

POLITECHNIKA POZNAŃSKA
Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki

Rozprawa doktorska

**Analiza wyboru lokalizacji elektrowni wiatrowych w aspekcie
współpracy z sieciami gazowymi**

Autor: mgr inż. Rafał Goraj

Promotor: dr hab. inż. Rafał Ślefarski, prof. PP

Promotor pomocniczy: dr inż. Radosław Jankowski

POZNAŃ 2024

Spis treści

Wstęp	5
Introduction	5
Wykaz oznaczeń i symboli	7
1 Rynek energii w aspekcie transformacji energetycznej	8
1.1 Wprowadzenie	8
1.2 Rynek energii elektrycznej	8
1.3 Rynek gazu ziemnego	17
1.4 Rynek biogazu	26
1.5 Rynek paliw płynnych do celów mobilnych	31
1.6 Power to Gas (P2G)	32
1.6.1 Technologie wodoru	37
1.6.2 Energetyka słoneczna	43
1.6.3 Energetyka wiatrowa	47
1.7 Zagrożenia transformacji energetycznej w aspekcie integracji sektora gazowego z sektorem elektroenergetycznym	53
1.8 Podsumowanie	55
2 Cel pracy	56
3 Teza pracy	57
4 Metodyka	58
4.1 Wprowadzenie	58
4.2 Schemat i model postępowania	62
4.2.1 Wprowadzenie	62
4.2.2 System informacji geograficznej (GIS)	65
4.2.3 Metoda hierarchicznej analizy zagadnień decyzyjnych (AHP)	66
4.2.4 Integracja GIS - AHP	72
5 Wyniki analizy Badania	74
5.1 Wprowadzenie	74
5.2 Charakterystyka obszaru badawczego	76
5.3 Kryteria wyboru	81
5.4 Analiza wykluczeń	82
5.5 Analiza klasyfikacji i standaryzacji kryteriów	87
5.6 Wyznaczanie czynników dominujących – badania ankietowe	98
5.7 Wyznaczenie potencjalnych lokalizacji	101
5.7.1 Wprowadzenie	101

5.7.2	Wyniki lokalizacji w odległości 500 m od zabudowań	101
5.7.3	Wyniki lokalizacji w odległości 700 m od zabudowań	103
5.7.4	Wyniki lokalizacji w odległości 1000 m od zabudowań	105
5.7.5	Podsumowanie	107
6	Wnioski	110
7	Literatura	112
8	Spis rysunków	120
9	Spis tabel.....	124
	Załącznik 1 – Analiza Prawna.....	125
	Załącznik 2 – Ankieta	130
	Załącznik 3 – Wyniki badania ankietowego.....	134
	Załącznik 4 – Wyniki analizy	136

Wstęp

Aktualnie głównym źródłem energii na Świecie są paliwa kopalne. Stan ten w nadchodzących latach ma ulec zmianie poprzez rozpowszechnienie odnawialnych źródeł energii (OZE). OZE mają docelowo w roku 2050 stać się jedynym źródłem zasilania systemów energetycznych oraz transportu. Obszar energetyki związany z produkcją i przesyłem energii elektrycznej i paliw gazowych stanowi i stanowić będzie ważny czynnik w procesie transformacji energetycznej. Przedmiotowa praca przedstawia propozycję sposobu wyboru lokalizacji farm wiatrowych współpracujących z sieciami elektroenergetycznymi i gazowymi. Jest to rodzaj współpracy odnoszący się do tzw. pojęcia Power to Gas (P2G), które umożliwia magazynowanie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł odnawialnych w postaci paliw gazowych takich jak zielony wodór lub metan. P2G daje więc możliwość integracji sektorów: źródeł odnawialnych energii, energii elektrycznej i gazu ziemnego.

Odnawialne źródła energii działają w sposób nieregularny. Ich praca silnie jest uzależniona od warunków pogodowych. Ta cecha oznacza, że transformacja energetyczna będzie wymagać ogromnych nakładów finansowych i technicznych na zbudowanie nowych systemów energetycznych. Konieczne będzie wybudowanie nowego systemu wytwórczego opartego na odnawialnych źródłach energii. Wymagana będzie modernizacja istniejących i budowa nowych systemów przesyłu energii oraz rozwijanie nowych systemów zarządzania tą energią. Ich użyteczność będzie zależeć w dużej mierze od zdolności magazynowania energii. Magazynowanie energii elektrycznej w dużych ilościach jest bardzo trudne. Technologia P2G ma więc predyspozycje by stać się ważnym rozwiązaniem na przykład umożliwiającym przekształcenie niewykorzystanej energii elektrycznej w wodór. Wodór może być bezpośrednio wykorzystywany lub przekształcany w metan. Rozwiązanie to zapewnia ciągłość dostaw energii do gospodarki opartej na odnawialnych źródłach energii. Nadchodząca transformacja będzie wymagała wielu nowych inwestycji. Konieczne będzie między innymi pogodzenie wyborów związanych z ich lokalizacją, zdolnościami transportowymi oraz ich oddziaływaniem na społeczeństwo i środowisko naturalne. Duża skala działań oznaczać będzie konieczność precyzyjnego podejmowania decyzji dotyczących realizacji poszczególnych projektów. Źle zaplanowane projekty będą działać nieefektywnie zarówno kosztowo, jak i technicznie.

Praca ma na celu wskazanie modelu, który przedstawia najlepsze możliwe warianty współpracy sieci gazowej z systemami wytwarzania energii elektrycznej z farm wiatrowych poprzez technologię P2G. Zaproponowany model obejmuje wielokryterialną analizę obejmującą aspekty techniczne, społeczne, środowiskowe oraz ekonomiczno-prawne. Ocena wpływu poszczególnych aspektów została wykorzystana do parametryzacji obszarów z wykorzystaniem metody GIS.

Introduction

Currently, economies in the world are mostly powered by fossil fuels. This state of affairs is expected to change in the coming years with the spread of renewable energy sources (RES). RES are expected to become the sole source of power for energy systems and transportation in 2050. The area of energy related to the production and transmission of electricity and gaseous fuels is and will continue to be an important factor in the energy transition. This work presents a proposal on how to select the location of the wind farms plant cooperating with electricity and gas grids. This is a type of cooperation referring to the so-called Power to Gas (P2G) concept. This concept allows renewable electricity to be stored in the form of gaseous fuels such as green hydrogen or methane. P2G provides an opportunity to integrate the renewable energy, electricity and natural gas sectors.

Renewable energy sources operate irregularly. This operation strongly depends on weather conditions. This feature means, that the energy transition will require huge financial and technical investments to build the new energy systems. It will be necessary to build a new generation system based on renewable energy sources. Modernization of existing and building of the new energy transmission systems will be required. The market will require the development of new systems for energy managing. Their usefulness will depend largely on energy storage capacity. Storing electricity in large quantities is very difficult. P2G technology has the predisposition to become an important solution for converting unused electricity into hydrogen. The hydrogen can be used directly or can be converted into methane. This solution provides a continuous supply of energy to the renewable energy economy. The coming transition will require many new investments. It will be necessary to meet the requirement related to their location, transportation capacity and their social as well as the environmental impact. The large scale of operations will mean, that decisions on the implementation of individual projects will have to be made with precision. Poorly planned projects will operate inefficiently both cost-wise and technically.

The PHD dissertation aims to indicate a model that represents the best possible options for the cooperation of the gas grid with wind farm power generation systems through P2G technology. The proposed model takes into account the multi-criteria analysis which include: technical, social, environmental, economic, and legal aspects. The GIS methodology (Geographic Information System) was used for the assesment of each aspect impact.

Wykaz oznaczeń i symboli

Symbol

P2G	Power to Gas
P2X	Power to X
SMR	Steam Methane Reforming
r	Stopa dyskontowa
GIS	Geographic Information System
QGIS	Otwarty program GIS
MCDM	Multi-Criteria-Decision-Making
AHP	Analytic Hierarchy Process
CR	Współczynnik spójności, Consistency Ratio
RI	Random Index
CI	Indeks spójności, Consistency Index
Aw	Powierzchnia wynikowa
Ad	Powierzchnia dostępna

1 Rynek energii w aspekcie transformacji energetycznej

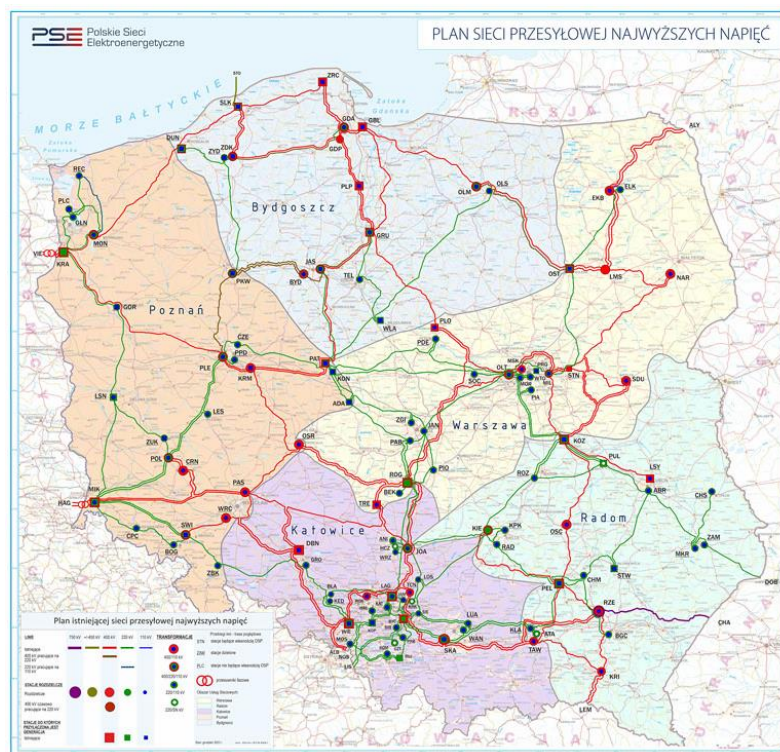
1.1 Wprowadzenie

Pojawiające się zmiany środowiskowe związane z ociepleniem klimatu spowodowały, że Unia Europejska przyjęła plan transformacji energetycznej zwany Zielonym Ładem. Zakłada on, że do 2050 r. Europa osiągnie neutralność klimatyczną. Aby zmotywować kraje członkowskie wyznaczono także cel pośredni, w którym wskazano do 2030 r. ograniczyć emisję gazów cieplarnianych o 55% w stosunku do stanu z 1990 r. [odniesienie - protokół z Kioto]. Wdrożenie Europejskiego Zielonego Ładu wymaga przemyślenia od nowa strategii politycznych w zakresie dostaw czystej energii w całej gospodarce, obejmując sektorze przemysłu, produkcji i konsumpcji, infrastruktury na dużą skalę, transportu, żywności i rolnictwa, budownictwa, a także opodatkowania i świadczeń socjalnych [1].

1.2 Rynek energii elektrycznej

W Polsce rynek energii elektrycznej kontrolowany jest przez cztery duże przedsiębiorstwa: Polską Grupę Energetyczną (PGE), Tauron Polska Energia, Energa oraz Enea. Sieci przesyłowe są obsługiwane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE).

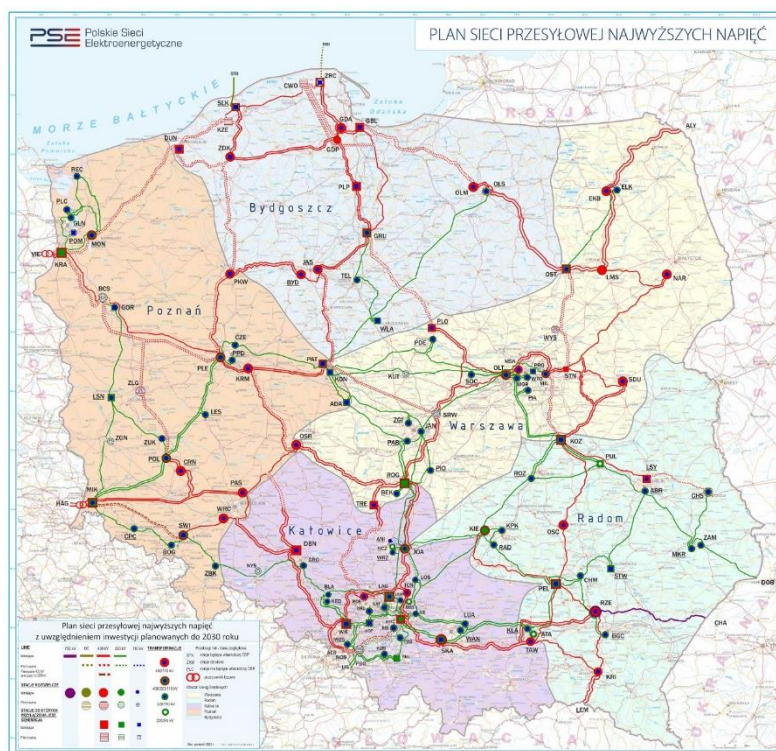
Elektroenergetyczny sektor wytwórczy skoncentrowany jest na źródłach produkcji energii elektrycznej na południu kraju. Przesył odbywa się głównie w kierunku północnym. Jego charakterystyka opiera się na wprowadzaniu energii w dużych jednostkach zawodowych oraz odbiorach przez odbiorców końcowych. W momencie transformacji energetycznej system ten będzie musiał ulec modernizacji oraz przebudowie. Budowa źródeł odnawialnych skupionych na Morzu Bałtyckim oraz w formie rozproszonej w kraju spowoduje odwrócenie kierunków generacji energii elektrycznej. Dużym wyzwaniem będzie również zarządzanie zarówno popytem jak i podażą energii na rynku. Zakładając model, w którym źródła odnawialne wytwarzają energię w momencie istnienia na to warunków pogodowych na rynek wprowadzana będzie energia często niezbilansowana przez popyt. Niezbędna będzie zmiana nawyków konsumenckich jak i budowa magazynów energii elektrycznej, które obecnie w wystarczającej ilości nie istnieją. Zarządzanie energią stanie się najprawdopodobniej jednym z kluczowych elementów transformacji oraz późniejszego funkcjonowania w takim otoczeniu. Społeczeństwa będą musiały się dostosować do takiego trybu pracy, aby jak najlepiej wykorzystać zasoby naturalne. Dzielenie lub współdzielenie się energią może stać się jednym z kluczowych sposobów podnoszenia efektywności wykorzystania produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Będzie to duże wyzwanie natury technicznej, prawnej, finansowej oraz organizacyjnej. Praktycznie cały system przesyłowy jak i dystrybucyjny będzie musiał ulec zmianie. Sieci będą musiały zostać przebudowane tak, aby umożliwić odbiór, a następnie transport energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Będą także musiały umożliwić odpowiedź na dużo większe zapotrzebowanie na energię elektryczną. Mogą się zwiększyć potrzeby szczytowe zapotrzebowania na energię, która wypełniać będzie obszary elektro mobilności, wywarzania ciepła, itp. Jest to wyzwanie na wiele lat. Aby nie doprowadzić do destabilizacji systemu oraz problemów z zaopatrywaniem gospodarki w energię proces transformacji musi być realizowany w sposób zaplanowany, uwzględniający potrzeby gospodarki oraz ograniczenia natury technicznej, prawnej, środowiskowej oraz ekonomicznej. Aktualny schemat połączeń przedstawia Rys. 1 [2]



Rys. 1 Aktualny schemat przesyłowy sieci elektroenergetycznych [2]

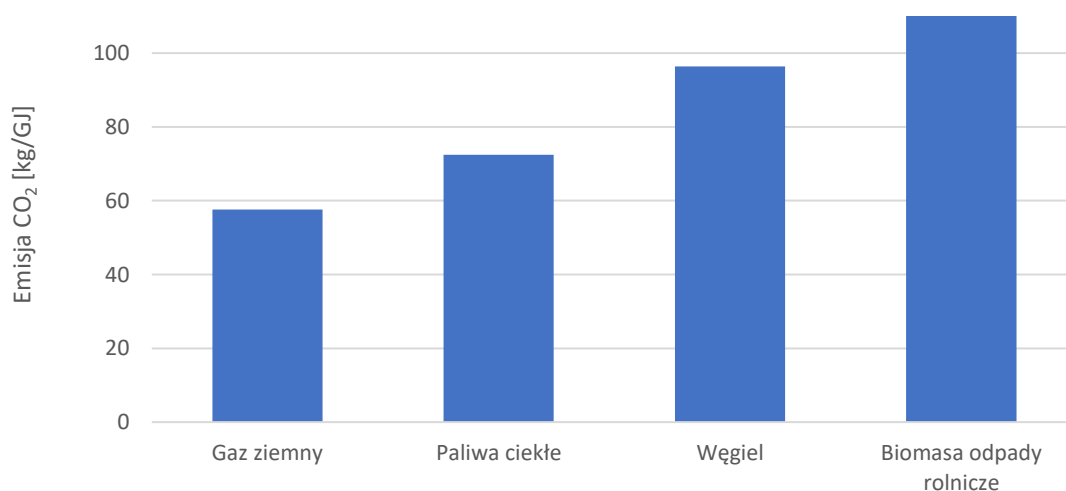
Polskie sieci należą do infrastruktury starzejącej się. W przypadku sieci dystrybucyjnej największy stopień zużycia przypisany jest do linii napowietrznych 110 kV i SN. Prawie 80% tych linii wybudowane zostało ponad 25 lat temu i od tamtego czasu, ze względu na bariery prawne oraz brak odpowiednich środków, w większości przypadków nie były one wymieniane lub modernizowane, a przechodziły jedynie wymagane przeglądy i remonty [3]. Stan taki w dłuższej perspektywie zmniejsza efektywność przesyłu energii i ostatecznie sprawia zagrożenie przerwania dostaw w wyniku wystąpienia awarii. Jest to z jednej strony poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju i wymusza przeprowadzenie nowych inwestycji, a z drugiej strony daje możliwość odpowiedniego ich zaplanowania i włączenia w programy integracyjne transformacji energetycznej. Z informacji publikowanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne [2] planowana jest rozbudowy sieci przesyłowej związana z nadchodzącą transformacją energetyczną. Schemat planowanych prac pokazano na Rys. 2.

Duża część inwestycji zlokalizowana będzie w północnej i północno zachodniej części Polski. Jest to spowodowane m.in. planowaną budową elektrowni wiatrowych zlokalizowanych w strefach przybrzeżnych oraz morskich obszaru Morza Bałtyckiego. Docelowo sieć elektroenergetyczna będzie musiała poradzić sobie z odwróceniem kierunków przesyłu energii elektrycznej (głównie z północy) oraz pojawianiem się kolejnych źródeł rozproszonych jak: elektrownie solarne, wiatrowe, wykorzystujące biomasę oraz inne paliwa odnawialne. Porównując obie mapy (Rys. 1 i Rys. 2) widać jak duża skala inwestycji będzie realizowana. Jest to jedynie stan bieżący rozwoju sieci przesyłowych. W kolejnych latach równoległe będą realizowane projekty w obszarze dystrybucji, które również będą miały na celu rozbudowę sieci elektroenergetycznej, aby zapewnić dostęp do sieci odbiorcom jak i producentom energii.



Rys. 2 Schemat sieci przesyłowych elektroenergetycznych z uwzględnieniem inwestycji planowanych do 2030 r. [2]

Dzisiejsza struktura energii pierwotnej, z której produkowana jest energia elektryczna w Polsce oparta jest o paliwa kopalne, głównie węgiel. Powoduje to duże obciążenie dla środowiska. Spalanie węgla stanowi jedno z najwyższych obciążeń środowiska pod kątem emisji gazów cieplarnianych (Rys. 3). Jest również przedmiotem handlu i przedsiębiorstwa objęte takim wymogiem zobowiązane są do zakupu wymaganych ilości uprawnień. W przypadku elektrowni są nimi objęte wszystkie instalacje spalające paliw o całkowitej nominalnej mocy cieplnej powyżej 20 MW. W chwili obecnej handlem objęte są jedynie trzy związki: dwutlenek węgla, podtlenek azotu, perfluorowęglowodory (CO_2 , N_2O oraz PFCs) [4]. Wymóg ten z całą pewnością będzie rozszerzał i obejmować kolejne instalacje o niższych mocach. Handlem zostaną objęte kolejne związki takie jak np. metan (CH_4).

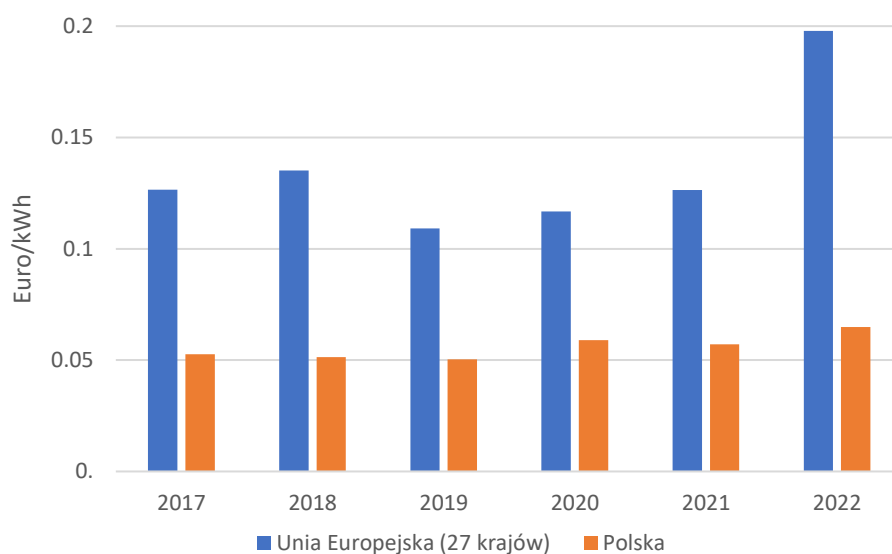


Rys. 3 Porównanie emisji CO_2 dla różnych paliw [5]

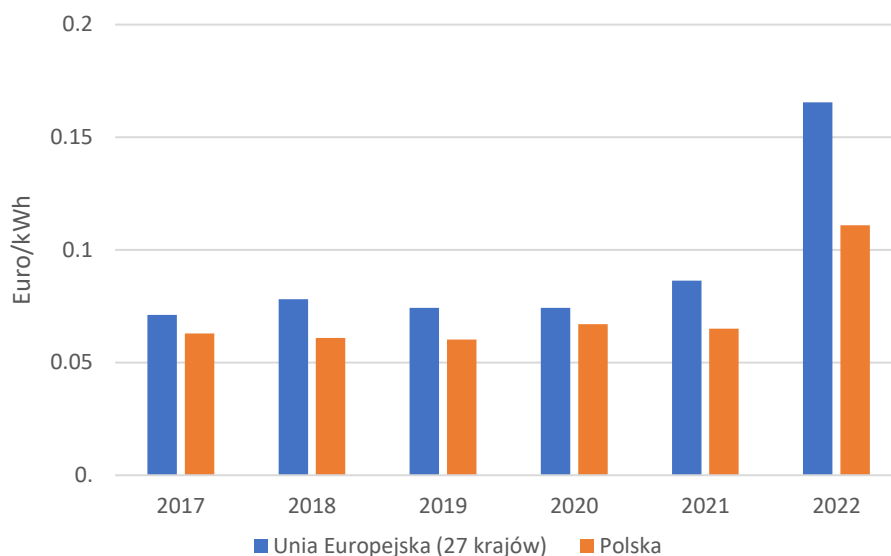
Handel emisjami opiera się na założeniu, że każde przedsiębiorstwo emitujące CO_2 powinno uzyskać uprawnienia do emisji, znane jako EUA. Pierwszy system handlu emisjami (ETS I) obejmował tylko niektóre sektory, takie jak lotnictwo i elektrownie. W przeciwieństwie do niego, ETS II ma

obejmować szerszy zakres, uwzględniając również sektor motoryzacyjny. Jednym z potencjalnych efektów może być przyspieszenie procesu przechodzenia na pojazdy bezemisyjne. Wprowadzenie systemu ETS II stanowi kluczowy krok w dążeniu do eliminacji paliw kopalnych w branży transportowej do roku 2040. Niemniej jednak, ETS II to tylko jeden z elementów wspomagających cel redukcji gazów cieplarnianych. Aby spełnić wymagania pojazdów bezemisyjnych konieczna będzie rozbudowa infrastruktury ładowania i tankowania. Obecnie wprowadzenie ETS II zostało przesunięte na 2027 rok (lub 2028 rok, jeśli ceny energii będą wyjątkowo wysokie).

Wysoka emisyjność polskiej energetyki nie wynika wyłącznie z „oparcia” sektora wytwarzania energii elektrycznej na dostępnych paliwach kopalnych (węgiel kamienny i brunatny). Jest ona również pochodną niskiej sprawności przestarzałych bloków energetycznych. Blisko 25% mocy wytwórczej w Polsce pochodzi z elektrowni mających ponad 40 lat, zaś aż 60% bloków jest starsza niż 30 lat. Oznacza to, że nawet przy zastosowaniu wszystkich możliwości modernizacyjnych i wykorzystywaniu działających dziś elektrowni przez maksymalny technicznie dopuszczalny okres (szacowany na 50 lat), do roku 2030 wymianie musi ulec około połowy obecnej infrastruktury produkcyjnej w sektorze, a do 2040 r. nawet 80% [6]. Utrzymywanie takiego stanu będzie powodowało ponoszenie dużych nakładów finansowych zarówno na odtworzenie stanu obecnego jak i opłat środowiskowych. Naturalną kolejną będzie wzrost opłat za korzystanie z energii jak i towarów, które z jej użyciem są produkowane. Zmiany cen już są zauważalne i trend będzie się nasilał. Zgodnie z analizą podawaną przez Eurostat ceny w 2022 r. w Europie wzrastały zarówno w obszarze kosztów zakupu energii na potrzeby bytowe jak i na potrzeby przemysłowe [7]. Trendy te pokazane są na Rys. 4 i Rys. 5 Przedstawiają one wzrosty cen energii elektrycznej w Polsce oraz w strefie Unii Europejskiej. W Polsce jest to również zauważalne zarówno dla odbiorców domowych jak i komercyjnych.



Rys. 4 Zmiana procentowa cen energii elektrycznej dla odbiorców domowych na przestrzeni 2017-2022 [7]

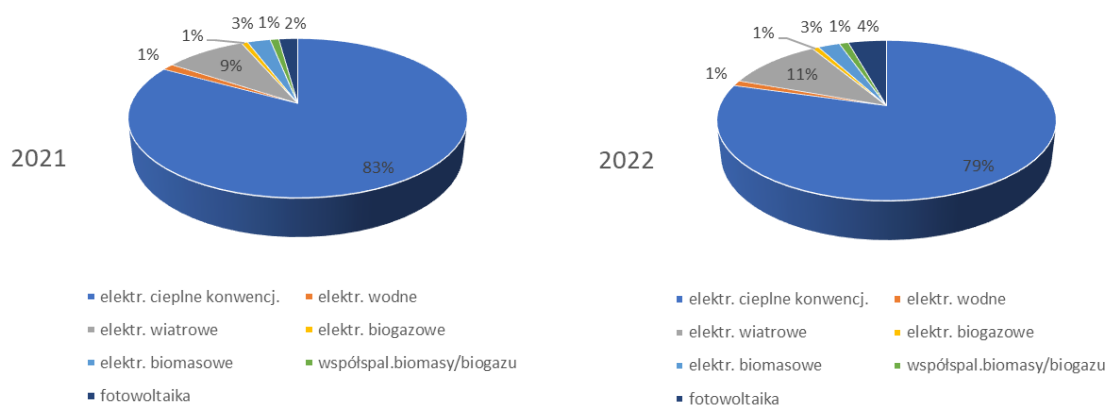


Rys. 5 Zmiana procentowa cen energii elektrycznej dla odbiorców komercyjnych na przestrzeni 2017-2022 [7]

Ceny te podyktowane są m.in. wzrostem opłat środowiskowych. Opłaty środowiskowe mają wymusić na rządach krajów przechodzenie na źródła o niższej emisji lub takie z zerowym śladem węglowym. W przyszłości trend ten będzie utrzymany. Poprzez wysokie koszty opłat źródła wysokoemisyjne będą musiały zostać zastąpione niskoemisyjnymi, a docelowo zeroemisyjnymi.

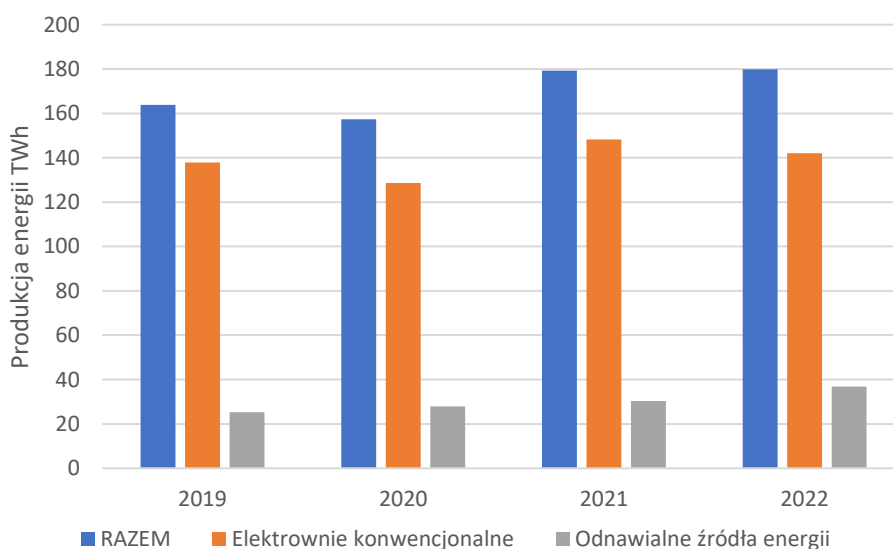
Kolejnym czynnikiem wzrostu cen energii oraz dużej niestabilności rynków finansowych była w pierwszej kolejności epidemia COVID, która zamknęła dostęp do rynków w poszczególnych krajach oraz bardzo mocno zachwiała na rynku konsumenckim popytu i podaży, a co za tym idzie zmieniła charakterystykę zapotrzebowania na odbiór i produkcję energii. Produkcja w wielu krajach zatrzymała się, a rządy chcąc ratować gospodarki zaczęły wprowadzać różne formy wsparcia finansowego dla przedsiębiorstw oraz obywateli. Skutkiem takiego działania, opóźnionego w czasie, był bardzo wysoki wzrost inflacji, która praktycznie do dziś jest na wysokim poziomie. Kolejnym bardzo istotnym czynnikiem był wybuch w 2022 r. wojny w Ukrainie. Kraje europejskie bardzo silnie uzależnione od dostaw paliw z Rosji musiały się zmierzyć z bardzo wysokimi okresowymi wzrostami cen energii. Duże wzrosty cen paliw i energii spowodowały znaczne problemy finansowe szczególnie w przedsiębiorstwach silnie uzależnionych od paliwa i energii. Aby złagodzić skutki tej sytuacji jak również nie doprowadzić do upadłości przedsiębiorstw rządy krajów po raz kolejny po pandemii rozpoczęły finansowo wspierać swoje gospodarki. Stworzyło to kolejny impuls proinflacyjny i utrudniło z nim walkę. Aktualnie sytuacja wydaje się być opanowana jednak nadal jest daleka od stabilności. Zastąpienie energii pozyskiwanej z Rosji jest trudne i bardzo kosztowne. Budowa nowej infrastruktury i poszukiwanie źródeł dostaw energii jest procesem bardzo trudnym, czasochłonnym jak i silnie obciążającym finansowo gospodarki. Zmiany cen, szczególnie zauważalne są w obrębie odbiorców komercyjnych. Lepiej sytuacja wygląda w przypadku odbiorców indywidualnych, gdzie ochrona rządowa nie spowodowała gwałtownych wzrostów.

Polska jest rynkiem energii bardzo mocno skoncentrowanym na paliwach kopalnych. Blisko 83% energii pochodzi z tych paliw. Jeżeli nie dokonamy zmian w systemach energetycznych skutkujących zwiększeniem udziału innych źródeł wytwórczy opartych o odnawialne źródła energii to przy dzisiejszej strukturze wytwarzania energii oraz systemie opłat środowiskowych ceny będą wzrastały, a konkurencyjność gospodarki będzie malała. Udziału poszczególnych paliw w produkcji energii elektrycznej przedstawia Rys. 6 [8].



Rys. 6 Produkcja energii elektrycznej w 2021 i 2022 w podziale na źródła wytwarzania [8]

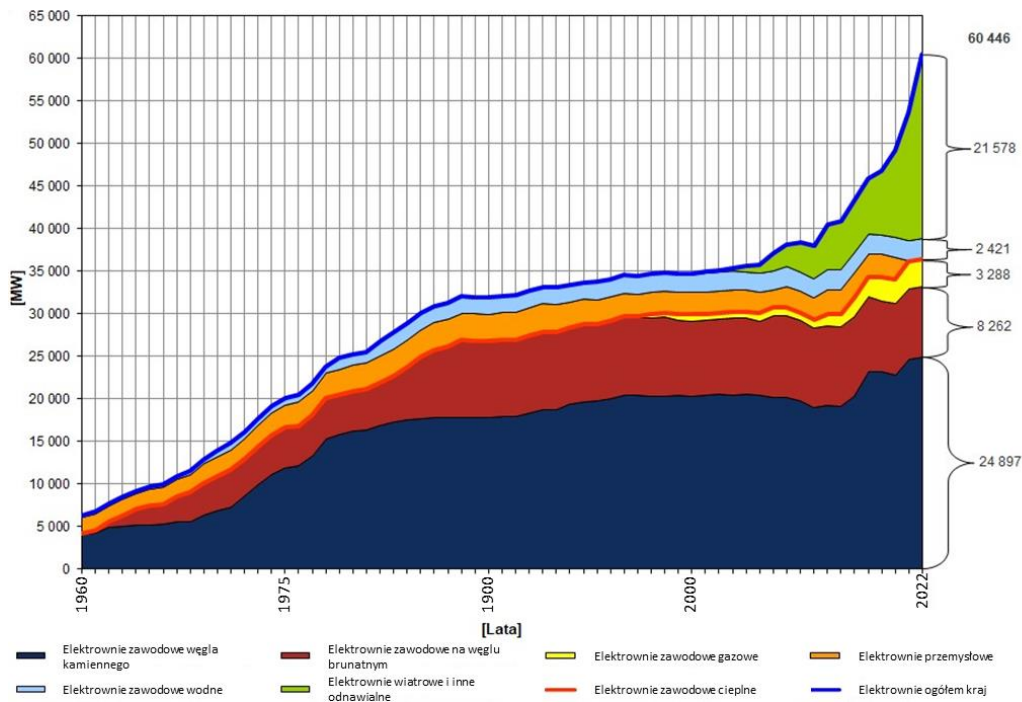
Energia ze źródeł odnawialnych stanowi niewielki udział w produkcji energii elektrycznej. Zmiana tego trendu następuje w ograniczonym stopniu. Transformacja energetyczna wymagać będzie całościowego przekształcenia rynku energii. Pojawią się nowe źródła energii. Zapotrzebowanie na moce wytwórcze oraz ilość produkowanej energii elektrycznej również wzrośnie. Energia elektryczna będzie stopniowo zastępowała wytwarzanie energii cieplnej z paliw kopalnych. Dzisiejsza produkcja energii elektrycznej w Polsce jest na poziomie 160 TWh (Rys. 7) [8].



Rys. 7 Produkcja energii elektrycznej w Polsce [8]

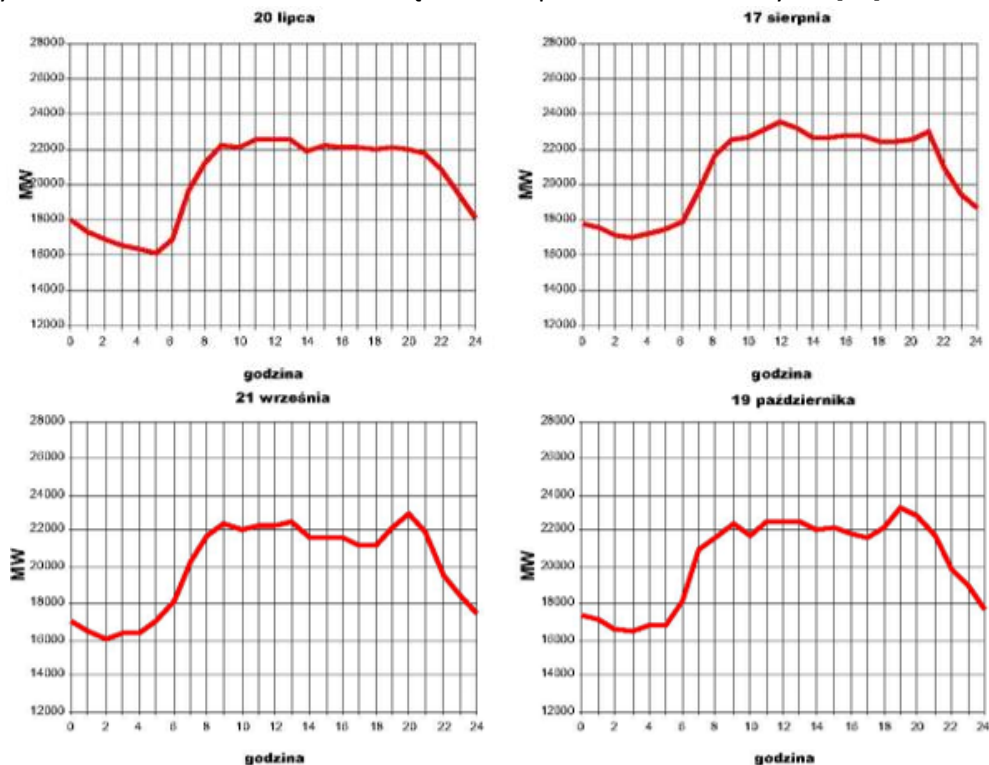
Zainstalowana moc w krajowym systemie energetycznym w 2022 r wynosiła ok. 60 GW (Rys. 8). Porównując to z wcześniejszymi latami zauważalny jest znaczny wzrost mocy zainstalowanej szczególnie w obrębie odnawialnych źródeł energii. Transformacja energetyczna zwiększy ilość mocy wytwórczych związanych z następującymi potrzebami:

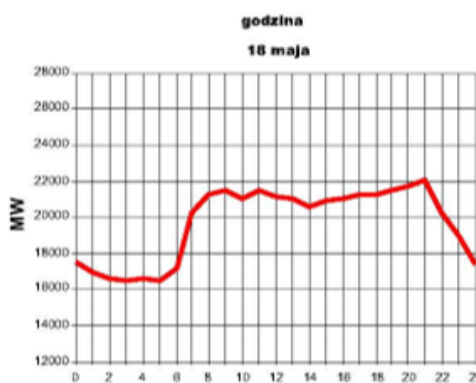
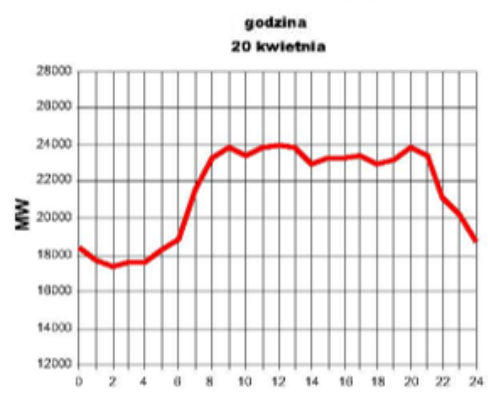
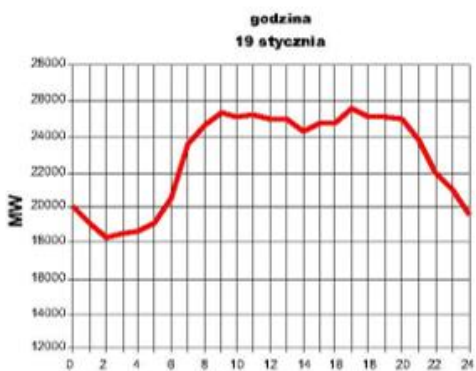
- transformacji paliw płynnych na energię elektryczną na potrzeby elektromobilności,
- transformacji paliw płynnych na energię elektryczną na potrzeby ciepłno-bytowe,
- transformacji gazu ziemnego na potrzeby ciepłno-przemysłowe,
- transformacji gazu ziemnego na potrzeby ciepłno-bytowe.



Rys. 8 Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w KSE w latach 1960 – 2022 [9]

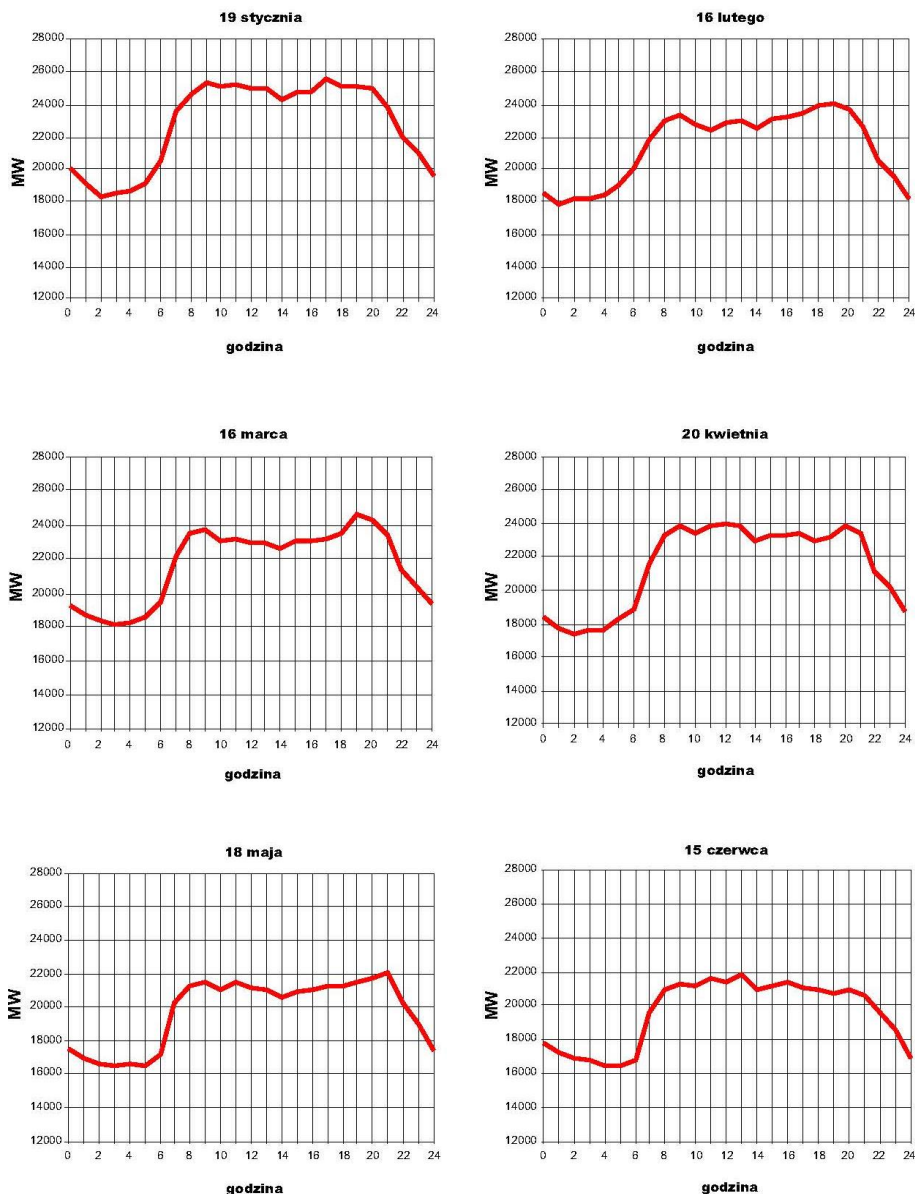
Bieżący system elektroenergetyczny pracuje w dobowych zmianach zapotrzebowania na moc. Charakterystyka cykli jest podobna w całym roku, w nocy występuje spadek zapotrzebowania na energię natomiast w ciągu dnia wzrasta. Maksymalne wartości pojawiają się w miesiącach zimowych natomiast minima notowane są latem co przedstawiono na Rys. 9 [10].





godzina

godzina



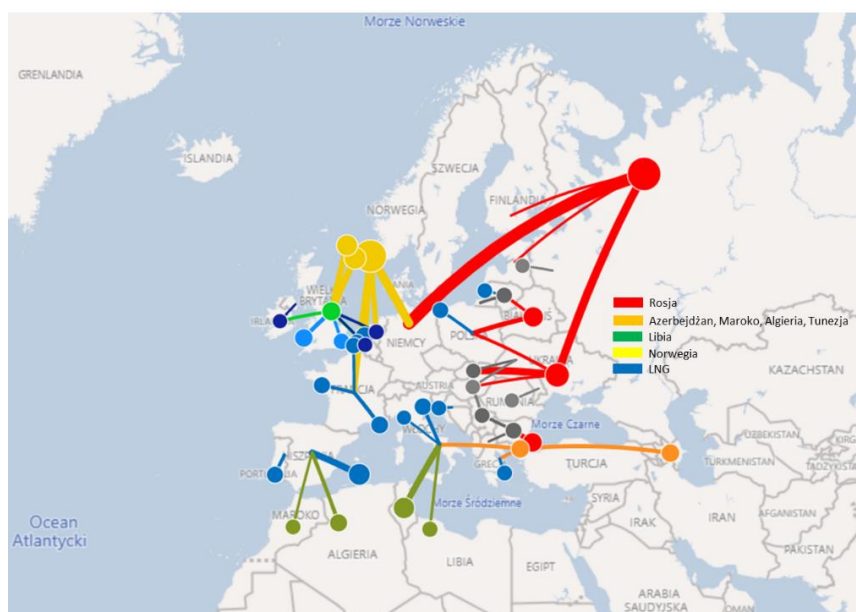
Rys. 9 Dobowe zapotrzebowanie na moc (3 środa miesiąca) w 2022 r.

Charakterystyki te są bardzo ważne dla pracy systemu elektroenergetycznego, który w bieżącym kształcie wymusza wyłączenie części mocy wytwórczych celem zbilansowania systemu. W marcu 2021 roku została przyjęta Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. W ramach filaru „Zeroemisyjny system energetyczny” planuje się realizować działania związane z wyłuszczeniem dobowej krzywej zapotrzebowania na moc. Jest to związane ze zmniejszeniem różnicy między średnim zużyciem a zużyciem szczytowym oraz wzrostem zużycia energii w godzinach nocnych. Pozwoli to zwiększyć efektywność systemu [11]. Dużą rolę może tutaj odegrać integracja sektorów elektroenergetycznego i gazowego. Pojawi się możliwość przekierowania strumienia energii z doliny nocnej na produkcję wodoru i wprowadzenie go do systemów gazowych. Aby nie zatrzymywać mocy wytwórczych i tym samym zwiększyć efektywność produkcji energii elektrycznej wodor stanie się paliwem integrującym systemy gazowy z elektroenergetycznym. Za pośrednictwem wodoru będzie możliwe osiągnięcie bardziej płaskich krzywych zapotrzebowania na produkcję energii elektrycznej. Istnieje wiele równych wariantów wykorzystania nadmiarowej energii elektrycznej: od wytwarzania wodoru do możliwej integracji z biogazowniami i wytwarzania syntetycznego metanu.

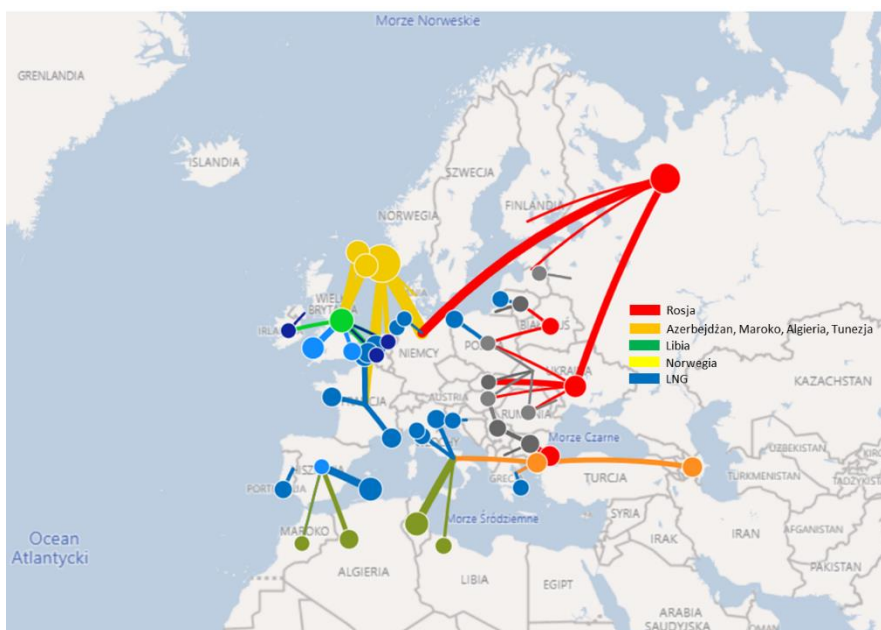
Z punktu widzenia niniejszej pracy rynek elektroenergetyki będzie odgrywał kluczową rolę zarówno w trakcie transformacji jak i po jej dokonaniu. Sieci elektroenergetyczne będą stanowiły kluczową infrastrukturę zaopatrując odbiorców w energię. Zarówno elektroenergetyka jak i przemysł gazowniczy będą musiały dokonać głębokich zmian w sposobie pracy oraz wykorzystywanych paliw. Aktualny czas jest sprzyjający aby dokonywać zmiany w energetyce. Wykorzystywane systemy wytwórcze są przestarzałe. Wymusza to dokonywanie modernizacji lub zastępowanie aktualnie wykorzystywanych urządzeń nowymi. Zastąpienie ich odnawialnymi źródłami energii w wielu przypadkach jest i uzasadnione oraz przyszłościowe. Przy budowie nowych źródeł już dzisiaj powinno się brać pod uwagę integrację międzysektorową: elektroenergetyki z systemami gazowymi. W opinii autora niniejszej rozprawy, w przyszłości sektory gazownictwa oraz elektroenergetyki będą silnie zintegrowane. Przemysł gazowniczy będzie równoważyło niestabilność odnawialnych źródeł oraz będzie pełniło rolę magazynu buforowego. Elektroenergetyka zmieni swój charakter wytwarzania energii elektrycznej z skoncentrowanej na rozproszonej.

1.3 Rynek gazu ziemnego

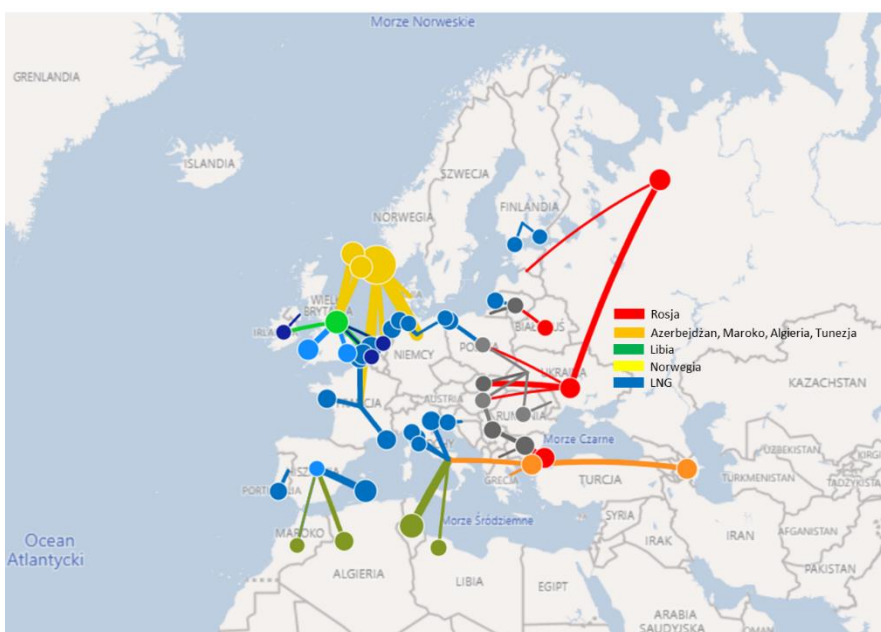
Gaz ziemny jest paliwem pierwotnym i aktualnie stanowi jedną z podstaw funkcjonowania gospodarek. Rynek gazu w Europie stanowi sieć transportową pomiędzy źródłem a odbiorcami. Pierwotnie przed wybuchem wojny na Ukrainie głównym dostawcą gazu była Rosja. Z punktu widzenia geopolityki Polska odgrywała rolę tranzytową pomiędzy wschodnim dostawcą gazu a zachodnim kierunkiem odbioru. Do czasu wybuchu wojny na Ukrainie znaczna część gazu była transportowana gazociągami Jamalskim oraz gazociągami Nord Stream biegnącymi po dnie Morza Bałtyckiego. Obecnie sieć powiązań podlega szybkim zmianom. Następuje znaczne ograniczenie dostaw gazu z Rosji. Gazociągi Nord Stream z uwagi na ich uszkodzenie nie transportują gazu. Europa zaopatrywana jest z: skroplonego gazu ziemnego (LNG), który dostarczany jest spoza Europy; północnych złóż gazu zlokalizowanych w obszarze Norwegii, częściowo nadal ze wschodu ze źródeł zlokalizowanych w Rosji oraz Azerbejdżanie, z południa z Maroka, Libii, Tunezji i Algierii. Zmiany kierunków przepływu gazu ziemnego do Europy w okresie 2021-2023 przedstawiają Rys. 10, Rys. 11, Rys. 12.



Rys. 10 Przepływy gazu ziemnego w Europie w 2021 [12]

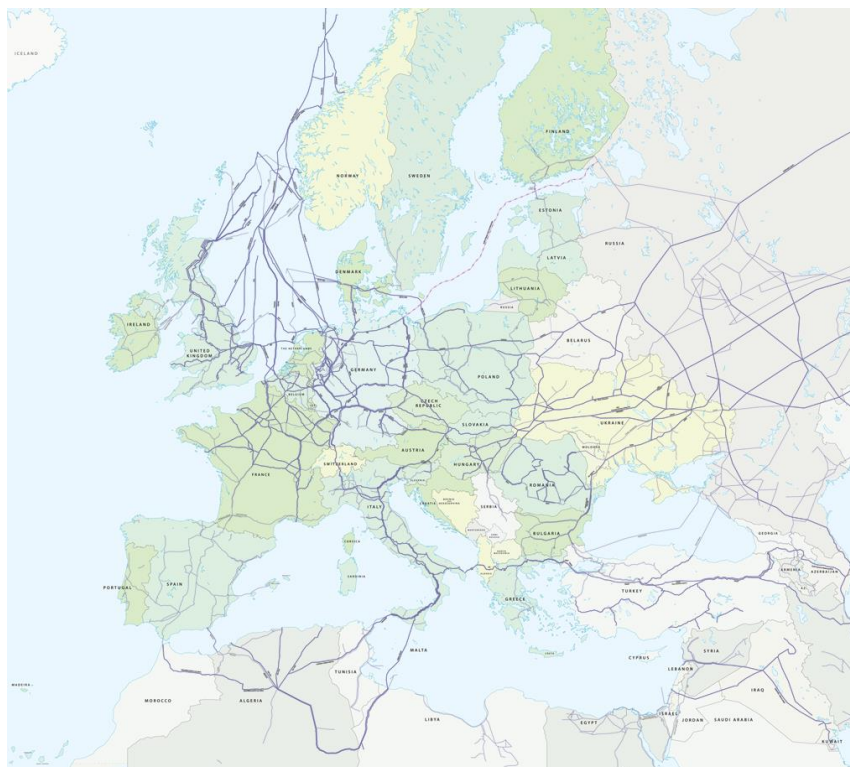


Rys. 11 Przepływy gazu ziemnego w Europie w 2022 [12]



Rys. 12 Przepływy gazu ziemnego w Europie w 2023 [12]

Duża zależność od źródeł zewnętrznych europejskich gospodarek powoduje, że gaz ziemny stanowi bardzo silnie powiązany system wzajemnych zależności zarówno na poziomie technicznym jak i polityczno-ekonomicznym. Po wybuchu wojny w Ukrainie kształtuje się nowy układ transportu zarówno ze strony dostawców jak i odbiorców. Obecny sieć transportową gazu ziemnego w Europie przedstawia Rys. 13



Rys. 13 Europejski system gazowy [12]

Polski rynek gazu ziemnego podzielony jest na obszary:

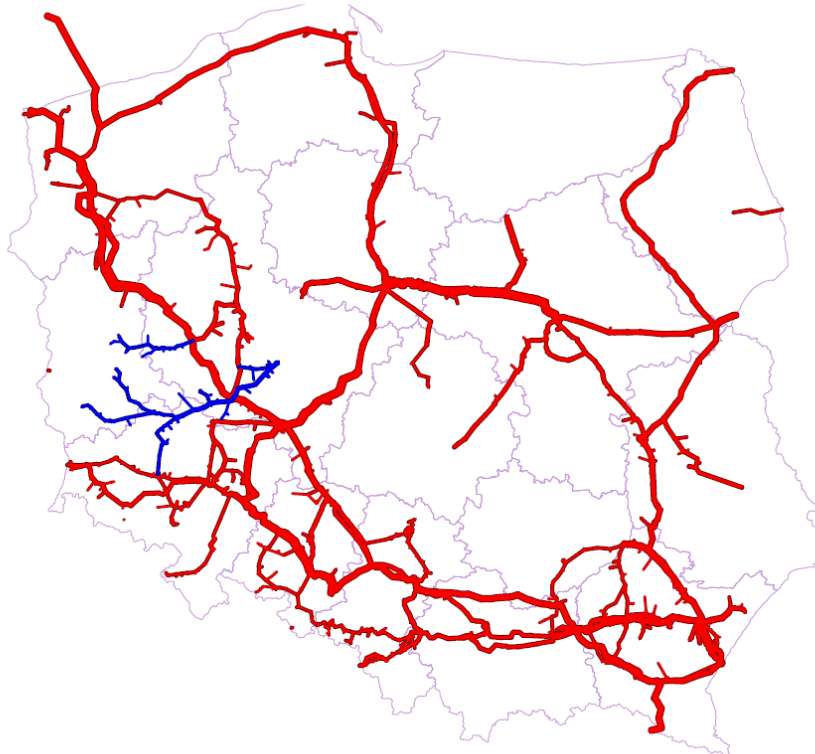
- wydobycie gazu,
- magazynowanie gazu,
- przesył gazu,
- dystrybucja gazu,
- obrót gazem (handel).

W Polsce obszar przesyłu gazu realizowany jest przez Operatora Gazociągów Przesyłowych OGP Gaz-System S.A. Firma ta transportuje gaz sieciami wysokiego ciśnienia. Zgodnie z definicją prawa energetycznego sieć przesyłowa jest to sieć gazowa wysokich ciśnień, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich. Łączy ona źródła gazu (kopalnie, punkty wejścia gazu importowanego), magazyny z systemami dystrybucyjnymi oraz dużymi odbiorcami końcowymi. W zakresie swojej działalności posiada ok. 11 tys. km gazociągów przesyłowych [13].

Rozwinięciem gazociągów przesyłowych są gazociągi dystrybucyjne. Zgodnie z definicją prawa energetycznego jest to sieć gazowa wysokich, średnich i niskich ciśnień, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich. Gazociągi dystrybucyjne pełnią funkcję bezpośrednich dostaw energii gazowej do odbiorców końcowych. Gazociągi dystrybucyjne podzielone są ze względu na ciśnienie pod jakim jest transportowany gaz: gazociągi wysokich, średniego podwyższonego, średniego oraz niskiego ciśnienia. Największym operatorem systemu dystrybucyjnego w Polsce jest Polska Spółka Gazownictwa, która pełni rolę Narodowego Operatora Systemu Gazowego. Działa ona na terenie całej polski eksploatując ponad 200 tys. km gazociągów [14]. Z punktu widzenia transformacji energetycznej będzie pełniła kluczową rolę przy integracji systemów energetycznych. Jej zasięg jest większy i daje więcej możliwości połączenia systemów elektroenergetycznych z gazowym. Ograniczeniem może być jedynie wystarczająca chłonność sieci gazowej.

Magazynowanie gazu – w Polsce znajduje się 9 magazynów gazu (Wierzchowice, Husów, Mogilno, Strachocina, Swarzów, Brzeźnica, Kosakowo, Bonikowo, Daszewo) o łącznej pojemności czynnej ok. 3,4 mld m³ [15]. Obrót (handel) gazem ziemnym odbywa się za pośrednictwem spółki trudniącej się sprzedażą paliwa gazowego. Sprzedają gazu mogą się zajmować podmioty posiadające koncesję na sprzedaż paliwa gazowego.

System gazowy w Polsce podobnie jak w przypadku energii elektrycznej zbudowany jest w oparciu o źródła zasilania: kopalnie gazu oraz import zagraniczny. Przesył odbywa się od źródła do odbiorcy końcowego. Jeszcze parę lat temu gaz dostarczany do Polski pochodził głównie z: Rosji, złóż lokalnych położonych w południowo wschodniej Polsce oraz z niżu wielkopolskiego. Taki układ transportu gazu powodował, że zdolności przesyłowe sieci gazowej malały wraz z przesuwaniem się w kierunku zachodnim. Obszar Szczeciński, który był na końcu nitki zasilającej miał dodatkowo ograniczone możliwości rozwoju, gdyż główna część gazu przeznaczana była na konsumpcje przez dużych odbiorców z tego regionu. Bardzo często w tamtym okresie można było zaobserwować braki możliwości zwiększania mocy dla odbiorców chcących przyłączyć się do sieci gazowej. Stan taki był bardzo niekorzystny z punktu widzenia możliwości zwiększania przesyłania gazu jak również bezpieczeństwa dostaw. Związanie się z jednym dużym dostawcą gazu z kierunku wschodniego powodowało niebezpieczeństwo dyktowania warunków zakupu jak również zagrożenie wstrzymywania dostaw paliwa gazowego. Konieczne były inwestycje w sieć przesyłową. W 2006 r. podjęta została decyzja o budowie terminala LNG. Pozwolenie na użytkowanie uzyskał w kwietniu 2016 r. Oznacza to, że okres budowy do momentu oddania obiektu do użytkowania trwał ok. dziesięciu lat. Obecna zdolność regazyfikacji terminalu wynosi 6,2 mld Nm³ rocznie. Wraz z podjęciem decyzji o budowie terminala LNG oraz zmniejszenia zależności od dostaw z kierunku wschodniego, system gazowy wymagał przebudowy tak aby możliwe było przesyłanie gazu z kierunku północno-zachodniego (z terminala LNG) w głąb kraju. Konieczna była budowa nowych gazociągów rozprowadzających gaz od terminala LNG w głąb kraju. System taki daje hydrauliczną możliwość różnicowania dostaw gazu w zależności od sytuacji na rynkach paliw oraz różnych zawirowań gospodarczych. Duże jego znaczenie zostało pokazane po wybuchu wojny w Ukrainie. W momencie ograniczeń dostaw gazu z kierunku wschodniego zabezpieczał on dodatkowo stabilność energetyczną na krajowym rynku. Aktualny stan sieci gazowej przedstawia Rys. 14.



Dodatkową infrastrukturą gazową zwiększającą poziom dywersyfikacji stał się gazociąg BalticPipe. Jest to strategiczna sieć gazowa tworząca nowy korytarz dostaw gazu na rynek europejski. Powstała infrastruktura umożliwia transport gazu z Norwegii na rynek duński i polski, a jeżeli zajdzie taka konieczność również do użytkowników końcowych w sąsiednich krajach. Jak ważne są to połączenia okazało się po wybuchu wojny w Ukrainie. Zaburzenie dostaw z kierunku wschodniego można było uzupełniać z nowo powstałych kierunków. Mapa przedstawiająca przebieg gazociągu pokazana jest na Rys. 15. Ważność tego gazociągu podyktowana jest nie tylko zwiększeniem poziomu dywersyfikacji oraz bezpieczeństwa energetycznego. Projekt jest także elementem tworzenia w Polsce regionalnego centrum przesyłu i handlu gazem ziemnym dla państw Europy Środkowej i Wschodniej oraz państw bałtyckich (hub gazowy). Przedsięwzięcie wymaga oprócz gazociągu Baltic Pipe, rozbudowy terminalu LNG w Świnoujściu, budowy terminalu regazyfikacyjnego gazu ziemnego w Zatoce Gdańskiej oraz połączeń z państwami sąsiadującymi [11].

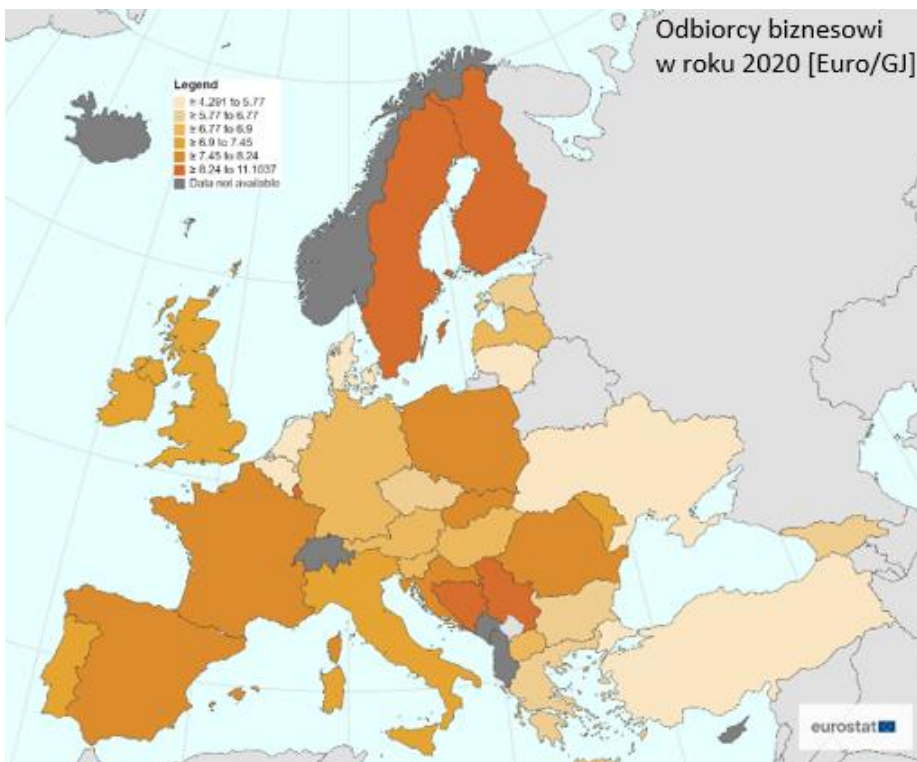
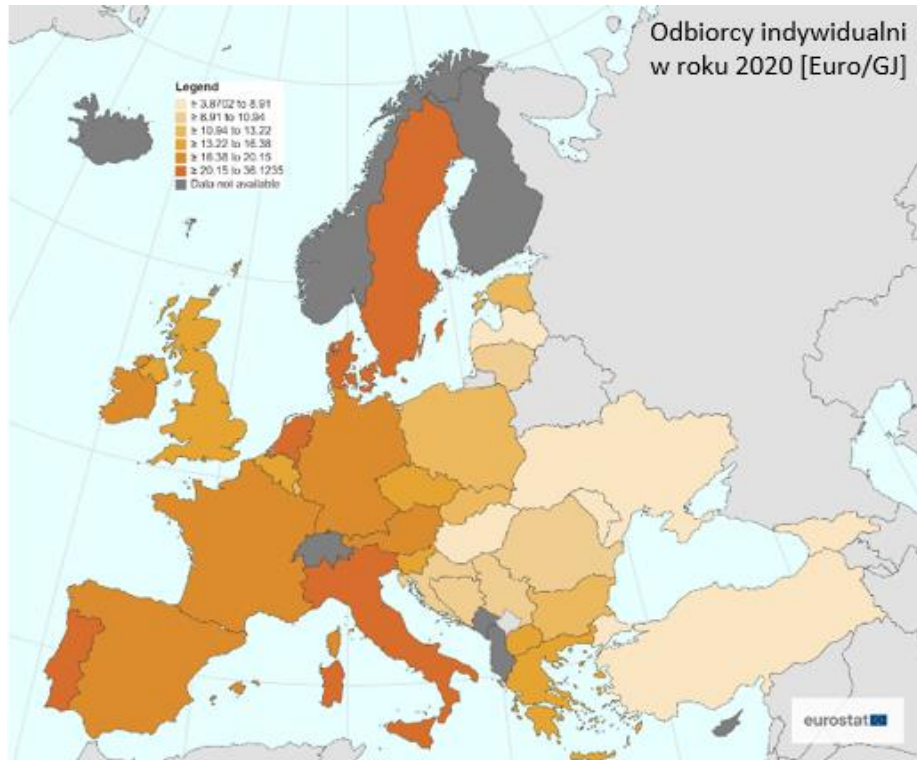
Wzajemna sieć powiązań powstawała przez dziesięciolecia co rozkładało koszty na lata oraz pozwalało odbiorcom dostosowywać się do użytkowania gazu ziemnego. Budowa infrastruktury przesyłowej jak i dystrybucyjnej wymaga znacznych nakładów finansowych, technicznych, społecznych, prawnych i czasowych. Gaz ziemny wykorzystywany jest w wielu branżach przemysłowych jako podstawowe źródło energii. Zamiana na inne nośniki energii wiąże się z dużymi kosztami. Koszty te związane są z dostosowaniem urządzeń do nowego nośnika energii. Podjęcie takiej decyzji przez odbiorcę w praktyce wiąże go na wiele lat z nowym nośnikiem oraz nową grupą dostawców. Dlatego też przy próbie osiągnięcia celów klimatycznych niezwykle ważne jest odpowiednie zaplanowanie poszczególnych kroków transformacyjnych oraz rozłożenie ich w czasie.

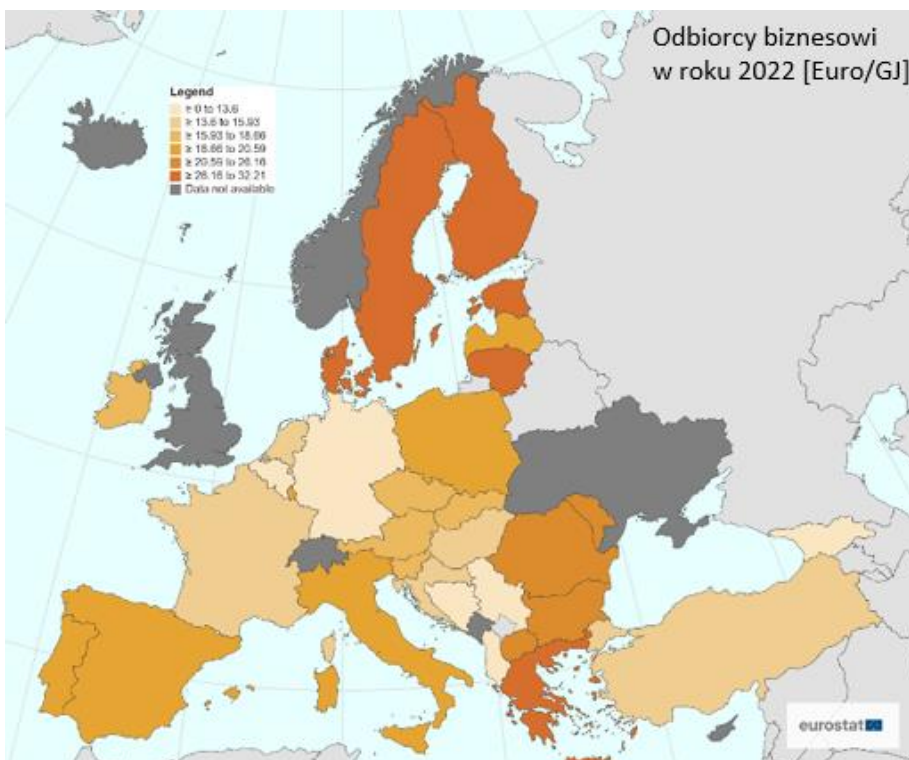
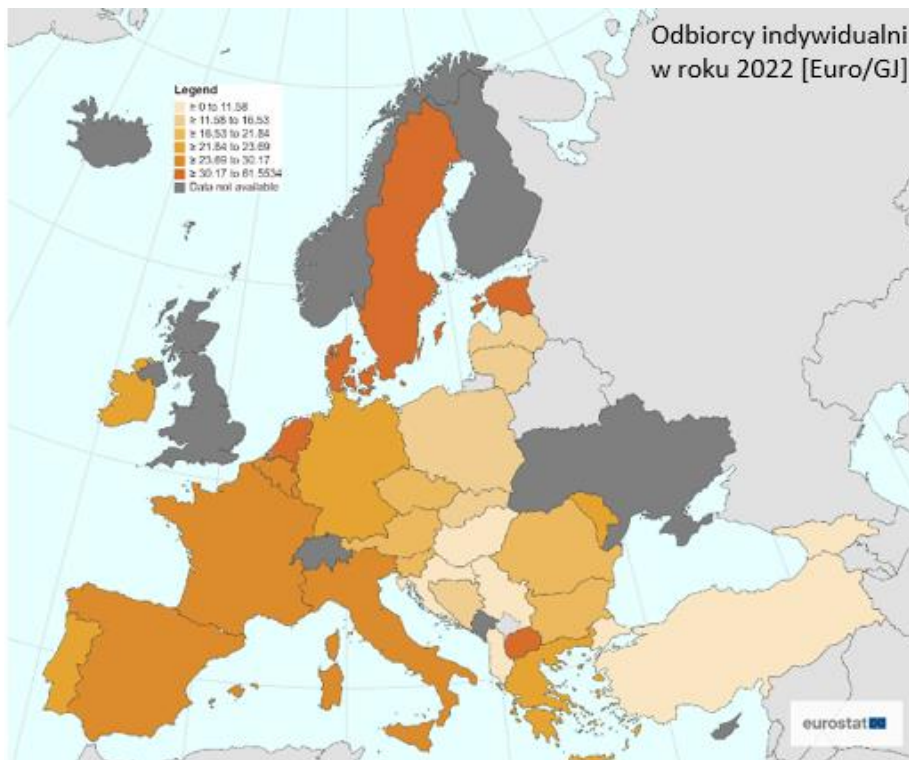


Rys. 15 Schemat poglądowy projektu Baltic Pipe [12]

W Polsce dla odbiorców indywidualnych gaz ziemny podlega taryfikowaniu. Oznacza to obowiązek zatwierdzania cen przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Odbiorcy komercyjni i przemysłowi nie podlegają takim obostrzeniom, a ceny ustalane są rynkowo. Powoduje

to znaczną dysproporcję w kosztach płaconych za energię. Już w 2020 r. dało się zauważyć dużą dysproporcję w cenach gazu ziemnego w Polsce na tle innych krajów. Poprzez urzędowe ograniczenie podnoszenia cen do wartości rynkowych Polska już wówczas w obszarze odbiorców indywidualnych plasowała się jako kraj z relatywnie niską ceną. Odwrotna sytuacja ma się w obszarze odbiorców komercyjnych i przemysłowych, gdzie cena gazu jest jedną z wyższych w krajach Unii Europejskiej. Relacje te przedstawiają mapy cen pokazane na Rys. 16. Poszczególne mapy pokazują graficznie, że ceny gazu dla odbiorców indywidualnych ciągle utrzymują się na najniższym poziomie w stosunku do innych krajów. Odwrotnie rzecz się ma w odniesieniu do odbiorców biznesowych, gdzie ceny są jedne z najwyższych. Dodatkowo po wybuchu wojny na Ukrainie nastąpił skokowy wzrost cen energii co spowodowało także duże wahania cen na rynku gazu. Reakcją rządu było wprowadzenie tarcz mających przeciwdziałać wzrostom energii, a tym samym ograniczyć negatywny wpływ na sytuację gospodarczą w kraju. Do dziś ceny gazu dla odbiorców domowych są chronione tarczami rządowymi.





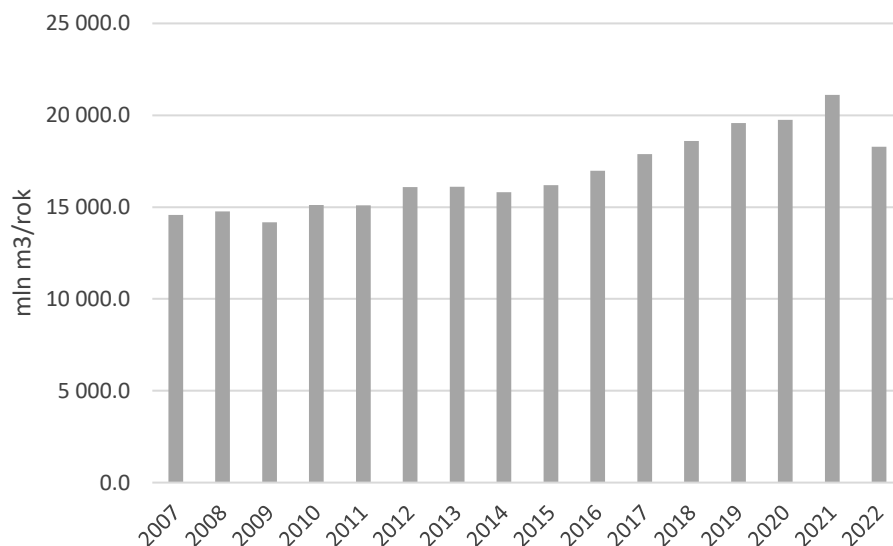
Rys. 16 Porównanie cen gazu na rynkach europejskich dla odbiorców indywidualnych oraz przemysłowych[16][7]

Wejście na ścieżkę transformacji energetycznej stopniowo będzie uniezależniać gospodarki europejskie od dostaw gazu z źródeł zewnętrznych. Proces ten wymaga właściwego przygotowania, zaplanowania oraz dostosowania do możliwości nie jednej a wielu gospodarek.

Zgodnie z bieżącą Polityką Unii Europejskiej gaz ziemny z dużym prawdopodobieństwem stanowić będzie paliwo przejściowe, które docelowo zostanie zastąpione gazami zdekarbonizowanymi, w tym również wodorem. Problem przejścia z paliw kopalnych na paliwa zdekarbonizowane przy zachowaniu bezpieczeństwa dostaw oraz komfortu funkcjonowania

gospodarek stanowi duże wyzwanie dla przeprowadzenia transformacji energetycznej. Sieci gazowe zgodnie z przyjętą polityką klimatyczną mają stopniowo być wykorzystywane do transportu wodoru oraz mieszanin gazu - początkowo z gazem ziemnym a ostatecznie z gazami zdekarbonizowanymi jak: biometan, wodór czy biogaz.

Polska aktualnie zużywa ok. 20 mld m³ gazu ziemnego. Zapotrzebowanie na gaz w latach 2005-2022 pokazano na Rys. 17 [8]. Wzrost zapotrzebowania daje się zaobserwować już od 2014 r. Jest to spowodowane wzrostem zainteresowani odbiorców indywidualnych, programem gazyfikacyjnym polski oraz odbiorców przemysłowych szukających alternatywy m.in. dla węgla. W przypadku odbiorców przemysłowych zauważalny wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny podyktowany jest koniecznością ograniczania emisji gazów cieplarnianych. Wiele przedsiębiorstw, w tym kotłownie osiedlowe, zmienia źródła zasilania z węgla na gaz. Przedsiębiorstwa emitujące CO₂ już dzisiaj muszą płacić za jego emisję do atmosfery. Spalając węgiel emisja jest blisko 70% wyższa w stosunku do gazu ziemnego (Rys. 3)[5] stąd też tak dynamiczny wzrost zapotrzebowana na gaz ziemny od 2014 r. Sytuacja nagle się zmieniła w 2022 r. od momentu wybuchu wojny w Ukrainie. Duże wahania cen gazu ziemnego spowodowały spadek jego zużycia. Spowodowane było to przede wszystkim wysokimi kosztami jego zakupu co zmusiło odbiorców do jego oszczędzania. Dodatkowo łagodna zima również wpłynęła na zużycia gazu, gdyż w tym okresie spadło zapotrzebowanie na ciepło.



Rys. 17 Zużycie gazu w przeliczeniu na gaz wysokometanowy [8]

Jeszcze parę lat temu gaz ziemny był postrzegany jako paliwo ekologiczne redukujące emisję gazów cieplarnianych przede wszystkim z węgla. Obecnie ze względu na pochodzenie kopalne przedstawiany jest jako paliwo nie ekologiczne. W dłuższej perspektywie wykorzystania zasobów gazu ziemnego prawdopodobnie ulegnie zmniejszeniu z uwagi na dążenie do głębokiej transformacji energetycznej. Odbywać się będzie to stopniowo przez wiele lat zastępując gaz ziemny innymi paliwami „zero emisyjnymi”. Infrastruktura do transportu gazu ziemnego nadal będzie wykorzystywana do przesyłu czystych gazów. W perspektywie do 2050 r. scenariusze przedstawiające zużycie gazu ziemnego pokazują znacząco jego redukcję na rzecz wodoru i biogazu[17][18] co pokazano w Tab. 1.

Tab. 1 Zużycie gazu ziemnego w perspektywie do 2050 r.

	Rok	IEA (NZE)		IRENA (1.5°C)
		2020	2050	2050
Gaz ziemny (LNG)	[EJ/yr]	137	60	72
Wodór	[EJ/yr]	14	63	74
- niebieski wodór	[%]	1	38	33
- zielony wodór	[%]	1	62	67
Biogaz	[EJ/yr]	2	14	15
Suma	[EJ/yr]	139	113	136

Strategie klimatyczne będą się różnić w zależności od krajowych i regionalnych zasobów naturalnych oraz infrastruktury rurociągów. Każda strategia przejścia musi być planowana z dużym wyprzedzeniem i angażować szeroką grupę interesariuszy [18]. Aktualnie trwają prace nad wdrożeniem nowelizacji do dyrektywy unijnej o Efektywności Energetycznej Budynków (EPBD), która jest jedną z kluczowych inicjatyw Unii Europejskiej. Ma ona na celu poprawę efektywności energetycznej budynków. Dyrektywa ta zawiera wiele zapisów dotyczących różnych aspektów budynków, mających na celu zmniejszenie zużycia energii oraz emisji gazów cieplarnianych. Dyrektywa ta ostatecznie może być przyczyną znacznego ograniczenia użycia urządzeń zasilanych gazem ziemnym.

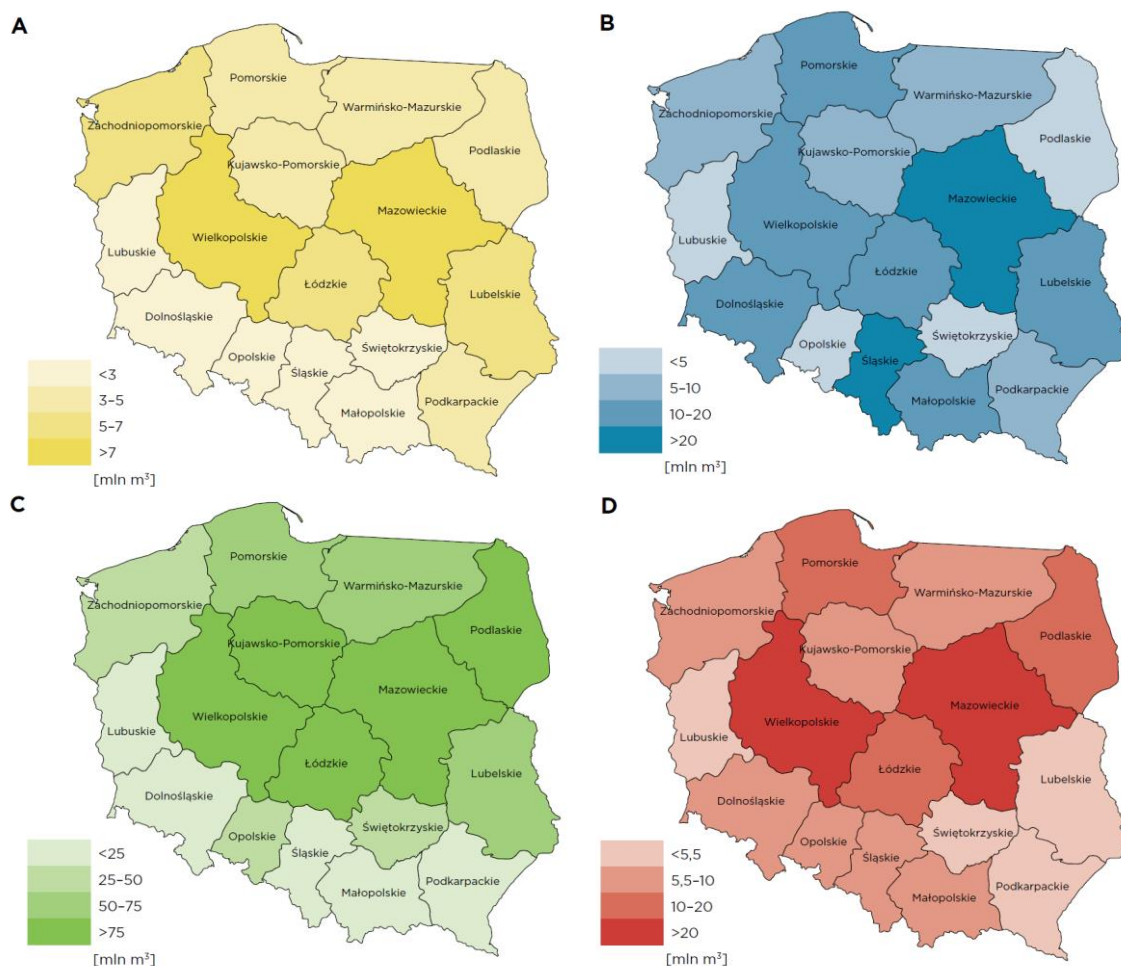
Branża gazowa w chwili obecnej jest przed podjęciem kluczowych decyzji co do dalszego rozwoju. Transformacja energetyczna znacznie ograniczy zużycie gazu ziemnego. Częściowo może być on zastąpiony przez biometan i paliwa syntetyczne. Nie zbilansuje to obecnego wykorzystania gazu ziemnego. Przedsiębiorstwa w wyniku transformacji energetycznej będą podążały w kierunku generacji energii elektrycznej, która produkowana będzie ze źródeł odnawialnych.

Z punktu widzenia niniejszej pracy przemysł gazowniczy będzie odgrywał funkcję uzupełniającą do systemów elektroenergetycznych zarówno w trakcie transformacji jak i po jej dokonaniu. Sieci gazowe za pomocą technologii P2G powinny zostać zintegrowane z sieciami elektroenergetycznymi. Jest to układ idealny, w którym przy wyborze projektów mamy dostęp do wszystkich niezbędnych mediów. W praktyce dobór lokalizacji źródeł odnawialnych, w których będzie dostęp do „chłonnej sieci” zarówno elektroenergetycznej jak i gazowej jest trudny. Trudność polega na tym, że miejsca lokalizacji farm wiatrowych zwykle są w znacznej odległości od infrastruktury energetycznej. Wymagana jest wówczas jej rozbudowa, a to wymaga czasu oraz kosztów. Aktualny czas jest sprzyjający, aby dokonywać zmian w gazownictwie. Właściwe projektowanie rozwoju sieci gazowych we współpracy z elektroenergetyką może zwiększyć efektywność wykorzystania zainstalowanych mocy OZE oraz przyczynić się do realizacji projektów transformacyjnych w przyszłości. W opinii autora niniejszej rozprawy w przyszłości sektory gazownictwa oraz elektroenergetyki będą silnie zintegrowane. Przemysł gazowniczy będzie równoważył niestabilność odnawialnych źródeł, będzie pełniło rolę magazynu buforowego oraz transportowało energię odnawialną do miejsc jej dalszego wykorzystania.

1.4 Rynek biogazu

Produkcja biogazu w Polsce wykazuje znaczny potencjał. Biogaz w nadchodzącej transformacji energetycznej może pełnić ważną rolę. Ponieważ gaz ziemny, w krótkiej perspektywie będzie pełnił rolę paliwa przejściowego, w dłuższej perspektywie będzie zastępowany nowym paliwem o niskim bądź zerowym śladzie węglowym. Skład chemiczny gazu ziemnego to praktycznie czysty metan (gaz wysokometanowy) co stanowi, że jego naturalnym zamiennikiem może stać się biometan. Szacowany potencjał produkcji biometanu w Polsce określa się na ok. 5 do nawet 8 mld m³ [19]. Taka rozbieżność świadczy o różnych założeniach przyjętych przez autorów analiz.

W nadchodzących latach otrzymując dokładniejsze dane oraz zdobywając doświadczenie w projektach biogazowych i biometanowych będzie można dokładniej opisać możliwości naszego kraju. Szacunki te mogą również wydawać się wysokie tym bardziej, że aktualne zużycie naszego kraju to ok. 19 mld m³ [8]. Jednak biorąc pod uwagę środki jakie będą przygotowywane zgodnie z Europejskim Zielonym Ładem [1], wartości te mogą być realne do osiągnięcia. Aby osiągnąć wskaźniki potrzebne będą znaczne nakłady finansowe oraz organizacyjne jak również przeorientowanie części rolnictwa na produkcję energetyczną, pełniejsze wykorzystanie potencjału oczyszczalni ścieków, wykorzystanie odpadów zielonych. Na Rys. 18 przedstawiono krajowy potencjał produkcji biometanu z podziałem na wybrane substraty [19].

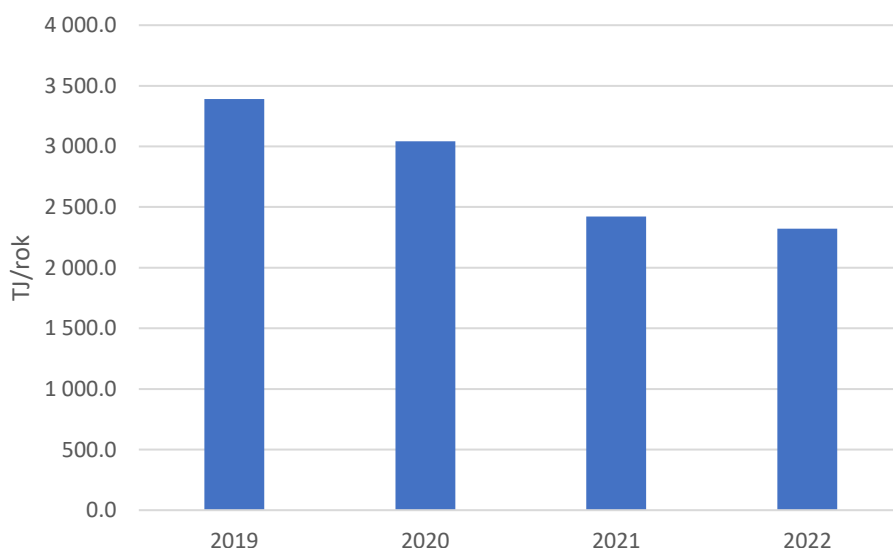


Rys. 18 Potencjał substratów do produkcji biometanu w Polsce (A – odpady komunalne, B - kiszonka kukurydziana, C – odpady biodegradowalne, D – odpady pochodzące z chowu zwierząt) [19]

Biogaz w sposób bezpośredni może zostać wykorzystany do produkcji energii elektrycznej. Jest to układ, który wymaga poza odbiorem energii elektrycznej zapewnienie odbioru energii cieplnej. Jeżeli nie będziemy mieli odbiorcy energii cieplnej, będzie ona stanowiła stratę i mocno obniży efektywność całego procesu. Dlatego przy wykorzystaniu biogazu z biogazowni do produkcji energii elektrycznej konieczne jest zapewnienie odbioru ciepła. Lepszym procesem jednak również nie pozbawionym wad jest produkcja biometanu i wprowadzanie go sieci gazowej. Tutaj przy zapewnieniu dostępu do sieci gazowej oraz jej właściwej chłonności możemy prowadzić jedynie proces produkcji biometanu z biogazu. Paliwo w postaci biometanu jest dalej transportowane do odbiorców sieciami gazowymi. Te dwie metody wykorzystania biogazu są najbardziej typowe. Istnieją też rozwiązania, w których proces produkcji biogazu jest wykorzystywany do produkcji biometanu syntetycznego. W tym przypadku oprócz samej biogazowni wymagane jest układ

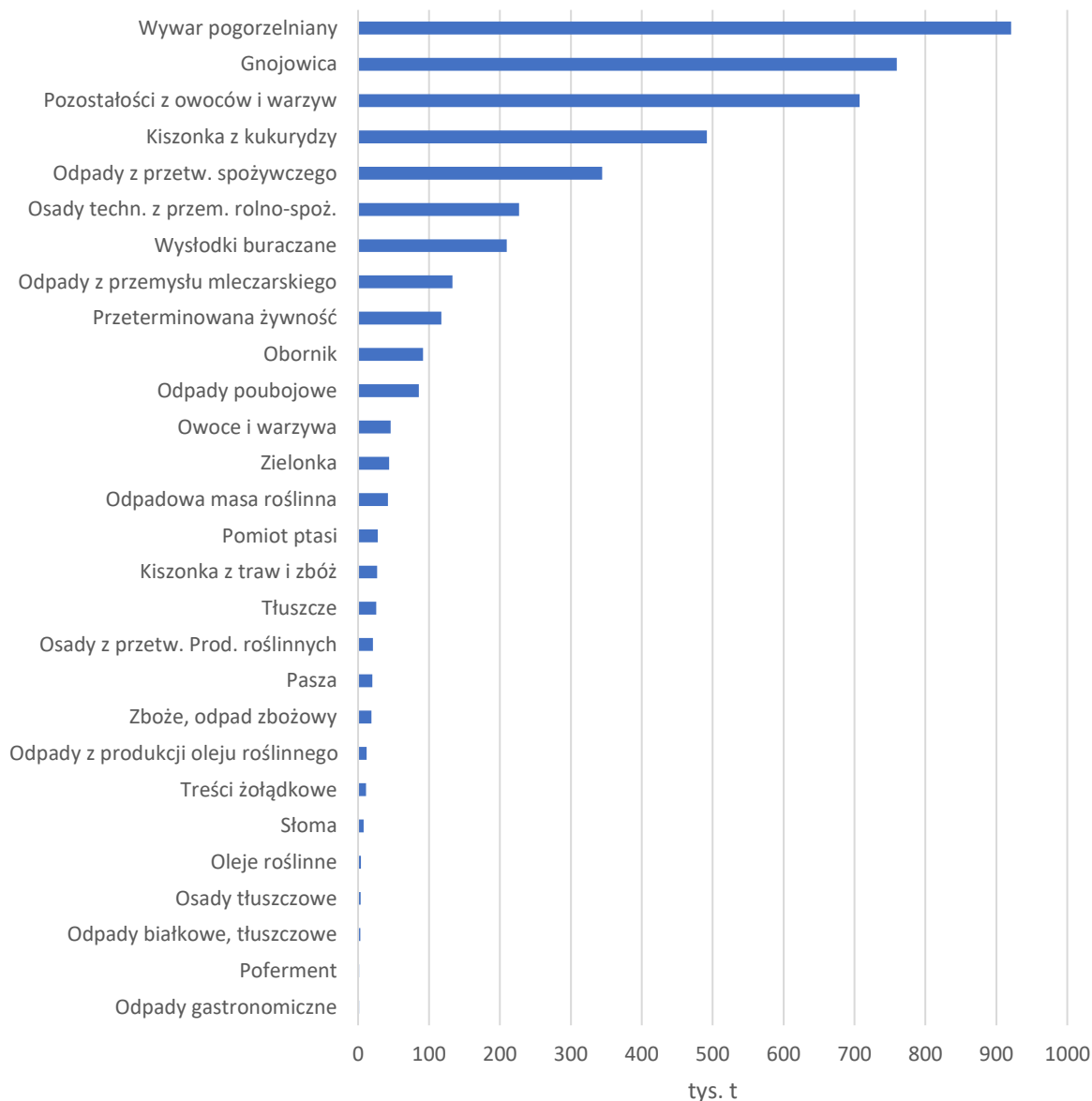
produkcji wodoru np. z elektrowni wiatrowych. Sam układ pomimo, że do jego funkcjonowania niezbędne są kolejne elementy w pewnych określonych warunkach może pracować. Z punktu widzenia energetyki oraz mających niebawem nastąpić zmian transformacyjnym taka mnogość różnych rozwiązań jest wskazana. Daje ona możliwość inwestorowi odpowiednio zaprojektować rozwiązania dla określonych warunków: prawno-środowiskowo-terenowo-technicznych.

Pod koniec 2020 roku moc w instalacjach wykorzystujących biogaz wynosiła 255 MW i była o ok 10 MW wyższa w stosunku do roku 2019 [20]. Produkcję energii elektrycznej z biogazu potwierdzona świadectwami pochodzenia przez URE przedstawiono na Rys. 19 [20]. Spadek produkcji w 2020 r. spowodowany był spowolnieniem na skutek wstrzymywania gospodarek przez COVID-19 i ma charakter jedynie tymczasowy. W kolejnych latach prognozuje się wzrost produkcji oraz przyrosty mocy wytwórczych. W 2020 r. w UE wyprodukowano ok. 2,57 mld Nm³ biometanu [19]. W 2021 r. liderem w produkcji biometanu była Francja, która posiada 337 instalacji do produkcji tego paliwa. Istotne jest to że w 2021 r. powstały tam 123 instalacje co dowodzi, że rynek zaczyna się bardzo dynamicznie rozwijać. Następnym krajem były Niemcy, które posiadały 123 instalacje [19]. Polska aktualnie nie posiada żadnej instalacji do produkcji biometanu. Projekt pierwszej biogazowni produkującej biometan powstaje w Brodach w gminie Lwówek, w województwie wielkopolskim. Jest to projekt innowacyjnej biogazowni, który jest realizowany we współpracy Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu oraz Narodowego Centrum Badań i Rozwoju [21].



Rys. 19 Produkcja energii elektrycznej z biogazu w Polsce [20]

Głównym substratem wykorzystywanym w produkcji biogazu rolniczego jest wywar pogorzelniany. W 2020 r. wykorzystano prawie 1 Mt tego wsadu. Duża ilość biogazu rolniczego jest także produkowana z gnojowicy, pozostałości warzyw i owoców oraz kiszonki kukurydzianej [22].



Rys. 20 Substraty do produkcji biogazu w 2020 r. [22]

W Polsce istnieje podział na biogaz rolniczy oraz wytwarzany w oczyszczalniach ścieków oraz wysypisk. Szczegóły co do funkcjonowania tych obszarów definiuje ustawa o odnawialnych źródłach energii [23].

W ramach kolejnych kroków transformacyjnych biogaz może stać się paliwem [19], który w pewnym ograniczonym stopniu zastąpi gaz ziemny. Pewne ograniczenia wynikają z konieczności oczyszczania go do parametrów gazu ziemnego, który w przypadku gazu wysokometanowego stanowi prawie czysty metan. Biogaz surowy w swym składzie może zawierać od ok. 50% do nawet około 70% metanu [24]. Zawartość metanu zależy od pochodzenia substratów. Pozostałe składniki to dwutlenek węgla, siarkowodór, tlen, azot. W chwili obecnej nie ma możliwości prawnej, aby wprowadzać do sieci gazu ziemnego surowy biogaz. Przed przyłączeniem do sieci gazowej należy biogaz oczyścić do parametrów chemicznych gazu ziemnego. Całość prac spoczywa po stronie wytwórcy biogazu. Technologie przemysłowego oczyszczania biogazu aktualnie są rozwijane, co w przyszłości może przynieść rozwiązania zarówno efektywne technicznie jak i ekonomicznie. W chwili obecnej praktycznie całość produkowanego biogazu jest wykorzystywana u źródła przede

wszystkim do wytwarzamy energii elektrycznej i ciepłej. W miarę rozwoju tego segmentu rynku niezbędne będzie przestawienie się części rolnictwa na produkcję energetyczną. Stworzony musi wówczas zostać łańcuch wytwarzania substratów. Produkcja biogazu na skalę przynajmniej w połowie odpowiadającej dzisiejszemu zużyciu gazu ziemnego (zużycie wynosi ok. 18 mld Nm³ w 2020 r.) oznaczać będzie konieczność produkcji biogazu surowego na rocznym poziomie ok. 15 mld. Nm³ (dla 60% udziału CH₄ w biogazie). Takie ilości będą wymagały specjalnych upraw oraz w dłuższej perspektywie zapewnienia odpowiedniej wydajności z powierzchni uprawianej. Produkcja substratów w znacznej odległości od miejsca produkcji biogazu wymagała będzie stworzenia systemów transportowych. Przykładową analizę zapotrzebowania areалу rolnego do wyprodukowania 1 mld m³ biometanu (odpowiednika dzisiejszego gazu ziemnego wysokometanowego) w oparciu o produkcję kukurydzy przedstawiano w Tab. 2.

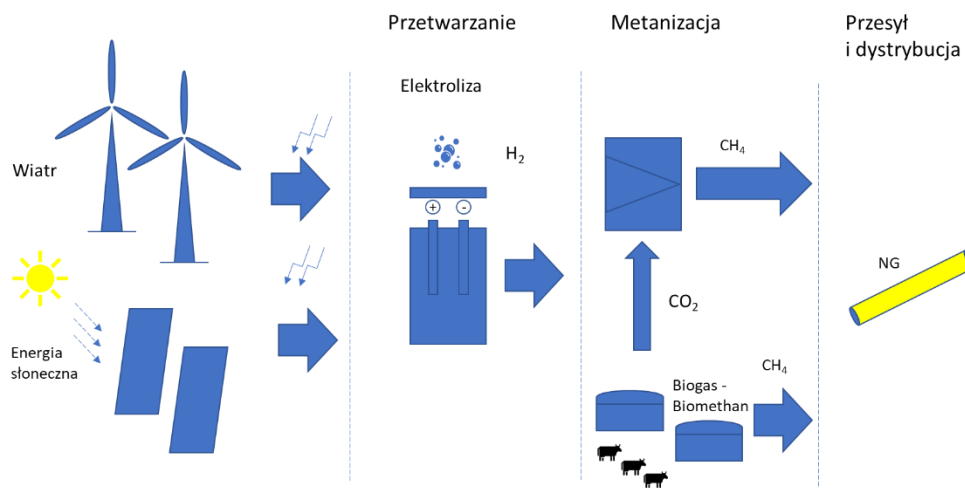
Tab. 2 Areal rolny do produkcji substratów (opracowanie własne)

Nazwa	Jednostka	Wartość
Referencyjna ilość gazu CH ₄ (biometanu)	mIn Nm ³	1 000
Udział CH ₄ w Biogazie	%	60
Wymagana ilość Biogazu	mIn Nm ³	1 667
Jednostkowe zapotrzebowania substratu	kg sub/Nm ³ b.gaz	3,3
Wydajność uprawna z areалу	t/ha	7,2
Zapotrzebowanie na substraty	t	5 555 556
Wymagany areal rolny	ha	771 605

Zgodnie z danymi GUS w 2020 r. obsianych było niecały 1 mln ha gruntów kukurydzą. Średnie zbiory z ha wynosiły ok 7,2 t. Oznacza to, że gdyby całość zbiorów wykorzystać na cele energetyczne to aby wyprodukować 1 mld Nm³ biometanu wymagane będzie wykorzystanie ok. 75% areалу Polski z 2020 r. Skala ta pokazuje jak dużym wyzwaniem jest transformacja energetyczna, która dzisiejsze źródła energii zastępować będzie energią odnawialną.

Niewątpliwie z punktu widzenia transformacji oraz rynku gazu ziemnego, rynek biogazu jest rynkiem bardzo perspektywnym. Naturalne podobieństwo tych paliw z punktu widzenia składu powodują, że przemysł gazowy będzie wykorzystywał to paliwo w przyszłości. Problemem będzie jego podaż. Z pewnością w przyszłości dzisiejsze prognozy będą ulegały dużym zmianom, jednak osiągnięcie mocy produkcyjnych zapewniającą pełną dzisiejszą zastępowalność gazu ziemnego wydają się mało prawdopodobne. Paliwo to produkowane będzie w miejscach powstawania substratów (oczyszczalnie ścieków, składowiska odpadów segregowanych zielonych, przedsiębiorstwa rolnicze). Dobór miejsc będzie również wysoce zależny od miejscowego zapotrzebowania, a także dostępności do chłonnej sieci gazowej oraz elektroenergetycznej. Brak dostępności tych obiektów będzie znacząco obniżał efektywność produkcji biogazu (biometanu) oraz pochodnych tego paliwa (energii elektrycznej i ciepłej).

Z punktu widzenia niniejszej pracy rynek biogazu jest najbardziej naturalnym i łatwym do zintegrowania z systemem gazu ziemnego. Przemysł gazowniczy jest tym obszarem szczególnie zainteresowane, gdyż nie wymaga ono szczególnych nakładów, a wprowadzany gaz jest parametrycznie taki sam. Pomimo tego, że praca skupia się na substratach pochodzących z wiatru oraz słońca to w niniejszej pracy celowo umieszczono rozdział poświęcony rynkowi biogazu, gdyż w przyszłości może on pełnić jedno z podstawowych źródeł wytwarzania metanu. Rynek ten już funkcjonuje, jednak podobnie jak inne obszary energetyki nie jest on zintegrowany z systemami gazu ziemnego. Produkowany biogaz zużywany jest zwykle w postaci surowej na potrzeby samych producentów lub służy do produkcji energii elektrycznej w układach kogeneracyjnych. W przyszłości może on stanowić ogniwo pośrednie przy produkcji wodoru i dalszej jego metanizacji (Rys. 21).

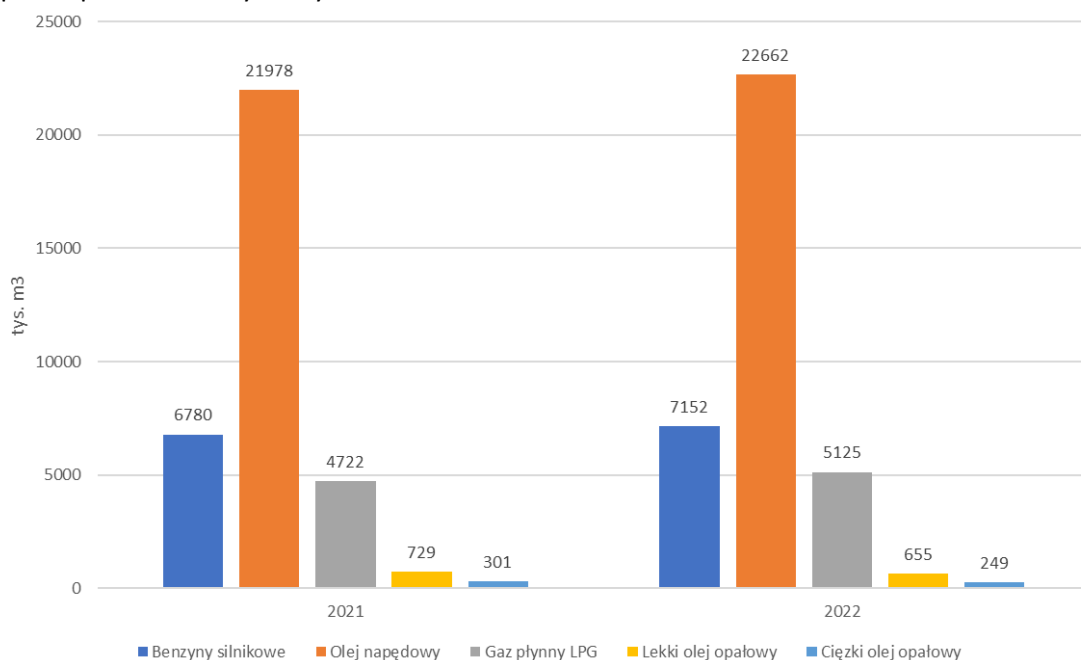


Rys. 21 Schemat metanizacji wodoru z udziałem biogazowni (opracowanie własne)[25]

Otrzymywany przy produkcji biogazu dwutlenek węgla może zostać wykorzystany do metanizacji wodoru. W opinii autora niniejszej rozprawy w przyszłości obszar biogazu będzie zintegrowany z sektorem gazownictwa. Przemysł gazowniczy z czasem będzie transportować mniejsze ilości gazu ziemnego, a większe ilości gazów zdekarbonizowanych, gdzie największy udział najprawdopodobniej stanowić będzie biometan.

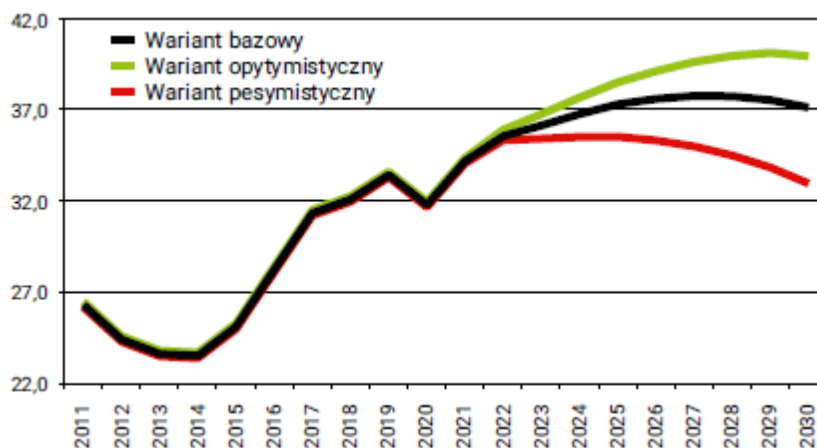
1.5 Rynek paliw płynnych do celów mobilnych

Rynek paliw płynnych na cele napędu pojazdów charakteryzuje się dużym zapotrzebowaniem na energię. Zgodnie z danymi podawanymi przez Polską Organizację Przemysłu i Handlu Naftowego [26] konsumpcja paliw płynnych ma charakter wzrostowy i w ostatnich dwóch latach kształtuje się w sposób przedstawiony na Rys. 22.



Rys. 22 Konsumpcja paliw płynnych [26]

Trend ten wydaje się być utrzymany, o czym świadczy prognoza zapotrzebowania w obecnym dziesięcioleciu na paliwa płynne przedstawiona na Rys. 23



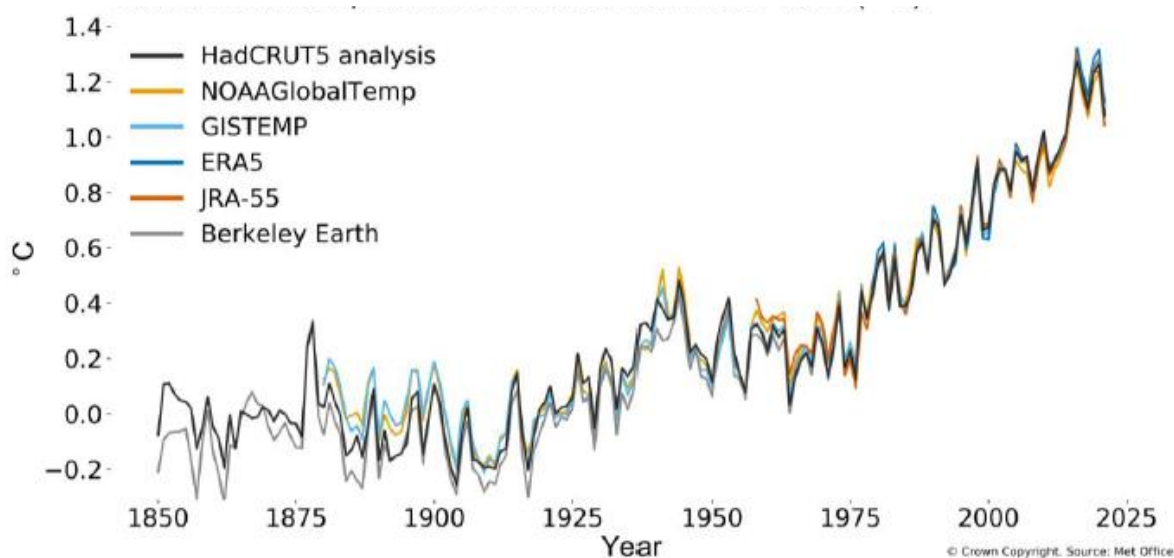
Rys. 23 Prognoza zapotrzebowania na paliwa płynne w latach 2022 -2030 (w mln. m³) [26]

Większość tego surowca Polska sprowadza. Niewielka część jest wydobywana w kraju. Przetwarzanie odbywa się głównie w Polskich rafineriach należących do grupy Orlen. Paliwa te w związku z ich kopalnianym pochodzeniem w niedalekiej przyszłości będą musiały zostać zastąpione paliwami zdekarbonizowanymi lub energią elektryczną pochodzącą z produkcji w OZE. Oznacza to duże zmiany na rynku mobilności. Przewiduje się, że znaczny udział w zużyciu paliw płynnych zostanie zastąpiony produkcją energii elektrycznej na potrzeby mobilności.

Z punktu widzenia niniejszej pracy rynek paliw płynnych stanowi podstawę do prognozowania przyszłych ilości energii elektrycznej, która będzie musiała zostać wyprodukowana na potrzeby mobilności. Paliwa kopalne powinny zostać zastąpione ich syntetycznymi odpowiednikami wyprodukowanymi z zerowym śladem węglowym lub energią elektryczną. Jest to sytuacja nowa, o której bardzo mało się mówi, a z punktu widzenia transformacji energetycznej jest niezwykle ważna. Dzisiejszy system elektroenergetyczny nie zapewnia zastępowalności paliw płynnych energią elektryczną. Przyszłe projekty jakie będą realizowane będą musiały uwzględnić zwiększenie mocy wytwórczych OZE tak aby zapewnić wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną do celów transportowych. Związane będzie to również z przebudowywaniem sieci energetycznej, która będzie musiała przesyłać większe ilości energii elektrycznej. Przemysł gazowniczy będzie równoważył niestabilność odnawialnych źródeł, będzie pełniło rolę magazynu buforowego oraz transportowało energię do miejsc jej dalszego wykorzystania.

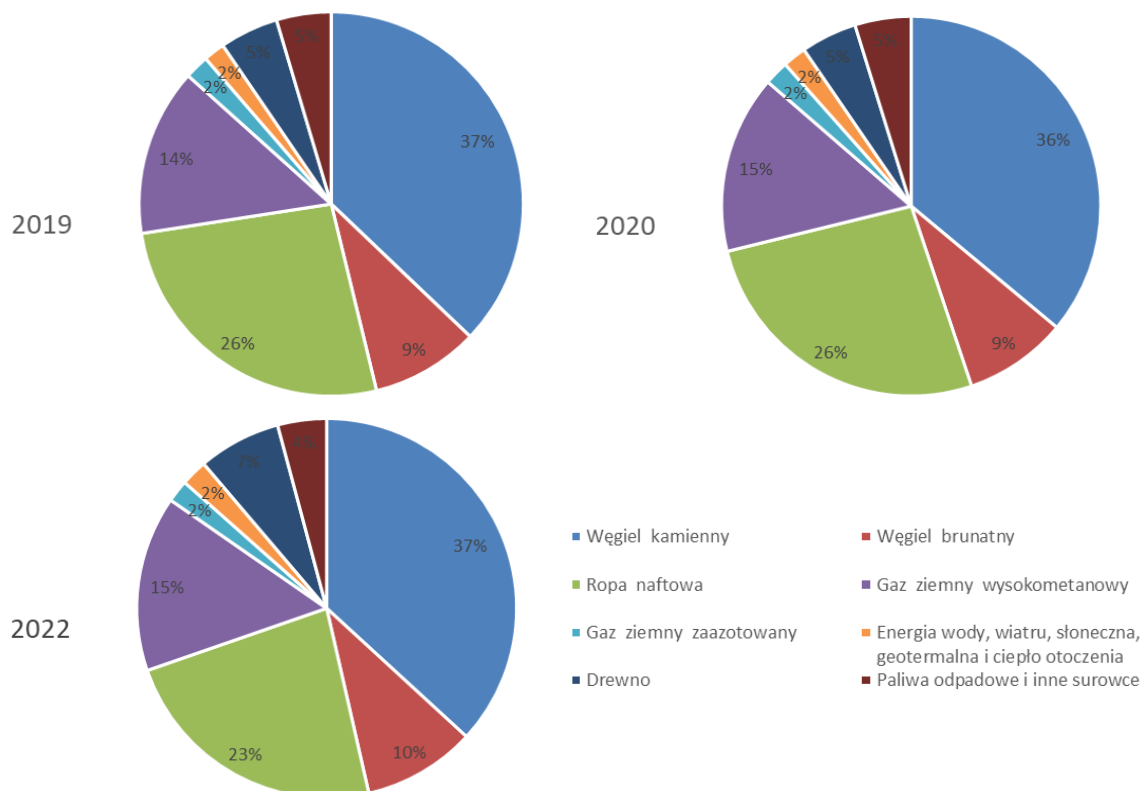
1.6 Power to Gas (P2G)

Poczynając od początku XX. w. Obserwuje się stopniowe podnoszenie temperatury atmosfery ziemskiej. Jej nagły wzrost związany jest działalnością przemysłową człowieka. Zgodnie z przeprowadzonymi badaniami i analizami do początku XX wieku temperatura na ziemi była ustabilizowana. Dopiero nadejście ery przemysłowej rozpoczęło trend wzrostowy [27]. Na Rys. 24 można zauważyć, że wzrost temperatury rozpoczyna się dopiero w latach dwudziestych XX w.



Rys. 24 Średnio roczne globalne różnice temperatury od momentu przed nadejściem ery przemysłowej (1850-1900) do czasów obecnych [27]

Trend wzrostowy temperatury wywołujący globalne ocieplenie spowodował, że w 2019 roku Komisja Europejska przedstawiła założenia Europejskiego Zielonego Ładu [1]. Nadrzędnym celem jest zatrzymanie wzrostu temperatur na ziemi. Natomiast w ogólnych założeniach przedstawia on ścieżkę przejścia do gospodarki zeroemisyjnej.

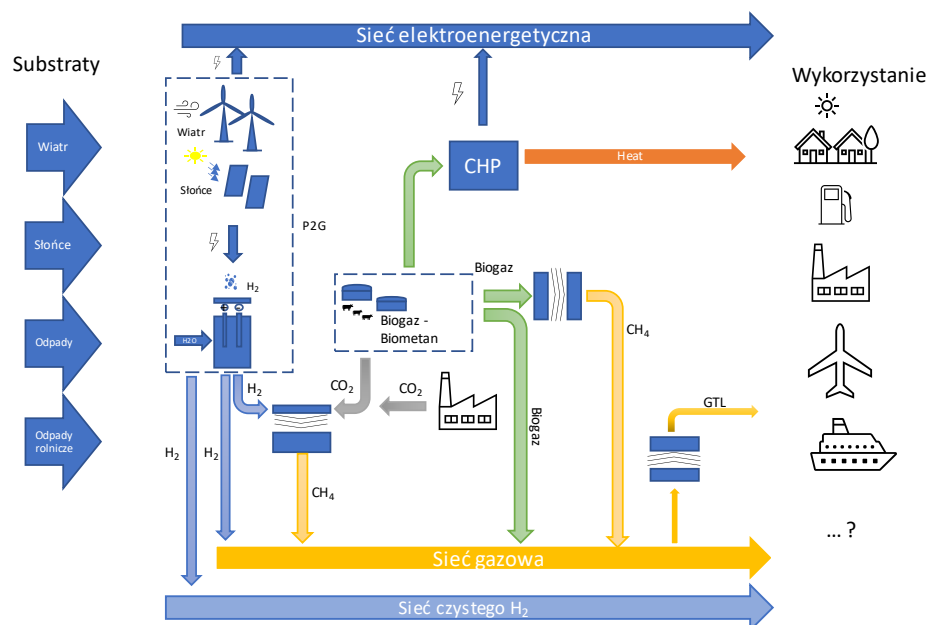


Rys. 25 Struktura zużycia energii pierwotnej [8].

Dostępność stabilnych źródeł energii jest podstawą funkcjonowania gospodarek. Wszelkie dobra, oraz potrzeby bieżące są zaspokajane z wykorzystaniem energii. Ma ona wpływ praktycznie na wszystkie dziedziny naszego życia. Aktualnie większość wytwarzanej energii pochodzi z paliw kopalnych. Pokazuje to struktura zużycia energii pierwotnej w Polsce (Rys. 25 [8]). Najwięcej energii pochodzi z węgla. Jest to blisko 45% całkowitego zapotrzebowania. W dalszej kolejności jest gaz ziemny, który stanowi ok 42% zapotrzebowania. Pozostała energia pochodzi ze źródeł odnawialnych oraz importu [8].

Obecny system energetyczny bazuje na przypisaniu zasobów energetycznych do określonych sektorów i zastosowań końcowych. W przypadku sektora transportu dominują substraty ropopochodne. Węgiel i gaz ziemny są wykorzystywane przede wszystkim do produkcji energii elektrycznej i ciepłej. Sieci elektroenergetyczne i gazowe są projektowane i eksploatowane oddzielnie. Oznacza to, że obecny model jest mocno rozdzielony, a integracja pomiędzy systemami praktycznie nie występuje. Taki model nie jest efektywny z punktu widzenia gospodarki neutralnej klimatycznie. Stan taki w perspektywie transformacji energetycznej skutkować będzie znacznymi stratami w postaci ciepła odpadowego i niskiej efektywności energetycznej [28]. Niezbędne jest dokonanie połączeń międzysystemowych. Integracja systemów energetycznych m.in. gazownictwa z elektroenergetyką oznacza skoordynowane zarządzanie nimi, jako całością. W takim układzie uwzględnia się korelację pomiędzy: nośnikami energii, infrastrukturą techniczną oraz obszarami zużycia energii. Transformacja energetyczna zmieni stan pozyskiwania energii. Docelowo energia ma być pozyskiwana ze źródeł odnawialnych. Oznacza to przejście ze źródeł stabilnych zcentralizowanych na źródła niestabilne zdecentralizowane. Kluczowe w tym ma stać się magazynowanie energii [29] oraz elastyczność współpracy sieci elektroenergetycznej z gazową [30].

Technologie P2G tworzą łącznik pomiędzy systemami elektroenergetycznymi, a systemami gazu ziemnego. Jest to stosunkowo młoda „idea” technologiczna. Jej obecny rozwój na skalę użytkową dopiero się rozpoczyna, a tempo wdrażania oraz jej dalszy rozwój podyktowany jest przede wszystkim transformacją energetyczną jaka jest realizowana na całym świecie. Konieczność przejścia na źródła odnawialne pracujące w sposób nieregularny wymusi konieczność stworzenia technologii, które niwelować będą nierówną pracę OZE. Możliwe relacje współpracy systemów energetycznych przedstawia Rys. 26. Przedstawia on możliwości współpracy sieci gazowej z różnymi obszarami energetyki. Ponieważ możliwości tworzenia relacji w technologiach P2G są szerokie, niniejsza praca zawęzić będzie się do współpracy sieci gazowej z wytwórcami energii elektrycznej z wiatru oraz słońca. Są to wytwórcy energii elektrycznej, którzy z dużym prawdopodobieństwem po, jak również w trakcie transformacji, będą stanowili główne źródło energii elektrycznej odnawialnej.



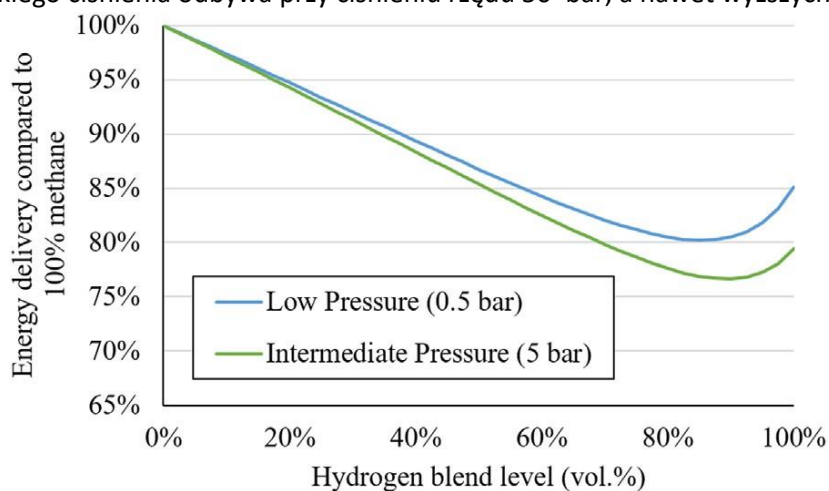
Rys. 26 Schemat współpracy systemów energetycznych w układzie P2G - P2X (opracowanie własne).

Należy podkreślić, że energetyka odnawialna jest w pełni uzależniona od trudno przewidywalnych warunków atmosferycznych. Taki układ może powodować przerwy w dostępie do energii elektrycznej. Aby zapewnić ciągłość dostaw niezbędna będzie przebudowa i przeorganizowanie aktualnego systemu energetycznego. Dzięki technologii P2G możliwe będzie zintegrowanie elektroenergetyki z gazownictwem oraz zwiększenie efektywności wytwarzana energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Przemysł gazowniczy w aktualnym kształcie będzie podlegał zmianom. Dzisiejsze pochodzenie gazu związane jest z jego kopalnym wydobyciem. Stopniowe przechodzenie na energetykę odnawialną będzie umniejszało jego rolę, aż do całkowitego wyeliminowania na korzyść paliw odnawialnych. W momencie przemian transformacji energetycznej ważna jest znajomość specyfiki branży energetycznej. Osiągnięcie celu nie powinno zwiększać znacząco kosztów ponoszonych dzisiaj na utrzymanie tzw. źródeł konwencjonalnych (opartych o energetykę węglową, gazu ziemnego i jądrową). Mogłoby to spowodować łańcuch niekorzystnych zdarzeń począwszy od dużego wzrostu cen energii, a skończywszy na destabilizacji gospodarek. Ścieżka dojścia do tego celu musi być jasno i precyzyjnie wyznaczona. Tylko tak przeprowadzona transformacja ma szansę osiągnąć wyznaczone cele. Do 2050 r. wyznaczony został cel neutralności energetycznej. Oznacza to przemodelowanie systemu energetycznego zaopatrującego odbiorców w energię. Z perspektywy działań jest to wyzwanie, które wymaga szybkich i trafnych decyzji zarówno technicznych, ekonomicznych oraz społecznych.

Kluczowym nośnikiem energii w systemach P2G jest wodór. Umożliwia on integrację systemów elektroenergetycznych z systemem gazowym. Zasadnicza produkcja opiera się o produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. W niniejszej pracy przyjęto, że substratem do produkcji energii elektrycznej jest energia wiatru i słońca. Zasobów tych nie da się w pełni przewidzieć w ilościach niezbędnych do produkcji w danym momencie oraz w danym miejscu. Wszystko na czym bazujemy to wieloletnie badania warunków atmosferycznych występujące w danych regionach [31][32]. Pozwalają one nam dobrać lokalizacje najlepsze jednak niegwarantujące pewnego dostępu do zasobów. W miejscach tych zawsze będzie istniało duże ryzyko, że warunki atmosferyczne będą na tyle niesprzyjające, że produkcja energii elektrycznej będzie niewystarczająca lub nawet niemożliwa. W takim przypadku potrzebne jest magazynowanie

energii elektrycznej lub jej pochodnej, na wypadek braku dostępności substratów jak również dla zwiększenia stopnia wykorzystania źródeł odnawialnych produkcji energii elektrycznej. Czynnikiem niepewności co do faktycznych możliwości produkcji energii elektrycznej daje duże możliwości technologiom P2G. W normalnym trybie pracy wytwarzana energia jest dostarczana do sieci elektroenergetycznej i dalej przesyłana do odbiorców końcowych. W przypadku nadprodukcji (np. w dolinach nocnych) produkcja energii elektrycznej zostaje przekierowana na produkcję wodoru w elektrolizerach. Wyprodukowany wodór może być wykorzystywany na miejscu (np. na potrzeby elektromobilności), może zostać wtłoczony do zbiorników lub bezpośrednio do sieci gazowej. Sieć gazowa wydaje się najlepszym rozwiązaniem, gdyż umożliwia ona transport z miejsca wytwarzania do miejsca wykorzystania paliwa. Wraz postępującą transformacją istniejąca sieć gazowa będzie przysyłać mniejsze ilości gazu ziemnego a zwiększać się będzie udział gazów zdekarbonizowanych (przede wszystkim biometanu i metanu syntetycznego). Rozwiązanie takie jest niezwykle korzystne bo stabilizuje pracę systemów odnawialnych źródeł energii oraz umożliwia produkując wysoko użytecznego paliwa.

Przemysł gazowniczy będzie musiał nauczyć się przysyłać gazy o różnych składach uwzględniających przede wszystkim mieszaniny metanu z wodorem. Problemem w przesyłaniu wodoru sieciami gazowymi jest jego wpływ na materiał sieci gazowych szczególnie tych wykonanych ze stali. Wodór wpływa na kruchość stali (tzw. kruchość wodorowa) i może prowadzić do rozprzestrzeniania się pęknięć w rurociągach [33][34]. Aktualnie nie ma spójności co do dopuszczalnych ilości wodoru jakie można wprowadzić bez konsekwencji uszkodzenia elementów sieci gazowej. Przyjmuje się, zgodnie z przeprowadzonymi badaniami, że wodór może być wprowadzany do sieci gazowej jako mieszanina do 15-20% objętości [34]. Jednak poszczególne państwa ograniczają te ilości. W Polsce zgodnie z regulacjami operatorów sieci gazowej w praktyce nie ma możliwości wprowadzania takiego paliwa [35][36]. Obecnie w sieciach dystrybucyjnych coraz częściej stosuje się polietylen, który nie jest podatny na kruchość wodorową. Zakładając, że produkcja wodoru będzie się odbywała w układach lokalnych częściej będziemy mieli do czynienia z sieciami średniego ciśnienia, które są budowane z polietylenu. Ich dostępność jest zdecydowanie większa, a koszty ewentualnych przyłączy oraz rozbudowy niższe. Ważnym elementem jest też parametr energetyczny. Wraz ze wzrostem udziału wodoru w mieszaninie z metanem jego wartość energetyczna maleje Rys. 27. Zależności te są nieliniowe i zależą przede wszystkim od gęstości objętościowej energii i parametrów transportu wodoru jak ciśnienie. Wodór jest mniej ściśliwy niż gaz ziemny co oznacza, że przy wyższych ciśnieniach efekt ten będzie miał większe znaczenie [34]. Rys. 27 przedstawia ciśnienia typowe dla sieci gazowej niskich i średnich ciśnień [37]. Chcąc transportować gaz sieciami wysokich ciśnień spadek będzie jeszcze bardziej zauważalny (transport sieciami wysokiego ciśnienia odbywa przy ciśnieniu rzędu 50 bar, a nawet wyższych).



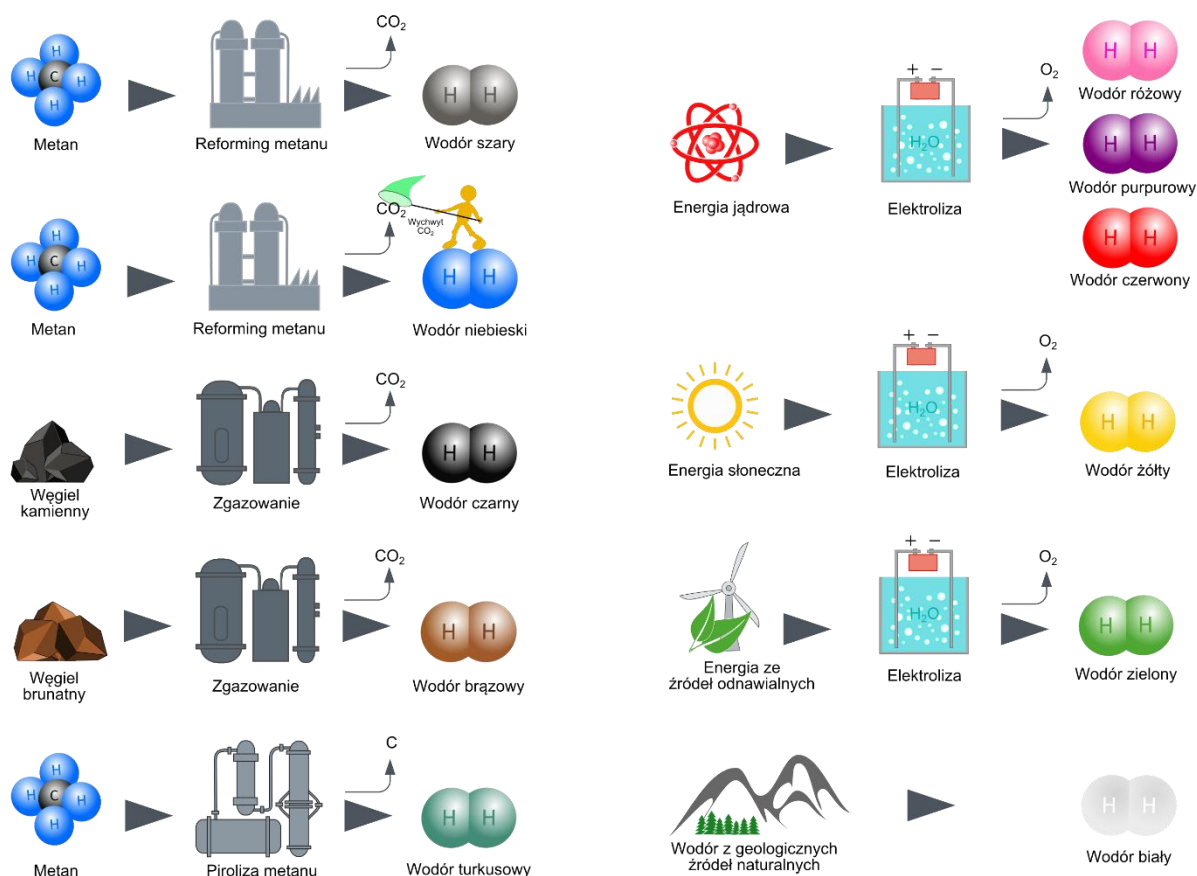
Rys. 27 Zmiana parametrów energetycznych w funkcji mieszaniny wodoru z metanem [34][38]

Z punktu widzenia niniejszej pracy technologie P2G stanowią formę współpracy systemu gazowego z innymi systemami energetycznymi. Rozwiązanie takie pozwala w pełnym zakresie integrować różne sektory energii i zwiększać efektywność systemu energetycznego jako całości. Przemysł gazowniczy stanowi kluczowe ogniwo, które będzie w dużym stopniu wykorzystywać te technologie w trakcie transformacji oraz po jej zakończeniu. Zastosowanie technologii P2G znacznie rozszerza możliwości całej energetyki. Daje szansę projektom, które bez integracji z gazownictwem nie miałyby ekonomicznego uzasadnienia, gdyż brak wykorzystania nadmiarowej produkcji energii elektrycznej powodowałby brak opłacalności przedsięwzięcia. Wykorzystanie tych technologii stawia także wiele wyzwań m.in. w zakresie dopuszczalnych ilości wodoru w mieszaninie z metanem jak również sposobu transportu paliwa o różnym składzie i dalsze jego rozliczanie. W opinii autora niniejszej pracy możliwości zastosowania technologii P2G oraz właściwy dobór projektów energetycznych są kluczowe w realizacji postanowień transformacji energetycznej zmierzających do zero emisyjnych źródeł wytwórczych.

1.6.1 Technologie wodoru

Wodór traktowany jest jako potencjalne paliwo transformacji energetycznej. Jest pierwiastkiem, który powszechnie występuje we wszechświecie. Jest najlżejszym i najprostszym pierwiastkiem, który jest bezbarwny, bezwonny oraz palny. Masa atomowa wodoru wynosi 1,00794 jednostki masy atomowej. Jednak jego występowanie na ziemi w postaci czystej jest rzadkie. Jest obecny głównie w wodzie oraz związkach organicznych. Powoduje to, że jego pozyskanie wymaga energii oraz zastosowania technologii energochłonnych, a w przypadku wykorzystania do jego wytwarzania paliw kopalnych również wysokiego obciążenia środowiskowego.

Wyróżnia się następujące kolory wodoru (Rys. 28) [39] – szary, niebieski, zielony, turkusowy i wodór różowy (również nazywany wodorem fioletowym, purpurowym lub czerwonym). Określają one sposób jego wytwarzania. Wodór szary produkowany jest w procesie reformingu parowego węglowodorów – SMR (Steam Methane Reforming) – głównie metanu. Ta metoda odznacza się wysoką emisją gazów cieplarnianych. Wodór niebieski jest również produkowany z paliw kopalnych (przede wszystkim metanu), jednak w tym przypadku dla zmniejszenia emisji w procesie wykorzystuje się wychwyt dwutlenku węgla (CCS - Carbon Capture Storage oraz CCU - Carbon Capture Utilization). Wodór turkusowy otrzymywany jest w procesie pirolizy. Również w tym przypadku stosuje się metan jednak ciepło do procesu pirolizy pozyskiwane jest z prądu, który pochodzi ze źródeł odnawialnych. Wodór zielony jest wytwarzany w procesie elektrolizy, której źródło energii elektrycznej pochodzi ze źródeł odnawialnych. W ramach tego koloru czasami wyodrębniany jest jeszcze jeden kolor – żółty, który wskazuje na pochodzenie energii elektrycznej ze słońca. Wodór różowy (również nazywany wodorem fioletowym, purpurowym lub czerwonym) produkowany jest w procesie elektrolizy, która pochodzi z energetyki jądrowej.



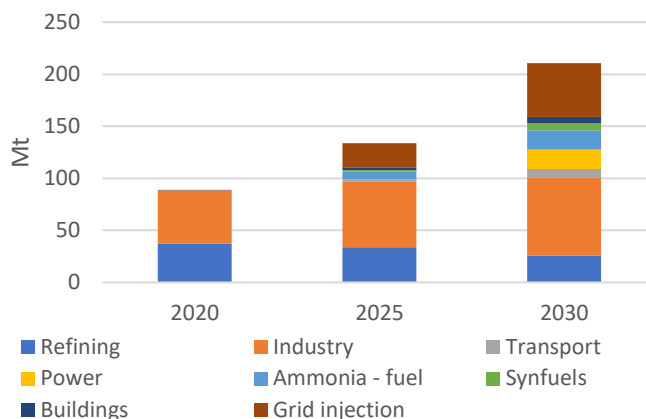
Rys. 28 Kolory wodoru – infografika [39]

Aktualnie na świecie dominuje produkcja wodoru w procesie reformingu metanu (wodór szary) lub zgazowania węgla (wodór czarny). Wodór zielony to stan pożądany w transformacji, w którym paliwo to w całości pozyskiwane będzie ze źródeł odnawialnych.

W Polsce produkcja wodoru wynosi około 1,3 mln ton co plasuje nas na trzeciej pozycji w Europie zaraz po Niemczech i Holandii [40]. Wodór jest pozyskiwany głównie w drodze reformingu parowego (SMR - Steam Methane Reforming) z paliw kopalnych w zakładach chemicznych oraz paliwowych. SMR to najbardziej rozpowszechniona technologia produkcji wodoru z gazu ziemnego na dużą skalę. Gaz ziemny w SMR jest zarówno paliwem, jak i surowcem (wraz z wodą w postaci pary). Zazwyczaj 30-40% gazu jest spalane w celu zasilenia procesu, co powoduje powstanie strumienia rozcieńczonego CO_2 , natomiast pozostała część jest rozdzielana w procesie na wodór i CO_2 . W najbliższym czasie SMR prawdopodobnie pozostanie dominującą technologią produkcji wodoru na dużą skalę ze względu na korzystną opłacalność ekonomiczną i dużą liczbę działających obecnie jednostek SMR [41]. Dominacja tej technologii będzie jednak stopniowo się zmniejszać w miarę powstawania źródeł odnawialnych. Zastosowana technologia oraz użyte paliwa do wytworzenia wodoru w technologii SMR powodują, że nie jest to paliwo zdekarbonizowane.

Wodór jest wykorzystywany przede wszystkim w procesach przemysłowych, głównie do produkcji nawozów. Technologie te wykluczają go do wykorzystania w drodze do neutralności klimatycznej. Ostatecznie przyszłość tego paliwa opierać się będzie w głównej mierze o technologie wykorzystujące proces elektrolizy. Energia elektryczna niezbędna do produkcji wodoru docelowo pozyskiwana będzie ze źródeł odnawialnych. Paliwo to może stanowić również interkonektor pomiędzy obszarami bogatymi w zasoby odnawialne jak wiatr czy energia słoneczna. Aktualnie Polska praktycznie nie wytwarza zielonego wodoru. Rozwiązania te są na etapach wstępnych analiz oraz przygotowywane są pierwsze wdrożenia pilotażowe. W ramach tworzenia dokumentów

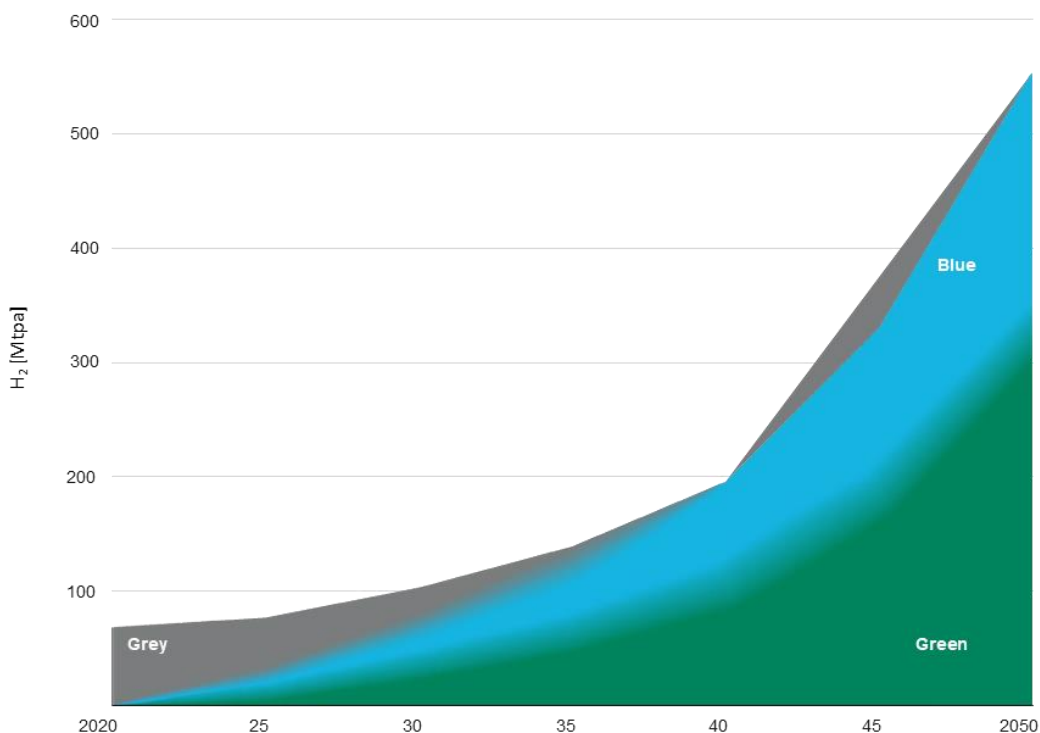
transformacyjnych w 2021 r. powstała Polska Strategia Wodorowa do 2030 r. Zakłada ona do 2030 r. budowę 2 GW mocy produkcyjnych wodoru ze źródeł niskoemisyjnych lub odnawialnych [42]. Jest to duże wyzwanie, gdyż aktualne globalne moce produkcji wodoru w drodze elektrolizy wynoszą tylko ok. 300 MW (Rys. 34).



Rys. 29 Globalne zapotrzebowanie na wodór z podziałem na sektory [43]

Wzrost zapotrzebowania na wodór przedstawiają prognozy pokazane na Rys. 29. Duże znaczenie będzie miał wzrost wprowadzania wodoru do sieci i jego dalszy transport. Jest to pochodna wzrostu udziału źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej. Dzisiejsze sieci gazowe będą równoważyły pracę systemów energii odnawialnej.

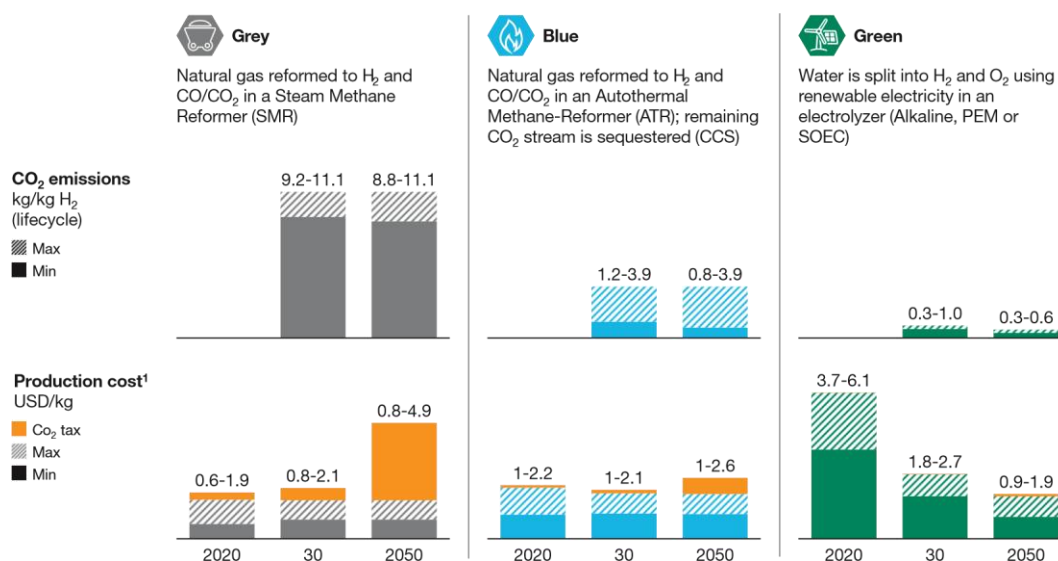
Realistycznym wariantem przyszłej produkcji wodoru będzie wariant mieszany pomiędzy niebieskim a zielonym. Jego zastosowanie będzie w głównej mierze zależeć od lokalnych uwarunkowań zarówno w zasobność źródeł odnawialnych jak i gazu [44].



Rys. 30 Prognoza produkcji wodoru w perspektywie do 2050 r. [44]

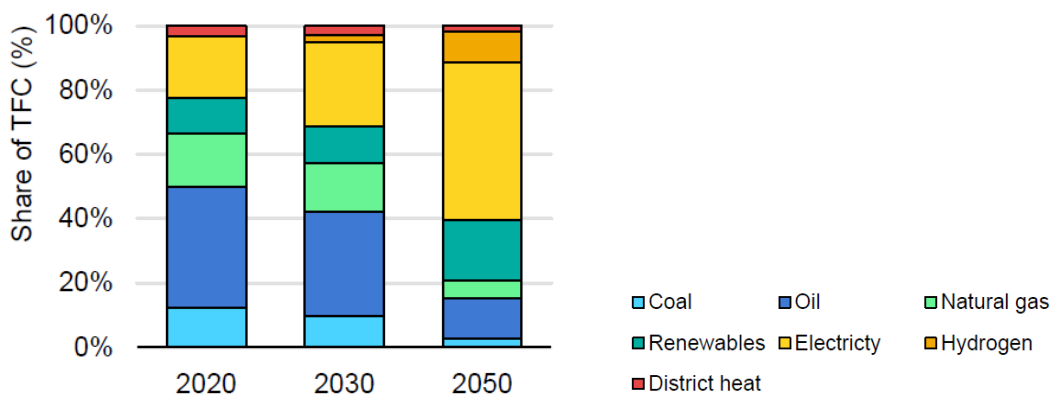
Stopniowe odchodzenie od wytwarzania wodoru szarego będzie spowodowane rosnącymi kosztami opłat środowiskowych i gazu ziemnego. Miejsce te zajmować będzie wodór niebieski

i zielony, a docelowo najprawdopodobniej tylko zielony. Prognozy kosztów pozyskania wodoru oraz kosztów opłat środowiskowych przedstawia Rys. 31 [44]



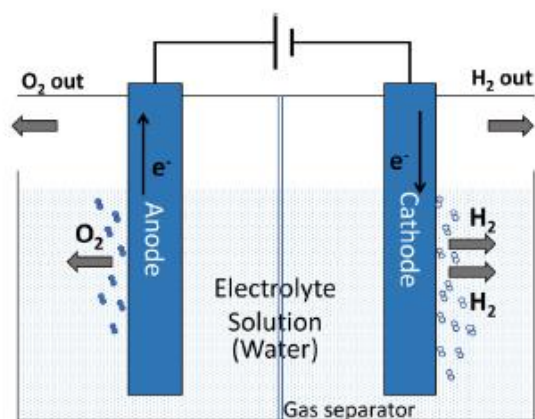
Rys. 31 Prognozy kosztów produkcji wodoru oraz emisji CO₂[44]

Trudno dzisiaj przewidzieć, w którym kierunku będą realizowane technologie pozyskiwania wodoru. Publikowane analizy nie zawsze są jednoznaczne [44] [45] jednak łączy je wspólna cecha czyli stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych w kierunku źródeł odnawialnych. Wskazać także należy, że globalny udział zużycia wodoru w nadchodzących latach będzie się zwiększał, a docelowo głównym źródłem jego produkcji będzie energia elektryczna co pokazuje to Rys. 32)[45]. W perspektywie do 2050 r. udział paliw kopalnych stanie się niewielki.



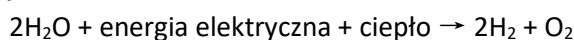
Rys. 32 Prognoza zużycia poszczególnych źródeł energii w perspektywie do 2050 [45]

Przewiduje się, że produkcja wodoru ze źródeł odnawialnych w głównej mierze realizowana będzie w procesie elektrolizy. W metodzie tej do elektrolizy wody używane są dwie elektrody, które umieszczone są w roztworze elektrolitu. Elektrody podłączone do źródła zasilania w celu przewodzenia prądu, jak pokazano na Rys. 33 [46].



Rys. 33 Schemat budowy elektrolizera wody [46]

Gdy do elektrod zostanie przyłożone odpowiednio wysokie napięcie, woda ulega rozkładowi, w wyniku czego powstaje wodór na katodzie i tlen na anodzie. Dodanie elektrolitu zwiększa przewodność wody, co ułatwia ciągły przepływ elektryczności. Kwasy i stałe elektrolity polimerowe są powszechnie stosowane w elektrolizie wody i wykorzystują różne jony jako nośniki ładunku: H⁺, OH⁻, O₂⁻ itd. Reakcje elektrolizy wody na elektrodach z różnymi nośnikami ładunku mogą być różne, ale ogólna reakcja jest zawsze taka sama:

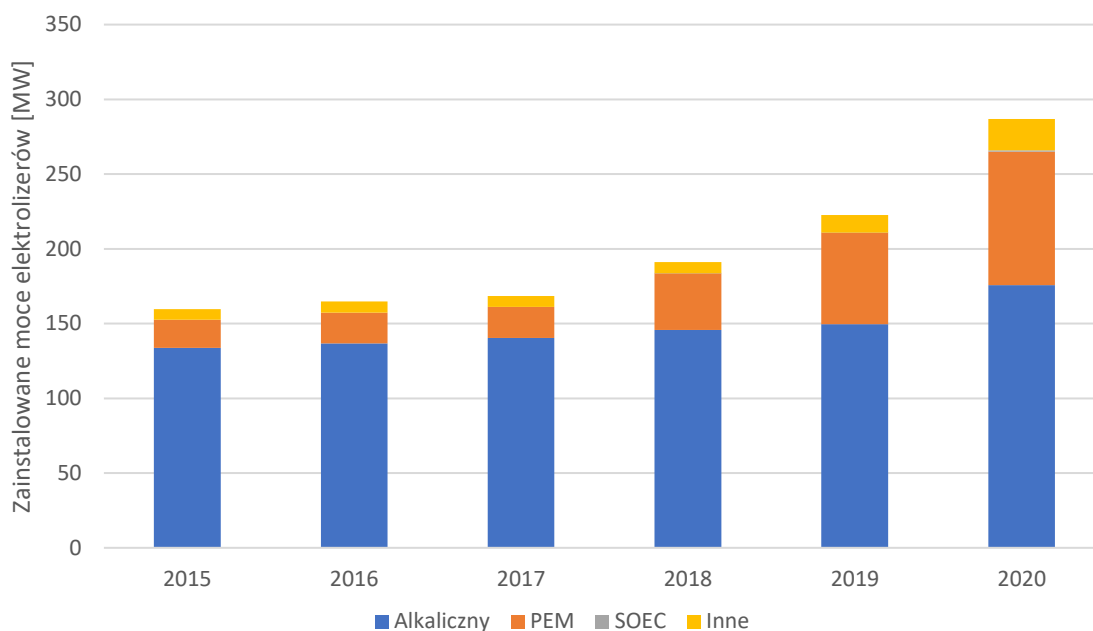


Aktualnie na rynku występują trzy główne typy elektrolizerów: najpowszechniejsze elektrolizery alkaliczne (AEL – *Alkaline electrolyser*); elektrolizery z membraną polimerową (PEMEL - *Proton exchange membrane electrolyser*); elektroliza stałotlenkowa (SOEL - *Solid Oxide Electrolyser*). AEL są najczęściej wykorzystywane i najdłużej rozwijane [46]. W systemach odnawialnych źródeł, gdzie do produkcji energii elektrycznej wykorzystywana będzie energia wiatru czy też słońca zakłada się, że wytwarzanie wodoru w instalacjach P2G odbywać się będzie w około 70% instalacji AEL [47]. Porównanie charakterystyk dwóch najpopularniejszych elektrolizerów AEL i PEM przedstawiono w Tab. 3 [48]

Tab. 3 Porównanie elektrolizerów PEM i AEL [48]

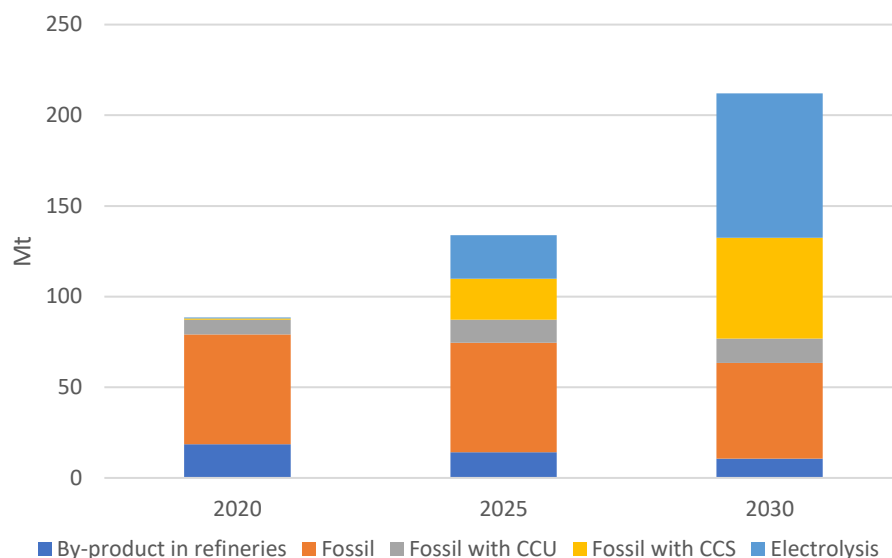
Przedmiot porównania	Jednostka	AEL elektrolizer	PEM elektrolizer
Gęstość prądu	[A/m ²]	2000 - 4000	10000 - 20000
Ciśnienie pracy	[MPa]	<3,2	<5
Temperatura pracy	[°C]	80-90	50-80
Czystość wodoru	[%]	>99,8	>99,99
Wielkość i waga		Duże	ok 1/3 AEL
Koszty wytworzenia		Niskie	Wysokie
Czas życia	lata	10	3-4

Aktualnie dominują elektrolizery alkaliczne, które są tańsze a czas ich pracy jest dłuższy (Rys. 34).



Rys. 34 Zainstalowane moce elektrolizerów [49]

Globalna ilość mocy wytwórczej z elektrolizerów aktualnie nie jest wysoka i w 2020 r. wynosiła około 300 MW. Jednak nie ta wartość jest istotna tylko trend jaki jest obserwowany już od 2018 r. Następuje dynamiczny wzrost zainstalowanej mocy, który w kolejnych latach przy równoległym wzroście mocy wytwórczych energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych będzie to jeszcze wzmacniał. Przemysł gazowniczy będzie musiał dostosować się do przyszłych trendów produkcji wodoru. Będzie musiało przygotować sieci gazowe zarówno do wykorzystania wodoru jak i wprowadzenia go do sieci gazowych. Perspektywa zmniejszenia udziału gazu ziemnego w całkowitym zużyciu energii będzie dużym wyzwaniem dla przemysłu gazowego. Wodór może w pewnym stopniu wypełnić lukę podażową i pełniej wykorzystać moce przesyłowe sieci gazowych. Mowa tutaj o przekwalifikowywaniu sieci gazowych na sieci wodorowe. Wzrastająca produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych może stworzyć kolejny obszar wykorzystania w gazownictwie. Nieregularność pracy źródeł odnawialnych będzie wymagała przestrzeni buforowych do magazynowania energii w cyklach dobowych, gdzie wystąpi nadprodukcja energii elektrycznej. Wówczas sieć gazowa będzie pełniła rolę magazynu. W ślad za dużym wzrostem budowanych mocy wytwórczych energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych będzie wzrastała ilość produkowanego wodoru w trybach magazynowania energii. Przemysł gazowniczy będzie jednym z odbiorców takiego paliwa. Zarządzanie sieciami gazowymi będzie musiało dostosować do transportu mieszanin metanu z wodorem.



Rys. 35 Prognoza globalnego zapotrzebowania na wodór z podziałem na technologię wytwarzania [50]. CCS (carbon capture and storage) – wychwytywanie dwutlenku węgla i jego magazynowanie, CCU (carbon capture and use) – wychwytywanie dwutlenku węgla i jego dalsze wykorzystanie

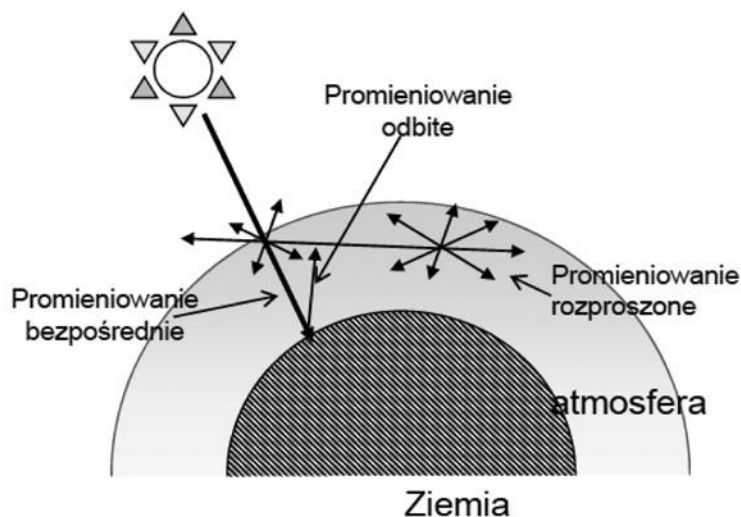
Polski przemysł gazowniczy w obecnym stanie transportuje jedynie gaz ziemny. Głównym problemem związanym z bezpośrednim wtłaczaniem wodoru do sieci gazu ziemnego jest m. in. kruchość wodorowa, która może wystąpić w sieciach stalowych. Taki stan może powodować pęknięcia oraz dalszą ich propagację co w konsekwencji może doprowadzić do rozszczelnienia oraz zagrożenia wybuchem. Zakłada się, że wodór może być wprowadzony do sieci gazowej w niskim stężeniu bez poważnych problemów związanych z bezpieczeństwem. Nie ma aktualnie dokładnych wskazań co do ilości wprowadzanego wodoru stąd aktualnie panuje duża rozbieżność i brak spójności. Z niektórych badań wynika, że dopuszczalne jest stosowanie do 15-20% objętościowo mieszaniny wodoru [34][51]. W Polsce aktualnie nie ma wytycznych co do wprowadzania wodoru do sieci gazowej. Problemy wynikają przede wszystkim z aktualnego braku źródeł, które mogłyby wprowadzać go do sieci. Konieczne są zmiany techniczne oraz strukturalne, które umożliwią przyszłą współpracę sieci gazowej z innymi uczestnikami rynku transformacyjnego. Zatwierdzona strategia wodorowa powoduje, że kolejne dokumenty na poziomie wykonawczym będą regulowały kolejne obszary rynku wodoru.

Z punktu widzenia niniejszej pracy, która analizuje możliwości współpracy systemów energetycznych z sektorem gazowym, wodór jest kluczowym nośnikiem. Możliwości jego wykorzystania są bardzo szerokie, a w niniejszej pracy przedstawione jedynie w wąskim obszarze związanym z integracją. Zarówno Polskie jak i zagraniczne przedsiębiorstwa gazowe w przyszłości będą go szeroko wykorzystywały poprzez transport w postaci czystej jak również mieszanin z innymi paliwami gazowymi (przede wszystkim metanem). Wodór jest elementem technologii P2G, w których integruje sektory energii elektrycznej z gazownictwem.

1.6.2 Energetyka słoneczna

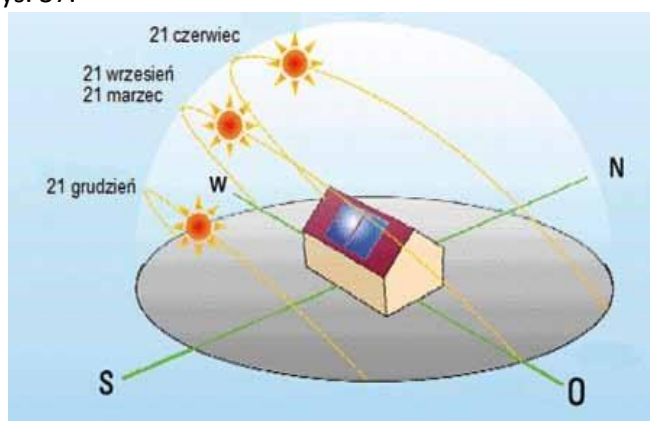
Promieniowanie słoneczne jest jedną z możliwości pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych. Może ona być przetwarzana w energię cieplną i elektryczną. W przypadku pierwszego rozwiązania do pozyskiwania energii używa się kolektorów słonecznych, w drugim przypadku ogniw fotowoltaicznych. Energia jaka jest emitowana przez słońce w każdej sekundzie wynosi ok $3,86 \times 10^{20}$ MW [52]. Do atmosfery ziemskiej dociera jedynie ok. $1,367 \text{ kW/m}^2$ [52].

Światło przechodząc przez atmosferę ziemską ulega m.in. absorpcji, rozpraszaniu. Ważna jest również pora roku oraz dnia. Zjawiska te mają bezpośredni wpływ na ilość promieniowania docierającego do powierzchni ziemi. Około 30% mocy promieniowania jest absorbowana oraz odbijana. Do powierzchni ziemi dociera jako promieniowanie rozproszone (ok. 23% promieniowania całkowitego) oraz w postaci wiązki bezpośredniej (77%) [52]. Schematycznie pokazuje to Rys. 36.



Rys. 36 Energia słoneczna docierająca do ziemi [52]

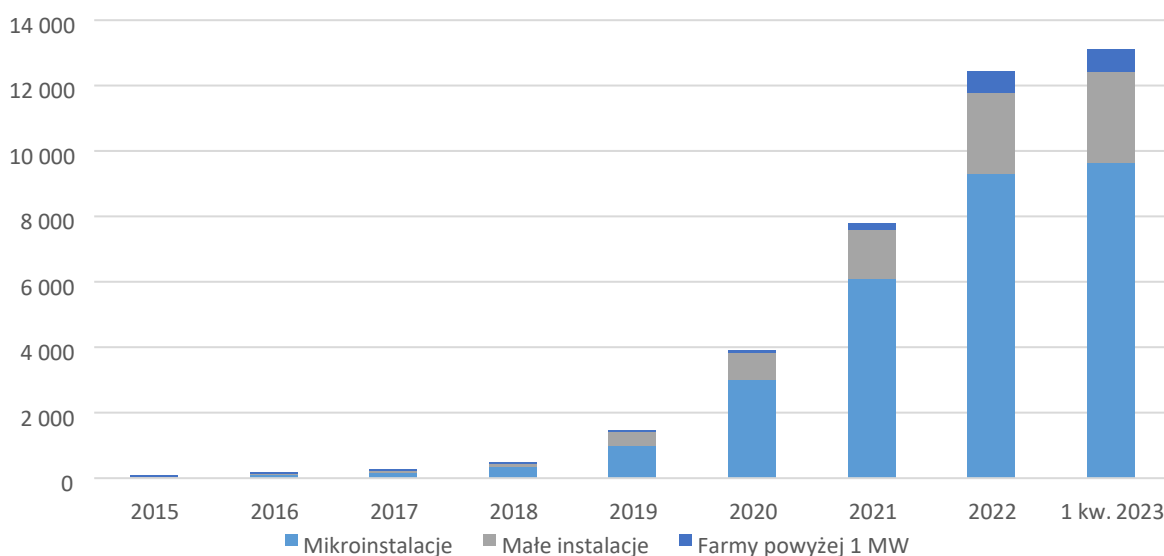
Aby jak najlepiej wykorzystać energię słoneczną ważnym elementem jest właściwe usytuowanie odbiorników (kolektorów słonecznych, ogniw fotowoltaicznych) względem stron świata oraz nachylenie do płaszczyzny ziemi. Optymalne usytuowanie w środkowoeuropejskich szerokościach geograficznych jest orientacja powierzchni absorbującej na południe. Najlepszym układem byłaby zmiana kąta nachylenia odbiorników solarnych w stosunku do pory roku. Można jednak przyjąć, że w Europie Centralnej, w okresie kwiecień – sierpień, optymalny kąt nachylenia to 30° (w praktyce stosowany jest również przedział kąta nachylenia między 30 i 45°) [52]. Zależność ta pokazana jest na Rys. 37.



Rys. 37. Zależność kąta nachylenia od pory roku oraz szerokości geograficznej [52]

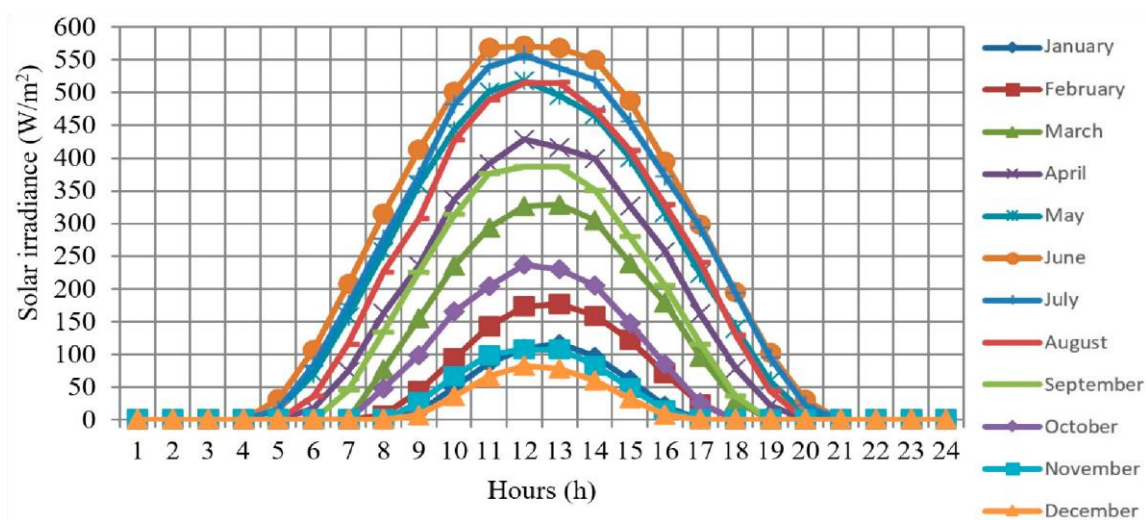
Najbardziej popularnymi i stosunkowo prostymi w użyciu są panele fotowoltaiczne. Polska w ostatnich latach przeżywa dynamiczny wzrost zainstalowanych mocy wytwórczych ogniw fotowoltaicznych. Głównym motorem są tutaj przede wszystkim mikroinstalacje instalowane przez odbiorców indywidualnych. Wzrostowi sprzyja przede wszystkim prawo dające możliwość magazynowania wyprodukowanej energii elektrycznej w sieciach energetycznych. Dodatkowo instalacje te objęte są dofinansowaniem bezpośrednim w postaci dopłat oraz ulg podatkowych co

również uatrakcyjnia zainteresowanie tą technologią. Dynamiczny wzrost zainteresowania oraz użyciem tych instalacji rozpoczął się w 2019 r. Rys. 38



Rys. 38 Skumulowana moc zainstalowana w PV do I kw.2023 [53]

W Polsce możliwości wykorzystania energii słonecznej na tle innych lokalizacji światowych są średnie. Klimat Polski jest umiarkowany z wpływami klimatu kontynentalnego. Roczna ilość energii jaką można pozyskać waha się w przedziale od 900 kWh/m² do 1200 kWh/m². W Polsce występuje też duża zmienność promieniowania słonecznego w ciągu roku. W Warszawie w czerwcu średnio miesięczne nasłonecznienie wynosi ok. 160-180 kWh/m², natomiast w grudniu 11-12 kWh/m² [54]. Rozkład średniomiesięcznych mocy promieniowania słonecznego przedstawiono na Rys. 39.

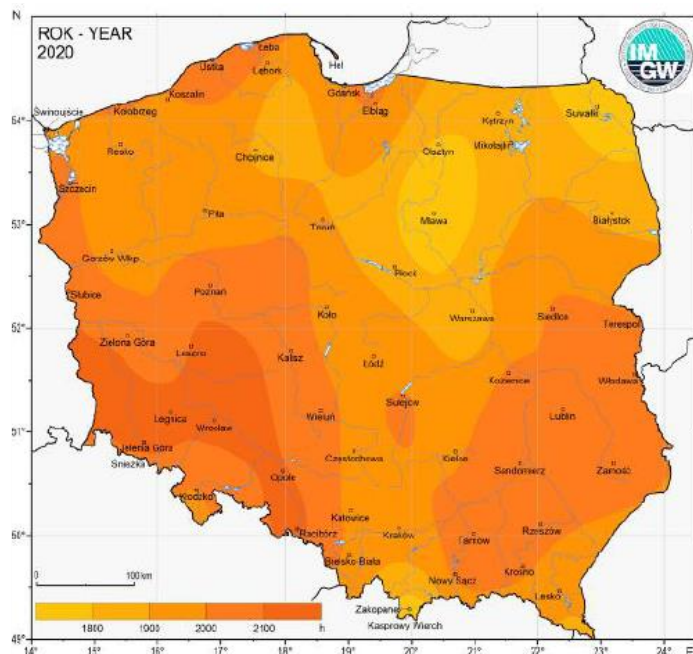


Rys. 39 Średniomiesięczne natężenie promieniowania słonecznego dla Warszawy [54].

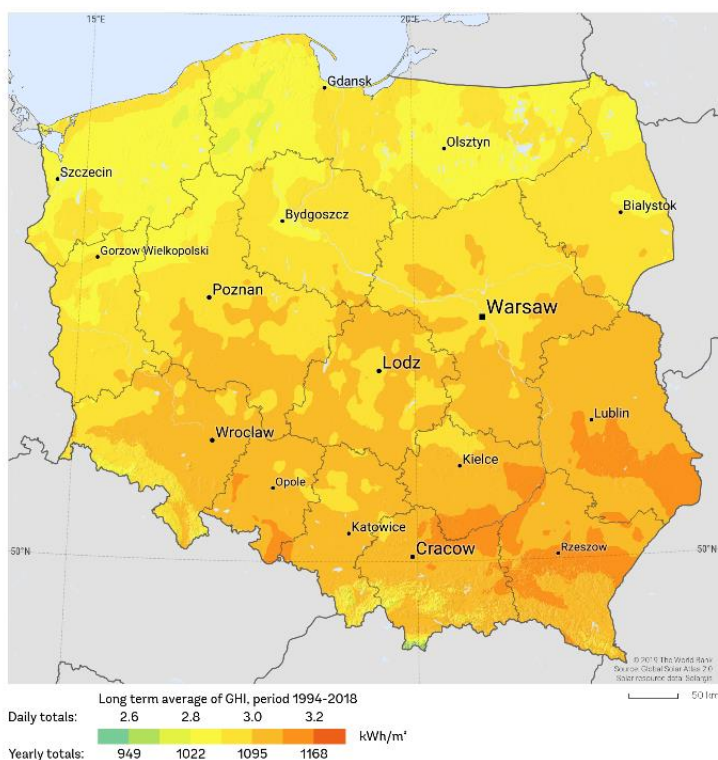
Parametr ten pokazuje jak zmienne warunki produkcji energii elektrycznej występują w Polsce. Dotyczy to zarówno okresów dobowych jak i miesięcznych (Rys. 39). Fotowoltaika swoje maksymalne zdolności wytwórcze osiąga w okresie wiosenno-letnim od maja do sierpnia. Podobne charakterystyki z niewielkimi odchyleniami wzrostowymi lub spadkowymi generowanych mocy występują w pozostałych miejscach Polski. Okresy jesienno-zimowy – wczesno-wiosenny charakteryzują się znacznym spadkiem produkcji, a w okresie zimowym praktycznie produkcja nie

występuje. Nie posiadając odpowiednich magazynów energii elektrycznej zarządzanie energią jest mocno obciążające sieć elektroenergetyczną szczególnie jeżeli energia nie jest konsumowana na miejscu tylko wprowadzana do sieci elektroenergetycznej.

Podstawowymi parametrami charakteryzującymi potencjał substratów energii słonecznej są: uśłonecznienie i nasłonecznienie. Nasłonecznienie to całkowita wartość promieniowania słonecznego padającego na jednostkę poziomą powierzchni w danym czasie. Uśłonecznienie jest czasem świecenie słońca. W Polsce w 2020 r. kształtował się na poziomie 1700 a 2200 godzin. Najdłużej słońce świeciło nad południowo-zachodnią oraz południowo-wschodnią Polską (Rys. 40, Rys. 41) [55][31].



Rys. 40 Uśłonecznienie Polski w 2020 r. [55]



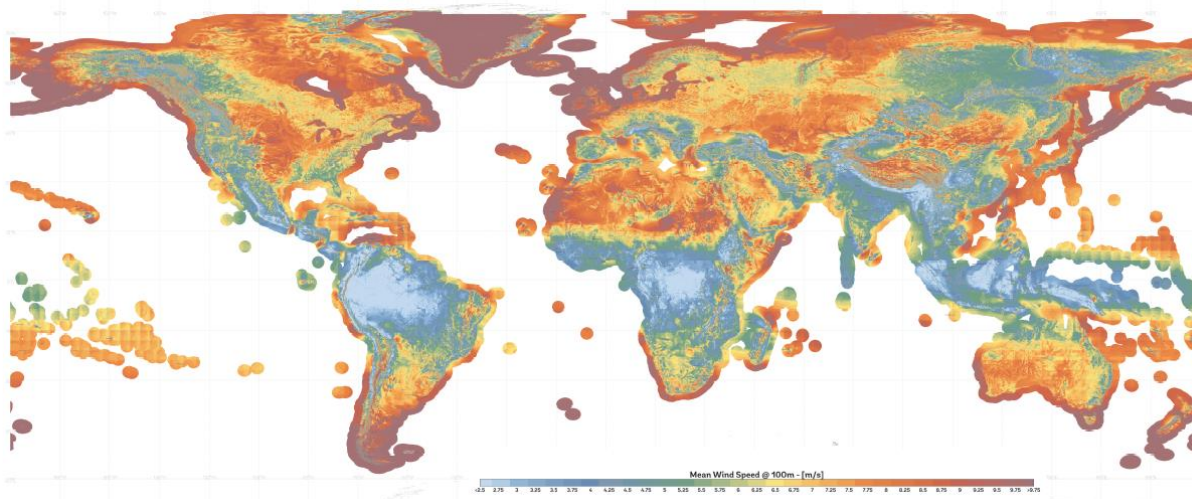
Rys. 41 Średnie nasłonecznienie w latach 1994-2018 [31]

Produkcja energii elektrycznej ze słońca w ostatnich latach wzrasta dynamicznie. Jej dalsze wykorzystanie będzie uzależnione od chłonności sieci elektroenergetycznej jak również od możliwości wykorzystania energii na potrzeby własne. Prostota rozwiązania oraz ich późniejsza eksploatacja powodują, że będzie to jedno z głównych źródeł produkcji energii [56]. Wzrastający rynek pojazdów elektrycznych można wykorzystać jako mobilne magazyny energii i zamiast do sieci elektroenergetycznej bezpośrednio dostarczać energię do odbiorcy (w tym przypadku pojazdu elektrycznego). Tych możliwości będzie przybywać, gdyż transformacja energetyczna w głównej mierze opierać się będzie o wytwarzanie energii elektrycznej.

W opinii autora niniejszej pracy dzisiejsze wzrosty znacząco mogą wyhamować w momencie ograniczenia lub wstrzymania wsparcia finansowego. Dzisiejszy brak korelacji z magazynami energii znacząco ogranicza przyszłe wykorzystanie tego źródła energii. Integracja energetyczna z sieciami gazowymi może zwiększyć możliwości wykorzystania energii słońca. Ważne w tym przypadku będzie właściwe dobranie projektów, które umożliwią pełne wykorzystanie produkcji energii. Niewątpliwie w przypadku projektów integracyjnych energia solarna może pełnić rolę wspomagającą produkcję energii z innych źródeł jak np. z wiatru.

1.6.3 Energetyka wiatrowa

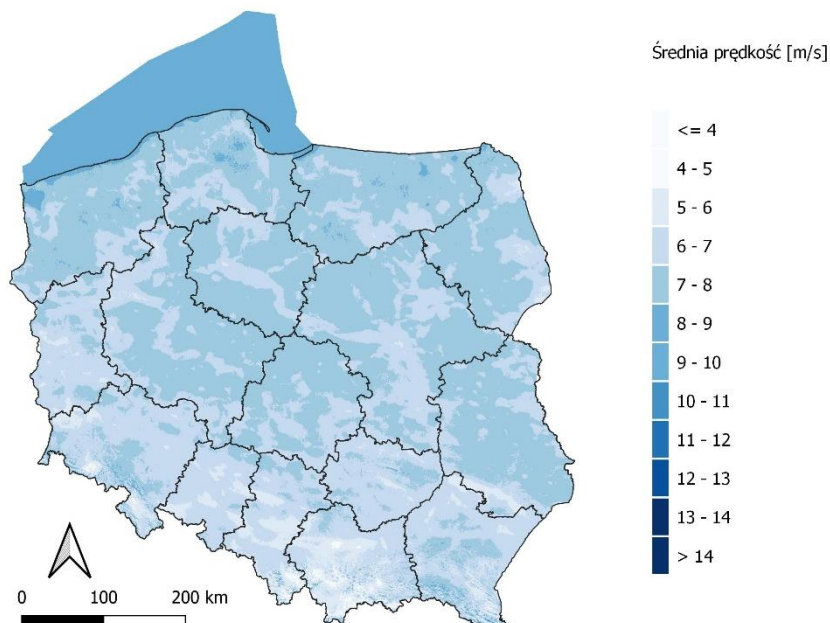
Energia wiatru należy do źródeł odnawialnych, które przy sprzyjających warunkach wietrznych mogą produkować energię elektryczną praktycznie przez całą dobę w całym roku. Jej zmienność wynika głównie z nieprzewidywalnych w dłuższym okresie warunków pogodowych umożliwiających prawidłową eksploatację tych obiektów. Źródła te będą stanowiły podstawę produkcji energii elektrycznej w nadchodzącej przyszłości. Szacuje się, że energia produkowana z wiatru do 2030 r. stanowić będzie ok. 24% całkowitej dostarczanej energii elektrycznej do odbiorców [56]. Potencjał energii wiatru na Świecie odzwierciedla Rys. 42. Najlepsze warunki wietrzne panują w obszarach przybrzeżnych, gdzie energia wiatru jest największa i najbardziej stabilna w ciągu roku. Wadą są za to wyższe koszty budowy tych instalacji oraz późniejsze koszty związane z ich eksploatacją. Warunki w jakich pracują morskie farmy wiatrowe są bardziej agresywne niż obiekty posadowione na lądzie.



Rys. 42 Mapa średniej prędkości wiatru na świecie [32]

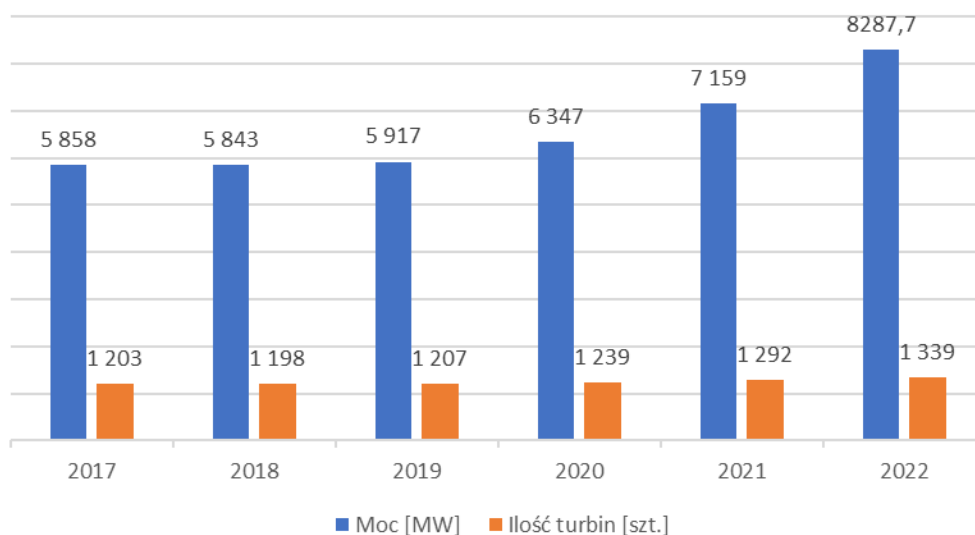
Polska na tle innych rejonów Świata (Rys. 42) ma umiarkowane warunki wietrzne. Bardzo dobre warunki występują w obszarze morskim. Na lądzie warunki są zdecydowanie gorsze jednak tutaj lokalizacja turbin wiatrowych jest również ekonomicznie uzasadniona. Dobre warunki na lądzie występują w obszarze zachodnio-północnym (obszar województwa zachodniopomorskiego) oraz w pasie centralnym kraju. Warunki w południowej części kraju są zdecydowanie gorsze jednak

i tutaj możliwe jest wytypowanie miejsc, gdzie możliwa będzie budowa elektrowni wiatrowych. Średnią roczną prędkość wiatru w poszczególnych rejonach Polski przedstawiono na Rys. 43. Jest to parametr, który pokazuje potencjał wietrzny regionu. W chwili obecnej Polska nie posiada farm morskich. Produkcja energii elektrycznej realizowana jest przez źródła lądowe. Trwają prace koncepcyjne nad budową farm morskich, w które są zaangażowane firmy z sektora przedsiębiorstw państwowych jak i prywatnych.



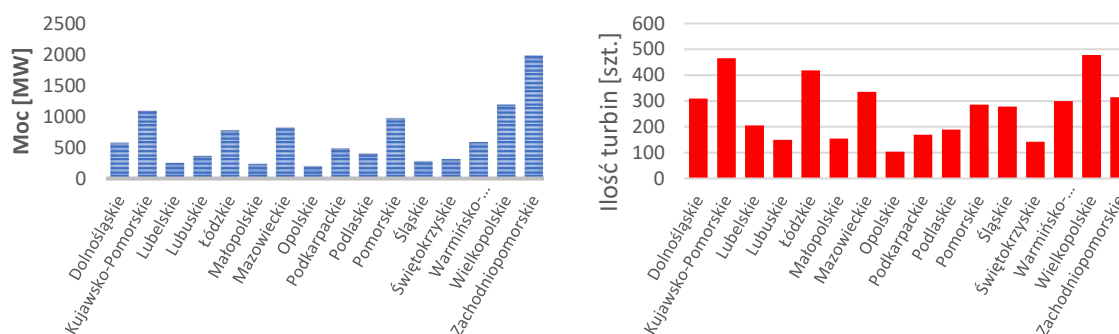
Rys. 43 Mapa średniej prędkości wiatru w Polsce (opracowanie własne QGIS, źródło danych [32])

Zainstalowana moc farm lądowych wynosi 6,68 GW przy 1276 zainstalowanych turbinach [20]. Trend jest wzrostowy i w 2021 roku przyspieszył. Dużym ograniczeniem w rozwoju elektrowni wiatrowych w Polsce są przepisy prawa. Ustawa tzw. „odległościowa” [57] mocno ograniczyła inwestycje. Parametr dziesięciokrotnej wysokości elektrowni od zabudowań jest w naszych warunkach krajowych bardzo trudny do osiągnięcia. W 2023 wprowadzono nowelizację ustawy i wprowadzono dodatkowe zapisy. Dodano warunki określając minimalny próg 700 m oraz konieczność ujęcia przedsięwzięcia w miejscowych planach zagospodarowania terenu. Nadal pozostają zapisy dotyczące odległości 10H. Trzeba nadmienić, że poza czynnikiem prawnym istnieje cały zbiór ograniczeń naturalnych jakimi są np. niesprzyjające warunki terenowe, obszary zadrzewione, Parki Narodowe, Parki Krajobrazowe, obszary chronione, zadrzewienie terenu, walory krajobrazowe, obszary o niskiej zasobności w substraty, itp. Ograniczenia te spowodowały, że przyrosty nowych mocy w porównaniu z dynamiką wzrostu fotowoltaiki w ostatnich latach są niewielkie Rys. 44. Odbicie widać dopiero w 2021 r. lecz i ono nie odzwierciedla rzeczywistego krajowego potencjału, które w najbliższych latach będzie wzrastać dynamicznie.



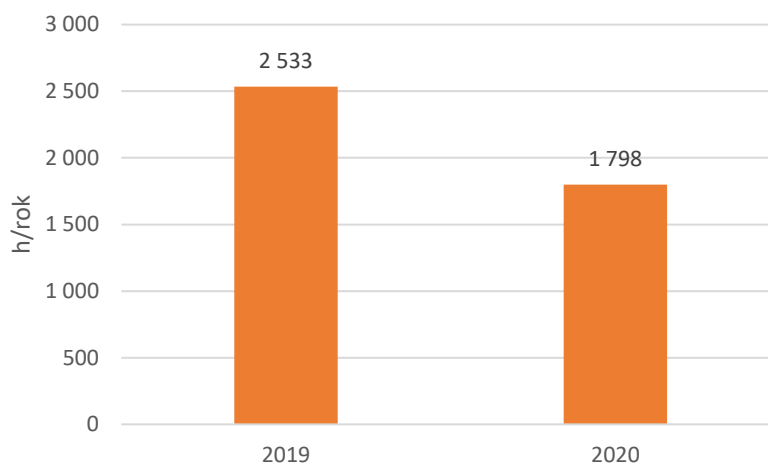
Rys. 44. Przyrosty zainstalowanej mocy turbin wiatrowych [20]

W ilości zainstalowanych turbin wiatrowych wyróżniają się dwa województwa: wielkopolskie oraz kujawsko-pomorskie. Związane jest to z wietrznością, która w tych rejonach sprzyja tworzeniu farm wiatrowych Rys. 45.



Rys. 45 Zainstalowana moc oraz liczba turbin w podziale na województwa (opracowanie własne na podstawie [20])

Dużym wyzwaniem w najbliższej przyszłości będzie zwiększenie efektywności pracy turbin instalowanych w Polsce. Zgodnie z informacjami publikowanymi przez URE wynika, że stopień ich wykorzystania w roku jest niewielki. Pokazują to dane pokazane na Rys. 46. Dotyczy on średniej ilości godzin pracy dla wszystkich zainstalowanych turbin w Polsce. Można przyjąć, że część z nich pracuje na wyższej efektywności jednak tak niski ogólny średni czas pracy wskazuje, że obszar ten nie charakteryzuje dużym wykorzystaniem mocy zainstalowanej. Zwiększenie to można dokonać poprzez integrację produkcji energii elektrycznej z produkcją wodoru co spowoduje wykorzystanie energii elektrycznej w dolinach zapotrzebowania.



Rys. 46 Czas pracy turbin wiatrowych w Polsce [20]

Należy także wspomnieć, że realizacja na dużą skalę projektów budowy farm wiatrowych jest również obciążona pewnymi ryzykami. Turbiny wiatrowe pomimo ich stosunkowo nieskomplikowanej budowy w porównaniu z elektrowniami zasilanymi węglem lub gazem mają też swoje wady. Niska koncentracja mocy w porównaniu z elektrowniami zawodowymi zasilanymi paliwami kopalnymi jest wadą i zaletą. Wadą jest, że wymagają znacznych obszarów do instalacji co często mocno ogranicza liczbę miejsc, gdzie można je posadzić. Występowanie terenów ochronnych czy też z zabudową powoduje duże utrudnienia w projektowaniu kolejnych mocy wytwórczych. Zaletą jest to, że duża dekoncentracja pozwala wykorzystywać energię lokalnie, co przyczynia się do zmniejszonych strat przesyłowych. Pozwala to także łatwiej integrować systemy z innymi systemami energetycznymi, łącznie ze źródłami odnawialnymi.

Rozwój turbin wiatrowych jest bardzo dynamiczny. Najwięksi producenci: Siemens, General Electric Company, Vestas, Goldwind rozwijają turbiny dużych mocy sięgające nawet 15 MW. W przyszłości mają one zasilać w energię z obszarów morskich. Średnica rotorów ma sięgać ponad 230 m. W Tab. 4 przedstawiono zestawienie przykładowych turbin wraz z planowanymi do wprowadzenia w najbliższych latach turbin dużej mocy [58][59][60][61].

Tab. 4 Zestawienie turbin wiatrowych głównych producentów [58][59][60][61]

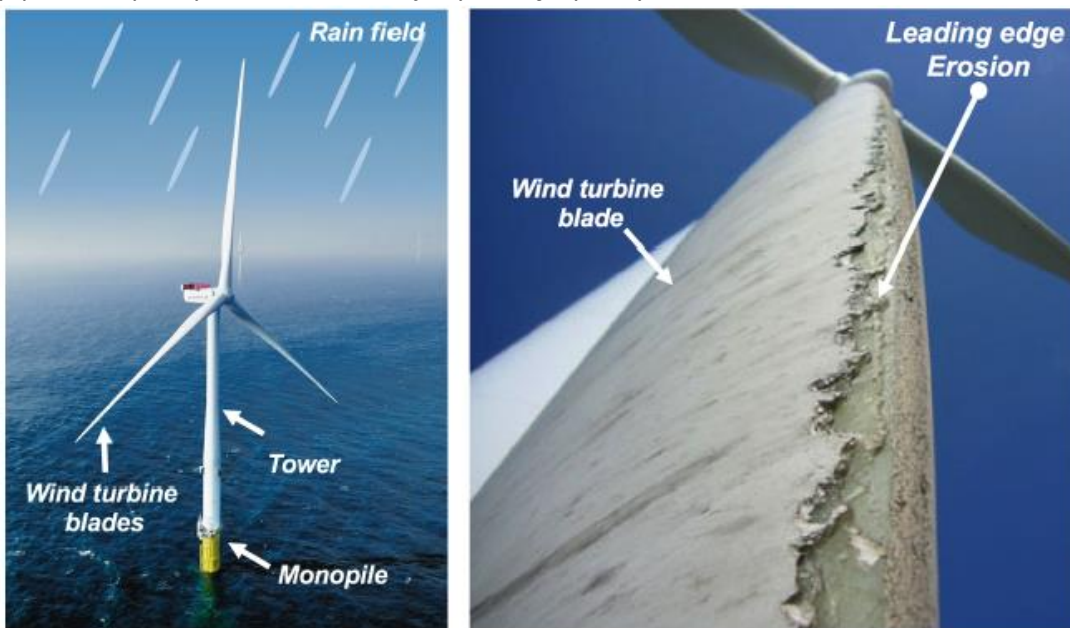
Lp	Producent	Model		Power max MW	Rotor diameter m	Power density W/m ²
1	Siemens Gamesa	SWT-DD-120	onshore	4,3	120	
2	Siemens Gamesa	SG 2.1-114	onshore	2,1	114	205,7
3	Siemens Gamesa	SG 2.2-122	onshore	2,2	122	188,2
4	Siemens Gamesa	SG 2.6-114	onshore	2,625	114	257,2
5	Siemens Gamesa	SG 2.9-129	onshore	2,9	129	221,9
6	Siemens Gamesa	SG 3.4-132	onshore	3,465	132	253,2
7	Siemens Gamesa	SG 3.4-145	onshore	3,465	145	209,8
8	Siemens Gamesa	SG 4.7-155	onshore	4,7	155	249,2
9	Siemens Gamesa	SG 5.0-132	onshore	5	132	365,6
10	Siemens Gamesa	SG 6.6-155	onshore	6,6	155	350,0
11	Siemens Gamesa	SG 14-236 DD	offshore	14	236	337,1
12	Siemens Gamesa	SG 11.0-200 DD	offshore	11	200	372,3
13	Siemens Gamesa	SG 8.0-167 DD	offshore	8	167	384,5
14	Siemens Gamesa	SWT-7.0-154	offshore	7	154	396,3
15	Siemens Gamesa	SWT-6.0-154	offshore	6	154	339,7
16	General Electric Company	GE's 2 MW Platform	onshore	2	116	196,7
17	General Electric Company	GE's 3 MW Platform IEC2B	onshore	3,4	130	256,3
18	General Electric Company	Cypress onshore wind platform 4.8-158	onshore	4,8	158	244,9
19	General Electric Company	Haliade 150-6MW	offshore	6	150	339,7
20	Vestas	EnVentus™ Platform - V162-6.8 MW	onshore	6,8	162	330,1
21	Vestas	4 MW Platform V136-4.5 MW	onshore	4,5	136	309,9
22	Vestas	2 MW Platform V120-2.2 MW	onshore	2,2	120	194,6
23	Vestas	V174-9.5 MW	offshore	9,6	174	403,9
24	Vestas	V236-15.0 MW	offshore	15	236	343,1
25	Goldwind	GW 8S	offshore	8	175	332,8
26	Goldwind	GW 165 5.2 5.6 6.0	onshore	6	165	280,7

Duży nacisk kładzie się na budowę turbin o większej mocy jednostkowej. Największe z nich będą miały średnicę rotora ponad 200 m. Tutaj pojawia się kolejny problem związany z transportem tak dużych obiektów do miejsc ich budowy. Przy transporcie niezbędne jest wytyczanie szczegółowe tras uwzględniających wzniosy, łuki. Czasami wymagane są także przebudowy zjazdów. Transport niejednokrotnie odbywa się z uniesionymi łopatami. Na Rys. 47 pokazano transport z uniesioną łopatą tak aby w terenie górskim możliwe było pokonywanie zakrętów. Łopata mierzy 67 m.



Rys. 47 Transport łopaty śmigła turbiny wiatrowej [62]

Wraz ze wzrostem mocy wytwarzanych przez turbinę wiatrową następuje zwiększenie rozmiaru łopat, co zwiększa całkowitą powierzchnię wirnika. Przy długości łopat rzędu 70-75 m prędkość końcowa może wynosić nawet 75-90 m/s. Kontakt z deszczem oraz innymi zjawiskami atmosferycznymi powoduje ich degradację co prowadzi do znacznego spadku ich wydajności oraz przyspiesza naprawy, a w konsekwencji wymianę łopat Rys. 48 [63].



Rys. 48 Degradacja łopat wiatraka pod wpływem warunków atmosferycznych [63].

Energetyka wiatrowa podobnie jak słoneczna cechuje się zależnością od zmiennych warunków atmosferycznych oraz klimatycznych. Przemysł gazowniczy w nadchodzącej przyszłości będzie głęboko zainteresowane integracją z systemami odnawialnych źródeł energetycznych. Pochodzenie gazu jaki płynie w sieci będzie kształtowało jego cenę [1]. Niewątpliwie produkcja wodoru produkowanego z wiatru będzie zwiększać efektywność zarówno turbin wiatrowych jak i źródła zdekarbonizowanego pochodzenia gazu płynącego w sieci gazowej.

1.7 Zagrożenia transformacji energetycznej w aspekcie integracji sektora gazowego z sektorem elektroenergetycznym

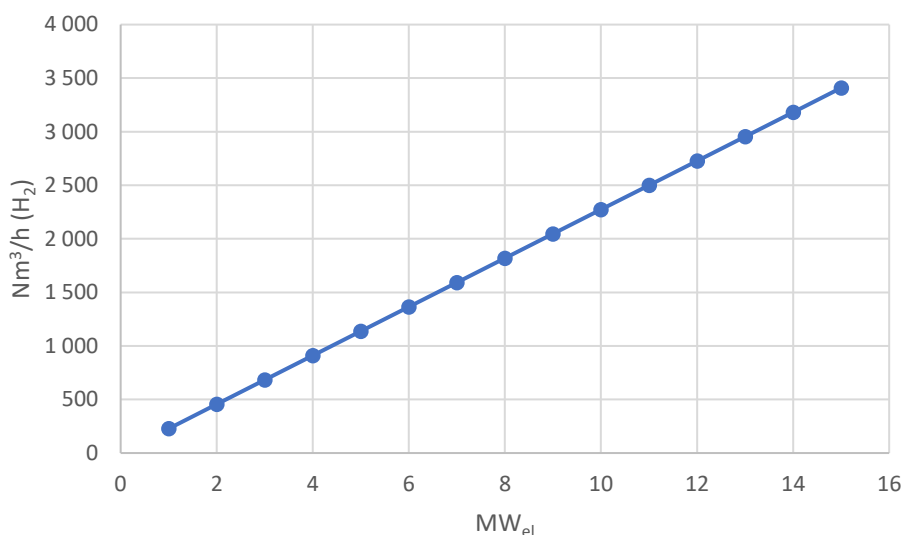
Projekty P2G obarczone są dużym ryzykiem związanym z charakterem pracy oraz powiązaniem różnych obszarów: elektroenergetyki, gazownictwa oraz innych wytwórców paliw (np. biogazu). Pomimo tego P2G obecnie jest jedynym wielkoskalowym źródłem magazynowania nadmiarowej energii i w przyszłości będzie głównym integratorem przejścia do gospodarki nisko i zero emisyjnej. Realizacja tych projektów stoi obecnie w fazie początkowej. Identyfikowane są problemy, które muszą zostać rozwiązane, aby model współpracy P2G mógł być realizowany. W ramach transportu wodoru sieciami gazowymi będą istniały dwa rodzaje sieci:

- sieć transportująca czysty wodór,
- sieć gazowa transportująca paliwa metanowo-wodorowe (z domieszką wodoru).

O ile w przypadku pierwszego rozwiązania wystarczy odpowiednio dostosować sieć gazową do transportu wodoru to w drugim przypadku wymagane będą szersze analizy i badania w zakresie określenia dopuszczalnych ilości wodoru w gazie transportowanym siecią gazową. Wiąże się to ze zmianą parametrów energetycznych paliwa. W ramach poszczególnych państw będą musiały zostać wprowadzone regulacje co do warunków transportu wodoru oraz mieszanin wodoru z innymi paliwami.

Podstawowe wyzwania jakie będą musiały zostać rozwiązane w nadchodzących latach związane z transformacją energetyczną w aspekcie integracji sektora gazowego z sektorem elektroenergetycznym to przede wszystkim:

- 1) Określenie technicznych warunków wprowadzania wodoru do sieci gazowej, wraz z określeniem warunków przyłączenia do sieci gazowej źródeł odnawialnych oraz zasad współpracy tych systemów szczególnie pod kątem wymiany danych o pracy systemów elektroenergetycznych oraz gazowych.
- 2) Określenie dopuszczalnej masy wprowadzania wodoru do sieci gazowej ze źródeł odnawialnych, szczególnie w przypadku magazynowania nadwyżek produkcji energii elektrycznej. Dużym wyzwaniem jest utrzymanie stabilności składu transportowanych mieszanin z wodorem. Źródła wytwórcze wodoru oparte o OZE pracują nierównomiernie. Związane jest to fluktuacją składu paliwa, a co za tym idzie zmian w jego parametrach energetycznych i fizyko-chemicznych. Skutkować to może niestabilną pracą niektórych urządzeń oraz problem w rozliczeniach finansowych. Odbiorca płaci za ilość dostarczonej energii. W przypadku wahań składu ilość dostarczanej energii będzie ulegała zmianie co będzie musiało przełożyć się na zmianę sposobu rozliczania. Całe ryzyko z kontrolą składu paliwa w określonych ramach najprawdopodobniej spocznie na operatorach sieci gazowych. Problem ten jest istotny, gdyż przekierowanie strumienia energii elektrycznej na produkcję wodoru w przypadku nawet niedużych farm wiatrowych spowoduje znaczne wprowadzanie wodoru do sieci gazowej Rys. 49.



Rys. 49 Produkcja wodoru w funkcji mocy zainstalowanych turbin wiatrowych (opracowanie własne)

- 3) Wodór może stać się paliwem pomostowym łagodzącym nierównomierność pracy OZE. W momencie nadpodaży produkcji energii elektrycznej, nadwyżka może być kierowana na wytwarzanie wodoru. Ten zaś z kolei może zostać wprowadzony do sieci gazowej. Zasadniczym problemem takiego postępowania są:
 - zmniejszenie parametrów energetycznych transportowanego gazu ziemnego wraz ze zwiększaniem udziału wodoru,
 - w przypadku wykorzystania sieci gazowej jako magazynu wodoru dla OZE na czas nadpodaży energii elektrycznej skład gazu w sieci będzie ulegał zmianie. Występuje tu niebezpieczeństwo braku tolerancji na takie paliwo dla urządzeń odbiorców końcowych,
 - problem w stabilnych i przewidywalnych ilościach produkcji wodoru. Wodór ze źródeł odnawialnych będzie produkowany przy nadpodaży produkcji energii elektrycznej. Produkcja energii elektrycznej z OZE zależy od warunków atmosferycznych i ma stosunkowo niską przewidywalność produkcji. Sieci gazowe będą musiały się dostosować do niestabilnego czasowo wprowadzania wodoru,
 - problem z dostępnością sieci gazowej w miejscach potencjalnie atrakcyjnych lokalizacji OZE,
 - wodór ma potencjalnie negatywny wpływ na stalowe elementy sieci gazowej. W dłuższej perspektywie mogą wystąpić zwiększone koszty eksploatacji.
- 4) Określenie zasad wymiany danych pomiędzy sektorem gazowym oraz elektroenergetycznym. Utrzymanie limitów wprowadzanego wodoru będzie musiało na bieżąco wpływać na pracę farm wiatrowych jak również sieci gazowej. I tak w przypadku przekroczenia dopuszczalnego udziału wodoru w paliwie gazowym konieczne będzie przekierowanie produkcji energii elektrycznej na inne potrzeby, a w przypadku braku takiej możliwości całkowite wyłączenie źródła.
- 5) Wielkość farmy będzie wymagała odpowiedniej sieci, która w razie potrzeby będzie zdolna do wchłonięcia produkowanych ilości wodoru. W istniejących systemach gazowych nie będzie to łatwe, gdyż projektowane są one na dane zużycie gazu i do tego dobiera się odpowiednie parametry techniczne (np. średnice sieci gazowej). W aktualnej sytuacji może to powodować w niektórych obszarach brak chłonności sieci gazowej. W przyszłości w miarę zmiany źródeł gazowych na inne mogą się pojawić dodatkowe rezerwy ale w okresie przejściowym będzie to stanowiło znaczne ograniczenie.
- 6) Aktualnie możliwości ponownego odzyskania wprowadzonego wodoru do sieci gazowej są bardzo trudne i bardzo kosztowne co oznacza niską opłacalność przedsięwzięcia. Dlatego też

przyjmuje się, że mieszanina wodoru z gazem sieciowym będzie stanowiła produkt końcowy jakim jest gaz dostarczany do klienta.

- 7) Zauważa się znaczny problem z dostępem do wymaganych lokalizacji zarówno prawny, środowiskowy, a często również techniczny. Aktualne źródła zasilane paliwami kopalnymi czy też energią jądrową mają bardzo wysoki stopień kumulacji produkcji energii elektrycznej w jednostce powierzchni. Dodatkowo ich budowa była realizowana etapami przez dziesięciolecia. Zastąpienie tych źródeł farmami wiatrowymi czy fotowoltaicznymi wymagać będzie dużych powierzchni w czasie o wiele krótszym co rodzi problem związany z dostępem do nieruchomości na cele budowlane, dostępnością surowców do budowy tych obiektów, itp.
- 8) Energetyka należy do obszarów strategicznych i jest w sposób specjalny chroniona przez Państwa. Ponieważ charakter produkcji energii się zmieni wymagać będzie to także zmiany w podejściu do obrony tych obiektów przed ewentualnymi zagrożeniami, również natury militarnej.
- 9) Dobór projektów, w których realizowana będzie produkcja energii elektrycznej jak i wodoru wymagać będzie specjalnego podejścia. Wskazanie optymalnych miejsc lokalizacji źródeł w bieżącym otoczeniu nie jest łatwe. Niezbędne jest uwzględnienie wielu czynników jak: odpowiednio duży zasób substratów, dostęp do sieci energetycznej, dostęp do sieci gazowej, brak ograniczeń prawnych, które mogą utrudnić uzyskanie wymaganych zgód i zezwoleń. Wyznaczenie dogodnego modelu jest przedmiotem niniejszej pracy.

1.8 Podsumowanie

Rynek energii w aspekcie transformacji energetycznej bez wątpienia musi ulec głębokim zmianom. Zmiany te wymagać będą bardzo wysokich kosztów finansowych jak i umiejętności organizacyjnych. Przyjęta data 2050 r w praktyce wymusza natychmiastowe uruchomienie projektów. Projekty te muszą przyczynić się do osiągnięcia celu jakim jest eliminacja paliw kopalnych i stworzenie bezemisyjnych gospodarek. W efekcie zakłada się, że działania te powinny spowolnić globalny wzrost temperatury na ziemi. Przeprowadzona w niniejszym rozdziale analiza pokazuje jak wiele obszarów musi ulec zmianie aby móc osiągnąć ten cel. Właściwy dobór projektów jest jednym z elementów do osiągnięcia tego celu. W niniejszej dysertacji zaproponowano model doboru lokalizacji farm wiatrowych we współpracy z systemami P2G. Technologie P2G z punktu widzenia pracy systemów opartych o odnawialne źródła energii pełnić będą kluczową rolę. Głównym ich zadaniem będzie magazynowanie energii oraz stabilizowanie produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Niniejsza dysertacja przedstawia niestosowany dotychczas model wyboru lokalizacji systemów produkcji energii elektrycznej z wiatru w układzie integracji systemów elektroenergetycznych i gazowych.

2 Cel pracy

Transformacja energetyczna, której efektem ma być gospodarka zeroemisyjna wymaga nowego podejścia do budowy systemów energetycznych. Odejście od systemów zcentralizowanych, opartych na paliwach kopalnych, do układów rozproszonych produkcji energii elektrycznej bazujących na odnawialnych źródłach energii, takich jak słońce i wiatr, musi uwzględniać wiele nowych wyzwań, na przykład magazynowanie energii czy przebudowa sieci elektroenergetycznych. W tym obszarze interesująca wydaje się technologia Power to X, która umożliwia magazynowanie energii elektrycznej w stanach zwiększonej podaży w postaci np. związków chemicznych (wodór, amoniak, metanol) lub paliw odnawialnych np. gazu ziemnego (Power to Gas). Rozwój łańcucha technologii magazynowania energii w postaci gazu ziemnego będzie wymagał znalezienia lokalizacji, w których możliwe będzie optymalne połączenie trzech sektorów energetyki tj. sektora elektroenergetycznego, sektora transportu gazu ziemnego i sektora produkcji energii elektrycznej bazujących na odnawialnych źródłach energii takich jak energia słońca czy energia wiatru. Ważnym aspektem jest również uwzględnienie oddziaływania technologii Power to Gas na środowisko naturalne i jej odbiór społeczny. W chwili obecnej nie są wykorzystywane narzędzia oraz modele decyzyjne pozwalające na wielokryterialne analizy wyboru potencjalnych lokalizacji technologii magazynowania energii w postaci paliwa gazowego i jego wprowadzania do sieci przesyłowej.

Stąd głównym celem pracy było opracowanie modelu decyzyjnego pozwalającego na wybór miejsca lokalizacji elektrowni wiatrowych dla systemów technologii Power to Gas bazując na energii pochodzącej z lądowych farm wiatrowych, przy uwzględnieniu szerokiej gamy parametrów decyzyjnych. Główny cel naukowy pracy został osiągnięty poprzez realizację celów pośrednich takich jak:

- 1) określenie grupy kluczowych czynników wpływających na wybór lokalizacji elektrowni wiatrowych dla systemów magazynowania energii w ciągu łańcucha technologii Power to Gas z uwzględnieniem aspektów technicznych, prawno-społecznych, środowiskowych i ekonomicznych,
- 2) przeprowadzenie badań dotyczących określenia istoty wag poszczególnych kryteriów decyzyjnych z wykorzystaniem metod wielokryterialnego wspomaganie decyzji,
- 3) analizę wyboru lokalizacji elektrowni wiatrowych dla układu magazynowania energii elektrycznej w sieciach transportu gazu ziemnego wykorzystując opracowany model decyzyjny wspierany systemem informacji geograficznej.

Aby osiągnąć cel główny oraz cele pośrednie wykonano studium literaturowe, które pozwoliło wytypować najważniejsze kryteria wpływające na realizację projektów energetycznych z zakresu Power to Gas. Następnie przeprowadzono badania wstępne, gdzie wytypowano pięć kryteriów głównych oraz przeprowadzono badanie eksperckie ważności każdego z nich. W kolejnym kroku, w czasie realizacji badań zasadniczych, otrzymane wyniki badań poddano dalszej analizie z wykorzystaniem połączonych metod analizy danych geograficznych i metody hierarchicznej analizy problemów decyzyjnych (AHP). Połączenie metody GIS i AHP stanowi nowe, podejście w ocenie możliwości realizacji projektów w zakresie współpracy systemów elektroenergetyki oraz energetyki gazowej, bowiem umożliwia w procesie decyzyjnym połączenie wielu obszarów takich jak: technika, zasoby naturalne, ochrona środowiska, akceptacja społeczna, aspekty prawne oraz ekonomia przedsięwzięcia jak również wykorzystanie różnych narzędzi.

3 Teza pracy

W obliczu przedstawionych na wstępie kwestii związanych z transformacją energetyczną istnieje konieczność przeprowadzenia analizy możliwości jak najlepszego rozwiązania współpracy odnawialnych źródeł produkcji energii elektrycznej z systemami jej transportu sieciami elektroenergetycznymi oraz gazowymi. W efekcie rozwiązanie takie pozwoli stabilizować nieregularność produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Stanowi to olbrzymie wyzwanie zwłaszcza w obliczu stawianych celów klimatycznych do 2050 r. W związku z powyższym autor postawił następującą tezę:

przedstawiona metoda umożliwi ustalenie hierarchii lokalizacji elektrowni wiatrowych we współpracy z sieciami elektroenergetycznymi oraz sieciami gazu ziemnego przy uwzględnieniu różnorodnych kryteriów (technicznych, ekonomicznych, środowiskowych, prawnych i społecznych), a poprzez połączenie różnych metod wspomagania decyzji jest możliwe wskazanie optymalnej lokalizacji dla źródła produkcji energii elektrycznej.

Teza ta opiera się na założeniu, że dzięki wykorzystaniu wielokryterialnych analiz podejmowania decyzji oraz wykorzystaniu analiz geoprzestrzennych, możliwe jest wytypowanie lokalizacji źródeł generacji energii odnawialnej (farm wiatrowych). Takie podejście prowadzi do lepszego wykorzystania czasu i środków finansowych na przygotowanie projektów inwestycyjnych. Wdrożenie tych narzędzi w fazie przygotowania projektów, pozwala na zmniejszenie kosztów ich realizacji oraz późniejszej eksploatacji.

4 Metodyka

4.1 Wprowadzenie

Transformacja energetyczna spowoduje, że obecny model przemysłu gazowego ulegnie przekształceniu. Przyszłość rynku energii będzie polegała na współpracy wielu systemów połączonych i współdziałających ze sobą. Różne nośniki energii jak: energia elektryczna, gaz zdekarbonizowany czy wodór powinny tworzyć jeden spójny system energetyczny. Polska, jak i cały świat nie ma obecnie doświadczenia w tym obszarze. Od niespełna trzech lat trwają intensywne prace nad poszukiwaniem rozwiązań, które umożliwią osiągnięcie celów klimatycznych do 2050 r. Trzeba jednak zaznaczyć, że aktualne działania w Unii Europejskiej skupione są wokół tzw. Pakietu „Gotowi na 55”, który zawiera m.in. propozycję nowelizacji dyrektywy o odnawialnych źródłach energii zmierzających do zwiększenia ich udziału w ogólnym koszyku energetycznym do 2030 r. [64].

Przedmiotowa praca ma na celu opracowanie modelu postępowania, który ułatwi wybór najlepszych rozwiązań integracji systemu gazowego z systemem elektroenergetycznym. Ponieważ zagadnienia P2G są bardzo szerokie, w pracy ograniczono się do poszukiwania najlepszych lokalizacji projektów uwzględniając współpracę systemów takich, jak:

- źródła wytwórcze energii elektrycznej z wiatru,
- infrastruktura elektroenergetyczna,
- infrastruktura gazowa.

W tak szerokich zagadnieniach zastosowanie metod klasycznych do oceny projektów technicznych jest niewystarczające. Metody te badają głównie czynnik ekonomiczny i jego opłacalność. Analiza polega na obliczaniu przepływów pieniężnych w zakładanym okresie. W metodzie tej aby bardziej urealnić wyniki przeprowadza się procedurę dyskontowania. Polega ona na przemnożeniu rocznych przepływów pieniężnych przez współczynnik dyskonta zgodnie ze wzorem (1):

$$\frac{1}{(1+r)^n} \quad (1)$$

gdzie:

r – stopa dyskonta,

n – numer kolejnego okresu obliczeniowego (rok).

Stopę dyskonta wyraża się jako utraconą korzyść z tytułu niezainwestowania dostępnych środków finansowych w lokatę wolną od ryzyka np. obligacje skarbu państwa, lokaty bankowe, itp. Stopa dyskonta uwzględnia także premię za ryzyko związaną z realizacją projektu. Jest to metoda powszechnie znana i pozwala wyznaczać opłacalność realizowanych inwestycji. Metoda ta należy do grupy kryteriów ekonomicznych. Współcześnie mimo dużej popularności jest niewystarczająca. Podejście czysto ekonomiczne pomija szereg innych równie ważnych zagadnień biznesowych. Konieczne jest zatem szersze spojrzenie na analizowany problem i przeprowadzenie dodatkowych analiz. W pracy użyto połączenie metod analizy wielokryterialnej AHP z analizą geoprzestrzenną (z ang. *geographic information system GIS*). Projekty energetyczne oraz infrastrukturalne doskonale się wpisują w ten sposób postępowania. Połączenie czynników: ekonomicznych, technicznych, środowiskowych, prawnych, społecznych z analizami geoprzestrzennymi umożliwia wykonanie bardziej kompletnych analiz. Stanowi to rodzaj synergii pomiędzy wielokryterialnymi metodami wspierania decyzji (*MCDA - Multi-Criteria Decision Analysis*), a analizami geoprzestrzennymi GIS. Razem tworzy to system wsparcia decyzji przestrzennych (*SDSS – Spatial Decision Support System*) [65]. W efekcie otrzymuje się zbiór rozwiązań, z których można wytypować te najlepsze.

Z analizy literatury wynika, że wdrożenie nowych rozwiązań i technologii takich jak P2G będzie wymagało odpowiedniego podejścia decyzyjnego, na które istotny wpływ będzie miała duża liczba parametrów decyzyjnych. Badania w zakresie planowania nowych systemów energetycznych i nowych scenariuszy wykorzystania energii często opierają się na metodach wielokryterialnego podejmowania decyzji. Do metod tych zaliczyć można m.in. analityczny proces hierarchiczny (AHP), SMART, analityczny proces sieciowy (ANP), rodzina ELECTRE czy PROMETHEE [66][29][67] i inne. Jedną z najbardziej preferowanych przez użytkowników technik wielokryterialnych w projektach planowania energetycznego jest analityczny proces hierarchiczny (AHP). AHP jest stosunkowo prosty w zrozumieniu i ma zastosowanie do złożonych zagadnień, gdzie w procesie oceny wprowadza się porównanie kryteriów, wykazując najbardziej wiarygodne rozwiązanie celu decyzyjnego. Główne czynniki wpływające na wybór metody AHP są podyktowane następującymi czynnikami:

- jest ona bardzo szeroko stosowana i dobrze opisana w literaturze [68][69][29],
- jest wykorzystywana w energetyce oraz inwestycjach infrastrukturalnych [68][29],
- metoda ta pozwala na uwzględnienie aspektu jakościowego. Procedura przeprowadzana jest w skali jakościowej, a następnie przekształcana do podejścia ilościowego. Takie podejście ułatwia porównywanie poszczególnych kryteriów i wariantów bez konieczności szczegółowej znajomości metodyki,
- wielkość zbioru kryteriów można odpowiednio dostosowywać do sytuacji tworząc subkryteria co ułatwia prowadzenie analizy (w zaproponowanym modelu określono pięć kryteriów co mieści się w granicach zalecanych wartości 7 ± 2 , co jest istotne z punktu widzenia percepcji człowieka [70]).

W przypadku metod analizy geoprzestrzennej duże znaczenie ma co raz to większa dostępność danych GIS. Daje to nowe możliwości prowadzenia analiz przedinwestycyjnych. Bazy GIS dostarczają informacje z różnych obszarów jak: informacje o rozkładzie dróg, infrastrukturze energetycznej, lokalizacji zabudowań, występowania obszarów ochrony przyrody, terenów zamkniętych, stopnia zadrzewienia, itp. Bazy te cały czas dynamicznie się rozwijają o kolejne dane z różnych dziedzin. W ten sposób bez potrzeby prowadzenia kosztownych badań terenowych możemy przeprowadzić analizy geoprzestrzenne, które dostarczą nam szeregu danych do oceny realizacji projektu. W pracy wykorzystano analizę GIS przy wykorzystaniu oprogramowania QGIS oraz analizę wielokryterialną AHP przy wykorzystaniu narzędzi przygotowanych przez autora. Połączenie tych metod daje pełniejszy obraz wyboru potencjalnych lokalizacji technologii Power to Gas. Szczegóły postępowania oraz wyniki zostały opisane w kolejnych częściach pracy.

Decyzje przestrzenne, takie jak poszukiwanie najlepszego terenu pod inwestycje, określanie ograniczeń przyrodniczych, technicznych czy też społecznych wymagają informacji i narzędzi pomagających w zrozumieniu problemów towarzyszących podjęciu decyzji w poszukiwaniu najlepszego rozwiązania. Wymagają także przeprowadzenia analiz, które umożliwią ocenę i pogodzenie interesów różnych grup interesariuszy oraz decydentów. Wielokryterialna analiza podejmowania decyzji (MCDA) w połączeniu z systemami informacji geograficznej jest techniką, która ułatwia uporządkowanie wieloaspektowych decyzji przy ocenie projektu.

Z analizy literaturowej wynika, że prowadzone badania pokazują przydatność takiego podejścia w projektach z zakresu planowania energetycznego, np. technologii oszczędzania energii, planowania obszarów wiejskich z wykorzystaniem energii odnawialnych lub zarządzania zasobami w sieciach wspomaganych energią odnawialną.

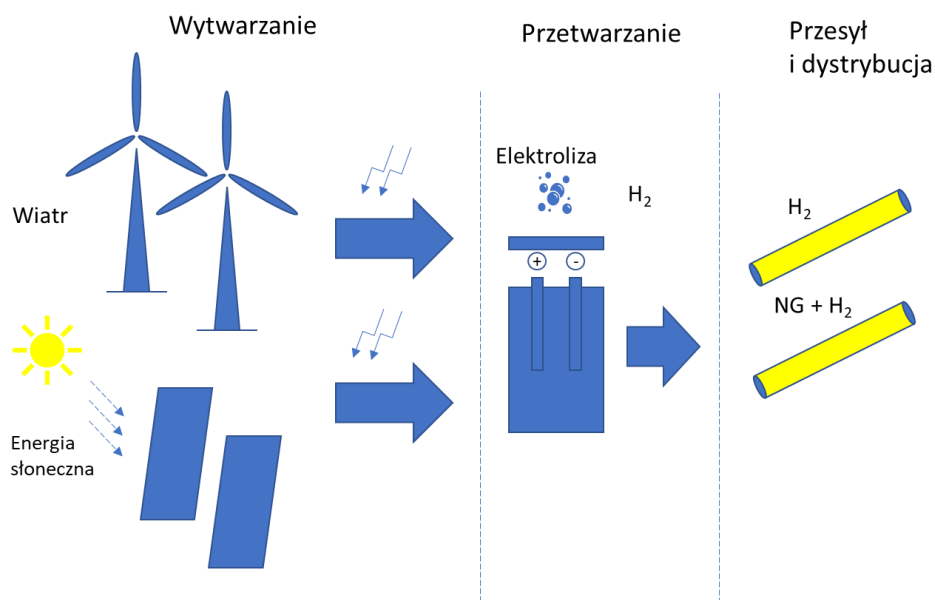
W pracy [71] przedstawiona została metoda wspomagania systemu AHP do planowania lokalizacji farm fotowoltaicznych. Wykorzystując kryteria takie jak: odległość od terenów mieszkalnych, intensywność promieniowania słonecznego, dostęp do terenu, odległość od dróg

oraz odległość od przesyłowych linii energetycznych wyznaczono optymalne lokalizacje dla farmy słonecznej. W badaniach opisanych w [72] autorzy przeanalizowali różne systemy magazynowania energii dla niestabilnej pracy odnawialnych źródeł energii, takie jak: magazyn energii wodnej i sprężonego powietrza, wodoru, koło zamachowe, superkondensatory, magazyny w postaci baterii litowo-jonowych i inne. Porównanie najkorzystniejszych metod magazynowania energii pod względem efektywności energetycznej, elastyczności, przystępności oraz wpływu na środowisko przeanalizowano w literaturze [73]. Autorzy wybrali pięć systemów magazynowania energii: elektrownie wodne szczytowo-pompowe, baterie konwencjonalne, baterie wysokotemperaturowe, baterie przepływowe oraz wodór. Wyniki oceny określają, że czynniki techniczne mają najwyższy wpływ, a czynnik społeczny niższy w ogólnej ocenie wybranych technologii magazynowania energii. Wodór ma najwyższe wyniki w zakresie zrównoważonego rozwoju w porównaniu z innymi ocenianymi systemami magazynowania energii. Świadczy to o tym, że w przypadku systemów P2G jest niezwykle ważny do równoważenia podaży energii z elektrowni wiatrowych jak i słonecznych.

W pracy wykorzystano połączenie metody AHP z metodą analizy GIS do wyboru najbardziej pożądanej lokalizacji farmy wiatrowej mającej współpracować z systemami P2G. Oznacza to, że muszą zostać spełnione warunki, które dopuszczają możliwość realizacji projektu integrującego system elektroenergetyczny z systemem gazowym.

Biorąc pod uwagę spotykane w literaturze łańcuchy produkcyjne P2G, można wyróżnić następujące rozwiązania [74][75][76]:

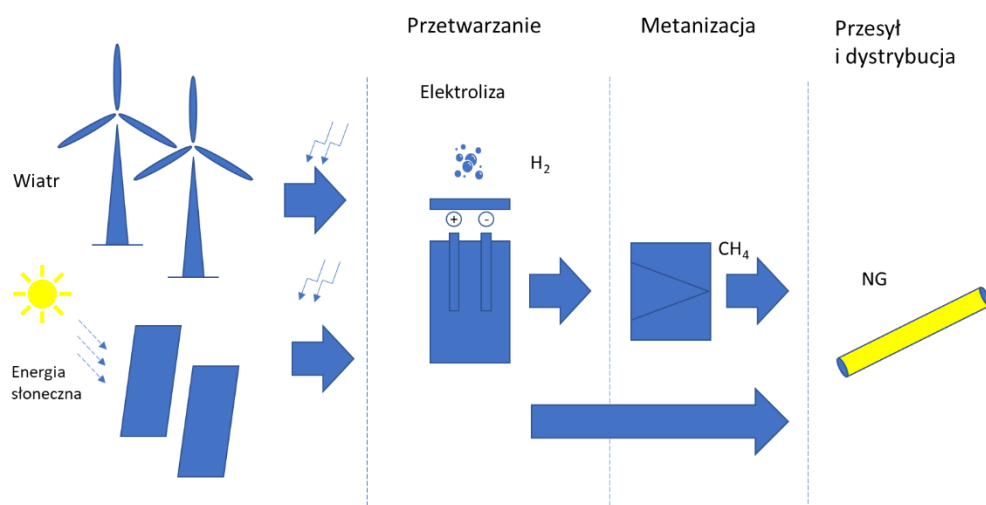
- Model I Produkcja wodoru (Rys. 50) – w którym energia elektryczna jest wytwarzana w farmach wiatrowych i słonecznych, natomiast nadwyżki energii elektrycznej są wykorzystywane do produkcji wodoru. W tym przypadku czysty wodór może być wtłaczany do sieci gazowej lub wykorzystywany bezpośrednio w przemyśle. Sprawność obiegowa magazynów energii waha się od 50% do 70% i zależy od rodzaju elektrolizera, ciśnienia w systemie gazowym oraz zastosowania końcowego [77][78].



Rys. 50 Model I współpracy P2G [25]

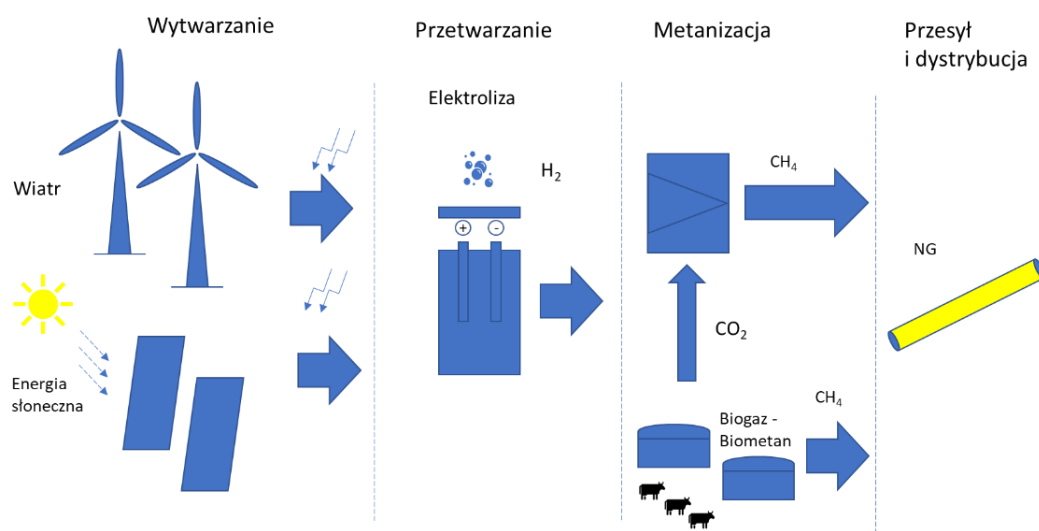
- Model II Produkcja biometanu (Rys. 51) – wytwarzanie energii elektrycznej odbywa się w farmach wiatrowych i słonecznych, a nadwyżka energii elektrycznej jest wykorzystywana do produkcji wodoru, który jest dalej przetwarzany w procesie metanizacji w metan. W tym modelu otrzymany metan jest wtłaczany do sieci gazu ziemnego. Ogólna sprawność magazynowania energii jest obniżona przez proces produkcji metanu (około 80% sprawności energetycznej) oraz proces

pozyskania CO₂ (2% - 5%). Sprawność w obie strony wynosi około 55% [79]. Źródła dwutlenku węgla mogą pochodzić z elektrowni kopalnych, spalania biomasy, procesów przemysłowych lub separacji CO₂ z powietrza [80].



Rys. 51 Model II współpracy P2G [25]

- Model III Produkcja metanu we współpracy z produkcją biogazu (Rys. 52) – energia elektryczna pochodzi z farm wiatrowych i słonecznych, a nadwyżka energii elektrycznej jest wykorzystywana do produkcji wodoru. Następnie H₂ podlega reakcjom z CO₂ pochodzącym z biogazu i następuje proces z biogazowni produkcji metanu (włączenie do łańcucha P2G biogazowni). Głównymi zaletami biogazu jako elementu łańcucha Power to Gas są: niski koszt oczyszczania gazu oraz możliwość wykorzystania ciepła odpadowego z procesu metanizacji do produkcji biogazu [81].



Rys. 52 Model III współpracy P2G [25]

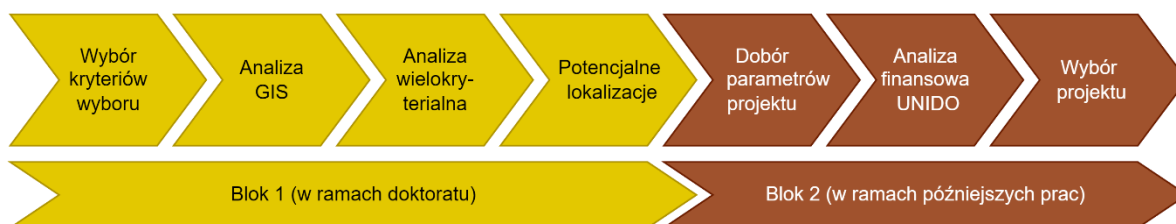
Analiza źródeł literaturowych wykazała, że istnieją inne modele (np. CO₂ ze zgazowania czy Power to NH₃), ale najczęściej wymienianym rozwiązaniem P2G jest model II [74][75][76]. Jest to spowodowane tym, że wprowadzany do sieci gazowej metan stanowi z punktu widzenia chemicznego ten sam związek chemiczny co główny składnik gazu ziemnego. Aktualnie obowiązujące instrukcje ruchu i eksploatacji sieci gazowych preferują wprowadzanie do sieci gazu tożsamego z występującym tam gazem ziemnym. Ułatwia to zarządzanie siecią oraz jej dalszą eksploatację.

Wiedza w krajach UE o transformacji energetycznej i wykorzystaniu technologii P2G jest obecnie w fazie rozwoju. Poszczególne kraje realizują prace nad wprowadzeniem zmian w swoich systemach energetycznych w celu uwzględnienia różnych rodzajów magazynów energii [42]. Stan wykorzystania technologii P2G w procesach magazynowania energii jest niski, co związane jest głównie z początkowym rozwojem komercyjnego wytwarzania wodoru ze źródeł odnawialnych. Jest to kluczowy element w dalszym łańcuchu integracji elektryczno-gazowej.

4.2 Schemat i model postępowania

4.2.1 Wprowadzenie

Mając na uwadze powyższe informacje, analizę literaturową, doświadczenia autora oraz przeprowadzone badania, zaproponowano schemat postępowania wyboru lokalizacji farm wiatrowych w korelacji z sieciami gazowymi i elektroenergetycznymi Rys. 53.

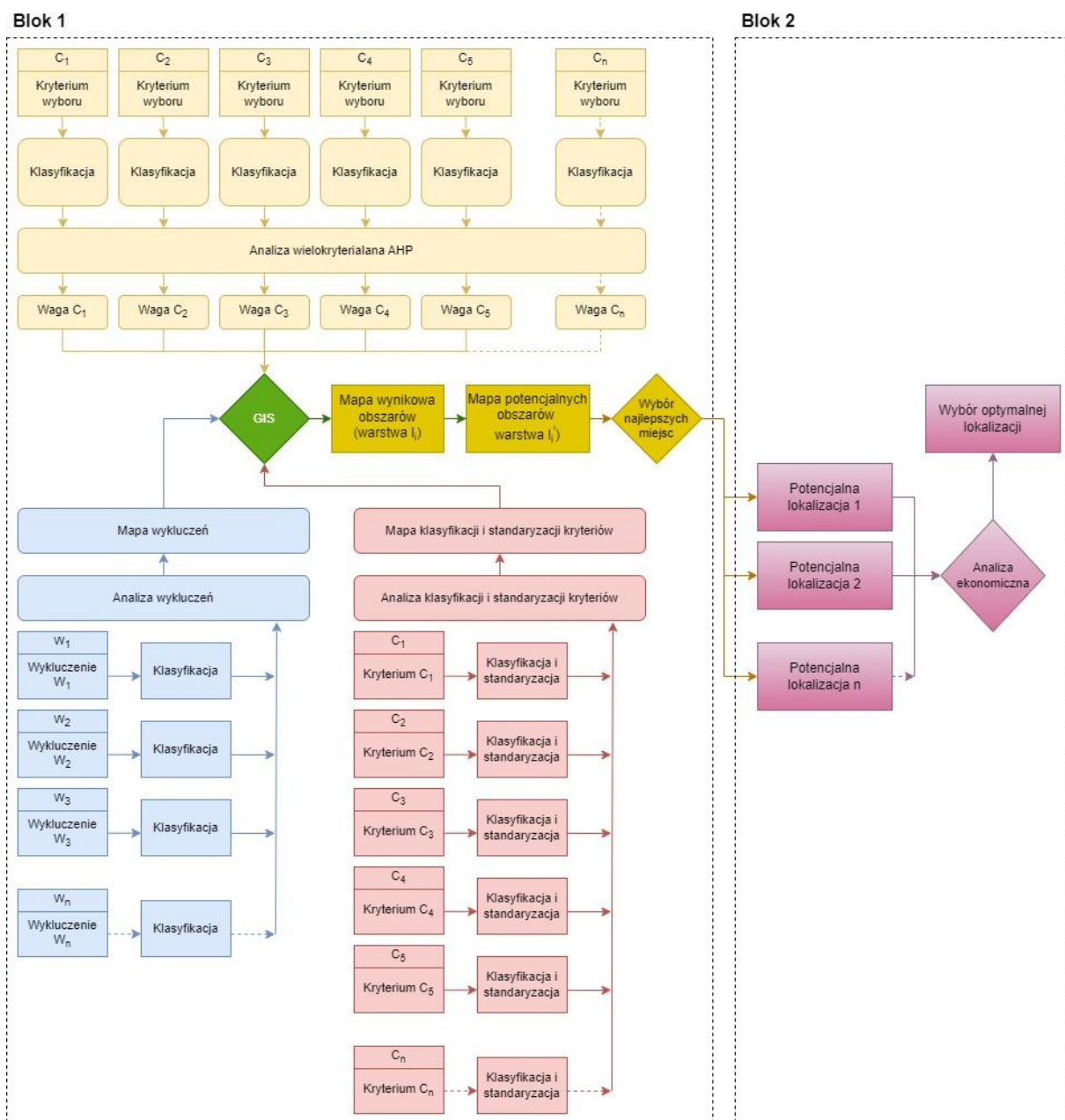


Rys. 53 Schemat postępowania przy realizacji prac związanych z wyborem projektów P2G

Jak można zauważyć, jest on podzielony na dwa główne bloki. Pierwsza z nich obejmuje zagadnienia poruszane w ramach niniejszej dysertacji, uwzględnia:

- wybór kryteriów oceny rozwiązań P2G, w którym w pierwszej kolejności definiuje się ich skończony zbiór, a następnie implementuje się je w podejściu wielokryterialnym opartym o analizę AHP,
- analizę geoprzestrzenną GIS, w której dokonuje się identyfikacji możliwych lokalizacji rozwiązań P2G na danym obszarze. W tej części przeprowadzana jest analiza wykluczenia terenów, które ze względu na swój charakter nie mogą być ujęte do rozpatrywania,
- analizę wielokryterialną połączoną z analizą geoprzestrzenną, gdzie określa się potencjalne lokalizacje.

Blok pierwszy postępowania związany z wyborem potencjalnych lokalizacji jest najbardziej pracochłonny i kosztowny, gdyż wymaga prowadzenia badań obszarów wraz z prowadzeniem rozpoznania terenowego. Niniejsza praca ma wspomóc aktualne podejście poprzez wprowadzenie narzędzi i modeli analitycznych, które wspierać będą typowanie najbardziej korzystnych lokalizacji bez konieczności prowadzenia kosztownych badań terenowych. Szczegółowy opis postępowania dla określenia potencjalnych lokalizacji zaprezentowano na Rys. 54.



Rys. 54 Model ogólny wyboru obszaru lokalizacji projektów P2G

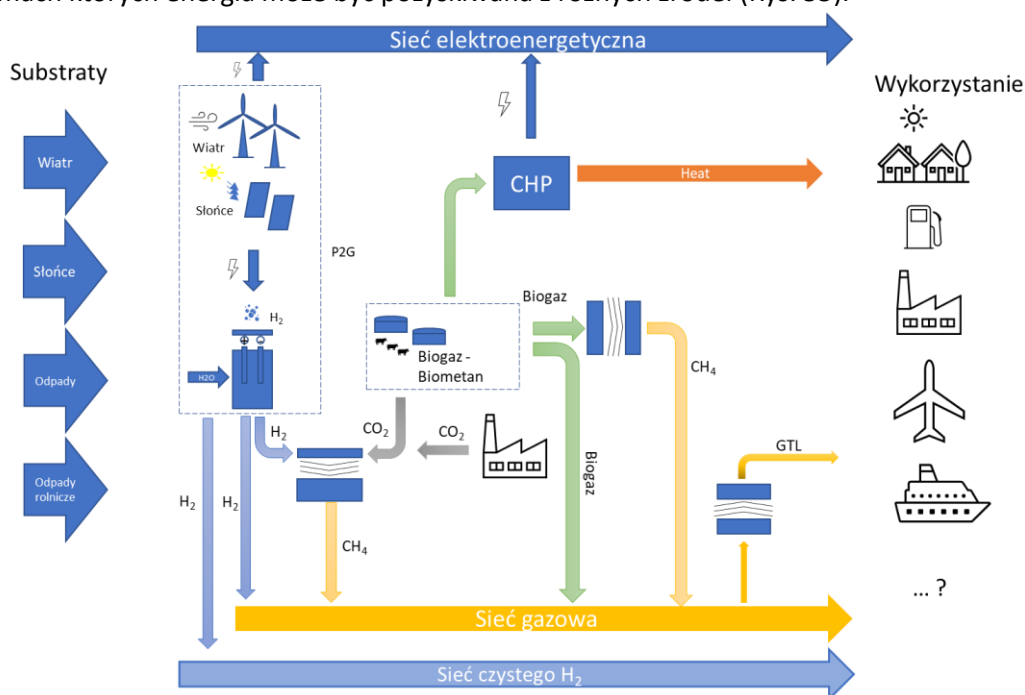
Drugi blok stanowi rozwinięcie pierwszego i polega na przeprowadzeniu analizy efektywności ekonomicznej z określonych w pierwszym etapie lokalizacji. Zagadnienia w ramach tego bloku nie są przedmiotem pracy.

Uwzględniając powyższy podział realizowane są czynności w wyniku, których uzyskuje się potencjalne lokalizacje dla projektów P2G. Poszczególne kroki zostały podzielone na etapy, które zostały wymienione w Tab. 5.

Tab. 5 Etapy postępowania w przedstawionym modelu

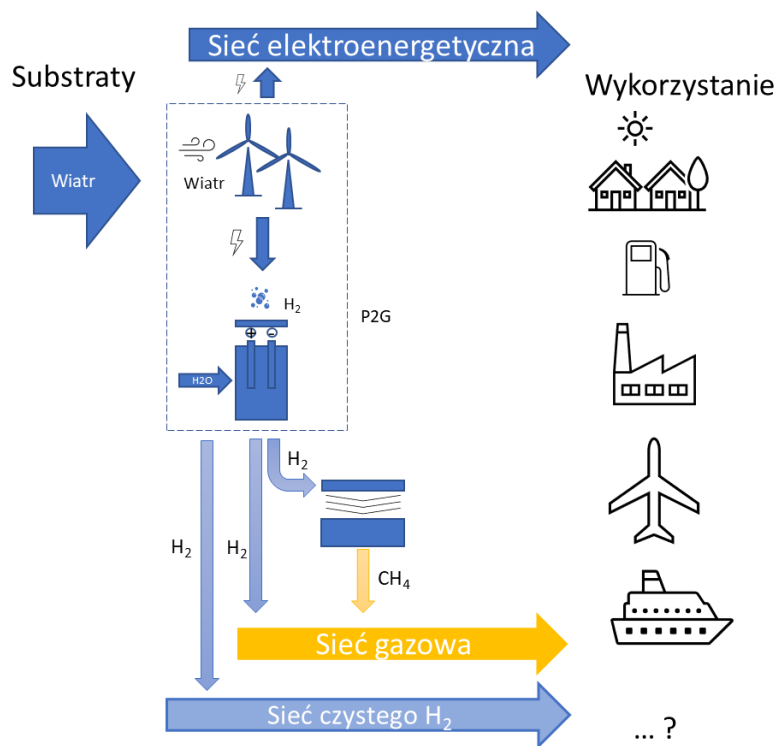
Etap	Czynność	Narzędzie
Etap 1	Definicja problemu	Analiza własna
Etap 2	Określenie metod realizacyjnych	Analiza własna
Etap 3	Określenie kryteriów	Analiza własna
Etap 4	Ankietyzacja	Analiza własna
Etap 5	Analiza AHP	Analiza własna
Etap 6	Analiza wykluczeń obszarów	QGIS
Etap 7	Analiza WLC (weighted linear combination - metoda liniowej sumy ważonej)	QGIS
Etap 8	Wytypowanie potencjalnych lokalizacji	QGIS/Analiza własna

Zagadnienia związane z P2G są złożone. Istnieje wiele możliwych konfiguracji instalacji P2G, w ramach których energia może być pozyskiwana z różnych źródeł (Rys. 55).



Rys. 55 Schemat powiązań w systemach P2G

W pracy ograniczono się jedynie do wariantu, w którym źródło produkcji energii elektrycznej pochodzi z elektrowni wiatrowych. Jest to wariant, który dla zwiększenia efektywności produkcji energii elektrycznej będzie potrzebował magazynów energii. Wówczas podczas wstrzymania produkcji energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej magazynem staje się sieć gazowa. Model taki zaprezentowany został na Rys. 56. Przyjęta procedura badawcza nie wyklucza przeprowadzania analizy dla zastosowania innych wariantów P2G przedstawionych na Rys. 55. Etapy postępowania będą wówczas takie same jednak poszczególne kroki wymagać będą skorygowania lub rozszerzenia.



Rys. 56 Schemat współpracy sieci zaprezentowany w pracy

4.2.2 System informacji geograficznej (GIS)

System Informacji Geograficznej (*Geographic Information System – GIS*) jest to system, który umożliwia wykonywanie analiz w powiązaniu z lokalizacją. Wykorzystanie narzędzi opierających się o GIS bardzo rozszerza możliwości analitycznego rozwiązywania zadań związanych z przedmiotem niniejszej pracy. Dane GIS stanowią bardzo szerokie spektrum informacji począwszy od informacji o różnych obiektach jak: drogi, zabudowania, obszary przyrodnicze, informacje społeczne, biznesowe itp. Całość tych informacji tworzy zbiór danych, które w kolejnych krokach są przetwarzane w warstwy wynikowe. Warstwy wynikowe mogą podlegać kolejnym analizom lub stanowić np. podstawy do podejmowania decyzji. W ramach badań przy pisaniu pracy korzystano z systemu QGIS. Jest to darmowy, otwarty (*open source: GNU GPL*) program GIS. Powstał on w 2002 r., a od 2007 r. rozwijany jest jako projekt Open Source Geospatial Foundation. Jest to oprogramowanie do przeglądania, edytowania i analizowania danych przestrzennych oraz tworzenia map [82].

Na bazie analizy GIS można ocenić akceptowalność terenu do jego wykorzystania pod realizację inwestycji. Jest to czynnik kluczowy, gdyż decyduje o tym czy dana inwestycja otrzyma pozwolenie na budowę. W GIS tworzy się warstwy, które w kolejnych krokach są poddawane analizie. Analizujemy miejsca, które z punktu widzenia projektu nie mogą być brane pod uwagę. Dla przykładu tereny takie jak NATURA2000, Parki Krajobrazowe, Parki Narodowe, Lasy, wykluczają postawienie farm wiatrowych wraz z instalacjami P2G. W pracy przeprowadzono także analizę prawną, uwarunkowań ekologicznych oraz ograniczeń technicznych. Elektrownie wiatrowe (turbiny wiatrowe) nie mogą być lokalizowane w dużych odległościach od dróg dojazdowych. W przypadku systemów P2G konieczne jest także zapewnienie dostępu do infrastruktury energetycznej zdolnej do odbioru wyprodukowanej energii co oznacza sąsiedztwo sieci elektroenergetycznej. W przypadku systemów P2G wymagania jakie należy spełnić nie występują często wspólnie. Dlatego też GIS jest narzędziem, które może być wsparciem w wyborze potencjalnych lokalizacji.

Narzędzia GIS wykazują bardzo wysoką przydatność przy opracowywaniu analiz przed przystąpieniem do realizacji inwestycji. Wykorzystanie narzędzi systemu GIS rozszerza możliwości przeprowadzania analiz decyzyjnych na niespotykaną jeszcze parę lat temu skalę. Dynamicznie rozwijane są źródła geoinformacyjne co umożliwia dokonywanie skomplikowanych obliczeń analitycznych, które wiążą różne obszary.

W niniejszej dysertacji autor przedstawia model integracji systemów gazowych z systemami elektroenergetycznymi wykorzystując technologię P2G. Efektem tych analiz jest wskazanie potencjalnych lokalizacji farm wiatrowych. Znajomość wymagań jak i ograniczeń umożliwia określenie potencjalnych miejsc styku systemów, a w dalszych krokach wybór najlepszego projektu.

4.2.3 Metoda hierarchicznej analizy zagadnień decyzyjnych (AHP)

Aktualnie powszechnie stosowane są analizy klasyczne oparte na badaniu zdyskontowanych przepływów pieniężnych co w efekcie pozwala wyłonić jednoaspektowo projekty najbardziej efektywne pod kątem finansowym. Sprawdza się to przy prowadzeniu dużej ilości schematycznych, powtarzalnych co do rodzaju analiz (np. na potrzeby obliczania opłacalności przyłączenia do sieci energetycznych). Daje to możliwość szybkiej oceny projektu i w przypadku przyłączenia do sieci szybkiej odpowiedzi do klienta. Takie działania wynikają także z obowiązującego prawa [83]. Mówi ono o przyłączeniu do sieci energetycznej pod warunkiem uzyskania efektów ekonomicznych i technicznych. Dla projektów dużych, strategicznych oraz związanych z transformacją energetyczną analizy te nie będą wystarczające. Rosnąca złożoność problemów decyzyjnych, pojawiające się nowe ograniczenia w realizacji projektów oraz konieczność wypowiedzania się szerokiego grona ekspertów powoduje, że niezbędne jest szukanie rozwiązań decyzyjnych innych niż klasyczne. Potrzebne jest szersze podejście, które obejmie również inne dziedziny, na które projekt będzie miał wpływ. Odpowiedzią na te potrzeby mogą być metody wielokryterialne, które pozwalają przeprowadzić analizę decyzyjną w ujęciu o wiele szerszym niż metody klasyczne. Wprowadzanie tych metod może polepszyć jakościowo proces decyzyjny oraz dać szersze spojrzenie na rezultaty podejmowanych decyzji. Metody wielokryterialne (*Multi-Criteria Decision-Making MCDM*) pozwalają objąć wieloaspektowo zagadnienie projektowe i dokonać uszeregowania alternatyw. Kryteria i alternatywy (warianty projektów) pozwalają wybrać najkorzystniejszy wariant. Zgodnie z tym muszą istnieć co najmniej dwie alternatywy i zbiór kryteriów opisujący proces decyzyjny wyboru alternatywy. Kryterium może być jedno lub wiele.

Z analizy literaturowej [67][71][84][72][29][66] oraz zdaniem autora niniejszej dysertacji wynika, że najbardziej znana i najczęściej wykorzystywana w zagadnieniach energetycznych jest metoda AHP. Istnieje szereg innych metod wielokryterialnych. W wyniku prowadzenia analizy wielokryterialnych otrzymujemy wagi kryterium. Są one wynikiem w większości modeli MCDM. Waga kryterium wpływa wówczas na skutek podejmowania decyzji.

Metoda AHP stworzona została przez Thomasa L. Saaty [85][86][87]. Oparta jest na zasadzie porównywania wskazanych kryteriów. Porównywanie parami kryteriów między sobą pozwala na utworzenie macierzy kwadratowej. Metoda ta daje możliwość porównywania różnych kryteriów, często bezpośrednio niezależnych, uwzględniających aspekty techniczne, psychologiczne, społeczne, ekonomiczne czy formalno-prawne. Podstawą metody jest skala porównawcza, którą przedstawiono w. Zaproponowana skala spełnia wymagania liczby 7 ± 2 określonej przez George A. Millera. [70].

Tab. 6 Skala oceny AHP [85]

Skala ważności	Stopień ważności	Opis elementów decyzyjnych
1	Równe znaczenie	Równoważność porównywanych elementów
3	Słaba lub umiarkowane przewaga	Słaba (umiarkowana) przewaga jednego elementu nad drugim
5	Mocna, istotna przewaga	Mocna (istotna) przewaga jednego elementu nad drugim
7	Bardzo mocna, Dominująca przewaga	Bardzo mocna (Dominująca) przewaga jednego elementu nad drugim
9	Ekstremalna, Absolutna przewaga	Ekstremalna (Absolutna) przewaga jednego elementu nad drugim
2,4,6,8	Wartości pośrednie	W przypadku trudnym do określenia stopnia ważności istnieje możliwość zastosowania pośrednich wartości (wartość środkową pomiędzy stopniami ważności)
Odwrotność skali	Przeciwnie opisy	Jeżeli jeden element skali ważności przyjmuje wartość opisaną skali drugi element automatycznie przyjmuje wartość odwrotną

Do podstawowych kryteriów stosowanych w obszarze energetyki zaliczyć można następujące grupy kryteriów [29][88]:

- Kryteria techniczne [29]

Kryteria techniczne najczęściej opisywane są poprzez: odległość od sieci gazowej, odległość od sieci elektroenergetycznej, wielkość terenu niezbędna do realizacji zamierzenia, warunki geologiczne, zużycie paliwa, zużycie wody, zużycie innych materiałów eksploatacyjnych, stopień wykorzystania urządzeń w roku, współczynniki produkcji energii, itp. Kryteria techniczne mają znaczny wpływ na realizację projektu. Przyjmując niewłaściwą lokalizację od np. sieci gazowej lub energetycznej, odległą od źródeł wytwórczych, musimy liczyć się z wysokimi kosztami budowy infrastruktury doprowadzającej energię do punktów odbioru jak również wysokimi kosztami eksploatacji tych obiektów. W przypadku integracji źródeł odnawialnych z siecią gazową niezbędny jest czynnik dostępu do sieci energetycznej. Istotny jest tutaj czynnik odległościowy występowania sieci gazowej i elektroenergetycznej. Następnie niezbędne jest określenie ilości wprowadzanego paliwa magazynującego energię do sieci. Oznacza to, że sieć musi posiadać wystarczającą chłonność, która przyjmie wymagane ilości wodoru. Wpływ wielkości takiego przyłączanego źródła do sieci gazowej będzie często ograniczony do określonych granicznych parametrów, które zostaną podane przez operatora systemu energetycznego.

Poniżej przedstawiono przykładowe kryteria techniczne:

- odległość od sieci gazowej (dostępność infrastruktury),
 - odległość od sieci elektroenergetycznej (dostępność infrastruktury),
 - chłonność sieci gazowej,
 - chłonność sieci elektroenergetycznej,
 - prędkość wiatru,
 - inne.
- Kryteria ekonomiczne [29]
- Kryteria ekonomiczne obejmują nakłady i koszty związane z realizacją projektu (alternatywą) oraz późniejszą eksploatacją. Do kryteriów tych można zaliczyć także położenie geograficzne jeżeli opisuje trudność w realizacji, a później eksploatacji urządzeń (np. teren górski, tereny nizinne, itp.) co wiąże się z konkretnymi nakładami finansowymi na ich eksploatację. Nakłady przypisane są do wartości pieniężnej jaką ponosi się na wytworzenie danego przedsięwzięcia

(np. budowę źródła wytwórczego energii elektrycznej oraz wodoru wraz z całą infrastrukturą towarzyszącą). Związane są z budową elektrowni, układów wytwarzania wodoru, dróg, infrastruktury technicznej, przyłączy gazu oraz energii.

Na koszty związane z działalnością bieżącą wpływ w głównej mierze mają: wybór rozwiązania technicznego, usytuowanie projektu, które może wpływać na zwiększone nakłady na budowę infrastruktury np. przyłączeniowej. Lokalizacja poza trudnościami dostępowymi może różnicować opłaty jakie będą ponoszone z tytułu podatków, opłat za umieszczenie infrastruktury np. w drogach. W kryteriach ekonomicznych wskazuje się także na opłacalność ekonomiczną projektu. Mierzy się ją poprzez wskaźniki jak np.: okres zwrotu, NPV, IRR. W analizach klasycznych (nie wielokryterialnych) często ten etap wskazuje na wybór najlepszego rozwiązania i decydent podejmuje decyzję. Do kryterium ekonomicznego zalicza się również nachylenie terenu, które związane jest z koniecznością zwiększenia kosztów na samą inwestycję oraz późniejszą eksploatacją). Poniżej przedstawiono przykładowe kryteria ekonomiczne:

- nakłady na budowę,
- koszty eksploatacji,
- okres zwrotu,
- nachylenie terenu,
- wsparcie finansowe,
- zapotrzebowanie na energię,
- inne.

- Kryteria środowiskowe[29]

Głównym celem projektów transformacyjnych jest zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych. Kryteria środowiskowe obejmują: emisję unikniętą do atmosfery gazów takich jak CO₂, CH₄, NO_x; wpływ na populację zwierząt, ptaków; uciążliwość związana z występowaniem hałasu; uniknięte zrzuty zanieczyszczeń do środowiska; wpływ przedsięwzięcia na otaczający krajobraz; użycie terenu na potrzeby realizowanego projektu; trudności w recyklingu elementów technicznych bądź też możliwość późniejszego ich wykorzystania.

Poniżej przedstawiono przykładowe kryteria środowiskowe:

- ochrona przyrody (łączy w sobie szereg obszarów i jest stosowana często łącznie jako kryterium wynikowe dla ochrony obszarów chronionych jak również miejsc i pomników przyrody),
- uniknięta emisja gazów cieplarnianych,
- odległość od obszarów chronionych,
- ingerencja w krajobraz,
- emisja hałasu,
- inne.

- Kryteria społeczne [17][89][90][91][29]

Kryteria społeczne charakteryzują m.in. nastawienie społeczeństwa, które będzie jednym z beneficjentów realizacji przedsięwzięcia. Właściwe nastawienie społeczne może przyspieszyć realizację projektu, a także uniknąć sporów dotyczących jego funkcjonowania. Aktualnie w etapy realizacji projektów włącza się czynności związane z przeciwdziałaniem negatywnym skutkom oddziaływania społecznego na projekt. Prowadzone są m.in. kampanie informacyjne mające na celu przekonanie społeczności do inwestycji. W przedmiotowej pracy mamy do czynienia z przypadkiem złożonym tj. jednoczesnej inwestycji w farmy wiatrowe w połączeniu z sieciami elektroenergetycznymi oraz gazowymi. Są to dwie gałęzie energetyki: produkcja energii oraz jej transport sieciami. Z przeprowadzonych w Polsce i Europie badań wynika, że występuje duża akceptacja społeczna dla inwestycji z obszaru OZE [92][93]. Przykładowo w Polsce ok. 78% ankietowanych uważa, że farmy wiatrowe mogą wpłynąć pozytywnie na rozwój

regionu. Podobne wartości wykazano w badaniach przeprowadzonych w Niemczech i Hiszpanii [94]. Mniejsza akceptacja przed realizacją inwestycji w Polsce występuje dla biogazowni. Wynika ona głównie z obawy ludności lokalnej na uciążliwość zapachową biogazowni. Jednak badania przeprowadzone po jej budowie pokazują, że czynnik ten się zmienia na pozytywny i akceptacja społeczna wzrasta [95].

Polityka władz krajowych i lokalnych nakierowana na odnawialne źródła energii powinna wpływać pozytywnie na nastawienie społeczne, a w przypadku pojawienia się sporów starać się je łagodzić. Posiadanie dokumentów oraz wyznaczonych terenów pod tego typu inwestycje w Miejscowych Planach Zagospodarowania Przestrzennego ułatwia prowadzenie prac przygotowawczych i skraca okres do osiągnięcia przez projekt gotowości produkcyjnej.

Poniżej przedstawiono przykładowe kryteria społeczne:

- odległość od zabudowań mieszkalnych,
- obiekty ogólnego zainteresowania (obiekty turystyczne, miejsca kultu, itp.),
- zgodność inwestycji z polityką lokalną,
- gęstość zaludnienia,
- wpływ na rynek pracy (poziom bezrobocia)
- inne.

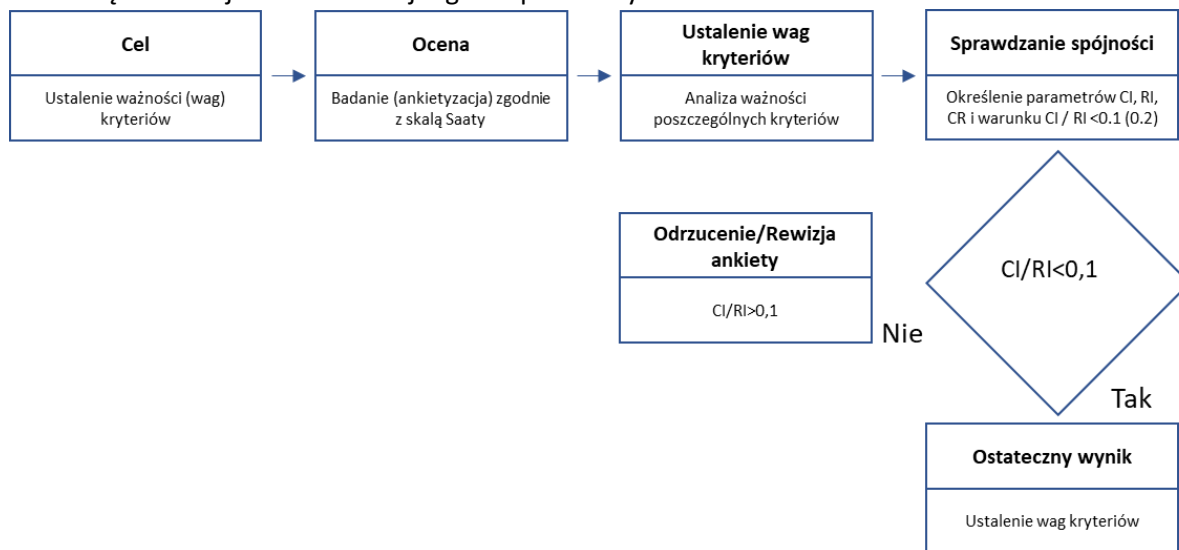
Metoda AHP należy do grup analiz jakościowych. Procedura oceny jest przeprowadzona w skali jakościowej a następnie transformowana na wartości ilościowe. Takie podejście ułatwia porównywanie poszczególnych kryteriów i wariantów bez konieczności szczegółowej znajomości metodyki. Jest to niezwykle ważna cecha, gdyż od ekspertów nie jest wymagana szczegółowa znajomość samej metodyki badania. Eksperti biorący udział w badaniu są specjalistami w danej dziedzinie ale nie muszą posiadać dużego doświadczenia w stosowaniu tej metody. Metoda ta umożliwia stosunkowo szybko wdrożyć danego eksperta do analizy oceny rozwiązań. Jej popularność wynika także ze względu na jej stosunkowo łatwe wdrożenie do stosowania w organizacjach. Może być stosowana bardzo szeroko w analizach rozwiązań energetycznych.

Metoda AHP z uwagi na swoją popularność jest ciągle udoskonalana i łączona z innymi technikami jak np. GIS. Pomimo swojej popularności i stosowalności AHP ma też swoje wady. W przypadku istnienia dużej liczby kryteriów może generować błędy spowodowane korelacjami pomiędzy poszczególnymi kryteriami. Wówczas może pojawić się błąd spójności powiązań odpowiedzi w relacji do poszczególnych kryteriów. Nie jest to przeszkodą w kontynuowaniu analizy, gdyż w ramach procedury można dokonać wspólnie z ekspertem ponownej weryfikacji udzielonych odpowiedzi i dokonać ewentualnych korekt lub skrajnie odrzucić tę grupę odpowiedzi. Metoda ta bywa najczęściej wybierana jako podstawa do określenia wagi kryteriów. Wg opracowania [29] większość z analizowanych artykułów stosuje metodę AHP jako podstawę określania wagi kryteriów. Wynika to głównie z następujących czynników [29]:

- łatwość zrozumienia oraz możliwość zastosowania do złożonych procesów,
- możliwość podziału złożonego procesu na mniejsze pod problemy w układzie hierarchicznym,
- wynikiem analizy jest przedstawienie ważności poszczególnych kryteriów co bardziej zrozumiale opisuje cel decyzyjny,
- możliwość zastosowania zarówno do opisu problematyki ilościowej jak i jakościowej.

Połączenie jej z systemami informacji geograficznej pozwala na rozwiązanie szerokiego zakresu zagadnień decyzyjnych. W dalszej części pracy autor wykorzystuje jej elementy w modelu umożliwiającym wybór najlepszego wariantu lokalizacji projektu związaną z współpracą sieci gazowej w ramach systemów P2G. W niniejszej dysertacji przy wykorzystaniu metody AHP

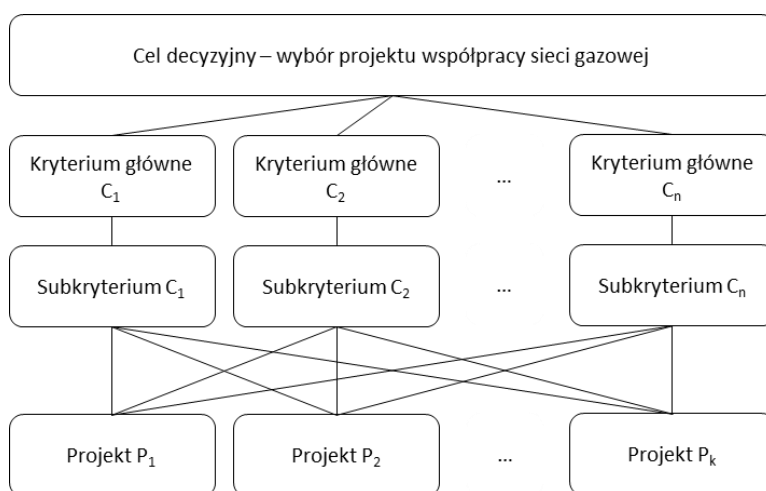
określone zostały wagi kryteriów. Schemat tego postępowania ilustruje Rys. 57. Kryteria te stanowią dane wejściowe do kolejnego etapu analizy GIS.



Rys. 57 Schemat postępowania do określenia kryteriów przy zastosowaniu analizy AHP

Dla pełnej analizy AHP w pierwszym etapie dokonujemy porównań kryteriów głównych i szczegółowych. Efektem tej części są wektory (wagi) poszczególnych kryteriów. Druga część analizy dokonuje porównań poszczególnych projektów (alternatyw). Projekty są porównywane parami z punktu widzenia każdego kryterium.

Przebieg postępowania przy określaniu wag kryteriów za pomocą analizy AHP opisany został poniżej. W pierwszej kolejności dokonuje się opisu celu decyzyjnego. Następnym etapem jest wybór kryteriów głównych. Jeżeli wystąpi konieczność uszczegółowienia danego kryterium dodawane do analizy są subkryteria. Kryteria porównywane są parami względem kryterium głównego co oznacza, że nie mają bezpośredniego wpływu na cel decyzyjny, a jedynie wpływają na kryterium główne, którego dotyczą. Ocena jest dokonywana ekspercko. Łatwość tej metody polega na tym, że ekspert dokonuje jedynie analizy porównawczej pomiędzy kryteriami. Cecha ta pozwala w sposób łatwy wprowadzić metodę do organizacji i stosować wśród szerokiego grona ekspertów bez konieczności szkoleń w metodzie. Schemat procesu przedstawiono Rys. 58



Rys. 58 Schemat procesu AHP

Grupa ekspertów w metodzie AHP dokonuje porównań poszczególnych par kryteriów. Następnie tworzona jest macierz porównań C (3.1) o wielkości $n \times n$, gdzie n oznacza liczbę kryteriów.

$$C = \begin{Bmatrix} 1 & \dots & c_{1,2} & \dots & c_{1,n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{1}{c_{1,2}} & \dots & 1 & \dots & c_{2,n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{1}{c_{1,n}} & \dots & \frac{1}{c_{2,n}} & \dots & 1 \end{Bmatrix} \quad (3.1)$$

W przypadku n kryteriów liczba dokonywanych porównań będzie wyliczona wg wzoru (3.2). Oznacza to, że dla np. pięciu kryteriów musimy wykonać 10 porównań.

$$\text{liczba porównań} = \frac{n \cdot (n-1)}{2} \quad (3.2)$$

Cechą charakterystyczną macierzy jest przekątna, która przyjmuje wartości jedności. Wynika to z równoważności porównania tego samego kryterium (np. C1 z C1). Określenie przewagi kryterium $c_{i,j}$ w i -tym wierszu i j -tej kolumnie oznacza przyjęcie odwrotności tego kryterium w j -tym wierszu i i -tej kolumnie dla $c_{j,i}$ (3.3), które jest równe:

$$c_{j,i} = \frac{1}{c_{i,j}} \quad (3.3)$$

W kolejnym kroku dokonujemy normalizacji macierzy, w której elementy $\bar{c}_{i,j}$ przybierają postać (3.4)

$$\bar{c}_{i,j} = \frac{c_{i,j}}{\sum_{j=1}^n c_{i,j}} \quad (3.4)$$

Wektor priorytetów dla poszczególnych kryteriów wylicza się poprzez obliczenie średniej z wartości poszczególnych wierszy znormalizowanych macierzy odwrotnej (3.5). Otrzymane wartości pokazują wagę danego kryterium.

$$w_i = \frac{\sum_{j=1}^n \bar{c}_{i,j}}{n} \quad (3.5)$$

Dalej wymagane jest sprawdzenie spójności udzielonych przez eksperta odpowiedzi. Wynika to z faktu, że ekspert spośród grupy kryteriów dokonuje porównań jedynie parami. Może się zdarzyć, że odpowiedzi w jednej parze porównań kryteriów będą niespójne w kolejnym porównaniu. Analiza AHP dopuszcza pewną niekonsekwencję na poziomie 10% [85]. W przypadku większej wartości wymagane jest zweryfikowanie udzielonych odpowiedzi przez eksperta i wyeliminowanie ewentualnych nieprawidłowości. Sprawdzanie spójności wymagane jest dla wszystkich grup porównań kryteriów w danych grupach. W tym celu dokonuje się obliczenia współczynnika spójności CI (z ang. *consistent index*) według zależności 3.6.

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (3.6)$$

Przy czym λ_{max} jest największą wartością własną macierzy. Oznacza to, że całkowita zgodność występuje w momencie kiedy maksymalna wartość własna macierzy jest równa rzędowi macierzy (liczbie kryteriów) [87][96]. W kolejnym kroku wyznaczany jest współczynnik CR (z ang. *Consistency Ratio*), który stanowi stosunek indeksu spójności z indeksem losowym Saaty'ego RI (z ang. *Random Index*). Przyjmuje się, że wartość współczynnika CR nie powinna przekraczać 0,1 [85].

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad (3.7)$$

Wartość współczynnika RI została oszacowana przez twórcę metody AHP Saaty'ego i została pokazana w Tab. 7 [87].

Tab. 7 Wartości współczynnika RI

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
RI	0,00	0,00	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40	1,45	1,49	1,52	1,54	1,56	1,58	1,59

4.2.4 Integracja GIS - AHP

Wiele problemów, które analizowane są w energetyce ma charakter związany z położeniem geograficznym. Związane jest to z geograficznym występowaniem infrastruktury. Wybór lokalizacji przy podejmowaniu decyzji wiąże się z dużym zbiorem wykonanych alternatyw oraz kryteriami ich oceny. Analiza GIS-MCDA łączy dane geograficzne z analizą wielokryterialną celem rozwiązania problemów przestrzennych. Przykładów zastosowań GIS-MCDA jest wiele i mogą obejmować wybór lokalizacji systemów energetycznych, wyznaczanie tras pojazdów, przydatność gruntów, planowanie transportu, wybór lokalizacji dla różnych sektorów, itp. W niniejszej dysertacji zastosowano metodę łączącą analizy wielokryterialne metody podejmowania decyzji z systemami GIS pomocą łączenia warstw WLC (*weighted linear combination* - metoda liniowej sumy ważonej) [65]. Metoda ta pozwala określić wagi poszczególnych kryteriów i przypisać je do poszczególnych warstw. W procesie scalania metody AHP z GIS jako narzędzia przetwarzania danych geoprzestrzennych stosuje się systemy GIS. W niniejszej dysertacji użyty został program QGIS. Głównym celem tego podejścia jest ocena wag dla map, które reprezentują kryteria. Następnie wagi te są przypisywane do map kryteriów, a mapy są łączone ze sobą. Wynikiem tej analizy są mapy, które przedstawiają rozkład wag w kontekście przestrzennym.

Takie podejście jest uniwersalne i umożliwia wykorzystanie dużej ilości kryteriów (i subkryteriów) w procesie decyzyjnym. Podejmowanie decyzji w kontekście GIS-MCDA obejmuje łączenie odpowiednich danych przestrzennych (warstw mapy z przypisanymi atrybutami) i preferencji decydentów w celu określenia najlepszych rozwiązań. Najczęściej stosowaną metodą GIS-MCDA jest operacja nakładania warstw i wykorzystanie metody WLC [97]. Przypisanie wagi do danej warstwy określa stopień, w jakim dane kryterium oddziałuje nad innym kryterium. Metoda WLC łączy ze sobą mapy kryteriów. Na podstawie preferencji decydentów do każdej mapy kryteriów przypisywana jest waga. W wyniku takiego sumowania otrzymujemy mapę preferencji. Do wyznaczania wag kryteriów zastosowano metodę AHP, która bardzo dobrze sprawdza się w praktyce analitycznej i jest powszechnie stosowana do wyznaczania preferencji decyzyjnych [65]. Po przeprowadzeniu analizy wielokryterialnej i określeniu wag kryteriów w kolejnym kroku wykonujemy analizę poszczególnych map. Analizę prowadzi się na warstwach rastrowych. Czynności te są przetwarzane przy wykorzystaniu środowiska QGIS.

Model WLC przypisuje i -tej alternatywie decyzyjnej (A_i) zestaw wag kryteriów, w_1, w_2, \dots, w_n , i łączy te wagi z kryterium (atrybutem) wagi z wartościami kryteriów (atrybutów), $a_{i1}, a_{i2}, \dots, a_{in}$, ($i = 1, 2, \dots, m$) co obrazuje zależność (3.8):

$$V(A_i) = \sum_{k=1}^n w_k v(a_{ik}) \quad (3.8)$$

gdzie:

- $V(A_i)$ - wartość funkcji celu i -tej alternatywy (alternatywy mają określoną lokalizację w przestrzeni geograficznej),
- $v(a_{ik})$ - wartość i -tej alternatywy w odniesieniu do wartości k -tego kryterium,
- w_k - waga wyznaczona dla k -tego kryterium.

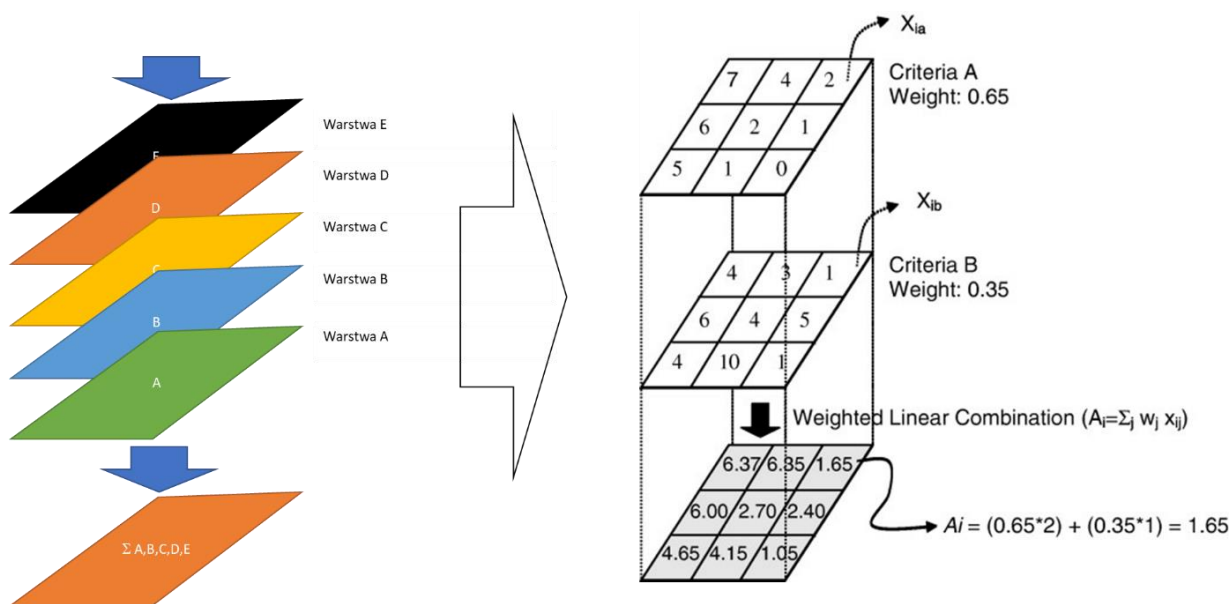
W trakcie wykonywania analiz metodą WLC istotną rolę odgrywa standaryzacja. Ujednolicanie w ten sposób zakresów np. 0-10 dla danego kryterium powoduje, że dokonujemy określenia

stopnia przydatności. W analizie przyjęto skalę od 0 do 1. Każde kryterium przyjęte do analizy podlega takiemu cechowaniu. Wartości rankingowe mogą być maksymalizowane jak również minimalizowane. W pierwszym przypadku wyższa wartość przyjmuje wyższą wartość standaryzowane. W przypadku minimalizowanej niższa wartość kryterium przyjmuje wyższe wartości standaryzowane.

Ogólna procedura analizy WLC dla modelu wyboru lokalizacji przyjętego w niniejszej pracy przebiega w następujący sposób:

- ustalenie kryteriów i subkryteriów oceny oraz zdefiniowanie ich na warstwach mapy (analiza rastrowa),
- standaryzowanie poszczególnych kryteriów dla poszczególnych warstw,
- określenie wag metodę AHP i przypisanie ich do poszczególnych warstw (mapy),
- przygotowanie mapy wynikowej

Aby zidentyfikować potencjalne lokalizacje wykonywana jest analiza warstw tematycznych. Wagi każdego kryterium wyboru lokalizacji zostały obliczone na podstawie opinii ekspertów w oparciu o zebrane ankiety. Wykorzystując metodę WLC, każdemu kryterium przypisano ocenę w skali od 1 do 10. Schemat analizy rastrowej przedstawiający nakładanie się poszczególnych warstw opisujących dane kryteria przedstawiono na Rys. 59. Każda warstwa zawiera rastrowy obraz kryteriów. Kryteria te podane są w układzie ustandaryzowanym co pozwala dokonać analizy rastrowej.



Rys. 59 Schemat analizy WLC wykorzystując analizę rastrową GIS [98]

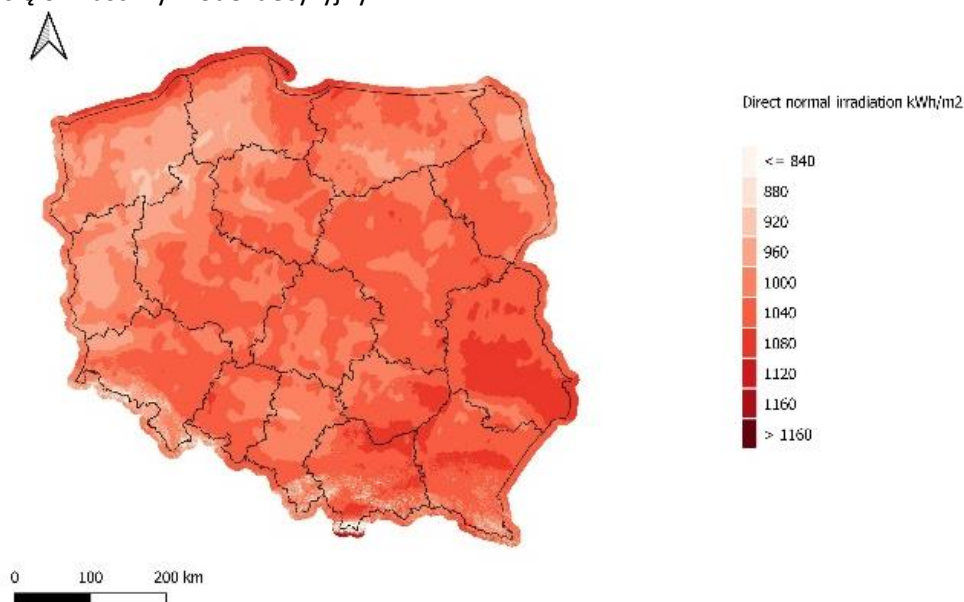
Główną zaletą metody WLC jest to, że może łatwo być zaimplementowana do systemów GIS przy użyciu analizy map [99]. Metoda ta jest również stosunkowo łatwa w interpretacji (m.in. w części wizualnej) co stanowi duży atut szczególnie podczas wdrażania w organizacji oraz wśród decydentów.

5 Wyniki analizy Badania

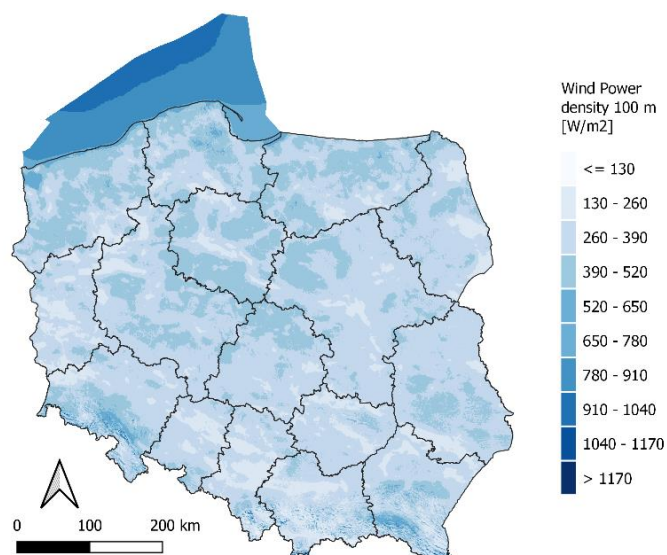
5.1 Wprowadzenie

W niniejszym rozdziale przedstawiono badania i analizy mające na celu określenie najlepszej lokalizacji do realizacji projektów Power to Gas. Badania te bazują na opracowanym modelu postępowania wyboru lokalizacji układu Power to Gas, opartego o farmy wiatrowe w aspekcie współpracy z sieciami gazowymi i elektroenergetycznymi. Model ten został zaprezentowany na Rys. 54 w rozdziale 4. Z punktu widzenia praktycznego posiadanie tego typu modelu prowadzi do dużych oszczędności finansowych, jakie mogą być osiągnięte na etapie przygotowania projektów do realizacji. Schemat wyboru optymalnej lokalizacji obejmuje pięć etapów postępowania zgodnie z metodyką liniowej sumy ważonej WLC.

Możliwość realizacji P2G wymaga odpowiedniej ilości zasobów OZE. Zasobność polski w substraty energii odnawialnej jest umiarkowana co pokazano na Rys. 60 oraz Rys. 61. Dużym wyzwaniem w transformacji energetycznej będzie dostosowanie elektroenergetycznego systemu sieci przesyłowych i dystrybucyjnych naszego kraju. W przypadku wiatru potencjał substratów znajduje się na terenach północnych, co oznacza, że konieczne będą inwestycje w sieć przesyłową, aby umożliwić rewersyjny transport energii z północnej do południowej części Polski. Kolejnym wyzwaniem będzie opracowanie systemu zarządzania produkcją energii w domowych PV. Będą one generować znaczne ilości energii, co może powodować brak równowagi pomiędzy popytem a podażą. Rozwiązaniem stabilizującym sieć elektroenergetyczną będą systemy magazynowania energii w tym P2G. Dużą zaletą wprowadzenia technologii P2G nad innymi rozwiązaniami jest fakt, że w Polsce aktualnie istnieje system sieci gazowych, który obejmuje około 65% powierzchni kraju. Taka dostępność może przy obniżającym popycie na gaz ziemny udostępnić zasoby magazynowe dla produkcji wodoru z OZE. Wszystkie te czynniki powodują, że dobór projektów musi być dokładny i opierać się o właściwy model decyzyjny.



Rys. 60 Zasoby substratów (nasłonecznienie)



Rys. 61 Zasoby substratów (wiatr). Opracowanie własne QGIS na podstawie danych [32][31]

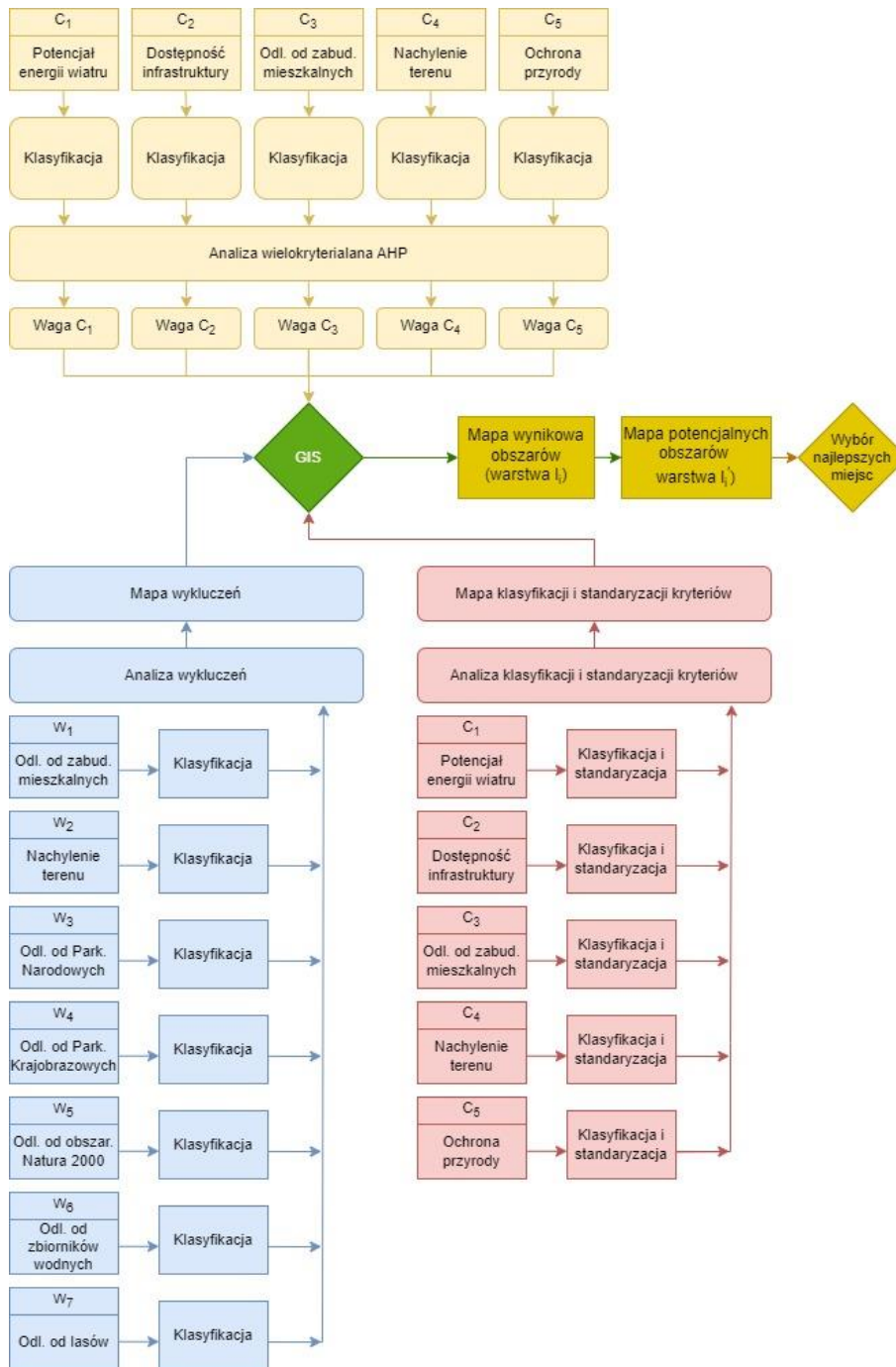
W pierwszym etapie dokonano analizy wykluczeń przy wykorzystaniu analizy GIS. Jako czynniki wykluczenia przyjęto:

- odległość od zabudowań mieszkalnych,
- nachylenie terenu,
- odległość od parków narodowych,
- odległość od parków krajobrazowych,
- odległość od obszarów Natura 2000,
- odległość od zbiorników wodnych,
- odległość od lasów.

W drugim etapie przeprowadzona została analiza wielokryterialna AHP wraz z wyznaczeniem wag wskazanych kryteriów. Do analizy zostały wytypowane następujące kryteria:

- potencjał energii wiatru,
- dostępność infrastruktury,
- odległość od zabudowań mieszkalnych,
- nachylenie terenu,
- ochrona przyrody.

Trzeci etap obejmuje analizę GIS z wykorzystaniem wyznaczonych wag kryteriów. Polega on na analizie rastrowej poszczególnych warstw z uwzględnieniem rankingowych wartości przypisanych do poszczególnych kryteriów. Czwarty etap to analiza wyznaczonych obszarów i wytypowanie potencjalnych lokalizacji. Lokalizacje wynikowe (Aw - powierzchnia wynikowa) wyznaczone zgodnie z zaproponowaną metodą wskazują na miejsca najbardziej korzystne. Obszary te zostały w kolejnym kroku rozszerzone o obszar przyległy bez wykluczeń (Ad – powierzchnia dostępna), co do możliwości lokalizacji farm wiatrowych. Wynikiem tego postępowania jest mapa potencjalnych obszarów. Piąty etap polega na analizie doboru poszczególnych projektów i przeprowadzeniu analizy efektywności ekonomicznej projektów. Nie jest on jednak przedmiotem niniejszej dysertacji. Model szczegółowy przyjętego postępowania pokazano na Rys. 62 .



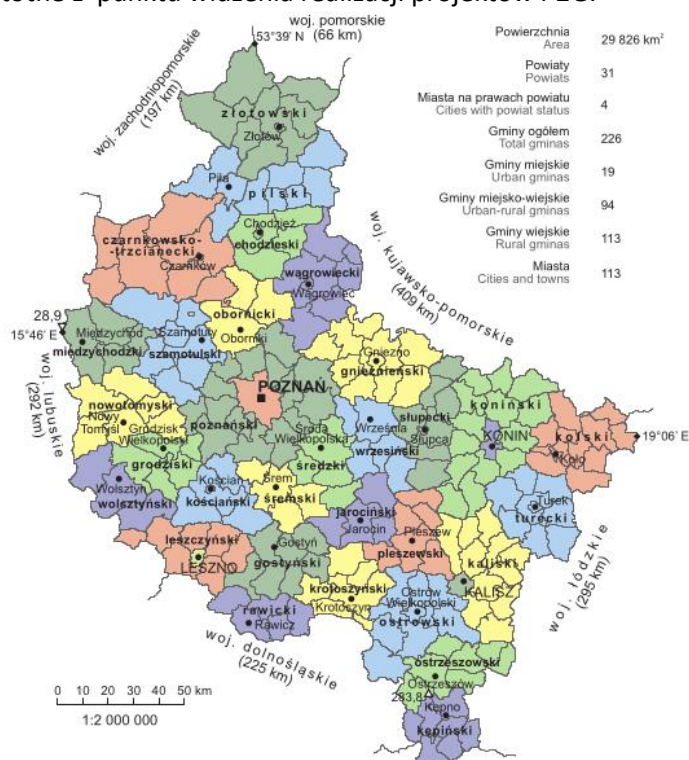
Rys. 62 Schemat postępowania badawczego

W badaniach przedstawionych w niniejszej dysertacji, jako obszar badawczy przyjęto województwo wielkopolskie. Wybór rozpatrywanego obszaru do prowadzenia badań może być dowolny.

5.2 Charakterystyka obszaru badawczego

Wybór miejsca lokalizacji instalacji P2G związany jest z wieloma czynnikami jak: odległość elektrowni wiatrowej od sieci gazowej, sieci transportowej, sieci elektroenergetycznej; sposobem zagospodarowania otaczającego miejsca; rozmieszczeniem ludności, itp. W celu wyboru najlepszej lokalizacji wdrożenie analizy wielokryterialnej (MCDM) do systemu informacji geograficznej (GIS) stanowi dobrą metodę osiągnięcia funkcji celu. W niniejszej pracy metoda ta została zaprezentowana na przykładzie Wielkopolski Rys. 63. Wielkopolska jest regionem, w który w skali

kraju należy traktować, jako umiarkowanie atrakcyjny, który według danych statystycznych zajmuje w Polsce trzecie miejsce w odniesieniu do mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii. Posiada dobre zasoby substratów, ale z uwagi na znaczne zalesienie oraz charakter rolniczy dostępność terenów jest ograniczona. Poniżej zostały przedstawione podstawowe informacje o tym regionie, które są istotne z punktu widzenia realizacji projektów P2G.



Rys. 63 Mapa Województwa Wielkopolskiego. Podział administracyjny [100]

Województwo wielkopolskie znajduje się w zachodniej części Polski. Zajmuje powierzchnię 29826 km². Wielkopolska należy do regionów bogatych. W 2020 r. w opublikowanych przez Główny Urząd Statystyczny (GUS) informacji wynika, że produkt krajowy brutto na osobę kwalifikował region na trzecim miejscu w kraju. Gdyby wykluczyć z tego rankingu miasto stołeczne Warszawa, Wielkopolska zajęłaby drugie miejsce zaraz po województwie śląskim, co pokazano na Rys. 64. Fakt ten z punktu widzenia realizacji inwestycji może być zaletą, gdyż wraz ze wzrostem zamożności społeczeństwa wzrasta również świadomość ekologiczna co przyczynić się może do większej akceptacji przedsięwzięć budowy instalacji P2G wraz farmami wiatrowymi.



Rys. 64 Produkt krajowy brutto na osobę w poszczególnych regionach Polski w 2020 r. [101]

Wielkopolska w dużej mierze jest regionem rolniczym. Ponad 64% powierzchni regionu zajmują użytki rolne. Tereny rolnicze usytuowane są nierównomiernie rozdzielane przez inne obszary takie jak lasy (ponad 26% powierzchni regionu), wody, obszary ochrony przyrodniczej. Taka charakterystyka regionu stanowi znaczne wyzwanie dla realizacji projektów, szczególnie dużych farm wiatrowych.

Tab. 8 Zestawienie obszarów pod względem ich użyteczności [102]

WYSZCZEGÓLNIENIE	2010	2015	2020	2021	
	w ha			[%]	
Powierzchnia ogólna	2982651	2982650	2982650	2982656	100,0
Użytki rolne	1948408	1935675	1925690 ^a	1923745 ^a	64,5
Grunty leśne oraz zadrzewione i zakrzewione	790704	797138	791998	792096	26,6
Grunty pod wodami powierzchniowymi	42646	43555	44151	44228	1,5
Grunty zabudowane i zurbanizowane	150378	156842	170695 ^b	172708 ^b	5,8
Użytki ekologiczne	1992	2566	3104	3051	0,1
Nie użytki	36693	35077	36063	35925	1,2
Tereny różne	11830	11797	10949	10903	0,4

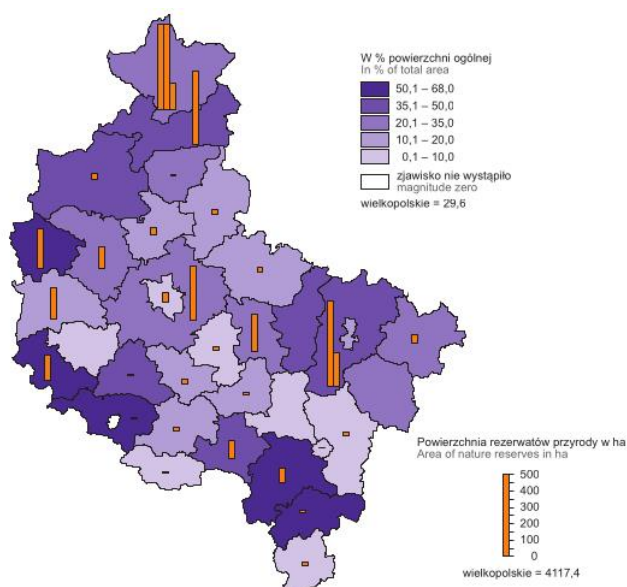
Powierzchnie terenów o szczególnych walorach przyrodniczych zajmują 29,6% całkowitej powierzchni województwa (Tab. 9 i Rys. 65). Należy przy tym zaznaczyć, że tereny te nie obejmują obszarów NATURA 2000. Przedstawione zestawienie pokazuje tereny, na których realizacja inwestycji jest niemożliwa lub bardzo utrudniona.

Tab. 9 Zestawienie obszarów o szczególnych walorach przyrodniczych [102]

WYSZCZEGÓLNIENIE	2010	2015	2019	2020		
	[ha]				w % powierz. ogólnej województwa	na 1 mieszkańca w m ²
OGÓLEM	948446,1	944053,1	883135,7	882434,4	29,6	2524
Parki narodowe	7961,7	7975,0	7975,0	7975,0	0,3	23
Rezerваты przyrody	4103,1	4109,5	4117,6	4117,4	0,1	12
Parki krajobrazowe ^b	178034,1	178481,8	179526,3	178822,7	6,0	511
Obszary chronionego krajobrazu ^b	753658,2	747571,9	685397,2	685397,2	23,0	1960
Stanowiska dokumentacyjne	0,1	1,7	0,0	0,0	0,0	0
Zespoły przyrodniczo-krajobrazowe	2167,0	2345,4	2603,2	2603,2	0,1	7
Użytki ekologiczne	2521,9	3567,9	3516,3	3518,9	0,1	10

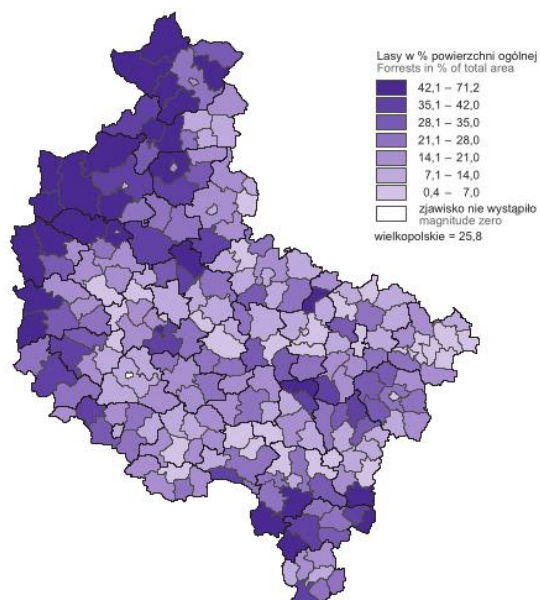
b. Dane nie uwzględniają informacji o obszarach sieci Natura 2000, obejmują tylko tę ich część, która mieści się w granicach pozostałych obszarów prawnie chronionych

Duże procentowe skupiska terenów o szczególnych walorach przyrodniczych występują w zachodniej i południowej części wielkopolski. Obszary te niejednokrotnie stanowią do 60% danego powiatu.



Rys. 65 Mapa obszarów o szczególnych walorach przyrodniczych [102]

Rozwinięciem tych obszarów jest mapa lesistości. Obszary szczególnie chronione zwykle obejmują swym zasięgiem również tereny leśne. Związek pomiędzy tymi terenami pokazuje Rys. 66. Jak pokazano na mapie obszary zachodniej i południowej części wielkopolski są najbardziej zalesione, a co za tym idzie najtrudniejsze w realizacji potencjalnych projektów.



Rys. 66 Mapa lesistości (stan na 2020) [102].

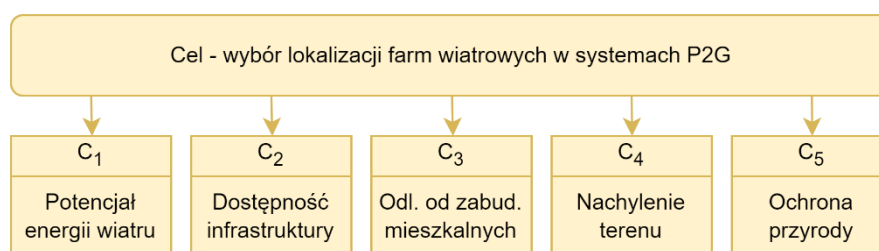
Podsumowaniem charakterystyki regionu jest tabela przedstawiająca podstawowe wskaźniki na tle kraju (Tab. 10). Wielkopolska stanowi blisko 10% powierzchni kraju. Użytki rolne wypełniają ją ponad w 12% a stopień zalesienia wynosi ponad 8%. Stopień zabudowań jest mocno rozproszony, a tereny rolnicze nie stanowią spójnej całości. W zdecydowanej większości są porozdzielane po regionie. Czynniki te sprawiają, że znalezienie właściwej lokalizacji dla projektów energetycznych nie będzie łatwe i sprowadzać się będzie do przeanalizowania wielu czynników.

Tab. 10 Porównanie wielkopolski na tle kraju [102]

I. WOJEWÓDZTWO NA TLE KRAJU W 2020 R.			
WYSZCZEGÓLNIENIE	Polska		Województwo
	ogółem		Polska=100
POWIERZCHNIA. SAMORZĄD TERYTORIALNY – stan w dniu 31 grudnia			
Powierzchnia w km ²	312705	29826	9,5
LUDNOŚĆ			
Ludność (stan w dniu 31 grudnia) w tys.	38265,0	3496,5	9,1
Ludność na 1 km ² powierzchni ogólnej (stan w dniu 31 grudnia)	122	117	.
ROLNICTWO			
Użytki rolne w dobrej kulturze rolnej ^f w tys. ha	14483,4	1750,2	12,1
LEŚNICTWO			
Powierzchnia lasów (stan w dniu 31 grudnia) w tys. ha	9260,3	769,0	8,3
Lesistość w%	29,6	25,8	.
TRANSPORT. TELEKOMUNIKACJA – stan w dniu 31 grudnia			
Drogi publiczne o twardej nawierzchni (miejskie i zamiejskie) w km	313548,9	30728	9,8

5.3 Kryteria wyboru

W analizowanym modelu określone zostały kryteria wyboru. Kryteria zostały opracowane w oparciu o analizę literaturową [84][103][17][89][90][91][29] przedstawioną w podrozdziale 4.2.3, doświadczenie autora w realizacji projektów energetycznych oraz wiedzę ekspertów. Kryteria podlegają reklasyfikacji w celu ustalenia klasyfikacji oceny. Przeprowadzona została analiza rankingowa wpływu parametrów mierzalnych dla danego kryterium. Dla oceny potencjału wiatru wykorzystana została średnia prędkość wiatru w danym rejonie, dla oceny dostępności infrastruktury ocenie podlegała odległość od infrastruktury energetycznej i drogowej, dla wpływu zabudowań na realizację ocenie podlega odległość od zabudowań, dla oceny nachylenia terenu analizowano stopień nachylenia, a w przypadku ochrony przyrody czynnikiem ocenianym była odległość od obszarów chronionych.



Rys. 67 Kryteria do analizy wielokryterialnej AHP

Na podstawie przeglądu literatury, doświadczenia autora oraz konsultacji eksperckich do badanym modelu decyzyjnym przyjęto pięć kryteriów głównych (Rys. 67). Wybór liczby kryteriów związany był z wcześniejszymi analizami autora [25]. Wynika, że zwiększanie liczby kryteriów o kolejne powoduje zwiększenie powstawania niespójnych odpowiedzi. W przypadku pięciu kryteriów do analizy konieczne jest przeprowadzenie 10 porównań. W sytuacji 6 kryteriów jest ich 15, a przy 7 liczba porównań wzrasta do 21. Przy braku spójności odpowiedzi konieczna jest wtórna analiza odpowiedzi ekspertów albo odrzucenie analizowanej ankiety. Dlatego też postanowiono zgrupować poszczególne grupy kryteriów, które posiadają wzajemne korelacje. W proponowanym w niniejszej dysertacji podejściu zaproponowano następującą spójną rodzinę kryteriów:

- C₁ – Potencjał energii wiatru – (maksymalizowane kryterium środowiskowe) zdefiniowany jest jako średnioroczna prędkość wiatru występująca na rozpatrywanym obszarze. Wartość jest definiowana w [m/s].
- C₂ – Dostępność infrastruktury – (minimalizowane kryterium ekonomiczno-techniczne) uwzględniające dostępność infrastruktury gazowej, elektroenergetycznej oraz drogowej (w przypadku elektroenergetycznej i gazowej: umożliwiającej wprowadzenie wymaganych ilości energii elektrycznej i wodoru (i jego pochodnych); drogowej: umożliwiającej transport elementów elektrowni wiatrowej oraz prowadzenie eksploatacji). Odległość od wskazanych sieci wiąże się z nakładami finansowymi jakie należy ponieść na wybudowanie infrastruktury P2G i elektrowni wiatrowych.
- C₃ – Odległość od zabudowań mieszkalnych – (maksymalizowane kryterium prawno-społeczne) – zdefiniowane jako odległość od zabudowań mieszkalnych. Związana jest z ograniczeniami prawnymi oraz uciążliwością dla mieszkańców w sąsiedztwie infrastruktury P2G i elektrowni wiatrowych
- C₄ – Nachylenie Terenu – jest to kryterium ekonomiczno-techniczne, które związane jest głównie z utrudnieniami w budowie i eksploatacji obiektów na terenach, gdzie występuje znaczne nachylenie terenu. Kryterium liczone jest w %. Na bazie analizy literaturowej (patrz

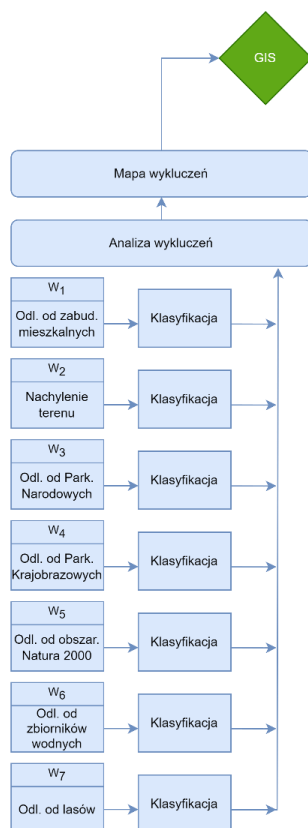
podrozdział 4.2.3) obszar ten został ograniczony do nachylenia 15%. Kryterium to jest minimalizowane.

- C5 – Ochrona przyrody (maksymalizowane kryterium środowiskowe) uwzględniające odległości od terenów chronionych jak: Parki Narodowe, Parki Krajobrazowe, Natura 2000, zbiorniki wodne (jeziora, rzeki), lasy. Kryterium to uwarunkowane jest przepisami prawa oraz wpływem na optymalną pracę obiektów P2G oraz elektrowni wiatrowej. Wyraża się w odległości tych obiektów od rozpatrywanych obszarów.

5.4 Analiza wykluczeń

Analiza wykluczenia wskazuje tereny, które z uwagi na ich charakter nie mogą być uwzględniane w realizacji projektu. Zalicza się do nich obszary: przyrodniczo chronione, zabudowane czy też z dużym nachyleniem terenu. W tym etapie prac wykorzystano analizę GIS stosując wzajemne nakładanie się map w postaci rastrów. W tym celu wykorzystano warunki brzegowe w postaci ograniczeń, które wykluczają miejsca niebędące przedmiotem rozpatrywania. Są to:

- odległość od zabudowań mieszkalnych,
- nachylenie terenu,
- odległość od parków narodowych,
- odległość od parków Krajobrazowych,
- odległość od obszarów Natura 2000,
- odległość od zbiorników wodnych,
- odległość od lasów.



Rys. 68 Model postępowania w analizie wykluczeń GIS

Na Rys. 68 przedstawiono schemat postępowania w analizie wykluczeń GIS. Wytypowano grupę warunków brzegowych stanowiących kryteria wykluczenia [104][105][106][89][84][107][90]. Są to

obszary, w których lokalizacja przedsięwzięcia jest niemożliwa lub realizacja projektu byłaby bardzo trudna. Znając ich parametry należy dokonać analizy wykluczenia. W przypadku analizy GIS niezbędne jest posiadanie właściwych danych wsadowych. W pracy wykorzystano ogólnodostępne dane. Dane wraz z źródłem zostały wskazane w Tab. 11. Na rynku istnieją źródła komercyjne, które umożliwiają jeszcze szerszą i dokładniejszą analizę. Cały czas tworzone są nowe dane wejściowe GIS, które dają możliwość przeprowadzania bardziej szczegółowych analiz.

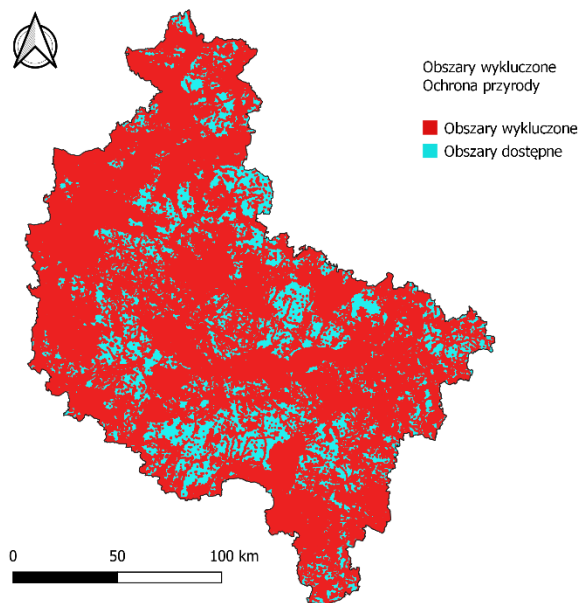
Tab. 11 Wykaz czynności w ramach analizy GIS

Lp	Czynność	Narzędzie badawcze	Typ danych wejściowych	Źródło pochodzenia danych
1	Określenie badanej jednostki terytorialnej: miejscowość, gmina, powiat, województwo, kraj, inny parametr terytorialny	QGIS	wektor/raster	[108]
2	Wyznaczenie terenów zabudowanych	QGIS	wektor/raster	[109]
3	Wyznaczenie bufora ograniczeń dla terenów zabudowanych	QGIS	wektor/raster	[109]
4	Wyznaczenie terenów leśnych	QGIS	wektor/raster	[110]
5	Wyznaczenie bufora ograniczeń terenów leśnych	QGIS	wektor/raster	[110]
6	Wyznaczenie terenów chronionych	QGIS	wektor/raster	[110]
7	Wyznaczenie bufora ograniczeń terenów chronionych	QGIS	wektor/raster	[110]
8	Wyznaczenie Parków Narodowych/Krajobrazowych	QGIS	wektor/raster	[110]
9	Wyznaczenie bufora ograniczeń Parków Narodowych/Krajobrazowych	QGIS	wektor/raster	[110]
10	Wyznaczenie dróg	QGIS	wektor/raster	[109]
11	Wyznaczenie bufora ograniczeń dla dróg	QGIS	wektor/raster	[109]
12	Wyznaczenie sieci energetycznej	QGIS	wektor/raster	[111]
13	Wyznaczenie bufora ograniczeń dla sieci energetycznej	QGIS	wektor/raster	[111]
14	Wyznaczenie sieci gazowej*	QGIS	wektor/raster	Opracowanie własne
15	Wyznaczenie bufora ograniczeń dla sieci gazowej*	QGIS	wektor/raster	Opracowanie własne
16	Analiza wykluczeń – budowa warstwy wyjściowej	QGIS	wektor/raster	Analiza własna QGIS
17	Mapa wykluczeń	QGIS	wektor/raster	Analiza własna QGIS

*dane przykładowe. Z uwagi na brak zgody na udostępnienie danych lokalizacyjnych sieci gazowych sieci gazowe zobrazowane są przykładowo

W ramach analizy badawczej przyjęto jednostkę terytorialną województwo Wielkopolskie. Jest to spowodowane możliwością przyszłego wykorzystania wyników analizy do praktycznego wyznaczania potencjalnych miejsc charakteryzujących się potencjałem P2G. Identyfikacja tych obszarów związana jest także z faktem, że w związku z transformacją niezbędne będzie włączenia większej ilości OZE do systemu energetycznego i zmniejszenie poziomu emisji gazów cieplarnianych w nadchodzących latach. Ujęcie jedynie wiatru spowodowane jest przede wszystkim tym, że wiatr jest podstawowym OZE, które najbardziej może przyczynić się zmian transformacyjnych. Energia pochodząca z wiatru jest także jedną z najbardziej dostępnych i stabilnych w obszarze OZE. Stworzony model może równie dobrze zostać zaimplementowany w innych miejscach. Może również zostać rozbudowany o kolejne kryteria, które lepiej będą opisywały dany obszar.

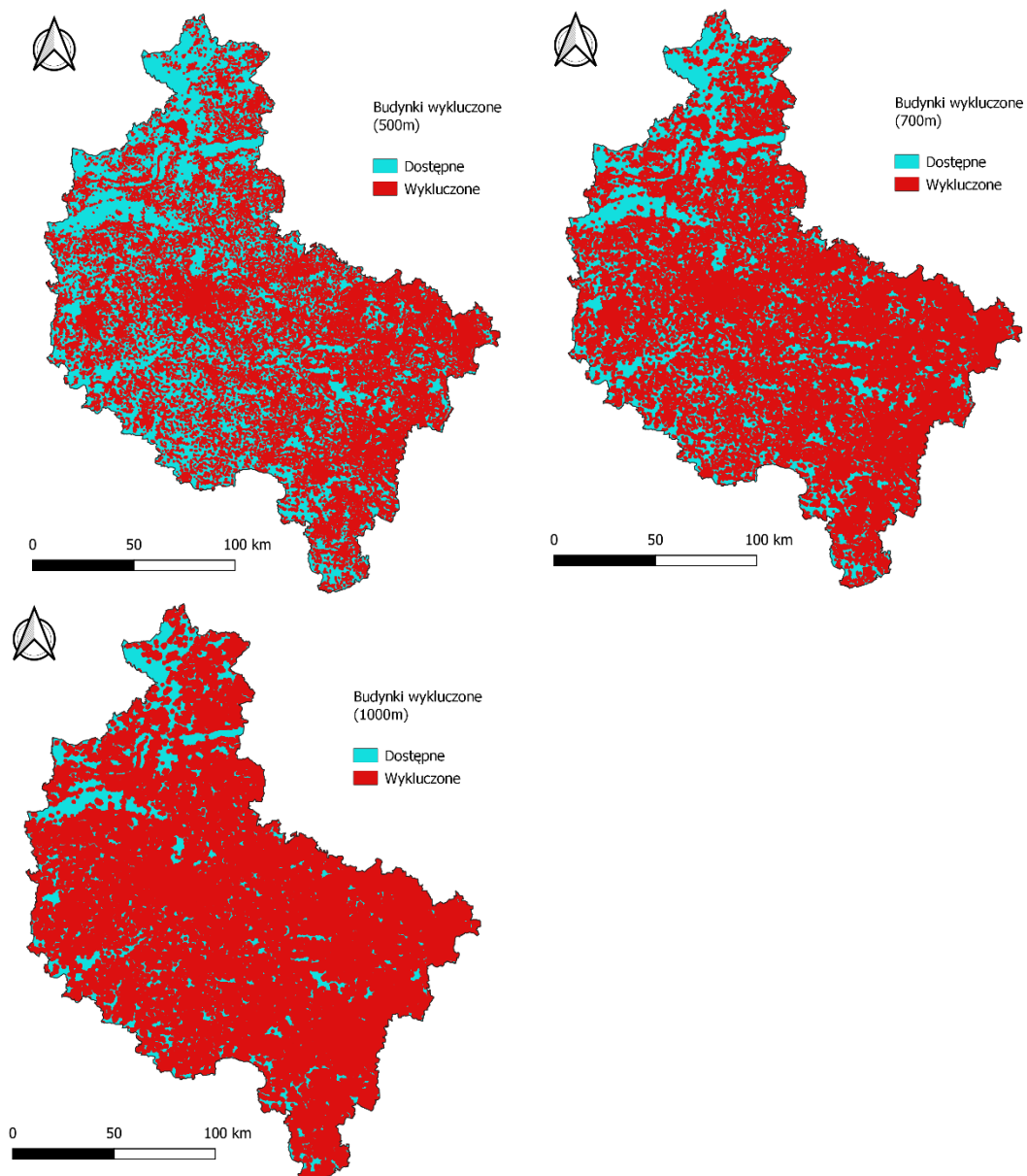
Do wyznaczenia obszarów wykluczenia, należy również wyznaczyć obszary wykraczające poza sam rozpatrywany obszar (np. Natura 2000, Parki Narodowe). Związane jest to m.in. z przepisami prawa, ograniczeniami technicznymi, brakiem dostępności zasobów, itp. Dla rozpatrywanych przypadków ograniczenia zostały określone na podstawie analizy literaturowej oraz obowiązujących przepisów prawa [112][113][114]. Na tej podstawie możemy zauważyć, że podstawowym zagrożeniem w realizacji projektów P2G są bardzo duże ograniczenia w możliwości pozyskania terenów pod realizację inwestycji. Obszar Wielkopolski jest terenem z dużymi ograniczeniami środowiskowymi, do których przede wszystkim zaliczyć należy znaczne zalesienie oraz istnienie parków krajobrazowych. Na Rys. 69 przedstawiono obliczone wykluczenia związane z ochroną przyrody. Są one wynikiem ograniczeń związanych z występowaniem parków narodowych, parków krajobrazowych, lasów, zbiorników wodnych, obszarów Natura 2000.



Rys. 69 Obszary wykluczenia w zakresie ochrony przyrody (W3-W4-W5-W6-W7)

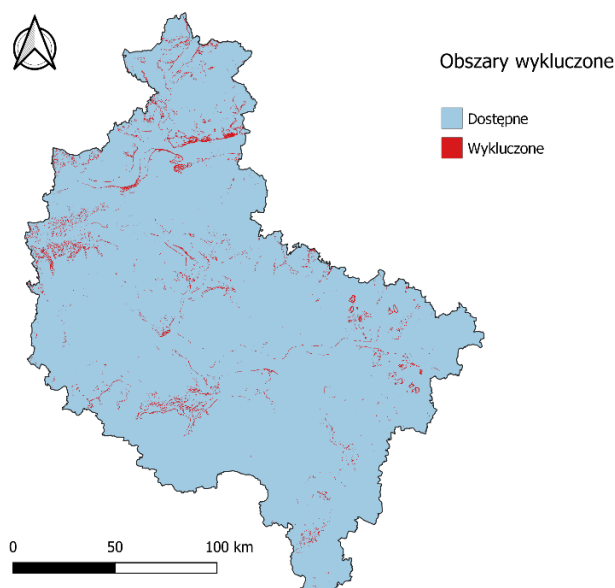
Kolejnym czynnikiem ograniczającym realizację inwestycji jest zabudowa mieszkalna. Obszar Wielkopolski (Polski podobnie) charakteryzuje się wysokim stopniem rozproszenia zabudowy mieszkalnej, co znacznie utrudnia realizację projektów lokalizacji farm wiatrowych. Zgodnie z obowiązującym stanem prawnym [112] ograniczenie w instalowaniu urządzeń elektrowni wiatrowej możliwe jest w odległości dziesięciokrotności wysokości elektrowni wiatrowej od zabudowań mieszkalnych. Dopuszcza się jedynie odległość minimalną 700m od zabudowań mieszkalnych jedynie w przypadku sporządzenia miejscowych planów zagospodarowania terenu uwzględniającego tego typu obiekty. Oznacza to, że odległość od zabudowań mieszkalnych w dziesięciokrotności wysokości turbiny jest podstawą do wyznaczania miejsc lokalizacji tych projektów. W pracy przeanalizowano trzy przypadki lokalizacji (Rys. 70):

- 500 m co stanowi planowany do wprowadzenia wariant po złączeniu zapisów tzw. „ustawy wiatrakowej”,
- 700 m co stanowi minimalną wartość odległości zapisaną w tzw. „ustawie wiatrakowej” [57];
- 1000 m co stanowi minimalną odległość dziesięciokrotności wysokości turbiny wiatrowej (o wysokości 100 m) [57].



Rys. 70 Obszary wykluczenia (W1) w zależności od odległości od budynków (500, 700 i 1000 m)

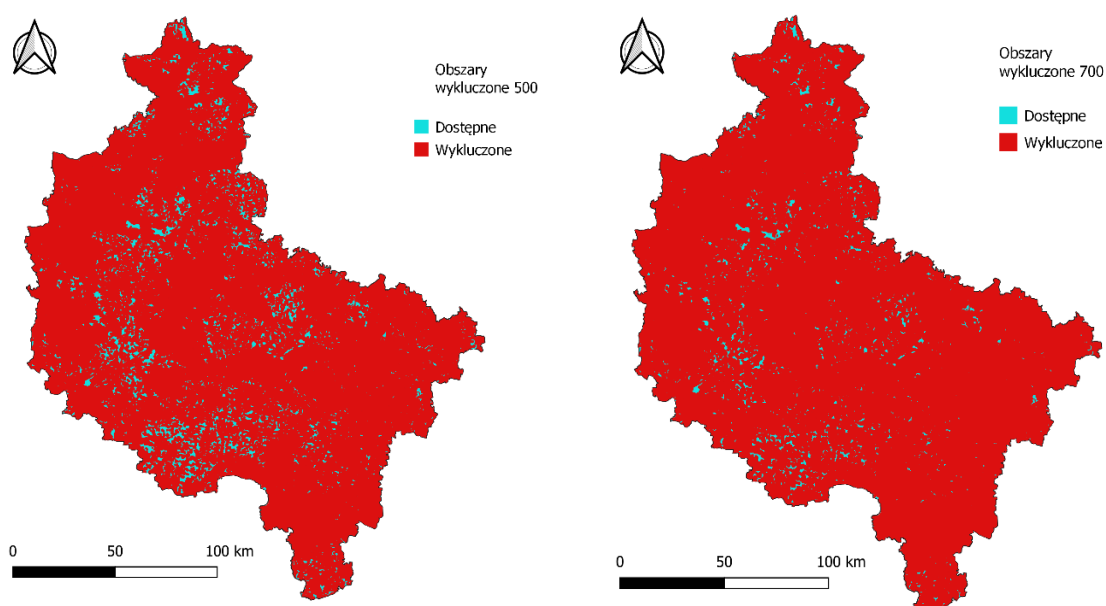
Kolejnym ograniczeniem wpływającym na realizację przedsięwzięć jest nachylenie terenu. Nachylenie terenu stanowi bardzo ważny element realizacji projektów P2G. Przy zbyt dużym nachyleniu sięgającym powyżej 15° [104][84] realizacja projektów jest bardzo trudna i w praktyce eliminuje się te projekty. Dla obszaru Wielkopolski czynnik ten nie stanowi ograniczeń dla realizacji projektów może być jednak istotny dla innych regionów i decydujący wpływ na realizację projektów P2G. Wyniki wpływu ukształtowania terenu dla badanego obszaru pokazano na Rys. 71.

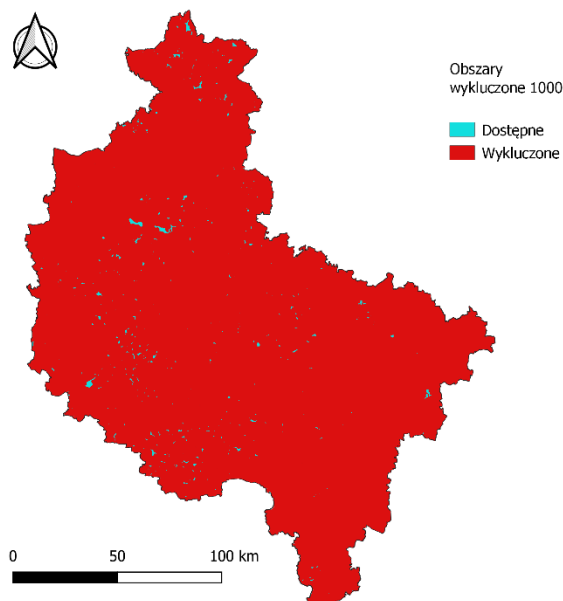


Rys. 71 Obszary wykluczone w zakresie nachylenie terenu (W2)

W wyniku połączenia wskazanych ograniczeń (W1, W2, W3, W4, W5, W6, W7) otrzymujemy wynikowe warstwy wskazujące dostępne obszary. Na Rys. 72 pokazano wynikowe warstwy. Najważniejszym z wykluczeń jest odległości od zabudowań mieszkalnych. Zgodnie z obowiązującym prawem, czyli uwzględniając parametr dziesięciokrotności wysokości turbiny wiatrowej od zabudowań (przyjęta odległości 1000 m) obszar dostępny stanowi jedynie 11% powierzchni wielkopolski. W przypadku ograniczenia odległości od zabudowań 700 m dostępne jest 22%, a w przypadku 500 m 35%.

Obraz dostępnych terenów ukazujący się po dokonaniu jedynie analizy trzech wykluczeń pokazuje jak trudne jest efektywne prowadzenie projektów związanych budową farm wiatrowych. Wyniki tej analizy pokazują jedynie tereny, które z mocy prawa i właściwości przyrodniczych nie mogą być brane pod uwagę przy lokalizacji projektów. Już na tym etapie analizy widać jak duża część terenów nie może zostać uwzględniona.





Rys. 72 Obszary wykluczone z realizacji inwestycji z uwzględnieniem wykluczeń W1-7, dla wariantów 500, 700 i 1000 m

5.5 Analiza klasyfikacji i standaryzacji kryteriów

Na tym etapie analizy kryteria wyboru opisane w rozdziale 5.3 podlegać będą klasyfikacji a następnie standaryzacji. Aby tego dokonać wskazane zostały obszary buforowe. Obszar buforowy stanowi powierzchnię, która wykracza poza obiekt rozpatrywany, którym są sieci elektroenergetyczne, sieci gazowe, obszary ochrony przyrody, itp. Obszar buforowy następnie zostanie poddany klasyfikacji, w której przypisane zostały wartości rankingowe. Obszar ten wyznacza się np. m.in. w oparciu o przepisy prawa, które stanowią w jakich odległościach można lokalizować dane przedsięwzięcia budowlane i tak dla np. dla lokalizacji turbin wiatrowych przyjęta jest wartość minimalnej odległości. Nie można zlokalizować turbiny wiatrowej w odległości mniejszej niż jest określone w przepisach prawa [57][115]. Do analizy przyjęto trzy parametry odległości od zabudowań: 500 m, 700 m i 1000 m. Wielkości te podyktowane są istniejącym stanem prawnym oraz dyskusjami nad wprowadzeniem nowych regulacji odległościowych dla elektrowni wiatrowych. Wszystko to co jest niższe podlega rankingowi zero. W poniższych zestawieniach określono wartości rankingowe oraz standaryzowane dla przyjętych kryteriów. Kryteria podzielone są na dwie grupy - kryteria maksymalizowane:

- potencjału energii wiatru,
- odległości od zabudowy mieszkalnej,
- odległości od parków narodowych,
- odległość od parków krajobrazowych,
- odległości od obszarów Natura 2000,
- odległości od zbiorników wodnych,
- odległości od lasów.

oraz kryteria minimalizowane:

- odległości od sieci gazowej,
- odległości od sieci elektroenergetycznej,
- odległości od dróg,
- nachylenia terenu.

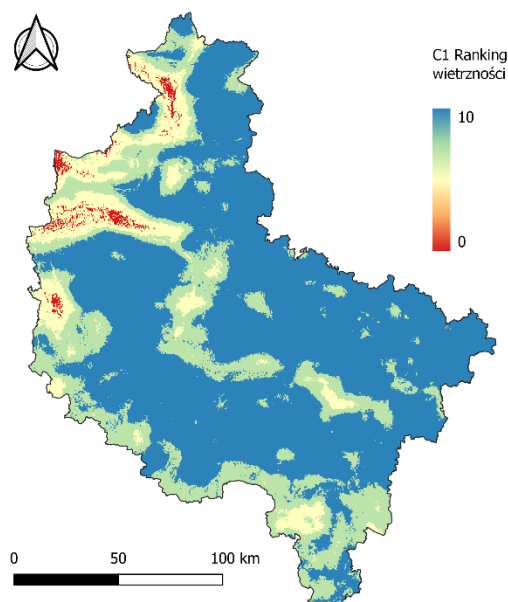
W oparciu o badania literaturowe, rozmowy z ekspertami oraz własną doświadczenie autora nabyte w trakcie wieloletniej pracy w przemyśle gazowniczym ustalono wartości rankingowe dla poszczególnych kryteriów, które przedstawiono w Tab. 12, Tab. 13, Tab. 14, Tab. 15, Tab. 16, Tab. 19, Tab. 20, Tab. 22, Tab. 23, Tab. 24.

C.1 Potencjał energii wiatru

Tereny nieprzydatne do rozwoju energetyki wiatrowej należy przyjąć te, na których średnia prędkość wiatru będzie niewystarczająca. Należy przez to rozumieć, że turbiny wiatrowe będą pracowały w sposób nieefektywny poza zakresami ich nominalnej pracy. Kryterium te ma znaczenie przy planowaniu elektrowni wiatrowych. W przypadku Wielkopolski średnie prędkości wiatru wahają się w przedziale od ok. 5 m/s do ok. 8 m/s. W przypadku turbin wiatrowych oznacza to, że progi prędkości mieszczą się w dolnych granicach nominalnej pracy turbiny. Z analizy danych prezentowanych przez różnych producentów turbin wynika, że parametry nominalne pracy zostają osiągnięte przy prędkości wiatru ok. 7 m/s. W związku z powyższym w przyjęto, że obszary o średnich prędkościach wiatru mniejszych niż 6 m/s uznane są jako niekorzystne do lokalizacji farm wiatrowych. Parametry rankingowe zostały przedstawione w Tab. 12 natomiast na Rys. 73 przedstawiono obszar Wielkopolski z naniesionymi wartościami potencjału energii wiatru.

Tab. 12 Wartości rankingowe potencjału energii wiatru (C1) [32]

Wartość rankingowa	Wartość standaryzowana	Potencjał wiatru w m/s
0	0	od 0 do 6
3	0,3	od 6 do 6,5
5	0,5	od 6,5 do 7
7	0,7	od 7 do 8
10	1	pow. 8



Rys. 73 Rankingowy potencjał energii wiatru (C1)

C.2 Dostępność infrastruktury

Kryterium te zawiera trzy pod kryteria: odległość od sieci gazowej (C2.1), odległość od sieci elektroenergetycznej (C2.2) oraz odległość od dróg (C2.3). Technologie P2G wymagają dostępu do sieci gazowej oraz sieci elektroenergetycznej. Im bliżej zlokalizowana jest sieć od farmy wiatrowej tym korzystniej wpływa to na realizację projektu. Budowa infrastruktury liniowej jest niezwykle

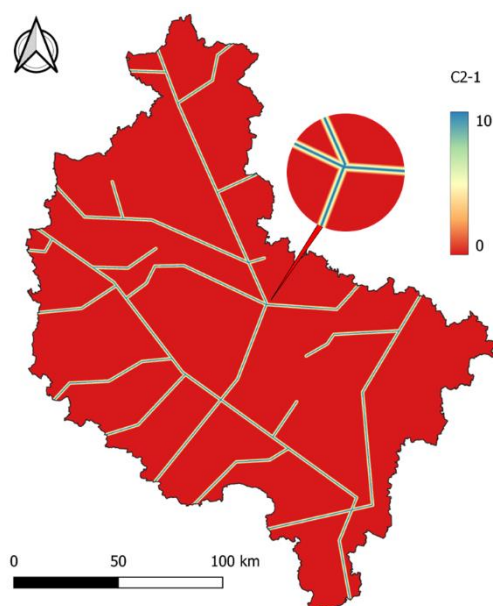
kosztowna oraz trudna w projektowaniu. Trudności te przekładają się na czas realizacji, który w skrajnych przypadkach trwa nawet kilkanaście lat. Dużym ograniczeniem są problemy natury prawnej związane z pozyskiwaniem gruntów na cele budowlane. Polska charakteryzuje się dużym rozdrobnieniem właścicielskim posiadania gruntów. Poszczególne nieruchomości mogą posiadać kilku, a nawet kilkunastu właścicieli. Występują też stany nieruchomości nieuregulowane prawnie, co powoduje konieczność dodatkowych postępowań sądowych. Im bliżej do infrastruktury energetycznej tym mniejsze są koszty inwestycji oraz krótszy okres realizacji zadania. Dlatego też dobór optymalnych miejsc, w których rozbudowa sieci energetycznych będzie możliwie niewielka znacznie polepsza realizację projektu.

Dodatkowym utrudnieniem jest podłączenie do systemów gazowych innych źródeł, jakimi są wytwórcy biometanu czy wodoru. W przypadku tego pierwszego istnieją już regulacje [35][36], które określają warunki przyłączenia takich obiektów. W przypadku wodoru prowadzone są badania nad wpływem takich mieszanin na sieć gazową zarówno stalową jak i polietylenową. Nie ma jeszcze warunków technicznych wprowadzania wodoru do sieci gazowej.

W Tab. 13 oraz graficznie na Rys. 74 przedstawiono parametry klasyfikacyjne dla odległości od sieci gazowej. Budowa sieci gazowej łączącej instalacje P2G wymaga wykonaniu szeregu czynności natury prawnej jak i technicznej. Im dalej od źródła produkcji paliw tym ryzyko realizacji projektu rośnie. Jest to parametr minimalizowany. Im bliżej od źródła tym wyższy wskaźnik klasyfikacyjny.

Tab. 13 Wartości rankingowe odległości od sieci gazowej (C2.1) [114][116]

Wartość rankingowa	Wartość standaryzowana	Dystans od sieci gazowej [m]
10	1	od 0 do 200
7	0,7	od 200 do 400
5	0,5	od 400 do 600
3	0,3	od 600 do 800
1	0,1	od 800 do 1000
0	0	pow. 1000



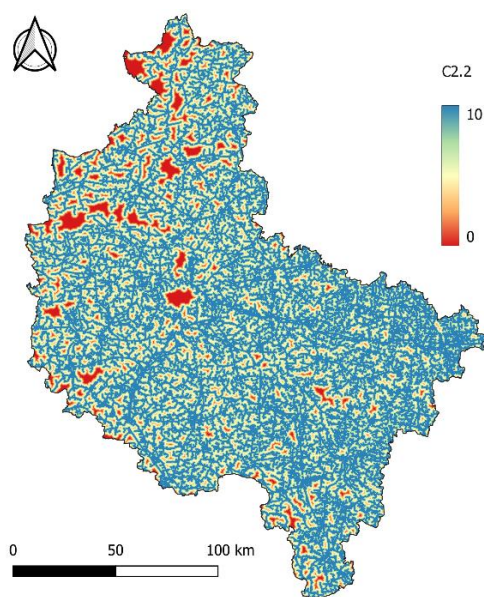
Rys. 74 Rankingowa odległość od sieci gazowej (C2.1)

W Tab. 14 oraz graficznie na Rys. 75 przedstawiono parametry klasyfikacyjne dla odległości od sieci elektroenergetycznej. Budowa sieci elektroenergetycznej podobnie jak gazowej łączącej

instalacje P2G wymaga wykonaniu czynności natury prawnej jak i technicznej. Im dalej od źródła produkcji paliw tym ryzyka w realizację przedsięwzięcia inwestycyjnego rosną. Jest to parametr minimalizowany. Im bliżej od źródła tym wyższy wskaźnik klasyfikacyjny.

Tab. 14 Wartości rankingowe odległości od sieci elektroenergetycznej (C2.2) [114][116][113]

Wartość rankingowa	Wartość standaryzowana	Dystans od sieci elektr. [m]
10	1	od 0 do 400
7	0,7	od 400 do 800
5	0,5	od 800 do 1200
3	0,3	od 1200 do 1600
1	0,1	od 1600 do 2000
0	0	pow. 2000

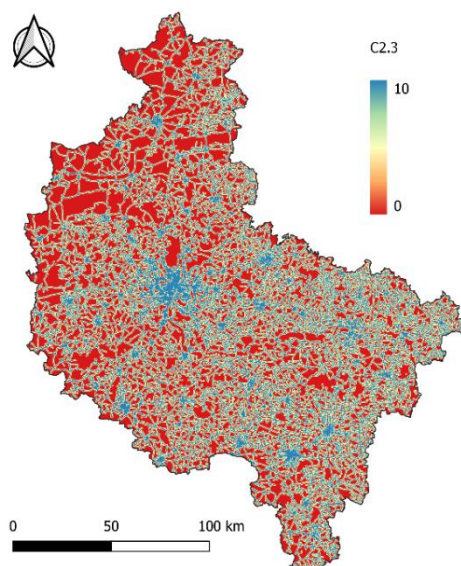


Rys. 75 Rankingowa odległość od sieci elektroenergetycznej (C2.2)

W przypadku dróg dostęp do nich jest istotny ze względu na kwestie prowadzenie budowy, późniejszego serwisu jak i bezpieczeństwa związanego z możliwymi awariami technicznymi. Parametry klasyfikacyjne dla kryterium dostępności do infrastruktury przedstawiono w Tab. 15 oraz graficznie na Rys. 76. Im dalej od źródła produkcji energii tym koszty związane z budową dróg dojazdowych rosną. Jest to parametr minimalizowany. Im bliżej od źródła tym wyższy wskaźnik klasyfikacyjny.

Tab. 15 Wartości rankingowe odległości od dróg (C2.3) [113]

Wartość rankingowa	Wartość standaryzowana	Dystans od dróg [m]
10	1	od 0 do 100
7	0,7	od 100 do 200
5	0,5	od 200 do 300
3	0,3	od 300 do 400
1	0,1	od 400 do 500
0	0	pow. 500



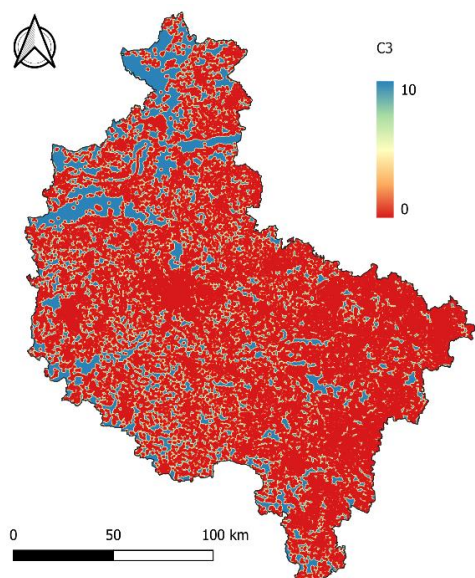
Rys. 76 Rankingowa odległość od dróg (C2.3)

C.3 Odległość od zabudowań

Kryterium te ma za zadanie zminimalizować negatywne oddziaływanie urządzeń energetyki wiatrowej na obszary zamieszkałe. Związane np. jest to m.in. z hałasem jakie emitują elektrownie wiatrowe oraz bezpieczeństwem związanym z ewentualnym uszkodzeniem łopat wirników. Innym czynnikiem determinującym odsuwanie farm wiatrowych od zabudowań są walory wizualne. Przez swoją wielkość mogą burzyć ład wizualny i nie być akceptowalna społecznie. W Polskim obiegu prawnym istnieje tzw. ustawa wiatrakowa [57], która ogranicza możliwość budowy wiatraków w odległości mniejszej niż 700 m. We wcześniejszej ustawie widniał zapis, który ograniczał odległość do dziesięciokrotności wysokości turbiny. Oznaczało to w praktyce min. odległość ok. 1000 m. Obecnie dyskutowany jest także wariant stałej odległości na poziomie 500 m (brane są pod uwagę również niższe wartości). Jednak na ten moment w ustawie wiatrakowej figuruje zapis minimalnej odległości 700 m. Należy podkreślić, że wraz z kolejnymi krokami wdrażania transformacji energetycznej będzie wzrastała świadomość po stronie społeczeństwa zarówno ekologiczna jak i konieczności ponoszenia wyzwań transformacyjnych. Oznaczać to może kolejne łagodzenie ograniczeń posadowienia turbin wiatrowych i uaktywnianie kolejnych terenów pod te projekty. W ramach analiz zaprezentowanych w pracy przeprowadzono analizy dla trzech parametrów odległości od zabudowań: 500 m, 700 m i 1000 m. Parametry rankingowe dla kryterium odległości od zabudowań przedstawiono w Tab. 16 i Tab. 17 a graficznie na Rys. 77 i Rys. 78

Tab. 16 Wartości rankingowe odległości od zabudowy mieszkalnej – odległość 500m (C3) [57][113][89]

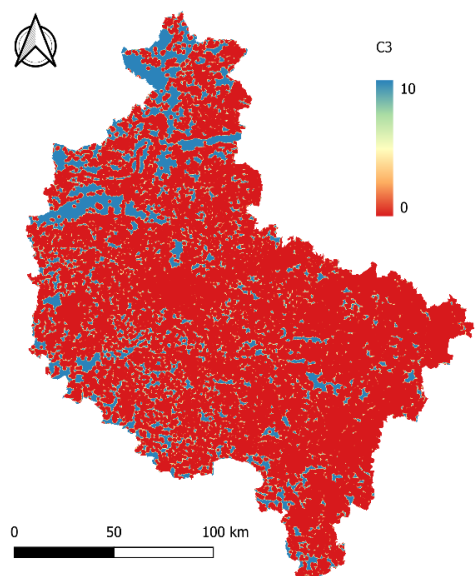
Wartość rankingowa	Wartość standaryzowana	Dystans od zabudowań [m]
0	0	od 0 do 500
1	0,1	od 500 do 600
3	0,3	od 600 do 700
5	0,5	od 700 do 800
7	0,7	od 800 do 900
8	0,8	od 900 do 1000
10	1	pow. 1000



Rys. 77 Rankingowa odległość od zabudowań norma 500m (C3)

Tab. 17 Wartości rankingowe odległości od zabudowy mieszkalnej – norma 700m (C3) [57][113][89]

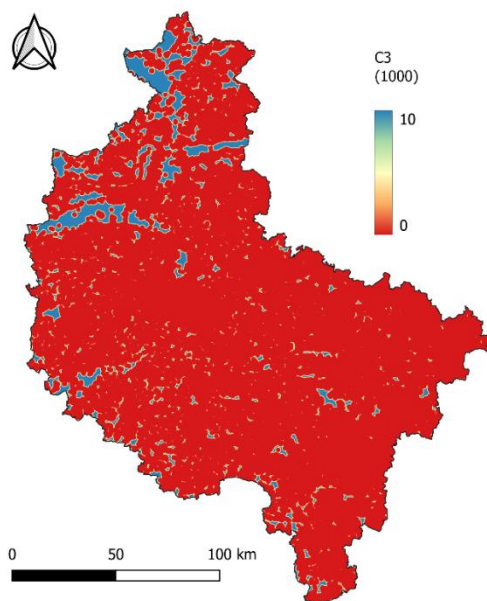
Wartość rankingowa	Wartość standaryzowana	Dystans od zabudowań [m]
0	0	od 0 do 700
1	0,1	od 700 do 760
3	0,3	od 760 do 820
5	0,5	od 820 do 880
7	0,7	od 880 do 940
8	0,8	od 940 do 1000
10	1	pow 1000



Rys. 78 Rankingowa odległość od zabudowań norma 700m (C3)

Tab. 18 Wartości rankingowe odległości od zabudowy mieszkalnej – norma 1000m (C3) [57][113][89]

Wartość rankingowa	Wartość standaryzowana	Dystans od zabudowań [m]
0	0	od 0 do 1000
1	0,1	od 1000 do 1100
3	0,3	od 1100 do 1200
5	0,5	od 1200 do 1300
7	0,7	od 1300 do 1400
8	0,8	od 1400 do 1500
10	1	pow. 1500



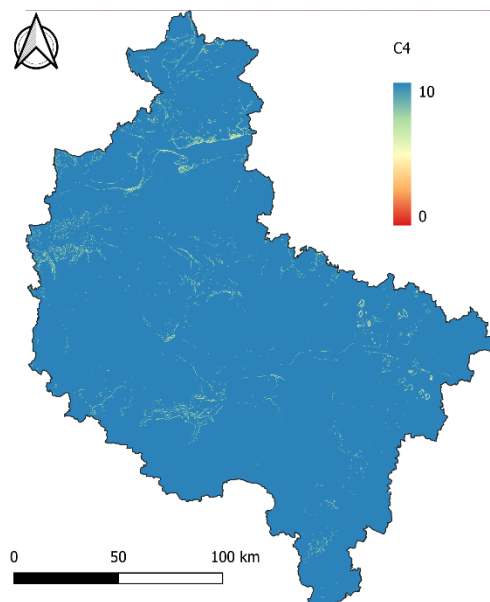
Rys. 79 Rankingowa odległość od zabudowań norma 1000m (C3)

C.4 Nachylenie terenu

Nachylenie terenu oznacza zmiany wysokości powierzchni ziemi. Kryterium te określa techniczne możliwości realizacji projektu budowy turbin wiatrowych oraz jego późniejszą eksploatację. Stanowi ważne kryterium, gdyż w przypadku terenów górzystych może oznaczać wykluczenie z realizacji atrakcyjnych terenów np. z powodu braku możliwości posadowienia urządzeń dźwigowych. W trakcie eksploatacji tereny o wysokim nachyleni mogą znacznie utrudniać eksploatację urządzeń oraz podwyższać koszty ich eksploatacji. W ramach pracy przyjęto, że próg nachylenia powyżej 15% przyjmuje wartość 0 [104][84][117]. Wyniki obliczeń przedstawiono na Rys. 80.

Tab. 19 Wartości rankingowe nachylenia terenu (C4) [104][84][117]

Wartość rankingowa	Wartość standaryzowana	Nachylenie%
10	1	od 0 do 3
8	0,8	od 3 do 6
6	0,6	od 6 do 9
4	0,4	od 9 do 12
2	0,2	od 12 do 15
0	0	pow. 15



Rys. 80 Rankingowe nachylenie terenu (C4)

C.5 Ochrona przyrody

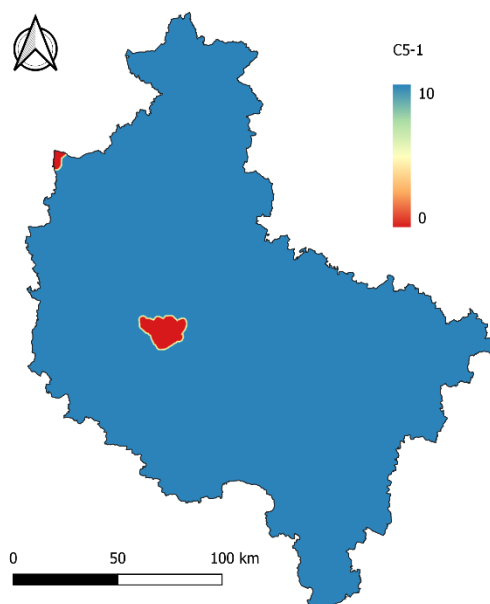
Kryterium ochrony przyrody (w tym dotyczy ochrony krajobrazów; fauny (np. ptaki, itp.) i flory; siedlisk przyrodniczych, terenów podmokłych oraz wody; obszarów chronionych instytucjonalnie; itp.) stanowi grupę ograniczeń dla realizacji inwestycji. Kryterium te ma duże znaczenie dla rozwoju technologii Power to Gas oraz energetyki wiatrowej. Znaczne obszary, które włączone są w tę kategorię eliminują tereny, na których można zlokalizować farmy wiatrowe oraz instalacje P2G. Aby ochronić te tereny od niekorzystnego wpływu rozwiązań technologicznych wymagane jest zachowanie odpowiednie odległości. W literaturze spotyka się różne kwalifikacje odległościowe. W niniejszej pracy wyznaczone zostały odległości rankingowe, które zostały przedstawione w: Tab. 20,

Tab. 21, Tab. 22, Tab. 23, Tab. 24. Obszarami dla tego kryterium będą:

- parki Narodowe zaprezentowane na Rys. 81,
- parki krajobrazowe zaprezentowane na Rys. 82,
- obszary Natura 2000 zaprezentowane na Rys. 83,
- odległość od zbiorników wodnych zaprezentowane na Rys. 84,
- odległość od lasów zaprezentowane na Rys. 85.

Tab. 20 Wartości rankingowe odległości od parków narodowych (C5.1) [57][113][114]

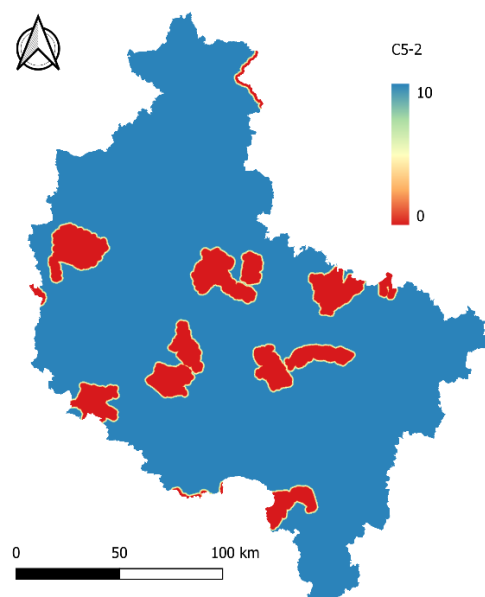
Wartość rankingowa	Wartość standaryzowana	Dystans od Parków Narodowych [m]
0	0	od 0 do 1000
1	0,1	od 1000 do 1200
3	0,3	od 1200 do 1400
5	0,5	od 1400 do 1600
7	0,7	od 1600 do 1800
8	0,8	od 1800 do 2000
10	1	pow. 2000



Rys. 81 Rankingowa odległość od parków narodowych (C5.1)

Tab. 21 Wartości rankingowe odległość od parków krajobrazowych (C5.2) [57][113][114]

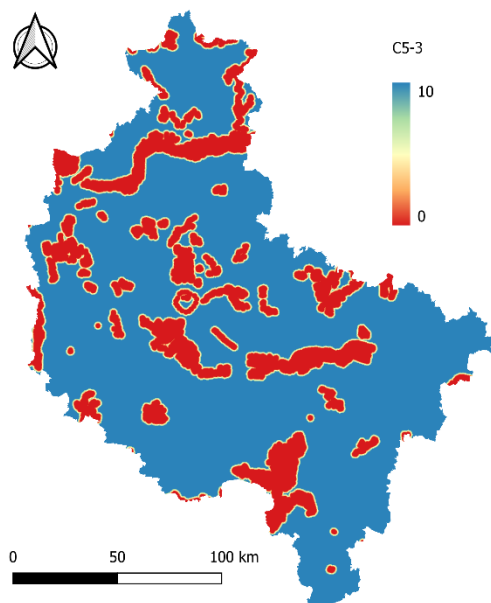
Wartość rankingowa	Wartość standaryzowana	Dystans od Parków krajobrazowych [m]
0	0	od 0 do 1000
1	0,1	od 1000 do 1200
3	0,3	od 1200 do 1400
5	0,5	od 1400 do 1600
7	0,7	od 1600 do 1800
8	0,8	od 1800 do 2000
10	1	pow. 2000



Rys. 82 Rankingowa odległość od Parków krajobrazowych (C5.2)

Tab. 22 Wartości rankingowe odległości od obszarów Natura 2000 (C5.3) [57][113][114]

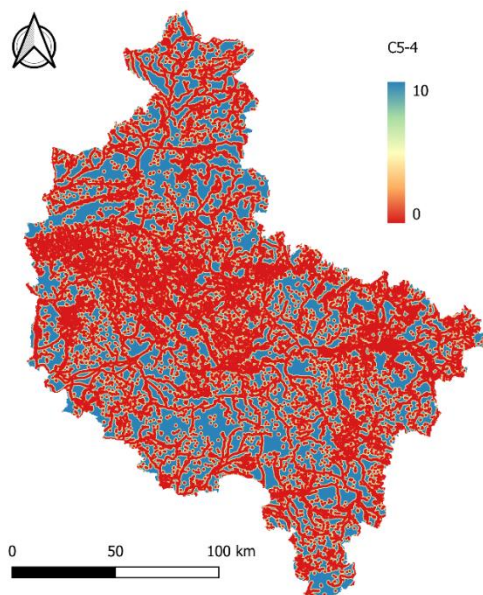
Wartość rankingowa	Wartość standaryzowana	Dystans od obszarów Natura 2000 [m]
0	0	od 0 do 1000
1	0,1	od 1000 do 1200
3	0,3	od 1200 do 1400
5	0,5	od 1400 do 1600
7	0,7	od 1600 do 1800
8	0,8	od 1800 do 2000
10	1	pow. 2000



Rys. 83 Rankingowa odległość od obszarów Natura 2000 (C5.3)

Tab. 23 Wartości rankingowe odległości od zbiorników wodnych (C5.4) [118][119][114]

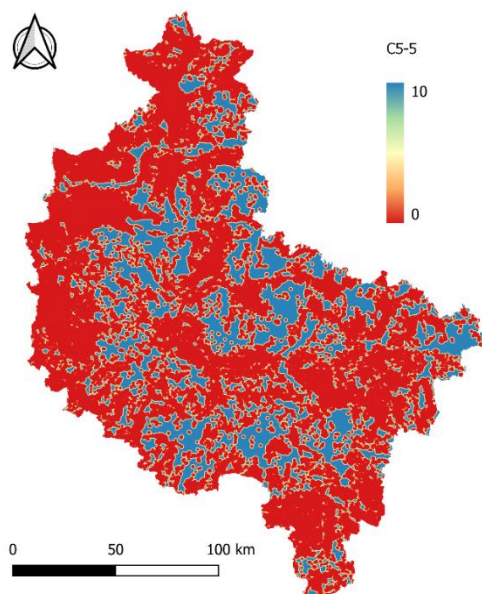
Wartość rankingowa	Wartość standaryzowana	Dystans od zbiorników wodnych [m]
0	0	od 0 do 500
1	0,1	od 500 do 600
3	0,3	od 600 do 700
5	0,5	od 700 do 800
7	0,7	od 800 do 900
8	0,8	od 900 do 1000
10	1	pow. 1000



Rys. 84 Rankingowa odległość od zbiorników wodnych (C5.4)

Tab. 24 Wartości rankingowe odległości od lasów (C5.5) [118][119][114]

Wartość rankingowa	Wartość standaryzowana	Dystans od lasów [m]
0	0	od 0 do 500
1	0,1	od 500 do 600
3	0,3	od 600 do 700
5	0,5	od 700 do 800
7	0,7	od 800 do 900
8	0,8	od 900 do 1000
10	1	pow. 1000

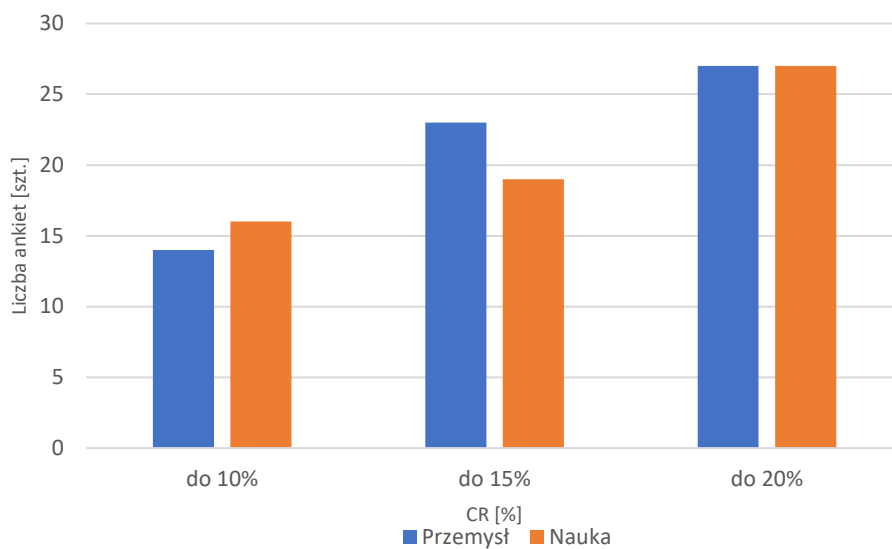


Rys. 85 Rankingowa odległość od lasów (C5.5)

W wyniku przeanalizowania terenów wykluczonych wraz z zakresami buforowymi otrzymujemy warstwę wynikową pokazującą miejsca potencjalnie dostępne do realizacji projektu. Szczegółowe zestawienie wyników zaprezentowano w rozdziale 5.7.

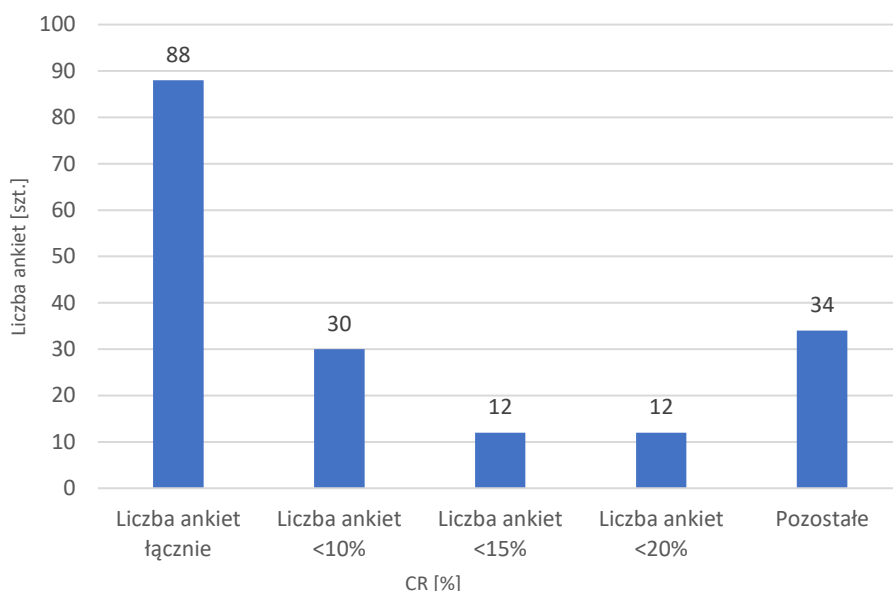
5.6 Wyznaczanie czynników dominujących – badania ankietowe

W tej części dysertacji wykorzystano analizę AHP do określenia ważności kryteriów, które w kolejnym etapie zostały wykorzystane do analizy GIS. Badanie ankietowe zostały przeprowadzone wśród ekspertów z branży energetyki. Eksperti reprezentowani byli przez osoby związane z przemysłem energetycznym oraz nauką. Podział uwzględniający reprezentację ekspertów (przemysł/nauka) pokazano na Rys. 86.



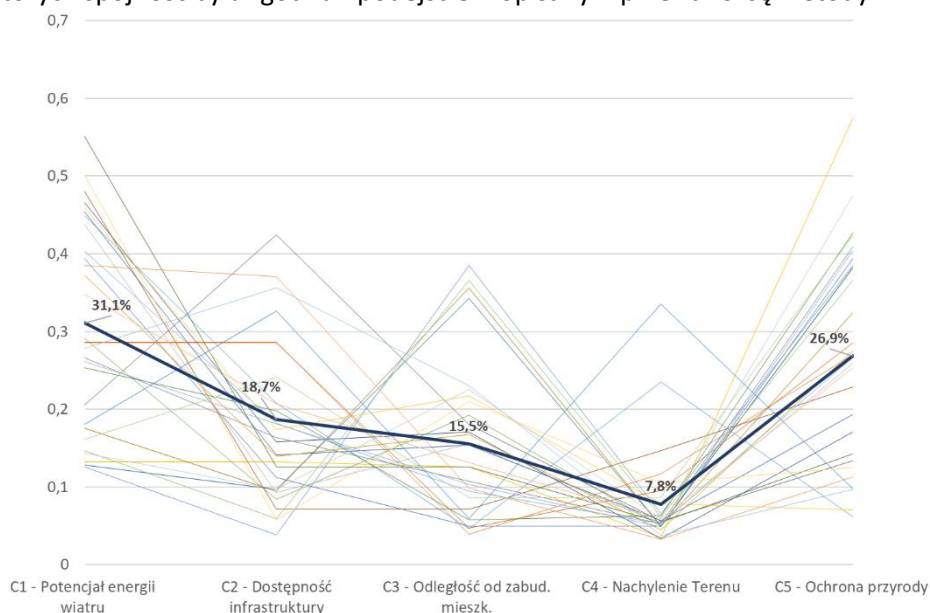
Rys. 86 Podział odpowiedzi uwzględniający reprezentację ekspertów w zależności od wartości współczynnika CR

Ponieważ ważnym czynnikiem przy badaniach ankietowych do analizy AHP jest odpowiedni dobór ekspertów, których dziedziny pracy powinny obejmować badany obszar energetyki dobór stanowił duże wyzwanie. Branża energetyczna łącząca przemysł gazowy, energetykę odnawialną oraz technologie P2G są stosunkowo młode. Sprawia to znaczne ograniczenia w dostępie do osób znających tego typu zagadnienia. Dlatego też w ramach pisania pracy doktorskiej badanie te było przeprowadzone w ostatnim etapie. Badania zostały przeprowadzone w okresie od listopada do grudnia 2022 roku. W kolejnym kroku została przeprowadzona analiza ankiet i ostatecznie przyjęto wagi kryteriów, które następnie zostały uwzględnione w analizie GIS. Łącznie badaniami zostało objętych 88 osób. Z tej grupy odpowiedzi spełniające wartość współczynnika spójności (do 10%) wykonało 30 osób. Podział odpowiedzi w ujęciu współczynnika spójności przedstawiono na Rys. 87.



Rys. 87 Podział odpowiedzi w odniesieniu do współczynnika CR

Wyniki badań (Rys. 88, Tab. 25) wyłoniły dominujący czynnik, którym jest potencjał energii wiatru. Drugim czynnikiem o wysokiej wadze jest ochrona przyrody. Pozostałe czynniki określone zostały z mniejszymi wagami w następującej kolejności: dostępność infrastruktury, odległość od zabudowań mieszkalnych oraz nachylenie terenu. Pokazuje to kolejność, jaką należy przyjąć przy podejmowaniu decyzji o wyborze właściwej lokalizacji. Relacje te są podobne również dla ankiet o wskaźniku niespójności do 15%. Jest to wartość odbiegająca od podejścia opisanego przez Saaty'go w opisie metody AHP, jednak w niniejszym badaniu wynik pomimo przekroczenia wskazywał podobne wartości oraz miejsca rankingowe. Do dalszych analiz przyjęte zostały jedynieankiety, których spójność była zgodna z podejściem opisanym przez twórcę metody AHP – Saaty'go.



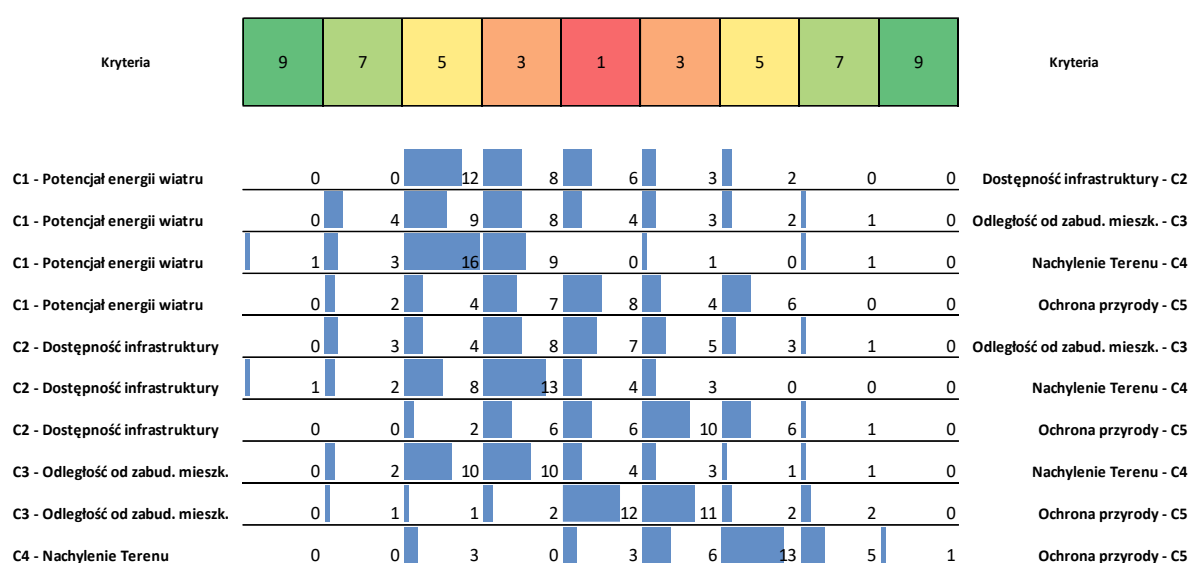
Rys. 88 Wykres wag dla poszczególnych kryteriów otrzymany w wyniku badania ankietowego (dla zakresu współczynnika niezgodności $CR < 0,1$)

Na Rys. 88 pokazano wagi jakie otrzymane zostały przez ekspertów w zakresie współczynnika spójności do 10%. Wyniki te zostały użyte do dalszej analizy i stanowią średnią z wyników analizy

ankietowej poszczególnych ekspertów. W dalszej części pracy wyniki tej grupy są poddawane kolejnym krokom badawczym.

Tab. 25 Zestawienie wag kryteriów w zależności od współczynnika spójności CR

Zakres współczynnika spójności CR	Opis	C1 - Potencjał energii wiatru	C2 - Dostępność infrastruktury	C3 - Odległość od zabud. mieszk.	C4 - Nachylenie Terenu	C5 - Ochrona przyrody
do 10%	Miejsce rankingowe	1	3	4	5	2
	Waga	31,10%	18,68%	15,55%	7,80%	26,87%
do 15%	Miejsce rankingowe	1	3	4	5	2
	Waga	30,00%	18,72%	15,16%	7,70%	28,43%
do 20%	Miejsce rankingowe	2	3	4	5	1
	Waga	28,18%	18,98%	15,47%	7,69%	29,68%



Rys. 89 Wykres ilościowy udzielanych odpowiedzi ekspertów przy porównaniach parami. Liczby pokazują liczbę ekspertów, która wskazała daną preferencję

Podczas badania największą wagę wśród ankietowanych ekspertów wskazane zostało kryterium potencjał energii wiatru. Siła wiatru jest źródłem energii dla energetyki wiatrowej więc staje się oczywistym czynnikiem determinującym powodzenie projektu. Większość ekspertów wskazywała go jako czynnik dominujący. Podobne zależności zostały wskazane podczas badań wstępnych przeprowadzonych przez autora niniejszej dysertacji i opisanych w [25]. Opisano tam badanie wskazuje fundamentalne kryteria definiujące projekt. Obszar lądowy Polski posiada na tle innych krajów europejskich umiarkowany potencjał energii wiatru. Z tego też względu niezbędna jest znajomość wietrzności danego regionu. Wiedza ta pozwala wyeliminować projekty o małym bądź niewielkim potencjale. W opracowaniu tym jako kryterium dominujące został wskazany potencjał substratów, do którego zalicza się również potencjał energii wiatru. Dalsze w kolejności jest kryterium Ochrony przyrody. Ochrona przyrody odgrywa duże znaczenie jako ograniczenie w dostępie do znacznej części obszarów, gdzie potencjalnie można by zlokalizować projekty P2G. Dostępność infrastruktury stanowi w kolejności następne kryterium wskazane przez ekspertów. Dostęp do infrastruktury energetycznej, gazowej i drogowej jest kluczowe do realizacji projektów P2G. Ich dostępność bardzo ułatwia realizację projektów. Zwiększanie odległości od tej infrastruktury przyczynia się do zwiększenia kosztów budowy łączników. Kolejnym kryterium

ważnym dla ankietowanych była odległość od zabudowań mieszkalnych. Kryterium te zostało określone w analizie AHP jako przedostatnie. Jest ono związane z sytuacją prawną jaka występuje w Polsce. Kryterium o najniższej wadze było nachylenie terenu.

5.7 Wyznaczenie potencjalnych lokalizacji

5.7.1 Wprowadzenie

Wybór lokalizacji wykonano za pomocą modelu przedstawionego w rozdziale 4. Wykorzystano analizę WLC, wspieraną analizą AHP oraz analizą rastrową GIS. Celem było wytypowanie obszarów o dużym potencjale realizacji projektów P2G. W ramach tych czynności została przeprowadzona analiza GIS wykorzystująca wagi poszczególnych kryteriów otrzymanych w wyniku analizy AHP. Analiza rastrowa została przeprowadzona wykorzystując kalkulator rastra w narzędziu QGIS. W badaniu zostały porównane trzy warianty uwzględniające odległość od zabudowań mieszkalnych. Jest to parametr kluczowy z punktu widzenia realizacji projektów w warunkach naszego kraju. Duże rozdrobienie zabudowań mieszkalnych w naszym kraju znacznie ogranicza możliwości lokalizacji projektów związanych z lokalizacjami projektów P2G zasilanych z farm wiatrowych. Wartości wag kryteriów branych do analizy lokalizacji, będące jednocześnie danymi wejściowymi do metody przedstawiono w Tab. 25. Do analizy przyjęto trzy odległości od zabudowań: 500 m, 700 m i 1000 m. Dla analizowanych odległości od zabudowań wytypowano po 3 potencjalne lokalizacje farm wiatrowych. Wytypowane lokalizacje stanowią uszeregowany od największej powierzchni wynikowej A_w obszar gminy stanowiący wynik analizy dla odległości 700 m. Jest to aktualnie minimalna dopuszczalna odległość zabudowań dla lokalizacji turbin wiatrowych [112]. Opisane poniżej zestawienia pokazują powierzchnie wynikowe A_w oraz powierzchnie dostępne A_d . Nakładając na obszar wynikowy (A_w) warstwy z przyległym obszarem bez ograniczeń w lokalizacji turbin wiatrowych otrzymujemy obszar dostępny (A_d). Obszar ten cechuje się tym, że zwiększa powierzchnię wynikową. W poniższych podrozdziałach przedstawiono zestawienie wyników.

5.7.2 Wyniki lokalizacji w odległości 500 m od zabudowań

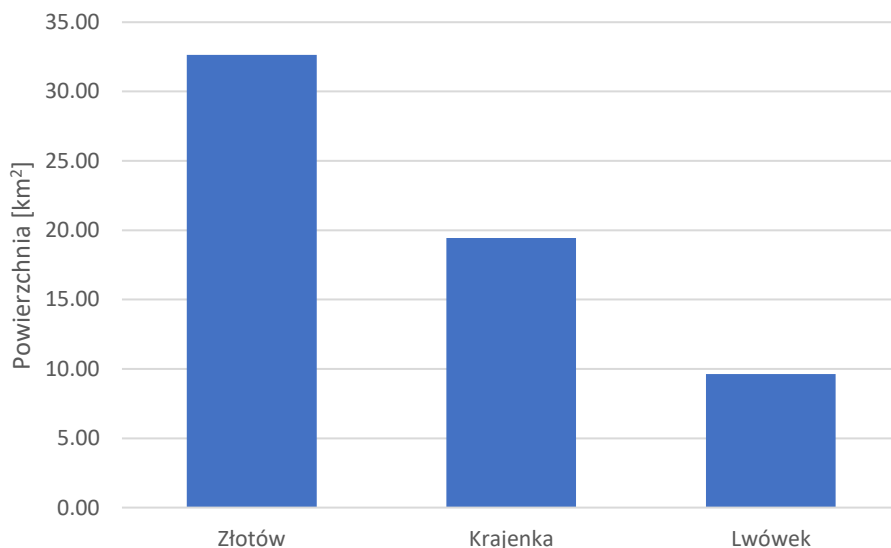
Minimalna odległość 500 m od zabudowań stanowi najniższe ograniczenie w przeprowadzonych analizach. Otrzymany wynik pokazujący potencjalne najlepsze obszary do lokalizacji farm wiatrowych współpracujących z systemem P2G przedstawia trzy gminy: Złotów, Krajenka i Lwówek. Z analiz geoprzestrzennych GIS wynika, że są to obszary, gdzie już zainstalowane są turbiny wiatrowe. Potencjał lokalizacyjny stworzenia w tym miejscu systemów P2G jest bardzo wysoki. Dostęp do infrastruktury gazowej jak elektroenergetycznej umożliwia współpracę międzysystemową sieci elektroenergetycznej z siecią gazową i OZE.

Tab. 26 Wynikowe lokalizacje z uwzględnieniem parametru odległości od zabudowań 500 m

Gmina	Powierzchnia gminy A_g	Powierzchnia wynikowa A_w	Powierzchnia dostępna A_d	Udział wynikowy A_w/A_g	Udział dostępny A_d/A_g
	[km ²]	[km ²]	[km ²]	[%]	[%]
Złotów	292,00	1,78	32,65	0,61%	11%
Krajenka	191,39	1,63	19,45	0,85%	10%
Lwówek	183,47	1,70	9,62	0,93%	5%

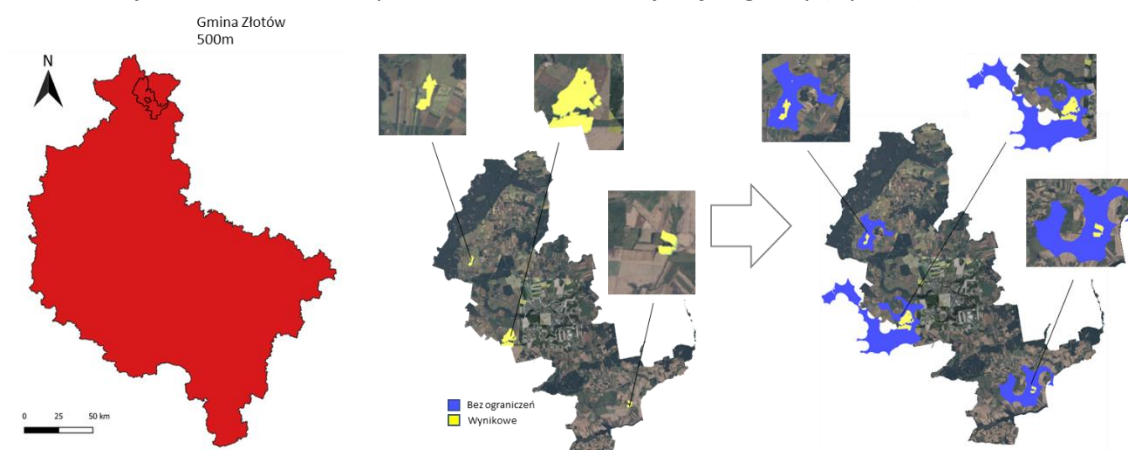
Tab. 26 oraz Rys. 90 przedstawiają wynikowe lokalizacje w odległości 500 m od zabudowań. Ograniczenie odległości od zabudowań 500 m jest parametrem ujawniającym największą ilość obszarów dostępnych do realizacji projektów.

Nakładając na obszar wynikowy (Aw) warstwy z obszarem bez ograniczeń w lokalizacji otrzymujemy obszar wynikowy rozszerzony o współtowarzyszący teren nie mający ograniczeń dostępności (Ad). Obszar ten cechuje się tym, że zwiększą powierzchnią do wykorzystania uwzględniając obszary pozbawione wykluczeń przyległych do powierzchni wynikowej.



Rys. 90 Wykres dostępnych powierzchni terenów przy uwzględnieniu 500 m odległości od zabudowań dla rozpatrywanych gmin.

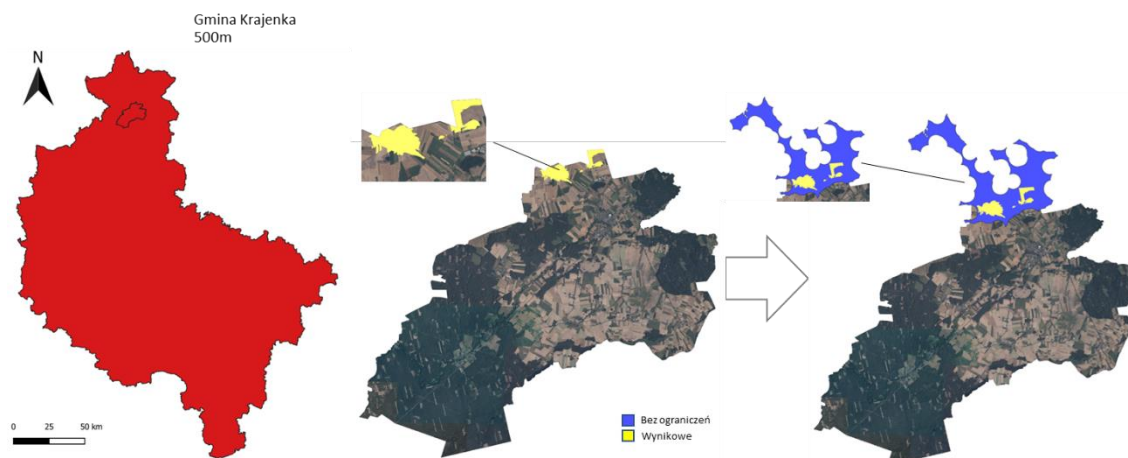
Gmina Złotów posiada tereny, które charakteryzują się największym obszarem do realizacji projektów. Związane jest to z dostępnością infrastruktury technicznej oraz charakterystyką terenu gminy. Z analizy otrzymano trzy obszary, które wskazują na potencjalne lokalizacje P2G w oparciu o farmy wiatrowe. Pierwszy obszar zlokalizowany jest w północno zachodniej części gminy, drugi w centralnej natomiast trzeci w południowo wschodniej części gminy (Rys. 91).



Rys. 91 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 500 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Złotów.

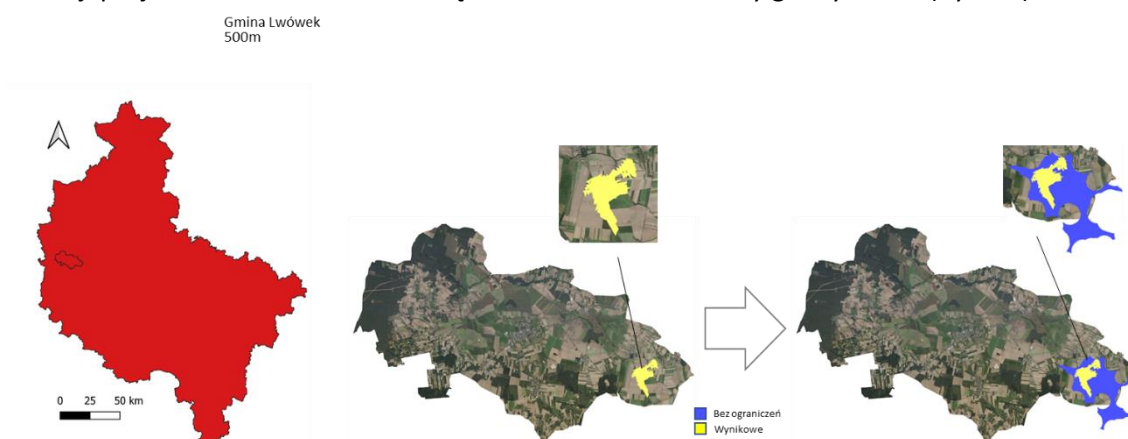
Gmina Krajenka stanowi kolejną po gminie Złotów gminę ze znacznym potencjałem realizacji projektów P2G. Znaczna jej część stanowi teren zadrzewiony, co wyklucza z realizacji te tereny. Pozostała część gminy daje możliwość lokalizacji farm wiatrowych. Ponieważ gmina ta jest przyległa do gminy Złotów niektóre tereny nachodzą na sąsiadującą gminę poszerzając tym samym obszar

spójny z wynikowym. Z analizy otrzymano jeden obszar, który wskazuje na potencjalne lokalizacje P2G w oparciu o farmy wiatrowe. Obszar ten zlokalizowany jest w północnej części gminy. Obszar ten jest przyległy do gminy Złotów co powoduje nachodzenie obszaru wynikowego na gminę Złotów. Taka lokalizacja poszerza tereny dostępne do realizacji projektu (Rys. 92).



Rys. 92 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 500 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Krajenka.

Gmina Lwówek jest trzecią z kolei gminą, w której wynik analizy był w rankingowo najwyżej. W wyniku analizy wytypowano jeden obszar zlokalizowany w wschodniej części gminy. Nakładając na wynikową warstwę z terenami dostępnymi otrzymujemy powiększony obszar dający możliwość realizacji projektów P2G. Obszar ten częściowo wchodzi w tereny gminy Kuślin (Rys. 93).



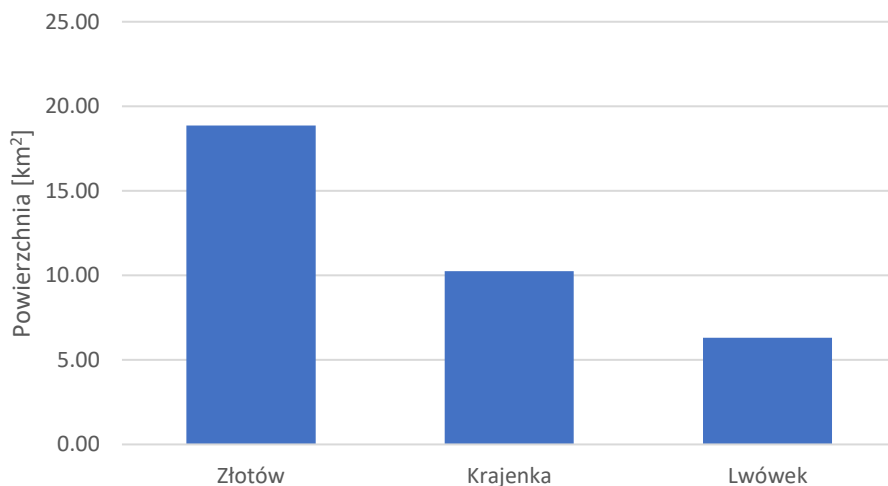
Rys. 93 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 500 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w Lwówek.

5.7.3 Wyniki lokalizacji w odległości 700 m od zabudowań

Odległość 700 m od zabudowań stanowi najniższe dopuszczalne ograniczenie jakie może być stosowane zgodnie z obowiązującym prawem. Jest to odległość minimalna, która w praktyce może być trudno osiągalna. Dalsze analizy lokalizacji systemów Power to Gas dla odległości 700 m od zabudowań wykonano dla gmin: Złotów, Krajenka i Lwówek. Otrzymane wyniki pokazują potencjalne zwiększenie obszarów do lokalizacji farm wiatrowych współpracujących z systemem P2G. Rezultaty analizy zestawiono w Tab. 27 oraz Rys. 94.

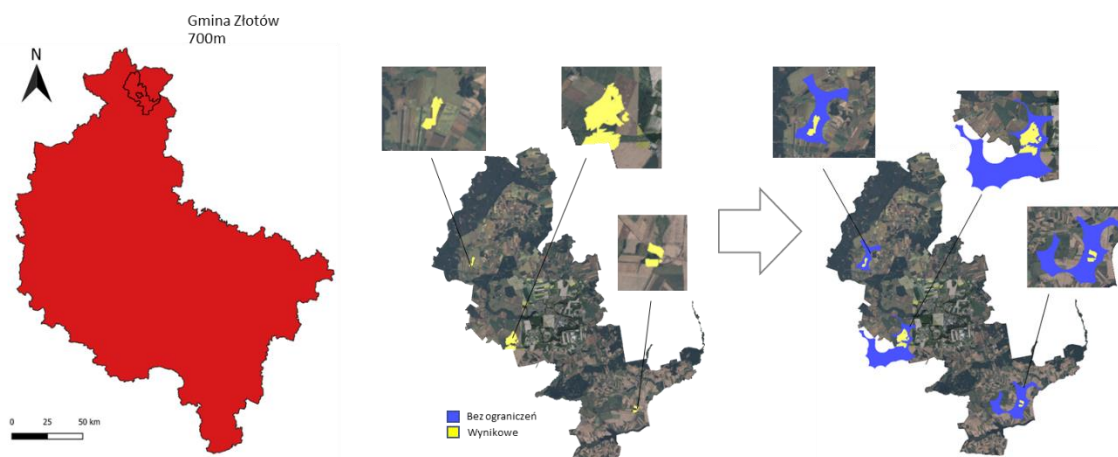
Tab. 27 Wynikowe lokalizacje z uwzględnieniem parametru odległości od zabudowań 700 m.

Gmina	Powierzchnia gminy Ag	Powierzchnia wynikowa Aw	Powierzchnia dostępna Ad	Udział wynikowy Aw/Ag	Udział dostępny Ad/Ag
	[km ²]	[km ²]	[km ²]	[%]	[%]
Złotów	292,00	1,54	18,87	0,53%	6%
Krajenka	191,39	1,47	10,25	0,77%	5%
Lwówek	183,47	1,43	6,32	0,78%	3%



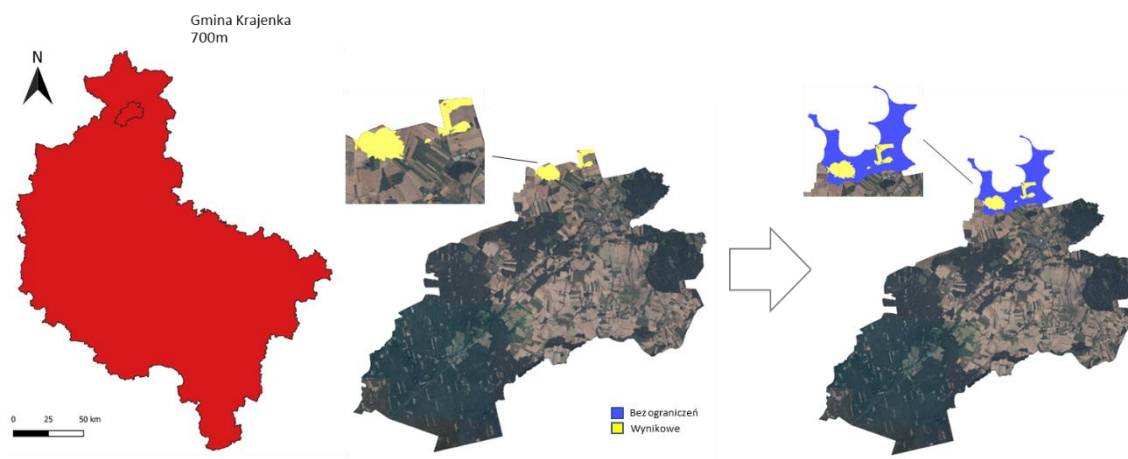
Rys. 94 Wykres dostępnych powierzchni terenów Ad przy uwzględnieniu 700 m odległości od zabudowań dla rozpatrywanych gmin.

Przeprowadzone badania wykazały, że zmiana odległości od zabudowań z 500 do 700 metrów powoduje, że dostępne powierzchnie zmniejszają się o 42%. Stanowi to znaczne ograniczenie dostępności terenów pod realizację projektów.



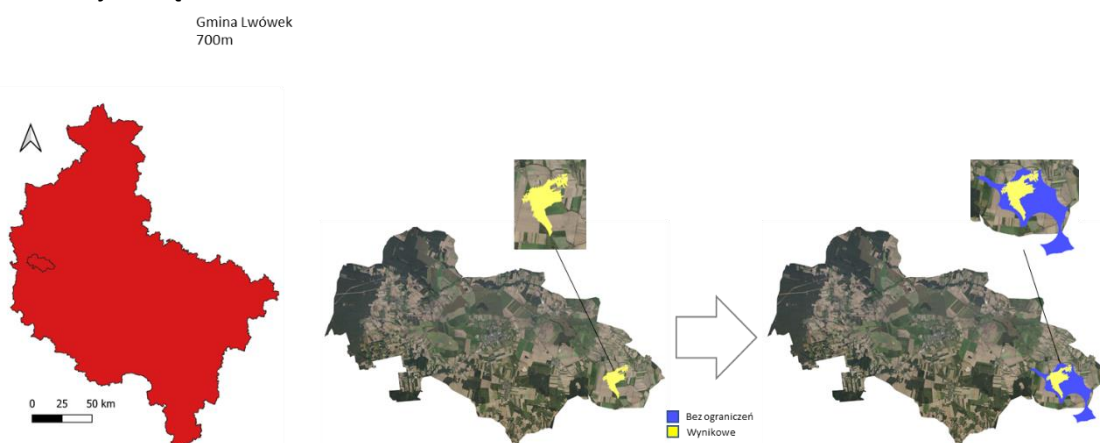
Rys. 95 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 700 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Złotów.

Analiza uwzględniająca ograniczenie 700 m od zabudowań w gminie Krajenka dała wynik jednej lokalizacji (Rys. 96). Położenie tych terenów mieści się północnej części gminy. Powierzchnia obszarów do potencjalnego wykorzystania w porównaniu do analiz uwzględniających 500 m zmniejsza się o 47%. Stanowi to prawie połowę terenów jakie mogą być dostępne gdyby ograniczenie było na poziomie 500 m.



Rys. 96 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 700 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Krajenka.

Analiza dla gminy Lwówek wprowadzająca ograniczenie 700 m dała wynik jednej dostępnej lokalizacji o powierzchni 1 434 056 m² (Rys. 97), zlokalizowanej w wschodniej części gminy. Nakładając na wynikową warstwę, warstwę z terenami dostępnymi otrzymujemy powiększony obszar z potencjalnymi lokalizacjami. Obszar ten w stosunku do obszaru analizowanego w rozdziale 5.7.2 zmniejsza się o 34%.



Rys. 97 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 700 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Lwówek.

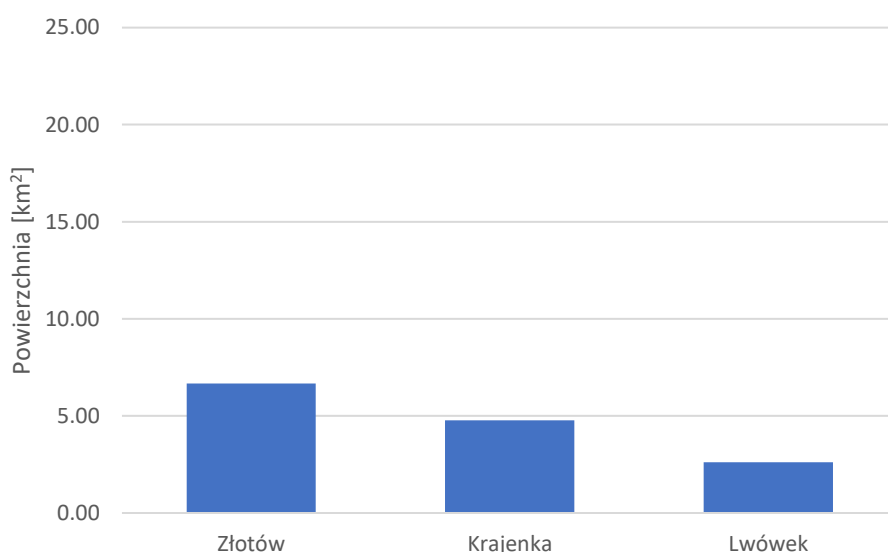
5.7.4 Wyniki lokalizacji w odległości 1000 m od zabudowań

Odległość 1000 m od zabudowań stanowi minimalny próg ograniczenia zgodnie z parametrem ustawowym dziesięciokrotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej. Parametr ten wskazuje, że wysokość turbiny nie może przekraczać 100 m. Taka wysokość klasyfikuje jedynie niewielkie obiekty o niewielkich mocach. Zwieszając moc zwiększamy wysokość całkowitą turbiny oraz jednocześnie zawężamy obszary atrakcyjne do realizacji projektów. Jest to bardzo niekorzystne z punktu widzenia realizacji projektów. Przyjęty próg 1000 m pokazuje jak znaczna część terenów jest wyłączana z realizacji projektów. Autor zakłada, że faktyczna realizacja projektów transformacyjnych przyczyni się do łagodzenia podejścia do budowy elektrowni wiatrowych. Dlatego też nie analizowano wyższych parametrów odległości od zabudowań mieszkalnych. Tab. 28 oraz Rys. 98, przedstawiają wynikowe lokalizacje w odległości 1000 m od zabudowań. Nakładając na obszar wynikowy warstwy z obszarem bez ograniczeń w lokalizacji otrzymujemy obszar wynikowy rozszerzony o współtowarzyszący teren niemający ograniczeń dostępności. Obszar ten

cehuje się tym, że zwiększa powierzchnię do wykorzystania uwzględniając obszary pozbawione wykluczenia.

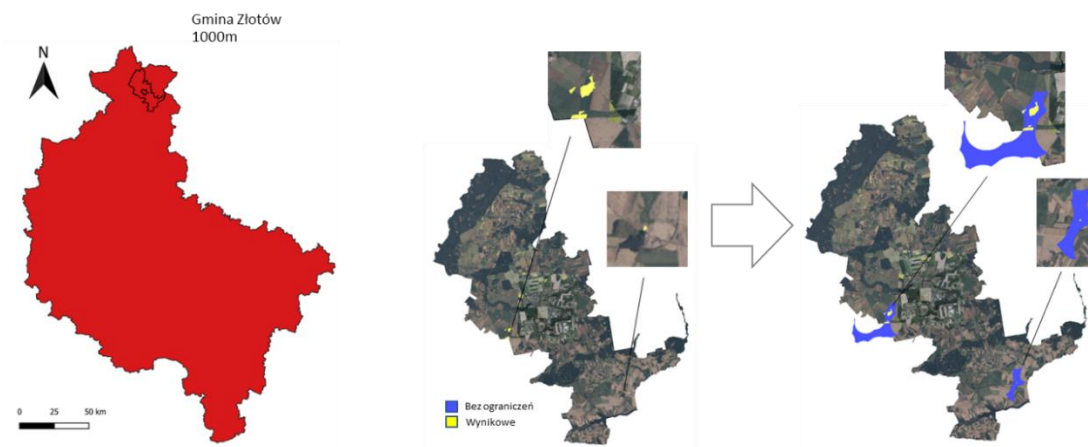
Tab. 28 Wynikowe lokalizacje z uwzględnieniem parametru odległości od zabudowań 1000 m.

Gmina	Powierzchnia gminy Ag	Powierzchnia wynikowa Aw	Powierzchnia dostępna Ad	Udział wynikowy Aw/Ag	Udział dostępny Ad/Ag
	[km ²]	[km ²]	[km ²]	[%]	[%]
Złotów	292,00	0,20	6,67	0,07%	2%
Krajenka	191,39	0,35	4,78	0,18%	2%
Lwówek	183,47	0,51	2,61	0,28%	1%



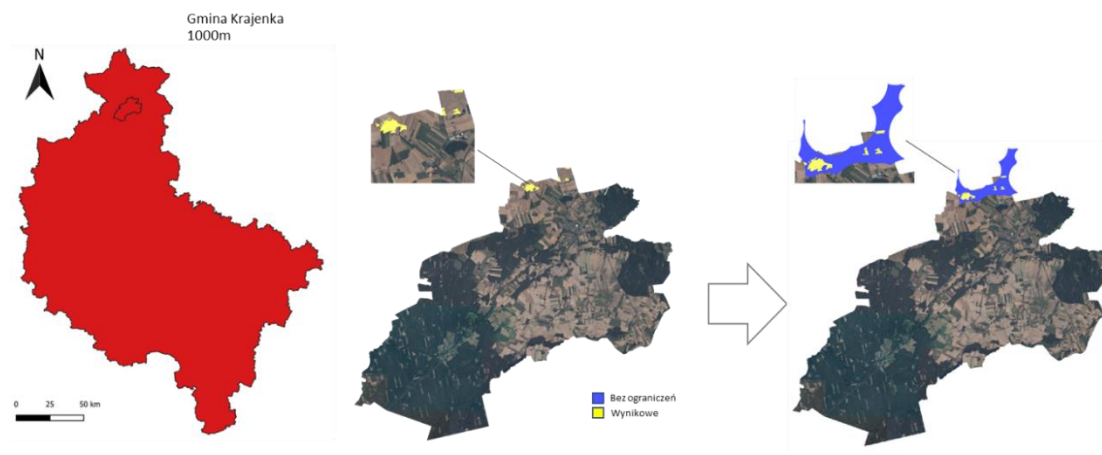
Rys. 98 Wykres dostępnych powierzchni terenów Ad przy uwzględnieniu 1000 m odległości od zabudowań dla rozpatrywanych gmin

Gmina Złotów przy parametrze 1000 m odległości od zabudowań mieszkalnych nadal charakteryzuje się największym potencjałem lokalizacji farm wiatrowych mogących współpracować z systemami gazowymi jak i elektroenergetycznymi. Przeprowadzona analiza wskazuje dwielokalizacje w gminie. Są one zlokalizowane centralnej i południowo zachodniej części gminy (Rys. 99). Ich powierzchnie zmniejszają się w stosunku do analizy z rozdziału 5.7.2 o 65%. Stanowi to duże ograniczenie dostępności terenów pod realizację projektów.



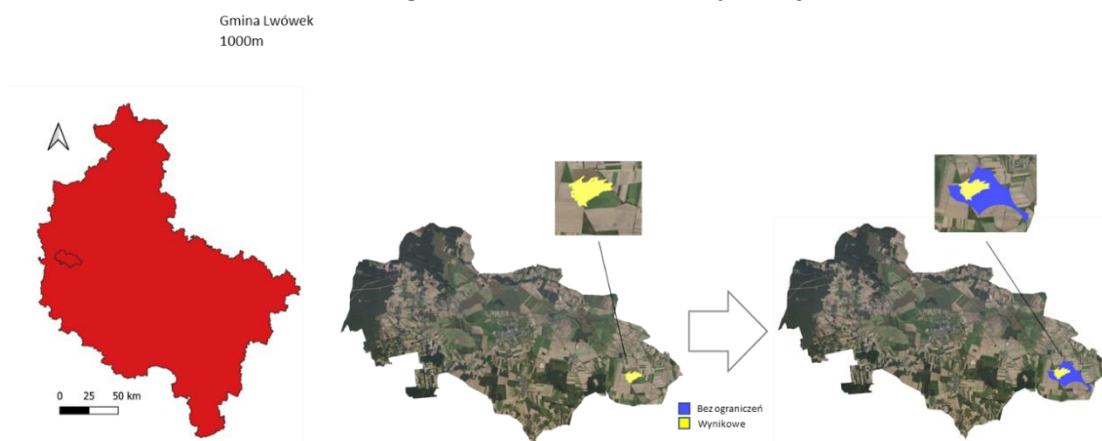
Rys. 99 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 1000 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Złotów.

Ograniczenie 1000 m od zabudowań w gminie Krajenka w wyniku analizy wskazuje jedną lokalizację (Rys. 100). Położenie tych terenów mieści się północnej części gminy. Powierzchnia obszarów do potencjalnego wykorzystania w porównaniu z analiza z rozdziału 5.7.2 zmniejsza się o 53%.



Rys. 100 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 1000 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Krajenka.

Ograniczenie 1000 m w gminie Lwówek pokazuje jedną lokalizację (Rys. 101). Potencjalne miejsce znajduje się w wschodniej części gminy. Nakładając na wynikową warstwę, warstwę z terenami dostępnymi otrzymujemy powiększony obszar z potencjalnymi lokalizacjami. Obszar ten w stosunku do obszaru analizowanego w rozdziale 5.7.2 zmniejsza się o 59%.



Rys. 101 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 1000 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Lwówek.

5.7.5 Podsumowanie

Celem niniejszej pracy było opracowanie modelu umożliwiającego wskazanie potencjalnych lokalizacji instalacji P2G ze źródłem energii elektrycznej w postaci elektrowni wiatrowych. Było to możliwe dzięki zastosowaniu modelu WLC opartego na analizie GIS oraz AHP. W modelu tym wykorzystano różne kryteria. Kryteria te określały zarówno ograniczenia jak i oceny, które mogą wpływać na powstanie systemów P2G w postaci: energetyki wiatrowej, sieci elektroenergetycznej oraz sieci gazowej. Jako obszar badawczy został wytypowany obszar województwa Wielkopolskiego.

Otrzymane wyniki przedstawiają rozproszony obraz potencjalnych lokalizacji. W Załączniku 3 przedstawiono tabele wyników dla poszczególnych gmin w Wielkopolsce. Szersza analiza, opisana podrozdziałach 5.7.2, 5.7.3, 5.7.4, opisuje trzy gminy jako tereny o największej powierzchni wynikowej oraz przyległej do niej powierzchni dostępnej bez ograniczeń przy założeniu 700 m od

zabudowań mieszkalnych. Takie założenie stanowi obecnie minimalny wymóg ustawowy, co do lokalizacji farm wiatrowych. Najbardziej atrakcyjne pod tym względem są gminy: Złotów, Krajenka i Lwówek. Wskazane obszary dla minimalnej lokalizacji dopuszczalnej ustawowo stanowią kolejno: 1890 ha, 1025 ha oraz 632 ha co stanowi odpowiednio 6%, 5% i 3% powierzchni poszczególnych gmin. Szczegółowe zestawienia przedstawiono w Tab. 29 oraz Tab. 30.

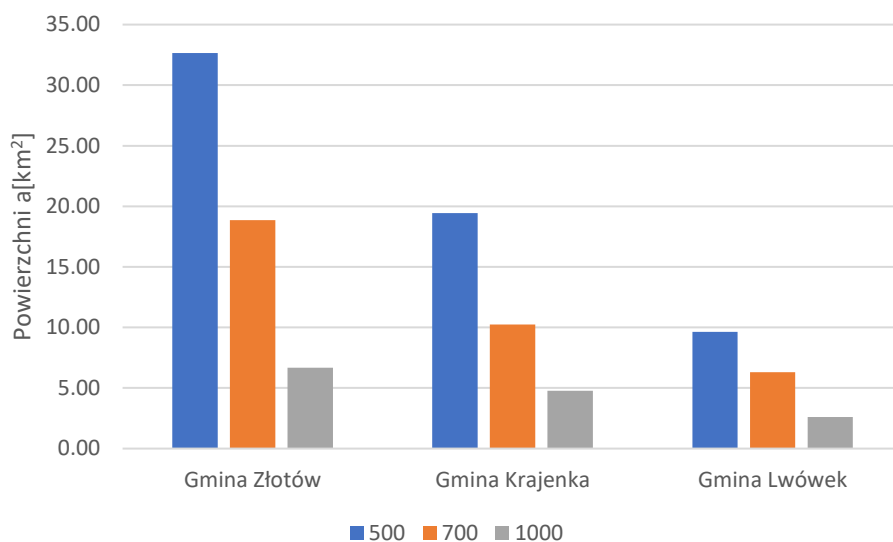
Tab. 29 Zestawienie wyników lokalizacji.

Gmina	Powierzchnia gminy Ag	Powierzchnia wynikowa Aw	Udział wynikowy Aw/Ag	od zabudowań 500 m		od zabudowań 700 m		od zabudowań 1000 m	
				[km ²]	[km ²]	[%]	[km ²]	[%]	[km ²]
Złotów	292,00	1,78	0,61%	1,54	0,53%	0,20	0,07%		
Krajenka	191,39	1,63	0,85%	1,47	0,77%	0,35	0,18%		
Lwówek	183,47	1,70	0,93%	1,43	0,78%	0,51	0,28%		

Tab. 30 Zestawienie wyników lokalizacji z uwzględnieniem terenów niemających ograniczeń dostępności

Gmina	Powierzchnia gminy Ag	Powierzchnia dostępna Ad	Udział dostępny Ad/Ag	od zabudowań 500 m		od zabudowań 700 m		od zabudowań 1000 m	
				[km ²]	[km ²]	[%]	[km ²]	[%]	[km ²]
Złotów	292,00	32,65	11,18%	18,87	6,46%	6,67	2,28%		
Krajenka	191,39	19,45	10,16%	10,25	5,36%	4,78	2,50%		
Lwówek	183,47	9,62	5,25%	6,32	3,44%	2,61	1,42%		

Wykres przedstawiony na Rys. 102 pokazuje jak znaczny jest ubytek gruntów dostępnych do realizacji projektów wraz ze zwiększaniem ograniczenia odległości od zabudowań. Przy utrzymaniu takich ograniczeń transformacja energetyczna napotykać będzie duże trudności w pozyskiwaniu gruntów pod wykonanie nowych projektów. Realizowane będą te zlokalizowane na terenach mniej atrakcyjnych oraz droższe w realizacji z uwagi na konieczność ponoszenia większych nakładów na rozbudowę infrastruktury. Wydaje się, że wraz ze wzrostem świadomości społecznej, co do procesów transformacyjnych oraz koniecznych do realizacji przedsięwzięć łatwiej będzie zmieniać te uwarunkowania przez grupy rządzące. Dlatego też analiza w swoim zakresie uwzględni również parametr 500 m, który jest obecnie szeroko omawiany jako potencjalnie możliwy do wykorzystania.



Rys. 102 Zestawienie graficzne lokalizacji wynikowych z uwzględnieniem terenów niemających ograniczeń dostępności.

Wskazane lokalizacje stanowią na tle całego województwa niewielki odsetek miejsc możliwych do korzystnego zlokalizowania instalacji P2G. Jest to o tyle ważne, że przy uruchomieniu projektów transformacji energetycznej instalacje P2G będą miały duże znaczenie z uwagi na ich zdolność do stabilizowania systemów energetycznych. Pomimo niskiego odsetka odpowiednich obszarów, istnieje pewna ilość miejsc na rozwój energetyki wiatrowej P2G.

6 Wnioski

Zaproponowany w pracy model decyzyjny, oraz przeprowadzone na jego podstawie badania umożliwiają dokonanie wyboru potencjalnych lokalizacji systemów Power to Gas ze źródłem zasilania w postaci lądowych elektrowni wiatrowych. Wytypowanie lokalizacji może odbyć się bez konieczności prowadzenia badań terenowych, co przyspiesza i obniża koszty procesu decyzyjnego. Umożliwia także przeprowadzenie szerszej analizy uwzględniającej większą liczbę danych wejściowych. Metoda ta jest stosunkowo łatwa do przeprowadzenia oraz zrozumienia. Zwiększa to jej atrakcyjność w środowisku rzeczywistego wykorzystania w przedsiębiorstwie energetycznym. Kluczowe jest uwzględnienie rzeczywistych potrzeb decydentów. Wyniki procedury pozwalają na analizę różnych perspektyw i przesłanek przy ocenie wyboru lokalizacji farm wiatrowych we współpracy z systemami elektroenergetycznymi i gazowymi, co umożliwia adaptację różnorodnych strategii decyzyjnych w zarządzaniu infrastrukturą produkcji oraz transportu energii. Wskazana metoda może stanowić wsparcie decyzyjne w procesie przygotowania i optymalizacji projektów transformacyjnych. Należy przy tym pamiętać, że w rozpatrywanym przypadku analizowano i badano jedynie fragment z całego procesu przygotowania dużych przedsięwzięć energetycznych. W dalszych krokach, na podstawie uzyskanych wyników badań, wykonywane będą studia wykonalności, które ostatecznie uwzględnią kolejne czynniki jak np. parametry ekonomiczne czy techniczne związane z realizacją ostateczną projektu.

Do badań wybrano najbardziej powszechnie stosowaną metodę wielokryterialną AHP. Określenie obszarów ograniczeń zostało oparte na pięciu kryteriach głównych. Odzwierciedlają one główne kategorie wpływu na wybór lokalizacji farm wiatrowych dla realizacji projektów P2G. Kryteriami, które mają największy wpływ na wybór lokalizacji były: potencjał energii wiatru oraz ochrona przyrody.

Badania ankietowe do analizy wielokryterialnej AHP zostały przeprowadzone wśród ekspertów. Z uwagi na rozpatrywany przedmiot jakim jest transformacja energetyczna, czyli dziedzina stosunkowo młoda, liczba dostępnych osób jest ograniczona. Powoduje to pewne trudności w przeprowadzaniu badań ankietowych. Wraz z postępem działań transformacyjnych osób tych będzie coraz więcej, a przeprowadzanie analiz będzie ułatwione poprzez łatwiejszy dostęp do grup eksperckich. Badania ankietowe wykazały, że największy wpływ na miejsce lokalizacji powinny mieć zasoby energii odnawialnej (31,1% ankietowanych) oraz ochrona środowiska (26,9% ankietowanych). W niektórych przypadkach są to kryteria wzajemnie wykluczające się, ponieważ obszary o znacznej wietrzności mogą występować na obszarach podlegających ochronie środowiska. Wagi kryteriów zostały uwzględnione modelu decyzyjnym w analizie GIS.

Działanie modelu zweryfikowano dla obszaru województwa wielkopolskiego. Uzyskane wyniki badań, pokazują, że zdecydowana część obszaru Wielkopolski jest trudno dostępna dla realizacji projektów P2G. Niemniej jednak, pomimo ograniczonych możliwości lokalizacyjnych projektów P2G, istnieją miejsca, które umożliwiają rozwój tej technologii. Z otrzymanych wyników najbardziej atrakcyjną pod kątem dostępnej powierzchni gminą, dla obowiązujących przepisów prawnych, jest gmina Złotów, dla której obszar wynikowy wyniósł 1,54 km², co odpowiada 0,53% powierzchni całkowitej gminy. Obszar ten może być zwiększony do 18,9 km² przy uwzględnieniu analizy wykluczeń. Uzyskane wyniki dla Wielkopolski wykazały, że tylko 0,05% powierzchni województwa stanowi powierzchnie wynikową spełniającą przyjęte założenia ujęte w modelu decyzyjnym. Ilość dostępnej powierzchni jest więc kluczowym czynnikiem, gdyż umożliwia zainstalowanie większych mocy produkcji energii elektrycznej. Jak wykazano duże ograniczenia regulacyjne powodują, że dostępna powierzchnia jest bardzo istotnym czynnikiem przy instalacji źródeł odnawialnych. Farmy wiatrowe pomimo występowania nieregularności ich pracy (zależnej od wietrzności) charakteryzują

się znacznie stabilniejszą produkcją energii niż np. źródła solarne, dlatego też mogą stanowić podstawowe źródło produkcji energii elektrycznej w procesie transformacji.

Poprzez wykonanie wyżej opisanych badań zrealizowano cele pośrednie założone w pracy, co pozwoliło osiągnąć postawiony cel główny, jakim było opracowanie modelu decyzyjnego pozwalającego na wybór miejsca lokalizacji elektrowni wiatrowych współpracujących z systemami technologii Power to Gas. Powstały model stanowi nowe, interdyscyplinarne, podejście do podejmowania decyzji w nadchodzących zmianach transformacyjnych. W oparciu o model postępowania ustalono hierarchię kryteriów wyboru miejsca inwestycji, a przeprowadzone badania z wykorzystaniem połączonych metod wielokryterialnego wyboru i analizy geoprzestrzennej pozwoliły na wybór optymalnej lokalizacji elektrowni wiatrowych dla współpracy systemami technologii Power to Gas, co potwierdziło słuszność tezy postawionej przez autora dysertacji.

Zaproponowana metoda wyboru lokalizacji stanowi pierwszy krok analizy wykonalności integracji systemów gazowych z systemami energetycznymi poprzez łańcuch magazynowania energii w postaci paliw gazowych. Pozwala skrócić czas analizy, zaoszczędzić środki finansowe na badania terenowe, a także zminimalizować wpływ inwestycji na społeczeństwo i środowisko naturalne. Dzięki temu wyniki badań mają użyteczne znaczenie w procesie podejmowania decyzji dla przedsięwzięć energetycznych związanych z nadchodzącą transformacją energetyczną. Przedsiębiorstwa transportu energii w nadchodzących latach będą musiały wdrażać projekty transformacyjne m.in. integrujące elektroenergetykę z energetyką gazową.

Przeprowadzone w pracy doktorskiej badania przyczyniły się do wskazania następujących wniosków:

- opracowana metoda stanowi praktyczny sposób wspomagania decyzji wyboru lokalizacji farm wiatrowych w korelacji z systemami gazowymi i elektroenergetycznymi,
- zaproponowany model umożliwia modyfikację i rozbudowę co w sposób łatwy można dostosować do innych źródeł wytwórczych
- wskazana w pracy metoda umożliwia przeprowadzenie rankingu lokalizacji i daje praktyczny obraz możliwości realizacji projektów integracji systemów energetycznych
- model daje możliwość ilościowej oceny obszarów przeznaczonych na realizacyjne projektów energetycznych.

Rozwijający się w dużym tempie obszar sztucznej inteligencji (AI) może stanowić kolejny krok w rozwoju analiz podejmowania decyzji w oparciu o zbudowany model postępowania. Opracowany podczas realizacji pracy doktorskiej model decyzyjny wykorzystuje duże ilości danych co daje szerokie możliwości jego wykorzystania w analizach z wykorzystaniem algorytmów sztucznej inteligencji lub narzędzi do analiz zbiorów dużych danych.

7 Literatura

- [1] Komisja Europejska, "Komunikat Komisji: Europejski Zielony Ład," pp. 1–28, 2019, [Online]. Available: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0016.02/DOC_1&format=PDF.
- [2] P. S. E. (PSE), "Plan sieci przesyłowej w Polsce." <https://www.pse.pl/home>.
- [3] P. T. P. i R. E. Elektrycznej, "Raport Energetyka Przesył i Dystrybucja," 2017.
- [4] K. Sejmu, "USTAWA z dnia 22 grudnia 2004 r . o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza Rozdział 1 Przepisy ogólne Ustawa określa zasady funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji , którego celem je," pp. 1–21, 2008.
- [5] Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami and Polski Instytut Ekonomiczny, "Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw, kotły o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW," 2015, [Online]. Available: https://krajowabaza.kobize.pl/docs/male_kotly.pdf.
- [6] dr inż. R. T. dr hab. inż. Wiesław Nowak, dr inż. Waldemar Szpyra, "Stan i potrzeby rozwojowe sieci elektroenergetycznych w procesie transformacji niskoemisyjnej w Polsce.," *Leonardo Energy*, p. 63, 2017.
- [7] Eurostat, "Ceny energii elektrycznej dla odbiorców domowych." https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics.
- [8] A. R. E. S. A. (ARE S.A.), "<https://www.are.waw.pl/>."
- [9] P. S. Elektroenergetyczne, "Raport 2022 Krajowego systemu energetycznego," 2022, [Online]. Available: <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-rocne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2022>.
- [10] M. of A. and Digitization, "Statystyka Elektroenergetyki Polskiej w 2022," *Minist. Adm. Digit.*, 2013.
- [11] Rada Ministrów, "Polityka Energetyczna Polski do 2040," no. 22, 2021.
- [12] ENTSOG, "The European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG)," *website*. <https://transparency.entsog.eu/#/map>.
- [13] O. G. P. G.-S. S.A., "Informacje o systemie gazociągów przesyłowych w Polsce." <https://www.gaz-system.pl/>.
- [14] Polska Spółka Gazownictwa, "Informacja o systemie dystrybucyjnym gazu ziemnego w Polsce." <https://www.psgaz.pl/>.
- [15] PGNiG S.A., "Raport PGNiG w liczbach 2020," 2020.
- [16] European Commission, "Quarterly Report Energy on European Gas Markets with focus on the European barriers in retail gas markets Market Observatory for Energy DG Energy," vol. 13, no. 4, 2020, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/quarterly_report_on_european_gas_markets_q4_2020_final.pdf.
- [17] L. I. Tegou, H. Polatidis, and D. A. Haralambopoulos, "Environmental management framework for wind farm siting: Methodology and case study," *J. Environ. Manage.*, vol. 91, no. 11, pp. 2134–2147, 2010, doi: 10.1016/j.jenvman.2010.05.010.
- [18] D. Gielen and M. D. Bazilian, "Critically exploring the future of gaseous energy carriers,"

- Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 79, no. March, p. 102185, 2021, doi: 10.1016/j.erss.2021.102185.
- [19] Magazyn Biomasa, "Raport Biogaz w Polsce," 2022.
- [20] Urząd Regulacji Energetyki, "URE." www.ure.gov.pl.
- [21] S. R. Polskiej, "Biogazownia w Brodach," *Serwis Rzeczypospolitej Polskiej*. <https://www.gov.pl/web/ncbr/innovacyjna-biogazownia-rusza-z-produkcja-biometanu>.
- [22] K. O. W. Rolnictwa, "Surowce do produkcji biogazu rolniczego," *Rolnictwa, Krajowy Ośrodek Wsparcia*, 2020. <https://www.gov.pl/web/kowr/dane-dotyczace-dzialalnosci-wytworcow-biogazu-rolniczego>.
- [23] Kancelaria Sejmu, "USTAWA z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii," pp. 1–255, 2021.
- [24] A. Kowalczyk-Juśko, "Agricultural biogas – characteristics, substrates and its use," *Combust. Engines*, vol. 2012, no. 148, pp. 8–14, 2012.
- [25] R. Goraj, M. Kiciński, R. Ślefarski, and A. Duczkowska, "Validity of decision criteria for selecting power-to-gas projects in Poland," *Util. Policy*, vol. 83, no. April 2022, 2023, doi: 10.1016/j.jup.2023.101619.
- [26] P. O. Przemys and H. Naftowego, "Raport roczny 2022. Przemysł i Handel Naftowy," *Pol. Organ. Przem. i Handlu Naft.*, [Online]. Available: <https://popihn.pl/wp-content/uploads/2023/03/RAPORT-ZA-ROK-2022.pdf>.
- [27] W. M. O. (WMO) and W. M. O. (WMO), "State of the Global Climate 2021," 2021.
- [28] Komisja Europejska, "Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego," *Kom. Eur.*, 2020.
- [29] M. Shao, Z. Han, J. Sun, C. Xiao, S. Zhang, and Y. Zhao, "A review of multi-criteria decision making applications for renewable energy site selection," *Renew. Energy*, vol. 157, pp. 377–403, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.04.137.
- [30] S. Clegg and P. Mancarella, "Integrated Electrical and Gas Network Flexibility Assessment in Low-Carbon Multi-Energy Systems," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 718–731, 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2497329.
- [31] The World Bank Group, "Global Solar Atlas," *The World Bank Group*. <https://globalsolaratlas.info/map>.
- [32] Technical University of Denmark, "Global Wind Atlas," *Global Wind Atlas*. <https://globalwindatlas.info/>.
- [33] Z. Iabidine Messaoudani, F. Rigas, M. D. Binti Hamid, and C. R. Che Hassan, "Hazards, safety and knowledge gaps on hydrogen transmission via natural gas grid: A critical review," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 39, pp. 17511–17525, 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.07.171.
- [34] C. J. Querton and S. Samsatli, "Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling?," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 98, no. May, pp. 302–316, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.09.007.
- [35] P. S. Gazownictwa, "Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD)," *Pol. Spółka Gazow.*, pp. 1–145, 2021.
- [36] Operator Gazociągów Przesyłowych, "Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej," *OGP*

Gaz Syst., 2023.

- [37] MIN. GOSPODARKI, "Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie," no. 32, 2013, [Online]. Available: <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20130000640>.
- [38] E. A. Polman, J. C. de Laat, and M. Crowther, "Reduction of CO₂ Emissions By Adding Hydrogen To Natural Gas," *IEA Greenhoue Gas R&D Program.*, no. October, pp. 1–104, 2003.
- [39] Waldemar Ostrowski, "Różne kolory wodoru," *Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zakład Gospodarki o Obiegu Zamkniętym*. <http://www.ichpw.pl/blog/2021/08/24/rozne-kolory-wodoru/>.
- [40] J. Kupecki, "Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku," no. 5, p. 516, 2021.
- [41] International Energy Agency, "The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities," *Int. Energy Agency*, no. June, p. 203, 2019.
- [42] Government of Poland, "Polska Strategia Wodorowa Do Roku 2030," no. 149, p. 50, 2021.
- [43] <https://www.iea.org>, "Zapotrzebowanie na wodór z podziałem na sektory," <https://www.iea.org>.
- [44] The Hydrogen Council, "Hydrogen decarbonization pathways," no. January, p. 14, 2021, [Online]. Available: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/01/Hydrogen-Council-Report_Decarbonization-Pathways_Executive-Summary.pdf.
- [45] International Energy Agency, "Global Hydrogen Review 2021," *Int. Energy Agency*, 2021, doi: 10.1787/39351842-en.
- [46] M. Yue, H. Lambert, E. Pahon, R. Roche, S. Jemei, and D. Hissel, "Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 146, no. March, p. 111180, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111180.
- [47] J. Piskowska-Wasiak, "Doświadczenia i perspektywy procesu Power to Gas," *Nafta-Gaz*, vol. 73, no. 8, pp. 597–604, 2017, doi: 10.18668/ng.2017.08.07.
- [48] Y. Guo, G. Li, J. Zhou, and Y. Liu, "Comparison between hydrogen production by alkaline water electrolysis and hydrogen production by PEM electrolysis," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 371, no. 4, 2019, doi: 10.1088/1755-1315/371/4/042022.
- [49] G. H. R. 2021. EA (2021), "Global installed electrolysis capacity by technology, 2015-2020," *International Energy Agency*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-installed-electrolysis-capacity-by-technology-2015-2020>.
- [50] I. E. Agency, "Hydrogen," *International Energy Agency*. <https://www.iea.org/reports/hydrogen>.
- [51] D. Haeseldonckx and W. D'haeseleer, "The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 32, no. 10–11, pp. 1381–1386, 2007, doi: 10.1016/j.ijhydene.2006.10.018.
- [52] A. Mroziński and J. Flizikowski, *Inżynieria instalacji fotowoltaicznych*. 2016.
- [53] Bogacz Agnieszka *et al.*, "Raport Instytutu Energetyki Odnawialnej Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2022," *EC BREC Inst. Energ. Odnawialnej Sp. z o.o.*, pp. 1–116, 2022, [Online]. Available: <https://ieo.pl/pl/>.

- [54] D. Chwieduk and M. Chwieduk, "Determination of the energy performance of a solar low energy house with regard to aspects of energy efficiency and smartness of the house," *Energies*, vol. 13, no. 12, 2020, doi: 10.3390/en13123232.
- [55] Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej – Państwowy Instytut Badawczy, "Raport IMGW-PIB: Klimat Polski 2020," pp. 1–46, 2020, [Online]. Available: <https://www.imgw.pl/badania-nauka/klimat%0Ahttps://www.imgw.pl/sites/default/files/2021-04/imgw-pib-klimat-polski-2020-opracowanie-final-pojedyncze-min.pdf>.
- [56] IRENA, *World energy transitions outlook*. 2021.
- [57] K. Sejmu, "Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych Dz. U. 2016 poz. 961," pp. 1–9, 2021.
- [58] Siemens, "Turbiny wiatrowe Siemens." <https://www.siemensgamesa.com/en-int>.
- [59] General Electric, "Turbiny wiatrowe General Electric." <https://www.ge.com/renewableenergy/>.
- [60] Vestas, "Turbiny wiatrowe Vestas." <https://www.vestas.com/en>.
- [61] GoldWind, "Turbiny wiatrowe GoldWind." <https://www.goldwind.com/en/>.
- [62] T. A. D. M. S.p.r.l., "Transport of the rotor blades," *Trans A.D.M. S.p.r.l.* <https://www.p-adams.eu/>.
- [63] Amrit Shankar Verma; Zhiyu Jiang; Zhengru Ren; Marco Caboni; Hans Verhoef; Harald van der Mijle-Meijer; Saullo G.P. Castro; Julie J.E. Teuwen, "A probabilistic long-term framework for site-specific erosion analysis of wind turbine." 2021.
- [64] Rada Europejska, "Fit for 55," *Rada Europejska*. <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>.
- [65] J. Malczewski and C. Rinner, *Multicriteria Decision Analysis in Geographic Information Science*. 2015.
- [66] A. Mardani, A. Jusoh, K. M. D. Nor, Z. Khalifah, N. Zakwan, and A. Valipour, "Multiple criteria decision-making techniques and their applications - A review of the literature from 2000 to 2014," *Econ. Res. Istraz.*, vol. 28, no. 1, pp. 516–571, 2015, doi: 10.1080/1331677X.2015.1075139.
- [67] M. Baumann, M. Weil, J. F. Peters, N. Chibeles-Martins, and A. B. Moniz, "A review of multi-criteria decision making approaches for evaluating energy storage systems for grid applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 107, no. September 2018, pp. 516–534, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.02.016.
- [68] R. E. Hodgett, "Comparison of multi-criteria decision-making methods for equipment selection," *Int. J. Adv. Manuf. Technol.*, vol. 85, no. 5–8, pp. 1145–1157, 2016, doi: 10.1007/s00170-015-7993-2.
- [69] A. Emrouznejad and M. Marra, "The state of the art development of AHP (1979–2017): A literature review with a social network analysis," *Int. J. Prod. Res.*, vol. 55, no. 22, pp. 6653–6675, 2017, doi: 10.1080/00207543.2017.1334976.
- [70] G. A. MILLER, "The magical number seven, plus or minus two: Some limits on our capacity for processing information," *Cornell Hotel Restaur. Adm. Q.*, p. 1, 1956, doi: 10.1037/h0043158. PMID 13310704.

- [71] M. Tavana, F. J. Santos Arteaga, S. Mohammadi, and M. Alimohammadi, "53_x12_A fuzzy multi-criteria spatial decision support system for solar farm location planning," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 18, pp. 93–105, 2017, doi: 10.1016/j.esr.2017.09.003.
- [72] A. Barin, L. N. Canha, A. R. Abaide, K. F. Magnago, B. Wottrich, and R. Q. Machado, "Multiple Criteria Analysis for Energy Storage Selection," *Energy Power Eng.*, vol. 03, no. 04, pp. 557–564, 2011, doi: 10.4236/epe.2011.34069.
- [73] C. Acar, A. Beskese, and G. T. Temur, "A novel multicriteria sustainability investigation of energy storage systems," *Int. J. Energy Res.*, vol. 43, no. 12, pp. 6419–6441, 2019, doi: 10.1002/er.4459.
- [74] M. Bailera, P. Lisbona, L. M. Romeo, and S. Espatolero, "Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, no. January 2016, pp. 292–312, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.130.
- [75] H. Blanco, W. Nijs, J. Ruf, and A. Faaij, "Potential of Power-to-Methane in the EU energy transition to a low carbon system using cost optimization," *Appl. Energy*, vol. 232, no. August, pp. 323–340, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.08.027.
- [76] C. Wulf, J. Linssen, and P. Zapp, *Power-to-gas-concepts, demonstration, and prospects*. Christina Wulf, 2018.
- [77] C. Moeller *et al.*, "Transforming the electricity generation of the Berlin-Brandenburg region, Germany," *Renew. Energy*, vol. 72, pp. 39–50, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2014.06.042.
- [78] M. Jentsch, T. Trost, and M. Sterner, "Optimal use of Power-to-Gas energy storage systems in an 85% renewable energy scenario," *Energy Procedia*, vol. 46, pp. 254–261, 2014, doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.180.
- [79] M. Götz *et al.*, "Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review," *Renew. Energy*, vol. 85, pp. 1371–1390, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.07.066.
- [80] S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius, V. Tietze, B. Kumar, and D. Stolten, "Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 12, pp. 4285–4294, 2015, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.01.123.
- [81] J. Pestalozzi, C. Bieling, D. Scheer, and C. Kropp, "Integrating power-To-gas in the biogas value chain: Analysis of stakeholder perception and risk governance requirements," *Energy. Sustain. Soc.*, vol. 9, no. 1, 2019, doi: 10.1186/s13705-019-0220-5.
- [82] "https://gis-support.pl/," *website*. .
- [83] K. Sejmu, "Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne," no. 54, pp. 1–289, 2021.
- [84] T. Höfer, Y. Sunak, H. Siddique, and R. Madlener, "54_x13_Wind farm siting using a spatial Analytic Hierarchy Process approach: A case study of the Städteregion Aachen," *Appl. Energy*, vol. 163, pp. 222–243, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.10.138.
- [85] T. L. Saaty, "How to make a decision: The analytic hierarchy process," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 48, no. 1, pp. 9–26, 1990, doi: 10.1016/0377-2217(90)90057-l.
- [86] R. W. Saaty, "The analytic hierarchy process-what it is and how it is used," *Math. Model.*, vol. 9, no. 3–5, pp. 161–176, 1987, doi: 10.1016/0270-0255(87)90473-8.
- [87] T. L. Saaty and M. S. Ozdemir, "Why the magic number seven plus or minus two," *Math. Comput. Model.*, vol. 38, no. 3–4, pp. 233–244, 2003, doi: 10.1016/S0895-7177(03)90083-5.
- [88] A. Stoltmann, "4-AUTOREFERAT ROZPRAWY DOKTORSKIEJ: The method of multicriteria

- analysis for the selection of the location of electricity generation sources,” *Politech. Gdańska*, vol. 6, no. 1, pp. 1–8, 2018.
- [89] A. Bennui, P. Rattanamanee, U. Puetpaiboon, P. Phukpattaranont, and K. Chetpattananondh, “Site Selection for Large Wind Turbine Using Gis,” *Int. Conf. Eng. Environ. - ICEE- 2007*, vol. 1, no. 1, pp. 90–112, 2007.
- [90] S. M. J. Baban and T. Parry, “Developing and applying a GIS-assisted approach to locating wind farms in the UK,” *Renew. Energy*, vol. 24, no. 1, pp. 59–71, 2001, doi: 10.1016/S0960-1481(00)00169-5.
- [91] L. C. Rodman and R. K. Meentemeyer, “A geographic analysis of wind turbine placement in Northern California,” *Energy Policy*, vol. 34, no. 15, pp. 2137–2149, 2006, doi: 10.1016/j.enpol.2005.03.004.
- [92] L. M. Costa Pinto, S. Sousa, and M. Valente, “Explaining the social acceptance of renewables through location-related factors: An application to the portuguese case,” *Int. J. Environ. Res. Public Health*, vol. 18, no. 2, pp. 1–13, 2021, doi: 10.3390/ijerph18020806.
- [93] P. zbiorowa. Energetyki Wiatrowej Stwoarzyszenie, “Akceptacja dorosłych Polaków dla energetyki wiatrowej i innych odnawialnych źródeł energii,” *Nucl. Phys.*, vol. 13, no. 1, 2011.
- [94] K. Linnerud, S. Aakre, and M. D. Leiren, “Deliverable 2 . 1 : Technical and socio-economic conditions: A literature review of social acceptance of wind energy development , and an overview of the technical , socio- economic and regulatory starting conditions in the wind energy scarce target regio,” no. V2, pp. 1–172, 2018.
- [95] J. Chodkowska-Miszczuk, S. Martinat, and R. Cowell, “Community tensions, participation, and local development: Factors affecting the spatial embeddedness of anaerobic digestion in Poland and the Czech Republic,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 55, no. May, pp. 134–145, 2019, doi: 10.1016/j.erss.2019.05.010.
- [96] M. Parlińska and Ł. Pietrych, “AHP jako metoda ekonomii eksperymentalnej,” *Zesz. Nauk. Uniw. Szczecińskiego. Stud. Inform.*, vol. 42, no. 4, pp. 51–59, 2016, doi: 10.18276/si.2016.42-05.
- [97] S. Boroushaki and J. Malczewski, “Measuring consensus for collaborative decision-making: A GIS-based approach,” *Comput. Environ. Urban Syst.*, vol. 34, no. 4, pp. 322–332, 2010, doi: 10.1016/j.compenvurbsys.2010.02.006.
- [98] O. M. Pérez, T. C. Telfer, and L. G. Ross, “Geographical information systems-based models for offshore floating marine fish cage aquaculture site selection in Tenerife, Canary Islands,” *Aquac. Res.*, vol. 36, no. 10, pp. 946–961, 2005, doi: 10.1111/j.1365-2109.2005.01282.x.
- [99] C. D. Tomlin, *Geographic Information Systems and Cartographic Modeling*. Englewood Cliffs NJ by Prentice Hall, 1990.
- [100] Główny Urząd Statystyczny, “Mapa Wielkopolski,” GUS. https://poznan.stat.gov.pl/files/gfx/poznan/pl/defaultstronaopisowa/906/6/1/rocz_wlkp_2021_podzial_administracyjny.pdf.
- [101] G. U. Statystyczny, “Województwo Wielkopolskie 2021,” *Główny Urząd Stat.*, 2021.
- [102] GUS, “Rocznik Statystyczny Województwa Wielkopolskiego 2021. WARUNKI NATURALNE I OCHRONA ŚRODOWISKA,” GUS, pp. 11–25, [Online]. Available: <https://poznan.stat.gov.pl/dane-o-wojewodztwie/wojewodztwo-906/>.
- [103] M. La Guardia, F. D’ippolito, and M. Cellura, “Construction of a webgis tool based on a gis

semiautomated processing for the localization of p2g plants in sicily (Italy),” *ISPRS Int. J. Geo-Information*, vol. 10, no. 10, 2021, doi: 10.3390/ijgi10100671.

- [104] S. Athanasios, “A GIS-BASED MULTICRITERIA DECISION ANALYSIS APPROACH ON WIND POWER,” *Suparyanto dan Rosad (2015)*, vol. 5, no. 3, pp. 248–253, 2020.
- [105] M. Harper, B. Anderson, P. James, and A. Bahaj, “Identifying suitable locations for onshore wind turbines using a GIS-MCDA approach,” pp. 1–11, 2017.
- [106] M. Habib and A. Matouk, “Integrating AHP and GIS as a decision-making tool for the optimal allocation of wind farm: A case study of Syria,” *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 800, no. 1, 2020, doi: 10.1088/1757-899X/800/1/012019.
- [107] D. Messaoudi, N. Settou, B. Negrou, S. Rahmouni, B. Settou, and I. Mayou, “Site selection methodology for the wind-powered hydrogen refueling station based on AHP-GIS in Adrar, Algeria,” *Energy Procedia*, vol. 162, pp. 67–76, 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.04.008.
- [108] www.gov.pl, “Państwowy rejestr granic.” <https://dane.gov.pl/pl/dataset/726,panstwowy-rejestr-granic-i-powierzchni-jednostek-podziaow-terytorialnych-kraju/resource/29605/table>.
- [109] OpenStreetMap, “OpenStreetMap.” <https://download.geofabrik.de/europe.html%0D%0A>.
- [110] G. Dyrekcja and O. Środowiska, “Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska.” <https://www.gov.pl/web/gdos/dostep-do-danych-geoprzestrzennych>.
- [111] OpenStreetMap, “OpenStreetMap.” <http://www.openstreetmap.org/copyright>.
- [112] Sejm Rzeczypospolitej Polskiej, “Ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (2023),” *Dz. ustawa RP*, no. 47, pp. 1–10, 2013.
- [113] Y. Noorollahi, H. Yousefi, and M. Mohammadi, “Multi-criteria decision support system for wind farm site selection using GIS,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 13, pp. 38–50, 2016, doi: 10.1016/j.seta.2015.11.007.
- [114] M. Satkin, Y. Noorollahi, M. Abbaspour, and H. Yousefi, “Multi criteria site selection model for wind-compressed air energy storage power plants in Iran,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 32, pp. 579–590, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.054.
- [115] Pani Elżbieta Witek Marszałek Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej, “o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw.Druk nr 1230,” no. 1230, 2021.
- [116] T. Höfer, Y. Sunak, H. Siddique, and R. Madlener, “Wind farm siting using a spatial Analytic Hierarchy Process approach: A case study of the Städteregion Aachen,” *Appl. Energy*, vol. 163, pp. 222–243, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.10.138.
- [117] D. Doljak, G. Stanojević, and D. Miljanović, “a Gis-Mcda Based Assessment for Siting Wind Farms and Estimation of the Technical Generation Potential for Wind Power in Serbia,” *Int. J. Green Energy*, vol. 18, no. 4, pp. 363–380, 2021, doi: 10.1080/15435075.2020.1865363.
- [118] K. Sejmu, U. E. Polskie, U. E. Polskie, U. E. Polskie, and P. Europejskiego, “Ustawa o ochronie przyrody,” *Kancel. Sejm.*, no. 92, pp. 1–155, 2015.
- [119] S. Moradi, H. Yousefi, Y. Noorollahi, and D. Rosso, “Multi-criteria decision support system for wind farm site selection and sensitivity analysis: Case study of Alborz Province, Iran,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 29, no. April 2017, p. 100478, 2020, doi: 10.1016/j.esr.2020.100478.
- [120] Polski Komitet Normalizacyjny, “PN-C-04752:2011 Gaz ziemny -Jakość gazu w sieci

przesyłowej,” 2011.

- [121] Polski Komitet Normalizacyjny, “PN-C-04753:2011 Gaz ziemny -Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci dystrybucyjnej,” 2011.
- [122] Izba Gospodarcza Gazownictwa, “ST-IGG-3501-2019 - Standard Techniczny Izby Gospodarczej Gazownictwa,” 2019.
- [123] P. Europejski, “Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE,” pp. 1–9, 2019.
- [124] Parlament Europejski, “Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005,” vol. 29, pp. 1–79, 2017.

8 Spis rysunków

Rys. 1 Aktualny schemat przesyłowy sieci elektroenergetycznych	9
Rys. 2 Schemat sieci przesyłowych elektroenergetycznych z uwzględnieniem inwestycji planowanych do 2030 r.	10
Rys. 3 Porównanie emisji CO ₂ dla różnych paliw	10
Rys. 4 Zmiana procentowa cen energii elektrycznej dla odbiorców domowych na przestrzeni 2017-2022	11
Rys. 5 Zmiana procentowa cen energii elektrycznej dla odbiorców komercyjnych na przestrzeni 2017-2022.....	12
Rys. 6 Produkcja energii elektrycznej w 2021 i 2022 w podziale na źródła wytwarzania	13
Rys. 7 Produkcja energii elektrycznej w Polsce	13
Rys. 8 Dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w KSE w latach 1960 – 2022	14
Rys. 9 Dobowe zapotrzebowanie na moc (3 środa miesiąca) w 2022 r.	16
Rys. 10 Przepływy gazu ziemnego w Europie w 2021	17
Rys. 11 Przepływy gazu ziemnego w Europie w 2022	18
Rys. 12 Przepływy gazu ziemnego w Europie w 2023	18
Rys. 13 Europejski system gazowy	19
Rys. 14 System przesyłowy gazu ziemnego w Polsce (2023 r.). Kolor czerwony – gaz grupy E, kolor niebieski – gaz grupy L	21
Rys. 15 Schemat poglądowy projektu Baltic Pipe	21
Rys. 16 Porównanie cen gazu na rynkach europejskich dla odbiorców indywidualnych oraz przemysłowych.....	24
Rys. 17 Zużycie gazu w przeliczeniu na gaz wysokometanowy	25
Rys. 18 Potencjał substratów do produkcji biometanu w Polsce.....	27
Rys. 19 Produkcja energii elektrycznej z biogazu w Polsce	28
Rys. 20 Substraty do produkcji biogazu w 2020 r.....	29
Rys. 21 Schemat metanizacji wodoru z udziałem biogazowni (opracowanie własne).....	31
Rys. 22 Konsumpcja paliw płynnych.....	31
Rys. 23 Prognoza zapotrzebowania na paliwa płynne w latach 2022 -2030 (w mln. m ³)	32
Rys. 24 Średnio roczne globalne różnice temperatury od momentu przed nadejściem ery przemysłowej (1850-1900) do czasów obecnych.....	33
Rys. 25 Struktura zużycia energii pierwotnej	33
Rys. 26 Schemat współpracy systemów energetycznych w układzie P2G - P2X (opracowanie własne).	35
Rys. 27 Zmiana parametrów energetycznych w funkcji mieszaniny wodoru z metanem [34][38]..	36
Rys. 28 Kolory wodoru – infografika.....	38
Rys. 29 Globalne zapotrzebowanie na wodór z podziałem na sektory.....	39
Rys. 30 Prognoza produkcji wodoru w perspektywie do 2050 r.	39

Rys. 31 Prognozy kosztów produkcji wodoru oraz emisji CO ₂	40
Rys. 32 Prognoza zużycia poszczególnych źródeł energii w perspektywie do 2050	40
Rys. 33 Schemat budowy elektrolizera wody.....	41
Rys. 34 Zainstalowane moce elektrolizerów	42
Rys. 35 Prognoza globalnego zapotrzebowania na wodór z podziałem na technologię	43
Rys. 36 Energia słoneczna docierająca do ziemi	44
Rys. 37. Zależność kąta nachylenia od pory roku oraz szerokości geograficznej	44
Rys. 38 Skumulowana moc zainstalowana w PV do I kw.2023	45
Rys. 39 Średniomiesięczne natężenie promieniowania słonecznego dla Warszawy.....	45
Rys. 40 Uśłonecznienie Polski w 2020 r.....	46
Rys. 41 Średnie nasłonecznienie w latach 1994-2018	46
Rys. 42 Mapa średniej prędkości wiatru na świecie	47
Rys. 43 Mapa średniej prędkości wiatru w Polsce	48
Rys. 44. Przyrosty zainstalowanych mocy turbin wiatrowych	49
Rys. 45 Zainstalowana moc oraz liczba turbin w podziale na województwa.....	49
Rys. 46 Czas pracy turbin wiatrowych w Polsce.....	50
Rys. 47 Transport łopaty śmigła turbiny wiatrowej	52
Rys. 48 Degradacja łopat wiatraka pod wpływem warunków atmosferycznych.....	52
Rys. 49 Produkcja wodoru w funkcji mocy zainstalowanych turbin wiatrowych	54
Rys. 50 Model I współpracy P2G	60
Rys. 51 Model II współpracy P2G	61
Rys. 52 Model III współpracy P2G	61
Rys. 53 Schemat postępowania przy realizacji prac związanych z wyborem projektów P2G.....	62
Rys. 54 Model ogólny wyboru obszaru lokalizacji projektów P2G.....	63
Rys. 55 Schemat powiązań w systemach P2G.....	64
Rys. 56 Schemat współpracy sieci zaprezentowany w pracy	65
Rys. 57 Schemat postępowania do określenia kryteriów przy zastosowaniu analizy AHP	70
Rys. 58 Schemat procesu AHP.....	70
Rys. 59 Schemat analizy WLC wykorzystując analizę rastrową GIS	73
Rys. 60 Zasoby substratów (nasłonecznienie).....	74
Rys. 61 Zasoby substratów (wiatr). Opracowanie własne QGIS na podstawie danych	75
Rys. 62 Schemat postępowania badawczego	76
Rys. 63 Mapa Województwa Wielkopolskiego. Podział administracyjny	77
Rys. 64 Produkt krajowy brutto na osobę w poszczególnych regionach Polski w 2020 r.	78
Rys. 65 Mapa obszarów o szczególnych walorach przyrodniczych.....	79
Rys. 66 Mapa lesistości (stan na 2020).	80

Rys. 67 Kryteria do analizy wielokryterialnej AHP	81
Rys. 68 Model postępowania w analizie wykluczeni GIS.....	82
Rys. 69 Obszary wykluczenia w zakresie ochrony przyrody (W3-W4-W5-W6-W7)	84
Rys. 70 Obszary wykluczenia (W1) w zależności od odległości od budynków (500, 700 i 1000 m)	85
Rys. 71 Obszary wykluczone w zakresie nachylenie terenu (W2)	86
Rys. 72 Obszary wykluczone z realizacji inwestycji z uwzględnieniem wykluczeń W1-7, dla wariantów 500, 700 i 1000 m	87
Rys. 74 Rankingowy potencjał energii wiatru (C1)	88
Rys. 75 Rankingowa odległość od sieci gazowej (C2.1)	89
Rys. 76 Rankingowa odległość od sieci elektroenergetycznej (C2.2)	90
Rys. 77 Rankingowa odległość od dróg (C2.3).....	91
Rys. 78 Rankingowa odległość od zabudowań norma 500m (C3).....	92
Rys. 79 Rankingowa odległość od zabudowań norma 700m (C3).....	92
Rys. 80 Rankingowa odległość od zabudowań norma 1000m (C3).....	93
Rys. 82 Rankingowe nachylenie terenu (C4)	94
Rys. 83 Rankingowa odległość od parków narodowych (C5.1)	95
Rys. 84 Rankingowa odległość od Parków krajobrazowych (C5.2).....	95
Rys. 85 Rankingowa odległość od obszarów Natura 2000 (C5.3).....	96
Rys. 86 Rankingowa odległość od zbiorników wodnych (C5.4).....	97
Rys. 87 Rankingowa odległość od lasów (C5.5).....	97
Rys. 88 Podział odpowiedzi uwzględniający reprezentację ekspertów w zależności od wartości współczynnika CR	98
Rys. 89 Podział odpowiedzi w odniesieniu do współczynnika CR	99
Rys. 90 Wykres wag dla poszczególnych kryteriów otrzymany w wyniku badania ankietowego (dla zakresu współczynnika niezgodności $CR < 0,1$)	99
Rys. 91 Wykres ilościowy udzielanych odpowiedzi ekspertów przy porównaniach parami. Liczby pokazują liczbę ekspertów , która wskazała daną preferencję)	100
Rys. 92 Wykres dostępnych powierzchni terenów przy uwzględnieniu 500 m odległości od zabudowań dla rozpatrywanych gmin.....	102
Rys. 93 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 500 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Złotów.	102
Rys. 94 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 500 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Krajenka.	103
Rys. 95 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 500 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w Lwówce.....	103
Rys. 96 Wykres dostępnych powierzchni terenów Ad przy uwzględnieniu 700 m odległości od zabudowań dla rozpatrywanych gmin.....	104
Rys. 97 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 700 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Złotów.	104

Rys. 98 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 700 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Krajenka.....	105
Rys. 99 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 700 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Lwówek.....	105
Rys. 100 Wykres dostępnych powierzchni terenów Ad przy uwzględnieniu 1000 m odległości od zabudowań dla rozpatrywanych gmin	106
Rys. 101 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 1000 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Złotów.....	106
Rys. 102 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 1000 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Krajenka.....	107
Rys. 103 Wynikowe lokalizacje przy uwzględnieniu 1000 m odległości od zabudowań. Lokalizacje w gminie Lwówek.....	107
Rys. 104 Zestawienie graficzne lokalizacji wynikowych z uwzględnieniem terenów nie mający ograniczeń dostępności.....	109

9 Spis tabel

Tab. 1 Zużycie gazu ziemnego w perspektywie do 2050 r.....	26
Tab. 2 Areał rolny do produkcji substratów	30
Tab. 3 Porównanie elektrolizerów PEM i AEL.....	41
Tab. 4 Zestawienie turbin wiatrowych głównych producentów	51
Tab. 5 Etapy postępowania w przedstawionym modelu.....	64
Tab. 6 Skala oceny AHP.....	67
Tab. 7 Wartości współczynnika RI	72
Tab. 8 Zestawienie obszarów pod względem ich użyteczności.....	78
Tab. 9 Zestawienie obszarów o szczególnych walorach przyrodniczych.....	79
Tab. 10 Porównanie wielkopolski na tle kraju.....	80
Tab. 11 Wykaz czynności w ramach analizy GIS	83
Tab. 12 Wartości rankingowe potencjału energii wiatru (C1).....	88
Tab. 13 Wartości rankingowe odległości od sieci gazowej (C2.1)	89
Tab. 14 Wartości rankingowe odległości od sieci elektroenergetycznej (C2.2)	90
Tab. 15 Wartości rankingowe odległości od dróg (C2.3).....	90
Tab. 16 Wartości rankingowe odległości od zabudowy mieszkalnej – odległość 500m (C3).....	91
Tab. 17 Wartości rankingowe odległości od zabudowy mieszkalnej – norma 700m (C3)	92
Tab. 18 Wartości rankingowe odległości od zabudowy mieszkalnej – norma 1000m (C3)	93
Tab. 19 Wartości rankingowe nachylenia terenu (C4) [104][84][117].....	93
Tab. 20 Wartości rankingowe odległości od parków narodowych (C5.1)	94
Tab. 21 Wartości rankingowe odległość od parków krajobrazowych (C5.2)	95
Tab. 22 Wartości rankingowe odległości od obszarów Natura 2000 (C5.3).....	96
Tab. 23 Wartości rankingowe odległości od zbiorników wodnych (C5.4).....	96
Tab. 24 Wartości rankingowe odległości od lasów (C5.5).....	97
Tab. 25 Zestawienie wag kryteriów w zależności od współczynnika spójności CR	100
Tab. 26 Wynikowe lokalizacje z uwzględnieniem parametru odległości od zabudowań 500 m....	101
Tab. 27 Wynikowe lokalizacje z uwzględnieniem parametru odległości od zabudowań 700 m....	103
Tab. 28 Wynikowe lokalizacje z uwzględnieniem parametru odległości od zabudowań 1000 m.	106
Tab. 29 Zestawienie wynikowe lokalizacji.	108
Tab. 30 Zestawienie wynikowe lokalizacji z uwzględnieniem terenów nie mający ograniczeń dostępności	108

Załącznik 1 – Analiza Prawna

Poniżej przedstawiono podstawowe dokumenty opisujące aktualny stan prawny i regulacyjny związany z istniejącymi systemami energetycznymi. Skoncentrowano się głównie na możliwości wprowadzania paliw zdekarbonizowanych do istniejącej sieci gazu ziemnego. Wymienione dokumenty opatrzone dodatkowo uwagami autora niniejszej dysertacji.

- 1) Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. IRIESD [35].

Podstawowe definicje oraz wyjaśnienia obszaru dystrybucji gazu ziemnego w zakresie możliwej współpracy z innymi systemami energetycznymi (za pośrednictwem innych gazów niż gaz ziemny):

Paliwo gazowe - gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biogaz lub biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia.

Źródło - miejsce wprowadzenia paliwa gazowego do systemu gazowego, tj.: kopalnia, Instalacja regazyfikacji LNG, instalacja biogazu, instalacja biogazu rolniczego, mieszalnia, instalacja wytwarzająca gaz koksowniczy, sieci inne aniżeli system dystrybucyjny OSD lub system dystrybucyjny OSDW lub system przesyłowy OSP.

Ciepło spalania: dla systemu gazu ziemnego wysokometanowego E: od $38,0 \text{ MJ/m}^3$ ($10,555 \text{ kWh/m}^3$), gdzie $\text{HSN}_{\text{min}} = 38,0 \text{ MJ/m}^3$ ($10,555 \text{ kWh/m}^3$), dla systemu gazu ziemnego zaazotowanego grupy L, podgrupy Lw: od $30,0 \text{ MJ/m}^3$ ($8,333 \text{ kWh/m}^3$), gdzie $\text{HSN}_{\text{min}} = 30,0 \text{ MJ/m}^3$ ($8,333 \text{ kWh/m}^3$), dla systemu gazu ziemnego zaazotowanego grupy L, podgrupy Ls: od $26,0 \text{ MJ/m}^3$ ($7,222 \text{ kWh/m}^3$), gdzie $\text{HSN}_{\text{min}} = 26,0 \text{ MJ/m}^3$ ($7,222 \text{ kWh/m}^3$).

Do systemu dystrybucyjnego nie może być dostarczane paliwo gazowe o wartości ciepła spalania niższej niż: $\text{HSN}_{\text{mingr}} = 34,0 \text{ MJ/m}^3$ ($9,444 \text{ kWh/m}^3$) dla systemu gazu ziemnego wysokometanowego grupy E, $\text{HSN}_{\text{mingr}} = 30,0 \text{ MJ/m}^3$ ($8,333 \text{ kWh/m}^3$) dla systemu gazu ziemnego zaazotowanego grupy L, podgrupy Lw, $\text{HSN}_{\text{mingr}} = 26,0 \text{ MJ/m}^3$ ($7,222 \text{ kWh/m}^3$) dla systemu gazu ziemnego zaazotowanego grupy L, podgrupy Ls.

IRIESD nie wskazuje wodoru jako paliwa mogącego być bezpośrednio wprowadzanego do sieci gazowej. Wspomina jedynie o biogazie. Nie oznacza to, że w przypadku pojawienia się możliwości wprowadzania tego paliwa IRIESD zostanie uzupełniona o zapisy precyzujące sposób wprowadzania a także dopuszczalne udziały tego składnika w paliwie gazowym.

Do systemu nie może być wprowadzane paliwo gazowe, które spowoduje obniżenie parametrów jakościowych gazu ziemnego. W przypadku biogazu powoduje to dodatkowe koszty związane z dostosowaniem tego paliwa do parametrów jakościowych paliwa gazu ziemnego transportowanego siecią dystrybucyjną. Dlatego też przy zastosowaniu takiej instalacji wymagane jest zastosowanie urządzeń dokonujących pomiaru składu paliwa.

W przypadku wodoru nie występuje taka sytuacja. Ograniczeniem jest ilość, która spowoduje zmiany parametrów fizyko – chemicznych paliwa gazowego oraz uniemożliwi prawidłowe funkcjonowanie urządzeń podłączonych do sieci gazowej. Jako urządzenia podłączone do sieci należy uznawać odbiorniki przyłączane do sieci dystrybucyjnej jak i same elementy sieci gazowej (reduktory, armatura, itp.).

2) Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). [36]

Podstawowe definicje oraz wyjaśnienia obszaru przesyłu gazu ziemnego w zakresie możliwej współpracy z innymi systemami energetycznymi (za pośrednictwem innych gazów niż gaz ziemny):

Paliwo gazowe - gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany oraz biogaz, przesyłany siecią przesyłową i spełniający wymagania określone w IRiESP.

Parametry jakościowe paliwa gazowego - Ustala się następujące wartości ciepła spalania paliwa gazowego HSN przesyłanego w systemie przesyłowym: gazu ziemnego wysokometanowego grupy E - nie mniej niż $HSN_{min} = 38,0 \text{ MJ/m}^3$ ($10,556 \text{ kWh/m}^3$), gazu ziemnego zaazotowanego podgrupy Lw - nie mniej niż $HSN_{min} = 30,0 \text{ MJ/m}^3$ ($8,333 \text{ kWh/m}^3$). W przypadku, gdy paliwo gazowe dostarczane do systemu gazu ziemnego wysokometanowego grupy E ma wartość ciepła spalania w zakresie $34,0 \text{ MJ/m}^3$ ($9,444 \text{ kWh/m}^3$) $\leq HSN < 38,0 \text{ MJ/m}^3$ ($10,556 \text{ kWh/m}^3$), OSP może odmówić przyjęcia takiego paliwa, a w przypadku wprowadzenia go do systemu pobiera od Użytkownika Sieci opłatę dodatkową określoną w IRiESP.

Zapisy instrukcji są podobne jak w przypadku sieci dystrybucyjnych. Nie ma informacji o możliwości wprowadzania paliw alternatywnych do sieci przesyłowej. Pośrednio można przyjąć, że wprowadzane paliwo musi spełniać parametry paliwa gazowego wskazanych w IRiESP. W przypadku wodoru będzie to utrzymanie parametrów fizykochemicznych umożliwiających prawidłową pracę urządzeń wykorzystujących paliwo jak również armatury sieci gazowej. Dodatkowym utrudnieniem przy wprowadzaniu paliwa gazowego może okazać się ograniczenie wynikające z urządzeń jakie trzeba będzie użyć aby móc wprowadzić gaz do sieci gazowej. W przypadku gazociągów przesyłowych ciśnienie robocze jest wielokrotnie wyższe niż ciśnienie sieci gazowej dystrybucyjnej (średniego ciśnienia). Oznacza to, że urządzenia sprężające będą musiały spełniać wyższe parametry techniczne. Wiąże się to ze wzrostem kosztów inwestycyjnych jak i późniejszych eksploatacyjnych.

3) Polskie normy

Podstawowe definicje oraz wyjaśnienia w zakresie możliwej współpracy sieci gazowych z innymi systemami energetycznymi (za pośrednictwem innych gazów niż gaz ziemny):

Gaz rozprowadzany siecią gazowa powinien spełniać wymagania opisane w:

PN-C-04752: Gaz ziemny. Jakość gazu w sieci przesyłowej [120]

PN-C-04753: Gaz ziemny. Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci rozdzielczej [121]

W sieci przesyłowej dopuszcza się przesyłanie gazu, który nie odpowiada parametrom jakie musi spełniać gaz dostarczany siecią dystrybucyjną odbiorcą. W takim przypadku operator sieci dystrybucyjnej zobowiązany jest w miejscu odbioru doprowadzić gaz do takich wymagań aby spełniał warunki dostawy dla odbiorców sieci dystrybucyjnej. Między innymi jest to nawonienie paliwa gazowego. Biorąc to pod uwagę wprowadzanie wodoru do sieci przesyłowej mimo iż technicznie jest trudniejsze to wymagania co do jakości mogą się różnić od składu paliwa gazowego w sieci dystrybucyjnej. W sieci przesyłowej przesyłane są większe ilości gazu co przy wprowadzaniu wodoru może przyczyniać się do mniejszych zmian składu paliwa gazowego.

4) Standardy Techniczne Izby Gospodarczej Gazownictwa ST-IGG-3501-2019 [122]– wymagania jakościowe i techniczne dla biometanu wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej.

Podstawowe informacje oraz wyjaśnienia w zakresie możliwej współpracy sieci gazowej z innymi systemami energetycznymi (za pośrednictwem innych gazów niż gaz ziemny):

Ciepło spalania powinno być większe bądź równe od 34 MJ/m³. Standard ten wskazuje warunkowe minimalne parametry jakie powinien spełniać biometan wprowadzany do sieci dystrybucyjnej

5) Rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci gazowych, ruchu i eksploatacji tych sieci [37]

Podstawowe informacje oraz wyjaśnienia w zakresie możliwej współpracy sieci gazowej z innymi systemami energetycznymi (za pośrednictwem innych gazów niż gaz ziemny):

Wprowadzając wodór do sieci gazowej musimy spełniać powyższe wymagania prawne tak aby nowy skład w żaden sposób nie powodował nieprawidłowości w pracy urządzeń go wykorzystujących. W rozporządzeniu wskazano standardy jakościowe paliwa gazowego jakie powinien spełniać gaz ziemny aby mógł być dostarczany do odbiorców. Wszelkie zmiany jakościowe w odniesieniu do standardów opisanych w rozporządzeniu mogą być przez odbiorcę zgłaszane. W konsekwencji powoduje to konieczność kontroli jakości dostarczanego paliwa.

W przypadku gdy gaz ziemny zostanie wzbogacony o wodór ważnym elementem będzie utrzymanie stabilnych udziałów wodoru. W przypadku gdy wprowadzanie wodoru byłoby okresowe zmienność składu gazu w sieci gazowej mogłaby być przyczyną niestabilnej pracy urządzeń odbiorczych. Wskazaniem może okazać się budowanie systemów które będą opierały się o sieć rozgałęzioną zasilaną z jednego źródła. W takim przypadku dostawy paliwa wzbogaconego wodorem będą odbywać się w ściśle określonym obszarze. Wprowadzanie paliwa gazowego w obszarze, gdzie sieć jest w układzie pierścieniowym a układ zasilany jest z kilku różnych kierunków może powodować to dużą zmienność składu paliwa gazowego co w konsekwencji może powodować niestabilność w pracy urządzeń. Mogą również występować trudności w rozliczaniu paliwa gazowego do odbiorców przemysłowych. Duża zmienność przyczyniać się może do trudności w określaniu korekt współczynnika ciepła spalania w stosunku do tego przyjętego w taryfie gazowej.

6) USTAWA Prawo energetyczne [83]

Podstawowe definicje oraz wyjaśnienia w zakresie możliwej współpracy sieci gazowej z innymi systemami energetycznymi (za pośrednictwem innych gazów niż gaz ziemny):

Paliwa gazowe – gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia;

W prawie energetycznym nie ma mowy o ograniczeniach w stosunku do składu paliwa gazowego. Definicja paliwa gazowego definiuje to medium jako - gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny oraz propan-butan lub inne rodzaje gazu palnego, dostarczane za pomocą sieci gazowej, a także biogaz rolniczy, niezależnie od ich przeznaczenia. Oznacza to, że skład nie jest jednoznacznie określony i nie ogranicza możliwości wprowadzenia innych składników jak wodór.

7) USTAWA o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych [4]

Podstawowe informacje oraz wyjaśnienia w zakresie możliwej współpracy sieci gazowej z innymi systemami energetycznymi (za pośrednictwem innych gazów niż gaz ziemny):

W Polsce handel emisjami jest regulowany przez ustawę. Reguluje ona sposób ponoszenia kosztów za emisję gazów cieplarnianych. Handel odbywa się w stosunku do następujących gazów cieplarnianych:

- dwutlenku węgla (CO₂);
- podtlenku azotu (N₂O);
- perfluorowęglowodorów (PFCs).

Ustawa nie ujmuje wodoru w aspekcie łańcucha ewentualnych korzyści płynących z oszczędności jakie można uzyskać poprzez jego produkcję w odnawialnych źródłach energii. Wykorzystanie takie polegałoby na wytworzeniu wodoru w OZE, następnie jego magazynowanie lub bezpośrednie wykorzystanie w aktualnych sieciach gazu ziemnego. Postępowanie takie ograniczałoby emisję gazów cieplarnianych i jest również jedną z podstaw transformacji energetycznej.

8) Polska Strategia Wodorowa [42]

Podstawowe informacje oraz wyjaśnienia w zakresie możliwej współpracy sieci gazowej z innymi systemami energetycznymi (za pośrednictwem innych gazów niż gaz ziemny):

W październiku 2021 Polski rząd przyjął strategię wodorową. Zakłada ona możliwość transportu wodoru m.in. aktualnymi sieciami gazu ziemnego. Dodatkowo zostały przyjęte wskaźniki realizacji, które mają nadać tempa transformacji wodorowej. Przyjęto, że w 2030 r. moc produkcyjna niskoemisyjnego wodoru ma wynieść 2 GW. Stworzonych ma zostać 5 dolin wodorowych oraz zacząć rozwijać program wykorzystania wodoru w transporcie publicznym (1000 autobusów napędzanych wodorem).

9) Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. [11]

Podstawowe informacje oraz wyjaśnienia w zakresie możliwej współpracy sieci gazowej z innymi systemami energetycznymi (za pośrednictwem innych gazów niż gaz ziemny):

W lutym 2021 roku została przyjęta polityka energetyczna Polski do 2040 r. W swych założeniach zakłada szeroko pojętą transformację energetyczną. Gaz ziemny ma być jedynie paliwem pomostowym. W 2030 r. udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto ma wynieść przynajmniej 23%. Ma rozwijać się energetyka wiatrowa szczególnie na Morzu Bałtyckim, gdzie zakłada się zainstalowanie do 2030 prawie GW mocy (11 GW w 2040)

10) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE – tzw dyrektywa gazowa [123]

Aktualnie Dyrektywa jest podstawowym dokumentem regulującym zasady funkcjonowania rynków gazu zarówno w przesyśle, dystrybucji i magazynowaniu. Dotyczy wszystkich Państw Członkowskich w Unii Europejskiej.

W związku z przyjętym kierunkiem transformacji energetycznej oraz stopniowym upowszechnianiem gazów niskoemisyjnych oraz odnawialnych trwają prace nad jej nowelizacją. Docelowo gaz ziemny ma zostać zastąpiony gazami niskoemisyjnymi, odnawialnymi oraz wodorem co powodować będzie duże zmiany organizacyjne na rynkach światowych. Zmiany jakie zostaną przyjęte będą uwzględniać zasady funkcjonowania rynku gazów zdekarbonizowanych.

11) Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 [124]

Podstawowe informacje oraz wyjaśnienia w zakresie możliwej współpracy sieci gazowej z innymi systemami energetycznymi (za pośrednictwem innych gazów niż gaz ziemny):

Aktualne Rozporządzenie ma na celu ustanowienie zasad dostępu do systemów przesyłowych, dystrybucyjnych, LNG. Określa także transgraniczne warunki wymiany, zasad bilansowania gazu pomiędzy poszczególnymi państwami. Podobnie jak w przypadku dyrektywy gazowej [123] dokument jest na etapie nowelizacji.

W związku z przyjętym kierunkiem transformacji energetycznej oraz stopniowym upowszechnianiem gazów niskoemisyjnych oraz odnawialnych trwają prace nad jej nowelizacją. Docelowo gaz ziemny ma zostać zastąpiony gazami niskoemisyjnymi, odnawialnymi oraz wodorem co powodować będzie duże zmiany organizacyjne na rynkach światowych. Zmiany jakie zostaną przyjęte będą uwzględniać zasady funkcjonowania rynku gazów zdekarbonizowanych.

12) Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii [23]

Podstawowe informacje oraz wyjaśnienia w zakresie możliwej współpracy sieci gazowej z innymi systemami energetycznymi (za pośrednictwem innych gazów niż gaz ziemny):

Dokument określa zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania z odnawialnych źródeł energii. W ramach ustawy zostały zdefiniowane dwa istotne pojęcia - biogaz i biogaz rolniczy:

- biogaz – gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów;
- biogaz rolniczy – gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej, lub biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, z wyłączeniem biogazu pozyskanego z surowców pochodzących ze składowisk odpadów, a także oczyszczalni ścieków, w tym zakładowych oczyszczalni ścieków z przetwórstwa rolno-spożywczego, w których nie jest prowadzony rozdział ścieków przemysłowych od pozostałych rodzajów osadów i ścieków;

Ustawa wyznacza podział wytwarzania biogazu, który pochodzi z działalności rolniczej oraz wytwarzany w ramach działalności oczyszczalni ścieków i wysypisk.

Załącznik 2 – Ankieta

Szanowni Państwo,

w związku z realizacją badań w zakresie możliwości rozwoju technologii współpracy sieci gazowej z wytwórcami energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych zwracam się z prośbą o wypełnienie niniejszej ankiety.

W przypadku jakichkolwiek pytań jestem do dyspozycji: Rafał Goraj, rafalgoraj@poczta.onet.pl

Ankieta

Metryka

	Energetyczna* (grupa I)	Inna** (grupa II)
Oceniający (ekspert)***		

(*) – osoba związana z branżą energetyczną, tj. gazowa, elektroenergetyczna, biogazowa, fotowoltaiczna oraz naukami o energetyce

(**) – pozostałe osoby, nie zaliczane do grupy I

(***) – proszę postawić X w odpowiednim oknie

1. Przedmiot ankietyzacji

Ankieta stanowi element badań do pracy doktorskiej w zakresie analizy możliwości współpracy sieci gazowej z wytwórcami paliw alternatywnych wykorzystując produkcję wodoru z elektrowni wiatrowych. Celem ankiety jest wskazanie dominujących kryteriów, które posłużą do wyboru lokalizacji projektów Power to Gas (P2G). Technologie P2G odgrywają istotną rolę w transformacji energetycznej, gdyż mogą łączyć systemy elektroenergetyczne z istniejącymi sieciami gazu ziemnego.

W ramach prowadzonych badań wytypowano kryteria, które posłużą do dalszych analiz wykorzystujących metodykę wielokryterialnej hierarchicznej analizy (AHP - Analytic Hierarchy Process) skorelowaną z narzędziami systemu informacji geograficznej (GIS - Geographic Information System).

Przeprowadzona ankietyzacja ma wskazać ważność przyjętych kryteriów oraz stanowi kluczowy element do analizy GIS. Docelowo wskazane zostaną lokalizacje o największym prawdopodobieństwie realizacji.

2. Sposób postępowania przy udzielaniu odpowiedzi na pytania

Odbiorca ankiety (ekspert) udziela odpowiedzi na wskazane pytania. Jego zadaniem jest określenie ważności danej pary kryteriów. Wypełniający Ankiety (ekspert) decyduje jakie kryterium dla danej pary jest ważniejsze i w jakim stopniu. Przy czym kryterium maksymalizowane należy rozumieć jako kryterium, w którym wyższa wartość jest bardziej pożądana. Kryterium minimalizowane stanowi jego przeciwieństwo.

W niniejszym badaniu założono następujący zbiór kryteriów:

Kryteria:

- **C1 – Potencjał energii wiatru** - (maksymalizowane kryterium środowiskowe) zdefiniowany jest jako średnioroczna prędkość wiatru występująca na rozpatrywanym obszarze. Wartość jest definiowana w m/s.
- **C2 – Dostępność infrastruktury** - (minimalizowane kryterium ekonomiczne) uwzględniające dostępność infrastruktury gazowej, elektroenergetycznej oraz drogowej (w przypadku elektroenergetycznej i gazowej: umożliwiającej wprowadzenie wymaganych ilości energii elektrycznej i wodoru (i jego pochodnych); drogowej: umożliwiającej transport elementów elektrowni wiatrowej oraz prowadzenie eksploatacji). Odległość od wskazanych sieci wiąże się z nakładami finansowymi jakie należy ponieść na wybudowanie infrastruktury P2G i elektrowni wiatrowych.
- **C3 – Odległość od zabudowań mieszkalnych** - (maksymalizowane kryterium prawno-społeczne) – zdefiniowane jako odległość od zabudowań mieszkalnych. Związana jest z ograniczeniami prawnymi oraz uciążliwością dla mieszkańców w sąsiedztwie infrastruktury P2G i elektrowni wiatrowych
- **C4 – Nachylenie Terenu** - (minimalizowane kryterium ekonomiczno-techniczne) – związane jest przede wszystkim z utrudnieniami w budowie i eksploatacji obiektów na terenach, gdzie występuje nachylenie. Kryterium liczone w%. Na bazie analizy literaturowej obszar ten został ograniczony do nachylenia 15%.
- **C5 – Ochrona przyrody** (maksymalizowane kryterium środowiskowe) uwzględniające odległości od terenów chronionych jak: Parki Narodowe, Parki Krajobrazowe, Natura 2000, zbiorniki wodne (jeziora, rzeki), lasy. Kryterium to uwarunkowane jest przepisami prawa oraz wpływem na optymalną pracę obiektów P2G oraz elektrowni wiatrowej. Wyraża się w odległości tych obiektów od rozpatrywanych obszarów.

Udzielając odpowiedzi co do istotności danego kryterium względem innego należy przyjąć następującą skalę:

- 1 – Kryteria są sobie równoważne. W ocenie ankietowanego są na równym poziomie
- 3 – Niewielka (umiarkowana) przewaga jednego kryterium nad drugim
- 5 – Silna przewaga jednego kryterium nad drugim
- 7 – Bardzo silna przewaga jednego kryterium nad drugim
- 9 – Ekstremalna przewaga jednego kryterium nad drugim

Instrukcja wypełnienia formularza odpowiedzi:

W każdym wierszu tabeli 1 zaznaczyć należy ważność kryterium za pomocą „X”.

Przykładowo:

- porównanie kryterium C1 (**Potencjał energii wiatru**) z kryterium C2 (**Dostępność infrastruktury**), gdzie w opinii ankietowanego kryterium C1 ma silną przewagę nad kryterium C2 należy zaznaczyć w następujący sposób:

	Ekstremalna przewaga	Bardzo silna przewaga	Silna przewaga	Niewielka przewaga	Kryteria równoważne	Niewielka przewaga	Silna przewaga	Bardzo silna przewaga	Ekstremalna przewaga	
Kryterium	9	7	5	3	1	3	5	7	9	Kryterium
C1			x							C2

- porównanie kryterium C1 (**Potencjał energii wiatru**) z kryterium C2 (**Dostępność infrastruktury**), gdzie w opinii ankietowanego kryterium C2 ma istotną (silną) przewagę nad kryterium C1 należy zaznaczyć w następujący sposób:

	Ekstremalna przewaga	Bardzo silna przewaga	Silna przewaga	Niewielka przewaga	Kryteria równoważne	Niewielka przewaga	Silna przewaga	Bardzo silna przewaga	Ekstremalna przewaga	
Kryterium	9	7	5	3	1	3	5	7	9	Kryterium
C1							x			C2

Formularz odpowiedzi - Tabela 1

	Ekstremalna przewaga	Bardzo silna przewaga	Silna przewaga	Niewielka przewaga	Kryteria równoważne	Niewielka przewaga	Silna przewaga	Bardzo silna przewaga	Ekstremalna przewaga	
Kryterium	9	7	5	3	1	3	5	7	9	Kryterium
C1 - Potencjał energii wiatru										C2 - Dostępność infrastruktury
C1 - Potencjał energii wiatru										C3 - Odległość od zabud. mieszk.
C1 - Potencjał energii wiatru										C4 - Nachylenie Terenu
C1 - Potencjał energii wiatru										C5 - Ochrona przyrody
C2 - Dostępność infrastruktury										C3 - Odległość od zabud. mieszk.
C2 - Dostępność infrastruktury										C4 - Nachylenie Terenu
C2 - Dostępność infrastruktury										C5 - Ochrona przyrody
C3 - Odległość od zabud. mieszk.										C4 - Nachylenie Terenu
C3 - Odległość od zabud. mieszk.										C5 - Ochrona przyrody
C4 - Nachylenie Terenu										C5 - Ochrona przyrody

Załącznik 3 – Wyniki badania ankietowego

Lp	Energetyka/ Inne	Nauka/ Przemysł/ Student/ Spoza	Kryteria					CI	CI/RI
			Potencjał energii wiatru	Dostęp-- ność infrastr.	Odległość od zabud. mieszk.	Nachyleni e Terenu	Ochrona przyrody		
			C1	C2	C3	C4	C5		
1	Energetyka	Nauka	0,39	0,11	0,05	0,05	0,39	0,02	0,02
2	Energetyka	Nauka	0,29	0,29	0,04	0,12	0,27	0,03	0,02
3	Inne	Nauka							
4	Inne	Nauka	0,13	0,13	0,13	0,04	0,57	0,04	0,04
5	Energetyka	Nauka	0,45	0,21	0,05	0,23	0,06	0,05	0,05
6	Energetyka	Przemysł	0,29	0,08	0,19	0,05	0,38	0,05	0,05
7	Energetyka	Nauka	0,47	0,16	0,17	0,03	0,17	0,06	0,05
8	Energetyka	Nauka	0,48	0,07	0,07	0,15	0,23	0,06	0,05
9	Energetyka	Nauka	0,21	0,42	0,18	0,06	0,13	0,06	0,06
10	Energetyka	Przemysł	0,18	0,09	0,36	0,05	0,32	0,06	0,06
11	Inne	Nauka	0,13	0,10	0,34	0,05	0,38	0,07	0,07
12	Energetyka	Przemysł	0,55	0,13	0,13	0,05	0,14	0,08	0,07
13	Energetyka	Przemysł	0,13	0,04	0,38	0,07	0,38	0,08	0,07
14	Energetyka	Przemysł	0,38	0,37	0,10	0,03	0,11	0,08	0,07
15	Energetyka	Przemysł	0,44	0,09	0,16	0,05	0,26	0,08	0,07
16	Energetyka	Przemysł	0,46	0,17	0,22	0,08	0,07	0,08	0,07
17	Energetyka	Przemysł	0,40	0,18	0,09	0,05	0,27	0,09	0,08
18	Inne	Nauka	0,15	0,06	0,37	0,06	0,37	0,09	0,08
19	Energetyka	Przemysł	0,45	0,14	0,15	0,06	0,19	0,09	0,08
20	Energetyka	Przemysł	0,29	0,29	0,05	0,10	0,29	0,09	0,08
21	Energetyka	Nauka	0,27	0,16	0,11	0,05	0,41	0,09	0,08
22	Energetyka	Nauka	0,37	0,14	0,17	0,05	0,27	0,09	0,08
23	Energetyka	Nauka	0,18	0,33	0,06	0,34	0,10	0,10	0,09
24	Energetyka	Przemysł	0,25	0,20	0,06	0,06	0,43	0,10	0,09
25	Energetyka	Nauka	0,26	0,18	0,10	0,05	0,40	0,10	0,09
26	Energetyka	Przemysł	0,35	0,21	0,13	0,06	0,25	0,10	0,09
27	Energetyka	Przemysł	0,14	0,10	0,23	0,06	0,47	0,10	0,09
28	Energetyka	Przemysł	0,50	0,06	0,21	0,10	0,13	0,10	0,09
29	Energetyka	Przemysł	0,31	0,49	0,06	0,07	0,07	0,10	0,09
30	Energetyka	Nauka	0,28	0,36	0,23	0,04	0,10	0,11	0,10
31	Energetyka	Nauka	0,16	0,24	0,09	0,09	0,42	0,11	0,10
32	Energetyka	Nauka	0,06	0,13	0,27	0,15	0,39	0,11	0,10
33	Energetyka	Przemysł	0,22	0,05	0,16	0,05	0,52	0,12	0,11
34	Inne	Nauka	0,10	0,10	0,34	0,04	0,42	0,12	0,11
35	Energetyka	Przemysł	0,44	0,25	0,14	0,12	0,05	0,12	0,11
36	Energetyka	Przemysł	0,38	0,24	0,09	0,04	0,25	0,12	0,11

37	Energetyka	Przemysł	0,40	0,20	0,09	0,04	0,27	0,12	0,11
38	Energetyka	Przemysł	0,50	0,14	0,08	0,04	0,23	0,13	0,11
39	Energetyka	Przemysł	0,40	0,21	0,06	0,06	0,28	0,13	0,11
40	Energetyka	Przemysł	0,20	0,53	0,19	0,04	0,04	0,14	0,12
41	Inne	Przemysł	0,14	0,14	0,07	0,03	0,61	0,14	0,12
42	Energetyka	Nauka	0,29	0,10	0,07	0,06	0,48	0,15	0,13
43	Energetyka	Przemysł	0,13	0,18	0,13	0,22	0,33	0,16	0,14
44	Energetyka	Przemysł	0,07	0,17	0,32	0,07	0,37	0,17	0,15
45	Inne	Nauka	0,10	0,12	0,45	0,05	0,28	0,18	0,16
46	Inne	Nauka	0,10	0,11	0,18	0,06	0,55	0,18	0,16
47	Inne	Nauka	0,26	0,08	0,11	0,05	0,50	0,19	0,17
48	Inne	Nauka	0,20	0,47	0,14	0,06	0,12	0,19	0,17
49	Inne	Nauka	0,14	0,07	0,21	0,04	0,53	0,19	0,17
50	Energetyka	Przemysł	0,25	0,13	0,06	0,09	0,48	0,19	0,17
51	Inne	Nauka	0,22	0,30	0,06	0,14	0,28	0,20	0,18
52	Energetyka	Przemysł	0,28	0,40	0,11	0,14	0,06	0,21	0,19
53	Energetyka	Nauka	0,53	0,22	0,04	0,07	0,14	0,22	0,20
54	Energetyka	Nauka	0,12	0,09	0,24	0,04	0,50	0,22	0,20
55	Inne	Przemysł	0,34	0,22	0,05	0,11	0,28	0,22	0,20

Załącznik 4 – Wyniki analizy

Gmina	Powierzchnia gminy Ag	Powierzchnia wynikowa Aw	Udział wynikowy Aw/Ag	Powierzchnia wynikowa Aw	Udział wynikowy Aw/Ag	Powierzchnia wynikowa Aw	Udział wynikowy Aw/Ag
		od zabudowań 500 m		od zabudowań 700 m		od zabudowań 1000 m	
		[m2]	[%]	[m2]	[%]	[m2]	[%]
Złotów	291 999 487	1 775 377	0,61	1 543 737	0,53	1 060 901	0,36
Krajenka	191 387 275	1 626 571	0,85	1 470 008	0,77	995 635	0,52
Lwówek	183 474 589	1 701 349	0,93	1 434 056	0,78	1 121 988	0,61
Czempień	142 094 510	1 715 126	1,21	1 429 200	1,01	803 863	0,57
Krotoszyn	255 493 752	1 456 763	0,57	924 250	0,36	996 011	0,39
Rozdrażew	78 949 530	721 928	0,91	646 926	0,82	541 746	0,69
Środa Wielkopolska	206 883 890	586 475	0,28	566 579	0,27	258 022	0,13
Budzyń	208 904 933	568 251	0,27	491 838	0,24	96 293	0,05
Poniec	131 906 274	654 412	0,50	456 871	0,35	361 547	0,27
Tarnówka	132 335 065	687 579	0,52	414 794	0,31	280 518	0,21
Krobia	129 390 388	441 019	0,34	361 626	0,28	55 228	0,04
Miejska Górką	103 404 356	470 103	0,46	340 329	0,33	137 508	0,13
Borek Wielkopolski	127 516 403	341 074	0,27	315 442	0,25	204 959	0,16
Słupca	144 610 831	289 270	0,20	228 144	0,16	68 620	0,05
Kościan	202 291 110	243 640	0,12	192 370	0,10	121 716	0,06
Zakrzewo	162 225 573	185 611	0,11	185 620	0,11	53 321	0,03
Kramsk	131 864 433	177 736	0,14	177 746	0,13	65 245	0,05
Lipka	190 959 529	181 336	0,10	171 671	0,09	43 197	0,02
Pakość	77 436 391	203 720	0,26	165 233	0,21	53 277	0,07
Pępowo	86 502 533	215 569	0,25	160 811	0,19	104 960	0,12
Oborniki	339 770 277	306 324	0,09	151 031	0,04	107 317	0,03
Jarocin	199 902 478	214 858	0,11	150 071	0,08	113 391	0,06
Kleszczewo	74 396 208	199 397	0,27	145 844	0,20	101 501	0,14
Grodzisk Wielkopolski	134 589 719	166 906	0,12	131 172	0,10	69 745	0,05
Miostów	131 971 514	148 318	0,11	120 104	0,09	98 575	0,08
Strzałkowo	142 167 843	170 156	0,12	106 276	0,07	35 510	0,03
Okonek	325 686 176	150 288	0,05	103 272	0,03	25 423	0,01
Niechanowo	105 441 251	130 715	0,12	94 498	0,09	39 147	0,04
Czarniejewo	111 813 443	137 239	0,12	94 048	0,08	43 197	0,04
Bojanowo	123 343 001	120 816	0,10	92 473	0,07	2 250	0,00
Śmigiel	189 616 409	96 068	0,05	91 798	0,05	225	0,00
Granowo	68 349 624	85 624	0,13	75 823	0,11	11 699	0,02
Gołańcz	191 619 388	321 615	0,17	67 611	0,04	75 963	0,04
Pleszew	180 094 034	99 132	0,06	67 048	0,04	44 097	0,02
Szamotuły	175 381 837	64 868	0,04	65 447	0,04	675	0,00
Rawicz	134 012 714	57 146	0,04	57 149	0,04		
Ostrów Wielkopolski	207 574 527	206 060	0,10	53 190	0,03	66 140	0,03
Krzemieniewo	113 074 787	108 892	0,10	44 999	0,04	35 772	0,03
Łobżenica	190 582 798	76 494	0,04	43 874	0,02	22 498	0,01
Kórnik	185 962 037	64 508	0,04	41 352	0,02	31 689	0,02

Gostyń	137 143 765	358 218	0,26	41 001	0,03	62 595	0,05
Obrzycko	110 757 395	41 773	0,04	40 300	0,04		
Piaski	100 632 742	80 544	0,08	37 574	0,04	3 825	0,00
Łęka Opatowska	77 582 197	47 471	0,06	36 224	0,05		
Rydzyzna	135 516 066	35 772	0,03	28 124	0,02	16 424	0,01
Ryczywół	154 613 690	23 228	0,02	25 199	0,02	5 175	0,00
Duszniki	156 198 964	72 977	0,05	23 287	0,01	69 239	0,04
Mieleszyn	98 825 425	56 264	0,06	22 796	0,02	15 404	0,02
Witkowo	184 358 053	164 520	0,09	21 831	0,01	6 561	0,00
Buk	90 516 468	25 614	0,03	16 087	0,02	20 979	0,02
Koźmin Wielkopolski	152 258 863	60 767	0,04	13 050	0,01	7 944	0,01
Lubasz	167 155 957	12 374	0,01	12 375	0,01		
Jaraczewo	132 959 040	286 082	0,22	11 434	0,01	104 668	0,08
Czarnków	347 212 285	11 024	0,00	11 025	0,00		
Września	221 575 150	27 673	0,01	4 275	0,00		
Damaśławek	104 421 398	14 174	0,01	4 050	0,00	1 800	0,00
Kobylin	112 002 747	25 423	0,02	3 375	0,00	675	0,00
Kępno	123 697 325	43 693	0,04	3 375	0,00	1 350	0,00
KłECKO	131 771 439	15 730	0,01	2 629	0,00	120	0,00
Stęszew	174 907 906	28 698	0,02	2 475	0,00	450	0,00
Kamieniec	132 144 852	3 840	0,00	2 475	0,00		
Połajewo	141 347 098	2 475	0,00	1 575	0,00		
Rokietnica	79 234 438	9 985	0,01	1 125	0,00	5 261	0,01
Kotlin	83 818 012	20 023	0,02	1 125	0,00		
Zaniemyśl	106 444 361	675	0,00	675	0,00		
Wysoka	122 867 103	675	0,00	450	0,00		
Dolsk	124 348 221	66 483	0,05	225	0,00	900	0,00
Skoki	198 288 345	99 018	0,05	214	0,00	13 702	0,01
Krzywiń						9 449	0,01
Kaźmierz						589	0,00
Dobrzyca		74 542	0,06				
Wągrowiec		24 495	0,01				
Nowe Skalmierzyce		17 324	0,01				
Szczytniki		14 849	0,01				
Jutrosin		13 274	0,01				
Krzywiń		9 449	0,01				
Sieroszewice		7 424	0,01				
Śrem		6 479	0,00				
Wronki		5 400	0,00				
Szydłowo		4 797	0,00				
Trzcinica		4 275	0,01				
Gołuchów		4 050	0,00				
Wilczyn		1 339	0,00				
Raszków		900	0,00				
Czermin		760	0,00				
Pogorzela		675	0,00				
Kaźmierz		589	0,00				
Margonin		516	0,00				
Kłeczew		11	0,00				