



Fotowoltaika w przedsiębiorstwie

-

dobór mocy instalacji

Opracował: mgr inż. Wiesław Olasek

Olsztyn 2021 rok

Spis treści

1.	Wprowadzenie	3
2.	Dane wejściowe	4
3.	Dobór paneli PV	7
3.1.	Analiza efektywności energetycznej.....	7
3.2.	Analiza efektywności finansowej	12
3.3.	Wnioski do analizy efektywności energetycznej i finansowej	17
3.4.	Elementy montażu instalacji PV	18
4.	Podsumowanie	21
5.	Załączniki.....	22

1. Wprowadzenie

Wydawać by się mogło, że na temat fotowoltaiki napisano już wszystko. W internecie są setki artykułów poświęconych różnym technologiom, projektowaniu instalacji, zasadom montażu i wielu innym zagadnieniom technicznym. Jest także sporo informacji na temat opłacalności zastosowania fotowoltaiki – głównie w domkach jednorodzinnych. Zwykle z takich analiz wynika, że instalacja domkowa zawsze jest opłacalna.

Z fotowoltaiką jest podobnie jak z wysokosprawną gazową kogeneracją, biogazowniami i innymi technologiami. Domki „załatwiamy” instalacjami do 10 kW_p - bo tak wynika z poziomu współczynnika korygującego 0,8 dla prosumenta. Przedsiębiorstwa, niezależnie od profilu zużycia prądu, preferują instalacje do 50 kW_p – bo załapują się na współczynnik korygujący 0,7 dla prosumenta, a dodatkowo nie muszą starać się o pozwolenie na budowę. Jeśli przedsiębiorstwo ma więcej niż jeden punkt pomiarowy energii (PPE) to zapewne zrobi kilka instalacji PV każda po 50 kW_p.

Czyli to nie racjonalne potrzeby decydują o wyborze technologii oraz mocy instalacji tylko formalne wymogi określone przez ustawodawcę.

Starając się o dotację na modernizację systemu energetycznego w przedsiębiorstwie zwykle znajdujemy zapis w regulaminie „wraz z OZE”. Nie ma znaczenia, że do megawatowej kogeneracji gazowej dodaje się 1,5 kW_p instalacji PV – wymóg formalny został spełniony – jest OZE.

Oddzielny artykuł można by poświęcić kreatywności instytucji finansowych w opracowywaniu „standardów” audytów do oceny składanych przez przedsiębiorców wniosków o dofinansowanie fotowoltaiki. Bywa, że na siłę wciska się elementy termomodernizacji, pomimo, że inwestor nie jest tym zainteresowany. Ale zostawmy ten temat, bo w obecnych czasach byłaby to zbyt „dołująca” literatura.

Po kontakcie z takim kreatywnym standardem audytu dla instytucji finansowej postanowiłem wrócić do kwestii optymalizacji mocy instalacji fotowoltaicznej. Pierwotnie zamierzałem umieścić w tytule artykułu określenie „optymalizacja mocy instalacji PV”, ale szybko sobie uświadomiłem, że wyszukiwarki internetowe wrzucą tekst do grupy optymalizatorów mocy paneli fotowoltaicznych, czy jak byśmy to inaczej nazwali, a przecież nie o to tu chodzi.

Jak zwykle, nie rosząc sobie prawa do nieomyślności, przedstawię swoją wersję doboru mocy instalacji PV dla przykładowego obiektu. Profil zużycia prądu został tak dobrany, żeby w naturalny sposób pokazać trzy instalacje PV różniące się nie tylko mocą, ale także funkcjonujące w różnych systemach.

Oprócz podzielenia się z czytelnikami moimi spostrzeżeniami na temat instalacji PV zależało mi także na zaprezentowaniu możliwości oprogramowania, które sam stworzyłem na potrzeby realizowanych analiz.

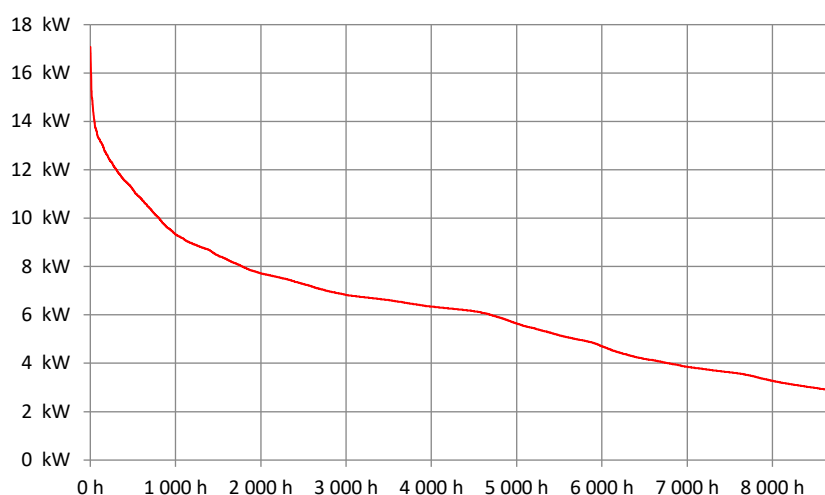
Wszak fotowoltaikę zainstalować można prawie wszędzie, pozostaje jak zwykle podstawowe pytanie: czy i na ile to się opłaci.

Jestem otwarty na wszelkie uwagi krytyczne do przedstawionego materiału.

2. Dane wejściowe

Przykładowym obiektem jest firma o stosunkowo małym obciążeniu mocy elektrycznej. Jak zwykle podstawą do wszelkich analiz jest uzyskanie od inwestora 15 minutowych pomiarów zużycia prądu. Na ich podstawie określamy zużycie godzinowe [kWh/h] i przechodzimy do godzinowego obciążenia [kW]. W tym przypadku nie zajmujemy się optymalizacją mocy umownej, więc wystarczą obciążenia godzinowe.

Załącznik 1 pokazuje godzinowy profil zużycia prądu (obciążenie).



Rys. 1 Wykres uporządkowany godzinowego profilu obciążenia

Obiekt zużywa z ciągu roku **55,11 MWh** prądu.

Często przywołuję różnice minimalnych i maksymalnych wartości obciążenia dla pomiarów 15 minutowych oraz godzinowych.

Dla naszego obiektu wynoszą one odpowiedni:

	<u>wg pomiarów 15 minutowych</u>	<u>wg pomiarów godzinowych</u>
Max	18,24 kW	17,08 kW
Min	2,16 kW	2,64 kW

Jak widać z powyższego porównania zakres mocy dla pomiarów 15 minutowych jest większy niż dla godzinowych.

Pewnego wyjaśnienia wymaga wyróżnienie minimalnych obciążeń. Otóż, często spotykam się z argumentacją, że skoro zużycie prądu wynosi w ciągu roku 55,11 MWh, a maksymalne obciążenia wynoszą tak jak powyżej, to przy instalacji np. 10 kW nie będziemy oddawali prądu do sieci. Jednak dopiero na podstawie pomiarów 15 minutowych lub obciążeń godzinowych możemy stwierdzić, że dla danego profilu jedynie przy instalacji PV o mocy **2,16 kW** nie wystąpi oddawanie nadwyżek prądu do sieci. Przy każdej większej instalacji chwilowe zyski mocy z PV przekroczą minimalne zapotrzebowanie mocy obiektu. Jednak czy taka instalacja dla tego obiektu ma sens?

Wyjaśnijmy o jakim mocy instalacji PV mówimy.

W konkursach na dofinansowanie instalacji PV podajemy moc paneli – jest to moc prądu stałego (DC). Dla donatorów moc paneli stanowi proste przełożenie na OZE, a konkretnie na

zaniechaną emisję CO₂. Z punktu widzenia inwestora ważniejsza jest moc prądu zmiennego (AC) uzyskana na wyjściu falownika (inwertera). O ile bez trudu znajdziemy informacje na temat sprawności paneli, falownika, występujących strat energii to w kwestii doboru falownika zdania uczonych są podzielone. Pomińmy różne teorie dotyczące falowników. Osobiście uważam, że falownik powinien być tak dobrany, aby stosunek mocy prądu stałego (DC) z paneli do mocy prądu zmiennego (AC) na wyjściu z falownika wynosił od 0,8 do 0,9.

Oznacza to, że moc użyteczna prądu zmiennego jest mniejsza niż moc zainstalowanych paneli. Falownik ma pracować z możliwie największą sprawnością, a nominalne zyski energii z paneli występują w ciągu roku bardzo rzadko lub wcale. Przy dużym nasłonecznieniu mamy teoretycznie największe zyski energii, ale jeśli panele są zamontowane na płaskim, pokrytym czarną papą dachu to sprawność paneli będzie malała, więc rzeczywisty zysk energetyczny będzie mniejszy niż byśmy sobie życzyli.

W omawianym przykładzie współczynnik wynosi **0,85**.

Często tak bywa, i w tym przypadku ma to miejsce, że wtedy, kiedy jest największe zapotrzebowanie na prąd zyski z instalacji PV są najmniejsze. Na powyższym wykresie pokazane zostały wartości zużycia prądu w poszczególnych miesiącach oraz energetyczny i procentowy zysk energii z PV.

Mówiąc o optymalizacji mocy instalacji PV trudno nie wspomnieć o warunkach zakupu prądu z sieci.

Nasza instalacja zasilana jest prądem o niskim napięciu z obowiązującą taryfą C21 i ze stałą mocą umowną 25 kW.

Nie będziemy teraz rozważali problemów związanych z optymalizacją mocy umownej oraz grupy taryfowej, gdyż na temu tematowi poświęcony był oddzielny artykuł. Dla porządku należy jedynie zwrócić uwagę, że montaż instalacji PV jest doskonałą okazją do weryfikacji mocy umownej, grupy taryfowej oraz stanu mocy biernej.

Czasami występują rozbieżności pomiędzy kosztem prądu jaki podaje inwestor na podstawie faktur z tym co pojawia się później w analizie (audycie).

Inwestor zwykle sumuje wszystkie koszty prądu jakie znajduje w fakturach. Mogą tam być koszty związane z przekroczeniem mocy umownej lub opłaty za moc bierną. To są koszty, które w żaden sposób nie wpływają na dobór instalacji PV lub określenie jej opłacalności.

W mojej ocenie, sprawą kluczową, jest przyjmowanie taryf (cen) z roku realizacji inwestycji a nie danych historycznych z ubiegłego roku lub jeszcze wcześniejszych. Przecież nie zależy nam na stwierdzeniu czy wykonanie instalacji PV rok lub dwa lata wcześniej było opłacalne tylko jaka jest opłacalność instalacji obecnie i w kolejnych latach.

Takie podejście dotyczy jedynie kosztów energii. Zawsze i niezmiennie podstawą obliczeń pozostaje profil zużycia prądu w roku bazowym.

Za patrzeniem w przyszłość a nie w historyczne ceny przemawia fakt, że od 2021 roku zmieniły się składowe taryfy. W 2020 roku opłata OZE wynosiła 0,00 zł, a w 2021 Prezes URE wprowadziła opłatę OZE w wysokości 2,20 zł/MWh. W 2021 nie będzie opłaty kogeneracyjnej, za to opłata mocowa nie jedną firmę powali na kolana (**76,20 zł/MWh** prądu kupowanego w dni robocze tj. od poniedziałku do piątku w godzinach od 7 do 22).

Zwracam szczególną uwagę inwestorów na opłatę mocową, gdyż pewnym wybawieniem z kłopotów może być zastosowanie fotowoltaiki oraz wysokosprawnej gazowej kogeneracji. Obie technologie zapewniają pokrycie pewnej części zapotrzebowania na prąd w czasie obowiązywania opłaty mocowej.

W omawianym przykładzie wszystkie koszty i ceny są wartościami netto.

Koszt kupowanego prądu (z uwzględnieniem obowiązującej w 2021 roku taryfy) wynosi **38.127,00 zł.** , a średnia cena prądu wynosi **691,82 zł/MWh.**

3. Dobór paneli PV

3.1. Analiza efektywności energetycznej

Metodyka doboru optymalnej mocy instalacji PV sprowadza się do wykonania szeregu kalkulacji w taki sposób, aby każda kolejna operacja zbliżała nas do wartości optymalnej. Za każdym razem obliczenia wykonywane są dla przyjętej głównej mocy instalacji PV oraz instalacji o mocy mniejszej i większej o pewien przyjęty procent. W naszym przypadku przyjęte jest 25%. Pamiętajmy, że przyjmując mniejszą i większą instalację PV liczymy panele a nie moce, gdyż trudno by było dzielić panel.

Do analizy przyjęte zostały panele monokrystaliczne o mocy jednostkowej **410 W_p**. Są to panele o 144 ogniwach, o maksymalnej sprawności **20,9%** i maksymalnym napięciu systemu **1.500V DC**.

Producent udziela 15-letniej gwarancji na produkt oraz 25-letniej gwarancji na liniowość mocy.

Przy okazji - pamiętajmy, że to nie producent wykonuje waszą instalację. Każdego dnia przybywa firm zajmujących się wykonywaniem instalacji PV. Zdecydowana większość jak szybko powstał tak szybko skończy swoją działalność – i co dalej? Epatowanie inwestorów 15-to czy 25-cio letnią gwarancją producenta to jak dożywotnia gwarancja na stolarkę okienną.

Jak wykonywałem kilka lat temu swoją instalację PV to standardem były panele o mocy 250 W_p. Gdyby panel został mechanicznie uszkodzony to zamiennika musiałbym dzisiaj szukać w jakimś muzeum techniki. Tak, więc to nie długość gwarancji producenta ma być kryterium wyboru paneli (szczególnie w zamówieniach publicznych).

Trochę obśmiewanym kryterium określania mocy instalacji PV jest dostępna powierzchnia dachu lub terenu. Po głębszej analizie okazuje się, że jest to jednak jedno z głównych kryteriów.

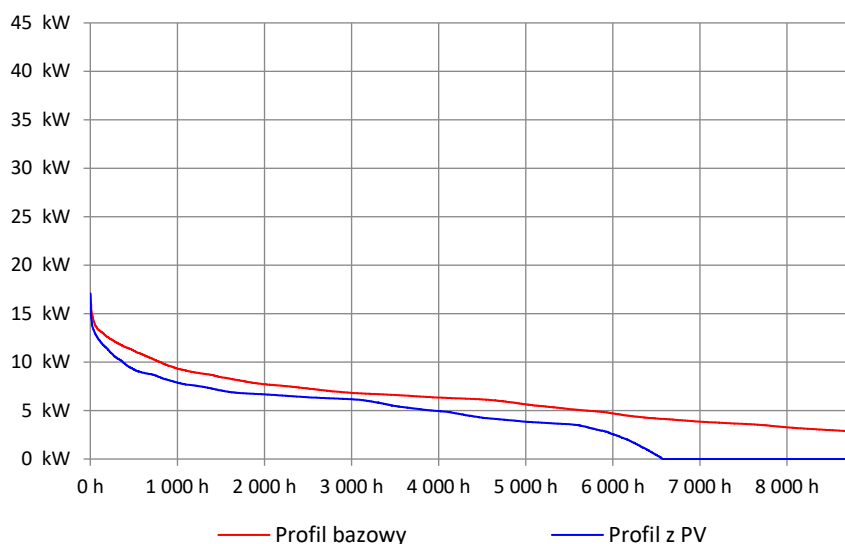
I tu drobna dygresja.

Jeśli ktoś zadał sobie trud i zapoznał się z poprzednimi artykułami, to jednym z podstawowych pojęć jakie przywołuję jest „optymalizacja” rozumiana jako działanie zmierzające do uzyskania największego efekty przy jak najmniejszych nakładach. Z takiego podejścia bezpośrednio wynika przeciwstawianie się podejmowaniu działań nieracjonalnych. Jednym z wielu takich nieracjonalnych działań jest, w mojej ocenie, np. wykonywanie instalacji PV o mocy kilkudziesięciu kilowatów przy profilu zużycia prądu na poziomie setek lub tysięcy kilowatów. Oczywiście, z technicznego punktu widzenia jest to możliwe tylko jaki to ma sens?

Wracając do analizy, jako optymalna przyjęta została instalacja PV licząca 120 paneli, każdy o mocy 410 W_p, co daje moc instalacji PV po stronie DC **49,20 kW_p**.

Mniejsza o 25% instalacja PV ma **90** paneli i moc po stronie DC **36,90 kW_p**, natomiast instalacja większa o 25% ma **150** paneli i moc po stronie DC **61,50 kW_p**.

Zgodnie z art. 4 ustawy OZE instalacja optymalna oraz mniejsza kwalifikują się do systemu prosumenta z zastosowaniem współczynnika korekcji odzysku prądu z sieci 0,7. Trzecia, większa instalacja, przekracza moc 50 kW_p i tym samym nie podlega systemowi prosumenta. Jaki wpływ na profil zużycia prądu ma instalacja PV pokazuje kolejny wykres.



Rys. 2 Wykres uporządkowany profilu bazowego oraz z optymalną instalacją PV

Pobór prądu z sieci w roku bazowym realizowany był przez 8765 godz. a po wykonaniu instalacji PV przez 6593 godz. (tj. o 2167 godz. krócej).

Załącznik 2 pokazuje pokrycie zapotrzebowania na prąd dla trzech różnych mocy instalacji PV. Na wykresach, kolorem ciemnym szarym, zaznaczony jest prąd wykorzystywany bezpośrednio na potrzeby własne, a kolor szary jaśniejszy to prąd oddany do sieci. Na tym etapie nie wyróżniamy jeszcze prądu pobranego z sieci jako prosument.

Patrząc na te wykresy pewne wątpliwości może budzić ilość prądu oddawanego do sieci. Wynika to z dużej mocy instalacji PV w stosunku do obciążenia obiektu.

Te trzy wykresy pozwalają także zweryfikować opowieści wielu „sprzedawców”, którzy obiecują, że wykonana przez nich instalacja PV w 100% pokryje zapotrzebowanie na prąd. Albo obietnica zerowych rachunków za prąd przez cały rok, bo wszystko będzie z fotowoltaiki. Zauważmy, że prąd z PV mamy jedynie przez 4457 godzin w ciągu roku – a co dalej?

Reasumując dotychczasowe analizy: mamy dwie instalacje pracujące w systemie prosument i trzecią (największą), w której nadwyżki prądu z PV musimy odsprzedać do sieci, a brakujący prąd dokupić z tej samej sieci. Trzeba pamiętać, że musi być podpisana umowa kompleksowa, bo zakup prądu i odsprzedaż nadwyżek musi realizować ta sama firma obrotu prądem.

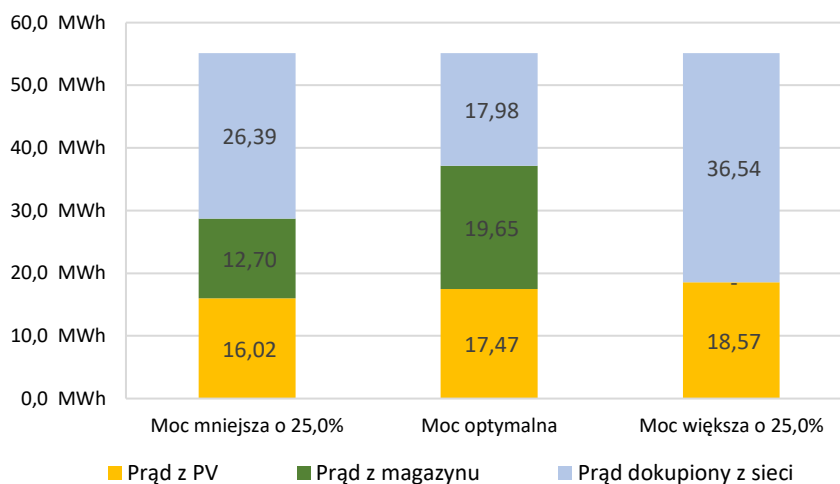
Wykresy uporządkowane dają nam ogólną orientację w bardzo czytelnej postaci, jednak wszelkie obliczenia muszą być wykonywane na danych godzinowych.

Wielkość instalacji PV po stronie DC oraz ilość wytworzonej po stronie DC energii jest interesująca głównie dla donatorów pomocy publicznej.

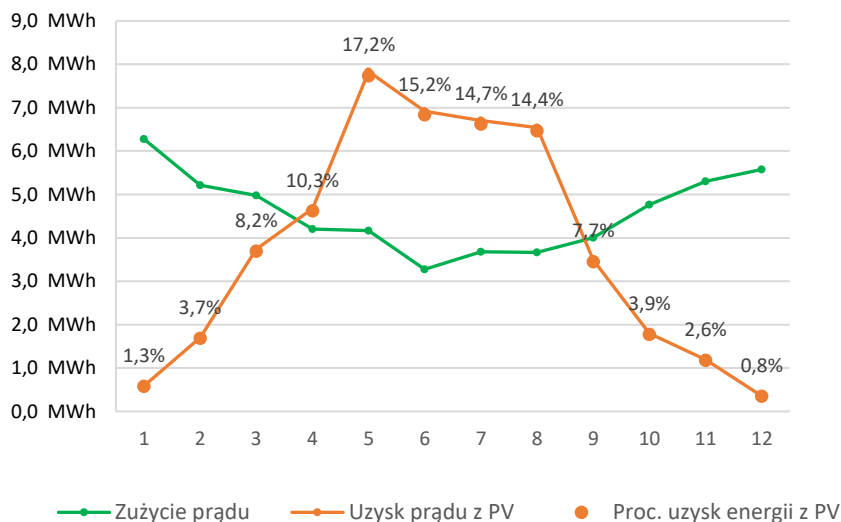
Inwestorzy są zainteresowani energią elektryczną po stronie AC.

Przy wspomnianym współczynniku doboru falownika równym 0,85 otrzymamy następujące parametry:

	Moc mniejsza	Moc optymalna	Moc większa	
Moc instalacji DC	36,90	49,20	61,50	kW _p
Moc po stronie AC	31,37	41,82	52,28	kW
Energia użyteczna AC	34,16	45,55	56,94	MWh/rok
Prąd z PV na potrzeby własne	16,02	17,47	18,57	MWh/rok
Prąd z PV oddany do sieci	18,14	28,07	38,37	MWh/rok
Prąd z PV przejęty przez OSD	5,44	8,42	0	MWh/rok
Prąd z PV do magazynu	12,70	19,65	0	MWh/rok
Prąd dokupiony	26,39	17,98	36,54	MWh/rok



Rys. 3 Pokrycie zapotrzebowania na prąd



Rys. 4 Zużycie prądu oraz uzysk z PV wraz z udziałem procentowym

Powyżej pokazane jest zużycie prądu w poszczególnych miesiącach oraz odpowiedni uzysk prądu z PV. Pokazany został procentowy udział prądu z PV w poszczególnych miesiącach.

Zbyt często poświęca się sporo czasu i pieniędzy na uzyskanie efektu, który ma znikome znaczenie dla całości zadania. Tak właśnie jest z pewnymi elementami montażu instalacji PV uwzględniającymi warunki geograficzne i meteorologiczne w grudniu i styczniu.

Jak wygląda zużycie prądu wspierane przez instalację PV o mocy optymalnej ok 50 kW_p, pokazuje załącznik 3.

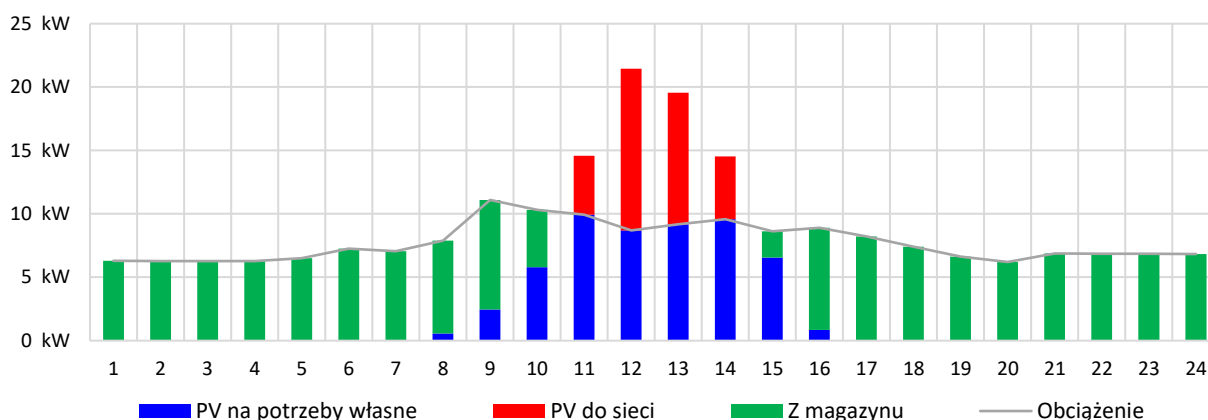
Zwróćmy uwagę jak duże są moce prądu uzyskanego z PV w stosunku do godzinowego obciążenia. W pierwszym odruchu można by zakwestionować celowość zastosowania takiej instalacji. Jednak, gdy popatrzymy na zaznaczony na wykresie kolorem zielonym prąd pobrany z magazynu to okazuje się, że w ostatniej dekadzie listopada magazyn jest pusty i w zasadzie stan taki, z nielicznymi wyjątkami, panuje do marca.

Oczywiście znajdują się czytelnicy, którzy stwierdzą, że z tego prądu oddanego do sieci OSD zabiera nam 30%, a ja twierdzę, że mimo to, bez nakładów finansowych na akumulowanie nadwyżek prądu, mamy do dyspozycji 70% przekazanego do sieci prądu. I w tym miejscu pozostawiam czytelnika z wyborem: wersja optymistyczna – 70% prądu do dyspozycji, czy 30% prądu pobrane jako koszt magazynowania.

Kolejna dygresja: firma Microsoft udostępnia wersje 365 stanowiące zbiór aplikacji i usług. Korzystanie z tych produktów wiąże się z miesięcznymi opłatami. Korzystanie z sieci elektroenergetycznej jako magazynu energii też kosztuje – to jest właśnie to 20% lub 30%.

Wykres stanowiący załącznik 3 może być mimo wszystko nie do końca czytelny, dlatego załącznik 4 pokazuje pobór mocy i pracę instalacji PV w listopadzie. Wybrany został listopad, bo są tam wszystkie fazy pracy systemu. Mamy godzinowy pobór mocy, prąd z PV wykorzystywany bezpośrednio na użytek własny (kolor niebieski), prąd z PV przekazywany do sieci (kolor czerwony), prąd z magazynu (kolor zielony). W dniu 25 listopada w zasadzie wyczerpały się zapasy prądu w magazynie.

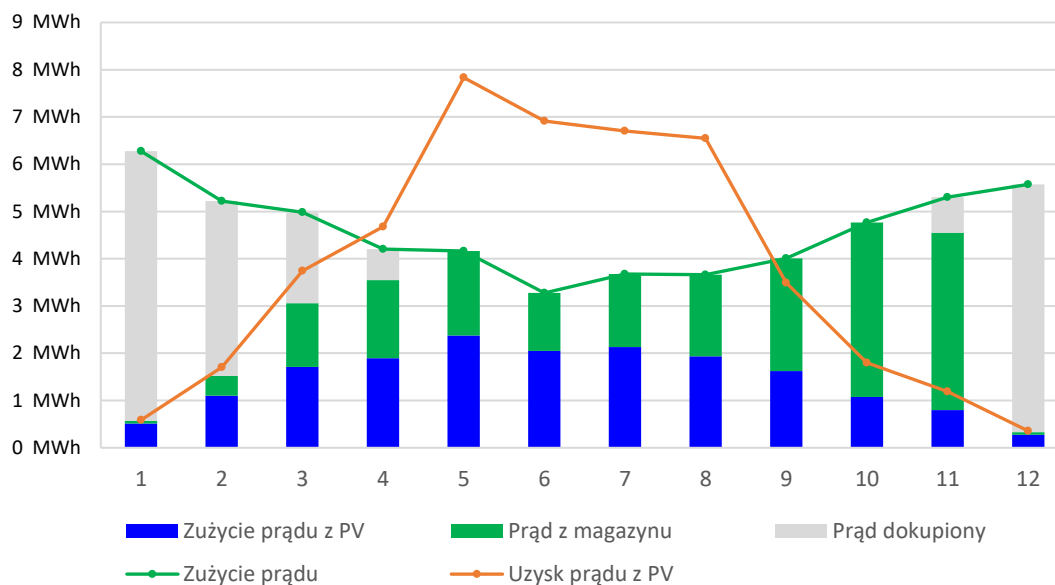
Dzień 8 listopada został wyróżniony specjalną bramką, żeby można było wybraną dobę przeanalizować na oddzielnym wykresie.



Rys. 5 Pobór mocy i praca instalacji PV w dniu 8 listopada

We wskazanej dobie nie występuje dokupowanie prądu z sieci.

Cały proces pracy systemu energetycznego można prześledzić na kolejnym wykresie.



Rys. 6 Zużycie prądu w ciągu roku oraz źródła pokrycia potrzeb

Dla porównania, załącznik 5 przedstawia pobór mocy elektrycznej i pracę instalacji PV w listopadzie, przy sprzedaży nadwyżek prądu do sieci – moc instalacji PV przekracza 50 kW_p.

3.2. Analiza efektywności finansowej

Zastosowanie fotowoltaiki, z technicznego punktu widzenia, jest prawie zawsze możliwe. Takie podejście stanowi podstawę działalności wielu przedstawicieli handlowych. Dla wielu nie ma znaczenia czy np. oferowana instalacja PV jest za mała, za duża czy całkiem nie ma sensu w danych warunkach – liczy się sprzedaż. Jeśli po uruchomieniu instalacji prąd płynie (czasami nawet w obie strony) to wszystko jest w porządku. To jak szybko inwestor uświadamia sobie finansowe skutki inwestycji zależy w dużym stopniu od miesiąca, w którym wykonana została instalacja i kiedy pojawią się odczuwalne efekty darmowej pracy Słońca. Nie znam przypadku, aby po roku lub kilku latach od wykonaniu instalacji inwestor zlecił wykonanie analizy efektywności energetycznej i finansowej. Instalacja wykonana, jakieś efekty finansowe są, więc czego więcej szukać.

W słuszności takiego podejścia do fotowoltaiki (ale nie tylko) utwierdzają inwestorów „analizy” na stronach internetowych „specjalistycznych” firm.

Na jednej z takich stron znalazłem następującą „symulację zysków”:

Zakład produkcyjny, pracujący w systemie czterobrygadowym, zużywa rocznie 900 MWh prądu. Wykonano instalację PV o mocy 230 kW_p z falownikiem 230 kW (czyli współczynnik DC/AC wynosi 1). Autor zakłada, że po 14 latach trzeba będzie wymienić wszystkie falowniki, a między 12-tym a 25-tym rokiem około 80 paneli (czyli ok. 11% całej instalacji). Zakładając, że po 25-ciu latach panele będą pracowały ze sprawnością ok 83%, autor akceptuje sytuację, w której falowniki nie będą nigdy pracowały na poziomie mocy optymalne.

Trudno zgadnąć z czego wynika tak krótki okres przydatności falowników do użycia, skoro producenci dają, wprawdzie za dopłatą, nawet 12-14 lat gwarancji?

Autor, nie przytacza żadnych kosztów prądu w roku bazowym, obowiązującej taryfy zakupu prądu ani żadnych innych parametrów analizy, wymyśla sobie jakąś krzywą wzrostu ceny prądu i przechodzi do **zysków** (nawet nie wiadomo jakie są roczne oszczędności).

Okazuje się, że opisana inwestycja zwraca się po 6-ciu latach, a **zysk** po 10-ciu latach wynosi prawie 600.000 zł., a po 15-tu latach **zysk** wyniesie około 1.200.000 zł.

Jeszcze większy miszmasz uzyskamy próbując dociec co z czego wynika i co było na początku. Ale w końcu jakie to ma znaczenie? Parafrazując klasyka – ludzie i tak to kupią.

Analizę efektywności finansowej przeprowadzimy dla trzech wariantów:

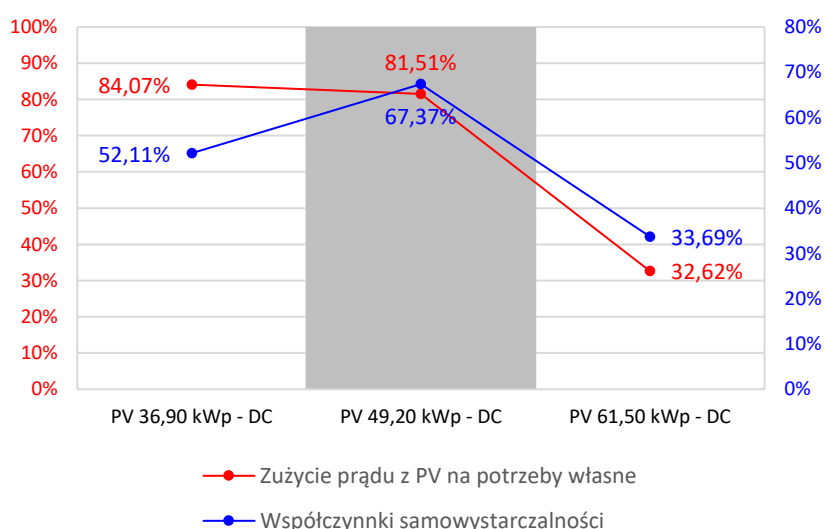
	Moc mniejsza	Moc optymalna	Moc większa	
Cena jednostkowa instalacji	3 750	3 650	3 500	zł/kW _p
Koszt instalacji	184 500	179 580	172 200	zł
Prąd z PV na potrzeby własne	28,72	37,13	18,57	MWh/rok
Cena prądu z PV na potrzeby własne	6 424,34	4 837,06	9 273,32	zł/MWh

Uwagi:

- Cena jednostkowa instalacji określona została na podstawie uzyskanych ofert wykonawców;
- Prąd z PV na potrzeby własne jest sumą prądu zużytego bezpośrednio z instalacji PV plus prąd odzyskany z magazynu;
- Wprowadziłem dodatkowy wskaźnik służący do porównania różnych instalacji PV. Z punktu widzenia interesu inwestora może to być interesująca informacja jakie są jednostkowe nakłady inwestycyjne, aby uzyskać 1 MWh energii odnawialnej wykorzystywanej **bezpośrednio** w obiekcie. O ile porównywanie instalacji objętej systemem prosumenta oraz przekraczającej 50 kW_p jest problematyczne, to już porównywanie dwóch instalacji z tego samego systemu ma sens. Widać to po cenie dla optymalnej instalacji PV i instalacji mniejszej. Wskaźnik ten nie należy do grupy oficjalnych wskaźników statycznych i dynamicznych analizy efektywności finansowej inwestycji.

Do oceny instalacji PV używa się dwóch wskaźników:

- współczynnik samowystarczalności – będący stosunkiem ilości prądu z PV zużytego na potrzeby własne do całości zużytego prądu;
- zużycie prądu z PV na potrzeby własne - będący stosunkiem ilości prądu z PV zużytego na potrzeby własne do całości wytworzonego prądu z PV.



Rys. 7 Podstawowe wskaźniki dla omawianych wariantów

W mojej ocenie, podejmowanie decyzji o mocy instalacji PV na podstawie powyższych wskaźników jest niewystarczające. Nawet dla tak małego profilu zużycia prądu jak w analizowanym przykładzie, można dobrać na tyle małą instalację, że zużycie prądu na potrzeby własne wyniesie 100%, ale czy to oznacza, że taka instalacja jest korzystna dla inwestora?

Dlatego uważam, że należy brać pod uwagę inne czynniki, a szczególnie podstawowe, powszechnie uznawane, wskaźniki efektywności finansowej inwestycji.

Po wykonaniu instalacji PV nie uległa zmianie elektryczna stała moc umowna (25 kW) oraz grupa taryfowa C21.

Należy zwrócić uwagę na bardzo ważną kwestię - cenę kupowanego prądu. Widziałem różne analizy i audyty związane z instalacjami PV, ale nigdzie nie spotkałem się z uwzględnieniem zmiany ceny prądu w związku z instalacją PV¹.

Stwierdzenie, że po wykonaniu instalacji PV nie zmienia się moc umowna i grupa taryfowa jest niewystarczające.

Cena prądu dla warunków bazowych wynosi **691,82 zł/MWh**. Natomiast cena prądu po wykonaniu instalacji PV jest inna, gdyż zmienia uległa ilość prądu, którą trzeba dokupić z sieci. Rok 2021 jest szczególnym rokiem ze względu na zmianę taryf energii elektrycznej. Część składników taryfy jest zależna od mocy umownej, a pozostałe składniki zależą od ilości kupowanego prądu. Jeśli wrócimy do wykresu na rys. 4 to wyraźnie widać, że najmniej prądu musimy dokupić dla optymalnej wielkości instalacji PV (17,98 MWh/rok). W związku z tym do analizy trzeba przyjąć obowiązującą grupę taryfową, ale ceny prądu odpowiednie dla każdego z trzech wariantów.

	Moc mniejsza	Moc optymalna	Moc większa	
Cena dokupowanego prądu	815,10	928,08	740,30	zł/MWh
Koszt dokupowanego prądu	21 512	16 691	27 052	zł/rok

Dla inwestora system prosument jest bardzo korzystny, bo nie występuje problem ceny odsprzedawanych nadwyżek prądu z PV.

Konia z rzędem temu, kto w rozsądnym czasie uzyska sensowną informację dotyczącą ceny odsprzedaży prądu. Trzeba znaleźć chętnego na podpisanie umowy kompleksowej na sprzedaż prądu i odbiór nadwyżek prądu z PV.

W naszym przykładzie oferta jaką uzyskałem to **165,15 zł/MWh** netto (kolejny raz piszę, że jest to cena netto, bo wiele razy widziałem analizy, gdzie ceny i koszty netto i brutto mieszały się z sposób absolutnie niezrozumiały. Ostatecznie jakie znaczenie ma 23% w lewo czy w prawo w takiej analizie?).

Cena odsprzedaży nadwyżek prądu odnosi się jedynie do instalacji PV o mocy powyżej 50 kW_p (u nas jest to trzeci wariant).

	Moc mniejsza	Moc optymalna	Moc większa	
Przychód ze sprzedaży nad- wyżek prądu			6 336	zł/rok
Koszt prądu kupowanego po instalacji PV	21 512	16 691	20 715	zł/rok
Uzyskane oszczędności	16 615	21 436	17 411	zł/rok

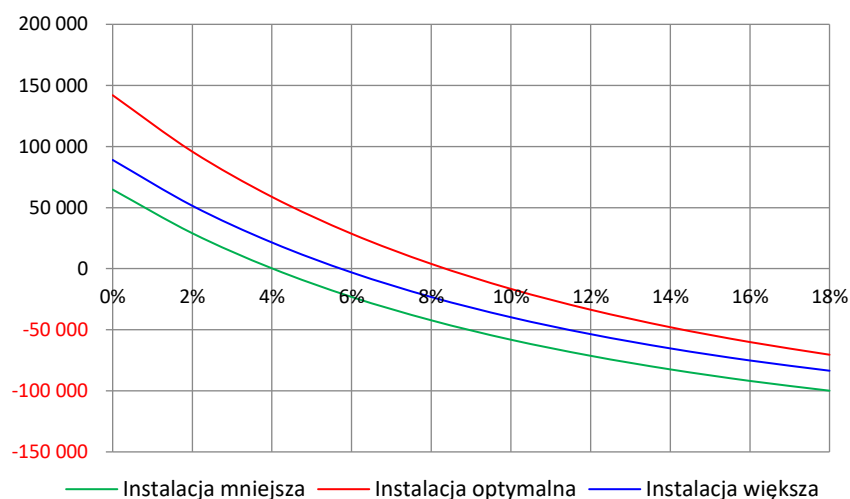
¹ Przy okazji odsyłam do mojego artykułu poświęconego optymalizacji mocy umownej.

Do obliczenia podstawowych wskaźników efektywności finansowej przyjęto następujące parametry:

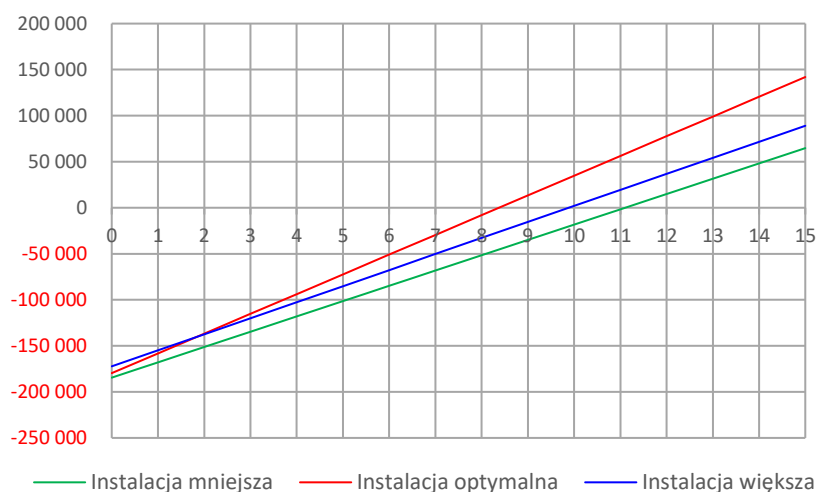
- stopa dyskontowa 1,23% (obowiązuje od 01.01.2021)
- okres analizy 15 lat

Uzyskane wartości podstawowych wskaźników oceny efektywności finansowej inwestycji:

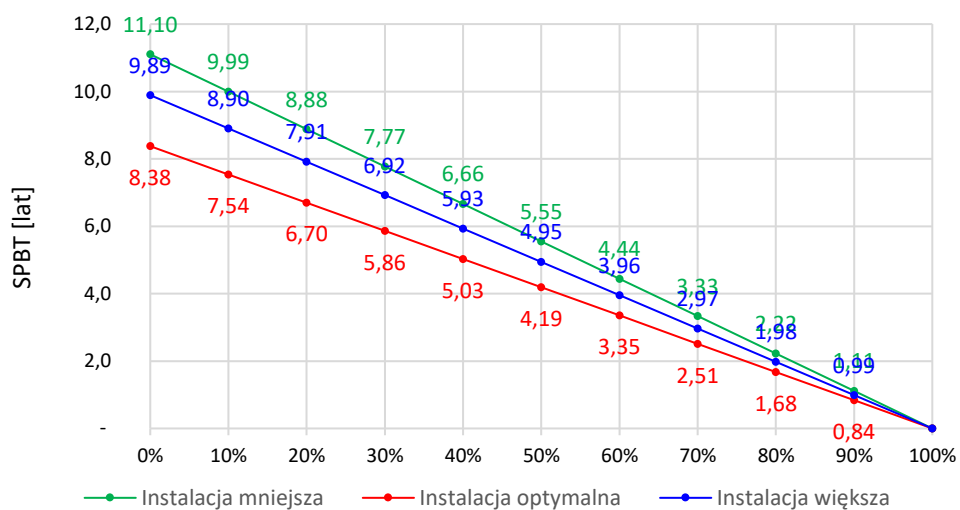
	Moc mniejsza	Moc optymalna	Moc większa	
Prosty okres zwrotu SPBT	11,10	8,38	9,89	lat
Bieżąca wartość netto NPV	41 821	112 403	64 969	zł
Wewnętrzna stopa zwrotu IRR	4,02%	8,35%	5,72%	



Rys. 8 Zależność NPV od stopy dyskonta



Rys. 9 Skumulowane przepływy pieniężne (CCF)



Rys. 10 SPBT w funkcji wysokości dotacji²

² Nie uwzględnia się kosztów finansowych

3.3. Wnioski do analizy efektywności energetycznej i finansowej

Otrzymane wyniki można zinterpretować w sposób następujący:

1. Optymalna instalacja PV zapewnia najwyższą wartość współczynnika samowystarczalności, czyli największe pokrycie zapotrzebowania na prąd z OZE.
2. Jednostkowy koszt uzyskania prądu z PV jest najniższy dla instalacji optymalnej.
3. Pomimo wykorzystania prądu z instalacji PV jedynie na potrzeby własne (nie ma przychodów z tytułu odsprzedaży nadwyżek prądu) oszczędności uzyskane w instalacji optymalnej są największe.
4. Instalacja optymalna PV ma najkrótszy prosty okres zwrotu SPBT – 8,38 lat. Wprawdzie przyjmuje się, że SPBT nie powinien przekraczać 7 lat, jednak w przypadku instalacji PV i przy obecnych cenach urządzeń uzyskaną wartość SPBT należy uznać za akceptowalną.
5. Okazuje się, że w omawianych warunkach bardziej opłacalne dla inwestora byłoby zwiększenie mocy instalacji PV, nawet kosztem wyjścia z systemu prosumenta, niż obniżanie mocy instalacji. Jest to potwierdzenie wcześniejszej tezy, że robienie symbolicznych instalacji PV nie ma ani technicznego, ani finansowego sensu.
6. Najbardziej opłacana, wśród kilku wariantów, jest inwestycja, której bieżąca wartość netto NPV jest największa. I tak jest dla instalacji optymalnej.
7. Żeby uznać inwestycję za opłacalną wewnętrzna stopa zwrotu IRR musi być większa od stopy dyskontowej. Najbardziej opłacalna jest inwestycja z największą wartością wskaźnika IRR. Największą wartość IRR ma instalacja optymalna.
8. Bazowanie na systemie prosumenta wiąże się dla inwestora z pewnym ryzykiem. Utrzymanie systemu w obecnej postaci jest decyzją polityczną. Mówi się o skróceniu czasu na rozliczenie magazynu nadwyżek prądu w systemie prosumenta z 12 do 3 miesięcy. Gdyby tak się stało system przestaje mieć sens, a inwestorzy pozostaliby z niedowymiarowanymi instalacjami. Dlatego lepiej wykonać instalację, która jest optymalna pod względem zapotrzebowania obiektu na prąd niż sztuczne trzymanie się systemu.

I tak na marginesie: mówi się obecnie o obowiązku rozliczenia magazynu z nadwyżek prądu.

Nigdzie nie uzyskałem odpowiedzi na podstawowe pytania:

- kto miałby przejąć **mój** prąd – zapewne firma, z którą jest podpisana umowa kompleksowa lub OSD;
- co to znaczy „przejął” – prąd stanowi jakąś określoną wartość materialną. Czy to miał być zabór mienia, odkupienia, jeśli tak to na jakich warunkach. A co z podatkami?

Na te i wiele innych pytań odpowiedzi nie uzyskałem.

3.4. Elementy montażu instalacji PV

Poradników dla instalatorów PV jest cała masa. Osobiście najchętniej korzystam z wydawnictw pana Bogdana Szymańskiego. Chciałbym jednak przedstawić czytelnikom pewne aspekty problematyki montażowej, których w dostępnej literaturze, w sposób kompleksowy nie znajduję. Wiele elementów związanych z posadowieniem paneli obsługują popularne programy komputerowe i pod względem grafiki bywają bardzo dobre. Jednak mój stosunek do „uniwersalnych” programów komputerowych (opracowanych głównie w Niemczech) jest niejednoznaczny.

Zacznijmy od montażu paneli.

W pełni zgadzam się z panem Szymańskim, że bardziej korzystne pod względem produkcji energii jest **poziome ustawienie paneli**. Przygotowując, kilka lat temu, instalację PV dla siebie martwiłem się jak instalacja będzie pracowała w zimę. Jedynym sensownym kątem nachylenia paneli było u mnie 16° ze względu na dach mansardowy pokryty dachówką ceramiczną. Obawiałem się, że jak spadnie śnieg to do wiosny prądu nie będzie. Znalazłem panele typu NoFrost, które dzięki napyłonej na jednej z szyb warstwy grzejnej podgrzewa moduły. Pomysł przedni tylko koszt takiej domowej instalacji PV byłby dwa razy większy od instalacji normalnej (bez podgrzewania).

Z niemieckich badań dotyczących wpływu śniegu na wydajność systemów PV wynika, że roczna wydajność spada w przedziale od 0,3% do 2,7%³. Biorąc pod uwagę procentowy uzysk prądu z PV w poszczególnych miesiącach oraz malejące z roku na rok ilości opadów śniegu uznałem, że podważanie kosztów instalacji nie ma sensu.

W naszym przykładzie uzysk energii elektrycznej z PV w styczniu wynosi zaledwie 1,3% uzysku rocznego, więc jest to margines.

Dlaczego tyle uwagi poświęcamy sprawom śniegu i uzyskowi prądu w styczniu?

Analizy efektywności energetycznej instalacji PV, z którymi się zetknąłem przyjmowały do obliczania odstępów między rzędami wysokość Słońca podczas przesilenia zimowego tj. 22 grudnia. Moim zdaniem przyjęcie za podstawę obliczeń przesilenia zimowego ma podobne znaczenie jak podgrzewanie paneli.

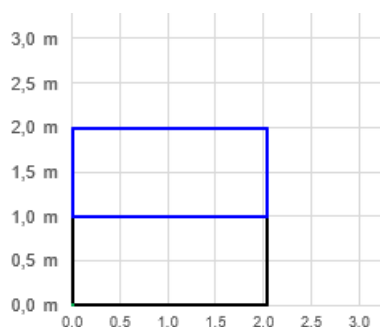
Jednym z ważnych czynników decydujących o mocy instalacji PV jest powierzchnia terenu (dachu) jaką mamy do dyspozycji – a powierzchnia to też koszt. Moc instalacji możemy zwiększać poprzez zastosowanie paneli o większej mocy, ale to także wiąże się ze zwiększeniem kosztów. Wprawdzie ceny paneli dość szybko spadają, ale i tak najnowsze modele o dużej mocy są relatywnie droższe od najpopularniejszych na rynku.

Gdyby udało się „ścisnąć” instalację, zmniejszając odstęp między rzędami paneli, to można by było uzyskać instalację PV o większej mocy. Pozostaje tylko kwestia wyliczenia rozmieszczenia elementów instalacji.

Przyjęte do analizy panele mają wymiary 2015 mm x 996 mm. Uwzględnione zostały także przerwy montażowe w poziomie pomiędzy poszczególnymi panelami.

³ G. Becker, B. Schiebelsberger i W. Weber, „An approach to the impact of snow on the yield of grid connected PV systems,” Bavarian Association for the Promotion of Solar Energy, Munich, 2007

Panele zamontowane będą poziomo po dwa: jeden nad drugim.

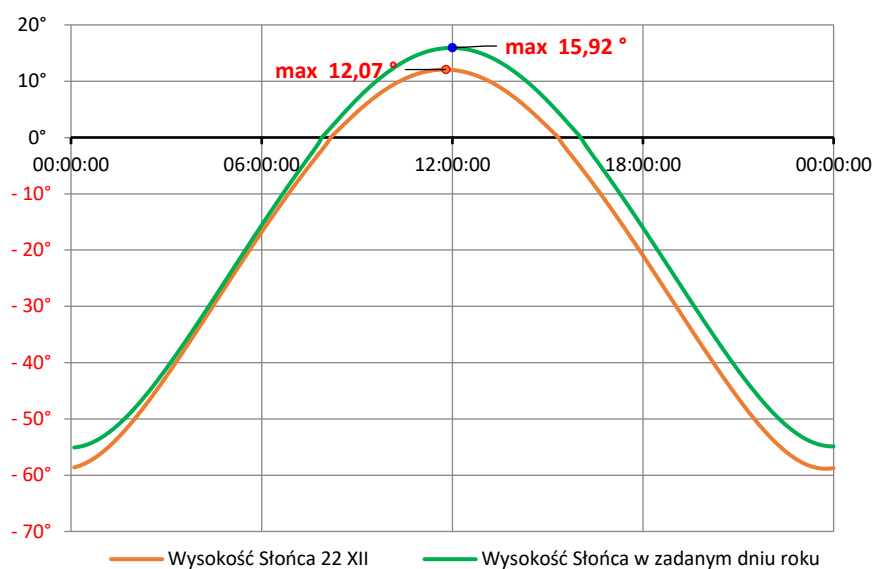


Rys. 11 Montowanie paneli

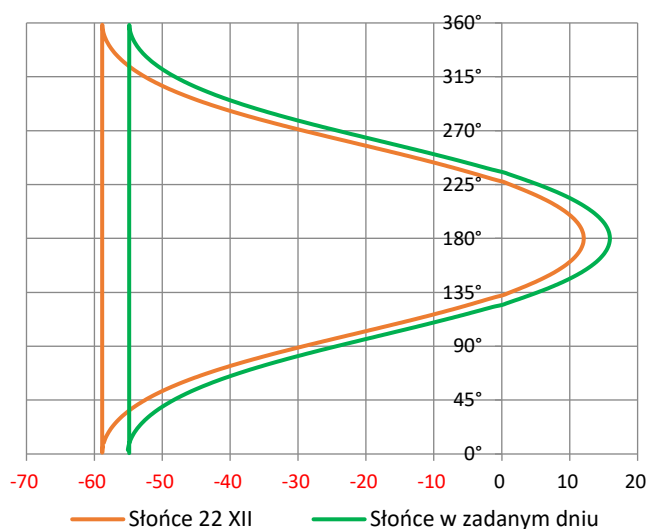
Kąt pochylenia terenu wynosi 2° .

Przyjęty kąt nachylenia paneli od poziomu wynosi 36° , co daje 34° od poziomu terenu.

Żeby zmniejszyć powierzchnię instalacji PV przyjęłem do obliczeń odstęp między rzędami wysokość Słońca w dniu 22 stycznia.



Rys. 12 Wysokość Słońca

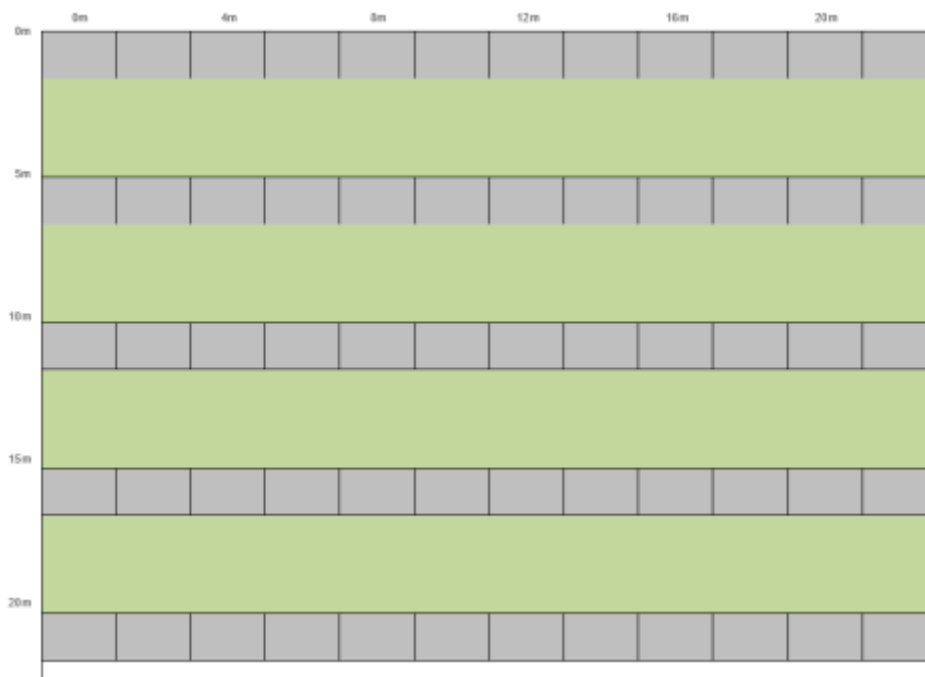


Rys. 13 Azymut słoneczny i kąt wzniesienia

Uzyskane wyniki obliczeń przedstawione zostały na wykresie – załącznik 6. Dzięki przyjęciu do obliczeń 22 stycznia zamiast przesilenia zimowego uzyskaliśmy 1 metr oszczędności na każdym rzędzie paneli. Razem, szerokość rzędu paneli i pasa zacienionego wynosi w tym przypadku 6,1 m.

Dolne panele w kolejnych rzędach od drugiego, w dniu przesilenia zimowego, będą zacienione do wysokości 0,33 m, co daje 0,66 m² powierzchni dolnego panela. Z każdym dniem, licząc od 22 grudnia zacienienie będzie malało.

Dysponując terenem przeznaczonym na instalację PV o szerokości 25 m łatwo wyliczyć jakie będą wymiary całej instalacji.



Rys. 14 Rozmieszczenie paneli w terenie

Niezbędny teren ma wymiary 24,48 m x 22,04 m, co daje 539,50 m². Panele będą zamontowane poziomo w 5-ciu rzędach, po 24 panele w rzędzie.

Na przyjęciu innej daty do obliczeń niż 22 grudnia zyskaliśmy 4 metry głębokości instalacji. W przypadku instalacji montowanej na dachu to bardzo dużo.

Do obliczeń przyjęta została data 22 stycznia, ale może to być każda dowolna data uzgodniona z inwestorem.

Obliczenia można wykonywać przyjmując dowolną ilość paneli mocowanych jeden nad drugim oraz zakładając dowolną szerokość terenu jaki mamy do dyspozycji.

4. Podsumowanie

Truizmem jest stwierdzenie, że od fotowoltaiki nie ma odwrotu. Wprawdzie mówi się, że wkrótce na rynek mają trafić panele fotowoltaiczne z warstwą perowskitową, ale jeszcze długo będziemy korzystali z obecnie dostępnej technologii.

W niniejszym artykule starałem się zachęcić inwestorów do bardziej przemyślanego wydawania swoich pieniędzy. Starałem się pokazać pewne możliwości techniczne i analityczne, które pozwolą na optymalizację planowanych inwestycji.

Każda inwestycja powinna być poprzedzona studium przedinwestycyjnym zawierającym analizę energetyczną z różnymi wariantami oraz analizę efektywności finansowej.

Po wprowadzeniu od 2021 roku opłaty mocowej, dla kilku moich dotychczasowych inwestorów, wykonałem przeliczenia o ile więcej zapłacą za prąd. Okazało się, że będzie to od kilkudziesięciu tysięcy złotych rocznie dla małego zakładu produkcyjnego do prawie 300.000 zł rocznie dla średniego zakładu produkcyjnego ze sporym poborem prądu.

Ratunkiem jest „ucieczka do przodu”, czyli zwiększenie stopnia samowystarczalności poprzez wykorzystanie fotowoltaiki, wysokosprawnej gazowej kogeneracji oraz pomp ciepła, ale też w połączeniu z fotowoltaiką.

5. Załączniki

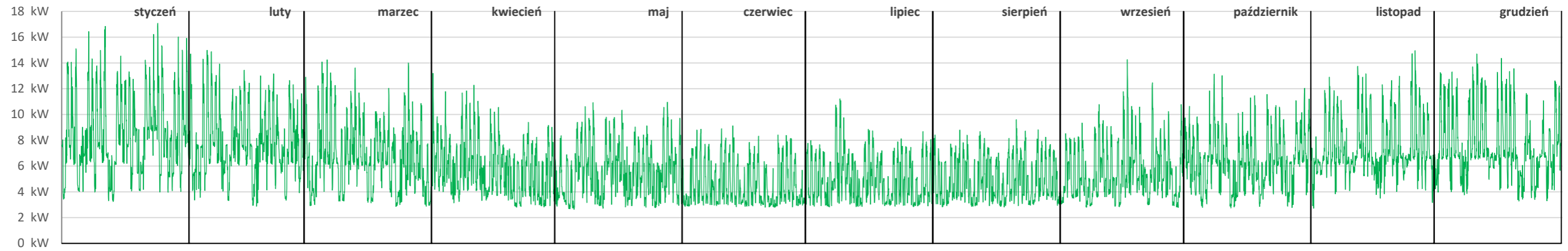
Załącznik 1	Godzinowy profil zużycia prądu
Załącznik 2	Pokrycie zapotrzebowania na prąd dla trzech różnych mocy instalacji PV
Załącznik 3	Pobór mocy z sieci oraz wykorzystanie instalacji PV w systemie prosument
Załącznik 4	Pobór mocy elektrycznej i praca instalacji PV w listopadzie w systemie prosument
Załącznik 5	Pobór mocy elektrycznej i praca instalacji PV w listopadzie – sprzedaż prądu do sieci
Załącznik 6	Przekrój instalacji PV z wymiarami

6. Spis rysunków

Rys. 1	Wykres uporządkowany godzinowego profilu obciążenia	4
Rys. 2	Wykres uporządkowany profilu bazowego oraz z optymalną instalacją PV	8
Rys. 3	Pokrycie zapotrzebowania na prąd.....	9
Rys. 4	Zużycie prądu oraz uzysk z PV wraz z udziałem procentowym	9
Rys. 5	Pobór mocy i praca instalacji PV w dniu 8 listopada	10
Rys. 6	Zużycie prądu w ciągu roku oraz źródła pokrycia potrzeb	11
Rys. 7	Podstawowe wskaźniki dla omawianych wariantów.....	13
Rys. 8	Zależność NPV od stopy dyskonta	15
Rys. 9	Skumulowane przepływy pieniężne (CCF)	15
Rys. 10	SPBT w funkcji wysokości dotacji.....	16
Rys. 11	Montowanie paneli	19
Rys. 12	Wysokość Słońca.....	19
Rys. 13	Azymut słoneczny i kąt wzniesienia.....	19
Rys. 14	Rozmieszczenie paneli w terenie	20

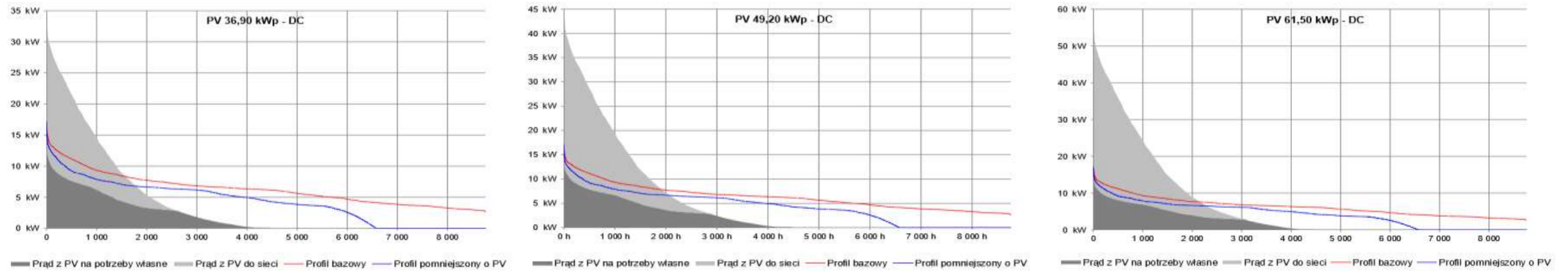
Godzinowy profil zużycia prądu

Załącznik 1



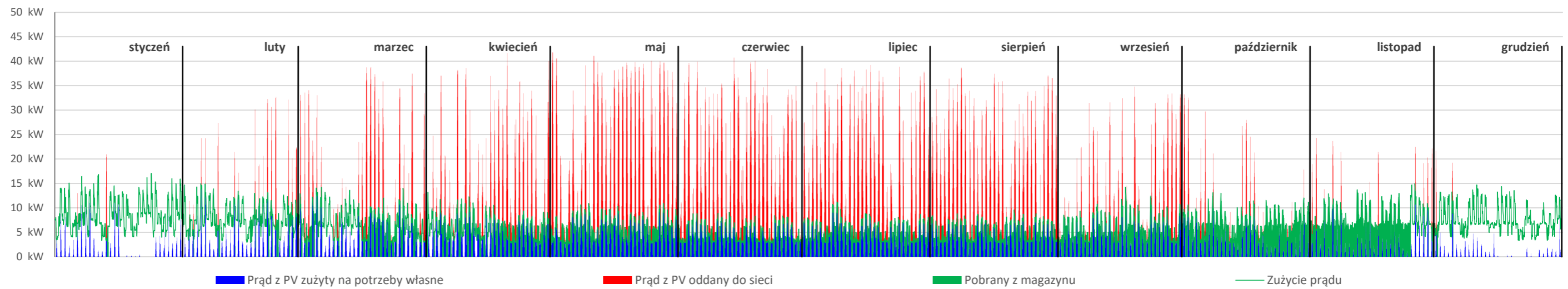
Pokrycie zapotrzebowania na prąd dla trzech różnych mocy instalacji PV

Załącznik 2



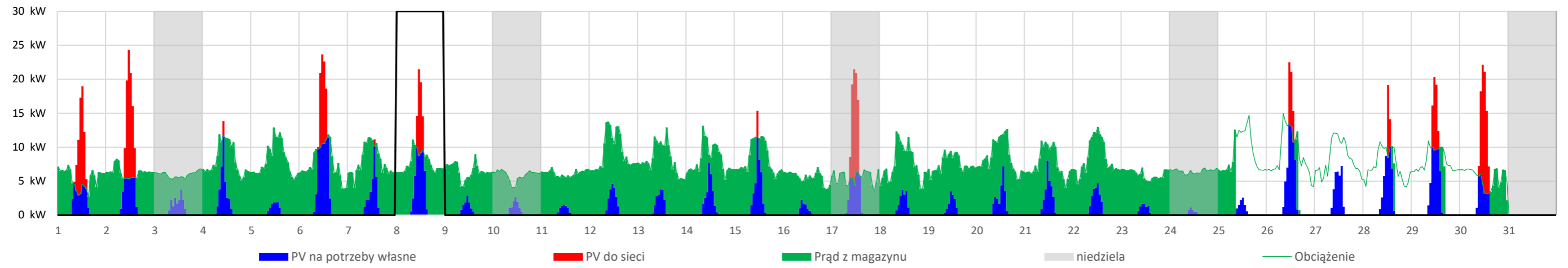
Pobór mocy z sieci oraz wykorzystanie instalacji PV o mocy ok 50 kW w systemie prosument

Załącznik 3



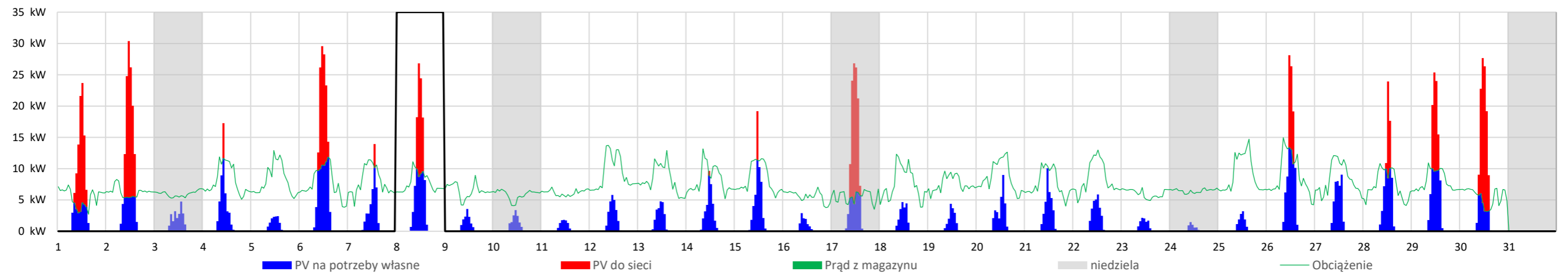
Pobór mocy elektrycznej i praca instalacji PV w listopadzie w systemie prosument

Załącznik 4



Pobór mocy elektrycznej i praca instalacji PV w listopadzie – sprzedaż prądu do sieci

Załącznik 5



Przekrój instalacji PV z wymiarami

