

Wykorzystanie fotowoltaiki w warunkach solarnych miasta Krakowa – wstępne studium wykonalności dla budynku użyteczności publicznej – budynek wydziału uczelni wyższej

Jakub Jurasz, Magdalena Krzywda, Jerzy Mikulik

Wstęp

Stale wzrastające ceny energii elektrycznej oraz badania dotyczące wpływu działalności człowieka na zmiany klimatu są główną przyczyną intensywnych prac w zakresie odnawialnych źródeł energii (OZE). Ich gwałtowny rozwój na przestrzeni ostatnich lat oraz silne uzależnienie ich zastosowania w zależności od lokalnych warunków klimatycznych skłaniają do wykonywania coraz częstszych analiz opłacalności takiej inwestycji [1–4]. Celem tej analizy jest przedstawienie możliwości zastosowania konwersji promieniowania słonecznego w energię elektryczną jako dodatkowego źródła zasilania w tę energię dla budynku użyteczności publicznej. Rozwiązanie tego typu mogłoby przyczynić się do zmniejszenia bieżących kosztów funkcjonowania wydziału oraz w sposób pośredni, zmniejszyć emisję gazów cieplarnianych powstających w elektrowniach konwencjonalnych, z których obecnie korzysta dostawca energii elektrycznej.

Analiza lokalizacji – budynek oraz warunki klimatyczne pod instalację PV

Przedmiotem analizy jest budynek wydziału uczelni wyższej w Krakowie. Obecnie trwają prace budowlane związane z budową dodatkowego skrzydła, co w kontekście rozwoju systemu fotowoltaicznego zwiększa powierzchnię dachową (o korzystnym kącie nachylenia oraz orientacji południowej) nadającą się do zamontowania modułów. Przeprowadzono wizualną ocenę lokalizacji, po czym stwierdzono, że:

- istnieje możliwość częściowego zacienienia modułów (w szczególności gdy Słońce znajduje się nisko nad linią horyzontu) z powodu otaczających obszar drzew oraz innej roślinności. Rozwiązaniem jest okresowe przycinanie oraz usunięcie gałęzi stanowiących bezpośrednie zagrożenie (spadająca gałąź może trwale uszkodzić moduł PV);
- moduły PV ze względu na korzystną orientację budynku mogą być bez dodatkowych mocowań ustawione w kierunku południowym;
- czyszczenie modułów PV musi być wykonywane częściej ze względu na wysoką koncentrację cząsteczek kurzu w powietrzu oraz ptasie odchody. Jednakże bezproblemowy dostęp do bieżącej wody (na terenie budynku) ułatwi tego typu czynności serwisowe;
- nie jest konieczne instalowanie dodatkowych środków systemu alarmowego; obszar jest ogrodzony oraz wyposażony w system alarmowy (kamery, sygnalizator włamania etc.).

Streszczenie: W poniższym artykule przedstawiono możliwość zastosowania instalacji fotowoltaicznej w celu obniżenia kosztów funkcjonowania budynku użyteczności publicznej. Badanie przeprowadzono w celu wykazania ekonomicznej zasadności tego typu instalacji. Dane do analizy pozyskano z osobistej inspekcji lokalizacji, od pracowników technicznych oraz dostępne oprogramowanie (meteonorm7, PVSYST). W pracy badano uzysk energetyczny dla instalacji fotowoltaicznej zlokalizowanej na trzech wstępnie wyróżnionych obszarach budynku. Wyniki symulacji uzysku zestawiono z prognozowanymi kosztami w celu obliczenia przewidywanego czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych i przedstawiono je na wykresie.

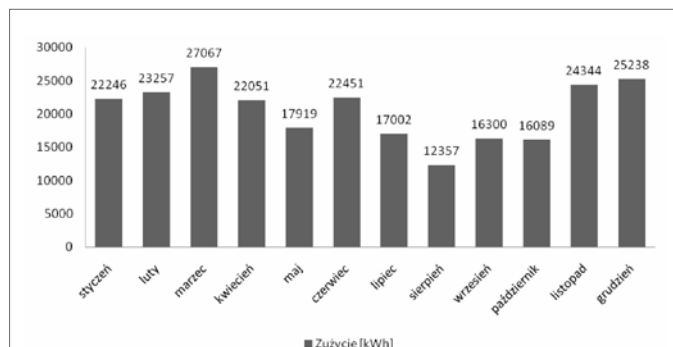


Rys. 1. Widok budynku wydziału uczelni wyższej z zaznaczonymi obszarami, dla których zaplanowano instalację fotowoltaiczną

Analizę uzysku energetycznego przeprowadzono w programie PVSYST (PV – fotowoltaika, SYST – system). Jest to pakiet komputerowy umożliwiający zaprojektowanie, zwymiarowanie, symulację oraz analizę wydajności systemu fotowoltaicznego.

Tabela 1. Dane klimatyczne dla 50°3'N 19°55'E Kraków [13]

Miesiąc	Gh [kWh/m ² .miesiąc]	Dh [kWh/m ² .miesiąc]	Temperatura [°C]	Prędkość wiatru [m/s]
styczeń	23	17	-1,8	3,2
luty	36	25	-0,1	3,1
marzec	75	48	3,3	3,3
kwiecień	120	72	9,5	2,7
maj	148	91	14,7	2,5
czerwiec	155	99	17,3	2,6
lipiec	162	87	19,4	2,5
sierpień	129	76	18,8	2,1
wrzesień	91	56	13,5	2,2
październik	57	39	9,2	2,8
listopad	27	18	4,2	2,7
grudzień	19	12	-0,7	2,7



Rys. 2. Średnie zużycie energii elektrycznej na przestrzeni roku [12]

Program dysponuje własną bazą danych meteorologicznych oraz zbiorem informacji na temat dostępnych na rynku komponentów systemu fotowoltaicznego i ich cen. Program generuje wyniki analizy w postaci łatwo czytelnych tabel oraz wykresów wzbogaconych o analizę ekonomiczną instalacji – dla zadanych parametrów. By otrzymać wiarygodne wyniki, wprowadzono nowe dane dotyczące warunków słonecznych dla zadanej lokalizacji. Przyjęto dane uśrednione, przy czym należy mieć na uwadze, że na przestrzeni lat odchylenia średniej wartości rocznej mogą dochodzić do 11%.

Dane zawarte w tabeli zostały uzyskane z wykorzystaniem oprogramowania meteonorm7. Informacje dotyczące nasłonecznienia (Gh – całkowite nasłonecznienie na płaszczyznę horyzontalną, Dh – całkowite rozproszone nasłonecznienie na płaszczyznę horyzontalną) pochodzą z obserwacji przeprowadzonych w latach 1986–2005, natomiast temperatura i prędkość wiatru z lat 2000–2009. Przy obliczeniach podano również wartość parametru albedo 0,2, oznaczającego stosunek ilości promieniowania odbitego do padającego. Dane odnoszące się do temperatury pozwalają stwierdzić, czy w wypadku danej instalacji będziemy mieć do czynienia z temperaturowym spadkiem sprawności modułów. Producenci podają procentowy spadek sprawności wraz ze wzrostem temperatury zewnętrznej o każdy stopień ponad 25°C. Analiza prędkości wiatru pozwala ocenić, czy konieczne będą solidniejsze rozwiązania dotyczące mocowania modułów PV. Tutaj stwierdzono brak takiej konieczności.

Rynek paneli fotowoltaicznych

Przemysł fotowoltaiczny jest rynkiem, który ulega gwałtownym przemianom. Aktualnie ceny kształtują się na poziomie 0,38 \$ za wat mocy modułu fotowoltaicznego [5], przy czym średnia sprawność ogniwa na bazie krzemu krystalicznego wynosi 25% [6]. Sprawność modułów fotowoltaicznych to obecnie około 15% [7]. Należy zauważyć, że sprawność ogniwa przy wymiarowaniu instalacji fotowoltaicznej nie jest wartością wyjściową. Projektant odwołuje się do mocy nominalnej znajdującej się na tabliczce znamionowej produktu. Moc ta wyznaczana jest w ściśle określonych warunkach STC (*Standard Testing Conditions*), co oznacza: natężenie promieniowania słonecznego 1000 [W/m²], temperatura ogniw oświetlanego panelu 25°C oraz spektrum promieniowania dla gęstości atmosfery równej 1.5 [8]. Obecnie na rynku znajdują się ogniwa fotowoltaiczne

należące do trzech generacji. Pierwsza, dominująca na rynku, to ogniwa na bazie krzemu mono- lub polikrystalicznego. Druga to tak zwane ogniwa cienkowarstwowe, charakteryzujące się niższym kosztem wytworzenia, jak również mniejszą sprawnością. Należą do nich ogniwa na bazie tellurku kadmu, dwuselenku indowo-miedziowego czy też mieszaniny indu, galu i selenu. Ogniwa drugiej generacji cechują się niższym niż ogniwa pierwszej generacji spadkiem mocy na skutek wzrostu temperatury pracy ogniwa. Trzecia generacja ogniw fotowoltaicznych to ogniwa pozbawione złącza P-N. Cechują się one niskim kosztem wytworzenia, lecz niestety mają również niewielką sprawność i krótki czas życia [9]. W poniższej analizie zdecydowano się zastosować standardowe moduły na bazie krzemu polikrystalicznego.

Zużycie energii elektrycznej w ramach funkcjonowania budynku

Na potrzeby analizy pozyskano aktualne dane dotyczące zużycia energii elektrycznej przez budynek wydziału uczelni wyższej. Dane te zebrano i przedstawiono w tabeli. Energia elektryczna wykorzystywana jest głównie do oświetlenia (sal wykładowych, ćwiczeniowych oraz pozostałych pomieszczeń), zasilania sal laboratoryjnych wraz z wyposażeniem, urządzeń RTV oraz klimatyzatorów.

Zużycie energii elektrycznej cechuje się dużą zmiennością w skali roku. Największe zapotrzebowanie na energię elektryczną występuje w miesiącach marzec, listopad oraz grudzień. Charakterystyczny jest miesiąc sierpień, kiedy zapotrzebowanie wynosi około 50% maksymalnego miesięcznego zapotrzebowania w skali roku. Wynika to z faktu, że w sierpniu ustaje większość prac na obszarze budynku. Całkowity koszt korzystania z energii elektrycznej wynosi w zaokrągleniu 120 tys. zł na rok.

Parametry instalacji fotowoltaicznych zlokalizowanych na fasadzie południowej (I), dachu auli (II) oraz części dachu o orientacji południowej (III)

Dla każdej części instalacji wykorzystano standardowe moduły polikrystaliczne o wymiarach 0,99 × 2 [m]. Tabela 2 przedstawia parametry oraz szacowane koszty wykonania każdej instalacji I–III.

W wypadku instalacji I oraz II konieczne było obliczenie zacienienia wynikającego z różnej wysokości Słońca w ciągu

Tabela 2. Parametry instalacji fotowoltaicznej

Parametr	Obszar		
	I	II	III
kąt nachylenia	39°	39°	30°
miejsce montażu	fasada	dach płaski	dach dwuspadowy
moc znamionowa	17.6[kWp]	18.9[kWp]	4.2[kWp]
powierzchnia modułów	168[m ²]	180[m ²]	40[m ²]
koszt modułów	55263[zł]	59210[zł]	12566[zł]
system mocowania	19160[zł]	19768[zł]	5069[zł]
inwerter i okablowanie	17821[zł]	19094[zł]	3992[zł]
transport i montaż	12498[zł]	13513[zł]	3062[zł]
koszt całkowity	104742[zł]	111585[zł]	24689[zł]

Tabela 3. Uzysk energetyczny z instalacji fotowoltaicznej dla poszczególnych obszarów

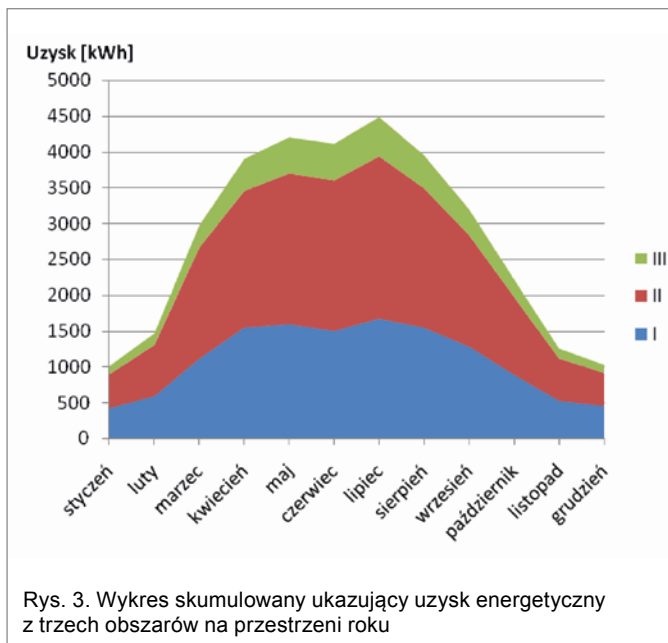
Miesiąc	Obszar, uzysk energetyczny [kWh]		
	I	II	III
styczeń	428	474	113
luty	595	715	160
marzec	1115	1553	307
kwiecień	1552	1906	445
maj	1598	2104	504
czerwiec	1504	2100	510
lipiec	1676	2265	545
sierpień	1550	1944	460
wrzesień	1285	1558	358
październik	894	1088	244
listopad	531	592	137
grudzień	459	463	112
Suma [MWh]	13	17	4

roku. Korzystając z wzorów zamieszczonych w [10] obliczono odległość pomiędzy kolejnymi rzędami modułów. W efekcie możliwe było rozmieszczenie modułów PV optymalne pod względem uzysku energetycznego.

Uzysk energetyczny z instalacji fotowoltaicznej

Wyniki analizy przeprowadzonej w programie PVSYSYST zawarte są w tabeli. Przez uzysk energetyczny rozumie się ilość energii elektrycznej wygenerowanej przez system instalacji fotowoltaicznej na przestrzeni danego okresu. Wartość ta została wygenerowana na podstawie danych uśrednionych. Zaniechano przeprowadzenia analizy dla pesymistycznych oraz optymistycznych warunków nasłonecznienia, ponieważ hipotetyczna analiza ekonomiczna będzie wykonana na przestrzeni 30 lat.

Na podstawie tabeli 3 i tabeli 4 można wyliczyć koszt wygenerowania 1 [kWh] energii elektrycznej. Koszt ten kształtuje się odpowiednio na poziomie 0,93zł dla fasady południowej (I), 0,79 zł dla instalacji na dachu auli (II) oraz 0,82 zł na dachu budynku (III). Różnice w koszcie wynikają głównie ze zmienności kosztów systemu mocowania oraz stosunku zainstalowanej mocy znamionowej do rocznego uzysku energii elektrycznej. Oznacza to, że cena 1 [kWh] w systemie generującym energię z mniejszą całkowitą sprawnością (rozumianą jako iloczyn sprawności jego wszystkich komponentów oraz spadku wyni-



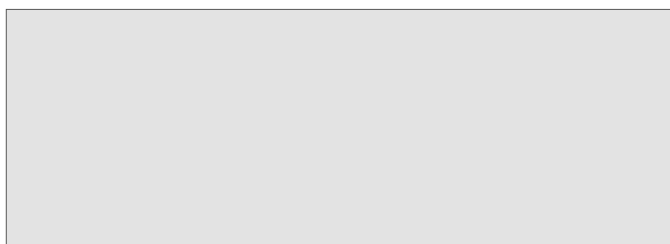
Rys. 3. Wykres skumulowany ukazujący uzysk energetyczny z trzech obszarów na przestrzeni roku

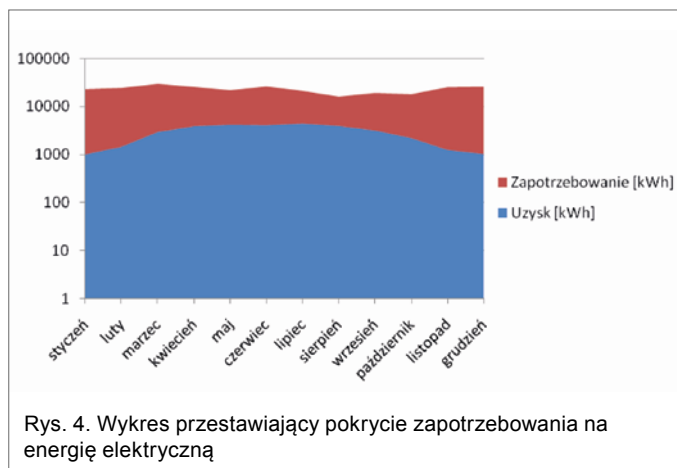
kającego z częściowego zacielenia) będzie wyższa. Dla lepszego zobrazowania uzysku energetycznego, a w szczególności udziału poszczególnych instalacji w całkowitym uzysku, dane przedstawiono na liniowym wykresie skumulowanym na rys. 3.

Stopień pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną

Na wstępie do analizy poczyniono założenie dotyczące częściowego pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną poprzez system fotowoltaiczny. Sumaryczny uzysk energetyczny dla każdego miesiąca pochodzący z trzech instalacji został zestawiony ze średniomiesięcznym zapotrzebowaniem budynku na energię elektryczną. W tabeli 4 przedstawiono te wyniki wraz z procentowym pokryciem zapotrzebowania. Jak widać, stworzony system fotowoltaiczny o łącznej mocy znamionowej 40,7 [kWp] nie jest w stanie pokryć sumarycznego rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną. W skali roku system ten jest w stanie wygenerować około 15% energii elektrycznej, która jest zużywana w budynku. Warto zauważyć dużą rozbieżność w procentowym pokryciu zapotrzebowania. W miesiącach styczeń, luty, listopad oraz grudzień, niski procent pokrycia wynika głównie z niskiego poziomu nasłonecznienia oraz usłonecznienia – liczba godzin słonecznych. Stosunkowo duża wartość pokrycia (32%) dla sierpnia wynika z korzystnych warunków słonecznych oraz niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną.

reklama





Stopień pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną przedstawiono również za pomocą wykresu na rys. 4. Ze względu na duży rozrzut wartości (uzysku i zapotrzebowania) zastosowano na osi rzędnych skalę logarytmiczną. Wykres ten w sposób dostateczny ukazuje, że stopień, w jakim system fotowoltaiczny może pokryć zapotrzebowanie budynku na energię elektryczną, jest niewielki.

Aspekt ekonomiczny instalacji

Dla obliczenia przychodów z instalacji fotowoltaicznej na przestrzeni 30 lat przyjęto następujące założenia:

- spadek mocy systemu fotowoltaicznego w skali roku na poziomie 1%;
- wzrost cen energii elektrycznej w skali 6% r/r;
- roczny koszt serwisu systemu fotowoltaicznego wynoszący 3% wartości instalacji;
- konieczność poniesienia kosztu wymiany elementów inwertera co 10 lat w wysokości 10% wartości komponentów [11];

Tabela 4. Stopień pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną

Miesiąc	Uzysk [kWh]	Zapotrzebowanie [kWh]	Procent pokrycia
styczeń	1015	22246	4,6%
lut	1470	23257	6,3%
marzec	2975	27067	11,0%
kwiecień	3903	22051	17,7%
maj	4206	17919	23,5%
czerwiec	4114	22451	18,3%
lipiec	4486	17002	26,4%
sierpień	3954	12357	32,0%
wrzesień	3201	16300	19,6%
październik	2226	16089	13,8%
listopad	1260	24344	5,2%
grudzień	1034	25238	4,1%

- uzysk energetyczny dla całej instalacji w pierwszym roku funkcjonowania 33,8 [MWh];
- cena energii elektrycznej w pierwszym roku 0,49 [zł/kWh];
- stałe zapotrzebowanie na energię elektryczną na przestrzeni 30 lat;
- wartość początkowa instalacji 241 000[zł];
- inwestycja wykonana jest ze środków własnych.

Wyniki obliczeń przedstawiono na rys. Dla przyjętych założeń czas zwrotu nakładów inwestycyjnych wynosi około 14–15 lat. W ciągu 30 lat funkcjonowania instalacja fotowoltaiczna wygeneruje około 871 [MWh] elektrycznej o wartości ponad 1,1 mln zł (dla przyjętej zmiany cen energii elektrycznej w kolejnych latach). Szacowany koszt serwisowania instalacji to około 210 tys. zł. W ciągu 30 lat swojego funkcjonowania instalacja fotowoltaiczna winna przynieść ponad 670 tys. zł oszczędności (po uwzględnieniu kosztów utrzymania sprawnej



instalacji) z tytułu częściowego pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną.

Podsumowanie i wnioski

System fotowoltaiczny jako tak zwane czyste źródło energii elektrycznej ma bardzo duży potencjał, nie tylko jako możliwość podniesienia bezpieczeństwa energetycznego w skali budynku, ale również jako alternatywa dla konwencjonalnych źródeł energii. Zastosowanie systemu fotowoltaicznego nie tylko może się przyczynić do podniesienia prestiżu danej instytucji jako świadomego i dbającego o środowisko naturalne podmiotu, ale również do bezpośrednich korzyści finansowych wynikających z obniżenia kosztów funkcjonowania budynku. Jak wykazano w obliczeniach, instalacja fotowoltaiczna finansowana ze środków własnych generuje po 14–15 latach dostateczną ilość energii, by pokryć nakłady inwestycyjne. Patrząc z perspektywy inwestora, jest to raczej inwestycja o charakterze długookresowym, jednak ulokowanie środków finansowych w takie rozwiązanie jest jak najbardziej uzasadnione. Przeprowadzone obliczenia wskazują ponad trzykrotny zwrot poniesionych nakładów inwestycyjnych w ciągu 30 lat. Mimo ewidentnych korzyści płynących z wykorzystania systemu fotowoltaicznego, nakłady inwestycyjne mogą okazać się barierą, która zablokuje większość inwestycji. Rozwiązaniem jest wykorzystanie dostępnych mechanizmów wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii elektrycznej. Wdrożenie takiego rozwiązania wymaga, szczególnie analizy przeprowadzonej przez doświadczonego instalatora z zakresu wymiarowania systemu, doboru komponentów oraz pozyskania wsparcia finansowego.

Literatura

- [1] Feasibility Study of Economics and Performance of Solar Photovoltaics in the Commonwealth of Puerto Rico; James Salasovich, Gail Mosey; Technical Report NREL/TP-6A20-49237, Marzec 2011.
- [2] Feasibility Study of Economics and Performance of Solar Photovoltaics in Nitro West Virginia; Lars Lisell, Gail Mosey; Technical Report NREL/TP-6A2-48594, Sierpień 2010.
- [3] City of Pomona Municipal Facilities Solar Photovoltaic Feasibility Study; Pomona, CA March 2012.
- [4] VERHELST B., DESMET J., DEBRUYNE C., VAN LANDEGHEM H., VANDEVELDE L.: *Technical and business economic study of photovoltaic systems*. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10) Granada (Spain), 23th to 25th March 2010.
- [5] <http://pvinsights.com/> dostęp 12.11.2013.
- [6] GREEN M.A., EMERY K., HISHIKAWA Y., WARTA W., DUNLOP E.D.: *Solar cell efficiency tables (version 41)*. Prog. Photovolt: Res. Appl., 21: 1–11. doi: 10.1002/pip.2352. 2013.
- [7] SZYMAŃSKI B.: *Małe instalacje fotowoltaiczne*. Geosystem Burek, Kotyza S.C. Kraków 2013.
- [8] KLUGMAN-RADZIEMSKA E.: *Fotowoltaika w teorii i praktyce*. Wydawnictwo btc. Legionowo 2010.
- [9] GRÄTZEL M.: *Recent Advances in Sensitized Mesoscopic Solar Cells*. Accounts of Chemical Research, Vol. 42, No. 11, pp. 1788–1798, ISSN 0001-4842. November 2009.
- [10] QUASCHNING V.: *Regenerative Energiesysteme Technologie – Berechnung – Simulation*. Monachium: Hanser. 2011.
- [11] MASON J.E., FTHENAKIS V.M., HANSEN T. AND KIM H.C.: *Energy payback and life-cycle CO₂ emissions of the BOS in an optimized 3.5 MW PV installation*. Prog. Photovolt: Res. Appl., 14: 179–190. doi: 10.1002/pip.652. 2006.
- [12] Dokumenty wewnętrzne odbiorcy energii elektrycznej.
- [13] Baza danych programu meteonorm7.

Jakub Jurasz, Magdalena Krzywdą, Jerzy Mikulík –
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie,
Wydział Zarządzania

artykuł recenzowany