nadprądowy
- zabezpieczenie przepięciowe AC.
27. W przypadku montażu magazynu zainstalować licznik dwukierunkowy, dobrany do modelu falownika.
28. Podłączenie falownika do rozdzielnicy głównej obiektu. Tor kablowy prowadzić z wydzielonego pomieszczenia ścianą korytarza piwnicy bezpośrednio pod rozdzielnicę główną, tu wykonać przepust przez strop.
Przejścia przez stropy, ściany uszczelnić do odporności ogniowej przegrody.
29. Okablowanie AC przeprowadzić przewodem bezhalogenowym N2HX-J o przekroju 5x35mm², nierozprzestrzeniającego płomienia zgodnie z normą EN 60332-1-2 oraz N-SEP-E-007:2017-09 ^{lub równoważne}
Instalacje energetyczne i teletechniczne w obiektach – Dobór kabli i innych przewodów ze względu na ich reakcję na ogień lub równoważne
Kabel prowadzić w korycie bądź w rurze instalacyjnej.
30. Należy wykonać główną szynę uziemiającą obok falownika oraz uziemienie instalacji fotowoltaicznej. Oporność uziemienia powinna być mniejsza niż 10 Ω.
31. Po dokonanych montażu należy wykonać pomiary elektryczne instalacji. Wszelkie pomiary winny być wykonane przyrządami pomiarowymi posiadającymi aktualną homologację.
Należy wykonać pomiary:
- stanu izolacji kabli zasilających,
- rezystancji uziemienia punktu PE inwertera – max 10 Ω,
- rezystancji uziemienia instalacji odgromowej – max 10 Ω,
- inne wymagane przepisami badania i pomiary.
Z przeprowadzonych badań i pomiarów należy sporządzić odpowiednie protokoły stanowiące podstawę do uruchomienia i oddania do eksploatacji objętej opracowaniem instalacji PV.

32. Po dokonanych montażu należy w imieniu Zamawiającego wysłać zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji do operatora sieci dystrybucyjnej.
33. Celem stałego monitorowania instalacji wykonać podłączenie falownika do wewnętrznej sieci internetowej obiektu, a za jej pomocą do Internetu. Utworzyć konto użytkownika na platformie monitoringu i udostępnić je wyznaczonym osobom.
34. Przeprowadzić uruchomienie instalacji, oddanie jej do użytkowania oraz przeprowadzenie szkolenia dla osób ją eksploatujących. Przekazać pełną wymaganą dokumentację techniczną.
35. Zaleca się po zakończeniu prac montażowo-rozruchowych, wykonanie i przedstawienie pomiaru P (moc czynna), Q (moc bierna), $\text{tg } \phi$ energii elektrycznej dla zasilania głównego obiektu w okresie 24 godz. dla min. 3 dni podczas normalnej pracy z uśrednieniem 15 min. W przypadku braku spełnienia wymagań współczynnika $\text{tg } \phi \leq 0,4$ zaleca się wykonanie kompensacji mocy biernej poprzez zabudowę odpowiednich urządzeń kompensujących. Po wykonanej kompensacji zaleca się ponowny pomiar celem potwierdzenia zastosowania właściwych urządzeń kompensujących.
36. W celu zapewnienia odpowiedniego bezpieczeństwa dla ekip ratowniczo gaśniczych należy odpowiednio oznakować obiekt wyposażony w PV wg normy PN-EN 60364-7-712 lub równoważne
- Piktogram z wizerunkiem modułów PV na dachu budynku powinien być umieszczony
- w miejscu przyłączenia instalacji PV,
 - przy liczniku oraz przy głównym wyłączniku zasilania
 - przy bramie wjazdowej
- Całość instalacji powinna być oznakowana zgodnie z katalogiem dobrych praktyk.

W zakresie oznaczania instalacji PV i jej elementów zaleca się stosowanie poniższych oznaczeń:

NAKLEJKA



MIEJSCE UMIESZCZENIA

Naklejka ta powinna być umieszczona w punkcie przyłączenia instalacji PV, przy liczniku, w złączu kablowym, a jeżeli budynek posiada główny wyłącznik prądu - to także w tym miejscu

GŁÓWNY WYŁĄCZNIK AC

Naklejka powinna być umieszczona wewnątrz rozdzielnicy RAC pod wyłącznikiem nadprądowym

**GŁÓWNY
WYŁĄCZNIK AC
INSTALACJI
FOTOWOLTAICZNEJ**

Naklejka powinna być umieszczona wewnątrz rozdzielnicy RAC pod wyłącznikiem nadprądowym

Rozdzielnica PV - AC

Naklejka powinna znajdować się na obudowie rozdzielnicy RAC zaraz nad drzwiczkami

Rozdzielnica PV - DC

Naklejka powinna znajdować się na obudowie rozdzielnicy RDC zaraz nad drzwiczkami

**GLÓWNY
WYŁĄCZNIK DC
INSTALACJI
FOTOWOLTAICZNEJ**

Naklejka powinna być umieszczona na obudowie falownika w widocznym miejscu obok wyłącznika izolacyjnego DC wbudowanego w falownik



UWAGA!

**URZĄDZENIE ELEKTRYCZNE
POD NAPIĘCIEM!**

Naklejki powinny być umieszczone na bocznej bądź frontowej obudowie falownika w górnej części



UWAGA!

**URZĄDZENIE MOŻE BYĆ
POD NAPIĘCIEM NAWET
PO ROZŁĄCZENIU!**

Naklejka powinna znaleźć się na obudowie rozdzielnic RDC



**PRZEWODY INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ
UWAGA! WYSOKIE NAPIĘCIE DC W CIĄGU DNIA**

Naklejka powinna być umieszczona w pobliżu trasy kablowej DC przy falowniku

Rozdzielnica PV - AC

Naklejka powinna znajdować się na obudowie rozdzielnic RAC zaraz nad drzwiczkami

Rozdzielnica PV - DC

Naklejka powinna znajdować się na obudowie rozdzielnic RDC zaraz nad drzwiczkami

5. Koncepcja wykonania instalacji fotowoltaicznej dla części dachu nad Urzędem Skarbowym

1. Biorąc pod uwagę zużycie roczne wykazane w zestawieniu, proponuje się wykonanie instalacji fotowoltaicznej przyłączonej do instalacji elektrycznej dla punktu poboru nr PPE:
o wielkości do 50 kWp.
Warunkiem jest zwiększenie mocy przyłączeniowej dla tego PPE z obecnych 17 kW.
2. Budynek znajduje się w strefie ochrony konserwatorskiej. Konieczne uzyskanie opinii na wykonanie niniejszej instalacji.
3. Posadowienie generatora fotowoltaicznego zakłada się na budynku.
Biorąc pod uwagę optymalizację autokonsumpcji i kąty nachylenia połaci dachowych założono układ modułów zgodny z poniższym rysunkiem:



Zakłada się montaż części modułów na konstrukcji opartej na kotwy chemiczne bezpośrednio osadzone w dachu betonowym i montaż płaski modułów.
Kąt nachylenia połaci dachowych wynosi ok 6,5°.

Poniżej przedstawiono wynik symulacji rocznej produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej.

Założono profil konsumpcji obiektu z obniżonym poborem w weekendy i godzinami szczytu poboru od 7:30 do 15:30 – zgodnie z danymi otrzymanymi od osób zarządzających.

PODSUMOWANIE SYMULACJI


Zainstalowana Moc DC
49,95 kWp

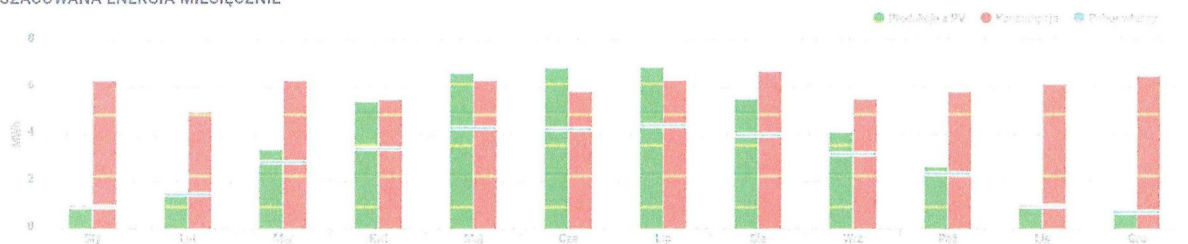

Maksymalna Ciągła Moc AC
43,30 kW


Roczna Szacowana Produkcja Energii
45,56 MWh


Szacowana Roczna Emisja Energii CO₂
35,22 t


Ekwiwalent Posadowienia Drzew
1617

SZACOWANA ENERGIA MIESIĘCZNE

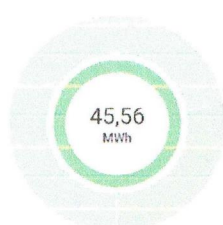


PODSUMOWANIE SYSTEMU

 Całkowita produkcja - 100 %
45,56 MWh

 Pobór własny - 73 %
32,77 MWh

 Eksport - 25 %
12,79 MWh

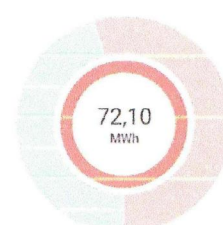


POBÓR

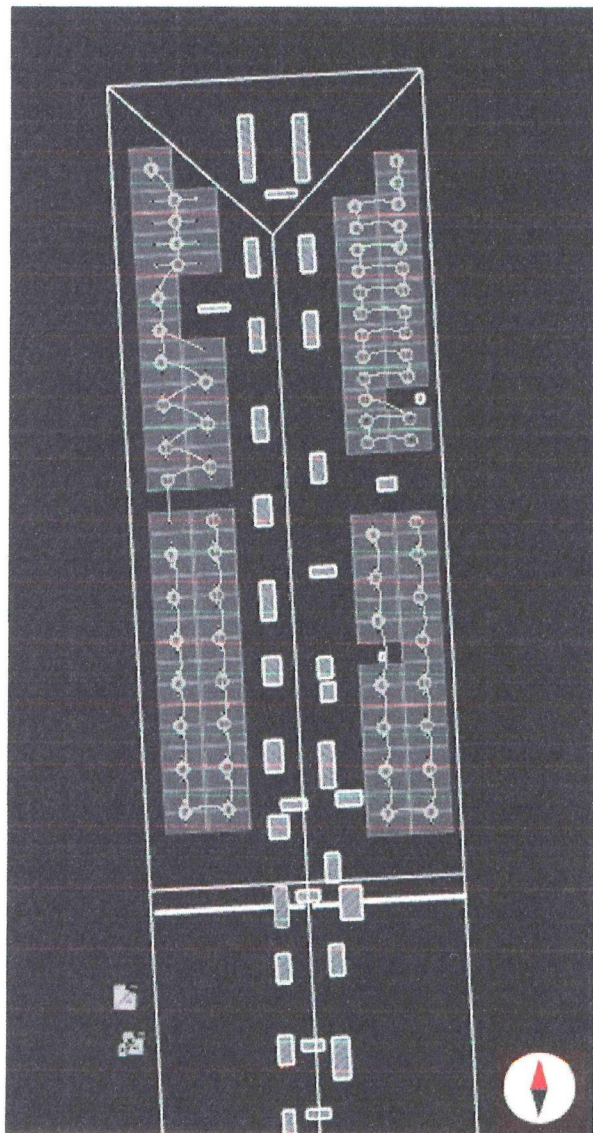
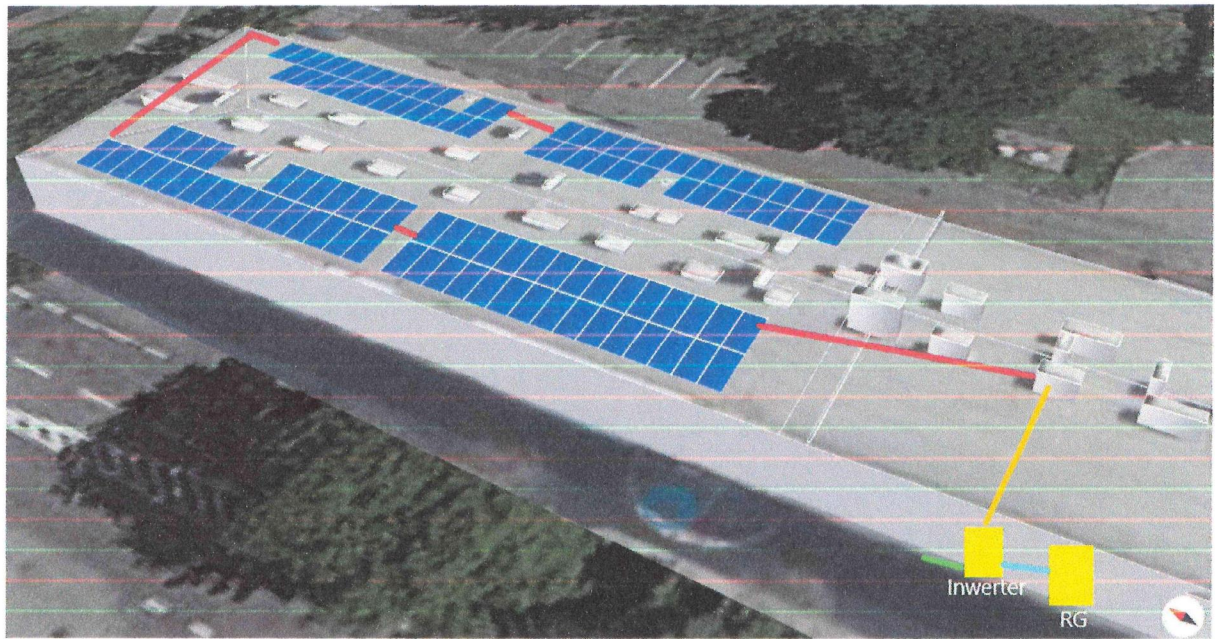
 Całkowite zużycie - 100 %
72,10 MWh

 Pobór własny - 45 %
32,77 MWh
2,66 MWh z baterii (4 %)

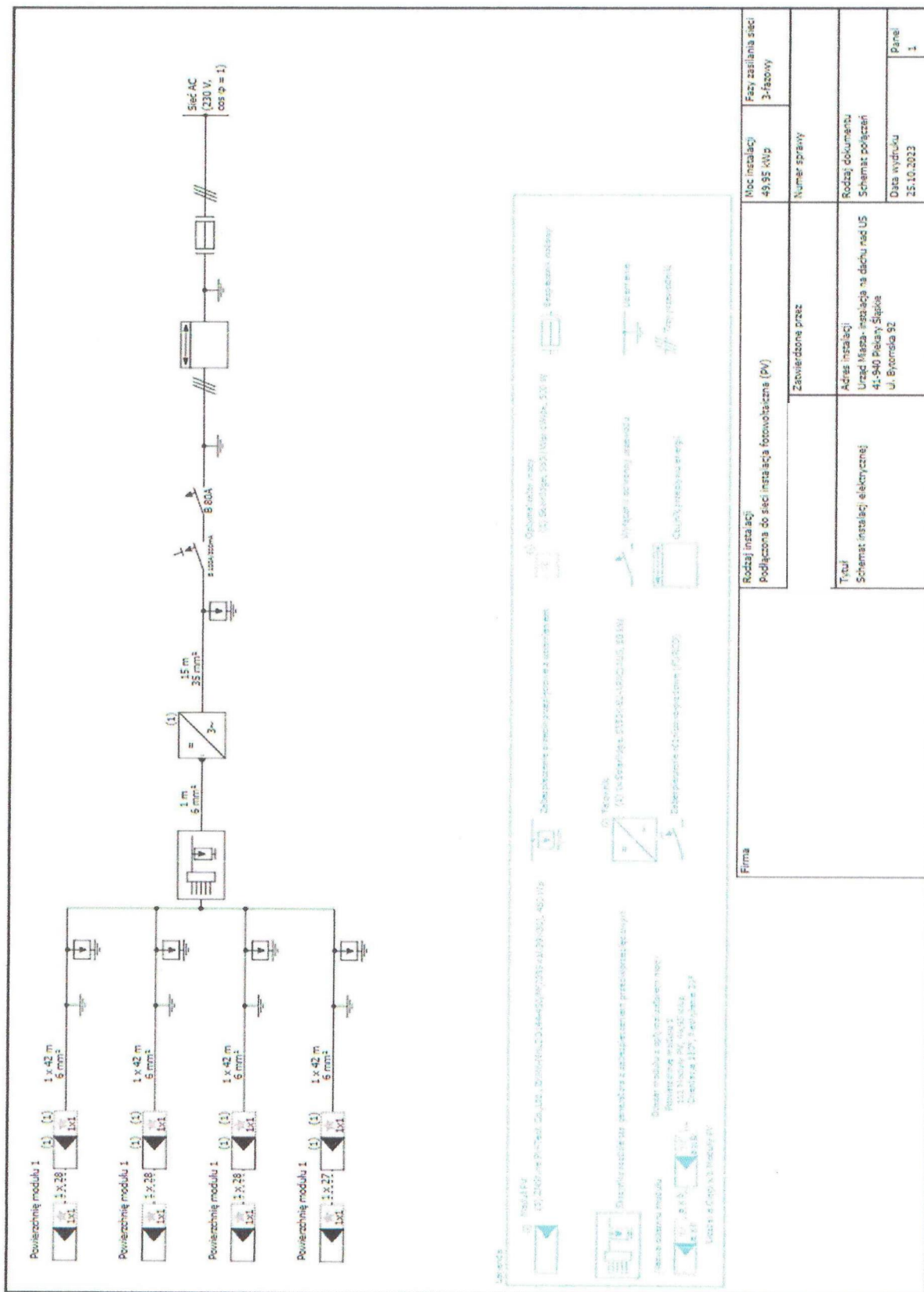
 Import - 55 %
39,33 MWh



Przedstawione w projekcie uzyski energii elektrycznej są wartościami szacunkowymi. Zostały one obliczone za pomocą wzorów matematycznych w specjalistycznym oprogramowaniu. Autor opracowania nie gwarantuje osiągnięcia w rzeczywistości uzysków energii elektrycznej równych podanej w tym miejscu wartości. Przyczyną tych rozbieżności są różne czynniki zewnętrzne, takie jak m.in. zacielenie, zabrudzenie lub wahania sprawności modułów fotowoltaicznych oraz zastosowanej technologii.



4. Pozostałe założenia zostają zachowane jak dla instalacji z części obiektu należącego do Urzędu Miasta (Punkt 5).



6. Podsumowanie – wnioski

1. Na potrzeby budynku Urzędu Miejskiego w Piekarach Śląskich przy ul. Bytomskiej 92 możliwe jest zainstalowanie instalacji fotowoltaicznej dla dwóch punktów poboru:
 - na części południowej budynku (Urząd Miejski) dla punktu poboru
 - na części północnej budynku (Urząd Skarbowy) dla punktu poboru
2. Zakłada się instalację dwóch generatorów fotowoltaicznych o mocy maksymalnej do 50 kWp. Na potrzeby niniejszego opracowania przyjmuje się dla pojedynczego generatora PV montaż 111 modułów, co daje powierzchnię łączną 240,87 m². Przyjmując ciężar modułu 28 kg dla opcji podwójnego szkła daje to ciężar łączny 3 108 kg. Ciężar z konstrukcją wsporczą 3 441 kg. Dla modułów tradycyjnych przyjmuje się ciężar 22 kg – co daje całościowo 2 442 kg i 2 775 kg z konstrukcją wsporczą.
3. Do realizacji przedsięwzięcia konieczne jest wykonanie projektu techniczno-wykonawczego i zaopiniowanie przez konserwatora zabytków ze względu na fakt, że obiekt jest w strefie konserwatorskiej.
4. Ze względu na fakt, że moc generatora fotowoltaicznego nie pokrywa w 100% zapotrzebowania obiektu na energię elektryczną oraz że obiekt nie posiada dostosowanego pomieszczenia, zastosowanie magazynu energii wydaje się nieuzasadnione – zarówno od strony ekonomicznej jak i ze względu na efektywność energetyczną.
5. **Biorąc pod uwagę wyniki z symulacji produkcji energii elektrycznej w stosunku do zapotrzebowania obiektu na energię elektryczną rekomenduje się wykonanie dwóch instalacji fotowoltaicznych, dedykowanych dla dwóch punktów poboru, o mocy do 50 kWp.**
 - roczna szacunkowa produkcja energii z pojedynczego generatora: 43,96 MWh rocznie; autokonsumpcja na poziomie 73% (32,19 MWh rocznie).
6. Proponujemy montaż modułów fotowoltaicznych równolegle do powierzchni połaci dachowych mocowanych bezpośrednio do betonu przy pomocy kotew chemicznych. Jest to zbieżne z uzyskaną opinią konserwatorską.

7. Dobór okablowania i zabezpieczeń

1. Okablowanie DC

Straty mocy na okablowaniu DC powinny być mniejsze niż 1%. Część strat generowanych jest na trasie kablowej łączącej łańcuch fotowoltaiczny z falownikiem.

Oszacowano, że długość okablowania DC pojedynczego stringu na obiekcie wynosi ok 38 m.

Dobór przekroju kabla zależy od:

- prądu nominalnego łańcucha I_n
- długości kabla DC do punktu kontrolnego l
- nominalu napięcia łańcucha U_n
- przewodności właściwej dla miedzi $k=50 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$

Przekrój kabla wyliczamy ze wzoru:

$$A_k = \frac{I * l}{U * k * strata}$$

Biorąc pod uwagę parametry współczesnych modułów fotowoltaicznych, dla analizowanego przypadku zastosowanie kabla solarnego 6 mm^2 spełnia założenia spadku napięcia poniżej 1%.

Długość pojedynczego stringu dla instalacji PV zlokalizowanej nad częścią dachu nad Urzędem Skarbowym wynosi ok 42 m. Dla tej instalacji zastosowanie kabla solarnego o przekroju 6 mm^2 również spełnia założenia spadku napięcia poniżej 1%.

2. Okablowanie AC

Minimalny przekrój kabla oblicza się wg wzoru:

$$A_k = \frac{P * l}{U_n^2 * k * strata}$$

Długość trasy AC od falownika do rozdzielnic głównej w obiekcie oszacowano na ok 15 m.

W celu zapewnienia straty po stronie AC na poziomie poniżej 3% proponuje się kabel miedziany N2HX-J 5x35 mm^2 .

3. Spadki napięć

Dla przewodów AC i DC powinny być policzone spadki napięć na podstawie dobranych powyżej przekrojów przewodów.

Spadki te liczymy ze wzoru:

Dla przewodu DC

$$\Delta U = \frac{2 * I_n * L * 100}{\delta * A * U_n} [\%]$$

gdzie:

I_n – prąd znamionowy [A]

l – długość linii [m]

δ – konduktywność, dla miedzi 58 [Sm / mm^2]

U_n – napięcie znamionowe [V]

A – przekrój kabla zasilającego [mm²]

Dla przewodu AC

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} * I_n * L * \cos\phi 100}{\delta * A * U_n} [\%]$$

gdzie:

I_n – prąd znamionowy [A]

L – długość linii [m]

δ – konduktywność, dla miedzi 58 [Sm / mm²]

U_n – napięcie znamionowe [V]

A – przekrój kabla zasilającego [mm²]

4. Zabezpieczenia DC

Moduły PV i inwertery powinny zostać zabezpieczone po stronie prądu stałego za pomocą rozłączników DC oraz ochronników przepięciowych. Wszystkie urządzenia zabezpieczające winny zostać umieszczone w skrzynce połączeniowo – ochronnej – rozdzielnicy prądu stałego (RDC).

Ogranicznik przepięć:

$$U_{CPV} = 1,2 \cdot n \cdot U_{DCSTC}$$

N – liczba modułów w łańcuchu

U_{DCSTC} – napięcie obwodu otwartego w warunkach STC

W analizowanym obiekcie zaleca się zastosowanie ograniczników przepięć T1T2 (B+C).

5. Zabezpieczenia AC

W celu odbioru energii elektrycznej z projektowanej instalacji fotowoltaicznej oraz wprowadzenia jej do instalacji elektrycznej obiektu zakłada się montaż nowej rozdzielnicy RGPV.

Dobór zabezpieczeń nadprądowych uzależniony jest od mocy wyjściowej zastosowanego inwertera.

Dodatkowo w rozdzielnicy ACPV powinien zostać zamontowany ogranicznik przepięć AC zgodny co do typu z wcześniej opisanymi ogranicznikami DC – w tym wypadku zaleca się montaż ochronnika T1T1 (B+C).

Zaleca się również montaż wyłącznika różnicowo-prądowego o znamionowym prądzie różnicowym $I_{\Delta n}$ nie mniejszym niż 100mA.

Ze względu na moc instalacji ok 50 kW zaleca się zastosowanie w rozdzielnicy ACPV rozłącznika modułowego i wyzwalacza wzrostowego oraz wyłącznika p.poż (ROP) zlokalizowanego w miejscu ogólnodostępnym. Trasa kablowa z rozdzielnicy ACPV do przycisku winna być prowadzona zgodnie z normą N SEP-E 005 lub równoważne.

8. Opinia techniczna dotycząca możliwości zainstalowania modułów fotowoltaicznych

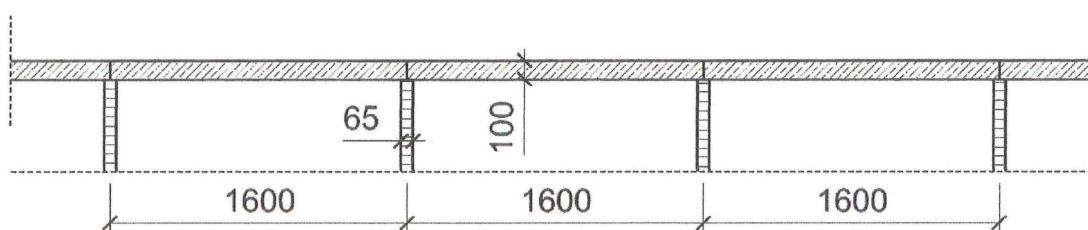
1. Ogólna charakterystyka budynku

Budynek będący tematem opracowania to budynek użyteczności publicznej o wymiarach zewnętrznych w rzucie 74,0 m x 15,1 m. Budynek o trzech kondygnacjach nadziemnych z poddaszem nieużytkowym oraz kondygnacji piwnicznej (nie pod całym budynkiem). Budynek wniesiony w tradycyjnej technologii murowanej ze stropami żelbetowymi oraz żelbetowym stropodachem z płyt prefabrykowanych.

2. Charakterystyka dachu

Dach kopertowy o pochyleniu połaci dachowych 6,5 °.

Konstrukcję dachu stanowią żelbetowe, prefabrykowane płyty dachowe grubości 100 mm podparte na ściankach kolankowych grubości 65 mm rozłożonych co 1,60 m. Płyty ułożone są w spadku.



Pokrycie dachu stanowi papa bitumiczna.

Na dachu występują liczne kominy wentylacyjne i dymowe oraz urządzenia klimatyzacyjne



3. Ocena stanu technicznego dachu

Stan techniczny konstrukcji dachu ocenia się jako dobry. Konstrukcja nie wykazuje żadnych nadmiernych ugięć ani przemieszczeń mogących świadczyć o osłabieniu bądź uszkodzeniu elementów. Nie zaobserwowano żadnych zawilgoceń konstrukcji dachu.

Stan techniczny pokrycia dachowego z papy ocenia się jako dobry. Wykończenie pokrycia przy kominach oraz w miejscu montażu urządzeń wentylacyjnych bez zastrzeżeń.

Zły stan techniczny wykazują kominy wystające ponad dach. W wielu miejscach można zaobserwować odspajanie tynków, a w niektórych miejscach uszkodzenie cegieł kominów. Żelbetowe zwieńczenia kominów są często odspojone od trzonów kominowych.

W najbliższym czasie konieczne będzie remont kominów w części nad dachem, który może wiązać się nawet z koniecznością przemurowania niektórych kominów. Zaleca się, wykonanie remontu

kominów przed ewentualnym montażem instalacji PV na dachu, ponieważ po montażu instalacji PV zostanie ograniczony dostęp do kominów.



4. Obliczenia sprawdzające możliwość posadowienia instalacji PV na dachu

a. Normy

W ramach opracowania powołano się na następujące normy:

PN-EN 1990:2004 Eurokod.

lub równoważne

PN-EN 1991-1-1:2004 Eurokod 1.

lub równoważne

PN-EN 1991-1-3:2005 Eurokod 1.

lub równoważne

Podstawy projektowania konstrukcji

Oddziaływania na konstrukcje. Oddziaływania ogólne. Ciężar objętościowy, ciężar własny, obciążenie użytkowe w budynkach.

Oddziaływania na konstrukcje. Oddziaływania ogólne. Obciążenie śniegiem.

PN-EN 1991-1-4:2005 Eurokod 1.
lub równoważne

Oddziaływania na konstrukcje. Oddziaływania ogólne.
Obciążenie wiatrem.

PN-EN 1992-1-1:2008 Eurokod 2.
lub równoważne

Projektowanie konstrukcji z betonu. Reguły ogólne i reguły
dla budynków.

b. Zestawienie obciążeń

Ciężar własny konstrukcji żelbetowej	25,00 kN/m ³
Obciążenia stałe od pokrycia dachowego (odpowiadający 6 warstwom papy)	0,30 kN/m ²
Obciążenia od instalacji PV na dachu	0,15 kN/m ²

Obciążenie śniegiem

Element obciążony śniegiem:
Dachy dwupołaciowe

Strefa obciążenia śniegiem: 1
Wysokość n.p.m. $A [m] = 290$
Teren: normalny
Warunki lokalizacyjne: normalne

Charakterystyka obiektu

☒ dach o jednakowych kątach nachylenia połaci
☐ dach o różnych kątach nachylenia połaci

Kąt nachylenia połaci dachowej $\alpha [^\circ] = 6,5$

☐ zabezpieczenie przed zsunieniem się śniegu z lewej połaci dachu
☐ zabezpieczenie przed zsunieniem się śniegu z prawej połaci dachu
☐ dach o wysokim współczynniku przenikania ciepła

Obciążenie śniegiem - wyniki

przypadek (i) przypadek (ii) przypadek (iii)

Połącze dachowe bardziej obciążone

- Dach dwupołaciowy
- Obciążenie charakterystyczne śniegiem gruntu:
 - strefa obciążenia śniegiem 1, $A = 290 \text{ m n.p.m.} \rightarrow s_k = 0,007 \cdot A - 1,4 = 0,630 \text{ kN/m}^2 < 0,7 \text{ kN/m}^2 \rightarrow s_k = 0,7 \text{ kN/m}^2$
- Warunki lokalizacyjne: normalne
 - brak wyjątkowych opadów i brak wyjątkowych zamieci \rightarrow przypadek A
- Sytuacja obliczeniowa: trwała lub przejściowa
- Współczynnik ekspozycji:
 - teren normalny $\rightarrow C_e = 1,0$
- Współczynnik termiczny $\rightarrow C_t = 1,0$
- Współczynnik kształtu dachu:
 - nachylenie połaci $\alpha = 6,5^\circ$
 - $\mu_s = 0,8$

Obciążenie charakterystyczne:
 $S_k = \mu \cdot C_e \cdot C_t \cdot s_k = 0,8 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,700 = 0,560 \text{ kN/m}^2$

Obciążenie obliczeniowe:
 $S = S_k \cdot \gamma_f = 0,560 \cdot 1,5 = 0,840 \text{ kN/m}^2$

Obciążenie wynikowe (charakterystyczne)
0,560 kN/m²

Obciążenie wiatrem – nie analizowano – działanie wiatru odciąża konstrukcję dachu

c. Materiały

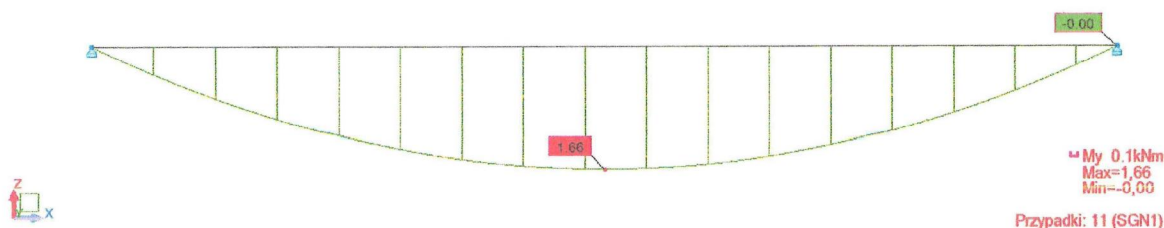
Ze względu na brak informacji na temat klasy betonu oraz gatunku stali zbrojeniowej do obliczeń przyjęto beton klasy C16/20 jako najniższą klasę betonu konstrukcyjnego oraz stal gatunku A-I

d. Wyniki obliczeń statyczno-wytrzymałościowych

Obliczenia wykonano metodą elementów skończonych przy pomocy programów komputerowych.

Jako schemat statyczny konstrukcji dachu przyjęto jednoprzęsłową płytę żelbetową opartą na ściankach kolankowych.

Momenty zginające w płycie żelbetowej



Wymiarowanie płyty żelbetowej

Wymiary przekroju

Nazwa elementu	Prostokątny	
Wysokość przekroju, h	10	[cm]
Szerokość przekroju, b	100	[cm]
d1	3,2	[cm]
d2	3,2	[cm]

Obciążenie

☐ Ściskanie/rozciąganie
☒ Czyste zginanie
☐ Ściskanie/rozciąganie mimośrodowe
☐ Ściskanie/rozciąganie mimośrodowe w płaszczyźnie ukośnej
☐ Ścinanie ze skręcaniem

SGN

SGU

M 5,55 [kNm]

Dodaj przypadek

Przypadki obciążeniowe		Parametry
Nazwa	M, [kNm]	
SGN 1	1,66	
SGU 1	1,2	

Rezultaty obliczeń

As1 = 1,508 [cm²] (3 Ø 8)

As2 = 1,005 [cm²] (2 Ø 8) ⚠

Stopień zbrojenia = 0,251 [%]

Minimalny stopień zbrojenia = 0,12 [%] (1,2 cm²)

Maksymalny stopień zbrojenia = 4 [%] (40 cm²)

Maksymalna szerokość rozwarcia rys = 0,363 [mm] dla Φ = 8 [mm]

Wysokość strefy ściskanej x = 1,836 [cm]

Równoważnik betonowy α_e = 24,252

Napężenia w stali 1 w fazie II σ_{s1} = 138,548 [MPa]

Napężenia w stali 2 w fazie II σ_{s2} = 38,074 [MPa]

Napężenia rozciągające w betonie w fazie I σ_c = 0,703 [MPa]

Pokaż rezultaty dla: Końcowe wyniki

Powyższe obliczenia pokazały, że żelbetowe, prefabrykowane płyty stropodachu przy bardzo pesymistycznych założeniach (bardzo niska klasa betonu oraz słaby gatunek stali) i bardzo prawdopodobnym zbrojeniu (płyta zbrojona prętami Ø8) są w stanie przenieść dodatkowe obciążenia od instalacji PV

5. Wnioski

- Powyższa analiza pokazała, że możliwe jest posadowienie paneli fotowoltaicznych na dachu. Zarówno stan techniczny dachu, jak i wytrzymałość konstrukcji pozwalają na posadowienie paneli o ciężarze nie przekraczającym 15 kg/m²
- Przed wykonaniem instalacji PV na dachu zaleca się wykonanie remontu kominów murowanych na dachu ponieważ zamontowana instalacja PV będzie powodowała ograniczony dostęp do kominów w czasie remontu.

9. Akty prawne i normy stanowiące podstawę opracowania:

- 1) Ustawa z dnia 24 sierpnia 1991 roku o ochronie przeciwpożarowej (Dz. U. z 2016 r., poz. 191 tekst jednolity). z późniejszymi zmianami
- 2) Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. z 2017 r. poz. 2285). z późniejszymi zmianami
- 3) Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 2 grudnia 2015 roku w sprawie uzgadniania projektu budowlanego pod względem ochrony przeciwpożarowej (Dz. U. z 2015r., poz. 2117). z późniejszymi zmianami
- 4) Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 roku w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz. U. z 2010 r. nr 109, poz. 719) z późniejszymi zmianami
- 5) Ustawa Prawo Budowlane z dnia 7 lipca 1994 r. (Dz. U. 2019 poz. 1186 z późn. zm.)
z późniejszymi zmianami
- 6) PN-HD 60364-7-712:2016 Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 7 –712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji – Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania;
lub równoważne
- 7) PN-EN IEC 61730-1:2018-06 Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV) – Część 1: Wymagania dotyczące konstrukcji;
lub równoważne
- 8) PN-EN IEC 61730-2:2018-06 Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV) – Część 2: Wymagania dotyczące badań.
lub równoważne
- 9) PN-EN 62446-1:2016-08 oraz PN-EN 62446-1:2016-08/A1:2019-01 Systemy fotowoltaiczne (PV) – Wymagania dotyczące badań, dokumentacji i utrzymania – Część 1: Systemy podłączone do sieci – Dokumentacja, odbiory i nadzór;
lub równoważne
- 10) Rozporządzenie Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 20 czerwca 2007 r. w sprawie wykazu wyrobów służących zapewnieniu bezpieczeństwa publicznego lub ochronie zdrowia i życia oraz mienia, a także zasad wydawania dopuszczenia tych wyrobów do użytkowania z późniejszymi zmianami
- 11) N SEP-E-001 Sieci elektroenergetyczne niskiego napięcia. Ochrona przeciwporażeniowa
lub równoważne
- 12) PN-EN 62305-1:2011 Ochrona odgromowa. Część 1. Zasady ogólne
lub równoważne
- 13) PN-EN 62305-2:2012 Ochrona odgromowa. Część 2. Zarządzanie ryzykiem
lub równoważne
- 14) PN-EN 62305-3:2011 Ochrona odgromowa. Część 3. Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia
lub równoważne
- 15) PN-EN 62305-4:2011 Ochrona odgromowa. Część 4. Urządzenia elektryczne i elektroniczne w obiektach
lub równoważne
- 16) PN-EN 12464-1 Światło i oświetlenie. Oświetlenie miejsc pracy. Część 1: Miejsca pracy we wnętrzach lub równoważne
lub równoważnej
- 17) PN-EN 1838 Zastosowanie oświetlenia. Oświetlenie awaryjne lub równoważne
lub równoważne
- 18) PN-EN 50172 Systemy awaryjnego oświetlenia ewakuacyjnego lub równoważne
lub równoważne
- 19) Ochrona przed przepięciami wg PN-EN 12464-1
lub równoważne

- 20) Ochrona przeciwporażeniowa wg PN-EIC 60364-4-41:2000
lub równoważne
- 21) Ochrona przeciwporażeniowa wg PN-EIC 60364-4-443:1999
lub równoważne
- 22) Uziemienia i przewody ochronne wg PN-EIC 60364-5-54:1999
lub równoważne
- 23) N SEP-E -007:2017-09 Instalacje elektroenergetyczne i teletechniczne w budynkach – Dobór
kabli i innych przewodów za względu na ich reakcję na ogień
lub równoważne

10.Wyceny szacunkowe

Instalacja fotowoltaiczna z magazynem energii:

lp.	nazwa elementu	ilość
1	moduły fotowoltaiczne dual glass 450 Wp	111
2	inwerter hybrydowy	1
3	inwerter	1
4	optymalizatory	111
5	konstrukcja	111
6	montaż	50
7	zabezpieczenia	1
8	okablowanie	1
9	uzgodnienie p.poż	1
10	licznik dwukierunkowy	1
11	magazyn	1
12	bloker	1

Instalacja fotowoltaiczna bez magazynu energii:

lp.	nazwa elementu	ilość
1	moduły fotowoltaiczne dual glass 450 Wp	111
2	inwerter 50 kW	1
4	optymalizatory	111
5	konstrukcja	111
6	montaż	50
7	zabezpieczenia	1
8	okablowanie	1
9	uzgodnienie p.poż	1
10	licznik dwukierunkowy	1
12	bloker	1

Odtworzenie instalacji odgromowej

lp.	nazwa elementu	ilość
2	wykonanie iglic / masztów	2
3	montaż	1
4	projekt	1

Wykonanie głównego wyłącznika p.poż i wymiana RG

lp.	nazwa elementu	ilość
1	projekt	1
2	Szafa złącza pomiarowego	3
3	wkładki	3
4	Ogranicznik mocy	1
5	Szafa wyłącznika p.poż	1
6	ROP + okablowanie	1
7	Tauron	1
8	RG wewnątrz	1
9	wymiana kabla z RG do przyłącza na 5x35	1
10	montaż szaf złącza pomiarowego	3
10	montaż rozdzielnicy obwody awaryjne + p.poż	1
11	montaż RG	1

Jeśli chodzi o wycenę prac związanych z podwyższeniem mocy, to zależna jest ona od warunków otrzymanych z Tauronu.

Można się spodziewać, że w wydanych warunkach będzie konieczne wyniesienie liczników na zewnątrz budynku – część prac pokryje się w wycenie zabudowy głównego wyłącznika p.poż. Warto więc założyć te działania równolegle.

Dostosowanie pomieszczenia na magazyn energii do wymagań ochrony przeciwpożarowej

lp.	nazwa elementu	ilość
1	projekt	1
2	wykonanie przegród ściennych	1
3	drzwi p.poż	1
4	wentylacja	1
5	oświetlenie	1
6	oświetlanie awaryjne	1
7	montaż klap przeciwpożarowych odcinających	1
8	czujniki dymu, dołączenie do SSP	1
9	robocizna	1

Kalkulator dla rozliczenia net-billing nie uwzględnia opłat stałych oraz podwyżek cen energii. Wersja z magazynem i uwzględnieniem kosztów dostosowania pomieszczenia na potrzeby magazynu.

Taryfa C12A	Stawka czynna (sprzedaż)	510,00 zł
	Stawka dystrybucyjna	120,00 zł
	Zużycie (MWh)	72,2
	Autokonsumpcja	73%
	Stawka odkupu (TGE)	640,00 zł

Obecne koszty (rok)	45 486,00 zł
Autokonsumpcja (MWh)	35,216
Do zakupienia MWh	36,984
Depozyt	4 733,95 zł
Zakupiona energia z depozytu (MWh)	9

Zakupienie dodatkowej energii czynnej (MWh)	28
Koszt zakupionej energii czynnej	14 127,89 zł
Koszt zakupionej dystrybucji	4 438,08 zł
Łączne koszty	18 565,97 zł

Zysk rok 26 920,03 zł

Zwrot z inwestycji	Koszt	286 710 zł
	Zwrot w latach	6
	Oszczędności (25 lat)	673 000,80 zł

Kalkulator dla rozliczenia net-billing nie uwzględnia opłat stałych oraz podwyżek cen energii. Wersja bez magazynu.

Taryfa C12A	Stawka czynna (sprzedaż)	510,00 zł
	Stawka dystrybucyjna	120,00 zł
	Zużycie (MWh)	72,2
	Autokonsumpcja	66%
	Stawka odkupu (TGE)	640,00 zł

Obecne koszty (rok)	45 486,00 zł
Autokonsumpcja (MWh)	35,216
Do zakupienia MWh	36,984
Depozyt	4 733,95 zł
Zakupiona energia z depozytu (MWh)	9

Zakupienie dodatkowej energii czynnej (MWh)	28
Koszt zakupionej energii czynnej	14 127,89 zł
Koszt zakupionej dystrybucji	4 438,08 zł
Łączne koszty	18 565,97 zł

Zysk rok 26 920,03 zł

Zwrot z inwestycji	Koszt	188 042 zł
	Zwrot w latach	4
	Oszczędności (25 lat)	673 000,80 zł

Instalacja fotowoltaiczna PPE

"A"	Instalacja fotowoltaiczna	Opis do wypełnienia:
1	Lokalizacja	Urząd Miasta Piekary Śląskie, Piekary Śląskie, Bytomska 92
2	Orientacja wg stron świata	wschód-zachód
3	Typ paneli	glass-glass min 450Wp

"B"	Instalacja fotowoltaiczna	Dane do wypełnienia:		
1	Zużycie energii elektrycznej wg faktur w roku poprzedzającym audyt	$Q_{K_{fakt}}$	kWh	72 200,00
2	Proponowany udział energii el. foto w całkowitym zużyciu energii elektrycznej	k_{prop}	%	73,00
3	Wstępnie proponowane wytworzenie energii elektrycznej foto	$Q_{K_{prop}}$	kWh/a	52 706,00
4	Irradiancja	I_r	kW/m ²	1 000,00
5	Kąt nachylenia paneli	α	°	6,00
6	Produkcja mocy foto z jednego panela	φ	kW _{plk} /szt.	0,45
7	Powierzchnia czynna jednego panela	A	m ²	2,17
8	Ilość paneli <i>ilość paneli należy dobrać do udziału procentowego energii foto wg pkt. 2</i>	i	szt.	111,00
9	Łączna powierzchnia czynna paneli	A_{Σ}	m ²	240,87
10	Nominalna moc instalacji foto	Φ_{fotoo}	kW _{plk}	49,95
11	Prognozowane jednostkowe wytworzenie energii elektrycznej foto	$q_{k_{foto}}$	kWh/(kW _{plk} ·a)	0,86
12	Prognozowane wytworzenie energii elektrycznej foto	$Q_{K_{solo}}$	kWh/a	42,96
12a	w tym zużycie na potrzeby własne	$Q_{K_{foto-z}}$	kWh/a	32,19
12b	w tym energia elektryczna przekazywana (sprzedawana) do sieci	$Q_{K_{foto-s}}$	kWh/a	10,77
13	Cena zakupu energii elektrycznej w dniu sporządzania audytu	k_z	zł/kWh	510,00
14	Cena sprzedaży energii elektrycznej w dniu sporządzania audytu	k_s	zł/kWh	311,67
15	Jednostkowa cena świadectwa pochodzenia energii produkowanej z OZE (zielone certyfikaty) - jeżeli dotyczy	k_{zc}	zł/kWh	
16	Oszczędność kosztów zakupu energii elektrycznej	$K_{e,z}$	zł/a	16 416,90
17	Dochód ze sprzedaży energii elektrycznej	$K_{e,s}$	zł/a	3 355,75
18	Dochód ze sprzedaży świadectw energetycznych OZE - jeżeli dotyczy	K_{e-zc}	zł/a	
18	Koszty obsługi	K_e	zł/a	
19	Roczny efekt finansowy z produkcji energii elektrycznej po odjęciu kosztów eksploatacji	ΔK_e	zł/a	19 772,65
20	Jednostkowa cena budowy instalacji fotowoltaicznej	$n_{inw.foto}$	zł/kW _{plk}	3 764,61
21	Całkowite nakłady inwestycyjne	$N_{inw.foto}$	zł	188 042,27
22	Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych	SPBT	lata	9,51

"C"	Magazyn energii współpracujący z instalacją fotowoltaiczną	Opis do wypełnienia:
1	Lokalizacja	Urząd Miasta Piekary Śląskie, Piekary Śląskie, Bytomska 92
2	Typ akumulatorów	

"D"	Magazyn energii współpracujący z instalacją fotowoltaiczną	Dane do wypełnienia:		
1	Pojemność akumulatorów	Q	kWh	
2	Wytworzona energia elektryczna	$Q_{K_{el}}$	kWh/a	42,96
3	Udział akumulacji w wytworzonej energii elektrycznej	k_{aku}	%	
4	Roczne magazynowanie energii elektrycznej	$Q_{U_{aku}}$	kWh/a	0,00
5	Sprawność magazynowania	η_{aku}	-	
6	Roczne straty akumulacji energii elektrycznej	ΔQ_{aku}		0,00

7	Energia pomocnicza	Q_{pom}	kWh/a	
8	Cena sprzedaży energii elektrycznej w dniu sporządzania audytu	k_s	zł/kWh	311,67
9	Jednostkowa cena budowy magazynu energii	$n_{inv.aku}$	zł/kWh	
10	Całkowite nakłady inwestycyjne	$N_{inv-aku}$	zł	0,00
11	Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych	SPBT	nie dotyczy	-

Instalacja fotowoltaiczna PPE

"A"	Instalacja fotowoltaiczna	Opis do wypełnienia:
1	Lokalizacja	Urząd Miasta Piekary Śląskie, Piekary Śląskie, Bytomska 92
2	Orientacja wg stron świata	wschód-zachód
3	Typ paneli	glass-glass min 450Wp

"B"	Instalacja fotowoltaiczna	Dane do wypełnienia:		
1	Zużycie energii elektrycznej wg faktur w roku poprzedzającym audyt	QK_{fakt}	kWh	48 500,00
2	Proponowany udział energii el. foto w całkowitym zużyciu energii elektrycznej	k_{prop}	%	66,00
3	Wstępnie proponowane wytworzenie energii elektrycznej foto	QK_{prop}	kWh/a	32 010,00
4	Irradiancja	I_r	kW/m ²	1 000,00
5	Kąt nachylenia paneli	α	°	6,00
6	Produkcja mocy foto z jednego panela	φ	kW _{pik} /szt.	0,45
7	Powierzchnia czynna jednego panela	A	m ²	2,17
8	Ilość paneli <i>ilość paneli należy dobrać do udziału procentowego energii foto wg pkt. 2</i>	i	szt.	111,00
9	Łączna powierzchnia czynna paneli	A_{Σ}	m ²	240,87
10	Nominalna moc instalacji foto	Φ_{fotoo}	kW _{pik}	49,95
11	Prognozowane jednostkowe wytwarzanie energii elektrycznej foto	qk_{foto}	kWh/(kW _{pik} * a)	0,86
12	Prognozowane wytworzenie energii elektrycznej foto	QK_{foto}	kWh/a	42,96
12a	w tym zużycie na potrzeby własne	QK_{foto-z}	kWh/a	29,98
12b	w tym energia elektryczna przekazywana (sprzedawana) do sieci	QK_{foto-s}	kWh/a	12,98
13	Cena zakupu energii elektrycznej w dniu sporządzania audytu	k_z	zł/kWh	510,00
14	Cena sprzedaży energii elektrycznej w dniu sporządzania audytu	k_s	zł/kWh	311,67
15	Jednostkowa cena świadectwa pochodzenia energii produkowanej z OZE (zielone certyfikaty) - jeżeli dotyczy	k_{zc}	zł/kWh	
16	Oszczędność kosztów zakupu energii elektrycznej	$K_{e,z}$	zł/a	15 289,80
17	Dochód ze sprzedaży energii elektrycznej	$K_{e,s}$	zł/a	4 044,54
18	Dochód ze sprzedaży świadectw energetycznych OZE - jeżeli dotyczy	K_{e-zc}	zł/a	
18	Koszty obsługi	K_e	zł/a	
19	Roczny efekt finansowy z produkcji energii elektrycznej po odjęciu kosztów eksploatacji	ΔK_e	zł/a	19 334,34
20	Jednostkowa cena budowy instalacji fotowoltaicznej	$n_{inv.foto}$	zł/kW _{pik}	3 764,61
21	Całkowite nakłady inwestycyjne	$N_{inv-foto}$	zł	188 042,27
22	Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych	SPBT	lata	9,73

"C"	Magazyn energii współpracujący z instalacją fotowoltaiczną	Opis do wypełnienia:
1	Lokalizacja	Urząd Miasta Piekary Śląskie, Piekary Śląskie, Bytomska 92
2	Typ akumulatorów	

"D"	Magazyn energii współpracujący z instalacją fotowoltaiczną	Dane do wypełnienia:		
1	Pojemność akumulatorów	Q	kWh	
2	Wytworzona energia elektryczna	QK_{el}	kWh/a	42,96
3	Udział akumulacji w wytworzonej energii elektrycznej	k_{aku}	%	
4	Roczne magazynowanie energii elektrycznej	QU_{aku}	kWh/a	0,00
5	Sprawność magazynowania	η_{aku}	-	
6	Roczne straty akumulacji energii elektrycznej	ΔQ_{aku}		0,00

7	Energia pomocnicza	Q_{pom}	kWh/a	
8	Cena sprzedaży energii elektrycznej w dniu sporządzania audytu	k_s	zł/kWh	311,67
9	Jednostkowa cena budowy magazynu energii	$\Pi_{inv.aku}$	zł/kWh	
10	Całkowite nakłady inwestycyjne	$N_{inv.aku}$	zł	0,00
11	Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych	SPBT	nie dotyczy	-