

Przemilczane filary transformacji polskiej energetyki

The unsaid pillars of the transformation of the Polish energy sector

Grzegorz Wiśniewski

Instytut Energetyki Odnawialnej

e-mail: gwisniewski@ieo.pl

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7708-6058>

Abstract

The basis for this article are the latest reports of the Renewable Energy Institute (IEO) from the period of change of government from the United Right to the Coalition on October 15. The aim of the IEO work at the turn of 2023/2024 was to develop renewable energy projects (regardless of the goals of the current government) while maximizing the assimilation of energy from renewable energy sources, minimizing integration costs and increasing the ability of the renewable energy sector to absorb EU funds.

I refer to the following issues (problems) that I consider crucial for renewable energy in the coming years: 1) A broad formula for amending the Act on investments in wind farms, including the necessary procedural simplifications and promotion of the location of wind turbines in industrial areas that are more important than just the distances of wind farms from residential buildings. 2) Transformation of heating, an issue omitted in the energy transformation, focusing on the structure of electricity generation, prosumers and the fight against low emissions (smog). 3) Reconstruction of the PV industry in the context of EU policy regarding the promotion of the so-called local content (preferences for locally produced components in public tenders and simplifications in legal and administrative processes).

Keywords – transformation, energy sector, renewable energy, wind farms location, transformation of district heating, the PV industry, Net Zero Industry Act

Podstawą niniejszego artykułu są raporty Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO) z przełomu lat 2023/2024 (z okresu zmiany rządów Zjednoczenie Prawicy na Koalicję 15 października 2023 r.). Celem tych prac był rozwój projektów dotyczących źródeł energii odnawialnej (OZE) niezależnie od celów aktualnie sprawowanej władzy, projektów zakładających maksymalizację asymilacji energii z OZE, minimalizację kosztów integracji oraz zwiększenie możliwości absorpcji funduszy Unii Europejskiej (UE) przez sektor energetyki odnawialnej.

W tekście odnoszę się do następujących zagadnień (problemów), które uznaję za kluczowe dla energetyki odnawialnej w Polsce w najbliższych latach:

1. Szerokiej formuły nowelizacji ustawy o inwestycjach w elektrownie wiatrowe, w tym koniecznych uproszczeń proceduralnych dla wszystkich OZE i wykorzystania potencjału terenów przemysłowych pod inwestycje energetyczne, znaczących więcej niż same odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań.
2. Transformacji ciepłownictwa, zagadnienia dotychczas pomijanego w transformacji energetycznej, skupiającej się na strukturze generacji energii elektrycznej, prosumentach i walce z niską emisją (smogiem).
3. Odbudowy przemysłu fotowoltaiki (PV) w kontekście polityki UE dot. promocji tzw. *local content* (preferencje dla lokalnie produkowanych komponentów w przetargach publicznych i uproszczenia w procesach prawno-administracyjnych).

Pomijane w krajowej debacie problemy stanowią tak samo ważny czynnik gry interesów jak i te akcentowane w toczącej, w tym np. grze pomiędzy państwowymi koncernami reprezentującymi scentralizowaną (do tej pory w pełni państwową) energetykę konwencjonalną, a prywatnymi firmami. Każde z powyższych zagadnień jest ważne dla krajowej energetyki i stanowi ważny element szerszej polityki UE, ale nie koncentruje na sobie większej uwagi mediów tzw. głównego nurtu.

Przemilczanie tych kwestii w debacie stanowi znamieny czynnik polityki energetycznej z lat 2015-2023, zorientowanej na wybiórcze, bo polityczne podejście do energetyki. W przypadku energetyki wiatrowej chodziło o całkowitą blokadę rozwoju technologii. Odnosnie ciepłownictwa można stawiać zarzut o brak działań modernizacyjnych opartych na nowych technologach. Natomiast w przypadku przemysłu dla zielonej transformacji i rozwoju krajowych technologii rządy Zjednoczonej Prawicy podjęty wysiłek modernizacyjny na rzecz odbudowy tego przemysłu, ale przez brak współpracy z UE nie odniosły sukcesów. Poniżej syntetycznie omówiono kolejno każde z powyższych wyzwań, które w powszechnym obiegu informacji i wiedzy Polaków nie wydają się ważne, choć niewątpliwie takimi są.

Specustawa wiatrakowa.

Jak osiągnąć efekt przyrostu mocy wiatrowych w efekcie liberalizacji przepisów lokalizacyjnych przy zachowaniu wymagań w zakresie ochrony środowiska i zwiększeniu możliwości przyłączenia elektrowni wiatrowych do sieci?

Analizy IEO (IEO, 2023) wskazują na brak uzasadnienia dla istnienia w polskim porządku prawnym specustawy wiatrakowej i na wątpliwe kierunki prac nad naprawą ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Można postawić tezę, że wystarczą wyłącznie istniejące przepisy ogólne dotyczące realizacji inwestycji (każdej) w prawie ochrony środowiska (procedura OOS), prawie budowlanym lub ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.

Ustawa zwana powszechnie odległościową, ustawą 10h lub ustawą antywiatrakową [1], od roku 2016 dyskryminuje inwestycje w energetykę wiatrową, będącą obecnie najtańszą technologią wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce. Zgodnie z zasadą 10h, turbiny wiatrowe mogą być budowane tylko w odległości dziesięciokrotności ich całkowitej wysokości, co w praktyce oznacza, że mogą być stawiane jedynie w odległości 1,5-2 km od budynków mieszkalnych, obiektów rolniczych oraz terenów podlegających ochronie. Powodem krytyki praktyk lokalizacyjnych (w tym dokonanych przez Najwyższą Izbę Kontroli) przed rokiem 2015 były częste przypadki budowy farm wiatrowych w oparciu o warunki zabudowy (WZ), a nie miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego (MPZP). Konieczność realizacji większych inwestycji OZE (powyżej 1 MW) w oparciu o MPZP, plany ogólne lub obecnie tzw. Zintegrowane Plany Inwestycyjne, czynią znaczną część przepisów ustawy odległościowej zbędnymi.

Niezależnie od obowiązującej ustawy, w ramach postępowania w sprawie wydania decyzji o pozwoleniu na budowę dla inwestycji wiatrowej niezbędne jest, jak przed rokiem 2016, wykonanie oceny oddziaływania na środowisko (procedurę tę musiała przejść wcześniej każda inwestycja, także spełniająca warunek 10h). Wydanie decyzji środowiskowej, podobnie jak zmiana miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego pod inwestycję wiatrową wymaga przeprowadzenia pełnego procesu konsultacji społecznej i spełnienia wielu wymogów prawnych.

Raport zawierający ocenę wpływu na środowisko (OOS), a następnie wydana decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia w praktyce determinują zachowanie niezbędnych dystansów (uzasadnionych rzeczywistym oddziaływaniem turbiny

wiatrowej na środowisko w danej lokalizacji) od zabudowań mieszkalnych i innych obiektów i obszarów chronionych. Zależą one silnie od uwarunkowań lokalnych i słuszną wydaje się zasada nie wprowadzania sztucznych ograniczeń odległościowych, która – jak widać – do niczego dobrego nie prowadzi, natomiast generuje konflikty i kontrowersje.

Procedura OOS jest dobrze skonstruowaną instytucją prawną, na solidnej podbudowie naukowej. Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko [2] zalicza elektrownie wiatrowe do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko, a to oznacza każdorazową konieczność pełnej realizacji procedury OOS. Znamienne jest to, że spośród wymienionych w rozporządzeniu ok. 60 innych rodzajów inwestycji ewidentnie wpływających niekorzystnie na środowisko, farmy wiatrowe jako jedne z niewielu mają swoją antyrozwojową spec ustawę 10h.

Jedynym z ubocznych skutków nadmiernie zbiurokratyzowanej spec ustawy wiatrakowej jest wydłużenie procedur lokalizacyjnych, choć nie wpływają one na poprawę stanu środowiska. Jest to niezgodne z zaleceniami UE (koncepcja „go to areas” w RE-Power EU – patrz: [3] i RED III – patrz: [4]) i powoduje narastające opóźnienie w transformacji energetycznej.

Przykładem nadmiarowych procedur są wydłużone konsultacje społeczne oraz niejasny i wydłużony plan realizacji obowiązku przeznaczenia co najmniej 10% mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej (po maksymalnych kosztach wg niezrozumiałego wzoru zapisanego w ustawie) do objęcia przez mieszkańców gminy.

Wobec konieczności przyspieszenia transformacji energetycznej najpilniejsze działanie to skrócenie procedur z uwagi na plany wydatkowania środków UE, najpilniejszych do wydatkowania środków Krajowego Planu Odbudowy (KPO), Tymczasowych Ram Kryzysowych (ang. *Temporary Crisis and Transition Framework*, TCTF), środków na wsparcia dla przemysłu energochłonnego na np. przyłączenia elektrowni wiatrowych do sieci, w szczególności w formie hybryd z magazynami ciepła lub energii elektrycznej.

Najkrótsza procedura może trwać 36 miesięcy, ale wybudowanie w 3 lata farmy wiatrowej wymagałoby pełnego zaangażowania gminy i organów administracji publicznej i zoptymalizowania działań po stronie inwestora. Kluczowe jest wyprzedzające rozpoczęcie i wykonanie oceny ornitologicznej i chiropterologicznej oraz proces wydawania decyzji przez Regionalne Dyrekcje Ochrony Środowiska (RDOŚ). Realna procedura zajmuje 5-6 lat.

Obecnie w Polsce najwięcej czasu zajmuje przygotowanie i uchwalenie MPZP, pozyskanie „Decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia” oraz pozyskanie warunków przyłączenia. Zarówno wniosek o decyzję środowiskową, jak i wniosek o warunki przyłączenia możemy złożyć dopiero po uchwaleniu MPZP. Te elementy zawsze najbardziej wydłużały procedurę inwestycyjną.

Najnowsza nowelizacja ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych wprowadziła dodatkowe biurokratyczne procedury związane z:

- A. konsultacjami społecznymi;
- B. przygotowaniem i procedowaniem oferty inwestora na co najmniej 10% mocy zainstalowanej do objęcia przez mieszkańców gminy.

Ad. A. Konsultacje społeczne

Dwukrotne konsultacje społeczne w przepisach dotyczących inwestycji wiatrowych nie są stosowane w prawie UE i lokalnym prawie innych krajów członkowskich. Zamiast wydłużania procedur po stronie inwestora wprowadzane są uproszczenia.

Przykładem jest rozwiązanie niemieckie, ułatwiające pozyskiwanie pozwoleń, wprowadzone niemal 2 lata temu pod nazwą „EEG fast track”. Podstawowe założenia zakładają skrócenie procesu wydawania pozwoleń, głównie poprzez skrócenie czasu przeznaczonego na odwołania. Dzięki temu w 2023 roku wydano w Niemczech pozwolenia dla 7,5 GW mocy, w porównaniu do 4,3 GW w roku 2022 [5].

Ponadto Niemcy zobowiązały landy do przeznaczenia minimum 2% powierzchni pod rozwój energetyki wiatrowej – na terenach tych obowiązują ułatwienia w procesie lokalizacyjnym i przyspieszony proces wydawania pozwoleń. Nowe regulacje odblokowały rozwój m.in. w takich landach jak Północna Nadrenia-Westfalia. Natomiast w dalszym ciągu niewykorzystany pozostaje potencjał Bawarii, utrzymującej regułę 10h, nieco zliberalizowaną do 1000 m np. dla terenów przemysłowych.

Ad. B. Przygotowanie i procedowanie oferty inwestora na co najmniej 10% mocy zainstalowanej do objęcia przez mieszkańców gminy

Cała niedawno wprowadzona procedura przygotowania oferty inwestora na co najmniej 10% mocy zainstalowanej do objęcia przez mieszkańców gminy [1, art. 6g], po optymalizacji może potrwać co najmniej 6 miesięcy. Sam etap składania zgłoszeń przez mieszkańców może wydłużyć procedurę o 4 miesiące, a etap zawierania umów o kolejne 2 miesiące. W efekcie cała dodatkowa procedura, w stosunku do dotychczasowych, może

zająć około roku. Ponadto inwestor może zacząć procedurę dopiero po uprawnieniu się pozwolenia na budowę (PnB). Takiego rozwiązania nie ma w żadnym z krajów UE i uderza ono w mieszkańców i odbiorców energii, gdyż opóźniony jest ich dostęp do taniej i czystej energii.

Dotychczas potencjał rozwoju energetyki wiatrowej (i słonecznej) rozważano jedynie na otwartych terenach rolniczych, które stanowią obecnie ok. 59% powierzchni kraju. Ten olbrzymi potencjał jest jednak ograniczony restrykcyjnym podejściem do ochrony gruntów rolnych (zwłaszcza klas glebowych I, II, III) przed wielofunkcyjnym wykorzystaniem, słabym rozwojem wiejskich sieci energetycznych (narastające problemy z przyłączeniem instalacji OZE do sieci) oraz rozproszoną zabudową mieszkaniową polskich wsi (ograniczenia lokalizacyjne z uwagi na hałas).

Z punktu widzenia rozwoju OZE nie brano pod uwagę możliwości jakie daje lokalizacja OZE na terenach przemysłowych, które dają możliwość przyłączania do sieci wewnętrznych zakładów przemysłowych (OSDn). Pozwoliłoby to na zaopatrywanie przemysłu w tanią i zeroemisyjną energię oraz na ograniczenie potrzeby wsparcia dla tzw. przedsiębiorstw energochłonnych. Przedsiębiorstwa te tylko w roku 2022 otrzymały rekompensatę (wsparcie publiczne) na łączną kwotę ponad 1,74 mld zł [6].

Tymczasem w przedsiębiorstwach energochłonnych moc osiągalna elektryczna istniejących własnych źródeł wytwórczych w energetyce przemysłowej (tzw. autoprodukcji) wynosi 3,2 GW, w tym tylko niespełna 200 MW stanowią moce OZE, na co składa się wyłącznie biomasa i biogaz (brak inwestycji w źródła zeroemisyjne). Przemysł do tej pory nie uwzględniał zeroemisyjnych OZE, jako ważnego elementu energetyki przemysłowej. Natomiast zdolności przyłączeniowe przedsiębiorstw energochłonnych (OSDn) wynoszą co najmniej 6 GW. Dodatkowo minimum 2 GW mocy wiatrowych można byłoby przyłączyć do sieci wewnętrznych w przedsiębiorstwach komunalnych (wodociągi i kanalizacja) w przedsiębiorstwach komunalnych lokalizowanych na obrzeżach miast [7].

W tabelach poniżej przedstawiono potencjał techniczny, ekonomiczny i rynkowy lokalizacji turbin wiatrowych, które mogłyby być zlokalizowane na terenach przemysłowych i w znacznej części przyłączone do sieci energetycznej firm przemysłowych (do OSDn lub za pośrednictwem linii bezpośredniej).

Przyjmując, że średnio na 10 ha powierzchni gruntów przemysłowych można zainstalować 1 MW mocy elektrowni wiatrowych oceniono całkowity potencjał rozwoju energetyki wiatrowej na terenach przemysłowych w Polsce – tabela 2.

Tabela 1. Czynniki ograniczające (wykluczające) dla poszczególnych potencjałów energetyki wiatrowej

Potencjał techniczny	Potencjał ekonomiczny	Potencjał rynkowy
Powierzchnie terenów chronionych (Parki Narodowe, obszary Natura 2000, rezerваты itp.).	Tereny o powierzchni poniżej 10 ha;	Tereny położone poniżej 700 m od zabudowy mieszkalnej.
Powierzchnie terenów o strategicznym przeznaczeniu (poligony wojskowe).	Tereny położone poniżej 150 m od zabudowy przemysłowej.	Tereny składowisk odpadów komunalnych.
Tereny położone poniżej 300 m od sieci NN.	Tereny niecek depresyjnych kopalni węgla brunatnego.	

Źródło: [7].

Tabela 2. Wyniki oceny potencjałów rozwoju energetyki wiatrowej na terenach przemysłowych

	Potencjał teoretyczny	Potencjał techniczny	Potencjał ekonomiczny	Potencjał rynkowy
Moc zainstalowana turbin wiatrowych	19,9 GW	16,9 GW	5,8 GW	1,6 GW
Udział w potencjale	100%	88%	30%	8%

Źródło: [7].

Potencjał energetyki wiatrowej na terenach przemysłowych jest olbrzymi – sięga 20 GW, z tego aż 88% (16,9 GW) stanowi potencjał techniczny, który przy braku ograniczeń regulacyjnych lub dodatkowych kosztów byłby możliwy do realizacji. Za możliwy do szybkiej realizacji (w perspektywie roku 2030) i obciążony relatywnie niskim ryzykiem regulacyjnym i ekonomicznym, jeśli chodzi o przyłączenie do sieci i konflikty z innymi formami użytkowania terenu uznać można potencjał rynkowy wynoszący 1,6 GW. W ramach potencjału uwzględnione są m.in. ograniczenia lokalizacji elektrowni wiatrowych do odległości od zabudowań mieszkalnych wynoszącej minimum 700 m. Rozważane złagodzenie przepisów odległościowych do 500 m może zwiększyć potencjał rynkowy nawet o 100%, do 3,2 GW.

Oszacowany powyżej „potencjał przyłączeniowy” i potencjał autokonsumpcji energii z farm wiatrowych istnieje realnie, jest szybko dostępny, ale z powodów niemających racjonalnego uzasadnienia pozostaje niewykorzystany. Przemysł koncentrował się na zabiegach o pozyskanie rekompensat z tytułu wysokich cen energii dla energochłonnych

sektorów i podsektorów gospodarki. Zniechęcone przepisami ustawy „10H” przedsiębiorstwa dotychczas nie zabiegały o uproszczenia inwestycyjne. Pierwsze sygnały o zainteresowaniu tematem pojawiły się niedawno w wystąpieniach przedstawicieli Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii (IGOEiG, 2024), którzy zaapelowali o „lokowanie farm wiatrowych w pobliżu zakładów produkcyjnych, wypracowanie sposobu finansowania kopalń węgla kamiennego, tak by nie powodować wzrostu cen energii elektrycznej dla przemysłu” [8].

Realnych przyczyn braku nowych projektów wiatrowych (procedury) i olbrzymiego potencjału lądowej energetyki wiatrowej w okresie do roku 2030 (możliwości przyłączenia do sieci) nie widzi także polski ustawodawca, ani w kontekście wsparcia dla krajowego przemysłu, ani w kontekście prac poselskich z końca 2023 roku nad liberalizacją specustawy wiatrakowej” (brak wyróżnienia terenów przemysłowych jako szczególnie atrakcyjnych dla energetyki wiatrowej).

Szybki rozwój lądowej energetyki wiatrowej pozwoliłby na zmniejszenie wsparcia dla wykorzystania biomasy energetycznej w elektroenergetyce i w ciepłownictwie (równoważność środowiskowa). Wiązałoby się to ze słabszą presją na zapotrzebowanie na olbrzymie środki na rozwój energetyki jądrowej. Zaniechania te stanowią ograniczenie roli energetyki odnawialnej w politycznym polu gry.

Rekomendacje

- Wyeliminowanie z polskiego systemu prawnego przyjętej z poważnymi błędami proceduralnymi specustawy z 20 maja 2016 roku o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Poprawienie tej ustawy wydaje się być ślepą uliczką, o czym przekonali się autorzy obecnej propozycji [9].
- Inwestycje w elektrownie wiatrowe lądowe powinny być realizowane na zasadach ogólnych (tak jak wszystkie inne inwestycje OZE), z uwzględnieniem ich specyfiki w procedurze OOS i jednym już wcześniej uzgodnionym konsensusie, ograniczającym minimalną odległość elektrowni od zabudowań mieszkalnych do 500 m. Jeśli chodzi o procedurę OOS, minimalne odległości turbin wiatrowych od zabudowań powinny być zdefiniowane nie arbitralnie, lecz wynikać z oceny emisji hałasu wykonanej dla określonego typu turbiny oraz uwarunkowań lokalnych.

- W miejsce ustawy wiatrakowej proponuje się przyjąć szeroką ustawę liberalizującą procedury inwestycyjne dla wszystkich OZE, w tym dla elektrowni wiatrowych w zakresie:
 - ✓ przygotowania oferty inwestora na co najmniej 10% mocy zainstalowanej do objęcia przez mieszkańców gminy [1, art. 6g] poprzez umożliwienie jej rozpoczęcia przed uzyskaniem pozwolenia na budowę (PnB) oraz wsparcia gmin w zakresie realizacji procedury z wykorzystaniem narzędzi informacyjnych dostępnych za pomocą portalu ePUAP;
 - ✓ ograniczenia konsultacji społecznych do jednokrotnej;
 - ✓ współpracy ze specjalistami w sprawie zapewnienia możliwości szybkiego uruchomienia oceny ornitologicznej i chiropterologicznej, wspartej ogólnokrajowym programem badawczym (realizacja ciągła badań, które mogą być antycypować realizację nowych projektów wiatrowych).
- Uwzględnienie potencjału terenów przemysłowych jako szczególnie ważnych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej, zarówno w KPEiK, jak i PEP.
- Zaproponowanie uproszczeń dla autoproducentów przemysłowych energii z OZE i lokalizacji elektrowni wiatrowych na terenach przemysłowych oraz zachęt dla przyłączania do OSDn elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na terenach przemysłowych i na terenach przyległych, np. dostępu do dotacji na rozwój sieci pod potrzeby OZE (obecnie dostęp do funduszy UE mają tylko operatorzy systemu dystrybucyjnego – OSD).
- Prosumenci przemysłowi powinni mieć prawo o ubiegania się o dotacje unijne na budowę przyłączy do własnych OSDn i sieci wewnętrznych na takiej samej zasadzie jak OSD oraz mniej restrykcyjne podejście w procedurach OOŚ (mniejszy wpływ na krajobraz z uwagi na efekt tła, kominy, wysokie budowle przemysłowe).
- Przeprowadzenie wariantowej analizy możliwości zastąpienia nadmiernego udziału biomasy leśnej w elektroenergetyce i ciepłownictwie, przyspieszony rozwoju lądowej energetyki wiatrowej (uzasadnienie dla szerszej => uproszczenia proceduralne i głębszej => zmniejszenie odległości od zabudowy mieszkaniowej liberalizacji przepisów lokalizacyjnych w ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych) wraz z magazynami sezonowymi.

Transformacja ciepłownictwa w kierunku odnawialnych źródeł energii i transformacja energetyki w kierunku zeroemisyjnych OZE jest niemożliwa bez magazynów ciepła i łączenia sektorów

Całościowe ujęcie transformacji energetycznej wskazuje na zachowawcze podejście decydentów politycznych do przekształceń w obszarze ciepłownictwa. Jest to w szczególności widoczne, jeśli chodzi o bardzo wolne tempo transformacji ciepłownictwa w kierunku redukcji zużycia węgla i szerzej – paliw kopalnych (w tym gazu).

O ile potężne (nawet jeżeli przez znaczną część graczy na rynku uznawane za zbyt niskie) nakłady z programu „Czyste powietrze” na ogrzewnictwo indywidualne kierowane są na kosztowaną elektryfikację ogrzewnictwa z wykorzystaniem pomp ciepła, to w ciepłownictwie systemowych podtrzymywane są inwestycje (silny wpływ ma na to zachowawczy system wsparcia) w kogenerację gazową lub w deficytową biomasę.

Niewykorzystane możliwości w tym zakresie były przedmiotem analiz IEO [10]. Obejmowały one m.in. problemy lokalizacyjne i ekonomiczne oraz proponuje nowe podejście do planowania i projektowania źródeł OZE z magazynami ciepła.

Udział odnawialnych źródeł energii w zużyciu energii w roku 2020 w Unii Europejskiej wyniósł 22,1%, natomiast w ciepłownictwie 23,1%. W Polsce udział OZE w zużyciu energii w roku 2020 wyniósł tylko 16,1%, natomiast w łącznie w ogrzewnictwie i ciepłownictwie był zbliżony do poziomu unijnego i wynosił 22,1%, głównie dzięki wysokiemu zużyciu biomasy (Blog „Odnawiany” 2021, analiza na podstawie danych GUS i Eurostat). W ciepłownictwie systemowym udział OZE to tylko 10,1% [1].

Węgiel jako paliwo w ciepłownictwie systemowym jest jednym z najdroższych źródeł ciepła, a mało elastyczna kogeneracja gazowa nie powinna być obecnie głównym celem wsparcia publicznego. Istnieje duże ryzyko, że koszty rozbudowy sieci gazowych i budowy dużych źródeł kogeneracyjnych (tzw. wysokosprawnej kogeneracji) nie będą w pełni zamortyzowane. Sam gaz jest ciągle znaczącym elementem procesu transformacji, ale tylko jako szczytowe źródło energii, uzupełniające do zeroemisyjnych OZE, w szczególności wykorzystywanych do elektryfikacji ciepłownictwa (tzw. „green-power-to-heat”) z relatywnie krótkim czasem wykorzystania w roku.

Najważniejszym elementem oraz źródłem elastyczności i obniżania kosztów całego systemu energetycznego w kontekście łączenia sektorów ciepła i energii elektrycznej są magazyny sezonowe ciepła. Koszty rekomendowanych ziemnych magazynów ciepła typu PTES (o pojemnościach powyżej 50 tys. m³ wody) są, w przeliczeniu na MWh, o

2-3 rzędy wielkości tańsze od magazynów energii elektrycznej, wodoru i magazynów gazu oraz 10-krotnie tańsze od kilkudniowych stalowych magazynów wodnych.

Obecny potencjał sezonowych magazynów ciepła i chłodu (ang. *Pit Thermal Energy Storage* – PTES) szacowany jest na niemal 60 GWh/ dobę, przy wykorzystaniu kotłów elektrodowych, skuteczne zagospodarowałby w ciepłownictwie „zielone” nadwyżki energii z elektrowni słonecznych i wiatrowych, przeciwdziałając tzw. *curtailment* (ograniczeniom generacji źródeł OZE przez operatorów sieci) oraz narastaniu kosztów rekompensat dla wytwórców energii z OZE. Duże magazyny ciepła z kotłami elektrodowym są znacznie bardziej przyjazne dla systemu elektroenergetycznego niż pompy ciepła (bez magazynów ciepła), gdyż „rynkowo” przejmują tanią energię elektryczną (wtedy gdy jej jest za dużo w systemie energetycznym), a nie pobierają energii gdy jest droga (wtedy gdy brakuje rezerwy mocy w KSE).

Magazyny ciepła występują w szeregu obecnych i planowanych programach wsparcia dla ciepłownictwa i ogrzewnictwa („Mój prąd”, „Moje ciepło”). Niestety, sezonowe magazyny ciepła nie są rozpowszechnione. Powodem są opóźnienia w ogłaszaniu programów i brak w programach wsparcia klauzuli obowiązku weryfikacji technicznych możliwości. Zbędny jest natomiast obowiązek, aby magazyn ciepła był związany ze źródłem, a nie całym systemem. Brakuje wytycznych w zakresie taryfowania ciepła w systemach z OZE i magazynami ciepła.

Rekomendacje

- Etapowe przechodzenie ciepłowni miejskich z obecnego udziału ok. 70-100% paliw kopalnych w produkcji ciepła do 50% ciepła z OZE (energia słoneczna, w tym z kolektorów słonecznych i wiatrowa plus magazyny ciepła). Jest to urealnienie planów Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (NCBR) budowy systemów ciepłowniczych z 80-100% udziałem OZE, prowadzących do zawyżonych kosztów ciepła (np. program „Ciepłownia przyszłości”).
- Jak najszybsze uruchomienie programu Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) pod nazwą „Zeroemisyjny system energetyczny OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa” (fundusz modernizacyjny). Program z budżetem wynoszącym 2 mld zł jest zapowiadany od niemal dwóch lat. Brak naboru kieruje uwagę ciepłowników na jednostronne inwestycje w kogenerację gazową, która jest intensywnie wspierana przez NFOŚiGW, co

może blokować wdrażanie bardziej korzystanych rozwiązań, w szczególności w tzw. ciepłowniach powiatowych, które dysponują warunkami (terenami) do budowy magazynów ciepła oraz źródeł zeroemisyjnych (kolektory słoneczne, elektrownie słoneczne i pojedyncze elektrownie wiatrowe). Ponadto dalsze opóźnienie w uruchomieniu programu spowoduje nałożenie się w tym samym czasie kilku różnych programów wsparcia dla ciepłownictwa i niepotrzebny wzrost kosztów (cen) oraz ryzyko niewykorzystania środków (brak doświadczeń, projektów i zdolności wykonawczych).

- Program NFOŚiGW powinien silniej promować włączanie magazynów ciepła do planowanych inwestycji, w tym silnie promować magazyny sezonowe ciepła z klauzulą konieczności stosowania magazynów ciepła oraz zaleceniem stosowania nowych metod symulacji i obliczeń z wykorzystaniem środowiska informatycznego TRNSYS (obecny wymóg w programach NCBR). Dotychczasowe metody projektowania i doboru są niewystarczające do wprowadzania źródeł zeroemisyjnych OZE i magazynów energii do ciepłownictwa.
- Powyższe rozwiązania powinny być uwzględnione w pracach nad „Strategią dla ciepłownictwa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040”.

Odbudowa europejskiego przemysłu zielonych technologii na przykładzie fotowoltaiki

Wobec uzależnienia się Polski i całe UE od dostaw technologii z Chin zachodzi konieczność integracji polityki energetycznej i przemysłowej wobec możliwości, jakie otwiera polityka europejska (instrumenty regulacji unijnej Net Zero Industry Act – NZIA, procedury Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM oraz KPO i TCTF). Byłaby to odpowiedź na zagrożenia, jakie dla bezpieczeństwa technologicznego oraz energetycznego niesie aktualna polityka Chińskiej Republiki Ludowej. Proponowane przez Komisję Europejską nieśmiało działania na rzecz ochrony własnego przemysłu są spóźnione, a zagrożenie upadku europejskich branż zielonego przemysłu takich jak fotowoltaiki jest wysokie i dlatego wymagają pilnych działań wdrożeniowych.

W Polsce zasadniczo jest to obszar kompetencji Ministerstwa Rozwoju i Technologii, ale działania na rzecz przemysłu („manufacturing”) powinny być skorelowane z działaniami na rzecz inwestycji w wytwarzanie energii z OZE i zwiększania udziałów energii z OZE („deployment”) za który odpowiada Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ).

Do tej pory związek pomiędzy polityką przemysłową a polityką energetyczną (ta nie odwoływała się do przemysłu produkcji urządzeń dla OZE) był tylko luźny. Jedyną płaszczyzną dyskusji o przemyśle i energetyce z udziałem rządu były tzw. „porozumienia sektorowe” branż OZE z MKiŚ. Obecnie ministerstwo to ma związek z przemysłem OZE m.in. poprzez Departament Funduszy Europejskich, który nadzoruje realizację części przemysłowej KPO (działanie E1.1. na rzecz rozwoju przemysłu dla gospodarki niskoemisyjnej).

Zupełnie inaczej wygląda to na poziomie UE, gdzie w szczególności pandemia i wojna w Ukrainie doprowadziły do głębokiej współpracy komisarzy ds. energii oraz ds. spraw rynku wewnętrznego, co znalazło odbicie w szeregu inicjatyw na rzecz odbudowy europejskiego przemysłu OZE: KPO, REPower EU, NZIA i CBAM TCTF. Wyrazem współpracy są np. unijne strategie energii słonecznej i wiatrowej oraz inicjatywy przemysłowe (np. European Solar PV Industry Alliance – ESIA w zakresie rozwoju przemysłu PV czy „European local content”).

Analizy IEO wskazują na trudną sytuację europejskich i polskich producentów modułów PV, których zdolności produkcyjne są wykorzystane zaledwie w kilku procentach, pomimo faktu bycia przez Polskę jednym z liderów rynku fotowoltaiki Europy (Bruk-Bet, ML System, Selfa, Xdisc, Hanplast, JBG2, Unimot). Prowadzi to do spadku *local content* w polskich instalacjach PV (poniżej 25%), a środki inwestorów i środki publiczne wyciekają masowo do Azji.

Bez działań ze strony UE i rządów krajów członkowskich Chiny będą dążyć do zmaksymalizowania eksportu komponentów PV z wysokim śladem węglowym i trwałego uzależnienia Europy od ich dostaw. Będą się starać wykorzystywać okno czasowe przed wprowadzeniem przez Unię w roku 2026 granicznego podatku węglowego (CBAM). Zanim zostaną uruchomione nowe fabryki w Europie ogniw PV, może to doprowadzić do bankructw tych zakładów, które jeszcze funkcjonują, także w Polsce.

Dumpingowa polityka cenowa Chin, przy braku lub zbyt opieszalej interwencji ze strony UE, są w stanie wręcz zniszczyć w latach 2023-2024 obecny przemysł unijny. Warto zwrócić uwagę na fakt, że zaniżone ceny zniszczą także mniejsze firmy chińskie, zazwyczaj mające słabsze relacje polityczne z rządem oraz masowo korzystające z pracy przymusowej. Taka polityka może zniechęcić unijne nowe spółki celowe, które po roku 2025 planują uruchamianie nowych fabryk ogniw i modułów na nowych technologiach oraz polikrztemu (wlewki i płytki), opartych na niskim śladzie węglowym (CBAM wchodzi realnie w życie w roku 2026).

Na skutki polityki chińskiej w zapóźnionej w działaniach UE nie trzeba było długo czekać. Zależność od dostaw momentów z Chin przekracza 90%, a w przypadku ogniw sięga aż 99,7% i stale się powiększa. Ceny modułów PV przez 6 miesięcy spadły niemal o 50% do poniżej 16 eurocentów/W. W europejskich magazynach zalega 80 GW chińskich modułów, podczas gdy zapotrzebowanie rynku w tym i przyszłym roku wyniesie po 60 GW. Oczywiście po rozładowaniu w UE magazynów pełnych starych technologii PV, ceny modułów skoczą z obecnych 16 centów/W do co najmniej swojego maksimum z końca 2022 roku (30-32 centów/W), ale na tym nie skorzysta już część firm unijnych, która zawiesza swoją działalność. Tymczasem European Solar Manufacturing Council (ESMC) szacuje, że rzeczywisty koszt produkcji modułów w Chinach wynosi 25 centów/W.

Z tego względu 11 września 2023 roku ESMC skierowała na ręce przewodniczących Komisji Europejskiej i Parlamentu Europejskiego stanowisko, poparte także przez polski przemysł, z prorozwojowymi postulatami:

- wprowadzenie zachęt dla europejskich instalatorów i deweloperów projektów PV do włączania minimalnego udziału europejskiej produkcji (*local content*) w produktach sprzedawanych w Europie, od 10% obecnie do 40% w 2030 roku;
- udzielenie startupom (w celu mobilizacji inwestorów podtrzymania rozwoju nowych projektów przemysłowych) wsparcia w realizacji projektów, w szczególności dotacji na studia wykonalności i biznesplany oraz gwarancji bankowych dla spółek celowych (SPV).

W oczekiwaniu na skuteczne działanie instrumentów ochrony europejskiego przemysłu (NZIA, CMAB, TCTF) i wobec świadomości, że chiński dumping cenowy nie może trwać dłużej niż 2 lata, w Europie i Polsce są obecnie rozwijane projekty na rzecz uruchomienia w niedalekiej przyszłości (rok 2026) produkcji nowych technologii urządzeń dla PV, z perspektywą wdrożenia w latach 2025/2026 (dane ESMC, ESIA, szacunki autora). Łączne planowane zdolności produkcyjne wynoszą 46 GW/rok.

Kluczowe w te sprawie dla nowego rządu wydaje się skorelowanie polityki energetycznej i polityki przemysłowej oraz maksymalne przyspieszenie dostępu do funduszy UE, w tym KPO, na rozwój przemysłu produkcji urządzeń i komponentów dla OZE. Zbyt późne uruchomienie środków na wsparcie przemysłu oraz zbyt późne uwzględnienie zasad *local content* w zamówieniach publicznych na energię z OZE spowoduje, że gro środków unijnych na rozwój OZE (niemal 75% wartości dodanej) wycieknie do Azji, a polski rynek OZE będzie narażony na zakłócenia w dostawach.

Rekomendacje

- Zlecenie badania i monitorowania łańcucha dostaw dla OZE, wartości *local content* i zagrożeń dla rozwoju OZE i dla gospodarki z powodu uzależnienia od dostaw z krajów niedemokratycznych.
- Włączenie kwestii rozwoju krajowego przemysłu OZE do prac nad programem Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040).
- Zacieśnienie współpracy z ministerstw ds. gospodarki i ds. energii w ramach re-aktywacji niektórych porozumień sektorowych (np. PV) lub zainicjowanie tworzenia szerszego zespołu międzyresortowego, w tym pilne rozpoczęcie prac nad wdrożeniem rozporządzenia NZIA.

Literatura

- [1] Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, Dz.U. 2016 poz. 961, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20160000961>.
- [2] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, Dz.U. 2019 poz. 1839, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20190001839>.
- [3] Komisja Europejska, 2022, *REPowerEU. Przystępna cenowo, bezpieczna i zrównoważona energia dla Europy*, https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_pl.
- [4] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652, PE/36/2023/REV/2, Dz.U. L, 2023/2413, 31.10.2023, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?trk=feed_main-feed-card_feed-article-content&uri=OJ%3AL_202302413.
- [5] Ford, N., 2024, *Germany sees jump in wind installations as new laws hike activity*, Reuters Events, <https://www.reutersevents.com/renewables/wind/germany-sees-jump->

- wind-installations-new-laws-hike-activity?utm_campaign=NEP-31JAN24-New-letter-Wind%20EU&utm_medium=email&utm_source=Eloqua.
- [6] URE, 2023a, *Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 57/2023 o łącznej wysokości przyznanych rekompensat za rok 2022 w podziale na poszczególne sektory i podsektory energochłonne*, <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rekompensaty-sektorowe/wysokosc-przyznanych-re/11452,Informacja-Prezesa-URE-nr-572023-o-lacznej-wysokosci-przyznanych-rekompensat-za-.html>.
- [7] Ciula, R., Wiśniewski, G., 2024, *Potencjał elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych na terenie zakładu przemysłowego*, Instytut Energetyki Odnawialnej, <https://ieo.pl/en/potencjal-elektrowni-wiatrowych-i-fotowoltaicznych-na-terenie-zakladu-przemyslowego>.
- [8] Izba Energetyki Przemysłowej Odbiorców Energii, *Przemysł energochłonny apeluje o wsparcie polityką energetyczną rządu*, 2024, <https://iep.org.pl/news/przemysl-energochlonny-apeluje-o-wsparcie-polityka-energetyczna-rzadu>.
- [9] Sejm RP, 2023, Druk nr 72, *Poselski projekt ustawy o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła oraz niektórych innych ustaw*, <https://www.sejm.gov.pl/sejm10.nsf/druk.xsp?nr=72>.
- [10] Instytut Energetyki Odnawialnej, 2023b, *Projektowanie i optymalizacja systemu ciepłowniczego z OZE i magazynami ciepła. Wykorzystanie metodologii „digital twin” i modelowania TRNSYS*, <https://ieo.pl/pl/raporty-i-artkuly-ieo-oze-w-polskim-cieplownictwie/1638-test>.
- [11] Wiśniewski, G., 2021, *Największe zdziswienie 2021 roku – genialny plan, przypadek czy cud statystyczny w energetyce odnawialnej?* Blog „Odnawiany”, <https://odnawialny.blogspot.com/2021/12/najwieksze-zdziwienie-2021-roku.html>.