



# **Prosument czy sprzedawca nadwyżek prądu**

**Opracował: mgr inż. Wiesław Olasek**

**Olsztyn 2019 rok**

## Spis treści

Wprowadzenie .....	3
Instalacja PV o mocy 50 kW <sub>p</sub> .....	7
Instalacja PV o mocy 50 kW <sub>p</sub> ze sprzedażą nadwyżek prądu i z optymalizacją mocy umownej..	9
Efektywność finansowa.....	13
Instalacja PV o mocy 50 kW <sub>p</sub> , system prosument z optymalizacją mocy umownej .....	14
Efektywność finansowa.....	16
Instalacja PV o mocy 50 kW <sub>p</sub> ze sprzedażą nadwyżek prądu bez optymalizacji mocy umownej – efektywność finansowa.....	17
Instalacja PV o mocy 50 kW <sub>p</sub> , system prosument bez optymalizacji mocy umownej – efektywność finansowa .....	18
Instalacja PV o mocy 50 kW <sub>p</sub> , oba warianty z optymalizacją grupy taryfowej i mocy umownej – efektywność finansowa.....	19
Podsumowanie.....	21

## Wprowadzenie

Od szeregu lat panaceum na wszelkie problemy energetyczne stała się fotowoltaika. Jeszcze nie tak dawno prym wiodły wodne kolektory słoneczne. Fotowoltaika uznawana była wtedy za ekstrawagancję, na którą decydowali się zagorzali ekolodzy, bez względu na koszty.

Sytuacja zmienia się z każdym rokiem wraz ze zmniejszaniem się cen paneli fotowoltaicznych i komponentów. Wzrastają także moce jednostkowe paneli. Standardem były panele o mocy **250-260 W<sub>p</sub>**, a dzisiaj bez problemu kupimy panele o mocy **350-375 W<sub>p</sub>**.

Postęp widać także w funkcjach, oferowanych na rynku, inwerterów. Inwerter jest urządzeniem mającym ogromny wpływ na całkowity koszt instalacji PV (szczególnie przy instalacjach małych – domkowych). Przy zakupie warto zwrócić także uwagę na urządzenia współpracujące z inwerterem lub stanowiące ich rozbudowę.

Nie trzeba chyba nikogo przekonywać, że energetyka jest branżą bardzo wrażliwą na działania polityczne. Wpływając na taryfy energii elektrycznej i ceny prądu można zmieniać makrokonjunkturę gospodarczą oraz domowe budżety. Zmieniając przepisy można doprowadzać do bankructwa rozwijające się dotychczas przedsiębiorstwa energetyczne (np. wiatraki). Mechanizmy wsparcia finansowego powodują wzrost zainteresowania technologiami, które do tej pory były mało opłacalne (np. fotowoltaika).

Pojawiają się także pewne mechanizmy finansowo-organizacyjne powodujące, że wybrana przez ustawodawcę technologia zaczyna się bardzo dynamicznie rozwijać – system **prosument**. Rozszerzenie systemu prosument z odbiorców indywidualnych na przedsiębiorców przyczyniło się do znacznego wzrostu zainteresowania fotowoltaiką.

Ten tekst powstaje w okresie przedsięwziętym, czyli w okresie nieograniczonych działań marketingowych mających na celu skłonienie nas do większych zakupów. Specjaliści od handlu przestrzegają przed praktykami oddziałyującymi na naszą psychikę. Odpowiedzmy sobie na pytanie co jest dla nas ważniejsze **cena** czy **rabat** jaki dostaniemy.

Podobnie jest z fotowoltaiką. Przez wiele lat (choć ta technologia na skalę masową nie jest aż tak stara) mówiono, że fotowoltaika jest za droga i się nie opłaca – co było zresztą prawdą. Obecnie przy znacznie niższych kosztach instalacji PV wprowadzono dopłaty (nawet 5.000 zł. do indywidualnej instalacji), różne formy dotacji oraz system prosument. Przy instalacjach PV większej mocy istnieje możliwość odsprzedaży wytworzonych nadwyżek prądu.

Powstaje pytanie: czy te mechanizmy wpłynęły w istotny sposób na opłacalność fotowoltaiki. Nie interesuje mnie owczy pęd inwestorów, którzy dla dotacji wydadzą swoje własne duże pieniądze w przekonaniu, że zrobili dobry interes. Często dotacja jest tą przysłowiową marchewką na końcu kija, która ma skłonić inwestorów do uruchomienia swoich pieniędzy. Mało się mówi o kosztach związanych z opracowaniem audytów, wniosków lub studiów wykonalności, których koszty są czasami porównywalne z dopłatą lub dotacją. Oczywiście to wszystko zależy od skali, od wielkości inwestycji i wysokości dotacji.

W swoich artykułach bardzo często używam określenia „optymalizacja”. Jako audytor efektywności energetycznej uważam, że jest to jedno z najważniejszych określeń w tej profesji. Nie ma większego znaczenia czy instalacja PV ma być wykonana czy nie, ale o to, że skoro inwestor się na nią zdecydował to ma być „optymalna” – „właściwa” – ani za mała, ani za duża.

Problem w tym, że zbyt często przy doborze instalacji PV stosowane są takie kryteria jak: wielkość dachu do dyspozycji, wysokość dotacji jaką można uzyskać oraz ilość własnych środków finansowych jakie inwestor jest skłonny wydać. Bez obrazy, ale takie kryteria są absolutnie wystarczające dla wielu firm instalacyjnych lub sprzedawców paneli.

W internecie znaleźć można mnóstwo artykułów z opisami doboru instalacji PV oraz ich opłacalności. Często jest to mniej lub bardziej świadome wprowadzanie potencjalnych inwestorów w błąd. Wiele błędów wynika z nieprecyzyjnych zapisów naszego prawa.

Ponieważ nie jest to artykuł o ustawowym niechlujstwie a o technice, więc zajmijmy się kwestią opłacalności małych i średnich instalacji PV.

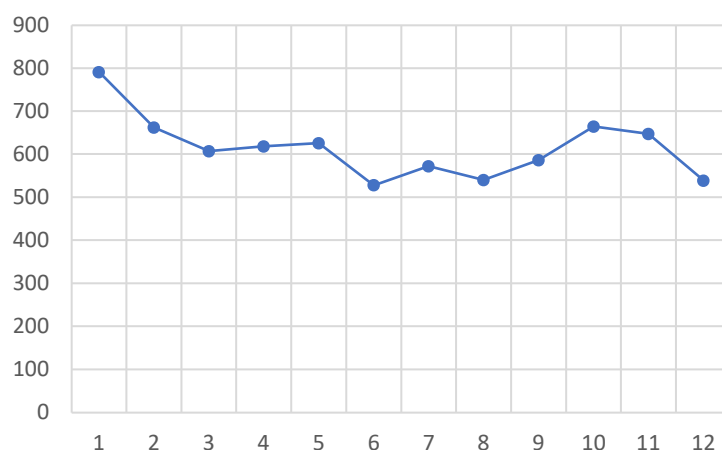
Na początek mała domowa instalacja fotowoltaicznej. Autorzy wielu artykułów w internecie przekonują, że po zainstalowaniu paneli będziemy samowystarczalni, a rachunki za prąd będą **zerowe**. Jest to bzdura.

Po pierwsze, każdy rachunek za prąd ma część dotycząca zakupu energii elektrycznej oraz część dotycząca dystrybucji (koszt operatora systemu dystrybucyjnego – OSD). Nawet jak nie kupujemy energii elektrycznej to i tak płacimy za dystrybucję. Czyli nie ma rachunków zero-wych.

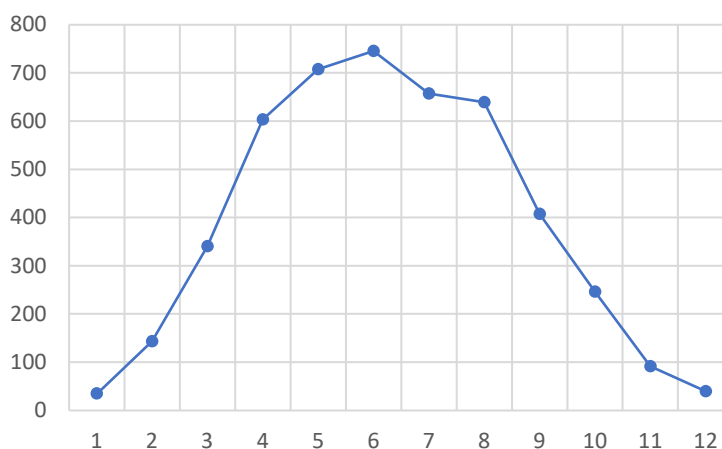
Po drugie – samowystarczalność energetyczna po wykonaniu instalacji.

Jak zwykle posłużę się przykładem mojej instalacji fotowoltaicznej o mocy 4,5 kW<sub>p</sub>. Częstym zabiegiem piszących o fotowoltaice jest zaniżanie zużycia prądu w gospodarstwach domo-wych. Moje średnie roczne zużycie prądu za ostatnie trzy lata wynosi 7.381 kWh.

Poniżej, na wykresach pokazuję miesięczne efekty pracy instalacji PV.

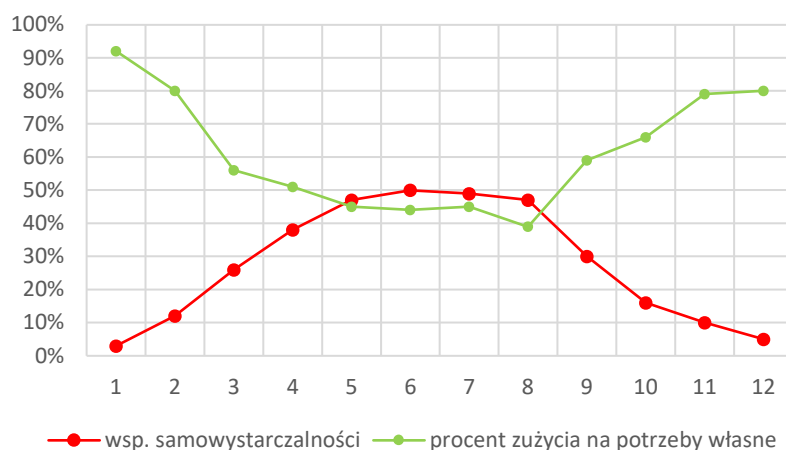


Rys. 1 Średnie miesięczne zużycie prądu [kWh/mc]



Rys. 2 Średni miesięczny uzysk prądu z instalacji PV [kWh/mc]

Najważniejszy jest wykres pokazujący współczynnik samowystarczalności oraz procentowe zużycie prądu z PV na potrzeby własne w poszczególnych miesiącach.



Rys. 3 Współczynnik samowystarczalności i procentowe zużycie prądu z PV

Analizy domowej instalacji PV wykonane zostały na podstawie danych uzyskanych z Sunny Home Managera.

Na podstawie wykresu z rys. 3 można stwierdzić, że nawet w okresie zimowym nie mamy 100% wykorzystania prądu z PV. Równocześnie nie mamy problemu z zagospodarowaniem nadwyżek prądu z PV przekazanego do sieci – jest jego zbyt mało.

Zasady rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z sieci przez prosumenta określa art. 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Art. 4 ust. 1 mówi, że „Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w stosunku ilościowym 1 do 0,7 z wyjątkiem mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 10 kW, dla których ten stosunek ilościowy wynosi 1 do 0,8.”

W przypadku domowych instalacji PV do 10 kW oznacza to, że ze 100 kWh prądu oddanego do sieci możemy odebrać 80 kWh.

W wielu artykułach na temat rozliczania prosumenta przywoływany jest ust. 5 art. 4, który mówi, że „Rozliczeniu podlega energia elektryczna wprowadzona do sieci nie wcześniej niż na 365 dni przed dniem dokonania odczytu rozliczeniowego w bieżącym okresie rozliczeniowym. Jako datę wprowadzenia energii elektrycznej do sieci w danym okresie rozliczeniowym przyjmuje się datę odczytu rozliczeniowego, na podstawie którego określana jest ilość energii elektrycznej wprowadzonej w całym okresie rozliczeniowym.”

Przywołany zapis interpretowany jest często w taki sposób, że jeśli prosument nie wykorzystywał nadwyżek prądu z PV oddanego do sieci, to na koniec roku prąd ten przepada.

W mojej ocenie:

- ✚ Nic nie przepada, bo wszelkie nadwyżki prądu są sukcesywnie zużywane w kolejnych miesiącach. Prąd oddawany do sieci nie jest „znakowany”, więc można przyjąć, że obowiązuje zasada First Input First Output – czyli, że żaden „stary” prąd z początku roku nie odkłada się na koniec roku. Prąd jest pobierany z magazynu, jakim jest sieć, na bieżąco.
- ✚ Błędem jest namawianie prosumentów do rozliczania się z dostawcą prądu i OSD raz na rok.
- ✚ Zakładając, że rację mają ci, którzy twierdzą, że nadwyżki prądu z PV oddane do sieci po roku „przepadają”. Należy zadać pytanie: kto i na jakiej zasadzie przejmuje ten prąd. To jest jakaś wartość, która nie podlega „użytkowaniu”. Ktoś ten prąd, za określone pieniądze dalej sprzedaje. Czy prosument czyni operatorowi darowiznę? Jeśli tak to jak wygląda

sprawa podatków. Takich pytań jest znacznie więcej, ale ustawodawca takimi drobiazgami się nie zajmuje.

Do omówienia efektywności finansowej **mikroinstalacji** fotowoltaicznej o mocy w przedziale **od 10 kW do 50 kW** niezbędne jest przypomnienie kilku podstawowych zasad.

Przed przystąpieniem do instalacji należy opracować profil zużycia prądu przez obiekt. Najlepiej, jeśli dysponujemy pomiarami 15 minutowego zużycia prądu w roku bazowym, który udostępnia operator systemu dystrybucyjnego (zwykle raport taki jest udostępniany za niewielką opłatą). Jeśli nie dysponujemy pomiarami 15 minutowymi to musimy uzyskać dane godzinowego zużyciu prądu w roku bazowym. Bezwzględnie należy pamiętać, że pomiary zużycia prądu tylko za dowolny fragment roku nie stanowią żadnej podstawy do jakichkolwiek analiz.

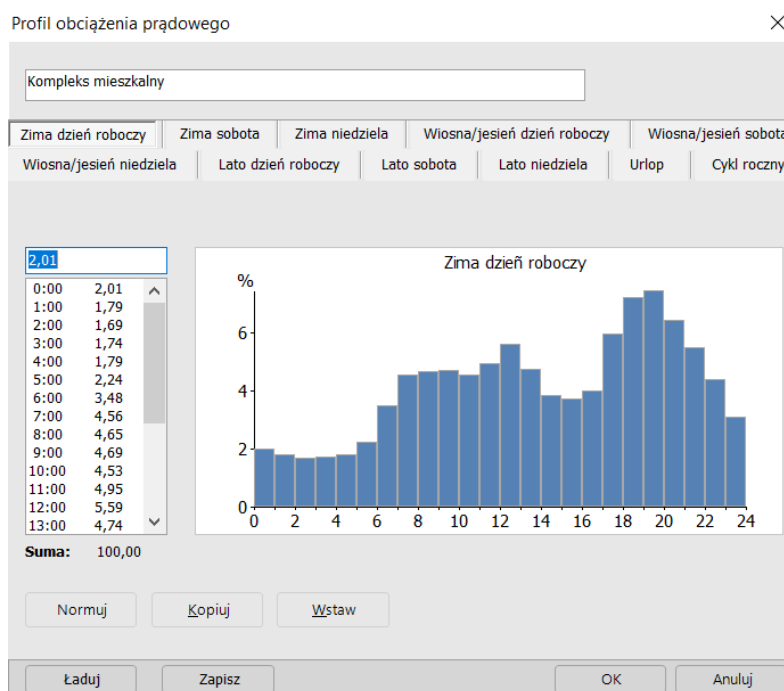
Analiza 15 minutowych pomiarów zużycia prądu w roku bazowym pozwala na określenie ceny prądu kupowanego, a przy okazji stanowi dobry moment na optymalizację mocy umownej i grupy taryfowej.

Ponieważ ilość prądu uzyskiwanego z instalacji PV jest zależna od zmiennego nasłonecznienia, nie jest dobrym pomysłem obniżanie mocy umownej w zależności od mocy instalacji PV.

Do określenia ilości energii elektrycznej uzyskanej w poszczególnych miesiącach z instalacji PV, warto posłużyć się specjalistycznym programem komputerowym lub bezpłatnie programem online udostępnianym przez wiele firm – głównie przez zachodnich producentów komponentów PV.

Ilość uzyskanej energii elektrycznej z instalacji PV zależy, między innymi, od lokalizacji, posadowienia, ewentualnego zacielenia, temperatury pracy, parametrów paneli PV i komponentów. Wiele specjalistycznych programów komputerowych dostępnych na naszym rynku przystosowana jest głównie do warunków niemieckich. Dotyczy to szczególnie efektywności finansowej, która określana jest na zupełnie innych zasadach niż polskie.

Żeby prawidłowo określić efektywność energetyczną instalacji PV przy użyciu np. programu PV\*Sol należy wprowadzić profil energetyczny obiektu, który znajduje się w zakładce Baza danych, Profil obciążenia prądowego.



Rys. 4 Zakładka Profil obciążenia prądowego programu PV\*Sol

Wprawdzie autorzy programu załączyli pewną ilość przykładowych profili, ale jak się to ma do naszego obiektu – nie wiadomo. Dlatego wykorzystanie gotowych profili może wprowadzać sporo błędów. Osobiście nie jestem przekonany do analiz lub audytów instalacji fotowoltaicznych, w których autorzy zamieszczają pełen oryginalny raport wygenerowany np. z programu PV\*Sol. Niemcy mają zupełnie inny system finansowania OZE.

## Instalacja PV o mocy 50 kW<sub>p</sub>

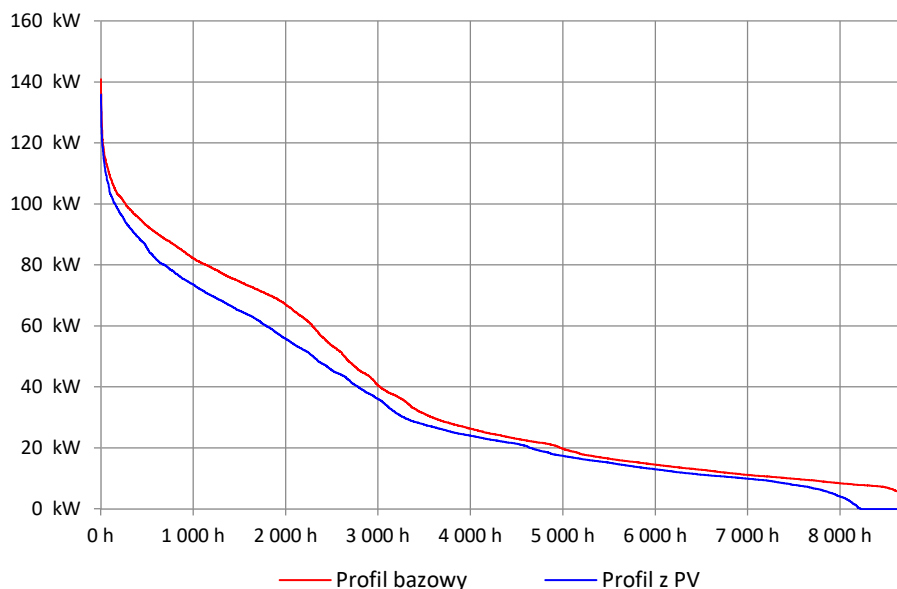
Tym razem pominiemy optymalizację mocy instalacji PV do profilu obiektu. Przyjmujemy ustawową maksymalną wartość mocy mikroinstalacji PV, czyli **50 kW<sub>p</sub>**.

Podstawą analizy jest profil zużycia prądu obiektu.

### Uwaga:

- ✚ Wszystkie ceny i koszty w dalszej części analizy są cenami i kosztami netto.
- ✚ Przedstawione w analizie wyniki odnoszą się do ściśle określonych warunków i nie mogą stanowić podstawy do bezkrytycznego kopiowania do innych warunków instalacji oraz dla obiektów o innych profilach.
- ✚ Do obliczania wskaźników efektywności finansowej przyjęto:
  - Stopa dyskontowa 2,87%
  - Okres trwałości 15 lat

Wykorzystanie prądu uzyskanego z instalacji PV spowoduje, że profil energetyczny obiektu ulegnie zmianie – trzeba będzie mniej prądu kupować.

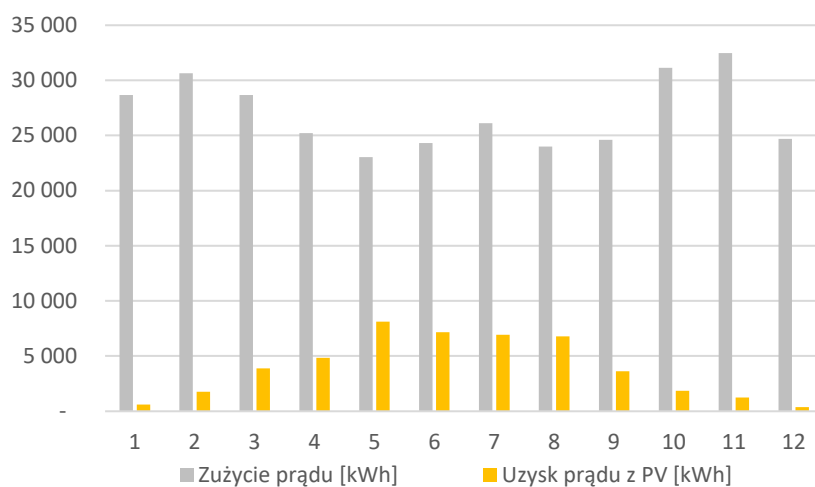


Rys. 5 Wykres uporządkowany profilu bazowego oraz profilu po zastosowaniu PV

Zużycie prądu w roku bazowym	323,56	MWh
Taryfa zakupu prądu	C 23	stała moc umowna
Moc umowna	160	kW
Koszt prądu w roku bazowym	199 941	zł
Cena prądu (energia czynna + dystrybucja)	617,95	zł/MWh

Podstawowe parametry instalacji fotowoltaicznej:

Model paneli	BS-325-6MHB5-EL	
Max. Moc znamionowa paneli	325	W <sub>p</sub>
Ilość paneli	153	szt.
Moc instalacji PV – DC	49,73	kW <sub>p</sub>
Max. Moc oddawana do sieci – AC	43,26	kW
Prąd wytworzony w instalacji PV	47,12	MWh/rok
Jednostkowy uzysk energii	947,56	kWh/kW <sub>p</sub>
Cena jednostkowa instalacji PV	3 450	zł/kW <sub>p</sub>
Koszt instalacji PV	171 551	zł



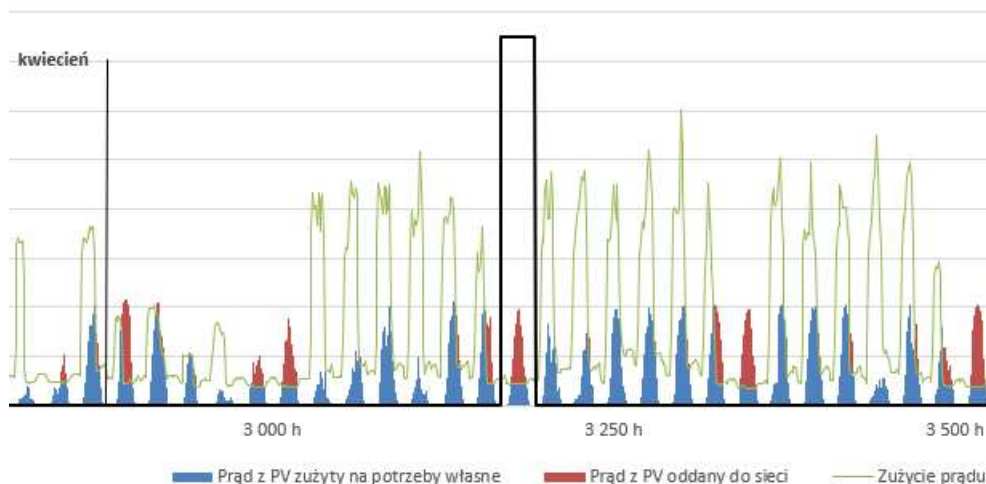
Rys. 6 Zużycie prądu i uzysk prądu z PV [kWh/mc]



## Instalacja PV o mocy 50 kW<sub>p</sub> ze sprzedażą nadwyżek prądu i z optymalizacją mocy umownej

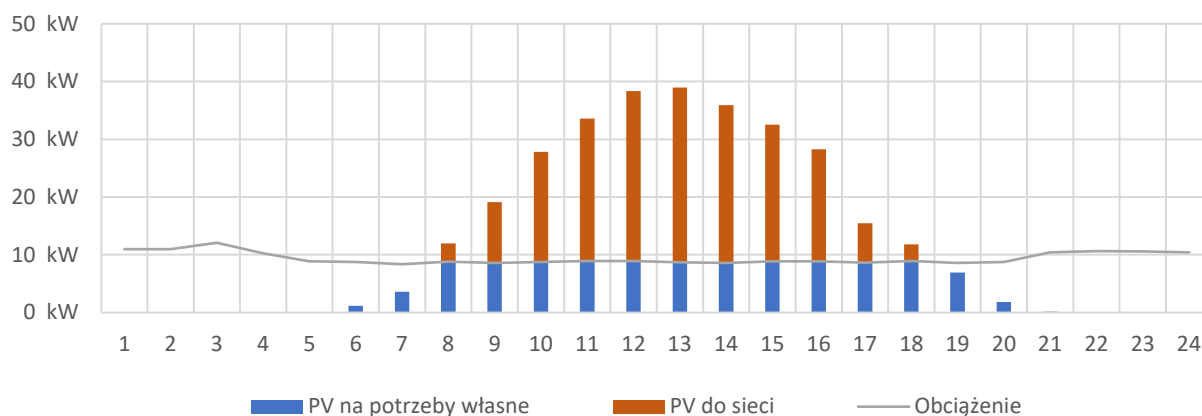
Często spotykamy się ze stwierdzeniem, że przy tak dużej różnicy między zużyciem prądu w ciągu roku (323,56 MWh/rok) a tak małą ilością prądu z PV (47,12 MWh/rok) nie może być mowy o tym, że mamy jakiegokolwiek nadwyżki prądu i musimy je sprzedawać.

Wystarczy popatrzeć na wykres zużycia prądu (profil bazowy), prądu z PV zużywanego na potrzeby własne oraz prądu z PV oddawanego do sieci – wszystko w czasie rzeczywistym, a nie uporządkowanym – żeby stwierdzić, że takie podejście jest błędne.



Rys. 7 Obciążenie i uzysk prądu z PV w czasie rzeczywistym [kW]

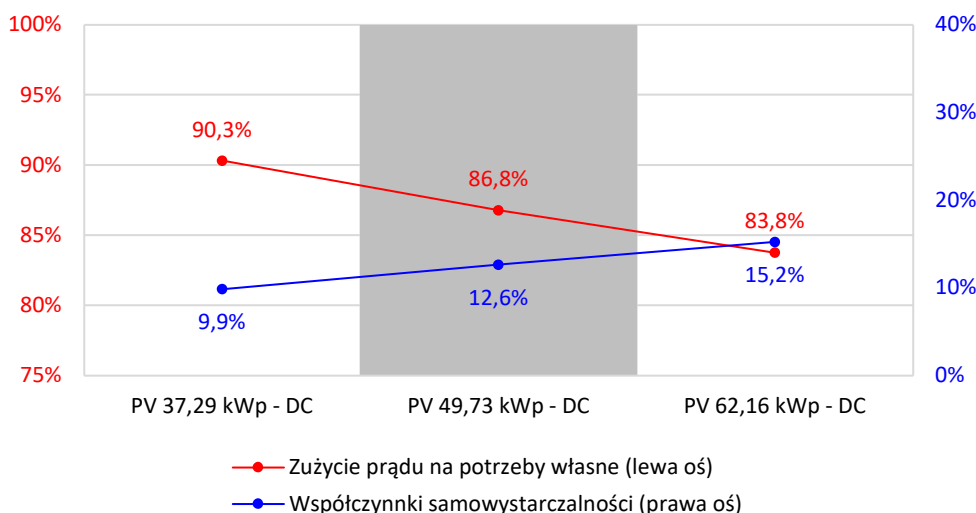
Kolor brązowy na wykresie to prąd oddawany do sieci. Na kolejnym wykresie pokazana jest jedna doba zaznaczona powyżej czarną branką.



Rys. 8 Obciążenie i uzysk prądu z PV w czasie rzeczywistym 12 maja [kW]

Jak widać na wykresach nawet w maju mogą być takie dni, w których uzyskamy z instalacji PV więcej prądu niż wynosi chwilowe obciążenie.

Poniżej pokazane zostały parametry naszej instalacji PV oraz instalacji różniących się mocą o  $\pm 25\%$ .



Rys. 9 Wsp. samowystarczalności oraz procentowe zużycie prądu na potrzeby własne

Instalację PV o mocy 62,16 kW<sub>p</sub> można pominąć, gdyż przekracza maksymalną dopuszczalną wartość mocy dla mikroinstalacji.

Bilans energii dla instalacji o mocy **49,73 kW<sub>p</sub>** wygląda następująco:

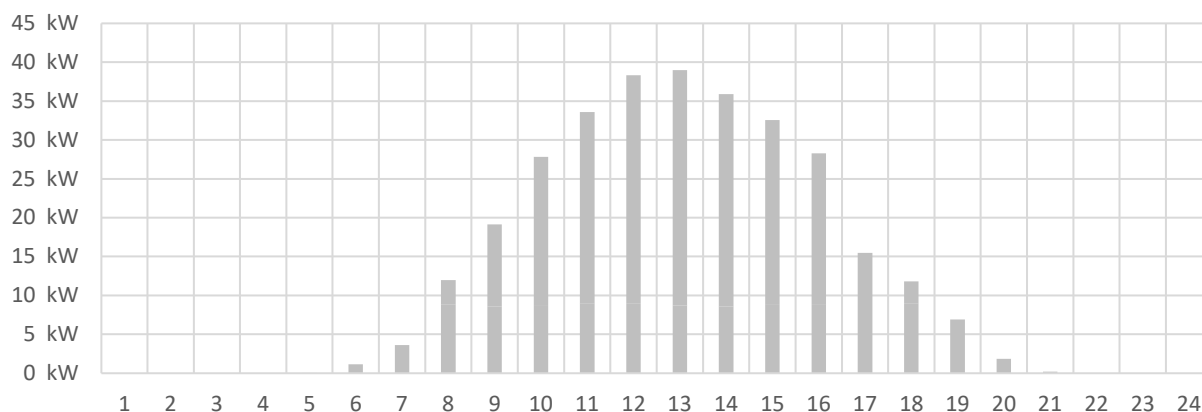
Prąd wytworzony w instalacji PV	47,12	MWh/rok
Prąd z PV na potrzeby własne	40,89	MWh/rok
Prąd z PV przekazany do sieci	6,23	MWh/rok
Prąd, który trzeba dokupić z sieci	282,67	MWh/rok

Często słyszymy, że instalacja PV się nie opłaca. A zapytajmy, ile razy zaproponowano inwestorowi kompleksową obsługę z optymalizacją mocy umownej?

Zauważmy, że utrzymując warunki zakupu prądu takie jakie były w roku bazowym cena prądu z instalacją PV znacznie wzrasta. Wynika to faktu, że nadal płacimy niezmienny składnik dystrybucyjny taryfy i kupujemy mniejszą ilość energii elektrycznej, więc średnia cena musi być wyższa. Im mniej kupujemy tym wyższa jest cena, ale koszt kupowanego prądu maleje.

Ilość zużytego prądu w roku bazowym nie mówi nam nic o strukturze zużycia prądu w ciągu doby oraz na przestrzeni roku (lato, zima). Nie wiemy czy taryfa roku bazowego była prawidłowo dobrana.

Przywołajmy jeszcze raz wykres uzysku prądu z instalacji PV w dniu 12 maja.



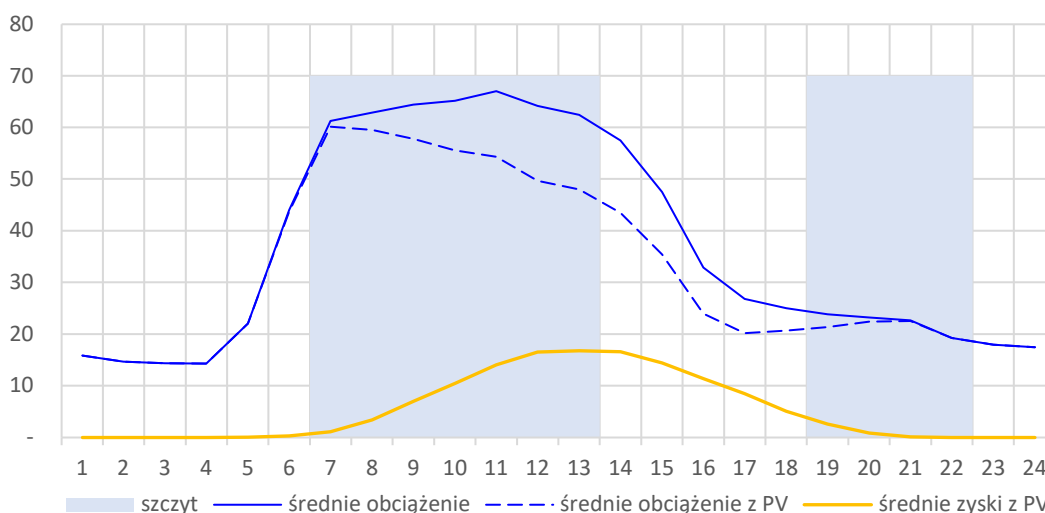
Rys. 10 Prąd uzyskany z instalacji PV

Prąd z instalacji PV uzyskamy w godzinach do 6 do 20.

Jeśli zajrzemy do taryfy OSD to okaże się, że dla różnych taryf są różne godziny szczytu, w czasie których prąd jest znacznie droższy.

Poniżej w tabeli pokazane zostały godziny początku i końca szczytu dla poszczególnych grup taryfowych.

Grupa taryfowa	Początek 1	Koniec 1	Początek 2	Koniec 2
22a	8	11	16	21
22b	6	21		
23 lato	7	13	19	22
23 zima	7	13	16	21



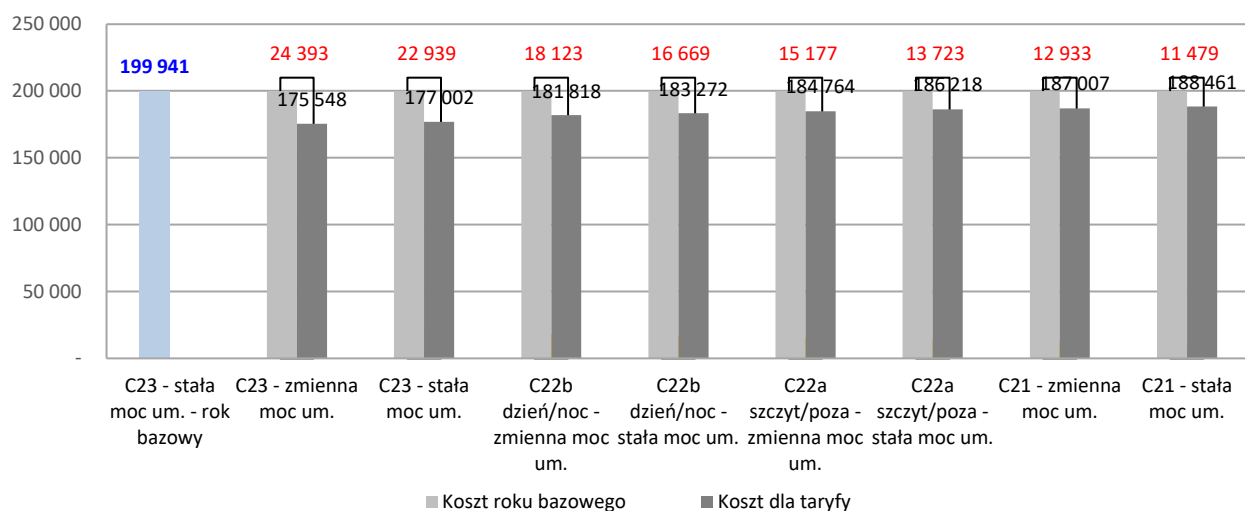
Rys. 11 Średnie godzinowe obciążenie, zyski z PV oraz szczyt dla grupy taryfowej 23 lato

Na wykresie pokazane zostało średnie godzinowe obciążenie obiektu w roku bazowym, średnie godzinowe obciążenie po zainstalowaniu fotowoltaiki (linia przerywana), średnie godzinowe zyski prądu z instalacji PV. Zaznaczone zostały także dwa szczyty dla taryfy 23 lato, w których prąd jest znacznie droższy.

Wprawdzie optymalizacja grupy taryfowej oraz mocy umownej po zastosowaniu instalacji PV nie jest głównym przedmiotem naszej analizy jednak pomijanie tego zagadnienia może być dla inwestora bardzo kosztowne.

Z analizy grup taryfowych wiadomo, że koszt prądu w grupie taryfowej C jest znacznie wyższy niż w grupie taryfowej B. O ile zmiana taryfy w ramach grupy C wymaga jedynie zgłoszenia do OSD to już zmiana z grupy taryfowej C do B może być znacznie bardziej problematyczna. Grupa taryfowa C to pomiar zużycia prądu po stronie niskiego napięcia, a grupa taryfowa B to pomiar zużycia prądu po stronie średniego napięcia. Zmiana z C na B wymaga modernizacji układu pomiarowego i może się wiązać z koniecznością poważniejszych modernizacji rozdzielni.

Przyjmując, że po wykonaniu instalacji PV trzeba będzie dokupić z sieci w ciągu roku 282,67 MWh prądu, to roczny koszt prądu dla różnych taryf w grupie C pokazuje kolejny wykres.



Rys. 12 Koszt prądu kupowanego po wykonaniu instalacji PV

Czerwone etykiety na wykresie określają różnicę kosztu prądu w roku bazowym i dla danej taryfy, przy tym samym wolumenie i strukturze zakupu prądu.

Okazuje się, że przy koszcie prądu w roku bazowym **199 941 zł** i taryfie C23 i stałej mocy umownej, **po wykonaniu instalacji PV** powinna być taryfa C 23 i zmienna moc umowna.

Uzyskane oszczędności ze zmiany taryfy wyniosły by **24 393 zł/rok**.

Gdyby udało się zmienić taryfę na B 23 i zmienną moc umowną to oszczędności wyniosłyby **57 744 zł/rok**.

Do sieci sprzedajemy w ciągu roku **6,23 MWh** prądu.

Jeśli przyjąć, że cena sprzedawanego prądu wynosi **280,00 zł/MWh** to uzyskamy roczny przychód w wysokości **1 744 zł**.

Łączne oszczędności jakie uzyskamy przy tym systemie to:

✚ Z tytułu optymalizacji taryfy i nowej ceny za prąd	24 393 zł
✚ Z tytułu sprzedaży nadwyżki prądu z PV	1 744 zł
✚ <b>Razem</b>	<b>26 137 zł</b>

## Efektywność finansowa

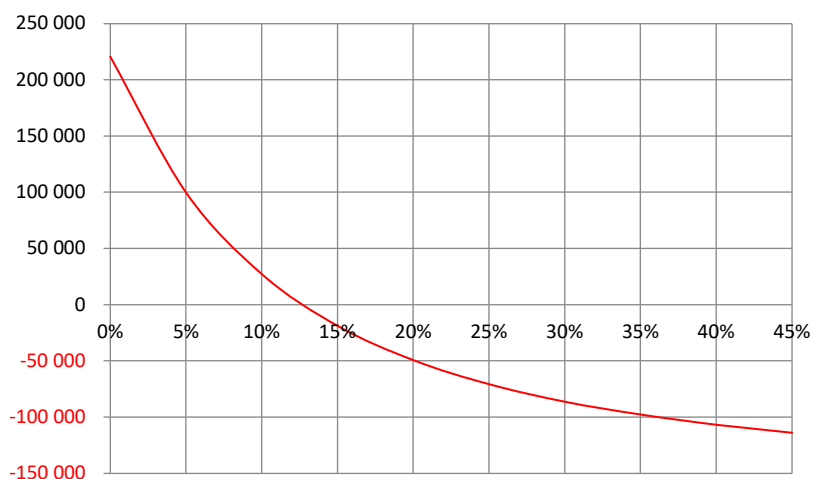
Prąd dokupiony z sieci	282,67	MWh/rok
Prąd sprzedany do sieci	6,23	MWh/rok
Max oszczędność na taryfie B	57 744	zł/rok
Max oszczędność na taryfie C	24 393	zł/rok
Cena zakupu prądu z sieci	621,04	zł/MWh
Cena sprzedaży nadwyżek prądu	280,00	zł/MWh
Przychód ze sprzedaży prądu	1 744	zł/rok
Całkowite oszczędności	26 137	zł/rok

**Koszt instalacji PV** **174 038** **zł**

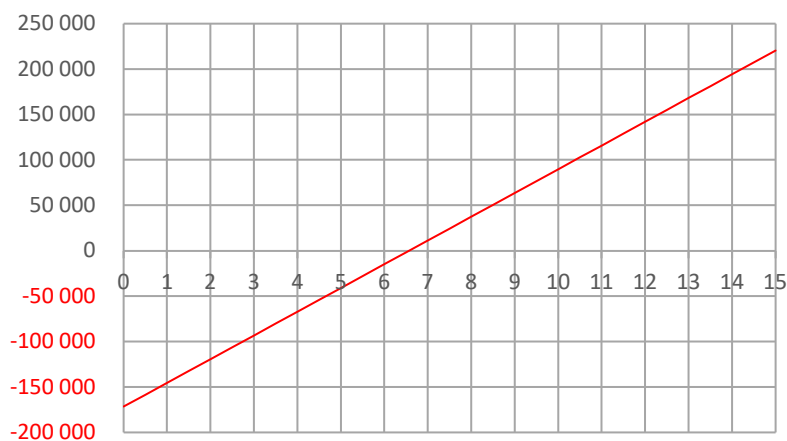
**Prosty okres zwrotu SPBT** **6,56** **lat**

**Bieżąca wartość netto NPV** **143 421** **zł**

**Wewnętrzna stopa zwrotu IRR** **12,70%**



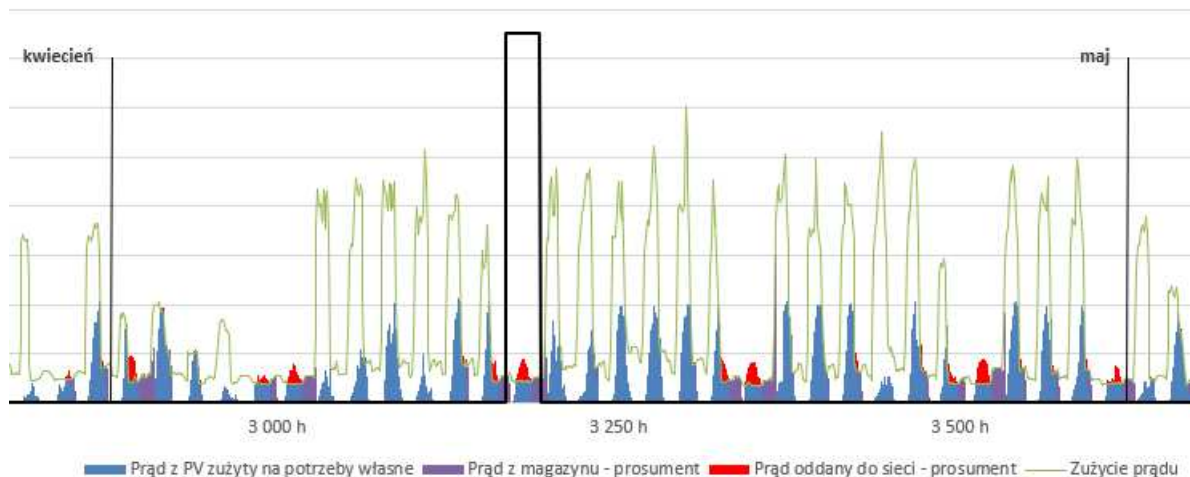
Rys. 13 Zależność NPV od stopy dyskonta



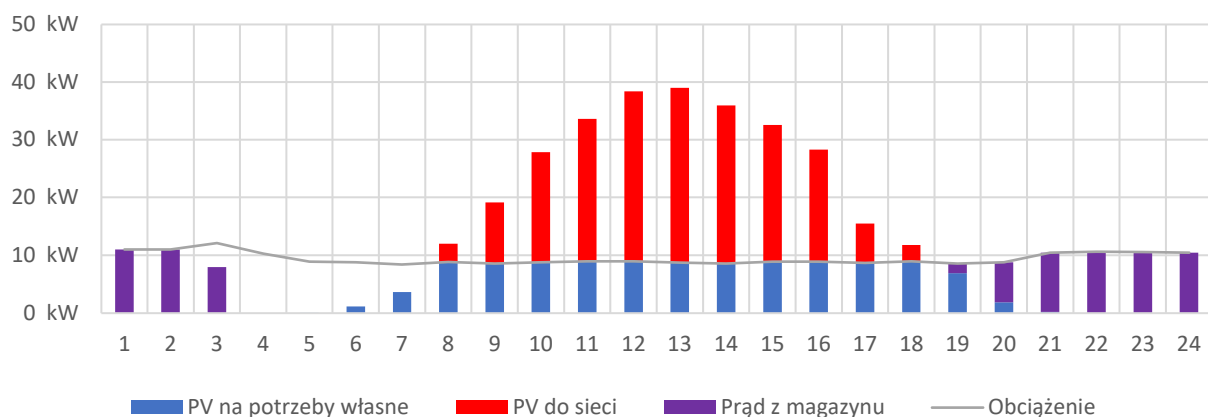
Rys. 14 Skumulowane przepływy pieniężne CCF

## Instalacja PV o mocy 50 kW<sub>p</sub>, system prosument z optymalizacją mocy umownej

Na rysunku 7 pokazany został pobór prądu w czasie rzeczywistym oraz prąd uzyskany z instalacji PV. Jeśli instalacja pracuje na zasadach prosumenta to sieć elektroenergetyczna spełnia funkcję magazynu (akumulatora) energii elektrycznej. Przy mocy instalacji PV ok. 50 kW<sub>p</sub>, OSD pobiera 30% prądu oddanego do sieci.



Rys. 15 Obciążenie i uzysk prądu z PV w czasie rzeczywistym 12 maja [kW]



Rys. 16 Obciążenie i uzysk prądu z PV w czasie rzeczywistym 12 maja [kW] – prosument

Powyższy wykres pozwala zrozumieć zasadę funkcjonowania systemu prosumenta.

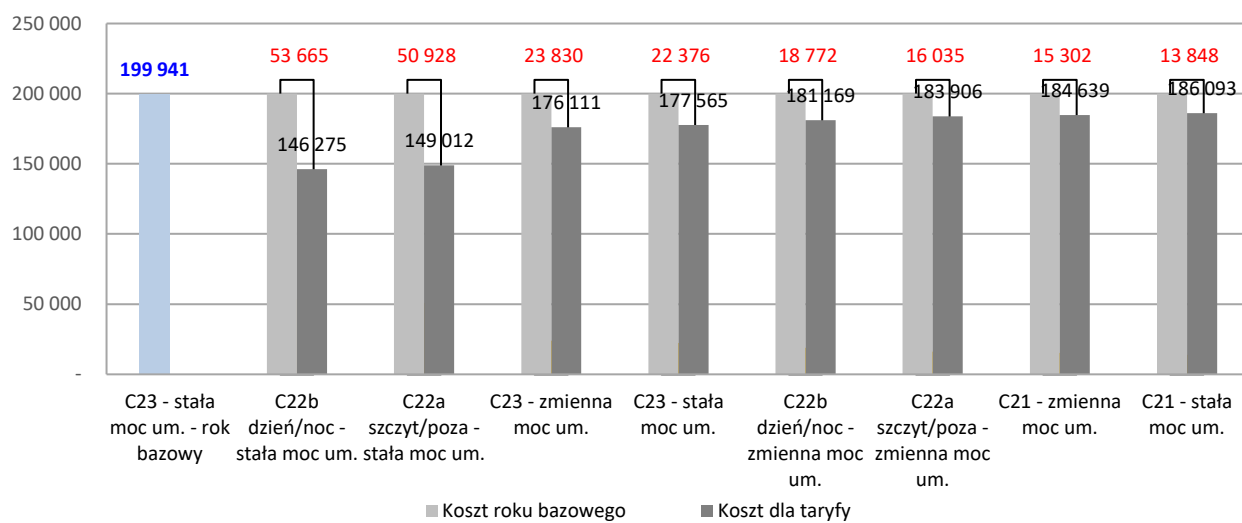
Przez pierwsze dwie godziny doby zapotrzebowanie na prąd pokrywane jest z magazynu. O godzinie 3 część prądu jest z magazynu – tyle ile zostało z ostatniego zasilania, a resztę dokupiono. O godz. 4 i 5 prąd jest w całości kupowany z sieci (bo magazyn jest pusty). Od godz 6 mamy pierwszy własny prąd z instalacji PV (kolor niebieski), a braki prądu są dokupowane z sieci. Od godz 8 do 18 instalacja PV w całości pokrywa zapotrzebowanie, a nadwyżki są oddawane do sieci, z czego 70% będziemy mogli odbierać już od godz 19.

Analizując w ten sposób cały rok okazuje się, że z **6,23 MWh** prądu przekazanego do sieci odbieramy w ciągu roku z magazynu **4,36 MWh**.

Przy systemie prosumenta musimy dokupić w ciągu roku **278,31 MWh** prądu.

Po analizie taryf okazuje się, że najkorzystniejsza w grupie B jest taryfa B 22 (szczyt/pozaszczyt) – zmienna moc umowna, która daje oszczędności **56 297 zł** w ciągu roku, a w grupie C taryfa C 22b (dzień/noc) – stała moc umowna, która daje roczne oszczędności **53 665 zł**.

Ponieważ zmiana grupy taryfowej z C na B nie jest możliwa pozostajemy przy optymalnej taryfie grupy C.



Rys. 17 Koszt prądu dokupowanego w systemie prosument

## Efektywność finansowa

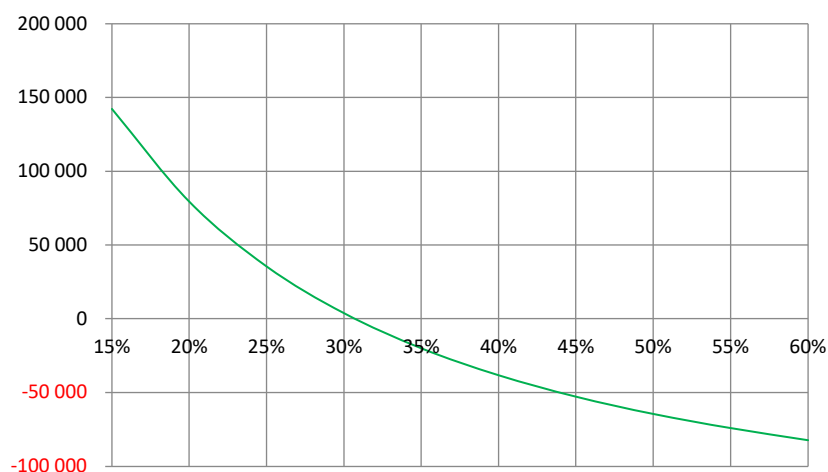
Prąd dokupiony z sieci	278,31	MWh/rok
Prąd pobrany z magazynu	4,36	MWh/rok
Max oszczędność na taryfie B	56 297	zł/rok
Max oszczędność na taryfie C	53 665	zł/rok
Cena zakupu prądu z sieci	525,59	zł/MWh
Całkowite oszczędności	53 665	zł/rok

**Koszt instalacji PV** **171 551** **zł**

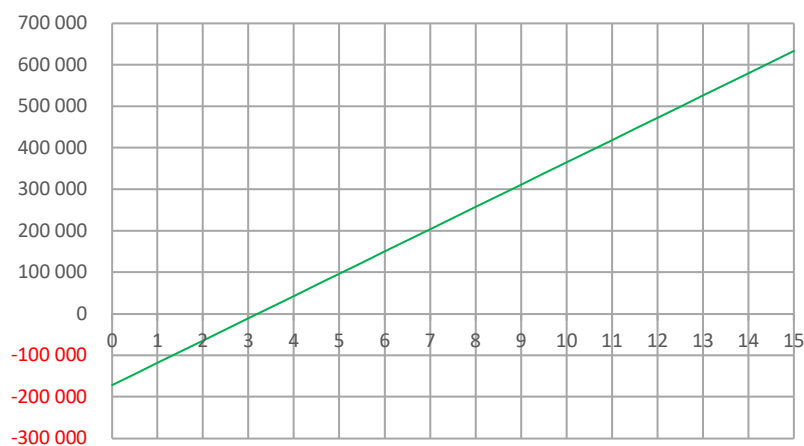
**Prosty okres zwrotu SPBT** **3,20** **lat**

**Bieżąca wartość netto NPV** **475 169** **zł**

**Wewnętrzna stopa zwrotu IRR** **30,72%**



Rys. 18 Zależność NPV od stopy dyskonta



Rys. 19 Skumulowane przepływy pieniężne CCF

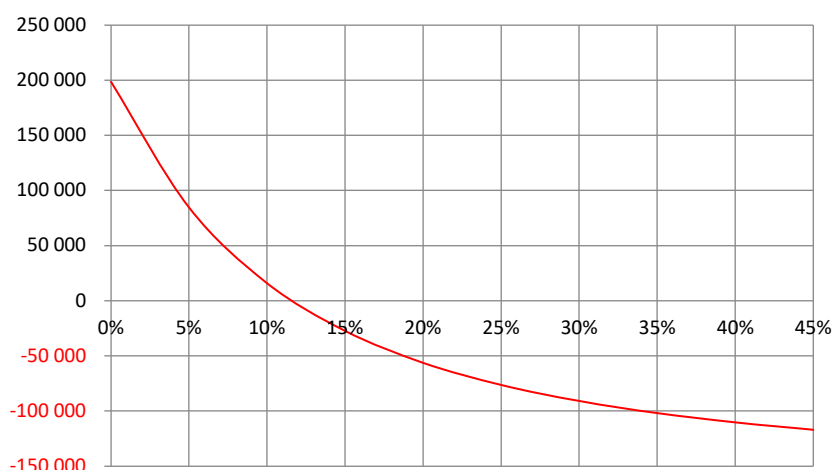


## Instalacja PV o mocy 50 kW<sub>p</sub> ze sprzedażą nadwyżek prądu bez optymalizacji mocy umownej – efektywność finansowa

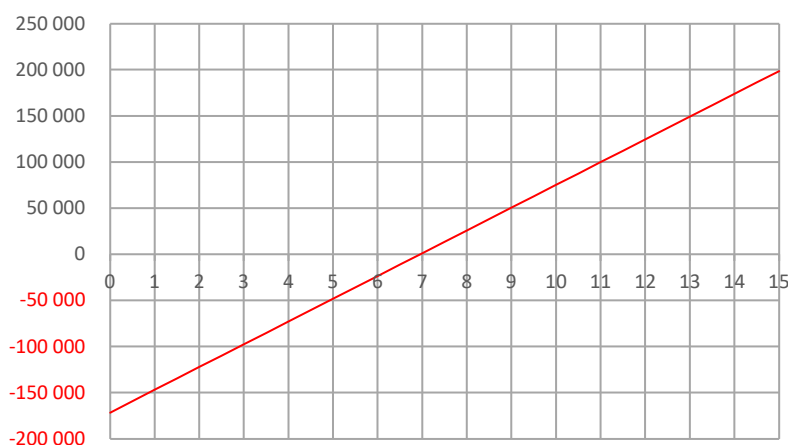
Omówiony powyżej wariant instalacji PV o mocy 50 kW<sub>p</sub> ze sprzedażą nadwyżek prądu do sieci oraz z optymalizacją mocy umownej jest wariantem idealnym. Trudno byłoby znaleźć inwestora, który w ten sposób podchodzi do wykonania instalacji PV. Zwykle instalacja podłączana jest do obiektu i na tym temat się kończy.

Zobaczmy, zatem jak wygląda efektywność finansowa inwestycji jeśli pozostawiona zostanie moc umowna z roku bazowego.

<b>Całkowite oszczędności</b>	<b>24 683</b>	<b>zł/rok</b>
<b>Koszt instalacji PV</b>	<b>174 038</b>	<b>zł</b>
<b>Prosty okres zwrotu SPBT</b>	<b>6,95</b>	<b>lat</b>
<b>Bieżąca wartość netto NPV</b>	<b>125 900</b>	<b>zł</b>
<b>Wewnętrzna stopa zwrotu IRR</b>	<b>11,62%</b>	



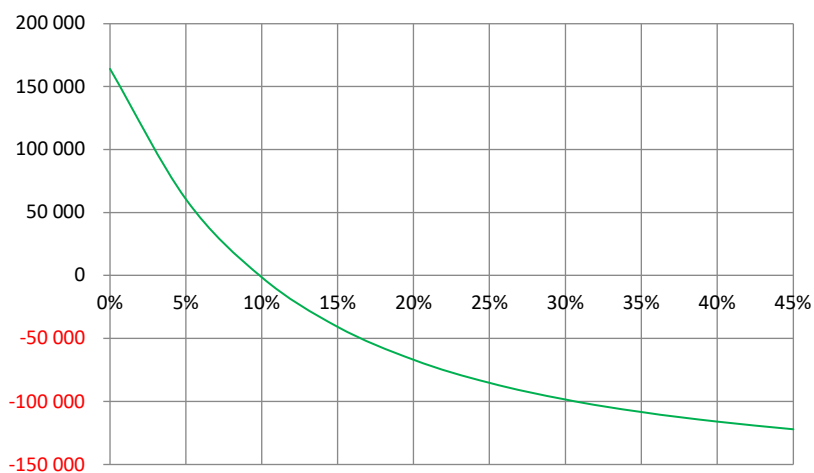
Rys. 20 Zależność NPV od stopy dyskonta



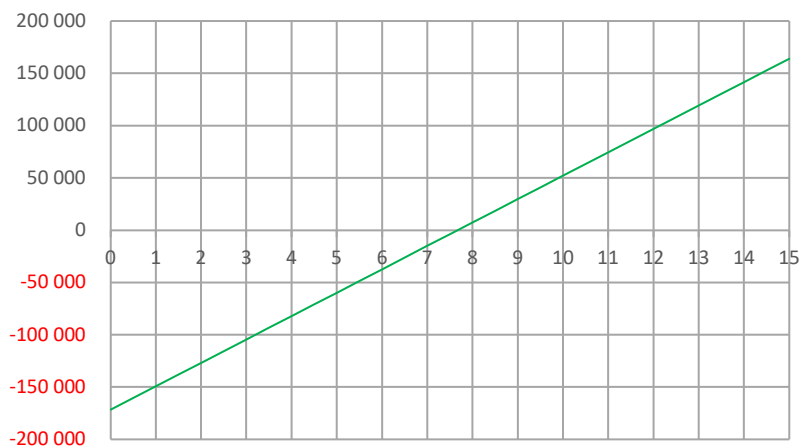
Rys. 21 Skumulowane przepływy pieniężne CCF

## Instalacja PV o mocy 50 kW<sub>p</sub>, system prosument bez optymalizacji mocy umownej – efektywność finansowa

<b>Całkowite oszczędności</b>	<b>22 376</b>	<b>zł/rok</b>
<b>Koszt instalacji PV</b>	<b>171 551</b>	<b>zł</b>
<b>Prosty okres zwrotu SPBT</b>	<b>7,67</b>	<b>lat</b>
<b>Bieżąca wartość netto NPV</b>	<b>98 101</b>	<b>zł</b>
<b>Wewnętrzna stopa zwrotu IRR</b>	<b>9,86%</b>	



Rys. 22 Zależność NPV od stopy dyskonta

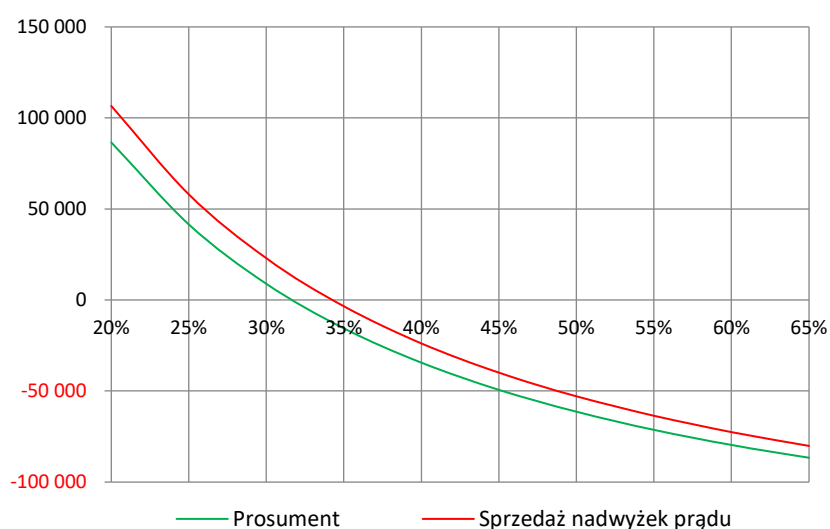


Rys. 23 Skumulowane przepływy pieniężne CCF

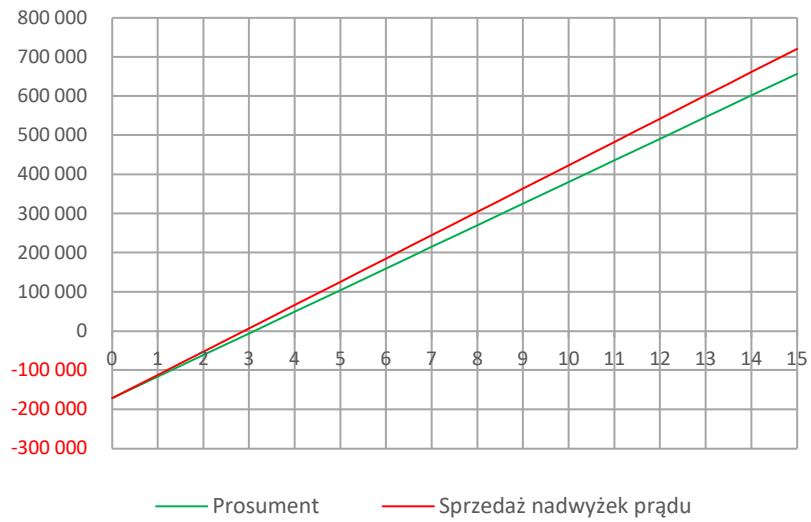
## Instalacja PV o mocy 50 kW<sub>p</sub>, oba warianty z optymalizacją grupy taryfowej i mocy umownej – efektywność finansowa

Najkorzystniejszym wariantem jest wykonanie instalacji PV o mocy 50 kW<sub>p</sub> oraz dokonanie optymalizacji mocy umownej wraz ze zmianą grupy taryfowej. Uzyskane efekty energetyczne i finansowe są następujące.

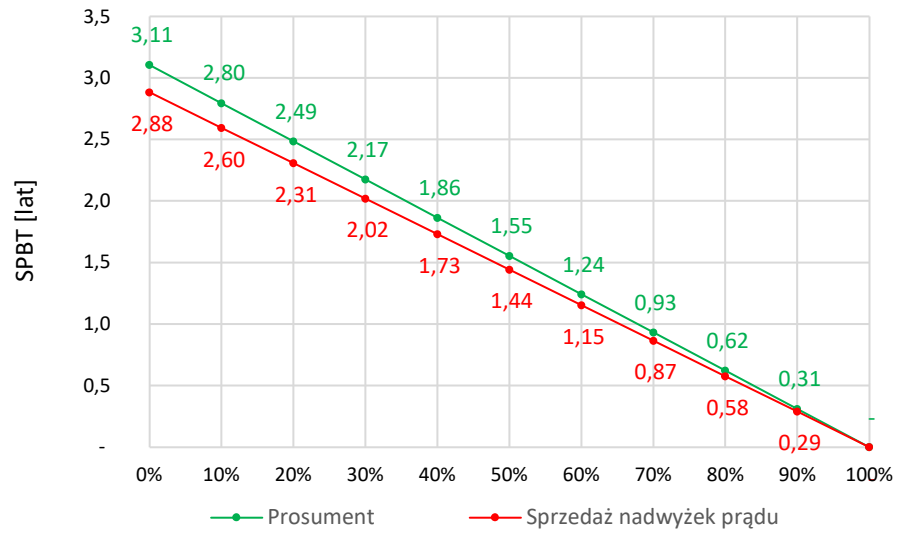
	<b>prosument</b>	<b>sprzedaż prądu</b>	
Prąd dokupiony z sieci	278,31	282,67	MWh/rok
Prąd pobrany z magazynu	4,36		MWh/rok
Prąd sprzedany do sieci		6,23	MWh/rok
Max oszczędność na taryfie B	56 297	57 744	zł/rok
Max oszczędność na taryfie C	53 665	24 393	zł/rok
Cena zakupu prądu z sieci	519,99	503,05	zł/MWh
Cena sprzedaży nadwyżek prądu		280,00	zł/MWh
Przychód ze sprzedaży prądu		1 744	zł/rok
<b>Całkowite oszczędności</b>	<b>55 223</b>	<b>59 488</b>	<b>zł/rok</b>
<b>Koszt instalacji PV</b>	<b>174 038</b>	<b>174 038</b>	<b>zł</b>
<b>Prosty okres zwrotu SPBT</b>	<b>3,11</b>	<b>2,88</b>	<b>lat</b>
<b>Bieżąca wartość netto NPV</b>	<b>493 933</b>	<b>545 335</b>	<b>zł</b>
<b>Wewnętrzna stopa zwrotu IRR</b>	<b>31,67%</b>	<b>34,26%</b>	



Rys. 24 Zależność NPV od stopy dyskonta



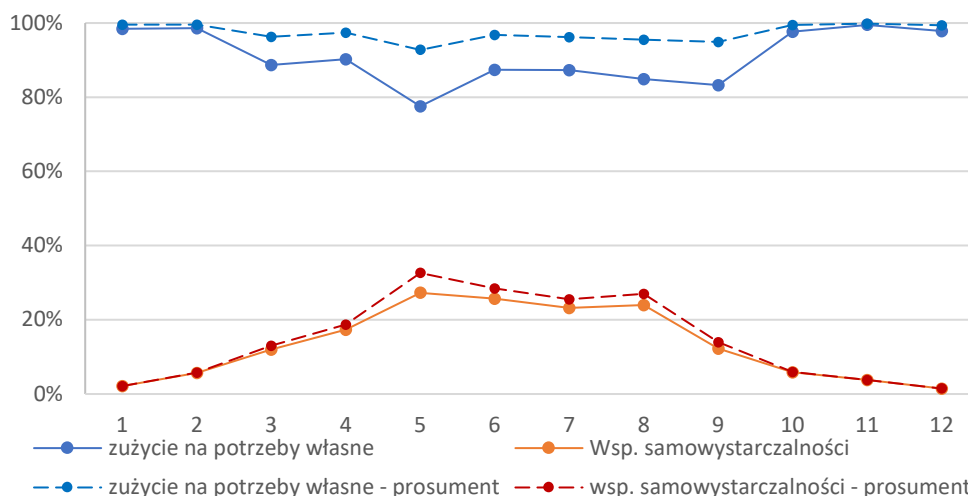
Rys. 25 Skumulowane przepływy pieniężne CCF



Rys. 26 SPBT instalacji PV w funkcji wysokości dotacji

## Podsumowanie

Przy sprzedaży nadwyżek prądu do sieci oraz w systemie prosument uzyskujemy różne wartości podstawowych wskaźników energetycznych:



Rys. 27 Współczynnik samowystarczalności i proc. zużycia prądu z PV na potrzeby własne

W obu wariantach rozpatrywaliśmy dodatkowo optymalizację grupy i taryfy elektrycznej lub pozostawienie taryfy obowiązującej w roku bazowym.

Poniżej zestawione zostały podstawowe wskaźniki efektywności finansowej.

	Sprzedaż prądu		Prosument		
	z optymalizacją	bez optymalizacji	z optymalizacją	bez optymalizacji	
Prosty okres zwrotu SPBT	<b>6,56</b>	<b>6,95</b>	<b>3,20</b>	<b>7,67</b>	lat
Bieżąca wartość netto NPV	<b>143 421</b>	<b>125 900</b>	<b>475 169</b>	<b>98 101</b>	zł
Wewnętrzna stopa zwrotu IRR	<b>12,70%</b>	<b>11,62%</b>	<b>30,72%</b>	<b>9,86%</b>	

Wnioski z przedstawionej analizy można wywieść następujące:

- ✚ Uzyskane wyniki mają zastosowanie **jedynie** dla analizowanego obiektu, obowiązującej w roku bazowym taryfy zakupu prądu, lokalizacji i wielkości instalacji PV oraz zastosowanych urządzeń.
- ✚ Na podstawie wykresu z rys. 20 można stwierdzić, że w systemie prosument uzyskujemy wyższy wskaźnik współczynnika samowystarczalności oraz znacznie wyższą wartość procentowego wykorzystania prądu z PV na potrzeby własne. Gdyby nie współczynnik przeliczeniowy wynikający z zapisu art. 4 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii to można by przyjąć, że w systemie prosument występuje 100% wykorzystania prądu z PV na potrzeby własne.
- ✚ Cena sprzedaży nadwyżek prądu do sieci, ze względu na wielkość wolumenu, jest w zasadzie nieistotna z punktu widzenia efektywności finansowej inwestycji.

- ✚ Biorąc pod uwagę wartości wszystkich wskaźników efektywności finansowej można przyjąć, że wykonanie instalacji PV jest dla wszystkich warunków opłacalne, chociaż wielu inwestorów mogłoby uznać 7 letni okres zwrotu za mało zachęcający do podjęcia decyzji o realizacji inwestycji.
- ✚ Mając świadomość wpływu optymalizacji grupy taryfowej oraz mocy umownej na efektywność finansową inwestycji trudno sobie wyobrazić sytuację żeby inwestor zrezygnował z optymalizacji i wykonał tylko instalacje PV.
- ✚ Bardzo duży wpływ na wskaźnik SPBT ma taryfa obowiązująca w roku bazowym i stanowiąca poziom odniesienia do analizy.
- ✚ Profil godzinowy zużycia prądu w roku bazowym oraz profil uzysku prądu z instalacji PV powodują, że optymalne stają się taryfy, których nie bralibyśmy pod uwagę w roku bazowym bez instalacji PV.
- ✚ Przeprowadzona w ostatnim rozdziale analiza, przy założeniu, że możliwa jest zmiana grupy taryfowej C niskiego napięcia na grupę B średniego napięcia, wykazała, że prosty okres zwrotu SPBT zmniejsza się prawie o połowę dla grupy taryfowej B. W związku z tym, jeśli moc umowna jest dostatecznie duża i istnieją techniczne możliwości przejścia na zakup prądu średniego napięcia, warto takiej zmiany dokonać.
- ✚ W systemie prosumenta sieć elektroenergetyczna jest wirtualnym akumulatorem i nie może być traktowana na zasadach gromadzenia nadwyżek prądu w okresie letnim żeby w okresie zimowym wykorzystywać zgromadzony prąd np. do celów grzewczych. Prąd z systemu prosumenta jest oddawany do sieci i na bieżąco zużywany np. w okresie nocnym lub przy złych warunkach atmosferycznych.
- ✚ Trudno na podstawie przeprowadzonej analizy, w sposób jednoznaczny, stwierdzić czy lepsza jest sprzedaż nadwyżek prądu czy system prosumenta – uzyskane efekty finansowe są w zasadzie porównywalne. Gdybym jednak miał wskazać jeden system jako lepszy to byłby to prosument ze względu na prostotę rozliczania oraz korzystanie z sieci elektroenergetycznej jak z magazynu prądu. Uważam, że poziom 50 kW<sub>p</sub> jest zbyt niski w stosunku do potrzeb przedsiębiorców. Taki rozsądnym poziomem mocy instalacji PV dla przedsiębiorstw byłaby moc 200 kW<sub>p</sub>.
- ✚ Mając powyższe na uwadze warto wykonać odpowiednią analizę efektywności finansowej współpracy instalacji PV i pomp ciepła. Intuicyjnie można przyjąć, że mało przekonujący jest argument, że nadwyżki prądu z lata wykorzystane będą przez pompę ciepła w zimę.
- ✚ Gdyby trzeba było podsumować cały artykuł jednym generalnym wnioskiem, to należy stwierdzić, że nie każda instalacja PV, która na podstawie pobieżnej analizy, wydaje się być nieopłacalna w istocie taka jest. Wystarczy potraktować instalację PV jako istotny element systemu energetycznego, ze wszelkimi uwarunkowaniami, żeby okazało się, że jest zupełnie inaczej.