

WYBRANE PRZYRODNICZE
I PRAWNO-ADMINISTRACYJNE
**ASPEKTY ENERGETYKI ODNAWIALNEJ
W POLSCE**



Uniwersytet Szczeciński
Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego

**WYBRANE PRZYRODNICZE
I PRAWNO-ADMINISTRACYJNE
ASPEKTY ENERGETYKI ODNAWIALNEJ W POLSCE**

redakcja naukowa
Małgorzata Świątek

Szczecin 2022

Rada Wydawnicza

Barbara Braid, Anna Cedro, Urszula Chęcińska
Rafał Klóska, Maciej Kowalewski, Ewa Mazur-Wierzbicka, Jarosław Nadobnik
Grzegorz Wejman, Renata Ziemińska, Magdalena Zioło
Andrzej Skrendo – przewodniczący Rady Wydawniczej
Elżbieta Zarzycka – dyrektor Wydawnictwa Naukowego

Recenzent

dr Kamil Leziak

Redakcja językowa i korekta

Michał Warłyha

Redakcja techniczna i skład komputerowy

Iga Bańkowska

Projekt okładki

raraku.pl



Publikacja wydana przy wsparciu z budżetu województwa zachodniopomorskiego



© Copyright by Uniwersytet Szczeciński, Szczecin 2022

ISBN (print) 978-83-7972-563-2

ISBN (online) 978-83-7972-564-9

WYDAWNICTWO NAUKOWE UNIWERSYTETU SZCZECIŃSKIEGO

Wydanie I. | Ark. wyd. 6,0 | Ark. druk. 6,3 | Format 210 x 210

SPIS TREŚCI

Małgorzata Świątek, <i>Od redakcji</i>	5
Tomasz Sobieraj, <i>Wprowadzenie</i>	7
Szymon Walczakiewicz, <i>Charakterystyka warunków anemometrycznych na Pomorzu oraz w południowej części Morza Bałtyckiego</i>	9
Przemysław Śmietana, Dariusz Wysocki, <i>Uwarunkowania środowiskowe energetyki wiatrowej na przykładzie oddziaływania na ptaki i nietoperze</i>	21
Małgorzata Świątek, <i>Zalety i wady energetyki wodnej</i>	29
Małgorzata Świątek, <i>Zalety i wady geotermii wysokiej i niskiej entalpii (wykorzystującej pompy ciepła)</i>	47
Marlena Ballak, <i>Wyzwania polityki energetycznej Polski do 2040 roku</i>	61
Piotr Biniek, <i>Być albo nie być prosumentem – świadome i ukryte motywacje indywidualnych inwestorów energetyki odnawialnej</i>	83

OD REDAKCJI

Szanowni Państwo,

z przyjemnością przekazujemy na Wasze ręce kolejną publikację będącą wynikiem współpracy Uniwersytetu Szczecińskiego i Urzędu Marszałkowskiego Województwa Zachodniopomorskiego. Pierwsza – *Odnawialne źródła energii w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem województwa zachodniopomorskiego* ukazała się w 2017 roku, natomiast druga – *Perspektywy rozwoju energetyki niekonwencjonalnej na Pomorzu Zachodnim* w roku 2019. Rezultatem współpracy obu instytucji były również dwie konferencje naukowo-techniczne – „Energetyka niekonwencjonalna na Pomorzu Zachodnim – potencjał, problemy, perspektywy” (20 listopada 2018) oraz „OZE w województwie zachodniopomorskim – środowisko, technologie, społeczeństwo” (21 września 2021). Zarówno Zarządowi Województwa Zachodniopomorskiego, jak i Uniwersytetowi Szczecińskiemu zależy bowiem na upowszechnianiu wiedzy w zakresie możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w województwie zachodniopomorskim, zwłaszcza w środowisku jednostek samorządów terytorialnych i ich pracowników, a także w kręgach naukowych i naukowo-technicznych.

W publikacji, którą Państwu przekazujemy, zaprezentowaliśmy między innymi zagadnienia dotyczące bardzo popularnej w województwie zachodniopomorskim energetyki wiatrowej. Omówione zostały uwarunkowania klimatyczne rozwoju farm wiatrowych, zwłaszcza morskich, których powstawanie stanowi ważną alternatywę dla konwencjonalnej energetyki opartej na spalaniu węgla. W rozdziale tym przedstawiono, wykorzystując m.in. szczegółowe mapy, potencjał aerologiczny (wiatrowy) na Pomorzu oraz na polskich obszarach wodnych, w skład których wchodzi wody wewnętrzne, morze terytorialne i wyłączna strefa ekonomiczna Polski.

Rozwój energetyki odnawialnej, w tym wiatrowej, choć posiada wiele zalet, nie jest wolny od negatywnych konsekwencji dla środowiska przyrodniczego. Szczególnie należy zwrócić uwagę na zagrożenia dotyczące ptaków oraz nietoperzy. Zagadnienia te zostały zaprezentowane w kolejnym rozdziale przygotowanym przez naukowców ekologów, profesorów z Instytutu Nauk o Morzu i Środowisku Uniwersytetu Szczecińskiego.

W województwie zachodniopomorskim pewne znaczenie odgrywają również energetyka wodna oraz geotermalna. Ich rozwojowi sprzyjają uwarunkowania przyrodnicze występujące w Polsce północno-zachodniej, należy tu przede wszystkim wskazać urozmaicone ukształtowanie terenu w obrębie niektórych pojezierzy

(sprzyjające hydroenergetyce) oraz stosunkowo bogate zasoby złóż geotermalnych, które mogą być wykorzystywane w celach grzewczych. Obie gałęzie OZE (energetyka wiatrowa i geotermalna), posiadają zarówno zalety, jak i mankamenty. Jest więc bardzo istotne, by przed rozpoczęciem określonych działań inwestycyjnych mieć jak najpełniejszą wiedzę i świadomość konsekwencji produkcji energii – cieplnej i elektrycznej, przy wykorzystaniu wskazanych zasobów. Zagadnieniom tym poświęcono uwagę w kolejnych częściach pracy.

Ważne kwestie poruszono także w rozdziałach dotyczących aktualnej polityki energetycznej Polski (PEP 2040) i formy dostosowania jej do obowiązującej polityki energetycznej i klimatycznej Unii Europejskiej. Polityka ta ukierunkowana jest m.in. na ograniczenie zjawiska ocieplenia klimatu poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych i zapewnienie Europie tzw. neutralności klimatycznej, co zostało opisane w unijnym pakiecie „Fit for 55” stworzonym w ramach Europejskiego Zielonego Ładu. Podstawowe założenia PEP 2040 to sprawiedliwa transformacja energetyczna państwa, zeroemisyjny system energetyczny oraz troska o dobrą jakość powietrza. Istotne jest również ograniczenie zużycia surowców, do czego ma się przyczynić rozwój energetyki odnawialnej oraz jądrowej.

Realizację przyjętej polityki z punktu widzenia prosumenta, czyli podmiotu będącego jednocześnie producentem i konsumentem wytworzonej energii, opisano w kolejnym rozdziale. Przedstawiono w nim, jak realizacja prosumenckiej polityki energetycznej wygląda w praktyce – co jej sprzyja, a co ogranicza.

Małgorzata Świątek

WPROWADZENIE



Samorząd województwa zachodniopomorskiego z przyjemnością podjął się wydania monografii *Przyrodnicze i prawno-administracyjne aspekty energetyki odnawialnej w Polsce*, w publikacji tej bowiem zawarto aktualną wiedzę na temat możliwości rozwoju energetyki odnawialnej w województwie zachodniopomorskim.

Nasze województwo zajmuje w kraju pierwszą pozycję pod względem produkcji energii ze źródeł OZE, w szczególności z elektrowni wiatrowych. Biorąc pod uwagę potencjał energetyczny województwa zachodniopomorskiego, działania samorządu województwa skupiają się głównie na wspieraniu sektora energetycznego, w celu zapewnienia optymalnego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii dla mieszkańców naszego regionu. Władze samorządowe, opierając się na przyjętej „Polityce ekologicznej województwa zachodniopomorskiego”, współpracują z jednostkami lokalnego samorządu terytorialnego z obszaru województwa, z samorządem gospodarczym i zawodowym, administracją rządową, innymi województwami oraz z organizacjami pozarządowymi, szkołami wyższymi i jednostkami naukowo-badawczymi. Zajmują się także koordynacją i wspieraniem działań lokalnych w zakresie efektywności energetycznej oraz planowaniem rozwoju energetyki. Samorząd województwa szczególnie skupia się na zachęceniu działających w naszym regionie podmiotów publicznych do organizowania wspólnych przetargów na zakup energii elektrycznej i gazu. Zajmuje się ponadto, poprzez cykliczne konferencje oraz konkursy o tematyce związanej z odnawialnymi źródłami energii skierowanymi do uczniów technicznych szkół ponadpodstawowych oraz studentów i doktorantów z krajów Unii Europejskiej, promowaniem i upowszechnianiem wiedzy z zakresu energetyki. Ponadto, w ramach realizacji zadań ustawowych, opiniowane są koncesje na działalność przedsiębiorstw energetycznych związanych z wytwarzaniem, przesyłaniem oraz dystrybucją paliw i energii, a także plany rozwoju przedsiębiorstw energetycznych i planów gminnych dotyczących zaopatrzenia w ciepło, paliwa i energię.

Oddając książkę *Przyrodnicze i prawno-administracyjne aspekty energetyki odnawialnej w Polsce* w Państwa ręce, pragnę jednocześnie złożyć wyrazy uznania władzom uczelni za podejmowanie działań na rzecz promowania energetyki odnawialnej.



Tomasz Sobieraj
Wicemarszałek Województwa Zachodniopomorskiego

CHARAKTERYSTYKA WARUNKÓW ANEMOMETRYCZNYCH NA POMORZU ORAZ W POŁUDNIOWEJ CZĘŚCI MORZA BAŁTYCKIEGO

SZYMON WALCZAKIEWICZ

ORCID: 0000-0002-4875-8027

Zespół badawczy Klimatologii i Hydrologii

Instytut Nauk o Morzu i Środowisku

Uniwersytet Szczeciński

szymon.walczakiewicz@usz.edu.pl

SŁOWA KLUCZOWE:

warunki anemometryczne, odnawialne źródła energii, energetyka wiatrowa, Pomorze, Morze Bałtyckie

WPROWADZENIE

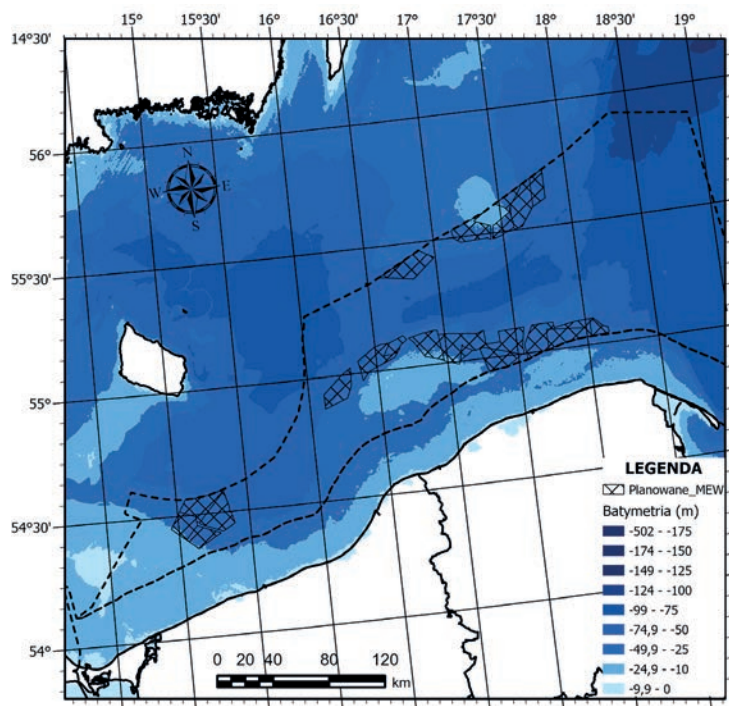
Rosnące z roku na rok zapotrzebowanie na energię elektryczną, spowodowane głównie zmianami demograficznymi oraz wzrostem aktywności ekonomicznej człowieka (Młynarski, Tarnawski, 2016), wymaga coraz większych inwestycji w nowe źródła jej pozyskiwania, przede wszystkich z odnawialnych źródeł energii (OZE). Jedną z możliwości jest tworzenie morskich elektrowni wiatrowych (MEW), zainteresowanie którymi rośnie w ostatnich latach, co znalazło potwierdzenie w Europejskiej Strategii Morskiej Energetyki Odnawialnej (*Offshore Renewable Energy Strategy – ORES*), która została przedstawiona przez Komisję Europejską w 2020 roku (Komisja Europejska, 2020). Dokument ten prawdopodobnie zapoczątkuje lub już zapoczątkował dynamiczny rozwój MEW w Europie. Według przyjętych w nim założeń moc morskich elektrowni wiatrowych ma wzrosnąć, z obecnych 12 GW do 60 GW w 2030 roku oraz 300 GW w 2050 roku. Patrząc na potencjał Morza Bałtyckiego, prognozuje się zwiększenie mocy z obecnych 2,2 GW do 93 GW w 2050 roku (Komisja Europejska, 2019). Nadal jednak morskie farmy wiatrowe ustępują i w najbliższych latach będą ustępowały

swoim lądowym odpowiednikom pod względem produkcji energii. Niemniej, to na nich właśnie opiera się przyszłość energetyki wiatrowej i inwestowanie w *offshore* w kolejnych latach może pozwolić osiągnąć cel neutralności klimatycznej.

Obecnie w Europie zainstalowanych jest 116 (stan na czerwiec 2021 r.) morskich farm wiatrowych w 12 państwach (Wojtkiewicz, 2021). Najwięcej z nich posiada Wielka Brytania (40), natomiast w innych europejskich państwach skala jest nieco mniejsza – Niemcy (29), Dania (14), Belgia (11), Holandia (9), Szwecja (5), Finlandia (3). Po 1 posiada Irlandia, Portugalia, Hiszpania, Norwegia i Francja. Do tej pory zainstalowano 5402 turbiny o łącznej mocy ok. 25 000 MW, z czego 42% energii wytwarzane jest przez turbiny brytyjskie, 31% przez niemieckie, 10% przez holenderskie, 9% przez belgijskie, 7% przez duńskie i 1% przez pozostałe. Największą moc posiadają turbiny zlokalizowane na Morzu Północnym (ok. 19,8 MW, co stanowi 79% skumulowanej mocy wszystkich farm). Pozostałe ulokowane są na Morzu Irlandzkim (ok. 2,9 MW – 12%), Morzu Bałtyckim (ok. 2,2 MW – 9%), Oceanie Atlantyckim (32 MW – <1%). W ostatnich latach obserwuje się trend rosnący, jeśli chodzi o moc turbin, co w konsekwencji prowadzi do wzrostu mocy farm wiatrowych. Większość MEW znajduje się w odległości mniejszej niż 60 km od brzegu i są one budowane przede wszystkim tam, gdzie głębokość wody nie przekracza 40 m. Nie znaczy to, że nie ma projektów, w których podane wyżej wartości nie są przekraczane. Obecnie (stan na 2020 r.) wybudowaną najdalej od brzegu i w pełni działającą farmą wiatrową jest elektrownia niemiecka – usytuowano ją około 105 km od lądu (Wind Europe, 2021).

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej zależy od wielu czynników, chociażby takich jak: infrastruktura przesyłowa, prawo europejskie, a na poziomie krajowym – współpraca międzynarodowa, badania naukowe i wiele innych. To one mogą przyczynić się do szybkiego jej rozwoju lub też spowolnienia budowy nowych morskich farm wiatrowych. Ludzkość, biorąc pod uwagę postępującą zmianę klimatu, powinna jak najszybciej zrezygnować lub ograniczyć produkcję energii ze źródeł nieodnawialnych, przyczyniając się do wzrostu produkcji energii czy ciepła z OZE. Takie deklaracje padły podczas Szczytu Klimatycznego COP26 w Glasgow w 2021 roku, gdzie światowi przywódcy zadeklarowali stopniowe zmniejszenie energii produkowanej z węgla (COP26, 2021).

W Polsce, obowiązującym obecnie, aktem prawnym regulującym powstawania morskich farm wiatrowych jest Ustawa z 17 grudnia 2020 roku o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. 2021 poz. 234, z późn. zm.). To w niej zawarto szczegółowe informacje wraz z lokalizacjami przyszłych MEW (ryc. 1).



Rycina 1. Lokalizacja obszarów planowanych Morskich Elektrowni Wiatrowych (MEW) (szrafura) na terenie Polskiej Wyłącznej Strefy Ekonomicznej wraz z batymetrią Bałtyku Południowego (kolor)

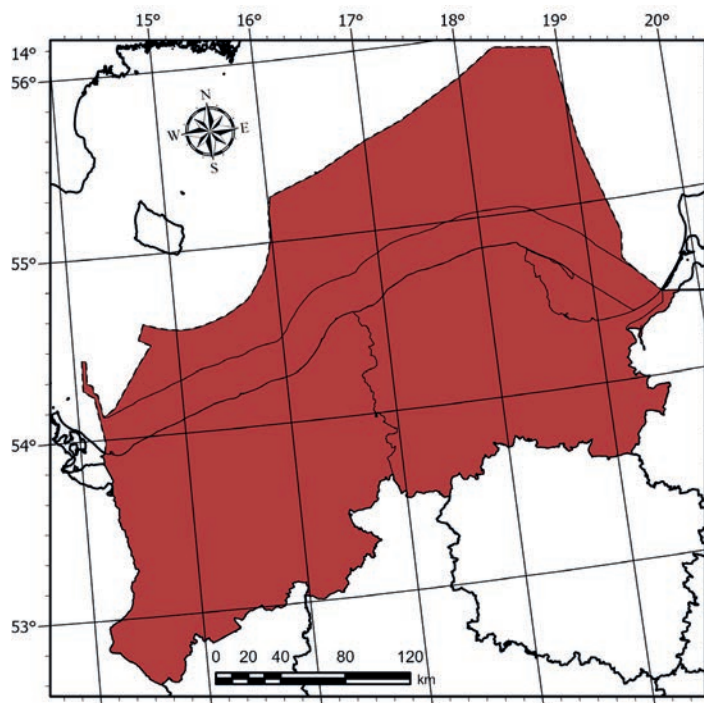
Źródło: opracowanie własne na podstawie Dz.U. 2021, poz. 234, z późn. zm. – planowane lokalizacje MEW oraz Baltic Sea Hydrographic Commission (2013) – batymetria.

W naszym kraju najwięcej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii produkują farmy wiatrowe, ok. 11 412 GWh (dane z 2020 r.; URE, 2022). Zdecydowanie największy udział w wytwarzaniu energii elektrycznej z OZE ma województwo zachodniopomorskie – 82,2%, gdzie średnia krajowa wynosiła zaledwie 17,5% (RBGPWZ, 2021). To właśnie to województwo, jak i całe Pomorze, posiada korzystne warunki aerodynamiczne, co w konsekwencji przekłada się na duże zasoby energetyczne (Lewandowski, 2012; Świątek, 2019; Walczakiewicz, 2017). Wzrastają one w miarę zbliżania się do Wybrzeża i tam osiągają najwyższe wartości (Koźmiński i in., 2012; Lorenc, 2004). Biorąc pod uwagę to, że wzrost prędkości wiatru przekłada się na jego energię, w połączeniu z mniejszym tarciem nad powierzchnią wodną, potencjał aeroenergetyczny nad Morzem

Bałtyckim powinien być jeszcze lepszy. Do tej pory znane są wyłącznie lokalizacje planowanych morskich farm wiatrowych, bez szczegółowej charakterystyki pola wiatru na Bałtyku, dlatego w dalszej części artykułu zostaną przedstawione ogólne informacje odnoszące się do rozkładu prędkości wiatru, w szczególności nad powierzchnią Morza Bałtyckiego, w tzw. Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej.

DANE I METODY BADAWCZE

Obszarem poddanym analizie jest Pomorze oraz Bałtyk Południowy. W pracy przez termin Pomorze należy rozumieć obszar województwa zachodniopomorskiego i pomorskiego, z kolei Bałtyk Południowy to teren polskich obszarów wodnych, w skład których wchodzi wody wewnętrzne, morze terytorialne i wyłączna strefa ekonomiczna Polski (ryc. 2).



Rycina 2. Obszar badawczy (kolor)

Źródło: opracowanie własne.

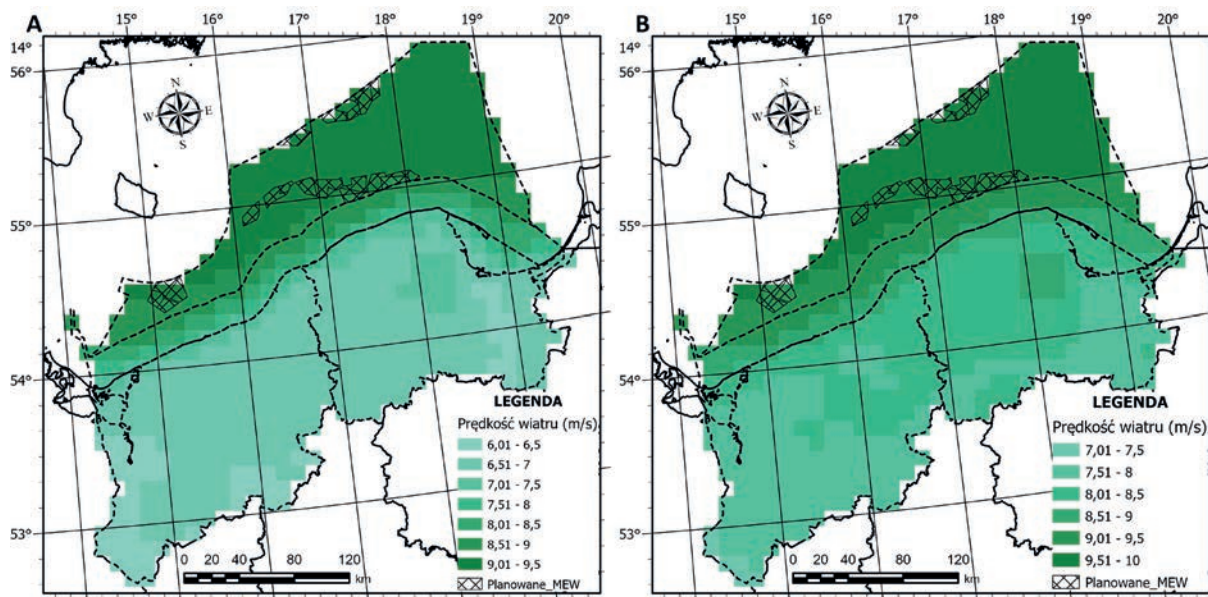
Dane odnoszące się do prędkości wiatru pobrano z bazy Climate Data Store (CDS) należącej do Copernicus Climate Change Service (C3S), którym to, w imieniu Unii Europejskiej zarządza ECMWF (Europejskie Centrum Średnioterminowych Prognoz Pogody). Informacje o prędkości wiatru z bazy CDS pobrano z regionalnej reanalizy dla Europy – Uncertainties in Ensembles of Regional ReAnalyses (UERRA regional reanalysis for Europe on height levels from 1961 to 2019 – FP7 607193). Miały one postać gridów o rozdzielczości 11 x 11 km. Dane były uzyskane z dwóch wysokości: 100 i 200 m nad poziomem terenu. Pobrano je z 4 terminów (godzin): 00, 06, 12 i 18 UTC dla wszystkich miesięcy w okresie od 1961 do 2018 roku łącznie. Następnie, przy pomocy oprogramowania GIS, policzono wartości średnie dobowe z 4 terminów pomiarowych, średnie miesięczne i średnią roczną dla wspomnianych dwóch wysokości. Dodatkowo obliczono podstawowe charakterystyki statystyczne, a większość wyników przedstawiono za pomocą map rozkładu przestrzennego średniej prędkości wiatru. Ostatnim krokiem było policzenie trendu dla średniej dobowej prędkości wiatru, a następnie przeliczenie go na okres 10 lat.

WYNIKI

Prędkość wiatru mierzona na wysokości 10 m n.p.t. zależy przede wszystkim od podłoża, jego szorstkości, zabudowy i innych elementów. Turbiny w elektrowniach wiatrowych montowane są przeważnie na wysokości od 30 do 120 m (Tytko, 2021). Dodając do tego długość łopaty wirnika, np. 80 m, wysokość pojedynczego wiatraka nad powierzchnią czy to lądu, czy morza może dochodzić lub nawet przekraczać 200 m. Warto zwrócić uwagę, że prędkość wiatru, w miarę zbliżania się od strony lądu do Wybrzeża będzie rosła, ze względu na mniejsze tarcie nad jego powierzchnią, osiągając swoje maksimum nad samym brzegiem. Odwrotnie wygląda to na otwartym akwenie – im dalej od brzegu, tym wzrasta prędkość wiatru. Tę zależność widać na rozkładzie przestrzennym średniej rocznej prędkości wiatru na poziomie 100 i 200 m n.p.t. (ryc. 3). Najniższe prędkości notowane są na lądzie, w dolinach rzek Odry i Wisły, poniżej 6,5 m/s na 100 m n.p.t. oraz poniżej 8 m/s na 200 m n.p.t. Nieco wyższe prędkości notowane są na Wybrzeżu oraz Pojezierzu Kaszubskim, odpowiednio ok. 7–7,5 m/s oraz ok. 8,5–9 m/s.

W przypadku rozkładu prędkości wiatru na Morzu Bałtyckim, charakterystyka dotyczyć będzie przede wszystkim wyłącznej strefy ekonomicznej Polski (WSEP). Najwyższe wartości notowane były w środkowej i wschodniej części WSEP, ponad 9 m/s. W przypadku terenów, na których planuje się budowę morskich farm wiatrowych, gorsze warunki wiatrowe (8,5–9,5 m/s) występowały na zachodzie WSEP, w tzw. obszarze 14.E (14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4) oraz w południowo-środkowej części wyłącznej strefy ekonomicznej, na pograniczu z morzem terytorialnym – obszar 2 i 46.E.1. Średnia roczna prędkość wiatru przyjmowała najwyższe wartości rzędu 9–9,5 m/s na 100 m n.p.t. i 9,5–10 na 200 m n.p.t., w godzinach wieczornych

i nocnych (18 i 00 UTC) zarówno nad lądem, jak i nad morzem. Najczęściej najsilniejszy wiatr występował w północno-wschodniej części polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej.

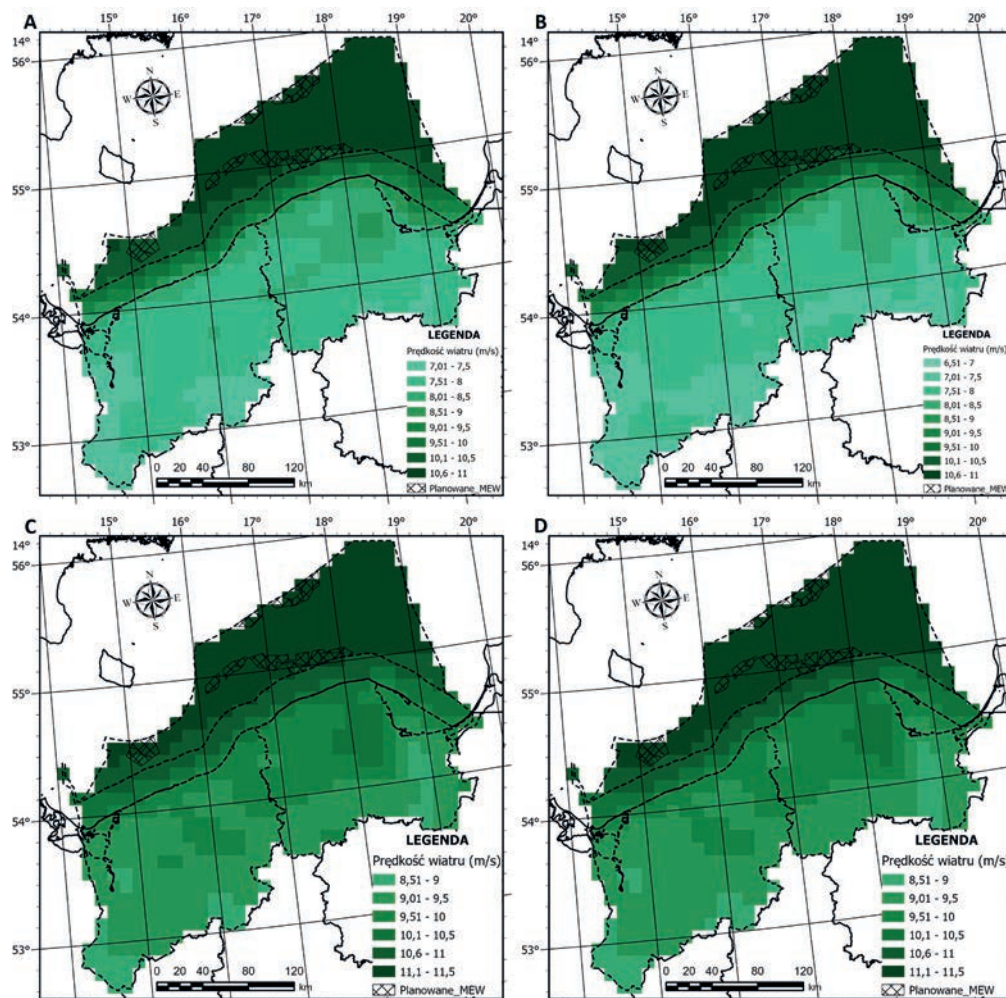


Rycina 3. Średnia roczna prędkość wiatru na wysokości 100 (A) i 200 m n.p.t. (B) w okresie 1961–2018

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych UERRA, CDS.

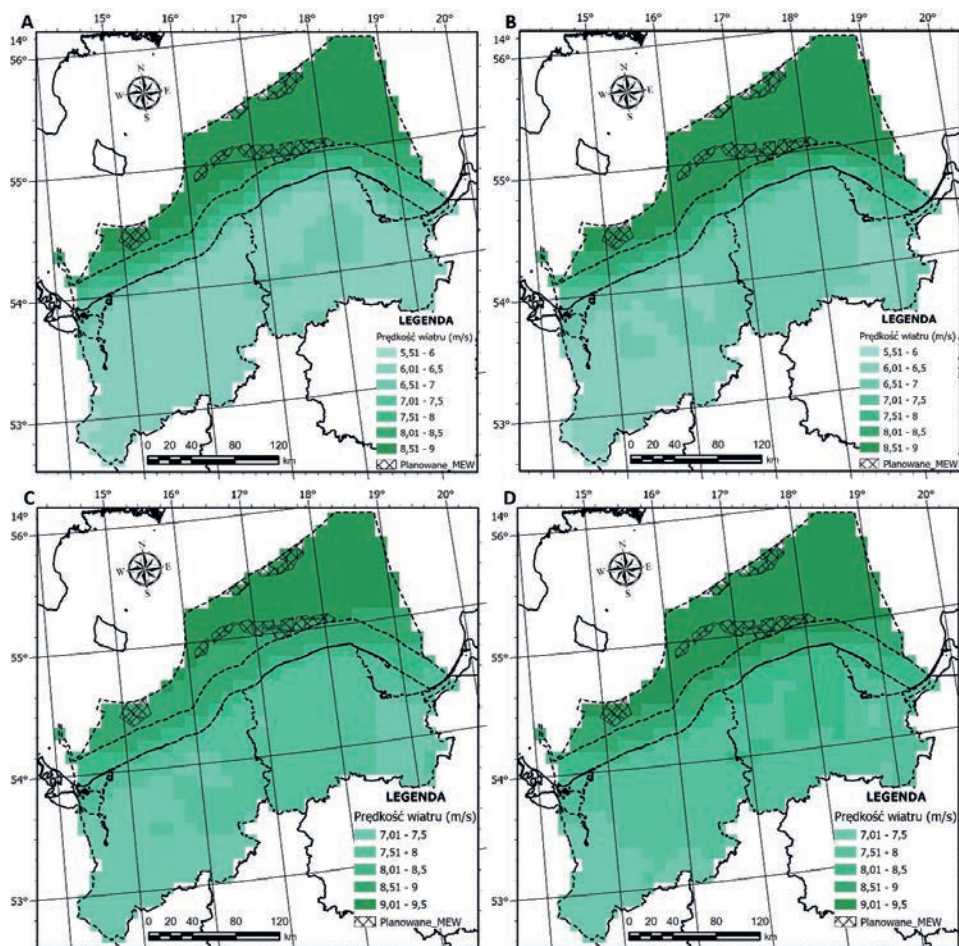
Analiza danych w odniesieniu do średnich miesięcznych prędkości wiatru na obu poziomach wykazała, że najwyższe wartości notowane były w półroczu chłodnym, od października do marca, a najniższe w półroczu ciepłym, czyli od kwietnia do września. Bez względu jednak, które półrocze brano pod uwagę, chłodne (X–III), czy ciepłe (IV–IX) obserwowano wzrost siły wiatru nad morzem, z najwyższymi wartościami w WSEP. W porze chłodnej najwyższa średnia prędkość wiatru notowana była w styczniu i grudniu na obu analizowanych wysokościach (ryc. 4). Na Bałtyku regionem o najwyższych wartościach była WSEP, gdzie na 100 m n.p.t. notowano prędkości rzędu 10,6–11 m/s, a na 200 m n.p.t. – 11,1–11,5 m/s. Natomiast na lądzie był to obszar Pojezierza Kaszubskiego i częściowo Pojezierza Drawskiego, gdzie prędkość wiatru osiągała ok. 8,1–8,6 m/s na 100 m n.p.t. i ok. 9–10 m/s na 200 m n.p.t. Najśłabszy wiatr w styczniu i grudniu, podobnie jak przy charakterystyce rocznej, występował w dolinach rzek, przede wszystkim Odry i Wisły – poniżej 7,5 m/s (100 m n.p.t.) i ok. 8,5–9 m/s (200 m n.p.t.). Najniższe wartości w chłodnym półroczu odnotowano

w październiku i marcu, od 7,5–8 m/s na lądzie do 10–10,5 m/s na otwartym morzu. W stosunku do obszarów planowania MEW lepsze warunki panowały w rejonie Ławicy Słupskiej i Ławicy Środkowej niż w zachodniej części wyłącznej strefy ekonomicznej Polski.



Rycina 4. Średnia miesięczna prędkość wiatru w styczniu (A i C) i grudniu (B i D) na wysokości 100 (A i B) i 200 m n.p.t. (C i D) w okresie 1961–2018

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych UERRA, CDS.



Rycina. 5. Średnia miesięczna prędkość wiatru w kwietniu (A i C) i wrześniu (B i D) na wysokości 100 (A i B) i 200 m n.p.t. (C i D) w okresie 1961–2018

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych UERRA, CDS.

W półroczu ciepłym, w przypadku rozkładu przestrzennego prędkości wiatru, widoczna jest ta sama zależność co w półroczu chłodnym – „wietrzny” Bałtyk i Wybrzeże, „spokojny” ląd. Najwyższe wartości notowano w miesiącach graniczących z półroczem chłodnym, czyli w kwietniu i we wrześniu. Na lądzie nie dochodziło do tak dużych zmian w porównaniu z pozostałymi miesiącami półroczu ciepłego. Polegały

one głównie na tym, że wyższe prędkości wiatru w kwietniu i wrześniu występowały na większym obszarze. Na Bałtyku, szczególnie w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej, różnica w prędkości wiatru między poziomem 100 a 200 m n.p.t. wyniosła ok. 0,5 m/s, a prędkość to odpowiednio 8,5–9 m/s oraz 9–9,5 m/s (ryc. 5).

Z analizy zmienności wykonanej dla polskiego obszaru wodnego, gdzie planuje się usytuowanie pierwszych morskich elektrowni wiatrowych wynika, że w styczniu, lutym i grudniu średnia prędkość wiatru na poziomie 100 m n.p.t. wzrastała o ok. 0,1–0,19 m/s na 10 lat. Był to trend istotny statystycznie na poziomie $p < 0,01$ dla stycznia i lutego oraz na poziomie $p < 0,05$ dla grudnia. Na wysokości 200 m n.p.t. istotność statystyczna była na tym samym poziomie co na 100 m n.p.t., a wartości trendu wyniosły ok. 0,16–0,25 m/s na 10 lat. Warto odnotować, że w listopadzie na obu poziomach widoczny był istotny statystycznie ($p < 0,01$) spadek prędkości wiatru o ok. 0,21 m/s na 10 lat.

PODSUMOWANIE

Zmiana klimatu, nowe przepisy (*Fit for 55*), restrykcje związane z emisjami CO₂ (np. reedukacja emisji CO₂ o ponad 30% dla samochodów osobowych i dostawczych) oraz rosnące potrzeby energetyczne zmuszają ludzi do coraz powszechniejszego korzystania z odnawialnych źródeł energii, a taką jest oczywiście energia wiatru. Budowa polskich morskich elektrowni wiatrowych na Bałtyku już się rozpoczęła. Jest ona na różnym etapie realizacji, co w dużym stopniu zależy od przedsiębiorstwa, które je projektuje i w najbliższym czasie zbuduje. Lokalizacja samych farm wiatrowych została określona w ustawie z 17.12.2020 roku o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. 2021 poz. 234, z późn. zm.). Budowa morskich elektrowni wiatrowych poza tymi obszarami nie będzie możliwa.

Przeprowadzona analiza prędkości wiatru obejmująca okres z okresu 1961–2018 wykazała przede wszystkim, że rozkład czasowy i przestrzenny na dwóch poziomach badawczych 100 i 200 m n.p.t. był zbliżony i różnił się nieznacznie wyższymi wartościami na wysokości 200 m n.p.t. Średnia roczna prędkość wiatru na obu poziomach była najwyższa w północnej części wyłącznej strefy ekonomicznej Polski (WSEP) – ok. 8–9 m/s, a najniższa w dolinach rzek, ok. 6–7,5 m/s. Najwyższe terminowe prędkości wiatru notowane były o 00 i 18 UTC, wtedy też „obejmowały” swoim zasięgiem największy obszar WSEP. Najwyższa średnia miesięczna prędkość wiatru występowała w półroczu chłodnym, w szczególności od listopada do stycznia – ponad 10,5 m/s na 100 m n.p.t. oraz powyżej 11 m/s na 200 m n.p.t. Dodatkowo, najdłuższy okres z silniejszym wiatrem występował w północno-wschodniej (Basen Gotlandzki) części polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej. Na lądzie najkorzystniejszymi obszarami, na których można lokować farmy wiatrowe są Wybrzeże oraz najwyższe wyniesione obszary wału morenowego, w szczególności Pojezierze Kaszubskie i Pojezierze Drawskie. Odnosząc te wartości do gęstości energii wiatru, kiedy jest najwyższa (ok. 12,5 kWh/m²) przy prędkości

ok. 9 m/s (Tytko, 2021), potwierdziło się, że lokalizacja przyszłych MEW jest dobrym wyborem. Prawdopodobnie jednak najbardziej efektywna produkcja energii pochodziłaby z farm zlokalizowanych w północno-środkowej części WSEP, na jej granicy zewnętrznej. Tam najczęściej średnia roczna prędkość wiatru była najwyższa. Jednak większa odległość od brzegu znacznie podniosłaby koszty budowy samej elektrowni, a także budowy podwodnych linii przesyłowych. Z kolei zlokalizowanie MEW w zachodniej części wyłącznej strefy ekonomicznej Polski, na wschód od Ławicy Odrzańskiej, sprawi, że znajdą się one w obszarze nieznacznie słabszych warunków anemometrycznych w porównaniu z pozostałymi akwenami. Zasadne jest zatem wybudowanie pierwszych morskich elektrowni wiatrowych w lokalizacjach znajdujących się w środkowej części WSEP, na granicy z morzem terytorialnym, gdzie odległość od brzegu jest mniejsza, a same warunki wiatrowe zbliżone do tych występujących na północy wyłącznej strefy ekonomicznej.

Opracowanie to ma charakter poglądowy, a przeprowadzone badania są jedynie fundamentem do dalszych, bardziej szczegółowych analiz, powiększonych chociażby o zakres danych czy kierunek wiatru.

LITERATURA

- Baltic Sea Hydrographic Commission, 2013, *Baltic Sea Bathymetry Database*, version 0.9.3, <http://data.bshc.pro/> (10.09.2020).
- UERRA regional reanalysis for Europe on height levels from 1961 to 2019 – FP7 607193, <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-uerra-europe-height-levels?tab=form> (30.08.2021).
- COP26, 2021, *Decision -/CP.26*, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cop26_auv_2f_cover_decision.pdf (10.01.2022).
- Komisja Europejska, 2019, *Study on Baltic Offshore Wind Energy Cooperation Under BEMIP*, ENER/C1/2018-456, Bruksela.
- Komisja Europejska, 2020, *Strategia UE mająca na celu wykorzystanie potencjału energii z morskich źródeł odnawialnych na rzecz neutralnej dla klimatu przyszłości*, SWD (2020) 273 final, Bruksela.
- Koźmiński C., Michalska B., Czarnecka M., 2012, *Klimat województwa zachodniopomorskiego*, wyd. drugie poszerzone, ZAPOL, Szczecin.
- Lewandowski W., 2012, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa.
- Lorenc H., 2004, *Energia wiatru*, w: C. Koźmiński i B. Michalska (red.), *Atlas zasobów i zagrożeń klimatycznych Pomorza*, ZAPOL, Szczecin, s. 49.
- Młynarski T., Tarnawski M., 2016, *Źródła energii i ich znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego w XXI wieku*, Difin, Warszawa.

- RBGPWZ, Regionalne Biuro Gospodarki Przestrzennej Województwa Zachodniopomorskiego, 2021, *Karta charakterystyki energetycznej województwa zachodniopomorskiego w zakresie wykorzystania OZE w produkcji energii elektrycznej i ciepła*, Szczecin.
- Świątek M., 2019, *Zasoby energetyczne Pomorza Zachodniego*, w: M. Świątek i A. Cedro (red.), *Perspektywy rozwoju energetyki niekonwencjonalnej na Pomorzu Zachodnim*, Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego, Uniwersytet Szczeciński, Szczecin, s. 29–46.
- Tytko R., 2021, *Urządzenia i systemy energetyki odnawialnej*, Wydawnictwo Towarzystwa Słowaków w Polsce, Kraków.
- URE, Urząd Regulacji Energetyki, <https://www.ure.gov.pl/download/9/11790/mocIVkw2020.pdf> (10.01.2022).
- Ustawa z 17.12.2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Dz.U. 2021 poz. 234, z późn. zm.
- Walczakiewicz S., 2017, *Potencjał aeroenergetyczny i solarny województwa zachodniopomorskiego*, w: M. Świątek i A. Cedro (red.), *Odnawialne źródła energii w Polsce ze szczególnym uwzględnieniem województwa zachodniopomorskiego*, Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego, Uniwersytet Szczeciński, Szczecin, s. 159–178.
- Wind Europe, 2021, *Offshore Wind in Europe. Key trends and statistics 2020*, windeurope.org (5.01.2022).
- Wojtkiewicz M., 2021, *Europa stawia na offshore wind. Energetyka wiatrowa w Polsce – rozwój, wyzwania, perspektywy*, Teraz-środowisko.pl. Wydanie specjalne, s. 44–45, [teraz-rodowisko-publicacja-energetyka-wiatrowa-w-polsce-2021.pdf](https://teraz-rodowisko.pl/publikacja-energetyka-wiatrowa-w-polsce-2021.pdf) (12.05.2022).

UWARUNKOWANIA ŚRODOWISKOWE ENERGETYKI WIATROWEJ NA PRZYKŁADZIE ODDZIAŁYWANIA NA PTAKI I NIETOPERZE

PRZEMYSŁAW ŚMIETANA¹, DARIUSZ WYSOCKI²

ORCID¹: 0000-0002-5238-0653, ORCID²: 0000-0002-1064-1579

Zespół badawczy Ekologii i Ochrony Środowiska

Instytut Nauk o Morzu i Środowisku

Uniwersytet Szczeciński

przemyslaw.smietana@usz.edu.pl

SŁOWA KLUCZOWE:

farmy wiatrowe, avifauna, chiropterofauna, oddziaływanie skumulowane

WPROWADZENIE

Eksploatacja zasobów naturalnych środowiska, w tym także energii przetwarzalnej w elektryczną, wiąże się zawsze z szerokorozumianym jego obciążeniem. W konsekwencji każda korzyść uzyskiwana ze środowiska naturalnego jest efektem praktycznego kompromisu „zysków i strat”. Do tych ostatnich należy zaliczyć koszty wynikające z niekorzystnych zmian środowiskowych powodowanych między innymi przez: lokację zanieczyszczeń, generowanie śmiertelności w naturalnie występujących populacjach organizmów zwierzęcych czy przekształcanie lub niszczenie ich siedlisk. Dlatego takie terminy jak: „ekologiczny” czy „zielony”, przydawane produktom konsumpcyjnym, w tym i energii elektrycznej, nie mają nigdy znaczenia bezwzględnego, to znaczy takiego, który wskazywałby na całkowitą neutralność środowiskową, rozumianą jako brak obciążenia środowiska na etapie produkcji, użytkowania czy zużycia danego produktu.

Bezdyskusyjna konieczność pozyskiwania energii ze środowiska podlega obecnie krytycznej weryfikacji w aspekcie alternatywności. Oznacza to, że w realizowaniu zapotrzebowania na energię elektryczną kieruje się uwagę na sposoby, które charakteryzują się niskim poziomem obciążenia środowiska w aspektach uważanych za szczególnie aktualne i istotne (np. kwestie zmian klimatycznych).

Energetyka wiatrowa jest obecnie promowana jako ten sposób pozyskiwania energii elektrycznej ze środowiska, który jest korzystną środowiskowo alternatywą dla tradycyjnych, konwencjonalnych sposobów jej produkcji. Aspekty szczególnie pozytywne w przypadku energetyki wiatrowej to zerowy koszt „surowca” – wiatru oraz brak bezpośredniej emisji gazów cieplarnianych. Kompleksowe podejście do decyzji o charakterze inwestycyjnym powinno jednak bazować na gruntownej świadomości pełnych kosztów środowiskowych, na które istotny wpływ mają takie aspekty jak skala inwestycji czy lokalizacja.

Niski poziom koncentracji energii ruchu powietrza, w przypadku energetyki wiatrowej, warunkuje konieczność wzrostu powierzchni obszarów lokalizacji oraz instalacji coraz to większych turbin wiatrowych. Rozbudowa farm wiatrowych na lądzie coraz bardziej limitowana jest dostępną powierzchnią w warunkach rosnącej społecznej konstatacji, wynikającej choćby z zasady tzw. NIMBY (akronim ang. *Not In My Back Yard* – „nie na moim podwórku”), czy też zagrożenia chorobą wibroakustyczną tzw. *Vibroacoustic disease* (Billings, 2019). Takie ograniczenia i zagrożenia w istotnym stopniu są redukowane lokalizowaniem farm wiatrowych na obszarach morskich. Warunki dużego oddalenia od linii brzegowej i pozornie „pustych” otwartych przestrzeni w poważnym stopniu znoszą ograniczenia zarówno co do liczby, jak i wielkości instalowanych turbin wiatrowych. Należy jednak być świadomym, że takie rozwiązania nie likwidują wszystkich problemów związanych z oddziaływaniem farm wiatrowych na ożywione elementy środowiska naturalnego, które w sposób trwały lub okresowy korzystają z tych obszarów. Często nawet potęgują niektóre z tych problemów. Wyniki badań wskazują wręcz, że wraz ze wzrostem wielkości turbiny rośnie siła oddziaływania, co w praktyce przekłada się również na zwiększeniu jego zasięgu.

W świetle powyższego w niniejszym opracowaniu przedstawiono problem redukcyjnego oddziaływania farm wiatrowych na bioróżnorodność skalowaną stanem ornitofauny (ptaki).

Świadomość możliwie wszystkich zalet i wad takiego czy innego sposobu korzystania z zasobów naturalnych środowiska jest podstawowym warunkiem racjonalnego podejścia do tej kwestii. Wyklucza to bowiem tak zwane zerojedynkowe podejście do podejmowanych decyzji środowiskowych, których konsekwencje w takich przypadkach z reguły są niekorzystne w ujęciu długofalowym.

Przedmiotem niniejszego opracowania była analiza istniejącego piśmiennictwa naukowego, dotyczącego interakcji ornito- i chiropterofauny (ptaki i nietoperze) z turbinami wiatrowymi, będącego wynikiem badań tych oddziaływań głównie na obszarze polskiego Pomorza oraz obszarów sąsiadujących na terenie Niemiec.

WYNIKI I Dyskusja

Ptaki i nietoperze to organizmy, których aktywność związana jest z wykorzystaniem przestrzeni powietrznej zarówno w celach penetracji środowiska, migracji, jak i zdobywania pokarmu. Z tego powodu bezpośrednie oddziaływanie turbin wiatrowych, w przypadku tych grup zwierząt, jest relatywnie najłatwiejsze do zaobserwowania i badania. Dlatego też analizując dotychczasowy stan wiedzy na ten temat, możemy pośrednio określić konsekwencje oddziaływania farm wiatrowych na środowisko populacji ludzkiej, w tym również detekcję możliwych, a nie do końca poznanych zagrożeń bezpośrednich.

PTAKI

Oddziaływanie farm wiatrowych na ptaki ma wieloaspektowy i skomplikowany charakter. Najistotniejsze ekologiczne skutki w tym wypadku da się zakwalifikować do trzech grup. Są to modyfikacje w zachowaniu, ograniczenia wykorzystania przestrzeni oraz śmiertelność w wyniku kolizji z siłowniami. Wszystkie mają niestety charakter negatywny, bowiem finalnie manifestują się obniżeniem rozrodczości lub przeżywalności ptaków, skutkując zmniejszeniem liczebności populacji ptaków lęgnących się w sąsiedztwie farm wiatrowych (przeгляд w: Chylarecki i in., 2011). Takie zmiany mogą stanowić poważne zagrożenie dla żywotności populacji w dłuższej perspektywie czasu. Zmiany liczebności populacji stosunkowo łatwo ocenić, co przekłada się na możliwość określenia właściwego stanu ich ochrony i zwykle jest też stosowaną w praktyce miarą oceny skutków realizacji przedsięwzięć, w tym budowy farm wiatrowych.

Identyfikacja i klasyfikacja wyżej opisanych zagrożeń stwierdzona w warunkach polskich znajduje również potwierdzenie w wynikach prac badaczy realizowanych na innych obszarach europejskich. Przykładowo Drewitt i Langston (2006) jako podstawowe rodzaje negatywnych oddziaływań farm wiatrowych na ptaki wskazują: śmiertelność w wyniku kolizji, zmiany wykorzystania terenu (zwykle unikanie terenów farm wiatrowych), efekt bariery, bezpośrednią utratę siedlisk oraz fragmentację i przekształcenie siedlisk.

Pośród wymienionych zagrożeń pozornie najmniej szkodliwe mogą się wydawać modyfikacje w zachowaniu ptaków. Do tej grupy należy zaliczyć wystąpienie tzw. efektu bariery czy spadku efektywności wykorzystania siedlisk. Efekt bariery pojawia się wówczas, gdy ptaki (zwykle przelatujące na wysokości turbin) na ich widok zmieniają kierunek lub pułap lotu. Za dnia, w warunkach dobrej widoczności, mogą reagować na widok farmy zmianą kierunku lotu już z odległości ok. 5 km (Petersen i in., 2006), choć zwykle jest to kilkaset metrów. Reakcja zależy od gatunku ptaka i warunków zewnętrznych, np. w przypadku przelotnych edredonów, proporcja osobników zachowujących pierwotną trajektorię lotu jest trzykrotnie wyższa w warunkach nocnych, co sugeruje, że przyczyną takich zachowań jest niedostrzeżenie siłowni (Desholm i Kahlert, 2005). Wymuszenie zmiany kierunku lotu zwiększa długość pokonywanej trasy, co oznacza radykalne

zwiększenie wydatków energetycznych ponoszonych przez ptaki (lot jest bardzo kosztowny energetycznie). Koszty jednostkowego omińnięcia farmy wiatrowej położonej na trasie migracji są z reguły minimalne, zwykle jest to trasa dłuższa o 5–10% (Masden i in., 2009), jednakże biorąc pod uwagę całkowitą długość trasy migracji, przekraczającą z reguły tysiąc kilometrów i kumulację takich kosztów (wiele farm wiatrowych wzdłuż trasy migracji) mogą znacząco wpływać nie tylko na kondycję ptaków, ale także skutkować ich śmiercią (np. utonięcie, schwytywanie przez drapieżnika, śmierć z wycieńczenia). Stąd też największym problemem efektu bariery jest obecność farm wiatrowych:

- a. na trasach regularnych, codziennych przelotów pomiędzy noclegowiskiem a żerowiskiem – dotyczy to głównie: gęsi, łabędzi, żurawi, tj. gatunków, które w miejscach odpoczynkowych na trasie wędrówki, z reguły nocują na zapewniających większe bezpieczeństwo terenach podmokłych, natomiast żerują na otwartych polach;
- b. na trasach regularnych przelotów z gromadnych noclegowisk na tereny żerowiskowe, które obserwowane są w okresie pozalęgowym również u wielu ptaków wróblowych (krukowate – od zakończenia lęgów do następnego sezonu lęgowego, który może zaczynać się już w lutym, szpaki, jaskółki – po okresie lęgowym do momentu odlotu – zwykle wrzesień – październik) oraz u zimujących kaczek morskich i mew;
- c. na drogach przelotów pomiędzy gniazdem a żerowiskiem, wówczas koszty zwiększonego obciążenia energetycznego przekładają się na obniżenie sukcesu lęgowego (Scheller, 2008; przegląd w: Chylarecki i in., 2011).

Innym poważnym skutkiem wybudowania farmy wiatrowej, należącym do omawianej grupy zagrożeń, jest spadek intensywności użytkowania przez ptaki zarówno terenów farmy, jak i obszaru do niej przylegającego. W tym wypadku najmocniej na obecność turbin reagują blaszkodziobe i siewkowe (Stewart i in., 2007). Odstraszające działanie elektrowni wiatrowych rozciąga się na odległość rzędu 500 m od siłowni (im bliżej, tym negatywne oddziaływanie jest większe) i dotyczy głównie blaszkodziobych i siewkowych w okresie pozalęgowym (Hötker i in., 2004). Badania zrealizowane na Pomorzu Zachodnim wykazały, że szczególnie siewkowe unikały terenu istniejącej farmy wiatrowej i w odległości 0–300 m było ich ponad 8 razy mniej niż w odległości 700–1000 (Wysocki, dane niepublikowane). Intensywność i zasięg odstraszającego oddziaływania farm wiatrowych zależy przede wszystkim od wysokości siłowni oraz od czasu użytkowania farmy. Im wyższa turbina, tym skuteczniej odstrasza ptaki (Hötker, 2006), co oznacza, że negatywne oddziaływanie elektrowni wiatrowych na terenie użytkowanym przez ptaki jest większe w przypadku turbin nowszej generacji

(o większej mocy). Ponadto, dłużej istniejące farmy odstraszały ptaki w znacznie większym stopniu niż farmy nowe (Stewart i in., 2007), co jest sprzeczne z często używanym argumentem rzekomej habituacji ptaków (efekt „przyzwyczajania się” ptaków do obecności farm wiatrowych).

W podsumowaniu należy stwierdzić, że wskazana grupa zagrożeń manifestuje się niekorzystnym bilansem budżetu energetycznego narażonych na to oddziaływanie organizmów. W tym wypadku powoduje to wzrost wydatków przy często współwystępujących redukcjach możliwości pozyskania energii (pokarmu) ze środowiska. Skutki tego na poziomie osobniczym manifestują się spadkiem dostosowania do warunków środowiska, skutkując wzrostem prawdopodobieństwa śmierci i redukcji zdolności rozrodczych. Zjawiska te w ujęciu populacyjnym zawsze przekładają się na spadek liczebności populacji i redukcji tempa jej wzrostu do poziomu ujemnego włącznie (Newton, 1998).

Podobne skutki niesie ze sobą kolejna grupa oddziaływań, czyli bezpośrednia utrata siedlisk. Utrata miejsc żerowania, gniazdowania, odpoczynku czy noclegowisk pociąga za sobą oczywistą redukcję liczebności populacji gatunków ptaków na obszarach dotkniętych bezpośrednim oddziaływaniem. Bezpośrednia utrata siedlisk to 5–10% obszaru farmy (Arnett i in., 2007), wykorzystanego pod podstawę wieży oraz przez drogi serwisowe. Obecność niezbędnych z punktu widzenia użytkowania turbin dróg serwisowych generuje ponadto oddziaływania pośrednie, takie jak fragmentacja i przekształcenia siedlisk, co powoduje zmiany w spływach wód (zarówno powierzchniowych, jak i gruntowych), nasiloną erozję i zwiększoną penetrację terenu przez drapieżniki, ludzi i pojazdy (Forman i in., 2003).

Najbardziej spektakularnie negatywnym oddziaływaniem farm wiatrowych, w przypadku ptaków, są zderzenia z wybudowanymi wiatrakami. Ten typ oddziaływania ma zdecydowanie najbardziej wyrazisty i zdecydowanie dramatyczny w swoim wyrazie charakter. Istnieje wiele opracowań donoszących o wysokiej śmiertelności ptaków i nietoperzy generowanej kolizjami z turbinami wiatrowymi. Wyniki badań prowadzonych w warunkach krajowych wskazują, że intensywność zderzeń i związanych z tym wypadków śmiertelnych zależy przede wszystkim od dwóch czynników: łącznej liczby osobników ekspozowanych na ryzyko kolizji oraz występowania i liczebności w danym miejscu gatunków ptaków o podwyższonej podatności na zderzenia z siłowniami (listę ptaków podano w pracy: Chylarecki i in., 2011). To powoduje, że lokalizacja farmy w zasadzie przesądza o liczbie kolizji. Największa liczba ofiar występuje w korytarzach ekologicznych (doliny rzeczne, przełęcz, brzeg morski), gdzie masowo przelatują ptaki i gdzie licznie występują gatunki o dużej kolizyjności (przede wszystkim szponiaste, bociany, mewy i rybitwy). Potwierdzają to dane pochodzące z bilansowania oddziaływań farm wiatrowych funkcjonujących na terenie Niemiec, które wskazują, że rocznie wskutek kolizji ginie ponad 12 000 myszołówów, 1500 kani rdzawych (szponiaste) i ponad 240 000 nietoperzy (Bose i in., 2020).

NIETOPERZE

W przypadku nietoperzy podstawowym zagrożeniem są śmiertelne uszkodzenia ciała na skutek bezpośredniej kolizji z turbiną lub też wskutek szoku ciśnieniowego (barotrauma). Barotrauma powoduje uszkodzenie organów wewnętrznych (przede wszystkim płuc), na skutek gwałtownych zmian ciśnienia związanych z sąsiedztwem szybko poruszających się łopat turbiny wiatrowej (Baerwald i in., 2008). Na ciałach ofiar nie brak obrażeń zewnętrznych, a nietoperze zabite w ten sposób mogą stanowić nawet połowę wszystkich osobników, które zginęły w kontakcie z szybko poruszającymi się (do 400 km/h – prędkość liniowa końcówki łopaty) łopatami wiatraka elektrowni wiatrowej. Według Kepela i in. (2013) najbardziej narażone są te gatunki nietoperzy, które cechuje szybki i mało zwrotny lot (czasem na znacznej wysokości) oraz częste wykorzystywanie otwartych przestrzeni jako żerowisk (teren farmy wiatrowej może być użytkowanym od wielu pokoleń terenem żerowania) lub podejmowanie długodystansowych wędrówek (często powyżej 1000 km) przecinających kilka krajów europejskich (wówczas możliwa jest kumulacja zagrożeń związana z występowaniem na trasie wędrówki wielu farm wiatrowych, a ponadto możliwe jest oddziaływanie transgraniczne – im dłuższy dystans migracji, tym bardziej prawdopodobne jest przekraczanie kolejnych granic państwowych). W grupie tej znajdują się borowce *Nyctalus spp.*, karlik większy, a także mroczek posrebrzany. Nieco mniej narażone na kolizję są gatunki osiadłe (przynajmniej w zachodniej Europie) – karlik malutki, drobny i średni. Gatunki te charakteryzuje dość zwrotny, ale niezbyt szybki lot, a ponadto polują one na mniejszej wysokości i bliżej przeszkód pionowych (zwykle drzew) niż karlik większy. Należy zwrócić uwagę, że karlik malutki często jest najliczniejszym gatunkiem nietoperza terenów rolniczych Europy Zachodniej, w związku z tym prawdopodobnie jest znacznie częściej od innych znajdowany wśród zabitych nietoperzy w stosunku do rzeczywistego narażenia na śmiertelność wynikającego z biologii gatunku (Kepel i in., 2013). Ciekawostką jest również obserwowane nietypowe zachowanie nietoperzy, które często podlatują do łopat wirnika i podążają za nimi (Horn i in., 2008), co może potęgować ich śmiertelność na farmach wiatrowych.

Wielkość bardzo słabo poznanych innych oddziaływań np. odstraszenia (nietoperze mogą opuścić żerowisko lub też zmienić trasę przelotu), a także efekt bariery w przypadku gatunków migrujących na duże odległości i ich wpływ na stan ochrony nietoperzy jest wciąż trudna do oszacowania (Bach i in., 2006).

PODSUMOWANIE

Wymienione wyżej aspekty oddziaływania energetyki wiatrowej na omawiane elementy środowiska naturalnego człowieka wskazują na relatywny charakter takich określeń, jak „ekologiczna”, „zielona” czy „czysta”, powszechnie wobec niej stosowanych. Nie oznacza to jednakże dyskwalifikacji tego sposobu pozyskiwania energii elektrycznej ze względu na istniejące obciążenia środowiskowe. O wielkości obciążenia środowiska

decyduje lokalizacja farmy wiatrowej – są farmy, których wpływ na ptaki i nietoperze jest niewielki, niestety są również takie, które oddziałują na nie w sposób znaczący. Wszelka generalizacja i radykalizacja podejścia do kwestii energetyki wiatrowej jest nieracjonalna. Tylko pełna i obiektywna wiedza o jej uwarunkowaniach powinna być podstawą do rozważnego kompromisu, który zwyczajnie jest konieczny. Dzisiaj nasza wiedza jest niewspółmiernie duża w porównaniu ze stanem sprzed 20 lat i możemy z powodzeniem łączyć konieczność pozyskiwania odnawialnej energii z potrzebą ochrony naszych „braci mniejszych”.

LITERATURA

- Arnett E.B., Inkley D.B., Johnson D.H., Larkin R.P., Manes S., Manville A.M., Mason J.R., Morrison M.L., Strickland M.D., Thresher R.W., 2007, *Impacts of wind energy facilities on wildlife and wildlife habitat*, Wildlife Society Technical Review, nr 7 (2), s. 1–49.
- Bach L., Rahmel U., 2006, *Fledermäuse und Windenergie – ein realer Konflikt?*, Inform. d. Naturschutz Niedersachs, nr 26 (1), s. 47–52.
- Baerwald E.F., D'Amours G.H., Klug B.J., Barclay R.M.R., 2008, *Barotrauma is a significant cause of bat fatalities at wind turbines*, Current Biology, nr 18 (16), s. 695–696. DOI: 10.1016/j.cub.2008.06.029.
- Billings B.P., 2019, *Vibroacoustic Disease: More Than a Hearing Problem*, The Hearing Journal, nr 72 (8), s. 6.
- Bose A., Dürr T., Klenke R.A., Henle K., 2020, *Predicting strike susceptibility and collision patterns of the common buzzard at wind turbine structures in the federal state of Brandenburg, Germany*, PLOS ONE, 15 (1): e0227698.
- Chylarecki P., Kajzer K., Polakowski M., Wysocki D., Tryjanowski P., Wuczyński A., 2011, *Wytyczne dotyczące oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na ptaki. Projekt*, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, Warszawa.
- Desholm M., Kahlert J., 2005, *Avian collision risk at an offshore wind farm*, Biology Letters, nr 1, s. 296–298.
- Drewitt A.L., Langston R.H.W., 2006, *Assessing the impacts of wind farms on birds*, Ibis, nr 148, s. 529–542.
- Forman R.T.T., Sperling D., Bissonette J., Clevenger A.P., Cutshall C., Dale V., Fahrig L., France R., Goldman C., Heanue K., Jones J., Swanson F., Turrentine T., Winter T., 2003, *Road Ecology: Science and Solutions*, Island Press, Washington DC.
- Horn J.W., Arnett E.B., Kunz T.H., 2008, *Behavioral Responses of Bats to Operating Wind Turbines*, Journal of Wildlife Manage, nr 72, s. 123–132.
- Hötter H., 2006, *The impact of repowering of wind farms on birds and bats*, NABU (Nature And Biodiversity Conservation Union), <https://en.nabu.de>.
- Hötter H., Thomsen K., Koster H., 2004, *Auswirkungen Regenerativer Energiegewinnung Auf die Biologische Vielfalt an Beispiel der Vogel und der Fledermauser – Fakten, Wissenslücken, Anforderungen an die Forschung*, Ornithologische Kriterien Zum Ausbau Von Regenerativen Energiegewinnungsformen, NABU (Nature and Biodiversity Conservation Union), <https://en.nabu.de>.

- Kepel A., Ciechanowski M., Jaros R., 2013, *Wytyczne dotyczące oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na nietoperze. Projekt*, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, Warszawa.
- Masden E.A., Haydon D.T., Fox A.D., Furness R.W., Bullman R., Desholm M., 2009, *Barriers to movement: impacts of wind farms on migrating birds*, ICES Journal of Marine Science, nr 66, s. 746–753.
- Newton I., 1998, *Population limitation in birds*, Academic Press, London.
- Petersen I., Christensen T., Kahlert J., Desholm M., Fox A., 2006, *Final Results of Bird Studies at the Offshore Wind Farms at Nysted and Horns Rev, Denmark. NERI Report Commissioned by DONG energy and Vattenfall A/S*. National Environmental Research Institute, Ministry of the Environment.
- Scheller W., 2008, *Standortwahl von Windenergieanlagen und Auswirkungen auf die Schreiadlerbrutplätze in Mecklenburg-Vorpommern*, Naturschutzarbeiten für Mecklenburg-Vorpommern, nr 50, s. 12–22.
- Stewart G.B., Pullin A.S., Coles C.F., 2007, *Poor evidence-base for assessment of windfarm impacts on birds*, Environmental Conservation, nr 34, s. 1–11.

ZALETY I WADY ENERGETYKI WODNEJ

MAŁGORZATA ŚWIĄTEK

ORCID: 0000-0001-5163559X

Instytut Nauk o Morzu i Środowisku

Uniwersytet Szczeciński

malgorzata.swiatek@usz.edu.pl

SŁOWA KLUCZOWE:

OZE, województwo zachodniopomorskie, uwarunkowania przyrodnicze, skutki ekonomiczne i społeczne funkcjonowania hydroenergetyki

WPROWADZENIE

Rozwój energetyki wodnej w Polsce, szczególnie w jej północno-zachodniej części, oprócz niewątpliwych zalet, obarczony jest także pewnymi, głównie dotyczącymi przyrody, zagrożeniami. W tekście tym przedstawiono między innymi skutki budowy sztucznych zbiorników powstających na potrzeby elektrowni wodnych oraz innych przekształceń środowiska niezbędnych przy tworzeniu elektrowni przepływowych. Opisano również zagadnienia związane z kosztami tak pozyskiwanej energii oraz zamierzone/długotrwałe skutki społeczne i gospodarcze. Zaprezentowano ponadto sposoby redukowania zagrożeń wynikających z funkcjonowania elektrowni wodnych.

Biorąc pod uwagę całkowitą wartość energii pozyskanej ze źródeł odnawialnych w Polsce w 2018 roku, energia pochodząca z elektrowni wodnych to zaledwie 1,9% (najwięcej – 68,1% pochodziło z wykorzystania biopaliw stałych), przy czym udział wytwarzania energii elektrycznej z OZE w całkowitym jej wytwarzaniu w Polsce wyniósł 10,8%. Są to wartości dużo niższe niż w innych krajach Unii Europejskiej, gdzie średnio kształtują się odpowiednio na poziomie 12,9% oraz 35,1% (Pawelczyk i in., 2020).

W Polsce nie przewiduje się znaczącego wzrostu wykorzystania energetycznego wód płynących ze względu na niewielki potencjał hydroenergetyczny (*Polityka energetyczna...*, 2018), aczkolwiek pojawiają się opinie, że aktualnie wykorzystuje się zaledwie 20% hydroenergetycznego potencjału technicznego (Parlamentarny Zespół..., 2017). Zauważyć przy tym należy, że potencjał uwzględniający uwarunkowania ekonomiczne (opłacalność inwestycji) oraz ekologiczne (oddziaływanie na środowisko przyrodnicze) jest dużo mniejszy. Aby uniknąć budowania kosztownych i silnie oddziałujących na ekosystemy rzeczne nowych spiętrzeń umożliwiających wytwarzanie energii w hydroelektrowniach, proponuje się wykorzystanie już istniejących progów wodnych (TRMEW, 2017).

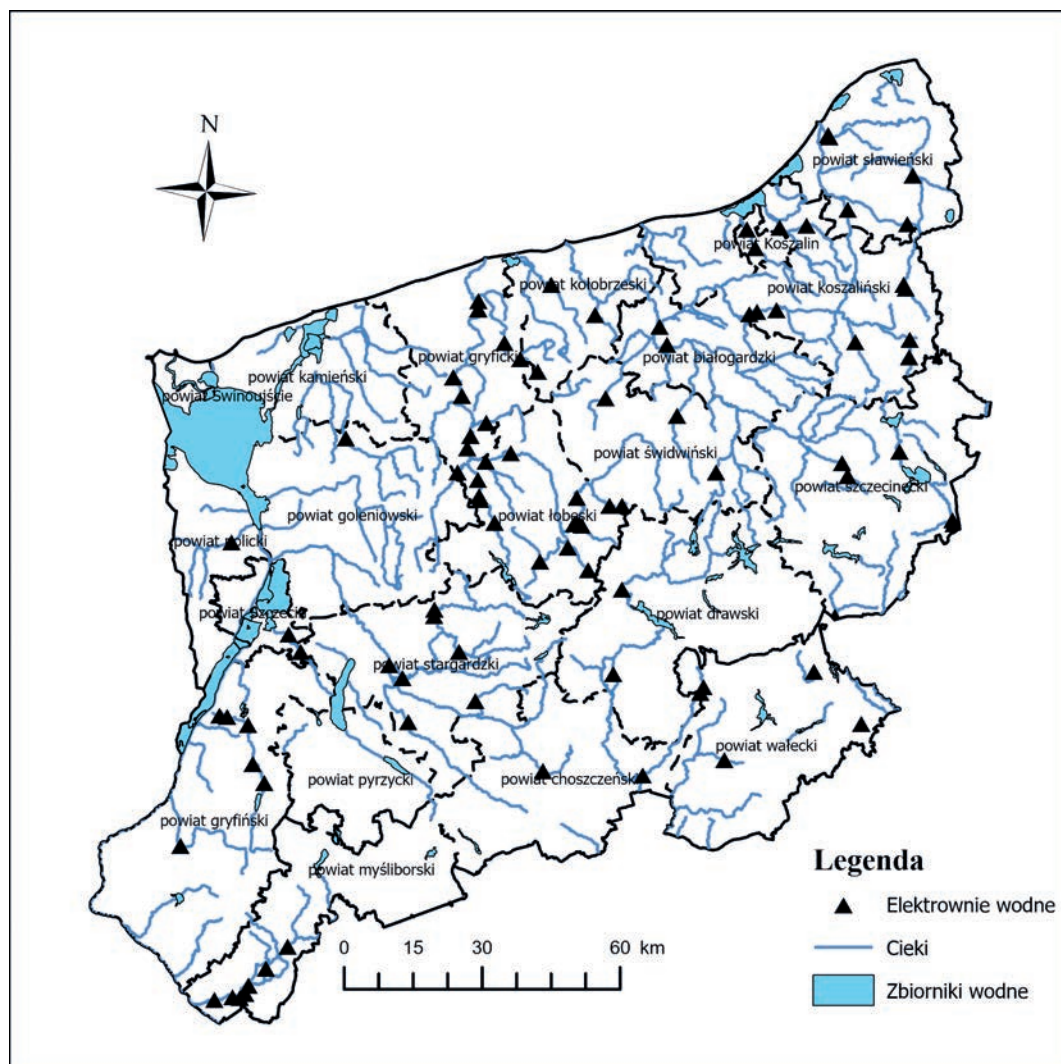
W naszym kraju aktualnie działa 579 elektrowni wodnych (jeszcze w roku 1954 było ich ponad 6300 – zob. Walczykiewicz i Żelazny, 2020), przy czym zaledwie 7 z nich wytwarza powyżej 10 MW energii elektrycznej (Parlamentarny Zespół..., 2017). Dla porównania, Dolna Odra – największa w województwie zachodniopomorskim elektrownia – ma moc 1611 MW (<https://www.zedolnaodra.pgegiiek.pl>), a moc elektrowni w Bełchatowie, największej, zasilanej węglem brunatnym elektrowni w Polsce, wynosi 5298 MW (<https://www.elbelchatow.pgegiiek.pl>). Na rozwój energetyki wodnej może wpłynąć planowana, ze względów żeglugowych, rewitalizacja piętrzeń wodnych (*Polityka energetyczna...*, 2018).

Województwo zachodniopomorskie zajmuje co prawda pierwsze miejsce w Polsce pod względem wykorzystania odnawialnych źródeł energii, niemniej dotyczy to w największej mierze energetyki wiatrowej oraz wykorzystania biomasy – zarówno rolniczej, jak i leśnej (*Polityka energetyczna...*, 2016). Rozmieszczenie elektrowni wodnych w województwie zachodniopomorskim (ryc. 1) jest ściśle związane z ukształtowaniem terenu, ponieważ w celu uzyskania energii z elektrowni wodnej konieczne jest odpowiednie spiętrzenie wody, które uzyskuje się dzięki stosunkowo dużemu nachyleniu koryta cieku. Znaczenie ma również wielkość przepływów rzecznych.

Najwięcej energii z wody wytwarzanych jest na karpaccich dopływach Wisły. W obrębie działania Regionalnego Zarządu Gospodarki Wodnej (RZGW) w Krakowie pozyskuje się około 40% mocy całej hydroenergetyki w Polsce (Wójcik-Jackowski i Kamiński, 2015).

Celem niniejszego opracowania jest zaprezentowanie atutów i mankamentów energetyki wodnej wynikających z różnorodnych form oddziaływania na gospodarkę i środowisko. Zostały one odpowiednio pogrupowane i przedstawione w odrębnych podrozdziałach. Wskazano ponadto dostępne możliwości zredukowania części negatywnych skutków rozwoju energetyki wodnej.

Podczas przygotowania tego tekstu korzystano z dostępnej literatury (szczególnie opracowań, w których analizowano poszczególne aspekty rozwoju tej formy energetyki), a także z danych katastralnych udostępnionych przez Wody Polskie (RZGW w Szczecinie oraz RZGW w Bydgoszczy), które posłużyły do zobrazowania



Rycina 1. Lokalizacja elektrowni wodnych w województwie zachodniopomorskim (z podziałem na powiaty)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Wód Polskich – PGW.

rozmieszczenia obiektów energetyki wodnej w województwie zachodniopomorskim (ryc. 1) (dane aktualne – wrzesień 2021 r.). Wykorzystano także dane hydrologiczne i klimatyczne zebrane przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej – Państwowy Instytut Badawczy, zaczerpnięte z bazy IMGW-PIB publikowane on-line. Posłużyły one przede wszystkim do wykonania wykresów zaprezentowanych na rycinach 2 i 3.

WPLYW ENERGETYKI WODNEJ NA ZANIECZYSZCZENIE ŚRODOWISKA

Jedną z podstawowych zalet wytwarzania energii w elektrowniach wodnych jest zlikwidowanie emisji gazów, pyłów, popiołów i spalin do atmosfery, charakterystycznego elementu eksploatacji elektrowni ciepłych. Nie są wytwarzane również odpady powstające zazwyczaj w wyniku procesów spalania ani ścieki (Tomczyk i Wiatkowski, 2016; Lewandowski, 2014). Poprawie jakości wody powierzchniowej sprzyja stały monitoring prowadzony podczas eksploatacji hydroelektrowni. Woda przede wszystkim nie może zawierać części stałych mogących uszkodzić infrastrukturę hydrotechniczną elektrowni, co ma szczególne znaczenie w obrębie jazów i dolnej wody elektrowni. W tym celu montowane są na górnym stanowisku, w rejonie ujęcia wody, systematycznie czyszczone kraty, na których osadzają się znajdujące się w cieku nieczystości. Brak zanieczyszczeń środowiska nie dotyczy okresu budowy elektrowni, podczas której występuje okresowe pogorszenie jakości powietrza (Niechciał, 2014) oraz utrudnione odprowadzanie ścieków z pola budowy (Tomczyk i Wiatkowski, 2016).

Niestety, bardzo częstym efektem powstawania zbiornika zaporowego towarzyszącego elektrowni zbiornikowej jest pogorszenie jakości wody. Zamiana ekosystemu rzeczny na jeziorny, spowodowana przegrodzeniem doliny rzecznej zaporą wodną, znacznie przyspiesza eutrofizację wody, powoduje wzrost jej mętności i temperatury w cieplej części roku (co również przyspiesza rozwój glonów) oraz nadmierny wzrost stężenia biogenów, a nawet substancji toksycznych i metali ciężkich (Kloze i Sieński, 2012; Stawiecka i Dmitruk, 2018), np. niklu (Michalec, 2021). Duże, silnie zeutrofizowane zbiorniki wodne stanowią ponadto źródło metanu (Niechciał, 2014), gazu o bardzo silnym działaniu cieplarnianym, ulatniającego się do atmosfery.

ZUŻYCIE I DOSTĘPNOŚĆ SUROWCÓW

Drugą istotną zaletą wytwarzania energii elektrycznej w hydroelektrowniach, podobnie jak w innych gałęziach energetyki odnawialnej, jest zaprzestanie zużywania paliw kopalnych. Nie można jednak mówić o całkowitym braku zużycia surowców – z powstających m.in. na potrzeby elektrowni zbiornikowych jezior zaporowych odparowuje więcej wody niż z płynącej rzeki. Metodą na wytwarzanie energii, bez zwiększania parowania, jest budowa niedużych elektrowni przepływowych. Maksymalne wykorzystanie zasobu, jaki stanowi podpiętrzona woda, możliwe jest przy zastosowaniu kaskadowej zabudowy rzeki (Tomczyk i Wiatkowski, 2016;

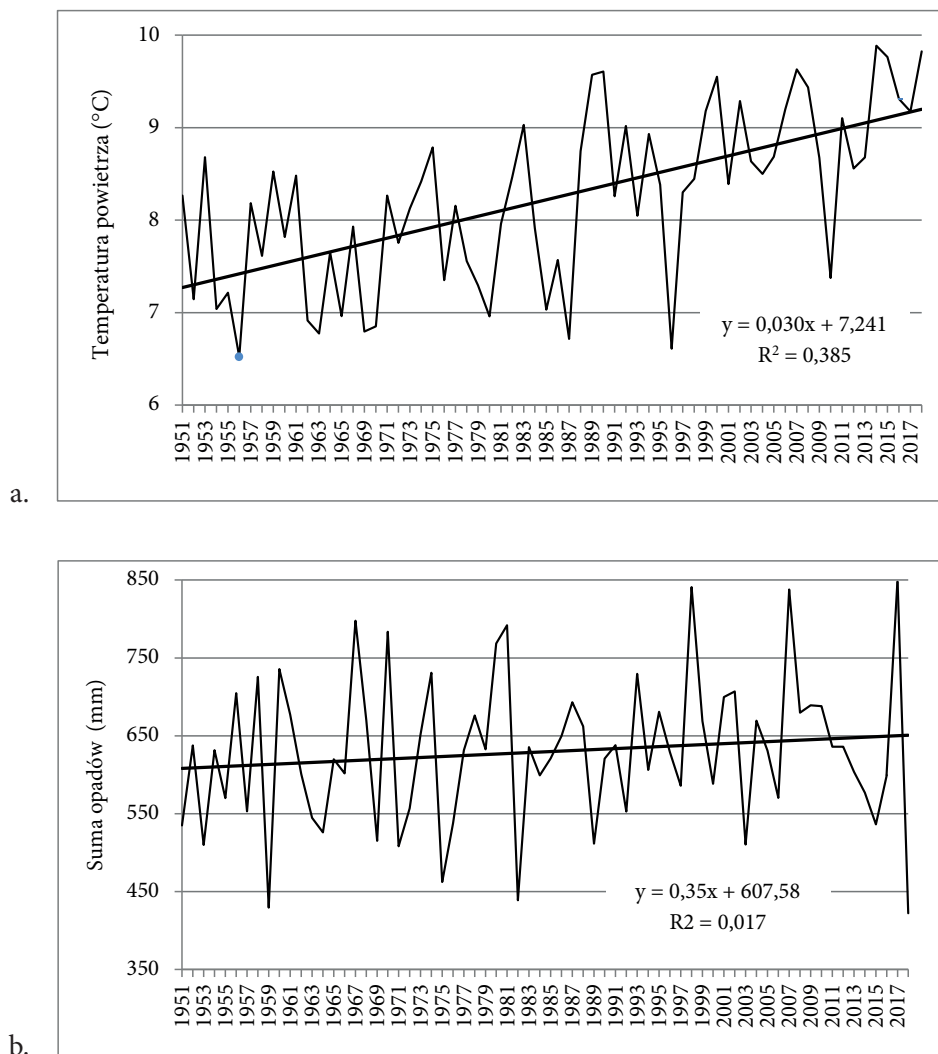
Lewandowski, 2014). Nowe technologie umożliwiają wykorzystanie nawet małych spadków wód w niedużych ciekach wodnych (Olechowski, 2015).

Woda stanowi o wiele stabilniejsze źródło energii niż wiatr i promieniowanie słoneczne. Nie można jednak mówić o całkowitym braku zmienności dostępnych zasobów energetycznych (wodnych) – przepływy rzeczne są uzależnione od temperatury powietrza w zlewni, co warunkuje wielkość parowania, oraz od wielkości opadów atmosferycznych. W okresie występowania wysokich wartości temperatury powietrza, zwłaszcza w przypadku niewielkich sum opadów oraz bezpośrednio po tym okresie (zazwyczaj lato i wczesna jesień), w Polsce występują obniżone wielkości przepływów rzecznych, co może rzutować na zmniejszenie produkcji energii (Kalda, 2014). Na rycinie 2. zaprezentowano sezonową zmienność zasobów wodnych, wyrażoną w formie odpływu jednostkowego ze zlewni, wybranych rzek płynących w obrębie województwa zachodniopomorskiego, na których zlokalizowano elektrownie wodne. Przepływ jednostkowy przedstawiony na rycinie stanowi miarę zasobów wodnych – jest ilorazem przepływu rzeczno- i powierzchni danej zlewni.



Rycina 2. Sezonowa zmienność odpływów jednostkowych w zlewniach poszczególnych rzek (1981–2019)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych IMGW-PIB.



Rycina 3. Średnie roczne obszarowe wartości temperatury powietrza (a) oraz średnie obszarowe roczne sumy opadów (b) w województwie zachodniopomorskim wraz z równaniem trendu prostoliniowego oraz współczynnikiem determinacji (1951–2018)

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych IMGW-PIB.

Aby uniezależnić wytwarzanie energii od zmienności zasobów wodnych w zlewni, a w konsekwencji wielkości przepływów w rzece, należy gromadzić wodę w zbiornikach retencyjnych w okresach jej nadwyżek oraz stosować podpiętrzanie koryt rzecznych.

Zmienność zasobów wodnych to również efekt odpowiedniego gospodarowania wodą oraz zachodzących zmian klimatycznych. Analizując dane IMGW-PIB dotyczące temperatury powietrza i sum opadów od 1951 roku (ryc. 3), można stwierdzić, że zmiany te obserwowane od połowy XX wieku na Pomorzu Zachodnim nie są korzystne, ponieważ wzrostowi temperatury powietrza (ryc. 3a; trend istotny statystycznie na poziomie $p = 0,05$) nie towarzyszy istotny wzrost sum opadów (ryc. 3b; trend nieistotny statystycznie na poziomie $p = 0,05$), co powoduje brak równoważenia wzmożonego parowania wody przez zasilanie, a więc w konsekwencji spadek wielkości przepływów rzecznych.

Istotnym problemem dotyczącym zasobów naturalnych, związanym z możliwym rozwojem hydroenergetyki w Polsce, jest mały potencjał hydroenergetyczny polskich rzek i jezior – małe spadki dolin i koryt rzecznych, wynikające z płaskiego – na przeważającym obszarze – ukształtowania terenu oraz niedużych przepływów rzecznych wynikających z niewielkich sum opadów. Na tym tle województwo zachodniopomorskie wygląda dość dobrze. W części pojeziernej występują znaczące deniwelacje terenu generujące stosunkowo duże spadki dolin rzecznych, a także wyższe niż średnio na obszarze Polski sumy opadów. Sumy te są najwyższe w północno-wschodniej części województwa, tam też zlokalizowano najwięcej elektrowni wodnych (ryc. 1). Większe sumy opadów przekładają się na większe zasoby wodne mierzone np. wielkością odpływów jednostkowych. Część obszaru Pomorza Zachodniego charakteryzuje się największymi, nie licząc Karpat, odpływami jednostkowymi, rzędu $9,5 \text{ dm}^3/\text{s km}^2$ (Byczkowski, 1996; Gutry-Korycka i in., 2014), przy średnim odpływie jednostkowym z terenu Polski wynoszącym zaledwie $5,2 \text{ dm}^3/\text{s km}^2$ (Byczkowski, 1996).

WPLYW NA ORGANIZMY ŻYWE I BIORÓŻNORODNOŚĆ

Tworzenie infrastruktury hydroenergetycznej powoduje z reguły, niestety, przesuszenie siedlisk powyżej piętrzenia oraz/lub ich nadmierne zalewanie i tworzenie terenów podmokłych poniżej tego miejsca. Prowadzi do pogorszenia się warunków życia organizmów żywych i zmiany ich składu gatunkowego. Organizmy muszą bowiem przystosować się do nowych warunków życia, co nie zawsze jest możliwe i powoduje wystąpienie tzw. stresu ekologicznego. Szczególnie istotne zmiany wynikają ze zmiany ekosystemu rzecznojeziornego (Tomczyk i Wiatkowski, 2016) wskutek budowy zapory wodnej. Poza łatwymi do przewidzenia zmianami dotyczącymi cech fizycznych (temperatura, przejrzystość), chemicznych (niedobór tlenu, gromadzenie się powyżej zapory substancji toksycznych) i biologicznych (nadmierny wzrost trofii – żywności) wody, powstawanie sztucznych zbiorników może przyspieszyć niekorzystne procesy wypierania rodzimych gatunków przez

obce, inwazyjne (Benejam i in., 2014). Badania prowadzone w północnej Europie (Jansson, 2002) wykazały zanik $\frac{1}{4}$ gatunków w ciekach i zbiornikach przekształconych ze względu na wykorzystanie hydroenergetyczne niż w przypadku rzek i zbiorników niezmiennych.

Powstanie nowej infrastruktury hydrotechnicznej utrudnia rozwój narybku oraz powoduje zanik miejsc lęgowych ptactwa (Lewandowski, 2014), m.in. wskutek wstrzymania procesów transportu i akumulacji osadów rzecznych poniżej zapór wodnych. Bioróżnorodność w dolinie rzecznej zmniejsza się również ze względu na podział rzeki na fragmenty. Szkodliwa jest również wycinka drzew i krzewów spowodowana budową elektrowni oraz towarzysząca temu procesowi regulacja rzeki i tworzenie dodatkowych zbiorników. Remedium na te problemy stanowi rezygnacja z budowy wielkich elektrowni zbiornikowych i porzucenie na niewielkich elektrowniach przepływowych (Igliński i in., 2017) oraz prawidłowa i rozsądna ich eksploatacja.

Niektóre badania naukowe wykazały wzrost bioróżnorodności poniżej piętrzenia poprzez stwarzanie nowych siedlisk dla makrofity i makrobezkręgowców oraz tworzenie nowych tarlisk ryb (Tomczyk i Wiatkowski, 2016). Dobrym przykładem jest wielkie bogactwo fauny na obszarze Natura 2000, dolina Radwi, Chocieli i Chotli, na terenie którego znajdują się cztery elektrownie wodne – w Żydowie, Rosnowie, Niedalinie i Karlinie (Natura 2000..., 2013). Często bioróżnorodności sprzyja natlenienie wody poniżej piętrzenia (Vaikasas i in., 2015) wywołane zamianą laminarnego (spokojnego) przepływu wody na silnie turbulentny (wzburzony, w formie kipieli) i przelewowy, wywołany pracą urządzeń hydrotechnicznych i występowaniem progu wodnego. Wzrost natlenienia wody powoduje wzrost zdolności do samooczyszczania biologicznego (Igliński i in., 2017), głównie ze względu na przyspieszenie procesów pełnego rozkładu martwej materii organicznej, wpływa również korzystnie na jakość wody dzięki wprowadzeniu oczyszczania mechanicznego koniecznego do prawidłowego funkcjonowania hydroelektrowni.

Urządzenia techniczne elektrowni zasadniczo stanowią poważne utrudnienie dla organizmów żywych. Uważa się co prawda, że małe ryby bez problemu mogą przepływać przez elektrownie przepływowe (Niechciał, 2014), ale konieczne jest stosowanie technologii umożliwiających ich bezpieczne poruszanie się w obrębie turbin (np. śruby Archimedes) a także wykorzystanie kurtyn behawioralnych w formie barier żaluzjowych, świetlnych, akustycznych i elektrycznych (Igliński i in., 2017), które odstraszą ryby i inne organizmy wodne od niebezpiecznych dla nich urządzeń hydrotechnicznych. Zauważono również, że spowodowane przez turbiny zaburzenia wody występują nawet do kilku kilometrów poniżej piętrzenia, utrudniając rozwój przede wszystkim organizmom bentosowym (dennym), zmieniając i zmniejszając dostępność siedlisk (Bruno i in., 2009).

Niezwykle ważnym problemem okazało się uniemożliwienie wędrówek organizmów wodnych w dół i w górę cieku wskutek przegrodzenia koryta rzecznej. Jest to istotne nie tylko dla ryb dwuśrodowiskowych

migrujących na tarliska, ale również dla innych gatunków, w tym chronionych. Organizmy te powinny mieć zapewnioną możliwość migracji w obrębie danego systemu rzecznoego, co wynika z potrzeby powtarzalnych przemieszczeń między różnymi siedliskami tarłowymi, żerowiskowymi, kryjówkami, zimowiskami, a także z potrzeby tzw. przemieszczeń kompensacyjnych koniecznych ze względu np. na znoszenie ryb w dół cieku przez silne przybory wody (Biedroń i in., 2020). Przywrócenie ciągłości ekologicznej rzecznych korytarzy ekologicznych umożliwia stosowanie obejść i innych przepławek, których budowa przy powstającej elektrowni wodnej aktualnie jest obligatoryjna.

ZMIENNOŚĆ PRZEPLYWÓW RZECZNYCH

Budowa zbiorników retencyjnych oraz budowli hydrotechnicznych typu jaz umożliwia regulację przepływów rzecznych, przede wszystkim ich wyrównanie w cyklu rocznym, co zapobiega takim zjawiskom jak susza czy powódź. Jest to zasadniczo pozytywne zjawisko, zwłaszcza aktualnie w Polsce, gdzie warunki pogodowe w ciągu kilku ostatnich lat spowodowały w niektórych regionach (np. w zachodniej części województwa zachodniopomorskiego) wystąpienie suszy hydrologicznej. Wyrównanie przepływów rzecznych ma jednakże pewne mankamenty. Brak cyklicznych wylewów rzecznych powoduje brak okresowego nawadniania i użyźniania gleby na terenach zalewowych. Przyczynia się również często do zmniejszenia liczby gatunków wskutek zaniku naturalnych zmian natężenia przepływu i stanów wody w rzekach i zbiornikach retencyjnych, do których dostosowały się bytujące w nich organizmy roślinne i zwierzęce (Jansson, 2002). Uważa się, że zmiany dotyczące zmienności przepływów, wynikające z budowy infrastruktury towarzyszącej elektrowniom wodnym, szczególnie silnie manifestują się w okresach występowania najniższych w ciągu roku przepływów rzecznych (Fantin-Cruz i in., 2015).

W bezpośrednim sąsiedztwie hydroelektrowni często następuje zwiększenie zmienności wielkości przepływów rzecznych w cyklu dobowym, zwłaszcza w kanałach i zbiornikach towarzyszących elektrowniom szczytowo-pompowym (w województwie zachodniopomorskim taka elektrownia zlokalizowana jest w pobliżu miejscowości Żydowo w powiecie koszalińskim, w zlewni Radwi). W elektrowniach takich (można je nazwać również magazynami energii) podczas zapotrzebowania na energię elektryczną (szczyt energetyczny) woda przepływa z górnego zbiornika do dolnego, zasilając turbiny wodne i wytwarzające energię elektryczną, a podczas ograniczonego zapotrzebowania (dolina energetyczna, zazwyczaj w nocy) woda jest przepompowywana z powrotem do zbiornika górnego. W zbiornikach wodnych oraz w korycie rzecznoym w bezpośrednim sąsiedztwie elektrowni szczytowo-pompowej występują strefy okresowo osuszane. Tak dużą zmienność krótkookresową przepływów można ograniczyć poprzez budowę kaskad (Kalda, 2014).

ZWIĄZEK Z ŻEGLUGĄ ŚRÓDLĄDOWĄ

Innym ważnym skutkiem regulacji wielkości przepływów oraz podniesienia stanu wody w rzece wskutek instalacji urządzeń piętrzących jest poprawa warunków żeglugowych na danym odcinku rzeki poprzez tworzenie stopni żeglugowych. Rentowna żegluga śródlądowa wymaga bowiem przede wszystkim zapewnienia minimalnej głębokości rzek, czyli 250–280 cm przez przynajmniej 240–270 dni w roku (Pyś, 2021). W Polsce jest to niestety trudne do osiągnięcia nawet w obrębie Odrzańskiej Drogi Wodnej. Problemy te najprawdopodobniej będą narastać w związku ze zmianami klimatu i zmniejszającymi się zasobami wodnymi. Tymczasem rozwój żeglugi śródlądowej jest jednym z podstawowych celów europejskiej polityki transportowej, stanowiąc warunek rozwoju społeczno-gospodarczego oraz ochrony środowiska naturalnego. W Białej Księdze (2011) zatwierdzonej w 2011 roku przez Komisję Europejską znalazły się zapisy, że państwa członkowskie do 2030 roku powinny przenieść 30% transportu towarów, przewożonych na odległościach większych niż 300 km, na środki transportu inne niż transport kołowy, czyli kolejowy i wodny. Do 2050 roku udział ten powinien sięgać ponad 50%. Ponadto do 2050 roku należy zapewnić najważniejszym portom morskim dobre połączenie z systemem wodnym transportu śródlądowego. W Komunikacie Komisji Europejskiej „Europejski Zielony Ład” (Komunikat Komisji..., 2019) stwierdzono że transport odpowiada za jedną czwartą unijnych emisji gazów cieplarnianych i wartość ta wciąż rośnie, dlatego należy znacznie zwiększyć rolę kolei i śródlądowych dróg wodnych w transporcie UE. Potwierdza to również obowiązująca w UE „Strategia na rzecz zrównoważonej i inteligentnej mobilności” (Komunikat Komisji..., 2020), w której wskazano, że transport z wykorzystaniem śródlądowych dróg wodnych i żeglugi morskiej bliskiego zasięgu powinien zwiększyć się o 25 % do 2030 roku i o 50 % do 2050 roku. Tymczasem w Polsce przewóz ładunków żeglugą śródlądową systematycznie spada, wręcz zanika. W roku 1980 wyniósł 22,2 mln t, w 1990 – 14 mln t, w 2000 – 19 mln t, w 2010 – 5 mln t, a w 2019 zaledwie 4,2 mln t (*Rocznik Statystyczny...*, 2019). Udział żeglugi śródlądowej w przewozach wyniósł w Polsce w 2019 roku zaledwie 0,2%, podczas gdy np. w Holandii było to 42,3%, w Rumunii 26,8%, w Bułgarii 24 %, w Belgii 15%, a w Niemczech 8,6% (*Rocznik Statystyczny...*, 2019).

Urządzenia piętrzące i regulujące przepływy rzeczne towarzyszące instalacjom hydroenergetycznym przyczyniają się co prawda do zwiększenia objętości, a więc również głębokości wody na określonym odcinku ciekłu, ułatwiając żeglugę, ale z drugiej strony powodują fragmentyzację rzeki i stanowią przeszkody, które jednostki pływające muszą pokonywać za pomocą odpowiednich śluz. Zwiększa to koszty transportu rzeczno-energetycznego oraz wydłuża czas potrzebny na przewóz ładunków drogą wodną. Ponadto wykorzystanie śluzy stanowi dużą atrakcję turystyczną. Dobrym przykładem jest turystyczne wykorzystanie podnośni (śluzы windowej) w Niederfinow na kanale Odra-Havela w Niemczech, oddalonym o ok. 100 km od Szczecina, gdzie turystyczne jednostki pływające podnoszone są na wysokość 36 m – na wyższy poziom kanału.

MAGAZYNOWANIE WODY I OSADÓW DENNYCH W ZBIORNIKACH ZAPOROWYCH

Retencjonowanie wody w zbiornikach powstających powyżej zapory zapewnia wodę do celów zarówno komunalnych, jak i przemysłowych czy rolniczych. Z jednej strony umożliwia gromadzenie wody w okresach jej nadmiaru, chroniąc przed wezbraniem powodziowymi, a z drugiej stanowi ochronę przed skutkami suszy, co w Polsce ma szczególnie duże znaczenie ze względu na ubogie zasoby wód powierzchniowych i podziemnych. Szczególnie istotny jest rozwój małej retencji towarzyszącej Małej Energetyce Wodnej (MEW), czyli niedużym obiektom hydroenergetycznym (Igliński i in., 2017). Wody gromadzone w zbiornikach retencyjnych umożliwiają rozwój turystyki i rekreacji, w tym uprawianie sportów wodnych, zwłaszcza na terenach charakteryzujących się brakiem naturalnych zbiorników wodnych (np. sztuczne jezioro Solińskie na Sanie). Odgrywają również dużą rolę jako zabezpieczenie wody do celów przeciwpożarowych oraz umożliwiają hodowlę ryb (Kloze i Sieinski, 2012).

W miarę upływu czasu następuje zamulanie, czyli spływanie zbiorników zaporowych, które z czasem, przy braku odpowiednich działań, mogą w znacznej mierze utracić swoje zdolności retencyjne. Przyczynia się do tego denudacja powierzchniowa zlewni, erozja i abrazja brzegów zbiornika oraz działalność gospodarcza człowieka. W skali globalnej osady denne najszybciej gromadzą się właśnie w zbiornikach wykorzystywanych do celów energetycznych (Kloze i Sieinski, 2012). Zamulanie zbiornika wodnego powyżej zapory wpływa niekorzystnie na życie biologiczne (Tytko, 2021). Akumulacja osadów na progu piętrzącym powoduje nasilenie procesów beztlenowych oraz wydzielanie siarkowodoru i amoniaku (Tomczyk i Wiatkowski, 2016). Stwarza zagrożenie katastrofą budowlaną i hydrologiczną (powodzią) wskutek silnego naporu wody na budowlę hydrotechniczną usytuowaną w poprzek cieku. Dobrą ilustracją tego zjawiska jest ulegający stopniowemu niszczeniu próg wodny we Włocławku (Robert, 2009). Istnieje również problem tzw. „martwych” zbiorników – zbyt zamulonych, by spełniały swoje pierwotne funkcje, jednak nadal istniejących i wpływających na ekologię danego akwenu.

W celu ograniczenia spadku objętości zbiorników należy wykonywać zabiegi wzmacniające stoki (chroniące przed erozją i osuwaniem zboczy), stosować korekcyjne progowe koryt rzecznych o dużym nachyleniu, budować zapory przeciwrumowiskowe powyżej zasadniczej zapory wodnej zatrzymujące rumosze skalny znoszony przez wody rzeczne do zasadniczego zbiornika, stosować kaskadową zabudowę rzeki (Dmitruk i in., 2012) oraz usuwać osady denne i przepłukiwać zbiornik.

ZMIANA HYDROMORFOLOGII CIEKU

Jednym z efektów budowy stopni wodnych na rzece jest uspokojenie nurtu, skutkujące znacznym spowolnieniem erozji dennej i bocznej koryta rzecznej (Niechciał, 2014). Do pozostałych skutków hydromorfologicznych

należą zakłócenie spójności wzdłużnej cieką (fragmentacja rzeki) oraz uproszczenie struktury koryta i terenów zielonych przez regulację cieką (Tomczyk i Wiatkowski, 2016). Szczególnie duże zmiany powoduje powstawanie elektrowni zbiornikowych – tworzenie zapór wodnych skutkuje dewastacją dolin rzecznych przez ich zatapianie (Olechowski, 2015). Warto więc, zamiast budowy nowych elektrowni wodnych, rozważyć modernizację istniejących obiektów lub budowanie ich przy funkcjonujących już stopniach wodnych zmieniających bieg rzeki i wpływających na jej ekosystem (Kalda, 2014). Znaczny problem stanowią stare, niemodernizowane i nieremontowane elektrownie, które przynoszą bardzo niewielkie korzyści ekonomiczne (a właściwie generują straty finansowe) w postaci produkcji energii, powodując jednocześnie zmiany hydro-morfologiczne i ekologiczne.

W przeciwieństwie do sytuacji powyżej przeszkody, poniżej piętrzenia nie występuje depozycja osadów w dolinie rzeki, m.in. w jej części ujściowej, np. w delcie, która przestaje być nadbudowywana. W związku z tym silnemu zaburzeniu ulegają procesy tworzenia naturalnych siedlisk organizmów żywych i akumulacja rumowiska rzeczno-go. Poniżej urządzenia piętrzącego następuje przy tym wzmocnienie erozji dennej koryta cieką, m.in. powstawanie kotłów eworsyjnych. Zapobiegać erodowaniu dna można, a wręcz należy, poprzez zastosowanie odpowiedniej konstrukcji poszury zabezpieczającej dno cieką poniżej wypadu wody, w celu ochrony jazu przed podmyciem płyty, dzięki czemu rozmycie dna rzeki powstaje w pewnej odległości od głównych elementów budowli piętrzącej. Bardzo ważna jest również niecka wypadowa, często zaopatrzona w szykany przybierające postać betonowych bloków ustawionych mijankowo w kilku rzędach, poniżej np. zapory wodnej, co dodatkowo pozwala wytracić energię wody spadającej z górnego stanowiska (<https://krakow.wody.gov.pl>).

WPLYW NA WODY PODZIEMNE

Budowa zbiorników wodnych i podpiętrzenie wód płynących powoduje podniesienie poziomu wód gruntowych przed zaporą lub progiem i obniżenie poniżej tej przeszkody. Efektem podniesienia wód gruntowych jest podsiąkanie kapilarne, a w konsekwencji wzrost wilgotności gleby skutkujący zazwyczaj wzrostem plonów (Lewandowski, 2014). Przy wysokim poziomie piętrzenia może dojść jednakże do nadmiernego podniesienia poziomu wód podziemnych, powodując podtapianie terenów położonych wokół zbiornika (Mikulski, 1998). Podniesione zwierciadło wód podziemnych często należy wówczas obniżyć za pomocą kosztownego systemu zapobiegającego podtapianiu budynków i innych elementów infrastruktury komunalnej. Taki system był np. konieczny w Krakowie po spiętrzeniu wód stopniem Dąbie (Walczykiewicz i Żelazny, 2020). W dolinie rzecznej poniżej piętrzenia następuje natomiast często zbyt duże obniżenie poziomu wód gruntowych, skutkujące ich niedoborem, zwłaszcza w warstwie przypowierzchniowej.

SKUTKI ENERGETYCZNE

Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, w tym energii wód płynących, zwiększa bezpieczeństwo energetyczne poprzez możliwość zmniejszenia importu paliw kopalnych. Polityka energetyczna Polski zakłada jednakże utrzymanie dominującej roli konwencjonalnych nośników energii, a w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, OZE będą stanowić jedynie element dodatkowy, uzupełniający. Obecnie rozwój branży OZE w Polsce wynika głównie ze zobowiązań przyjętych przez Unię Europejską, natomiast sceptyczne podejście do OZE wynika z obawy, że nie uda się zagwarantować stałych dostaw energii wytwarzanych w elektrowniach niekonwencjonalnych, bazujących na odnawialnych surowcach. (Baran, 2015). Problem ten właściwie nie dotyczy hydroenergetyki, ponieważ możliwe jest w nich regulowanie wytwarzanej mocy, a wielkość przepływów rzecznych umożliwiających pracę turbin może być skutecznie regulowana.

Energetyka wodna przyczynia się do rozbudowy systemu energetycznego (Lewandowski, 2014), poprawy parametrów sieci rozdzielczej niskiego i średniego napięcia oraz w sytuacji wykorzystania energii przez odbiorców z najbliższego otoczenia, eliminuje straty energii wskutek jej przesyłu, rozdziału i transformacji (Tomczyk i Wiatkowski, 2016). Wytwarzana energia może być wykorzystywana w bezpośrednim sąsiedztwie zakładu – w małych zakładach przemysłowych a nadwyżka wyprodukowanej energii przekazywana do sieci energetycznej. Inną zaletą jest małe zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne, czyli działanie elektrowni wodnej – wynosi ono jedynie 0,3–0,5% wytworzonej mocy (Walczykiewicz i Żelazny, 2020).

Do niewątpliwych atutów elektrowni szczytowo-pompowych zalicza się możliwość magazynowania energii oraz stosowanie regulacyjnego i interwencyjnego trybu pracy elektrowni. Zakład energetyczny tego typu może zostać użyty do pokrycia obciążenia w systemie elektroenergetycznym, gdyż możliwe jest niemalże natychmiastowe zwiększenie mocy w systemie poprzez uruchomienie trybu pracy turbinowej. W sytuacji braku zapotrzebowania na energię może być realizowana praca pompowa (Kalda, 2014). W dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku* (2018) zwrócono uwagę na użyteczność regulacyjną elektrowni szczytowo-pompowych dla krajowego systemu energetycznego (nie zaliczając jednocześnie tego typu obiektów do instalacji OZE). Również w innego typu elektrowniach wodnych możliwa jest elastyczna produkcja energii – mogą one być uruchamiane i zatrzymywane w ciągu zaledwie 1–2 minut. Występuje w nich również możliwość naglej zmiany wytwarzanej mocy (Walczykiewicz i Żelazny, 2020), co nie jest możliwe w przypadku elektrowni ciepłych.

KOSZTY FINANSOWE

Wytwarzanie energii elektrycznej w elektrowniach wodnych jest kilkakrotnie tańsze niż w elektrowniach ciepłych (Lewandowski, 2014; Tomczyk i Wiatkowski, 2016). Na koszty wyprodukowania energii elektrycznej

nie wpływają zmienne ceny surowców energetycznych. Charakteryzują się one poza tym długowiecznością i większą sprawnością niż elektrownie ciepłe (Lewandowski, 2014; Igliński i in., 2017; Tytko, 2021). Prosta konstrukcja małych elektrowni wodnych (MEW, zdecydowanie dominujących w Polsce) i możliwość bardzo daleko idącej ich automatyzacji znacznie obniżają koszty pracy (zwykle wystarcza jeden, niepełnoetatowy pracownik – specjalista) i konserwacji (Niechciał, 2014). Rozwój MEW generuje realne korzyści dla Skarbu Państwa, przyczyniając się do odbudowy i utrzymania zdegradowanej infrastruktury wodnej, redukując koszty utrzymania rzek i stopni wodnych oraz generując opłaty dla SP (Parlamentarny..., 2017).

Trzeba jednak zaznaczyć, że budowa hydroelektrowni jest dużo droższa niż elektrowni cieplej (Tomczyk, Wiatkowski, 2016; Tytko, 2021). Koszty te mogą być wyższe nawet dwu–trzykrotnie (Olechowski, 2015). W początkowym etapie eksploatacji inwestor z reguły przez dłuższy czas nie ma zysków z inwestycji, a musi wykupić wykorzystywane w elektrowni technologie oraz odprowadzać opłaty administracyjne i podatki. Bardzo ważne jest więc dokładne przeanalizowanie uwarunkowań przestrzennych planowanej lokalizacji, gdyż około 75% kosztów budowy elektrowni zależy od specyfiki terenu (Niechciał, 2014).

Dodatkowymi utrudnieniami zniechęcającymi potencjalnych inwestorów są liczne formalności konieczne do uzyskania m.in. odpowiednich zezwoleń, a także brak odpowiedniej polityki w zakresie energetyki wodnej, krajowych producentów urządzeń hydrotechnicznych oraz zbyt małe w naszym kraju doświadczenia w realizacji tego typu przedsięwzięć (Kalda, 2014).

KORZYŚCI I KOSZTY SPOŁECZNE

Budowa elektrowni wodnych przyczynia się do powstawania nowych miejsc pracy (Tomczyk i Wiatkowski, 2016), zwłaszcza w fazie budowy. Prawidłowe funkcjonowanie instalacji hydrotechnicznych wymaga odpowiedniej pielęgnacji punktów czerpalnych wody i związanych z tym dróg dojazdowych. Energetyka wodna stanowi również motywację do rekultywacji zbiorników wodnych. Modernizacja i konserwacja starych, zabytkowych budowli hydrotechnicznych, a często nawet ich odbudowa, przyczyniają się do ochrony tych obiektów i zachowania dziedzictwa kulturowego danego terenu. Stają się one niejednokrotnie istotną atrakcją turystyczną i miejscem chętnie odwiedzanym przez okolicznych mieszkańców. Zarówno w zabytkowych, jak i w nowopowstających obiektach mogą być również prowadzone działania edukacyjne (Kalda, 2014). Zaporę wodną i powstałe zbiorniki oraz inne obiekty hydrotechniczne, w przypadku dobrego wkomponowania w krajobraz, mogą podnosić jego atrakcyjność (Tomczyk i Wiatkowski, 2016), ale możliwe jest również pogorszenie jakości krajobrazu. Projektując obiekty, należy więc brać pod uwagę również walory estetyczne.

Budowa zapory wodnej wiąże się z zalaniem m.in. terenów wykorzystywanych rolniczo. Często w wyniku zalania doliny rzecznej, czyli powstania zbiornika zaporowego, następuje niszczenie infrastruktury

komunikacyjnej i komunalnej oraz zabudowy, w tym cennych obiektów kultury. Występują wówczas określone straty w mieniu. W niektórych przypadkach możliwe są nawet przesiedlenia ludności (np. przesiedlenie mieszkańców miejscowości Maniowy z miejsca budowy Zbiornika Czorsztyńskiego).

Pewną uciążliwość dla społeczności lokalnej stanowi hałas generowany wskutek pracy hydrozespołów elektrowni wodnej. Jednakże zastosowanie odpowiedniej izolacji ścian i sufitu maszynowni oraz drzwi dźwiękoszczelnych, a także właściwe dobranie i zamontowanie turbin redukuje poziom hałasu do 70 dB, co sprawia, że jest on praktycznie niesłyszalny poza budynkiem elektrowni (Kalda, 2014).

Duże zbiorniki zaporowe wywierają poza tym wpływ na mikroklimat. Przyczyniają się do zwiększenia wilgotności powietrza oraz do zmniejszenia dobowych i częściowo sezonowych amplitud temperatury (Tomczyk i Wiatkowski, 2016). Budowa urządzeń hydrotechnicznych stanowiących części składowe hydroelektrowni często przyczynia się do optymalizacji nawodnienia łąk i pastwisk, przede wszystkim w dolinach rzecznych, co poprawia warunki hodowli bydła (Niechciał, 2014).

PODSUMOWANIE

Hydroenergetykę cechuje zarówno wiele zalet, jak i mankamentów. Proporcje między nimi zależą w dużej mierze od lokalizacji poszczególnych elektrowni wodnych i ich wielkości. Im większa elektrownia, tym efektywniejsza i większa produkcja energii, co zazwyczaj skutkuje większą opłacalnością inwestycji. Wraz ze wzrostem inwestycji wzrasta również jej oddziaływanie na środowisko – koszty przyrodnicze, a nierzadko również społeczne. Bardzo ważne jest więc, aby do każdego planu inwestycyjnego podejść bardzo rozsądnie i uwzględnić, jeszcze przed rozpoczęciem budowy, możliwości ograniczenia negatywnych skutków środowiskowych. Czasem wystarczy zmodyfikować lokalizację obiektu lub wybudować dodatkowe obiekty pomocnicze, typu przepławka, śluza czy zapora przeciwrumowiskowa, aby w znacznym stopniu ograniczyć negatywne oddziaływanie. Nigdy nie można jednoznacznie stwierdzić, że dany sposób pozyskiwania energii jest ekologiczny i „czysty”, jest to bowiem uzależnione od bardzo wielu czynników. W Polsce niezbędne jest jednak intensywne poszukiwanie sposobów wykorzystywania nowych źródeł energii. Wynika to nie tylko z konieczności ograniczenia emisji dwutlenku węgla, związków siarki, pyłów czy innych zanieczyszczeń, ale również ze wzrostu kosztów wydobycia coraz trudniej dostępnych surowców geologicznych, których zasoby stopniowo się wyczerpują. Mimo że zasoby hydroenergetyczne rzek nie są w Polsce zbyt duże, głównie ze względu na płaskie ukształtowanie terenu, to istnieją możliwości zwiększenia udziału energii pozyskiwanej w elektrowniach wodnych w całkowitej produkcji energii elektrycznej w kraju. Niezbędne jest oczywiście rozsądne przeanalizowanie wszystkich zalet i mankamentów lokalizacji elektrowni wodnej w danym miejscu. Województwo zachodniopomorskie również posiada niewykorzystany potencjał hydroenergetyczny oraz

szereg starych, wymagających modernizacji niewielkich elektrowni wodnych, które po wykonaniu niezbędnych zabiegów unowocześniających, mogłyby zaspokajać lokalne zapotrzebowanie np. niewielkich zakładów przemysłowych czy małych miejscowości.

LITERATURA

- Baran M., 2015, *Rola odnawialnych źródeł energii w polityce energetycznej Polski*, w: P. Kwiatkiewicz, J. Szczerbowski, *Bezpieczeństwo energetyczne. Rynki surowców i energii*, Fundacja na Rzecz Czystej Energii, Poznań, s. 137–148.
- Benejam L., Saura-Mas S., Bardina M., Solà C., Munné A., García-Berthou E., 2014, *Ecological impacts of small hydropower plants on headwater stream fish: from individual to community effects*, *Ecology of Freshwater Fish*, nr 25, s. 295–306. DOI: 10.1111/EFF.12210.
- Biała Księga. Plan utworzenia jednolitego europejskiego obszaru transportu – dążenie do osiągnięcia konkurencyjnego i zasobooszczędnego systemu transportu, 2011, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f92333f7-da0d-4fd6-9e62-389b0526e2ac/language-pl> (25.11.2021).
- Biedroń I., Brzóska P., Dondajewska-Pielka R., Furdyna A., Gołdyn R., 2020, *Renaturyzacja wód. Podręcznik dobrych praktyk renaturyzacji wód*, wykonano na zamówienie Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie – Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej w Warszawie, Kraków.
- Bruno M.C., Silveri L., Maiolini B., 2009, *Studies on the impacts of hydropеaking on hyporheic invertebrates of an Alpine stream*, *Geophysical Research Abstracts*, nr 12, EGU2010-10001.
- Byczkowski, A., 1996, *Hydrologia*, t. 2, Wydawnictwo SGGW, Warszawa.
- Dmitruk U., Kloze J., Sieński E., 2012, *Zamulenie polskich zbiorników retencyjnych. Diagnoza stanu i proponowane przeciwdziałania. Niezbędne działania*, w: W. Majewski i T. Walczykiewicz (red.), *Zrównoważone gospodarowanie zasobami wodnymi oraz infrastruktura hydrotechniczna w świetle prognozowanych zmian klimatycznych*, IMGW-PIB, Warszawa, s. 214–223.
- Fantin-Cruz I., Pedrollo O., Girard P., Zeilhofer P., Hamilton S.K., 2015, *Effects of a diversion hydropower facility on the hydrological regime of the Correntes River, a tributary to the Pantanal floodplain, Brazil*, *Journal of Hydrology*, nr 531, s. 810–820. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2015.10.045.
- Gutry-Korycka M., Sadurski A., Kundzewicz Z., Pociask-Karteczka J., Skrzypczyk L., 2014, *Zasoby wodne i ich wykorzystanie*, *Nauka*, nr 1, s. 77–98.
- <https://krakow.wody.gov.pl> (26.11.2021).
- <https://www.elbelchatow.pgegiek.pl> (2.12.2021).
- <http://www.zedolnaodra.pgegiek.pl> (2.12.2021).

- Igliński B., Buczkowski R., Cichosz M., Iwański P., Rzymyszkiewicz P., 2017, *Budowle hydroenergetyczne*, Wydawnictwo Naukowe UMK, Toruń.
- Jansson R., 2002, *The biological cost of hydropower*, CCB Report, <https://ccb.se/wp-content/uploads/2014/06/TheBiologicalCostofHydropower.pdf> (15.12.2021).
- Kalda G., 2014, *Analiza stanu energetyki wodnej w Polsce*, Czasopismo Inżynierii Lądowej, Środowiska i Architektury, nr 61 (4/14), s. 81–92.
- Kloze J., Sieński E., 2012, *Zamulenie polskich zbiorników retencyjnych. Diagnoza stanu i proponowane przeciwdziałania. Wprowadzenie*, w: W. Majewski i T. Walczykiewicz (red.), *Zrównoważone gospodarowanie zasobami wodnymi oraz infrastruktura hydrotechniczna w świetle prognozowanych zmian klimatycznych*, IMGW-PIB, Warszawa, s. 163–188.
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Europejski Zielony Łąd”, 2019, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52013PC0017> (15.12.2021).
- Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Strategia na rzecz zrównoważonej i inteligentnej mobilności – europejski transport na drodze ku przyszłości”, 2020, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640> (15.12.2021).
- Lewandowski W., 2014, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, wyd. IV uaktualnione, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa.
- Michalec B., 2021, *Seasonal variations in nickel contamination of water and sediments of small dam reservoirs in southern Poland*, Carpathian Journal of Earth and Environmental Sciences, nr 16 (2), s. 349–360. DOI: 10.26471/cjees/2021/016/180.
- Mikulski Z., 1998, *Gospodarka wodna*, PWN, Warszawa.
- Natura 2000 – Standardowy Formularz Danych: obszar PLH320022, „Dolina Radwi, Chocieli i Chotli”, 2013, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, październik 2013.
- Niechciał J., 2014, *Energetyka wodna – jak wpływa na środowisko?*, Wszechświat, nr 115 (7–9), s. 209–111.
- Olechowski A., 2015, *Czy odnawialne źródła energii są szansą dla polskiej energetyki?*, Zeszyty Naukowe WSG, Ekonomia, nr 7, s. 51–65.
- Parlamentarny Zespół Górnictwa i Energii, 2017, *Małe elektrownie wodne. Instrumenty wsparcia i rozwój nowych projektów*, Sejm RP, Warszawa.
- Pawłaczyk P. (red.), Biedroń I., Brzóska P., Dondajewska-Pielka R., Furdyna A., Gołdyn R., Grygoruk M., Grześkowiak A., Horska-Schwarz S., Jusik Sz., Kłósek K., Krzymiński W., Ligieża J., Łapuszek M., Okraśiński K., Przesmycki M., Popek Z., Szałkiewicz E., Suska K., Żak J., 2020, *Podręcznik dobrych praktyk renaturyzacji wód powierzchniowych*, Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie, Krajowy Zarząd Gospodarki Wodnej, Warszawa.

- Pawelczyk M., Szymańska M., Moskal I., Walkowska K., 2020, *Energia ze źródeł odnawialnych w 2019 r.*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa.
- Polityka energetyczna Polski do 2040 roku (PEP 2040)*, 2018, Ministerstwo Energii, Warszawa.
- Polityka energetyczna województwa zachodniopomorskiego*, 2016, Wydział Bezpieczeństwa i Ochrony Informacji Niejawnych, Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego, Szczecin.
- Pyś J., 2021, *Gospodarka wodna a ekonomiczne aspekty funkcjonowania żeglugi śródlądowej*, XXIX Szkoła Gospodarki Wodnej, Kraków, 13–15 X 2021, materiały konferencyjne.
- Robert J., 2009, *Czy Włocławek wytrzyma*, Przegląd Techniczny, 14, [https:// arch.przegląd-techniczny.pl/archiwum/2009_14/2092.htm](https://arch.przegląd-techniczny.pl/archiwum/2009_14/2092.htm) (2.12.2021).
- Rocznik Statystyczny Rzeczypospolitej Polskiej 2019*, Główny Urząd Statystyczny, <https://stat.gov.pl> (27.11.2021).
- Stawiecka U., Dmitruk U., 2018, *Kumulacja zanieczyszczeń w osadach dennych zbiorników zaporowych na przykładzie zbiornika Klimówka*, w: T. Walczykiewicz i Ł. Woźniak (red.), *Współczesne problemy retencji wód*, IMGW-PIB, Warszawa.
- Tomczyk P., Wiatkowski M., 2016, *Zalety i wady energetyki wodnej*, „Odnawialne źródła energii – teoria i praktyka”, Łosiów, maj 2016, materiały konferencyjne.
- TRMEW, 2017, *Wykorzystanie istniejących budowli piętrzących na cele hydroenergetyczne*, Kongres Morski, Szczecin, 9 VI 2017, materiały konferencyjne.
- Tytko R., 2021, *Urządzenia i systemy energetyki odnawialnej*, wyd. XIV uzupełnione, Wydawnictwo i Drukarnia Towarzystwa Słowaków w Polsce, Kraków.
- Vaikasas S., Bastiene N., Pliuraite V., 2015, *Impact of small hydropower plants on physicochemical and biotic environments in flatland riverbeds in Lithuania*, Journal of Water Security, nr 1 (1), s. 1–13. DOI: 10.15544/jws.2015.001.
- Walczykiewicz T., Żelazny M., 2020, *Energetyka i woda*, w: T. Walczykiewicz (red.), *Współczesne problemy gospodarki wodnej w kontekście planowania przestrzennego*, IMGW-PIB, Warszawa, s. 27–37.
- Wójcik-Jackowski S., Kamiński J., 2015, *Warunki korzystania z wód regionu Górnej Wisły – implikacje dla rozwoju energetyki wodnej*, Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal, nr 18 (1), s. 59–68.

ZALETY I WADY GEOTERMII WYSOKIEJ I NISKIEJ ENTALPII (WYKORZYSTUJĄCEJ POMPY CIEPŁA)

MAŁGORZATA ŚWIĄTEK

ORCID: 0000-0001-5163559X

Instytut Nauk o Morzu i Środowisku

Uniwersytet Szczeciński

malgorzata.swiatek@usz.edu.pl

SŁOWA KLUCZOWE:

OZE, energetyka geotermalna, uwarunkowania rozwoju geotermii, skutki rozwoju geotermii

WPROWADZENIE

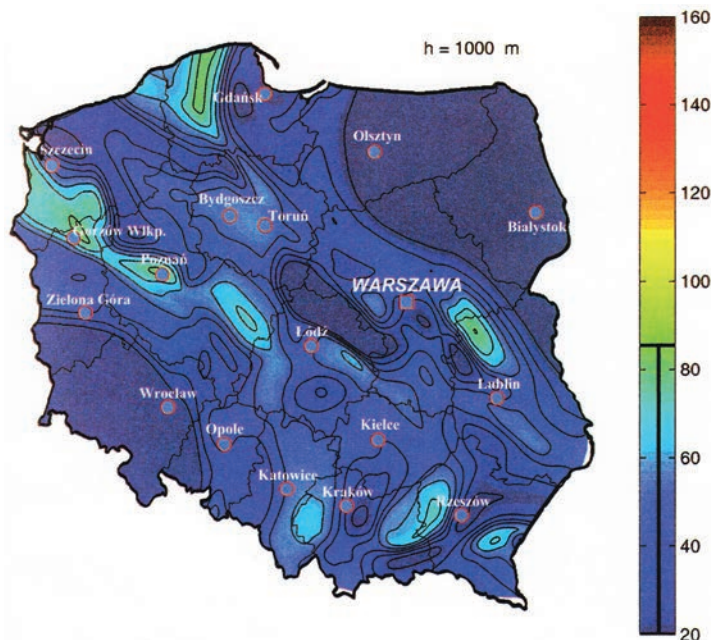
W rozdziale tym zaprezentowano i scharakteryzowano zarówno atuty, jak i mankamenty wykorzystywania energii cieplnej Ziemi oraz pomp ciepła do produkcji ciepła użytkowego i ciepłej wody użytkowej. Opisano również niektóre sposoby redukcji zagrożeń związanych z pozyskiwaniem ciepła tymi sposobami. Analizie poddano skutki przyrodnicze, społeczne i ekonomiczne (związanych głównie z kosztami produkcji energii cieplnej). Uwzględniono również niektóre aspekty technologiczne.

Konieczność przejścia do gospodarki niskoemisyjnej i poszukiwania alternatywnych form pozyskiwania energii zachęca do eksploatacji odnawialnych jej źródeł. Jedno z nich stanowi energia geotermalna, którą dzielimy na głęboką i płytką. Geotermia głęboka (inaczej wysokotemperaturowa lub wysokiej entalpii), to energia pochodząca z wnętrza Ziemi, zgromadzona w skałach i wodach podziemnych. Źródłem ciepła w jej wnętrzu jest ciepło pierwotne, powstałe wskutek kontrakcji grawitacyjnej (skurczania się ciała niebieskiego, w wyniku którego wzrasta jego ciśnienie i temperatura) w procesie formowania się Ziemi oraz ciepło pochodzące z rozpadu pierwiastków promieniotwórczych, takich jak radioaktywne izotopy uranu, toru

i potasu, zachodzących w jej wnętrzu (<http://instsani.pl/23/vademecum-energetyki-odnawialnej>). Ciepło wytwarza się również wskutek ochładzania się płaszcza ziemskiego, wewnętrznego tarcia między warstwami skalnymi wywołanego siłami pływowymi i zmianami w prędkości obrotu Ziemi oraz w wyniku transportu części energii termicznej jądra do skorupy ziemskiej poprzez pióropusz płaszcza, co może powodować powstawanie plam gorąca i pokryw lawowych (Lay i in., 2008).

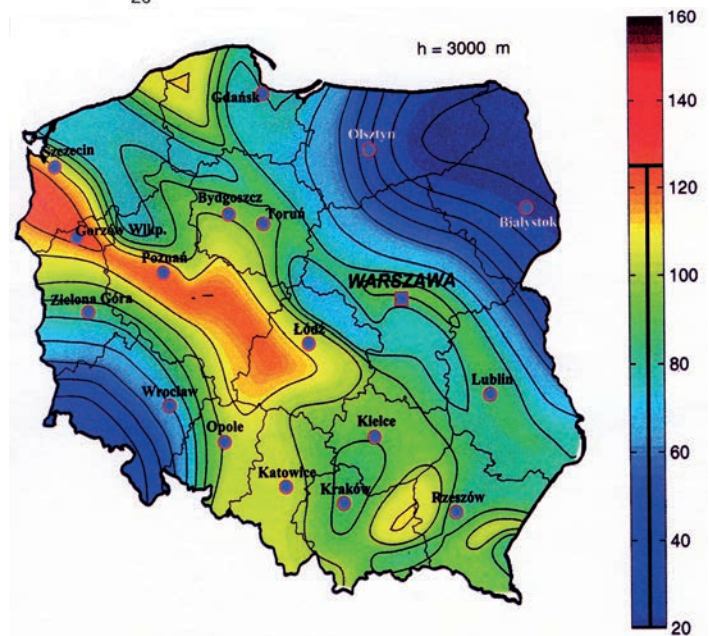
W Polsce jakiegokolwiek wahania temperatury wody podziemnej związane ze zmianami pogody i pór roku, a więc podlegające wpływom promieniowania słonecznego, zanikają na głębokości 15–40 m, średnio –18 m (Macioszczyk, 2011). Głębokość ta jest uzależniona od rodzaju skał, warunków tektonicznych i hydrogeologicznych oraz ukształtowania powierzchni terenu. W głębszych warstwach skalnych temperatura wzrasta wraz z głębokością, zgodnie z wartością gradientu termicznego podawanego w Kelwinach lub stopniach Celsjusza. Odwrotność gradientu geotermicznego stanowi stopień geotermiczny określający, co ile metrów temperatura wzrośnie o 1 K lub °C. W Polsce stopień geotermiczny wynosi, w zależności od warunków geologicznych, od 20 do 100 m/°C, średnio 33 m/°C (Macioszczyk, 2011). Szczególnie korzystne warunki do rozwoju geotermii wysokiej entalpii występują w rejonach o dużej zawartości pierwiastków radioaktywnych w zewnętrznych warstwach litosfery, skał o bardzo dużej przewodności cieplnej lub punktowych źródła ciepła, takich jak kierująca się ku powierzchni Ziemi gorąca magma lub wody geotermalne (Gupta i Roy, 2006).

W Polsce za wody termalne (geotermalne) uważa się te, których temperatura przekracza 20°C (Macioszczyk, 2011). Wartości ich temperatury na głębokościach 1 i 3 km pod powierzchnią terenu zaprezentowano na rycinach 1 i 2. Na ich podstawie można stwierdzić, że w południowo-zachodniej części województwa zachodniopomorskiego występują korzystne warunki rozwoju geotermii wysokiej entalpii. W obrębie niecki szczecińskiej (struktura geologiczna) występują największe w Polsce dostępne zasoby wód geotermalnych oraz ich najwyższe, przekraczające 55°C, wartości temperatury na niewielkiej, jak na złoża geotermalne, głębokości 1000 m (Szewczyk i in., 2006). Wody te są jednakże silnie zmineralizowane, co znacznie utrudnia ich eksploatację.



Rycina 1. Temperatura ($^{\circ}\text{C}$) zasobów wód geotermalnych w Polsce na głębokości 1000 m

Źródło: Przybycin A., *Szanse na rozwój geotermii w Polsce*, Ministerstwo Środowiska, Warszawa, 2007 oraz materiały European Geothermal Energy Council (EGEC), Polska Geotermalna Asocjacja (PGA) i International Geothermal Association (IGA), za: Zimny i in., 2014.



Rycina 2. Temperatura ($^{\circ}\text{C}$) zasobów wód geotermalnych w Polsce na głębokości 3000 m

Źródło: Przybycin A., *Szanse na rozwój geotermii w Polsce*, Ministerstwo Środowiska, Warszawa, 2007 oraz materiały EGEC, PGA i IGA, za: Zimny i in., 2014.

Energię geotermalną wykorzystuje się w balneologii i basenach kąpielowych oraz w układach centralnego ogrzewania, jako podstawowe źródło energii cieplnej. Kolejnym zastosowaniem energii geotermalnej jest produkcja energii elektrycznej. Jest ona możliwa dzięki parze wodnej o temperaturze rzędu 200°C, czyli jedynie w przypadkach zasobów o szczególnie wysokiej entalpii, które w Polsce na głębokości umożliwiającej eksploatację nie występują. Sposób wykorzystania wód geotermalnych zależy od ich temperatury: ogrzewanie pomieszczeń (20–60°C), elektrownie binarne (90–50°C), elektrownie konwencjonalne (powyżej 140°C, zob. Zimny i in., 2014). Ponadto mogą być wykorzystywane do następujących celów, uszeregowanych w kolejności od najniższej do najwyższej temperatury wody (w stanie ciekłym lub gazowym):

- hodowla ryb,
- baseny, odladzanie,
- podgrzewanie gleby,
- hodowla zwierząt,
- klimatyzacja,
- mrożenie przemysłowe,
- ogrzewanie szklarni,
- suszenie mięsa rybiego,
- suszenie produktów rolnych,
- suszenie i pielęgnacja betonu,
- przemysłowe odparowywanie wody,
- rafinacja cukru,
- konserwacja żywności,
- produkcji aluminium w procesie Bayera,
- produkcja papieru,
- absorpcja amoniaku (Zimny i in., 2014).

Aktualnie (dane Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego z września 2020 r.) w Polsce działa zaledwie sześć ciepłowni geotermalnych. Najstarsza z nich, uruchomiona w 1994 roku, znajduje się w Bańskiej Niżnej w województwie małopolskim. Kolejne powstały w Pырzych (woj. zachodniopomorskie), Mszczonowie (woj. mazowieckie), Uniejowie (woj. łódzkie), Stargardzie (woj. zachodniopomorskie) i w Poddębicach w województwie łódzkim (<https://www.pgi.gov.pl/aktualnosci/display/12535-cieplownie-geotermalne-w-polsce.html>).

Geotermia płytka, niskotemperaturowa, nie daje możliwości bezpośredniego wykorzystania ciepła Ziemi. Wymaga stosowania urządzeń zwanych geotermalnymi (gruntowymi) pompami ciepła (GPC), doprowadzającymi do podwyższenia entalpii. W pompach ciepła mogą być wykorzystywane jako dolne (zasilające) źródło energii ciepło gruntu (ośrodka skalnego), wód gruntowych oraz powietrza atmosferycznego. Ciepło gruntu może być wykorzystywane za pomocą płytek, ułożonych na głębokości do 2 m, systemów gruntowych poziomych lub głębokich, sięgających głębokości od 25 do 250 m pionowych gruntowych wymienników ciepła nazywanych też pionowymi sondami gruntowymi (Tytko, 2021). Czasem, jak np. w centrum biurowo-usługowym „Posejdon” w Szczecinie, odwierty wykonywane są na jeszcze większą głębokość. Źródło (nośnik) ciepła mogą stanowić również wody powierzchniowe oraz ciepło odpadowe powstające podczas procesów technologicznych (Kapuściński i Rodzoch, 2010). W wielu regionach Polski występują korzystne warunki przewodnictwa cieplnego gruntu, które umożliwiają wykorzystanie energii termalnej Ziemi do ogrzewania (lub chłodzenia) obiektów budowlanych oraz wody użytkowej (<https://www.pgi.gov.pl/oferta-inst/geologia-inzynierska/geoanalizy-i-modelowanie.html>).

Poszczególne zalety i wady geotermii głębokiej i płytkiej zaprezentowano w dalszej części rozdziału – podzielono je zgodnie z poruszonymi zagadnieniami.

ZANIECZYSZCZENIE ŚRODOWISKA

Przy prawidłowej eksploatacji instalacji pozyskujących energię geotermalną najczęściej problem zanieczyszczenia środowiska nie pojawia się (Zmywaczyk, 2013). Nie wszędzie jest to jednak możliwe. W wielu miejscach na świecie, po przedostaniu się do złoża wód geotermalnych, uwalniają się z nich do atmosfery szkodliwe, a nawet trujące substancje gazowe. W Polsce, ze względu na właściwości płynów złożowych oraz technologii pozyskiwania z nich energii, oddziaływania na środowisko instalacji geotermalnych i emisja zanieczyszczeń są znikome. Wynika to z charakteru źródła energii (woda, para wodna), formy wytwarzanej energii (ciepło, energia elektryczna) oraz stosowanych rozwiązań instalacji naziemnej (Stachel, 2013). Tym niemniej również w naszym kraju niektórym zasobom wód termalnych towarzyszą znaczne ilości rozpuszczonych w nich gazów, np. endogeniczny dwutlenek węgla (Ciężkowski, 2002), który wydobywając się ze złoża do atmosfery, przyczynia się do wzrostu efektu cieplarnianego. Możliwa jest również emisja siarkowodoru H_2S (Olechowski, 2015). Jego eliminacja będąca efektem zastosowania odpowiednich instalacji podnosi koszty produkcji energii (Lewandowski, 2014). Poza CO_2 i H_2S podczas eksploatacji wód geotermalnych do atmosfery mogą przedostawać się inne substancje rozpuszczone w płynach złożowych, takie jak: dwutlenek siarki, wodór, metan, amoniak, azot, a nawet rtęć, bor i radon. Zanieczyszczenia te, bez odpowiednich zabezpieczeń, przedostają się do atmosfery w procesach odgazowania lub odprowadzane są do środowiska za pośrednictwem „zużytej”

energetycznie, schłodzonej pary wodnej (kondensatu). Część tych związków, wmywana z atmosfery przez deszcz, powoduje skażenie gleby i roślinności (Stachel, 2013). Istnieje ponadto ryzyko wydobycia się wraz z parą ze studni geotermalnej radonu – produktu rozpadu radioaktywnego uranu, charakteryzującego się znaczną szkodliwością dla środowiska i zdrowia człowieka (Lewandowski, 2014). Wykorzystujące energię geotermalną niskiej entalpii, tzw. pompy ciepła stwarzają natomiast ryzyko skażenia środowiska czynnikami roboczymi wykorzystywanymi w procesach technologicznych (Lewandowski, 2014).

Trzeba jednakże zauważyć, że emisja szkodliwych gazów z instalacji geotermalnych, nawet w niesprzyjających warunkach geologicznych, jest wielokrotnie niższa niż w elektrowniach korzystających z paliw kopalnych. Jednym z atutów jest brak emisji tlenu azotu i minimalizacja emisji tlenków siarki (Stachel, 2013). Zmniejsza się również koncentracja w atmosferze dwutlenku węgla oraz pyłów i sadzy (Lewandowski, 2014). Ponadto eksploatacja wód geotermalnych, podczas wykonywania odwiertów, powoduje zagrożenie jakości wód podziemnych.

Geotermia niskiej entalpii wykorzystująca tzw. pompy ciepła nie emituje co prawda sadzy ani spalin, ale funkcjonowanie instalacji wymaga dostarczenia prądu elektrycznego, a więc wielkość emisji gazów cieplarnianych do atmosfery uzależniona jest od emisji gazowej zakładu energetycznego dostarczającego prąd.

Powstawanie obiektów wykorzystujących energię geotermalną powoduje zmniejszenie zużycia paliw kopalnych, a w konsekwencji obniżenie emisji gazowych i stałych produktów spalania do atmosfery. Na przykład zakład geotermalny w Pырzycach zastąpił 68 lokalnych kotłowni opalanych węglem, co wyeliminowało 4,5 tys. ton spalane go węgla rocznie (Stachel, 2013). Zmniejszenie emisji CO₂ do atmosfery można oszacować na przykładzie niedawno (pod koniec 2019 r.) oddanego do użytku kompleksu biurowo-usługowego „Posejdon” w Szczecinie. Do pozyskiwania energii cieplnej w obiekcie wykorzystano 48 pionowych wymienników gruntowych umieszczonych w odwiertach o głębokości 300 m. Ich łączna długość wyniosła 14,4 km. Poza tym zainstalowano pompy ciepła WSHP. Inwestycje te spowodowały zmniejszenie emisji CO₂ o 76% w stosunku do budynku o takiej samej kubaturze zbudowanego według technologii tradycyjnej (Pirczewski i in., 2019).

WPLYW NA TEMPERATURĘ ŚRODOWISKA

W przypadku zrzutu wykorzystanych wód geotermalnych do wód powierzchniowych następuje podniesienie się temperatury tych wód, co stanowi zanieczyszczenie termiczne wody. Zmiana średniej temperatury wody w rzece oraz skrócenie okresu jej zamarzania (Kapuściński i Rodzoch, 2010) wpływa na rozwój organizmów żywych bytujących w środowisku wodnym. Należy temu zapobiegać poprzez podniesienie sprawności termodynamicznej elektrowni geotermalnej. Maksymalizacja wykorzystania ciepła zawartego w geopłynie powinna następować poprzez możliwie największe obniżenie jego temperatury do wartości zbliżonej do otoczenia,

np. w systemach kaskadowego wykorzystania ciepła w odbiornikach o coraz niższej temperaturze zasilania (Stachel, 2013). Rozwiązaniem może być również zatłaczanie wykorzystanych płynów geotermalnych do złoża zamiast często stosowanego zrzutu do rzek lub zbiorników powierzchniowych. Emisja ciepła do środowiska wodnego towarzyszy również procesom konwersji w energię elektryczną, podczas których wykorzystuje się do chłodzenia naturalne zbiorniki wodne, powodując wzrost ich temperatury (Stachel, 2013).

Do zanieczyszczenia termicznego przyczyniają się również pompy ciepła, generując nadmierne straty ciepła do otoczenia. Instalacje niskotemperaturowe bazujące na systemach zamkniętych oddziałują ponadto na środowisko poprzez obniżenie temperatury ośrodka, z którego czerpane jest ciepło. W przypadku najczęściej stosowanych pionowych gruntowych wymienników ciepła, wokół otworu tworzy się charakterystyczny lej temperaturowy. Może on powodować szkody w ekosystemach związanych ze środowiskiem glebowym wynikające np. ze skrócenia okresu wegetacyjnego oraz zubożenie szaty roślinnej wrażliwej na temperaturę gleby. Oddziaływanie to jest oczywiście tylko lokalne, bardzo ograniczone powierzchniowo (Kapuściński i Rodzoch, 2010).

ZUŻYCIE SUROWCÓW

Eksploatacja wód termalnych przyczynia się do obniżenia ich zwierciadła, czyli górnej powierzchni granicznej. Ubytek płynów geotermalnych ze złoża powoduje zachwianie odnawialności złoża, a w konsekwencji wyczerpanie zasobów. Naturalna odnawialność głęboko położonych podziemnych warstw wodonośnych, do których należą warstwy nasycone wodami geotermalnymi, jest bardzo powolna, zwłaszcza wówczas, gdy zasoby wód występują jako wgłębne, pod warstwami nieprzepuszczalnymi, w drugim i kolejnym horyzoncie wodonośnym. Niedostateczne odnawianie zasobów prowadzi do osiadania (zapadania) struktur słanych (zmianę poziomów geodezyjnych), co może powodować uszkodzenia pobliskiej infrastruktury technicznej, zarówno produkcyjnej, jak i komunalnej. Może również ograniczać naturalne zjawiska geologiczne (gejzery, gorące źródła) mające duże znaczenie turystyczne w wielu regionach świata.

Z wymienionych względów konieczne jest zatłaczanie do warstwy podziemnej wód termalnych po ich wykorzystaniu energetycznym (Stachel, 2013). Jest to również istotne w przypadku wód silnie zmineralizowanych, które po wprowadzeniu do wód powierzchniowych spowodowałyby zmianę ich składu chemicznego (zasolenie). W praktyce wody nie są zatłaczane, przede wszystkim w wypadku ich wykorzystywania balneologicznego – w uzdrowiskach i kąpieliskach (Noga, 2015).

Przykład wprowadzenia zamkniętego obiegu wody termalnej stanowi instalacja Geotermii Stargard. Są tam aktualnie eksploatowane trzy odwierty geotermalne, przy czym tylko jeden z nich to odwiert wydobywczy, a dwa to odwierty zatłaczające. Wydobywana woda termalna po oddaniu energii w wymienniku ciepła, gdzie

następuje jej schłodzenie z ok. 84°C do 40–55°C, trafia do otworów zatłaczających. Dzięki temu w złożu zachowywana jest równowaga hydrogeologiczna, co umożliwia jego eksploatację praktycznie bez ograniczenia czasowego (<https://www.gterm.pl/instalacja-w-stargardzie>).

Zatłaczanie wykorzystanych energetycznie wód do złoża, podjęte zwłaszcza po wcześniejszym długo-trwałym pobieraniu wody i pary bez zatłaczania, może jednakże powodować mikrowstrząsy (Stachel, 2013). Niebezpieczne zjawiska sejsmiczne mogą towarzyszyć również szczelinowaniu hydraulicznemu struktur skalnych (DHM-Basel..., 2007).

DOSTĘPNOŚĆ ZASOBÓW

Wykorzystanie energii wnętrza Ziemi lub różnic między temperaturą np. na powierzchni podłoża i na określonej głębokości pod jego powierzchnią przyczynia się do oszczędzania nieodnawialnych źródeł energii. Bardzo ważnym atutem geotermii zarówno wysokiej, jak i niskiej entalpii jest niezależność zasobów od warunków pogodowych, a w przypadku geotermii niskotemperaturowej (niskiej entalpii) również powszechność jej występowania. Wody geotermalne, para wodna lub gorące skały stanowiące źródło energii występują na odpowiedniej głębokości tylko w niektórych rejonach świata. Głębokość ta powinna być na tyle „nieduża”, aby wydobywanie było możliwe nie tylko ze względu na dostępne technologie (aktualnie możliwe jest wydobywanie wód geotermalnych nawet z głębokości 10 km, zob. Zimny i in., 2014), ale również warunkowania ekonomiczne, czyli opłacalność inwestycji ściśle powiązaną z głębokością odwiertu. Szacuje się, że wydobywanie i zagospodarowanie energetyczne wód geotermalnych jest opłacalne w przypadku spełnienia następujących warunków: głębokość występowania do 2 km, temperatura płynu złożowego powyżej 65°C oraz mineralizacja (zasolenie) poniżej 30g/l (Lewandowski, 2014). Złoża powinny spełniać również określone warunki geologiczne i hydrogeologiczne, co łącznie sprawia, że mimo iż zasoby geotermalne w Polsce zostały oszacowane na 32,6 mld ton paliwa umownego (tpu), to zasoby eksploatacyjne (wydobywalne) stanowią zaledwie około 7 mld t tpu (Mackiewicz, 2014).

Jednym z atutów geotermii jest znaczna stabilność tego źródła energii w danym miejscu, ponieważ wielkość strumienia energii cieplnej jest zazwyczaj stała co najmniej przez kilkadziesiąt lat (Tytko, 2021).

Abstrahując od wspomnianych wcześniej warunków opłacalności wydobywania, wody geotermalne są zasobem energetycznym występującym w Polsce dość powszechnie – pod powierzchnią prawie 80% powierzchni kraju (Sobolewski, 2010; Zimny i in., 2014). Ich temperatura wynosi od 25 do 150°C (Sobolewski, 2010), czyli jest zazwyczaj na tyle niska, że złoża wykorzystywane są przede wszystkim w energetyce cieplnej (Szmyt, 2012) oraz w balneologii. Powszechnym źródłem energii jest wykorzystywana w geotermii niskotemperaturowej (płytkiej, z zastosowaniem pomp ciepła) różnica temperatury między powierzchnią terenu a gruntem.

Istotna jest jednakże wielkość tej różnicy, ponieważ efektywność urządzenia uzależniona jest od temperatury dolnego i górnego źródła (Lewandowski, 2014).

KOSZTY

Energetyka geotermalna gwarantuje relatywnie niski koszt produkcji ciepła. Znacznie wyższe niż koszty eksploatacyjne są jednak koszty kapitałowe. Szczególne znaczenie mają ceny wykonania odwiertów, stanowiące zazwyczaj $\frac{1}{3}$ kosztów całej inwestycji (Lewandowski, 2014). Wysokie nakłady inwestycyjne obniża wykorzystanie już istniejących odwiertów (Tytko, 2021) również jako otworów chłonnych, do których następuje zatłaczanie wykorzystanych energetycznie wód (Kapuściński i Rodzoch, 2010). Możliwe jest wykorzystanie starych, zrekonstruowanych otworów wiertniczych wykonywanych np. w drugiej połowie XX wieku na potrzeby poszukiwań węglowodorów na terenie Polski (Sapińska-Śliwa, 2012). Szacuje się, że nie tylko koszty wytwarzania ciepła użytkowego, ale również uzyskania energii elektrycznej są niższe niż w przypadku innych OZE (Olechowski, 2015). Co istotne, koszty eksploatacji i produkcji energii nie są uzależnione od aktualnych cen nośników energii, przede wszystkim wzrostu cen paliw, co stanowi element bezpieczeństwa energetycznego. Ponadto w skali całego kraju wykorzystanie energii geotermalnej przyczynia się do spełnienia wymogów Unii Europejskiej dotyczących zwiększenia udziału OZE w całkowitej produkcji energii, a więc zmniejszenia ewentualnych kar za ich niewykonanie. Zakłady geotermalne, poprzez opłacane podatki i opłaty lokalne, przyczyniają się również bezpośrednio oraz pośrednio do poprawy stanu budżetów poszczególnych jednostek samorządowych. W celu obniżenia kosztów inwestycji moc ciepłowni powinna być dostosowana do potrzeb odbiorców energii, która często jest przeszacowana ze względu na określanie jej na podstawie istniejących projektów równoważnych ciepłowni konwencjonalnych (Stachel, 2013). Koszty kapitałowe obniża również lokalizacja ujęcia w bezpośrednim sąsiedztwie jej odbiorcy, warunkująca tańszą dystrybucję ciepłej wody.

Dużym atutem jest również możliwość realizacji funkcji grzania i chłodzenia za pomocą jednej instalacji. Energia wód o temperaturze około 80°C może być przetwarzana na „zimno” użyteczne za pomocą amoniakalnych chłodziarek absorpcyjnych wytwarzających temperaturę do -20°C lub litowo-bromowych, wytwarzających temperaturę do 4°C (Zimny i in., 2014). Optymalne wykorzystanie energii gwarantuje zastosowanie systemu kaskadowego, w którym kolejne punkty odbioru ciepła mają coraz mniejsze wymagania temperaturowe (Kapuściński i Rodzoch, 2010).

Pozyskiwanie energii z głębokich warstw wodonośnych wymaga tak czy inaczej dużych nakładów inwestycyjnych związanych przede wszystkim z koniecznością wykonania otworów wiertniczych, a także z budową sieci przemysłowej i dystrybuującej energię ciepłą, w tym węzłów cieplnych. Aby wydobywać wody geotermalne konieczne jest również pokrycie kosztów wynagrodzenia za ustanowienie użytkowania

górnictwa obejmujących nie tylko wydobycie zasobów przemysłowych, ale również ich poszukiwanie i rozpoznanie (Sasin, 2012). Inwestycje geotermii wysokiej entalpii wymagają więc pozyskiwania, np. przez samorządy terytorialne, środków finansowych z wielu źródeł. Na przykład projekt Geotermia Podhalańska, realizowany ze względu na konieczność redukcji emisji popiołów, smogu i CO₂ w Zakopanem i okolicach, wymagał pozyskania funduszy z IBRD (Banku Światowego), programu Phare, kapitału akcyjnego, Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Global Environment Facility, United States Agency for International Development, EkoFunduszu, Duńskiej Agencji Ochrony Środowiska oraz kredytów lokalnych. Była to jednak inwestycja o kosztach wyjątkowo wysokich, wynoszących aż 308,9 mln zł (Zimny i in., 2014).

Na obniżenie kosztów ogrzewania za pomocą pompy ciepła wpływa brak konieczności instalowania komina, przyłącza gazowego czy dodatkowego systemu wentylacji niezbędnych w przypadku innej formy podgrzewania ciepłej wody użytkowej czy centralnego ogrzewania. Korzystne jest również utrzymywanie się wraz z upływem czasu sprawności urządzenia grzewczego (Tytko, 2021).

Niemniej koszty eksploatacji pompy ciepła podnoszą ceny energii elektrycznej niezbędnej do jej funkcjonowania. Istnieje jednak możliwość podniesienia temperatury dolnego źródła, np. dzięki pobraniu ciepła z układu solarnego w przypadku współpracy pompy ciepła i kolektora słonecznego. Poprawia to efektywność energetyczną, a więc obniża zużycie prądu (Tytko, 2021). Pewien problem stanowi również konieczność zagwarantowania stałej dostawy energii elektrycznej do urządzenia grzewczego. Inwestor (np. właściciel domu jednorodzinnego) musi, w celu zagwarantowania np. stałego ogrzewania w okresie grzewczym, uwzględnić konieczność zamontowania nie tylko pompy ciepła, ale również awaryjnego systemu grzewczego na wypadek przerwy w dostawie prądu (Olechowski, 2015) lub systemu instalacji wspomagającej dostawę prądu UPS w postaci agregatu prądotwórczego, baterii fotoogniw lub odpowiednich akumulatorów (Tytko, 2021).

Najtańszym pod względem inwestycyjnym źródłem ciepła jest powietrze, ponieważ wykorzystanie różnicy między wartościami temperatury wewnątrz i na zewnątrz budynku nie wymaga prowadzenia robot ziemnych. Zazwyczaj jednak pompy ciepła pracujące w systemie powietrze–powietrze cechuje mała efektywność oraz niewielka moc wytwarzana, a ponadto większość z dostępnych na polskim rynku urządzeń jest dostosowana do pracy w bardzo niskich temperaturach powietrza zewnętrznego, rzędu poniżej –20°C (Tytko, 2021).

Znacznie kosztowniejsze w fazie inwestycji jest zainstalowanie kolektorów gruntowych. Zastosowanie pionowego wymiennika gruntowego jest stosunkowo drogie ze względu na konieczność wykonania głębokich odwiertów. W przeciwieństwie do instalacji poziomych niepotrzebna jest jednakże duża powierzchnia terenu i można go zastosować nawet na niewielkiej działce. Poza tym po wykonaniu instalacji nie jest konieczna tak poważna rekultywacja terenu jak po instalacji kolektora poziomego, płytkiego, ale zajmującego dużą powierzchnię (Tytko, 2021).

UWARUNKOWANIA TECHNICZNE

Ciepłownia geotermalna (bazująca na geotermii głębokiej) jest pod względem technologicznym dużo bardziej skomplikowanym systemem niż konwencjonalna, opalana paliwem kopalnym. Funkcjonowanie ciepłowni geotermalnej wymaga ponadto zastosowania rozbudowanych układów sterowania gwarantujących ciągłość dostaw oraz ekonomiczny tryb pracy, przystosowany do zmiennego zapotrzebowania na ciepło użytkowe (Stachel, 2013).

Wykorzystywane rozwiązania technologiczne muszą być dostosowane do stopnia mineralizacji płynów złożowych, czyli wody termalnej. W związku z dużym stopniem zasolenia wód w Polsce, konieczne jest stosowanie materiałów konstrukcyjnych odpornych na korozję. Dotyczy to przede wszystkim pomp oraz rurociągów wydobywczych i zatłaczających, które powinny być wykonywane z nowoczesnych tworzyw sztucznych. Problem ten jest szczególnie wyraźny w województwie zachodniopomorskim. W ciepłowniach geotermalnych w Pырzycach oraz w Stargardzie mineralizacja płynu złożowego wynosi aż 120 g/l (Stachel, 2013). Nadmierne zasolenie złóż geotermalnych powoduje nie tylko korozję, ale również kolmotację (Zmywaczyk, 2013), czyli osadzanie się w wolnych przestrzeniach porowatego ośrodka drobnych cząstek stałych unoszonych przez przepływający płyn i blokowania przewężeń. Przykładem procesu kolmatacji jest stopniowe zatykanie filtrów porowatych (np. sączków) przez drobne cząstki stałe zawarte w filtrowanym płynie.

Kolejny problem stanowi zasilanie przez sieci przesyłowe za pośrednictwem nowoczesnych węzłów ciepłych zazwyczaj starych wewnętrznych instalacji centralnego ogrzewania, przystosowanych do zasilania przez wodę o temperaturze 70–95°C. Woda pochodząca z ciepłowni geotermalnej ma co prawda taką temperaturę zasilania, ale temperatura powrotu jest już zazwyczaj znacznie niższa i zmienna w szerszym zakresie. Wynosi od 40 do 70°C (Stachel, 2013). W celu efektywnego wykorzystania geotermalnego źródła ciepła konieczna jest więc modernizacja wewnętrznych instalacji grzejnych poszczególnych budynków.

UCIĄŻLIWOŚĆ DLA SPOŁECZNOŚCI LOKALNEJ

Znaczącym atutem energetyki geotermalnej jest to, że niemal nie wpływa na estetykę krajobrazu, ponieważ większość instalacji zlokalizowana jest pod powierzchnią gruntu. Inwestycja nie wymaga budowy np. szpecących krajobraz kominów czy wielkopowierzchniowych budowli. Zakłady geotermalne są w pełni zautomatyzowane, pracują zazwyczaj bardzo cicho, nie wydzielają zapachów (Tytko, 2021) ani nie emitują pyłów czy spalin. Nieco większy hałas towarzyszy jedynie pracy instalacji wykorzystujących złoża przegrzanej wody i pary wodnej (DiPippo, 2012), które w Polsce nie występują.

PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Geotermia wysokotemperaturowa w Polsce może być, i w niewielkim zakresie już jest, wykorzystywana w balneologii oraz w produkcji ciepła do systemów centralnego ogrzewania (CO) i wytwarzania ciepłej wody użytkowej (CWU). Na głębokościach odpowiednich do wydobywania pod względem ekonomicznym, ekologicznym i technicznym, temperatura wód podziemnych jest zbyt niska, aby uzasadniona była produkcja energii elektrycznej z ich wykorzystaniem. Ponadto wody geotermalne nie występują na całym terytorium kraju. W województwie zachodniopomorskim możliwe jest jednakże ich wykorzystanie, zwłaszcza w części zachodniej.

Bardziej powszechnym źródłem energii cieplnej jest geotermia niskotemperaturowa, płytka, wykorzystująca wymienniki ciepła. Możliwości pozyskiwania ciepła lub wytworzenia chłodnego powietrza wykorzystywanego do klimatyzacji powietrza latem istnieją praktycznie wszędzie, choć uwarunkowania np. geologiczne jej stosowania, a w konsekwencji ekonomiczne, są różnicowane. Zastosowanie pomp ciepła nie powoduje emisji gazów cieplarnianych, powstawania spalin, popiołów czy innych produktów ubocznych wytwarzanych w procesie spalania surowców geologicznych lub biomasy w danym miejscu (np. w gospodarstwie domowym lub w ciepłowni), ograniczając powstawanie smogu w miastach i osiedlach mieszkaniowych. Nie oznacza to jednakże, że wytwarzanie tych szkodliwych substancji zostało całkowicie wyeliminowane. Wielkość zanieczyszczenia środowiska uzależniona jest od formy zasilania elektrowni dostarczających prąd zasilający urządzenie grzewcze. Najmniejsza szkodliwość środowiskowa występuje wówczas, gdy prąd ten pochodzi ze źródeł bezemisyjnych i odnawialnych. Tak jak w przypadku aut elektrycznych – są one na tyle „ekologiczne”, na ile nieuciążliwe dla środowiska jest wytwarzanie prądu do ładowania ich akumulatorów.

Pozyskiwanie energii cieplnej z gruntu wymaga dużych nakładów inwestycyjnych, ponieważ tylko wymiana całej instalacji grzewczej, łącznie z jej odbiornikami w budynkach mieszkalnych, zapewnia jej ekonomiczne wykorzystanie. Najwłaściwsze jest więc wykorzystywanie tego typu nowoczesnych rozwiązań w budynkach nowopowstających, z założenia przystosowanych do tej formy ogrzewania (i chłodzenia latem).

LITERATURA

- Ciężkowski W., 2002, *Występowanie, dokumentowanie i eksploatacja endogenicznego dwutlenku węgla w Polsce*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Wrocław.
- DHM-Basel: Statement 1, 2007, Swiss Federal Institute of Technology, Zurich, http://www.seismo.ethz.ch/static/Basel/www.seismo2009.ethz.ch/basel/articles/Pressekonf_Basel_20070125.pdf (24.11.2021).
- DiPippo R., 2012, *Geothermal power plants. Principles, applications, case studies and environmental impact*, wyd. III, Elsevier, Amsterdam.

- Gupta H.K., Roy S., 2006, *Geothermal energy: an alternative resource for the 21st century*, Elsevier, Amsterdam.
<http://instsani.pl/23/vademecum-energetyki-odnawialnej> (1.12.2021).
<https://www.gterm.pl/instalacja-w-stargardzie> (24.11.2021).
<https://www.pgi.gov.pl/aktualnosci/display/12535-cieplownie-geotermalne-w-polsce.html> (3.12.2021).
<https://www.pgi.gov.pl/oferta-inst/geologia-inzynierska/geoanalizy-i-modelowanie.html> (1.12.2021).
- Kapuściński J., Rodzoch A., 2010, *Geotermia niskotemperaturowa w Polsce i na świecie. Stan aktualny i perspektywy rozwoju*, Borgis – Wydawnictwo Medyczne, Warszawa.
- Lay T., Hernlund J., Buffett B.A., 2008, *Core-mantle boundary heat flow*, Nature Geoscience, nr 1, s. 25–32.
- Lewandowski W., 2014, *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, wyd. IV uaktualnione, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa.
- Macioszczyk, 2011, *Podstawy hydrogeologii stosowanej*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa.
- Mackiewicz M., 2014, *Energia geotermalna a bezpieczeństwo energetyczne Polski – ujęcie prawne*, w: P. Kwiatkiewicz (red.), *Bezpieczeństwo energetyczne. Rynki surowców i energii – teraźniejszość i przyszłość*, t. 2, Fundacja na rzecz Czystej Energii, Poznań, s. 289–305.
- Noga B., 2015, *Analiza możliwości wykorzystania instalacji geotermalnych w województwie kujawkopomorskim*. Materiały z konferencji „Instalacje OZE, gaz łupkowy, stopień wodny oraz LPG i LNG w transporcie publicznym w województwie kujawsko-pomorskim”, Bydgoszcz, 25.04.2015, <http://www.naszaenergia.kujawsko-pomorskie.pl/fileadmin/doc/konf2015-06/m1/ANALIZA-B.Noga.pdf> (24.11.2021).
- Olechowski A., 2015, *Czy odnawialne źródła energii są szansą dla polskiej energetyki?*, Zeszyty Naukowe WSG. Ekonomia, nr 7, s. 51–65.
- Pirczewski M., Figiel E., Leciej-Pirczewska D., 2019, *Nowoczesny kompleks usługowy POSEJDON w Szczecinie*, Inżynieria i Budownictwo, nr 5, s. 199–202.
- Sapińska-Śliwa A., 2012, *Udostępnianie wód termalnych w Uniejowie – rys historyczny*, Biuletyn Uniejowski, t. 1, s. 63–77.
- Sasin R., 2012, *Oplacalność rozwoju energetyki geotermalnej w Polsce*, w: *Zielona energia w Polsce*, red. D. Niedziółka, CeDeWu.pl, Warszawa, s. 213–228.
- Sobolewski M., 2010, *Perspektywy wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce*, w: *Polityka energetyczna*, red. M. Sobolewski, Studia BAS, nr 1 (21), s. 267–290.
- Stachel A., 2013, *Wykorzystanie energii wnętrza Ziemi*, ZUT, Szczecin.
- Szewczyk A., Szczepański A., Hałdus A., Kania J., Wagner R., Pokorski J., Hajto M., 2006, *Rozkład parametrów termicznych na Niżu Polskim*, w: W. Górecki (red.), *Atlas zasobów geotermalnych formacji mezozoicznej na Niżu Polskim*, Ministerstwo Środowiska, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Akademia Górniczo-Hutnicza, Państwowy Instytut Geologiczny, Kraków, s. 198–255.

- Szmyt B., 2012, *Uwarunkowania przyrodnicze*, w: D. Niedziółka (red.), *Zielona energia w Polsce*, CeDeWu.pl, Warszawa, s. 95–102.
- Tytko R., 2021, *Urządzenia i systemy energetyki odnawialnej*, wyd. XIV uzupełnione, Wydawnictwo i Drukarnia Towarzystwa Słowaków w Polsce, Kraków.
- Zimny J., Struś M., Lech P., Bielik S., 2014, *Wytwarzanie energii elektrycznej z zasobów geotermicznych Polski*, Polska Geotermalna Asocjacja Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne, Kraków.
- Zmywaczyk J., 2013, *Odnawialne źródła energii – wybrane problemy*, *Problemy Mechatroniki. Uzbrojenie, Lotnictwo, Inżynieria Bezpieczeństwa*, nr 4 (1), s. 37–58.

WYZWANIA POLITYKI ENERGETYCZNEJ POLSKI DO 2040 ROKU

MARLENA BALLAK

Stowarzyszenie Akademia Komunikacji Społecznej

SŁOWA KLUCZOWE:

energetyka, polityka energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne

WPROWADZENIE

Przedstawienie założeń dokumentu *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.* stało się pretekstem do poszukiwania odpowiedzi na pytanie, w jakim kierunku zmierza rozwój rynku energetycznego w naszym kraju. Analiza założeń polityki energetycznej stanowi punkt wyjścia do zarysowania przyszłości oraz wyzwań związanych z rozwojem rynku energetycznego, przy uwzględnieniu kierunków rozwoju Unii Europejskiej, nakreślonych szczególnie w Europejskim Zielonym Ładzie.

Założenia nowej *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.* (dalej: PEP 2040), wskazują kierunki ewolucji rynku energetycznego. Celem polityki energetycznej jest bowiem wykorzystanie krajowego potencjału w jak najszerszym aspekcie – dotyczy to różnych dziedzin gospodarki, technologii czy zasobów ludzkich. W konsekwencji realizacji aktualnej polityki, sektor energetyki ma posłużyć za dźwignię rozwoju kraju opartego na poszanowaniu klimatu i zasadzie sprawiedliwej transformacji, gwarantować wzrost konkurencyjności gospodarki oraz bezpieczeństwo energetyczne. W literaturze przedmiotu podkreśla się, że osiągnięcie bezpieczeństwa energetycznego jest warunkowane „wieloma czynnikami, począwszy od decentralizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw energetycznych, przez promowanie konkurencji i selektywne stosowanie regulacji administracyjnej, a na traktowaniu energii jako towaru, a nie wyłącznie dobra publicznego, skończywszy” (Dobroczyńska i in., 2001, s. 32–33).

Przez politykę energetyczną rozumie się „wyodrębniony segment polityki gospodarczej, kształtujący założenia i cele państwa w stosunku do sektora energetycznego z perspektywy realizacji przez państwo wybranych celów społeczno-gospodarczych za pomocą zarówno środków władczych, jaki i niewładczych” (Elżanowski, 2008, s. 68). A. Walaszek-Pyziół definiuje politykę energetyczną jako „kompleks funkcjonalnie ze sobą powiązanych działań prawnych i faktycznych podejmowanych przez państwo, zmierzających do takiego ukształtowania sektora energetycznego gospodarki (jego organizacji i reguł funkcjonowania), aby w sposób optymalny realizował on określone cele społeczno-gospodarcze” (Walaszek-Pyziół, 2002, s. 13). Polityka energetyczna jest swego rodzaju sektorowym programem gospodarczym, którego realizację stanowią przepisy szeroko rozumianego prawa energetycznego, do których należy między innymi ustawa z 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii oraz ustawa z 10 kwietnia 1997 roku – Prawo energetyczne.

W doktrynie prawa wyróżnia się cztery podstawowe funkcje ustawy Prawo energetyczne kształtujące politykę energetyczną kraju: wyznaczenie celów polityki, określenie trybu jej kształtowania, stanowienie prawnego instrumentu realizacji polityki energetycznej oraz określanie reguł działania wszystkich podmiotów będących adresatami ustawy, jako pośrednich instrumentów kształtowania polityki energetycznej (Walaszek-Pyziół, 2002).

W tym miejscu należy zwrócić uwagę, że zgodnie z ustawą Prawo energetyczne przygotowaniem projektu polityki i koordynowaniem jej realizacji zajmuje się minister do spraw energii, co w doktrynie prawa zostało ocenione jako racjonalne (Swora i in., 2010). Podkreśla się także, że projekt polityki powinien być przygotowany przez ministra zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju, czyli zbilansowania postępu technicznego z poszanowaniem przyrody i rozwojem społecznym (Elżanowski, 2008). Następnie na wniosek ministra Rada Ministrów co 5 lat przyjmuje nową politykę energetyczną, ale jej część prognostyczna obejmuje okres nie krótszy niż 10 lat.

Ponadto, pomimo tak strategicznego znaczenia polityki dla rozwoju sektora energetycznego, dokument polityki ogłaszany jest w formie obwieszczenia w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, nie ma formy ustawy czy rozporządzenia. Poprawność takiego sposobu przyjmowania dokumentów strategicznych potwierdza linia orzecznicza, między innymi w wyroku Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 19 maja 2020 roku, sygn. akt: IV SA/Wa 897/20 (LEX nr 3117378) podkreślono, że: „z samej istoty polityki energetycznej państwa wynika, że nie jest to materia normatywna, która winna być ujęta w ramy ustawy lub rozporządzenia. Nie chodzi tu bowiem o wprowadzenie norm generalnych i abstrakcyjnych, a o akty planowania. Tego rodzaju akty wyznaczają pewne kierunki i założenia, a ujmowane są właśnie w formę uchwały lub polityk poszczególnych ministrów”.

Polska polityka energetyczna jest zgodna z założeniami polityki energetycznej Unii Europejskiej (Elżanowski, 2008, s. 71), co wynika z art. 194 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej.

Przedstawiona powyżej metodologia opracowania i cykliczność przyjmowania polityki energetycznej oraz narzucone prawem energetycznym cele tego dokumentu wpływają na jej założenia, które zostaną omówione w dalszej części artykułu. Ponadto przybliżone zostaną unijne i krajowe dokumenty strategiczne wpływające na krajową politykę energetyczną oraz wyzwania i zagrożenia związane z realizacją aktualnej polityki energetycznej.

ZAŁOŻENIA PEP 2040

Zgodnie z art. 15 ustawy Prawo energetyczne, polityka energetyczna kraju jest opracowywana zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju, czyli takiego, który zapewnia rozwój cywilizacyjny bez umniejszania szans rozwojowych przyszłym pokoleniom (Cieślewicz, 2021) i powinna zawierać diagnozę sytuacji na rynku energii, priorytetowe kierunki działania oraz prognozę rozwoju sektora energii na okres co najmniej 10 lat.

Cele polityki energetycznej państwa pozostają zbieżne z celami określonymi w art. 13 ustawy Prawo energetyczne i dotyczą zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej oraz zmniejszeniu oddziaływania na środowisko, w tym klimatu, przy optymalnym wykorzystaniu krajowych zasobów energetycznych.

PEP 2040 opiera się na trzech głównych założeniach, tzw. filarach: sprawiedliwej transformacji energetycznej państwa, zeroemisyjnym systemie energetycznym oraz dobrej jakości powietrza. Sprawiedliwa transformacja ma wynikać z partycypacyjnego sposobu realizacji polityki prowadzonej – głównie lokalnie – wspólnie z odbiorcami energii i opierać się na transformacji regionów węglowych, ograniczeniu ubóstwa energetycznego oraz rozwijaniu odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej. Filar zeroemisyjności ma prowadzić do rozwoju energetyki lokalnej i obywatelskiej, unowocześnienia sektora energii (wprowadzenia w Polsce morskiej energetyki wiatrowej oraz energetyki jądrowej) oraz pobudzenia innowacyjności i ma wpłynąć na rozwój gospodarki, poprawę efektywności i konkretyzacji. Efektem wdrożenia polityki ma być poprawa jakości powietrza, wynikająca między innymi z transformacji ciepłownictwa systemowego i lokalnego oraz elektryfikacji transportu.

Filary polityki mają być zrealizowane w ramach ośmiu celów szczegółowych, do których należą:

- optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych,
- rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej,
- dywersyfikacja i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych,

- rozwój rynków energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz produktów naftowych i paliw alternatywnych w tym biokomponentów i elektromobilności,
- wdrożenie energetyki jądrowej,
- rozwój odnawialnych źródeł energii,
- rozwój ciepłownictwa,
- poprawa efektywności energetycznej.

Cele te obrazują cały sektor dostaw energii – od pozyskania surowców poprzez wytwarzanie oraz przesył i dystrybucję, po sprzedaż i wykorzystanie energii. Z każdym z ośmiu celów szczegółowych wiążą się określone wyzwania i zagrożenia. Cele szczegółowe PEP 2040 i projekty strategiczne określono w tabeli 1.

Tabela 1. Cele i projekty strategiczne polityki energetycznej do 2040 roku

Cel szczegółowy 1 optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych	Cel szczegółowy 2 rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej	Cel szczegółowy 3 dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych
Projekt strategiczny 1 transformacja regionów węglowych	Projekt strategiczny 2a rynek mocy	Projekt strategiczny 3a budowa Baltic Pipe
	Projekt strategiczny 2b wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych	Projekt strategiczny 3b budowa drugiej nitki Ropociągu Pomorskiego
Cel szczegółowy 4 rozwój rynków energii	Cel szczegółowy 5 wdrożenie energetyki jądrowej	Cel szczegółowy 6 rozwój odnawialnych źródeł energii
Projekt strategiczny 4a wdrażanie planu działania	Projekt strategiczny 5 program polskiej energetyki jądrowej	Projekt strategiczny 6 wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej
Projekt strategiczny 4b hub gazowy		
Projekt strategiczny 4c rozwój elektromobilności		

Ciąg dalszy tab. 1

Cel szczegółowy 7 rozwój ciepłownictwa i kogeneracji	Cel szczegółowy 8 poprawa efektywności energetycznej
Projekt strategiczny 7 rozwój ciepłownictwa systemowego	Projekt strategiczny 8 promowanie poprawy efektywności energetycznej

Źródło: opracowanie własne na podstawie *Polityki energetycznej Polski do 2040 r.*

W ramach celów szczegółowych realizowanych będzie dwanaście projektów strategicznych. Optymalne wykorzystanie własnych surowców energetycznych to pierwszy szczegółowy cel polityki energetycznej, w ramach którego wprowadzany w życie będzie także projekt strategiczny dotyczący transformacji regionów węglowych. Obecny potencjał surowcowy opiera się głównie na węglu – kamiennym i brunatnym. Dostawy węgla brunatnego są w całości pokrywane z zasobów krajowych, natomiast zasoby węgla kamiennego wymagają uzupełnienia. Surowce węglowe wskutek transformacji sektora energetycznego będą stopniowo zamieniane na surowce ekologiczne, np. na biomasę. Tempo transformacji będzie wypadkową stosunku cen do wielkości emisji gazów cieplarnianych oraz rozwoju nowych technologii związanych głównie z odnawialnymi źródłami energii. Natomiast popyt na ropę naftową i gaz ziemny będzie nadal pokrywany surowcami importowanymi i uzupełniany biopaliwami oraz paliwami alternatywnymi (np. LNG, CNG, biometanem i wodorem).

Kolejnym celem szczegółowym jest rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej, która umożliwi wprowadzanie mocy z nowych i istniejących źródeł energii oraz zapewni bezpieczne, stabilne i elastyczne dostawy energii elektrycznej na bazie tradycyjnych źródeł węglowych oraz niskoemisyjnych, głównie fotowoltaicznych oraz morskich elektrowni wiatrowych. W celu rozwoju źródeł niskoemisyjnych niezbędna jest rozbudowa technologii magazynowania oraz jednostek gazowych stanowiących źródła regulacyjne. Ponadto w polityce energetycznej zaplanowano, że w 2033 roku wdrożona zostanie energetyka jądrowa, która ograniczy emisję zanieczyszczeń z sektora oraz wzmocni bezpieczeństwo systemu energetycznego. Rozbudowa infrastruktury dystrybucyjnej wpłynie także na poprawę jakości dostaw do odbiorców końcowych. Inwestycje infrastrukturalne mają spowodować powstanie aktywnej sieci dwukierunkowej, wdrożone zostaną inteligentne sieci energetyczne do integracji przyłączonych do sieci podmiotów i użytkowników. W ramach tego celu realizowane będą dwa projekty strategiczne – rynek mocy oraz wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetycznych.

Obok działań służących usprawnieniu przesyłu energii istotny będzie rozwój połączeń transgranicznych. Na uwagę zasługuje budowa podmorskiego połączenia kablowego między Litwą i Polską, tzw. Harmony Link, będącego częścią priorytetowego projektu synchronizacji przesyłowych systemów energetycznych państw bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej za pośrednictwem systemu w Polsce. Zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej zwanym rozporządzeniem rynkowym, najpóźniej do 2025 roku unijni operatorzy systemów przesyłowych są zobowiązani do udostępnienia transgranicznych zdolności przesyłowych, które powinny stanowić dodatkowe, jak również zapasowe źródło dostaw oraz zredukować ceny energii na konkurencyjnym rynku energetycznym.

Ważnym kierunkiem rozwoju sieci energetycznych jest rozwój sieci inteligentnych, tzw. *smart grid*. Zalicza się do nich: dwustronne systemy komunikacji cyfrowej, tzw. *smart metering*, system automatycznego monitorowania, regulacji, sterowania i zabezpieczenia sieci oraz inteligentne systemy opomiarowania służące przepływowi danych o mocach i energii. W celu rozwoju sieci *smart grid* istotne jest powołanie operatora informacji rynku energii (w skrócie OIRE) oraz wyposażanie odbiorców w liczniki zdalnego odczytu (do 2028 r. 80% gospodarstw domowych powinno zostać wyposażonych w liczniki zdalnego odczytu).

Trzecim celem strategicznym jest dywersyfikacja i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego, ropy naftowej i paliw ciekłych, w jej ramach realizowane będą dwa projekty strategiczne: budowa połączenia gazowego o nazwie Baltic Pipe, łączącego Norwegię, Danię i Polskę oraz budowa drugiej nitki naftowego Rurociągu Pomorskiego. Te strategiczne projekty powiązane z rozbudową terminala LNG w Świnoujściu oraz budową pływającego terminala FSRU (z ang. *floating storage regasification unit*) w Zatoce Gdańskiej, wynikają z zakończenia obowiązywania tzw. kontraktu jamalskiego z końcem 2022 roku. Kontrakt jamalski to potoczna nazwa porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej i Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach gazu rosyjskiego do Rzeczypospolitej Polskiej zawarty 25 sierpnia 1993 roku (z późniejszymi aneksami z 18 lutego 1995 r. i 12 lutego 2003 r.) oraz długoterminowego kontraktu handlowego, który na podstawie powyższego porozumienia zawarły 25 września 1996 roku PGNiG S.A. i OAO Gazprom Export.

Rozwój rynków energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz produktów naftowych i paliw alternatywnych, w tym biokomponentów i elektromobilności, to kolejny cel szczegółowy PEP 2040, który jest realizowany w ramach procesu liberalizacji rynków energii, czyli stworzenia konkurencji na rynkach objętych regulacją (Szydło, 2010). Z jednej strony oznacza to prowadzenie polityki informacyjnej, która umożliwi odbiorcom aktywne działania na rynku energetycznym, a z drugiej strony wsparcie przedsiębiorstw energetycznych w rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Tu także realizowany będzie cel strategiczny polegający na wdrażaniu planu działania służącego zwiększeniu transgranicznych zdolności przesyłowych sieci

energetycznych. Liberalizacja rynku gazu w perspektywie bieżącej polityki będzie polegała na zwolnieniu przedsiębiorstw obrotu z obowiązku przedkładania taryf dla grupy gospodarstw domowych. Wzmocnieniem pozycji Polski na rynku gazu ma być realizacja strategicznego projektu huba gazowego, czyli centrum transportu i handlu gazem ziemnym (Paszkowski, 2021). Transformacji podlegać będzie rynek produktów naftowych, którego częściowy popyt pokryty będzie przez większe wykorzystanie paliw alternatywnych: wodoru, LNG, biometanu oraz biokomponentów, jak również rozwój elektromobilności (pojazdów elektrycznych). W ramach specjalnej strategii rozwijany będzie także rynek wodoru.

Dla rozwoju gospodarczego oraz morskiej energetyki wiatrowej kluczowy jest cel szczegółowy dotyczący energetyki jądrowej, wdrażany także jako projekt strategiczny pod nazwą: Program polskiej energetyki jądrowej. Zgodnie z założeniami, w 2033 roku ma zostać uruchomiony pierwszy w Polsce blok jądrowy o mocy 1–1,6 MW, natomiast w ramach całego programu zakłada się budowę do 2043 roku 6 bloków, mających zapewnić stabilność wytwarzania energii i charakteryzujących się zerową emisją zanieczyszczeń powietrza.

W ramach szóstego celu szczegółowego – rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) – realizowany będzie strategiczny projekt pod nazwą: Wdrożenie morskiej energetyki wiatrowej, dla rozwoju którego kluczowe znaczenie ma ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. W polityce energetycznej przewiduje się rozwój fotowoltaiki, lądowych farm wiatrowych oraz biopaliw, biogazu, biomasy, a w ciepłownictwie geotermii i pomp ciepła. To efekt udziału Polski w przyjętym dla krajów Unii Europejskiej celu dotyczącym ilości OZE na poziomie 40% w końcowym zużyciu energii. Ponadto wynika on z konieczności dywersyfikacji bilansu energetycznego oraz potrzeby niskoemisyjnej transformacji energetycznej, czemu sprzyjają spadające koszty technologii OZE. Warto podkreślić jest także wspieranie energetyki rozproszonej, opartej na wytwarzaniu energii z OZE, sprzedaży, magazynowaniu energii przez prosumentów oraz społeczności energetyczne – klastry energii, czy spółdzielnie energetyczne. Docelowym modelem wskazanym w PEP 2040 jest dążenie tych podmiotów do uniezależnienia się od dostaw energii elektrycznej z sieci elektroenergetycznej i samodzielnego bilansowania. W tym zakresie istotne znaczenie ma zarządzanie popytem – wskaźnik DSR z (ang. *demand side response*, więcej o DSR – Bayer i in., 2017) oraz rozwój technologii magazynowania.

Dwa ostatnie cele szczegółowe to rozwój ciepłownictwa oraz poprawa efektywności energetycznej. Pierwszy dotyczący ciepłownictwa będzie realizowany także w projekcie strategicznym pod nazwą: Rozwój ciepłownictwa systemowego. Rynek ciepłowniczy ma charakter lokalny i dlatego kluczowe dla racjonalizacji tej gałęzi sektora energetycznego jest planowanie w energetyce na poziomie gminnym oraz stworzenie mapy ciepła o charakterze ogólnopolskim, która ułatwi planowanie zaspakajania potrzeb ciepłych. Oczekuje się,

że w 2040 roku wszystkie potrzeby ciepłe gospodarstw domowych będą pokrywane w sposób niskoemisyjny lub zeroemisyjny, co wiąże się z olbrzymimi nakładami inwestycyjnymi w sektorze ciepłownictwa.

W polityce energetycznej przyjmuje się, że odbiorcy powinni w pierwszej kolejności korzystać z ciepła systemowego. Przyjmuje się, że do 2030 roku około 85% systemów ciepłowniczych w Polsce, których moc zamówiona przekracza 5 MW, powinno spełniać kryterium efektywnościowe, czyli ciepło powinno pochodzić z wysokosprawnej kogeneracji, wykorzystania OZE lub odpadów w ciepłownictwie systemowym, a sieci ciepłownicze powinny być zmodernizowane, inteligentne i posiadać własne magazyny ciepła. Do pokrywania indywidualnych potrzeb ciepłych powinny być wykorzystywane źródła o najniższej emisyjności (pompy ciepła, ogrzewanie elektryczne, gaz ziemny), a odchodzenie od węgla powinno nastąpić w miastach do 2030 roku, a na terenach wiejskich do 2040 roku.

Ostatni cel szczegółowy, tj. poprawa efektywności energetycznej, realizowany będzie także jako projekt strategiczny pod nazwą: Promowanie poprawy efektywności energetycznej. Zakłada się realizację wskaźnika w zakresie poprawy efektywności energetycznej do 2030 roku na poziomie 23%, biorąc pod uwagę zużycie energii pierwotnej w 2020 roku. W polityce energetycznej wskazano, że potencjał poprawy efektywności energetycznej tkwi niemal w całej gospodarce i wiąże się z wdrażaniem nowych technologii i wzrostem innowacyjności gospodarki. Działania proefektywnościowe mają prowadzić do redukcji kosztów i zużycia energii. Kreowanie wzrostu efektywności energetycznej będzie efektem kampanii zachęcających do takich działań oraz przez zobowiązanie się do niektórych działań proefektywnościowych oraz poprzez zobowiązanie niektórych podmiotów do poprawy efektywności energetycznej lub poprzez zakup świadectw efektywności energetycznej. Potencjał tkwi w sektorze energetycznym, który wymaga poprawy sprawności konwencjonalnych źródeł energii oraz przesyłu, dystrybucji i magazynowania energii oraz wykorzystania inteligentnych rozwiązań, jak również zwiększenie produkcji z rozproszonych źródeł energii oraz systemowego OZE. Poprawa efektywności energetycznej możliwa jest także dzięki termomodernizacji budynków, oprav oświetleniowych oraz źródeł światła, inteligentnego zarządzania energią. Ponadto w udoskonalaniu procesów energochłonnych np. przy produkcji stali, papieru oraz popularyzacji paliw alternatywnych i elektromobilności. Zachęcenie do korzystania z transportu zbiorowego oraz rozwój transportu intermodalnego i promowanie wzorców zrównoważonej mobilności.

Głównym narzędziem walki z problemem tzw. niskiej emisji jest powszechna termomodernizacja budynków mieszkalnych oraz zapewnienie efektywnego i ekologicznego dostępu do ciepła. W przypadku transportu problem niskiej emisji może zostać rozwiązany poprzez większe wykorzystanie elektromobilności oraz rozwój rynków paliw alternatywnych. Przewiduje się także głęboką redukcję emisji gazów cieplarnianych GHG (ang. *greenhouse gases*) w obszarze transportu publicznego.

Polityka energetyczna Polski do 2040 roku zakłada osiągnięcie, w ramach transformacji energetycznej, pewnych wskaźników. I tak w energetyce wiatrowej na morzu moc zainstalowana ma osiągnąć ok. 5,9 GW w 2030 roku i ulec zwiększeniu do ok. 11 GW w roku 2040. Ponadto nastąpi istotny wzrost mocy zainstalowanych w fotowoltaice do ok. 5–7 GW w 2030 roku. Szacowany wzrost – w 2040 roku – udziału OZE we wszystkich sektorach wyniesie ok. 10–16 GW.

W 2030 roku udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto wyniesie co najmniej 23% – nie mniej niż 32% w elektroenergetyce, 28% w ciepłownictwie i 14% w transporcie. W tym samym roku udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej nie będzie przekraczać 56%. Wzrośnie efektywność energetyczna – według określonego celu, w 2030 roku na nastąpić zmniejszenie o 23% zużycia energii pierwotnej w stosunku do roku 2007. Wspominano już, że planowane jest w 2033 roku uruchomienie pierwszego bloku elektrowni jądrowej o mocy ok. 1–1,6 GW. Kolejne bloki będą uruchamiane co 2–3 lata, a cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków do 2043 roku. Zaplanowano także ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, GHG, o 30% do 2030 roku, w stosunku do poziomu z 1990 roku, oraz zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 23% do 2030 roku, w stosunku do zużycia z 2007 roku.

W PEP 2040 szacuje się, że nakłady na realizację założeń polityki w latach 2021–2040 wynieść mogą około 1600 mld złotych. Na inwestycje w sektorze wytwórczym energii elektrycznej planuje się kwotę około 342 mld złotych (80% kwoty zostanie przeznaczona na OZE i energetykę jądrową). Ponadto na transformację energetyczną w Polsce do 2030 roku przeznaczonych zostanie 260 mld złotych z krajowych i unijnych mechanizmów wsparcia, między innymi z Polityki Spójności, z Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności, ponadto z funduszu ReactEU oraz z programów Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) oraz krajowego funduszu celowego zasilanego środkami ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂, tzw. Funduszu Transformacji Energetyki. Planowane jest pozyskanie środków ze Wspólnej Polityki Rolnej oraz z Funduszu Modernizacyjnego.

Do aktualnej polityki energetycznej dołączono trzy załączniki. Pierwszy stanowi ocenę poprzedniej polityki energetycznej państwa, jest podsumowaniem realizacji założeń Polityki energetycznej Polski do 2030 r. oraz kierunków wynikających ze strategii „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko – perspektywa do 2020 r.” Warto w tym miejscu zauważyć, że polityka energetyczna z perspektywą do 2040 roku powinna zostać przyjęta w 2013 roku, zatem opóźnienie między PEP 2040 a poprzednią Polityką energetyczną Polski do 2030 roku jest wieloletnie. Wszystkie poprzednie strategie energetyczne, począwszy od 1995 roku, przyjmowane były w odstępach nie większych niż 5 lat. PEP 2030 oparta była na pierwszym unijnym pakiecie energetyczno-klimatycznym, wyznaczającym cel 3 x 20% na 2020 rok, czyli wzrost udziału OZE w miksie energetycznym, w stosunku do 1990 roku, do 20% (dla Polski cel zakłada do 15%), redukcję emisji gazów cieplarnianych o 20%,

w stosunku do 1990 roku, oraz o 20% oszczędność energii pierwotnej, którą udało się osiągnąć. W PEP 2030, przyjętej w 2009 roku, założono dywersyfikację dostaw gazu. Ten ostatni punkt udało się zrealizować – wybudowano terminal LNG, natomiast do chwili obecnej nie wybudowano elektrowni jądrowej.

Załącznik drugi to wnioski z analiz prognostycznych dla energetyki, w którym zaprezentowano szereg wskaźników dla sektora paliwowo-energetycznego, przy założeniu realizacji działań PEP 2040, w szczególności zużycie energii pierwotnej i finalnej, z podziałem na rodzaje paliw prognozy wytwarzania i mocy zainstalowanej energii elektrycznej oraz połączeń transgranicznych sieci elektroenergetycznych i gazowych. Przedstawiono także prognozę cen energii elektrycznej dla poszczególnych grup odbiorców. Uwzględniono nakłady inwestycyjne, niezbędne do transformacji sektora energetycznego. W dokumencie zamieszczono również wnioski z dodatkowej analizy uwzględniającej prognozę wyższych cen uprawnień do emisji CO₂. Ostatni załącznik to strategiczna ocena oddziaływania aktualnej polityki na środowisko.

Zgodnie z przepisami prawnymi ujętymi w ustawie Prawo energetyczne, polityka energetyczna Polski do 2040 roku będzie cyklicznie aktualizowana. Z uwagi na ścisłe powiązanie z „Krajowym planem na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030”, najbliższa aktualizacja PEP zostanie przeprowadzona w synergii z pracami nad aktualizacją Krajowego planu w 2023 roku. Realizacja polityki energetycznej Polski do 2040 roku będzie monitorowana na poziomie celu głównego, jakim jest bezpieczeństwo energetyczne oraz wymaganych wskaźników, jak również na poziomie realizacji celów szczegółowych i projektów strategicznych. Sprawozdanie z realizacji projektów strategicznych PEP 2040 będzie elementem corocznego sprawozdania z realizacji „Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju” (załącznik 2: Stan realizacji nowych projektów strategicznych zawartych w poszczególnych strategiach rozwoju). Zawarte w PEP 2040 projekty strategiczne podlegać będą bieżącemu monitoringowi operacyjnemu prowadzonemu przez Rządowe Biuro Monitorowania Projektów w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów oraz cyklicznemu monitoringowi operacyjnemu prowadzonemu przez Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej. W literaturze przedmiotu podkreśla się, że właściwa ocena skuteczności instrumentów polityki wspierającej rozwój energetyki wynika także z monitorowania jej wprowadzenia (Godawska i inni, 2021).

W GĄSZCZU STRATEGII I POLITYK

PEP 2040 jest jedną z dziewięciu „Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020” – z perspektywą do 2030 roku (w skrócie SOR) przyjętych przez Radę Ministrów 14 lutego 2017 roku. Strategia SOR jest elementem polityki gospodarczej Polski, wskazano w niej kierunki interwencji gospodarczej państwa. Zapisy określone w strategii SOR, dotyczące energetyki, zostały przeniesione i uszczegółowione w PEP 2040, która jest wyznacznikiem kierunku rozwoju sektora energetycznego dla odbiorów energii, przedsiębiorców

i samorządów. Strategia SOR wraz z PEP 2040 oraz ośmioma innymi strategiami: „Polityką ekologiczną państwa do 2030” dotyczącą rozwoju w obszarze środowiska i gospodarki wodnej; „Strategią zrównoważonego rozwoju wsi, rolnictwa i rybactwa 2030”, jak również „Strategią zrównoważonego rozwoju transportu do 2030 roku”; „Strategią produktywności” oraz „Krajową Strategią Rozwoju Regionalnego do 2030”, jak również strategią „Sprawne i nowoczesne państwo” oraz „Strategią rozwoju kapitału społecznego” i „Strategią rozwoju kapitału ludzkiego”, stanowią zintegrowany system planowanego rozwoju Polski.

Istotną dla oceny i ewentualnej aktualizacji PEP 2040 jest także strategia pod nazwą „Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030”, przyjęty przez Komitet do Spraw Europejskich 18 grudnia 2019 roku. Krajowy plan został przygotowany na podstawie rozporządzenia unijnego w sprawie zarządzania Unią Europejską (Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu). Aktualny krajowy plan wyznacza następujące cele klimatyczno-energetyczne na 2030 rok: zwiększenie do co najmniej 21% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto (maksymalnie 23%, jeżeli Unia Europejska przyzna Polsce dodatkowe środki na sprawiedliwą transformację sektora energetycznego), uwzględniający: 14% udział OZE w transporcie oraz roczny wzrost udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie o 1,1 punktu procentowego średniorocznie. Ponadto redukcję o 7% emisji gazów cieplarnianych w sektorach nieobjętych europejskim systemem handlu emisjami w porównaniu do 2005 roku, redukcję do 56–60% udziału węgla w produkcji energii elektrycznej oraz wzrost efektywności energetycznej o 23% w porównaniu z prognozami PRIMES 2007. Prognozy PRIMES są modelem oceny skutków regulacji ekologicznych i energetycznych używanych przez Komisję Europejską (Suwała, 2010).

Znaczenie dla rozwoju sektora energetycznego mają także inne dokumenty strategiczne, między innymi „Polityka Ekologiczna Polski do 2030”, „Krajowy Plan Działań Dotyczący Efektywności Energetycznej dla Polski”, „Plan Rozwoju Elektromobilności”, „Krajowy Program Ochrony Powietrza do roku 2020” (z perspektywą do 2030), „Program polskiej energetyki jądrowej”, „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030”, „Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego” (TYNDP – Ten-Year Network Development Plan) czy „Plan działań na rzecz integracji bałtyckiego rynku energii – BEMIP” (ang. *Baltic Energy Market Interconnection Plan*) oraz „Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego oraz brunatnego w Polsce” (perspektywa 2030 r.).

Jak już wskazano powyżej, polityka energetyczna Polski musi być zgodna z założeniami polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej. Kluczowe dla aktualnej polityki energetycznej Unii Europejskiej są cztery cele przyjęte w 2014 roku przez Radę Europejską, a następnie zrewidowane w 2018 roku w ramach tzw. pakietu zimowego. Do tego pakietu należą projekty regulacji rynku mocy, rynku energii UE, zmiany

dyrektywy o efektywności energetycznej oraz o charakterystyce energetycznej budynków i o odnawialnych źródłach energii (Paska i in., 2017). Kolejne cele wyznaczone zostały w 2020 roku i dotyczyły Europejskiego Zielonego Ładu. Założono: co najmniej 32% udział źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto, zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% w porównaniu z emisją z 1990 roku, wzrost efektywności energetycznej o 32,5 % oraz ukończenie budowy wewnętrznego rynku energii w Unii Europejskiej. Przyjęcie powyższych założeń wynika także z realizacji porozumienia paryskiego (w ramach 21 konferencji stron Ramowej konwencji Organizacji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu – COP21). Rewizja polityki klimatyczno-energetycznej w 2020 roku spowodowana była przyjęciem pakietu tzw. Czystej energii dla wszystkich Europejczyków, w którym wskazano cele klimatyczno-energetyczne do 2030 r., zakładając także powołanie unii energetycznej oraz budowę jednolitego unijnego rynku energii.

W 2019 roku Komisja Europejska opublikowała także komunikat w sprawie „Europejskiego Zielonego Ładu” (2021), https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl – strategii, której celem jest osiągnięcie przez UE neutralności klimatycznej do 2050 roku, wskazano w niej sektory mające odegrać istotną rolę w realizacji tego celu (energetyka, transport, przemysł, rolnictwo, mobilność).

14 lipca 2021 roku Komisja Europejska przyjęła pakiet legislacyjny „Fit for 55” (realizacja „Europejskiego Zielonego Ładu”, 2021, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_pl) w ramach Europejskiego Zielonego Ładu, który ma na celu głęboką transformację energetyczną i ograniczenie emisji gazów cieplarnianych netto do 2030 roku o co najmniej 55% w porównaniu do 1990 roku. Do tego roku również 40% energii ma być produkowane z OZE, a wzrost efektywności energetycznej dotyczący zużycia energii końcowej i pierwotnej ma wynieść 36–39%. Porównanie celów polityki energetycznej Polski i UE zawarto w tabeli 2.

Tabela 2. Porównanie celów polityki energetycznej w Polsce i UE

Cele polityki energetycznej	Polska	Unia Europejska
Procentowy udział OZE w końcowym zużyciu energii	21–13	40
Procentowe zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w porównaniu do 1990 r.	30	55
Procentowy wzrost efektywności energetycznej	23	36–39

Źródło: opracowanie własne.

Ponadto pakiet legislacyjny zakłada zmniejszenie zużycia energii elektrycznej minimalnie o 9% do 2030 roku, 49% udziału OZE w energii wykorzystywanej w budynkach, redukcję końcowego zużycia energii – co 1,5% rocznie w latach 2024–2030, zobowiązanie do wydatkowania 100% kwoty z przychodów ze sprzedaży CO₂ na transformację energetyczną (opłaty za emisję mają objąć lotnictwo i sektor żegluga). Planowane jest ustalenie odrębnego systemu handlu uprawnieniami do emisji dla transportu drogowego i budynków, a wszystkie nowe samochody rejestrowane od 2035 roku będą bezemisyjne.

Truizmem jest stwierdzenie, że degradacja środowiska jest zagrożeniem dla Unii Europejskiej. Plan, jakim jest „Europejski Zielony Ład”, ma pomóc przekształcić Unię Europejską w nowoczesną, ekologiczną i zasobooszczędną gospodarkę. W Zielonym Ładzie wskazuje się, że problem gazów cieplarnianych wynika w 75% z produkcji i wykorzystania energii, stąd koncepcja neutralności energetycznej, która zakłada rewolucję energetyczną krajów członkowskich Unii Europejskiej.

W ramach pakietu Czysta energia dla wszystkich Europejczyków warto zwrócić w tym miejscu uwagę na dwa akty prawa wtórnego Unii Europejskiej – dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (tzw. dyrektywa OZE lub dyrektywa RED II) oraz tzw. dyrektywę rynkową lub dyrektywę w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, czyli dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE. W ramach dyrektywy RED II zyskują konsumenci energii i społeczności energetyczne, którym przyznane zostały uprawnienia do wytwarzania, sprzedawania, magazynowania energii, które nie powinny podlegać opłatom za energię wprowadzaną i pobieraną z sieci. Oznacza to, że państwa członkowskie Unii Europejskiej nie powinny stosować opłat za energię elektryczną, którą prosumenci produkują i zużywają na własnych użytek w tym obiekcie. Dyrektywa rynkowa wprowadza natomiast nowe zasady rozliczeń z prosumentami oraz likwiduje utrudnienia w lokowaniu źródeł OZE.

WYZWANIA AKTUALNEJ POLITYKI ENERGETYCZNEJ W POLSCE

W celu nazwania najważniejszych wyzwań krajowej polityki energetycznej najlepiej odczarować słowo dekarbonizacja, czyli ograniczanie emisji dwutlenku węgla, które stało się koniecznością i, biorąc pod uwagę koszty zakupu emisji CO₂, nie oznacza wcale wzrostu kosztów energii. W grudniu 2021 roku koszty zakupu emisji CO₂ osiągnęły rekordowe ceny 90 euro/t (Oksińska, 2021), a to ponad dwukrotnie więcej niż planowano w PEP 2040 na rok 2040, przyczyną tak wysokich stawek jest głównie cena gazu. Koszty emisji CO₂ uderzają w energetykę, ciepłownictwo oraz przemysł, a ostatecznie powodują, że odbiorcy płacą wyższe rachunki za energię elektryczną i ciepło, bowiem gospodarka energetyczna w tych obszarach w Polsce nadal oparta jest

na węglu, np. ponad 70% energii elektrycznej powstaje właśnie z tego surowca. Dlatego też filarem PEP 2040 jest odchodzenie od technologii spalania węgla w energetyce (udział węgla w produkcji energii elektrycznej ma wynosić 56–60% w 2030 roku, a w roku 2040 tylko 28%) w ramach sprawiedliwej transformacji energetycznej państwa oraz budowy zeroemisyjnego systemu energetycznego. Warto podkreślić, że obecnie rosnąca świadomość ograniczenia roli węgla w polskiej energetyce była jeszcze nie do pomyślenia w 2009 roku, kiedy przyjmowano PEP 2030. W poprzedniej polityce energetycznej możemy przeczytać, że Polska posiada znaczne zasoby węgla, które pełnią rolę stabilizatora bezpieczeństwa energetycznego kraju.

W PEP 2030 zakładano również budowę do 2020 roku elektrowni jądrowej w Polsce, jednak tego celu nie udało się ani przygotować, ani skutecznie zrealizować. Obecna PEP 2040 zakłada bardzo ambitny plan budowy pierwszego bloku jądrowego do 2033 roku. Cel ten jest słusznym kierunkiem rozwoju energetyki w Polsce, ale wymaga olbrzymich nakładów, efektywnego przeprowadzania procedur przetargowych oraz bardzo ważnych konsultacji społecznych. Przyłączenie i przesył tak dużych mocy do sieci elektroenergetycznych wymaga inwestycji w infrastrukturę sieciową. Przed operatorem systemu przesyłowego oraz operatorami systemów dystrybucyjnych stoją olbrzymie wyzwania, by generowaną na północy kraju moc pochodzącą z planowanej elektrowni jądrowej dostarczyć do obszarów, gdzie jest duże zapotrzebowanie na energię, np. do centralnej i południowej Polski. W sąsiednich Niemczech problem ten został rozwiązany poprzez budowę systemów przesyłowych prądu stałego HVDC (Polewaczyk i in., 2016). Istotne jest także ujęcie energetyki jądrowej w taksonomii UE jako energii umożliwiającej osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku.

Istotne znaczenie dla rozwoju sieci elektroenergetycznych będzie odgrywał założony w polityce energetycznej Polski rozwój transgranicznych połączeń elektroenergetycznych, w tym również strategicznego dla UE projektu Harmony Link, który jest jednym z elementów bezpieczeństwa zasilania energetycznego w regionie oraz synchronizacji systemów energetycznych państw bałtyckich, ma również umożliwić międzynarodową wymianę energii elektrycznej w Europie. Wyzwaniem jest jednak realizacja projektu, którego koszty szacowane są na ponad 700 mln euro.

Rozwój sieci energetycznych będzie wynikał także ze wzrostu produkcji zielonej energii, głównie wiatrowej i słonecznej, co spowoduje, że zasilanie będzie zmienne w czasie i konieczne będzie równoważenie popytu oraz podaży za pomocą zwiększonej liczby wzajemnie połączonych sieci oraz magazynów energii. Udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto zaplanowany na poziomie 21–23% w 2030 roku (23% możliwe będzie przy uzyskaniu wsparcia ze środków UE) wynikać będzie z budowy morskich farm wiatrowych o mocy około 5,9 GW w 2030 roku i do około 11 GW w roku 2040. W kontekście budowy morskich farm rozważany jest także gwarantowany prawnie polski łańcuch dostaw, czyli *local content* przy budowie i eksploatacji farm. Z jednej strony podkreśla się, że interwencjonizm państwowy zmierzający do ochrony polskiego

łańcucha dostaw uzasadniony jest bezpieczeństwem energetycznym oraz obronnością państwa, gdyż morskie farmy wiatrowe należą do infrastruktury krytycznej, która jest kluczowa dla zabezpieczenia dostaw energii (Romowicz i in., 2021). Ponadto premiowanie udziału lokalnych produktów i usług w kluczowych projektach państwowych jest motorem napędowym gospodarki oraz sprzyja akceptacji społecznej projektów wymagających konsultacji społecznych. Z drugiej strony wskazuje się, że biznes offshorowy ma charakter globalny, żaden kraj nie zbudował morskich elektrowni wiatrowych samodzielnie, a sztywne trzymanie się *local content* może źle wpływać na konkurencyjność inwestycji, które są zarządzane lepiej bez narzucanych ograniczeń (Adamska, 2021).

W ostatnim czasie kołem zamachowym rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce jest fotowoltaika, która jest najszybciej rozwijającym się sektorem OZE w Polsce. Wydaje się, że PEP 2040 mało ambitnie oszacowała skalę rozwoju tego sektora, prognozując osiągnięcie w 2030 roku poziomu 5–7 GW, gdyż już w październiku 2021 roku w raporcie Agencji Rynku Energii podano, że na koniec sierpnia roku 2021 wielkość ta wynosiła 5,97 GW.

W miksie energetycznym Polski uwzględniono także rozwój morskich farm wiatrowych na lądzie oraz energetyki prosumeckiej i społeczności energetycznych. Lądowa energetyka wiatrowa jest w Polsce największym źródłem energii odnawialnej. Moc zainstalowana farm wiatrowych w listopadzie 2021 roku wynosiła 7,2 GW, przy przyłączeniowej łącznej mocy zainstalowanej OZE na poziomie 15,3 GW (<https://www.pse.pl/>). Farmy wiatrowe stanowią 45% wszystkich OZE w Polsce. Rozwój farm lądowych został zahamowany ustawą odległościową (ustawa z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych), która obecnie jest nowelizowana (poselski projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, druk sejmowy 141) i zakłada, że odległość farmy wiatrowej od zabudowy mieszkalnej może wynosić nawet do 500 metrów. Jednak sama liberalizacja zasady odległościowej, biorąc pod uwagę konieczność zapewnienia konsultacji społecznych przy budowie nowych obiektów energetyki lądowej, może być wyzwaniem dla inwestorów. Potencjał dalszego rozwoju lądowych elektrowni wiatrowych jest olbrzymi, dlatego liberalizacja ustawy odległościowej jest konieczna dla dalszego jej rozwoju.

Energetyka prosumencka to kolejne wyzwanie PEP 2040, nakłada bowiem na operatorów systemów dystrybucyjnych obowiązek rozwijania infrastruktury umożliwiającej przyłączanie małych, niestabilnych źródeł energii do sieci. Rozwiązaniem problemów związanych z przyłączaniem energetyki rozproszonej wskazanym w PEP 2040 są inwestycje, wiążące się z olbrzymimi kosztami, w inteligentne sieci elektroenergetyczne, które pozwolą na ograniczenie negatywnego wpływu niestabilności źródeł prosumenckich na pracę sieci. Równocześnie niezbędne jest inwestowanie w systemy magazynowania energii. I tu pojawia się nowy rodzaj prosumentów, tzw. fleksument, czyli prosumnet, którego instalacja jest wyposażona w magazyn energii lub

działa za pośrednictwem podmiotu posiadającego magazyny, by świadczyć usługi elastyczności dla systemu dystrybucyjnego na poziomie niskiego napięcia, polegające na „wpuszczaniu” energii do sieci, gdy jest ona potrzebna (Muras, 2021).

Społeczności energetyczne tworzą istotną z punktu widzenia dekarbonizacji energetykę rozproszoną, zwiększając lokalnie bezpieczeństwo dostaw energii, skupiając przedsiębiorstwa, prosumentów oraz jednostki samorządowe i naukowe do współtworzenia klastrów lub spółdzielni energetycznych. Wyzwaniem związanym z realizacją tego celu PEP 2040 jest stworzenie mechanizmu zachęt i znalezienia środków na sfinansowanie analiz potencjału danych społeczności energetycznych oraz rozwiązania problemów wynikających z przyłączenia społeczności energetycznych do systemu dystrybucyjnego.

Planowana w PEP 2040 transformacja energetyczna zakłada elektryfikację sektorów transportu, przemysłu i budownictwa, co ma przełożyć się na zmniejszenie emisji i zużycia energii dzięki wydajnym procesom konwersji energii. W sektorach, w których elektryfikacja jest ekonomicznie lub technicznie niemożliwa, zielona energia elektryczna ma zostać wykorzystana do produkcji czystych paliw, które mają uzupełnić działania w zakresie dekarbonizacji. Wyzwaniem w tym zakresie jest digitalizacja sieci, dostosowanie rynku do wymogów PEP 2040 oraz stworzenie ram regulacyjnych, które umożliwią transformację energetyczną.

Wyzwaniem stającym przed realizacją PEP 2040 jest także dywersyfikacja dostaw gazu w związku z zakończeniem obowiązywania kontraktu jamalskiego (z końcem 2022 r.). Jak wskazano wcześniej, w tym celu niezbędne jest wybudowanie Baltic Pipe, którego podmorska część została ukończona 18 listopada 2021 roku, a obecnie trwają jeszcze prace lądowe. Przewidywane uruchomienie przesyłu gazu w nowym gazociągu ma nastąpić w październiku 2022 roku. Rozbudowano także terminal LNG w Świnoujściu, który jest w stanie pomieścić obecnie w trzech zbiornikach pół miliona metrów sześciennych skroplonego gazu ziemnego oraz budowa FSRU w Zatoce Gdańskiej, która ma zostać zakończona na przełomie 2027 i 2028. Od terminowego zakończenia zamierzonych inwestycji zależą dostawy gazu do Polski. Natomiast zwieńczeniem powyższych inwestycji będzie stworzenie w Polsce huba gazowego.

Kolejnym wyzwaniem związanym z dywersyfikacją dostaw ropy naftowej jest konieczność budowy drugiej nitki Ropociągu Podmorskiego, w krótkim czasie do 2023 roku, dla zabezpieczenia dostaw w przypadku zanieczyszczenia ropy naftowej lub czasowego wstrzymywania dostaw rurociągiem „Przyjaźń” łączącym Syberię z Europą Środkową.

W tym miejscu warto także wspomnieć o technologii wodorowej, która obecnie znajduje zastosowanie przy wytwarzaniu nawozów, w przemyśle rafineryjnym i w hutnictwie. W PEP 2040 wskazuje się na możliwe zwiększenie popytu, jeżeli wodór będzie mógł być transportowany za pośrednictwem sieci gazowej i wykorzystywany w ogniach paliwowych do wytwarzania energii elektrycznej, wówczas będzie go można

wykorzystywać nie tylko w sektorze transportowym do tankowania samochodów, statków, samolotów czy w transporcie kolejowym, ale także w ciepłownictwie i systemach elektroenergetycznych – w ogniowach paliwowych i turbinach gazowych. Jest to istotne, gdyż wodór ma wysoką zawartość energii na jednostkę masy, a jego ekologiczny charakter wynika z tego, że produktem jego spalania jest para wodna. Warto podkreślić, że w Polsce są dobre warunki do produkcji tego paliwa (około miliona ton rocznie), stąd przyjęta przez rząd Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 roku, która ma na celu stworzenie nowej gałęzi gospodarki wodorowej oraz jej rozwój, mając na względzie neutralność klimatyczną i wsparcie konkurencyjności krajowej gospodarki. Zgodnie z zapisami strategii premiowana będzie produkcja wodoru przy wykorzystaniu technologii OZE, będzie to tzw. zielony wodór, ale w okresie przejściowym możliwe będzie produkowanie wodoru ze źródeł niskoemisyjnych, tj. z biometanu, gazów odpadowych, gazu ziemnego, energii nuklearnej. Szacowany koszt realizacji Strategii wodorowej to około 11 mld złotych.

W PEP 2040 zwrócono uwagę na wyzwania stojące przed władzami samorządowymi we wdrażaniu polityki państwa w zakresie ciepłownictwa. Energetyka ciepła jest bowiem realizowana przez działające lokalnie przedsiębiorstwa ciepłownicze. Sporym wyzwaniem może okazać się zwiększenie zaangażowania władz samorządowych, głównie gmin do tworzenia dokumentów planistycznych dotyczących zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną oraz paliwo gazowe. Celem tych działań ma być racjonalne wykorzystanie zasobów energetycznych, maksymalne wykorzystanie istniejącej infrastruktury energetycznej oraz poprawa jakości powietrza poprzez rozwój niskoemisyjnych źródeł energii, które są olbrzymim wyzwaniem dla sektora ciepłownictwa opartego głównie na węglu. Potrzeba rozwoju niekomisyjnego ciepłownictwa wynika nie tylko z założonego w PEP 2040 filara poprawy jakości powietrza, ale również z wdrażania dyrektywy RED II i ma spowodować, że udział OZE w ciepłownictwie będzie wzrastał o 1,1 punkt procentowy średniorocznie w latach 2020–2030. Olbrzymim wyzwaniem jest uzyskanie przez przedsiębiorstwa ciepłownicze statusu efektywnego energetycznie, czyli takiego, które do produkcji ciepła wykorzystuje co najmniej 50% energii z OZE lub w 50% ciepło odpadowe, ewentualnie w 75% ciepło pochodzące z kogeneracji albo w 50% wykorzystuje połączenie powyższych energii i ciepła (założenia określa Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/ UE w sprawie efektywności energetycznej). Konieczność zmiany systemowego ciepła na ciepło efektywne energetycznie daje możliwość przedsiębiorstwu energetycznemu otrzymywania pomocy publicznej, w innym przypadku jest to wykluczone. Kolejne wyzwania dla ciepłownictwa systemowego stawia unijny pakiet „Fit for 55”, zakładający redukcję emisji i neutralność klimatyczną. Ciepłownictwo systemowe stanowi w Polsce około 24% rynku ciepła i zapewnia dostawy 16 mln odbiorców, dlatego zapewnienie stabilności dostaw jest tak olbrzymim wyzwaniem, przy jednoczesnym transformowaniu sektora w kierunku niskoemisyjnym.

Alternatywą pomostową dla produkcji ciepła z węgla jest paliwo gazowe, jednak z uwagi na zwiększające się ceny surowca i czasochłonną oraz kosztowną budowę przyłączy, zmiana technologii wytwarzania ciepła może być zagrożona i stanowić wyzwanie dla rynku ciepła w Polsce.

Kolejnym wyzwaniem proponowanym w PEP 2040 w omawianym zakresie jest stworzenie systemu zbierania danych do ogólnopolskiej mapy ciepła. W Polsce jest blisko 400 koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Zgromadzenie danych o potencjale rozwoju sieci, kogeneracji oraz istniejącej infrastrukturze ciepłowniczej pozwoli na lepsze planowanie rozwoju sieci. Zadanie zaplanowano do realizacji od 2021 roku.

Biorąc pod uwagę szereg wyzwań stojących przed realizacją polityki energetycznej państwa, trzeba zwrócić uwagę, że powinna być ona przedmiotem przede wszystkim konsultacji publicznych i akceptacji różnych środowisk. Energetyka jest bowiem sercem gospodarki, oddziałuje na każdy aspekt życia społecznego, biznes oraz relacje międzynarodowe. Nawet najlepiej przygotowana i ambitna polityka energetyczna, przy braku konsensusu politycznego i akceptacji społecznej, może nie zostać realizowana. W aktualnej polityce do 2040 roku podejmowane są strategiczne inwestycje, mające na celu wykorzystanie krajowego potencjału gospodarczego, technologicznego, surowcowego i personalnego oraz osiągnięcia dzięki sektorowi energetycznemu rozwoju gospodarczego, bowiem Polska stoi przed olbrzymim wyzwaniem, w ciągu najbliższych 20 lat musi stworzyć nowy system energetyczny.

Konieczność zmian systemu wynika z jednej strony z zielonej transformacji w Unii Europejskiej oraz z potrzeby posiadania bezpiecznych źródeł produkcji energii elektrycznej, które nie są uzależnione od warunków pogodowych, bowiem zapewniają stabilność i ciągłość dostaw energii dla przemysłu i odbiorców końcowych co jest istotnym elementem rozwoju inwestycji w Polsce. Zgodnie z założeniami aktualnej polityki energetycznej w 2040 roku ponad połowę mocy zainstalowanych będą stanowić źródła zeroemisyjne. Strategiczną rolę odegrają w tym procesie dwa czynniki wielkoskalowej energetyki – wdrożenie energetyki jądrowej oraz uruchomienie morskiej energetyki wiatrowej. Oprócz nowych gałęzi przemysłu, które powstaną w Polsce, wspierana będzie energetyka rozproszona oraz prosumecka oparta na lokalnym zaangażowaniu i kapitale. Gruntowną poprawę jakości powietrza i redukcję emisji zanieczyszczeń spowodować ma transformacja technologii wytwarzania ciepła oraz zwiększenie wykorzystania paliw alternatywnych np. wodoru w transporcie.

PODSUMOWANIE

Po dwunastu latach od ogłoszenia poprzedniej polityki energetycznej do 2030 roku, w założeniach opartej na realizacji pierwszego unijnego pakietu energetyczno-klimatycznego, zawierającego cel 3 x 20% do 2020 roku, ogłoszono nową politykę energetyczną Polski do 2040 roku, choć ustawy termin na jej ogłoszenie upływał w roku 2013. Warto w tym miejscu wskazać, że wszystkie poprzednie strategie, począwszy od pierwszego

dokumentu strategicznego przyjętego w sierpniu 1990 roku pod nazwą Założenia polityki energetycznej Rzeczypospolitej Polskiej na lata 1990–2010, a następnie Założenia polityki energetycznej Polski do 2010 roku przyjętego przez Radę Ministrów w październiku 1995 roku, były przyjmowane w odstępach nie dłuższych niż 5 lat. Po uchwaleniu w 1997 roku ustawy Prawo energetyczne, przyjęta została przez Radę Ministrów 22 lutego 2000 roku Polityka energetyczna Polski do 2020 roku, która zakładała realizację trzech celów głównych: bezpieczeństwo energetyczne, poprawę konkurencyjności oraz poprawę środowiska przyrodniczego. Następną była PEP 2025 ogłoszona 1 lipca 2005 roku, w której potwierdzono zasadność kontynuacji polityki do 2020 roku w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej oraz ochrony środowiska.

Polityka energetyczna Polski jest dokumentem strategicznym, który wpływa na każdy szczebel planowania i rozwoju systemu energetycznego. Zgodnie z tym prawem polityka energetyczna jest elementem tworzenia planów rozwoju przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych oraz projektów założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe tworzonych przez gminy, wpływa także na kształtowanie zasad kalkulacji taryf oraz jest elementem regulacji przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki działalności przedsiębiorstw energetycznych.

Konkludując, warto podkreślić, że cele i filary, na których została oparta aktualna polityka energetyczna do 2040 roku przyczyniają się do transformacji sektora energetycznego w sposób innowacyjny, z poszanowaniem środowiska i klimatu, dając impuls gospodarce. W ramach miksu energetycznego kluczową rolę odegrają odnawialne źródła energii. Zakres i koszt zaplanowanych inwestycji, przede wszystkim rozwój energetyki jądrowej i morskiej energetyki wiatrowej będzie dużym wyzwaniem zarówno w zakresie stworzenia harmonogramu działań, konsultacji społecznych, jak i finasowania inwestycji. Niezbędne dla stabilności i ciągłości dostaw paliwa gazowego jest dokończenie inwestycji dywersyfikujących sektor gazowy oraz kontynuowanie procesu transformacji ciepłownictwa systemowego.

Rozdział został przygotowany na podstawie przepisów prawnych aktualnych 31 grudnia 2021 roku.

LITERATURA

- Adamska D., 2021, „Local content” to za mało. O aspiracjach większych niż farmy na polskim Bałtyku, www.teraz-srodwisko.pl (1.10.2021).
- Bayer E., Rączka J., 2017, *Jak rozwinąć potencjał DSR w Polsce i obniżyć koszty systemu energetycznego*, http://forum-energii.eu/files/file_add/file_add-54.pdf (1.12.2021).
- Cieśliewicz N., *Aksjologia prawa energetycznego: relacje idei zrównoważonego rozwoju i efektywności ekonomicznej na podstawie wybranych dokumentów unijnych i krajowych oraz ich realizacja w praktyce polityczno-biznesowej*, www.cire.pl (1.10.2021).
- Dane Polskich Sieci Energetycznych (na dzień 1.11.2021 r.), https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-miesieczne-z-funkcjonowania-rb/raporty-miesieczne#p_raportymiesieczne_WAR_raportymiesieczneportlet (1.12.2021).
- Dobroczyńska A., Juchniewicz L., Zalewski B., 2001, *Regulacja energetyki w Polsce*, Wydawnictwo Adam Marszałek, Toruń.
- Elżanowski F., 2008, *Polityka energetyczna. Prawne instrumenty realizacji*, Wydawnictwo Prawnicze Lexis Nexis, Warszawa.
- „Europejski Zielony Ład”, 2021, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl (1.10.2021).
- Godawska J., Wyrobek J., 2021, *The Impact of Environmental Policy Stringency on Renewable Energy Production in the Visegrad Group Countries*, *Energies*, nr 14 (19), 6225, <https://doi.org/10.3390/en14196225> (1.10.2021).
- Muras Z., 2021, *Operatorzy systemów elektroenergetycznych – kluczowe podmioty transformacji rynku energii*, w: G. Matterna, J. Król (red.), *Szanse i zagrożenia dla uczestników rynku energii*, Wydawnictwo INP PAN, Warszawa.
- Oksińska B., 2021, *Kosmiczne ceny praw do emisji CO₂*, <https://businessinsider.com.pl> (15.12.2021).
- Paska J., Surma T., 2017, *Pakiet zimowy Komisji Europejskiej a kierunki realizacji polityki energetycznej do 2030 roku*, *Rynek Energii*, kwiecień 2017, www.cire.pl (1.10.2021).
- Paszkowski M., 2021, *Hub gazowy w Polsce: w kierunku budowy niezależności energetycznej regionu Morza Bałtyckiego*, *Komentarze Instytutu Europy Środkowej*, nr 357 (54/2021), www.ies.lublin.pl (1.10.2021).
- Polewaczyk M., Robak S., 2016, *Układy HVDC we współczesnych systemach elektroenergetycznych*, *Przegląd Elektroenergetyczny*, nr 7 (16), <http://pe.org.pl/articles/2016/7/1.pdf> (1.10.2021).
- Prawo energetyczne. Komentarz*, 2010, M. Swora i Z. Muras (red.), Wydawnictwo Wolters Kluwer Polska, Warszawa.
- Realizacja Europejskiego Zielonego Ładu*, 2021, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_pl (1.10.2021).
- Romowicz M., Grzenkowiak B., 2021, *MFV: Polski local content jednak możliwy do zabezpieczenia prawnie*, www.gospodarkamorska.pl (6.12.2021).
- Suwała W., 2010, *Długoterminowe perspektywy rozwoju energetyki w skali globalnej*, *Studia BAS*, nr 1 (21), s. 9–44.

Szydło M., 2010, *Prawo konkurencji a regulacja sektorowa*, Oficyna, Warszawa.

Walaszek-Pyziół A., 2002, *Energia i prawo*, Wydawnictwo Prawnicze Lexis Nexis, Warszawa.

AKTY PRAWNE

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019).

Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r., M.P. z 10.03.2021 r. poz. 264, s. 3, 83.

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5.06.2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Dz. Urz. UE L 158/54.

Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany dyrektywy 94/22/WE, dyrektywy 98/70/WE, dyrektywy 2009/31/WE, rozporządzenia (WE) nr 663/2009, rozporządzenia (WE) nr 715/2009, dyrektywy 2009/73/WE, dyrektywy Rady 2009/119/WE, dyrektywy 2010/31/UE, dyrektywy 2012/27/UE, dyrektywy 2013/30/UE i dyrektywy Rady (UE) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia (UE) nr 525/2013.

Uchwała nr 8 Rady Ministrów z 14 lutego 2017 r. w sprawie przyjęcia Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020. M.P. z 2017 r., poz. 260.

Uchwała nr 8 Rady Ministrów z 14 lutego 2017 r. w sprawie przyjęcia Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.). M.P. z 2017 r., poz. 260.

Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Dz.U. z 2021 r. poz. 610, z późn. zm.

Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Dz.U. z 2021 r. poz. 716, z późn. zm.

Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. Dz.U. z 2021 r. poz. 610, z późn. zm.

Ustawa z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Dz.U. z 2021 r., poz. 724 z późn. zm.

Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Dz. Urz. UE z 26.10.2012 C 326/01.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z 25.10.2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE. Dz. Urz. UE L 315/1.

Uchwała nr 149 Rady Ministrów z 2.11.2021 r. w sprawie przyjęcia „Polskiej strategii wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040”. M.P. z 7.12.2021 r. poz. 1138.

Uchwała nr 149 Rady Ministrów z dnia 02.11.2021 r. w sprawie przyjęcia „Polskiej strategii wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040”. M.P. z 7.12.2021 r. poz. 1138.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018.

BYĆ ALBO NIE BYĆ PROSUMENTEM – ŚWIADOME I UKRYTE MOTYWACJE INDYWIDUALNYCH INWESTORÓW ENERGETYKI ODNAWIALNEJ

PIOTR BINIEK

ORCID: 0000-0002-5953-1987

Instytut Socjologii

Uniwersytet Szczeciński

SŁOWA KLUCZOWE:

prosument, energetyka solarna, odnawialne źródła energii, efektywność energetyczna

WPROWADZENIE

Transformacja polskiej energetyki w kierunku odnawialnych źródeł energii jest faktem. Mimo różnego rodzaju barier i konserwatyizmu decyzyjnego w podejściu do węgla, udział OZE w całkowitym bilansie energetycznym konsekwentnie rośnie. W ciągu kilku ostatnich lat spektakularny wzrost odnotowała przede wszystkim fotowoltaika – głównie prosumencka. Do końca 2021 roku moc zainstalowana w PV osiągnęła blisko 6 GW i powoli dogania sektor energetyki wiatrowej. Wzrosła też liczba prosumentów – do blisko 750 tys. Prognozy Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO) wskazują, że w 2025 roku całkowita moc zainstalowana w fotowoltaice może zbliżyć się do 15 GW (*Mapa Drogowa...*, 2020; *Rynek fotowoltaiki w Polsce*, 2021). Warto podkreślić, że moc zakładana w Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu w 2030 roku to zaledwie 7,3 GW (wersja KPEiK 2021–2030 z grudnia 2019 r.). Ten niezaplanowany i niekontrolowany boom w energetyce solarnej spowodowany był wieloma czynnikami, głównie systemem rozliczenia (tzw. *net-metering*) wprowadzonym ustawą o odnawialnych źródłach energii 1 lipca 2016 roku. Dzięki netmeteringowi fotowoltaika stała się opłacalna i umożliwiła właścicielom efektywne magazynowanie i korzystanie z energii wyprodukowanej w czasie słonecznych dni i słonecznych miesięcy. System opustów sprawił, że dzięki odpowiednio dobranej

mocy instalacji rachunki za energię w wielu przypadkach sprowadzają się jedynie do opłat stałych. Dodatkowym bodźcem rozwojowym sektora były różnego rodzaju programy pomocowe, głównie rządowy program „Mój prąd” oraz ulgi podatkowe. Systemy wsparcia rynku fotowoltaiki połączone z agresywną polityką marketingową producentów i firm instalacyjnych okazały się niezwykle skuteczne, ale doprowadziły także do wielu niekorzystnych i niebezpiecznych zjawisk. Stan i struktura sieci energetycznych są na granicy możliwości podłączenia i zbilansowania źródeł niestabilnych, do których należy przede wszystkim fotowoltaika. Bez wprowadzenia mechanizmów regulujących, podłączanie nowych mocy w Polsce może grozić *blackoutem*. Już latem i wczesną jesienią 2021 roku podczas słonecznych dni, z powodu nadmiaru energii słonecznej, konieczne były wyłączenia siłowni wiatrowych, co narażało operatorów rynku na duże straty i wywołało presję dotyczącą zmiany systemu wsparcia tej technologii. Niestabilność prawa, ograniczona możliwość wpływania na kluczowe decyzje i regulacje, stawia prosumentów w niepewnej i trudnej sytuacji. Dodatkowo decyzja o inwestycji, jej wielkości, wyborze dostawcy i usługodawcy zależy od czynników indywidualnych, w tym cech charakteru, a nawet chwilowych emocji prosumenta.

ROZWÓJ RYNKU PANELI FOTOWOLTAICZNYCH W POLSCE

Rynek paneli fotowoltaicznych przeznaczonych dla prosumentów jest w Polsce stosunkowo młody. Mimo że technologia produkcji prądu bezpośrednio ze słońca jest znana od kilkudziesięciu lat, to z uwagi na wysokie koszty otrzymywania energii elektrycznej przez długi czas była ona stosowana jedynie, gdy inne źródła były niedostępne. W praktyce wykorzystywano miniaturowe ogniwa do zasilania kalkulatorów, zegarków elektronicznych, boi nawigacyjnych, jachtów czy sztucznych satelitów. Spadek cen (200-krotny w latach 1977–2015), konkurencja na rynku i efekt skali, spowodowały upowszechnienie technologii i jej powszechne zastosowanie w wielu rozwiązaniach – w tym dedykowanych dla odbiorców indywidualnych (ryc. 1, ryc. 2).

W styczniu 2002 roku średnia cena ogniwa wynosiła jeszcze około 5,5 USD/wat, natomiast w styczniu 2012 roku spadła do 2,3 USD/wat. Następnie w marcu 2015 roku zanotowano kolejny spadek do poziomu 0,28–0,36 USD/wat, a obecnie cena ogniwa waha się pomiędzy 0,10–0,15 USD/wat (Bloomberg New Energy Finance, 2021; *Mapa Drogowa...*, 2020). Należy zauważyć, że ceny paneli obniżyły się mocno, nie tylko dzięki rosnącej skali produkcji, automatyzacji i optymalizacji logistyki, ale także dzięki wyraźnemu wzrostowi sprawności modułów. Obecnie trudno jednak prognozować kształtowanie się cen na rynku, ponieważ przemysł fotowoltaiczny mierzy się z nowymi problemami, jak np. rosnące koszty surowców i transportu z Azji, wysokie koszty pracowników tego sektora, czy liczne utrudnienia będące efektem pandemii COVID-19 (*Rynek Fotowoltaiki w Polsce*, 2021). Na wykresie (ryc. 3) przedstawiono zmienność średniej ceny ogniwa fotowoltaicznych.



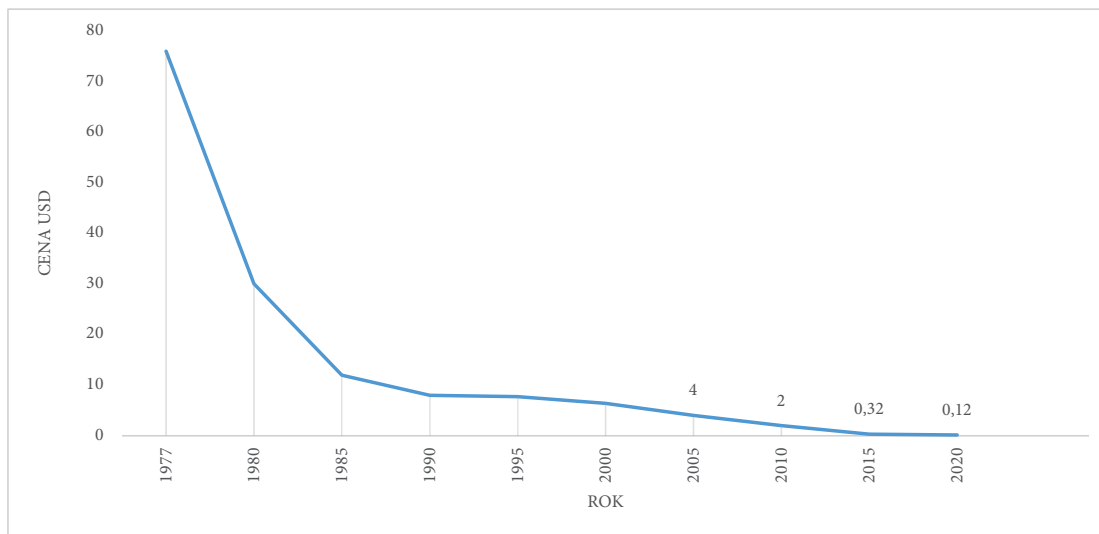
Rycina. 1. Typowa instalacja solarna na budynku jednorodzinnym

Źródło: Wikimedia Commons, public domain.



Rycina. 2. Typowa instalacja solarna umieszczona bezpośrednio na gruncie

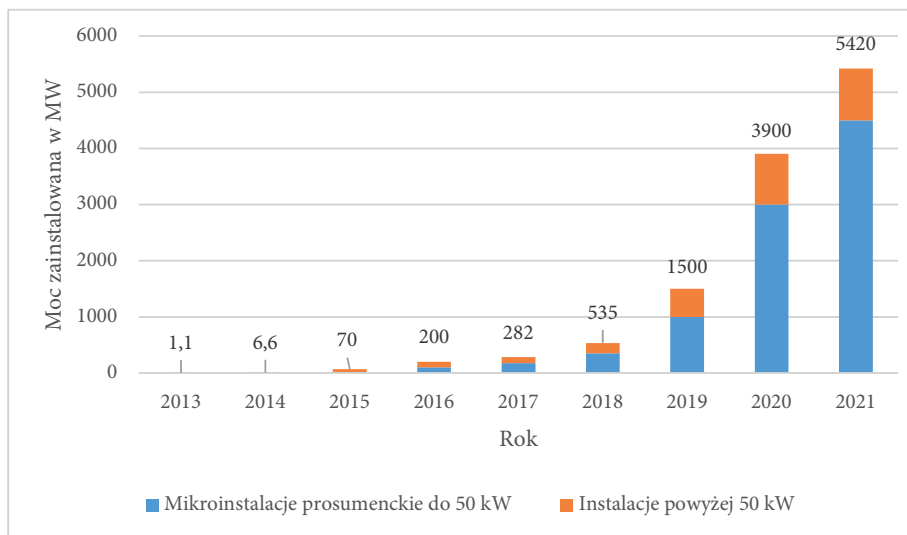
Źródło: Wikimedia Commons, public domain.



Rycina. 3. Średnia cena ogniw fotowoltaicznych w poszczególnych latach

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Bloomberg New Energy Finance, pv.energytrend.com, 2021.

W naszym kraju trwa boom fotowoltaiczny, co dało się szczególnie zauważyć w czasie ostatnich dwóch lat. Polska pod względem przyrostu mocy zainstalowanych ogniw jest czwartym krajem w Unii Europejskiej – po Niemczech, Holandii i Hiszpanii. Największy skok odnotowuje się w mikroinstalacjach prosumenckich, gdzie w 2021 roku przybyło prawie 500 MW mocy. Na wykresie (ryc. 4) przedstawiono skumulowaną moc zainstalowaną w Polsce w kolejnych latach z wyróżnieniem typów instalacji. Dodatkowo na koniec pierwszego kwartału 2021 roku warunki przyłączenia do sieci zdobyło kilkaset dużych projektów farm słonecznych o łącznej mocy sięgającej 5,6 GW. Jednocześnie aukcje OZE dla mocy poniżej 1 MW zostały praktycznie zdominowane przez energetykę słoneczną. Silna konkurencja w tej grupie jest efektem dużej podaży małych projektów. Według danych IEO warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej posiada ponad 5 tys. projektów (do 1 MW) o łącznej mocy przyłączeniowej 4,7 GW.



Rycina. 4. Skumulowana moc zainstalowana w energetyce solarnej (PV) w Polsce

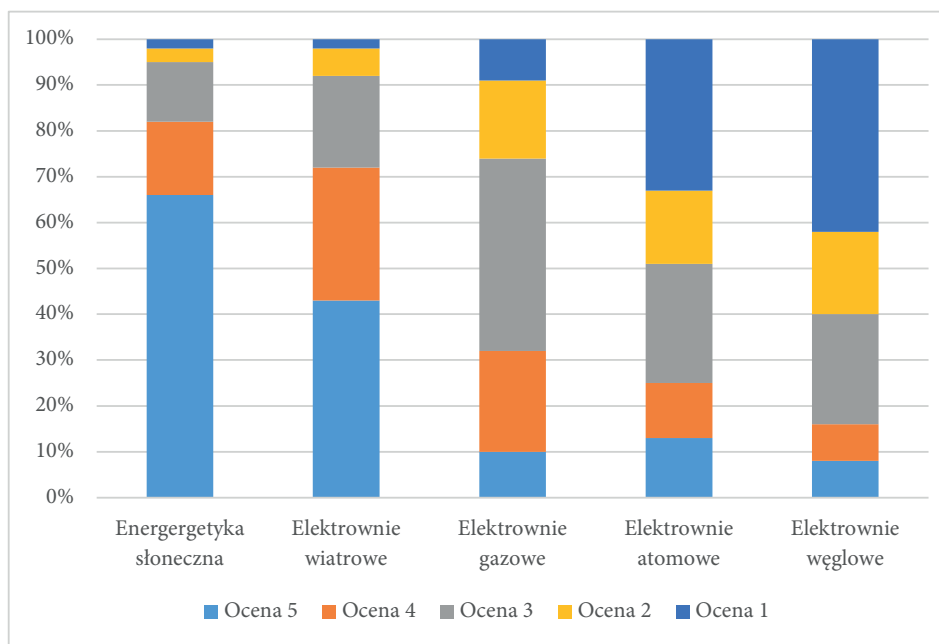
Źródło: opracowanie własne na podstawie raportu *Rynek Fotowoltaiki w Polsce, 2021*.

Na ocenę rynku fotowoltaiki składają się oczywiście nie tylko sami prosumenci i duże farmy solarne, ale cały sektor i liczne powiązania łańcuchami dostaw. Według szacunków IEO w 2020 roku w sektorze zatrudnionych było na etacie około 14,5 tys. wykwalifikowanych pracowników. Dodatkowo liczba osób pracujących czasowo (inne formy zatrudnienia) może sięgać 21 tys. Pracownicy tego sektora to silna grupa interesariuszy, której zależy na dalszym rozwoju branży. Zapowiadane zmiany w systemie rozliczeń instalacji prosumenckich budzą zrozumiałą opór zarówno firm, jak i pracowników sektora – trudno tu nie doszukać się analogii do branży energetyki wiatrowej, której rozwój w praktyce został zahamowany wprowadzoną w 2016 roku kontrowersyjną „ustawą odległościową”. Co ważne – napięcia i głosy sprzeciwu dochodzące z rynku fotowoltaiki wpływają silnie na obecne i przyszłe decyzje inwestycyjne indywidualnych prosumentów.

AKCEPTACJA SPOŁECZNA ENERGETYKI SOLARNEJ W POLSCE

Energetyka solarna powszechnie uważana jest za technologię bezpieczną dla środowiska, cieszy się także dużą akceptacją społeczną. Opinię tę potwierdza między innymi badanie Centrum Badań Marketingowych „Indicator”, które zostało przeprowadzone w 2020 roku na reprezentatywnej grupie 1000 dorosłych. Zlecającym było Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki, a głównym celem badania było porównanie przez respondentów

różnych rodzajów źródeł energii. Wyniki wskazują, że energetyka odnawialna cieszy się wysoką akceptacją, a 3 na 5 badanych uważa, że OZE powinny otrzymać najwyższe wsparcie polskich władz. Ze źródeł odnawialnych najbardziej akceptowane są elektrownie słoneczne, które są także wskazywane jako najchętniej widziane w sąsiedztwie. Neutralne dla ankietowanych wydają się być elektrownie wiatrowe i gazowe. Zdecydowanie najniższe poparcie otrzymały elektrownie atomowe i węglowe – choć te pierwsze oceniane były o kilka procent lepiej (ryc. 5).



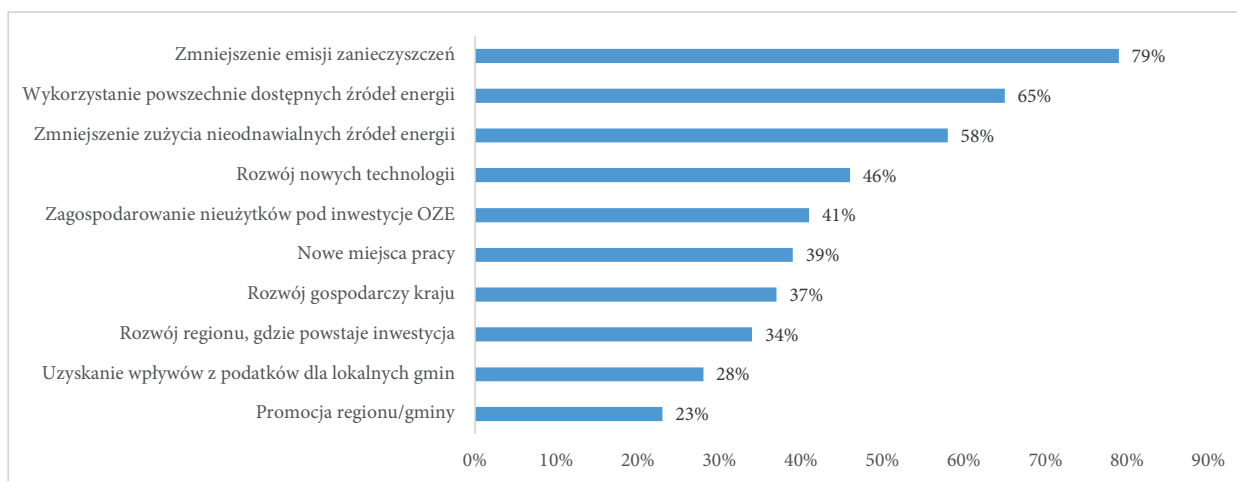
Rycina 5. Analiza porównawcza różnych sposobów wytwarzania energii w wymiarze społecznym. Ocena sposobu wytwarzania energii w skali 1–5, gdzie 5 oznacza najlepszy sposób, a 1 oznacza bardzo zły sposób

Źródło: opracowanie własne na podstawie raportu *Badania opinii Polaków na temat różnych źródeł energii*, 2020.

Interesujące wnioski płyną z części badania dotyczącej cen energii. Blisko 2/3 respondentów wskazało, że OZE mogą się przyczynić do obniżki kosztów produkcji energii elektrycznej. Coraz częściej to właśnie źródła odnawialne są uznawane przez Polaków za najtańsze. Spadek zaufania do paliw kopalnych – szczególnie węgla – jak taniego nośnika jest zauważalny od kilku lat. Dla uchwycenia istoty procesów zachodzących w świadomości Polaków odnośnie do energetyki szczególnie ważna jest dynamika zmian opinii. Jeszcze

w 2016 roku pozytywną ocenę węgla jako paliwa perspektywicznego wyrażało aż 63% badanych (*Polacy o źródłach...*, 2016). Dzięki kampaniom społecznym, dotyczącym nie tylko aspektów ekologicznych, ale także wiedzy na temat sposobów dofinansowywania inwestycji, konsekwentnie rośnie poparcie dla fotowoltaiki. Najbardziej znanymi programami wsparcia są rządowe programy – „Czyste powietrze” oraz „Mój prąd”. Wiele właścicieli domów jednorodzinnych skorzystało też z ulgi termomodernizacyjnej, która wprowadziła wysokie opusty w podatkach. Ankietowani w badaniu „Indicatora” dostrzegają w OZE szanse na przeciwdziałanie zmianom klimatu (4 na 5 pytanych) i ograniczenie zależności od importu energii.

Równie wysoko OZE (65%) są oceniane jako możliwość stworzenia nowych miejsc pracy. Wśród najistotniejszych zalet OZE (ryc. 6) badani wymieniali także: zmniejszenie emisji zanieczyszczeń (79%), wykorzystanie powszechnie dostępnych źródeł energii (65%) oraz zmniejszenie zużycia nieodnawialnych źródeł (58%).



Rycina 6. Procent respondentów zgadzających się z poszczególnymi opiniami nt. OZE oraz ich zaletami

Źródło: opracowanie własne na podstawie: *Raport. Polacy i fotowoltaika*, 2021.

JAKI JEST POLSKI PROSUMENT?

Indywidualni wytwórcy energii elektrycznej, których instalacje służą głównie zaspokajaniu własnych potrzeb, są obecnie największą grupą producentów pod względem mocy zainstalowanej. Udział małych instalacji wynosił na koniec 2021 roku 80% całkowitej mocy w energetyce solarnej. W 2020 roku przyrost nowych

mocy w małych instalacjach oraz w mikroinstalacjach przekroczył 2 GW. Warto zauważyć, że fotowoltaika stanowi 99,89% wszystkich mikroinstalacji OZE, wygrywając konkurencję z małymi wiatrakami, które dziś na rynku prosumenckim są bardzo rzadkie. Średnia moc pojedynczej elektrowni to 6,6 kW, ale należy podkreślić, że z roku na rok ta wartość wyraźnie rośnie. O ile w trzecim kwartale 2021 roku typowa nowa mikroinstalacja miała moc 7,58 kW i tym samym jej moc była o prawie 1 kW wyższa niż typowa przydomowa elektrownia przyłączana do sieci w roku 2020, tylko w październiku 2021 roku mikroinstalacje podłączone do sieci miały już 8,31 kW i były większe o ponad 1,6 kW od średnich instalacji w roku poprzednim. Obecnie już co 12 budynków w Polsce ma przydomowy system fotowoltaiczny – głównie są to elektrownie na dachu, ale ten trend się zmienia i coraz częściej prosumenci decydują się na postawienie paneli na gruncie.

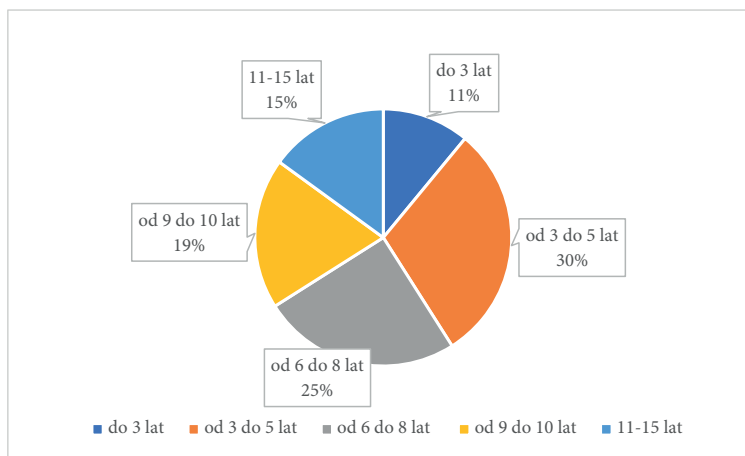
Ważnym bodźcem rozwoju sektora było wprowadzenie systemu rozliczeń dla mikroinstalacji powyżej 10 kW (do 50 kW), przeznaczonego dla mikro i małych firm. Rosnące ceny energii, a tym samym koszty funkcjonowania przedsiębiorstw motywują właścicieli do inwestowania we własne elektrownie. Instalacje te mogą korzystać z opustów, podobnie jak indywidualne mikroinstalacje prosumenckie. Najbardziej popularnym rozwiązaniem jest autokonsumpcja wytworzonej na terenie przedsiębiorstwa energii z paneli fotowoltaicznych, połączona ze sprzedażą nadwyżki. Z uwagi na nasłonecznienie dla wielu zakładów produkcyjnych, które zużywają energię w trakcie dnia pracy, optymalnym rozwiązaniem jest elektrownia fotowoltaiczna zaspokajająca w całości zapotrzebowanie na prąd.

UWARUNKOWANIA INWESTYCYJNE PROSUMENTA

Według danych ARE, w połowie 2021 roku w Polsce funkcjonowało 668 013 prosumentów OZE, w tym 667 770 prosumentów wykorzystujących instalację fotowoltaiczną. To ogromna liczba podmiotów, a tym samym indywidualnych strategii i decyzji inwestycyjnych. Źródło dynamicznego rozwoju sektora jest wypadkową obiektywnej sytuacji na rynku energetycznym, wprowadzonych systemów dofinansowania i towarzyszących im akcji edukacyjnych oraz agresywnych kampanii reklamowych firm z branży fotowoltaicznej. *Raport. Polacy i fotowoltaika* (2001) przygotowany na zlecenie firmy SunSol, wskazuje, że większość społeczeństwa jest przekonana o gwarantowanej stopie zwrotu z takiej inwestycji. Różnice dotyczą oczekiwanego okresu zwrotu – jedna czwarta badanych wskazała, że dla przeciętnego gospodarstwa wynosi ona od 6 do 8 lat. Niewiele mniej niż jedna trzecia Polaków uważa, że okres ten jest jeszcze krótszy i trwa tylko od 3 do 5 lat. Najmniej ankietowanych wskazuje, że zwrot inwestycji następuje po 9–10 latach (ryc. 7).

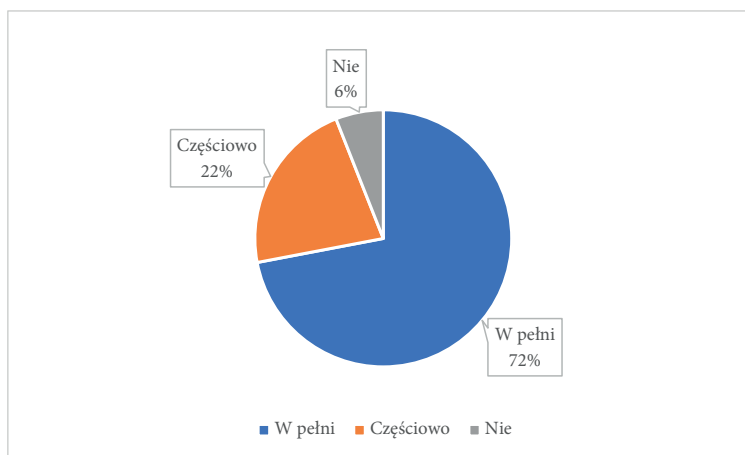
Fotowoltaika cieszy się dużym zainteresowaniem całego społeczeństwa – ponad 40% badanych Polaków, niezależnie od warunków zamieszkania i ogólnej możliwości inwestowania w OZE, szukało na ten temat informacji w internecie. Co ważne – na samą decyzję o inwestycji mniejszy wpływ ma możliwość skorzystania

z rządowych programów, najważniejsza okazuje się niezależność energetyczna (ryc. 8). Jest to o tyle interesujący pogląd, że własna elektrownia nie gwarantuje pełnej niezależności od zewnętrznych (*de facto* monopolistycznych) firm energetycznych oraz od polityki państwa.



Rycina 7. Wyniki ankiety na temat opinii dotyczącej okresu zwrotu inwestycji z OZE

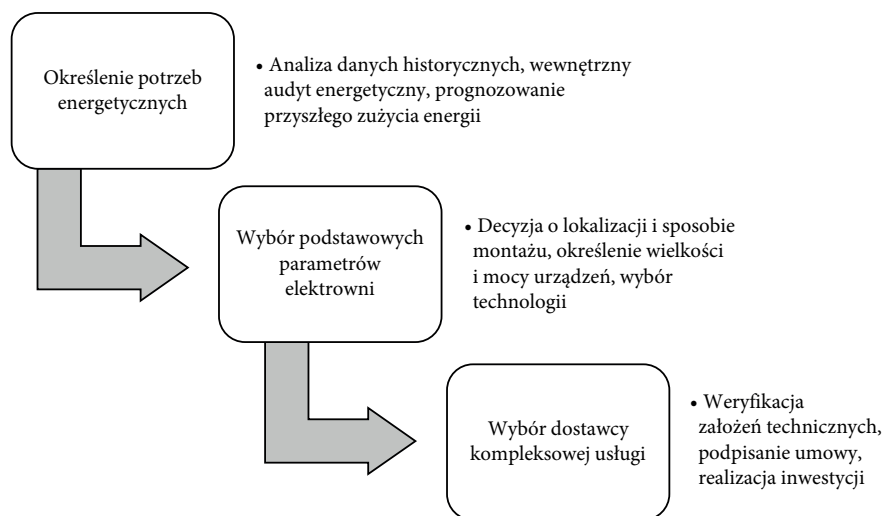
Źródło: opracowanie własne na podstawie *Raport. Polacy i fotowoltaika, 2021.*



Rycina 8. Wyniki ankiety na temat deklaracji chęci uniezależnienia energetycznego od zewnętrznego dostawcy

Źródło: opracowanie własne na podstawie *Raport. Polacy i fotowoltaika, 2021.*

Podczas podejmowania decyzji inwestycyjnej, która w konsekwencji prowadzi do powstania i przyłączenia elektrowni, przyszły prosument przechodzi przez typowy proces zakupowy z jego licznymi ograniczeniami. Mimo teoretycznie przewidywalnej produkcji energii ze słońca, wynikającej z parametrów przyszłej elektrowni, sam zakup urządzeń i usługi, a także procedura podłączenia i rozliczania energii jest związana z licznymi niepewnościami, czy wręcz zagrożeniami. Inwestycje można podzielić na kilka głównych etapów (ryc. 9), na każdym z nich występują określone trudności.



Rycina 9. Kamienie milowe procesu decyzyjnego zakupu instalacji prosumenckiej

Źródło: opracowanie własne na podstawie raportu *Rynek fotowoltaiki w Polsce, 2021*.

Punktem wyjścia dla prosumenta powinno być określenie własnych potrzeb energetycznych. W praktyce oznacza to nie tylko historyczną analizę rachunków, ale także sprawdzenie istniejących odbiorników prądu oraz oszacowanie zużycia w przyszłości. Aby dobrać optymalną wielkość instalacji i tym samym przygotować wiarygodny budżet całego przedsięwzięcia należy uwzględnić prawdopodobne zwiększenie zużycia energii. Własna elektrownia zachęca nie tylko do zamiany systemów ogrzewania na prąd, czy do zakupu samochodu elektrycznego, ale często wiąże się ze zmniejszoną presją na oszczędzanie. Najbardziej optymalnym rozwiązaniem dla prosumenta jest produkcja i zużycie prądu „na miejscu”, oznacza to, że wraz z nową instalacją powinna się pojawić zmiana nawyków i planowanie energochłonnych prac domowych, jak np. pranie, prasowanie, suszenie czy gotowanie, w czasie największej produkcji energii ze słońca. W aktualnie obowiązującym

systemie *net-metering* korzystanie z wirtualnego magazynu energii, jaką jest sieć energetyczna, wiąże się ze stratą 20% lub 30% na rzecz operatora (w zależności od wielkości elektrowni). Prosumenci produkujący energię w instalacjach do 10 kWp rozliczają się w stosunku 1 do 0,8. Za jedną jednostkę energii wprowadzoną do sieci mogą pobrać za darmo 0,8. Przy większych instalacjach (powyżej 10 kWp) ten stosunek wynosi 1 do 0,7. Przyjęta pod koniec 2021 roku nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii wprowadza m.in. nowy system rozliczeń prosumentów, tzw. *net-billing*, zgodnie z którym prosumenci będą sprzedawać nadwyżki energii wprowadzonej do sieci po określonej cenie, a za energię pobraną będą płacić jak inni odbiorcy. Rzeczywiste skutki nowego prawa będą znane co najmniej po upływie roku jej obowiązywania, choć już na etapie projektu branża fotowoltaiczna wyraźnie sygnalizowała ryzyko załamania rynku i rezygnację potencjalnych klientów z nowych inwestycji.

PROCES DECYZYJNY I INWESTYCYJNY PROSUMENTA W MODELU EKB

Model zachowań konsumpcyjnych EKB to jeden z najpopularniejszych modeli opisujących klienta podejmującego decyzję zakupową. Nazwa modelu pochodzi od nazwisk jego autorów: Engela, Kollata oraz Blackwella, którzy w 1968 roku opracowali teorię wyjaśniającą motywacje, zachowania, a statecznie decyzje klienta. W modelu EKB wyróżnia się pięć etapów procesu, są to:

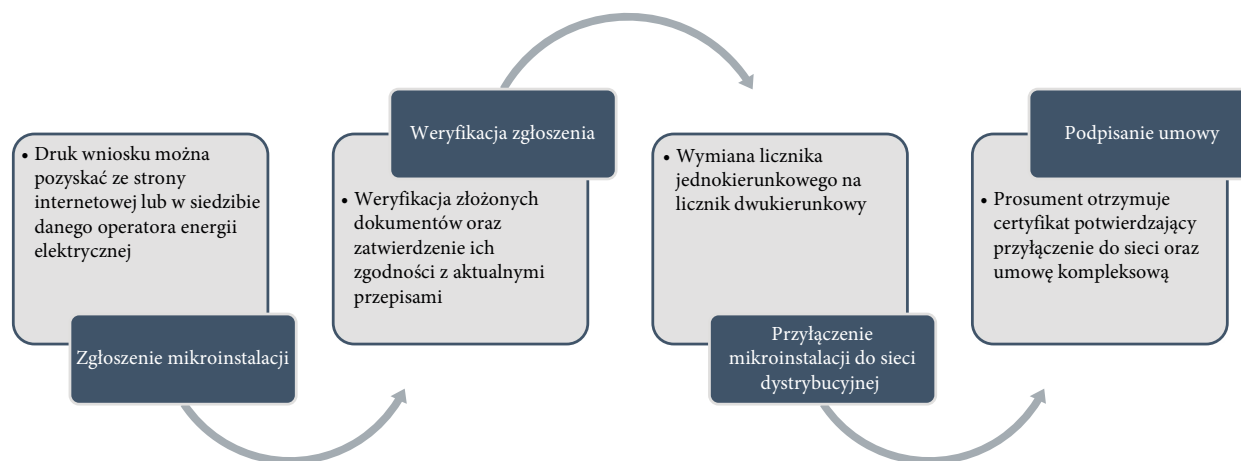
- uświadomienie potrzeby,
- poszukiwanie opcji,
- ocena alternatyw,
- zakup,
- zachowania po zakupie.

Model EKB jest oczywiście modelem uproszczonym i wymaga dostosowania do specyfiki rynku prosumenckiego, zgodnie z nim, pierwszym krokiem w procesie podejmowania decyzji o zakupie własnej elektrowni jest uświadomienie potrzeb. W przypadku zakupu własnej elektrowni, następuje nie tylko odkrywanie samej potrzeby i sposobu jej zaspokojenia, w jak najbardziej efektywny sposób, ale pojawia się także radykalna zmiana świadomości, czy wręcz tożsamości konsumenckiej. Z typowego biernego konsumenta odbiorca staje się producentem i aktywnym graczem na rynku energii – przynajmniej w teorii. Na uświadomienie potrzeby pobudzającej lub utwierdzającej chęć zakupu produktu u prosumenta może mieć wpływ wiele czynników. Oprócz wewnętrznych – wynikających z cech, osobowości, światopoglądu czy motywacji ekologicznych klienta, pojawiają się liczne zewnętrzne bodźce zawierające w sobie między innymi wpływ innych osób – głównie opinii znajomych i sąsiadów oraz agresywnej polityki reklamowej firm instalacyjnych.

W ostatnich 10 latach powszechna była praktyka organizowania spotkań dla mieszkańców osiedli domów jednorodzinnych – w małych miastach i wsiach, a także na obrzeżach dużych metropolii.

Interesującymi badawczo etapami są poszukiwanie opcji oraz ocena alternatyw. Dla prosumenta to o tyle ważne, że rynek fotowoltaiki jest stosunkowo młody i podlega silnym wahaniom. Dynamicznie zmieniają się nie tylko producenci i lokalny rynek instalatorów, ale także sama technologia. Co kilka miesięcy w sprzedaży pojawiają się nowe rozwiązania i nowe urządzenia. Badania rynku z 2021 roku wskazują, że cena kompletnej instalacji o mocy 5 kW wraz z usługą montażu wynosiła średnio 23 tys. zł, ale – co ważne podkreślenia – zakres podanych cen był szeroki – od 19 do 29 tys. zł. Przyczyną wahań jednostkowej ceny instalacji od 3,9 tys. zł/kW do 5,9 tys. zł/kW jest nie tylko różnorodność ofert, dobór konfiguracji sprzętowej, jakość urządzeń, ale także indywidualna strategia marketingowa sprzedawcy. Część firm (szczególnie nowych na rynku) oferuje konkurencyjne ceny, aby zdobyć klientów, a część firm z ugruntowaną pozycją sprzedaje instalacje w wyższych cenach, oferując np. długie okresy gwarancji. Efektem kluczowych etapów poszukiwania opcji i oceny alternatyw jest zakup instalacji. Warto zwrócić uwagę, że wybór dostawcy sprzętu i firmy instalacyjnej opiera się zwykle na bardzo podstawowych informacjach, jak roczne zużycie energii oraz orientacja i kąt pochylenia dachu. Na etapie zakupu często następuje weryfikacja, a czasami nawet radykalna zmiana parametrów przyszłej inwestycji. Przed samym montażem modułów na dachu konieczne jest wykonanie dokładnych pomiarów przestrzeni montażowej do wykorzystania. Dodatkowo należy zdiagnozować i zminimalizować wpływ tzw. infrastruktury zacinającej (drzewa, kominy, anteny, sąsiadujące budynki). Określa się także sposób montażu paneli, miejsca przyłączenia inwertera i trasy kablowe wewnętrzne i zewnętrzne. Sam proces instalacji kompletnej elektrowni na dachu jest już stosunkowo krótki i zwykle trwa od 2 do 7 dni. Cała procedura podłączenia mikroinstalacji fotowoltaicznej do sieci jest uregulowana ustawą Prawo energetyczne. Warto zaznaczyć, że choć technicznie sam proces montażu paneli fotowoltaicznych nie jest zbyt skomplikowany, jednak uzyskanie zgód i ostateczne podpisanie umowy prosumenckiej wymaga spełnienia kilku ważnych warunków. Wymagania dotyczące złożonej dokumentacji mogą różnić się w zależności od danego operatora energii elektrycznej. Typowy schemat procedury przyłączeniowej wskazano na rycinie 10.

W etapie „po zakupie”, szczególnie w początkowej fazie eksploatacji, można zauważyć w prosumentach silne zaangażowanie w proces bieżącej analizy produkcji. Większość dostępnych na rynku inwerterów zawiera moduł wi-fi i specjalne aplikacje, które służą do stałej kontroli pracy urządzeń oraz do zbierania i archiwizowania danych. Zarówno prosumenci, jak i instalatorzy mogą w dowolnym momencie łączyć się zdalnie z elektrownią i sprawdzić takie dane, jak zainstalowaną moc systemu, bieżące wartości dzienne, uzysk PV i zużycie energii. Co ciekawe, o ile podstawowe funkcje, jak wyświetlanie aktualnych przepływów energii, produkcja na poziomie dziennym, miesięcznym i rocznym są zwykle dostępne bezpłatnie, tak szczegółowe



Rycina 10. Schemat procedury przyłączeniowej dla przydomowej instalacji fotowoltaicznej

Źródło: opracowanie własne na podstawie raportu *Rynek Fotowoltaiki w Polsce*, 2021.

analizy w okresie eksploatacji systemu, czy indywidualne opcje raportowania wymagają wykupienia opcji premium. Instalacje fotowoltaiczne są z założenia bezobsługowe i zwykle z czasem maleje zaangażowanie właściciela w bieżącą analizę pracy elektrowni. Tym bardziej, że najczęściej okresem rozliczeniowym jest pełny rok, i nie ma więc bodźca podtrzymującego zainteresowanie, jakim jest comiesięczne otrzymanie faktury za energię.

DECYZJE PROSUMENCKIE W ŚWIETLE POLITYKI ENERGETYCZNEJ PAŃSTWA

Kluczowym problemem rozwoju energetyki producenckiej w Polsce jest wyjątkowo zmienne prawo regulujące rynek energetyczny. Warto zauważyć, że niestabilność przepisów dotyczy całego sektora – od 1997 roku ustawa Prawo energetyczne nowelizowana była około 70 razy. Jednak szczególnie wrażliwe i szczególnie dotknięte zmianami są podsektory związane z OZE. Warto tu przypomnieć przypadek lądowej energetyki wiatrowej, której gwałtowny rozwój spowodowany był funkcjonowaniem systemu tzw. zielnych certyfikatów. Co ważne, faktycznym powodem wprowadzenia tego systemu nie było tak naprawdę (wbrew oficjalnemu stanowisku) wsparcie nowych źródeł zielonej energii. Należy podkreślić, że głównym beneficjentem zielonych certyfikatów były zawodowe elektrownie stosujące kontrowersyjne współspalanie biomasy z węglem. Niejako przypadkiem energetyka wiatrowa okazała się silnie konkurencyjna na zielonym rynku i farmy wiatrowe zdominowały polski krajobraz. W 2016 roku sektor uległ gwałtownemu załamaniu z powodu wprowadzenia

tw. ustawy odległościowej. Energetyka prosumencka, mimo zaledwie kilku lat funkcjonowania, doświadczyła wielokrotnej zmiany podstawowych reguł dotyczących rozliczania energii. 4 maja 2015 roku weszła w życie ustawa o odnawialnych źródłach energii. Znalazły się w niej korzystne zmiany w zakresie wsparcia energii wytwarzanej przez mikroinstalacje OZE. Taryfy stałe (ang. *feed-in tariffs*) miały zagwarantować niezmiennie stawki w okresie 15 lat. Zanim system został wdrożony pojawiło się kolejne rozwiązanie, jakim był system *net-metering*, który w 2022 roku ma być zastąpiony *net-bilingiem*. Prosumenci wchodzących na rynek od 1 kwietnia 2022 roku muszą nadwyżki energii sprzedawać po cenie hurtowej, a w okresach niedoboru energii z paneli, kupować po cenie detalicznej – zwykle ok. dwukrotnie wyższej. Co ważne, hurtowa cena zakupu prądu z instalacji PV jest zmienna i praktycznie nieprzewidywalna. Tak radykalne zmiany nie sprzyjają zarówno rynkowi dostawców i instalatorów, jak i samym prosumetom, wysoce utrudniając decyzje inwestycyjne (*Analiza ekonomicznych...*, 2021). Zdaniem ekspertów na rozwój fotowoltaiki należy jednak patrzeć szeroko i długookresowo, a wprowadzone zmiany niekoniecznie muszą oznaczać rezygnację z przydomowych instalacji – szczególnie przy zapowiadanych i nieuchronnych podwyżkach cen energii (*Rynek fotowoltaiki w Polsce*, 2021). Dynamiczny rozwój tego sektora w Polsce był możliwy dzięki „trafieniu” w swego rodzaju odpowiednie okno czasowe i legislacyjne, a także dzięki spadkowi kosztów samej technologii. Aby utrzymać dalszy rozwój potrzebna jest zarówno współpraca interesariuszy, jak i zaufanie do otoczenia regulacyjnego. Ograniczenia, które wprowadza *net-biling* motywowane są przede wszystkim malejącą dostępnością nowych projektów do infrastruktury sieciowej. Zasady te dotyczą zarówno małych prosumenckich instalacji, jak i dużych farm fotowoltaicznych. Choć, jak wskazują raporty IEO, dostępność sieciowa nie jest jeszcze twardą barierą, to brak możliwości przyłączenia nowych mocy zahamuje inwestycje nawet wtedy, gdy inne przepisy i regulacje, a także sam rynek i zainteresowanie prosumetów będą sprzyjające. Swego rodzaju nadzieją dla sektora i wyraźnym bodźcem do bieżącego zwiększania możliwości przyłączenia fotowoltaiki mogłyby być zobowiązania Polski w zakresie zwiększania ilości produkcji energii z OZE. Podstawą prawną tych zobowiązań jest Dyrektywa RED II (Renewable Energy Directive II) z 2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Minimalny cel udziału energii z OZE dla całej UE w 2030 roku wynosi 32%, dla Polski jest to wartość 23% energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Przy blokadzie rynku lądowej energetyki wiatrowej i będącej ciągle w fazie projektów morskiej energetyki wiatrowej, prosumencka fotowoltaika stanowi cenną alternatywę dla innych technologii.

DŁUGA DROGA W STRONĘ PEŁNEJ NIEZALEŻNOŚCI

Tak, jak postępująca wydajność i niskie jednostkowe ceny paneli fotowoltaicznych stały się przepustką i bezpośrednim motorem napędowym dla rozwoju sektora prosumenckiego w Polsce, wprowadzane konsekwentnie na rynek nowe rozwiązania i nowe technologie mogą się stać katalizatorem decyzji inwestycyjnych dla prosumentów, którzy chcą się całkowicie uniezależnić od dostawcy energii. Rozwiązaniem mają być instalacje *off-grid*, które funkcjonują całkowicie niezależnie od zewnętrznych sieci energetycznych. Aby w praktyce instalacja była niezależna i samowystarczalna, należy uwzględnić to, że produkcja energii w ciągu roku utrzymuje się na różnym poziomie. W teorii samowystarczalność systemu *off-grid* wymaga magazynowania nadwyżek prądu w okresie intensywnej letniej ekspozycji na słońce i wykorzystanie ich zimą, gdy panele fotowoltaiczne pracują mniej wydajnie. Biorąc pod uwagę obecną technologię, w polskiej strefie klimatycznej jest to praktycznie niemożliwe i dlatego rozwiązania *off-grid* muszą być połączone z siecią lub dodatkowym lokalnym stabilnym źródłem energii. Interesującym kierunkiem są hybrydowe systemy solarno-wiatrowe, ale i one wymagają dodatkowego zabezpieczenia w postaci spalinowych agregatów prądotwórczych.

Przyczyn niewielkiej popularności w Polsce systemów *off-grid* jest znacznie więcej. Należy tu podkreślić przede wszystkim wysokie koszty akumulatorów, rosnące wydatnie wraz z liczbą odbiorników. Do konieczności zakupu drogich, a także nietrwałych akumulatorów, które trzeba wymieniać mniej więcej co 5 lat, dochodzi zwiększone ryzyko awarii systemu, w tym szczególnie groźne ryzyko pożarów i wybuchów akumulatorów. Należy zauważyć, że problem pożarów dotyczy także instalacji *on-grid* i choć ryzyko jest marginalne (w Wielkiej Brytanii na milion domów w ciągu 7 lat odnotowano 58 pożarów budynków z instalacją fotowoltaiczną) (*Fotowoltaika a pożary*, 2021), biorąc pod uwagę skalę już zainstalowanych urządzeń, takie zdarzenia są już zauważalne i co ważne – mogą wpływać na ocenę bezpieczeństwa domowej elektrowni, a tym samym warunkować decyzje o inwestycji.

ELEKTROMOBILNY PROSUMENT

Interesującym kierunkiem rozwoju fotowoltaiki prosumenckiej jest skojarzenie ich z przydomowymi stacjami ładowania akumulatorów na potrzeby elektromobilności. Wizja napędzane auta darmowym prądem jest atrakcyjna od początków motoryzacji i przez długi czas nie było jasne, który napęd będzie rozwijany (ryc. 11). Niezależnie od ograniczeń tej technologii sam kierunek rozwoju motoryzacji wydaje się jednak przesądzony i większość liczących się koncernów samochodowych przestawia się na sektor pojazdów o napędach hybrydowych, a także w pełni elektrycznych.



Ryc. 11. Jeden z pierwszych samochodów elektrycznych konstrukcji Thomasa Parkera z 1895 roku

Źródło: Wikimedia Commons, public domain.

Mimo deklaracji i zapowiedzi całkowitej rezygnacji z silników spalinowych, samochody elektryczne wolno zwiększają swój udział w rynku. Oczywiście diagnoza sytuacji zmienia się wraz z postępem technologicznym i tym samym jest silnie podatna na zewnętrzne wpływy. Krytycy zwracają uwagę na liczne wady i ograniczenia tego rozwiązania – głównie niewielki zasięg w porównaniu z tradycyjnymi napędami, stosunkowo długi czas ładowania i brak powszechnie dostępnej infrastruktury. Nie bez znaczenia są także wyższe koszty zakupu pojazdu oraz szkodliwy wpływ na środowisko zarówno samej produkcji, jak późniejszej utylizacji akumulatorów. Nie czekając na systemowe rozwiązania, w tym tanie, wysokosprawne i bezpieczne akumulatory czy budowę sieci szybkich ładowarek na stacjach benzynowych, motorem zmian na rynku mogą być właśnie prosumenci. Biorąc pod uwagę potrzeby komunikacyjne typowego właściciela przydomowej elektrowni, posiadanie auta elektrycznego staje się uzasadnione ekonomicznie. W większości przypadków prosumenci mieszkają w pobliżu dużych miast, a samochody służą im przede wszystkim do przemieszczania się na stałych krótkich trasach, jak dojazdy do pracy czy na zakupy. Przy liczbie pokonywanych dziennie kilometrów – nie większej od 200, realne staje się ładowanie samochodu za pomocą paneli przydomowych instalacji fotowoltaicznych. Taka możliwość jest zresztą dodatkowym, często używanym przez handlowców argumentem sprzedażowym i, co należy także zauważyć, przyczyną często stosowanego przewymiarowania instalacji. Najbardziej pożądanym modelem wykorzystania systemu łączącego przydomową instalację fotowoltaiczną z samochodem elektrycznym, byłoby oczywiście bezpośrednie ładowanie auta podczas słonecznej pory dnia. Zwykle jednak samochód podłączony jest do ładowarki nocą i prosument musi korzystać z sieci

jako swego rodzaju magazynu zgromadzonej w ciągu dnia energii. Wprowadzenie systemu *net-billing* radykalnie zmniejszy możliwość taniego ładowania, ale paradoksalnie może być to bodziec do rozwoju instalacji *off-grid* dedykowanych dla elektromobilności.

PODSUMOWANIE

Decyzje inwestycyjne w przypadku polskich prosumentów byłyby wyjątkowo trudne, gdyby opierać je wyłącznie na czystym rachunku zysków i strat. Obecnie coraz częściej podważa się istnienie tzw. człowieka racjonalnego (z łac. *homo oeconomicus*), którego decyzje, w tym decyzje inwestycyjne byłyby zgodne z zasadami ekonomii. Świadomy decydent teoretycznie musiałby być w pełni poinformowany o problemach, które napotyka, ewentualnie, które może napotkać, a także być świadomym konsekwencji wszystkich swoich wyborów. Jednak typowy polski prosument, niezależnie od wykształcenia, doświadczenia życiowego i dostępnej wiedzy, nie jest w stanie w pełni ocenić nawet bieżącej sytuacji rynkowej. A tym bardziej nie jest więc w stanie przewidzieć wszystkich zagrożeń, które mogą pojawić się w przyszłości. Do truizmu, że w życiu pewne są tylko śmierć i podatki należy dodać, że w Polsce rzeczą absolutnie pewną jest niepewność prawa – szczególnie energetycznego. Nikt nie wie także, co stanie się z cenami klasycznych nośników energii, a więc ostatecznie cenami prądu. Nieznane są przyszłe zawirowania polityczne, protesty górników, katastrofy ekologiczne, epidemie czy konflikty zbrojne. I trudne do przewidzenia są także postępy w technologii. W takiej sytuacji decydent z człowieka racjonalnego przyjmuje założenie tzw. zachowania zadowolającego. *Homo satisfaciendus* (z łac.), który poszukuje decyzji intuicyjnie, choć tak naprawdę opiera się na zdrowym rozsądku. Uznając ograniczenia fotowoltaiki, prosument jednocześnie bazuje na przekonaniu, że jako teoretyczne źródło energii, słońce jest przewidywalne i niewyczerpywalne, a co najważniejsze darmowe. Oczywiście, o ile nikt nie „wpadnie” na pomysł, aby ogłosić się „władcą słońca” i zabronić albo opodatkować samo korzystanie z jego dobroczynnej energii.

LITERATURA

Analiza ekonomicznych, społecznych, gospodarczych i prawnych skutków wprowadzenia Ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, 2021, Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej Polska PV, Kraków.

Badanie opinii Polaków na temat różnych źródeł energii, 2020. Indicator, Warszawa.

Fotowoltaika a pożary, Gramwzielone.pl/energia-sloneczna/105947/fotowoltaika-a-pozary-jak-to-naprawde-wyglada (15.12.2021).

Mapa drogowa rozwoju przemysłu fotowoltaicznego w Polsce do 2030 roku, 2020, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa.

Polacy o źródłach energii, polityce energetycznej i stanie środowiska, 2016, CEBOS, Warszawa.

Raport. Polacy i fotowoltaika, 2021, SunSol, Gdańsk.

Rynek fotowoltaiki w Polsce, 2021, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa.

Bloomberg New Energy Finance (BNEF), 2021.pv.energytrend.com. (15.12.2021).

Samorząd województwa zachodniopomorskiego, współpracując z Uniwersytetem Szczecińskim, podjął się wydania monografii *Wybrane przyrodnicze i prawno-administracyjne aspekty energetyki odnawialnej w Polsce*. W publikacji zaprezentowano zagadnienia dotyczące bardzo popularnej w województwie zachodniopomorskim energetyki wiatrowej. Omówione zostały uwarunkowania klimatyczne rozwoju farm wiatrowych, zwłaszcza morskich, których powstawanie stanowi ważną alternatywę dla konwencjonalnej energetyki opartej na spalaniu węgla. W województwie zachodniopomorskim pewne znaczenie odgrywa również energetyka wodna, geotermalna oraz fotowoltaika. Ich rozwojowi sprzyjają uwarunkowania przyrodnicze występujące w Polsce północno-zachodniej, należy tu przede wszystkim wskazać urozmaiczone ukształtowanie terenu w obrębie niektórych pojezierzy (sprzyjające hydroenergetyce) oraz stosunkowo bogate zasoby złóż geotermalnych, które mogą być wykorzystywane w celach grzewczych. Obie gałęzie OZE (energetyka wiatrowa i geotermalna) posiadają zarówno zalety, jak i mankamenty. Jest więc bardzo istotne, by przed rozpoczęciem określonych działań inwestycyjnych mieć jak najpełniejszą wiedzę i świadomość konsekwencji produkcji energii – zarówno cieplnej, jak i elektrycznej, przy wykorzystaniu wskazanych zasobów. Zagadnieniom tym poświęcono uwagę w kolejnych częściach pracy. Ważne kwestie poruszono także w rozdziałach dotyczących aktualnej polityki energetycznej Polski (PEP, 2040) i formy dostosowania jej do obowiązującej polityki energetycznej i klimatycznej Unii Europejskiej. Polityka ta ukierunkowana jest m.in. na ograniczenie zjawiska ocieplenia klimatu poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych i zapewnienie Europie tzw. neutralności klimatycznej, co zostało opisane w unijnym pakiecie „Fit for 55” stworzonym w ramach Europejskiego Zielonego Ładu. Realizację przyjętej polityki z punktu widzenia prosumenta, czyli podmiotu będącego jednocześnie producentem i konsumentem wytworzonej energii, opisano w ostatnim rozdziale. Przedstawiono w nim, jak realizacja prosumenckiej polityki energetycznej wygląda w praktyce – co jej sprzyja, a co ogranicza.



71-101 Szczecin, ul. Mickiewicza 64
tel. 91 444 20 06, 91 444 20 09
e-mail: wydawnictwo@usz.edu.pl
www.wn.usz.edu.pl



ISBN 978-83-7972-563-2

