

Załącznik nr 7 do rozeznania rynku

Materiał pomocniczy dotyczący powierzchni dachowych i uwarunkowań montażu PV na budynku A i budynku z Aulą

1. Cel załącznika

Celem niniejszego załącznika jest przekazanie wykonawcom materiału pomocniczego dotyczącego potencjalnych powierzchni dachowych, orientacji budynków, uwarunkowań nasłonecznienia, zacienienia oraz ogólnych ograniczeń montażowych dla planowanej instalacji PV w Etapie I - rozeznaniu rynku.

2. Klauzula interpretacyjna

WAŻNE: niniejszy załącznik ma charakter wyłącznie pomocniczy i historyczny.

Dokument zawiera fragmenty wcześniejszych analiz dotyczących możliwości lokalizacji instalacji fotowoltaicznych na terenie ITG KOMAG. Dla potrzeb Etapu I - rozeznania rynku - dokument służy wyłącznie jako materiał informacyjny dotyczący potencjalnych powierzchni dachowych, zacienienia, orientacji budynków oraz ogólnych uwarunkowań technicznych.

Zakres rozeznania rynku obejmuje wyłącznie budynek A oraz budynek z Aulą. Informacje dotyczące hali D, budynku B, hali C, budynków przy ul. Łużyckiej, innych obiektów ITG KOMAG, szerszej koncepcji mikrosieci oraz wariantów PV o mocach innych niż ok. 100 kWp nie stanowią zakresu niniejszego rozeznania rynku.

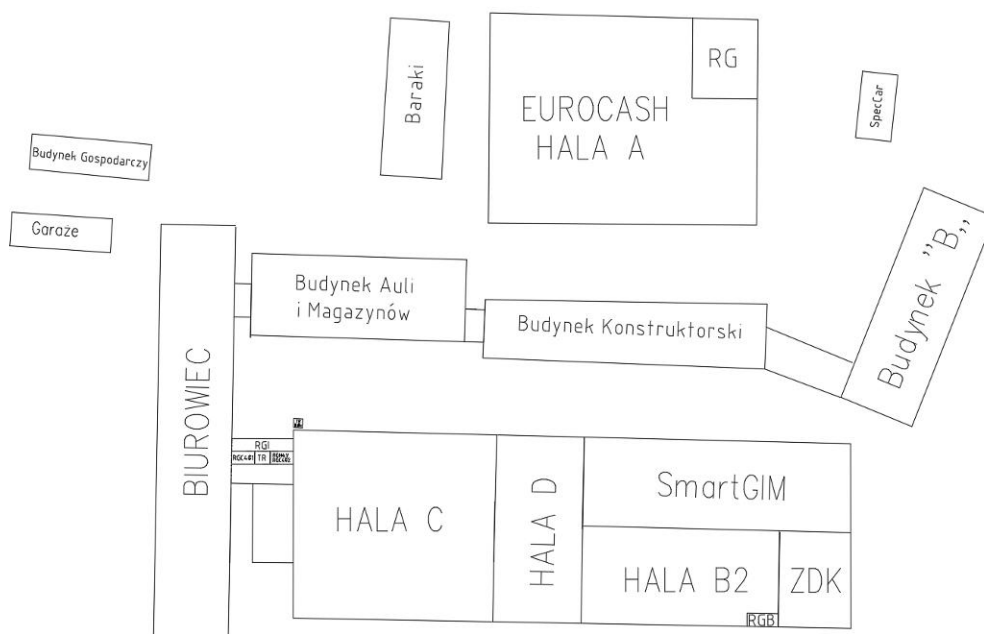
Wskazane w dokumencie modele modułów PV, warianty rozmieszczenia oraz moce instalacji mają charakter przykładowy i nie stanowią wymagań wobec przyszłego wykonawcy. W przypadku rozbieżności pomiędzy niniejszym załącznikiem a Zaproszeniem do rozeznania rynku lub Załącznikiem nr 1, pierwszeństwo mają Zaproszenie oraz Załącznik nr 1.

3. Zakres wykorzystania w Etapie I

- wstępna ocena, czy montaż instalacji PV ok. 100 kWp na dachach budynku A i budynku z Aulą jest technicznie realny;
- identyfikacja głównych ograniczeń dachowych: zacienienie, urządzenia techniczne, nadbudówki, anteny, kominy, dostęp serwisowy i orientacja budynków;
- wstępne oszacowanie kosztu konstrukcji wsporczej, montażu, okablowania oraz ewentualnych prac dodatkowych związanych z dachami;
- ocena potrzeby wykonania szczegółowej oceny technicznej dachów przed przyszłym postępowaniem w formule „Zaprojektuj i zbuduj”.

4. Zastrzeżenie dotyczące późniejszego postępowania

Wykorzystanie niniejszego załącznika w Etapie I nie oznacza zatwierdzenia przedstawionych wariantów ani wyboru technologii. W przyszłym postępowaniu wykonawca będzie zobowiązany do samodzielnej weryfikacji warunków technicznych, wykonania aktualnej inwentaryzacji, oceny technicznej dachów oraz przygotowania własnego projektu wykonawczego zgodnego z wymaganiami Zamawiającego.



Rys. 4 Plan zabudowań ITG KOMAG

Zabudowania instytutu posiadają własne przyłącze energetyczne 6kV znajdujące się w rozdzielni RG, która znajduje się w budynku wynajmowanym przez EUROCASH (dawniej hali A). W rozdzielni znajdują się 3 odpływy 6kV (zasilanie 6kV hali C, zasilanie transformatora 400kVA 500V oraz transformatora 630kVA 400V). Transformatory przyłączone są bezpośrednio do rozdzielni RG i służą do zasilania hali B2, budynku biurowego wzdłuż ul. Łużyckiej, kotłowni oraz zabudowań dzierżawionych podmiotom zewnętrznym. W rozdzielni głównej znajduje się główny licznik poboru energii, na podstawie którego następuje rozliczenie z zakładem energetycznym.

Poprzez rozdzielnicę RB2 500V oraz rozdzielnicę RG-400V znajdującą się w rozdzielni głównej odbywa się zasilanie hali B2 oraz D. Dodatkowo rozdzielnica RB2 500V jest połączona z rozdzielnicą RGB 500 znajdującą się na hali B2, której zasilanie napięciem 400V odbywa się poprzez połączenie znajdującą się w rozdzielni głównej rozdzielnicę RG-400V z rozdzielnicą RGB400. Natomiast rozdzielnica RGB400 służy zarówno do zasilania odbiorów wewnętrznych (laboratoria, biura) jak i zewnętrznych np. siłownia lub KOMAG ENERGIA. Istnieje również możliwość zasilania awaryjnego z hali.

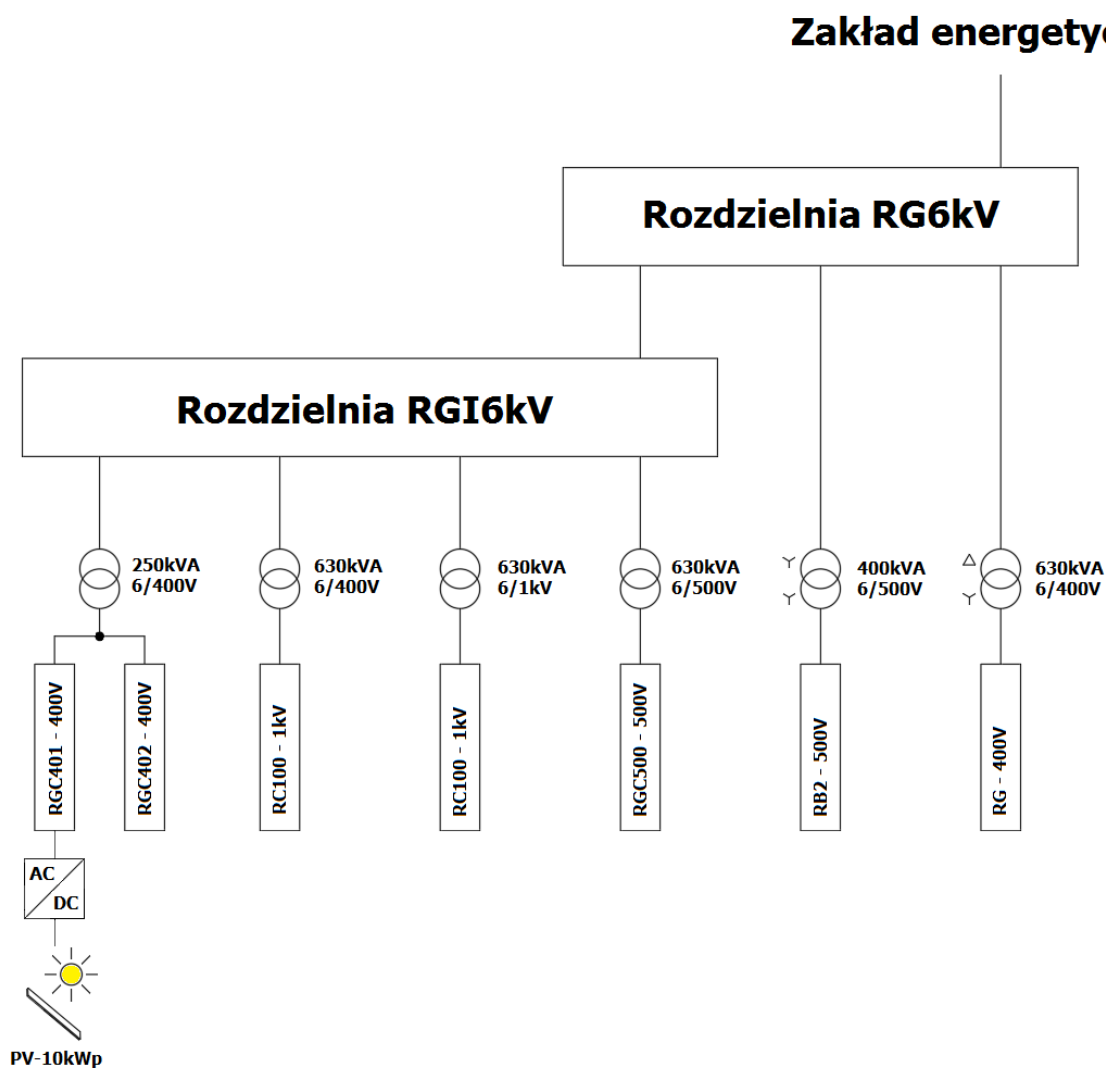
W przypadku hali C zasilanie odbywa się z przyłącza 6kV poprzez rozdzielnię RGI6kV w celu zapewnienia zróżnicowanych poziomów napięć wykorzystywanych do badań w laboratoriach. Rozdzielnia RGI 6kV znajduje się w budynku hali „C”, natomiast wejście znajduje się na zewnątrz budynku. Rozdzielnia jest zasilana z pierwszego odpływu 6kV z rozdzielni głównej. Do rozdzielni RGI6kV podłączone są transformatory 400V, 500V, 1kV oraz 3.3kV. Rozdzielnice RC100, RGC500, RC300 są wykorzystywane do zasilania obiektów badawczych na hali C. Podobnie jak w przypadku hali B2 zdecydowana większość odbiorników zasilana jest napięciem z rozdzielnic 400V. W wydzielonym pomieszczeniu hali C znajduje się transformator 630kVA 6/0,4kV służący do zasilania rozdzielnic RGC401 oraz RGC402. Rozdzielnia RGC401 przeznaczona jest do zasilania budynku A (biurowca). Do rozdzielnic RGC401 przyłączona jest również badawcza instalacja fotowoltaiczna o mocy 10kWp zrealizowana w ramach pracy statutowej E/BM-20203. RGC401 posiada połączenie z rozdzielnicą RGB400, w celu zapewnienia zasilania w momencie awarii jednej z instalacji.

W hali C znajdują się również laboratoria oraz pomieszczenia auli i magazynów, które zasilane są w głównej mierze z rozdzielnic RGC402. Podobnie jak w przypadku rozdzielnic RGC401 rozdzielnica RGC402 zasilana jest z transformatora 630kVA 6/0,4kV. Rozdzielnica RGC402 zasilana jest jedynie wewnętrznymi odbiorcami.

[...] przyłącze energetyczne ITG KOMAG jest zasilane średnim napięciem 6 kV.

W chwili obecnej w ITG KOMAG jest możliwość przyłączenia do instalacji o napięciu 6 kV, 3,3 kV, 1 kV, 500 V oraz 400 V.

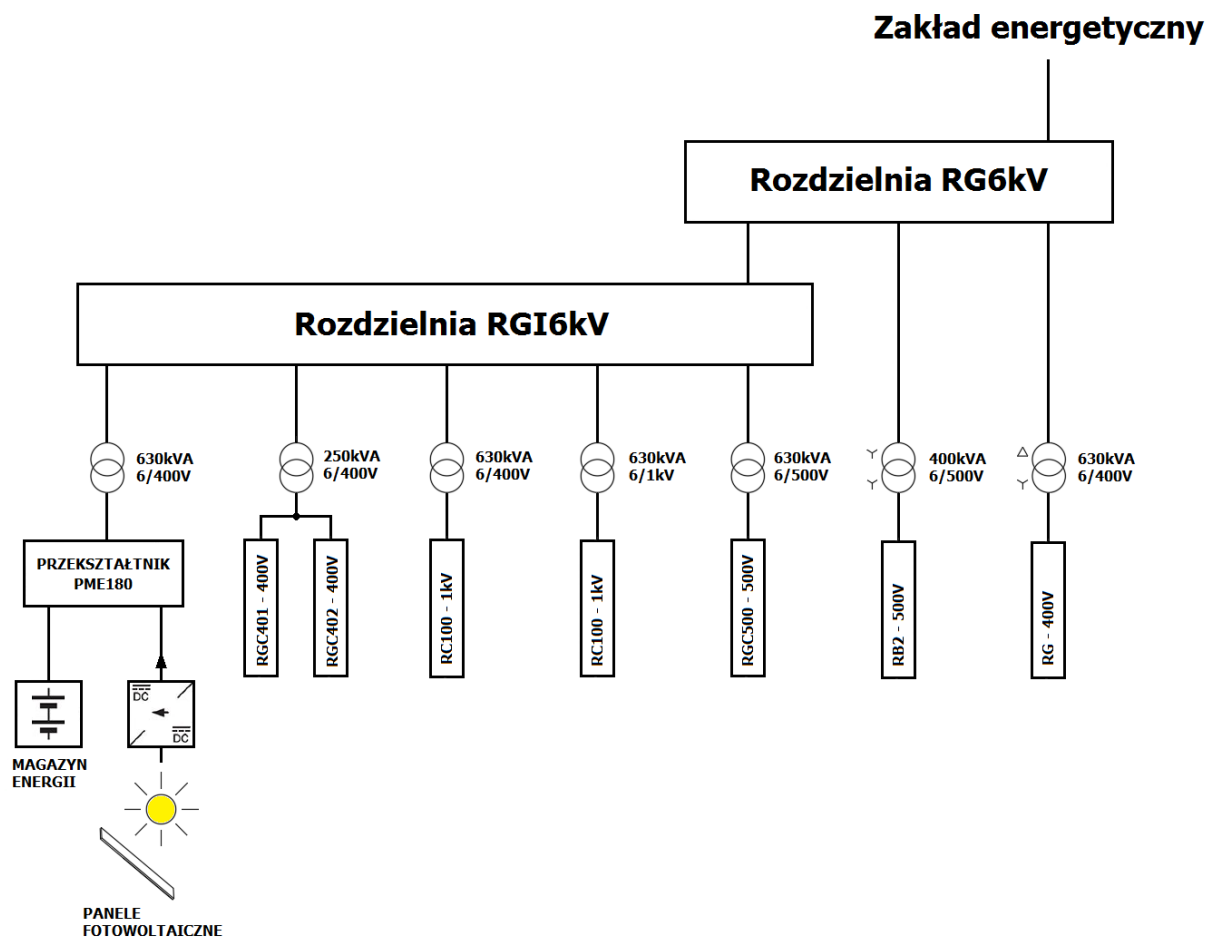
Instalacja PV o mocy 10 kWp zamontowana na dachu biurowca przyłączona jest do instalacji 400V poprzez rozdzielnicę RGC401. Energia pozyskana z OZE w głównej mierze jest bilansowana poprzez odbiory przyłączone do rozdzielnic RGC400. Na rys. 10 przedstawiono uproszczony blokowy schemat instalacji elektrycznej obejmującej zabudowania ITG KOMAG.



Z powyższego wynika, że instalacja 400V jest najbardziej obciążona przez odbiory oraz jest instalacją do której podłączone są panele fotowoltaiczne. Obecnie istniejące instalacje 400V AC w budynkach ITG KOMAG zasilane są za pośrednictwem dwóch transformatorów 6/0,4. Taka sytuacja powoduje, że instalacja PV oraz magazyn energii może wspomagać obiekty podłączone tylko do jednego z dwóch transformatorów, natomiast nie jest możliwa praca wyspowa wszystkich obiektów Instytutu.

W związku z powyższym mikrosieć powinna być tak zaprojektowana, aby składała się z samobilansującego się jednego obszaru.

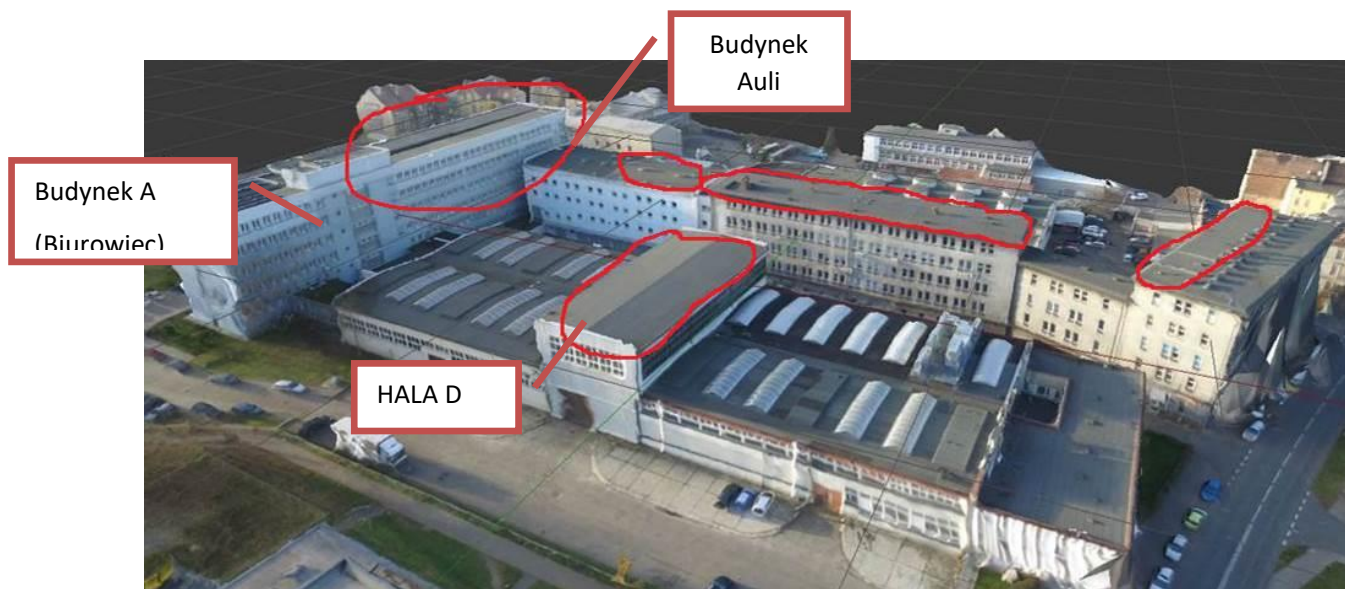
Ponieważ nie ma możliwości uzyskania pełnej niezależności energetycznej, proponuje się zastosowanie układu umożliwiającego zarządzanie przepływem energii pomiędzy źródłem OZE, siecią elektroenergetyczną, magazynem energii, a odbiorcami. Na rys. 11 przedstawiono schemat blokowy części mikrosieci realizowanej w ramach rozdzielnic RGI6kV.



Rys. 11. Schemat blokowy mikrosieci realizowanej w ramach rozdzielnic RGI6kV

Proponowana mikrosieć może być realizowana przez modułowy przekształtnik dwukierunkowy PME180, który można podłączyć do rozdzielnic RGI6kV. W tym celu można wykorzystać istniejącą komorę transformatora (rys 12a,b,c,d) wraz z uszkodzonym transformatorem o mocy 400kVA 6/400V. Po naprawie transformatora (niższe koszty niż kupienie nowego), zostanie uzyskany dostęp do sieci SN 6kV, która zasilą wszystkie budynki Instytutu.

Głównymi budynkami w ramach mikrosieci to budynek A (Biurowiec), hala D oraz budynek auli. We wszystkich zaproponowanych lokalizacjach jest możliwość zabudowania instalacji PV (rys. 13), która może być wykonana na dwa różne sposoby tj. fotowoltaika rozproszona i scentralizowana.



Rys. 13. Obiekty ITG KOMAG umożliwiające integrację w ramach mikrosieci

4.4.1. Panele fotowoltaiczne

Montaż paneli fotowoltaicznych może odbywać się w różnych miejscach, w zależności od preferencji i warunków. Należy zwrócić uwagę na zacienienia (konieczność stosowania tzw. optymalizatorów), kąt nachylenia paneli fotowoltaicznych oraz ich orientację względem słońca. Wybór miejsca montażu zależy od dostępnej przestrzeni.

Poniżej przedstawiono propozycje wariantów zabudowy paneli fotowoltaicznych na obiektach ITG KOMAG:

Wariant 1 panele ustawione w rzędach

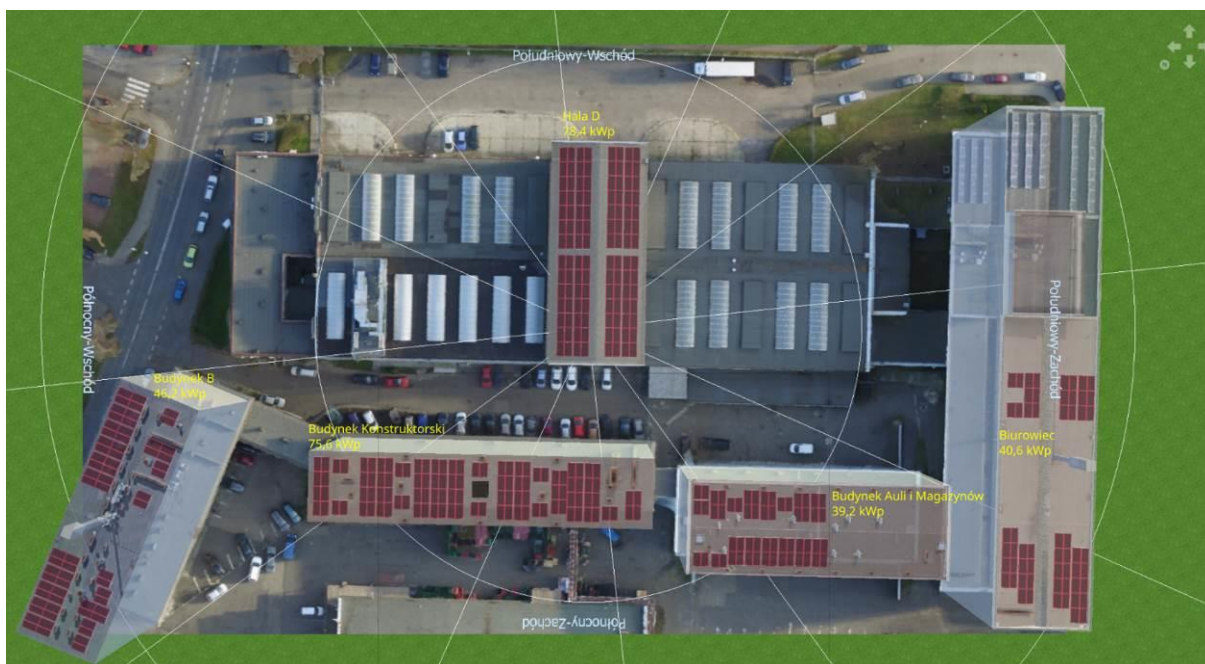
Rozmieszczenie paneli (FuturaSun FU700M wymiary 1303x2384 mm.) zostało zoptymalizowane pod kątem ich wydajności i niskich strat spowodowanych zacienieniem na dachach 5 budynków (rys. 14). Łączna moc generatora PV w tym przypadku wynosi 184,4 kWp (łącznie 270 paneli). Ze względu na system montażu odstęp międzyrzędowy wynosi 2,2 m. aby panele nie zacieniały się nawzajem. Wariant zakłada średnie zagęszczenie panelami dachów spowodowane ww. zjawiskiem lecz charakteryzuje się również prostotą montażu paneli i połączeń elektrycznych.



Rys. 14. Rozmieszczenie paneli fotowoltaicznych na obiektach ITG KOMAG wariant I

Wariant 2 panele ustawione wschód-zachód

Zamysł taki jak w przypadku wariantu 1 mający na celu maksymalną wydajność paneli. Ze względu na ich leżący montaż wschód-zachód brak potrzeby stosowania odstępów międzyrzędowych w obawie o generowanie dodatkowego cienia oraz niski kąt nachylenia paneli dzięki czemu mogą one być układane rama w ramę co znacznie zwiększa możliwość obłożenia nimi dachów (rys. 15). W tym wariantcie 400 paneli daje moc generatora PV na poziomie 280 kWp. Ze względu na sposób montażu przestrzeń dachów jest o wiele lepiej zagospodarowana lecz wariant ten jest droższy i bardziej czasochłonny.



Rys. 15. Rozmieszczenie paneli fotowoltaicznych na obiektach ITG KOMAG wariant II

Wariant 5 utworzony na panelach Jinko JKM 480N

Wariant zakładał instalację fotowoltaiczną zoptymalizowaną także pod kątem wykorzystania maksymalnej powierzchni na dachach budynków ITG Komag przez ogniwa, poprzez dobór mniejszych paneli i lepsze wypełnienie nimi pustych przestrzeni cały czas trzymając się przy tym pozostałych założeń. Używając 652 modułów Jinko JKM 480N (Moc 480W, wymiary 1903x1134 mm.) udało się uzyskać symulowaną moc całej instalacji wynoszącą 312 kWp..



Rys. 20. Rozmieszczenie paneli fotowoltaicznych na obiektach ITG KOMAG wariant V

Na rysunku 2 zaznaczono powierzchnie dachów, które po wstępnej analizie zostały wytypowane, jako możliwe do zabudowania panelami fotowoltaicznymi. Pozostałe dachy odrzucono, ze względu na całkowite zacienienie wyższymi budynkami oraz zbyt dużą liczbą elementów ograniczających powierzchnie montażowe.



Rys.2. Widok terenu KOMAG-u z zaznaczonymi potencjalnymi miejscami montażu instalacji fotowoltaicznych

Budynek A (biurowiec)

Pierwszym zamodelowanym budynkiem był biurowiec (budynek A), którego dach jest już częściowo zabudowany instalacją fotowoltaiczną.



Rys.3. Widok dachu budynku A

Wymiary budynku:

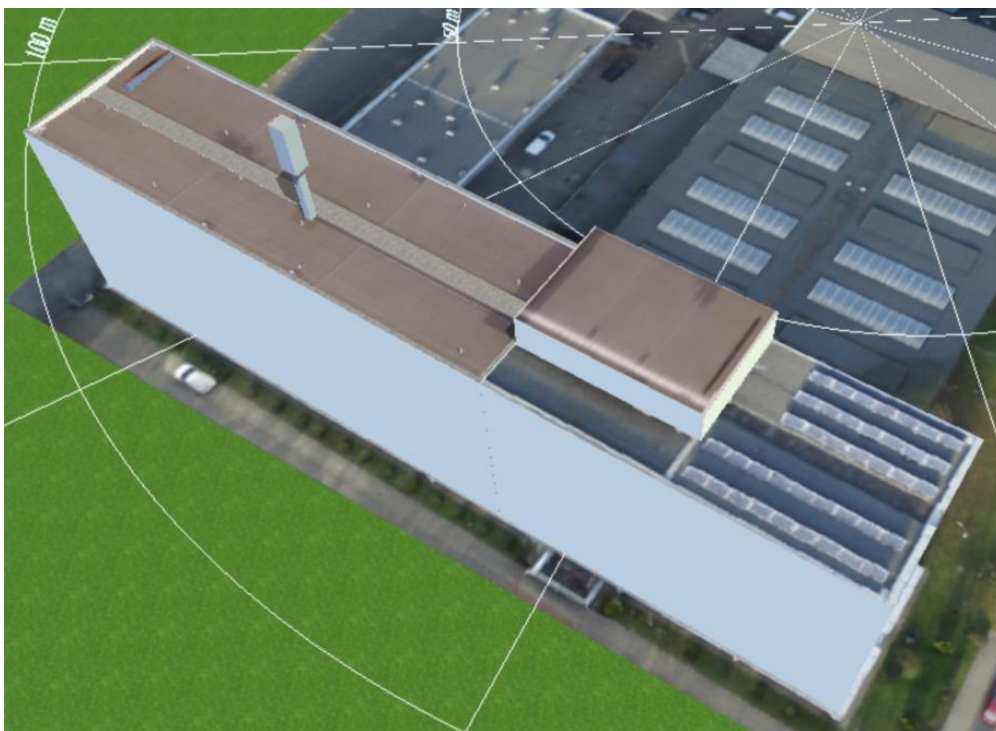
- wysokość - 20m,
- szerokość – 15,6m,
- długość – 83,65m.

Wymiary nadbudówki:

- odległość od krótszej krawędzi budynku – 16,6m,
- wysokość – 3,2m,
- szerokość – 11,5m,
- długość – 16,8m.

Wymiary anteny GSM:

- odległość od nadbudówki - 22,2m,
- odległość od dłuższej, przedniej krawędzi budynku – 6,5m,
- średnica słupa do 8,5m wysokości – 0,8m,
- średnica słupa powyżej 8,5m wysokości - 1,5m
- wysokość anteny – 11,5m (8,5m + 3m).



*Rys.4. Widok modelu budynku A w aplikacji PV*SOL*

Na rysunku 4 zaprezentowano uproszczony model budynku, z naniesioną teksturą dachu oraz zamodelowanymi najważniejszymi elementami, mogącymi powodować zacienienie, tj. nadbudówka, antena GSM, kominy, kominki wentylacyjne, itp. Na modelu uwzględniono rzeczywiste pochylenie dachu, którego powierzchnie boczne są pochylone w stronę środka budynku o kąt około 3° .

Budynek boczny niższy (aula)

Następnym w kolejności modelowanym obiektem był budynek auli, znajdujący się za biurowcem (budynek A) i odwrócony względem niego o 90° .

Wymiary budynku:

- wysokość – 14,6m,
- szerokość – 15,7m,
- długość – 43,7m.



Rys.5. Widok powierzchni dachu budynku auli

Na rysunku 6 zaprezentowano uproszczony model budynku, z naniesioną teksturą dachu oraz zamodelowanymi elementami, mogącymi powodować zacienienie, tj. wymienniki klimatyzacji, kominy, kominki wentylacyjne, itp. Na modelu uwzględniono rzeczywiste pochylenie dachu, którego powierzchnie boczne są pochylone w stronę krawędzi zewnętrznych budynku o kąt około $4,5^\circ$.



*Rys.6. Widok modelu budynku auli w aplikacji PV*SOL*

Orientacja budynków

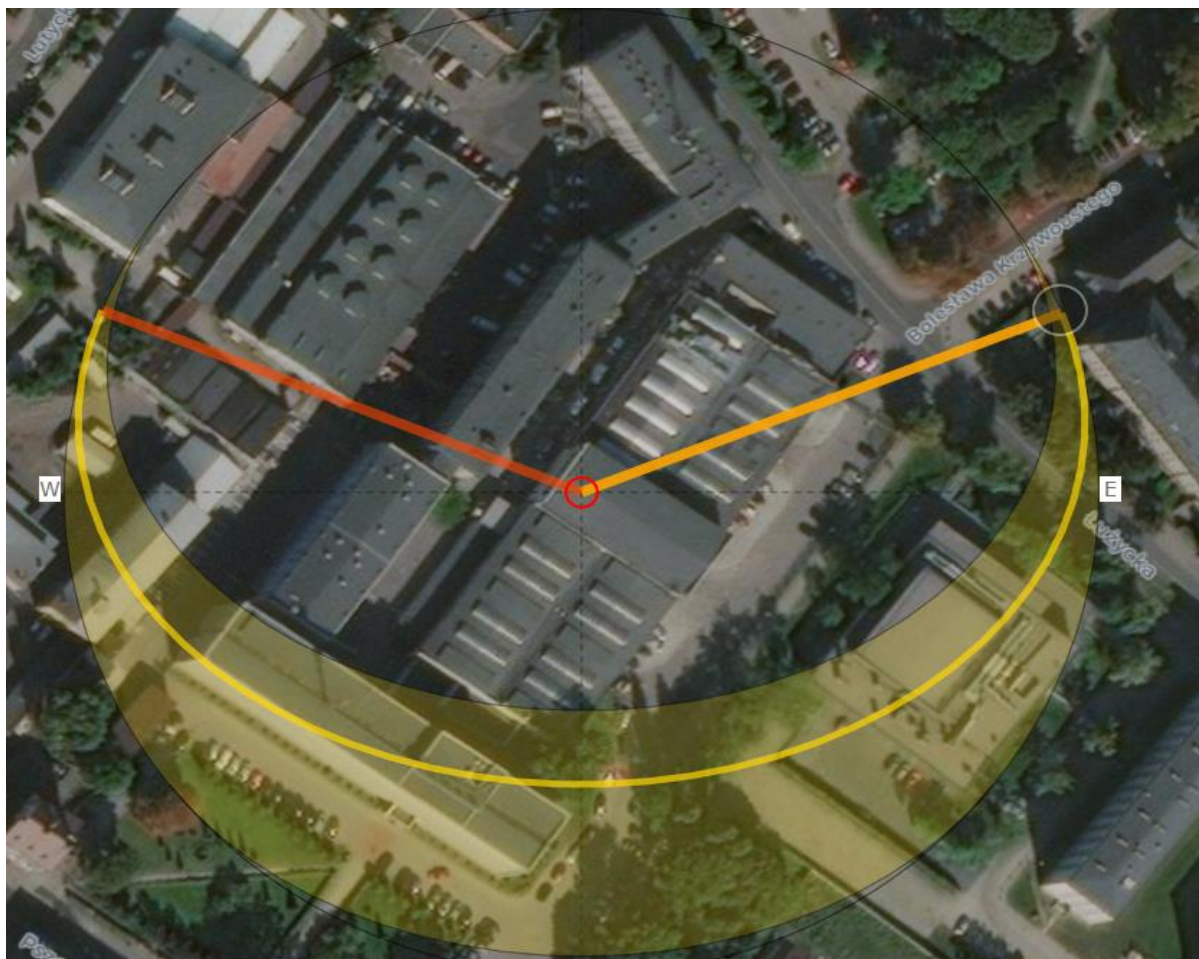
Podczas próby rozmieszczenia **paneli fotowoltaicznych** na dachu może pojawić się problem, związany z ich orientacją. Nie zawsze jest możliwość ustawienia **paneli PV** dokładnie w kierunku południowym, w którym wydajność paneli jest najbardziej korzystna. Odchylenie powierzchni paneli od strony południowej o ponad 30 stopni powoduje znaczne straty. Dodatkowo dochodzi jeszcze kąt pochylenia paneli. Wybór odpowiedniego położenia i pochylenia paneli fotowoltaicznych to bardzo ważna sprawa, od której zależy uzysk energii.

W naszych szerokościach geograficznych (Europa środkowa i północna) optymalny kąt nachylenia dla modułów PV mieści się w przedziale od około 20 do 50 stopni, w zależności od lokalizacji i pory roku. Moduł PV ustawiony pod odpowiednio do kąta nasłonecznienia (azymut 180°) przynosi największy uzysk (tab.2). Mimo to z ekonomicznego punktu widzenia często bardziej sensowne jest ustawienie modułów w instalacji nie pod optymalnym kątem do słońca, nawet jeśli pojedynczy moduł przynosi wtedy mniej uzysku. Im bardziej stroma instalacja na dachu płaskim, tym większego wymaga zabezpieczenia przed wiatrem w postaci balastu czy specjalnego zamocowania. Większość dachów można obciążać tylko w ograniczonym zakresie nośności, a bywa też, że do konstrukcji nośnej dachu nie można niczego mocować. Mniejszy kąt ustawienia, np. 10° lub 15°, umożliwia montaż modułów z mniejszym rozstawem między rzędami, ze względu na mniejszy obszar zacienienia za rzędem paneli. Na dachu można zamontować więcej modułów i tym samym osiągnąć z niego większy uzysk energii. Mniejszy kąt ustawienia oznacza jednocześnie mniej materiału montażowego. To z kolei redukuje obciążenie, zapotrzebowanie na zasoby i koszty.

Tabela.2. Zestawienie dostępności energii słonecznej w zależności od orientacji i pochylenia

Nachylenie płaszczyzny	Zachód	Południowy zachód		Południe	Południowy wschód		Wschód
	270°	240°	210°	180°	150°	120°	90°
90°	51%	62%	69%	72%	70%	63%	52%
80°	58%	71%	80%	82%	80%	71%	51%
70°	65%	78%	87%	90%	87%	79%	65%
60°	71%	84%	93%	96%	94%	85%	72%
50°	76%	89%	97%	99%	98%	89%	77%
40°	80%	92%	99%	100%	99%	92%	81%
30°	83%	93%	99%	100%	100%	93%	84%
20°	85%	93%	97%	99%	97%	93%	86%
10°	87%	90%	93%	95%	94%	91%	87%
0°	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%


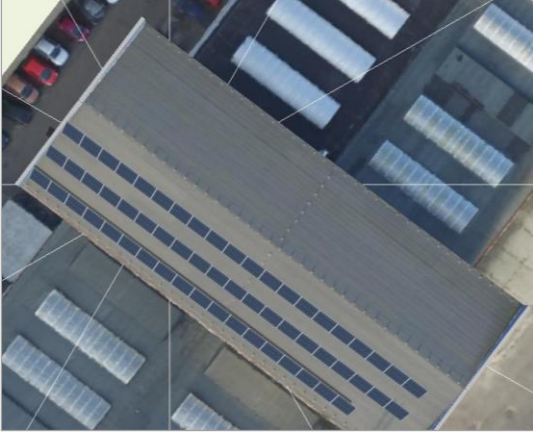
Budynki ITG KOMAG są odchylone od południa o około 37° w kierunku zachodnim. Na rysunku 14 zaprezentowano diagram przejścia słońca w ciągu dnia, naniesiony na mapę terenu KOMAG-u. Diagram w wersji online pozwala na określenie kąta padania promieni słonecznych, w zależności od godziny w ciągu dnia i pory roku. Na tej podstawie oprogramowanie PV*SOL wykonuje analizę zacienienia paneli fotowoltaicznych.



Rys.14. Widok obiektów KOMAG-u z naniesionym diagramem przemieszczenia słońca.

W ramach pracy przeprowadzono porównanie uzysków podczas ustawienia paneli dokładnie w kierunku południowym (azymut 180°), a rozmieszczeniem równo z krawędzią dachu. W tabeli 3 zaprezentowano najważniejsze wyniki, umożliwiające porównanie dwóch wirtualnych instalacji fotowoltaicznych.

Tabela.3. Porównanie uzysku z instalacji zorientowanej pod różnymi kątami

Panele skierowane na południe (180°)	Panele równo z krawędzią budynku (217°)
	
Moc generatora: 16,5 kWp	Moc generatora: 17,4 kWp

Liczba modułów PV: 55	Liczba modułów PV: 58
Energia wyprodukowana: 16845 kWh	Energia wyprodukowana: 17477 kWh
Spec. uzysk roczny: 1020,88 kWh/kWp	Spec. uzysk roczny: 1004,40 kWh/kWp
Stosunek wydajności (PR)*: 88,7%	Stosunek wydajności (PR)*: 89,6%
Koszt inwestycji: 82500 zł	Koszt inwestycji: 87000 zł
Okres amortyzacji: 12,9 lat	Okres amortyzacji: 13 lat

Powyższe porównanie wykazało, że ustawianie paneli fotowoltaicznych równo w kierunku strony południowej jest nieuzasadnione. Dzięki umieszczeniu o 3 panel więcej, przy tej samej dostępnej powierzchni dachu, okres zwrotu obu inwestycji jest niemal identyczny, a przy zastosowaniu równego ułożenia paneli względem krawędzi dachu, uzyskano większy współczynnik wydajności PR, służący do oceny jakości systemu i wyrażany przez stosunek bieżącej produkcji systemu PV do promieniowania słonecznego odebranego przez instalację.