

# **Aktualne zagadnienia z zakresu energetyki**



# **Aktualne zagadnienia z zakresu energetyki**

Redakcja:  
Zbigniew Czyż  
Monika Maciąg

Lublin 2018

**Wydawnictwo Naukowe TYGIEL składa serdecznie podziękowania  
dla zespołu Recenzentów za zaangażowanie w dokonane recenzje  
oraz merytoryczne wskazówki dla Autorów.**

**Recenzentami niniejszej monografii byli:**

- prof. zw. dr hab. inż. Ireneusz Soliński,
- dr hab. inż. Jacek Czerwiński prof.PL
- dr hab. inż. Henryk Kocot
- dr hab. Maciej Zajkowski, prof. nadzw. PB
- dr inż. Aneta Czechowska-Kosacka
- dr inż. Michał Gęca
- dr inż. Arkadiusz Gola
- dr inż. Łukasz Grabowski
- dr inż. Marcin Szlachetka

Wszystkie opublikowane rozdziały otrzymały pozytywne recenzje.

Skład i łamanie:  
Monika Maciąg

Projekt okładki:  
Marcin Szklarczyk

© Copyright by Wydawnictwo Naukowe TYGIEL sp. z o.o.

ISBN 978-83-65932-35-8

Wydawca:  
Wydawnictwo Naukowe TYGIEL sp. z o.o.  
ul. Głowackiego 35/341, 20-060 Lublin  
[www.wydawnictwo-tygiel.pl](http://www.wydawnictwo-tygiel.pl)

## Spis treści

Artur Leśniak

*Uwarunkowania prawne oceny oddziaływania na środowisko przedsięwzięć sektora energetycznego* ..... 7

Michał Czosnyka

*Rola taryf energii elektrycznej w kształtowaniu optymalnej gospodarki energetycznej zakładu przemysłowego* ..... 19

Martyna Michałkiewicz, Sebastian Werle

*Analiza opłacalności inwestycji związanej z magazynowaniem energii zlokalizowanej na terenie Polski* ..... 32

Paweł Król, Alberto Gallina, Grzegorz Bazior

*Metody zarządzania handlem energią elektryczną na rynku międzynarodowym* ..... 50

Gabriela Sołtysik, Sławomir Wiśniewski, Władysław Nowak

*Ocena efektywności pracy elektrowni z siłownią binarną przy zastosowaniu czynników organicznych, zasilanej wodą jako nośnik energii z jednego źródła ciepła* ..... 60

Joanna Sęk

*Normy ochrony środowiska naturalnego w rozwoju nowoczesnych systemów napędowych* ..... 75

Kamila Habiera, Arkadiusz Dyjakon

*Instalacje fotowoltaiczne na autobusach komunikacji miejskiej jako sposób na ograniczenie zanieczyszczenia środowiska w mieście* ..... 86

Kamila Habiera, Anna Lipowska<sup>1</sup>, Arkadiusz Dyjakon

*Wpływ prędkości wiatru na moc panelu fotowoltaicznego* ..... 99

Agnieszka Malec, Martyna Zych, Sławomir Gułkowski <i>Porównanie technologii otrzymywania struktur krystalicznych pod kątem zastosowania w modułach fotowoltaicznych pierwszej i drugiej generacji.....</i>	111
Magdalena Paśnikowska-Lukaszuk <i>Rozwój selektywnej zbiórki odpadów w makroregionie lubelskim w aspekcie konwersji energii .....</i>	126
Paweł Król, Grzegorz Bazior, Kamil Nowakowski <i>Zastosowanie blockchain w dynamicznej dystrybucji elektryczności .....</i>	136
Aurelia Rybak, Ewelina Włodarczyk <i>Prognozowanie wielkości popytu na węgiel kamienny w warunkach zmiennego otoczenia z wykorzystaniem modelu X-12 ARIMA .....</i>	144
Indeks Autorów .....	153

# Uwarunkowania prawne oceny oddziaływania na środowisko przedsięwzięć sektora energetycznego

## 1. Wprowadzenie

Nieustające dążenia Unii Europejskiej w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego wypracowały szereg instrumentów służących realizacji zasady zrównoważonego rozwoju w zakresie korzystania z środowiska naturalnego. Istotną rolę odgrywają procedury zmierzające do ograniczenia negatywnych oddziaływań na środowisko powstałych w wyniku działalności przemysłowej człowieka. Ocena oddziaływania przedsięwzięć na środowisko jest kluczowym etapem procedury uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Procedury te zostały zharmonizowane na poziomie poszczególnych państw członkowskich i zapewniają realne narzędzia prewencyjnej kontroli państwa, a ponadto uwzględniają czynnik społeczny poprzez zagwarantowaną prawnie możliwość udziału społeczeństwa w procesach decyzyjnych dotyczących środowiska. Celem niniejszej pracy jest omówienie zasadniczych dwóch zagadnień: oceny oddziaływania na środowisko przedsięwzięć z sektora energetycznego oraz omówienie zagadnienia podziału przedsięwzięć w świetle orzecznictwa Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej oraz polskich sądów administracyjnych.

## 2. Unijne i krajowe regulacje w zakresie ochrony środowiska

Obowiązujące w Polsce prawo regulujące zasady przeprowadzania ocen oddziaływań na środowisko wywodzi się z prawodawstwa Unii Europejskiej, konkretniej z trzech dyrektyw:

- Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko naturalne [1] (dalej: „Dyrektywa EIA”);
- Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie oceny wpływu niektórych planów i programów na środowisko [2] (dalej: „Dyrektywa SEA”);
- Dyrektywy Rady w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory [3] (dalej: „Dyrektywa siedliskowa”).

Dyrektywa EIA określa zasady ocen oddziaływania na środowisko przedsięwzięć określonych w załącznikach I oraz II do dyrektywy, są to enumeratywnie opisane rodzaje inwestycji. Dyrektywa SEA dotyczy projektów planów i programów, a zatem dokumentów planistycznych, których potencjalna realizacja może w skutkować oddziaływaniem na środowisko. Dyrektywa siedliskowa obejmuje natomiast zarówno przedsięwzięcia jak i projekty dokumentów planistycznych, nie wskazując przy tym konkretnych ich typów, ale jako punkt odniesienia obierając potencjalny wpływ na obszary chronione programem Natura 2000.

---

<sup>1</sup> arturles94@gmail.com, student Wydziału Prawa i Administracji, Uniwersytet Jagielloński w Krakowie, www.wpia.uj.edu.pl, absolwent Wydziału Energetyki i Paliw, Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, www.weip.agh.edu.pl

W polskim porządku prawnym procedura oceny oddziaływania przedsięwzięć na środowisko regulowana jest w ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko [4] (dalej: „UIŚ”). UIŚ i jej kolejne nowelizacje implementowały do krajowego porządku prawnego wymienione powyżej dyrektywy. W ramach ustawy dokonuje się podziału ocen oddziaływania na środowisko na trzy rodzaje:

- ocena oddziaływania przedsięwzięć na obszary Natura 2000 (art. 3 ust. 1 pkt. 7 UIŚ);
- ocena oddziaływania przedsięwzięć na środowisko (art. 3 ust. 1 pkt. 8 UIŚ);
- strategiczna ocena oddziaływania na środowisko (art. 3 ust. 1 pkt. 14 UIŚ).

Podział ten wynika z opisanego powyżej zakresu dyrektyw i tak: strategiczna ocena oddziaływania na środowisko dotyczy wyłącznie projektów planów i programów, a w jej ramach uwzględnia się oddziaływanie na obszar Natura 2000. Strategiczna ocena oddziaływania na środowisko regulowana jest w dziale IV UIŚ. Ocena oddziaływania przedsięwzięć została podzielona na ocenę zasadniczą oraz ewentualną ocenę oddziaływania przedsięwzięcia na obszary Natura 2000, obie regulowane są w dziale V UIŚ. W ramach UIŚ regulowane jest także postępowanie w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko, stanowiące kolejny rodzaj oceny oddziaływania na środowisko, wykraczający jednakże poza ramy poniższego opracowania.

### **3. Ocena oddziaływania przedsięwzięć na środowisko**

Zgodnie z UIŚ ocena oddziaływania przedsięwzięć na środowisko jest to postępowanie w sprawie oceny oddziaływania na środowisko planowanego przedsięwzięcia (charakter prewencyjny), która w szczególności obejmuje: weryfikację raportu o oddziaływaniu na środowisko, uzyskanie wymaganych prawem opinii i uzgodnień, a także zapewnienie możliwości udziału społeczeństwa w postępowaniu. Najczęściej ocena jest przeprowadzana w toku postępowania w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przez organ właściwy do wydania tejże decyzji. Zgodnie z art. 62 ust. 1 UIŚ w ramach przeprowadzania oceny należy poddać analizie:

- bezpośredni i pośredni wpływ danego przedsięwzięcia na:
  - ✓ środowisko oraz ludność, w tym zdrowie i warunki życia ludzi,
  - ✓ dobra materialne,
  - ✓ zabytki,
  - ✓ krajobraz, w tym krajobraz kulturowy,
  - ✓ wzajemne oddziaływanie między wymienionymi powyżej elementami;
  - ✓ dostępność do złóż kopaliny;
- ryzyko wystąpienia poważnych awarii oraz katastrof naturalnych i budowlanych;
- możliwości oraz sposoby zapobiegania i zmniejszania negatywnego oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko;
- wymagany zakres monitoringu.

Ocena oddziaływań przedsięwzięć na środowisko może różnić poziomem szczegółowości w zależności od konkretnych rodzajów przedsięwzięć, które bliżej zostaną omówione w dalszej części pracy. Istotnym elementem oceny niektórych przedsięwzięć jest obowiązek sporządzenia raportu o oddziaływaniu na środowisko.



### **3.1. Przedsięwzięcie i podział przedsięwzięć**

Przedsięwzięcie zostało normatywnie zdefiniowane w art. 3 ust. 1 pkt. 13 UIS. Z treści definicji wynika, że przedsięwzięcie to przede wszystkim jakakolwiek inwestycja budowlana, ale nie tylko. Ustawodawca za przedsięwzięcie uznał także przekształcenie oraz zmianę sposobu wykorzystania terenu w tym także pozyskiwanie kopalin. Znamienna jest druga część definicji stwierdzająca, że przedsięwzięcia powiązane technologicznie kwalifikuje się jako jedno przedsięwzięcie, także jeżeli realizowane są przez różne podmioty. Ustawodawca krajowy nie zdefiniował pojęcia „powiązanie technologiczne” co doprowadziło do licznych sporów sądowych.

Ratio legis przywołanego art. 3 ust. 1 pkt 13 zd. 2 stanowi przeciwdziałanie sztucznym podziałom przedsięwzięć, zwłaszcza w przypadkach gdy mamy do czynienia z kryterium ilościowym odróżniającym przedsięwzięcie mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko (a więc takie dla których przeprowadzenie pełnej oceny oddziaływania na środowisko przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach jest obligatoryjne), a przedsiębiorstwa mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. Jako przykład można wskazać zabudowę przemysłową o powierzchni nie mniejszej niż 1 ha na obszarach nieobjętych formami ochrony przyrody, która jest kwalifikowana jako przedsięwzięcie mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a więc uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach jest obligatoryjne. Inwestor może dokonać formalnego podziału przedsięwzięcia na dwa odrębne zamierzenia inwestycyjne, każde o powierzchni mniejszej niż 1 ha, dzięki czemu hipotetycznie mógłby uniknąć obowiązku uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Jednakże w świetle przytoczonego art. 3 ust. 1 pkt 13 działanie takie nie przyniesie zamierzonego skutku, decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach dalej będzie wymagana w odniesieniu do przedsięwzięć kwalifikowanych jako jedno mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko [5].

W treści art. 59 ust. 1 UIS ustawodawca użył terminu „przedsięwzięcia planowane”, tym samym przesądził, iż ocena oddziaływania na środowisko przedsięwzięć ma charakter prewencyjny i dotyczyć będzie oddziaływań potencjalnych, mogących pojawić się zarówno na etapie realizacji inwestycji, jak i jej eksploatacji oraz rozbiórki.

### **3.2. Orzecznictwo Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej**

Jednym z ważniejszych wyroków pośrednio dotyczącym dyrektywy EIA jest wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej z dnia 16 września 2004 r. [6] gdzie Komisja Europejska wniosła skargę o uchybienie zobowiązaniom traktatowym przez Królestwo Hiszpanii poprzez brak przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko Projektu linii kolejowej Walencja-Tarragona, odcinek Las Palmas-Oropesa. Torowisko o długości 13,2 km stanowiącego część przedsięwzięcia pod nazwą „Korytarz śródziemnomorski”. Rząd Hiszpanii stał na stanowisku, że ocena oddziaływania na środowisko nie była konieczna, ponieważ przeprowadzone prace polegały jedynie na ulepszeniu już istniejącej linii kolejowej poprzez podwojenie pierwotnie pojedynczej linii, przy braku budowy nowej linii kolejowej i bez potrzeby wytyczania nowej trasy na dłuższym odcinku. Ponadto długość linii kolejowej (13,2 km) nie kwalifikowała jej do projektów przeznaczonych do ruchu dalekobieżnego, tym samym ocena nie była wymagana. Jednakże w ocenie Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej takie stanowisko było niemożliwe do obrony: „Gdyby przyjąć argumentację rządu hiszpańskiego, skuteczność dyrektywy 85/337 (zastąpiona Dyrektywą EIA) mogłaby być poważnie zagrożona, ponieważ wystarczyłoby właściwym

władzom krajowym podzielić projekt obejmujący dalsze odległości na kolejne krótkie odcinki, aby wyłączyć z przepisów tej dyrektywy zarówno projekt jako całość, jak i odcinki powstałe w wyniku tego podziału” [6].

Dlatego Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej wskazuje, że należy mieć na względzie skutki środowiskowe powiązanych ze sobą przedsięwzięć. Podkreśla się, że gdy więcej przedsięwzięć rozpatrywanych łącznie może wywierać znaczący wpływ na środowisko naturalne należy oceniać je łącznie. Łączna ocena różnych projektów jest wymagana w szczególności, gdy są one powiązane ze sobą, są oparte jedne na drugich lub ich skutki dla środowiska nakładają się na siebie [7].

### 3.3. Orzecznictwo polskich sądów administracyjnych

Orzecznictwo polskich sądów administracyjnych w kwestii podziału przedsięwzięć pozostaje zgodne z stanowiskiem Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej. Jako przykład można wskazać Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego (dalej: „WSA”) w Gliwicach z dnia 11 lutego 2014 r.[8]. Stowarzyszenie uczestniczące w postępowaniu na prawach strony w skardze do sądu administracyjnego podniosło między innymi, że organ błędnie analizował część inwestycji polegającą na budowie kolei krzeselkowej, a nie całość inwestycji. Spod oceny wyłączono szereg prac polegających na:

- rozbudowie i modernizacji bazy noclegowej ośrodka;
- niwelacji stoku i wycince drzew na potrzeby poszerzenia trasy narciarskiej;
- gromadzeniu wód powierzchniowych i podziemnych oraz wykonywaniu urządzeń wodnych celem naśnieżania ośrodka;
- budowie i eksploatacji przenośnika taśmowego.

WSA w Gliwicach poparł argumentację skarżącego i zaskarżoną decyzję uchylił kierując sprawę do ponownego rozpatrzenia. Ponadto w uzasadnieniu sąd wskazał, że organ przeprowadzając postępowanie w sprawie wydania decyzji środowiskowej nie może polegać jedynie na przedstawionej przez przedsiębiorcę karcie informacyjnej przedsięwzięcia, powinien poczynić także własne ustalenia co do zgodności zamierzonej inwestycji z przedstawionymi informacjami.

WSA w Rzeszowie w wyroku z dnia 25 marca 2014 r. [9] stwierdził, że niewątpliwie powiązaniem technologicznym jest taki związek pomiędzy inwestycjami, który powoduje że wspólnie tworzą one zorganizowaną całość w postaci jednej spójnej infrastruktury ukierunkowanej na ten sam cel gospodarczy. „Sąd zwraca uwagę, że art. 3 ust. 1 pkt 13 cytowanej wyżej ustawy ma zapobiegać dzieleniu jednego przedsięwzięcia (np. polegającego na wydobywaniu kopaliny na sąsiadujących z sobą obszarach górniczych) na kilka przedsięwzięć realizowanych w tym samym czasie, w celu omińnięcia procedury oceny oddziaływania na środowisko i omińnięcia obowiązku opracowania związanej z tą procedurą dokumentacji. Przyjęcie odmiennej wykładni art. 3 ust. 1 pkt 13 ustawy o udostępnianiu, prowadziłoby do sytuacji w której stosowanie tej samej technologii w ramach dwóch i więcej odrębnie traktowanych przedsięwzięć, pomimo powodowania skumulowanego oddziaływania na środowisko na poziomie właściwym dla przedsięwzięć kwalifikowanych jako zawsze znacząco oddziałujące na środowisko, nie wiązałoby się dla inwestorów z obowiązkiem ochrony środowiska przed negatywnym oddziaływaniem” [9].

Powiązanie o jakim mowa w tym przepisie dotyczy również przedsięwzięć tego samego rodzaju i wykorzystujących tą samą technologię, choćby planowanych przez różne podmioty prawa. Jeżeli więc na obszarach z sobą sąsiadujących mają być

realizowane powiązane technologicznie przedsięwzięcia to obowiązkiem organu jest potraktowanie ich łącznie. W tych okolicznościach skumulowane oddziaływanie na środowisko przedsięwzięć nie może być takie samo jak w przypadku każdego z osobna [10].

Wreszcie w wyroku WSA w Lublinie z dnia 20 października 2015 r. [11] określono granice powiązania technologicznego. W przedmiotowej sprawie strona skarżąca twierdziła, że organ błędnie zakwalifikował budowę drogi o długości 750 m ani jako przedsięwzięcie zawsze ani potencjalnie znacząco oddziaływujące na środowisko. W ocenie skarżącego przedmiotowe przedsięwzięcie powinno być oceniane łącznie z budową innej, nieodległej ulicy w gminie. Jednakże sąd trafnie zauważył, że żadne przedsięwzięcie nie funkcjonuje w całkowitym oderwaniu od otoczenia, w tym bez powiązań z innymi elementami szeroko rozumianej infrastruktury, zresztą tego rodzaju izolacja podważałaby potrzebę przeprowadzania oceny środowiskowej. Dotyczy to zwłaszcza przedsięwzięć będących drogami, które zawsze są częścią większej całości, składając się na cały system komunikacyjny. W dalszych rozważaniach sąd wskazał kryterium samodzielności funkcjonalnej jako to które ogranicza łączenie przedsięwzięć. W ocenie sądu w przedmiotowej sprawie właściwe było przyjęcie, że inwestycja drogowa stanowi jedno przedsięwzięcie, jeżeli po jej zrealizowaniu będzie funkcjonować, niezależnie od tego, czy pozostałe elementy projektowanego większego systemu drogowego zostaną zrealizowane, czy też nie.

Powyzszą tezę WSA w Lublinie można uogólnić stwierdzając, że przedsięwzięcia są od siebie niezależne (nie są powiązane technologicznie) kiedy każde z nich, z perspektywy gospodarczej funkcjonuje samodzielnie. Jest to kryterium istotne w odniesieniu do przesyłowej oraz dystrybucyjnej infrastruktury przesyłowej.

#### **4. Klasyfikacja przedsięwzięć w polskim porządku prawnym**

W ramach oceny oddziaływania na środowisko przedsięwzięć w art. 59 ust. 1 UIŚ Ustawodawca dokonał podziału przedsięwzięć na zasadnicze dwie grupy:

- **przedsięwzięcia mogące znacząco oddziaływać na środowisko** – art. 59 ust. 1 UIŚ:
  - ✓ przedsięwzięcia mogące **zawsze** znacząco oddziaływać na środowisko, (dalej: „grupa I”);
  - ✓ przedsięwzięcia mogące **potencjalnie** znacząco oddziaływać na środowisko, (dalej: „grupa II”);
- **przedsięwzięcia inne** – art. 59 ust. 2 UIŚ.

Lista przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko zgodnie z art. 60 UIŚ znajduje się w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko [12] (dalej: „Rozporządzenie”). W par. 2 ust. 1 Rozporządzenia znajdują się przedsięwzięcia z I grupy, wymagające obligatoryjnie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko. Są to wszystkie przedsięwzięcia z załącznika I do Dyrektywy EIA oraz część przedsięwzięć z załącznika II, ponieważ Ustawodawca mógł zastrzyć wymagania w zakresie przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko. Niedopuszczalna natomiast w świetle celu Dyrektywy EIA jest sytuacja odwrotna w której przedsięwzięcie z załącznika I nie znalazłoby się w par. 2 ust. 1 Rozporządzenia. Przedsięwzięcia grupy II wymienione są w par. 3 ust. 1 Rozporządzenia i zawierają pozostałe przedsięwzięcia wymienione w załączniku II do Dyrektywy EIA, które nie zostały wpisane do par. 2 ust. 1 Rozporządzenia.

Wszystkie wymienione w Rozporządzeniu przedsięwzięcia wymagają uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, nie zawsze jednak koniecznym etapem będzie przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko [13]. Osobną kategorię stanowią inne przedsięwzięcia spełniające definicję art. 3 ust. 1 pkt 13 UIS, a nie mieszczące się w zakresie Rozporządzenia. W ich przypadku uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach nie jest wymagane, ale zgodnie z art. 59 ust. 2 UIS konieczne może się okazać przeprowadzenie oceny oddziaływania na obszar Natura 2000.

W przypadku niektórych rodzajów przedsięwzięć przyjęto kryterium ilościowe, przez co nie zawsze kwalifikacja danej inwestycji jest jednoznaczna. Przykładowo budowa elektrociepłowni, kwalifikuje się do grupy I o ile zgodnie z par. 2 ust. 1 pkt. 3 Rozporządzenia moc cieplna jest większa niż 300 MW. W sytuacji gdy moc cieplna będzie mniejsza niż 300 MW, ale większa niż 25 MW lub 10 MW w przypadku instalacji na paliwo stałe, przedsięwzięcie zostanie zakwalifikowane do grupy II na podstawie par. 3 ust. 1 pkt 4 Rozporządzenia. Wreszcie ostatnia możliwość, gdy planowana inwestycja nie będzie mieścić się w progach przypisanych dla grup I oraz II, należy dodatkowo rozważyć par. 3 ust. 2 pkt. 3 Rozporządzenia, które przewiduje wymóg uzyskania decyzji środowiskowej mimo, że przedsięwzięcie nie znajduje się w załączniku I i II Dyrektywy EIA oraz Rozporządzeniu [14].

Zarówno dla przedsięwzięć grupy I jak i II wymaga się uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach stanowi załącznik do wniosków o wydanie szeregu innych decyzji, w tym między innymi decyzji o pozwoleniu na budowę. Wskutek nowelizacji UIS w styczniu 2017 r. weszły w życie przepisy art. 72 ust. 8 – 11 UIS, które to wprowadzają zasadniczy wyjątek od wymogu uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko. Jeżeli wyłącznym celem przedsięwzięcia jest: obronność i bezpieczeństwo państwa lub prowadzenie działań ratowniczych i zapewnienie bezpieczeństwa cywilnego w związku z przeciwdziałaniem lub usunięciem bezpośredniego zagrożenia dla ludności, wtedy decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych nie wydaje się jeżeli jej wydanie miałyby niekorzystny wpływ na te cele. Pierwsza przesłanka wskazuje wyłączny cel przedsięwzięcia, przy czym zastosowany spójnik logiczny wskazuje, że może to być tylko jeden z wymienionych celów. Najistotniejsza wydaje się być przesłanka stanowiąca, że wydanie decyzji musi mieć niekorzystny wpływ na powyższe cele, co podlega uznaniu regionalnego dyrektora ochrony środowiska. Przedsięwzięcie takie wymaga zgłoszenia regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska, który może wyrazić swój sprzeciw w drodze decyzji, w terminie 7 dni roboczych od zgłoszenia. W przypadku wniesienia sprzeciwu, powstaje obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

#### **4.1. Przedsięwzięcia mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko**

Przedsięwzięcia grupy I objęte są obowiązkiem przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, którego nie wolno utożsamiać z obowiązkiem uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Zgodnie z art. 62 ust. 1 UIS procedura ta służy ustaleniu oraz poddaniu analizie i ocenie:

- bezpośredniego i pośredniego wpływu danego przedsięwzięcia na:
  - ✓ środowisko oraz zdrowie i warunki życia ludzi,

- ✓ dobra materialne,
- ✓ zabytki,
- ✓ wzajemne oddziaływanie między czynnikami wskazanymi w poprzednich punktach,
- ✓ dostęp do złóż kopalin,
- możliwości oraz sposobów zapobiegania i ograniczania negatywnego oddziaływania na środowisko;
- wymaganego zakresu monitoringu.

Na potrzeby jej przeprowadzenia przez organ właściwy do wydania decyzji środowiskowej inwestor zobowiązany jest sporządzić raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko. Sporządzenie raportu jest zadaniem wymagającym, ponieważ musi on uwzględniać wiele czynników określonych w art. 66 UIS. Znacznym ułatwieniem, jest procedura przewidziana w art. 69 ust. 1 UIS, według której inwestor składając wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach może przedłożyć kartę informacyjną przedsięwzięcia wraz z wnioskiem o ustalenie zakresu raportu. Karta powinna zostać sporządzona w oparciu o wymogi zawarte w art. 62a UIS. Organ właściwy do wydania decyzji w drodze postanowienia ustala zakres raportu, po uzyskaniu opinii odpowiednich organów.

## **4.2. Przedsięwzięcia mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko**

Dla grupy II ustawodawca zastrzegł obowiązek przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko w sytuacji gdy organ właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach nałoży go w drodze postanowienia, o czym stanowi art. 59 ust. 1 pkt. 2 w zw. z art. 63 ust. 1 UIS. Warto mieć na uwadze art. 63 ust. 3 pkt. 1 i 2 UIS gdzie Ustawodawca przewidział dwa wyjątki, kiedy przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko staje się obligatoryjne dla wszystkich przedsięwzięć grupy II i jest niezależne od uznania organu. Są to sytuacje gdy: możliwość realizacji przedsięwzięcia jest uzależniona od ustanowienia obszaru ograniczonego użytkowania lub z karty informacyjnej przedsięwzięcia wynika, że realizacja przedsięwzięcia może spowodować nieosiągnięcie celów środowiskowych zawartych w planie gospodarowania wodami na obszarze dorzecza.

Postanowienie, w którym organ uznaje konkretne przedsięwzięcie z grupy II za wymagające przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko wydawane jest po zasięgnięciu opinii innych organów, które zostały wymienione w art. 64 ust. 1 i 1a UIS. W przypadku gdy dla planowanego przedsięwzięcia regionalny dyrektor ochrony środowiska stwierdzi konieczność przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko ze względu na oddziaływanie na obszar Natura 2000, zamiast opinii, dokonuje on uzgodnienia w drodze postanowienia. Termin na sporządzenie opinii wynosi 14 dni, liczonych od dnia złożenia wniosku o jej wydanie. Organ wydający postanowienie w którym uznaje konkretne przedsięwzięcie za wymagające przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko określa zakres raportu.

## **4.3. Podsumowanie klasyfikacji przedsięwzięć**

Poniżej w tabeli 1 zestawione zostały najistotniejsze różnice wynikające z podziału przedsięwzięć na grupę I oraz grupę II z uwzględnieniem oceny naturalnej.

Tabela 1. Porównanie wymogów prawnych stawianych grupom przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko

Zagadnienie	Grupa I	Grupa II
Uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach	Obligatoryjne Wyjątek: art. 72 ust. 8-11 UIS	Obligatoryjne
Przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko w przypadku wystąpienia z wnioskiem o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach	Obligatoryjne	Nieobligatoryjne chyba, że organ właściwy do wydania decyzji nałoży w drodze postanowienia obowiązek przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko
Sporządzenie karty informacyjnej przedsięwzięcia	Nieobligatoryjne chyba, że wnioskodawca wystąpi w trybie art. 69 UIS o ustalenie zakresu raportu	Obligatoryjne
Sporządzenie raportu o oddziaływaniu na środowisko	Obligatoryjne zakres raportu może być ustalony przez organ po uprzednim sporządzeniu i przekazaniu karty informacyjnej przedsięwzięcia	Nieobligatoryjne chyba, że organ właściwy do wydania decyzji nałoży w drodze postanowienia obowiązek przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko
Ustalenie zakresu raportu o oddziaływaniu na środowisko	Następuje na wniosek inwestora w trybie art. 69 UIS	Organ właściwy do wydania decyzji środowiskowej z urzędu określa zakres raportu, jeżeli w drodze postanowienia nałoży obowiązek przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko
Ocena wpływu przedsięwzięcia na obszar Natura 2000	Obligatoryjne Jeżeli przedsięwzięcie może oddziaływać na obszar Natura 2000	Obligatoryjne Jeżeli przedsięwzięcie może oddziaływać na obszar Natura 2000, ponadto w takiej sytuacji przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko jest konieczne

Źródło: Opracowanie własne

## 5. Przedsięwzięcia sektora energetycznego

Poniżej w tabeli nr 2 zaprezentowano zestawienie wybranych przedsięwzięć sektora energetycznego. Dominującym kryterium zaliczania projektów do danej grupy przedsięwzięć jest kryterium ilościowe, w odniesieniu do parametrów technicznych. Warto zwrócić uwagę, że co do zasady instalacje prosumenckie, farmy fotowoltaiczne o zajmowanej powierzchni mniejszej niż 1 ha oraz farmy wiatrowe o całkowitej wysokości nie przekraczającej 30 m nie należą ani do grupy I ani grupy II.

Tabela 2. Porównanie wymogów prawnych stawianych wybranym przedsięwzięciom sektora energetycznego

Przedsięwzięcie	Grupa I:	Grupa II:
Z zakresu energetyki jądrowej:	<p>par. 2 ust. 1 pkt. 4<sup>3</sup> RRM Elektrownie jądrowe i inne reaktory jądrowe, w tym ich likwidacja, z wyjątkiem instalacji badawczych służących do wytwarzania lub przetwarzania materiałów rozszczepialnych lub paliworodnych o mocy nominalnej nie większej niż 1 kW przy ciągłym obciążeniu termicznym.</p> <p>par. 2 ust. 1 pkt. 8 RRM Instalacje związane z postępowaniem z paliwem jądrowym lub odpadami promieniotwórczymi.</p>	<p>par. 3 ust. 1 pkt. 9 RRM Instalacje do przetwarzania lub przechowywania odpadów promieniotwórczych, inne niż: do przerobu wypalonego paliwa jądrowego lub przetwarzania wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych, wyłącznie do przechowywania wypalonego paliwa jądrowego lub odpadów promieniotwórczych, w miejscu innym niż obiekt, w którym powstały, planowanego przez okres dłuższy niż 10 lat.</p>
Z zakresu energetyki wiatrowej:	<p>par. 2 ust. 1 pkt. 5 RRM Instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW oraz lokalizowane na obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej</p>	<p>par. 2 ust. 1 pkt. 4<sup>3</sup> RRM Inne niż wymienione w par. 2 ust. 1 pkt. 5 RRM, które: są lokalizowane na obszarach objętych formami ochrony przyrody, z wyłączeniem instalacji przeznaczonych wyłącznie do zasilania znaków drogowych i kolejowych, urzędzeń sterujących lub monitorujących ruch drogowy lub kolejowy, znaków nawigacyjnych, urzędzeń oświetleniowych, billboardów i tablic reklamowych, o całkowitej wysokości nie niższej niż 30 m.</p>
Z zakresu energetyki fotowoltaicznej:	Brak	<p>par. 3 ust. 1 pkt 52 RRM Zabudowa przemysłowa, w tym zabudowa systemami fotowoltaicznymi, lub magazynowa, wraz z towarzyszącą jej infrastrukturą, o powierzchni zabudowy nie mniejszej niż: 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody lub w otulinach form</p>

		ochrony przyrody, 1 ha na obszarach innych.
Z zakresu energetyki wodnej:	<p>par. 2 ust. 1 pkt 35 RRM Zapory lub inne urządzenia przeznaczone do zatrzymywania i stałego retencjonowania (gromadzenia) nie mniej niż 10 mln m<sup>3</sup> nowej lub dodatkowej masy wody.</p> <p>par. 2 ust. 1 pkt 36 RRM Budowle piętrzące wodę o wysokości piętrzenia nie mniejszej niż 5 m.</p> <p>par. 2 ust. 1 pkt 38 RRM urządzenia do przerzutu wody w celu zwiększenia zasobów wodnych innych cieków naturalnych, kanałów, jezior oraz innych zbiorników wodnych, w ilościach nie mniejszych niż 100 mln m<sup>3</sup> na rok.</p>	par. 3 ust. 1 pkt. 5 RRM Elektrownie wodne
Z zakresu energetyki węglowej:	par. 2 ust. 1 pkt. 3 RRM Elektrownie konwencjonalne, elektrociepłownie lub inne instalacje do spalania paliw w celu wytwarzania energii elektrycznej lub ciepłej, o mocy cieplnej nie mniejszej niż 300 MW.	par. 3 ust. 1 pkt. 4 <sup>3</sup> RRM Inne niż wymienione w par. 2 ust. 1 pkt. 3 RRM elektrownie konwencjonalne, elektrociepłownie lub inne instalacje do spalania paliw o mocy cieplnej rozumianej jako ilość energii wprowadzonej w paliwie do instalacji w jednostce czasu przy ich nominalnym obciążeniu, nie mniejszej niż 25 MW, a przy stosowaniu paliwa stałego – nie mniejszej niż 10 MW.
Z zakresu elektroenergetyki:	par. 2 ust. 1 pkt 6 RRM Stacje elektroenergetyczne lub napowietrzne linie elektroenergetyczne, o napięciu znamionowym nie mniejszym niż 220 kV, o długości nie mniejszej niż 15 km.	par. 3 ust. 1 pkt 7 RRM Stacje elektroenergetyczne lub napowietrzne linie elektroenergetyczne, o napięciu znamionowym nie mniejszym niż 110 kV, inne niż wymienione w par. 2 ust. 1 pkt 6 RRM.

Źródło: Opracowanie własne, skrót RRM oznacza Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko



## **6. Podsumowanie**

Ocena oddziaływania przedsięwzięć na środowisko jest instrumentem ochrony środowiska o charakterze prewencyjnym w stosunku do szeroko rozumianego pojęcia przedsięwzięć. W odniesieniu do sektora energetycznego można zauważyć, że w zdecydowanej większości decydujące są wskaźniki ilościowe. W odniesieniu do niektórych przedsięwzięć (morskie farmy wiatrowe, elektrownie jądrowe) niezależnie od przewidywanej mocy instalacji, przedsięwzięcie klasyfikowane jest do grupy I, a zatem podlega zaostrzonym wymaganiom w zakresie uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

Kryterium warunkującym możliwość podziału przedsięwzięcia jest „powiązanie technologiczne”, które powinno być rozumiane w ujęciu funkcjonalnym jako tworzenie zorganizowanej całości w postaci jednej infrastruktury oraz w ujęciu gospodarczym, a więc nastawionym na ten sam cel gospodarczy. Należy pamiętać, że nie ma znaczenia podmiot realizujący przedsięwzięcie. Dopuszczalne wydaje się jednak uzyskanie dwóch osobnych decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, np.: osobno dla budowy morskich farm wiatrowych oraz sieci elektroenergetycznej, która ma być z tą farmą połączona, o ile analizie poddane zostanie oddziaływanie wspólne przedsięwzięć, chociażby w jednej z decyzji.

## **Literatura**

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko naturalne, Dz.U.UE.L.2012.26.1.
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/42/WE z dnia 27 czerwca 2001 r. w sprawie oceny wpływu niektórych planów i programów na środowisko, Dz.U.UE.L.2001.197.30.
3. Dyrektywa Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 r. w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory, Dz.U.UE.L.1992.206.7.
4. Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisk, Dz.U.2017.1405.
5. Wałkowski D., *CZEŚĆ II Środowiskowe Due Diligence, ROZDZIAŁ V Ryzyko identyfikowane w ramach badania prawnego, 6.Nieprawidłowości w procesie inwestycyjnym, 6.4.Najczęściej spotykane nieprawidłowości*, [w:] Wałkowski D. (red.), Zielińska-Barłózek I. (red.), *Prawo ochrony środowiska w transakcjach fuzji i przejęć oraz nabycia nieruchomości*, LexisNexis 2014, dostęp: LEX.
6. Wyrok Trybunału (druga izba) z dnia 16 września 2004 r. w sprawie C-227/01: Komisja Wspólnot Europejskich przeciwko Królestwu Hiszpanii, Dz.U.UE.C.2004.273.1/1 z dnia 2004.11.06.
7. Wyrok ETS z dnia 21 września 1999 r., C-392/96, Komisja Wspólnot Europejskich v. Irlandia, ECR 1999,s. I-05901.
8. Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Gliwicach z dnia 11 lutego 2014 r. II SA/Gl 1635/13, LEX nr 1525575, dostęp: LEX.
9. Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Rzeszowie z dnia 25 marca 2014 r. II SA/Rz 185/14, LEX nr 1453044, dostęp: LEX.
10. Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Szczecinie z dnia 25 sierpnia 2016 r. II SA/Sz 530/15, LEX nr 2116287, dostęp: LEX.

11. Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Lublinie z dnia 20 października 2015 r. II SA/Lu 63/15, LEX nr 1945115, dostęp: LEX.
12. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, Dz.U.2016.71.
13. *Wybrane problemy prawa ochrony środowiska*, red. B. Rakoczy M. Pchałek, Warszawa 2010, Wolter Kluwer, s. 19-20, ISBN: 978-83-264-0100-8.
14. T. Wilżak, *Przedsięwzięcia mogące znacząco oddziaływać na środowisko - przewodnik po rozporządzeniu Rady Ministrów*, Warszawa 2011, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, s. 19, ISBN: 978-83-62940-15-8.

## **Ocena oddziaływania na środowisko przedsięwzięć sektora energetycznego**

### Streszczenie

Głównym celem opracowania było omówienie problematyki ocen oddziaływania na środowisko przedsięwzięć, zwłaszcza z uwzględnieniem przedsięwzięć sektora energetycznego. Ponadto analiza orzecznictwa Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej oraz polskich sądów administracyjnych pozwoliła przybliżyć wykładnię przepisów definiujących przedsięwzięcie i związane z tym rozbieżności w zakresie łączenia lub podziału różnych przedsięwzięć. W pracy zaproponowano dwa kryteria, zrekonstruowane z przytoczonego orzecznictwa: funkcjonalne i gospodarcze.

Słowa kluczowe: ochrona środowiska, ocena oddziaływania na środowisko, ochrona środowiska w energetyce, energetyka.

## **Assessment of the environmental impact of energy sector projects**

### Abstract

The main objective of the study was to discuss the issues of environmental impact assessment of projects, especially taking into account energy sector projects. In addition, the analysis of the jurisprudence of the Court of Justice of the European Union and Polish administrative courts allowed to explain the interpretation of regulations defining the project term and the related discrepancies in the scope of combining or dividing various projects. The work proposes two criteria, reconstructed from the cited case law: functional and economic.

Keywords: environmental protection, environmental impact assessment, environmental protection in energy sector, energy.

# **Rola taryf energii elektrycznej w kształtowaniu optymalnej gospodarki energetycznej zakładu przemysłowego**

## **1. Wprowadzenie**

Wysoka konkurencyjność w przemyśle zmusza przedsiębiorców do podejmowania działań zmniejszających koszty produkcji. Jednym ze sposobów obniżenia nakładów jest wdrożenie w zakładzie optymalnej (z punktu widzenia minimalizacji zużycia nośników energetycznych) gospodarki energetycznej. W jej skład wchodzi wiele aspektów. W referacie omówiono wpływ taryf na wydatki ponoszone na energię elektryczną.

## **2. Gospodarka energetyczna**

### **2.1. Pojęcie gospodarki energetycznej**

Gospodarka energetyczna jest specjalnością interdyscyplinarną. Integruje w sobie takie dziedziny jak: ekonomia, statystyka, energetyka i elektrotechnika. Sam termin często jest używany w szerokim tego słowa znaczeniu i wskazuje na gospodarowanie wszelkimi zasobami energetycznymi z jakimi można mieć do czynienia w zakładach przemysłowych. Istnieje bowiem taki sam problem z racjonalnym wykorzystaniem energii elektrycznej jak i gazu czy pary technologicznej. Odpowiednio wdrożona gospodarka energetyczna nie powinna być spolaryzowana zatem tylko na jeden nośnik energii, a zarządzać współmiernie wszystkimi dobrami energetycznymi.

Stosując kalkę z języka angielskiego, w literaturze bardzo często można się spotkać z określeniem „ekonomia energii” w odniesieniu do problemów związanych z oszczędzaniem środków pieniężnych w gospodarowaniu energią i unikaniem strat. Natomiast w relacji do samej energii elektrycznej, często stosowanym zwrotem jest „gospodarka elektroenergetyczna”.

### **2.2. Zadania gospodarki energetycznej**

Zadaniem gospodarki energetycznej jest pozyskiwanie, przetwarzanie, przesyłanie, użytkowanie i wykorzystanie zasobów energetycznych, paliw, energii elektrycznej [1]. W skład czego wchodzi między innymi optymalny dobór taryf energetycznych. Jest to dokonywane poprzez planowanie, ustalanie strategii i optymalizację produkcji oraz dostaw energii.

W nowoczesnym zakładzie produkcyjnym strategia ma fundamentalne znaczenie dla kondycji i płynności finansowej przedsiębiorstwa. Musi bowiem ono niemal codziennie stawiać czoła wyzwaniom konkurencyjnego, wolnego rynku. Najlepsza strategia to taka, która przewiduje różne, najczęściej negatywne scenariusze, po to

---

<sup>1</sup> [michal.czosnyka@pwr.edu.pl](mailto:michal.czosnyka@pwr.edu.pl), Zespół Elektroenergetyki Przemysłowej, Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny, Politechnika Wroclawska, [www.zep.pwr.edu.pl](http://www.zep.pwr.edu.pl)

tylko, aby jak najlepiej poradzić sobie z kryzysowymi sytuacjami. Stanowi ona zbiór gotowych rozwiązań na różne sytuacje. Jest to analogia do sztywnych procedur postępowania, stosowanych między innymi w lotnictwie, gdzie w przypadku problemów, nie ma czasu na zastanawianie się co należy zrobić. Podobny sposób myślenia powinien mieć również miejsce w zakładach produkcyjnych.

Gospodarka energetyczna zajmuje się także eksploatacją maszyn i urządzeń. Zarówno tą bieżącą, czyli utrzymaniem ruchu, ale również poszukiwaniem nowych, bardziej energooszczędnych rozwiązań zgodnych z najlepszymi dostępnymi technikami. Działy utrzymania ruchu w zakładach są często likwidowane, a usuwaniem wszelkich awarii zajmują się zewnętrzne firmy serwisowe. Zwraca się jednak uwagę na krótkowzroczność podejmowania takich działań. Być może firma jest w stanie osiągnąć oszczędności z racji likwidacji etatów zatrudnionych osób, jednakże przerwy produkcyjne jakie powstają na skutek awarii urządzeń, w ostatecznym rozrachunku mogą przynieść przedsiębiorstwu większe straty. W związku z tym, kierując się zasadą, że „lepiej zapobiegać niż leczyć”, powinno się dodatkowo inwestować w urządzenia wspomagające utrzymanie ruchu oraz pomiary. Przyczyni się to do zachowania ciągłości produkcji oraz utrzymania urządzeń w dobrej kondycji (nie wywołującej dodatkowych strat finansowych).

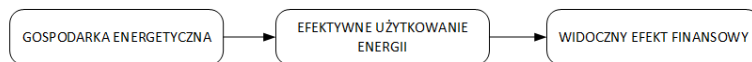
Aby to wszystko było możliwe konieczne są regularne pomiary zużycia energii na poszczególnych etapach produkcji. Stanowią one pewien filar w gospodarowaniu energią w zakładzie przemysłowym. W myśl idei „przemysłu 4.0”, której założenia już się dokonują, przez regularne pomiary należy rozumieć pomiary w czasie rzeczywistym. Obecnie w przemyśle problemem nie jest samo wykonanie pomiaru. Od strony technicznej zmierzyć można każde medium, różnymi metodami. W dobie powszechnego stosowania światłowodów, problem zakłóceń elektromagnetycznych w środowisku przemysłowym również można pominąć. Ze względu na dużą ilość punktów pomiarowych i wysoką częstotliwość odczytów, problematyczna staje się natomiast agregacja ogromnej ilości danych, odpowiednia ich selekcja, przetwarzanie i przede wszystkim interpretacja. Nie bez znaczenia pozostaje również kwestia cyberbezpieczeństwa tych informacji. Zużycie energii jest bowiem jednym z wskaźników kondycji przedsiębiorstwa i w większości przypadków są to informacje niejawne. Niemile widziane jest także ich wypłynięcie do konkurencji. W interpretacji uzyskanych wyników pomiarów bardzo pomocne są systemy zarządzania produkcją i energią.

Dzięki regularnym pomiarom i ich analizie, istnieje możliwość programowania obciążenia w zakładzie przemysłowym, co wiąże się z odpowiednią predykcją zapotrzebowania na moc [2]. Znajomość obciążenia dobowego, miesięcznego, rocznego, stanowi również punkt wyjścia w doborze taryf energetycznych. Dzięki temu można podejmować pewne przedsięwzięcia organizacyjne oraz natury technicznej.

Przedsięwzięcia organizacyjne prowadzą do uporządkowania procesów produkcyjnych. Stosuje się je, aby ograniczyć zużycie energii w godzinach szczytowych, w których cena za jednostkę energii potrafi być nawet o 50% większa w porównaniu do godzin pozaszczytowych. Pomagają również w ustalaniu harmonogramu pracy poszczególnych odbiorników, tak aby nie następowały przekroczenia mocy umownej

za które odbiorca płaci dodatkowe kary. Działania te muszą stanowić pewien kompromis pomiędzy ilością zamówień i zdolnościami produkcyjnymi a cenami energii w poszczególnych okresach doby.

Przedsięwzięcia natury technicznej polegają na poszukiwaniu rozwiązań, dzięki którym energia zużywana w procesach produkcyjnych, będzie wykorzystywana w sposób jak najbardziej efektywny. W przypadku energii elektrycznej, nie ma możliwości jej poboru w tańszych strefach pozaszczytowych i efektywnego, bezpośredniego zmagazynowania. Można jednakże akumulować tę energię w godzinach pozaszczytowych, w postaci wykonanej za jej pomocą pracy (produkując na zapas).



Rysunek 1. Cel wdrożenia gospodarki energetycznej w zakładzie przemysłowym [opracowanie własne]

Wdrożenie optymalnej gospodarki energetycznej w zakładzie przemysłowym nie jest zatem jedynie sztuką dla sztuki. Ma wymiar zarówno lokalny jak i globalny. W wymiarze lokalnym, jak można zauważyć na rys. 1, odpowiednie gospodarowanie energią, prowadzi do bardziej efektywnego jej użytkowania, co w ostatecznym rozrachunku przekłada się na widoczny efekt finansowy w postaci mniejszych nakładów na energię. W wymiarze globalnym działania te mają aspekt ekologiczny. Mając na uwadze ustawową obligatoryjność bardziej efektywnego użytkowania energii ze względu na wyczerpywanie się zasobów paliw kopalnych i zanieczyszczenie środowiska, należy podejmować działania zmierzające do zmniejszenia energochłonności procesów przemysłowych.

Bardzo ważnym ogniwem, który spina ze sobą wszystkie wymienione zadania gospodarki energetycznej jest świadomy i odpowiednio wykwalifikowany personel, który potrafi korzystać z możliwości jakie dają systemy zarządzania energią. Musi on dostrzegać potrzebę i widzieć wymierne efekty takiego, a nie innego postępowania.

### 3. Rynek energii elektrycznej w Polsce

Energia elektryczna jest bardzo szczególnym towarem i w swej specyfice różni się od innych nośników energetycznych takich jak np. gaz ziemny [3]. Wynika to głównie z braku możliwości magazynowania energii elektrycznej. Musi zatem dochodzić do jednoczesności wytwarzania energii, przesyłu oraz użytkowania przez odbiorców końcowych. Dodatkowo energii w systemie elektroenergetycznym musi być zawsze tyle, na ile jest w danej chwili zapotrzebowanie. W przeciwnym razie, bardzo łatwo może dojść do utraty stabilności systemu i lawinowego odłączania odbiorców od sieci.

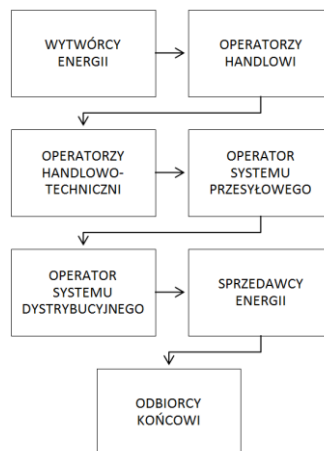
Rewolucyjne zmiany w polskiej energetyce zapoczątkowała w 1997 roku ustawa „Prawo Energetyczne”. Zakładała ona przede wszystkim: prywatyzację, demonopolizację oraz liberalizację sektora energii elektrycznej. Spowodowało to przekształcenie państwowych podmiotów w spółki prywatne z nadzorem Skarbu Państwa. Energię elektryczną od tego momentu przestano rozpatrywać jako dobro które jest powszechne i wszystkim się należy. Zaczęto ją traktować jak towar podlegający wszelkim możliwym mechanizmom rynkowym – przede wszystkim konkurencji. Rynek energii podzielono na trzy główne sektory: wytwarzanie, dystrybucję

i sprzedaż energii elektrycznej. Zlikwidowano Zakłady Energetyczne, a w ich miejsce powołano 5 spółek dystrybucyjnych zajmujących się utrzymaniem infrastruktury sieciowej na terenie Polski. Obszar działania każdego z dystrybutorów energii prezentuje rys. 2.



Rysunek 2. Obszary działalności poszczególnych spółek dystrybucyjnych [4]

Zwieńczeniem działań zapoczątkowanych w latach 90. było wprowadzenie w 2007 roku zasady Third Party Access (TPA). Dzięki TPA oraz obowiązującemu modelowi rynku energii, każdy odbiorca ma prawo do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, bez żadnych konsekwencji. Dystrybutor energii natomiast jest niezmienny i wynika z zamieszkiwanego przez odbiorcę terenu. Takie prawo pozwala na wybór najkorzystniejszej oferty cenowej za energię elektryczną, a tym samym na wygenerowanie odpowiednich oszczędności. W sposób schematyczny strukturę rynku energii w Polsce przedstawia schemat na rys. 3.



Rysunek 3. Struktura rynku energii w Polsce [opracowanie własne]

## 4. Taryfy energii elektrycznej

### 4.1. Pojęcie taryfy energii

Taryfą energii elektrycznej nazywamy pewien pakiet informujący o cenach, stawkach, warunkach sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej.

Jak już wspomniano w poprzednim rozdziale, w wyniku gruntownych przemian jakie nastąpiły w sektorze energetycznym w 2007 roku, odbiorcy energii elektrycznej uiszczają niejako dwie opłaty, według dwóch cenników (taryf): opłatę za energię elektryczną oraz za usługę dystrybucji.

### 4.2. Taryfy za usługę dystrybucji energii elektrycznej

Taryfy za usługę dystrybucji energii elektrycznej rokrocznie muszą być przedkładane Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Związane jest to z tym, że Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego działają w warunkach monopolu naturalnego. Kontrola URE nad taryfami za dystrybucję ma uchronić odbiorców przed możliwym nagłym wzrostem cen za tę usługę. Taryfa każdego OSD jest kompleksowym dokumentem, który określa między innymi:

- podział odbiorców na grupy taryfowe;
- opłaty za przyłączenie do sieci i dodatkowe usługi jakie może wykonać operator;
- stawki i opłaty za świadczenie usługi dystrybucji energii;
- bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych i standardów;
- kary za ponadumowny pobór mocy biernej, przekroczenia mocy umownej, kradzież energii elektrycznej.

Doba może być podzielona na kilka stref czasowych, a w każdej strefie czasowej mogą obowiązywać inne stawki za energię elektryczną.

Do opisu i rozróżnienia taryf stosuje się zunifikowany przez sprzedawców i dystrybutorów zapis grup taryfowych. Pozwala on jednoznacznie stwierdzić takie informacje jak: rodzaj odbiorcy, wielkość mocy umownej, liczba stref i rodzaj stref.

Symbol grupy taryfowej składa się z 3 lub 4 znaków, których znaczenie wyjaśnia tab. 1. Całościowa opłata za usługę dystrybucji jest wyznaczana na podstawie poniższego wzoru:

$$O_{poi} = S_{SVn} \cdot P_i + \sum_{m=1}^R S_{ZVn\ m} \cdot E_{oim} + S_{oSJ} \cdot E_{ok} + S_{op} \cdot P_i + S_{OZE} \cdot E_{okm} + O_{ab} \quad (1)$$

gdzie:

$O_{poi}$  – opłata za świadczenie usługi dystrybucji [zł]

$S_{SVn}$  – składnik stały stawki sieciowej [zł/kW/miesiąc],

$P_i$  – moc umowna określona dla danego odbiorcy [kW],

$R$  – liczba stref czasowych,

$S_{ZVn\ m}$  – składnik zmienny stawki sieciowej dla danej rozliczeniowej strefy czasowej (m) [zł/MWh lub w zł/kWh],

$E_{oim}$  – ilość energii pobranej z sieci przez odbiorcę w rozliczeniowej strefie czasowej m [MWh lub w kWh],

$S_{oSJ}$  – stawka jakościowa [zł/MWh lub w zł/kWh],

$E_{ok}$  – ilość energii elektrycznej zużytej przez odbiorcę oraz innych odbiorców przyłączonych do jego sieci korzystających z krajowego systemu elektroenergetycznego [MWh lub w kWh],

$S_{op}$  – stawka opłaty przejściowej [zł/kW/miesiąc],

$S_{OZE}$  – stawka opłaty OZE [zł/MWh],

$E_{okm}$  – ilość energii elektrycznej pobranej i zużytej przez odbiorcę końcowego [MWh lub w kWh],

$O_{ab}$  – opłata abonamentowa [zł].

Tabela 1. Sposób konstruowania symbolu grupy taryfowej [opracowanie własne]

Znak pierwszy	Znak drugi	Znak trzeci	Dodatkowy znak czwarty
<i>Informuje o poziomie napięcia z jakiego zasilany jest odbiorca</i>	<i>Informuje o wielkości mocy umownej</i>	<i>Informuje o ilości stref czasowych</i>	<i>Informuje o sposobie podziału doby i przekazuje inne uwagi</i>
A odbiornica zasilany z sieci WN	1 moc umowna nie większa niż 40 kW, prąd znamionowy zabezpieczenie przedlicznikowego mniejszy niż 63 A	1 jedna strefa czasowa obowiązująca przez całą dobę	a podział na strefę szczytową i pozaszczytową
B odbiornica zasilany z sieci SN	2 moc umowna większa niż 40 kW, prąd znamionowy zabezpieczenie przedlicznikowego większy niż 63 A	2 podział doby na dwie strefy czasowe	b podział na strefę dzienną i nocną
C odbiornica zasilany z sieci nN		3 podział doby na trzy strefy czasowe	w podział na strefę szczytową i pozaszczytową rozszerzoną o wszystkie godziny w weekendy
G odbiornica zasilany z sieci nN gospodarstwa domowe lokale mieszkalne pomieszczenia gospodarcze garaże		4 podział doby na cztery strefy czasowe	n podział na strefę dzienną i nocną z całą niedzielą zaliczaną do strefy nocnej



R	odbiorca przyłączony do sieci niezależnie od poziomu napięcia, który za zgodą Operatora nie jest wyposażony w urządzenia pomiarowo- rozliczeniowe	L	pojazd trakcyjny wyposażony w układy pomiarowo- rozliczeniowe
O	odbiorca zasilany z sieci nN o stałym poborze mocy, odbiorniki sterowane za pomocą automatyki		
Bt	odbiorca zasilany z sieci SN prądu stałego		

### 4.3. Taryfy za energię elektryczną

Taryfy za sprzedaż energii elektrycznej nie są regulowane przez Prezesa URE z wyjątkiem tych przeznaczonych dla odbiorców indywidualnych (grupa G). Obowiązek przekładania i zatwierdzania taryf został w tym przypadku zachowany, aby ochronić prywatnych odbiorców przed nagłym wzrostem cen energii. Sprzedawcę energii można zmienić. Obecnie na polskim rynku działa kilkadziesiąt spółek zajmujących się obrotem i sprzedażą energii elektrycznej. Odbiorca przemysłowy ze względu na zapotrzebowany duży wolumen energii, ma możliwość twardych negocjacji cen i warunków umowy. Taryfa dla energii elektrycznej nie jest już tak rozbudowana jak ta dla dystrybucji i określa między innymi:

- podział odbiorców na grupy taryfowe;
- ceny za energię elektryczną;
- stawki opłaty handlowej i sposób rozliczania odbiorców;
- bonifikaty za niedotrzymanie standardów dot. obsługi klientów.

Należy w tym miejscu również zaznaczyć, że odbiorca może mieć inną grupę taryfową za usługę dystrybucji, a inną na energię elektryczną.

Umowa na sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej może być zawarta w sposób kompleksowy – łączący obie te usługi. Dotyczy to klientów, którzy nigdy nie skorzystali z możliwości zmiany sprzedawcy. W takim przypadku usługę sprzedaży energii elektrycznej świadczy im domyślnie firma związana z lokalnym OSD. W chwili kiedy odbiorca decyduje się na zmianę sprzedawcy, konieczne jest

wypowiedzenie umowy z dotychczasowym dostawcą i podpisanie dwóch osobnych umów – z nowym sprzedawcą i lokalnym dystrybutorem. Najczęściej w takich przypadkach klient będzie otrzymywał dwie faktury – za sprzedaż i dystrybucję, choć nie zawsze jest to regułą. Coraz więcej sprzedawców nawiązuje porozumienia z dystrybutorami, dzięki czemu przy zmianie dostawcy, możliwe jest podpisanie umowy kompleksowej i otrzymywanie jednego rachunku za prąd.

## 5. Optymalny dobór taryf w przykładowym zakładzie produkcyjnym

### 5.1. Charakterystyka badanego zakładu

Zakład produkcyjny dla którego została przeprowadzona analiza, działa w branży metalurgicznej i jest zlokalizowany na terenie województwa dolnośląskiego, gdzie Operatorem Systemu Dystrybucyjnego jest firma TAURON Dystrybucja S.A. Zakład jest zasilany z dwóch pól średniego napięcia o mocy umownej 1450 kW dla pola L1 oraz 1550 kW dla pola L2. Z powyższych informacji oraz tab. 1, wynika konieczność zastosowania dla tego zakładu grupy taryfowej B2x zarówno jeśli chodzi o sprzedaż jak i dystrybucję energii elektrycznej, gdzie „x” będzie zależec od ilości stref czasowych na które będzie podzielona doba.

### 5.2. Warunki badań

Badania odniesiono do zużycia energii elektrycznej w ciągu całego roku 2017. Wszystkie wyliczenia oparto na cennikach i taryfach za 2017 rok. Uzyskane wyniki są kosztami netto i nie uwzględniają podatku.

### 5.3. Analiza doboru grupy taryfowej za dystrybucję energii

W tabeli 2 zestawiono stawki opłat za usługę dystrybucji w roku 2017. Na jej podstawie oparto kolejne symulacje nakładów na energię elektryczną.

Tabela 2. Tabela stawek opłat za dystrybucję energii elektrycznej [5]

Grupa taryfowa	Stawka jakościowa	Składnik zmienny stawki sieciowej						Składnik stały stawki sieciowej	Opłata abonamentowa	Stawka opłaty przejściowej	Opłata OZE
		całodobowy	szczytowy	pozaszczytowy	szczyt przedpołudniowy	szczyt popołudniowy	pozostałe godziny doby				
	zł/MWh	zł/MWh						zł/kW/m-c	zł/m-c	zł/kW/m-c	zł/MWh
B21	12,70	56,35						7,03	22,00	3,80	3,70
B22			64,20	50,76				7,03	22,00	3,80	3,70
B23					50,82	66,36	21,33	7,82	22,00	3,80	3,70

Analizę rozpoczęto od doboru odpowiedniej grupy taryfowej za dystrybucję energii elektrycznej. Tabele: 3, 4 oraz 5, prezentują nakłady na dystrybucję energii elektrycznej, kolejno dla grup taryfowych: B21, B22 i B23.

Tabela 3. Nakłady na dystrybucję energii elektrycznej dla grupy taryfowej B21 [opracowanie własne]

		Linia zasilająca	
		L1	L2
Zużycie energii elektrycznej	MWh	5 141	4 535
Stawka jakościowa	zł	65 291	57 595
Składnik zmienny stawki sieciowej	zł	289 695	255 547
Składnik stały stawki sieciowej	zł	122 322	130 758
Stawka opłaty abonamentowej	zł	264	264
Stawka opłaty przejściowej	zł	66 120	70 680
Opłata OZE	zł	19 022	16 780
<b>SUMA</b>	<b>zł</b>	<b>1 094 337</b>	

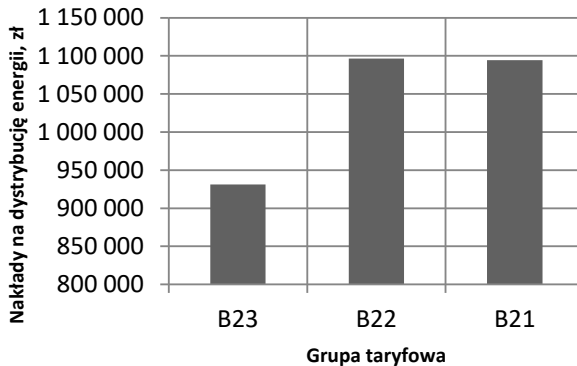
Tabela 4. Nakłady na dystrybucję energii elektrycznej dla grupy taryfowej B22 [opracowanie własne]

			Linia zasilająca	
			L1	L2
Zużycie energii elektrycznej	w szczycie	MWh	2 100	2 085
	poza szczytem	MWh	3 041	2 450
Stawka jakościowa		zł	65 291	57 595
Składnik zmienny stawki sieciowej	szczytowy	zł	134 820	133 857
	pozaszczytowy	zł	154 361	124 362
Składnik stały stawki sieciowej		zł	122 322	130 758
Stawka opłaty abonamentowej		zł	264	264
Stawka opłaty przejściowej		zł	66 120	70 680
Opłata OZE		zł	19 022	16 780
<b>SUMA</b>		<b>zł</b>	<b>1 096 495</b>	

Jak można zauważyć na rys. 4, dla profilu produkcji który jest stosowany w badanym zakładzie, najbardziej optymalną taryfą na dystrybucję energii elektrycznej będzie taryfa B23, w której doba podzielona jest na trzy strefy: szczyt przedpołudniowy, popołudniowy oraz pozostałe godziny doby. Terminarz produkcji w tym zakładzie ustalony jest w taki sposób, że największe zapotrzebowanie na energię jest w godzinach nocnych (pozaszczytowych) w których ceny są najniższe. Najwyższe nakłady na energię elektryczną byłyby gdyby zastosowano taryfę B22. Gdyby natomiast pozostano przy standardowej taryfie B21, koszty związane z dystrybucją energii elektrycznej byłyby o 165 379 zł większe w porównaniu do najbardziej optymalnej grupy B23.

Tabela 5. Nakłady na dystrybucję energii elektrycznej dla grupy taryfowej B23 [opracowanie własne]

			Linia zasilająca	
			L1	L2
Zużycie energii elektrycznej	w szczycie przedpołudniowym	MWh	1 310	1 345
	w szczycie popołudniowym	MWh	790	740
	w pozostałych godzinach	MWh	3 041	2 450
Stawka jakościowa		zł	65 291	57 595
Składnik zmienny stawki sieciowej	w szczycie przedpołudniowym	zł	66 574	68 353
	w szczycie popołudniowym	zł	52 424	49 106
	w pozostałych godzinach	zł	64 865	52 259
Składnik stały stawki sieciowej		zł	136 068	145 452
Stawka opłaty abonamentowej		zł	264	264
Stawka opłaty przejściowej		zł	66 120	70 680
Opłata OZE		zł	19 022	16 780
<b>SUMA</b>		<b>zł</b>	<b>931 115</b>	



Rysunek 4. Nakłady na dystrybucję energii elektrycznej dla poszczególnych grup taryfowych [opracowanie własne]

#### 5.4. Analiza doboru sprzedawcy oraz grupy taryfowej za energię elektryczną

W przypadku optymalizacji taryf dla energii elektrycznej, wzięto pod uwagę nie tylko grupę taryfową, ale również możliwość zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Porównano oferty 3 sprzedawców energii. Stawki opłat za jednostkę energii oraz opłaty handlowe zestawiono w poniższej tabeli.

Następnie przystąpiono do sprawdzenia która grupa taryfowa na zakup energii elektrycznej byłaby najbardziej optymalna. W przypadku energii elektrycznej nie ma zupełnie znaczenia z którego pola – L1 czy L2 – została ona pobrana. Uiszcza się bowiem opłatę za całkowicie pobrany wolumen energii. W tabeli 7 zestawiono sumaryczne nakłady na energię elektryczną dla różnych grup taryfowych i sprzedawców energii.

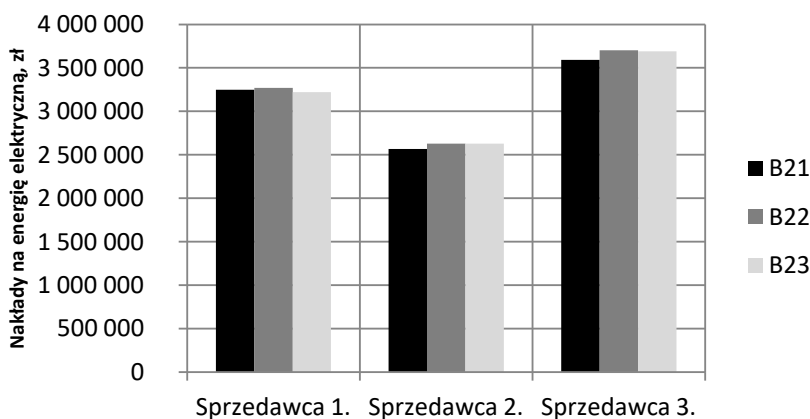
Tabela 6. Stawki opłat za energię elektryczną [opracowanie własne]

Grupa taryfowa	Strefa	Sprzedawca 1.	Sprzedawca 2.	Sprzedawca 3.	
B21	całodobowa	335,60	265,20	371,00	zł/MWh
B22	szczytowa	388,40	319,20	421,00	
	pozaszczytowa	299,10	235,00	352,75	
B23	szczyt przed-południowy	383,80	320,00	444,00	
	szczyt popołudniowy	449,20	371,70	477,00	
	pozostałe godziny doby	275,30	220,00	323,90	
Opłata handlowa		205,00	50,00	200,00	zł/m-c

Tabela 7. Zestawienie nakładów na energię elektryczną dla poszczególnych grup taryfowych i sprzedawców energii [opracowanie własne]

	Sprzedawca 1.	Sprzedawca 2.	Sprzedawca 3.
B21	3 249 726 zł	2 566 675 zł	3 592 196 zł
B22	3 270 272 zł	2 626 837 zł	3 701 235 zł
B23	3 220 397 zł	2 626 921 zł	3 689 565 zł

Uzyskane wyniki w sposób graficzny prezentuje wykres na rys. 5.



Rysunek 5. Nakłady na energię elektryczną [opracowanie własne]

Z przeprowadzonej analizy wynika, że najlepszą ofertę cenową jest w stanie zaproponować sprzedawca nr 2.

W przypadku energii elektrycznej najkorzystniejszą grupą taryfową jest B21. Różnica pomiędzy grupą taryfową B21 a B23 wynosi 60 246 zł. Wybierając najtańszego sprzedawcę energii można poczynić nawet 1 025 521 zł oszczędności (różnica między B21 sprzedawcy 3. a B21 sprzedawcy 2.).

## 5.5. Podsumowanie

Tabela 8 prezentuje różnice w całkowitych nakładach na energię elektryczną. Rozpatrzono dwa najbardziej charakterystyczne przypadki: optymalny – w którym taryfy zostały dobrane w sposób właściwy oraz standardowy – w którym przedsiębiorstwo nie dokonuje żadnych optymalizacji w doborze taryf.

Tabela 8. Łączne nakłady na energię elektryczną [opracowanie własne]

	Dystrybucja	Energia elektryczna	Suma
<i>Przypadek optymalny</i>	<b>B23</b> 931 115 zł	<b>B21</b> 2 566 675 zł	<b>3 497 791 zł</b>
<i>Przypadek standardowy</i>	<b>B21</b> 1 094 337 zł	<b>B21</b> 3 249 726 zł	<b>4 344 063 zł</b>

Najbardziej optymalny przypadek z punktu widzenia minimalizacji nakładów na energię elektryczną dla rozpatrywanego zakładu to taki, w którym na dystrybucję przewidziano grupę taryfową B23, a na zakup energii elektrycznej B21 od sprzedawcy 2. Dla przypadku standardowego w którym zarówno na dystrybucję jak i na energię przewidziana jest taka sama taryfa – B21, należy się liczyć z dodatkowymi nakładami na poziomie 846 272 zł.

Oszczędności są zatem znaczące i dla przypadku najbardziej optymalnego, nakłady na dystrybucję energii są o 14,9% niższe, a na zakup energii elektrycznej przeznaczone zostanie natomiast o 21,0% mniej środków pieniężnych w stosunku do taryfy standardowej. W tym przypadku optymalizacja doboru taryf energii elektrycznej (biorąc pod uwagę zarówno dystrybucję jak i zakup energii) daje oszczędności na poziomie 19,5%.

## 6. Wnioski

Przeprowadzona analiza potwierdza istotną rolę taryf energii elektrycznej w minimalizacji nakładów na energię elektryczną. Prosta weryfikacja grup taryfowych oraz umowy ze sprzedawcą energii elektrycznej, może przynieść rozwiązanie dzięki któremu uda się wygenerować spore oszczędności. Różnice w kosztach wynikających z pobranej energii przy zastosowaniu nieodpowiednich taryf są nieobojętne i wyraźnie oddziałują na kondycję finansową przedsiębiorstwa.

Jak wynika ze wzoru nr 1, na opłatę dystrybucyjną ma wpływ również wartość mocy umownej, więc na etapie doboru taryf zasadna jest również jej weryfikacja.

Należy mieć świadomość, że zarówno spółkom dystrybucyjnym jak i sprzedawcom energii nie zależy na tym, aby ich odbiorcy płacili mniej za energię. Działanie optymalizacyjne musi pozostać w gestii osób odpowiedzialnych za energię w zakładzie lub zlecone zewnętrznej firmie konsultingowej.

W parze z doбором grup taryfowych powinna iść również optymalizacja procesów produkcyjnych, by najbardziej energochłonne odbiorniki pracowały w okresach w których ceny są najniższe.

## **Literatura**

1. Rechul H., *Gospodarka energetyczna. Przedmiot badań ekonomicznych*, [http://cire.pl/pliki/2/gospodarka\\_energet.pdf](http://cire.pl/pliki/2/gospodarka_energet.pdf), 10.03.2018.
2. Gosztowt W., *Gospodarka elektroenergetyczna w przemyśle*, WNT, Warszawa 1971.
3. Malko J., Wilczyński A., *Rynki energii – działania marketingowe*, OWPWr, Wrocław 2006.
4. Mapa konturowa Polski, <http://www.dobryprad.pl/images/polska-mapa-energetyczna.png>, 1.03.2018.
5. Taryfa za dystrybucję energii elektrycznej, <http://bip.ure.gov.pl/download/3/8639/20161215TaryfaTAURONDystrybucjaSA.pdf>, 10.03.2018.

## **Rola taryf energii elektrycznej w kształtowaniu optymalnej gospodarki energetycznej zakładu przemysłowego**

### **Streszczenie**

W pracy przedstawiono zagadnienie gospodarki energetycznej w zakładach przemysłowych głównie w odniesieniu do optymalnego doboru taryf energii elektrycznej. W obecnych czasach przedsiębiorcy liczą się z każdą złotówką w firmowym budżecie, zatem tematyka związana z racjonalnym gospodarowaniem energią przybiera na znaczeniu i w najbliższym czasie zacznie się cieszyć coraz większym zainteresowaniem. W artykule naświetlono główne zadania i obszary, na które wpływa gospodarka energetyczna w zakładach produkcyjnych. Zwrócono uwagę na problematykę efektywnego użytkowania energii. Przedstawiono konstrukcję i sposób funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Polsce. Skupiono się na taryfach energii elektrycznej wykazując ich role, funkcje, sposoby kształtowania oraz wynikające z tego zależności i rozbieżności cenowe. Na przykładzie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej w zakładzie metalurgicznym dokonano analizy i symulacji nakładów finansowych ponoszonych na energię elektryczną dla różnych wariantów taryf i sprzedawców energii. Wskazano tym samym na istotne – sięgające nawet 20% – korzyści ekonomiczne wynikające z optymalnego doboru taryf.

Słowa kluczowe: gospodarka energetyczna, taryfy, energia elektryczna, oszczędności.

## **The role of electricity tariffs in shaping the optimal energy economy of the industrial plant**

### **Abstract**

The paper presents the issue of energy economy in industrial plants mainly in relation to the optimal selection of electricity tariffs. The topics related to rational energy management in the near future will begin to enjoy more and more interest. The article highlights the main tasks and areas affected by energy economy in production plants. Attention was paid to the problem of effective energy use. It shows the construction and functioning of the electricity market in Poland. The focus was also on electricity tariffs showing their roles, functions, ways of shaping, etc. On the example of real electricity consumption in a metallurgical plant, analysis and simulation of financial outlays for electricity for various tariff variants was made. The economic benefits resulting from the optimal selection of tariffs are significant and reach up to 20%.

Keywords: energy economy, tariffs, electricity, savings.

# **Analiza opłacalności inwestycji związanej z magazynowaniem energii zlokalizowanej na terenie Polski**

## **1. Cel i zakres pracy**

Celem pracy jest określenie, czy opłacalna jest budowa magazynu energii na terenie Polski który stabilizowałyby pracę hipotetycznej farmy wiatrowej. Dodatkowo sprawdzone zostało jak lokalizacja takiego zespołu wpłynie na opłacalność inwestycji.

Praca zawiera informacje na temat:

- Ilości odnawialnych źródeł energii w Europie;
- Sposobów wytwarzania energii z odnawialnych źródeł;
- Rodzajów magazynów energii;
- Opisu wybranych sposobów magazynowania energii;
- Analizę opłacalności dla nadprzewodnikowych zasobników energii.

## **2. Wprowadzenie**

W ciągu ostatnich kilku lat można zaobserwować znaczący wzrost ilości energii zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii na całym świecie. Ma to związek z malejącymi złożami paliw kopalnych i szukania nowych alternatyw na pozyskanie energii. W samej Europie od 2004 do 2016 roku moc zainstalowana w odnawialnych źródłach energii wzrosła z 400 TWh do prawie 1000 TWh [1]. Wspomniany wzrost wiąże się z dynamicznym rozwojem farm wiatrowych oraz instalacji solarnych.

Sam rozwój technologii związanych z pozyskaniem energii ze źródeł odnawialnych wiąże się z podpisaniem przez Parlament Europejski pakietu energetyczno-klimatycznego który zobowiązuje kraje członkowskie aby do 2020r. aby:

- Ograniczyć emisję CO<sub>2</sub>;
- Zwiększyć ilość energii końcowej pozyskanej z źródeł odnawialnych;
- Zwiększyć efektywność energetyczną;
- Zwiększyć udział biopaliw wykorzystywanych w transporcie.

Odnawialne źródła energii posiadają bardzo duży potencjał jednak jest bardzo zróżnicowany dla każdego kraju.

### **2.1. Sposoby wytwarzania energii z źródeł odnawialnych**

Pierwszym sposobem na wytwarzanie energii z źródeł odnawialnych jest wykorzystanie potencjału słońca. W przypadku Polski trudno jednak dyskutować o efektywnym wykorzystaniu energii z światła słonecznego, choć takie instalacje się

---

<sup>1</sup> me.michalkiewicz@gmail.com, Koło Naukowe Inżynierii Środowiska w Energetyce i Motoryzacji, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska.

<sup>2</sup> sebastian.Werle@polsl.pl, Instytut Techniki Ciepłej, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska.



pojawiają (ponad 100MW mocy zainstalowanej po roku 2017) [2] to ich działanie i generowana ilość energii jest znikoma dla całego systemu.

Kolejnym sposobem na wytworzenie energii ze źródeł odnawialnych jest energetyka wodna. Wykorzystuje ona energię prądów rzek do wytwarzania energii. W naszym kraju istnieje kilka elektrowni wodnych o stosunkowo wysokiej mocy:

- Elektrownia we Włocławku o mocy zainstalowanej 160 MW;
- Zespół elektrowni wodnych Solina-Myczkowice o mocy zainstalowanej ok. 209 MW;
- Zapora Porąbka o mocy zainstalowanej 6 MW.

Potencjał hydroenergetyczny w Polsce szacuje się na ok. 12 TWh rocznie, wykorzystywane jest w tej chwili ok 12%. [3] Jednak ze względu na koszt budowy, wpływ na środowisko, warunki klimatyczne nigdy nie będzie on wykorzystany w 100%.

Błędem jest klasyfikowanie elektrowni szczytowo-pompowych jako elektrowni wodnych ze względu na ich cykliczny okres pracy oraz rolę jaką spełniają w systemie energetycznym: pracują na pokrycie szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu doby.

Ze względu na niskie potencjały wykorzystania energii z powyższych źródeł polityka energetyczna Polski skupiła się w dużej mierze na rozwoju energetyki wiatrowej. Od roku 2005 do teraz ilość mocy zainstalowanej w farmach wiatrowych to prawie 6000 MW [2], co pozwoliłoby na zaspokojenie ok. 1/3 dobowego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, że energia pozyskana z wiatru jest bardzo niepewna, nieprzewidywalna, potencjał wszystkich farm nie został ani razu jeszcze w maksymalnym stopniu wykorzystany.

Ustawodawstwo Polskie sprecyzowało, że każda ilość energii wytworzona w odnawialnych źródłach energii musi zostać wprowadzona do systemu [4]. Wiąże się to z sytuacją w której źródła które nie podlegają pod odnawialne jednostki wytwórcze muszą obniżyć swoją moc w przypadku wystąpienia wzmożonej produkcji w jednostkach odnawialnych. Z tego powodu wiele urządzeń w elektrowniach konwencjonalnych może ulec awarii lub powolnemu zniszczeniu z powodu dużych zmian obciążeń, często w krótkich odstępach czasu, a problem będzie narastał wraz z rosnącą ilością energii odnawialnej na rynku.

## **2.2. Magazynowanie energii**

Wahania energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach jednak wcale nie dyskwalifikują ich jako dobrego i przyszłościowego źródła energii, jednak ze względu na ich nieprzewidywalny sposób pracy muszą posiadać coś więcej niż tylko jednostkę wytwórczą. Elementem w który powinna być wyposażona elektrownia z źródeł odnawialnych (głównie farm wiatrowych i farm słonecznych) to magazyny energii, które pozwoliły by na stabilizację pracy tych urządzeń. Zapewniłoby to głównie możliwość przesyłania energii elektrycznej do odbiorców w chwili słabego wytwarzania energii z źródła, oraz odbieraniu nadmiaru energii która nagle mogłaby pojawić się w systemie.

Technologie magazynowania energii można sklasyfikować na dwie kategorie [5]:

- Ze względu na czas ich rozładowania;
- Ze względu na sposób magazynowania.

Jeśli chodzi o podział ze względu na czas rozładowania to dzieli się on na: krótki (ang. Short term), średni (ang. Medium Term) oraz długi (ang. Long Term).

W przypadku krótkiego czasu rozładowania technologie te charakteryzują się dużą gęstością przesyłanej energii, a sam czas rozładowania trwa maksymalnie do kilku minut. Do takich technologii zalicza się koła zamachowe, akumulatory sodowo-siarkowe, nadprzewodnikowe magazyny energii czy super kondensatory.

Średni czas rozładowania, należy rozumieć jako kilka minut do kilku godzin. Do tej grupy można zaliczyć wszelkiego rodzaju akumulatory: niklowo-kadmowe, litowo-jonowe.

Długi czas rozładowania to magazyny które ładowane są kilka godzin, dzień, tydzień lub miesiąc. Do tych technologii można zaliczyć najbardziej popularne magazyny czyli elektrownie szczytowo-pompowe, magazynowanie energii w wodorze, akumulatory przepływowe.

Drugim sposobem na podział magazynów energii to sposób magazynowania na:

- Mechaniczne (elektrownie szczytowo-pompowe, magazynowanie przez sprężone powietrze, koła zamachowe);
- Elektrochemiczne (akumulatory: litowo-jonowe, sodowo-siarkowe, kwasowe; akumulatory przepływowe);
- Elektryczne (super kondensatory, nadprzewodnikowe zasobniki energii);
- Chemiczne (magazynowanie w wodorze lub w gazach syntetycznych);
- Termalne (wieże słoneczne, stawy słoneczne).

Każdy z sposobów magazynowania ma swoje wady i zalety, niektóre rozwiązania są nowe inne stosowane od lat, inne są nowe i jeszcze w fazie testów. Poniżej znajduje się opis wybranych technologii magazynowania energii.

### **2.2.1. Elektrownia szczytowo-pompowa**

Jednym z najbardziej rozpowszechnionych sposobów magazynowania energii są elektrownie szczytowo-pompowe, nawet pomimo bardzo wysokich kosztów budowy (sięgających maksymalnie 2000\$/kW) [5]. Największym tego typu obiektem jest Kannagawa (Japonia) o mocy 2820 MW. W Polsce istnieje sześć takich obiektów z których największe to Żarnowiec (716MW) oraz Porąbka-Żar (500MW).

Instalacje tego typu zalicza się do metod mechanicznych. Sposób działania elektrowni szczytowo-pompowej polega na wykorzystaniu energii potencjalnej spadającej wody i przetworzenie jej poprzez turbinę wodną w energię elektryczną wprowadzaną do systemu. Sam proces odbywa się pomiędzy dwoma zbiornikami: jednym zlokalizowanym w górnej części i drugi znajdującym się poniżej. Woda z dolnego zbiornika transportowana jest do górnego za pomocą pompy lub zespołu pomp w chwili kiedy popyt na energię elektryczną jest niski z czym wiąże się również niski koszt jej zakupu.

Należy pamiętać, że zyskiem z tego typu instalacji jest różnica między ceną energii elektrycznej uzyskanej w szczycie zapotrzebowania, a kosztem jej zakupu. Pozytywem elektrowni szczytowo-pompowych jest to, że odzyskiwane jest od 70 do

80% zmagazynowanej energii. Dodatkowym atutem jest czas w jakim jest użytkowana, wynosi on nie mniej niż 40 lat pracy, co w porównaniu z innymi metodami jest najdłuższym czasem użytkowania.

### **2.2.2. Akumulatory litowo-jonowe**

Akumulatory litowo-jonowe to technologia sklasyfikowana jako metoda elektrochemiczna. Praca tych urządzeń podczas ładowania zachodzą reakcje chemiczne pomiędzy anodą (elektrodą dodatnią) zrobioną z litowego tlenku metalu, elektrolitem z soli litu rozpuszczalnych w organicznych węglach, oraz katodą (elektroda ujemna) zrobioną z izotopów węgla (grafit, krzem, itd.). Podczas procesu rozładowania proces jest odwracany.

Ze względu na względnie małą wagę akumulatory tego typu często stosowane są już w motoryzacji, a od kilku lat również w magazynowaniu energii na dużą skalę. Przykładem tutaj może być projekt zrealizowany na terenie Polski w Pucku: magazyn energii składający się z akumulatorów litowo-jonowych o mocy 750 kW mocy oraz 1500 kWh pojemności. Jest to druga taka instalacja w Europie.

Magazyny tego rodzaju mają bardzo wysoką sprawność odzysku energii na poziomie 90%, dodatkowo w porównaniu z innego rodzaju akumulatorami np. sodowo-siarkowymi, kwasowo-ołowiowymi nie posiadają efektu pamięci – czyli sytuacji w której akumulator traci swoją rzeczywistą pojemność ładowania. Oczywiście, jak w każdym urządzeniu sprawność spada wraz z czasem użytkowania, jednak nie jest ona aż tak odczuwalna.

Wadą tego typu magazynów jest ich koszt, który może wahać się od 1200 \$/kW do nawet 4000 \$/kW [5, 6].

### **2.2.3. Stawy słoneczne**

Wykorzystanie energii słonecznej jako źródła energii i formy magazynowania jest jednym z sposobów magazynowania energii z kategorii termicznych. Stawy słoneczne podobnie jak wieże solarne są sposobem który nie skupia się na bezpośrednim wytworzeniu energii elektrycznej ale zmagazynowania energii w cieple i wykorzystania jej do ogrzewania bezpośredniego lub ogrzać wodę i poprowadzić parę na turbinę.

Zaletami pozyskania takiej energii jest:

- Wszechobecność występowania promieniowania słonecznego;
- Proekologiczność;
- Nie ma wpływu na bilans energetyczny Ziemi (w odróżnieniu od ropy, węgla).

Wadami tego typu instalacji jest:

- Cykliczność działania;
- Duże rozproszenie energii i jej nierównomierne rozłożenie na terenie globu;
- Konieczność stosowania urządzeń wspomagających do pozyskania promieniowania.

Stawy słoneczne to inaczej zbiornik wypełniony kilkoma warstwami płynu o zróżnicowanym stężeniu soli. W najniższej warstwie to stężenie jest najwyższe, natomiast na powierzchni bliskie zero. Różnica stężeń jest powoli wyrównywana przez zjawisko dyfuzji więc należy uzupełniać solankę w dolnej części zbiornika, oraz wodą na powierzchni [7].

Dzięki takiej konstrukcji woda powoli się nagrzewa, przekazując ciepło do dolnych warstw solanki gdzie ciepło jest akumulowane i może być wykorzystane później np. z pomocą pompy ciepła. Temperatura takiej wody może osiągnąć nawet 100°C i być magazynowana przez okres nawet kilku miesięcy. Średnio na dobę taki staw zaabsorbuje ok. 10kWh/m<sup>2</sup>.

Do zalet takiego zastosowania można zaliczyć bardzo prostą budowę i mniejsze straty ciepła w porównaniu z kolektorami słonecznymi, jednak wadą jest konieczność ciągłego monitorowania stężeń w zbiorniku, duży koszt inwestycyjny ok. 500 tys. zł za 0,1ha. Przykładami takich instalacji jest: Phyramid Hill (Australia) zajmująca powierzchnię ok. 3000 m<sup>2</sup>

#### **2.2.4. Nadprzewodnikowe zasobniki energii**

Nadprzewodnikowe zasobniki energii (ang. *Superconduction Magnetic Energy Storage*) są to magazyny energii wykorzystujące pole magnetyczne między elektromagnesami nadprzewodnikowymi. Jest to najbardziej przyszłościowa technologia magazynowania energii, która na razie jest w fazie badań.

Technologia ta charakteryzuje się, jedną z największych gęstości mocy z wszystkich technologii magazynowania energii na poziomie nawet do 2000 W/kg, dla porównania akumulatory litowo-jonowe ten parametr mają określony na poziomie maksymalnym 315 W/kg. Dzięki temu nadprzewodnikowe zasobniki energii mogą mieć krótki czas ładowania i rozładowania oraz niewielki czas przerwy między kolejnymi cyklami [5].

Prąd przepływając przez zwoje cewki nadprzewodnikowego elektromagnesu nie powoduje strat, dlatego odzysk energii z tego typu technologii utrzymuje się na bardzo wysokim poziomie w granicy 95-98%. Jednak ze względu na to, że stan nadprzewodnictwa utrzymuje się przy niskich temperaturach, wymagany jest system chłodzenia który będzie chłodził elektromagnes to temperatur kriogenicznych. W celu zapewnienia tak niskiej temperatury w układach tego typu stosuje się ciekły lub nadciekły hel, którego temperatura jest poniżej 5K, lub ciekły azot [8].

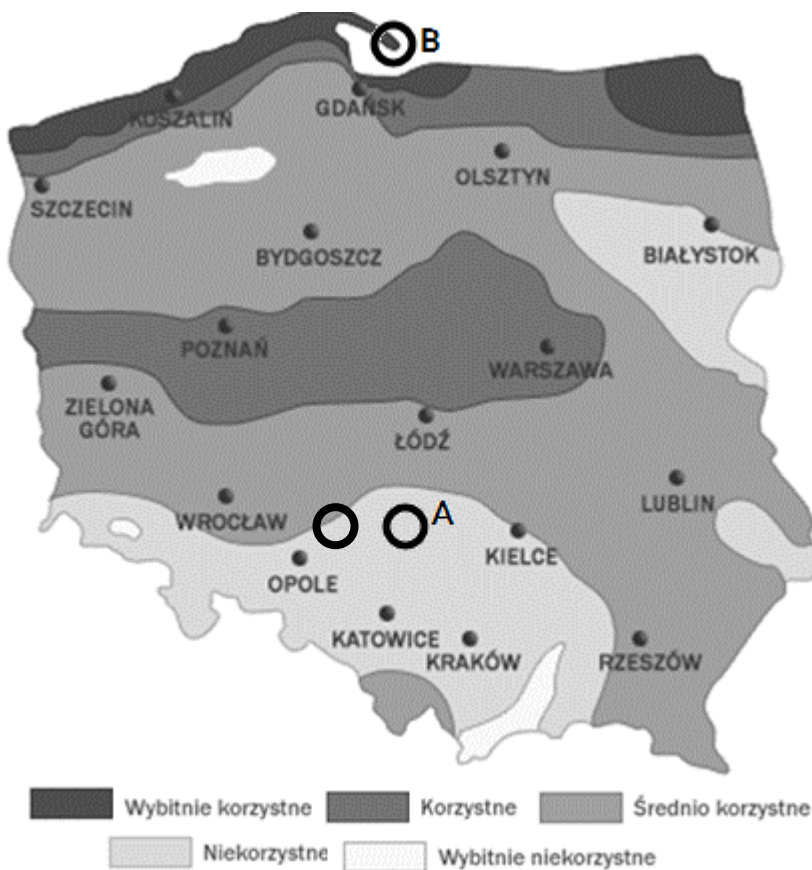
Elementem który jest również wymagany w tego typu technologiach jest system przekształtnik pozwalający na zamianę prądu stałego w zmienny. Element ten jest o tyle istotny, że pozwala na bardzo dokładne kontrolowania napięcia w sieci co pozwala na dostarczanie energii do odbiorców którzy wymagają wysokiej jakości energii lub braku przerw w dostawach energii.

### **3. Określenie parametrów pracy magazynu**

#### **3.1. Zapotrzebowanie na energię elektryczną miasta**

Magazyn energii ma za zadanie stabilizować pracę farmy wiatrowej która w założeniu została już wybudowana. W celu sprawdzenia opłacalności, magazyn został umieszczony w gminie Dąbrowa Zielona w powiecie częstochowskim gdzie panują niekorzystne warunki do rozwoju farm wiatrowych (Rys. 1). Lokalizacja została wybrana ze względu na założenie, że jeżeli magazyn energii będzie opłacalny w miejscu niesprzyjających warunków, to będzie również opłacalny w korzystnych warunkach.

Gmina Dąbrowa Zielona zamieszkała jest przez 3900 osób [9] i znajduje się w obszarze niekorzystnych warunków do rozwoju energetyki wiatrowej.



Rysunek 1 Mapa Polski przedstawiająca warunki do rozwoju energetyki wiatrowej oraz proponowane lokalizację dla magazynu A – gmina Dąbrowa Zielona, B – Hel [9]

Dodatkowo wybrano Hel jako lokalizację porównawczą w warunkach wybitnie korzystnych do rozwoju farm wiatrowych.

Aby określić moc magazynu energii w pierwszej kolejności policzono średnie zapotrzebowanie na energię elektryczną dla obszaru zamieszkałego przez 4000 osób oraz określono średnie zapotrzebowanie na energię dla tego obszaru w ciągu godziny (Tabela 1).

Tabela 1 Zestawienie przedstawiające dane statystyczne w sprawie zużycia energii elektrycznej przez statystycznego Polaka, oraz przez miasto w ciągu godziny w roku.

Ilość mieszkańców	4000
Średnie roczne zapotrzebowanie na moc elektryczną na osobę, kWh	1462
Średnie zapotrzebowanie na moc dla gminy w ciągu godziny, kW	674

Źródło: [9]

Biorąc pod uwagę dodatkowe zużycie energii na potrzeby własne magazynu, zaproponowano magazyn o mocy 750kW, który będzie mógł dostarczyć energię elektryczną do mieszkańców przez dwie godziny.

### 3.2. Maksymalny czas pracy farm wiatrowych

Moc wytwarzana przez turbinę wiatrową jest zależna od prędkości wiatru, w celu określenia maksymalnego czasu pracy turbiny zastosowano założenia do obliczeń:

- Turbiny pracują przy prędkości wiatru między 4m/s a 25m/s,
- Łączna moc zainstalowana tego zespołu to 1400kW.

Na podstawie wzoru:

$$N = \frac{1}{2} C_p c^3 A \eta \quad (1)$$

$N$  – moc wytwarzana przez turbinę,  $\rho$  – gęstość powietrza,  $c$  – prędkość wiatru,  $\eta$  – sprawność przesyłu energii,  $C_p$  – Stopień wykorzystania turbiny wiatrowej.

Oraz jego uproszczonej wersji:

$$N = \left(\frac{c}{c_n}\right)^3 N_n \quad (2)$$

$N$  – moc wytwarzana przez turbinę wiatrową,  $N_n$  – moc nominalna turbiny wiatrowej,  $c$  – prędkość chwilowa wiatru,  $c_n$  – prędkość wiatru projektowa.

Określono maksymalny czas pracy turbin wiatrowych dla obu lokalizacji:

- Dąbrowa Zielona – 3 392 godzin;
- Hel – 8 550 godzin.

### 3.3. Cykle pracy magazynu

Na podstawie maksymalnego czasu pracy zespołu turbin wiatrowych możliwe jest określenie ilości wykonywanych cykli pracy przez magazyn.

Pomimo, że nadprzewodnikowe magazyny energii posiadają zdolność do szybkiego ładowania, uwzględniono średnią ilość energii wytwarzanej przez turbiny wiatrowe i zdecydowano, że czas ładowania będzie trwać 5h. Magazyn ma zapewniać energię na 2 godziny pracy, a czas przerwy między cyklami ze względu na znikome znaczenie pominięto. Wyniki obliczeń zestawiono w Tabeli 2.

$$C = \frac{T}{t} \quad (3)$$

$C$  – ilość cykli pracy,  $T$  – maksymalny czas pracy farm wiatrowych,  $t$  – cykl pracy magazynu

Tabela 2 Zestawienie wyników obliczeń związanych z czasem pracy magazynu

Lokalizacja	Dąbrowa Zielona	Hel
Maksymalny czas pracy farm wiatrowych, h	3 392	8 550
Czas ładowania, h	5	5
Czas rozładowania, h	2	2
Pełny cykl pracy magazynu, h	7	7
Ilość pełnych cykli pracy	485	1 221

Źródło: opracowanie własne

## 4. Analiza opłacalności

### 4.1. Nakłady inwestycyjne

Ze względu na brak nadprzewodnikowego magazynu energii na skalę przemysłową, nakłady inwestycyjne określono na podstawie jednostkowych kosztów budowy.

Tabela 3 Zestawienie kosztów budowy magazynu energii

Jednostkowy koszt budowy za 1kW	330,00	\$
Kurs dolara	3,70	zł
Jednostkowy koszt budowy	1 230,00	zł
Szacowany koszt budowy	922 500,00	zł
Środki trwałe	832 500,00	zł

Źródło: [5]

Kurs dolara określono jako średnią notowań z całego roku.

Środki trwałe określono na 90% ze względu na fakt, że infrastruktura dróg i sieci energetycznej jest już wybudowana w ramach działania farm wiatrowych.

### 4.2. Finansowanie inwestycji

Cała inwestycja będzie finansowana z dwóch źródeł:

- Środki własne stanowiące 25% inwestycji;
- Kredyt inwestycyjny stanowiący 75% wartości inwestycji.

Kredyt zostanie zaciągnięty w ramach programu Bocian realizowanym przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej [13]. Program ma na celu wsparcie inwestycji związanych z odnawialnymi źródłami energii na terenie Polski w latach 2015-2023.

W ramach tego programu wsparcie odbywa się w formie pożyczki oprocentowanej na warunkach preferencyjnych WIBOR 3M jako 2%, dodatkowo wliczana jest do tego oprocentowanie związane z marżą banków na 3,5%.

Łącznie oprocentowanie kredytu wyznaczono jako 5,5% rocznie.

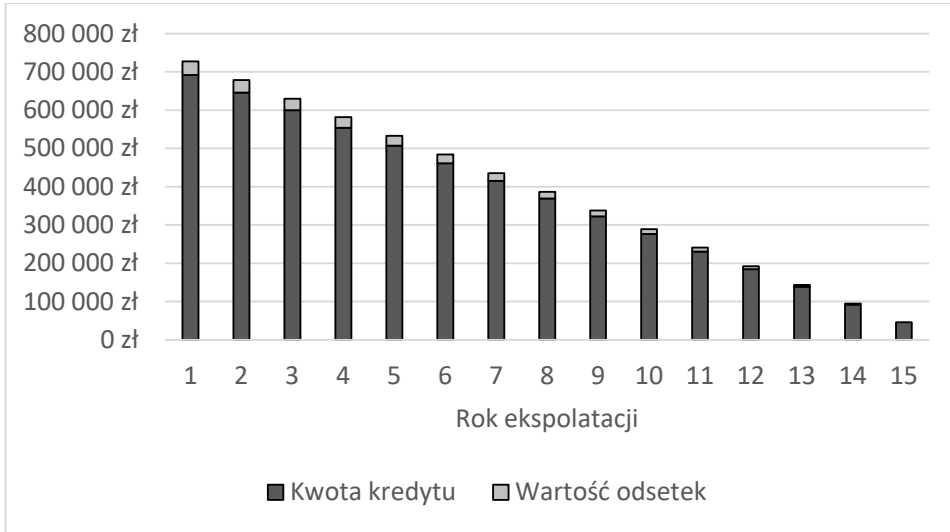
Cały kredyt rozplanowano na 15 lat, płacony w stałych ratach. Plan spłaty przedstawiono na Rysunku 2.

Ze względu na stałe raty, roczna rata do spłaty obliczono jako:

$$R = \frac{J}{t} \quad (4)$$

R – roczna rata, zł; J – Kwota inwestycji, zł; t – okres spłaty, lata.

Wartość kredytu w każdym roku, wraz z odsetkami przedstawiono na Rysunku 2.



Rysunek 2 Zmiana wartości kredytu w całym okresie spłaty wraz z wartościami odsetek przypadających na cały okres. [opracowanie własne]

### 4.3. Amortyzacja środków trwałych

Amortyzacja dokonywana jest ze względu na zmniejszenie podatku od inwestycji. Dla obiektów energetycznych roczna amortyzacja wynosi 7% środków trwałych.

Dla powyższego przypadku środki będą amortyzowane łącznie przez 15 lat trwania inwestycji:

- 14 lat roczna kwota amortyzacji wynosi 58 275 zł;
- W ostatnim roku kwota amortyzacji wynosi 16 650 zł.

### 4.4. Koszty eksploatacyjne i operacyjne

Ze względu na brak konieczności stałej obsługi, zdecydowano się, na zatrudnienie dwóch pracowników na ok. 10h pracy w umowę zlecenie, gdzie za godzinę pracy otrzymają na rękę 250zł ze względu na konieczność posiadania bardzo wyspecjalizowanej wiedzy. Dodatkowo zakłada się, że z każdym rokiem pracownicy otrzymują podwyżkę 1,5%.

Za pomocą kalkulatora pensji określono koszty ponoszone przez pracodawcę za rok pracy.

Dodatkowym kosztem ponoszonym podczas eksploatacji należy wziąć pod uwagę koszt dzierżawy terenu. Na podstawie aktualnych wartości proponowanych dla dzierżawy terenu w powiecie częstochowskim za 1m<sup>2</sup> zapłacone zostanie 1,2zł.

Magazyn zostanie umieszczony na obszarze 1000m<sup>2</sup>, stąd rocznie zostanie poniesiony koszt 14 400zł.

Ze względu na konieczność utrzymania magazynu w temperaturach kriogenicznych należy brać pod uwagę koszt czynnika chłodzącego.

Zdecydowano się, na chłodzenie sprężonym helem zakupionym u producenta [11] Koszt ewentualnych konserwacji określono na 0,5% całego kosztu inwestycji.



Jako koszty operacyjne zdefiniowano marżę właściciela, oraz koszt ochrony obiektu który ma pokryć pracę trzech pracowników ochrony.

Wszystkie koszty eksploatacyjne i operacyjne przedstawiono w Tabeli 4.

Tabela 4 Zestawienie kosztów eksploatacyjnych i operacyjnych

Koszty pracowników w pierwszym roku	11 856,00	zł
Koszt konserwacji	4 612,50	zł
Dzierżawa terenu	14 400,00	zł
Chłodziwo	36 958,76	zł
Ochrona obiektu	64 000,00	zł
Marża właściciela	20 000,00	zł

Źródło: opracowanie własne

Koszty związane z chłodzeniem magazynu, są trudne do oszacowania ze względu na to, że nie istnieje jeszcze tak duży nadprzewodnikowy zasobnik mocy, dlatego oszacowano, że maszyny chłodzące hel, będą zużywać 10% mocy zmagazynowanej przez układ.

#### 4.5. Przychody

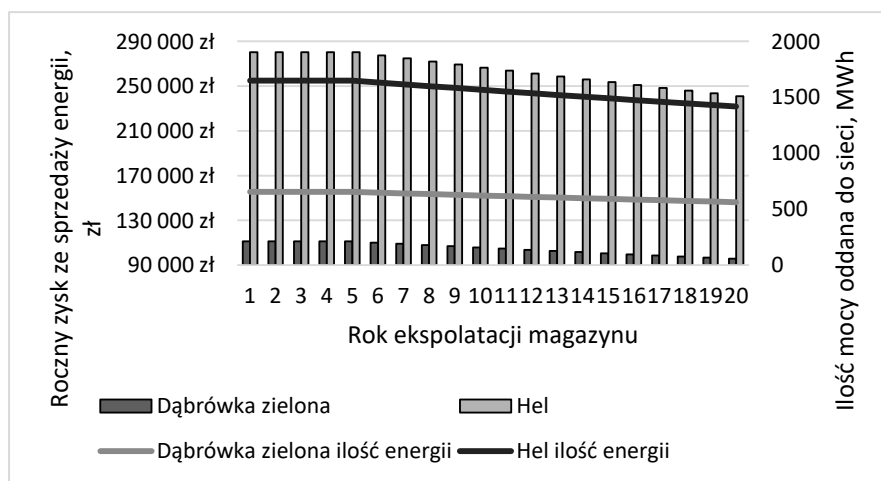
Jedynym zdefiniowanym przychodem jest koszt sprzedaży energii elektrycznej z magazynu.

Cenę za energię elektryczną oszacowano na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej prezentowane przez Urząd Regulacji Energii jako 170 zł/MW.

Przychody dla każdego roku dla obu lokalizacji zaprezentowano na Rysunku 3.

Ilość energii sprzedawanej przez magazyn z każdym rokiem spada, ze względu na spadek sprawności magazynowania.

Jak można zauważyć, przychody w Dąbrowie Zielonej są kilka razy mniejsze niż w przypadku Helu, ze względu na mniejszą ilość energii wytwarzanej przez farmy wiatrowe, co będzie rzutować na opłacalności inwestycji.



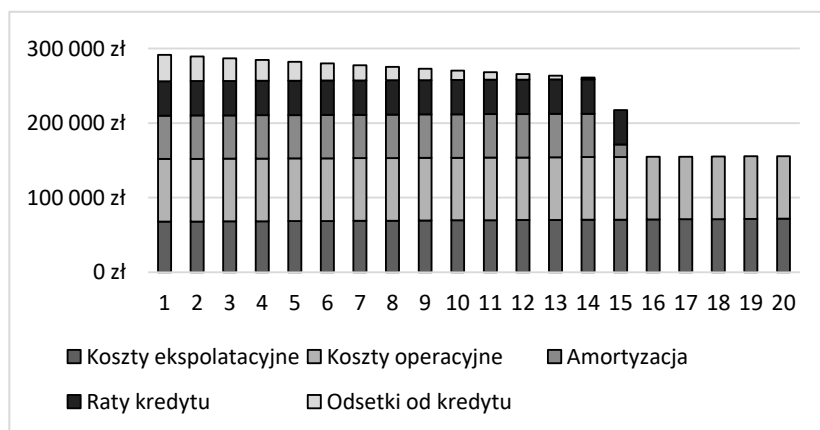
Rysunek 3 Przychody generowane przez magazyn energii oraz ilość sprzedawanej energii w zależności od lokalizacji [opracowanie własne]

#### 4.6. Podatek dochodowy

W celu określenia wartości podatku dochodowego w pierwszej kolejności określono koszty księgowo (Rysunek 4) jako:

$$K_k = R + O + K_{op} + K_{ek} + A \quad (5)$$

$K_k$  – Koszt księgowy, R- rata kredytu,  $K_{op}$  – Koszty operacyjne,  $K_{ek}$  – Koszty eksploatacyjne, A - Amortyzacja środków trwałych



Rysunek 4 Zestawienie kosztów generowanych przez magazyn energii w danym roku eksploatacji [opracowanie własne]

Jeżeli roczny przychód jest większy od kosztów księgowych to naliczany jest podatek od zysku w wysokości 19%. Wartości kredytu w danym roku eksploatacji przedstawiono na Rysunku 5:



Rysunek 5 Wartość podatku dochodowego płaconego przez przedsiębiorcę w zależności od lokalizacji inwestycji.

Z powyższego wykresu wynika, że podatek dochodowy płacony będzie tylko przez inwestycję zlokalizowaną na Helu, w ostatnich latach eksploatacji, natomiast inwestycja w powiecie częstochowskim nie zapłaci podatku dochodowego w żadnym roku.

#### **4.7. Wskaźniki opłacalności**

Przepływy pieniężne księgowe, to informacja dla przedsiębiorcy o ruchu pieniądza w jego inwestycji [12].

$$CF_* = J_0 + S_{n,t} - K_{e,t} - K_{o,t} - P_{d,t} \quad (6)$$

$J_0$  – Całkowite wydatki inwestycyjne przeliczone na pierwszy rok budowy,  $S_{n,t}$  – Przychody w poszczególnych latach,  $K_{e,t}$  – Koszty eksploatacyjne,  $K_{o,t}$  – Koszty operacyjne,  $P_{d,t}$  – Podatek dochodowy

Przepływy pieniężne dyskontowe, dodatkowo uwzględniają zmianę wartości pieniądza w czasie. W celu jego wyznaczenia należy najpierw obliczyć realną stopę dyskonta oraz współczynnik dyskontowy.

Stopa dyskonta realna została określona na podstawie wzoru:

$$r = \sum u_i \frac{r_j - i}{1 + i} \quad (7)$$

$r$  – realna stopa dyskonta  $u_i$  – udział poszczególnych składników finansowania  $r_j$  – oprocentowanie  $j$  – tego źródła  $i$  – inflacja

Gdzie:

- Inflacja określona na poziomie 1,2%;
- Oprocentowanie środków własnych 6% (gdyby środki własne zostały zainwestowane w inną inwestycję);
- Oprocentowanie kredytu 5,5%;
- Udział finansowania z kredytu 75%;
- Udział finansowania z własnych środków 25%.

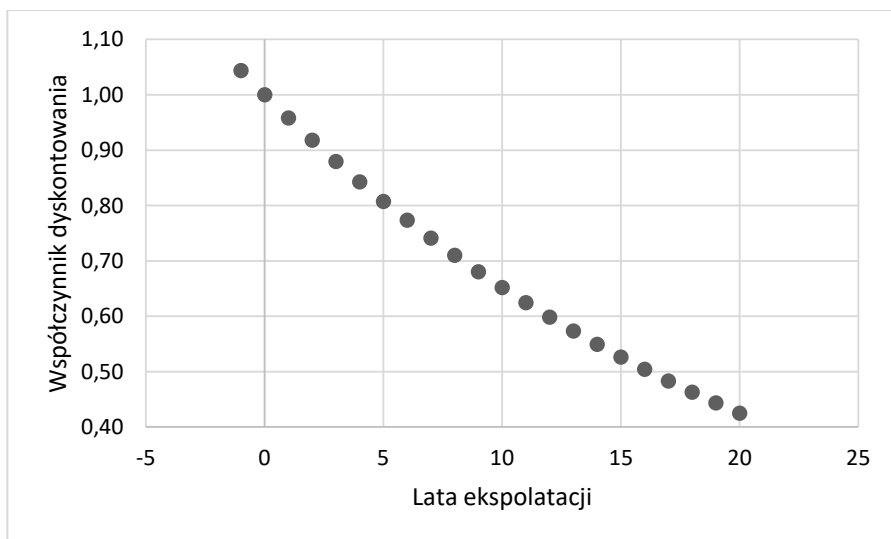
Realna stopa dyskonta przy powyższych założeniach wynosi: 4,37%

Aby określić zmianę pieniądza w czasie, został wyznaczony współczynnik dyskontowania:

$$a_t = \frac{1}{(1 + r)^t} \quad (8)$$

$a_t$  – współczynnik dyskontowania,  $r$  – realna stopa dyskonta

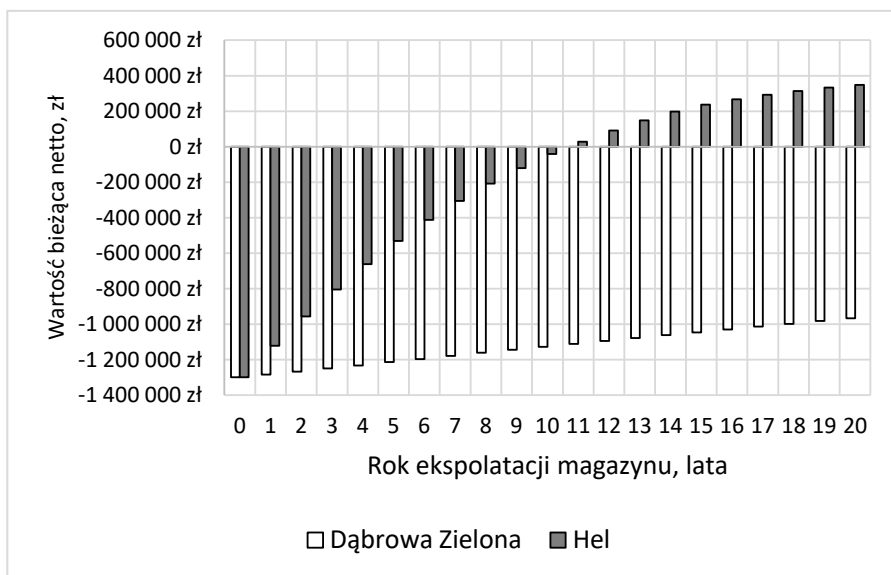
Wyniki obliczenia przedstawiono na Rysunku 6.



Rysunek 6 Wartości współczynnika dyskontowania przez cały okres inwestycji [opracowanie własne]

W chwili określenia powyższych współczynników można określić dyskontowe przepływy pieniężne, przedstawione na rysunku 7.

W wykresu wynika, że inwestycja w Dąbrowie Zielonej nie zwróci się po 20 latach inwestycji przynosząc stratę, natomiast inwestycja zlokalizowana na Helu, w 11 roku użytkowania zacznie przynosić pierwsze zyski.



Rysunek 7 Przepływy pieniężne dyskontowe dla inwestycji w obu lokalizacjach [opracowanie własne]

Po określeniu przepływów pieniężnych dla obu przypadków, można określić poszczególne wskaźniki ekonomiczne które określają, czy inwestycja jest opłacalna na podstawie poniższych wskaźników [12]:

Pierwszy z nich to wartość bieżąca netto (NPV) czyli suma przepływów pieniężnych dyskontowanych pomniejszonych o koszty inwestycji. Jeżeli ten wskaźnik będzie większy od zera, to znaczy, że inwestycja będzie opłacalna:

$$NPV = \sum (t = 1)^n a_t CF_t - J_0 \quad (9)$$

NPV – wartość bieżąca netto,  $J_0$  Całkowite wydatki inwestycyjne przeliczone na pierwszy rok budowy,  $a_t$  – współczynnik dyskontowania, CF przepływy pieniężne

Wskaźnik wartości bieżącej netto (NPVR) wskaże jaki jest zysk (lub strata) z każdej zainwestowanej złotówki, jeżeli jest dodatni to inwestycja przynosi zyski.

$$NPVR = \frac{NPV}{J_0} \quad (10)$$

NPVR – współczynnik wartości bieżącej netto, NPV – wartość bieżąca netto,  $J_0$  – Całkowite wydatki inwestycyjne przeliczone na pierwszy rok budowy

Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) to stopa dyskonta przy której wartość bieżąca netto przyjmie wartość 0. Wskaźnik ten nie zawsze jest możliwy do wyznaczenia, z powodu niemożliwości znalezienia dodatniej stopy dyskonta dla NPV równego 0. Dodatkowo może istnieć kilka wartości IRR. W takim przypadku należy odrzucić IRR jako kryterium opłacalności.

Jeżeli zostanie wzięty IRR jako kryterium opłacalności, to w chwili kiedy IRR będzie większe od stopy dyskontowej, to inwestycja jest opłacalna w przypadku, kiedy będzie mniejsza od 0, to realizacja projektu nie jest zasadna.

$$\sum \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (11)$$

IRR – wewnętrzna stopa zwrotu,  $CF_t$  przepływy pieniężne dyskontowe

Zmodyfikowana wewnętrzna stopa zwrotu wyraża stopę zwrotu zainwestowanego w inwestycję kapitału z uwzględnieniem możliwości reinwestycji dodatnich przepływów pieniężnych przy innej stopie niż stopa dyskontowa.

W przypadku, gdy MIRR jest większe od granicznej stopy zwrotu, za którą możemy przyjąć stopę dyskonta, to inwestycja jest opłacalna, w przypadku kiedy jest mniejsza, to inwestycja nie jest opłacalna. Ważna jest tutaj również relacja między wskaźnikiem IRR a MIRR. Jeśli stopa reinwestycji jest mniejsza od stopy dyskonta, to MIRR powinno być mniejsze od IRR.

$$MIRR = \sqrt[n]{\frac{\sum_{t=1}^n \sum_t CF_t^+ (1 + rei)^{n-t}}{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t^-}{(1 + r)^t} + J_0}} - 1 \quad (12)$$

MIRR – zmodyfikowana wewnętrzna stopa zwrotu,  $CF_t^+$  dodatnie przepływy pieniężne,  $CF_t^-$  – ujemne przepływy pieniężne,  $re_i$  – stopa reinwestycji,  $r$  – realna stopa dyskonta,  $J_0$  – Całkowite wydatki inwestycyjne przeliczone na pierwszy rok budowy

Zdyskontowany czas zwrotu DPD to czas w którym wartość bieżąca netto przyjmie wartość 0. Dobrym zobrazowaniem tego współczynnika jest przedstawienie go na wykresie NPV od czasu trwania całej inwestycji, miejsce przecięcia funkcji  $NPV(t)$  z osią odciętą z wartością 0, daje czas zwrotu realnej wartości nakładów inwestycyjnych.

$$\sum_{t=0}^{DPD} \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (13)$$

$CF_t$  przepływie pieniężne dyskontowe,  $r$  – realna stopa dyskonta, DPD – zdyskontowany czas zwrotu

Wskaźnik rentowności (PI) przedstawia wartość bieżącą skumulowanej nadwyżki finansowej odniesioną do skumulowanej wartości zdyskontowanych ujemnych przepływów pieniężnych. [12]

W przypadku kiedy wskaźnik rentowności jest większy od 1, inwestycja jest opłacalna, jeśli PI jest na poziomie mniejszym od 1, inwestycja nie jest opłacalna.

$$PI = \frac{\sum_{t=m}^N \frac{CF_t^+}{(1+IRR)^t}}{\sum_{t=0}^m \frac{CF_t^-}{(1+IRR)^t}} \quad (14)$$

PI – wskaźnik rentowności,  $CF_t^+$  dodatnie przepływy pieniężne,  $CF_t^-$  – ujemne przepływy pieniężne,  $re_i$  – stopa reinwestycji,  $r$  – realna stopa dyskonta

Wyniki z wszystkich wskaźników zostały zestawione w tabeli poniżej, w zależności od lokalizacji inwestycji:

Tabela 5 Zestawienie wskaźników opłacalności dla Dąbrowy Zielonej oraz Helu

Lp.	Wskaźnik		Dąbrowa Zielona	Hel
1	Wartość bieżąca netto	zł	-1 921 344,63	157 120,25
2	Zmodyfikowana wartość bieżąca netto	zł	-	456 542,82
3	Wskaźnik wartości bieżącej netto	zł	-1,60	0,13
4	Wewnętrzna stopa zwrotu	%	-	5,89
5	Zmodyfikowana wewnętrzna stopa zwrotu	%	-	5,76
6	Zdyskontowany czas zwrotu	-	-	11
7	Wskaźnik rentowności	-	-	1,12

Źródło: opracowanie własne

Z powodu braku dodatknych przepływów pieniężnych dla gminy Dąbrowa Zielona, niemożliwe jest wyznaczenie większości wskaźników opłacalności inwestycji. Wartość bieżąca netto jest poniżej granicy opłacalności. Z każdej zainwestowanej złotówki tracone jest na tej inwestycji 1,60zł.

W przypadku magazynu umiejscowionego na Helu, inwestycja jest opłacalna, na co wskazują wszystkie wskaźniki opłacalne. Sama inwestycja zwróci się po 11 latach i z każdej zainwestowanej złotówki zyskuje się 13 groszy.

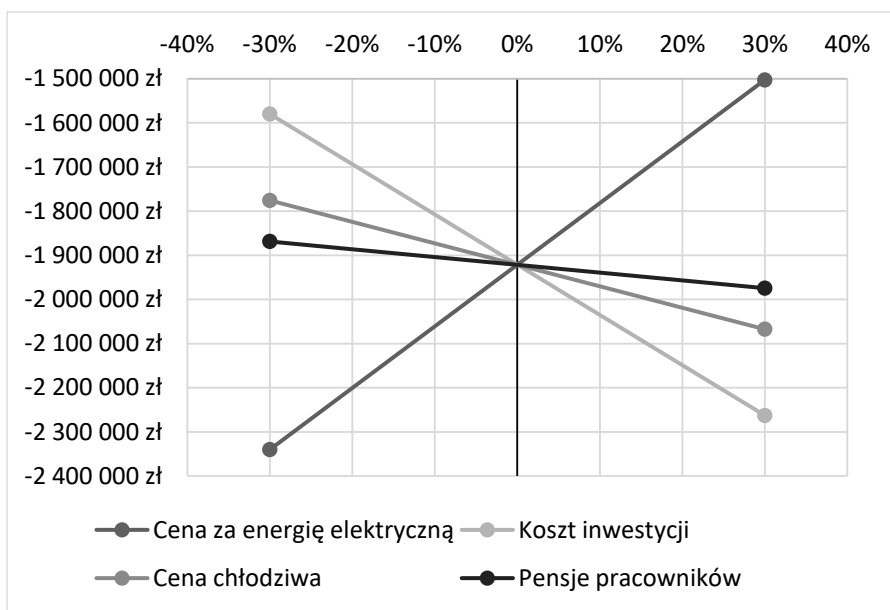
#### 4.7.1. Analiza wrażliwości

Podczas analizy wrażliwości, sprawdzane jest jak dany przychód lub generowany koszt może wpływać na opłacalność inwestycji. W tym celu zdefiniowano 4 czynniki które mogą mieć wpływ na inwestycję, a następnie podwyższono i obniżono ich wartość i sprawdzono w jaki sposób zmieniła się wartość bieżąca netto.

Zdefiniowano 4 elementy które mogą mieć wpływ na opłacalność inwestycji:

- Cena sprzedaży energii elektrycznej;
- Koszt inwestycji;
- Cena czynnik chłodzącego;
- Pensje pracowników;

Wyniki analizy wrażliwości przedstawia Rysunek 8.



Rysunek 8 Analiza wrażliwości magazynu energii [opracowanie własne]

Z analizy wrażliwości wynika, że największy wpływ na opłacalność inwestycji będzie miała cena energii elektrycznej ze względu na największy stopień pochylenia linii. Najmniejszy natomiast wpływ na opłacalność mają pensje pracowników.

## 5. Podsumowanie i wnioski końcowe

Ze względu na politykę energetyczną nastawioną na odnawialne źródła energii, wraz z ich rozwojem powinny trwać prace nad magazynami energii w celu zalewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Nieprzewidywalna na ten moment praca farm wiatrowych jest realnym zagrożeniem dla pracy elektroenergetycznego systemu i wraz z wzrostem mocy zainstalowanej problem może stać się coraz trudniejszy do opanowania.

Magazyny energii należy dobierać w sposób przemyślany, kierując się zadaniem jakie mają spełnić, jaką mają moc, w jak szybkim czasie powinny reagować na zmiany, jeżeli magazyn przejdzie całą ścieżkę wyboru należy przeprowadzić analizę opłacalności tego rozwiązania. Pozwoli to określić czy dana inwestycja nie tylko spełni swoje zadanie, ale również przyniesie zysk inwestorowi.

Z powyższej analizy wynika, że opłacalność inwestycji w magazyn energii który stabilizuje pracę farmy wiatrowej, zależy lokalizacja inwestycji. Jeżeli inwestycja ma przynieść zysk, powinna zostać umiejscowiona w rejonie ze sprzyjającymi warunkami do rozwoju turbin wiatrowych. W przypadku ulokowania magazynu w miejscowościach gdzie uzysk energii jest niski, magazyn nie będzie w stanie pokryć kosztów związanych z utrzymaniem.

Z tego powodu, potencjalny inwestor powinien odrzucić inwestowanie w nadprzewodnikowe zasobniki energii na terenach z niskim potencjałem energetycznym dla farm wiatrowych, natomiast powinien wziąć pod uwagę inwestycję zlokalizowaną na wybrzeżu gdzie inwestycja wykazała zysk na poziomie 157 tys. zł.

Na opłacalność inwestycji największy wpływ ma cena energii elektrycznej, co w przypadku obiektów energetycznych jest częstą tendencją.

## Podziękowania

Praca naukowa wykonana w ramach badań własnych realizowanych w ramach Koła Inżynierii Środowiska i Energetyki w Instytucie Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej.

## Literatura

1. Renewable Energy statistics, [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable\\_energy\\_statistics#Further\\_Eurostat\\_information](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics#Further_Eurostat_information), 3 stycznia 2018 r.
2. Raport Urzędu Regulacji Energetyki w sprawie mocy zainstalowanej w odnawialne źródła energii na dzień 30.09.2017 r.
3. *Potencjał hydroenergetyczny Polski*, <http://trmew.pl/index.php?id=91>, 20 grudnia 2017r.
4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dn. 18 października 2012r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii.
5. KumarRohit A., Ksh. Priyalakshmi D., Rangnekar S., *An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector: Part I – Technologies and Comparison*, *Journal of Energy Storage*, 13 (2017), s. 10-23



6. Pomorski M., Nemš A., Gnutek Z. , *Techniki akumulacji energii – część 1*, Instal, 10 (2015), s. 21-25
7. Solar Ponds, <http://soilwater.com.au/solarponds/>, 9 stycznia 2018r.
8. Janowski T, Jaroszyński L., *Nadprzewodnikowe zasobniki energii, Przegląd elektrotechniczny*, 6 (2009), s. 38-41
9. Główny urząd statystyczny
10. Instytut Metrologii i Gospodarki Wodnej
11. <https://www.linde-onlineshop.pl/shop/pl/pl-linde-store/gazy/gazy-techniczne/hel-40-330>, 3 stycznia 2018 r.
12. Gładysz P., Melka B., *Materiały do przedmiotu Inżynieria Finansowa w Energetyce na rok akademicki 2015/2016*, Instytut Techniki Ciepłej Politechnika Śląska, Kwiecień 2016.
13. Wspieranie rozproszonych, odnawialnych źródeł energii <https://nfosigw.gov.pl/oferta-finansowania/srodki-krajowe/programy-priorytetowe/bocian-rozproszone-odnawialne-zrodla-energii/>, 25 grudnia 2017 r.

## **Analiza opłacalności inwestycji związanej z magazynowaniem energii zlokalizowanej na terenie Polski**

### Streszczenie

Celem pracy jest określenie czy magazyny energii są dobrym rozwiązaniem w stosunku do coraz powszechniej wykorzystywanych odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym. W pracy omówiono rosnącą ilość odnawialnych źródeł w systemie i wyjaśniono dlaczego mogą stworzyć one realne zagrożenie dla stabilnej pracy systemu elektroenergetycznego. Przedstawiono jaki potencjał energetyczny posiada Polska w źródłach odnawialnych. Omówiono klasyfikację sposobów magazynowania energii oraz wyjaśniono sposób działania wybranych technologii. Na podstawie dostępnych źródeł przeprowadzono analizę opłacalności dla nadprzewodnikowego zasobnika energii który stabilizowałby pracę hipotetycznego zespołu turbin wiatrowych pracujących na południu Polski. W analizie wykorzystano informacje o dotowanych projektach proekologicznych, średnich cenach energii elektrycznej, pensjach oraz utrzymaniu gruntu pod magazyn. Z analizy wynika, że ze względu na koszty bieżące inwestycja nie jest opłacalna. Pomimo tego, technologie magazynowania powinny być rozwijane i budowane jako stabilizacja dla źródeł odnawialnych.

Słowa kluczowe: magazyny energii, odnawialne źródła energii, nadprzewodnikowe zasobniki energii.

## **Analysis of the profitability of investments related to energy storage located in Poland**

### Abstract

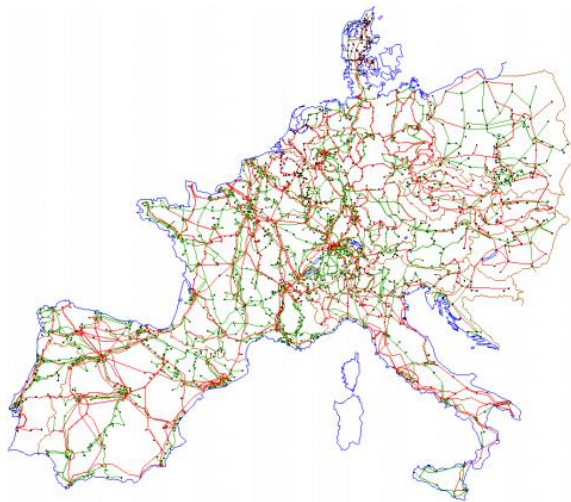
The purpose of the work is to determine whether energy stores are a good solution in relation to the more and more commonly used renewable energy sources in the power system. The work discusses the growing number of renewable sources in the system and explains why they can create a real threat to the stable operation of the power system. It presents the energy potential of Poland in renewable sources. The classification of energy storage methods and the method of operation of selected technologies are discussed. On the basis of the available sources, a profitability analysis was carried out for a superconducting energy container that would stabilize the operation of a hypothetical wind turbine team working in the south of Poland. The analysis uses information on subsidized environmental projects, average electricity prices, salaries and maintenance of land for storage. The analysis shows that the investment is not profitable due to current costs. Despite this, storage technologies should be developed and built as a stabilization for renewable sources.

Keywords: energy storage, renewable energy sources, superconducting energy storage.

# Metody zarządzania handlem energią elektryczną na rynku międzynarodowym

## 1. Wprowadzenie

Celem zarządzania handlem energią elektryczną jest takie zbilansowanie sieci elektroenergetycznej, aby w sposób korzystny wykorzystać jej generację oraz możliwości dystrybucji przy ograniczeniach technicznych. Poniższa praca skupia się na omówieniu zastosowań paneuropejskiego algorytmu wyceny energii elektrycznej w zagadnieniu handlu energią na rynku międzynarodowym. Algorytmy te bazują na modelu, który uwzględnia ograniczenia dystrybucyjne w sieci wysokiego napięcia (rys. 1) oraz kryteria rynkowe.



Rysunek1. Prezentacja sieci wysokiego napięcia w Europie [1]

## 2. Infrastruktura energetyczna w Polsce

### 2.1. Źródła wytwórcze

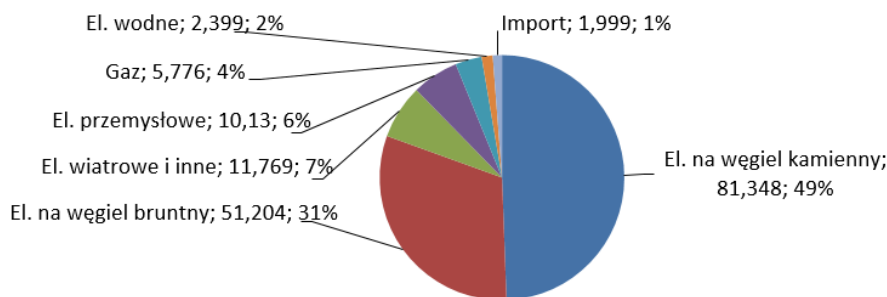
Źródła wytwórcze stanowią podstawę działania systemu energetycznego. Moc wytwarzają zarówno duże bloki energetyczne (na przykład blok 1075 MW w Elektrowni Kozienice) jak i rozproszone źródła o mocy rzędu pojedynczych MW, np. miejscowe instalacje fotowoltaiczne na budynkach.

<sup>1</sup> pawel.krol@agh.edu.pl, Katedra Robotyki i Mechatroniki, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki, AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, www.agh.edu.pl.

<sup>2</sup> alberto.gallina@agh.edu.pl, Katedra Robotyki i Mechatroniki, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, www.agh.edu.pl.

<sup>3</sup> grzegorz.bazior@pk.edu.pl, Katedra Elektrotechniki Teoretycznej i Informatyki, Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej, Politechnika Krakowska, www.pk.edu.pl.

Elektrownie konwencjonalne dzielimy w zależności od trybu pracy na operujące w podstawie, podszczytowe i szczytowe. Elektrownie w pierwszej grupie pracują nieustannie dostarczając energię do sieci zaspokajając podstawowe dobowe zapotrzebowanie na energię elektryczną. Do grupy tej zaliczamy min.: elektrownie atomowe, wodne i bloki na węgiel brunatny. Dzięki ciągłej pracy tych obiektów koszt produkcji jest najniższy. Elektrownie podszczytowe uruchamiane są w trakcie dziennego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, jednocześnie w nocy pracują jałowo. Taki system sterowania zaimplementowano w obiektach, w których wyższy jest koszt wytworzenia energii. Moce szczytowe uruchamiane są w momentach najwyższego zapotrzebowania. Charakteryzują się najwyższymi kosztami produkcji energii, stąd wykorzystywane są najmniejszą liczbę godzin w roku. Dodatkowo źródła odnawialne tj. elektrownie wiatrowe i słoneczne mają pierwszeństwo w dostępie do sieci elektroenergetycznej. Niesie to ze sobą konieczność zachowania znaczącego zapasu mocy w źródłach konwencjonalnych, ponieważ energia generowana ze źródeł odnawialnych w znacznym stopniu jest nieprzewidywalna.



Rysunek 2. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2016 w TWh [2]

Powyższy wykres (rys. 2) przedstawia strukturę wytworzonej energii elektrycznej w Polsce dla roku 2016 w zależności od typu elektrowni pracującej w systemie elektroenergetycznym. Handel energią na rynku międzynarodowym pozwala zbilansować miejscową produkcję.

## 2.2. Dystrybucja i odbiór energii elektrycznej

Energia elektryczna trafia do odbiorców za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej, która składa się z linii napowietrznych lub kabli podziemnych i stacji transformatorowych. Sieci dzielimy pod względem napięcia w jakim pracują – niskie (nN), średnie (SN), wysokie (WN) oraz najwyższe (NN).

Za obsługę sieci najwyższego napięcia odpowiedzialni są operatorzy systemu przesyłowego, w Polsce PSE S.A. (spółka celowa należąca do Skarbu Państwa). Firma ta zarządza 6000 km linii 400 kV i prawie 8000 km linii 220kV[3]. W następnej kolejności energia elektryczna jest dostarczana do odbiorców końcowych. Odpowiedzialni są za to operatorzy systemu dystrybucyjnego, tj. PGE, ENERGA, ENEA, TAURON i RWE STOEN oraz inni. Firmy te odpowiadają za linie wysokiego, średniego i niskiego napięcia.

W zależności od pory roku szczytowe obciążenie sieci zmienia się. Szczytowe dobowe obciążenie sieci wynosi nawet prawie 26 GW zimą i 22 GW latem (dane

PSE dla roku 2016 [2]). Zimą rejestruje się największe zapotrzebowanie w mroźne dni, ponieważ wtedy rośnie zużycie w celach grzewczych. Latem największe zapotrzebowanie rejestruje się w upalne dni, gdyż powszechnie chłodzi się pomieszczenia klimatyzacją.

### **2.3. Integracja międzynarodowa**

W związku z zacieśniającą się integracją europejską postępuje również łączenie sieci elektroenergetycznych. Energia elektryczna może swobodnie przepływać z jednego kraju do drugiego. Owa wymiana międzynarodowa realizowana jest na zasadzie bilansowania trans-granicznego, które zbliża ceny pomiędzy sąsiednimi krajami.

Dzięki połączeniom międzynarodowym zwanym inter-konektorami zwiększają się zdolności przesyłowe energii elektrycznej. Polska posiada takie połączenia transgraniczne z następującymi sąsiadami: Liwą – 500MW, Szwecją – 600MW (kabel podwodny), Ukrainą – 360MW, Niemcami – 1500MW, Słowacją – 1400MW i Czechami – 2200MW [4].

## **3. Urynkowienie obrotu energią**

### **3.1. Rynek energii elektrycznej w Polsce**

Jeszcze na początku lat dziewięćdziesiątych nie do pomyślenia było, aby energia elektryczna mogła być towarem podlegający prawom rynku. Za bilansowanie systemu elektromagnetycznego, kontrolowanie transakcji zawieranych między wytwórcami i odbiorcami odpowiadała centralna dyspozytornia. Jednak pod koniec zeszłego tysiąclecia wprowadzono mechanizmy pozwalające na uelastycznienie i decentralizację handlu energią energetyczną [5]. W celu zwiększenia konkurencyjności wprowadzono złożone transakcje handlowe. Udział w rynku jest otwarty, natomiast w praktyce obsługują go klienci hurtowi.

Rynek kontraktowy jest podstawowym segmentem handlu energią. Sprzedaż energii elektrycznej odbywa się na podstawie długookresowych dwustronnych kontraktów terminowych. Zawierane są one bezpośrednio pomiędzy sprzedawcami i odbiorcami energii elektrycznej.

Oferty spotowe to zlecenia, których krótki termin realizacji pozwala na handel krótkoterminowy, z kilkudniowym wyprzedzeniem. Na Rynku Dnia Następnego (RDN) jest możliwość kontraktowania dostępności energii dla dnia następnego. Do korygowania ofert po zamknięciu kontraktowania na RDN powstał Rynek Dnia Bieżącego (RDB).

Dodatkowo uruchomiony jest rynek bilansujący, którego celem jest ograniczenie wpływu nieprzewidywanych wydarzeń. Umożliwia on bilansowanie sieci poprzez odpowiednie zarządzanie rezerwami bilansowymi, które uruchamiane są na niektórych obiektach.

Sprzedaż detaliczną wspierają sprzedawcy energii elektrycznej. Zaopatrując się na rynku hurtowym dostarczają oni energię elektryczną klientom końcowym. Cena na rynku hurtowym jest zmienna, natomiast opłaty za energię elektryczną dla klientów końcowych są stałe i zależą od taryf uzależnionych od umowy handlowej.

### 3.2. Giełdy energii

W celu uproszczenia rozliczenia hurtowego handlu energią elektryczną uruchomiono towarowe giełdy energii, w których przyjmowane są zlecenia sprzedaży i zakupu energii elektrycznej z wyprzedzeniem, jeszcze zanim zostanie dostarczona do odbiorców końcowych. Transakcje mogą być czysto finansowe (jeżeli kontrakt dostarczenia energii jest odsprzedawany przed terminem realizacji) lub mogą zakończyć się realizacją poprzez dostawę do odbiorców końcowych.

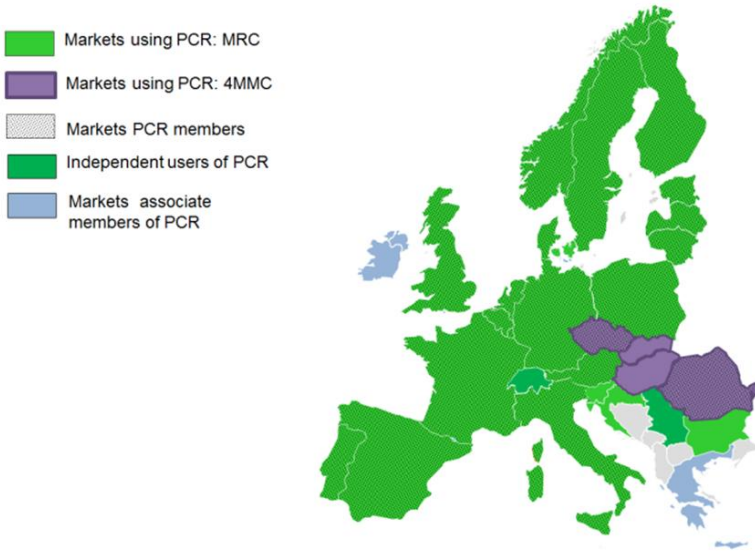
Pierwszą giełdą energii jest Nord Pool, która obsługuje obszar Skandynawii. W innych regionach europejskich również uruchomiono regionalne giełdy energii. Polski rynek hurtowy prowadzony jest na Towarowej Giełdzie Energii TGE w siedzibą w Warszawie, która jest najstarszym rynkiem energii w naszej części starego kontynentu. Instytucja ta została powołana w roku 2000 jako odpowiedź na potrzebę urynkowania produkcji i sprzedaży energii elektrycznej. Prowadzone przez TGE handel hurtowy energią elektryczną przeprowadzany jest w dwóch równoległych rynkach – kontraktowym i spotowym.

### 3.3. Podstawa europejskiego rynku elektryczności

Znając powyższy kierunek globalizujący rynek energii elektrycznej na świecie tworzy się systemy informatyczne, których zadaniem jest ujednoczenie wyceny energii przepływającej swobodnie pomiędzy krajami. W związku z tym w trakcie ogólnoeuropejskich ustaleń zaproponowano projekt międzynarodowego rynku elektryczności MRC (*Multi Regional Coupling*), którego celem jest integracja rynków energetycznych w Europie. MRC umożliwia obecnie łączenie rynków dla energii elektrycznej w 23 krajach, na które przypada ponad 90% europejskiego zużycia energii elektrycznej [6]. Tylko nieliczne kraje (Czechy, Słowacja, Węgry, Rumunia) przyjęły inicjatywę 4M MC (*4M – Market Coupling*). Jednak przewiduje się integrację obu systemów w przyszłości [7].

W ramach obu projektów uruchomiony został ujednoczony rynek dnia następnego PCR (ang. *Price Coupling of Regions*), którego zadaniem jest zharmonizowanie europejskiego rynku energii (rys. 3). PCR jest platformą, która upraszcza zlecenia kupna-sprzedaży energii elektrycznej dla dnia następnego. Projekt jest obecnie obsługiwany przez siedem giełd energii: EPEX SPOT, GME, Nord Pool, OMIE, OPCOM, OTE i TGE. Początkowo projekt powstał jako platforma transakcyjna dla następujących krajów: Austria, Belgia, Czechy, Dania, Estonia, Finlandia, Francja, Niemcy, Węgry, Włochy, Łotwa, Litwa, Luksemburg, Holandia, Norwegia, Polska, Portugalia, Rumunia, Słowacja, Słowenia, Hiszpania, Szwecja i Wielka Brytania. W międzyczasie rozszerzono współpracę z innymi krajami [8].

Platforma bazuje na dedykowanym algorytmie optymalizacyjnym EUPHEMIA (ang. *European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*), który szerzej będzie o mawiany w kolejnym rozdziale.



Rysunek 3. Kraje realizujące projekt PCR [8]

## 4. Założenia algorytmu EUPHEMIA

### 4.1. Powstanie algorytmu

W celu zaplanowania wymiany elektrycznej na rynku międzynarodowym konieczne jest zebranie ofert i wyznaczenie ceny transakcyjnej. Dotychczas zaproponowano kilka algorytmów wyceny energii elektrycznej przesyłanej pomiędzy krajami, wymienić można algorytmy: COSMOS, SESAM, SIOM, UPPO [7]. Niestety żaden nie spełniał wszystkich wymagań stawianych dystrybucji. Dlatego na podstawie algorytmu COSMOS w roku 2015 wydany został algorytm EUPHEMIA[9]. Dokumentację opracowano w ramach grupy PCR (ang. Price Coupling of Regions) [8].

Algorytm EUPHEMIA powstał jako rozwiązanie problemów związanych z przewidywaniem dzień do przodu. Algorytm oblicza cenę rynkową za dostawy energii elektrycznej dla każdego obszaru ofertowania (ang. *bidding areas*) i każdej zatwierdzonej transakcji (ang. *in-the-money-order*), która jest obliczana jako wynik dopasowania podaży i odpowiadającej jemu popytowi w ramach aukcji. Obszary rozliczeniowe dzieli się na obszary. W pierwszej kolejności zlecenia wpływają do macierzystych giełd energii, następnie podejmowana jest decyzja o przyjęciu lub odrzuceniu zlecenia na podstawie odpowiednio przygotowanych kryteriów.

### 4.2. Składanie zleceń

Podstawowe zlecenia dnia następnego składa się dla konkretnej godziny (ang. *hourly orders*) [8]. W algorytmie wyróżniono również następujące złożone typy kontraktów. Umożliwiają one realizację zleceń dla okresu kilkugodzinnego (bloku), o zmiennych wolumenach w ramach danego dnia dostawy lub innych warunkach, jakie należy spełnić w celu realizacji zadania. Kontrakty blokowe zaimplemento-

wano zatem w ramach pracy rodzimej TGE [10]. W zależności od czasu realizacji notowane są następujące kontrakty:

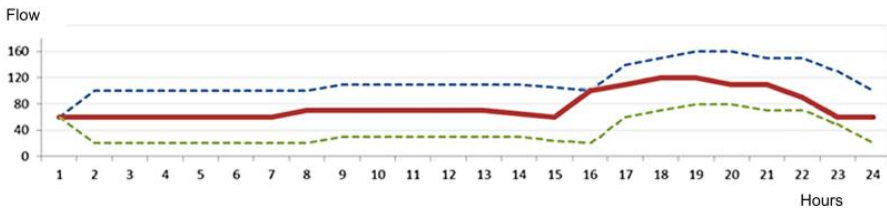
- BASE – kontrakt z dostawą 1 MWh w każdej godzinie doby;
- PEAK – kontrakt z dostawą 1 MWh energii w każdej godzinie szczytu 7:00-22:00;
- OFFPEAK – kontrakt z dostawą 1 MWh energii w godzinach doliny zapotrzebowania 0:00-7:00 i 22:00-24:00.

### 4.3. Opis sieci elektroenergetycznej

W danym regionie przesył energii regulowany jest przez regulatorów systemu przesyłowego. Natomiast wymiana pomiędzy regionami modelowana w formie ograniczeń, które mają być uwzględnione w ostatecznym rozwiązaniu. W praktyce informacje te są dostarczane przez operatorów systemu przesyłowego. Zadanie opisano dwoma modelami: modelem przepływu FB i dostępnej mocy przesyłowej ATC [8, 11].

W modelu opartym na przepływie (ang. *FB Flow based*) oferowane są zdolności przesyłu mocy dla granicy dwóch regionów rozliczeniowych. Bazuje on na alokacji zdolności przesyłowych na granicy między systemami. Końcowy przesył między sąsiednimi obszarami wynika z sumy złożonych ofert z uwzględnieniem charakterystyki technicznej i ograniczeń systemu przesyłowego. Przepływ sprawdza się w momencie zawarcia kontraktu, nie w okresie poprzedzającym aukcję na zasadzie rezerwacji wolnych zdolności transmisyjnych. Przepływ energii elektrycznej oparty jest na ograniczeniach wynikających z fizycznych charakterystyk elementów sieci.

W modelu dostępnej mocy przesyłowej (ang. *ATC Available Transfer Capacity*), który jest alternatywą dla modeli opartych na przepływie, sieć jest opisana jako zestaw połączeń międzysystemowych łączących poszczególne obszary. Uczestnik aukcji dostaje czasowy przydział trans-granicznych zdolności przesyłowych. W przypadku rezygnacji z udostępnionej mocy przesyłowej uczestnik rynku zwraca te zdolności do operatora aukcji. Podobnie jak w modelu opartym na przepływie pomiędzy sąsiadami energia elektryczna może przepływać tylko i wyłącznie tymi liniami i jest ograniczona maksymalną zdolnością przesyłową. Na poniższym rysunku pokazano przepływ prądu ograniczony limitem maksymalnych godzinowych granic przepływu (rys. 4).



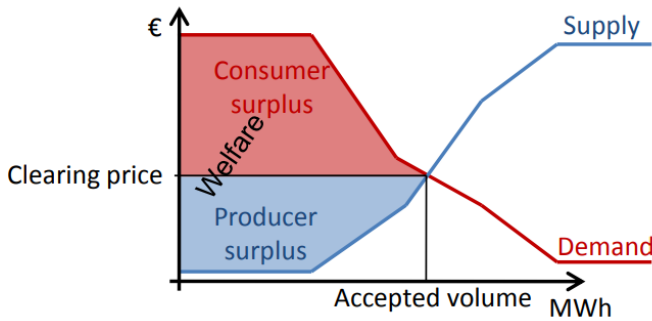
Rysunek 4. Schemat modelu ATC [8]

Tak uwzględniane są ograniczenia dystrybucyjne na granicach pomiędzy regionami. W dalszej kolejności stosuje się algorytmy optymalizacji, które wpierają ilościowe i kosztowe planowanie wymiany międzynarodowej.

#### 4.4. Sformułowanie matematyczne algorytmu optymalizacji

Model przygotowany zgodnie z powyższymi ograniczeniami jest wykorzystany przez algorytm EUPHEMIA w poszukiwaniu najlepszego rozwiązania. Celem optymalizacji jest maksymalizacja efektu ekonomicznego (ang. *total welfare*) aukcji na zakup/sprzedaż energii elektrycznej z dostawą planowaną dnia następnego [8].

W pierwszej kolejności zagregowane oferty kupna (proponowana cena i wolumen transakcji) są sortowane po cenie od najniższej do najwyższej i następnie są modelowane w postaci pojedynczej krzywej popytu. Podobnie zlecenia sprzedaży są sortowane od ceny najniższej do najwyższej w postaci krzywych podaży (rys. 5). W przypadku zakupu, transakcja zachodzi gdy cena równowagi jest niższa od oferty. Odpowiednio w trakcie sprzedaży, cena równowagi jest wyższa do oferty. I tak realizowane są zlecenia akceptujące cenę równowagi (transakcyjną), która wyznaczana jest na przecięciu krzywych popytu i podaży.

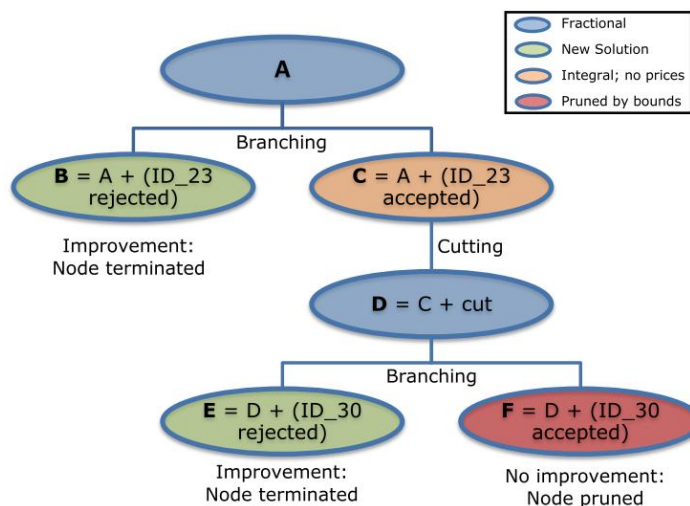


Rysunek 5. Wyznaczanie ceny transakcyjnej (clearing price) dla jednej godziny uwzględniając zlecenia kupna (demand) i sprzedaży (supply) [12]

Podstawowym założeniem zadania jest wyznaczenie przepływu energii elektrycznej, tak aby zrealizować wszystkie kontraktowane zlecenia. Rozwiązanie jest modelowane jako zadanie programowania kwadratowego (ang. *quadratic programming* QP), jeśli pominie się ograniczenia sieci elektroenergetycznej. Jednak problem staje się bardziej złożony, jeśli uwzględnimy nałożone ograniczenia. Takie obliczenia realizuje się za pomocą algorytmów całkowitoliczbowego programowania kwadratowego (MIQP ang. *mixed integer quadratic programming*). Celem obliczeń jest znalezienie rozwiązania, które jest najkorzystniejsze ekonomicznie przy spełnieniu wszystkich nałożonych kryteriów.

W praktyce algorytm EUPHEMIA rozwiązuje problem poprzez rozwiązanie problemu heurystycznego. Wykorzystywana metoda podziału i ograniczeń (ang. *branch and bound*) eliminuje wybrane przypadki powstałe po podziale możliwej przestrzeni rozwiązań (rys. 6).





Rysunek 6. Schemat zasady podziału i ograniczeń w trakcie wyboru korzystnego rozwiązania [8]

Na powyższym przykładzie zakres rozwiązań A jest dzielony na przypadki B i C, z których następnie jeden jest odrzucany. Tak zawęża się zakres możliwych cen wyznaczając przypadek najkorzystniejszy. Wynikiem obliczeń algorytmu są: cena, lista jednostek wytwórczych, realizujących zadanie poniżej ceny transakcyjnej, lista odbiorców oraz pozycja netto wykorzystania połączenia transgranicznego. Zebrane wyceny są następnie wprowadzane w systemach transakcyjnych giełd energii, w których zaimplementowano rozliczenia zgodne z algorytmem EUPHEMIA. Obliczenia są wykonywane równolegle na serwerach giełd członkowskich programu PCR, z których jedna giełda jest koordynatorem.

## 5. Schemat postępowania w procesie PCR

W trakcie realizacji zleceń PCR wykonywany jest szereg czynności [6]:

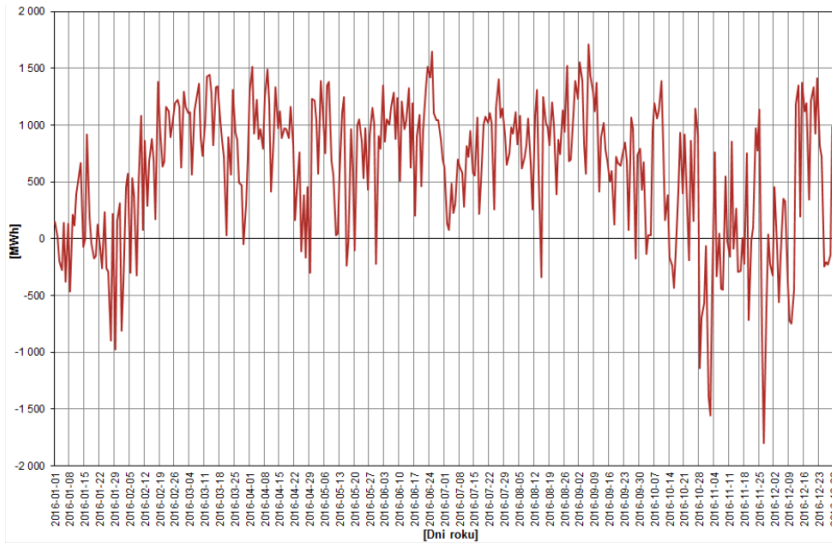
- Giełdy energii wysyłają do chmury PCR zlecenia podaży i popytu;
- Giełdy krajowe otrzymują z chmury PCR odpowiednio księgi zleceń oraz zakres trans-granicznych zdolności przesyłowych;
- Giełda koordynator oblicza przy użyciu algorytmu EUPHEMIA i następnie wysyła wyniki rynkowe do chmury PCR;
- Wszystkie giełdy otrzymują wyniki od giełdy koordynatora i sprawdzają ich poprawność porównując z własnymi obliczeniami;
- Giełdy wysyłają zweryfikowane i potwierdzone wyniki rynkowe do swych operatorów systemów przesyłowych oraz do uczestników rynku w uzgodnionym formacie i wg własnych procedur.

## 6. Zarządzanie międzynarodowym handlem elektrycznością na przykładzie Polski

Zgodnie z ogólnym trendem w Unii Europejskiej Polska energetyka integruje się z krajami sąsiednimi tworząc jedną wspólną sieć elektroenergetyczną. Istnieje możliwość handlu energią elektryczną na rynku międzynarodowym dzięki fizycznie

zainstalowanym połączeniu zwanym inter-konektorami. Dzięki tym połączeniom Polska stała się częścią europejskiego rynku energii.

Rosnące krajowe zapotrzebowanie na dostawy energii elektrycznej spowodowało, że w roku 2014 Polska po raz pierwszy od wielu lat stała się importerem energii netto [4]. Od tego czasu ujemne saldo wymiany handlowej pogłębia się. Na poniższej grafice pokazano wykres salda handlowej wymiany energią elektryczną Polski z krajami ościennymi [2]. Jak widać bilans zależy od dnia – niekiedy większy jest eksport, niekiedy przewyższa import. Według Rocznika Statystycznego GUS deficyt w handlu energią elektryczną dla całego roku 2016 wynosi 300 mln PLN [13].



Rysunek 7. Saldo wymiany handlowej Polski w roku 2016 [2].

Dzięki wejściu Polski do PCR kraj stał się jednym z regionów rozliczeniowych tego systemu. Transakcje międzynarodowe rozliczane są na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) za pomocą algorytmu EUPHEMIA. Polacy mają dostęp do płynnego, konkurencyjnego międzynarodowego rynku energii elektrycznej.

## 7. Podsumowanie

Wycena hurtowych dostaw energii elektrycznej ma znaczący wpływ na dostawy energii elektrycznej na detalicznym rynku lokalnym. Aby wprowadzić element konkurencyjności w dystrybucji i produkcji wprowadzono międzynarodowy system handlu elektrycznością, w których uczestnicy negocjują kontrakty zakupu/sprzedaży energii na zasadach wolnorynkowych.

W pracy omówiono algorytmy wykorzystywane w do składania zleceń zakupu/kupna energią elektryczną oraz skutki ich realizacji. W szczególności zwrócono na inicjatywę PRC, której celem jest zoptymalizowanie wyceny energii przesyłanej na rynku międzynarodowym. Zastosowanie algorytmu EUPHEMIA umożliwi optymalizację zarządzania transakcjami handlowymi poprzez wykorzystanie spójnego, międzynarodowego systemu rozliczeń.

## Podziękowania

Praca ta została sfinansowana z zadań statutowych Katedry Robotyki i Mechatroniki Akademii Górniczo-Hutniczej.

## Literatura

1. Leuthold F., *ELMOD – A Model of the European Electricity Market*, Electr. Mark. Work. Pap., no. July, 2008.
2. *Raport 2016 KSE – Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2016 roku*, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2016>, dostęp: 17.04.2018.
3. Dołowy K., *Linie elektroenergetyczne najwyższych napięć - Informator dla administracji Folder informacyjny*, PSE S.A.
4. Jankiewicz S., *Połączenia transgraniczne polskiej sieci energetycznej a kondycja i perspektywy rozwoju operatora systemu dystrybucyjnego*, vol. 14, no. 3, 2016.
5. Zerka M., *Model rynku energii elektrycznej w Polsce*, PSE S.A.
6. Prachniak L., *EUPHEMIA: Description and functioning*, in X Forum Obrotu, 2017.
7. Rubczyński A., *Opcje integracji polskiego rynku energii w ramach Unii Europejskiej. EUPHEMIA Public Description*, 2015.
8. Djabali R., Hoeksema J., Langer Y., *COSMOS description. CWE Market Coupling algorithm*, p. 19, 2011.
9. *Rynek Dnia Następnego*, <https://tge.pl/pl/39/rynek-dnia-nastepnego>, dostęp: 17.04.2018.
10. *Stakeholder consultation document and Impact Assessment for the Capacity Calculation Methodology Proposal for the Nordic CCR*, 2016.
11. *EUPHEMIA: Description and functioning*, 2016.
12. Rozkrut D., *Rocznik Statystyczny Handlu Zagranicznego 2017*.

## Metody zarządzania handlem energią elektryczną na rynku międzynarodowym

### Streszczenie

Integracja europejska obejmuje wiele płaszczyzn, w tym dystrybucję elektryczności. W pracy omówiono podstawowe zastosowania algorytmów łączących rynki jako narzędzia do optymalizacji handlu energią na poziomie międzynarodowym. Celem pracy jest omówienie podstawowych algorytmów wykorzystywanych w praktyce, ich założeń teoretycznych oraz zakres obecnych i przyszłych zastosowań. W pracy autorzy zamieszczają rozważania dotyczące algorytmów optymalizacji w kontekście dystrybucji energii w Polsce.

Słowa kluczowe: dystrybucja elektryczności, wycena elektryczności, inicjatywa PCR, algorytm EUPHEMIA.

## Methods of management in electricity trade on the international market

### Abstract

European integration obeys different areas, such as electricity distribution. In the paper basic applications of market coupling algorithms as tools for optimization in electricity trade at international level are presented. The purpose of the paper is to discuss basic algorithms applied in practice, their theoretical assumptions and the scope of recent and future applications. Authors provide considerations about these algorithms in the context of optimization of electricity distribution in Poland.

Keywords: electricity distribution, electricity price-coupling, initiative PCR, EUPHEMIA algorithm.

# Ocena efektywności pracy elektrowni z siłownią binarną przy zastosowaniu czynników organicznych, zasilanej wodą jako nośnik energii z jednego źródła ciepła

## 1. Wprowadzenie

Światowe zapotrzebowanie na energię z roku na rok staje się coraz większe. Spowodowane jest to rozwojem technologicznym, jak również wzrostem liczby ludności na ziemi. Światowe zapotrzebowanie na energię pokrywane jest z wielu źródeł energii, wśród których można wyróżnić paliwa kopalne (węgiel, ropa, gaz ziemny), paliwa jądrowe oraz źródła odnawialne. Pomimo ciągłego wzrostu wykorzystania alternatywnych i odnawialnych źródeł energii, znaczna część potrzeb zapewniana jest przez układy konwencjonalne, wykorzystujące paliwa kopalne. Taka sytuacja powoduje znaczne obciążenia środowiskowe związane z emisją różnych substancji do atmosfery. Globalne ocieplenie oraz postępujące zmiany klimatyczne wymusiły to, że aktualnie coraz większą wagę przywiązuje się do zagadnień związanych z ochroną środowiska. Z tego względu w sektorze energetycznym poszukuje się różnych rozwiązań zmniejszających wpływ systemów konwersji energii na środowisko.

Jednym ze sposobów ograniczania wpływu energetyki na środowisko jest zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Znalazło to między innymi swoje odzwierciedlenie w polityce energetycznej Unii Europejskiej, której członkiem jest również Polska. W przyjętym pakiecie klimatyczno-energetycznym 3x20 określono cel zwiększenia udziału energii odnawialnej w pokryciu potrzeb energetycznych krajów Unii do 20% do roku 2020. Polska w ramach zobowiązań tego porozumienia ma do roku 2020 zwiększyć udział odnawialnych nośników energii w bilansie energetycznym kraju do 15%. Zgodnie z danymi przedstawianymi przez Główny Urząd statystyczny, udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w Polsce w roku 2016 wynosił 11,30% [1]. Biorąc pod uwagę, że w stosunku do roku 2015 (11,93%) nastąpił niewielki spadek tego udziału osiągnięcie wymaganego 15% udziału będzie trudne. Kolejną rzeczą wynikającą z danych przedstawionych przez GUS jest to, że największy udział w bilansie energetycznym Polski spośród odnawialnych nośników energii ma biomasa (zwłaszcza biomasa stała).

Poza biomasą w Polsce dostępne są także znaczne zasoby energii geotermalnej, czyli energii ciepłej zgromadzonej pod ziemią w wodzie, parze wodnej oraz suchych gorących skałach [2]. Zasoby te są dobrze rozpoznane i udokumentowane,

---

<sup>1</sup> Gabriela.Soltysik@zut.edu.pl, Katedra Techniki Ciepłej, www.ktc.zut.edu.pl, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Mechatroniki, www.wimim.zut.edu.pl, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie, www.zut.edu.pl

<sup>2</sup> Sławomir.Wisniewski@zut.edu.pl, Jw.

<sup>3</sup> Profesor emerytowany, Jw.

zwłaszcza zasoby w postaci wód geotermalnych. Jak wynika z danych zestawionych w [3] temperatury tych wód zależą od głębokości, z której są wydobywane. Temperatura wydobywanych wód geotermalnych rośnie wraz z głębokością i na głębokości około 3000 m temperatury te mogą przekraczać w niektórych regionach kraju nawet 100°C [3].

Energia geotermalna może być wykorzystana do różnych celów w sposób bezpośredni lub w sposób pośredni [4]. Sposób bezpośredni polega na wykorzystaniu tej energii wprost. Oznacza to, że energią, która jest zużywana w układzie, jest energia cieplna. Można tu wymienić wykorzystanie energii geotermalnej na potrzeby ciepłownicze, czyli centralne ogrzewanie, przygotowanie ciepłej wody użytkowej itp. Drugi sposób, czyli pośrednie wykorzystanie cieplnej energii geotermalnej, polegający na jej konwersji na inną formę energii np. energię mechaniczną lub energię elektryczną [5].

Energia geotermalna stanowi w wielu krajach jedno z najbardziej perspektywicznych odnawialnych źródeł energii, co przekłada się na stały i zauważalny wzrost zainstalowanej mocy układów wykorzystujących energię geotermalną, jak i wzrost produkcji energii w tych układach [6].

W wielu krajach energia geotermalna wykorzystywana jest do celów ciepłowniczych, jak i do generacji energii elektrycznej. Dane wskazują na to, że bezpośrednio wykorzystanie energii geotermalnej na świecie ma miejsce w 78 krajach, w tym w 37 krajach europejskich [7]. Pośrednie wykorzystanie energii geotermalnej do generacji prądu elektrycznego jest mniej rozpowszechnione. Tylko w 24 krajach na świecie funkcjonują elektrownie geotermalne [8]. Liderami w produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem energii geotermalnej są: USA, Filipiny, Indonezja, Meksyk, Włochy, Japonia, Nowa Zelandia, Islandia [9].

Jak wynika z danych przedstawionych w pracy [10] w 2015 roku elektrownie geotermalne dysponowały mocą 12640 MW<sub>e</sub>. Spośród funkcjonujących elektrowni geotermalnych wyróżnia się jej dwa podstawowe rodzaje: elektrownie parowe i elektrownie binarne [11]. Obecnie na świecie działa 75 elektrowni geotermalnych opartych na systemach binarnych [12], przy czym nazwa elektrownia binarna wywodzi się z tego, że w układach tych elektrowni mamy dwa czynniki. Jednym z nich jest wydobywana woda geotermalna, która kierowana jest do wymiennika układu elektrowni, w której obieg termodynamiczny realizowany jest za pośrednictwem drugiego czynnika roboczego [13]. Czynnikiem roboczym (drugi) realizujący przemiany w obiegu elektrowni, jest to tak dobrany czynnik, aby można było przeprowadzić proces jego odparowania w temperaturze niższej od temperatury wydobywanej wody geotermalnej, przy stosunkowo wysokim ciśnieniu tej przemiany (kilku MPa). Czynnikiem o takiej charakterystyce są czynniki niskowrzące, powszechnie stosowane w układach ziębniczych, sprężarkowych pompach ciepła, czy też układach klimatyzacji. Zatem można stwierdzić, że tego typu elektrownie to elektrownie jednoobiegowe (z obiegiem ORC lub Kaliny) zasilane energią geotermalną, której nośnikiem jest strumień wody.

W niniejszej pracy pod nazwą „elektrownia binarna” kryje się układ elektrowni z dwoma sprzężonymi obiegami Clausiusa-Rankinea, zasilanymi energią z dowolnego nisko lub średnotemperaturowego źródła energii. Schemat i opis takiego układu

przedstawiony jest w dalszej części pracy. Źródłem energii w takim układzie może być także woda geotermalna. Zatem przy tak rozumianej siłowni binarnej w jej układzie mamy trzy różne czynniki: wodę geotermalną, niskowrzący czynnik roboczy obiegu górnego oraz niskowrzący czynnik roboczy dolnego obiegu elektrowni.

Z dostępnej literatury wynika, że dotychczas analizy dotyczące siłowni binarnych zakładały, że w obiegu górnym realizowany jest obieg siłowni parowej na parę wodną przegrzaną, natomiast w obiegu dolnym stosuje się suchy czynnik roboczy [14]. Celem działania takich siłowni binarnych jest możliwość wykorzystania (zastosowania) wody o niskiej i średniej temperaturze, jako nośnika energii do zasilania podgrzewacza obiegu dolnego. Rodzaj czynnika roboczego w obiegu dolnym narzuca stosowanie odpowiedniego czynnika roboczego o możliwie małej entalpii właściwej parowania, co przy takim samym strumieniu ciepła dostarczanego w wymienniku typu skraplacz-parowacz z obiegu górnego, umożliwia uzyskanie możliwie dużego strumienia masowego czynnika roboczego w obiegu dolnym. To z kolei przekłada się na wzrost mocy siłowni binarnej.

W Katedrze Techniki ciepłej ZUT w Szczecinie od wielu lat prowadzone są badania dotyczące elektrowni z niskowrzącymi czynnikami obiegowymi (elektrowni ORC). W badaniach tych analizowane są różne układy: siłownie jednoobiegowe, siłownie wieloobiegowe oraz siłownie binarne, jak również siłownie trinarne. Takie rozwiązania pozwalają także na zagospodarowanie (wykorzystanie) wody jako odpowiedniego nośnika energii o różnych temperaturach. Wymaga to stosowania odpowiednich, suchych czynników roboczych, dla których przy danej temperaturze wody doprowadzanej ze źródła ciepła, proces parowania zachodzi w obszarach bliskopodkrytycznych. To oznacza, że entalpia właściwa parowania ma stosunkowo małą wartość, co skutkuje wzrostem strumienia masowego czynnika roboczego w kolejnych obiegach siłowni binarnej.

Z ekologicznego punktu widzenia, elektrownie binarne wykorzystujące odnawialne, jak i odpadowe strumienie energii cieplnej są bardzo pożądane ze względu na swoją niemal zerową emisję zanieczyszczeń do środowiska [15].

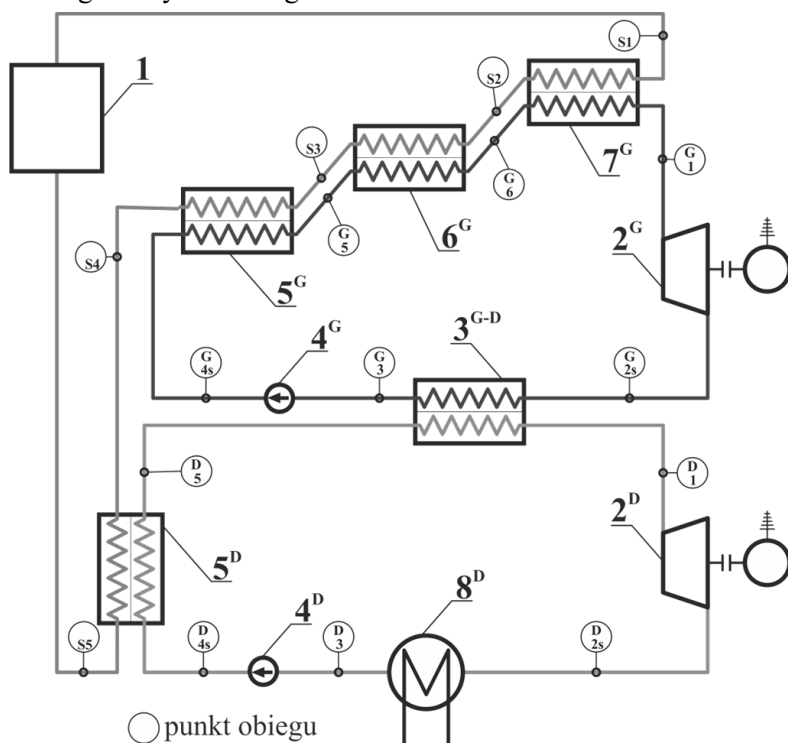
Niewątpliwą zaletą geotermalnej siłowni binarnej, w porównaniu z innymi instalacjami wytwarzającymi energię elektryczną z użyciem odnawialnych źródeł energii, w szczególności energii wiatrowej i słonecznej, jest jej pełna dysprozycyjność, czyli niezależność od warunków klimatycznych [15].

Zasadniczym celem niniejszej pracy jest ocena efektywności pracy elektrowni z zastosowaniem siłowni binarnej, jeżeli w obiegu górnym czynnikiem roboczym jest czynnik mokry, a w obiegu dolnym czynnik roboczy suchy. Wyniki uzyskane dla takiej siłowni porównane zostaną z wynikami uzyskanymi dla siłowni jednoobiegowej z mokrym czynnikiem niskowrzącym, takim samym jaki zastosowano w obiegu górnym analizowanej siłowni binarnej.

## 2. Opis układu

Rozpatrywany układ to siłownia binarna, pracująca zgodnie ze schematem przedstawionym na rysunku 1. Składa się ona z dwóch obiegów Clausiusa-Rankine'a: górnego oraz dolnego. Obiegi te sprzężone są ze sobą za pomocą wymiennika typu skraplacz-parowacz  $3^{G-D}$ . W skład obiegu górnego wchodzi: podgrzewacz  $5^G$ , parowacz  $6^G$ , przegrzewacz  $7^G$ , turbogenerator  $2^G$ , wymiennik typu skraplacz-

parowacz  $3^{G-D}$ , pompa obiegowa  $4^G$ . Obieg dolny składa się z wymiennika typu skraplacz-parowacz  $3^{G-D}$ , turbogeneratora  $2^D$ , skraplacza  $8^D$ , pompy obiegowej  $4^D$  oraz podgrzewacza  $5^D$ . Czynnikiem roboczym w obiegu górnym jest czynnik mokry R152a, dla którego proces odparowania realizowany jest w temperaturze  $113^\circ\text{C}$ , a skraplania w temperaturze  $97^\circ\text{C}$ . W obiegu dolnym czynnikiem roboczym jest czynnik suchy R227ea, dla którego proces odparowania realizowany jest w temperaturze  $95^\circ\text{C}$ , a skraplania w temperaturze  $29^\circ\text{C}$ . Strumień masowy wody krążącej w obiegu wynosi  $10\text{ kg/s}$ .



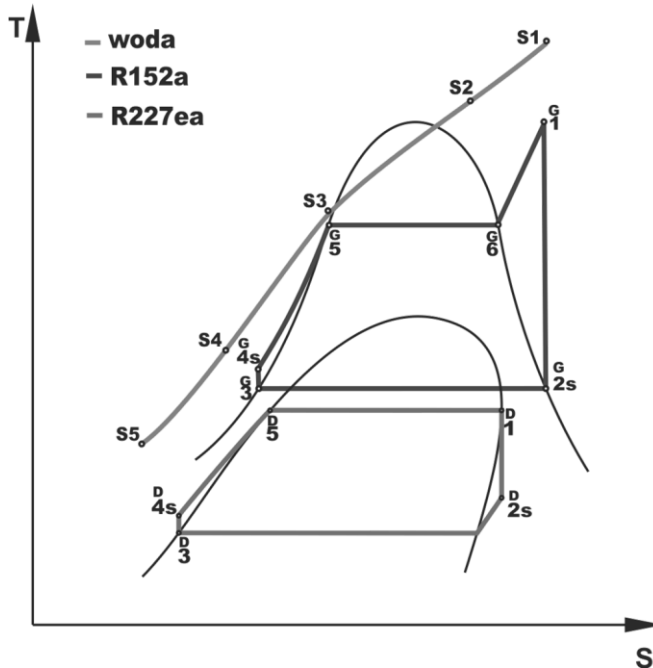
Rysunek 1. Schemat siłowni binarnej, Źródło: Opracowanie własne

Siłownia binarna zasilana jest z jednego źródła ciepła 1. W rozpatrywanym układzie nośnikiem energii pomiędzy źródłem ciepła 1, a obiegami górnym i dolnym jest strumień wody. Woda ze źródła ciepła 1 kierowana jest w pierwszej kolejności do wymienników obiegu górnego: podgrzewacza  $5^G$ , parowacza  $6^G$  oraz skraplacza-parowacza  $7^G$ . Z podgrzewacza  $5^G$  obiegu górnego woda w całości przepływa przez podgrzewacz  $5^D$  obiegu dolnego. Po opuszczeniu podgrzewacza  $5^D$  ochłodzona woda powraca ponownie do źródła ciepła 1. W każdym z wymienników ciepła woda oddaje energię do czynników organicznych krążących w obiegach.

Czynnik obiegu górnego w pierwszej kolejności kierowany jest do podgrzewacza  $5^G$ , gdzie odbierając ciepło od wody podgrzewa się od temperatury skraplania do temperatury parowania (temperatury nasycenia). Następnie czynnik trafia do parowacza  $6^G$ , gdzie zostaje odparowany, po czym w postaci pary nasyconej suchej

kierowany jest do kolejnego wymiennika, czyli przegrzewacza  $7^G$ . W przegrzewaczu  $7^G$  następuje wzrost temperatury pary. Następnie para przegrzana trafia do turbogeneratorsa  $2^G$ , gdzie rozpręża się do ciśnienia odpowiadającego ciśnieniu w skraplaczu. Po opuszczeniu turbogeneratorsa  $2^G$  para trafia do wymiennika typu skraplacz-parowacz  $3^{G-D}$ , który jest sprzężeniem cieplnym obiegu górnego z obiegiem dolnym. W wyniku skraplania się czynnika R152a wydzielane jest ciepło, które wykorzystywane jest do odparowania czynnika w obiegu dolnym. Skropliny czynnika za pomocą pompy obiegowej  $4^G$  są ponownie przetłaczane do podgrzewacza  $5^G$ . Natomiast od strony obiegu dolnego czynnik roboczy suchy R227ea zostaje odparowany i para trafia do turbogeneratorsa  $2^D$ , gdzie rozpręża się do ciśnienia w skraplaczu  $8^D$ . Po opuszczeniu turbogeneratorsa  $2^D$  para trafia do skraplacza  $8^D$ . W wyniku ochłodzenia czynnik obiegowy w skraplaczu  $8^D$  ulega skropleniu. Skropliny czynnika za pomocą pompy obiegowej  $4^D$  są przetłaczane do podgrzewacza  $5^D$ , gdzie zostają podgrzane do temperatury parowania. Z parowacza czynnik kierowany jest ponownie do wymiennika typu skraplacz-parowacz  $3^{G-D}$  i cykl poszczególnych przemian się powtarza.

W dolnym obiegu czynniki dobrano tak, aby proces parowania zachodził w temperaturze zbliżonej do temperatury krytycznej. Oznacza to, że procesy odparowania przebiegają w obszarze bliskopodkrytycznym. Taki zabieg powoduje zwiększenie strumienia czynnika krążącego w układzie ORC, a to z kolei przekłada się na zwiększenie mocy układu [16]. Realizację procesów termodynamicznych zachodzących w siłowni binarnej przedstawiono na rysunku 2.



Rysunek 2. Cykl termodynamicznych przemian obiegu Clausiusa-Rankine'a, Źródło: Opracowanie własne



### 3. Metodyka obliczeń i założenia

Głównym celem przeprowadzonej analizy była ocena efektywności pracy elektrowni z zastosowaniem siłowni binarnej, w której w obiegu górnym czynnikiem roboczym jest czynnik mokry, a w obiegu dolnym czynnik suchy. Wyniki analizy dla takiej siłowni (moc układu i sprawność termiczna) porównane zostały z mocą i sprawnością układu siłowni ORC z jednym obiegiem.

Założono, że siłownia binarna zasilana jest z jednego źródła ciepła strumieniem masowym wody  $\dot{m}_s = 10[\text{kg/s}]$ .

W pierwszej kolejności określono jej temperaturę  $T_{s1}$  na dopływie do siłowni binarnej, która powinna być odpowiednio wyższa od temperatury pary przegrzanej obiegu górnego  $T_1^G$ .

Woda zasilająca siłownię przepływa przez przegrzewacz, parowacz i podgrzewacz obiegu górnego, a następnie zasila podgrzewacz obiegu dolnego.

W celu uzyskania maksymalnej mocy elektrowni binarnej należy zastosować odpowiedni czynnik roboczy suchy w obiegu dolnym. Czynnik taki zapewni maksymalną moc obiegu dolnego, a tym samym całej siłowni binarnej.

Różnica temperatur pomiędzy czynnikami w podgrzewaczu wynosi  $\Delta T_{pod}=2\text{K}$ . Z tego założenia wynikają wartości następujących temperatur (wody przed i za podgrzewaczem):

$$T_{s3} = T_5^G + \Delta T_{pod} \quad (1)$$

$$T_{s4} = T_{4s}^G + \Delta T_{pod} \quad (2)$$

gdzie:  $T_s$  – temperatura wody,  $T^G$  – temperatura czynnika roboczego w charakterystycznych obiegu Clausiusa-Rankine'a.

Wykorzystując bazę RefProp [17] określono wartości entalpii właściwych dla wody przed i za podgrzewaczem.

W celu wykonania obliczeń cieplno-przepływowych analizowanego układu posłużono się równaniami bilansu energii trzech wymienionych wcześniej wymienników ciepła. Przy zaniechaniu strat do otoczenia równania bilansów energii przyjmują następującą postać:

dla przegrzewacza:

$$\dot{m}_n^G(h_1^G - h_6^G) = \dot{m}_s(h_{s1} - h_{s2}) \quad (3)$$

dla parowacza:

$$\dot{m}_n^G(h_6^G - h_5^G) = \dot{m}_s(h_{s2} - h_{s3}) \quad (4)$$

dla podgrzewacza:

$$\dot{m}_n^G(h_5^G - h_{4s}^G) = \dot{m}_s(h_{s3} - h_{s4}) \quad (5)$$

gdzie:  $\dot{m}_n^G$  – strumień czynnika organicznego krążący w obiegu górnym,  $h^G$  – entalpia właściwa czynnika organicznego krążącego w obiegu górnym w charakterystycznych punktach obiegu Clausiusa-Rankine'a,  $\dot{m}_s$  – strumień wody sieciowej,  $h_s$  – entalpia właściwa wody.

W pierwszej kolejności, w celu określenia strumienia czynnika organicznego w obiegu górnym, należy posłużyć się równaniem bilansu energii dla podgrzewacza (5). Po przekształceniu tego równania, zależność na strumień czynnika organicznego jest następująca:

$$\dot{m}_n^G = \frac{\dot{m}_s[h_{s3}(T_{s3})-h_{s4}(T_{s4})]}{h_5^G-h_{4s}^G} \quad (6)$$

W dalszej kolejności należy określić wymagane temperatury wody w parowaczu i przegrzewaczu, wykorzystując do tego celu równania bilansów energii tych wymienników ciepła.

Temperatura wody na wypływie z parowacza jest równa temperaturze wody na dopływie do podgrzewacza i wynosi  $T_{s3}=115^\circ\text{C}$ .

Entalpię właściwą wody na dopływie do parowacza określono z przekształconego równania bilansu energii dla tego wymiennika (4):

$$h_{s2} = \frac{\dot{m}_n^G \Delta h_{par}^G}{\dot{m}_s} + h_{s3} \quad (7)$$

gdzie:  $\Delta h_{par}^G$  – jednostkowa entalpia właściwa parowania obiegu górnego.

Temperatura wody  $T_{s2}$  została odczytana z programu RefProp [17] na podstawie wartości entalpii właściwej.

Entalpię wody na dopływie do przegrzewacza określono z przekształconego równania bilansu energii dla tego wymiennika (3):

$$h_{s1} = \frac{\dot{m}_n^G \Delta h_{przeg}^G}{\dot{m}_s} + h_{s2} \quad (8)$$

gdzie:  $\Delta h_{przeg}^G$  – zmiana entalpii właściwej w przegrzewaczu obiegu górnego.

Temperatura wody  $T_{s1}$  została odczytana z programu RefProp [17] na podstawie wartości entalpii właściwej.

Doprowadzany strumień ciepła: suma ciepła doprowadzonego w wymiennikach przegrzewacz, parowacz oraz podgrzewacz:

$$\dot{Q}_d^G = \dot{Q}_{przeg}^G + \dot{Q}_{par}^G + \dot{Q}_{pod}^G \quad (9)$$

gdzie:  $\dot{Q}_d^G$  – całkowity doprowadzany strumień ciepła,  $\dot{Q}_{przeg}^G$  – doprowadzany strumień ciepła w przegrzewaczu,  $\dot{Q}_{par}^G$  – doprowadzany strumień ciepła w parowaczu,  $\dot{Q}_{pod}^G$  – doprowadzany strumień ciepła w podgrzewaczu.

Zależność na moc obiegu górnego przyjmuje następującą postać:

$$N_{C-R}^G = l_{C-R}^G \times \dot{m}_n^G \quad (10)$$

gdzie:  $N_{C-R}^G$  – moc obiegu górnego,  $l_{C-R}^G$  – praca jednostkowa górnego obiegu Clausiusa-Rankine'a.

Wzór na sprawność obiegu górnego jest następujący:

$$\eta_{C-R}^G = \frac{N_{C-R}^G}{\dot{Q}_d^G} \times 100 \quad (11)$$

gdzie:  $\eta_{C-R}^G$  – sprawność obiegu górnego.

W przypadku obiegu dolnego przyjęto założenie, że strumień wody sieciowej, doprowadzany z podgrzewacza obiegu górnego, w całości przepływa przez podgrzewacz odbiegu dolnego.

Biorąc to pod uwagę, równania bilansów energii dla wymienników ciepła wchodzących w skład obiegu dolnego, bez uwzględniania strat ciepła do otoczenia, przyjmują następującą postać:

dla wymiennika typu skraplacz-parowacz:

$$\dot{m}_n^G (h_{2s}^G - h_3^G) = \dot{m}_n^D (h_1^D - h_5^D) \quad (12)$$

dla podgrzewacza:

$$\dot{m}_s [h_{s4}(T_{s4}) - h_{s5}(T_{s5})] = \dot{m}_n^D \Delta h_{pod}^D \quad (13)$$

gdzie:  $\dot{m}_n^D$  – strumień czynnika organicznego krążący w obiegu dolnym,  $h^D$  – entalpia właściwa czynnika organicznego krążącego w obiegu dolnym w charakterystycznych punktach obiegu Clausiusa-Rankine'a,

W pierwszej kolejności określono strumień czynnika organicznego krążącego w obiegu dolnym z przekształconego równania bilansu energii (12):

$$\dot{m}_n^D = \dot{m}_n^G \frac{h_{2s}^G - h_3^G}{h_1^D - h_5^D} \quad (14)$$

Natomiast w drugiej kolejności obliczono entalpię właściwą wody z przekształconej zależności (13):

$$h_{s5} = h_{s4} - \frac{\dot{m}_n^D \Delta h_{pod}^D}{\dot{m}_s} \quad (15)$$

gdzie:  $\Delta h_{pod}^D$  – jednostkowa entalpia podgrzewania obiegu dolnego.

Temperatura wody  $T_{s5}$  została odczytana z programu RefProp [17] na podstawie wartości entalpii właściwej  $h_{s5}$ .

Zależność na strumień ciepła doprowadzanego w podgrzewaczu przyjmuje postać:

$$\dot{Q}_d^D = \dot{Q}_{pod}^D \quad (16)$$

gdzie:  $\dot{Q}_d^D, \dot{Q}_{pod}^D$  – strumień ciepła doprowadzanego w podgrzewaczu.

$$\dot{Q}_w^D = \dot{m}_n^D (h_{2s}^D - h_3^D) \quad (17)$$

gdzie:  $\dot{Q}_w^D$  – wielkość strumienia ciepła wyprowadzanego z obiegu dolnego.

Zależność na moc obiegu dolnego przyjmuje następującą postać:

$$N_{C-R}^D = l_{C-R}^D \times \dot{m}_n^D \quad (18)$$

gdzie:  $N_{C-R}^D$  – moc obiegu dolnego,  $l_{C-R}^D$  – praca jednostkowa obiegu dolnego.

Wzór na sprawność obiegu dolnego jest następująca:

$$\eta_{C-R}^D = \frac{N_{C-R}^D}{\dot{Q}_d^D} \times 100 \quad (19)$$

gdzie:  $\eta_{C-R}^D$  – sprawność obiegu dolnego.

W dalszej części metodyki obliczeń przedstawione zostaną zależności pozwalające na określenie parametrów pracy siłowni binarnej.

Doprowadzany całkowity strumień ciepła do siłowni binarnej składa się ze strumienia ciepła doprowadzanego do obiegu górnego ze źródła ciepła oraz strumienia ciepła doprowadzanego do obiegu dolnego w podgrzewaczu tego obiegu. Strumień ten określono z zależności poniżej:

$$\dot{Q}_d^B = \dot{Q}_d^G + \dot{Q}_d^D \quad (20)$$

gdzie:  $\dot{Q}_d^B$  – doprowadzany całkowity strumień ciepła do siłowni binarnej.

Wielkość strumienia ciepła odprowadzanego do otoczenia z obiegu binarnego jest taka sama jak wielkość strumienia ciepła wyprowadzanego z obiegu dolnego:

$$\dot{Q}_w^B = \dot{Q}_w^D \quad (21)$$

gdzie:  $\dot{Q}_w^B$  – strumień ciepła odprowadzanego z obiegu binarnego.

Suma mocy obiegu górnego i obiegu dolnego tworzy całkowitą moc siłowni binarnej:

$$N_{C-R}^B = N_{C-R}^G + N_{C-R}^D \quad (22)$$

gdzie:  $N_{C-R}^B$  – moc siłowni binarnej.

Sprawność siłowni binarnej:

$$\eta_{C-R}^B = \frac{N_{C-R}^B}{\dot{Q}_d^B} \times 100 \quad (23)$$

gdzie:  $\eta_{C-R}^B$  – sprawność siłowni binarnej.

#### 4. Analiza wyników

Wykorzystując zależności przedstawione w rozdziale 3 dokonano obliczeń cieplno-przepływowych dla analizowanych obiegów górnego i dolnego siłowni binarnej.

Parametry termiczne i kaloryczne czynników organicznych realizujących przemiany termodynamiczne w poszczególnych obiegach zaczerpnięto z bazy czynników organicznych RefProp 9.0 [17]. Wartości tych parametrów zestawiono w tabeli 1.

Parametry wody sieciowej doprowadzanej do analizowanej siłowni binarnej zestawiono w tabeli 2. Parametry te określono na podstawie przedstawionej metodyki obliczeń oraz bazy czynników RefProp 9.0 [17].

Tabela 1. Zestawienie wartości temperatur i entalpii właściwych czynników obiegowych w siłowni binarnej w charakterystycznych punktach obiegów górnego i dolnego

Obieg - Czynnik	Punkty obiegu	T	h
		°C	kJ/kg
Obieg górny - czynnik R152a	$G_1$	118,7	546,2
	$G_{2s}$	97,0	538,7
	$G_3$	97,0	395,1
	$G_{4s}$	99,7	397,0
	$G_5$	113,0	463,9
	$G_6$	113,0	492,6
Obieg dolny - czynnik R227ea	$D_1$	95,0	368,9
	$D_{2s}$	37,3	350,3
	$D_2$	29,0	342,7
	$D_3$	29,0	233,4
	$D_{4s}$	30,2	234,9
	$D_5$	95,0	325,6

Źródło: [Opracowanie własne]

Tabela 2. Zestawienie wartości temperatur i entalpii właściwych wody w poszczególnych charakterystycznych punktach siłowni binarnej

Punkty obiegu	T	h
	°C	kJ/kg
S1	131,3	551,7
S2	120,7	506,7
S3	115,0	482,6
S4	101,7	426,4
S5	41,5	173,8

Źródło: [Opracowanie własne]

Otrzymane wyniki obliczeń charakteryzujące pracę obiegu górnego siłowni binarnej przedstawiono w tabeli 3.

Tabela 3. Zestawienie wyników obliczeń wielkości charakteryzujących pracę obiegu górnego siłowni binarnej z czynnikiem obiegowym R152a

$\dot{m}_n^G$	$\dot{Q}_{przeg}^G$	$\dot{Q}_{par}^G$	$\dot{Q}_{pod}^G$	$\dot{Q}_d^G$	$N_{C-R}^G$	$\eta_{C-R}^G$
kg/s	kW	kW	kW	kW	kW	%
8,4	450,0	241,1	562,3	1253,4	47,4	3,8

Źródło: [Opracowanie własne]

Otrzymane wyniki obliczeń charakteryzujące pracę obiegu dolnego siłowni binarnej przedstawiono w tabeli 4.

Tabela 4. Zestawienie wyników obliczeń wielkości charakteryzujących pracę obiegu dolnego z czynnikiem R227ea siłowni binarnej (czynnik roboczy obiegu górnego R152a)

$\dot{m}_n^D$	$\dot{Q}_{s-p}^{G-D}$	$\dot{Q}_{pod}^D$	$\dot{Q}_d^D$	$\dot{Q}_w^D$	$N_{C-R}^D$	$\eta_{C-R}^D$
kg/kJ	kW	kW	kW	kW	kW	%
27,8	1206,1	2525,2	2525,2	3254,0	477,3	18,9

Źródło: [Opracowanie własne]

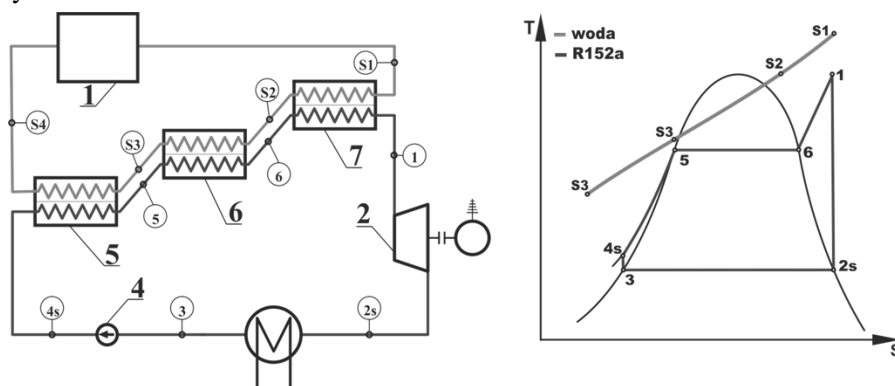
W tabeli 5 przedstawiono wyniki obliczeń parametrów charakteryzujących pracę siłowni binarnej w przypadku, gdy w obiegu górnym czynnikiem obiegowym jest czynnik R152a.

Tabela 5. Zestawienie wyników obliczeń wielkości charakteryzujących pracę siłowni binarnej (czynnik roboczy obiegu górnego - R152a, dolnego - R227ea)

$\dot{Q}_d^B$	$\dot{Q}_w^B$	$N_{C-R}^B$	$\eta_{C-R}^B$
[kW]	[kW]	[kW]	[%]
3778,6	3254,0	524,7	13,9

Źródło: [Opracowanie własne]

W celu wykazania korzyści płynących z zastosowanego rozwiązania z siłownią binarną, poniżej przedstawiono wyniki obliczeń dla siłowni jednoobiegowej z czynnikiem roboczym R152a. Na rysunku 3 przedstawiono schemat i wykres przemian termodynamicznych dla jednoobiegowej siłowni ORC z czynnikiem mokrym R152a.



Rysunek 3 Cykl termodynamicznych przemian obiegu Clausiusa-Rankine'a, Źródło: [Opracowanie własne]

Obliczenia dla tej siłowni przeprowadzono przy takich samych parametrach wody zasilającej, jak w przypadku siłowni binarnej, czyli strumień masowy wody 10 kg/s, temperatura wody zasilającej siłownię  $T_{s1}=131,3^{\circ}\text{C}$ . Wyniki tych obliczeń przedstawiono w poniższych tabelach.

W tabeli 6 przedstawiono wartości temperatur i entalpii właściwych dla czynnika R152a i wody w charakterystycznych punktach siłowni jednoobiegowej.

Tabela 6. Zestawienie wartości temperatur i entalpii właściwych czynnika obiegowego R152a i wody w charakterystycznych punktach siłowni jednoobiegowej

Czynnik	Punkt obiegu	Temperatura	Entalpia Właściwa
		°C	kJ/kg
Czynnik R152a	1	118,7	580,5
	2s	29,0	525,4
	3	29,0	251,0
	4s	30,6	254,3
	5	101,8	408,8
	6	101,8	534,5
woda	S1	131,3	551,7
	S2	106,8	447,7
	S3	84,55	354,0

Źródło: Opracowanie własne

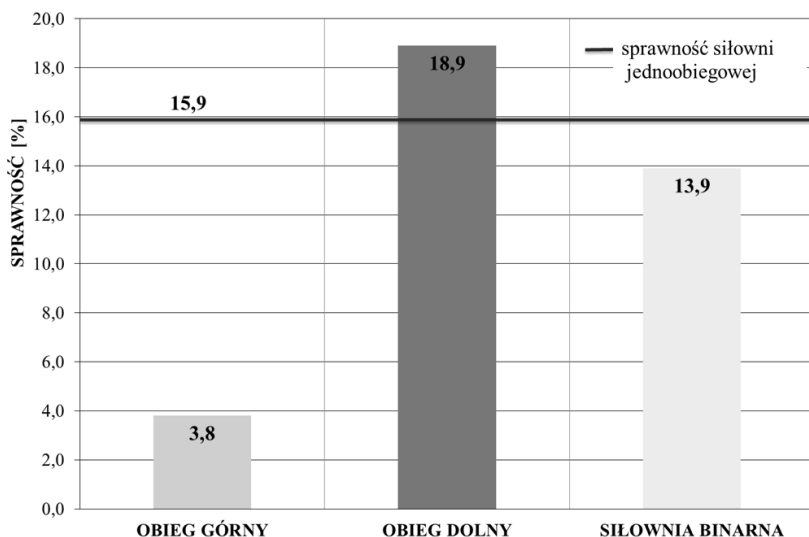
W oparciu o dane przedstawione w tabeli 6 określono wielkości charakteryzujące efektywność pracy siłowni jednoobiegowej z czynnikiem mokrym R152a. Wartości tych wielkości zestawiono w tabeli 7.

Tabela 7. Parametry pracy jednoobiegowej siłowni ORC z czynnikiem mokrym R152a

$\dot{m}_n$	$\dot{Q}_{przeg}$	$\dot{Q}_{par}$	$\dot{Q}_{pod}$	$\dot{Q}_d$	$N_{C-R}$	$\eta_{C-R}$
kg/s	kW	kW	kW	kW	kW	%
6,1	278,9	761,6	936,5	1977,0	333,9	15,9

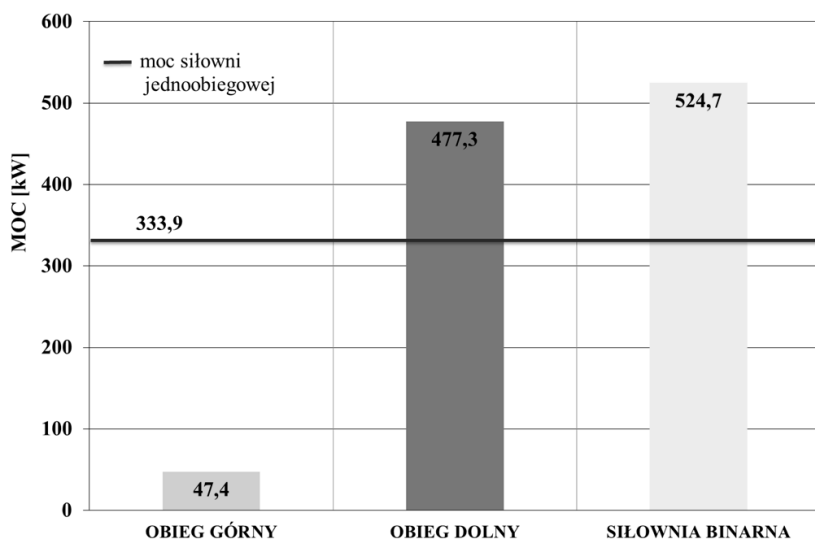
Źródło: [Opracowanie własne]

Wyniki obliczeń sprawności obiegu górnego z czynnikiem organicznym mokrym R152a i obiegu dolnego z czynnikiem organicznym suchym R227ea, jak i całej siłowni binarnej zostały przedstawione także na rysunku 4, w formie wykresu słupkowego. Na wykresie tym w celach porównawczych przedstawiono wartość sprawności dla siłowni jednoobiegowej.



Rysunek 4. Sprawność rozpatrywanych obiegów, Źródło: [Opracowanie własne]

Wyniki obliczeń mocy obiegu górnego z czynnikiem organicznym mokrym R152a i obiegu dolnego z czynnikiem organicznym suchym R227ea oraz całej siłowni binarnej zostały przedstawione na rysunku 5.



Rysunek 5. Moc rozpatrywanych obiegów, Źródło: [Opracowanie własne]

## 5. Wnioski

Analiza przeprowadzona w pracy wykazała, że zastosowanie siłowni binarnej pozwala na osiągnięcie większej mocy w porównaniu do mocy uzyskiwanej



w siłowni jednoobiegowej z tym samym czynnikiem roboczym i przy tych samych parametrach wody zasilającej siłownię.

Zastosowany model obliczeń umożliwia określenie temperatury wody zasilającej  $T_{s1}$ , przy założeniu temperatury wylotowej z obiegu górnego  $T_{s4}$ , który został zweryfikowany na podstawie równań bilansu energii wymienników ciepła obiegu górnego. Niedogodnością zastosowanego modelu jest to, że temperatura  $T_{s1}$  jest wielkością wynikową, nieco zawyżoną w stosunku do temperatury przegrzania czynnika mokrego  $T_1^G$ . Z tego względu, aby wyeliminować powyższą niedogodność autorzy opracowali drugi model obliczeniowy.

W drugim modelu założono temperaturę wody zasilającej przegrzewacz obiegu górnego  $T_{s1} = T_1^G + \Delta T_1^G$ , przez co wielkość temperatury wody opuszczającej podgrzewacz obiegu górnego  $T_{s4}^G$  jest wielkością wynikową. W tym modelu uzyskano jednak mniejszą moc siłowni binarnej, niż w modelu pierwszym. Z tego względu w pracy zamieszczono tylko wyniki obliczeń dla modelu pierwszego.

W obu modelach można zastosować w obiegu dolnym suchy czynnik roboczy odparowujący w temperaturze bliskopodkrytycznej co skutkuje wzrostem mocy obiegu dolnego oraz całej siłowni.

## Literatura

1. Berent-Kowalska G., Kacprowska J., Moskal I., Piwko D., Jurgaś A i in., *Energia ze źródeł odnawialnych w 2016 roku*, Główny Urząd Statystyczny Departament Produkcji, Ministerstwo Energii, Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa 2017.
2. Nowak W., Sobański R., Kabat M., *Systemy pozyskiwania i wykorzystania energii geotermicznej*, Wydawnictwo Politechniki Szczecińskiej, Szczecin 2000.
3. Igliński B., Buczkowski R., Cichosz M., Piechota G., *Technologie geoenergetyczne*, Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Mikołaja Kopernika, Toruń 2010.
4. Fridleifsson Ingvar B., *Energia geotermalna na świecie i jej potencjalna rola w łagodzeniu zmian klimatycznych*, Technika poszukiwań geologicznych, Geotermia, Zrównoważony rozwój, 1, (2009), s. 3-13.
5. Polak R., Dziki D., Krzykowski A., Rudy S., Serwatka Z., Tomiło J., *Acquisition and economic use of geothermal Energy*, Teksa. Commission of Motorization and Energetics in Agriculture, vol. 13, 1, (2013), s. 133-138.
6. Wiśniewski S., Nowak W., Sołtysik G., *Analiza efektywności pracy trójobiegowej elektrowni ORC zasilanej z wielu źródeł ciepła*, Współczesne problemy energetyki IV, Gliwice 2017.
7. Kępińska B., *Energia geotermalna na świecie – stan wykorzystania, perspektyw rozwoju*, Technika poszukiwań geologicznych, Geotermia, Zrównoważony rozwój, 1-2, (2011), s. 27-37.
8. Kępiński B., *Energia geotermalna – wykorzystanie na świecie i w Europie*, GLOBEnergia, 1, (2007), s. 14-17.
9. Gładysz M., *Elektrownie Geotermalne na świecie*, GLOBEnergia, 2, (2008), s. 14-17.
10. Stachel A. A., Sołtysik G., *Elektrownie geotermalne na świecie i w Polsce*, Automatyka – Elektryka – Zakłócenia, vol.8, 4 (30), (2017), s. 80-91.
11. Pawlik M., Strzelczyk F., *Elektrownie*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2009.
12. Polak R., Dziki D., Krzykowski A., Rudy S., Różyło R., *Elektrownie geotermalne oparte na systemach binarnych*, Motrol. Commission of Motorization and Energetics in Agriculture, vol.16, 1, (2014), s. 101-104.

13. Pająk L., Bujakowski W., *Energia geotermalna w systemach binarnych*, Przegląd Geologiczny, vol. 61, 11/2, (2013), s. 699-705.
14. Borsukiewicz-Gzdur A., Nowak W., *Wpływ parametrów pary wodnej i temperatury odpadowego nośnika ciepła na efektywność jego zagospodarowania w elektrowni z siłownią binarną*, [w:] Taler J. (red.), *Systemy, technologie i urządzenia energetyczne*, Kraków 2010.
15. Kaczmarczyk M., *Systemy binarne w geotermii*, GLOBEnergia, 4, (2009), s. 10-13.
16. Nowak W., Borsukiewicz-Gozdur A., Wiśniewski S., *Influence of working fluid evaporation temperature in the near-critical point region on the effectiveness of ORC power plant operation*, Archives of Thermodynamics, vol. 33, 3pp, (2012), s. 77-87.
17. NIST. RefProp 9.0, Standard Reference Database 23, Version 9.0, 2010, Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties. National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg, MD, USA.

## **Ocena efektywności pracy elektrowni z siłownią binarną przy zastosowaniu czynników organicznych, zasilanej wodą jako nośnik energii z jednego źródła ciepła**

### Streszczenie

Zasadniczym celem niniejszej pracy była ocena efektywności pracy elektrowni z zastosowaniem siłowni binarnej, jeżeli w obiegu górnym czynnikiem roboczym jest czynnik mokry, a w obiegu dolnym czynnik roboczy suchy. Przyjęto założenie, że znany jest strumień masowy wody i jej temperatura przy zastosowaniu jednego źródła ciepła. Woda zasilająca taką siłownię przepływa przez przegrzewacz, parowacz i podgrzewacz obiegu górnego, a następnie zasila podgrzewacz obiegu dolnego. W celu uzyskania maksymalnej mocy takiej elektrowni należy zastosować taki czynnik roboczy suchy w obiegu dolnym, który zapewni maksymalną moc obiegu przy zastosowaniu takiego samego strumienia ciepła doprowadzonego ze skraplacza obiegu górnego. W algorytmie zostały przedstawione równania bilansu energii przegrzewacza, parowacza i podgrzewacza obiegu górnego oraz w obiegu dolnym podgrzewacza i wymiennika typu skraplacz-parowacz. Zostały także wykonane obliczenia cieplno-przepływowe. W wyniku przeprowadzonych badań uzyskano maksymalną moc siłowni binarnej przez zastosowanie w obiegu dolnym odpowiednio dobranego czynnika roboczego R227ea.

Słowa kluczowe: siłownia ORC, siłownia binarna, czynnik organiczny.

## **Evaluation of the efficiency of the power plant operation with a binary power plant using organic factors, supplied with water as a energy carrier from one heat source**

### Abstract

The main purpose of this work was to evaluate the efficiency of the power plant operation with the use of a binary power plant, if in the upper circuit the working medium is a wet one and in the lower cycle a dry working medium. The assumption was made that the mass stream of water and its temperature are known using one heat source. The water supplying such a power plant flows through the super-heater, evaporator and upper circulation heater, and then supplies the lower circulation heater. In order to achieve the maximum power of such a power plant, use such dry working medium in the bottom circuit, which will ensure maximum circulating power using the same heat flow from the upper-flow condenser. In the algorithm they are presented equations of energy balance of the super-heater, evaporator and heater circuit of the upper and lower circulation evaporator, heater and the condenser-evaporator type of exchanger. Thermal-flow calculations have also been made. As a result of the tests, the maximum power of the binary power plant was obtained by using the appropriately selected working medium R227ea in the bottom circuit.

Keywords: a ORC power plant, a binary power plant, an organic fluid.

# **Normy ochrony środowiska naturalnego w rozwoju nowoczesnych systemów napędowych**

## **1. Wprowadzenie**

Znaczny wzrost przewozów w transporcie wodnym i lądowym w ostatnich 10 latach wpływa na dynamiczny rozwój technik i technologii przewozu i obsługi ładunków, szczególnie na obszarze Unii Europejskiej, w ramach której obowiązują jednolite uregulowania prawne i procedury ułatwiające wymianę handlową.

Rozwój transportu oprócz wymiernych korzyści dla poszczególnych gospodarek krajów wspólnoty niesie za sobą negatywne skutki dla środowiska naturalnego, w postaci emisji szkodliwych substancji do atmosfery wpływających na stopień degradacji środowiska naturalnego.

Zastosowanie innowacyjnych technologii napędowych dla pojazdów drogowych i pojazdów nie drogowych (w tym statków żeglugi śródlądowej), ma wymusić spełnianie coraz bardziej restrykcyjnych norm emisji spalin.

Publikacja ma na celu przedstawienie problematyki związanej z emisją substancji szkodliwych pochodzących z silników spalinowych zasilających pojazdy drogowe i statki transportu wodnego śródlądowego. Przeprowadzona analiza zebranych przepisów prawnych umożliwi zapoznanie się z obecnymi i przyszłymi standardami emisji spalin dla wybranych środków transportu oraz pozwoli określić możliwy wpływ prawodawstwa na dalszą eksploatację pojazdów drogowych i nie drogowych.

## **2. Normy emisji zanieczyszczeń dla pojazdów drogowych**

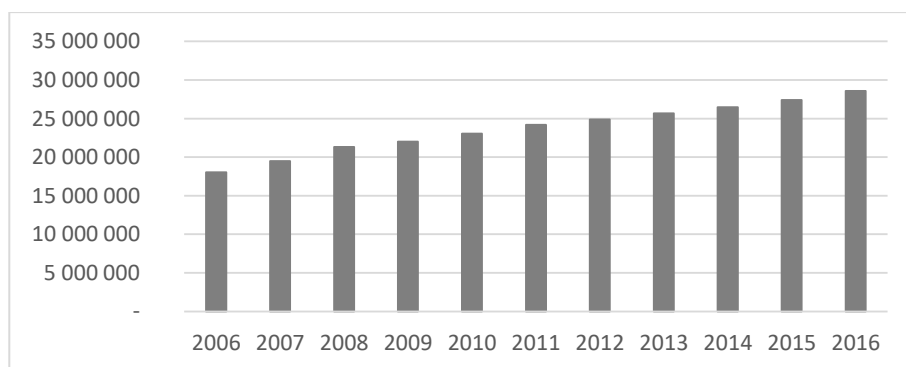
Ogólne statystyki pokazują, że całkowita liczba pojazdów poruszających się po polskich drogach stale rośnie. Stan ten dotyczy wszystkich rodzajów pojazdów, w tym jednośladów, samochodów osobowych, samochodów ciężarowych, ciągników siodłowych, czy pojazdów komunikacji zbiorowej etc. Strukturę ilościową całkowitej liczby zarejestrowanych pojazdów w Polsce na przestrzeni lat 2006-2016 przedstawia wykres 1<sup>2</sup>.

Analizując wykres można stwierdzić, że w Polsce od 2006 r. następuje ciągły wzrost liczby zarejestrowanych pojazdów, osiągając w 2016 roku liczbę 28 601 037 sztuk, z czego 21,7 mln sztuk stanowiły samochody osobowe. Na każdy 1000 mieszkańców kraju przypadały średnio 564 samochody [1]. W ciągu 10 lat na polskich drogach przybyło niemal 10 milionów pojazdów [2].

---

<sup>1</sup> Joanna.Sek@zut.edu.pl, Katedra Logistyki i Ekonomiki Transportu, Wydział Techniki Morskiej i Transportu, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie, www.zut.edu.pl.

<sup>2</sup> Ogólna liczba pojazdów obejmuje zarejestrowane motocykle, samochody osobowe, autobusy, trolejbusy, samochody ciężarowe, samochody specjalne, ciągniki samochodowe (siodłowe i balastowe) oraz ciągniki rolnicze.



Wykres 1 Ilość zarejestrowanych pojazdów w Polsce w latach 2006-2016 [szt.]

Źródło: opracowanie własne na podstawie [1]

Wraz z rozwojem gospodarczym i wzrostem majątności gospodarstw domowych liczba nowych pojazdów będzie nadal stale rosła – udział samochodów osobowych w wieku do 5 lat wyniósł w 2016 r. 9,6% (wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 0,6%). Zwiększył się również udział pojazdów w przedziale wiekowym 16-30 lat do 42,9% oraz w wieku powyżej 30 lat do poziomu 13,6% – co ma niezaprzeczalny wpływ na stopień zagrożenia zanieczyszczenia powietrza [1].

Wg wydanego przez Ministerstwo Środowiska dokumentu [3] wynika iż transport drogowy powoduje ok. 10% kontrolowanych emisji zanieczyszczeń do powietrza. Największy wpływ na wielkość emisji substancji do atmosfery mają takie elementy jak:

- stopień zapotrzebowania na przewóz osób i rzeczy;
- sposób organizacji ruchu przewozowego – np. wykorzystanie nowoczesnych metod zarządzania ruchem itp.;
- rozwiązania techniczne – np. zastosowane w pojazdach paliwa itp.,

W celu ograniczenia negatywnego wpływu na środowisko naturalne najpierw na poziomie europejskim, a później poprzez implementację do przepisów krajowych wprowadzane były (od 1992 r.) kolejne normy emisji spalin i cząstek stałych do atmosfery. Wartości graniczne emisji substancji szkodliwych dla poszczególnych norm od EURO 1 do EURO 6 dla silników spalinowych i dla silników wysokoprężnych zawarte są w tabelach 1 i 2.

Tabela 6. Dopuszczalne wartości emisji spalin w poszczególnych normach EURO dla silników benzynowych

Emisja [g/km]	EURO 1	EURO 2	EURO 3	EURO 4	EURO 5	EURO 6
	01.1992	01.1996	01.2000	01.2005	09.2009	09.2014
CO	2,72	2,2	2,3	1	1	1
HC	-	-	0,2	0,1	0,1	0,1
NO <sub>x</sub>	-	-	0,15	0,08	0,06	0,06
PM	-	-	-	-	0,005*	0,005*
CO – tlenki węgla, HC – węglowodory,			NO <sub>x</sub> – tlenki azotu, PM – cząstki stałe			
* dotyczy silników z wtryskiem bezpośrednim						

Źródło: Opracowanie własne na podstawie [4]

Tabela 7. Dopuszczalne wartości emisji spalin w poszczególnych normach EURO dla silników wysokoprężnych

Emisja [g/km]	EURO 1	EURO 2	EURO 3	EURO 4	EURO 5	EURO 6
	01.1992	01.1996	01.2000	01.2005	09.2009	09.2014
CO	3,16	1	0,64	0,5	0,5	0,5
HC	-	0,15	0,06	0,05	0,05	0,05
NO <sub>x</sub>	-	0,55	0,5	0,25	0,18	0,08
PM	0,14	0,08	0,05	0,009	0,005	0,005
CO – tlenki węgla, HC – węglowodory,			NO <sub>x</sub> – tlenki azotu, PM – cząstki stałe			

Źródło: Opracowanie własne na podstawie [4]

Zgodnie z danymi zawartymi w tabelach 1 i 2 każdy wyprodukowany pojazd po 2014 roku i sprzedawany na terenie Unii Europejskiej nie może przekraczać wartości zawartych w normie EURO 6. Tym samym pojawiły się co najmniej dwa poważne problemy, po pierwsze konieczność wprowadzenia nowoczesnych technologii redukcji emisji – w szczególności tlenków węgla i cząstek stałych, co spowodowało wzrost kosztów zakupów nowych pojazdów. Drugim zagadnieniem niemniej istotnym jest weryfikacja wyników testów homologacyjnych podawanych przez producentów pojazdów odnośnie emisji zanieczyszczeń do atmosfery.

W latach 90-tych ub. wieku ujednoczono zasady przeprowadzania testów emisji spalin z samochodów osobowych. Opracowano procedurę, która polegała na doborze odpowiednich parametrów pojazdu (np. ilości paliwa w zbiorniku, włączenia lub niewłączenia dodatkowych urządzeń w pojeździe itp.), określeniu warunków poruszania się pojazdu (czas jazdy z określoną prędkością, czas rozpędzania i hamowania, długość odcinka do testów itd.) z jednym, ale za to zasadniczym zastrzeżeniem – testy wykonywane są w warunkach laboratoryjnych na hamowniach podwoziowych. Badanie to nosi nazwę testu NEDC (ang. *New European Driving Cycle*) i jest podzielone na dwa etapy tj. cykl miejski i pozamiejski. Wynik badania stanowi średnia z obu etapów.

Mając na względzie konieczność weryfikacji danych laboratoryjnych i konieczności spełniania wymogów kolejnych norm EURO, na zlecenie Krajowego Urzędu ds. Środowiska, Pomiarów i Ochrony Przyrody Badenii-Wirtembergii, przeprowadzono badania emisji tlenków azotu wybranych trzech samochodów osobowych z silnikiem diesla w warunkach drogowych. Zgodnie z dokumentacją techniczną każdy wybrany pojazd przeszedł z wynikiem pozytywnym test laboratoryjny NEDC dla wartości parametru NO<sub>x</sub>. Pomiary wykonywane były na czterech trasach: w centrum Stuttgartu (odległość 20 km) i Monachium (11 km) oraz na dwóch trasach poza miastem w pobliżu Stuttgartu (51 km) i Garmisch-Partenkirchen (90 km). Z opublikowanego w grudniu 2014 r. raportu wynika, że wartości emisji NO<sub>x</sub> na obszarach miejskich są w granicach 1,6 – 8,5, a na obszarze poza miejskim wynoszą 1,7 – 7,7 powyżej górnej granicy normy EURO 6 [5]. W związku z tak dużą różnicą w wynikach badań laboratoryjnych i rzeczywistych koniecznym jest zmiana lub usprawnienie procedur badania emisji spalin z pojazdów drogowych.

### **3. Normy emisji zanieczyszczeń dla silników spalinowych pojazdów niedrogowych**

16 grudnia 1997 r. Parlament Europejski wraz z Radą ustanowił Dyrektywę 97/68/WE w sprawie zbliżenia ustawodawstw Państw Członkowskich odnoszących się do środków dotyczących ograniczenia emisji zanieczyszczeń gazowych i pyłowych z silników spalinowych montowanych w maszynach samojezdnych nieporuszających się po drogach (Dz.U. L 59 z 27.2.1998). Na podstawie wcześniejszych analiz wewnętrznych Komisji stwierdzono, że emisja z silników spalinowych montowanych w maszynach samojezdnych nieporuszających się po drogach stanowi znaczący udział w całkowitej emisji zanieczyszczeń do atmosfery. W związku z tym zapisy zawarte w dyrektywie miały na celu ustanowienie ogólnych zasad dla wszystkich Państw Członkowskich UE odnośnie ograniczenia emisji zanieczyszczeń oraz badań i procedur homologacji typu silników spalinowych maszyn nieporuszających się po drogach oraz dopuszczania ich na rynek UE. Zgodnie z definicją, maszyna samojezdna nieporuszająca się po drogach oznacza dowolną samojezdną maszynę, przewoźne urządzenie przemysłowe lub pojazd z nadwoziem lub bez nadwozia, nieprzeznaczony do przewozu pasażerów lub towarów po drogach, w którym zainstalowany jest silnik spalinowy [6]. Dotyczy to np. silników lokomotyw, wagonów silnikowych, wózków samojezdnych oraz m.in. statków żeglugi śródlądowej (mimo że, transport śródlądowy uważany jest za najmniej inwazyjny na środowisko naturalne, w tej dyrektywie po raz pierwszy zwrócono uwagę na konieczność włączenia silników głównych i pomocniczych instalowanych na statkach żeglugi śródlądowej do tej grupy) itp. Na potrzeby niniejszej publikacji dalsze rozważania dotyczyć będą jedynie floty śródlądowej.

Z punktu widzenia dopuszczenia statków śródlądowych do żeglugi najważniejszym dokumentem jest Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 12 grudnia 2006 r. ustanawiająca wymagania techniczne dla statków żeglugi śródlądowej i uchylająca dyrektywę Rady 82/714/EWG (2006/87/WE) zwana dalej dyrektywą techniczną. Jej głównym celem było opracowanie spójnych i ujednoczonych wymagań technicznych tak, aby wyeliminować różnice w przepisach krajowych w tym zakresie, a także aby wyeliminować konieczność dodatkowych inspekcji technicznych obcych statków (dot. to statku uprawiającego żeglugę na terenie innego państwa niż jego przynależność państwowa). Dyrektywa wymusza konieczność okresowego przedstawiania przez Armatora statku do inspekcji technicznej, podczas której badana jest m.in. budowa statku i jego kadłuba, w szczególności jego wytrzymałości i stateczności, właściwości manewrowe, urządzenia sterowe, budowa maszyn, a także spełnianie wymagań bezpieczeństwa dotyczących ochrony wód, powietrza lub ochrony przed hałasem itd. Jednym ze sprawdzanych elementów jest również emisja zanieczyszczeń gazowych i pyłowych z silników wysokoprężnych, polegająca na sprawdzeniu czy na statku zamontowane na statku silniki spełniają wymagania zawarte w dyrektywie 97/68/WE i czy posiadają odpowiednie świadectwo homologacji typu silnika. W przypadku gdy statek nie spełnia odpowiednich wymogów nie ma możliwości uzyskania dokumentu bezpieczeństwa i dopuszczenia go do poruszania się po drogach wodnych Wspólnoty.

Przed ustanowieniem dyrektywy technicznej dla statków śródlądowych każde Państwo Członkowskie UE posiadało własne wewnętrzne wymagania techniczne. Jednakże w dużej mierze opracowywane były na podstawie przepisów ustanawianych przez Centralną Komisję Żeglugi na Renie (dalej CKŻR lub Komisja Reńska) z siedzibą w Strasbourgu [8]. Centralna Komisja Żeglugi na Renie jest organizacją międzynarodową utworzoną w 1815 r. na mocy postanowień kongresu wiedeńskiego. Jej celem jest zapewnienie przestrzegania prawa wolności żeglugi na Renie, dbanie o bezpieczeństwo i niezbędne kwalifikacje załóg pływających, opracowywanie wymagań technicznych dla statków, przygotowywanie przepisów dotyczących przewozów ładunków niebezpiecznych na drogach wodnych, promocja transportu wodnego śródlądowego jako proekologicznej gałęzi transportu itp. W skład założycieli CKŻR wchodziła przedstawiciele państw nadreńskich tj. Niemiec, Belgii, Francji, Holandii i Szwajcarii. Do Komisji Reńskiej należą również państwa posiadające status obserwatora, co umożliwia udział w konsultacjach, spotkaniach plenarnych i w grupach roboczych. Obecnie status obserwatora posiadają: Austria, Bułgaria, Luksemburg, Węgry, Słowacja, Czechy, Rumunia, Wielka Brytania, Ukraina, Polska i Serbia. W celu zoptymalizowania działań na rzecz żeglugi śródlądowej i przepisów prawnych obowiązujących nie tylko w państwach nadreńskich, ale w całej UE, CKŻR prowadzi ściśle współpracę z Komisją Europejską.

Wspomniana wcześniej dyrektywa 97/68/WE w oparciu o przepisy przygotowane przez ekspertów CKŻR, wprowadziła dla statków żeglugi śródlądowej – w zależności od mocy silników ( $P_N$ ), graniczne wartości, jakie muszą spełniać silniki główne i pomocnicze odnoszące się do emisji zanieczyszczeń do atmosfery, w tym: tlenki azotu ( $NO_x$ ), cząstki stałe (PT), węglowodory (HC) oraz tlenki węgla (CO), w podziale na etapy:

- CCNR etap I – obowiązujące od 2002 do 2007 r. Państwa Członkowskie nie mogły zabronić wprowadzania na rynek silników, które spełniają wymagania zawarte w tabeli 3;

Tabela 8. Wymagania dla silników statków śródlądowych ustalone przez CKŻR etap I

$P_N$ [kW]	CO [g/kWh]	HC [g/kWh]	$NO_x$ [g/kWh]	PT [g/kWh]
$37 \leq P_N < 75$	6,5	1,3	9,2	0,85
$75 \leq P_N < 130$	5,0	1,3	9,2	0,70
$P_N \geq 130$	5,0	1,3	$n \geq 2\ 800$ obr./min = 9,2 $500 \leq n < 2\ 800$ obr./min = 45 $\times n(-0,2)$	0,54

Źródło: [6]

- CCNR etap II – obowiązujące od 2007 r. do dnia obecnego, państwa należące do UE nie mogły zabronić wprowadzania na rynek silników głównych i pomocniczych, które spełniają wymagania zawarte w tabeli 4. Jeżeli silnik pomocniczy posiadał moc większą niż 560 kW, wówczas musiał spełniać wymogi dla silników głównych;

Tabela 9. Wymagania dla silników statków śródlądowych ustalone przez CKŻR etap II

$P_N$ [kW]	CO [g/kWh]	HC [g/kWh]	NO <sub>x</sub> [g/kWh]	PT [g/kWh]
$18 \leq P_N < 37$	5,5	15	8,0	0,8
$37 \leq P_N < 75$	5,0	1,3	7,0	0,4
$75 \leq P_N < 130$	5,0	1,0	6,0	0,3
$130 \leq P_N < 560$	3,5	1,0	6,0	0,2
$P_N \geq 560$	3,5	1,0	$n \geq 3$ 150 obr./min = 6,0 $343 \leq n < 3$ 150 obr./min $= 45 \times n(-0,2) - 3$ $n < 343$ obr./min = 11,0	0,2

Źródło: [6]

- Etap III a – zgodnie z zapisami dyrektywy nie ma możliwości wydania certyfikatu homologacji typu dla silnika do napędu jednostek pływających po wodach śródlądowych, po określonym dniu, jeżeli silniki te nie spełniają wymagań określonych w załączniku nr I dyrektywy:
  - ✓ 31 grudnia 2005 r. dla silników o mocy równej lub większej niż 37 kW i objętości skokowej cylindra mniejszej niż 0,9 l – zaliczanych do kategorii „V1: 1”;
  - ✓ 30 czerwca 2005 r. dla silników o objętości skokowej cylindra równej lub większej niż 0,9 l, lecz mniejszej niż 1,2 l – zaliczanych do kategorii „V1: 2”;
  - ✓ 30 czerwca 2005 r. dla silników o objętości skokowej cylindra równej lub większej niż 1, 2 l, lecz mniejszej niż 2,5 l i mocy netto silnika  $37 \text{ kW} \leq P < 75 \text{ kW}$  – zaliczanych do kategorii „V1: 3”;
  - ✓ 31 grudnia 2006 r. dla silników o objętości skokowej cylindra równej lub większej niż 2,5 l, lecz mniejszej niż 5 l – zaliczanych do kategorii „V1: 4”;
  - ✓ 31 grudnia 2007 r. dla silników o objętości skokowej cylindra większej niż 5 l – zaliczanych do kategorii „V2”.

Wartości graniczne emisji zanieczyszczeń gazowych i cząstek stałych z tych silników przedstawia tabela 5.

Wszystkie przedstawione powyżej parametry dotyczące wartości emisji zanieczyszczeń z silników statków śródlądowych zaimplementowane zostały do polskiego prawodawstwa. Zgodnie z danymi opracowanymi przez Główny Urząd Statystyczny na rok 2016 sytuacja ta dotyczy 45% floty śródlądowej w Polsce, tj. 415 statków (w tym 189 pchaczy, 25 holowników śródlądowych, 91 barek o napędzie mechanicznym oraz 110 statków pasażerskich) [9].



Tabela 10. Wartości graniczne emisji spalin silników statków śródlądowych wg etapu IIIa

Kategoria: Pojemność skokowa/Moc netto (SV/P) [dm <sup>3</sup> na cylinder/kW]	Tlenek węgla (CO) [g/kWh]	Suma węglowodorów i tlenków azotu (HC+NO <sub>x</sub> ) [g/kWh]	Cząstki stałe (PT) [g/kWh]
V1:1 SV < 0,9 i P ≥ 37 kW	5,0	7,5	0,40
V1:2 0,9 ≤ SV < 1,2	5,0	7,2	0,30
V1:3 1,2 ≤ SV < 2,5	5,0	7,2	0,20
V1:4 2,5 ≤ SV < 5	5,0	7,2	0,20
V2:1 5 ≤ SV < 15	5,0	7,8	0,27
V2:2 15 ≤ SV < 20	5,0	8,7	0,50
V2:3 15 ≤ SV < 20	5,0	9,8	0,50
V2:4 20 ≤ SV < 25	5,0	9,8	0,50
V2:5 25 ≤ SV < 30	5,0	11,0	0,50

Źródło: [6]

#### 4. Nowe podejście do homologacji silników maszyn nie poruszających się po drogach (etap V)

W 2013 r. Komisja Europejska przeprowadziła badania ilościowe i jakościowe dotyczących oceny skutków wprowadzonej wcześniej 97/68/WE dyrektywy, odnoszących się do aspektów gospodarczych, ekonomicznych, środowiskowych oraz związanych z bezpieczeństwem i ochroną zdrowia. Dlatego też na podstawie analizy wyników ww. badań Parlament Europejski wraz z Radą ustanowił Rozporządzenie nr 2016/1628 z dnia 14 września 2016 r. w sprawie wymogów dotyczących wartości granicznych emisji zanieczyszczeń gazowych i pyłowych oraz homologacji typu w odniesieniu do silników spalinowych wewnętrznego spalania przeznaczonych do maszyn mobilnych nieporuszających się po drogach, zmieniające rozporządzenia (UE) nr 1024/2012 i (UE) nr 167/2013 oraz zmieniające i uchylające dyrektywę 97/68/WE. Dokument ten w ustanawia zharmonizowane przepisy dot. homologacji silników maszyn nie drogowych, a także zawiera nowe, zaostrzone wartości graniczne emisji dla nowobudowanych statków żeglugi śródlądowej (tzw. etap V) [10]. Rozporządzenie 2016/1628 wpisuje się w politykę europejską odnośnie zrównoważonego rozwoju transportu i ograniczaniu emisji substancji szkodliwych do atmosfery. Przykładem mogą być zapisy w Białej Księdze wydanej przez Komisję Europejską w 2011 r., w której stwierdzono konieczność opracowania warunków ramowych poprzez standaryzację lub regulację: *stosowne normy emisji CO<sub>2</sub> dla pojazdów we wszystkich rodzajach transportu, w razie potrzeby uzupełnione wymogami w zakresie efektywności energetycznej, obejmujące wszystkie rodzaje napędów oraz zagwarantowanie ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> i zanieczyszczeń w rzeczywistych warunkach jazdy poprzez zaproponowanie, najpóźniej do 2013 r., zmienionego cyklu badań w zakresie pomiaru emisji* [11].

Rozporządzenie obejmuje dwa rodzaje kategorii silników śródlądowych:

- Kategoria IWP – silniki do użytku wyłącznie w statkach żeglugi śródlądowej, przeznaczone do ich bezpośredniego lub pośredniego napędu, o mocy odniesienia co najmniej 19 kW,
- Kategoria IWA – silniki pomocnicze do użytku wyłącznie w statkach żeglugi śródlądowej, o mocy odniesienia nie mniejszej niż 19 kW.

W tabeli 6 przedstawiono harmonogram wprowadzania wytycznych z rozporządzenia w odniesieniu do silników kategorii IWP i IWA.

Tabela 11. Dаты stosowania Rozporządzenia 2016/1628 w odniesieniu do silników kategorii IWP i IWA

Kategoria	Zakres mocy [kW]	Podkategoria		Obowiązkowa data stosowania niniejszego rozporządzenia do	
				homologacji typu UE silników	wprowadzania silników na rynek
IWP i IWA	$19 \leq P < 300$	IWP-v-1 IWP-c-1 IWP-v-2 IWP-c-2 IWP-v-3 IWP-c-3	IWA-v-1 IWA-c-1 IWA-v-2 IWA-c-2 IWA-v-3 IWA-c-3	1stycznia 2018 r.	1stycznia 2019 r.
	$P \geq 300$	IWP-v-4 IWP-c-4	IWA-v-4 IWA-c-4	1stycznia 2018 r.	1stycznia 2019 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie [10]

Jak wspomniano powyżej wszystkie nowobudowane statki żeglugi śródlądowej po pierwszym styczniu 2018 r. będą wymagały montażu silników głównych bądź pomocniczych zgodnie co do kategorii i mocy, wymaganiom emisji zanieczyszczeń do atmosfery zawartych w tabeli nr 7. Sytuacja ta dotyczy również wymiany silników na nowe na eksploatowanych obecnie statkach.

Tabela 12. Wartości graniczne emisji dla w odniesieniu do silników kategorii IWP i IWA

Podkategoria silnika	Zakres mocy	CO	HC	NOx	Masa cząstek stałych	Liczba cząstek stałych
	[kW]	[g/kWh]				[liczba/kWh]
IWP-v-1 IWP-c-1 IWA-v-1 IWA-c-1	$19 \leq P < 75$	5,0	HC+NOx $\leq$ 4,70		0,30	-
IWP-v-2 IWP-c-2 IWA-v-2 IWA-c-2	$75 \leq P < 130$	5,0	HC+NOx $\leq$ 5,40		0,14	-
IWP-v-3 IWP-c-3 IWA-v-3 IWA-c-3	$130 \leq P < 300$	3,50	1,00	2,10	0,10	-
IWP-v-4 IWP-c-4 IWA-v-4 IWA-c-4	$P \geq 300$	3,50	0,19	1,80	0,015	$1 \times 10^{12}$

Źródło: [10]

Aby przedstawić różnicę między wartościami minimalnych wymagań technicznych związanych z emisją spalin i cząstek stałych do atmosfery należy posłużyć się przykładem najpopularniejszego w Polsce pchacza śródlądowego tj. pchacza Bizon typu III, budowanego pod koniec lat 70-tych ub. wieku (rysunek 1).



Zdjęcie 1. Pchacz Bizon typu III [wykonanie własne]

Standardowo na pchaczach typu Bizon montowane były dwa silniki główne o mocy nominalnej 147 kW każdy [12]. Porównując wartości parametrów emisji spalin dla tego typu silników zgodnie z wymogami np. etapu II (wprowadzonymi od 2007 r.) i etapu V można stwierdzić, że wartości tlenków węgla (CO) i węglowodorów (HC) nie uległy zmianie. Jednocześnie zawartość tlenków azotu ( $\text{NO}_x$ ) w spalinach zredukowano niemal trzykrotnie do poziomu 2,1 g/kWh (z 6,0 g/kWh w etapie II wg CKZR), a wartość cząstek stałych zmniejszono o połowę do 0,1 g/kWh. W sytuacji, gdy na statku zamontowane są silniki główne produkowane np. w latach 50-tych lub 70-tych ub. wieku – różnica wyników porównawczych wartości norm emisji spalin będzie jeszcze większa.

Polska flota śródlądowa jest w głównej mierze zdekapitalizowana – struktura wiekowa polskiego taboru żeglugi śródlądowej na rok 2016 r. jest bardzo niekorzystna – 75% pchaczy i 100 % barek z własnym napędem ma więcej niż 38 lat [13]. Wiek poszczególnych statków znacznie przekracza planowany czas ich eksploatacji, a ewentualna wymiana silników na nowe bądź używane (zasilane tym samym rodzajem paliwa i spełniające już obowiązujące normy emisji spalin) następuje tylko w sytuacji poważnej awarii, której koszty naprawy przewyższą koszty zakupu silnika nowego bądź używanego. Nakłady związane z wymianą silników napędowych na pchaczach rzecznych tego typu wynoszą od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy euro za silnik.

Przykładem nowoczesnej technologii zastosowanej na statku śródlądowym umożliwiającym znaczną redukcję emisji substancji szkodliwych do powietrza jest zastosowanie innowacyjnych silników napędowych. Tankowiec rzeczny *Argonon* to pierwszy w Europie statek typu dual fuel tzn. w 80% zasilany jest LNG, a w 20% olejem napędowym. Taki układ systemu napędowego powoduje nie tylko obniżenie kosztów paliwa, ale pozwala w znacznej mierze zredukować wartości emisji  $\text{CO}_2$  i  $\text{NO}_x$ , cząstek stałych [13].

## 5. Wnioski

Przedstawione w artykule zagadnienia związane z ograniczaniem emisji zanieczyszczeń do atmosfery pochodzących z pojazdów drogowych i silników maszyn nie poruszających się po drogach umożliwiają wykazanie kierunku zmian prawnych i technologicznych w tym zakresie. Fakt ten dotyczy w szczególności uwzględniania ciągłego postępu technicznego oraz odgórnego ukierunkowania na badanie i późniejsze wdrażanie wszelkiego rodzaju innowacji w dziedzinie transportu a zarazem ochrony środowiska.

Przeprowadzone w 2014 r. badania weryfikacyjne faktycznych emisji zanieczyszczeń pojazdów drogowych pokazały, z jak skomplikowanym problemem muszą się zmierzyć nie tylko producenci pojazdów, ale również wszystkie instytucje zajmujące się szeroko pojętą homologacją silników, co w skali europejskiej ma niebagatelny wpływ na ilość emitowanych do atmosfery zanieczyszczeń.

W związku z faktem, iż w Polsce nie buduje się nowych statków rzecznych z własnym napędem dla polskich armatorów, ci, którzy nadal chcą uprawiać żeglugę muszą dostosowywać swoje obecne jednostki do dynamicznie zmieniających się wymogów technicznych. Przedstawione w artykule wartości norm emisji spalin dla silników głównych i pomocniczych wykorzystywanych na statkach oraz okresy ich wprowadzania pokazują jak nagły to problem dla polskich przedsiębiorców śródlądowych. Ci z armatorów, którzy nie będą z różnych powodów w stanie podjąć się zagadnienia wymiany silników i zespołów pomocniczych na spełniające wymogi ww. norm, będą zmuszeni stopniowo wycofywać swoje statki z eksploatacji. Niestety w ciągu najbliższych kilku lat może okazać się, że znaczna część polskiej floty zniknie z dróg wodnych, bądź zostanie zastąpiona jednostkami używanymi, sprowadzonymi z Europy zachodniej.

## Literatura

1. *Transport wyniki działalności 2006-2016*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa.
2. Strona internetowa Centralnej Ewidencji Pojazdów i Kierowców, [www.cepik.gov.pl/statystyki](http://www.cepik.gov.pl/statystyki) (dostęp: 10.03.2018 r.).
3. Strona internetowa TransportEuropejski.pl <http://transporteuropejski.pl/20/nowe-normy-emisji-spalin/> (dostęp: 09.03.2018r).
4. Krajowy Program Ochrony Powietrza do roku 2020 (z perspektywą do 2030). Ochrona Powietrza. Wydanie drugie, poprawione. Ministerstwo Środowiska. Warszawa, 2015.
5. PEMS-Messungen an drei Euro 6-Diesel-Pkw auf Streckenführungen in Stuttgart und München sowie auf Außerortsstrecken, LUBW Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz, Baden-Württemberg, Karlsruhe, 2014.
6. Dyrektywa 97/68/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 grudnia 1997 r. w sprawie zbliżenia ustawodawstw Państw Członkowskich odnoszących się do środków dotyczących ograniczenia emisji zanieczyszczeń gazowych i pyłowych z silników spalinowych montowanych w maszynach samojezdnych nieporuszających się po drogach (Dz.U. L 59 z 27.2.1998).
7. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 12 grudnia 2006 r. ustanawiająca wymagania techniczne dla statków żeglugi śródlądowej i uchylająca dyrektywę Rady 82/714/EWG (2006/87/WE).
8. Strona internetowa Central Commission for the Navigation of the Rhine: <http://www.ccr-zkr.org/11000000-en.html> (dostęp: 09.03.2018 r.).

9. *Transport wodny śródlądowy w Polsce w 2016 r.* Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 2017.
10. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 2016/1628 z dnia 14 września 2016 r. w sprawie wymogów dotyczących wartości granicznych emisji zanieczyszczeń gazowych i pyłowych oraz homologacji typu w odniesieniu do silników spalinowych wewnętrznego spalania przeznaczonych do maszyn mobilnych nieporuszających się po drogach, zmieniające rozporządzenia (UE) nr 1024/2012 i (UE) nr 167/2013 oraz zmieniające i uchylające dyrektywę 97/68/WE.
11. *BIAŁA KSIĘGA Plan utworzenia jednolitego europejskiego obszaru transportu – dążenie do osiągnięcia konkurencyjnego i zasobooszczędnego systemu transportu*, Komisja Europejskiej, Bruksela, 2011, s. 28.
12. Żylicz A., *Statki śródlądowe*, Wydawnictwo Morskie, Gdańsk 1979, s. 405.
13. *Transport wodny śródlądowy w Polsce w 2016 r.* Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2017.
14. Strona internetowa Argonon Shipping B.V,  
[http://www.deenshipping.com/en\\_US/argonon.html](http://www.deenshipping.com/en_US/argonon.html), (dostęp: 10.07.2018 r.)

## **Normy ochrony środowiska naturalnego w rozwoju nowoczesnych systemów napędowych**

### **Streszczenie**

Aspekty związane z ochroną środowiska naturalnego stanowią jeden z kluczowych punktów w polityce ekologicznej Polski jak i Unii Europejskiej. Dotyczy to w szczególności zadań polegających na eliminowaniu negatywnych skutków zanieczyszczenia wód, gleby i powietrza generowanych przez środki transportu lądowego i wodnego. Zgodnie z rządowym dokumentem wydanym w 2013 r pn. Strategia rozwoju transportu do 2020 roku (z perspektywą do 2030 roku) w Polsce koszty negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne wynoszą szacunkowo około 29% ogólnych kosztów zewnętrznych transportu, z czego 11% stanowią koszty zanieczyszczenia powietrza.

Artykuł ma na celu przedstawienie obowiązujących i przyszłych uwarunkowań prawnych dotyczących ochrony środowiska w sektorze transportu z perspektywy dwukierunkowej tj. dla pojazdów drogowych i maszyn samojezdnych nieporuszających się po drogach (w tym statków żegluga śródlądowej). Przedstawiona charakterystyka norm krajowych i dyrektyw europejskich przybliży problem z wdrażaniem nowoczesnych technik i technologii ograniczania emisji substancji szkodliwych do atmosfery, a także konieczność natychmiastowego dostosowywania eksploatowanej obecnie floty śródlądowej do zmieniających się w niedalekiej przyszłości wymagań technicznych

Słowa kluczowe: transport, normy emisji spalin, żegluga śródlądowa.

## **Environmental standards in the development of modern drive systems**

### **Abstract**

Aspects related to the protection of the natural environment are one of the key points in the ecological policy of Poland and the European Union. This applies in particular to the tasks consisting in eliminating the negative effects of water, soil and air pollution generated by means of land and water transport. According to the governmental document issued in 2013, The transport development strategy until 2020 (with prospects until 2030) in Poland the costs of negative impact on the natural environment amount to approximately 29% of the total external costs of transport, of which 11% are the costs of air pollution.

The article is aimed at presenting the current and future legal conditions regarding environmental protection in the transport sector from a two-way perspective, i.e. for road vehicles and non-road mobile machinery (including inland waterway vessels). The presented characteristics of national standards and European directives approximate the problem with the implementation of modern techniques and technologies to reduce emissions of harmful substances into the atmosphere, as well as the need to immediately adapt the current inland fleet to the changing technical requirements in the near future.

Keywords: transport, emission standards, inland shipping.

# Instalacje fotowoltaiczne na autobusach komunikacji miejskiej jako sposób na ograniczenie zanieczyszczenia środowiska w mieście

## 1. Wstęp

Duże aglomeracje miejskie w coraz większym stopniu zwracają uwagę na stopień zanieczyszczenia powietrza. Podejmowane są różne działania mające przeciwdziałać pogarszaniu się stanu środowiska naturalnego, a co więcej poszukuje się rozwiązań mogących wpływać na jego poprawę. Za jedne z największych emitorów zanieczyszczeń w miastach, uważane są pojazdy spalające paliwa konwencjonalne. W związku z czym ogranicza się możliwość wjazdu niektórych pojazdów do centrów miast, jednak w jego obrębie wciąż porusza się ich znaczna ilość. Są to między innymi autobusy komunikacji miejskiej, charakteryzujące się znacznym zużyciem paliwa (od 36 do 54 dm<sup>3</sup>·100 km<sup>-1</sup> oleju napędowego), których eliminacja z centrum miasta jest raczej niemożliwa. Jednak biorąc pod uwagę, że najbardziej niekorzystny wpływ na zanieczyszczenie powietrza mają silniki diesla (rys. 1) [1], poszukuje się rozwiązań pozwalających ograniczyć ich udział w tym zakresie. Rozwiązań jest wiele, od wykorzystania autobusów elektrycznych, hybrydowych, zasilanych paliwami bardziej ekologicznymi do modyfikacji silników diesla i układów oczyszczania spalin dla poprawy sprawności ich działania. Zastosowanie danego rozwiązania zależy jednak od wielu czynników, w tym ekonomicznych, co nie zawsze pozwala na szybką realizację zadania. Interesującym sposobem zaliczanym do rozwiązania hybrydowego jest możliwość zastosowania instalacji fotowoltaicznych na pojazdach komunikacji miejskiej, które współzasilatyby urządzenia elektryczne, znajdujące się wewnątrz autobusu.

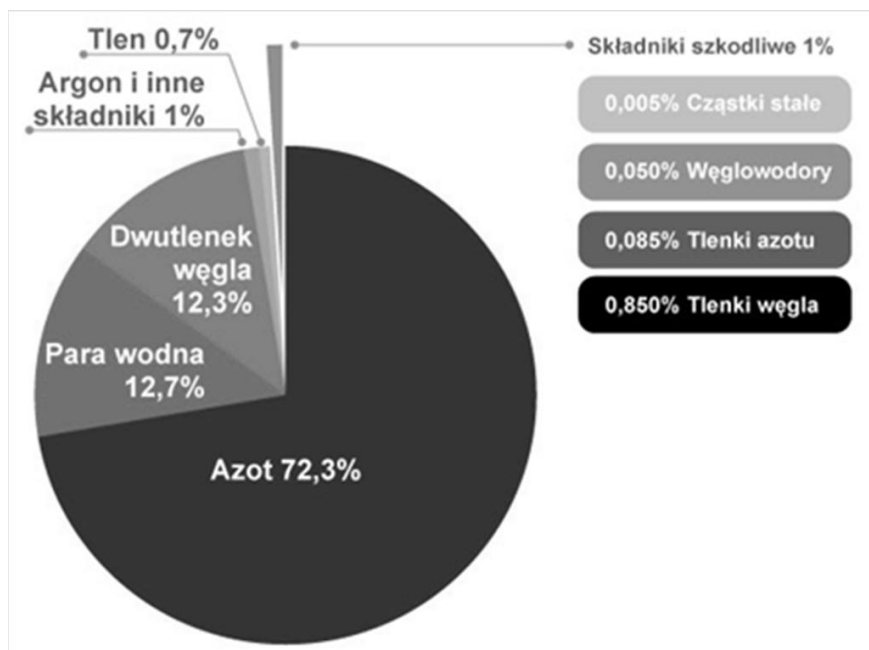
Pozyskując energię z odnawialnych źródeł energii, unika się wytwarzania jej w konwencjonalnych elektrowniach węglowych, które są znaczącymi emitorami zanieczyszczeń do atmosfery [2]. W przypadku pojazdów mobilnych zmniejszenie zużycia paliwa (benzyny, oleju napędowego) ma jeszcze większe znaczenie, ponieważ nie są wyposażone w tak wysoko sprawne filtry zanieczyszczeń, jak ma to miejsce w przypadku elektrowni energetyki zawodowej [3]. W wyniku pracy silnika emitowane są do atmosfery znaczne ilości gazów cieplarnianych (rys. 1) oraz inne substancje szkodliwe, jak cząstki stałe będące bezpośrednim zagrożeniem dla zdrowia ludzi.

Instalacje fotowoltaiczne konwertują promieniowanie słoneczne na energię elektryczną, która najczęściej w pojazdach mobilnych jest magazynowana w akumulatorach (system off-grid). Istnieje jednak możliwość pominięcia magazynu energii, oraz przyłącza do sieci elektroenergetycznej w przypadku, gdy układ zasilany stale

<sup>1</sup> Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu, Wydział Przyrodniczo-Technologiczny, SKN BioEnergia, ul. C. K. Norwida 25, 50-375 Wrocław, kamila.habiera@gmail.com.

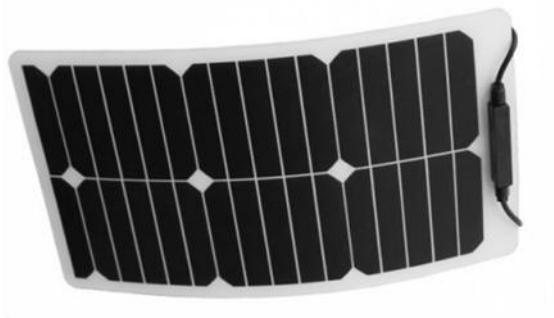
<sup>2</sup> Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu, Instytut Inżynierii Rolniczej, Zakład Niskoemisyjnych Źródeł Energii i Gospodarki Odpadami, ul. Chełmońskiego 37a, 51-630 Wrocław, arkadiusz.dyjakon@upwr.edu.pl.

potrzebuje energii elektrycznej w ilości większej, niż w tej samej chwili jest w stanie maksymalnie wytworzyć instalacja fotowoltaiczna. W takich systemach, urządzenia są zasilane bezpośrednio energią z paneli fotowoltaicznych, a tylko ewentualny niedobór energii pokrywany jest z akumulatora lub innego źródła [4].



Rys. 1. Udział składników spalin z silnika diesla [www 1]

W urządzeniach mobilnych najczęściej stosuje się elastyczne panele fotowoltaiczne (rys. 2). Największą zaletą takich paneli jest możliwość ich montażu na nierównych, ale gładkich powierzchniach. Dodatkowo, są stosunkowo lekkie, dzięki czemu nie obciążają znacząco obiektów, na których są umieszczane. Charakteryzują się one stosunkowo dużą sprawnością konwersji fotowoltaicznej, która wynosi do 20% w standardowych warunkach pracy STC (Standard Test Conditions) [www 2, www 3]. W warunkach rzeczywistych sprawność ta jest średnio niższa o 3-5% [5].



Rys. 2. Elastyczny panel fotowoltaiczny [www 4]

Główną przyczyną obniżenia się sprawności paneli fotowoltaicznych jest promieniowanie słoneczne nagrzewające panele PV do temperatury nawet powyżej 80°C, co przyczynia się do spadku efektywności produkcji energii elektrycznej [6]. W przypadku instalacji paneli fotowoltaicznych na jednostkach mobilnych, możliwe jest dodatkowe chłodzenie ogniw poprzez powstające strugi powietrza wywołane poruszaniem się pojazdu. Obecność wiatru obniża temperaturę powierzchni panelu PV powodując wzrost jego mocy (rys. 4), co w przypadku pojazdów może przyczynić się do poprawy efektywności energetycznej zamontowanej instalacji fotowoltaicznej. Poprawa sprawności wytwarzania energii elektrycznej przez panele PV w warunkach wietrznych stwarza bardzo dobre możliwości do montażu instalacji fotowoltaicznych na jednostkach mobilnych [7].

Wykorzystanie systemów solarnych w autobusach komunikacji miejskiej (rys.3) zyskuje coraz większą popularność, ponieważ promuje ekologiczny wizerunek miasta. Zastosowanie fotowoltaiki wpływa na ograniczenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery, co w przypadku dużych aglomeracji miejskich ma duże znaczenie środowiskowe [8].



Rys. 3. Autobus warszawskiej komunikacji miejskiej [www 5]

W pojazdach komunikacji miejskiej instalacje fotowoltaiczne wykorzystywane są do współzasilania, wraz z alternatorem, akumulatorów dostarczających energię do urządzeń znajdujących się wewnątrz pojazdu, takich jak oświetlenie, kasowniki, biletomaty, ogrzewanie oraz klimatyzację. Co więcej, takie rozwiązanie ma rzeczywiste odzwierciedlenie w zużyciu paliwa, przyczyniając się do obniżenia kosztów eksploatacji autobusów [9].

## 2. Metodyka badawcza

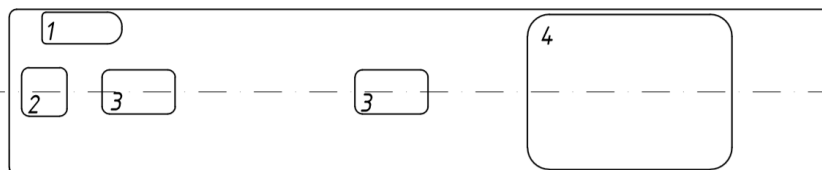
W celu dokonania analizy wpływu instalacji PV na środowisko, opracowano koncepcję instalacji fotowoltaicznej, złożonej z elastycznych paneli PV, dla jednego z pojazdów komunikacji miejskiej miasta Wrocławia. Powstała energia elektryczna, wykorzystywana jest do zasilania urządzeń w pojeździe, z pominięciem systemów akumulowania energii.



## 2.1. Założenia koncepcyjne

Koncepcję instalacji fotowoltaicznej rozpatrzono dla jednego z autobusów Miejskiego Przedsiębiorstwa Komunikacyjnego – autobusu bezprzegubowego marki Mercedes-Benz 530 Citaro (rys. 4):

- zużycie oleju napędowego:  $38,7 \text{ dm}^3 \cdot 100 \text{ km}^{-1}$ ;
- całkowita powierzchnia dachu:  $25,29 \text{ m}^2$ ;
- wolna powierzchnia dachu:  $17,28 \text{ m}^2$ .



Rys. 4. Autobus bezprzegubowy marki Mercedes-Benz 530 Citaro: 1 – wyciąg wentylacyjny, 2 – kłapa, 3 – okno, 4 – klimatyzacja [opracowanie własne]

Do produkcji energii elektrycznej zastosowano elastyczny panel fotowoltaiczny o parametrach pracy przedstawionych w tabeli 1.

Tabela 1. Dane techniczne panelu słonecznego elastycznego STS100FLEX

PARAMETRY TECHNICZNE	
Moc szczytowa, W	100
Napięcie obwodu otwartego, V	21,2
Prąd max., A	5,62
Napięcie w punkcie mocy, V	17,60
Prąd zwarciovowy, A	5,97
Zakres temperatury pracy, °C	od -40 do 85
Sprawność, %	19,6
PARAMETRY FIZYCZNE	
Długość, mm	1060
Szerokość, mm	540
Głębokość, mm	3
Waga, kg	1,35

Źródło: [www.6](http://www.6)

Niezbędne dane związane z warunkami nasłonecznienia i pracy paneli fotowoltaicznych przyjęto dla lokalizacji miasta Wrocław.

## 2.2. Obliczenie mocy instalacji fotowoltaicznej

Instalacja fotowoltaiczna została dobrana w celu zasilania urządzeń elektrycznych (tabela 2). Są to standardowe elementy znajdujące się na wyposażeniu autobusu komunikacji miejskiej, takie jak biletomaty, kasowniki, tablice informacyjne, oświetlenie, klimatyzacja i ogrzewanie.

Tabela 2. Podzespoły autobusów komunikacji miejskiej we Wrocławiu

Podzespoły	Moc urządzenia, $N$ , kW	Czas pracy, $t$ , h
Oświetlenie	0,54	14
Kasowniki i biletomat	0,21	20
System informacji pasażerskiej (tablice, monitory LCD)	0,77	20
Monitoring	0,11	20
Ogrzewanie przedział pasażerski	18,00	7 (3 miesiące)
Ogrzewanie kabina kierowcy	3,00	7 (5 miesięcy)
Klimatyzacja przedział pasażerski	40,00	7 (5 miesięcy)
Klimatyzacja kabina kierowcy	3,00	7 (3 miesiące)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych MPK Wrocław

Zapotrzebowanie na energię elektryczną  $N_{el}$  (wydajność energetyczną) obliczono według równania:

$$N_{el} = N_1 \cdot t_1 + N_2 \cdot t_2 + \dots + N_i \cdot t_i \quad (1)$$

gdzie:  $N_{el}$  – dzienne sumaryczne zapotrzebowanie na energię elektryczną, kWh·dzień<sup>-1</sup>,  $N_1$ ,  $N_2$ ,  $N_i$  – moc elektryczna danych urządzeń, kW,  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_i$  – dzienny czas pracy danego urządzenia, h.

Na podstawie obliczonego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz innych parametrów, wyznaczono wymaganą moc instalacji fotowoltaicznej  $P_{PV}$  wg równania:

$$P_{PV} = \frac{E_{EL}}{W \cdot Z_1 \cdot Z_2 \cdot Z_3 \cdot V_{str}} \quad (2)$$

gdzie:  $P_{PV}$  – moc nominalna instalacji fotowoltaicznej, kW<sub>p</sub>,  $E_{EL}$  – zapotrzebowanie na energię elektryczną przez urządzenia, kWh·dzień<sup>-1</sup>,  $Z_1$  – średnia, dzienna ilość godzin słonecznych, h·dzień<sup>-1</sup>,  $Z_2$  – współczynnik związany z odchyleniem od płaszczyzny poziomej,  $Z_3$  – współczynnik związany z temperaturą modułu,  $V_{str}$  – współczynnik uwzględniający straty elektryczne.

Jednak, instalacja projektowana jest dla jednostki mobilnej, której wielkość i moc zależy od możliwej dostępnej powierzchni dachowej. W związku z czym, ilość

produkowanej energii elektrycznej  $P_{PV}$  obliczono na podstawie dobranej instalacji fotowoltaicznej, wg równania:

$$P_{PV} = P_j \cdot n \cdot Z_1 \cdot Z_2 \cdot Z_3 \cdot V_{str} \quad (3)$$

gdzie:  $P_{PV}$  – ilość produkowanej energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną, kWh,  $P_j$  – moc jednostkowa panelu PV (przyjęto  $P_j = 0,1$  kW, tabela 1), kW,  $n$  – ilość paneli fotowoltaicznych, szt.,  $Z_1$  – średnia, dzienna ilość godzin słonecznych (przyjęto  $Z_1 = 3,49$  h·dzień<sup>-1</sup>, tabela 3), h·dzień<sup>-1</sup>,  $Z_2$  – współczynnik związany z odchyleniem od płaszczyzny poziomej (przyjęto  $Z_2=1$ , [www 7]),  $Z_3$  – współczynnik związany z temperaturą modułu (przyjęto  $Z_3=0,94$ , [6]),  $V_{str}$  – współczynnik uwzględniający straty elektryczne (przyjęto  $V_{str}=0,85$ , [6]).

Tabela 3. Natężenie promieniowania słonecznego w poszczególnych miesiącach dla miasta Wrocław

Miesiąc	Dzienne, średnie natężenie promieniowania słonecznego, kWh·m <sup>-2</sup> ·dzień <sup>-1</sup>	Miesięczne, średnie natężenie promieniowania słonecznego, kWh·m <sup>-2</sup> ·miesiąc <sup>-1</sup>
Styczeń	1,17	36,2
Luty	1,97	55,3
Marzec	3,67	114,0
Kwiecień	5,10	153,0
Maj	5,20	161,0
Czerwiec	5,22	157,0
Lipiec	5,12	159,0
Sierpień	5,00	155,0
Wrzesień	3,99	120,0
Październik	2,78	86,2
Listopad	1,56	46,9
Grudzień	1,05	32,4
Średnia	3,49	106,0
Roczna suma	1270	

Źródło: www 8

### 2.3. Obliczenie prostego okresu zwrotu inwestycji SPBT

W celu określenia opłacalności inwestycji w instalację fotowoltaiczną dla autobusów komunikacji miejskiej przeprowadzono analizę prostego okresu zwrotu inwestycji SPBT (ang. *Simple Pay Back Time*). Wpływ na okres zwrotu ma zmniejszenie zużycia paliwa (oleju napędowego) w wyniku montażu instalacji fotowoltaicznej. Aby określić ilość zaoszczędzonego paliwa, dokonano porównania do prądnicy elektrycznej z silnikiem diesla (generatora spalinowego), na podstawie której określono zużycie oleju napędowego podczas produkcji energii elektrycznej. Na podstawie dokonanego przeglądu literatury, przyjęto zależność, że 1 dm<sup>3</sup> oleju napędowego pozwala wygenerować 4,4 kWh energii elektrycznej (www 9). Ze względu na zróżnicowaną wielkość promieniowania słonecznego (tabela 3), określono miesięczną produkcję energii elektrycznej przez instalację PV (tabela 4), na podstawie której obliczono ilość zaoszczędzonego paliwa w danym okresie.

W efekcie, ograniczenie zużycia oleju napędowego  $L_{ON}$  przez autobus komunikacji miejskiej obliczono z równania:

$$L_{ON} = \frac{P_{EL}}{W_{PR}} \quad (4)$$

gdzie:  $L_{ON}$  – ograniczenie zużycia oleju napędowego,  $\text{dm}^3 \cdot \text{rok}^{-1}$ ,  $P_{EL}$  – produkcja energii elektrycznej przez instalację PV (przyjęto  $P_{EL} = 2\,039 \text{ kWh} \cdot \text{rok}^{-1}$ , tabela 4),  $\text{kWh} \cdot \text{rok}^{-1}$ ,  $W_{PR}$  – wydajność prądnicy generatora spalinowego (przyjęto  $W_{PR} = 4,4 \text{ kWh} \cdot \text{dm}^{-3}$ , www 9),  $\text{kWh} \cdot \text{dm}^{-3}$ .

Tabela 4. Produkcja energii elektrycznej przez instalacje fotowoltaiczną

Miesiąc	Produkcja energii elektrycznej, $\text{kWh} \cdot \text{miesiąc}^{-1}$
styczeń	57,8
luty	88,4
marzec	182,2
kwiecień	244,5
maj	257,3
czerwiec	250,9
lipiec	254,1
sierpień	247,7
wrzesień	191,8
październik	137,7
listopad	74,9
grudzień	51,8
suma	2 039,0

Źródło: opracowanie własne

Przyjmując odpowiednio koszty inwestycyjne oraz uniknięty koszt oleju napędowego obliczono prosty okres zwrotu inwestycji  $SPBT$  z następującego równania:

$$SPBT = \frac{K_{INW}}{Z_{ON} \cdot L_{ON}} \quad (5)$$

gdzie:  $SPBT$  – prosty okres zwrotu inwestycji, lata,  $K_{INW}$  – poniesione koszty inwestycyjne (przyjęto  $K_{INW} = 23\,350 \text{ PLN}$ , tabela 5),  $\text{PLN}$ ,  $Z_{ON}$  – koszt zakupu  $1 \text{ dm}^3$  oleju napędowego, (przyjęto  $Z_{ON} = 4,63 \text{ PLN} \cdot \text{dm}^{-3}$ , www 10)  $\text{PLN} \cdot \text{dm}^{-3}$ ,  $L_{ON\_ROK}$  – ograniczenie zużycia oleju napędowego przez autobus komunikacji miejskiej,  $\text{dm}^3 \cdot \text{rok}^{-1}$ .

Tabela 5. Zestawienie kosztów inwestycyjnych instalacji fotowoltaicznej

Element systemu solarnego	Cena jednostkowa	Ilość	Koszt całkowity, PLN
Elastyczne panele fotowoltaiczne	884,04 PLN·szt <sup>-1</sup>	20 szt.	17 680,8
Wielofunkcyjny inwerter solarny	4 150,00 PLN·szt <sup>-1</sup>	1 szt.	1 168,0
Przewody	500,00 PLN	kpl.	500,0
Montaż	2 500,00 PLN·kW <sub>p</sub> <sup>-1</sup>	1,6 kW <sub>p</sub>	4 000,0
Suma			23 348,8

Źródło: opracowanie własne na podstawie www 6

## 2.4. Obliczenie unikniętej emisji CO<sub>2</sub>

Zmniejszenie zużycia paliwa konwencjonalnego (oleju napędowego) przez autobusy komunikacji miejskiej poprzez zastosowanie instalacji fotowoltaicznej, wpływa bezpośrednio na uniknięcie emisji szkodliwych dla środowiska substancji, takich jak dwutlenku węgla, tlenków azotu, tlenku węgla, węglowodorów czy pyłów. Szczególnie istotna w skali globalnej jest emisja dwutlenku węgla, który jest jednym z gazów cieplarnianych.

Unikniętą emisję CO<sub>2</sub> wynikającą z ograniczenia zużycia (spalania) paliwa konwencjonalnego (oleju napędowego) przez autobus komunikacji miejskiej obliczono z równania:

$$M_{CO_2} = W_{eCO_2} \cdot Q_{ON} \cdot L_{ON} \cdot \rho_{ON} \quad (6)$$

gdzie:  $M_{CO_2}$  – emisja uniknięta CO<sub>2</sub>, kg·rok<sup>-1</sup>,  $W_{eCO_2}$  – wskaźnik emisyjności CO<sub>2</sub> (przyjęto  $W_{eCO_2} = 0,0741$  kg·MJ<sup>-1</sup>, [10]), kg·MWh<sup>-1</sup>,  $Q_{ON}$  – wartość opałowa oleju napędowego (przyjęto  $Q_{ON} = 43$  MJ·kg<sup>-1</sup>, [11]), MJ·kg<sup>-1</sup>,  $L_{ON}$  – uniknięte zużycie paliwa przez autobus komunikacji miejskiej, dm<sup>3</sup>·rok<sup>-1</sup>,  $\rho_{ON}$  – gęstość oleju napędowego (przyjęto = 0,83 kg·dm<sup>-3</sup>, [11]), kg·dm<sup>-3</sup>.

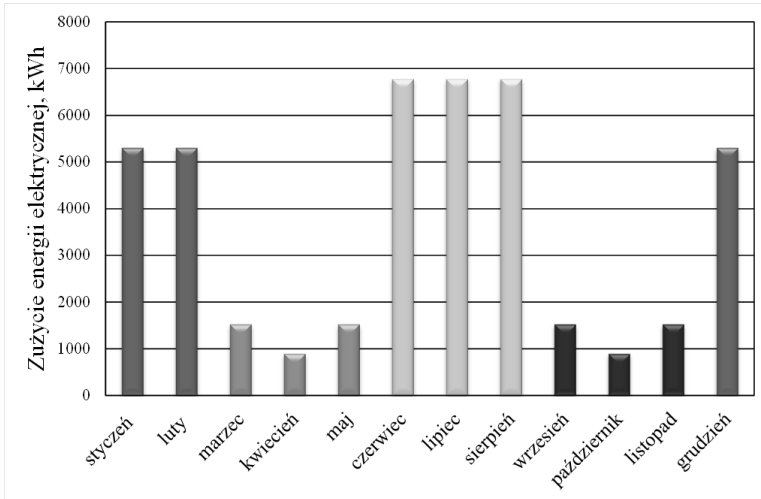
## 3. Analiza wyników

### 3.1. Instalacja fotowoltaiczna

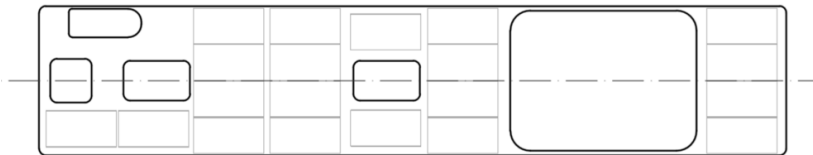
W pracy oszacowano średnie zużycie energii elektrycznej przez urządzenia znajdujące się wewnątrz autobusu. Wielkość zapotrzebowania na energię elektryczną, zależna jest od pory roku (rys. 4).

Najwyższe zapotrzebowanie na energię elektryczną przypada w okresie letnim, kiedy włączany jest klimatyzator, jak również w miesiącach zimowych, kiedy stosowane jest ogrzewanie pojazdu. Roczne zapotrzebowanie, sięgające aż 41 MWh, powoduje częste przeciążenia i awarie alternatorów w autobusach. Pomocne może się okazać zastosowanie instalacji fotowoltaicznej do współzasilania urządzeń znajdujących się wewnątrz pojazdów.

Zaprojektowana instalacja solarna (rys.5), obejmuje możliwość montażu 20 paneli PV o sumarycznej mocy znamionowej 1,6 kW<sub>p</sub>, pokrywająca możliwie największą dostępną powierzchnię dachu.

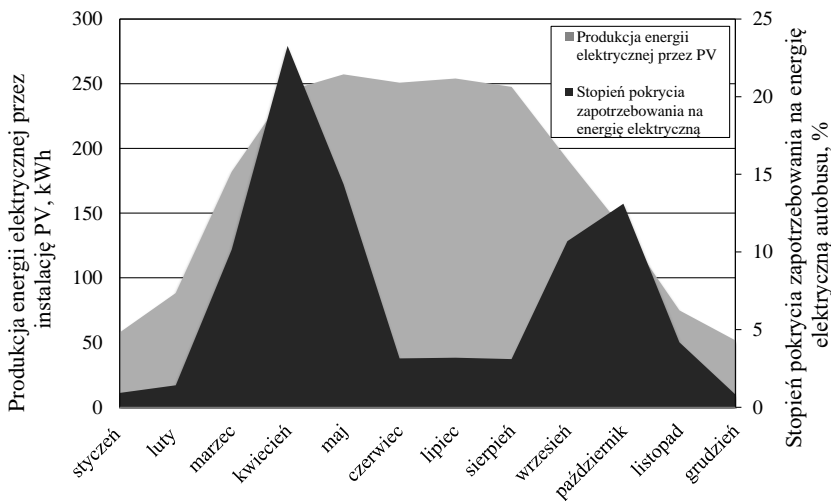


Rys. 4. Zużycie energii elektrycznej przez autobus komunikacji miejskiej [opracowanie własne]



Rys. 5. Sposób rozmieszczenia instalacji PV na pojeździe bezprzegubowym [opracowanie własne]

Produkcja energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną jest różna w każdym miesiącu, ze względu na zróżnicowane promieniowanie słoneczne, które jest znacznie wyższe w miesiącach letnich i bardzo niskie w okresie zimowym (rys. 6).

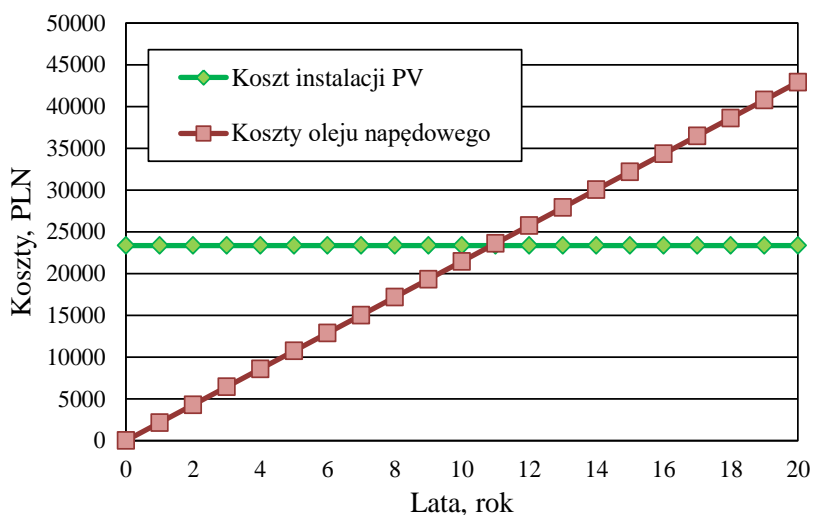


Rys. 6. Stopień pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną oraz produkcja energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną [opracowanie własne]

Zastosowana instalacja fotowoltaiczna osiąga średniorocznie pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną w wysokości 4,62%. Największy uzysk energii elektrycznej jest w okresie letnim, kiedy promieniowanie słoneczne osiąga najwyższą wartość i jest dostępne przez większą część dnia, około 5 godzin. Jest to przeciwieństwo okresu zimowego, w którym uzyski energii są najmniejsze (słońce świeci średnio 1-2 godzin dziennie). Jednak, pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną najwyższe jest w okresach przejściowych, kwietniu (27%) i maju (17%) oraz październiku (15%), ponieważ w tym czasie jest najmniejsze zapotrzebowanie na prąd. Wynika to z braku konieczności używania klimatyzacji i układu ogrzewania. Z kolei, w okresie letnim i zimowym pokrycie zapotrzebowania jest najniższe i wynosi poniżej 4%.

### 3.2. Analiza ekonomiczna

Przeprowadzona analiza prostego okresu zwrotu inwestycji *SPBT*, instalacji fotowoltaicznej dla rozpatrywanego autobusu przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7. Prosty okres zwrotu inwestycji dla instalacji PV w autobusie bezprzegubowym [opracowanie własne]

Cena instalacji fotowoltaicznej jest stała i wynosi ok. 23 350 PLN, natomiast rocznie sumują się uniknięte koszty eksploatacji autobusu wynikające ze zużycia paliwa. Obliczono, że instalacja rocznie pozwala zaoszczędzić około 463 dm<sup>3</sup> oleju napędowego, co daje kwotę 2 144 PLN. Okres zwrotu dla tej inwestycji wynosi więc około 11 lat i 6 miesięcy, co z punktu widzenia czasu użytkowania instalacji (trwałość paneli PV minimum 25 lat) jest wynikiem akceptowalnym. Jednak dla pojazdów komunikacji miejskiej jest to zbyt długi okres zwrotu, ponieważ autobusy są dzierżawione przez miejskie przedsiębiorstwo komunikacji na okres 10 lat, w związku z czym inwestycja w sposób bezpośredni się nie zwróci. Nie mniej jednak warto zaznaczyć, że możliwy jest potencjalnie demontaż instalacji fotowoltaicznej i jej ponowne zainstalowanie na innym pojeździe.

Należy również zwrócić uwagę, że koszty instalacji są niższe od typowych rozwiązań mobilnych, ponieważ nie zastosowano systemu akumulowania energii, ze

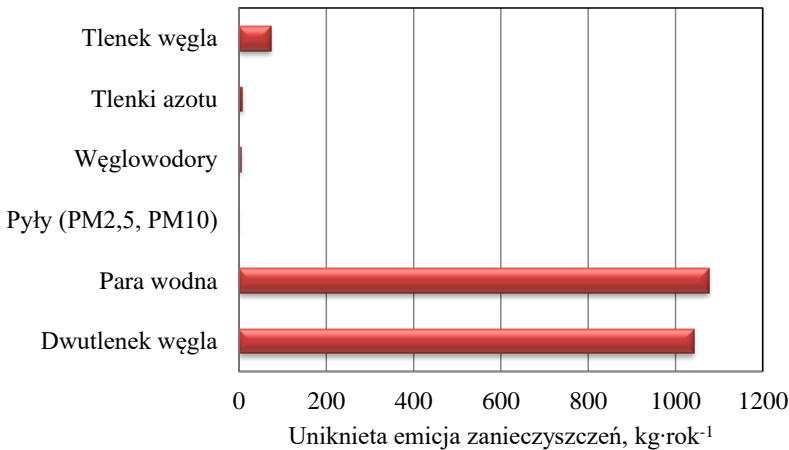
względem na to, że system zużywa na bieżąco znacznie więcej energii, niż jest w stanie dostarczyć instalacja fotowoltaiczna. Zastosowanie dodatkowych akumulatorów znacząco mogłoby wydłużyć okres zwrotu poniesionych nakładów.

Należy jednak podkreślić, że dla miasta istotne są nie tylko aspekty finansowe, ale również wizerunkowe, na które wpływ ma postawa ekologiczna.

### 3.3. Uniknięta emisja CO<sub>2</sub>

Roczne zmniejszenie zużycia paliwa pozwala uniknąć emisji do atmosfery około 2 590 kg szkodliwych substancji, wynikających ze spalania oleju napędowego w silniku autobusu bezprzegubowego. Na rysunku 8 przedstawiono wielkości unikniętych zanieczyszczeń, obliczone na podstawie wskaźnika emisji CO<sub>2</sub> oraz danych z rysunku 1.

Stosując instalacje PV unika się w największym stopniu emisji pary wodnej i dwutlenku węgla (1 225,6 kg), które są głównymi gazami cieplarnianymi. Dodatkowo, chociaż w znacznie mniejszym stopniu, unika się emisji różnych tlenków, węglowodorów i pyłów. Ograniczanie emisji szkodliwych gazów jest ważne dla dużych aglomeracji miejskich, szczególnie, takich jak Wrocław, które mają problemy ze zjawiskiem smogu. Pod tym względem zastosowanie instalacji fotowoltaicznych na autobusach komunikacji miejskiej jest warte rozpatrzenia.



Rys. 8. Wielkość unikniętej emisji przez zastosowanie instalacji PV [opracowanie własne]

## 4. Podsumowanie

Możliwość montażu instalacji fotowoltaicznych na autobusach komunikacji miejskiej zależy od wielkości wolnej (dostępnej) powierzchni dachu pojazdu, co znacząco ogranicza wielkość a tym samym moc instalacji PV. Wyliczony okres zwrotu inwestycji SPBT wynoszący nieco ponad 11 lat powoduje, że opłacalność takiego przedsięwzięcia jest dyskusyjna. W przypadku instalacji mobilnej na dachu autobusu komunikacji miejskiej problemem jest średni czas eksploatacji wrocławskich autobusów wynoszący 10 lat. Z drugiej jednak strony, istotną częścią montowania instalacji solarnych jest zastępowanie konwencjonalnych źródeł energii, jak w tym przypadku oleju napędowego. Pozwala to bowiem na uniknięcie emisji



szkodliwych gazów do atmosfery, w tym dwutlenku węgla i pyłów, co ma duże z kolei znaczenie dla aglomeracji miejskich.

Wydaje się zatem, że decyzja o instalacji paneli fotowoltaicznych na autobusach komunikacji miejskiej winna być rozpatrywana wielowątkowo, nie tylko w aspekcie ekonomicznym, ale również środowiskowym, a nawet społecznym.

## **Literatura**

1. Olejniczak K., *Jakość powietrza a zdrowie*, Przegląd Komunalny, 11, 2017, s. 40-41.
2. Dec B., Krupa J., *Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w aspekcie ochrony środowiska*, Przegląd Naukowo-Metodyczny „Edukacja dla Bezpieczeństwa”, 3(24), 2014, s. 722-757.
3. Panwara N., Kaushik S., Kothari S., *Role of renewable energy sources in environmental protection: A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(3), 2011, s. 1513-1524.
4. Rehmana S., El-Amin I., *Performance evaluation of an off-grid photovoltaic system in Saudi Arabia*, Energy, 46(1), 2012, s. 451-458.
5. Klugmann-Radziemska E.: *Fotowoltaika w teorii i praktyce*, BTC, Legionowo 2010,
6. Pagliaro M., Ciriminna R., Palmisano G., *Flexible Solar Cells*, ChemSusChem, 1(11), 2008, s. 869-954.
7. Boxwell M., *Solar Electricity Handbook: 2017 Edition: A simple, practical guide to solar energy – designing and installing solar photovoltaic systems*, Greenstream Publishing, 2016.
8. Merkisz J., Fuc P., Bajerlein M., Lijewski P., Rymaniak Ł., Ziółkowski A., *Wpływ zastosowania ogniw fotowoltaicznych na ekologiczność autobusu miejskiego*, Journal of KONBiN, 2(22), 2012, s. 159-170.
9. Bajerlein M., Merkisz J., Daszkiewicz P., *The Influence of the Application of Photovoltaic Cells in City Buses to Reduce Fuel Consumption – (CO<sub>2</sub>) and Exhaust Emissions (HC, PM, and NO<sub>x</sub>)*, International Conference on Power and Energy Systems, Lecture Notes in Information Technology, 13, 2012, s. 106-113,
10. Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, *Wartości opalowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> (WE) w roku 2014 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawieniami do Emisji rok 2017*, Warszawa 2016,
11. Dzieniszewski G., *Analiza możliwości zasalania silnika diesla surowym olejem rzepakowym*, Inżynieria Rolnicza, 12, 2006, s. 117-125.

## **Źródła internetowe**

- www1 - <https://www.smartdriver.pl/files/2012/08/Wszystko-o-spalinach.jpg>, 21.01.2017 r.
- www2 - <https://suntrack.pl/panele-elastyczne/345-panel-sloneczny-elastyczny-sts18flex18w.html>, 14.12.2017 r.
- www3 - <http://www.ecosolar.pl/eco100-100wp-12v-elastyczny-p-350.html>, 14.12.2017 r.
- www4 - <https://suntrack.pl/panele-elastyczne/345-panel-sloneczny-elastyczny-sts18flex-18w.html>, 14.12.2017 r.
- www5 - <http://www.transport-publiczny.pl/wiadomosci/solaris-montuje-ogniwa-sloneczne-na-autobusach-dla-warszawy-50217.html>, 19.01.2017 r.
- www6 - <https://suntrack.pl/panele-elastyczne/340-panel-sloneczny-elastyczny-sts100flex-100w.html>, 24.01.2018 r.,
- www7 - <http://kompaniasolarna.pl/wp-content/uploads/jak2.jpg>, 15.01.2018 r.
- www8 - <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>, [data dostępu]: 02.11.2017 r.,
- www9 - [http://allegro.pl/agregat-pradotworczy-diesel-6500w-12-230-380v-i7143035607.html?bi\\_s=ads&bi\\_m=listing%3Adesktop%3Aquery&bi\\_c=MjUzZjUxZDgtY2RlMi00NjllLTlhMTQtMGZmMjA5NGEzNTljAA&bi\\_t=ape&referrer=proxy&emission\\_unit\\_id=e08497a4-b9f2-40b6-a434-501afdd1f6e1](http://allegro.pl/agregat-pradotworczy-diesel-6500w-12-230-380v-i7143035607.html?bi_s=ads&bi_m=listing%3Adesktop%3Aquery&bi_c=MjUzZjUxZDgtY2RlMi00NjllLTlhMTQtMGZmMjA5NGEzNTljAA&bi_t=ape&referrer=proxy&emission_unit_id=e08497a4-b9f2-40b6-a434-501afdd1f6e1), 22.01.2018 r.,
- www10 - <https://www.e-petrol.pl/notowania/rynek-krajowy/ceny-stacje-paliw>, 22.01.2018 r.

## **Instalacje fotowoltaiczne na autobusach komunikacji miejskiej jako sposób na ograniczenie zanieczyszczenia środowiska w mieście**

### **Streszczenie**

Obecnie, duże aglomeracje miejskie nieustannie zmagają się z rosnącym problemem zanieczyszczenia powietrza prowadzącym do powstawania zjawiska smogu. Jednym z podejmowanych działań jest ograniczanie, a nawet zakazywanie wjazdu do centrum pojazdów prywatnych i służbowych posiadających silniki spalinowe. Problem emisji zanieczyszczeń dotyczy także autobusów komunikacji miejskiej, które spalają duże ilości paliwa konwencjonalnego (oleju napędowego) emitując także duże ilości zanieczyszczeń do atmosfery. W celu ograniczenia negatywnego oddziaływania na środowisko przez autobusy komunikacji miejskiej poszukuje się różnych rozwiązań. Jednym ze sposobów na obniżenie zużycia spalanego paliwa jest zamontowanie na dachu pojazdu instalacji fotowoltaicznej. W pracy przeanalizowano możliwy wpływ instalacji PV zastosowanej na autobusie bezprzegubowym marki Mercedes-Benz 530 Citaro należącym do Miejskiego Przedsiębiorstwa Komunikacyjnego we Wrocławiu na ograniczenie zużycia oleju napędowego. W oparciu o techniczne możliwości montażu określono moc instalacji fotowoltaicznej oraz ilość produkowanej energii elektrycznej. Zakładając, że wyprodukowana energia elektryczna przez instalację PV zmniejsza obciążenie alternatora głównego pojazdu, oszacowano roczne obniżenie zużycia paliwa o 463 dm<sup>3</sup> oraz wartość unikniętej emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery w ilości 1 225,6 kg. Biorąc pod uwagę liczbę pojazdów komunikacji miejskiej wykazano, że takie rozwiązanie pozwala na poprawę jakości powietrza w dużych aglomeracjach miejskich.

Słowa kluczowe: instalacje fotowoltaiczne, autobus miejski, uniknięta emisja, energia słoneczna, panele PV.

## **Photovoltaic installations on public transport buses as a way to reduce environmental pollution in the city**

### **Abstract**

Currently, large urban agglomerations are constantly struggling with the growing problem of air pollution leading to the formation of smog phenomenon. One of the measures taken is limiting or even prohibiting the entry of private and business vehicles with internal combustion engines into the centre. The problem of pollutants emissions also applies to public transport buses, which burn large amounts of conventional fuel (diesel oil), also emitting large amounts of pollutants into the atmosphere. In order to reduce the negative impact on the environment by public transport buses, various solutions are under consideration. One of the ways to reduce the consumption of the fuel burned is to install a photovoltaic installation on the roof of the vehicle. In this work the possible impact of a PV installation applied on a bus without Mercedes-Benz 530 Citaro belonging to Miejskie Przedsiębiorstwo Komunikacyjne in Wrocław to reduce the consumption of diesel oil was examined. The power of PV installation and the amount of electricity produced have been determined based on the technical installation possibilities. Assuming that the electricity produced by the PV installation reduces the load on the main vehicle alternator, the annual reduction in fuel consumption by 463 dm<sup>3</sup> and the value of avoided CO<sub>2</sub> emissions to the atmosphere in the amount of 1,225.6 kg were estimated. Taking into account the number of public transport vehicles, it has been shown that this solution allows to improve the air quality in large urban agglomerations.

Keywords: photovoltaic installations, city bus, emissions avoided, solar energy, PV panels.

## Wpływ prędkości wiatru na moc panelu fotowoltaicznego

### 1. Wstęp

Populacja ludności na świecie systematycznie wzrasta. Od 1800 roku liczba ludzi na świecie wzrosła z około 1 mld do 7,5 mld w chwili obecnej [1]. Tak znaczący przyrost ludności dodatkowo zintensyfikował rozwój przemysłu i gospodarki, w celu poprawy komfortu życia. Niestety, z perspektywy czasu ma to bardzo negatywny wpływ na środowisko naturalne. W efekcie tych zmian zwiększyło się zapotrzebowanie na energię elektryczną, którą pozyskiwano dotychczas głównie ze źródeł konwencjonalnych, czyli paliw kopalnych takich, jak węgiel kamienny i brunatny, ropa naftowa czy gaz ziemny. Konsekwencją niekorzystnych działań człowieka w środowisku naturalnym jest obserwowane zjawisko efektu cieplarnianego, smogu czy kwaśnych deszczy. W celu minimalizacji powstałych szkód w ekosystemie, konwencjonalne źródła energii zastępowane są stopniowo niskoemisyjnymi źródłami energii, do których zalicza się odnawialne źródła energii. Z uwagi na ich bardzo duży potencjał energetyczny, dostępność i relatywnie prosty sposób pozyskiwania, odnawialne źródła energii stały się aktualnie najszybciej rozwijającą gałęzią sektora energetycznego na świecie [2]. Do najbardziej popularnych odnawialnych i jednocześnie niskoemisyjnych źródeł energii elektrycznej można zaliczyć farmy wiatrowe, elektrownie z kotłami opalanymi biomasą, elektrownie wodne oraz instalacje fotowoltaiczne.

Jedną z form energii o dużym potencjale i możliwości wykorzystania jest promieniowanie słoneczne. Do powierzchni Ziemi dociera około  $3\,000\,000\text{ TWh}\cdot\text{rok}^{-1}$  energii wynikającej z promieniowania słonecznego, natomiast, światowe zapotrzebowanie na energię elektryczną wynosi  $18\,000\text{ TWh}\cdot\text{rok}^{-1}$  [3]. Sprawność konwersji energii słonecznej na energię elektryczną w komercyjnych panelach fotowoltaicznych wynosi średnio 12-20% [4]. Należy jednak podkreślić, że technologie produkcji ogniw stale ulegają poprawie, zwłaszcza w zakresie sprawności. W warunkach laboratoryjnych uzyskiwane są już sprawności konwersji energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną na poziomie 46% (rys. 1).

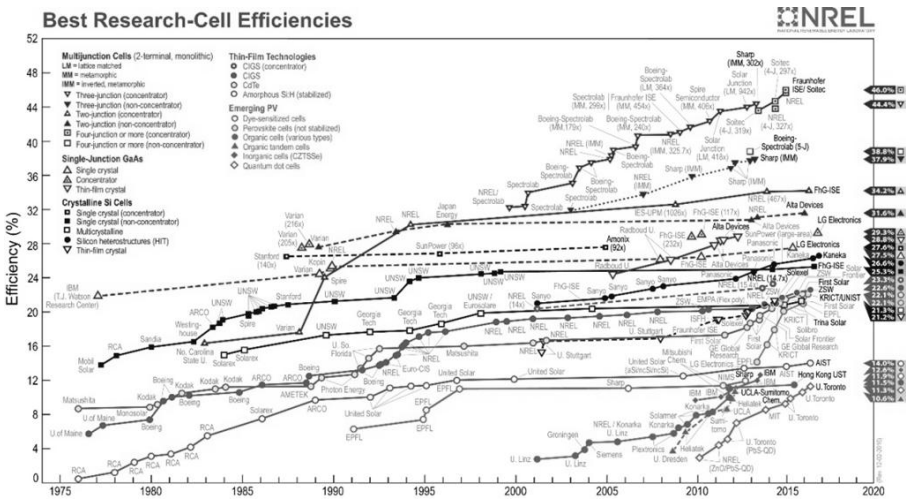
Dla uzyskania odpowiedniej wydajności energetycznej, wymagane są jednak duże powierzchnie absorbujące promieniowanie słoneczne, korzystne warunki słoneczne (zwłaszcza nasłonecznienie) oraz stosunkowo bliskie położenie sieci elektroenergetycznej niezbędne do przesyłu wyprodukowanej energii elektrycznej do jej potencjalnych odbiorców. Niestety, ze względu na zmienność mocy i natężenia promieniowania słonecznego oraz wysokie nakłady inwestycyjne, wiele lokalizacji jest

---

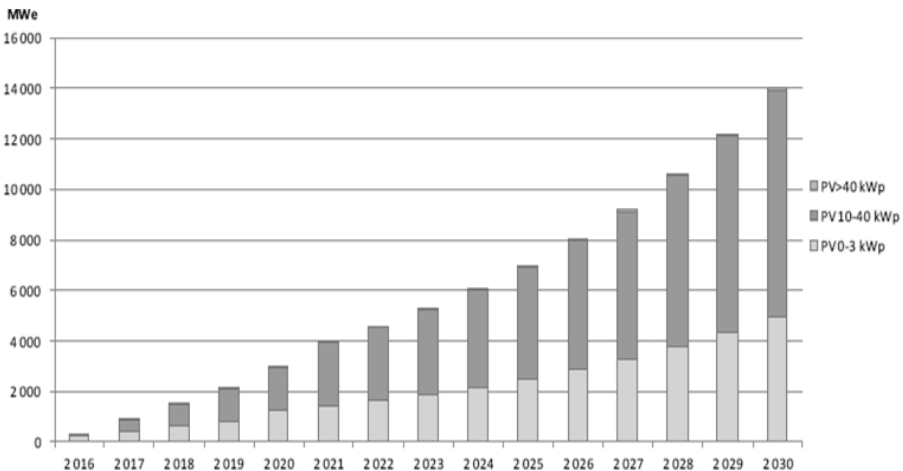
<sup>1</sup> kamila.habiera@gmail.com, Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu, Wydział Przyrodniczo-Technologiczny, SKN BioEnergia, ul. C. K. Norwida 25, 50-375 Wrocław.

<sup>2</sup> arkadiusz.dyjakon@upwr.edu.pl, Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu, Instytut Inżynierii Rolniczej, Zakład Niskoemisyjnych Źródeł Energii i Gospodarki Odpadami, ul. Chełmońskiego 37a, 51-630 Wrocław.

wykluczonych z możliwości budowy instalacji fotowoltaicznych, a to powoduje poważne trudności w pokryciu światowego/krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną przez tak duże źródło. Dla przykładu, potencjał techniczny energii słonecznej w Polsce jest 100 wyższy niż krajowe zapotrzebowanie na energię. Z kolei, potencjał ekonomiczny jest 75 razy niższy niż krajowe zapotrzebowanie na energię [5]. Pomimo pewnych ograniczeń, w Polsce możliwa jest budowa farm fotowoltaicznych dużej mocy w korzystnych miejscach, które dają możliwość znacznego rozwoju fotowoltaiki (rys. 2). Ponadto, istnieje duży potencjał produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych mniejszej mocy (do 40 kW) przez gospodarstwa domowe, w ramach energetyki prosumenckiej i zrównoważonego rozwoju rynków lokalnych. W końcu, są także obszary dla aplikacji paneli fotowoltaicznych w skali mikro.

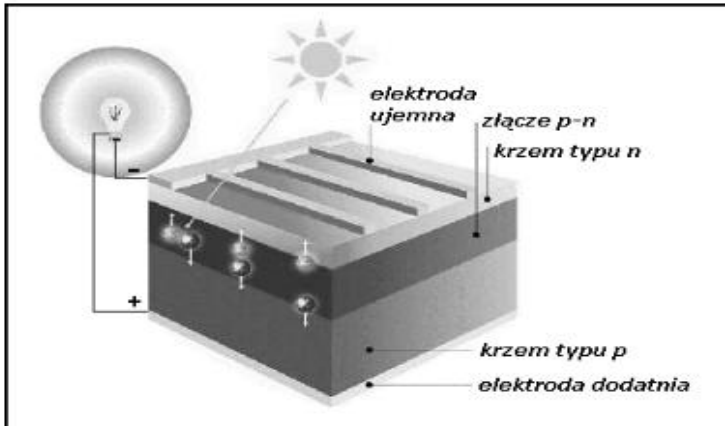


Rysunek 1. Zmiana sprawności ogniw fotowoltaicznych w latach 1975-2016 [www1]



Rysunek 2. Szacowany rozwój fotowoltaiki, w Polsce, w rozbiciu na moce zainstalowane [www2]

Energia słoneczna najczęściej wykorzystywana jest do podgrzewania wody użytkowej, wytwarzania energii elektrycznej, jak również ogrzewania budynków. Do zamiany energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną wykorzystuje się panele fotowoltaiczne, w których zachodzi konwersja fotowoltaiczna. Jest to bezpośrednia przemiana energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną. Ogniwo fotowoltaiczne, przedstawione na rysunku 3, składa się z wysokiej czystości krzemu, na którym uformowana została bariera potencjału w postaci złącza  $p-n$  (positive-negative). Padające na złącze fotony powodują powstawanie pary nośników o przeciwnych ładunkach elektrycznych, elektron – dziura, które na skutek obecności złącza  $p-n$  zostają rozdzielone w dwie różne strony. Elektrony trafiają do złącza  $n$  zaś dziury do złącza  $p$  powodując powstanie napięcia elektrycznego. Ponieważ rozdzielone ładunki są nośnikami nadmiarowymi, mające tzw. nieskończony czas życia a napięcie na złączu  $p-n$  jest stałe, złącze, na które pada światło działa jak stabilne ogniwo elektryczne. Ogniwa fotowoltaiczne zaliczają się do ekologicznie czystych źródeł energii elektrycznej. Dodatkowo cechuje je duża odporność na warunki atmosferyczne, bezawaryjna i cicha praca oraz dostatecznie duża trwałość [6].

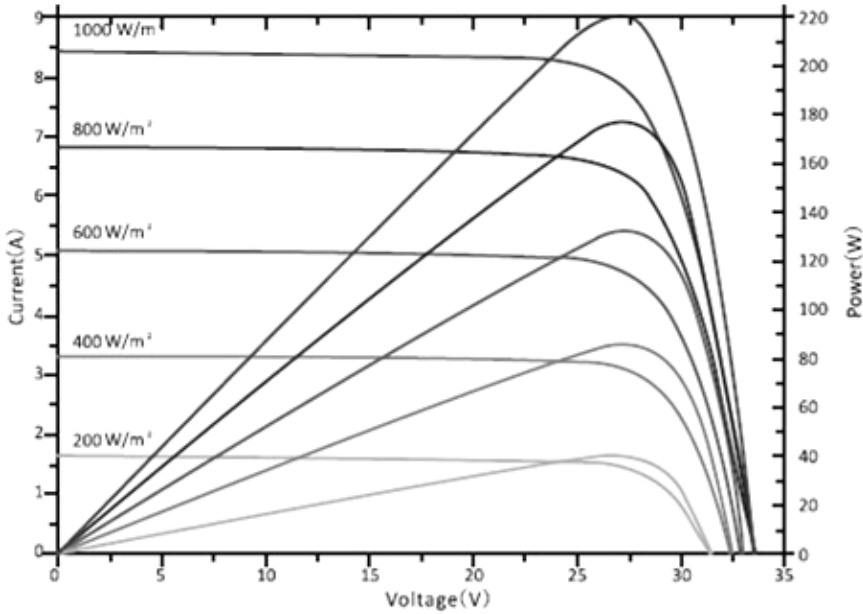


Rysunek 3. Przekrój krzemowego, krystalicznego ogniwa słonecznego [www3]

Efektywne wykorzystywanie energii słonecznej przez panele fotowoltaiczne utrudnia zmieniający się w zależności od pory dnia i roku kąt padania promieni słonecznych. Aby panele fotowoltaiczne mogły wytwarzać energię elektryczną z największą wydajnością, promienie słoneczne powinny padać prostopadle do powierzchni panelu. Na sprawność i wydajność panelu fotowoltaicznego mają również wpływ warunki pogodowe oraz jakość powietrza. Do podstawowych czynników zewnętrznych mających znaczenie dla wydajności instalacji zaliczyć można:

- nasłonecznienie;
- zachmurzenie;
- stężenie pyłów w powietrzu;
- opady atmosferyczne;
- zabrudzenia powierzchni czynnej;
- temperaturę.

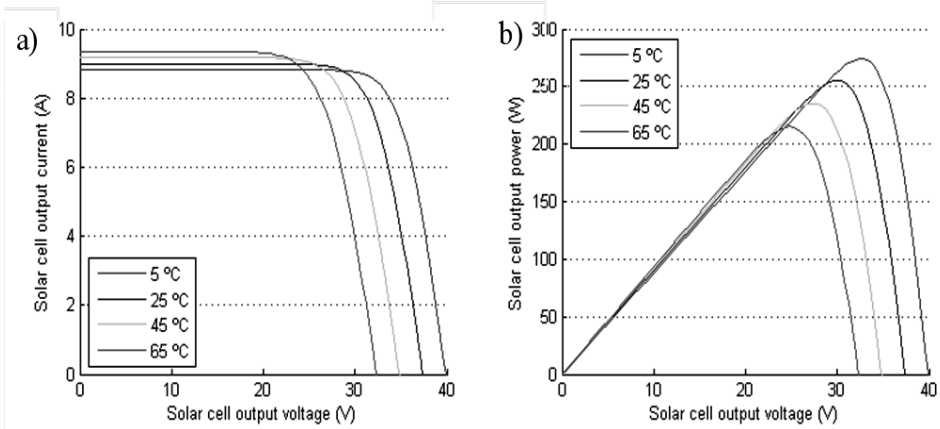
Nasłonecznienie jest jednym z głównych czynników wpływających na ilość energii produkowaną przez panele fotowoltaiczne. Wielkość promieniowania nie jest równomierna, zależy od pory dnia i pory roku (wysokość słońca na orbicie). Ilość generowanej mocy zależy od wzrostu natężenia promieniowania. Im mocniejsze promieniowanie słoneczne tym większa ilość produkowanej energii (rys. 4), dla najwyższej wartości natężenia promieniowania słonecznego uzyskiwane są najwyższe wartości mocy chwilowej i napięcia generowanego na zaciskach panelu fotowoltaicznego.



Rysunek 4. Moc i natężenie w funkcji napięcia zależne od wartości natężenia promieniowania słonecznego [www4]

Kolejnym czynnikiem wpływającym na straty energetyczne są wszelkiego rodzaju zjawiska atmosferyczne powodujące spadek przejrzystości powietrza. Typowym przykładem jest występowanie zamglenia, opadów deszczu czy smog. Mgła jest to zawiesina cząstek wody w powietrzu, które pochłaniają część energii emitowanej przez promieniowanie słoneczne. Także pyły obecne w atmosferze pochłaniają oraz odbijają część promieniowania słonecznego, przez co do powierzchni czynnej panelu fotowoltaicznego dociera znacznie mniej energii. Podobna sytuacja zachodzi w trakcie opadów deszczu. Obecne chmury pochłaniają część promieniowania słonecznego, dodatkowo część promieniowania, która przedostaje się przez chmury zostaje pochłonięta lub odbita przez spadające krople. Należy jednak zaznaczyć, że opady atmosferyczne mogą też w pewnym zakresie oddziaływać pozytywnie na instalację fotowoltaiczną, ponieważ czyszczą powierzchnię absorbującą, której zabrudzenie także utrudnia, a w pewnych sytuacjach uniemożliwia konwersję energii słonecznej.

Innym ważnym czynnikiem wpływającym na efektywność paneli fotowoltaicznych jest temperatura pracy ogniwa fotowoltaicznego. Parametry określone przez producentów paneli PV wyznaczone są w warunkach standardowych STC, jednak nie są to rzeczywiste warunki pracy tych układów. Temperatura pracy ogniw fotowoltaicznych w warunkach STC to  $25^{\circ}\text{C}$ , czyli znacznie niższa niż występująca w warunkach rzeczywistych. Wysoka temperatura pracy ogniwa fotowoltaicznego jest niekorzystna, ponieważ znacząco ogranicza ruchliwość elektronów wybijanych przez fotony w złączu  $p$ - $n$ . Niskie, a wręcz nawet minusowe temperatury stabilizują strukturę krystaliczną krzemu ułatwiając tym samym przemieszczanie się elektronów. Stąd, instalacja paneli fotowoltaicznych na obszarach gdzie występują ujemne temperatury pozwala znacząco poprawić parametry pracy układów fotowoltaicznych (rys. 5) [4].

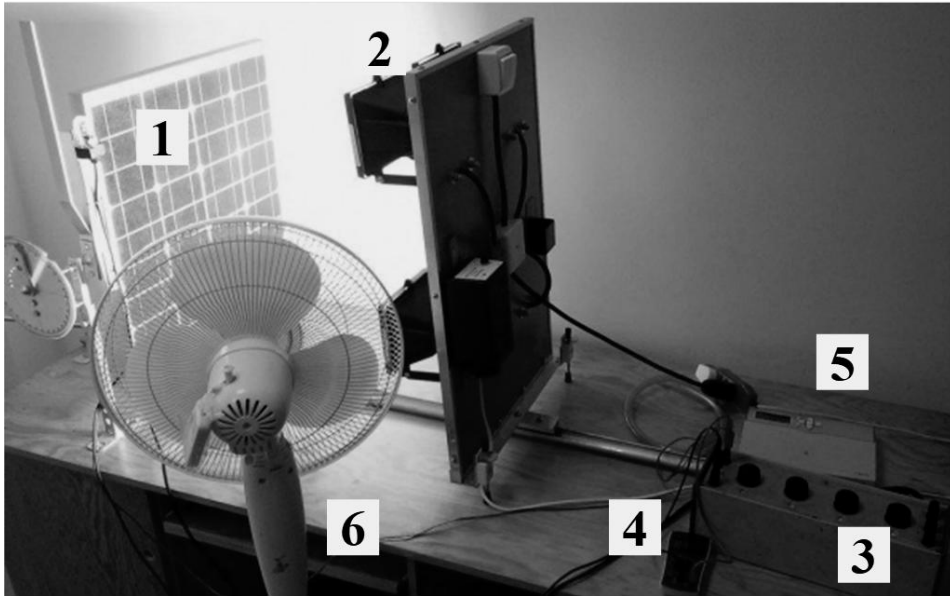


Rysunek 5. Wpływ temperatury na parametry pracy panelu PV [www5]: a) charakterystyka prądowo-napięciowa, b) moc w funkcji napięcia

W Polskich warunkach, panele fotowoltaiczne najczęściej pracują w zakresie temperatur od około  $-25^{\circ}\text{C}$  do  $+70^{\circ}\text{C}$ . Konsekwencją wzrostu temperatury powierzchni roboczej jest spadek napięcia spowodowany zmniejszoną ruchliwością elektronów, wybijanych przez fotony, w sieci krystalicznej ogniwa. Uogólniając, zbyt wysoka temperatura wpływa negatywnie na parametry panelu PV (spadek mocy i sprawności). Z kolei, ze spadkiem temperatury punkt maksymalnej mocy wyjściowej (MPPT) przesuwa się w stronę wyższych napięć [7].

## 2. Stanowisko badawcze

Głównymi elementami stanowiska badawczego (rys. 6) są cztery halogeny, emitujące natężenie promieniowania świetlnego padające prostopadle na panel fotowoltaiczny *Celline CL040-12* o wymiarach 0,6 m x 0,4 m, którego ogniwa wykonane są z krzemu polikrystalicznego. Moc znamionowa panelu PV, dla warunków standardowych (STC), wynosi  $P_n=40$  W, wartość prądu znamionowego  $I_{mpp}=2,33$  A, napięcia znamionowego  $U_{mpp}=17,2$  V, prądu zwarcia  $I_{sc}=2,65$  A, napięcia obwodu otwartego  $U_{oc}=21,6$  V [www6].



Rysunek 6. Elementy stanowiska badawczego: 1 – panel fotowoltaiczny *Celline CL040-12*, 2 – źródło światła, 3 – opornica dekadowa, 4 – woltomierz, 5 – miernik temperatury i natężenia promieniowania słonecznego, 6 – wentylator pokojowy

Źródłem strugi powietrza (wiatru) był wiatrak pokojowy o regulowanej prędkości obrotowej. Prędkość wiatru mierzono za pomocą anemometru. Do obciążenia panelu służyła opornica dekadowa. Do pomiaru wielkości elektrycznych wykorzystano uniwersalne mierniki cyfrowe. Temperatura panelu mierzona była za pomocą czujnika rezystancyjnego *PT100* przymocowanego do tylnej ścianki panelu *PV*. Natężenie promieniowania słonecznego mierzono za pomocą odpowiedniego czujnika firmy *Viessmann*.

### 3. Metodyka badawcza

Dla ustalonego natężenia promieniowania świetlnego ( $I_p=1000 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ ) i przy wyłączonym wentylatorze (prędkość wiatru  $v_o=0 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ ), po nagraniu się panelu *PV*, mierzono zmianę generowanego napięcia w funkcji obciążenia panelu fotowoltaicznego. Obciążenie panelu zmieniane było w zakresie od  $1 \Omega$  do  $5 \text{ k}\Omega$ . Następnie włączono wentylator pokojowy i dla ustalonej prędkości przepływu powietrza ( $v_w=4,4 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ ) dokonywano pomiarów zmiany temperatury powierzchni panelu *PV* w funkcji czasu oraz generowanego napięcia (dla stałego obciążenia wynoszącego  $R=40 \Omega$ ). Po ponownym ustabilizowaniu się temperatury powierzchni panelu *PV*, powtórzono pomiary wielkości elektrycznych w funkcji obciążenia. Badania przeprowadzono w trzech powtórzeniach.

Na podstawie dokonanych pomiarów obliczono następujące wielkości oraz parametry charakteryzujące panel fotowoltaiczny:

- moc promieniowania słonecznego  $N_p$ :



$$N_p = I_p \cdot A$$

(1)

gdzie:  $N_p$  – moc promieniowania słonecznego, W,  $I_p$  – natężenie promieniowania słonecznego,  $W \cdot m^{-2}$ ,  $A$  – powierzchnia czynna panelu PV,  $m^2$ .

- moc panelu fotowoltaicznego  $N_{PV}$ :

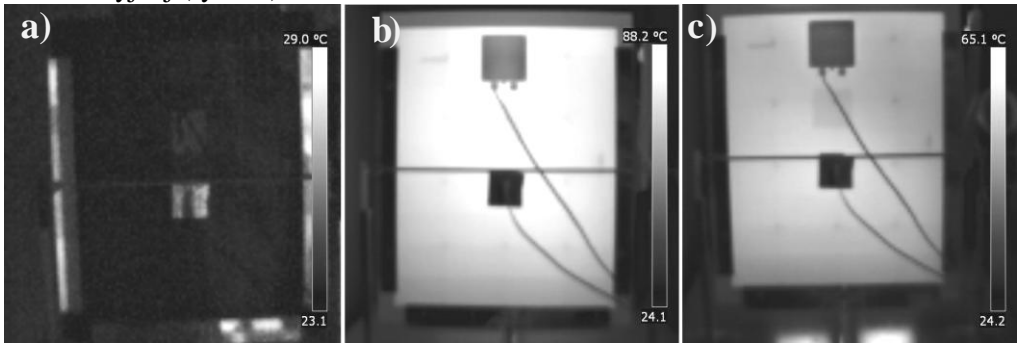
$$N_{PV} = U_{PV} \cdot I_{PV}$$

(2)

gdzie:  $U_{PV}$  – napięcie na zaciskach panelu, V,  $I_{PV}$  – natężenie prądu obwodu, A.

#### 4. Dyskusja wyników

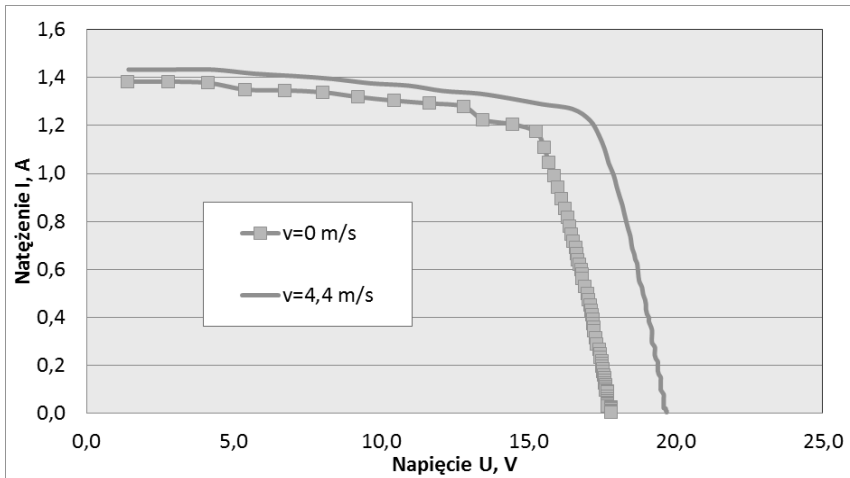
W warunkach bezwietrznych, przy analizowanym natężeniu promieniowania słonecznego, wynoszącym  $I_p=1000 W \cdot m^{-2}$ , temperatura maksymalna panelu fotowoltaicznego ustabilizowała się na poziomie powyżej 85 °C. Potwierdza to mapa rozkładu temperatury w panelu fotowoltaicznym wykonana przy użyciu kamery termowizyjnej (rys. 7b).



Rysunek 7. Temperatura panelu fotowoltaicznego: a) zimnego, b) nagranego, c) chłodzonego wiatrem

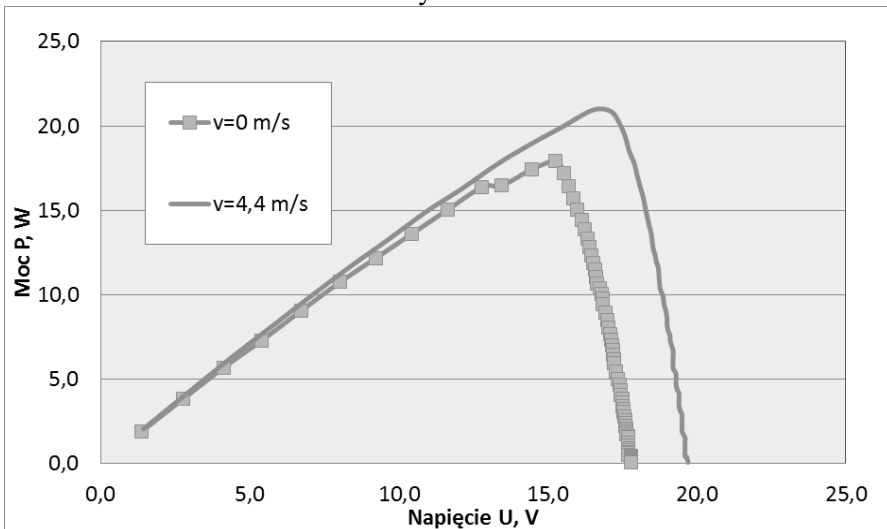
Jest to temperatura wyższa o ponad 60°C od temperatury początkowej panelu fotowoltaicznego (temperatury otoczenia) (rys. 7a). Tak wysoka temperatura niekorzystnie wpływa na generowane napięcie na zaciskach panelu PV, ponieważ utrudnia proces konwersji fotowoltaicznej. Wzrost temperatury wpływa na ograniczenie ruchliwości wybitych elektronów przyczyniając się tym samym bezpośrednio do spadku napięcia w układzie. Ruch powietrza wokół panelu PV powoduje intensywną wymianę ciepła z otoczeniem i w efekcie obniżenie jego temperatury. Prędkość wiatru wynosząca  $v_w=4,4 m \cdot s^{-1}$  spowodowała obniżenie temperatury panelu PV o około 20°C (rys. 4c).

Wpływ wiatru na parametry pracy układu przedstawiono za pomocą charakterystyki prądowo-napięciowej (rys. 8).



Rysunek 8. Charakterystyka prądowo-napięciowa panelu fotowoltaicznego

Maksymalne napięcie w warunkach wietrznych ( $v_w=4,4 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ ) wyniosło  $U_w=19,7 \text{ V}$  i jest ono o prawie 10% wyższe niż napięcie uzyskane na zaciskach panelu fotowoltaicznego w warunkach bezwietrznych ( $U_o=17,8 \text{ V}$ ). Także maksymalne natężenie prądu w warunkach wietrznych było wyższe. Dla prędkości wiatru  $v_o=0 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$  wyniosło  $I_o=1,38 \text{ A}$ , a dla prędkości wiatru  $v_w=4,4 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$  wyniosło  $I_w=1,43 \text{ A}$ . W efekcie, obecność wiatru wpływa korzystnie na maksymalną moc chwilową panelu PV (rys. 8), która przy  $v_w=4,4 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$  wyniosła  $N_{PV_w}=20,9 \text{ W}$ , natomiast w warunkach bezwietrznych ( $v_o=0 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ ) uzyskano moc o 3 W niższą i wynoszącą  $N_{PV_o}=17,9 \text{ W}$ . Maksymalną moc osiągnięto dla obciążenia w zakresie  $R=13-14 \Omega$ . W warunkach wietrznych maksymalna moc panelu jest zatem o 14% wyższa, w porównaniu do warunków bezwietrznych.



Rysunek 9. Zależność mocy panelu w funkcji napięcia

Dokonana analiza wskazuje, że umieszczanie instalacji fotowoltaicznych w rejonach wietrznych wpływa pozytywnie na wzrost sprawności konwersji fotowoltaicznej skutkując osiągnięciem wyższej mocy przez panel PV, a tym samym przez całą instalację fotowoltaiczną. Ma to znaczenie dla całkowitej ilości wytwarzanej energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną.

## 5. Wpływ wiatru na wydajność instalacji fotowoltaicznej w gospodarstwie domowym

Występowanie wiatru na danym obszarze, zwłaszcza w okresie letnim może przynieść dodatkowe oszczędności lub zyski wynikające ze zwiększonej produkcji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznej.

Dla przykładu, przeprowadzono uproszczoną analizę ekonomiczną dla domu jednorodzinnego (gospodarstwa domowego), którego średnie zużycie energii elektrycznej wynosi około 3000 kWh·rok<sup>-1</sup> [8]. Dach domu jednorodzinnego ukierunkowany jest na południe, a jego kąt pochylenia wynosi 45°. Do obliczeń mocy znamionowej instalacji założono liczbę godzin słonecznych w warunkach STC  $Z_1$  oraz uśrednione współczynniki  $Z_2$ ,  $Z_3$  i  $V_{str}$  dla Polski [4].

Wymaganą moc znamionową instalacji fotowoltaicznej  $P_{PV}$  dla zbilansowania rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną wyznacza się z zależności:

$$P_{PV} = \frac{E_{EL}}{Z_1 \cdot Z_2 \cdot Z_3 \cdot V_{str}} \quad (3)$$

gdzie:  $P_{PV}$  – moc nominalna instalacji fotowoltaicznej, kW<sub>p</sub>,  $E_{EL}$  – zapotrzebowanie na energię elektryczną przez gospodarstwo domowe (przyjęto  $E_{EL}=3000$  kWh·rok<sup>-1</sup>), kWh·rok<sup>-1</sup>,  $Z_1$  – średnia, dzienna ilość godzin słonecznych (przyjęto  $Z_1=2,62$  h·dzień<sup>-1</sup>), h·dzień<sup>-1</sup>,  $Z_2$  – współczynnik związany z odchyleniem od płaszczyzny poziomej (przyjęto  $Z_2 = 1,23$ ), -,  $Z_3$  – współczynnik związany z temperaturą modułu (przyjęto  $Z_3 = 0,94$ ),  $V_{str}$  – współczynnik uwzględniający straty elektryczne w instalacji bez układu magazynowania energii w akumulatorach, (przyjęto  $V=0,85$ ).  
stąd:

$$P_{PV} = \frac{3000}{2,62 \cdot 1,23 \cdot 0,94 \cdot 0,85 \cdot 365} = 3,27 \text{ kW}_p$$

Następnie można określić wymaganą liczbę paneli fotowoltaicznych  $i_{PV}$  do zamontowania na dachu domu jednorodzinnego wg wzoru:

$$i_{PV} = \frac{P_{PV}}{P_j} \quad (4)$$

gdzie:  $i_{PV}$  – liczba wymaganych paneli PV, sztuk,  $P_j$  – znamionowa moc jednostkowa panelu PV (przyjęto  $P_j=275$  W·szt.<sup>-1</sup>), kWp·szt.<sup>-1</sup>.  
stąd:

$$i_{PV} = \frac{3,27}{0,275} = 11,9 \text{ szt.}$$

W efekcie można wyliczyć teoretyczny wzrost produkcji energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną ZEL:

$$Z_{EL} = P_{PV} \cdot Z_1 \cdot Z_2 \cdot Z_3 \cdot V \cdot X_W \cdot 365 \quad (5)$$

gdzie:  $Z_{EL}$  – zysk energii związany z przyrostem mocy, kWh·rok<sup>-1</sup>,  $X_W$  – przyrost mocy związany z występowaniem wiatru (przyjęto zgodnie z wynikami pomiarów  $X_W=0,14$ ).

stąd:

$$Z_{EL} = 3,3 \cdot 2,62 \cdot 0,94 \cdot 0,85 \cdot 0,14 \cdot 365 = 434 \text{ kWh} \cdot \text{rok}^{-1}$$

Ostatecznie, zysk finansowy  $Z_{PLN}$  wynikający ze zwiększenia efektywności produkcji energii elektrycznej przez instalację fotowoltaiczną wyniesie:

$$Z_{PLN} = Z_{EL} \cdot K_{EL} \quad (6)$$

gdzie:  $Z_{PLN}$  – zysk finansowy związany z przyrostem mocy instalacji PV, PLN·rok<sup>-1</sup>,  $K_{EL}$  – cena energii elektrycznej (przyjęto  $K_{EL}=0,65$  PLN·kWh<sup>-1</sup>), PLN·kWh<sup>-1</sup>.

stąd:

$$Z_{PLN} = 435 \cdot 0,65 = 283 \text{ PLN} \cdot \text{rok}^{-1}$$

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że instalacja fotowoltaiczna dla domu jednorodzinnego powinna posiadać zainstalowaną moc paneli około 3,3 kW<sub>p</sub>. W warunkach polskich, przy uwzględnieniu średniej liczby godzin słonecznych w Polsce odniesionych do warunków STC, strat elektrycznych związanych ze zmianami parametrów elektrycznych oraz sprawności inwertera można przyjąć, że z 1 kW<sub>p</sub> mocy zainstalowanej uzyska się około 940 kWh·rok<sup>-1</sup>. Zakładając poprawę warunków pracy instalacji fotowoltaicznej powodujących przyrost mocy o 14% uzyska się dodatkowy przyrost energii elektrycznej w ilości 132 kWh·rok<sup>-1</sup> na każdy kilowat mocy znamionowej. Przy wymaganej mocy nominalnej instalacji dla gospodarstwa domowego dodatkowa ilość wyprodukowanej energii elektrycznej mogłaby wzrosnąć do poziomu 435 kWh·rok<sup>-1</sup>, co przy aktualnej cenie energii elektrycznej dla takich odbiorców indywidualnych wynoszącej 0,65 PLN·kWh<sup>-1</sup> daje oszczędność lub zysk dodatkowy w kwocie 283 PLN rocznie.

Należy podkreślić, że chociaż są to rozważania teoretyczne, to jednoznacznie wskazują, że warunki wietrzne w miejscu montażu instalacji fotowoltaicznej mają korzystny wpływ na jej funkcjonowanie.

## 6. Podsumowanie

Na świecie wzrasta wykorzystanie potencjału promieniowania słonecznego do produkcji energii elektrycznej. Czynniki wpływającymi na zainteresowanie nowoczesnymi technologiami energetycznymi są ograniczone oddziaływanie na środowisko naturalne, możliwość uzyskania bezpieczeństwa i niezależności energetycznej oraz spadek cen i dostępność instalacji fotowoltaicznych.

Zmienna moc, charakteryzująca instalację fotowoltaiczną, stanowi utrudnienie przy prognozowaniu pozyskiwanej energii elektrycznej. Uzyskana moc stanowi w praktyce wypadkową wielu czynników fizycznych oraz technologicznych.

Badanie, w warunkach laboratoryjnych, potwierdziło pozytywne oddziaływanie wiatru, jako czynnika fizycznego, na wzrost mocy chwilowej panelu PV. Zdjęcia, wykonane kamerą termowizyjną, wykazały wpływ wiatru na obniżenie temperatury instalacji, które skutkuje zwiększeniem mocy panelu PV. Przy prędkości wiatru równej  $4,4 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ , uzyskano najwyższą moc chwilową, wynoszącą 21 W. Różnica pomiędzy najwyższymi mocami uzyskanymi w warunkach bezwietrznych i wietrznych wyniosła  $\Delta P=3,0 \text{ W}$ , co przełożyło się na wzrost mocy panelu fotowoltaicznego o około 14%.

Uprozczone obliczenia teoretyczne wykazały, że taki wzrost mocy instalacji dla typowego gospodarstwa domowego w warunkach Polski pozwala na wyprodukowanie przez panele fotowoltaiczne około  $435 \text{ kWh}\cdot\text{rok}^{-1}$  więcej, przekłada się na zysk dodatkowy w wysokości 283 PLN w skali roku.

Przeprowadzane badania wskazują, że odpowiednia lokalizacja instalacji fotowoltaicznych może w znacznym stopniu wpłynąć na poprawę ich parametrów. Najkorzystniejsze są tereny o dobrym nasłonecznieniu oraz odpowiedniej wietrzności, która w sposób naturalny zmniejsza temperaturę nagrzewania instalacji, a tym samym uzysk mocy.

## Literatura

1. [www.census.gov/population/international/data/worldpop/table\\_population.php](http://www.census.gov/population/international/data/worldpop/table_population.php) (dostęp: 09.02.2017).
2. Trieb F., Schillings C. i in.: *Global Potential of Concentrating Solar Power*, SolarPACES 2009.
3. Wai R., Wang H. i in.: *High-Performance Stand-Alone Photovoltaic Generation System*, *Proceedings of IEEE Transactions on Industrial Electronics*, Vol. 55, No. 1, January 2008.
4. Klugmann-Radziemska E.: *Fotowoltaika w teorii i praktyce*, BTC, Legionowo 2010.
5. Michałowska-Knap K., Wiśniewski G., *Stan obecny i potencjał energetyki odnawialnej w Polsce*, 2008.
6. Sarniak M.: *Podstawy fotowoltaiki*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2008, s. 31-33.
7. Szymański B.: *Instalacje fotowoltaiczne*. GLOBEnergia, Kraków 2015.
8. Wojtulewicz J., Osicki A.: *Oszacowanie potencjału zmniejszenia zużycia energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w Polsce*, Fundacja na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii w Katowicach, Katowice 2006, s. 7.

## Źródła internetowe:

- [www1] NEL National Renewable Energy Laboratory.
- [www2] <http://easysolar.pl/36-miliona-mikroinstalacji-oze-roku-2030>. (dostęp: 03.02.2018).
- [www3] [www.energia.solar-bin.pl/ogniwa-fotowoltaiczne/](http://www.energia.solar-bin.pl/ogniwa-fotowoltaiczne/) (dostęp: 03.02.2018).
- [www4] [www.kavonesolar.com/polycrystalline.html](http://www.kavonesolar.com/polycrystalline.html) (dostęp: 09.02.2018).
- [www5] [www.myelectrical.com/notes/entryid/257/photovoltaic-pv-panel-performance-modelling](http://www.myelectrical.com/notes/entryid/257/photovoltaic-pv-panel-performance-modelling) (dostęp: 09.02.2018).
- [www6] [www.soltec.sklep.pl/panel-sloneczny-o-mocy-40w-12v-celline-cl040-12p-kartapdf-646.html](http://www.soltec.sklep.pl/panel-sloneczny-o-mocy-40w-12v-celline-cl040-12p-kartapdf-646.html) (dostęp: 03.02.2018).

## Wpływ prędkości wiatru na moc panelu fotowoltaicznego

### Streszczenie

Stale wzrastające zainteresowanie energią słoneczną powoduje coraz powszechniejsze wykorzystanie instalacji fotowoltaicznych zarówno w postaci farm solarnych, jak również w mikroinstalacjach stosowanych między innymi w gospodarstwach domowych. Dla użytkowników instalacji PV jednym z głównych kryteriów podczas doboru paneli fotowoltaicznych jest jego moc, która w danych warunkach nasłonecznienia określa zdolność panelu do produkcji energii elektrycznej podczas jego eksploatacji. Podawane przez producentów parametry znamionowe tych urządzeń mierzone są w standardowych warunkach testowych (STC) są z reguły wyższe i nie odpowiadają rzeczywistym warunkom pracy. Panele fotowoltaiczne pracujące na zewnątrz narażone są na zmienne nasłonecznienie, temperaturę pracy, zabrudzenie powierzchni czynnej oraz zmienne warunki atmosferyczne jak zachmurzenie, opady deszczu, czy obecność wiatru. W pracy zbadano wpływ występowania wiatru na moc panelu fotowoltaicznego. Badania wykonano na stanowisku laboratoryjnym z wykorzystaniem komercyjnego panelu fotowoltaicznego przy natężeniu promieniowania świetlnego o wartości  $I_p = 1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$  oraz prędkości wiatru  $v_w = 4,4 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . Wyniki porównano z danymi uzyskanymi dla warunków bezwietrznych. Wykazano, że wiatr powoduje spadek temperatury powierzchni czynnej panelu o ponad  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , czego efektem jest wzrost mocy panelu o 14%. Taki wzrost mocy ma znaczenie nie tylko na końcową ilość wyprodukowanej energii elektrycznej, ale także na wielkość instalacji, dobór podzespołów instalacji oraz koszty inwestycyjne.

Słowa kluczowe: energia słoneczna, panel fotowoltaiczny, wiatr, moc panelu.

## Influence of wind speed on photovoltaic panel power

### Abstract

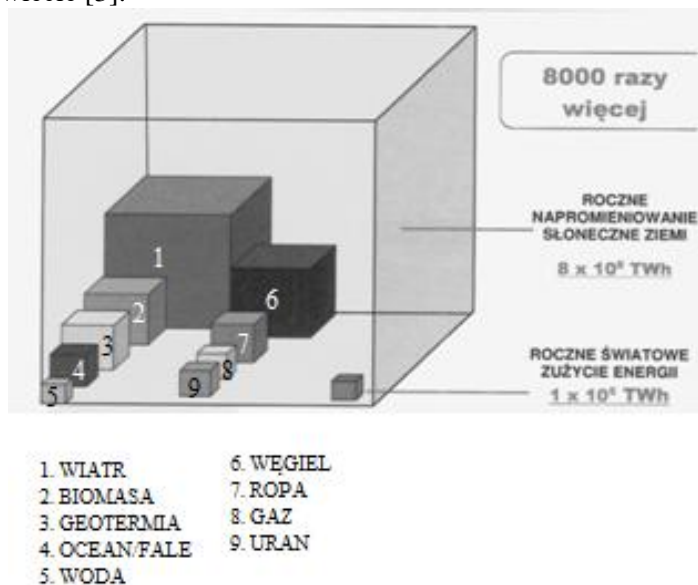
The steadily growing interest in solar energy results in the increasingly common use of photovoltaic installations in the form of solar farms, as well as in microinstallations used, among others, in households. For PV system users, one of the main criteria when selecting solar panels is its power, which in given solar conditions determines the panel's ability to produce electricity during its operation. The rated parameters of these devices given by manufacturers are measured in standard test conditions (STC) are usually higher and do not correspond to the actual operating conditions. Photovoltaic panels working outdoors are exposed to variable insolation, operating temperature, soiling of the active surface and changing weather conditions such as cloudiness, rainfall or the presence of wind. The study investigated the impact of wind on photovoltaic panel power. The tests were carried out on a laboratory bench using a commercial photovoltaic panel at the intensity of light radiation with the value  $I_p=1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$  and the wind speed  $v_w=4.4 \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$ . The results were compared with the data obtained for windless conditions. It has been shown that the wind causes a decrease in the temperature of the active surface of the panel by over  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , which results in an increase in panel power by 14%. This increase in power is not only important for the final amount of electricity produced, but also for the size of the installation, the selection of installation components and investment costs.

Keywords: solar energy, photovoltaic panel, wind, panel power.

## Porównanie technologii otrzymywania struktur krystalicznych pod kątem zastosowania w modułach fotowoltaicznych pierwszej i drugiej generacji

### 1. Wstęp

W ostatnich latach nastąpił znaczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, która może być wykorzystywana jako: energia cieplna, mechaniczna lub świetlna [1]. Szacuje się, że wzrost konsumpcji energii w ciągu kilkunastu następnych lat wyniesie 44% [2]. Obecnie jest ona otrzymywana z konwencjonalnych źródeł, jednak zasób paliw kopalnianych zmniejsza się, będzie skutkowało to wzrostem ich cen. Spalanie tradycyjnych paliw powoduje wzrost zanieczyszczenia środowiska, a tym samym zmiany globalne klimatu. Czynniki te powodują zintensyfikowane prace nad wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii. Największy zasób energii zawarty jest w Słońcu (rys.1.), którego potencjał przekracza 8000 razy roczne zużycie energii na świecie [3].



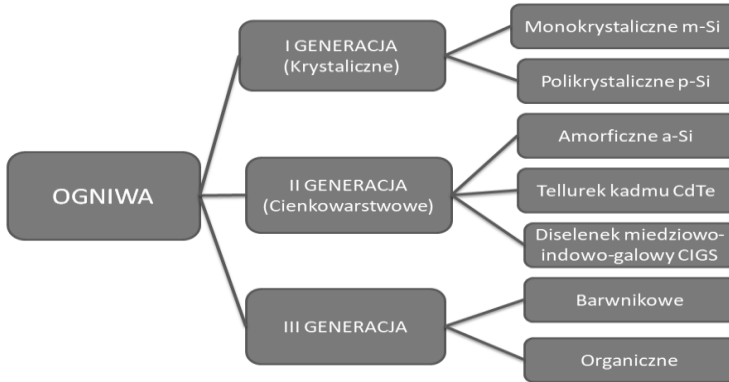
Rysunek 1. Porównanie zasobów paliw kopalnych Ziemi do napromieniowania energią słoneczną [4]

<sup>1</sup> agnieszkamalec2@wp.pl, Studenckie Koło Naukowe Energetyki Odnawialnej „GRUPA OGNIWO”, Wydział Inżynierii Środowiska, Politechnika Lubelska, Nadbystrzycka 40B, 20-618 Lublin.

<sup>2</sup> martyna.zych.5@wp.pl, Studenckie Koło Naukowe Energetyki Odnawialnej „GRUPA OGNIWO”, Wydział Inżynierii Środowiska, Politechnika Lubelska, Nadbystrzycka 40B, 20-618 Lublin.

<sup>3</sup> s.gulkowski@pollub.pl, Zakład Cienkowarstwowych Technologii Fotowoltaicznych, Wydział Inżynierii Środowiska, Politechnika Lubelska, Nadbystrzycka 40B, 20-618 Lublin.

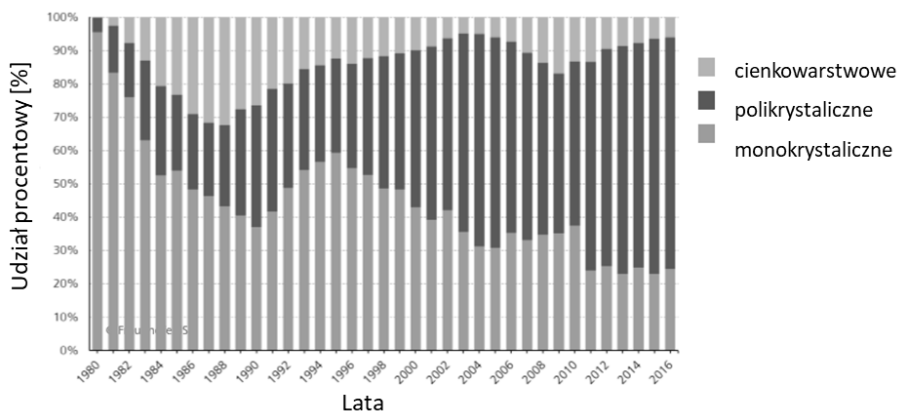
Energię elektryczną można otrzymać z energii Słońca w wyniku konwersji w ogniwach słonecznych, które stanowią podstawowy element systemu fotowoltaicznego. Wystawione na działanie promieni słonecznych stają się źródłem napięcia. Ogniwa są grupowane i łączone ze sobą, tworząc moduły fotowoltaiczne. Połączone moduły tworzą panele fotowoltaiczne, stanowiące elementy systemu fotowoltaicznego. Brak ruchomych części przyczynia się do długiego czasu bezawaryjnego działania instalacji fotowoltaicznej, prosta budowa powoduje, że jest praktycznie bezobsługowa.



Rysunek 2. Podział ogniw fotowoltaicznych [opracowanie własne]

Obecnie technologie fotowoltaiczne można podzielić na trzy podstawowe grupy (rys. 2). Ogniwa PV pierwszej generacji produkowane są na bazie krzemu i mają grubość od 100 do 300  $\mu\text{m}$ . Ich udział jest szacowany na około 90% produkcji światowej (rys. 3). Zalicza się do nich ogniwa monokrystaliczne oraz polikrystaliczne [5]. Ogniwa drugiej generacji (cienkowarstwowe: grubość rzędu kilku  $\mu\text{m}$ ) produkowane są na bazie krzemu amorficznego (a-Si:H), polikrystalicznych warstw CIS ( $\text{CuInSe}_2$ ) lub CIGS ( $\text{CuInGaSe}_2$ ) oraz z polikrystalicznych warstw tellurku kadmu ( $\text{CdTe}$ ) [6, 7]. Mają one niewielki udział w światowej produkcji. Do ogniw trzeciej generacji zaliczamy ogniwa barwnikowe i organiczne [8]. Generacja ta obejmuje wszystkie ogniwa fotowoltaiczne pozbawione klasycznego złącza półprzewodnikowego. Ogniwa te są bardzo tanie w produkcji ale niestety ich wydajność jest bardzo niska i sięga kilku procent. Stanowią one nieznaczną część w rynku produkcji modułów fotowoltaicznych. W niniejszej pracy scharakteryzowano i porównano metody otrzymywania struktur półprzewodnikowych pod kątem zastosowania w ogniwach fotowoltaicznych z uwzględnieniem kosztów produkcji oraz zużycia energii niezbędnej do wyprodukowania 1 Wata mocy modułu PV. Przedstawiono zalety i wady poszczególnych materiałów półprzewodnikowych. Skupiono się na dwóch pierwszych generacjach ogniw PV, które mają zdecydowaną przewagę w efektywności oraz powszechności zastosowań. Przedstawiono ilość energii potrzebną do wyprodukowania 1  $\text{m}^2$  modułu wykonanego w różnych technologiach. Dane te porównano z ilością energii produkowanej przez 1  $\text{m}^2$  modułu w warunkach nasłonecznienia charakterystycznych dla Polski (średnie roczne nasłonecznienie w Polsce wynosi około 1000  $\text{kWh/m}^2/\text{rok}$ ). Obliczono czas zwrotu nakładów energetycznych dla poszczególnych technologii, który ma niewątpliwie związek z omawianymi technologiami produkcji ogniw i modułów PV.





Rysunek 3. Udział poszczególnych modułów fotowoltaicznych w rynku do 2016r. [9]

## 2. Ogniwa I generacji

### 2.1. Struktura krystaliczna krzemu

Dominującym materiałem wykorzystywanym do produkcji ogniw fotowoltaicznych jest krzem. Wynika to z jego powszechności (jest drugim po tlenie najbardziej rozpowszechnionym pierwiastkiem w przyrodzie), technologia jego otrzymywania jest najlepiej opracowana, a ogniwa z niego otrzymywane charakteryzują się stosunkowo wysoką sprawnością przemiany energii. Z tej przyczyny krzem jest najbardziej przydatnym materiałem do fotowoltaicznej konwersji energii słonecznej na szeroką skalę [10]. Pierwiastek ten występuje w postaci odmiany krystalograficznej, której odpowiada sieć przestrzenna typu diamentu. Każdy atom krzemu połączony jest z czterema innymi atomami, tworząc trójwymiarową polimeryczną strukturę [11]. Czysty krzem (metalurgiczny, od 98 do 99% czystości) otrzymuje się z dwutlenku krzemu ( $\text{SiO}_2$ ), który łączy się z węglem, tworząc krzem i dwutlenek węgla. W celu wykorzystania go do produkcji ogniw PV jest on oczyszczany w procesie Siemens'a [12]. Można przyjąć, że całkowicie czysty krzem zupełnie nie przewodzi prądu elektrycznego, ale wystarczająco nadzwyczaj małe domieszki innych materiałów, które praktycznie występują w nim zawsze, aby przewodnictwo zwiększyło się zauważalnie [13]. Wprowadza się domieszki typu *p* (akceptory), charakteryzujące się zmniejszoną liczbą elektronów oraz typu *n* (donory), mające w nadmiarze elektrony. Do akceptorów dla krzemu można zaliczyć bor, glin, gal, ind i tal, a wśród donorów wyróżniamy fosfor, antymon, arsen i bizmut [3]. Fale światła widzialnego, powodują wybijanie elektronów z sieci krystalicznej półprzewodnika z pasma walencyjnego na poziom przewodnictwa. Skutkuje to powstawaniem dziur (+) w miejscach wybijanych elektronów (-). Dziura ta jest zastępowana elektronem z sąsiadującego węzła sieci krystalicznej, a w miejscu tego elektronu powstaje nowa dziura [14]. Potencjał elektrostatyczny złącza *p-n* zatrzymuje jeden rodzaj nośnika, a przepuszcza drugi. W ten sposób następuje rozdzielanie ładunku dodatniego oraz ujemnego i pojawia się w strukturze ze złączem *p-n* siła elektromotoryczna [15]. Krzem stosowany jest w ogniwach PV w formie krystalicznej w postaci pojedynczych kryształów zwanych

monokryształami lub jako krzem polikrystaliczny, czyli złożony z wielu połączonych ze sobą monokryształów.

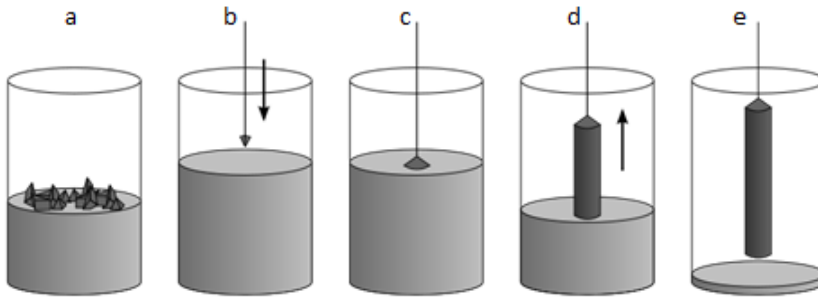
## 2.2. Ogniwa monokryształiczne – technologie wytwarzania struktur monokryształicznych

Monokryształy krzemu możemy otrzymywać następującymi metodami:

- metodą Czochralskiego;
- metodą topienia strefowego.

### 2.2.1. Metoda Czochralskiego

Technika otrzymywania monokryształów opracowana w 1916 roku przez profesora Jana Czochralskiego wybitnego metalurga, fizykochemika i krystalografa, którego odkrycie pozwoliło na dynamiczny rozwój współczesnej nauki i techniki. Przez wiele lat po II wojnie światowej był w Polsce zapomniany, jedynie jego metoda była i jest szeroko cytowana, gdyż znalazła szerokie zastosowanie do otrzymywania monokryształów na masową skalę dla przemysłu elektronicznego [16].



Rysunek 4. Etapy procesu krystalizacji metodą Czochralskiego [14] a- roztopienie polikryształu i domieszkowanie, b- wprowadzenie zarodka, c- początkowa faza wzrostu kryształu, d- wyciąganie kryształu z kontrolowaną prędkością, e- ostatecznie uformowany pręt monokryształicznego krzemu [3]

W powszechnie stosowanej do krystalizacji rozmaitych materiałów metodzie Czochralskiego w kwarcowym tyglu w atmosferze argonu, w temperaturze  $1410^{\circ}\text{C}$  następuje stopienie krzemu polikrystalicznego (rys.4a). Zastosowane przy tym domieszki innych pierwiastków pozwalają bezpośrednio otrzymać krzem typu *n* lub typu *p*. Po roztopieniu materiał jest ochładzany przy powierzchni aż do osiągnięcia temperatury krzepnięcia. Kolejnym etapem jest zetknięcie z ciekłym krzemem zarodka monokryształu (rys.4b), który inicjuje proces krystalizacji. Na nim bowiem powstają warstwy kryształu o orientacji wynikającej z orientacji tego zarodka. Następnie ruchem obrotowym z precyzyjnie określoną i kontrolowaną prędkością oraz temperaturą, zarodek jest wydobywany ze stopu (rys.4c-d). W dalszym ciągu przeprowadza się krystalizację przedłużenia zarodka. Ostatecznie dochodzi do wzrostu kryształu do odpowiedniej średnicy (rys.4e). Istotnym jest aby prędkość wyciągania monokryształu była równa prędkości krystalizacji. Można ją stosować do

wszystkich materiałów, których cząsteczki nie rozpadają się podczas podgrzewania i topnienia [3,10,17,18].

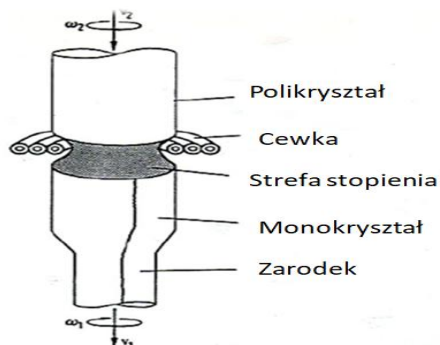
Metoda ta charakteryzuje się największą prędkością procesu hodowli kryształów (od 1 do 40 mm/h), jest dobrze poznana i stosowana na skalę przemysłową. Ponadto jest możliwość otrzymywania monokryształów wolnych od defektów krystalograficznych, kontroli poziomu domieszkowania kryształu. Otrzymane monokryształy charakteryzują się wysoką czystością (99,99999999%) oraz określoną orientacją krystalograficzną [3]. Monokryształ ma formę walca co jest wadą pod kątem zastosowania w fotowoltaice. Żeby maksymalnie wykorzystać powierzchnię modułu z okrągłych płytek zostają wycięte ośmiokąty co powoduje straty materiału. Poza tym kwarcowy tygiel może wprowadzać tlen do kryształu. Dodatkowym czynnikiem podnoszącym koszty procesu jest konieczność częstej wymiany tygla, ze względu na pęknięcia po wyciągnięciu kryształu [19].

### 2.2.2. Metoda topienia strefowego

Topienie strefowe przeprowadza się w podłużnym tyglu, na końcu którego umieszcza się zarodek monokryształu, w pozostałej części jest krzem polikrystaliczny. Proces polega na topieniu małego fragmentu pręta polikrystalicznego. W wyniku ogrzewania za pomocą cewki o dużej indukcyjności, między monokryształem a krzemem polikrystalicznym powstaje strefa stopionego krzemu [3]. Zanieczyszczenia, które są obecne w kryształach, przechodzą wtedy do obszaru fazy ciekłej i zostają przesuwane do góry wraz z przesuwającą się roztopioną częścią materiału. Ważne jest aby prędkość przesuwania była równa prędkości krystalizacji krzemu.

Uzyskany kryształ ma kształt tygla. W wyniku ponownej krystalizacji powstaje monokrystaliczny pręt o orientacji krystalograficznej, takiej jak zarodek umieszczony na samym dole pręta [19]. Schemat metody topienia strefowego przedstawiono na rysunku 5.

Zaletą wymienionej metody jest możliwość wielokrotnego przejścia topionej strefy po walcu i w rezultacie uzyskanie wyższej czystości kryształu o niskiej zawartości tlenu. Ponadto proces nie wymaga wielkiej dbałości, nie ma potrzeby kontroli kształtu kryształu, wzrost kryształu jest ciągły. Wadą jest ograniczona możliwość obserwacji procesu, trudność sterowania średnicą powyżej 15 cm.



Rysunek 5. Schemat metody topienia strefowego [20]

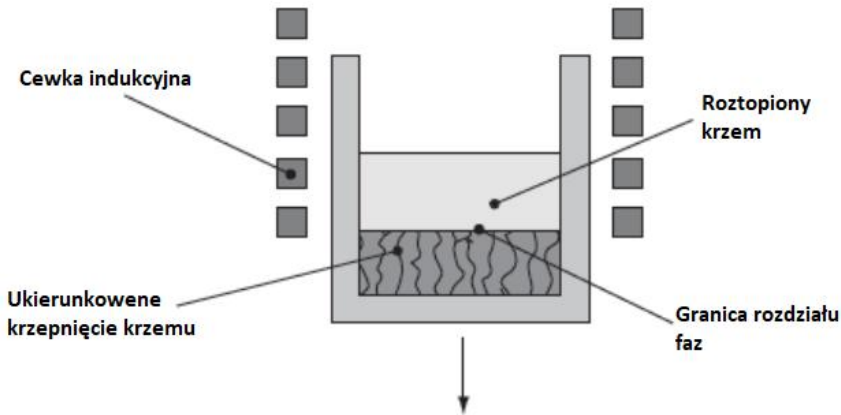
## 2.3. Ogniwa polikrystaliczne - technologie wytwarzania struktur polikrystalicznych

Polikryształy krzemu możemy otrzymywać następującymi metodami:

- metodą Bridgmana;
- metodą odlewania bloku.

### 2.3.1. Metoda Bridgmana

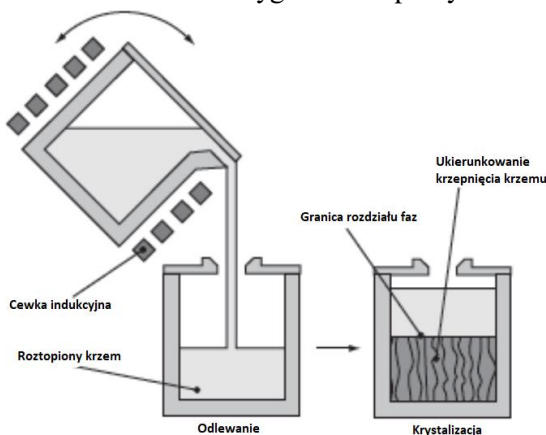
Schemat metody Bridgmana przedstawia rysunek 6. Proces polega na kontrolowanym roztopieniu i ponownym krzepnięciu krzemu w kwarcowym tyglu pokrytym warstwą zapobiegającą przywieraniu (azotkiem krzemu  $\text{Si}_3\text{N}_4$ ). Tygiel zostaje napełniony kwarcem wysokiej czystości i podgrzewany do momentu jego roztopienia. Następnie tygiel jest powoli chłodzony [17]. Stosuje się ruchomy tygiel, który przesuwa się przez obszar ze stałym profilem temperatury, co wywołuje kolejne twardnienie stopionej masy od dna do górnej części. Ciepło w tej metodzie zwykle odprowadzane jest przez ścianki tygla, tak że krystalizacja zachodzi spontanicznie począwszy od ścianek. To sprzyja temu, że skryształizowany na ściankach krzem chroni stopioną masę od dalszego zanieczyszczenia [21]. Proces wytwarzania jest prosty i mało wymagający, a co za tym idzie dużo tańszy niż proces otrzymywania krzemu monokrystalicznego. W produkcji otrzymuje się bloki krzemowe, które po pocięciu na płytki dają kwadratowe ogniwa krzemowe, umożliwiając lepsze wykorzystanie przestrzeni w module słonecznym [19]. Dodatkowym atutem tej metody jest możliwość automatyzacji procesu przez sterowanie grzejnikami tygla, w celu zapewnienia właściwego gradientu temperatury, co pozwala uniknąć niekorzystnych naprężeń w krystalizowanym materiale [3]. Ziarnista struktura materiału skutkuje niższą sprawnością otrzymanych z niego ogniw w porównaniu do ogniw monokrystalicznych.



Rysunek 6. Schemat metody Bridgmana [3]

### 2.3.2. Metoda odlewania bloku

W metodzie odlewania dwóch tygli, przedstawionej na rysunku 7, stopiony w kwarcowym tyglu krzem jest wlewany do ochłodzonego zbiornika pokrytego warstwą  $\text{Si}_3\text{N}_4$ . Tam następuje krystalizacja. Mimo stosunkowo dobrych parametrów, kryształy krzemu zawierają granicę ziaren. Proces krystalizacji jest kontrolowany przez elementy grzejne umieszczone dookoła tygla z roztopionym krzemem [17].



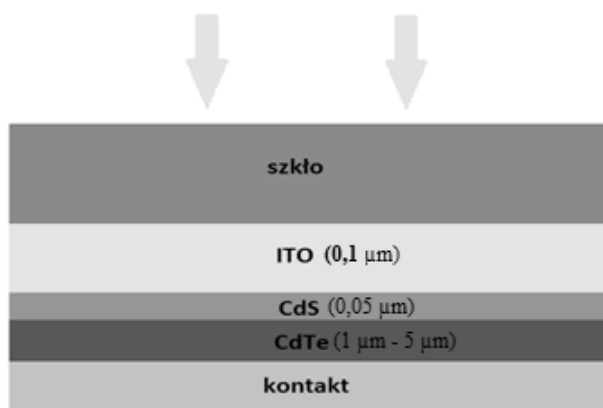
Rysunek 7. Schemat metody odlewania bloku [3]

## 3. Ogniwa II generacji

Ogniwa cienkowarstwowe wytwarzane są z wykorzystaniem innych technologii oraz pierwiastków niż omówione wcześniej krzemowe ogniwa fotowoltaiczne polikrystaliczne czy monokrystaliczne. Do produkcji przemysłowej ogniw cienkowarstwowych najczęściej stosuje się krzem amorficzny (a-Si), tellurek kadmu (CdTe) oraz diselenek-miedziowo-indowo-galowy (CIGS). Ogniwa II generacji charakteryzują się małą grubością warstwy półprzewodnika absorbującej światło, zaletami są materiałooszczędność, niska cena oraz niska energochłonność procesu wywarzania ogniw. Ponadto mają szerszy zakres wykorzystania absorpcji widma słonecznego niż ogniwa krzemowa. Można produkować elastyczne ogniwa cienkowarstwowe o lekkiej konstrukcji, które wykorzystuje się jako elementy budowlane (zintegrowane z budynkiem instalacje fotowoltaiczne). Ograniczony dostęp do niektórych pierwiastków (Te, In, Cd) oraz toksyczność związków (Cd) zaliczamy do wad tych ogniw a ponadto nie są znane efekty długotrwałej eksploatacji takich instalacji [15, 22].

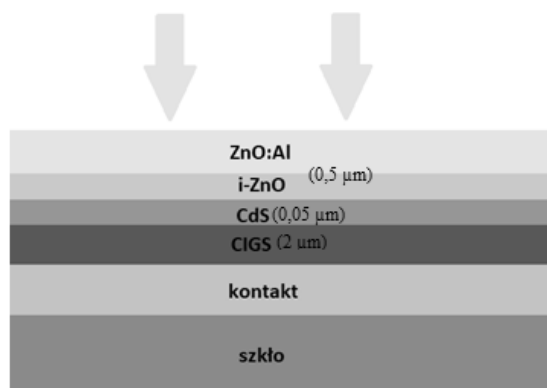
### 3.1. Budowa ogniw cienkowarstwowych

Ogniwa CdTe oraz CIGS są zbudowane w oparciu o złącze *p-n*, a ogniwa z krzemu amorficznego mają budowę bezpostaciową. Ich produkcja polega na nakładaniu cienkich warstw na podłoża ze szkła, stali nierdzewnej, lub tworzyw sztucznych.



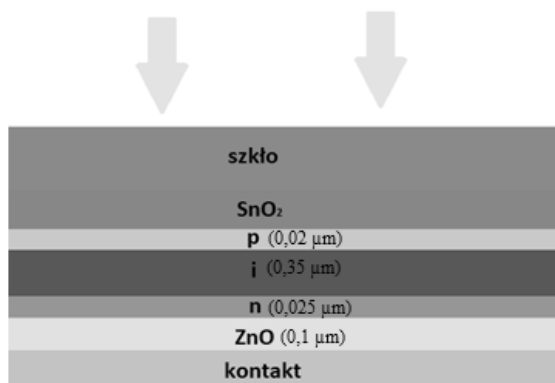
Rysunek 8. Schemat budowy ogniwa CdTe [opracowanie własne]

W ogniwach CdTe (rys. 8) warstwa półprzewodnika typu *p* wykonana jest z tellurku kadmu (CdTe), zaś warstwa półprzewodnika typu *n* wykonana jest z siarczku kadmu (CdS).



Rysunek 9. Schemat budowy ogniwa CIGS [opracowanie własne]

W ogniwach CIGS (rys. 9) warstwa półprzewodnika typu *p* wykonana jest z diselenku-miedziowo-indowo-galowego (CIGS), zaś warstwa półprzewodnika typu *n* wykonana jest z siarczku kadmu (CdS).



Rysunek 10. Schemat budowy ogniw z krzemu amorficznego [opracowanie własne]

Ogniwa z krzemu amorficznego (rys. 10) są zbudowane z materiału bezpostaciowego, charakteryzują się brakiem uporządkowania atomów i zawierają znaczną ilość defektów strukturalnych. Mają inną strukturę złącza. Zamiast typowego złącza *p-n* występuje złącze *p-i-n* lub *n-i-p* gdzie *i* jest warstwą niedomieszkowanego krzemu o grubości 0,35 μm [3].

## 3.2. Technologiczne aspekty wytwarzania ogniw II generacji

Metody otrzymywania ogniw cienkowarstwowych:

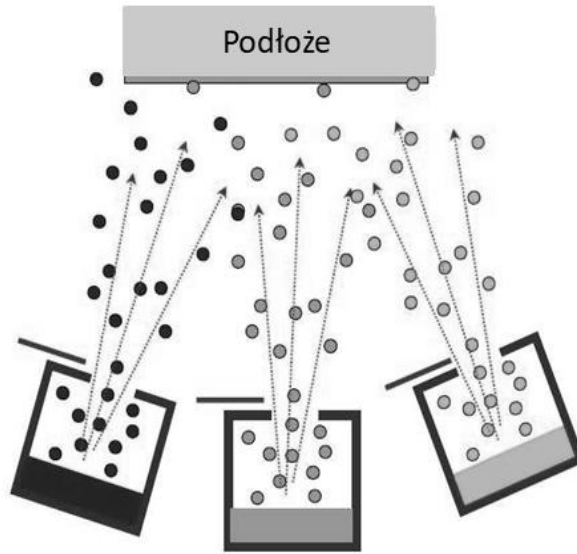
- epitaksja;
- rozpylanie jonowe.

### 3.2.1. Epitaksja

Epitaksja (rys. 11) jest to proces wytwarzania monokrystalicznych warstw półprzewodnika, o grubości kilku nanometrów, na monokrystalicznym podłożu, przy zachowaniu jego budowy krystalograficznej. Cały proces odbywa się w warunkach ultra wysokiej próżni ( $10^{-7}$ - $10^{-10}$  Pa). Substraty znajdują się w komórkach efuzyjnych (Knudsena). Podczas procesu są podgrzewane. Utworzona w ten sposób wiązka jest wyprowadzana z komórki i skierowana w stronę podłoża. Komórki Knudsena mogą być zamykane lub otwierane dowolną ilość razy i w różnych przedziałach czasu. Pozwala to na tworzenie związków o dowolnej stechiometrii lub precyzyjnym domieszkowaniu. Wiązki molekularne reagują ze sobą gdy znajdą się blisko podłoża. Wzrost związków odbywa się tylko na podłożu. Epitaksja umożliwia wytworzenie zaawansowanych materiałów o określonej orientacji i precyzyjnie dobranych grubościach. Minusami tej techniki są niska wydajność, czasochłonność oraz duże gabaryty urządzenia [23, 24].

Podstawowe metody epitaksji to:

- epitaksja z fazy gazowej (VPE – Vapor Phase Epitaxy);
- epitaksja z fazy ciekłej (LPE – Liquid Phase Epitaxy);
- epitaksja metodą naporowania próżniowego (MBE – Molecular Beam Epitaxy);
- metoda dekompozycji związków metaloorganicznych (Metal-Organic Chemical Vapour Deposition – MOCVD).



Rysunek 11. Schemat procesu epitaksji [23]

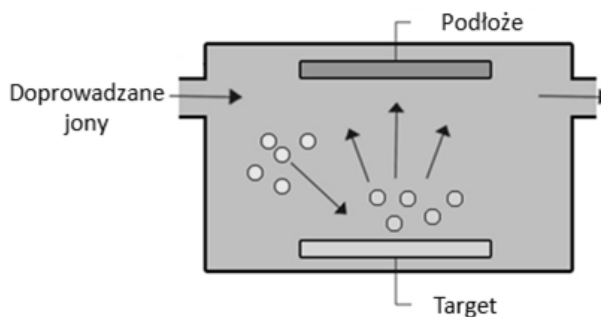
### 3.2.2. Rozpylanie jonowe

Proces rozpylania jonowego (rys. 12) odbywa się w magnetronie. W wyniku oddziaływania pola elektrycznego powstaje zjonizowany gaz roboczy, którego jony bombardują ujemnie spolaryzowaną elektrodę (tzw. target). Podczas bombardowania jony przekazują swoją energię atomom lub cząsteczkom targetu, powodując ich wybijanie. Powstały w ten sposób strumień par metalu (i nie tylko) przenoszony jest w kierunku podłoża, na którym następuje proces kondensacji i wzrostu warstwy. Metoda ta umożliwia tworzenie powłok o wysokiej czystości i jednorodności, jest wysoko wydajna i stabilna. Technika tą nie można pokrywać powierzchni o skomplikowanych kształtach, wymagane jest używanie przynajmniej jednego gazu obojętnego (głównie argonu) w każdym procesie. Proces, aby był wydajny wymaga utrzymywania wysokiej próżni [24, 25].

Rozpylanie jonowe – techniki doświadczalne:

- metoda stałoprądowa (DC sputtering);
- metoda zmiennoprądowa (RF sputtering);
- rozpylanie reakcyjne (Reactive sputtering);
- rozpylanie magnetronowe (Magnetron sputtering).

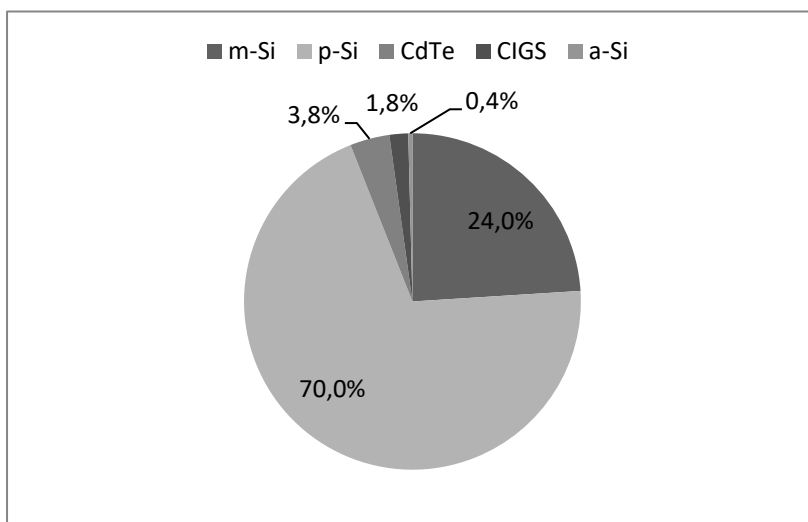




Rysunek 12. Schemat rozpylania jonowego [25]

#### 4. Porównanie poszczególnych rodzajów technologii modułów PV

Na rysunku 13 przedstawiono udział poszczególnych technologii modułów na światowym rynku PV. Na jego podstawie można zauważyć, że obecnie największy udział w produkcji mają moduły polikrystaliczne. Stanowi on 70% ogółu modułów. Spowodowane jest to niską ceną produkcji przy zadawalającej sprawności (około 15%) dla przeciętnych zastosowań (tab. 1).



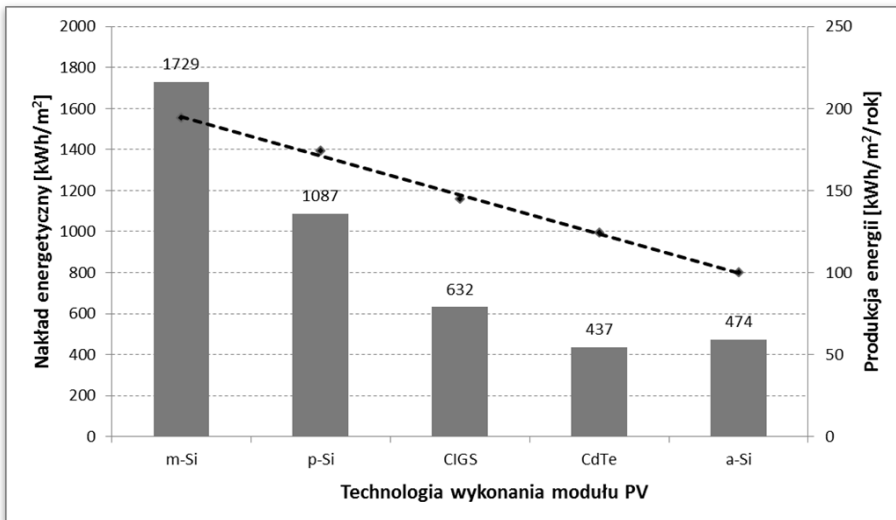
Rysunek 13. Udział poszczególnych technologii modułów na rynku PV [9]

Również znaczący udział na rynku (24%) mają moduły z krzemu monokrystalicznego. Sprawność komercyjnych ogniw z krzemu monokrystalicznego mieści się w przedziale 15-23% [26], (rekordowa wynosi 25.6% [27]) i jest najwyższa spośród omawianych, co rekompensuje wysoką cenę produkcji, gdyż przy dłuższej eksploatacji uzyskiwane są wyższe zyski energii z instalacji.

Tabela 1. Zestawienie kosztów i sprawności modułów fotowoltaicznych [opracowanie własne na podstawie 26, 28]

Moduły	Koszt [zł/Wp]	Sprawność [%]
Monokrystaliczny Si	3,9 - 6	15 - 23
Polikrystaliczny Si	2 - 4	13 - 18
CdTe	1,8 - 3	12 - 14
CIGS		13 - 16
Amorficzny Si		6 - 8

Na uwagę zasługują także moduły cienkowarstwowe, które wykazują porównywalną, do ogniw I generacji, sprawność. Wśród nich można wyróżnić ogniwa CIGS, których efektywność wynosi około 15% [7]. Obecnie na rynku ich udział wynosi zaledwie 6% co można tłumaczyć m.in. tym, że stosunkowo niedawno zostały wprowadzone do produkcji na szeroką skalę, a niska cena zachęca do dalszych badań nad ich udoskonalaniem.



Rysunek 14. Nakłady energetyczne w produkcji ogniw fotowoltaicznych (opracowanie własne na podstawie [29, 30]) oraz produkcja energii przez ogniwa PV w warunkach klimatycznych Polski.

Na rysunku 14 przedstawiono nakład energetyczny wytworzenia 1 m<sup>2</sup> ogniw fotowoltaicznych. Ilość energii potrzebnej do wyprodukowania 1m<sup>2</sup> modułu PV ma niewątpliwie związek z technologią produkcji. Najwięcej energii zużywane jest przy produkcji ogniw I generacji. Spowodowane jest to zaawansowanymi technikami oczyszczania oraz obróbki krzemu. Ponadto występuje potrzeba cięcia otrzymanych kryształów na płytki (co generuje straty materiału) i ich dalsze przekształcanie w ogniwa (oczyszczanie płytek, teksturyzacja, nanoszenie warstwy antyrefleksyjnej). Dodatkowo w technologii wytwarzania monokryształów zachodzi potrzeba obracania zarodka, a ubytek materiału jest zdecydowanie większy niż przy produkcji ogniw z krzemu polikrystalicznego. Czynniki te powodują, że technologia wytwarzania

ogniwi monokrystalicznych jest najbardziej energochłonna. Ogniwa cienkowarstwowe cechują się znacznie mniejszym nakładem energetycznym w procesie produkcji. Precyzyjny, kontrolowany proces nanoszenia kolejnych nanowarstw niweluje występowanie strat materiałowych. Ogniwa II generacji nie wymagają obróbki takiej jak ogniwa I generacji, co dodatkowo przyczynia się do oszczędności energii przy ich wytwarzaniu. Rysunek 14 przedstawia również ilość energii produkowanej przez 1 m<sup>2</sup> modułu wykonanego w różnych technologiach [30] w warunkach nasłonecznienia występujących w Polsce (1000 kWh/m<sup>2</sup>/rok). Zestawiając nakład energetyczny z produkcją zauważyć należy, że obydwie wielkości przyjmują największe wartości w przypadku modułów wykonanych w technologii krzemowej. W tym przypadku zwrot ilości energii potrzebnej do wyprodukowania 1 m<sup>2</sup> modułu nastąpi po 6 (w przypadku p-Si) i 9 (w przypadku m-Si) latach. Znacznie lepiej wygląda bilans energetyczny ogniwi cienkowarstwowych. Produkcja modułu wykonanego w technologii CdTe zwróci się już po 3.5 roku. W przypadku ogniwi CIGS i a-Si to około 4-5 lat.

## **5. Podsumowanie**

W pracy przedstawiono metody wytwarzania struktur półprzewodnikowych wykorzystywanych w przemyśle fotowoltaicznym. Na podstawie przeprowadzonego przeglądu można zauważyć, iż tradycyjne technologie fotowoltaiczne, oparte na krystalicznym krzemie, utrzymują swoją wiodącą pozycję. Wynika to z ich dłuższej obecności na rynku, a co za tym idzie technologia ich wytwarzania jest dobrze poznana oraz skomercjalizowana na skalę przemysłową. Ponadto wykazują one stabilne parametry pracy przy dłuższej eksploatacji. Ogniwa polikrystaliczne mają ziarnistą strukturę materiału co skutkuje niższymi sprawnościami. Obecnie coraz większą wagę przykładają się do wysokich sprawności stosowanych modułów fotowoltaicznych, dlatego ogniwa monokrystaliczne mają coraz większy udział w światowej produkcji. Straty energetyczne przy produkcji ogniwi monokrystalicznych są największe ze względu na energochłonne procesy oczyszczania krzemu i jego krystalizacji. Monokryształy najczęściej produkowane są metodą Czochralskiego (stanowi około 90% światowej produkcji monokryształów). Pozwala ona na otrzymywanie jednorodnych kryształów o wysokiej czystości w krótkim czasie. Dobierając odpowiednie prędkości obrotu oraz wyciągania monokryształu można otrzymywać określone średnice, sięgające nawet do 300-400mm. Duża konkurencja na rynku powoduje systematyczny spadek cen produkcji tych ogniwi, a tym samym całych instalacji PV. Obiecującymi technologiami na skalę przemysłową są także moduły wykonane z ogniwi cienkowarstwowych. Stosunkowo wysokie sprawności, mniejsze nakłady energetyczne podczas procesu produkcji oraz relatywnie szybki zwrot nakładów energetycznych w porównaniu do technologii krzemowej powinien w przyszłości skutkować większym, obok ogniwi monokrystalicznych, udziałem tego rodzaju technologii w światowym rynku PV.

## Literatura

1. *BP Statistical Review of World*, Energy June 2016, London, 2016  
<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energyeconomics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf> (dostęp październik 2016).
2. Khan J., Arsalan MH., *Solar power technologies for sustainable electricity generation—A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 55, 2016, s. 414-25.
3. Jastrzębska G., *Ogniwa słoneczne, budowa, technologia i zastosowanie*, Wydawnictwo WKŁ, Warszawa 2014.
4. *Perspektywy fotowoltaiki na świecie*, Katalog Fotowoltaika 2016, s. 42.
5. Elbaset A. A., Ali H., Abd El Sattar M., *New seven parameters model for amorphous silicon and thin film PV modules based on solar irradiance*, Solar Energy 138, 2016, s. 26-35.
6. El Chaar L., El Zein N., *Review of photovoltaic technologies*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, 2011, s. 2165-75.
7. Kumar M., Kumar A., *Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 78, 2017, s. 554-587.
8. Pietruszka R., *Rozprawa doktorska Otrzymywanie i charakteryzacja ogniw fotowoltaicznych zawierających cienkie warstwy oraz nanosłupki tlenku cynku*, Instytut fizyki PAN, Warszawa 2015.
9. *Photovoltaics Report*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, 26.02.2018
10. Jastrzębski Z., *Energia słoneczna. Konwersja fotowoltaiczna*, Państwowe Wydawnictwo Naukowe, Warszawa 1990.
11. [http://www.deltami.edu.pl/temat/fizyka/materialy/2012/06/30/Krzem\\_okiem\\_chemika/\(dostęp 10.03.2018\)](http://www.deltami.edu.pl/temat/fizyka/materialy/2012/06/30/Krzem_okiem_chemika/(dostęp%2010.03.2018)).
12. Klugmann-Radziemska E., *Technologiczny postęp w fotowoltaice*, Czysta Energia, nr 5, 2014.
13. <http://www.portalnaukowy.edu.pl> (dostęp 10.03.2018).
14. Gronowicz J., *Niekonwencjonalne Źródła Energii*, Wydawnictwo Instytutu Technologii Eksploatacji PIB, 2010.
15. Nowicki M., *Nadchodzi era Słońca*, Wydawnictwo PWN, Warszawa 2012.
16. Pajęczkowska A., Talik E., Nader M., *Jan Czochrański prekursor współczesnej elektroniki*, Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2013.
17. Golubiewski G., Duraczyński M., *Technologie wytwarzania ogniw fotowoltaicznych*, GLOBEnergia, 2010, s. 1, 36-39.
18. Słupiński T., *Fizyka, technika oraz modelowanie wzrostu kryształu*, Uniwersytet Warszawski, Warszawa 2008.
19. Cieślak K., *Rozprawa doktorska Wytwarzanie i badanie warstw epitaksjalnych krzemu w zastosowaniu do ogniw słonecznych*, Politechnika Lubelska, Lublin 2010.
20. Słupiński T., *Wzrost kryształów objętościowych z fazy roztopionej (roztopu)*, Wykład w PTWK, marzec 2006, ([http://www.fuw.edu.pl/~tomslu/cg\\_w11\\_WZROST%20Z%20ROZTOPU\\_TSłupinski.pdf](http://www.fuw.edu.pl/~tomslu/cg_w11_WZROST%20Z%20ROZTOPU_TSłupinski.pdf), dostęp: 9.03.2018r.).
21. Drozdov N., Fedotov A., Mazanik A., Partyka J., Węgierek P., Żukowski P., *Ogniwa fotowoltaiczne dla energetyki słonecznej – zagadnienia materiałowe*, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej 2006.
22. Klugmann-Radziemska E., Klugmann E., *Ogniwa i moduły fotowoltaiczne oraz inne niekonwencjonalne źródła energii*, Wydawnictwo Ekonomia i Środowisko, Białystok 2005.
23. Wiktorczyk T., *Fizyczne metody otrzymywania warstw*, Politechnika Wroclawska (<http://docplayer.pl/58782946-Fizyka-cienkich-warstw.html>, dostęp:9.03.2018r.).
24. <http://home.agh.edu.pl/~gjs/wp-content/uploads/MBE.pdf> ,  
<http://home.agh.edu.pl/~gjs/wp-content/uploads/PVD-i-PLD.pdf> (dostęp: 16.03.2018r.).
25. <http://zasoby.open.agh.edu.pl> (dostęp: 16.03.2018r.).

26. Green MA., Emery K., Hishikawa Y., Warta W., Dunlop ED., *Solar cell efficiency tables (version 47). Progress in Photovoltaics*. Research and Applications, 2016, s. 24.
27. Park S., Pandey A., Tyagi V., Tyagi S., *Energy and energy analysis of typical renewable energy systems*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 30, 2014, s. 23-105.
28. <https://ekopulsar.pl/news/panele-fotowoltaiczne-porownanie> (dostęp: 9.03.2018r.).
29. Khagendra P., Bhandari, Jennifer M., Collier, Randy J., Ellingson, Defne S., Apul, *Energy payback time (EPBT) and energy return on energy invested (EROI) of solar photovoltaic systems: A systematic review and meta-analysis*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 47, 2015, s. 133-141.
30. LeeT. D., Ebong A. U., *A review of thin film solar cell technologies and challenges*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 70, 2017, s. 1286-1297.

## **Porównanie technologii otrzymywania struktur krystalicznych pod kątem zastosowania w modułach fotowoltaicznych pierwszej i drugiej generacji**

### Streszczenie

Wykorzystywanie energii słonecznej do produkcji energii elektrycznej stale wzrasta. Do konwersji energii pochodzącej ze Słońca w elektryczność służą moduły fotowoltaiczne, które są najczęściej wytwarzane z krzemu. Wynika to z jego powszechnego występowania, stosunkowo wysokiej sprawności ogniw krzemowych oraz dobrze opracowanej technologii obróbki tego surowca. Krzem do produkcji ogniw fotowoltaicznych może mieć strukturę krystaliczną: monokryształu, polikryształu, multikryształu oraz amorficzną. Dostępne są także ogniwa oparte o cienkowarstwowe struktury krystaliczne: CIGS (selenek miedziowo-indowo-galowy) i CdTe (tellurek kadmu). Najwyższą sprawność osiągają moduły z krzemu monokrystalicznego.

W artykule zostały scharakteryzowane metody otrzymywania struktur półprzewodnikowych pod kątem zastosowania w ogniwach fotowoltaicznych z uwzględnieniem kosztów produkcji oraz zużycia energii niezbędnej do wyprodukowania 1 Wata mocy PV. Skupiono się na metodzie Czochralskiego, gdyż jest to najczęściej stosowana technologia uzyskiwania tego kryształu. Jej główne zalety dzięki, którym znajduje zastosowanie w fotowoltaice to wysoka czystość i jednorodność kryształów, możliwość produkcji na dużą skalę – otrzymywanie dużych brył w formie walca. Niestety kształt ten warunkuje także duże straty materiału w dalszym procesie produkcji modułów. Porównanie metod pozwala zauważyć, że metoda Czochralskiego jest najbardziej efektywna w przemyśle fotowoltaicznym.

Słowa kluczowe: fotowoltaika, krzem, metoda Czochralskiego, ogniwa fotowoltaiczne.

## **Comparison of technologies for obtaining crystalline structures for use in solar modules of the first and second generations**

### Abstract

The use of solar power for electricity production is constantly increasing. Photovoltaic modules, which are mostly made of silicon, serve to convert solar energy into electricity. It results from its widespread occurrence, relatively high efficiency of silicon cells and well-developed technology of processing this raw material. Solar cells made of silicon can have a crystalline structure: monocrystalline, polycrystalline, and amorphous. Solar cells based on thin-layer crystalline structures are also available: CIGS (copper-indium-gallium diselenide) and CdTe (cadmium telluride). Monocrystalline silicon modules achieve the highest efficiency.

This paper describes the methods of obtaining semiconductor structures for use in photovoltaic technology, taking into account the production costs and energy consumption necessary to produce 1 Watt of PV power. The focus was on the Czochralski method, as it is the most commonly used technology for obtaining this crystal. Its main advantages due to its use in photovoltaics are high purity and homogeneity of crystals, the possibility of large-scale production - obtaining large lumps in the form of a cylinder. Unfortunately, this shape also determines large material losses in the further process of module production. The comparison of methods allows to see that the Czochralski method is the most effective in the photovoltaic industry.

Keywords: photovoltaics, silicon, Czochralski method, solar cells.

## **Rozwój selektywnej zbiórki odpadów w makroregionie lubelskim w aspekcie konwersji energii**

### **1. Wstęp**

Celem niniejszego artykułu jest przedstawienie rozwoju selektywnej zbiórki odpadów w makroregionie lubelskim w związku z przetwarzaniem odpadów na energię. Rozwój gospodarki ma wpływ na wiele czynników. W dzisiejszych czasach zauważalny jest wzrost produkcji odpadów. Społeczeństwo prowadzi bardzo aktywny i konsumpcyjny tryb życia co przyczynia się do powstawania odpadów zarówno wynikających z codziennych potrzeb, ale także takich, które są wynikiem dążenia do nowoczesnego stylu życia. Wiele osób wyrzuca często dobre przedmioty tylko po to by zastąpić je nowymi, które są w danym okresie modne. Taka postawa prowadzi do niepotrzebnej produkcji odpadów. Obecnie w krajach Unii Europejskiej wprowadza się zaostrzone przepisy dotyczące selektywnej zbiórki odpadów. Szacuje się, że rocznie Unia Europejska wytwarza od 76,5 do 102 mln ton bioodpadów rocznie, w skład których wchodzi odpady spożywcze i ogrodowe, dodatkowo zaś 37 mln ton odpadów wytwarza się z sektora produkcji napojów i żywności [1]. W Polsce od kilku lat praktykowana jest dwufrakcyjna zbiórka odpadów tj. frakcja sucha i frakcja mieszana. Dodatkowo mieszkańcy domów rodzinnych mogą wyselekcjonować tzw. frakcję zieloną. Są to odpady pochodzące z porządkowania ogrodów i zieleni otaczającej dom. Od 1 lipca 2018 r. selektywna zbiórka odpadów w Lublinie będzie obejmować pięć frakcji: papier, szkło, tworzywa sztuczne i metale, odpady ulegające biodegradacji oraz odpady zmieszane. Nowa ustawa charakteryzowana w Dz.U.2017.19 [14] powinna się przyczynić do poprawy jakości selektywnej zbiórki, ale także do zwiększenia recyklingu surowców. Polska ma obowiązek zmniejszenia ilości odpadów, które ulegają biodegradacji i są umiejscawiane na składowiskach. Zgodnie z nałożonym obowiązkiem liczba tych odpadów powinna się zmniejszyć w stosunku do masy wytworzonej w 1995 r. do 2020 r. o 65% [1]. Zwiększenie ilości wyselekcjonowanej biomasy może poprawić statystyki związane z ilością produkowanego biogazu, a przede wszystkim zwiększyć ilość konwersowanej energii.

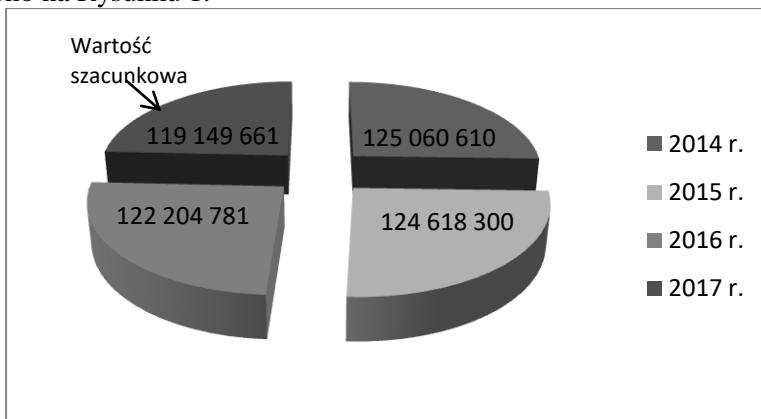
### **2. Produkcja odpadów w województwie Lubelskim w latach 2014-2017**

W województwie lubelskim od wielu lat praktykuje się recykling surowców pochodzących z wyselekcjonowanej zbiórki odpadów. Obecnie działa kilka przedsiębiorstw, które odpowiadają, za to by surowce, które nadają się do ponownego użytku zostały poddane temu procesowi. Od 2013 roku Miasto Lublin podjęło się organizacji odbioru odpadów komunalnych, które pochodzą od właścicieli nieruchomości na terenie miasta. Odbywa się o zgodnie z ustawą o utrzymaniu porządku i czystości w gminach [2]. Dzięki temu nastąpiła zdecydowana poprawa wskaźników recyklingu.

---

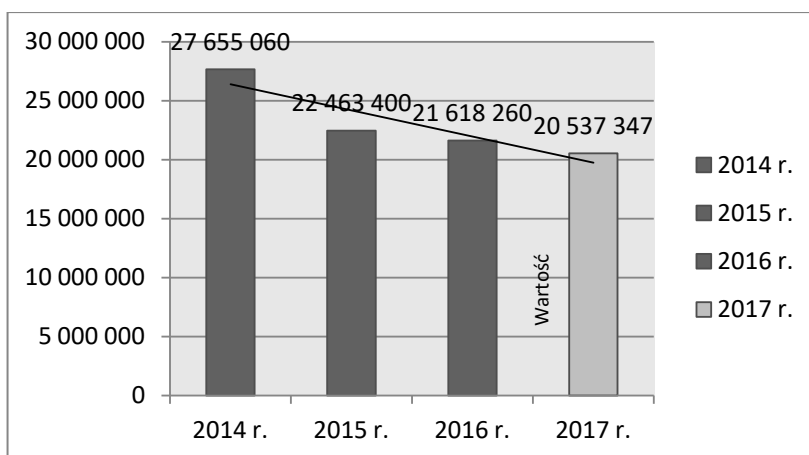
<sup>1</sup> m.pasnikowska-lukaszyk@pollub.pl, Katedra Podstaw Techniki, Wydział Podstaw Techniki, Politechnika Lubelska, www.wpt.pollub.pl.

W ciągu kilku lat w Lublinie poprawił się wskaźnik efektywności dotyczący ograniczenia masy odpadów komunalnych ulegających biodegradacji, które są przekazywane do składowania. Na chwilę obecną wynosi on 7,19%, gdzie wedle rozporządzenia przyjmuje się ok 45%. Jest to ogromna różnica świadcząca o bardzo dobrym stanie gospodarki odpadami danej gminy. Według zebranych danych z kilku lat stwierdza się, że na podstawie morfologii odpadów komunalnych, które zostały wytworzone przez mieszkańców Lublina, a w szczególności w odpadach komunalnych, największą część wagowo zajmują odpady organiczne, które stanowią ok. 47% masy całkowitej odpadów komunalnych, zaś odpady niespożywcze, w skład których wchodzi w większości odpady surowcowe m. in papier i tektura stanowią ok. 14,5 %, kolejno zaś tworzywa sztuczne ok. 14% oraz szkło, które stanowi ok 8%. Najmniej wagowo stanowią tekstylia. Jest to ok. 4% całkowitej masy. W 2016 r. w województwie lubelskim zebrano 310,8 tys. ton zmieszanych odpadów komunalnych, tj. o 4,5% więcej niż w 2015 r. Ilość zmieszanych odpadów komunalnych z gospodarstw domowych w przeliczeniu na 1 mieszkańca w Lublinie wyniosła 173 kg [5]. Na podstawie opracowań wykonywanych przez Urząd Miasta Lublin [2-4] można zauważyć, że w ciągu ostatnich trzech lat ilość wytwarzanych odpadów w gminie Lublin spada. W roku 2014 w mieście Lublin wytworzono 125060610 kg odpadów zaś rok później 0,35% mniej. W roku 2016 było o 1,94% mniej wytworzonych odpadów jak w roku 2015. Można zatem szacować, że w roku 2017 liczba wytworzonych odpadów będzie około 2,5 % mniejsza w porównaniu do roku 2016. Obrazowo ilość wytworzonych odpadów w Lublinie w latach 2014-2017 przedstawiono na Rysunku 1.

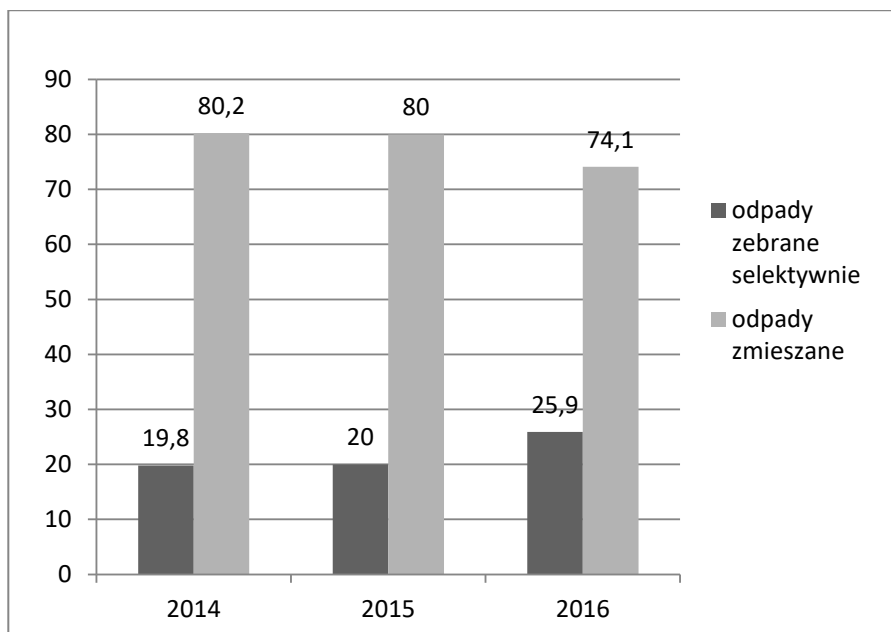


Rysunek 9. Ilość wytworzonych odpadów w Lublinie w kg w latach 2014-2016  
[Opracowanie na podstawie 2-4]

W 2014 roku z całkowitej sumy odpadów komunalnych, przeznaczonych do składowania pozostało 27 655 060 kg, zaś w 2015 roku 22 463 400 kg, w roku 2016 pozostało 21 618 260 kg. W tym przypadku można również zauważyć tendencję spadkową, którą zobrazowano na rysunku nr 2. Ta informacja świadczy o tym, że w Lublinie coraz więcej odpadów przeznaczanych jest do odzysku.



Rysunek 10. Ilość odpadów komunalnych pozostawionych do składowania w kg  
[Opracowanie na podstawie 2-4]



Rysunek 11. Struktura zebranych odpadów komunalnych w woj. lubelskim według metody ich pozyskiwania w % [Opracowanie na podstawie 5-7]

W roku 2016 w Lublinie zebrano ponad 59000 ton odpadów zmieszanych. Jeśli chodzi zaś o frakcję suchą to ilość zebranych ton wynosi ponad 18745. Opadów zielonych było niecałe 9000 ton. W przeciągu ostatnich kilku lat masa wytworzonych odpadów, które podlegają segregacji wzrosła o 83%, a ilość odpadów zmieszanych w porównaniu do lat 2010-2012 spadła o ponad 20%. Poziomy odzysku odpadów z roku na rok są coraz wyższe oznacza to, że makroregion lubelski spełnia normy

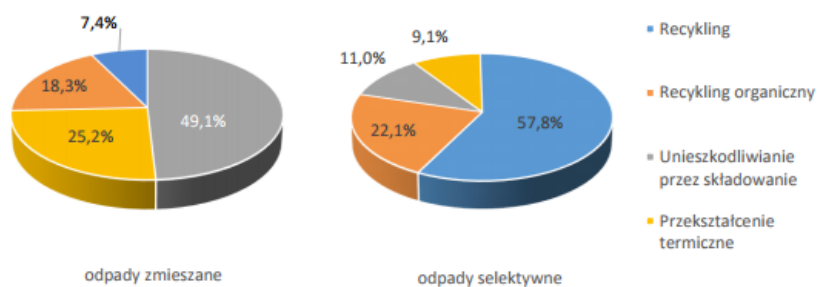


Unii Europejskiej. Na rysunku 3 przedstawiono zestawienie rozkładu procentowego zebranych odpadów z podziałem na odpady zebrane selektywnie i odpady zmieszane. Wyniki obrazują tendencję spadkową odpadów zmieszanych zaś tendencję wzrostową odpadów zebranych selektywnie. Można zatem prognozować, że w roku 2017 ilość opadów zebranych selektywnie sięgnie wskaźnika 30%, a ilość opadów zmieszanych spadnie poniżej 70%. Zatem w ciągu najbliższych kilkudziesięciu lat wskaźnik odpadów zebranych selektywnie powinien osiągnąć 50%.

### **3. Recykling odpadów w województwie lubelskim**

W województwie lubelskim działa wiele przedsiębiorstw, które zajmują się recyklingiem odpadów. Większość takich firm umiejscowione jest blisko zakładów zagospodarowania odpadów. Wynika to z wielu czynników. Przede wszystkim tak bliska lokalizacja ułatwia szybki transport z jednego przedsiębiorstwa do drugiego. W ten sposób zaoszczędza się wiele czasu, ale także i finansów, które są przeznaczone na transport surowców. Dodatkowym atutem takiej lokalizacji jest fakt, że w pewnym stopniu zmniejsza się zanieczyszczenie środowiska, gdyż odpady nie muszą być dodatkowo długo składowane zanim dojadą do innego przedsiębiorstwa. Odpady, które są przeznaczane do recyklingu tzw. odpady surowcowe stanowią ok. 82% odpadów selekcyonowanych do frakcji suchej. W odpadach zmieszanych znajduje się ich ok. 28%. Surowce takie jak papier oraz tektura stanowią ok. 33% frakcji suchej, a tworzywa sztuczne ok. 27%. Szkło ma niespełna 20% udział w całkowitej masie odpadów suchych. Te surowce mogą być poddane procesowi recyklingu [8]. Niestety ciągle w odpadach zmieszanych pojawiają się surowce, które mogłyby zostać poddane procesowi recyklingu. Mimo wielu kampanii reklamowych oraz spotkań edukacyjnych mieszkańcom zdarza się umieszczać odpady surowcowe w pojemnikach do tego nie przeznaczonych. Takie zachowanie wynika przede wszystkim z poczucia wygody. Nie każdy ma możliwość posiadania kilku pojemników, ale też w celu zaoszczędzenia czasu zdarza się, że mieszkańcy wrzucają odpady do pojemnika, do którego mają najbliżej. Problem pojawia się przede wszystkim w małych miejscowościach, gdzie odpady są odbierane rzadziej niż w mieście. Warto jednak zauważyć, że często bywa tak, że umieszcza się dany odpad, który składa się z kilku surowców we frakcji zmieszanej. W przykładowym słoiku po dżemie pojawia się kilka rodzajów odpadów. Głównym jest oczywiście szkło, ale często takie słoiki posiadają etykietę papierową, która jest już innym rodzajem surowca. Pokrywka będzie należała do surowców metalowych. Jeśli chodzi zaś o zawartość resztek spożywczych, to właśnie ona powinna trafić do frakcji zmieszanej, a wedle nowej ustawy do frakcji organicznej. Warto pamiętać, że taki słoik powinno się umieścić we frakcji suchej. Firmy recyklingowe poddają procesowi płukania surowce, które mają być przeznaczone do ponownego użytku, dlatego umieszczony słoik z pozostałościami spożywczymi powinien właśnie zostać umieszczony we frakcji suchej.

W województwie lubelskim w ostatnich latach procesowi recyklingu poddano prawie 80% odpadów zebranych selektywnie (Rysunek 4). Nowa ustawa Dz.U.2017.19 powinna wpłynąć na to by współczynnik ten był bliski 100%.



Rysunek 12. Zagospodarowanie odpadów komunalnych w województwie lubelskim w 2016 r. [5]

W ciągu kilku lat współczynnik procentowy odpowiadający za przekształcenie termiczne wzrósł o kilka punktów procentowych, zaś współczynnik, który odpowiada za unieszkodliwianie odpadów poprzez składowanie zmalał. Nowe przepisy sprawiają, że w ciągu najbliższych kilku lat te współczynniki będą wykazywały ciągłą tendencję rosnącą (w przypadku recyklingu oraz przekształcania termicznego) oraz malejącą (w przypadku unieszkodliwiania poprzez składowanie odpadów).

#### 4. Konwersja odpadów na energię

Jednym z czynników, na który wpływ ma rozwój selektywnej zbiórki odpadów to m.in. energooszczędność na skutek konwersji odpadów na drodze spalania. Konwersja odpadów na energię pozwala zaoszczędzić jej duże ilości produkowane przez elektrownie i elektrociepłownie, a pozyskiwanej ze spalania paliw kopalnych. Ważne jest aby ten proces przebiegał bez wprowadzania dodatkowych zanieczyszczeń do środowiska. Niestety niewiedza i złe nawyki są przyczyną niewłaściwej konwersji odpadów. Wiele osób myli pojęcie termicznego przekształcania odpadów z utylizacją odpadów w warunkach domowych, czyli palenie śmieciami, czy też pozostałościami frakcji zielonej np. liśćmi lub trawą w okresie wiosennym i jesiennym. Takie postępowanie nie jest prawidłowe, a w jego następstwie nawet zwiększa się zanieczyszczenie powietrza, zwłaszcza w okresie zimowym. Takie zachowania są karalne i ciągle monitorowane przez służby prawa. Za palenie odpadami w warunkach domowych można otrzymać mandat nawet w wysokości kilkuset złotych. Odpady można przetworzyć na energię, ale jeśli odbywa się to w kontrolowany i zgodny z prawem sposób. Proces termicznej utylizacji odpadów prowadzony jest najczęściej w cementowniach. Wiele odpadów posiada dużą kaloryczność i można je przetwarzać uzyskując przy tym odpowiednie ilości energii. Wartości opałowe, niektórych odpadów przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 1. Wartości opałowe odpadów [9]

Skład odpadu	Wartość opałowa [MJ/kg]
Papier i tektura	13
metale	0
szkło	0
tworzywa sztuczne	25
Odpady wielomateriałowe	14,5
Odpady spożywcze	3,9
Odpady zielone pochodzące z ogrodów	3,9
tekstylia	14,9
drewno	15,3
Odpady niebezpieczne	0

Źródło: [9]

Często też, poddawanemu konwersji na energię jest paliwo alternatywne, które spala się w piecach cementowych. Jego kluczowymi parametrami, które decydują o jego przydatności do spalania, są: wartość opałowa ( $>14 \text{ MJ}\cdot\text{kg}^{-1}$ ), wilgotność ( $<15\%$ ), zawartość chloru ( $<0,8\%$  lub  $<0,2\%$ ), siarki ( $<2,5\%$ ) i popiołów ( $<15\%$ ), zawartość PCB ( $<50 \text{ mg}\cdot\text{kg}^{-1}$ ), zawartość metali ciężkich ( $<2500 \text{ mg}\cdot\text{kg}^{-1}$ ) [12]. Poza czynnikami fizyczno-chemicznymi, na jakość alternatywnych paliw ma wpływ wiele innych czynników, do których należą między innymi: przepisy prawne dot. gospodarki odpadami, a także ochrony środowiska, metody aglomeracji składników, czy też sezonowanie [9].

Należy jednak zauważyć, że paliwo alternatywne wykorzystywane w cementowniach z roku na rok zmienia swoją wartość opałową. Związane jest to właśnie z selektywną zbiórką opadów. Coraz więcej surowców wysokokalorycznych jest odzyskiwane. Większość cementowni chętnie przyjmuje paliwo alternatywne, które ma wartość opałową co najmniej  $20 \text{ MJ/kg}$ . Najczęściej zaś paliwo to ma wartość opałową około  $15\text{-}16 \text{ MJ/kg}$ . Aby zwiększyć wartość paliwa alternatywnego dodaje się gumę- surowiec pochodzący z opon lub też tworzywa sztuczne. Składniki te są wysokokaloryczne i dlatego poprawiają jakość alternatywnego paliwa zwanego RDF [10]. Konwersji na energię podlegają także odpady, które stanowią surowiec do produkcji biopaliwa. Biopaliwa, a także biogaz powstają z przekształcenia biomasy. Do biomasy można zaliczyć m. in. drewno, słomę, trawy, pozostałości organiczne. Na proces pozyskiwania biomasy wpływa wiele czynników. Większość surowca zielonego pochodzi z sezonowej wycinki drzew. W województwie lubelskim jest wiele lasów liściastych jak i iglastych. Wśród biomasy pochodzenia leśnego rozróżnia się drewno przeznaczone na opał, a także zrębki. W trakcie wycinki powstają również wióry, pył drzewny oraz trociny. Te pozostałości drewna są przekształcane na brykiet lub też pelet, który uzyskuje się w procesie aglomerowania wraz z dodatkowymi surowcami pochodzenia roślinnego [11]. Należy jednak też dodać, że na energię przetwarza się także surowce, które pochodzą z terenów prywatnych, tzn. pozostałości po porządkach ogrodniczych lub też pielęgnacyjne przycinanie drzew.

Niektóre gospodarstwa domowe zajmują się np. uprawą wierzby energetycznej *Salix viminalis*. Jest to rodzaj rośliny posiadającej bardzo dobre właściwości energetyczne [12]. Unia Europejska wspiera te uprawy oferując przy tym bardzo korzystne

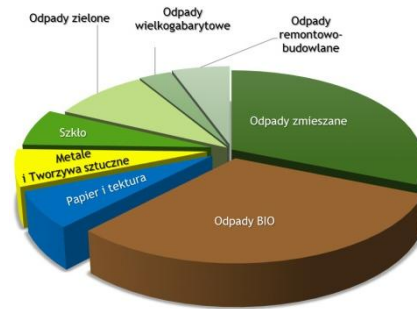
dopłaty. Jednakże wierzba energetyczna jest bardzo wymagającym gatunkiem rośliny. Aby uzyskać odpowiednią wartość opałową zrębków powstających z wycinki tego drzewa, trzeba zapewnić mu odpowiednią jakość podłoża jak i również odpowiednie nawożenie. Wierzba energetyczna ma nie tylko znaczenie w przypadku konwersji na energię, ale także odpowiada ona za oczyszczanie gleby z metali ciężkich [13].

Na energię przetwarzany jest również gaz wysypiskowy zwany biogazem. W większości składa się z dwutlenku węgla oraz metanu. W województwie lubelskim biogaz uzyskuje się na składowiskach odpadów w celu przetworzenia go na energię dla zakładów komunalnych [16]. Przykładem jest składowisko opadów Rokitnie, które przetwarza gromadzony biogaz. Warto dodać, że z biogazu korzystają także oczyszczalnie ścieków, które uzyskują go w wyniku fermentacji osadów ściekowych. Tak uzyskany gaz pozwala zastąpić standardowe źródła energii i zmniejszyć koszty eksploatacyjne danego przedsiębiorstwa. Należy także zauważyć, że stosowanie biogazu zmniejsza wykorzystanie paliw kopalnych, a tym samym sprzyja ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych.

W ostatnich latach w województwie lubelskim około 1/4 odpadów zmieszanych, przeznaczone zostało do termicznego przekształcania. Jednakże warto zauważyć, że w 2014 poziom odpadów zmieszanych przekształconych termicznie wyniósł 32%. W roku 2015 i w 2016 termicznie przekształcono 25% opadów zmieszanych. Uzyskana w ten sposób energia w większości przypadków jest przetwarzana na energię elektryczną i ciepłą. Nowoczesne technologie dotyczące recyklingu pozwalają na wytwarzanie paliwa RDF (Refused Derived Fuel), które być może z czasem znajdzie swoje zastosowanie w elektrociepłowniach.

## **5. Nowa ustawa o odpadach**

Od 1 lipca 2018 roku nastąpi zmiana sposobu gospodarowania odpadami komunalnymi. Mieszkańcy Gminy Lublin zostaną wprowadzeni do nowych zasad selektywnej zbiórki odpadów. Oznacza to wiele zmian, w codziennym sposobie segregacji odpadów. Mieszkańcy będą musieli używać czterech pojemników oznaczonych innymi kolorami [14]. Zgodnie z nowymi przepisami odpady papierowe należy umieszczać w pojemniku niebieskim, odpady szklane w pojemniku zielonym, odpady takie jak tworzywa sztuczne oraz metale będą umieszczane w pojemniku żółtym, zaś odpady biodegradowalne będą umieszczane w pojemniku brązowym. Pozostałe frakcje są segregowane bez zmian. Ta zmiana będzie mieć duży wpływ na pozyskiwanie biomasy. Do tej pory w większości biomasa w Lublinie pochodziła tylko z odpadów ogrodowych wynikających z pielęgnacji, ale także sezonowych opadów liści, czy też przycinki drzew. Teraz wzbogaci się ona w organiczne resztki m.in. jedzenia. Dotychczas odpady spożywcze trafiały do frakcji zmieszanej, a od lipca będą one oddzielane, dzięki temu zwiększy się możliwość pozyskiwania biomasy, a w przyszłości być może pozwoli to na pozyskiwanie biogazu. Udział wszystkich frakcji w całkowitej ilości produkowanych odpadów komunalnych przedstawiono na rysunku 5. Nowa ustawa o odpadach na pewno wpłynie korzystnie na środowisko, ale także pozwoli pozyskać więcej surowców wtórnych i tym samym przyczyni się do energooszczędności. Dodatkowo będzie mieć to korzystny wpływ na gospodarkę.



Rysunek 13. Podział frakcji w odpadach komunalnych [8]

## 6. Wnioski

Selektywna zbiórka odpadów w województwie lubelskim, a w szczególności makroregionie lubelskim tj. w Lublinie ciągle się rozwija i z roku na rok notowane są coraz lepsze wyniki recyklingu oraz współczynnika odpadów pozostawionych do składowania. Zmniejszanie się odpadów przeznaczonych do składowania świadczy o tym, że mieszkańcy coraz bardziej przyrównują uwagę do segregacji odpadów. Proekologiczne zachowania sprzyjają nie tylko ochronie środowiska, ale także rozwojowi gospodarki, a z tym wiąże się również zrównoważony rozwój [15]. Dzięki temu zyskuje się więcej surowca do ponownego przetwarzania. Jednakże wskaźniki informują również o tym, że w niektórych rejonach ciągle należy wdrażać procesy edukacyjne mające na celu poprawę świadomości ekologicznej mieszkańców. Szacuje się nawet, że w bieżącym roku ilość odpadów pozostawionych do składowania spadnie poniżej 20 tys. ton. Pozyskiwanie energii z odpadów jest ciągle rozwijane i poprzez nowoczesne rozwiązania uzyskuje się wysokokaloryczne paliwo, które zastępuje podstawowe paliwa opałowe. Wykorzystanie odpadów w procesie pozyskiwania energii sprzyja także zmniejszeniu się emisji gazów cieplarnianych, a tym samym wpływa korzystnie na jakość powietrza. Poprawa tego czynnika wpływa korzystnie na zdrowie. Nowe przepisy mają przyczynić się do zwiększenia się recyklingu, ale także mają stać się podstawą do pozyskiwania surowców, z których będzie można produkować alternatywną energię.

## Literatura

1. *Zbiórka odpadów bio kluczem do GOZ-u*, [w:] Energia i Recykling, Wrzesień 2017, s. 22.
2. *Analiza stanu gospodarki odpadami komunalnymi miasta Lublin za rok 2016*, Wydział Ochrony Środowiska, Urząd Miasta Lublin, [https://bip.lublin.eu/download/gfx/bip/userfiles/\\_public/import/urząd-miasta-lublin/ogloszenia/inne/2017/analiza-stanu-gospodarki-odpad/138693\\_analiza\\_stanu\\_gospodarki\\_odpadami\\_komunalnymi\\_2016.pdf](https://bip.lublin.eu/download/gfx/bip/userfiles/_public/import/urząd-miasta-lublin/ogloszenia/inne/2017/analiza-stanu-gospodarki-odpad/138693_analiza_stanu_gospodarki_odpadami_komunalnymi_2016.pdf), 30.12.2017.
3. *Analiza stanu gospodarki odpadami komunalnymi miasta Lublin za rok 2015*, Wydział Ochrony Środowiska, Urząd Miasta Lublin, [https://bip.lublin.eu/download/gfx/bip/userfiles/\\_public/import/urząd-miasta-lublin/ogloszenia/inne/2016/analiza-stanu-gospodarki-odpad/126857\\_analiza\\_stanu\\_gospodarki\\_odpadami\\_komunalnymi\\_lublin\\_2015.pdf](https://bip.lublin.eu/download/gfx/bip/userfiles/_public/import/urząd-miasta-lublin/ogloszenia/inne/2016/analiza-stanu-gospodarki-odpad/126857_analiza_stanu_gospodarki_odpadami_komunalnymi_lublin_2015.pdf), 30.12.2017.

4. *Analiza stanu gospodarki odpadami komunalnymi miasta Lublin za rok 2014*, Wydział Ochrony Środowiska, Urząd Miasta Lublin, <https://bip2.lublin.eu/bip/um/index.php?t=210&id=262897&mode=a&d=T>, 30.12.2017.
5. Niepogoda R., *Gospodarka odpadami komunalnymi w województwie lubelskim w 2016 roku*, Urząd Statystyczny w Lublinie, Lublin 2017, [http://lublin.stat.gov.pl/download/gfx/lublin/pl/defaultaktualnosci/1222/3/2/1/gospodarka\\_odpadami\\_komunalnymi\\_w\\_województwie\\_lubelskim\\_w\\_2016\\_roku.pdf](http://lublin.stat.gov.pl/download/gfx/lublin/pl/defaultaktualnosci/1222/3/2/1/gospodarka_odpadami_komunalnymi_w_województwie_lubelskim_w_2016_roku.pdf), 3.01.2018.
6. Popiołek E., *Gospodarka odpadami komunalnymi w województwie lubelskim w 2015 roku*, Urząd Statystyczny w Lublinie, Lublin 2016, [http://lublin.stat.gov.pl/files/gfx/lublin/pl/defaultstronaopisowa/1268/1/1/sygnalna\\_odpady\\_2015.pdf](http://lublin.stat.gov.pl/files/gfx/lublin/pl/defaultstronaopisowa/1268/1/1/sygnalna_odpady_2015.pdf), 3.01.2018.
7. Popiołek E., *Gospodarka odpadami komunalnymi w województwie lubelskim w 2014 roku*, Urząd Statystyczny w Lublinie, Lublin 2015, [http://lublin.stat.gov.pl/files/gfx/lublin/pl/defaultstronaopisowa/1066/1/1/sygnalna\\_odpady-2014.pdf](http://lublin.stat.gov.pl/files/gfx/lublin/pl/defaultstronaopisowa/1066/1/1/sygnalna_odpady-2014.pdf), 3.01.2018.
8. *Nowy system segregacji odpadów od 1 lipca 2018 r.*, [w:] <https://lublin.eu/mieszkanicy/srodowisko/odpady-i-recykling/nowy-system-segregacji-odpadow-od-1-lipca-2018-r/>, 12.01.2018.
9. Budzyń S., Tora B., *Energetyczne i materiałowe wykorzystanie odpadów – wybrane technologie opracowane we współpracy Wydziału Energetyki i Paliw oraz Wydziału Górnicztwa i Geoinżynierii Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie*, Wydawnictwo Naukowe Akapit, Kraków 2014.
10. Wielgoskiński G., Namiecińska O., Saladra P., *Termiczne przekształcanie odpadów komunalnych w Polsce w świetle nowych planów gospodarki*, [w:] Nowa Energia 2/2017, Politechnika Łódzka, Łódź 2017.
11. Jackowska I., Pabich M., Sachadyn-Król M., *Biomasa do celów energetycznych na Lubelszczyźnie*, [w:] Autobusy. Technika, Eksploatacja, Systemy Transportowe, Radom 2012.
12. Węglarzy K., Skrzyżala I., *Czy Salix Viminalis poprawia bilans energetyczny kraju*, [w:] Inżynieria Ekologiczna, Zeszyt 33, 2013, s. 164-174.
13. Zarębski P., *Znaczenie wierzby energetycznej w rekultywacji wysypisk śmieci oraz hałd i wyrobisk pogórnictwa*, [w:] Zeszyty naukowe wydziału nauk ekonomicznych, nr 18, 2014, s. 67-76.
14. *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 29 grudnia 2016 r. w sprawie szczegółowego sposobu selektywnego zbierania wybranych frakcji odpadów*, [w:] Dz.U.2017.19.
15. Wójcicka-Migasiuk D., *Wpływ zachowań proekologicznych na styl życia w warunkach polskich*, [w:] Humanistyka a nauki ścisłe, Lublin 2016.
16. Zając G., Szyszlak-Bargłowicz J., Słowik T., *Zagospodarowanie biogazu składowiskowego na terenie województwa lubelskiego*, [w:] Autobusy. Technika, Eksploatacja, Systemy Transportowe, Radom 2012.

## **Rozwój selektywnej zbiórki odpadów w makroregionie lubelskim w aspekcie konwersji energii**

### **Streszczenie**

Celem niniejszego artykułu jest przedstawienie rozwoju selektywnej zbiórki odpadów w makroregionie lubelskim w związku z przetwarzaniem odpadów na energię. Wraz z rozwojem gospodarki pojawia się wzrost ilości produkowanych odpadów. W makroregionie lubelskim funkcjonuje dwu-frakcyjny podział odpadów, który sprzyja także zmniejszeniu zużycia energii, ale w dużej mierze obniża również koszty produkcji nowych opakowań, które mogą być wykonane z materiałów powstałych z recyklingu. Nowoczesne rozwiązania pozwalają na odzyskanie znaczącej ilości odpadów pochodzących z frakcji suchej, jednakże pozostała część jest przetwarzana na paliwo alternatywne lub ulega długotrwałemu procesowi rozkładu. Frakcja zielona może być wykorzystana do produkcji biogazu w procesie fermentacji metanowej. W procesie termicznej utylizacji odpadów uzyskuje się energię elektryczną. Niektóre przedsiębiorstwa korzystają z surowców powstałych z odpadów, uzyskując przy tym znaczny wzrost udziału energii pochodzącej z OZE w całkowitym bilansie energetycznym. W artykule zwrócono uwagę na aktualizację i stałe dopasowanie działań zmierzających w tym kierunku za pomocą prognozowania. Przedstawione wyniki poddano analizie służącej prawidłowemu zarządzaniu i zagospodarowaniu odpadów, co przyczynia się do zrównoważonego rozwoju.

Słowa kluczowe: selektywna zbiórka odpadów, recykling, odnawialne źródła energii, biogaz, paliwa alternatywne.

## **The development of the collection of waste in the Lublin macroregion in the aspect of energy conversion**

### **Abstract**

The purpose of this article is to present the development of selective waste collection in the Lublin macroregion in connection with waste treatment for energy. With the development of the economy, there is an increase in the amount of waste produced. In the Lublin macroregion there is a two-fraction division of waste, which also helps reduce energy consumption, but to a large extent also reduces the production costs of new packaging, which can be made of recycled materials. Modern solutions allow for the recovery of a significant amount of waste from the dry fraction, however the remaining part is converted into alternative fuel or undergoes a long-lasting decomposition process. The green fraction can be used to produce biogas in the methane fermentation process. In the process of thermal utilization of waste, electricity is obtained. Some enterprises use raw materials generated from waste, while achieving a significant increase in the share of energy from RES in the total energy balance. The article draws attention to the update and constant adaptation of activities aiming at this direction through forecasting. The presented results were analyzed for proper management and waste management, which contributes to sustainable development.

Keywords: selective waste collection, recycling, renewable energy sources, biogas, alternative fuels.

# Zastosowanie blockchain w dynamicznej dystrybucji elektryczności

## 1. Wprowadzenie

Scentralizowane konwencjonalne źródła mocy o stabilnej pracy ustępują miejsca zmiennej generacji rozproszonej, co w szczególności związane jest z rozwojem odnawialnych źródeł energii, takich jak systemy fotowoltaiczne i geotermia, oraz nowoczesnych metod magazynowania. W praktyce moc rozproszonych źródeł może zaspokajać nie tylko potrzeby odbiorcy, ale może być również wysyłana do sieci – wówczas konsument energii elektrycznej staje się również jej producentem. Ta rewolucja technologiczna zmienia relacje pomiędzy odbiorcami a dostawcami energetycznymi, między innymi poprzez stymulowanie transformacji w dziedzinie rozliczenia elektryczności. Dlatego konieczne jest usprawnienie rozliczenia elektryczności tak, aby uwzględnić lokalne wytwarzanie.

Rejestry rozproszone blockchain są technologią rozpowszechnioną i spopularyzowaną dzięki kryptowalutom. W 2009 roku wraz z powstaniem kryptowaluty bitcoin udostępnionej światu przez osobę (lub grupę osób) o pseudonimie Satoshi Nakamoto [1] światło dzienne ujrzała kryptowaluta bazująca na rejestrach rozproszonych, które implementują łańcuch bloków z transakcjami (ang. *blockchain*). Zaproponowana metoda rozliczeń szybko zyskała na popularności i zaobserwowano wysyp innych kryptowalut (tzw. altcoinów). Głównym założeniem tej technologii jest usprawnienie rozliczeń poprzez zdecentralizowanie i zabezpieczenie danych w rozproszonych rejestrach.

Technologia bazująca na blockchain ma potencjał wdrożeniowy w energetyce. Implementacja technologii pozwala na usprawnienie wymiany informacji pomiędzy stronami, w szczególności pod kątem rozliczenia zdecentralizowanych źródeł wytwarzania energii.

## 2. Podstawy rejestrów rozproszonych blockchain

Rejestr rozproszony, który bazuje na łańcuchu bloków (ang. *blockchain*), wykorzystany może być do archiwizowania informacji, na przykład transakcji wymiany. To zdecentralizowana baza danych, w której rejestrowane transakcje są rozproszone pomiędzy wieloma komputerami (węzłami) bez centralnego miejsca jej przechowywania. Z założenia każdy z węzłów ją przechowujących posiada swoją kopię całej bazy w postaci łańcucha bloków (ang. *blockchain*), dzięki temu żadna informacja zapisana w tej bazie nie będzie mogła być zmieniona, ani podrobiona

---

<sup>1</sup> pawel.krol@pk.edu.pl, Katedra Elektrotechniki Teoretycznej i Informatyki, Wydział Inżynierii Elektrycznej i Komputerowej, Politechnika Krakowska, www.pk.edu.pl

<sup>2</sup> grzegorz.bazior@agh.edu.pl, Katedra Informatyki Stosowanej, Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej, AGH w Krakowie, www.agh.edu.pl

<sup>3</sup> kamil.nowakowski@uj.edu.pl, Zakład Technologii Gier, Wydział Fizyki, Astronomii i Informatyki Stosowanej, Uniwersytet Jagielloński, www.uj.edu.pl



(przy zapewnieniu odpowiedniej liczby węzłów ją przechowujących). Dzięki decentralizacji technologii blockchain po zniszczeniu jednego z węzłów dane nie przepadają. Każda z transakcji w łańcuchu bloków jest podpisywana cyfrowo za pomocą klucza publicznego, przy użyciu kryptografii krzywych eliptycznych.

Z założenia w każdym węźle transakcje dodawane są do dziennika transakcji, zwanego blokiem. W blokach, których wielkość jest ściśle określona i zależna od danej implementacji blockchain, zamieszczana jest informacja o czasie wykonania transakcji [1]. Jako że różne węzły mogą różnić się pod względem zawartości rejestru, w celu zatwierdzenia transakcji zaproponowano różne metody konsensusu, w których akceptuje się łańcuch wybrany zależnie od: ilości wykonanej pracy, która jest potrzebna do rozwiązania zadania (ang. proof of work), ilości posiadanych udziałów (ang. proof of interest) lub innych.

Należy uwzględnić fakt, że istnieje możliwość ograniczania dostępności do informacji – rozróżniane są łańcuchy publiczne i prywatne (tabela 1). Pierwszą inicjatywą bazy typu blockchain jest kryptowaluta bitcoin, która jest w pełni otwarta – wszystkie transakcje są widoczne dla każdego, chociaż użytkownicy cieszą się anonimowością [1].

Tabela 1. Podział technologii rejestrów rozproszonych łańcucha bloków w zależności od uprawnień do wykonywania poszczególnych operacji (na podstawie [2])

	Łańcuch bloków	
	publiczny	prywatny
Uczestnicy rejestru	Wszyscy	Grupa podmiotów
Dostęp do rejestru	Dane publiczne	Ograniczony
Metoda konsensusu	„Proof Of Work”	„Proof Of Interest”
Przykłady	Bitcoin, Ethereum, Peercoin, SolarCoin	Fabric, Iroha, Sawtooth, Indy
Zastosowania	Zdecentralizowany rejestr transakcji	Rejestr transakcji / Archiwizacja danych

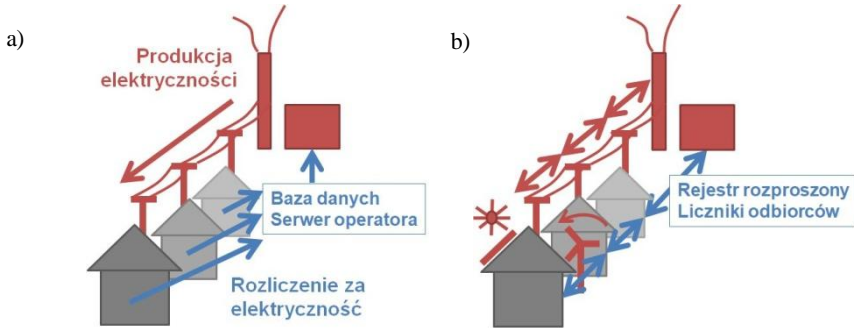
Wprowadzając do bloków dodatkowe warunki, tworzy się smart-kontrakty, które pozwalają w zautomatyzowany sposób wdrażać zaprogramowane umowy czy też dokonywać transakcji, gdy zajdą pewne okoliczności. Ethereum jest pierwszą kryptowalutą z zaprogramowanymi smart-kontraktami. Łańcuch bloków ethereum jest szablonem tokenów – nowych jednostek rozliczeniowych opartych na tym blockchainie [3].

Ciekawym rozwinięciem tej technologii są DAO (ang. decentralised autonomous organisation), które są zdecentralizowanymi organizacjami, nad którymi udziałowcy mają kontrolę za pomocą przydzielonych tokenów. Założyciel organizacji DAO określa początkowe mechanizmy działania i sposób emisji tokenów. Najbardziej znana próba stworzenia takiej organizacji nosiła nazwę „The DAO”. Projekt rozpoczęty w 2016 roku polegał na tym, że uczestnicy otrzymywali żetony DAO, a następnie, wykorzystując własne tokeny, głosowali, które projekty należy sfinansować. Te inteligentne kontrakty można zaprogramować do wykonywania określonych zadań. Są one kryptograficzną gwarancją demokracji, w której zainteresowane strony mogą głosować nad dodawaniem nowych przepisów, zmianą zasad lub obaleniem członka [4].

### 3. Dwukierunkowe rozliczanie elektryczności

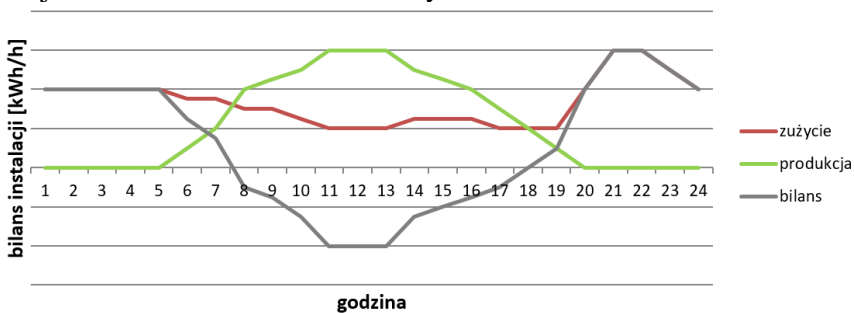
#### 3.1. Rola prosumenta w obecnej energetyce

Obecnie jesteśmy świadkami dynamicznej zmiany podejścia do energetyki. Scenarizowane konwencjonalne źródła mocy o stabilnej pracy ustępują miejsca zmiennej generacji rozproszonej, co w szczególności związane jest z rozwojem odnawialnych źródeł energii (fotowoltaika, geotermia) oraz nowoczesnych metod magazynowania elektryczności (rysunek 1) [5].



Rysunek 1. Zmiany zachodzące w energetyce a) elektryczność przepływa ze scentralizowanych źródeł do klientów, rozliczenie następuje w centralnej bazie operatora, b) elektryczność wytwarzana jest również lokalnie, rozliczenie następuje w sieci rozproszonej blockchain.

W praktyce moc rozproszonych źródeł może zaspokajać nie tylko potrzeby odbiorcy, ale może być również wysyłana do sieci. W przypadku niemożności spożytkowania produkcji elektryczności korzystna jest odsprzedaż prądu do sieci. Wówczas konsument energii elektrycznej staje się również jej producentem – prosumentem (rysunek 2). Ta rewolucja technologiczna zmienia relacje pomiędzy odbiorcami a dostawcami energetycznymi między innymi poprzez stymulowanie transformacji w dziedzinie rozliczenia elektryczności.



Rysunek 2. Zmienność wymiany bilansu mocy w instalacji prosumenta w cyklu dobowym. Obserwuje się dobowe wahania w bilansie energii w zależności od pory dnia.

Nadwyżka energii elektrycznej, która jest generowana, może być zliczana na rachunek klienta za przyszłe zużycie. W praktyce jest to system rozliczania okresowego, w formie upustu do faktury rozliczanej za pewien okres. Rozwiązanie takie pozwala klientom posiadającym mikroinstalację energetyczną wytwarzać energię elektryczną do użytku osobistego i sprzedawać nadwyżkę, zasilając lokalną sieć dystrybucyjną [6].

### **3.2. Obecne regulacje w zakresie sprzedaży energii**

Rozliczenie prosumentów w Polsce reguluje ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii z późniejszymi zmianami [7]. Za każdą 1kWh oddaną do sieci można odbierać część wysłanej mocy bez opłat za przesył i bilansowanie roczne, a rozliczenia kosztów odbywają się raz na okres ustalony w umowie. Posiadacz mikroinstalacji o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 10 kW dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w stosunku ilościowym 1 do 0.8. Posiadacze instalacji o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej powyżej 10 kW rozliczają oddaną do sieci elektryczność w stosunku 1 do 0.7. W celu rozliczenia obustronnej wymiany elektrycznością wymagana jest instalacja odpowiednich dwukierunkowych liczników.

### **3.3. Liczniki energii**

Standardową metodą rozliczenia za elektryczność jest indywidualny licznik mocy w każdym punkcie odbioru (np. dom, mieszkanie). Standardowo stan zużycia jest aktualizowany przez indywidualny odczyt w miejscu jego instalacji. Delegowanie pracownika do odczytu pociąga za sobą dodatkowe koszty, dlatego też fizyczne odczyty liczników odbywają się stosunkowo rzadko (rzędu raz na pół roku). Wykorzystując przedpłatowy (pre-paidowy) system poboru mocy, klient decyduje z wyprzedzeniem o ilości zakupionej energii elektrycznej i samodzielnie odblokowuje urządzenie [8].

Podłączenie standardowego urządzenia licznikowego do sieci tworzy licznik inteligentny (ang. smart meter). W najprostszej wersji urządzenia działanie licznika może obejmować automatyczny odczyt licznika i okresowe przesłanie zużycia do serwera. Urządzenie można rozbudować o odczyty, tak aby licznik uwzględniał pracę o różnych porach w zależności od taryfy, w jakiej klient się rozlicza. Pełne uelastycznienie umożliwi złożony odczyt licznika, w którym licznik inteligentnie analizuje dane i dynamicznie komunikuje się z serwerem [9]. Do gromadzenia odczytów z różnych liczników wykorzystywany jest serwer cyfrowy, w którym dane przechowywane są w pojedynczym serwerze, co nie jest pełnym zabezpieczeniem przed atakiem lub nawet awarią serwera. Dlatego autorzy proponują implementację rejestrów rozproszonych blockchain w licznikach smart.

## **4. Zastosowania blockchain w energetyce**

### **4.1. Analiza źródłowa**

Opracowania [10], [11] wskazują na korzyści komercyjne przy wykorzystaniu technologii rejestrów rozproszonych w energetyce. W pracy Hwanga i in. [12] zaproponowano zdecentralizowaną platformę do obrotu elektrycznością do obsługi lokalnego rynku energii bez potrzeby pośrednika. W pracy Mengelkampa i in. [13] autorzy sugerują kompleksową koncepcję – projekt rynku i symulację lokalnego rynku energii pomiędzy 100 gospodarstwami domowymi. Natomiast w pracy [14] Aitzhan Zhumabekuly i Nurzhan Svetinovic zwracają uwagę na kwestie bezpieczeństwa i prywatności w zdecentralizowanym handlu energią elektryczną.

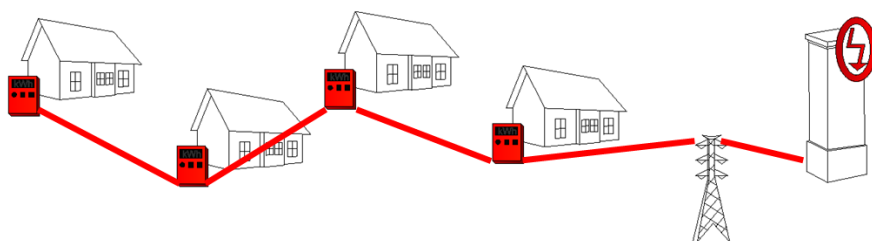
W poniższej analizie autorzy proponują zastosowanie sieci blockchain w licznikach energetycznych. Rejestr rozproszony można zastosować jako bazę certyfikatów pochodzenia elektryczności w zarządzaniu dystrybucją energii, czy w rozliczeniu instalacji prosumenckich.

## 4.2. Baza certyfikatów pochodzenia elektryczności

Energia pochodząca z instalacji OZE podlega certyfikacji. Zielone certyfikaty, które są formą wsparcia producentów zielonej energii, mogą być również sprzedawane na wolnym rynku. Pośrednicy łączą kupujących ze sprzedawcami w zamian za opłatę. Ten złożony proces powoduje stosunkowo wysokie koszty i opóźnienie. Ponadto ten system z wieloma podmiotami, procesami i formatami danych narażony jest na ludzkie błędy, w tym niepoprawne zapisy księgowo, podwójne rozliczenie certyfikatów oraz kradzieże lub manipulacje danych. Do zadania rejestracji i wymiany certyfikatów pochodzenia elektryczności doskonale nadaje się baza rejestrów rozproszonych, w której węzłami będą wszyscy uczestnicy rynku certyfikacji. Technologia rejestrów rozproszonych radykalnie upraszcza system, zapewniając rynkowi przejrzystość i wiarygodność. Liczniki łączą się bezpośrednio z rejestrem rozproszonym blockchain, który działa jako zwykła, publiczna księga, ustanawiając wspólną bazę. Pośrednicy rynkowi znikają, ponieważ funkcje akredytacji i walidacji są zintegrowane z protokołami transakcji. Szyfrowanie gwarantuje integralność danych.

## 4.3. Rejestry rozproszone w zarządzaniu dystrybucją energii

Technologia blockchain, która umożliwi tworzenie prywatnych łańcuchów bloków opisujących relacje między konsumentami i dystrybutorami energii, jest potencjalnym usprawnieniem zarządzania dystrybucją energii. Węzłami zostają urządzenia licznikowe, które wymieniają się wspólnie informacjami o bieżącym zużyciu i stanie sieci. Dodatkowe węzły znajdują się w centrali firmy energetycznej, której rola jest ograniczona do zarządzania siecią na prawach członka-koordynatora. Do sieci równoprawnie dołączyć mogą inni zarządcy dystrybucji, sprzedawcy energii i organy regulacyjne – każda instytucja niezależnie otrzymuje natychmiastowy i ciągły dostęp do danych o każdym z użytkowników sieci. Dane zabezpieczone są poprzez istnienie kopii bazy na różnych urządzeniach. Przykład przedstawiono na rysunku 3.

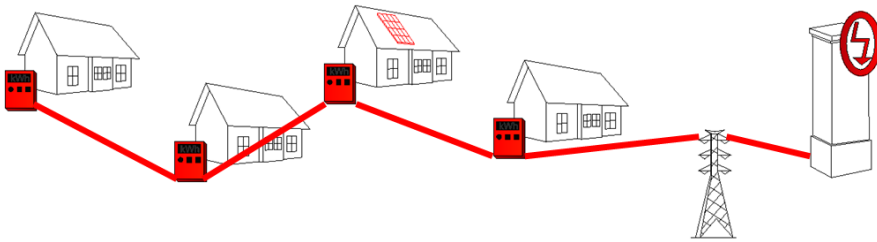


Rysunek 3. Schemat sieci rejestrów rozproszonych w infrastrukturze elektromagnetycznej. Węzły blockchain w licznikach odbiorców i w centrali firmy energetycznej.

#### 4.4. Smart-kontrakty w rozliczeniu prosumentów

Jako że w dzisiejszych czasach każdy z nas może być zarówno producentem, jak i konsumentem energii, koniecznym wydaje się znalezienie sposobu na zautomatyzowanie rozliczeń za konsumpcję i produkcję. Korzystnym rozwiązaniem jest utworzenie rejestru rozproszonego z zaimplementowanymi smart-kontraktami, które umożliwiają prosumentom rozliczenie nadwyżki energii wysłanej do sieci. Przepływ energii elektrycznej jest automatycznie kodowany do łańcucha blokowego, a algorytmy dopasowują kupujących i sprzedających w czasie rzeczywistym w oparciu o sieć lokalną. Inteligentne kontrakty są następnie podsumowane, co umożliwia płatność od kupującego do sprzedawcy. Rozproszona realizacja transakcji handlowych przynosi zupełnie nowy poziom decentralizacji i przejrzystości. Jednak przeprowadzenie transakcji w sieci nie wyklucza całkowicie firm dystrybucyjnych. Mają one dostęp do bazy oraz zatwierdzają transakcję.

Przykład przedstawiono na rysunku 4, gdzie dzięki zastosowaniu inteligentnych liczników bazujących na rejestrze rozproszonym każdy z klientów może być producentem energii i nie wymaga to modyfikacji już istniejącej sieci.



Rysunek 4. Schemat sieci rejestrów rozproszonych w infrastrukturze elektromagnetycznej. Węzły blockchain w licznikach odbiorców i w centrali firmy energetycznej oraz instalacja prosumencka rozliczona za pomocą smart-kontraktów.

Nowoczesne metody rozliczeń mogą zostać wykorzystane jako zachęta do dalszych inwestycji w nowe źródła energii odnawialnej. Aukcje DAO pomiędzy uczestnikami sieci opartej na rozproszonym rejestrze rozliczeń umożliwiają oddolną wspólną inwestycję w źródło odnawialne. Oddolna licytacja nowych jednostek rozliczeniowych (tokenów) pozwala sfinansować inwestycję, inwestorzy następnie mają możliwość sprawiedliwego podziału zysków proporcjonalnie do zainwestowanych środków. Rozwiązanie takie pozwala rozłożyć koszty inwestycji na wielu klientach, co poprzez efekt skali tej inwestycji sąsiedzkiej zmniejsza ryzyko inwestycyjne.

#### 4.5. Bilans korzyści wynikających z zastosowania blockchain

Obecnie opłaty za elektryczność są stałe, lub poprzez odpowiednie dobowe taryfy opłat za elektryczność nocą, gdy krajowe zużycie jest mniejsze, ceny energii są obniżane, natomiast w ciągu dnia przy dużym obciążeniu sieci ceny rosną. Na uwagę zasługują też fakt, że na koszt dostarczenia elektryczności składają się opłaty rozliczane za zużycie elektryczności (w kWh), zmienne i stałe opłaty dystrybucyjne oraz inne opłaty naliczane zgodnie z odpowiednimi ustaleniami prawnymi.

Uzmiennienie stałych obecnie cen za elektryczność pozwala bilansować podaż z popytem. Technologia rejestrów rozproszonych ma potencjał wdrożeniowy w rozli-

czeniu transferu elektryczności, ponieważ może przechowywać dużą liczbę transakcji w sposób zdecentralizowany. Wszystkie transakcje są przechowywane w łańcuchu bloków w sposób chronologiczny i niepodważalny. Pod wieloma względami technologia umożliwia wiele dodatkowych udogodnień, co prawda możliwych do osiągnięcia również innymi środkami niż blockchain, jednakże przy bardzo dużej komplikacji systemu i bardzo wysokich kosztach.

Wymagania:

- Instalacja liczników inteligentnych smart z obsługą pełnej komunikacji do i z urzędnika;
- Konieczność opracowania regulacji prawnych, które uregulują wzajemne rozliczenia dystrybucji elektryczności;
- Przekonanie opinii publicznej do wdrożenia technologii.

Korzyści dla klientów:

- Zachęta do wykorzystania nadwyżki elektryczności, gdy maleje cena w sieci lokalnej;
- Możliwość rozliczenia nadwyżki elektryczności w sytuacji, gdy klient ma instalację prosumencką;
- Bezpieczeństwo i przejrzystość rozliczeń.

Korzyści dla dystrybutorów i wytwórców:

- Bilansowanie sieci poprzez uzmiennienie cen i sterowanie popytem, redukcja szczytowego zapotrzebowania na moc;
- Usprawnienie monitorowania dystrybucji elektryczności, badanie stanu lokalnych sieci niskiego napięcia;
- Redukcja kosztów poprzez automatyzację rozliczeń.

Należy stwierdzić, że wraz z rozwojem technologicznym standardów bezprzewodowej komunikacji czujników Internetu Rzeczy unowocześnienie rozliczenia dystrybucji w sieci elektroenergetycznej jest tematem bieżącym. Implementacja rozwiązań blockchain zbudowana jest w oparciu na sieci liczników inteligentnych.

## 5. Wnioski

Technologia rejestrów rozproszonych ma zastosowanie we wszystkich dziedzinach, w których wymagane jest przechowywanie danych, których gromadzenie w formie rozproszonej jest korzystne z praktycznego punktu widzenia. Zapewnia bezpieczeństwo zapisanych danych przy jednoczesnej przejrzystości zapisanych transakcji.

Nie podlega wątpliwości, że technologia ta niesie olbrzymie udogodnienia w zakresie energetyki, która z definicji jest rozproszona. Blockchain umożliwia usprawnienie procesów związanych z dystrybucją energii, przy jednoczesnym zmniejszeniu kosztów rozliczania energii. Poprzez wprowadzenie przejrzystego zamkniętego rejestru transakcji otrzymuje się system rozliczeń, który w dłuższej perspektywie pomaga w monitorowaniu dystrybucji i uzmiennieniu cen oraz wspiera instalacje prosumenckie.

## Literatura

1. Nakamoto S., *Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System*, [www.Bitcoin.Org](http://www.Bitcoin.Org), s. 9, 2008.
2. CGI Group Inc., *Opportunities for Blockchain in the Energy Sector*, 2017.

3. Vitalik B., *A Next-Generation Smart Contract and Decentralized Application Platform*, 2009. [Online]. Available: <https://github.com>.
4. Boucher P., Nascimento S., Kritikos M., *How Blockchain Technology Could Change Our Lives*, *Eur. Parliam. Res. Serv.*, 2017.
5. Kiluk S., *Potencjalne zastosowania technologii BLOCKCHAIN na rynku energii elektrycznej*, s. 1-42.
6. Gautier A., *The Prosumers and the Grid*, no. February, s. 1-18, 2016.
7. *Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii*. Sejm Rzeczypospolitej Polskiej, p. [www.isap.sejm.gov.pl](http://www.isap.sejm.gov.pl).
8. URE, *Zbiór praw konsumenta energii elektrycznej*, 2014.
9. IRENA, *Innovation Outlook: Renewable Mini-Grids*. 2016.
10. Hasse F., *Blockchain – an opportunity for energy producers and consumers?*, PwC Glob. power Util., 2016.
11. Pricewaterhouse Coopers, *Blockchain – Chance für Energieverbraucher?*
12. Hwang J., Choi M. I., Lee T., Jeon S., Kim S., Park S., Park S., *Energy Prosumer Business Model Using Blockchain System to Ensure Transparency and Safety*, *Energy Procedia*, 2017.
13. Mengelkamp E., Notheisen B., Beer C., Dauer D., Weinhardt C., *A blockchain-based smart grid: towards sustainable local energy markets*, *Comput. Sci.-Res. Dev.*, vol. 33, no. 1-2, S. 207-214, 2018.
14. Zhumabekuly Aitzhan N., Svetinovic D., *Security and Privacy in Decentralized Energy Trading through Multi-signatures, Blockchain and Anonymous Messaging Streams*, *IEEE Trans. Dependable Secur. Comput.*, vol. 5971, no. c, S. 1–1, 2016.

## Zastosowania blockchain w dynamicznej dystrybucji energii

### Streszczenie

Artykuł obejmuje omówienie aktualnych metod rozliczania opłat za dostarczenie energii. Dodatkowo opisane są podstawy prawne dotyczące prywatnej produkcji energii elektrycznej obowiązujące na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Konieczne jest dostosowanie algorytmów dystrybucji energii, tak aby uwzględnić możliwość odbioru lokalnej energii elektrycznej. W tym celu wykrzystać można nowe technologie informatyczne. W pracy omówiono podstawy działania technologii rozproszonych rejestrów transakcji. Przedstawiono rozwiązania wykorzystujące algorytmy technologii łańcuchów bloków (blockchain), jakie można zaimplementować w zastosowaniach komercyjnych. Zamieszczono studium przypadku trzech rozwiązań, których aplikacja może przynieść wymierne korzyści. Warto dodać, że głównym celem przykładów jest zaprezentowanie podstawowych możliwości zastosowania blockchain w rozliczeniach energią, choć zakres zastosowań tej technologii w energetyce jest bardzo szeroki. Rozproszony handel energią elektryczną w technologii blockchain przekształca sieci energetyczne w platformy transakcyjne, tworząc nowy paradygmat jej użytkowania.

Słowa kluczowe: liczniki smart, łańcuch bloków, rozproszony rejestr transakcji, smart kontrakty.

## Applications of blockchain in dynamic distribution of electricity

The article includes an overview of current methods of billing for electricity distribution and delivery. In addition, the legal basis for private production of electricity on the territory of the Republic of Poland is described. It is necessary to adjust the electricity clearing algorithms to take into account the possibility of local electricity generation. New IT technologies can be used for this purpose. Basic principles of distributed transaction registers are discussed. The paper presents solutions that use blockchain algorithms that can be implemented in the commercial applications. Analysis covers case study of three solutions that present the area of practical application with potential application benefits. It is worth adding that the main purpose of the examples is to present the implementability of using blockchain in energy accounting, although the scope of applications of this technology in the energy sector is very wide. Distributed electrical energy trading in blockchain technology transforms energy networks into transactional platforms, creating a new paradigm of its use.

Keywords: smart meters, blockchain, distributed transactions register, smart contracts.

# **Prognozowanie wielkości popytu na węgiel kamienny w warunkach zmiennego otoczenia z wykorzystaniem modelu X-12 ARIMA**

## **1. Wstęp**

Turbulentne otoczenie to termin, który w ostatnich latach coraz częściej używany jest w odniesieniu do otoczenia, w którym funkcjonują przedsiębiorstwa na całym świecie. Przez otoczenie turbulentne rozumie się otoczenie złożone, niepewne oraz niestabilne [1, 2]. Jest to otoczenie, które powoduje, że kierownictwo przedsiębiorstwa nie dysponuje wystarczającą informacją na temat środowiska zewnętrznego, ponieważ jest ono w stanie ciągłych przemian. Otoczenie przedsiębiorstw staje się coraz mniej przewidywalne, zmiany pojawiają się coraz szybciej i są one coraz szerzej zakrojone. Ich wpływ na przedsiębiorstwo jest coraz większy. Tego typu zjawiska dotyczą wszystkich grup czynników makrootoczenia przedsiębiorstwa to jest przede wszystkim ekonomicznego, technologicznego, społecznego, politycznego i międzynarodowego. Celem niniejszej publikacji jest przedstawienie narzędzi mogących ułatwić przedsiębiorstwom górniczym funkcjonowanie na zmiennym rynku, co ma szczególne znaczenie w świetle sezonowości popytu na węgiel.

Zmiany mogą stwarzać przedsiębiorstwu problemy, ale są one także źródłem szans, których wykorzystanie może pozwolić na prześcignięcie konkurencji. Powodem takiego stanu rzeczy jest między innymi globalizacja, która to powoduje, iż rynki stają się coraz to większe, a okres życia produktów ulega skróceniu. Na zarządzanie przedsiębiorstwem składają się cztery podstawowe funkcje: planowanie, organizowanie, przewodzenie oraz kontrola. W dzisiejszych czasach nie ma już możliwości tak jednoznacznego rozgraniczenia tychże funkcji. Przedsiębiorstwo musi elastycznie reagować na zmiany otoczenia, dlatego też funkcje zarządzania powinny być realizowane niemalże jednocześnie. Nie można bowiem odkładać kontroli do czasu zakończenia pozostałych funkcji zarządzania. Kontrola powinna przeplatać cały cykl zarządzania przedsiębiorstwem.

Planowaniem nazywa się wytyczanie celów organizacji i określanie sposobu ich najlepszej realizacji [3].

Przedsiębiorstwa górnicze na całym świecie szczególnie odczuły skutki kryzysu gospodarczego. Podobnie sytuacja wygląda w Polsce. Spadające ceny surowców energetycznych odbiły się na zyskach polskich spółek górniczych.

Czy w takim razie, w tak niestabilnym i szybko zmieniającym się otoczeniu warto planować?

---

<sup>1</sup> aurelia.rybak@polsl.pl, Politechnika Śląska, Wydział Górnictwa i Geologii, Katedra Elektrotechniki i Automatyki Przemysłowej, ul. Akademicka 2, 44-100 Gliwice, aurelia.rybak@polsl.pl, tel. 322371824.

<sup>2</sup> ewelina.wlodarczyk@polsl.pl, Politechnika Śląska, Wydział Górnictwa i Geologii, Katedra Inżynierii Bezpieczeństwa, ul. Akademicka 2, 44-100 Gliwice, tel. 322371824.



Odpowiedź na to pytanie powinna być zdecydowanie twierdząca. Jednakże należy posługiwać się metodami, które to są odpowiednie dla otoczenia turbulentnego.

Association for Strategic Planning przeprowadziło w 2009 roku badania, które wykazały, że przedsiębiorstwa, które nadal stosowały planowanie i prognozowanie przyszłości odnotowały lepsze wyniki, niż te które całkowicie zrezygnowały z tych narzędzi [4]. Prognozowanie można porównać (według wiodących autorów w dziedzinie planowania) do jazdy samochodem w nocy. Nawet jeżeli widoczność nie jest tak dobra jak w dzień, to i tak używa się świateł, ponieważ bez nich nie można przejechać bezpiecznie nawet kilku metrów. Podobnie jest z prognozowaniem. Być może nierealny jest wybór tak odległego horyzontu prognozy jak miało to miejsce kilkadziesiąt lat temu, jednak bez prognozowania ciężko jest podejmować decyzje nawet w krótkim horyzoncie czasowym.

Zmiany pociągają za sobą również szanse, które przedsiębiorstwo może wykorzystać. Rewolucja technologiczna ostatnich lat dała przedsiębiorstwom narzędzia ułatwiające zarządzanie przedsiębiorstwem w warunkach niepewności otoczenia. Jako jeden z przykładów można wymienić tak zwany geomarketing. Wielkość sprzedaży danego dobra uzależniona jest w dużym stopniu od struktury sieci dystrybucji. Jej analiza umożliwia optymalizację sprzedaży przedsiębiorstwa, co z kolei przekłada się na wzrost efektywności i wydajność sprzedaży, a to jest równoznaczne ze wzrostem zysków. Z pomocą przychodzi tu analiza przestrzenna (zwana geomarketingiem). Wykorzystanie narzędzi GIS daje przedsiębiorstwu możliwość przechowywania pozyskanych danych każdego rodzaju (nie tylko przestrzennych), ich selekcję, przetwarzanie w bazie danych systemu informatycznego. Geomarketing umożliwia prowadzenie analiz biorących pod uwagę przede wszystkim ilość potencjalnych, przyszłych klientów, koszty transportu dóbr, koszty związane z utrzymaniem punktu sprzedaży w danym miejscu, rozmieszczenie konkurencji, potencjał danego obszaru pod względem wybranych kryteriów, istniejące punkty dystrybucji [5]. Autorzy artykułu wykorzystują z powodzeniem systemy GIS do analiz sieci dystrybucji odbiorców indywidualnych. Możliwe jest również zaplanowanie sprzedaży dla energetyki zawodowej i pozostałych odbiorców. Program GIS umożliwia bowiem zebranie w bazie danych SQL informacji pozwalających na przesłanie do odbiorcy węgla o odpowiednich parametrach, przy zminimalizowanych kosztach transportu.

## **2. Metody planowania w turbulentnym otoczeniu**

W niestabilnym otoczeniu istotne jest takie planowanie, które nie ogranicza elastyczności przedsiębiorstwa, bowiem warunkiem niezbędnym umożliwiającym przetrwanie jest zapewnienie odpowiedniego poziomu zdolności do wprowadzania zmian w przedsiębiorstwie.

Ważne jest również określenie odpowiedniego horyzontu planowania. W turbulentnym otoczeniu niemożliwe jest wyznaczanie długiego horyzontu czasowego tworzonych planów. Planowanie to proces, na który składa się prognozowanie, programowanie oraz planowanie. Elementy te tworzą tak zwany system prognozy-liczno-planistyczny [6].

Elastyczna organizacja to taka, której kultura oraz struktura umożliwiają szybką adaptację do dynamicznie zmieniających się potrzeb klientów oraz wymogów konkurencji [7].

Elastyczności nie należy analizować holistycznie, a poszukiwać jej symptomów w poszczególnych systemach, procesach organizacji.

Elastyczność przedsiębiorstwa zależna jest od elastyczności takich elementów przedsiębiorstwa jak:

- strategia;
- cele;
- struktura;
- zasoby.

Narzędziami umożliwiającymi przedsiębiorstwu utrzymanie odpowiedniego poziomu elastyczności są redundancja zasobów, ich zróżnicowanie oraz dywersyfikacja działalności. Utrzymywanie dodatkowego poziomu zasobów umożliwia przedsiębiorstwu ich szybkie uruchomienie w momencie wzrostu zapotrzebowania na wytwarzane dobro. Zasoby te zaliczyć należy do przeróżnych kategorii. Wymienić należy tu zarówno pracowników, maszyny, urządzenia, materiały i części zamienne. Warto nadmienić, iż stosując produkcję dokładnie na czas tego typu zapas może być jedynie teoretyczny – to jest przedsiębiorstwo w momencie wzrostu zapotrzebowania na środki produkcji korzysta z outsourcingu, a także usług zaufanych (i zdywersyfikowanych) dostawców. Dywersyfikacja działalności ma z kolei za zadanie umożliwić zapewnienie zysku przedsiębiorstwu obciążonemu sprzedażą i produkcją sezonową [1]. Należy szukać takich możliwości zastosowania produkowanego dobra, które to w okresie spadku popytu na produkt pozwolą na wytwarzanie tak zwanych dóbr komplementarnych. W przypadku górnictwa węgla kamiennego sezonowość zapotrzebowania powoduje, iż wielkość sprzedaży i zysku przedsiębiorstw jest obniżona w miesiącach letnich [8]. W okresie tym istnieje jednak ekspandująca potrzeba produkcji chłodu. Może to stanowić okazję do uzyskania dodatkowego źródła zbytu.

Zarządzanie strategiczne przedsiębiorstwem wymusza niejako sztywne precyzowanie celów przedsiębiorstwa oraz prowadzących do ich osiągnięcia strategii. W warunkach niepewności otoczenia ściśle określona niezmienna strategia realizacji niemodyfikowalnego celu organizacji może stanowić ogromne utrudnienie na drodze kształtowania organizacji podążającej za wymogami klienta. Taka strategia i cel mogą ograniczać możliwość obrony przed negatywnymi czynnikami otoczenia, a także mogą ograniczać korzystanie z nadarzających się szans. W skład głównej strategii i celów przedsiębiorstwa zgodnie z paradygmatami zarządzania zmianami powinny wchodzić cele podrzędne, osiąmane za pomocą pojedynczych, krótkoterminowych działań. Daje to ostatecznie pewność osiągnięcia celu głównego, ale także możliwość modyfikacji sposobu, drogi jego osiągnięcia przy jednoczesnym korzystaniu z pojawiających się szans i unikaniu nieprzewidzianych zagrożeń. Ryzyko nieosiągnięcia celu jest dzięki temu zdywersyfikowane, rozłożone na wiele działań. Realizując długoterminowy cel organizacji (kilkuletni) należy liczyć się ze spadkiem morale pracowników zmęczonych pogonią za odległym, a przez to mogącym być postrzegany jako nierealny celem. Wyznaczenie kamieni milowych na drodze do finalnego efektu i uzyskanie tym samym możliwości czerpania satysfakcji z ich osiągnięcia zdecydowanie poprawia poziom zaangażowania zatrudnionych w realizowane przez nich działania, a tym samym sprawia, że prawdopodobieństwo osiągnięcia określonego celu w wyznaczonym terminie wzrasta. Połączenie sztywnej strategii z możliwością jej modyfikacji ad hoc nazywane jest podejściem uczącym się.

Elastyczność struktury organizacji oznacza jej zdolność do zmiany zgodnie z potrzebami. Źródłem elastyczności struktury organizacji może być wiele czynników:

- modułowa budowa organizacji ( struktura sieciowa, dywizjonalna);

- kształtowanie struktury pod wpływem chwili (zazwyczaj dotyczy małych organizacji, w których istnieje możliwość braku struktury organizacyjnej);
- elastyczność wynikająca z cech osobowości kadry zarządzającej;
- specyfika działalności przedsiębiorstwa (decyduje o tym wiek organizacji, branża);
- częste zmiany w organizacji (pracownicy są oswojeni z procesem wprowadzania zmian, dzięki temu szybko się adaptują do nowej sytuacji, nie mają obaw związanych z nieznaną przyszłością) [1].

W warunkach turbulentnego otoczenia należy stosować odpowiednie dla nich metody zarządzania. W zależności od stopnia zmienności otoczenia można zastosować klasyczne prognozowanie (I stopień), planowanie scenariuszowe z wyznaczeniem prawdopodobieństwa wystąpienia każdego ze scenariuszy (II stopień), planowanie scenariuszowe bez określania prawdopodobieństwa wystąpienia alternatywnej rzeczywistości (III stopień) oraz planowanie przez analogie (charakterystyczne dla stopnia IV) [3].

Klasyczne prognozowanie jest możliwe jedynie w przypadku przedsiębiorstw działających w obszarach stabilnego otoczenia.

## **2.1. Planowanie scenariuszowe**

Metoda planowania polegająca na określeniu kilku alternatywnych rzeczywistości, w jakich przyjdzie (potencjalnie) funkcjonować przedsiębiorstwu [8]. Scenariusze można tworzyć w dwóch postaciach: z określonym prawdopodobieństwem wystąpienia każdego z nich, bądź w przypadku mniej stabilnego otoczenia bez prawdopodobieństwa realizacji poszczególnych scenariuszy. Przyjmuje się wtedy, iż każda z wizji przyszłości jest jednakowo prawdopodobna. Scenariusze tworzy się w oparciu o badanie opinii (na przykład metodą delficką) wybranego specjalnie w tym celu zespołu ekspertów w danej dziedzinie. Zaleca się utworzenie przynajmniej czterech scenariuszy, ponieważ w naturalny sposób uwaga decydenta mogłaby skupić się na scenariuszu pośrednim [10]. Zbyt duża liczba scenariuszy z kolei może wprowadzić chaos zagrażający racjonalnej ocenie sytuacji. Zazwyczaj tworzy się następujące scenariusze:

- optymistyczny;
- pesymistyczny;
- najbardziej prawdopodobny;
- niespodziankowy (charakteryzujący się najmniejszym prawdopodobieństwem wystąpienia);
- można również skonstruować scenariusze pośrednie.

## **2.2. Planowanie przez analogie**

Metoda analogii Gordona może zostać zastosowana przy największym poziomie niepewności otoczenia. Jak sama nazwa wskazuje polega ona na poszukiwaniu podobieństw pomiędzy obiektem badanym, a obiektem wzorcowym w celu wykorzystania, zdobycia i przeniesienia informacji z obiektu wzorcowego (znanego) na obiekt badany (nieznany).

Analogie mogą być:

- bezpośrednie – stosowane przy wysokim poziomie podobieństwa porównywanych ze sobą obiektów (poprzez benchmarking);

- fantazyjne (nierzeczywiste);
- symboliczne;
- osobiste (utożsamiania się) [11].

Metoda ta jest stosowana w przypadku planowania przyszłości zupełnie nowych zjawisk, gdzie poziom niepewności osiąga najwyższy poziom.

### 3. Prognozowanie wielkości popytu na węgiel kamienny

Spółki węglowe w Polsce mogą stanowić doskonały przykład przedsiębiorstw funkcjonujących w niepewnym otoczeniu. Pośród głównych czynników kształtujących wysoki poziom niepewności otoczenia należy wymienić tu przede wszystkim:

- globalizację rynków zbytu;
- zmiany społeczne, ekologię;
- kryzys gospodarczy;
- skrócone cykle życia produktów;
- zmiany cyklu koniunkturalnego;
- sezonowość sprzedaży;
- zmiany kursów walut oraz cen surowców.

Wszystkie te czynniki powodują, iż stosowanie klasycznych metod planowania przyszłości stało się nieskuteczne. Dlatego też aby móc planować przyszłość spółki węglowe w Polsce powinny zastosować planowanie scenariuszowe będące jedną z metod foresightu. Dzięki niemu uzyskają szeroki wachlarz wizji przyszłości przedsiębiorstwa, który to pozwoli na zidentyfikowanie szans i zagrożeń. W związku z tym, iż metoda ta jest rzadko stosowana, a korzystanie jedynie z opinii ekspertów budzi niekiedy spore kontrowersje istnieje możliwość uzupełniania metody heurystycznej metodami opartymi na danych liczbowych. Jedną z takich metod jest ekstrapolacja trendu zjawiska [12]. Na rysunku 1 przedstawiono ekstrapolację szeregu czasowego wielkości sprzedaży węgla kamiennego z wykorzystaniem modelu X-12 ARIMA (0 1 1)(0 1 1). Wykorzystano dane kwartalne wielkości sprzedaży węgla od 01.2007 r. Wykonano prognozę do końca 2018 roku. Utworzono 16 iteracji prowadzonych dla 49 ewaluacji funkcji. W celu wyselekcjonowania modelu o największej wiarygodności posłużono się kryteriami informacyjnymi: AIC (Kryterium Akaike), BIC kryterium bayesowskim Schwarza oraz Kryterium Hannana Quinna [13] Kryteria przyjmują następujące wartości:

- AIC – 1184;
- Hannan Quinn – 1185;
- BIC – 1188.

W celu wyznaczenia błędu prognozy posłużono się między innymi względnym miernikiem błędu predykcji MAPE – to jest absolutnym błędem procentowym [14, 15]:

$$MAPE = \frac{1}{m} \sum_{t \in I_{ep}} \left| \frac{y_t - y_t^p}{y_t} \right| \cdot 100 \quad (1)$$

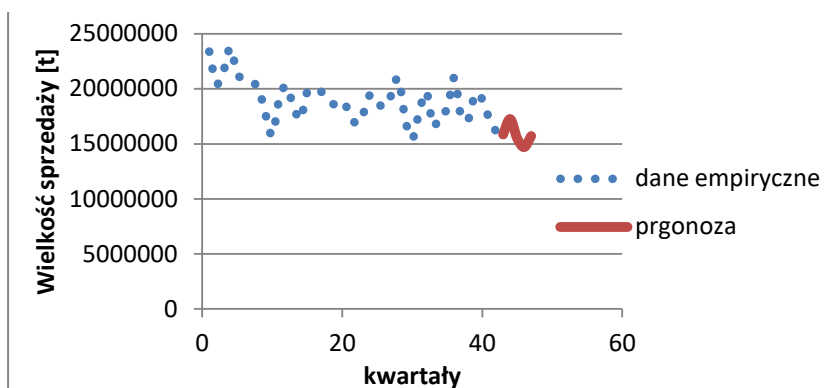
gdzie:

$y_t^p$  – prognozy wygasłe w okresie empirycznej weryfikacji prognoz,

$y_t$  – wartości zmiennej prognozowanej,

$m$  – liczba okresów.

Jego wartość wynosi około 6%. Można zatem stwierdzić, że dokładność wyznaczonej prognozy jest zadowalająca.

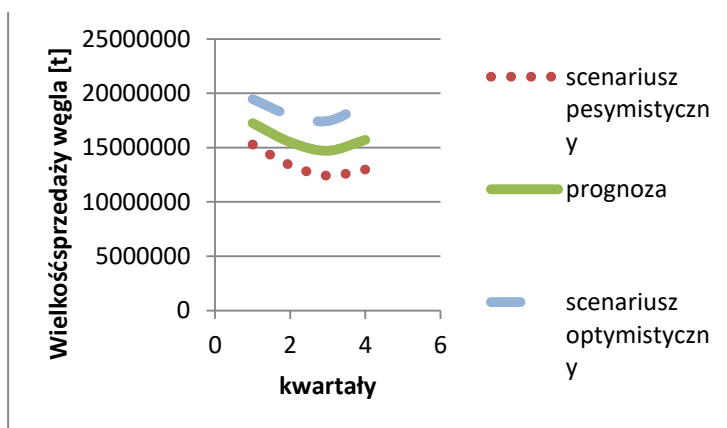


Rysunek 1. Wielkość sprzedaży węgla kamiennego i prognoza dla 2018 roku (dane kwartalne)  
[opracowanie własne]

Prognoza taka może stanowić podstawę tworzenia scenariuszy wielkości przyszłego zapotrzebowania na węgiel kamienny. Wykorzystując przedział ufności prognozy uzyskuje się zakres, w którym z 95% prawdopodobieństwem będzie leżała wartość, której prognozę chcemy wyznaczyć. Prognozowanie pojedynczego punktu nie może dostarczyć decydentowi niezbędnych informacji o tym, na jaki rozwój zdarzeń należy się przygotować w określonej przyszłości. Zakresy te składają się z dwóch linii, reprezentujących scenariusz optymistyczny i pesymistyczny.

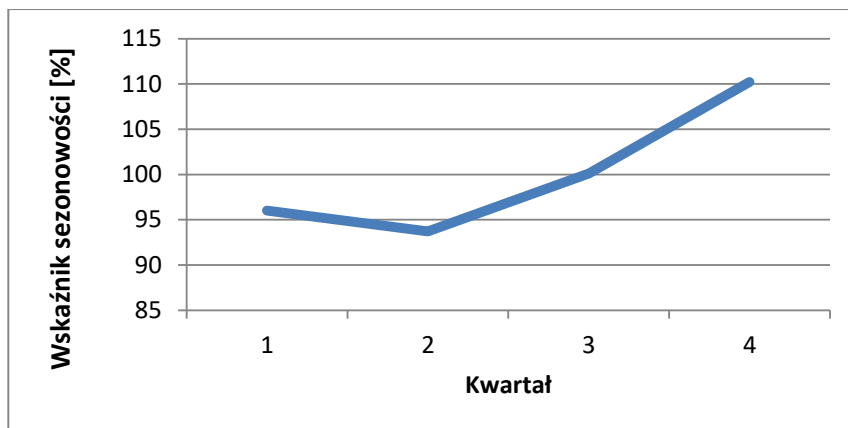
Pozyskuje się zatem informacje nie na temat tylko jednego punktu wyznaczonego przez prognozę, a przedziału w którym wielkość popytu może się przemieszczać. Na przykład, jeśli dla sprzedaży węgla kamiennego w przyszłym miesiącu 95 procentowy przedział ufności prognozy wynosi od 15285214.54 ton do 19462154.03 ton, to oznacza, że z prawdopodobieństwem 95% sprzedane zostanie co najmniej 15285214.54 ton i co najwyżej 19462154.03 ton. Prognoza natomiast reprezentuje scenariusz najbardziej prawdopodobny.

W scenariuszach umieszczone zostają zazwyczaj najistotniejsze czynniki kształtujące wielkość danego zjawiska (np. wielkość popytu). Każdy z takich czynników można zaprezentować z wykorzystaniem przedstawionej metody.



Rysunek 2. Scenariusze wielkości sprzedaży węgla kamiennego dla 2018 roku (dane kwartalne)  
[opracowanie własne]

Istotnym czynnikiem kształtującym popyt na węgiel kamienny w Polsce są wskaźniki sezonowości. Chcąc przewidzieć wielkość zapotrzebowania na węgiel kamienny można posłużyć się wskaźnikami, które zaprezentowane zostały na rysunku 3. Zaprezentowany model ARIMA X12 pozwala na wyznaczenie tychże wskaźników. Pokazują one o ile procent (szereg multiplikatywny) wielkość sprzedaży jest wyższa, bądź niższa od poziomu sprzedaży jaki zostałby osiągnięty w momencie, gdy na szereg czasowy nie oddziaływałyby wahania. Dzięki takiej wiedzy przedsiębiorstwo może z wyprzedzeniem zaplanować poziom czynników produkcji, jaki będzie niezbędny w danym kwartale. Tu z kolei pomocna może okazać się funkcja produkcji Cobba-Douglasa pozwalająca na wyznaczenie kombinacji środków pracy żywej i uprzedmiotowionej niezbędnych dla uzyskania założonego poziomu produkcji. Skonstruowanie funkcji produkcji umożliwi planistom wyznaczenie poziomu środków produkcji zgodnego z planowanym poziomem produkcji. Jest to kluczowa wiedza szczególnie dla przedsiębiorstw zmuszonych do radzenia sobie z sezonowością popytu na wytwarzane przez nie dobro. Funkcja Cobba-Douglasa pozwala również na oszacowanie dotychczasowych i przyszłych efektów procesu produkcji to jest na przykład produktywności, produktywności marginalnej (krańcowej), efektu skali produkcji, izokwant produkcji.



Rysunek 3. Wskaźniki sezonowości wielkości sprzedaży węgla kamiennego dla 2018 roku (dane kwartalne)  
[opracowanie własne]

#### 4. Podsumowanie i wnioski

Warunki otoczenia w jakich funkcjonuje przedsiębiorstwo decydują o jego przetrwaniu na rynku i dynamice rozwoju. Zmiany jakie zachodzą obecnie w otoczeniu przedsiębiorstw górniczych w Polsce stają się coraz szybsze, szerzej zakrojone. Przedsiębiorstwo musi pamiętać o tym, że jego zyski operacyjne są generowane tylko dzięki klientom zarówno strategicznym jak i indywidualnym. W związku z tym należy tak zarządzać produkcją, aby móc zaspokoić potrzeby klientów w danej chwili, miejscu oraz w sposób zgodny z ich wymogami co do jakości i ceny oferowanego dobra.

Aby wyprzedzić konkurencję i przetrwać na burzliwym rynku konieczne jest stosowanie odpowiednich narzędzi, które dostarczą informacji pomocnych podczas podejmowania w przedsiębiorstwie zarówno decyzji o wymiarze strategicznym, jaki

i taktycznym oraz operacyjnym. Aby stworzyć właściwy plan produkcji uwzględniający wszystkie powyższe warunki można posłużyć się modelem matematycznym, który na podstawie danych historycznych wielkości zapotrzebowania na węgiel kamienny określi przewidywaną w danym horyzoncie czasowym wielkość popytu.

Autorzy artykułu zaprezentowali model ARIMA X12, będący doskonałym narzędziem prognozowania wielkości zapotrzebowania na węgiel kamienny. Uwzględnia on bowiem przede wszystkim wahania sezonowe, które mają decydujący wpływ na poziom popytu w danym okresie roku, ale również wahania cykliczne, trend, wahania przypadkowe. Dzięki właściwej dekompozycji szeregu czasowego pozyskane prognozy charakteryzują się niewielkim błędem *ex post*. Przetawiona prognoza wraz z przedziałem ufności są kamieniem węgielnym procesu zarządzania przedsiębiorstwem w turbulentnym otoczeniu. Niezbędne jest takie dostosowanie struktury, zasobów, strategii i celów organizacji, które pozwoli na szybkie wprowadzanie modyfikacji zachodzących w przedsiębiorstwie procesów. W roku 2016 autorzy publikacji przeprowadzili badania, które pozwoliły na wyznaczenie tak zwanego wskaźnika zdolności do zmian przedsiębiorstw górniczych. Poziom tego wskaźnika nie przekracza wartości 35%. Autorzy określili również główne przyczyny braku zdolności szybkiej adaptacji do warunków w zmiennym otoczeniu przedsiębiorstw górniczych. Szczególnie istotne są w tym zakresie: wysoce sformalizowana i nieelastyczna struktura organizacyjna, brak wiedzy i doświadczenia kadry zarządzającej odnośnie zarządzania zmianami, nieodpowiednia kultura organizacyjna, niski poziom elastyczności czynnika ludzkiego, brak motywacji zatrudnionych.

W warunkach niepewności niemożliwe staje się utworzenie strategii o wieloletnim horyzoncie czasowym. Strategia przedsiębiorstwa dążącego do podniesienia elastyczności swoich działań musi ewoluować raz z warunkami makro i mikrootoczenia. Dlatego też szczególna uwaga spółek węglowych powinna zostać skupiona na dostosowaniu przedsiębiorstw do warunków wysokiej niepewności otoczenia oraz wykształceniu kultury organizacji pozwalającej na elastyczną reakcję na pojawiające się zagrożenia i szanse leżące po stronie otoczenia spółek.

## **Literatura**

1. Krupski R., *Zarządzanie przedsiębiorstwem w turbulentnym otoczeniu*, PWE, Warszawa 2009.
2. Wojtkowiak G., *Rola elastyczności w zarządzaniu przedsiębiorstwem budowlanym*. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego, nr 855 *Finanse, Rynki Finansowe, Ubezpieczenia* nr 74(1) 2015.
3. Griffin R.W., *Podstawy zarządzania przedsiębiorstwami*, PWN, Warszawa 2017.
4. Rupik K., *Planowanie w turbulentnym otoczeniu*. *Master of Business Administration* 4(111), (2011), s. 37-47.
5. Provost F., Fawcett T., *Analiza danych w biznesie. Sztuka podejmowania skutecznych decyzji*. Helion, Gliwice 2014.
6. Czermiński A., *Wybrane zagadnienia z teorii organizacji i zarządzania*, PWN, Warszawa 1975.
7. Ng I., Dastmalchian A., *Organizational Flexibility in Western and Asian Firms: An Examination of Control and Safeguard Rules in Five Countries*, *Canadian Journal of Administrative Sciences*, 18(1), (2009), s. 17-24.

8. Rybak A., Rybak A., *Possible strategies for hard coal mining in Poland as a result of production function analysis*, Resources Policy 50 (2016).
9. Ramírez R., Wilkinson A., *Strategic Reframing: The Oxford Scenario Planning Approach*. Oxford University Press, Oxford 2016.
10. Ringland G., *Scenario Planning*. John Wiley & Sons Ltd, Chichester 1998.
11. Antoszkiewicz J., *Metody heurystyczne. Twórcze rozwiązywanie problemów*. Wydanie II zmienione. PWE, Warszawa 1990.
12. Borodako K., *Foresight w zarządzaniu strategicznym*. C.H.Beck, Warszawa 2009.
13. Piłatowska M., *Kryteria informacyjne w wyborze modelu ekonometrycznego*. Studia i Prace Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie, Kraków 2010.
14. Gruszczyński M., Podgórska M., *Ekonometria*. Szkoła Główna handlowa, Warszawa 2007.
15. Witkowska D., *Podstawy ekonometrii i prognozowania*. Oficyna Ekonomiczna, Kraków 2006.

### **Prognozowanie wielkości popytu na węgiel kamienny w warunkach zmiennego otoczenia z wykorzystaniem modelu X-12 ARIMA**

#### **Streszczenie**

Turbulentne otoczenie w jakim funkcjonują przedsiębiorstwa górnicze w naszym kraju stanowi dla nich nie lada wyzwanie. Klasyczne metody zarządzania przedsiębiorstwem stosowane dotychczas, w tak trudnych warunkach nie zdają egzaminu. Dlatego też należy poszukiwać rozwiązań, metod, które są odpowiednie dla burzliwego otoczenia i pozwalają przedsiębiorstwom (nie tylko górniczym) na szybkie dopasowanie swoich działań do wymagań zmiennego rynku. W artykule zawarto krótką charakterystykę możliwych do stosowania metod. Głównie skupiono się na planowaniu scenariuszowym. W artykule przedstawiono również modele prognozowania wielkości zapotrzebowania na węgiel, przykładowe prognozy sprzedaży węgla kamiennego oraz ich weryfikację. Scharakteryzowano także czynniki wpływające w największym stopniu na poziom niepewności otoczenia.

Słowa kluczowe: zarządzanie przedsiębiorstwem, turbulentne otoczenie, prognozowanie.

### **Forecasting the demand for hard coal in the conditions of changing environment using the X-12 ARIMA model**

#### **Abstract**

The turbulent environment in which operate mining companies in our country is a huge challenge. Classic enterprise management methods used so far in such difficult conditions are mostly not suitable. Therefore, solutions should be sought that are appropriate for a turbulent environment and allow companies (not only mining enterprises) quickly to adapt their activities to the requirements of fast changing market. The article provides a brief description of possible to apply methods. The authors mostly focused on scenario planning. Also presented are exemplary hard coal sale forecasts. The paper includes prediction models and their verification. Additionally authors characterized the factors which have the greatest influence on environmental uncertainty.

Keywords: business management, turbulent environment, forecasting.



## Indeks Autorów

Bazior G.....	50, 136
Czosnyka M. ....	19
Dyjakon A.....	86, 99
Gallina A.....	50
Gułkowski S.....	111
Habiera K.....	86, 99
Król P.....	50, 136
Leśniak A.....	7
Lipowska A.....	99
Małec A.....	111
Michałkiewicz M.....	32
Nowak W.....	60
Nowakowski K. ....	136
Paśnikowska-Łukaszuk M.....	126
Rybak A. ....	144
Sęk J. ....	75
Sołtysik G.....	60
Werle S.....	32
Wiśniewski S. ....	60
Włodarczyk E. ....	144
Zych M.....	111