

Obniżenie kosztów energii elektrycznej zakładu przemysłowego poprzez zastosowanie instalacji fotowoltaicznej

JEL: Q01 DOI: 10.24136/atest.2018.407

Data zgłoszenia: 19.11.2018 Data akceptacji: 15.12.2018

W artykule omówiono możliwość ograniczenia kosztów energii elektrycznej wybranego działu zakładu produkcyjnego, poprzez zastosowanie instalacji fotowoltaicznej. Zakład ten zajmuje się produkcją i montażem urządzeń automatyki kolejowej i drogowej, teletechniką, elektroenergetyką, jak i obróbką blach.

Słowa kluczowe: energia elektryczna, koszty, zakład przemysłowy, instalacja fotowoltaiczna.

Wstęp

Unia Europejska 23 kwietnia 2009 r. wdrożyła dyrektywę dla wszystkich państw członkowskich potocznie zwaną „trzy razy dwa” na 2020”. Pakiet energetyczno-klimatyczny miał na celu spowolnienie procesu efektu cieplarnianego poprzez zredukowanie emisji CO₂ o 20% i zmniejszenie zużycia energii elektrycznej o następne 20% oraz zwiększenie do 20% udziału energii elektrycznej produkowanej z OZE. Polska zobowiązała się wobec Unii Europejskiej do zapewnienia 15% udziału odnawialnych źródeł energii w całkowitym zużyciu energii do 2020 roku [1].

Atutem, jaki przemawia za wykorzystywaniem promieniowania słonecznego do produkcji energii elektrycznej, jest m.in. to, że nie emituje ona gazów cieplarnianych i nie jest źródłem hałasu jak w przypadku elektrowni wiatrowych. Rosnące zapotrzebowanie na energię odnawialną determinuje szybki rozwój gospodarki, wzrost ilości odbiorników energii oraz ograniczona ilość zasobów kopalnianych, a także brak negatywnego wpływu na środowisko.

Popyt na instalacje fotowoltaiczne systematycznie rośnie, a jest to związane ze wzrostem cen energii elektrycznej i malejącymi kosztami budowy elektrowni fotowoltaicznych. Potwierdzają to raporty GTM Research Global PV Outlook [2]. W powyższym raporcie z 2016 r. przewidywano, że moc zainstalowanych systemów na świecie wyniesie 90 GW do 2020 roku. Natomiast w raporcie z 2017 roku przedstawiono informacje, że powyższa moc przekroczy poziom 99 GW.

Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego koszty energii elektrycznej oraz zakup materiałów i energii stanowi niemal połowę wydatków przedsiębiorstw. W związku z powyższym oraz charakterystyką urządzeń i maszyn rozpatrywanego przedsiębiorstwa wymagających dużego zapotrzebowania na energię elektryczną, podjęto próbę obniżenia kosztów energii elektrycznej wybranego działu zakładu przemysłowego poprzez zastosowanie instalacji fotowoltaicznej.

1. Koszty zużycia energii elektrycznej wybranego działu zakładu przemysłowego.

W obliczeniach uwzględniono zużycie energii w wybranym dziale produkcji istniejącego zakładu przemysłowego oraz przynależących do niego pomieszczeń biurowych. Rozpatrywany interwał czasu to okres roku. Praca zakładu prowadzona jest w systemie jednozmianowym od poniedziałku do piątku w godzinach od 7⁰⁰ do 15⁰⁰ oraz w razie potrzeby w soboty, w tych samych godzinach, jednak przy użyciu mniejszej liczby odbiorników.

Umowa z dostawcą energii elektrycznej uwzględnia trzy strefy czasowe o różnych stawkach za jedną kilowatogodzinę oraz opłatę stałą ponoszona, co miesiąc (Tab. 1).

Tab. 1. Strefy czasowe obowiązującej taryfy energii

Strefa	[zł]	Dzień tyg.	Godziny	% czasu tyg.
Strefa 1	0.34253 zł	pn-pt	7-13	17.86%
Strefa 2	0.41854 zł	pn-pt	16-21	8.93%
Strefa 3	0.28031 zł	pn-pt	13-16, 21-7	73.21%
		sob,niedz.	0-24	
Opłata stała	1 868.50 zł			

Zestawienie przedstawiające comiesięczne wskazania poszczególnych liczników energii w skali roku rozliczeniowego zawierało dane dotyczące:

- pomieszczeń biurowych,
- spawalni,
- nagrzewnicy spawalni,
- lakierni,
- nagrzewnicy lakierni,
- hali produkcyjnej (zawierającej pomieszczenia produkcyjne takie jak: tokarnia, ślusarnia, pomieszczenie montażu elementów elektrycznych szaf sterowniczych i pomieszczenie przeznaczone do wyklejania oznakowania kolejowo-drogowego, a także pomieszczenia magazynowe oraz socjalne),
- wykrawarki młoteczkowej Trupunch 3000-1300,
- wycinarki laserowej Trumpf TruLaser 3030,
- prasy krawędziowej Trumpf TruBend 3120,
- prasy krawędziowej Vimercati PHSY TON,
- sprężarki śrubowej,
- oświetlenia terenu zakładu.

Na podstawie faktur wystawionych przez dostawcę energii, obliczone zostały uśrednione ceny jednej kilowatogodziny w danym miesiącu $C_{\dot{s}rm}$ (1), a następnie na ich podstawie średnia cena roczna $C_{\dot{s}rr}$ (2).

$$C_{\dot{s}rm} = \frac{K_f}{E_m} \quad (1)$$

gdzie: $C_{\dot{s}rm}$ – średnia cena kWh za dany miesiąc [zł/kWh], K_f – wskazanie licznika energii w danym miesiącu [kWh], E_m – energia zużyta w danym miesiącu [kWh].

$$C_{\dot{s}rr} = C_{\dot{s}rm1} + \dots + C_{\dot{s}rm12} \quad (2)$$

gdzie: $C_{\dot{s}rr}$ – średnia cena roczna za kWh, $C_{\dot{s}rm1}$ – średnia cena kWh w pierwszym miesiącu, $C_{\dot{s}rm12}$ – średnia cena kWh w dwunastym miesiącu.

Z powyższych równań wyznaczono średnią roczną cenę jednostkową energii elektrycznej na poziomie 4,4 zł/kWh. Natomiast średnia miesięczna cena za rozpatrywany okres 2017 roku wynosi 0,37 zł/kWh.

2. Projektowanie instalacji fotowoltaicznej

Projektowany system fotowoltaiczny na dachu hali produkcyjno-magazynowej obejmuje instalację typu on-grid przyłączoną do sieci elektroenergetycznej. Za wyborem powyższego rozwiązania przemawiają dwa najważniejsze aspekty:

1. *Koszt budowy systemu* - zbudowanie systemu podłączonego do sieci jest o wiele tańsze niż budowa autonomicznej instalacji wysopej, ponieważ do jego działania nie potrzebny jest zakup magazynów energii elektrycznej. Jeżeli w mikro instalacji nie będzie to miało znaczącego wpływu na koszty poniesione na jej zbudowanie, to w instalacji o dużej mocy mogłoby to nadwyrężyć budżet przeznaczony na inwestycję.
2. *Aspekty ekonomiczne* - nadwyżka energii wyprodukowanej przez system fotowoltaiczny podłączony do sieci, może być sprzedawana. Polityka energetyczna wielu państw pozwala na sprzedaż energii wytworzonej z OZE po wyższej cenie niż cena energii dostarczonej przez dostawcę energii, co ma wpływ na znaczne skrócenie czasu zwrotu nakładów poniesionych na realizację inwestycji.

Niestety obecna ustawa [3] nie pozwala przedsiębiorcom posiadającym własną elektrownię na sprzedaż nadwyżki wyprodukowanej energii. Możliwe jest natomiast wykorzystywanie jej na potrzeby własne, co po pewnym czasie pozwoli na zwrot poniesionych nakładów na inwestycję, a następnie na obniżenie kosztów.

W projektowanym systemie, do konwersji energii słonecznej na elektryczną zostały wykorzystane panele fotowoltaiczne marki SHARP, model NU-SC360, wykonane z 72 modułów monokrystalicznych – Tab. 2. Taka budowa ogniwa cechuje się dużą sprawnością konwersji.

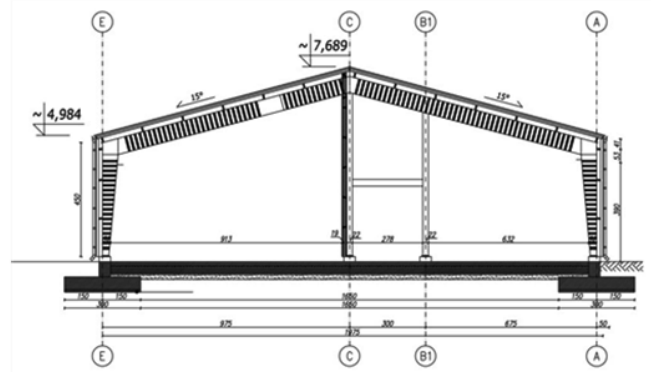
Tab. 2. Parametry techniczne modułu monokrystalicznego SHARP NU-SC360 [4]

Moc maksymalna	P_{max} [W]	360
Napięcie jałowe obwodu	V_{OC} [V]	47,2
Prąd zwarcia	I_{SC} [A]	9,79
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej	V_{mpp} [V]	38,9
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej	I_{mpp} [A]	9,26
Sprawność modułu	[%]	18,5
Typ ogniwa	[mm]	156,75x156,75
Ilość ogniw	-	72
Maksymalne napięcie systemu	$[V_{DC}]$	1100
Temperatura pracy	$[^{\circ}C]$	Od -40 do +85
Nominalna temperatura pracy ogniwa	$[^{\circ}C]$	44±2
Maksymalny bezpiecznik połączeń szeregowych	[A]	20
Wymiary panelu (Wysokość/szerokość/grubość)	[mm]	1956/992/40
Dopuszczalne nasłwietenie słoneczne	$[W/m^2]$	1200

W celu wyznaczenia możliwej do zainstalowania ilości paneli, należy określić ich powierzchnię (3) mnożąc wysokość ramy panela, przez jej szerokość.

$$P \approx 1,94 m^2 \quad (3)$$

Powierznią, na której zostaną zainstalowane rzędy paneli fotowoltaicznych będzie południowa powierzchnia dachu hali produkcyjno-magazynowej. Konstrukcja dachu jest dwuspadowa w związku, z czym zostanie wykorzystana połowa powierzchni dachu, a rzędy paneli fotowoltaicznych zostaną zainstalowane na południowym spadzie.



Rys.1. Przekrój pionowy hali produkcyjno-magazynowej

Powierzchnia dachu po stronie południowej, na której zainstalowane będą zestawy paneli PV wynosi 962,75 m²

Na powierzchni obłożenia przewidziano instalację 328 paneli fotowoltaicznych. Następnie znając pole powierzchni pojedynczego panelu wyznaczono powierzchnię całego generatora (636,32m²).

Z powyższych obliczeń wynika, iż płaszczyzna obłożenia posiada wystarczającą powierzchnię i pomieści przewidywaną liczbę paneli. Panele ułożone zostaną w siedemnastu sekcjach. Szesnaście z nich zostanie wyposażonych w cztery rzędy po pięć paneli. Natomiast w ostatniej sekcji przypada po dwa panele na rząd. Pomiedzy sekcjami przewidziane zostały korytarze serwisowe, których szerokość wynosi 50 cm.

Odstępy poziome między rzędami paneli zostały dobrane przy wykorzystaniu programu PVSolPro, dzięki symulacjom nasłonecznienia oraz zacienienia i wynoszą 100 cm. Takie usytuowanie pozwala maksymalnie wykorzystać powierzchnię obłożenia, a maksymalne zacienienie paneli przez poprzedzające rzędy wynosi do 0.1%.

Projektowany system fotowoltaiczny składał będzie się z 328 modułów monokrystalicznych o mocy 360W każdy, co daje łącznie 118,08 kW mocy zainstalowanej (Tab. 3). Moduły w każdym stringu (łańcuchu) zostaną połączone szeregowo, a następnie podłączone do inwertera Sunny Tripower 200000TL-US-10.

Tab. 3. Moce znamionowe rzędów paneli fotowoltaicznych na wejściach poszczególnych falowników

Falownik 1			Falownik 2		
MPP1	2 x 18 mod.	12,96 kW	MPP1	2 x 18 mod.	12,96 kW
MPP2	1 x 19 mod.	6,84 kW	MPP2	1 x 19 mod.	6,84 kW
Falownik 3			Falownik 4		
MPP1	2 x 18 mod.	12,96 kW	MPP1	2 x 18 mod.	12,96 kW
MPP2	1 x 19 mod.	6,84 kW	MPP2	1 x 19 mod.	6,84 kW
Falownik 5			Falownik 6		
MPP1	2 x 18 mod.	12,96 kW	MPP1	2 x 18 mod.	12,96 kW
MPP2	1 x 18 mod.	6,48 kW	MPP2	1 x 18 mod.	6,48 kW
$P_{DC} = 118,8 kW$					

W każdym falowniku do wejścia MPP1, będą podłączone równolegle dwa rzędy paneli zawierające po 18 modułów. Tymczasem do wejścia MPP2 po jednym łańcuchu zawierającym 19 modułów, z wyjątkiem falowników 5 i 6 w których podłączone zostaną rzędy po 18 paneli. W związku z powyższym zrealizowano obliczenia wartości prądów oraz napięć dla poszczególnych wejść inwertera po stronie DC (Tab. 4). Dla falowników od jeden do cztery obliczone wartości są identyczne, ponieważ ilość, rodzaj i struktura połączenia paneli dla wejść MPP1 i MPP2 w każdym z falowników jest taka sama.

Tab. 4. Wartości prądów i napięć na poszczególnych wejściach falownika

Urządzenie	Wejście	Prąd	Napięcie
Falownik 1	MPP1	18,52 A	700,2 V
	MPP2	9,26 A	739,1 V
Falownik 2	MPP1	18,52 A	700,2 V
	MPP2	9,26 A	739,1 V
Falownik 3	MPP1	18,52 A	700,2 V
	MPP2	9,26 A	739,1 V
Falownik 4	MPP1	18,52 A	700,2 V
	MPP2	9,26 A	739,1 V
Falownik 5	MPP1	18,52 A	700,2 V
	MPP2	9,26 A	700,2 V
Falownik 6	MPP1	18,52 A	700,2 V
	MPP2	9,26 A	700,2 V

Na podstawie maksymalnych wartości: napięć, prądów oraz mocy na poszczególnych wejściach do każdego falownika wybrano falownik SUNNY TRIPOWER 20000TL, którego dane znamionowe przedstawiono w Tab. 5.

Tab. 5. Dane znamionowe inwertera SUNNY TRIPOWER 20000TL [4]

Maksymalna moc DC	20440 W
Maksymalne napięcie wejściowe	1200 V
Zakres napięcia MPP	320 V - 800 V
Minimalne napięcie wejściowe	150 V
Maksymalny prąd wejściowy MPP1/MPP2	33A / 33A
Liczba niezależnych wejść MPP	2
Maksymalny prąd wyjściowy	29 A
Moc nominalna	20000 W
Maksymalna sprawność	98,4 %

Po obliczeniu odpowiednich ilości paneli w rzędach dokonano sprawdzenia, czy ich parametry nie przekroczą dopuszczalnych wartości pracy falownika.

Napięcia ogniwa w punkcie mocy maksymalnej w temperaturze 70°C:

$$V_{mpp\ 70} = V_{mpp} - [(70 - 25) \times (-0,29)] = 33,82\ V \quad (4)$$

gdzie: $V_{mpp\ 70}$ – napięcia ogniwa w punkcie mocy maksymalnej w temperaturze 70°C, V_{mpp} – napięcie ogniwa w punkcie mocy maksymalnej.

Napięcie jałowe w temperaturze -10°C:

$$V_{oc-10} = V_{oc} + [(-10 - 25) \times (-0,29)] = 53,18\ V \quad (5)$$

gdzie: V_{oc-10} – napięcie jałowe w temperaturze -10°C, V_{oc} – napięcie obwodu otwartego ogniwa.

Następnie wyznaczono minimalną ilość modułów (sześć) na jeden obwód, dzieląc wartość napięcia sieciowego przez napięcie ogniwa w punkcie mocy maksymalnej w temperaturze 70°C. Kolejno oszacowano maksymalną liczbę modułów przypadających na jeden obwód (dwadzieścia dwa) dzieląc maksymalne napięcie prądu stałego inwertera przez wartość napięcia obwodu otwartego. W celu wyznaczenia maksymalnej ilości wejść obwodów, które będą podłączone do falownika, podzielono maksymalny prąd stały falownika przez prąd zwarciovowy modułów. Otrzymana wartość świadczy o tym, że można podłączyć maksymalnie trzy obwody połączone szeregowo. Tymczasem straty mocy w przewodach oraz inwerterze wynoszą około 3%, zatem moc po stronie prądu przemiennego falownika pierwszego P_{AC1} określa równanie (6).

$$P_{AC1} = 0,97 \times (P_{MPP1} + P_{MPP2}) = 19206\ W \quad (6)$$

Prąd I_{AC1} płynący z falownika pierwszego do złącza kablowego ma wartość określoną w równaniu (8).

$$I_{AC1} = \frac{P_{AC1}}{\sqrt{3} \times U \times \cos\phi} = 29,18\ A \quad (7)$$

Dla falowników od pierwszego do czwartego prąd I_{AC} wynosi również 29,18 A.

Natomiast inwertery 5 i 6 będą miały podłączoną nieco mniejszą moc na wejściu po stronie prądu przemiennego. Należy więc wykonać dodatkowe obliczenia wartości mocy (8) i prądu (9) dla falownika piątego (wyniki dla falownika szóstego, są takie same jak dla piątego).

$$P_{AC5} = 0,97 \times (P_{MPP1} + P_{MPP2}) = 18856\ W \quad (8)$$

$$I_{AC5} = \frac{P_{AC5}}{\sqrt{3} \times U \times \cos\phi} = 28,65\ A \quad (9)$$

Wyniki obliczeń mocy po stronie zmiennoprądowej oraz prądów po stronie zmiennoprądowej dla poszczególnych falowników zostały przedstawione w Tab.7.

Tab. 7. Zestawienie mocy i prądów inwerterów

Urządzenie	Moc DC	Moc AC	Prąd AC
Falownik 1	19,8	19,21	29,18
Falownik 2	19,8	19,21	29,18
Falownik 3	19,8	19,21	29,18
Falownik 4	19,8	19,21	29,18
Falownik 5	19,44	18,86	28,65
Falownik 6	19,44	18,86	28,65

Każdy łańcuch paneli fotowoltaicznych zostanie połączony szeregowo (nominalny prąd dla każdego z nich to 9,26A). W obliczeniach przyjęto założenie, że długość kabla pomiędzy falownikiem a łańcuchem paneli będzie wynosiła 2 x 70 m. Natomiast dopuszczalne straty w kablach to 1%. W projektowanej instalacji będą znajdowały się dwa rodzaje łańcuchów. W pierwszym z nich będzie znajdowało się 18, a w drugim 19 paneli. W związku z tym należy wykonać obliczenia dla obydwu przypadków. Przekrój przewodów łączących inwerter z łańcuchem paneli zostanie dobrany przy wykorzystaniu równania (10).

$$s = \frac{I_r \times l_r}{U_r \times \gamma \times W} \quad (10)$$

gdzie: s - przekrój przewodu, I_r - natężenie prądu w punkcie maksymalnej mocy, l_r - długość kabla między stringiem a falownikiem, U_r - napięcie łańcucha, γ - współczynnik przewodności właściwej, W - dopuszczalna strata w przewodach

Przekrój dla łańcucha składającego się z 18 paneli wynosi 3,37 mm², a dla łańcucha zawierającego 19 paneli 3,19 mm².

Jak wynika z powyższych obliczeń w obydwu przypadkach punkty zbiorcze w falownikach zostaną połączone z łańcuchami ogni w kablem o przekroju 4 mm², w celu zachowania maksymalnie 1% strat. Zastosowany zostanie kabel SOLARA PV1-F 1 x 4 mm² 0,6/1 kV.

Przy występowaniu więcej niż dwóch łańcuchów paneli fotowoltaicznych, należy zastosować zabezpieczenie na obydwu biegunach. Jest to niezbędne w przypadku podwójnego zwarcia doziemnego. Dobierając zabezpieczenia po stronie DC należy uwzględnić ryzyko długotrwałego obciążenia prądem o wartości wyższej o 25% niż prąd zwarciovowy. Dlatego należy założyć, że prąd jaki może pojawić się w jednym łańcuchu wyniesie maksymalnie:

$$I_n = 1,25 \times I_{SC} = 12,24\ A \quad (11)$$

Zgodnie z obliczeniami na obydwu biegunach każdego z łańcuchów należy zastosować przed wejściami MPP falownika po stronie prądu stałego, wkładki bezpiecznikowe cylindryczne gPV o napięciach 900 V i wartościach prądu maksymalnie 12 A.

W warunkach wyekspozowania na czynniki zewnętrzne oraz przy ograniczonej możliwości ekranowania elektromagnetycznego systemu PV wymagają specjalnej ochrony. Zastosować należy wtedy urządzenia ograniczające przepięcia SPD. Ograniczniki przepięć w instalacjach fotowoltaicznych, dobiera się tak, aby maksymalne napięcie elementów współtworzących instalację takich jak: inwertery i panele było większe niż nominalne napięcie zadziałania zabezpieczenia ograniczającego przepięcie. Opisywane zabezpieczenia mają za zadanie uchronić instalację przed przepięciami pochodzącymi od wyładowań atmosferycznych: pośrednich lub bezpośrednich, oraz przed przepięciami łączeniowymi. Zabezpieczenia należy zastosować po stronie DC i AC systemu. W związku z tym, że odległość pomiędzy szeregiem paneli, a falownikiem jest większa niż 10 m, należy zastosować podwójny system ochrony przeciwprzepięciowej, umieszczając ograniczniki w odległości nie większej niż 10 m za rzędem paneli PV oraz przed inwerterem [5].

Zastosowane ograniczniki przepięć typu drugiego powinny być połączone z szyną wyrównawczą potencjałów, której średnica powinna wynosić minimum 6 mm². Należy również wykonać połączenia wyrównawcze pomiędzy elementami konstrukcji wsporczej modułów, drutem aluminiowym 10 mm² i przyłączyć ją do szyny wyrównawczej potencjałów przewodem o średnicy 6 mm². Do obliczenia wartości U_C (12) ogranicznika przepięć SPD typu drugiego, należy zastosować współczynnik korekcyjny. W obliczeniach pod uwagę będą brane łańcuchy o wyższej liczbie paneli.

$$U_C \geq 1,2 \times U_{OC} \times \text{liczba modułów} \geq 1076,16 \text{ V} \quad (12)$$

Według powyższych obliczeń w systemie PV można zastosować ogranicznik przepięć o napięciu $U_C = 1100 \text{ V}$.

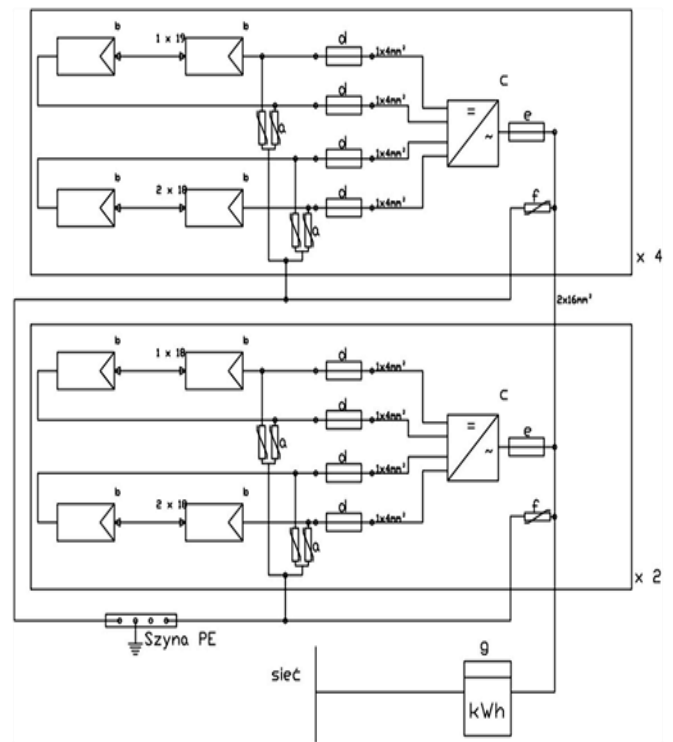
Każdy z falowników będzie wymagał doprowadzenia z rozdzielnic głównej, przewodu o długości 2 x 20 m. Przyjmując dopuszczalny poziom strat w przewodzie na poziomie 1% przy pracy z mocą 20 kW dla $\cos\varphi = 1$ przekrój będzie obliczony za pomocą wzoru (13).

$$S = \frac{P_f \times l_{rf}}{U_r^2 \times \gamma \times W} = 13,75 \text{ mm}^2 \quad (13)$$

gdzie: P_f – moc nominalna falownika, l_{rf} – długość przewodu między rozdzielnicą główną a inwerterem, U_r – napięcie nominalne wyjścia AC falownika, γ – współczynnik przewodności właściwej, W – dopuszczalna strata.

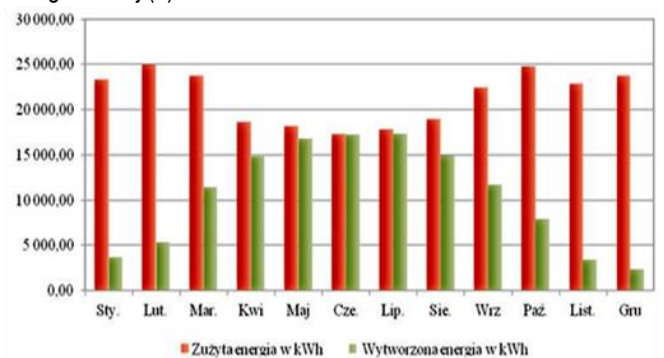
Aby zachować straty w przewodzie poniżej 1%, falowniki zostaną połączone z punktem zbiorczym przewodem o przekroju 16 mm². W omawianej konfiguracji przewód, który będzie zastosowany do połączenia, spełnia również wymogi związane z obciążalnością prądową, gdyż maksymalny prąd na wyjściu AC falownika wynosi 29 A. Biorąc pod uwagę wyznaczoną wartość, dobrano wyłącznik nadprądowy B32. Strona AC każdego z falowników zostanie również zabezpieczona ogranicznikiem przepięć SPD typu drugiego o napięciu znamionowym $U_n = 230/400 \text{ V}$.

Poniżej przedstawiono schemat blokowy projektowanego systemu fotowoltaicznego (Rys. 2). Zawiera on najważniejsze elementy wykonawcze, które składają się na cały układ wytwarzający energię elektryczną.



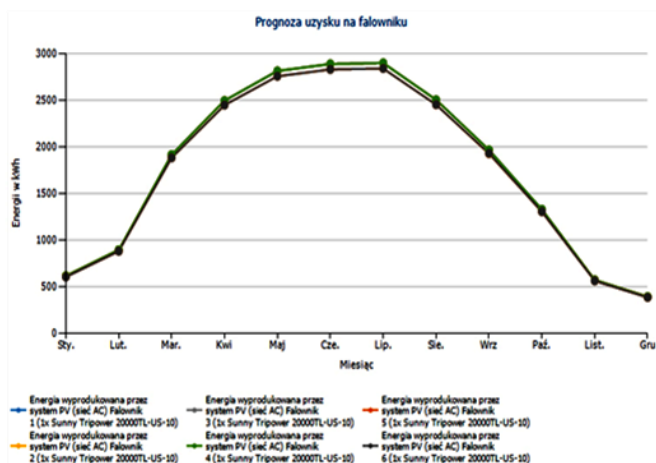
Rys.2. Schemat projektowanej instalacji PV: a) ogranicznik przepięć SPD po stronie DC, b) panel fotowoltaiczny, c) inwerter, d) zabezpieczenie nadprądowe gPV strony DC, e) zabezpieczenie nadprądowe strony AC, f) ogranicznik przepięć po stronie AC, g) licznik kWh wyprodukowanej energii

Moc wytwarzana przez system PV nie jest liniowa, ponieważ jest uzależniona od nasłonecznienia. W okresie zimowym średnia miesięczna ilość wytwarzanej energii może być nawet o 75% niższa niż w okresie letnim. W odniesieniu do zużycia jest zupełnie odwrotnie. Jest to spowodowane między innymi poborem dodatkowej energii przez źródła światła oraz pracę nagrzewnic elektrycznych w celu dogrzania pomieszczeń. Dane z symulacji wytwarzanej energii oraz dane z liczników pozwoliły na przedstawienie tych zależności w postaci graficznej (3).

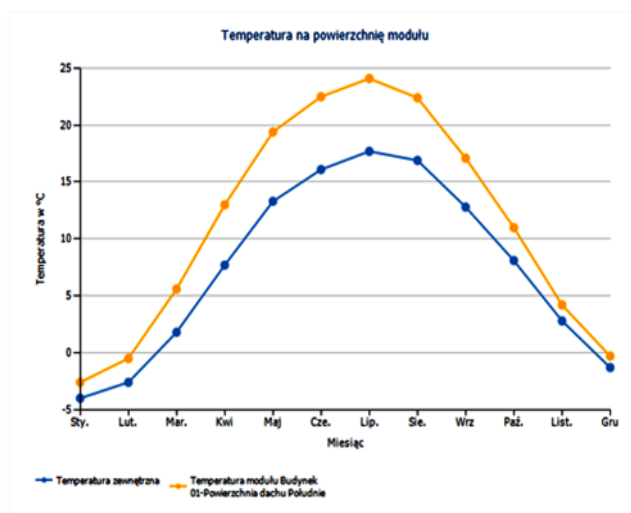


Rys.3. Zestawienie zużytej energii z prognozowaną produkcją energii z instalacji fotowoltaicznej

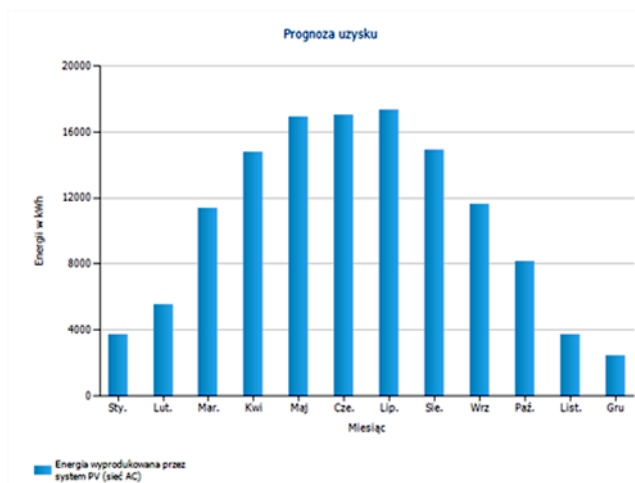
Następnie przeprowadzono symulację uzysku energetycznego projektowanej instalacji fotowoltaicznej (Rys.4 ÷7).



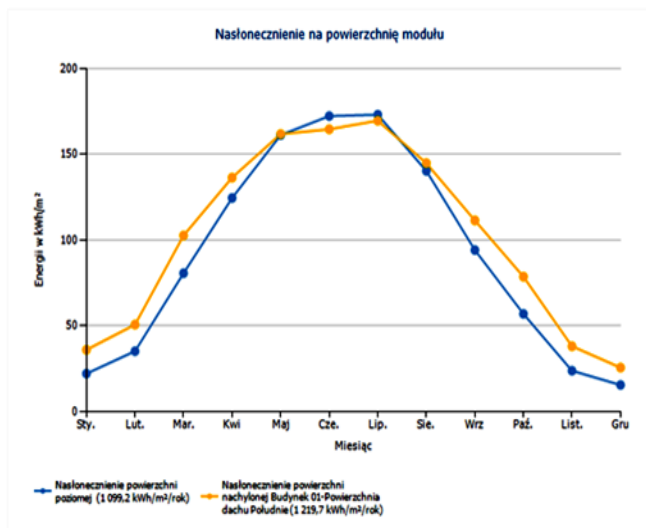
Rys.4. Wykres prognozowanego uzysku rocznego na poszczególnych falownikach



Rys.7 Wykres temperatur na powierzchni modułów



Rys.5. Wykres skumulowanej rocznej prognozy uzysku energetycznego systemu PV po stronie prądu przemiennego



Rys.6 Wykres rocznego nasłonecznienia powierzchni paneli PV

Na podstawie powyższej symulacji uzysku energetycznego projektowanej instalacji fotowoltaicznej (przy mocy generatora 118,1 kWp) wyznaczono wartość roczną produkcji energii elektrycznej na poziomie 128 197 kWh.

3. Oszacowanie czasu zwrotu projektowanej instalacji fotowoltaicznej

Biorąc pod uwagę uzyskane dane, związane z kosztem wykonania instalacji, jej wydajności i średniej rocznej ceny jednej kWh, obliczono szacunkowy okres, po jakim zwrócą się koszty poniesione na inwestycję (dzięki wykorzystaniu wyprodukowanej energii na potrzeby własne). W momencie, gdy nastąpi zwrot poniesionych nakładów na budowę systemu fotowoltaicznego, stanie się on elementem, który dzięki swojej pracy zacznie obniżać koszty związane ze zużyciem energii przez opisywany dział zakładu przemysłowego.

Symulacje wykonane przez algorytmy programu PVSolPro dały wartości rocznej produkcji energii po stronie prądu przemiennego, które będą oddawane do sieci. W celu obliczenia czasu zwrotu poniesionych kosztów związanych z budową całego systemu wyznaczono roczną wartość energii wyprodukowanej przez system PV:

$$E_{sys/rok} = E_{f1} + E_{f2} + E_{f3} + E_{f4} + E_{f5} + E_{f6} = 126\,827,7 \text{ kWh / rok} \quad (14)$$

gdzie:

$E_{sys/rok}$ - roczny uzysk energii elektrycznej z systemu PV, $E_{f1} \dots E_{f6}$ - wartości roczne energii oddawanej do sieci przez falowniki od 1 do 6.

Kolejnym krokiem było wyznaczenie kwoty rocznego uzysku energetycznego:

$$K_{rue} = E_{sys/rok} \times C_{srr} = 558041,9 \text{ zł/rok} \quad (15)$$

gdzie: K_{rue} - kwota rocznego uzysku energetycznego, $E_{sys/rok}$ - roczny uzysk energii elektrycznej z systemu PV, C_{srr} - średnia cena roczna za kWh.

W tabeli 8 przedstawiono wykaz elementów instalacji fotowoltaicznej wraz z cenami.

Tab. 8. Wykaz elementów projektowanej instalacji wraz z cenami [4]

Element instalacji fotowoltaicznej	Cena	Ilość	Kwota
Monokrystaliczny moduł fotowoltaiczny SHARP NU SC-360	726.28 zł	328	238 219.84 zł
Konstrukcja o kącie nachylenia 15 5 paneli + zestaw montażowy	526.30 zł	66	34 735.80 zł
Kabel PV 4mm	2.65 zł/m	2520	6 678.00 zł
Przewód lgy 16 mm	5.15 zł/m	250	1 287.50 zł
Falownik SUNNY TRIPOWER 20000TL	10 208.50 zł	6	61 251.00 zł
Złączka fotowoltaiczna Phoenix Contact IP 65/67 40A 1100 V	12.53 zł	656	8 219.68 zł
Wkładka bezpiecznikowa cylindryczna 10x38 gPV 12 a 1000 V DC	16.32 zł	36	587.52 zł
Podstawa bezpiecznikowa DC z sygnalizacją 2P 10x38 1000V	64.85 zł	18	1 167.30 zł
Wyłącznik nadprądowy 2P B 32A 6kV	66.21 zł	6	397.26 zł
Ogranicznik przepięć DC SPD typ II 1P 1.1 kV	875.21 zł	36	31 507.56 zł
Ogranicznik przepięć AC 2P typ II 230 V	325.75 zł	6	1 954.50 zł
Szafa energetyczna 300x200x100 produkcja własna	3 250.00 zł	1	3 250.00 zł
Razem			389255,96

Dzięki obliczeniom uzyskanym w powyższym podrozdziale wyznaczono okres zwrotu inwestycji, dzieląc koszt materiałowy inwestycji przez kwotę rocznego uzysku energetycznego K_{rue} :

$$okres\ zw.\ in. = \frac{K_i}{K_{rue}} \approx 1\ rok \quad (16)$$

gdzie: K_i - koszt materiałowy instalacji fotowoltaicznej [zł], K_{rue} - kwota rocznego uzysku energetycznego [zł/rok].

Otrzymana wartość z równania (19) powinna być traktowana jako wartość szacunkowa, gdyż uwzględnia tylko koszty materiałowe poszczególnych elementów wchodzących w skład instalacji fotowoltaicznej. W celu przeprowadzenia szczegółowej analizy czasu zwrotu projektowanej instalacji należy zastosować metodologię opisaną m.in. w literaturze [6, 7].

Otrzymana wartość $E_{sys/rok}$ i $\sum E_{zużytej\ 2017}$ pozwala określić, w jakim stopniu projektowana instalacja fotowoltaiczna pokryje zapotrzebowanie na energię elektryczną analizowanego działu przedsiębiorstwa (17).

$$E_{pe} = \frac{E_{sys/rok}}{\sum E_{wsk.liczników\ 2017}} \times 100\% = 49,61\% \quad (17)$$

gdzie: E_{pe} - procentowe pokrycie energii, $E_{sys/rok}$ - roczny uzysk energii elektrycznej z systemu PV, $\sum E_{wsk.liczników\ 2017}$ - suma wskazań liczników energii.

Podsumowanie

Najważniejszymi cechami instalacji fotowoltaicznych jest krótki czas realizacji takiej inwestycji oraz malejące ceny składowych systemów PV, wynikające ze wzrostu konkurencji na rynku. Koszt zainstalowanej jednostki mocy, jest również uzależniony od wielkości łącznej mocy systemu. Im mniejszy system, tym wyższy koszt, a wraz ze wzrostem możliwości produkcyjnej instalacji spada cena jednostkowa. Farma fotowoltaiczna nie posiada elementów ruchomych, więc zużycie elementów czynnych jest znikome, co wpływa na zwiększenie niezawodności. Ponadto nie wymaga zbyt wielu czynności związanych z serwisowaniem, co sprawi, że nie ma dodatkowych kosztów związanych z eksploatacją.

Największym utrudnieniem w rozwoju rynku energii pozyskiwanej przez ogniwa fotowoltaiczne, jest bariera prawno-administracyjna dla dużych instalacji powyżej 50 kWh mocy zainstalowanej w przypadku, gdy energia ta nie zostanie w pełni zużyta przez wytwórcę. W instalacjach skali mikro i mini prosument może korzystać z tzw. wirtualnego magazynu energii, co pozwala mu na zużycie nadproduktowanej energii w kolejnym okresie rozliczeniowym w stosunku 0,7 lub 0,8 w zależności od mocy posiadanego systemu. Przekraczając próg 50 kWh mocy zainstalowanej nie można korzystać z magazynu wirtualnego, więc najlepszym rozwiązaniem jest takie zwymiarowanie instalacji, by cała wyprodukowana energia była konsumowana. Istnieje również możliwość magazynowania energii przez zastosowanie akumulatorów, lecz wpływa to znacznie na koszty poniesione na wykonanie inwestycji.

W projektowaniu systemu PV umożliwiającego produkcję energii na potrzeby własne zakładu, pierwszym krokiem było określenie typu instalacji. Zdecydowano się na wykonanie systemu on-grid, czyli przyłączonego do sieci, ze względu na dużo niższy koszt wykonania w porównaniu do instalacji wyspowej zaopatrzonej w kosztowne akumulatory. Kolejnym krokiem było wybranie miejsca zainstalowania ogniw (dach hali produkcyjno-magazynowej), ze względu: na jej usytuowanie, ekspozycję na promienie słoneczne oraz powierzchnię obłożenia. Po wybraniu miejsca montażu przeanalizowana została powierzchnia, na której umieszczone zostały panele oraz dobrany odpowiedni system montażowy umożliwiający optymalną pracę ogniw. Następnym krokiem było wybranie odpowiednich ogniw i rozmieszczenie ich na powierzchni obłożenia z uwzględnieniem korytarzy serwisowych oraz odstępów pomiędzy rzędami w celu uniknięcia zaciemnienia. Wówczas znana była ilość zainstalowanych ogniw, co pozwoliło dobrać inwerter i skonfigurować każdy z łańcuchów. Następnym krokiem był dobór przekroju przewodów oraz zabezpieczeń instalacji PV.

Uzyskane dane w procesie projektowania instalacji fotowoltaicznej pozwoliły przeprowadzić symulację rocznego uzysku energetycznego projektowanej instalacji w programie PVSolPro. Na podstawie zgromadzonych danych wyznaczono szacunkowy czas zwrotu poniesionych kosztów instalacji na poziomie jednego roku. Po upływie powyższego czasu instalacja powinna w większym stopniu obniżyć koszty energii elektrycznej. Ponadto okazało się, że wdrożenie systemu fotowoltaicznego w rozpatrywanym dziale zakładu produkcyjnego pozwoli na pokrycie około 50 % rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną istniejącego przedsiębiorstwa względem analizowanego okresu 2017 roku.

Bibliografia:

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady. 2009/28/WE, 23 Kwietnia 2009, <https://www.ure.gov.pl/download/1/5901/LexUri-Serv.pdf> [20.10.2018]
1. Internet, <https://www.greentechmedia.com> [01.08.2018].
2. Nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii. Dziennik ustaw 7 Czerwca 2018, <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20180001276/O/D20181276.pdf> [20.10.2018]
3. Dane oraz dokumentacja pozyskana z programu PVSol Pro
4. Sarniak T.: Budowa i eksploatacja systemów fotowoltaicznych. Warszawa, Grupa Medium, 2015
5. Laudyn D.: Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 1999
6. Paska J.: Ekonomia w elektroenergetyce. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2007

Reduction of electricity costs of an industrial plant through the use of photovoltaic installations.

The article discusses the possibility of reducing the electricity costs of a selected department of an industrial plant by using a photovoltaic installation. This company is active in the production and assembly of railway and road automation devices, teletechnology, power engineering and sheet metal processing.

Keywords: electrical energy, costs, industrial plant, photovoltaic installation

Autorzy:

inż. **Konrad Boguciński** – absolwent WTiE Uniwersytetu Technologiczno-Humanistycznego w Radomiu

dr inż. **Grzegorz Krawczyk** – Wydział Transportu i Elektrotechniki UTH w Radomiu