Wielka gra

Czy jesteśmy gotowi na zieloną rewolucję?

Warszawa 2021 r.

WYDAWCA:
Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych (OPZZ)
ul. Kopernika 36/40, 00-924 Warszawa
www.opzz.org.pl

WSPARCIE REDAKCYJNE:
Małgorzata Pawłowska

SKŁAD I DRUK:
Drukarnia Nowator sp. z o.o. sp.k.
ul. Siedlecka 192, Stok Lacki
08-110 Siedlce
www.nowator.com

© Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych

Wszelkie prawa zastrzeżone.
Komercyjne użycie materiałów wydanych przez Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych jest zabronione bez pisemnej zgody OPZZ.

ISBN 978-83-941277-2-5

Spis treści

Andrzej Radzikowski
Zmiany, których nie sposób uniknąć 5

1 *Jarosław Niemiec*
Nowy Zielony Ład czy ekoszwindel, czyli górnicy już widzą, co jest grane

1.1 Dlaczego ekoszwindel? 13
1.2 Nowy Zielony Ład – założenia a praktyka 14
1.3 Kto zapłaci za Nowy Zielony Ład? 16
1.4 Co z miejscami pracy, przyszłością polskiego ruchu pracowniczego i związków zawodowych? 18
1.5 Kilka uwag na temat umowy społecznej w sprawie górnictwa 22

2 *Marek Czarkowski*
Czy polska gospodarka i społeczeństwo są gotowe zapłacić wysoką cenę za ratowanie klimatu?

2.1 Nie oszukamy rzeczywistości 27
2.2 Historia określa wszystko 28
2.3 Czas atomu… i nadal węgla 33
2.4 Energia jest nam potrzebna jak tlen 37
2.5 Zmiany. Czy na pewno? 41
2.6 Pod pełną kontrolą 45
2.7 Chcemy dobrze, a wyjdzie jak zwykle 49
2.8 Dlaczego jestem sceptyczny? 63

3 *Tomasz Podgajniak*
Konsekwencje wdrożenia postanowień Europejskiego Zielonego Ładu dla polskiego sektora energetycznego

3.1 Podsumowanie zamiast wstępu 67
3.2 Europejski Zielony Ład – co to jest? 73
3.3 Geneza Europejskiego Zielonego Ładu 77
3.3.1 Kryzys naftowy z 1973 r. 77
3.3.2 Podwaliny polityki klimatycznej UE 81
3.4 Kontekst klimatyczno-ekologiczny 84

3.5 Polska za, a nawet przeciw ... 96
3.5.1 Klimat a sprawa polska ... 96
3.5.2 Zanieczyszczenie powietrza w UE i w Polsce ... 101
3.6 Polskie plany i wyzwania transformacji energetycznej ... 102
3.6.1 Założenia Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. ... 102
3.7 Co uwzględnia, a co pomija polska Polityka Energetyczna do 2040? ... 107
3.7.1 Unijne wyzwania ... 107
3.7.2 Plany a potrzeby ... 109
3.8 Ryzyka transformacyjne i konsekwencje systemowe ... 119
3.9 Czego możemy się obawiać najbardziej, a czego spodziewać z związku z polską transformacją energetyczną? ... 123

4 *Janusz Olszowski*
Czy musimy rezygnować z ogromnych środków, które sektor górniczy przez dakady odprowadzał do budżetu?

4.1 Wprowadzenie ... 127
4.2 Tablice i wykresy ... 131
4.3 Opis obciążeń ... 136
4.3.1 Podatki ... 136
4.3.2 Składki na ubezpieczenia społeczne i zdrowotne ... 144
4.3.3 Wpłaty na państwowe fundusze celowe Fundusz Pracy ... 146
4.3.4 Opłaty za korzystanie ze środowiska ... 150
4.3.5 Obciążenia związane z prowadzeniem działalności górniczej ... 155
4.3.6 Przepisy wspólne dot. opłat regulowanych Działem VII ustawy PGG ... 158
4.3.7 Inne obciążenia ... 162
4.4 Podsumowanie ... 163
4.5 Lista aktów prawnych ... 164

Materiały uzupełniające: załączniki do rozdziału 3

Załącznik 1. Kalendarium wybranych prac doprecyzowujących koncepcję Europejskiego Zielonego Ładu ... 167
Załącznik 2. Zasady i cele zrównoważonego rozwoju ... 173
Załącznik 3. Emisje CO_2 w latach 1990–2020: globalne, w poszczególnych regionach oraz krajach ... 182
Załącznik 4. Odnawialne źródła energii – energetyka wiatrowa ... 184
Załącznik 5. Czy energetyka atomowa to dobry kierunek transformacji? ... 190

Zmiany, których nie sposób uniknąć

Transformacja górnictwa i energetyki to dziś największe wyzwanie, przed jakim stoimy. Z jednej strony to szansa na lepsze życie, czystsze powietrze, wyższe zarobki, rozwój nowoczesnych gałęzi przemysłu i zmniejszenie dystansu dzielącego nas od wysoko rozwiniętych krajów Zachodu. Z drugiej — konieczność zaplanowania i realizacji przedsięwzięć, które będą wymagały wyrzeczeń ze strony tysięcy pracowników i ich rodzin. Jeśli okaże się, że rządzący nie przygotowali tego procesu jak należy, koszt zmian będzie bardzo wysoki. Jak sądzę, wszyscy mają tego świadomość. Powinniśmy wspólnie uczynić co możliwe, by uniknąć fatalnego scenariusza, w którym zapłacimy wysoką cenę, a korzyści okażą się mniejsze niż zakładano.

Wymaga to zaufania z obu stron. Rządzący winni uważnie wsłuchiwać się w postulaty i obawy strony społecznej i pracodawców, zaś związkowcy powinni wykazać zrozumienie dla wysiłku polityków i urzędników.

Wszyscy zaś musimy pamiętać, że proces ten jest rozciągnięty na dekady. Dziś jesteśmy na początku drogi i wielu z nas nie zobaczy jej końca. Naszym wspólnym obowiązkiem jest uczynić wszystko, by w przyszłości nasze dzieci i wnuki mogły powiedzieć: Oni dobrze wykonali swoje zadanie.

Nie jesteśmy ani pierwsi, ani ostatni, którzy muszą stawić czoła wyzwaniom. Historia ludzkości to historia tego, jak nauczyliśmy się wykorzystywać energię, by najpierw zapewnić sobie bezpieczeństwo, a następnie rozwinąć się i zbudować cywilizację, jaką znamy.

Bez energii elektrycznej produkowanej dzisiaj, głównie z węgla kamiennego, gazu ziemnego i ropy naftowej, współczesna cywilizacja nie mogłaby istnieć. Jak wyglądałby świat, gdyby jej zabrakło, jest przedmiotem zainteresowania czytelników powieści science fiction, scenarzystów i reżyserów filmowych oraz wąskiej grupy naukowców. Na ogół ich wizje określa się mianem apokaliptycznych.

Dziś, gdy jako kraj stajemy przed bardzo trudnym wyzwaniem dokonania głębokiej transformacji górnictwa i energetyki, jestem pewien, że mamy obowiązek upominania się, by owe procesy były realizowane sprawnie, możliwie najniższym kosztem społecznym

i z poszanowaniem praw mieszkańców regionów dotkniętych reformami. Szczególnie musimy zadbać o interesy mieszkańców Śląska. Przez dziesięciolecia region ten służył Polsce i dlatego mamy wobec niego zobowiązania.

Niestety, dotychczasowe doświadczenia nie napawają optymizmem. Reforma górnictwa realizowana w latach 1997–2001 przez rząd AWS doprowadziła do zwolnienia ponad 92 tys. górników, likwidacji ponad 20 kopalń i zmniejszenia poziomu wydobycia węgla. Jak podkreślali jej autorzy, była ona realizowana najszybciej na świecie — dwukrotnie szybciej niż reforma Margaret Thatcher w Wielkiej Brytanii w latach osiemdziesiątych XX wieku.

Na przełomie stuleci wielu ekspertów było przekonanych, że zasoby surowców energetycznych — węgla kamiennego, ropy naftowej i gazu ziemnego — się kończą, że czeka nas katastrofa.

Dziś wiemy, że tak się nie stanie. Odkryto nowe złoża, których eksploatacja będzie mogła trwać dekadami. I najważniejsze — dokonał się niezwykle szybki postęp w technologii, który umożliwia czerpanie taniej energii elektrycznej z wody, wiatru i słońca. Wielkie nadzieje wiązane są z rozwojem technologii wodorowych. Ogniwa paliwowe oparte o wodór już napędzają autobusy i ciężarówki. Wkrótce pojawią się na kolei i w przemyśle. Microsoft w tym roku testował zasilanie swych centrów danych takimi ogniwami. We Francji powstaje reaktor o nazwie ITER, który ma wykorzystywać fuzję termonuklearną do produkcji energii elektrycznej. Brytyjczycy planują w 2040 r. uruchomienie pierwszej elektrowni termonuklearnej o nazwie STEP. Rząd premiera Borisa Johnsona przeznaczył na ten cel 200 mln funtów. A to dopiero początek. Podobne plany mają Chiny, Korea Południowa, Rosja i Stany Zjednoczone.

Jeśli będziemy chcieli nadal rozwijać gospodarkę, jeśli jako społeczeństwo będziemy chcieli żyć lepiej i krócej pracować, to przyjdzie nam zapewnić dostęp do znacznie większych zasobów energii niż dziś. W połowie tego stulecia będziemy potrzebowali jej, dwa, a może nawet trzy razy więcej niż dziś. I przyznam, że nie znam planów, które mówiłyby, jak to osiągnąć. Jedyne, o czym się pisze, to konieczność zamknięcia kopalń węgla kamiennego i brunatnego w Polsce oraz konieczność budowy elektrowni atomowych.

Zastanawia mnie, dlaczego autorzy tych pomysłów nie wspominają o tym, co oznacza ich realizacja. Zamknięcie śląskich kopalń, to nie tylko utrata miejsc pracy przez górników. Zbędni okażą się pracownicy zatrudnieni w firmach zapewniających utrzymanie i funkcjonowanie tych zakładów. Część przedsiębiorstw produkujących maszyny i urządzenia wykorzystywane przy wydobyciu węgla kamiennego będzie musiała albo przejść proces głębokiej restrukturyzacji, albo upadnie. Negatywne konsekwencje dotkną wyższe uczelnie i instytuty naukowo-badawcze, które pracują

dziś na rzecz przemysłu wydobywczego. Wysiłki ich pracowników okażą się zbędne. Bo to budżet państwa i kopalnie finansowały ich badania.

Bogate kraje Unii Europejskiej, jak na razie, starają się utrzymać dotychczasową politykę ograniczania emisji dwutlenku węgla do atmosfery poprzez zmniejszenie wykorzystania węgla kamiennego i brunatnego w energetyce. Są też apele ekologów domagających się przeznaczenia większych środków na rozwój odnawialnych źródeł energii. Są opłaty za prawa do emisji CO_2, co jest równoznaczne z bezpośrednią ingerencję w rynek. W efekcie te ceny szybko rosną i gdy piszę te słowa przekroczyły już 50 euro za tonę dwutlenku węgla, co oznacza, że wkrótce zapłacimy wyższe rachunki za prąd. W konsekwencji może to doprowadzić do kryzysu w przemyśle. Przedsiębiorstwa będące dużymi odbiorcami prądu znajdą się w tarapatach, gdyż będą zmuszone do podniesienia cen produktów. A ponieważ niemalże wszystko we współczesnej gospodarce związane jest z energią elektryczną, czeka nas wzrost poziomu inflacji. Pewnie nie będzie ona dwucyfrowa, lecz gospodarstwa domowe ją odczują.

Jeśli nic się nie zmieni i ceny praw do emisji CO_2 będą nadal rosły, po roku 2030 możemy nagle zostać zmuszeni do pożegnania się z elektrowniami opalanymi węglem kamiennym i brunatnym. Nie sądzę byśmy jako kraj byli przygotowani na tak skrajny scenariusz. Odpowiedź na pytanie: Czy Polska jest w stanie szybko zastąpić tradycyjne surowce energetyczne nowymi źródłami energii? moim zdaniem brzmi: Nie. Nasz kraj już kilka razy ogłaszał plany budowy elektrowni atomowych. Ale czy do 2030 r. powstanie choć jedna? Realne są inne warianty: przebudowa istniejących elektrowni węglowych na opalane gazem, rozwój odnawialnych źródeł energii, powszechne wykorzystanie ogniw paliwowych opartych o wodór i import energii elektrycznej od sąsiadów.

Wyobraźmy teraz sobie, że obiecany niegdyś przez premiera Mateusza Morawieckiego milion samochodów elektrycznych znajdzie się na polskich drogach. Czy znamy, choć szacunki, dotyczące tego, ile megawatów każdego dnia będzie potrzebnych, by naładować akumulatory tej floty? Ile należałoby w Polsce wybudować stacji ładowania owych pojazdów? Dziś jednostanowiskowa stacja kosztuje od 3800 zł, w wariancie bardzo podstawowym, do nawet 13,5 tys. zł — w wariancie najbardziej ambitnym. Są i takie, za które trzeba zapłacić 260 tys. zł: trzystanowiskowe, z wielkim ekranem multimedialnym i innymi akcesoriami. Ostatecznie za zbudowanie tej infrastruktury zapłacą odbiorcy i byłoby dobrze, by mieli pieniądze. Innymi słowy, by mieli dobrze płatną i stabilną pracę.

Po wielu rozmowach z ekspertami, związkowcami reprezentującymi tak kopalnie, jak i elektrownie, pojawiła się myśl, że, w końcu może okazać się, iż bez rodzimego węgla ani rusz. Nie wydaje się by Polska, która dysponuje tak dużymi zasobami tego surowca, mogła łatwo zrezygnować z niego w energetyce. Zwłaszcza jeśli jedyną, bardzo mocną argumentacją jest zewnętrzny postulat ograniczenia emisji dwutlenku węgla.

Wiem, że wiele osób uzna ten pogląd za herezję. Przyznaję, nie jestem przekonany, czy jest on słuszny. Jednak nie możemy zamykać oczu na prosty fakt — nasz kraj nie jest dziś gotów do przeprowadzenia gwałtownej transformacji sektorów górniczego i energetycznego. Pomijając brak odpowiednich środków, brak nam realnych planów, których realizacja i tak będzie uzależniona od decyzji ośrodków zewnętrznych — w tym przypadku Komisji Europejskiej. Przecież wszelkie nadzieje oparte są o unijne dotacje, które pozwolą dokonać rewolucji. A co, jeśli owe środki okażą się niewystarczające? Albo tempo realizacji procesu transformacji okaże się zbyt wolne? Albo pojawią się inne okoliczności, których dziś nikt nie jest w stanie przewidzieć?

Jak już podkreślałem, dotychczasowe doświadczenia z transformacją górnictwa i energetyki w Polsce nie napawają optymizmem. Zmiany były konieczne, lecz ich cena zawsze okazywała się wysoka i dotyczyła głównie pracowników i ich rodzin. Co gorsza, musimy po raz kolejny podjąć wyzwanie, bo to, co dotychczas osiągnięto jest niewystarczające.

Politycy zawsze mieli problem z rzetelną prezentacją planów dotyczących zmian w obu tych sektorach. Zdarzało się, że stawały się one okazją do wydawania znacznych kwot na, delikatnie mówiąc, nie do końca przemyślane cele. Do legendy przeszła działalność powołanej w roku 2010 spółki PGE EJ 1, która miała przygotować inwestycję w pierwszą polską elektrownię atomową. W 2019 r. wiceminister energii Tadeusz Skobel odpowiadając na interpelację poselską Stanisława Tyszki, wyjaśnił, że w latach 2010–2018 koszty funkcjonowania tego podmiotu wyniosły 447 mln zł.

Zadania pozostały niezmienione do jedenastu lat: „realizacja zadań służących zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegające w szczególności na przygotowanie procesu inwestycyjnego i pełnienie roli inwestora w projekcie budowy elektrowni jądrowych". Spotkałem się z opinią, że do roku 2030 uda się w Polsce zbudować przynajmniej jedną elektrownię jądrową. W planach jest budowa trzech.

Rada Dialogu Społecznego jest dobrym miejscem wymiany poglądów między rządem, związkami zawodowymi i organizacjami pracodawców. Sprawy górnictwa i energetyki to jeden z ważnych tematów debaty publicznej. Od związkowców oczekuje się odpowiedzi na pytanie: Jaka jest ich opinia na temat planów rządowych? Jestem pewien, że wśród naszych członków, jak i członków pozostałych central związkowych, którzy są bezpośrednio zainteresowani przyszłością kopalń i elektrowni, jest zrozumienie dla potrzeby wprowadzenia zmian. Ale jest też wiele wątpliwości, wynikających z negatywnych doświadczeń.

Ludzie jeszcze pamiętają skutki reformy z lat 1997–2001. Wysokie, jak na tamte czasy, odprawy, wypłacane odchodzącym z zawodu górnikom, nie rozwiązały wielu problemów, za to stworzyły nowe. Pamiętają też wysokie bezrobocie, jakie panowało

w tych latach. I nic dziwnego, że obawiają się tego, co może się stać teraz. Rządzący powinni to rozumieć. Powinni wiedzieć, że wszelkie obietnice, jeśli nie zostaną dochowane, obniżą zaufanie pracowników do władzy, jaka by ona nie była.

Nie wszyscy mogli powiedzieć, że są beneficjentami zmian. Z czasem dostrzegliśmy, że obietnice i wiara w to, że kiedyś będzie lepiej, to za mało. Dlatego oczekujemy efektów. To trudność, z którą rządzący muszą sobie poradzić. Zwłaszcza, gdy przychodzi reformować tak ważne dziedziny gospodarki. I gdy, dosłownie, dotyka to każdego Polaka. Bo przecież wszyscy płacimy rachunki za prąd.

Nie możemy z góry zakładać złej woli ze strony rządzących. Co nie oznacza rezygnacji z uważnego patrzenia na ręce. Przypomnę tylko jak na początku grudnia 2015 r. premier Beata Szydło zapewniała podczas uroczystej Akademii Barbórkowej w Brzeszczach, że: „Polskie górnictwo jest potrzebne polskiej gospodarce", że otwiera się przed nim nowa szansa i perspektywa. Dodała, że zakłady górnicze muszą być doinwestowane i mieć perspektywy, by konkurować na rynkach światowych.

Od tego czasu zmieniło się wszystko. Dziś już nikt nie mówi o rozwoju górnictwa. Tematem jest odchodzenie od węgla i restrukturyzacja, o której rządzący sześć lat temu nie chcieli słyszeć. Podobnie rzecz się miała z pionową integracją, czyli łączeniem kopalń ze spółkami energetycznymi. W 2016 r. pomysł rządu był bardzo chwalony. Krytycy ostrzegali, że elektrownie mogą nie znieść ciężaru restrukturyzacji kopalń i same znajdą się w tarapatach. Przykładów podobnych zwrotów akcji w ostatnich dekadach było więcej. Mamy świadomość, że od samego mieszania herbata nie stanie się słodsza.

Dokumentem, który dla każdego, kto interesują się transformacją sektorów górniczego i energetycznego ma kluczowe znaczenie, jest sygnowana przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska „Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.". Zawiera nie tylko opis celów, które rząd chce osiągnąć, ale również wskazuje w jaki sposób zostanie to dokonane. Już na wstępie autorzy tego dokumentu przyznają:

„Istotny wpływ na kształtowanie krajowej strategii energetycznej ma polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej, w tym długoterminowa wizja dążenia do neutralności klimatycznej UE do 2050 r. oraz mechanizmy regulacyjne stymulujące osiąganie efektów w najbliższych dziesięcioleciach".

Innymi słowy to Komisja Europejska podyktowała nam warunki, a rząd premiera Mateusza Morawieckiego się na nie zgodził. Nie uważamy by była to zła decyzja. Lecz diabeł jak zawsze tkwi w szczegółach i to od nas zależy jak te zobowiązania zostaną zrealizowane.

Rząd ma ambitne plany. Padła propozycja by w Jaworznie, w województwie śląskim, spółka ElektroMoobility Poland za 5 mld zł zbudowała fabrykę samochodów elektrycznych. Model, który miałby być tam produkowany to Izera. Lokalizacja fabryki

nie jest przypadkiem. Mogliby znaleźć w niej pracę górnicy zwalniani z likwidowanych kopalń. Innym ciekawym pomysłem rządu jest stworzenie na Śląsku „Doliny Wodorowej" — zakładów produkujących sam wodór i ogniwa paliwowe. Wspomniał o tym premier Mateusz Morawiecki. Nie wiemy na ile jest to realne, lecz chodzi o ogromne, liczone w dziesiątkach miliardów złotych — inwestycje, które odmienią oblicze Śląska. Środki na realizację tych planów mają pochodzić z Brukseli, która powołała trzy nowe inicjatywy: Fundusz na Rzecz Sprawiedliwej Transformacji, System Sprawiedliwej Transformacji w ramach InvestEU oraz Nowy Instrument Pożyczkowy na Rzecz Sektora Publicznego. Łącznie w latach 2021–2027 do najbardziej potrzebujących europejskich regionów ma trafić od 65 do 75 mld euro. Śląsk ze swoimi problemami może ubiegać się o pieniądze z tego mechanizmu. I miejmy nadzieję, że tak się stanie. Rządowe szacunki wspominają, że do 2030 r. na krajową transformację energetyczno-klimatyczną ma zostać skierowane ok. 260 mld zł zarówno ze środków unijnych, jak i własnych. To poważna kwota, ale czy wystarczająca?

Chciałbym zwrócić uwagę na jeszcze jeden element. Polska gospodarka nie należy do najbardziej nowoczesnych i innowacyjnych w Europie. Co oznacza, że jej głównymi atutami są tania siła robocza, niskie ceny energii i niskie podatki.

Każda podwyżka kosztów sprawia, że jej konkurencyjność spada. A ceny energii elektrycznej będą tylko rosły. Dotknie to gospodarstwa domowe i przedsiębiorstwa.

Można byłoby ograniczyć negatywne skutki wzrostu kosztów, gdyby jednocześnie z transformacją górnictwa i energetyki dokonywał się proces przebudowy gospodarki w stronę większej innowacyjności i nowoczesności. Rządzący mówią o tym od lat, lecz nawet jeśli nakłady na ten cel znacząco wzrosły, to Polska nadal we wszelkich unijnych rankingach zajmuje czwarte lub piąte miejsce od końca.

Wysoko rozwinięte nowoczesne gospodarki zużywają znacznie więcej energii elektrycznej niż nasz kraj, lecz o dziwo nie zawsze rachunki za prąd są wyższe, a jeśli nawet tak się dzieje, to firmy i obywatele nie mają problemów z płatnościami. Dlaczego? Ponieważ lepiej zarabiają.

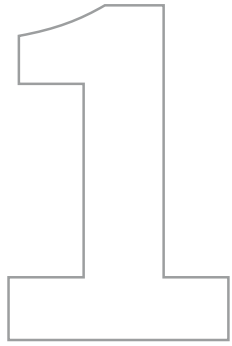
Jako związkowcy mamy wiele pytań i wątpliwości. Dlatego zwróciliśmy się do osób zajmujących się tymi działami gospodarki z propozycją, by przedstawili własne poglądy na zachodzące procesy. Nie sugerowaliśmy im niczego. Wiedzieliśmy, że mogą się różnić w ocenach. Osobie, która jest pewna, że najlepszym rozwiązaniem dla Polski jest jak najszybsze odejście od energetyki węglowej trudno uznać słuszność argumentów kogoś, kto uważa, że proces ten powinien być maksymalnie rozciągnięty w czasie, skoro mamy w kraju tak wiele pokładów tego surowca. Jeszcze inne stanowisko będzie prezentował związkowiec reprezentujący górników, dla których zamknięcie kopalni to prawdziwy dramat. Swoją opinię będzie miał inżynier związany z produkcją maszyn i urządzeń dla górnictwa. Nie możemy zapomnieć, że aby kopalnie sprawnie

funkcjonowały muszą korzystać z usług bardzo wielu specjalistycznych firm. Doszliśmy do wniosku, że najbardziej zbliżony do prawdy opis sytuacji, w jakiej się znaleźliśmy, powinien być mozaiką różnych opinii i poglądów. Nie przesądzając kto w tej debacie ma rację, chcemy dać szansę wszystkim.

Uznam, że cel tej publikacji zostanie osiągnięty, jeśli po lekturze pojawi się u czytelników refleksja nad tym, w jak złożonym i trudnym procesie uczestniczymy. Uświadomienie problemu, to pierwszy krok do jego rozwiązania.

Andrzej Radzikowski

Przewodniczący OPZZ



Jarosław Niemiec

Przewodniczący Związku Zawodowego
Pracowników Zakładów Przeróbki
Mechanicznej Węgla w Polsce „Przeróbka”

Nowy Zielony Ład czy ekoszwindel, czyli górnicy już widzą, co jest grane

1.1 Dlaczego ekoszwindel?

Niewątpliwy wpływ działalności człowieka na globalny klimat, powodujący pogorszenie warunków do życia, wymusza wszelkie rozwiązania ograniczające negatywne oddziaływania cywilizacji na środowisko naturalne, m.in. poprzez znaczne ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, w tym CO_2. To z kolei wskazuje, które gałęzie gospodarki muszą przekształcić się w bardziej neutralne dla klimatu. Wśród tych gałęzi jest przemysł oparty na paliwach kopalnych. Należy zwrócić uwagę na fakt, że spośród wszystkich gałęzi gospodarki za najważniejszą dla neutralizacji wpływu przemysłu na klimat uznano energetykę węglową. Dlaczego nie transport samochodowy? Dlaczego niesamolotowy transport Amazona, który emituje więcej CO_2 niż cała europejska energetyka węglowa? Dlaczego tak ważne jest zlikwidowanie górnictwa w Polsce, które stanowi 1,7 proc. górnictwa chińskiego? Dlaczego uznano, że węgiel rosyjski czy kolumbijski jest bardziej ekologiczny niż polski? Tylko dlatego, że jest tańszy? A jest tańszy dlatego, że jego wydobyciem zajmują się nisko opłacani pracownicy; że nie są przestrzegane normy ochrony środowiska; że nie istnieje tam pojęcie bezpieczeństwa pracy; że wydobycie węgla i handel nim w Kolumbii i Rosji bywa kontrolowany przez zorganizowane grupy przestępcze. A rosyjski węgiel dociera z Syberii do portów transportami wojskowymi.

Tak to wygląda z punku widzenia związkowca z jednej z kopalń w środkowej Europie. Którego co nieco nauczyły lata pracy. I który wie, że jeśli tona węgla kosztuje 50 proc. taniej, to nie ma to nic wspólnego z normalną konkurencją. Za to bardzo wiele z podejrzanymi interesami, których celem jest prywatyzacja zysków i uspołecznienie strat. Konsekwencją tego, jest zamykanie kopalń, które przestrzegają surowych norm i zasad oraz likwidacja miejsc pracy.

Tu nie chodzi tylko o pieniądze, choć mają one duże znaczenie, lecz o sferę przywilejów i komfortu, która jest wolna od wyrzutów sumienia, przyglądania się kosztom, jakie ponoszą ludzie, zapewniający ciężką pracą ów komfort i przywileje zamożnej klasie średniej strefy UE. W eleganckim towarzystwie fałszywą świadomość, że jest się ekoprzyjaznym określa się mianem greenwashing. A tak po prostu i populistyczno-wulgarnie — ekoszwindel.

1.2 Nowy Zielony Ład – założenia a praktyka

Proces, z którym mamy do czynienia w energetyce europejskiej nazwano Nowym Zielonym Ładem (NZŁ) lub transformacją energetyczną. Jego celem miała być neutralność klimatyczna, a wspólnym dobrem jakość środowiska i klimatu, w którym żyjemy. Często do nazwy tego procesu dodaje się przymiotnik sprawiedliwy/sprawiedliwa. Ma to sugerować społeczną solidarność, dzielenie się zyskami oraz kosztami transformacji. Sprawiedliwy Nowy Zielony Ład sugeruje, że będziemy mieli do czynienia z nowym systemem w globalnej ekonomii, którego efektem ma być utrzymanie ziemi w stanie zdatnym do dobrego życia naszego gatunku.

Warto, wobec tego, przyjrzeć się założeniom Nowego Zielonego Ładu i porównać do tego, co jest realizowane w praktyce. Należy uzmysłowić sobie, że w kategoriach ekonomicznych, ktoś będzie musiał za to zapłacić. Precyzyjnie rzecz biorąc, wiąże się z globalną redystrybucją dochodu na rzecz utrzymania dobra publicznego, a jeszcze dokładniej oznacza wzmocnienie systemu podatkowego i interwencjonizm państwa. W konsekwencji oznacza to odrzucenie, a przynajmniej znaczne ograniczenie dotychczasowej polityki wolnego rynku jako jedynego regulatora gospodarki i rozwoju cywilizacyjnego. Rysuje się więc jakże inna, można by rzec klasowa oś podziału. Jeśli przyjrzeć się Nowemu Zielonemu Ładowi, widać, że jest on wdrażany starymi metodami. Wielu związkowców reprezentujących górników i energetyków mówiło, że plan Balcerowicza[1] w tych obszarach nie może się powtórzyć. Niestety widzimy, że się powtarza.

Podstawowym problemem, jaki dotknie Polskę w procesie transformacji energetycznej, która jak się wydaje, jest już przesądzona, niezależnie od tego, pod jakimi hasłami będzie realizowana, oznacza konieczność zamykania kopalń i wygaszenia przemysłu wydobywczego w Polsce. Tak wynika z celów klimatycznych przedstawionych przez Unię Europejską. Wydaje się dogmatem nie do podważenia i chyba nawet górnicze związki zawodowe przyjęły to do wiadomości. Lecz nie takie dogmaty obalano, gdy ktoś dobrze zbadał temat.

Jest kilka przesłanek, które każą zastanowić się, czy na pewno należy wygaszać polską energetykę węglową tak szybko. Węgiel nie zniknie z europejskiego miksu energetycznego natychmiast po zamknięciu naszych kopalń. Póki co, do Polski napływa węgiel z importu, a o konieczności ograniczenia tego procederu nikt nie mówi. Jeszcze przez wiele lat węgiel będzie spalany w polskich i europejskich elektrowniach. Będzie to surowiec spoza Europy. Koszty przyrodnicze i społeczne takiego importu są ogromne. Wskazuje je Związek Zawodowy „Przeróbka" w swoim „Manifeście na rzecz sprawiedliwej transformacji energetycznej".[2]

---

[1] Plan Balcerowicza – program reform gospodarczo-ustrojowych, mających na celu odejście od gospodarki scentralizowanej i przejście do gospodarki rynkowej, którego realizacja rozpoczęła się 1 stycznia 1990 r. Nazwę tę utworzono od nazwiska głównego realizatora tych reform, Leszka Balcerowicza, ówczesnego wicepremiera i ministra finansów w rządzie Tadeusza Mazowieckiego.

[2] *Zob. https://nowyobywatel.pl/2020/09/04/manifest-zwiazku-zawodowego-przeobka/*

Dla nikogo nie jest tajemnicą, że chodzi o to, by węgiel był tani, nawet za cenę naruszania praw człowieka, pracownika i dewastacji kolejnych kluczowych obszarów przyrody. Jeśli więc odchodzimy od węgla, niech stanie się to na cywilizowanych warunkach, które mimo wszystko jeszcze w polskim górnictwie panują, choć bardzo wiele jest do poprawy. Być może proces ten wymaga ściągnięcia cugli, bo likwidatorów polskiego górnictwa za bardzo poniosły konie.

Należy zastanowić się czy realizacja Nowego Zielonego Ładu przynosi deklarowane efekty? Zarówno dane dotyczące zużycia węgla na świecie, realnego zużycia CO_2 przez gospodarstwa domowe krajów zaawansowanych w produkcji odnawialnej energii oraz instrument finansowy w postaci giełdy handlu emisjami, który trzeba nazwać patologicznym, budzą ogromne wątpliwości nie tylko wśród górników. Wątpliwości budzi brak wieloletniego planu transformacji, gdyż nieznana jest opinii publicznej jakakolwiek czytelna wizja polskiej energetyki. Dotychczasowe prognozy zużycia węgla przez światową gospodarkę nie wskazują na radykalną dekarbonizację gospodarek światowych.

Źródło https://www.carbonbrief.org/mapped-how-embodied-carbon-footprints-compare across-europe

Spadek zużycia węgla na świecie wyniesie więc do 2025 r. 357 mln ton, co oznacza spadek o zaledwie 4,6 proc. Przy tym wskaźniku wszelkie znane mi plany dla polskiego górnictwa jawią się jako skokowa likwidacja tej gałęzi gospodarki. Kolejną poważną wątpliwość, co do szybkiego odchodzenia od węgla budzi fakt, że Polska odpowiada za 0,9 proc. światowej emisji CO_2. Przy czym emisja CO_2 na świecie rośnie, mimo że zużycie węgla nieznacznie spadło. Ponadto emisja CO_2 *per capita* w Polsce wynosi 8,6 t, co daje wynik porównywalny z wolną od węgla Norwegią, a niższy od wyników krajów Beneluksu, Czech czy Niemiec.[3]

Jeszcze gorzej wygląda realizacja celów klimatycznych w świetle danych na temat śladu węglowego generowanego przez gospodarstwa domowe bogatych krajów

[3] https://wysokienapiecie.pl/15344-emisje-co2-rosna-zobacz-jak-wypada-polska/

Europy, które przecież deklarują bezemisyjną politykę energetyczną skierowaną na ochronę środowiska. Bez przesady można określić je jako porażające. Okazuje się, że ten wskaźnik dla takich krajów jak Dania czy Finlandia może być dwukrotnie wyższy niż dla Polski. Oczywiście jest to związane z wysokim poziomem konsumpcji, co jednoznacznie wskazuje, że Nowy Zielony Ład w obecnej formule ogranicza się do wypchnięcia produkcji wysokoemisyjnej poza UE. Biorąc pod uwagę tylko te dane, możemy śmiało powiedzieć, że to czysta forma greenwashingu. Nic bardziej nie zniechęca do realizacji założeń Nowego Zielonego Ładu jak rozbieżność pomiędzy deklarowanymi celami a ich realizacją opartą wyłącznie na wskaźnikach ekonomicznych, które — realnie rzecz ujmując — na dalszy plan odsuwają kwestie środowiskowe i społeczne.

1.3 Kto zapłaci za Nowy Zielony Ład?

Niestety, jak zwykle zanosi się na prywatyzację zysków i uspołecznienie kosztów. Radykalna przebudowa gospodarki opartej na węglu musi uwzględniać podstawowe interesy państwa i społeczeństwa, bez których NZŁ funkcjonuje tymczasem wyłącznie jako ekobiznes.

Na pierwszym planie pojawia się suwerenność energetyczna, o której przypomniano sobie przy okazji wyroku TSUE, nakazującego zamknięcie kopalni odkrywkowej w Turowie. Okazało się, że poza utratą wielu miejsc pracy, nagłe wstrzymanie wydobycia może skutkować ograniczeniem krajowej mocy. Rządowe strategie dotychczas dość ogólnikowo traktowały temat suwerenności. Trudno dziś powiedzieć, jakie źródła krajowej energii zastąpią węgiel. Z pewnością nie będzie to przestawienie bloków węglowych na gaz, który mamy tylko z importu i jesteśmy uzależnieni od dostawców. Wizje energetyki jądrowej są tyleż odległe, co kontrowersyjne. Tymczasem dekarbonizacja przyspiesza, a rozwój alternatywnych źródeł energii z pewnością nie nadąża za jej tempem. Zakładany czas na odejście od węgla wyznaczony na 2049 r. przy obecnych trendach może znacznie się skrócić.

Można oznajmić, że nie jest to zmartwienie związkowców, warto jednak przypomnieć, że póki co, górnicy nie są aż tak zbędni krajowi, jak to głoszą fani Margaret Thatcher. Tej samej, która podobnym sposobem uzupełniała importem zasoby węgla Wielkiej Brytanii, likwidując krajowe górnictwo, przy czym ten importowany surowiec pochodził z objętej stanem wojennym Polski. Nie przeszkadzało to wolnemu światu w robieniu interesów z łamiącą prawa człowieka Polską. Tak jak dziś nie ma przeszkód w sprowadzaniu węgla z łamiącej prawa człowieka Rosji, która przy okazji jest silnym, wpływowym sąsiadem i lubi mieć kontrolę nad energetyką. Tyle idee a polityczna i ekonomiczna rzeczywistość, w której utrzymanie suwerenności energetycznej będzie bardzo trudne. Rodzi to kolejne poważne następstwa dla państwa i obywateli.

Bezpieczeństwo energetyczne, stabilność systemu energetycznego, powszechna dostępność do energii dla wszystkich obywateli, są to standardy techniczno-cywilizacyjne, których dotrzymanie okazało się niemożliwe w regionach, gdzie zbyt entuzjastycznie

uznano technologie odnawialne za zupełnie wystarczające. Szczególnie rzuca się w oczy przykład Kalifornii, która postanowiła oprzeć się wyłącznie na energii z wiatru i słońca. Dziś Kalifornię dręczą susze i pożary m.in. dlatego, że swego czasu stawiano tam bez opamiętania wiatraki, których potężne fundamenty wycisnęły' resztki wód gruntowych i zamieniły w pustynię wielkie połacie tego stanu. Pożary na Zachodnim Wybrzeżu, które oglądamy dziś w telewizyjnych programach informacyjnych, to konsekwencje takiej polityki.

Kolejnym skutkiem jest konieczność czerpania dodatkowej mocy z energetyki konwencjonalnej, pod groźbą blackout'u, gdyż zwiększyło się zapotrzebowanie na moc z powodu coraz większego zapotrzebowania spowodowanego powszechnym stosowaniem urządzeń klimatyzacyjnych. Cel ekologiczny okazał się nie do spełnienia. Buńczuczne zapowiedzi władz stanu Kalifornia, że uda się w 100 proc. ograniczyć emisję gazów cieplarnianych można uznać za nadgorliwość. Jedno należy przyznać — rynek energii odnawialnej okazał się bardzo innowacyjny i stworzył w tym stanie wiele dobrze płatnych miejsc pracy. Nadal się rozwija i być może w przyszłości doprowadzi do przełomu. Na razie jednak, można patrzeć na to jako bardzo kosztowną inwestycję.

Stabilność systemu energetycznego jest szczególnym wyzwaniem dla udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym. Utrzymanie znormalizowanego napięcia w sieciach przesyłowych i ich obciążenia wymaga dopasowania źródła do odbiorcy. W przypadku braku mocy jest to spadek napięcia znamionowego poniżej normy, a w skrajnym przypadku blackout. W przypadku nadmiaru mocy pojawia się tzw. moc bierna pojemnościowa, co powoduje przepięcia, czyli wzrost napięcia ponad napięcie znamionowe. Skutki przepięć są znane wszystkim, bo powodują poważne uszkodzenia odbiorników. Oczywiście oba te zjawiska występują i reagować można na to jedynie poprzez źródła wymuszone, które można całkowicie kontrolować i ustawiać odpowiednie parametry. W pewnym zakresie napięcie można regulować poprzez autotransformatory, moc bierną ograniczyć poprzez dławiki indukcyjne, natomiast na istotne braki lub nadwyżki mocy jedynie poprzez regulację mocy źródła. Zastanawiające jest więc, dlaczego rząd postanowił podzielić sektor energetyczny na zasoby czyste, czyli przesył, dystrybucję i wytwarzanie, z którego wyłączono energetykę węglową, jako zasoby brudne.

Związkowcy postulowali wielokrotnie, by transformacja energetyczna była spójna, w której dekarbonizacja będzie ściśle powiązana z restrukturyzacją energetyki jako całej branży. Tymczasem polski węgiel „rzucono" na dziwny rynek, gdzie wewnątrz jednej grupy energetycznej dociskanej opłatami za emisję CO_2 toczy się bratobójcza walka pomiędzy tworzącymi ją jednostkami. Dystrybucja poszukując najtańszej energii wymusza ceny na wytwarzaniu, które obciążone kosztami ETS wywiera presję na obniżenie cen węgla w kopalniach. A te nie mają na kim zaoszczędzić i bez poważnych inwestycji nie są w stanie konkurować z węglem importowanym.

Na poważne inwestycje górnictwo nie dostało od lat ani złotówki, ponieważ banki odmawiały kopalniom jakichkolwiek pożyczek inwestycyjnych. Nie tylko spółkom

w fatalnej kondycji, ale także dobrze zarządzanej, efektywnej i przynoszącej z roku na rok zyski Bogdance. W takim scenariuszu koniec polskiego górnictwa wydaje się bliższy niż 2049 r. Alternatyw zaś nie widać. Nie będzie też łatwo o zapewnienie deklarowanej m.in. przez ministra klimatu i środowiska Michała Kurtykę powszechnej dostępności do energii. Wykluczenie energetyczne, które w Polsce wynosiło w 2019 r. 7,7 proc. w 2020 r. wzrosło z powodu pandemii do 21,4 proc.[4]

Trudno osiągnąć jakiekolwiek cele transformacji likwidując jedną z gałęzi energetyki i niewiele tworząc w zamian. Importowana energia, dziś tańsza, w przyszłości może okazać się znacznie droższa, jeśli Polska uzależni się od importu. Są to zagrożenia dla kraju i społeczeństwa, które niesie Nowy Zielony Ład, a o którym nie chcą słyszeć ani ekolodzy, ani tzw. eksperci. Związkowcy przypominają je zwykle, kiedy górnicy są obarczani winą za to, że stoją na drodze transformacji energetycznej, że odpowiadają za brudne powietrze i wysokie ceny prądu. Zazwyczaj są też ostro krytykowani jako roszczeniowi i egoistyczni, gdy ośmielają się bronić miejsc pracy i prowadzić negocjacje branżowe, czyli korzystać z jednego z podstawowych praw demokratycznych pracownika. To jedna z ostatnich branż zdolnych do takich negocjacji. Likwidacja górnictwa może więc mieć fatalne skutki dla całego ruchu związkowego i sytuacji pracowników w Polsce.

1.4 Co z miejscami pracy, przyszłością polskiego ruchu pracowniczego i związków zawodowych?

Czy może być gorzej? Chyba nie. Mamy w Polsce ogromny deficyt demokracji w dziedzinie dialogu społecznego i prawa pracowników do zrzeszania się oraz walki o swoje słuszne prawa. Uzwiązkowienie jest niskie, rola związków zawodowych coraz bardziej marginalizowana. W praktyce polscy pracownicy nie mają prawa do strajku. Strajk solidarnościowy czy generalny jest w ogóle w świetle prawa niemożliwy. Legalny strajk w zakładzie pracy można zorganizować po przejściu wielu długich procedur opisanych w ustawie o sporze zbiorowym. To oznacza, że można go zorganizować najwcześniej po miesiącu, a faktycznie trwa to kilka miesięcy, przy czym legalność nie oznacza, że w ogóle do niego dojdzie. Wolne i niezawisłe od demokracji i społeczeństwa sądy są bardzo uczynne dla biznesu i usłużnie potrafią zawieszać prawo do strajku, jako „zabezpieczenie przedmiotu sporu". Sądy, które mają stać na straży demokracji, złamały te zasady nie raz, np. zawieszając strajk w LOT. Prawo do strajku odbierali, kawałek po kawałku ci, którzy wspięli się do władzy po plecach robotniczej „Solidarności". W podziękowaniu odebrali swym kolegom podstawowe narzędzie walki o prawa pracownicze. W Kodeksie pracy dokonano zmian, które pozbawiły pracę jej społecznego charakteru i stosunek pracy uczyniły indywidualną relacją pracownika i pracodawcy. Tego pracodawcy, którego kiedyś nazywano zakładem pracy. Dziś nie prowadzi się wielkich sporów zbiorowych na linii rząd — związki zawodowe.

[4] https://biznes.interia.pl/finanse/news-pie-drastyczny-wzrost-ubostwa-energetycznego-w-polsce,nId,5237464

Przeszły bez większego sprzeciwu ustawy emerytalne, z wieloma niekorzystnymi dla pracowników rozwiązaniami. Większość grup zawodowych negocjuje osobno, bez wsparcia innych branż. W tej sytuacji umowa społeczna między rządem i górnikami jest dokumentem wyjątkowym i należało na wstępie przypomnieć pozycje negocjacyjne, żeby lepiej zrozumieć negocjacje i zapisy umowy.

Opinia publiczna otrzymuje dziś informacje o transformacji energetycznej, umowie społecznej i dekarbonizacji w formie zero-jedynkowej. Jeden przekaz mówi, że górnicy — truciciele chcą wydobywać węgiel na koszt podatnika za rzekomo wielkie pieniądze (przy czym barbórki i czternastki liczone są dwukrotnie, raz w średniej, a raz jako dodatkowa pensja) i wymusili szantażem na biednym rządzie haracz, czyli urlopy górnicze, wielkie odprawy i wiele innych przywilejów. Drugi przekaz jest taki, że furda zmiany klimatyczne, obronimy polski węgiel negując potrzebę ochrony klimatu. Jedno i drugie podejście prowadzi do nikąd, czyli dokładnie tam, gdzie życzą sobie potężne grupy interesów. Niestety oba podejścia są zwykle warunkami brzegowymi w dyskusji obu stron. Nie inaczej było w negocjacjach planu dla górnictwa. Jeszcze w 2019 r. myślano o podnoszeniu konkurencyjności na długie lata, podczas gdy lobby dekarbonizacyjne i nowy biznes OZE naciskały coraz mocniej. Trudno przypuszczać, by nie wiedziano, że polityka UE zmierza nieuchronnie do dekarbonizacji, uzasadnionej czy nie, to jeszcze wciąż kwestia sporna. O neutralności klimatycznej mówiono już wiele lat temu. Jeśli w 2010 r. Dania planowała kierunki eksportu energii z wiatraków, m.in. do Polski, to przewidywano taki właśnie scenariusz, jaki dziś się realizuje. Tego nie można było nie wiedzieć, ale można było ignorować, odsuwając problem w czasie, licząc, że na nas nie padnie i kto inny będzie musiał się z tym zmierzyć.

Umowę społeczną zaczęto negocjować naprawdę dopiero 25 września 2020 r., po proteście załogi w Polskiej Grupie Górniczej (PGG), która po raz kolejny stanęła przed groźbą upadłości. Do tej pory nie było ani zarysu planu, ani umowy. Podpisanie po pół r. umowy społecznej, która ma przez lata obowiązywać w transformacji energetycznej, to tempo iście ekspresowe. Powstaje tylko pytanie czy ta umowa jest rzeczywiście na lata czy jest to tylko alibi? Wiele wskazuje na drugą możliwość, bo trudno znaleźć zadowolonych. Nie jest to z pewnością układ win – win.

I znów jedni mówią, że górnicy dostali wielkie odprawy, i jest to niesprawiedliwe, bo gdzie indziej pracownik nie ma takich zabezpieczeń. Drudzy zaś mówią, że górnicy tanio sprzedali swoje miejsca pracy i ci drudzy mają niestety wiele racji. Zniknęły za to cele, którym to wszystko ma służyć. Górnicy w większości mają świadomość, że transformacja energetyczna jest nieuchronna, ale nie chcą by powtórzył się plan Balcerowicza.

Niestety alternatyw nie widać, choć umowę już podpisano. Jeden z zasadniczych postulatów dla sprawiedliwej transformacji wysunął ZZ „Przeróbka" domagając się tworzenia nowych miejsc pracy, w zamian za utracone w górnictwie, na warunkach zatrudnienia nie gorszych niż górnicze. Fundamentalne znaczenie dla prawidłowej transformacji z punktu widzenia państwa i społeczeństwa, zdaniem ZZ „Przeróbka" ma zastępowanie energii węglowej krajowymi źródłami OZE. Pozwoli to na zachowanie

suwerenności energetycznej i działania na rzecz zapewnienia odbiorcom pewnych i finansowo dostępnych dla każdego dostaw energii.

Póki co, w przestrzeni medialnej dominuje narracja o likwidacji i odprawach. Z jednej strony można zrozumieć postawę związków górniczych, bo wobec braku alternatywy usiłują one zachować jak najdłużej swoje zakłady pracy. Złośliwi twierdzą, że swoje związkowe stołki. Możliwe, ale utrata związkowych stołków oznacza dalszą degradację ruchu związkowego i pracowniczego, bo dziś kopalnie są jednymi z ostatnich bastionów zorganizowanych załóg robotniczych. Brak silnych związków zawodowych oznacza pogorszenie obecnie i tak złej sytuacji. Brak dialogu społecznego i reprezentacji pracowniczej oznacza erozję demokracji. Z tej perspektywy „przywileje" związkowców są naszym ostatnim zmartwieniem. Jedyną rozsądną alternatywą jest upodmiotowienie załóg górniczych w procesie transformacji energetycznej, co ładnie nazywa się partycypacją, a konkretnie oznacza, że transformacja powinna być dziełem samych górników. Jest to zgodne z podstawowymi ideami Nowego Zielonego Ładu. Udział związków zawodowych w zakresie tworzenia i kontroli miejsc pracy jest niezbędny i ambicją central związkowych powinno być zagwarantowanie ochrony związkowej dla pracowników przenoszonych z kopalń do innych branż. Przy malejącym stanie zatrudnienia w górnictwie i związanej z tym likwidacji kolejnych komisji zakładowych, jest to jedyna możliwość utrzymania uzwiązkowienia i reprezentacji pracowniczej w wieloletnim procesie transformacji energetycznej.

Z pewnością wiele szkód poczyniło wyznaczenie w dyskusji o Nowym Zielonym Ładzie osi podziału pomiędzy organizacjami ekologicznymi a energetyka węglową. Kiedy obie strony, mimo wszystko, zaczynają rozmawiać to okazuje się, że dialog jest możliwy i pojawiają się wspólne pomysły na sprawiedliwe społecznie rozwiązania realizujące cele klimatyczne. W obecnej sytuacji mamy na razie do czynienia z niepewnym społecznie i ekonomicznie planem, który nie zadowala też środowisk działających na rzecz klimatu, gdyż wiele działań jest pozorowanych. Krótko mówiąc, wszystko zmierza ku temu, że krajowy węgiel zostanie zastąpiony importem paliw kopalnych i gotowej energii. Z punktu widzenia pracowników oznacza to utratę miejsc pracy, więc odprawy dla górników można potraktować jako sprzedaż miejsc pracy. Cel klimatyczny również nie zostanie osiągnięty, bo zamiana krajowego węgla na węgiel czy gaz rosyjski nie oznacza zauważalnego ograniczenia emisji. Przy rosnących cenach uprawnień za emisję CO_2 oznacza to też podwyżki cen energii, co z kolei nie przybliża nas do ambitnego celu dostępności energii dla wszystkich obywateli.

Tu konieczna jest dygresja. Nie wiem ilu związkowców podziela taki punkt widzenia, aczkolwiek kilku poważnych i doświadczonych działaczy zapewniało mnie, że go podziela. Jest on taki, że bez określenia pewnych warunków brzegowych niemożliwe jest postulowanie rozwiązań zgodnych z ideą NZŁ. Ostatecznie rozstrzyga ekonomia i dlatego warunki brzegowe należy określać na gruncie ekonomicznym, wtedy wiemy, kto zyskuje, a kto traci i jak sprawiedliwie rozłożyć obciążenia, bo za korzyści z Nowego Zielonego Ładu trzeba zapłacić. Nie ma darmowego czystego powietrza. Jeśli chcemy

poprawy klimatu, musimy zrezygnować z konsumpcji w innych dziedzinach życia. Tymczasem nie ma tu żadnej relacji. Kraje, które mają niemal bezemisyjne gospodarki konsumują najwięcej CO_2 na gospodarstwa domowe. Brudna produkcja spychana jest w biedniejsze rejony świata, choć klimat nie ma granic. Normy ekologiczne stoją w sprzeczności i z celami klimatycznymi, i interesami wielu polskich branż, które nie mają alternatyw.

Obecnie nie tylko górnictwo, ale i rolnictwo ma ten problem. Stąd ich sprzeciw wobec piątki dla zwierząt, choć są zdecydowanie przeciwni hodowli przemysłowej i klatkowej zwierząt. Dlatego rodzi się pytanie czy Nowy Zielony Ład to ekoszwindel (jak to się modnie dziś mówi geenwashing)?

Możliwe, że gdyby górnicy dostali ofertę udziału w transformacji energetycznej na korzystnych warunkach, już dawno bylibyśmy na etapie realizacji. Dziś to ruch związkowy z wyprzedzeniem formułuje postulaty daleko wykraczające poza perspektywy rządu i zarządów spółek węglowych. Coraz śmielej wspomina się o udziale górników w wielkich inwestycjach publicznych w infrastrukturę poprawiającą jakość życia i jakość środowiska naturalnego, zachowania zasobów naturalnych, rozwój transportu kolejowego, roboty termoizolacyjne i inne mające na celu oszczędność energii. Mamy pomysły udziału spółek górniczych w rekultywacji terenów pogórniczych, przywracania i zachowania zasobów wodnych, rozwoju regionalnych sieci kolejowych.

Na naszym terenie LW „Bogdanka" alternatyw pracy dla górników nie ma, ale biorąc pod uwagę, że sieć kolejowa w zasadzie nie istnieje, ogromne tereny Polesia Lubelskiego mogą stać się naturalnym magazynem krajowych zasobów wodnych. Jest potencjał małej niekomercyjnej turystyki, polegającej raczej na szukaniu ciszy i kontaktu z naturą niż spektakularnych cudów natury. Można domagać się aktywnego udziału władz publicznych, dostatecznego wsparcia finansowego na inwestycje w tych obszarach, prowadzone przez lokalną społeczność i samych górników. To wymaga kolejnych umów społecznych dotyczących każdej spółki i każdego regionu z osobna, z pewnością wspartą centralnymi umowami czy dyspozycjami określającymi zasadę, że w miejsce przemysłu węglowego państwo oferuje alternatywy. Umowy te powinny zawierać gwarancje zatrudnienia, inwestycji i rzecz jasna - uczciwą kalkulację kosztów i zysków społecznych.

Im dłużej rozmawiamy o Nowym Zielonym Ładzie, tym więcej danych się nie zgadza. Należy uczciwie mówić o kosztach. Bez nowych form redystrybucji dochodów Nowy Zielony Ład nie ma prawa się udać. Wielka szkoda, że ta dyskusja zaczęła się dopiero wtedy, kiedy cały proces przebiega pod silną presją Unii Europejskiej. Wielka szkoda, że pewne aspekty Nowego Zielonego Ładu dopiero teraz przykuły uwagę opinii publicznej.

Mamy do czynienia z poważną transformacją przemysłu opartego na węglu, gdzie jedno stanowisko górnicze generuje, oszczędnie licząc, pięć miejsc pracy w swym otoczeniu. Transformacje gospodarcze, a NZŁ należy też uznać za taką, nie kojarzą się dobrze polskim pracownikom. Pracownicy zbyt dobrze pamiętają wczesne lata 90., kiedy reformy Balcerowicza gruntownie zredukowały polski przemysł, pozbawiając miejsc

pracy całe regiony. Górnictwo przeżyło kolejną restrukturyzację na przełomie wieków, gdy rząd Jerzego Buzka dokonał fatalnej i kosztownej likwidacji kopalń, co skończyło się dramatem regionu wałbrzyskiego, biedaszybami i odprawami, które wystarczyły na rok, a potem zaczęła się bieda, którą uwiecznił znany dokument „Serce z węgla”[5]. Nie w tym tkwi problem czy Nowy Zielony Ład czy węgiel, tylko w tym, kto na tym straci, a kto skorzysta.

1.5 Kilka uwag na temat umowy społecznej w sprawie górnictwa

Historia negocjacji umowy społecznej, jak na jej zakres i znaczenie, jest zaskakująco krótka, mało tego, można powiedzieć, że w negocjacjach już dzielono skórę na niedźwiedziu. Żaden związkowiec z pełną odpowiedzialnością nie może dziś powiedzieć, że cokolwiek zostało załatwione. Umowa społeczna została bowiem podpisana tylko pomiędzy związkami zawodowymi a rządem. Zasadnicze znaczenie ma proces notyfikacji przez instytucje UE, przy czym nie jest powiedziane, że umowa będzie notyfikowana w takim brzmieniu jak ją podpisano. Gwoli prawdy, trzeba powiedzieć, że negocjacje rozpoczęto nawet nie w tzw. deadline, ale wręcz zostały one wymuszone przez pewne fakty dokonane i prowadzone w niebywałym pośpiechu. Opracowanie planu likwidacji górnictwa i zabezpieczeń socjalnych dla pracowników, bo do tego w gruncie rzeczy ograniczono umowę społeczną trwało właściwie od 25 września 2020 r. do końca kwietnia 2021 r.

Biorąc pod uwagę, że od lat wiadomo było, z czym musimy się zmierzyć, nasuwa się pytanie na co czekano aż do 25 września 2020 r.? Plany transformacji energetycznej Unii Europejskiej znane były co najmniej od 15 lat. W 2010 r. wiedziała o tym np. Dania i z wyprzedzeniem planowała eksport energii wiatrowej do krajów, które będą odchodzić od węgla inwestując w produkcję i instalację wiatraków. W styczniu i lutym 2020 r. ciekawym zbiegiem okoliczności import bardzo taniej, choć w rzeczywistości mocno dotowanej energii wiatrowej był tak duży, że polskie bloki węglowe musiały bardzo ograniczyć moce i zapasy zwałów węgla rosły w zastraszającym tempie. Problemem stało się nawet magazynowanie węgla na zwałach.[6] To był pierwszy poważny kryzys, kiedy PGG zajrzało w oczy widmo upadłości, a spółki ekonomicznie silniejsze stanęły na skraju rentowności. Wszystko to działo się jeszcze przed pandemią koronawirusa, która w zasadzie w mniejszym stopniu odbiła się na górnictwie niż polityka dekarbonizacji. Należy też mieć na uwadze, że sroga — jak na obecne średnie klimatyczne — zima 2020/2021 nieco przedłużyła życie polskim spółkom węglowym. I tak jak w przypadku kopalni Turów, nie podjęto na czas rozmów o przyszłości węgla.

---

[5] Serial dokumentalny z 2001 r., emitowany w TVP2, opowiada o górnikach, którzy rezygnując z pracy godzą się wziąć odprawę i marzą o swoim interesie. Niestety wiekszość traci pieniądze i boryka się z problemem znalezienia pracy.

[6] https://nowyobywatel.pl/2020/02/19/najgorszy-wiatr-wieje-gornikom-w-oczy/

W tym miejscu warto przytoczyć historię negocjacji w sprawie bezpieczeństwa socjalnego górników i pracowników branży energetycznej.

5 lipca 2019 r. w Warszawie na posiedzeniu Komisji Trójstronnej ws. Bezpieczeństwa socjalnego górników związkowcy zgłaszają po raz pierwszy postulat: za miejsce pracy likwidowane w górnictwie żądamy porównywalnych miejsc pracy w innych branżach, za każdy kilowat energii zredukowanej z węgla, kilowat energii z krajowych źródeł OZE. Strona rządowa uspokaja, twierdzi, że jest to z „góry ukartowana robota określonych sił" i wskazuje jako winnych Gretę Thunberg i ekologów. Strona związkowa w znacznej części uspokojona twierdzeniami, że to urojenia ekologów, uznaje, że to postulaty „cudaków" i w zasadzie możemy fedrować jeszcze 100 lat i jeden dzień dłużej, tylko trzeba uciszyć tych ekologów.

21 stycznia 2020 r. w Katowicach na posiedzeniu Komisji Trójstronnej ws. Bezpieczeństwa socjalnego górników związkowcy mówią: Balcerowicz w energetyce nie może się powtórzyć. Strona rządowa przedstawia plany i wykresy zużycia węgla, zapowiada, że wszystko jest pod kontrolą, powołując się przy tym na niemoc wobec umów o wolnym handlu i ograniczaniu emisji CO_2 i jak zwykle ekologów. Niestety, na pytanie związków zawodowych o to, kto sprzedaje węgiel z importu spółkom Skarbu Państwa, powołują się na tajemnicę handlową chroniącą spółki prywatne. Okazuje się przy tym, że Węglokoks, który miał być narodowym operatorem importu węgla, jest dopiero na siódmym miejscu pod względem wolumenu obrotu. Rząd zapowiada zdecydowane działania w kierunku ograniczenia importu węgla, co — jak dziś wiadomo — jest nierealne w świetle umowy społecznej, która i owszem przewiduje pomoc spółkom Skarbu Państwa, ale przy uwzględnieniu cen węgla importowanego według wskaźnika ARA. W razie niedotrzymania wskaźnika cen i próby sprzedaży poniżej kosztów, pomoc publiczna jest niemożliwa.

ZZ „Przeróbka" zgłasza po raz pierwszy postulat taksonomii społecznej, czyli uwzględnienia praw pracowniczych i praw człowieka w zdecydowanie zaniżonych kosztach importowanego węgla. Strona rządowa w dalszym ciągu twierdzi, że jest w tej sprawie bezsilna wobec przemożnego wpływu „określonych sił", czyli w dalszym ciągu odwraca uwagę i obarcza winą Nowy Zielony Ład, który jak łatwo się dziś zorientować z ochroną klimatu niewiele ma wspólnego. O uwarunkowaniach technologicznych, ekonomicznych i, mówiąc wprost, o typowo giełdowej grze ceną emisji mówi się dość ogólnikowo, jakby była to siła wyższa, na którą Polska nie ma żadnego wpływu.

25 września 2021 r., po miesiącach stagnacji z powodu pandemii, po akcji protestacyjnej w PGG, przyjęto zarys umowy społecznej, która od razu spotkała się z krytyką załóg oraz środowisk negujących zmiany klimatyczne. Jak zwykle oś podziału ustalono jeszcze raz pomiędzy ekoterrorem a zwolennikami energetyki węglowej, ze świętym przekonaniem, że energetyka węglowa może u nas działać bez żadnych ograniczeń, o ile wygramy z ekoterrorem UE. Oczywiście ta oś podziału jest z gruntu fałszywa, bo nie decyduje w tej chwili cel klimatyczny, lecz twarda ekonomia. Kiedy strony zorientowały się, że to nie Greta Thunberg, ale właśnie twarda ekonomia zdecyduje o losie polskiego

górnictwa przystąpiono do pospiesznej negocjacji umowy społecznej bez gwarancji, że zostanie ona notyfikowana przez UE. Zakładając, że będzie notyfikowana, mimo wszystko umowę społeczną sprowadzono do zabezpieczenia socjalnego likwidowanej branży, bez jasnych alternatywę dla całych regionów górniczych. Ponadto nie jest jasny los Jastrzębskiej Spółki Węglowej (JSW) i Bogdanki, które w zasadzie obejmuje umowa społeczna, ale jako spółki ekonomicznie silne i przeznaczone do likwidacji, jako producenci węgla energetycznego, jako ostatnie, z datą zamknięcia produkcji określoną na 2049 r., w obecnej chwili nie są objęte żadnymi gwarancjami.

JSW posiadająca koncesję na węgiel koksujący jest ponadto ujęta w unijnym planie zachowania zasobów naturalnych. Jest to również pewien problem, bo produkcja węgla koksującego daje produkt uboczny, traktowany w tej technologii jako odpad, choć jest to odpad charakteryzujący się wysoką kalorycznością w klasie 19. i wyżej. To zwykle miały węglowe, które z powodzeniem można spalać w kotłach jako domieszki i sprzedane nawet za przysłowiową złotówkę zmniejszą koszty zagospodarowania odpadów.

Niestety, obie te spółki poddane twardej konkurencji rynkowej z węglem z importu, mogą nie przetrwać, gdy wymaga to ograniczenia kosztów produkcji do cen porównywalnych z węglem rosyjskim czy kolumbijskim, co dziś oznacza poziom poniżej rentowności. W związku z tym organizacje związkowe w JSW i LWB wystąpiły z postulatem gwarancji zatrudnienia. Takie gwarancje podpisano już w JSW na 10 lat, w LWB negocjacje trwają.

Nawet przy założeniu, że umowa społeczna zostanie notyfikowana na szczeblu UE, są poważne wątpliwości co do tego, że będzie ona w jakikolwiek sposób zabezpieczała długookresowo interesy branży górniczej. Wątpliwości te budzą opracowania dotyczące algorytmów wygaszania górnictwa, które z jakiegoś powodu nie zostały udostępnione związkowcom i opinii publicznej. Bazując jedynie na przeciekach i urywkach informacji z opracowań firm audytowych i konsultingowych sporządzających algorytmy dekarbonizacji oraz na coraz brutalniejszym działaniu instrumentu finansowego handlującego emisjami CO_2, można stwierdzić, że liniowa oś czasu dekarbonizacji polskiego przemysłu może nagle stać się wykładniczą i koniec górnictwa w Polsce nastąpi znacznie wcześniej niż zapisano to w umowie społecznej. Wydaje się, że dopiero teraz zaczęto poważnie myśleć o przyszłości polskiej energetyki, kiedy zajrzało nam w oczy widmo szybkiej likwidacji, kiedy okazało się, jakie zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego stwarza zamknięcie choćby jednej dużej kopalni w Turowie. Tak czy inaczej, wymaga to aktywnej polityki państwa, krytycznej oceny obecnego modelu transformacji energetycznej i radykalnej zmiany paradygmatów ekonomicznych. Paradygmaty te nie mogą być ostateczną instancją, kiedy dobro publiczne i społeczne należy postawić ponad zyski rynków finansowych, a te oczywiście bez walki pola nie oddadzą.

Zdecydowanie umowa społeczna w sprawie górnictwa nie kończy sprawy. W takiej formie i brzmieniu wydaje się dokumentem, który ma stanowić alibi dla stron, że coś w sprawie transformacji zrobiono. Poważna dyskusja na ten temat dopiero przed nami i o ile wcześniej ją zaczniemy, tym lepiej. Jak na ironię, sprzymierzeńcami górników stały się ostatnio organizacje społeczne postulujące cele klimatyczne, ale tylko w ramach

tzw. sprawiedliwej transformacji i jednymi z postulatów tychże organizacji okazały się postulaty stabilnego zatrudnienia i dobrych stanowisk pracy dla pracowników odchodzących z górnictwa.[78]

Daje to pole do zdecydowanie bardziej otwartej i merytorycznej dyskusji oraz opracowanie nowej wizji Nowego Zielonego Ładu. Wizji, w której zarówno cele klimatyczne, jak i suwerenność energetyczna oraz dobro polskich pracowników mogą zostać harmonijnie pogodzone. Sprawa energetyki i górnictwa nie jest bowiem zmartwieniem tylko tych branż. Skutki nieodpowiedzialnej i chaotycznej polityki w tej sprawie odczuje całe społeczeństwo, a koszty są łatwe do przewidzenia: wzrost bezrobocia, degradacja regionów górniczych, uzależnienie energetyczne i wzrost cen energii poza kontrolą polskich władz. Nowy Zielony Ład o ile ma być rzeczywiście nowy, nie może być realizowany starymi metodami znanymi z lat 1990-2001.

7 https://magazynkontakt.pl/transformacja-energetyczna-musi-byc-odgornie-koordynowana/

8 https://wiez.pl/2021/03/02/zanim-wedka-i-ryba-staw-czyli-jak-przeprowadzic-transformacje-energetyczna/

2

Marek Czarkowski

Dziennikarz Tygodnika „Przegląd". W przeszłości związany m.in. z I Programem Polskiego Radia, Studiem Reportażu i Dokumentu Polskiego Radia oraz TVP 3. Autor licznych publikacji prasowych poświeconych tematyce gospodarczej i międzynarodowej. Zajmował się tematami wykorzystania środków unijnych, energetyką, przemysłem naftowym i gazowym. W Polskim Radiu był autorem programów i reportaży poświeconych sprawom społecznym. Autor dwóch książek: „Wielka Kumulacja. Hazard, polityka i EURO 2012" oraz „Legislacja. Kulisy afery hazardowej".

Czy polska gospodarka i społeczeństwo są gotowe zapłacić wysoką cenę za ratowanie klimatu?

2.1 Nie oszukamy rzeczywistości

Gdybym tę część książki pisał w roku 2020, wszystko wyglądałoby inaczej. Ceny węgla kamiennego, ropy naftowej i gazu ziemnego były niskie. Wiosną rząd premiera Mateusza Morawieckiego zgodził się przyjąć i zrealizować założenia Europejskiego Zielonego Ładu. Komisja Europejska przyjęła tę decyzję z ulgą, gdyż Polska krytycznie odnosiła się do ogłoszonych przez nią planów.

W pierwszych trzech kwartałach 2020 r. górnictwo węgla kamiennego w naszym kraju poniosło stratę w wysokości 3,35 mld zł. Pandemia gwałtownie zahamowała wzrost gospodarczy i wszyscy obawiali się wybuchu wielkiego kryzysu.

Dziś jest odwrotnie. Ceny węgla kamiennego wystrzeliły w górę i osiągnęły najwyższy poziom od 2008 r. Jeśli cena tony tego surowca w Rotterdamie sięga dziś 135-145 dolarów, i nic nie wskazuje, by gwałtownie spadła, to polscy górnicy z optymizmem patrzą w przyszłość. Bo kto odpowiedzialny będzie likwidował przynoszący dochody interes?

Spotkałem się nawet z pomysłem uruchomienia kopalni w Wałbrzychu. Był to pierwszy w naszym kraju region górniczy, w którym zamykano zakłady i który najbardziej ucierpiał z tego powodu. A dziś wygląda na to, że wydobycie węgla znów może się tam opłacać. Dlatego trudno będzie przekonać Polaków do zamykania kopalń i daleko idących wyrzeczeń.

Może tak się stać, mimo że w XXI wieku stanęliśmy przed wielkim wyzwaniem. Jeśli rabunkowo będziemy wykorzystywali zasoby surowcowe ziemi, to naszą cywilizację czeka katastrofa. Naukowcy od lat ostrzegają przed globalnym ociepleniem. Dowodzą, że zachodzące zmiany klimatyczne doprowadzą do podniesienia poziomu wód oceanicznych, wzrostu temperatury, wymierania licznych gatunków zwierząt i wielu innych negatywnych zjawisk. Od lat kurczy się pokrywa lodowa Oceanu Arktycznego, topnieją lodowce Grenlandii i jest coraz więcej obaw o utrzymanie czapy lodowej Antarktydy. Te regiony naszej planety działają jak wielki klimatyzator. Stabilizują temperaturę planety. Niestety sytuacja szybko się pogarsza.

Jeśli nic nie zrobimy, pod wodą znajdą się Nowy Jork, Londyn i inne wielkie miasta położone na wybrzeżach. Mieszkańcy regionów objętych suszą ruszą w poszukiwaniu

miejsc, w których panują lepsze warunki do życia. Fale migrantów będą liczyły nie miliony, a dziesiątki milionów ludzi. Wybuchną wojny o wodę.

Pożary pustoszące kraje basenu Morza Śródziemnego, Australię czy Kalifornię są konsekwencją globalnego ocieplenia. Choć nie jest to jeszcze katastrofa, która może zdarzyć się w przyszłości.

W grudniu 2019 r. Komisja Europejska przedstawiła państwo członkowskim Unii szereg inicjatyw pod nazwą Europejski Zielony Ład — nazywany też czasem Nowym Zielonym Ładem, którego celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej naszego kontynentu do 2050 r.

Przeznaczono na ten cel 1,8 bln euro, co choć jest kwotą imponującą, to z pewnością niedostateczną. W przyszłości musi zostać ona zwiększona. Część z niej przypadnie Polsce.

14 lipca 2021 r. Komisja Europejska przyjęła liczący 4000 stron pakiet wniosków ustawodawczych, zakładający dostosowanie polityki klimatycznej, transportowej, energetycznej i podatkowej dla osiągnięcia celu, jakim jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych netto do 2030 r. o co najmniej 55 proc. w porównaniu z poziomem z r. 1990. Nazwano go „Fit for 55". W ocenie urzędników, działania te mają kluczowe znaczenie dla realizacji celów określonych w Europejskim Zielonym Ładzie.

Lecz czy te ambitne założenia są realne? Obawiam się, że będzie z tym problem. Słychać już głosy, że „Fit for 55" może doprowadzić do upadku europejską gospodarkę, a na pewno wywoła poważne napięcia i protesty społeczne. Jeśli do nich dojdzie, reformy, o których mowa, będzie można zrealizować jedynie z użyciem siły.

Transformacja polskiego górnictwa i energetyki jest tylko jednym z dziesięciu priorytetów, które Polska, jako członek Unii Europejskiej, przyjęła i zgodziła się realizować w kolejnych dekadach. Czasu jest coraz mniej. A my nie jesteśmy gotowi.

Jestem dziennikarzem, więc moją uwagę częściej przyciągają niepowodzenia niż sukcesy. Polskie górnictwo i energetyka wielokrotnie w przeszłości dostarczały nam wszystkim negatywnych przykładów. Zwłaszcza, gdy rządzący ogłaszali kolejne fundamentalne reformy i brali się za ich realizację.

Wiele wskazuje na to, że i tym razem będzie podobnie. Uważam, że nie jesteśmy przygotowani na to, co nas czeka. Szumnymi hasłami nie oszukamy rzeczywistości. A za popełnione błędy zapłacimy wszyscy.

2.2 Historia określa wszystko

Nic nie dzieje się przypadkiem. Nasza historia bywa opisywana jako historia wojen, władców, odkryć geograficznych, nauki i kultury. Lecz jest to także historia energii, która poczynając od ognia, poprzez parę i elektryczność na energii termojądrowej kończąc ukształtowała nas i naszą cywilizację. Bez umiejętnego wykorzystania energii jako gatunek niczego byśmy nie osiągnęli.

Początki były skromne. Milion lat temu, nad rozległą afrykańską równiną zapadał zmierzch. Stada zwierząt przypominających antylopy majestatycznie przemieszczały się w stronę pobliskiej rzeki. Z oddali niosły się głosy ptaków. Na porośniętych drzewami i wysoką trawą wzgórzach, w wyżłobionej przez wodę jaskini, zebrała się grupa przypominających małpy stworzeń. Kiedyś ich gatunek zostanie nazwany Homo gautengensis. Byli naszymi praprzodkami.

Dorośli osobnicy mieli około metra wysokości i ważyli nie więcej niż 50 kilogramów. By przeżyć, musieli unikać potężniejszych drapieżników. Nie byli bez szans. Korzystali z prymitywnych kamiennych narzędzi i umieli rozniecić ogień. Żyli ze zbieractwa i tego, co udało się upolować. Tamtego dnia w jaskini rozniecili ognisko, by upiec resztki zabitej antylopy i bezpiecznie spędzić noc. Drapieżniki zamieszkujące okolicę bały się ognia…

W latach czterdziestych XX wieku Jaskinią Wonderwerk — tak dziś nazywa się to miejsce — położoną między Danielskuil i Kuruman w Północnej Prowincji Przylądkowej w RPA zainteresowali się naukowcy. W wydobywanej z niej materii, którą miejscowi rolnicy traktowali jak naturalny nawóz, odkryli artefakty należące do żyjących setki tysięcy lat temu przodków człowieka. Stanowisko okazało się tak bogate, że pod koniec lat siedemdziesiątych XX wieku w Jaskini Wonderwerk ruszyły zakrojone na szeroką skalę badania archeologiczne, które trwają do dziś. Ziemia powoli odkrywała swe tajemnice. W r. 2015 znaleziono tu najstarsze ślady użycia ognia przez praprzodków ludzi. Były to fragmenty spalonych kości i szczątki roślin liczące około miliona lat.

W Izraelu w miejscu zwanym Gesher Benot Ya'aqov naukowcy także odkryli resztki spalonego drewna i nasion sprzed prawie 790 tys. lat, co sugeruje, że także inni nasi przodkowie świadomie korzystali z ognia. I choć jest wiele niewiadomych, naukowcy są zgodni — ta umiejętność miała ogromny wpływ na ewolucję człowieka.

Nad ogniskiem można było upiec zdobycz, ogrzać się i zadbać o bezpieczeństwo. Opalona i ostrugana kawałkiem krzemienia końcówka kija stawała się prymitywną dzidą, z którą można było polować i bronić się przed drapieżnikami. Umiejętność rozniecania ognia wyróżniała naszych praprzodków. Energia, która uwalniała się w wyniku spalania, i którą nauczyli się posługiwać, zapewniła im przewagę ewolucyjną.

Uczeni przypuszczają, że dzięki lepszemu odżywianiu się, z czasem mózgi naszych przodków zwiększyły swą objętość. Stali się wyżsi, bardziej muskularni. Lepiej przystosowani do panujących warunków

Jeden z mitów starożytnych Greków głosił, że tytan Prometeusz ulepił człowieka z gliny pomieszanej z łzami. Wyposażył go w duszę pochodzącą z niebiańskiego ognia, którego kilka iskier ukradł z rydwanu boga Heliosa. Lecz człowiek był słaby. Nie miał siły, by bronić się przed dzikimi zwierzętami. Nie rozumiał praw rządzących przyrodą.

Prometeusz, chcąc pomóc ludziom, wykradł ogień i przemycił go w pustym wnętrzu łodygi kopru. Uczył ludzi umiejętności posługiwania się nim. Nauczył wytapiania i obróbki metali, wytwarzania uzbrojenia, uprawy roli, budowy domów, czytania i pisania.

Troskliwość Prometeusza nie spodobała się Zeusowi, który uważał korzystanie z ognia za przywilej bogów. Obawiał się, że ludzie mogą zagrozić jego potędze. Na jego rozkaz tytan został przykuty do skały Kaukazu. A co dzień przylatywał orzeł, który wyjadał mu wątrobę.

Mit ten dowodzi, że już starożytni Grecy rozumieli znaczenie ognia dla rozwoju ich cywilizacji. Wiedzieli, że umiejętność wykorzystania energii ukształtowała i zbudowała potęgę człowieka. Tak jest do dziś. Rozumiemy, że jeśli chcemy się szybko rozwijać, gospodarczo i społecznie, a w konsekwencji także cywilizacyjnie, będziemy zużywali coraz więcej energii.

Mieszkańcy Ameryki Środkowej — Olmekowie, Majowie, Aztekowie i Inkowie nie znali koła. Posługiwali się ogniem, w stopniu o wiele skromniejszym niż mieszkańcy innych kontynentów. Nie mając zwierząt pociągowych, budowali miasta i świątynie wykorzystując siłę ludzkich mięśni. Sztuka wytopu metali była im znana, lecz ta umiejętność dotyczyła głównie złota. A z tego metalu nie sposób wykonać skutecznego na polu walki oręża. O czym rdzenni mieszkańcy obu Ameryk przekonali się boleśnie, gdy w XVI wieku zetknęli się z Hiszpanami. Ci, by zdobyć złoto, na szeroką skalę używali stalowych mieczy i broni palnej.

W Azji Mniejszej i Azji Centralnej i na obszarze subkontynentu indyjskiego już kilka tysięcy lat temu ludzie wykorzystując ogień produkowali metalowe przedmioty codziennego użytku. Początkowo z miedzi i brązu, następnie z żelaza. Zwykle była to broń — miecze, topory, noż, lecz z czasem pojawiły się narzędzia rolnicze, rzemieślnicze, kuchenne. Rosła wydajność rolnictwa, rósł poziom życia ludzi zamieszkujących te obszary. Powstawały i rozwijały się cywilizacje.

Identyczna ewolucja dokonała się w Chinach. Przy czym mieszkańcy Państwa Środka dokonali wielu ważnych odkryć technicznych, które do Europy zawitały po stuleciach.

W sztuce wytopu brązu nie mieli sobie równych. Za czasów dynastii Shang panującej w dolinie rzeki Huang He 1600 lat p.n.e. odlewali wspaniałe naczynia rytualne Ding w formie trójnogu z dwoma uchwytami. W ogromnych ilościach produkowali z brązu broń. Archeolodzy, badający terakotową armię z grobowca pierwszego cesarza Chin Qin Shi Huanga, który żył w latach 251–210 p.n.e., znaleźli tysiące wytwarzanych seryjnie grotów włóczni i strzał. Ostrza niektórych mieczy pokryte były chromem. Proces chromowania został wynaleziony na Zachodzie w latach 20. ubiegłego wieku. Chińskie miecze mimo upływu czasu zachowały ostrość i wyglądały tak, jakby niedawno wyszły spod ręki płatnerza. Szczytem rozwoju technologii produkcji uzbrojenia ponad dwa tysiące lat temu były standaryzowane mechanizmy spustowe kusz, których elementy doskonale pasowały do siebie i można było je łatwo wymieniać. Dzięki temu naprawy tej broni były bardzo proste. Amerykańscy producenci karabinów i rewolwerów wpadną na ten pomysł dopiero w XIX wieku.

Chińczycy dzięki sprawnej administracji, wzorowej organizacji produkcji i umiejętnego wykorzystania energii zbudowali imperium, które, zdaniem niektórych historyków, było

potężniejsze niż Imperium Rzymskie. To nie Europejczycy wynaleźli proch strzelniczy. Nie wynaleźli też armat – czyli broni palnej. Kompas, którym posługiwali się włoscy, portugalscy, hiszpańscy i angielscy żeglarze to także wynalazek chiński, który przywędrował do Europy Jedwabnym Szlakiem. My jedynie udoskonaliliśmy ich osiągnięcia. By to osiągnąć, potrzebowaliśmy czasu, surowców i oczywiście energii. Bardzo dużo energii.

Zasada ta z całą mocą objawiła się w Europie na przełomie średniowiecza i renesansu. Mieszkańcy Europy Zachodniej wycinali całe połacie lasów, by mieć czym palić w kominkach i kuźniach. W efekcie już w XVII wieku w tej części naszego kontynentu wielkie kompleksy leśnie szybko znikały pod ciosami toporów. Drewno potrzebne było do budowy statków handlowych i wojennych, a węgiel drzewny do masowej produkcji przedmiotów z żelaza.

Z węgla kamiennego, na większą skalę, zaczęto korzystać w Wielkiej Brytanii na początku XVIII wieku. Dlaczego? Lasy w Anglii zostały wytrzebione.

Węglem kamiennym początkowo ogrzewano pomieszczenia. Z czasem stał się on paliwem wykorzystywanym do ogrzewania kotłów parowych, dzięki którym możliwe stało się napędzanie maszyn służących do osuszania kopalń węgla kamiennego.

Pierwszy silnik parowy Thomasa Newcomena opatentowany został w 1705 r.. Nam wydałby się prymitywny, ale wtedy to była niezwykła maszyna. Jego twórcę nazwano w Wielkiej Brytanii „ojcem rewolucji przemysłowej".

Później pojawiły się silniki parowe napędzające maszyny w fabrykach. Pierwszą udaną konstrukcją była maszyna parowa opatentowana przez angielskiego inżyniera i wynalazcę Jamesa Watta w r. 1769.

XIX wiek nazwano później wiekiem pary i elektryczności. Dzięki nowym wynalazkom rozwój przemysłu w Wielkiej Brytanii, Francji, Niemczech, a następnie w Stanach Zjednoczonych nabrał niezwykłego tempa.

Powszechny dostęp do taniej energii umożliwił masową, a więc względnie tanią, produkcję dóbr konsumpcyjnych. Szybko podnosił się też poziom życia ludności. Społeczeństwa europejskie, które w XIX wieku nie dotrzymały kr. ówczesnym liderom postępu, do dziś nie odrobiły tego dystansu. W tamtym czasie, gwałtownie wzrosło zapotrzebowanie na węgiel, który stał się nie tylko powszechnie stosowanym źródłem ciepła, ale też podstawowym paliwem dla statków morskich, lokomotyw kolejowych i elektrowni.

Pod koniec XIX wieku rozwinął się przemysł energetyczny. Pierwsze żarówki, nadające się do użycia, pojawiły się w r. 1878 w Stanach Zjednoczonych i Wielkiej Brytanii. Pierwsze generatory prądu wyprodukowano we Francji już w 1870 r. Pierwszą na świecie elektrownię zbudował Thomas A. Edison w Nowym Jorku przy ulicy Pearl Street 257 w r. 1882. Posiadała sześć generatorów prądu stałego, z których każdy napędzany był silnikiem parowym o mocy 125 KM. Kotły produkujące parę były opalane węglem.

W tamtym czasie niemieccy, francuscy, brytyjscy i amerykańscy inżynierowie zauważyli, że silniki elektryczne są mniej skomplikowane i bardziej trwałe od silników parowych. Przy niewielkich gabarytach dysponowały większą mocą i były o wiele prostsze w produkcji. W XX wieku zaczęły dominować w przemyśle dzieląc się sławą z silnikami spalinowymi.

Autorem pomysłu silnika spalinowego, napędzanego przez gaz spalany w mieszance z powietrzem, zapalanym przy pomocy iskry, był żyjący na przełomie XVIII i XIX wieku francuski chemik i wynalazca Philippe Lebon. Pierwszy użyteczny silnik spalinowy zbudował w 1860 r. Étienne Lenoir, Belg z francuskim paszportem. Paliwem był gaz spalany w miejskich latarniach. Pierwszy napędzany nim pojazd powstał na bazie wozu konnego. Były to skromne początki światowej motoryzacji.

Na przełomie 1852 i 1853 r. mieszkający we Lwowie Ignacy Łukasiewicz i Jan Zeh otrzymali naftę metodą frakcjonowanej destylacji. 31 lipca 1853 r. pierwsza, skonstruowana przez Łukasiewicza lampa naftowa oświetliła wystawę apteki Piotra Mikolascha, w której pracowali obaj wynalazcy. Tego dnia narodził się przemysł naftowy w Polsce. Pierwszą kopalnię ropy naftowej Łukasiewicz uruchomił w 1854 r. w Bóbrce k. Krosna. Ropę wydobywano ręcznie, wiadrami, a następnie w beczkach transportowano do destylarni. W Stanach Zjednoczonych pierwsze kopalnie ropy naftowej pojawiły się cztery lata później. Dzięki wydobyciu i przeróbce ropy naftowej wyrósł koncern Standard Oil założony przez Johna D. Rockefellera.

W Rosji bracia Ludwig Nobel, Alfred Nobel (późniejszy wynalazca dynamitu i fundator nagrody swego imienia) oraz Robert Nobel 15 maja 1878 r. założyli firmę Petroleum Production Company Nobel Brothers Limited, w skrócie — Branobel i rozpoczęli eksploatację złóż naftowych w Baku.

Pod koniec XIX wieku, w dzisiejszej stolicy Azerbejdżanu pracował inżynier Witold Zglenicki, który opracował technologię podmorskiego wydobycia ropy naftowej. Bez tego rozwiązania, zapewniającego dziś wydobycie surowca z morskich platform wiertniczych, nasza cywilizacja nie przetrwałaby kilku miesięcy. Zglenicki pod koniec życia był właścicielem jednego tysiąca hektarów terenów roponośnych w okolicach Baku i 220 ha na Morzu Kaspijskim. W testamencie, którego kopia znajduje się w Płockim Archiwum Państwowym, część majątku zapisał Kasie im. Mianowskiego, której celem było wspieranie rozwoju polskiej nauki i kultury. Z jej środków korzystali m.in. Maria Konopnicka, Oskar Kolberg i Zygmunt Gloger. Nigdy później polscy naukowcy i przedstawiciele kultury nie mogli liczyć na tak hojne wsparcie.

Pomyślność Kasy im. Mianowskiego zakończyła w 1917 r. rewolucja październikowa. Władza radziecka znacjonalizowała tereny roponośnie w Baku i skończył się dopływ pieniędzy. Do historii odeszła też spółka Branobel, która na przełomie XIX i XX wieku skutecznie konkurowała ze Standard Oil Johna D. Rockefellera.

Wiek XX przyniósł upowszechnienie energii elektrycznej. Dzięki temu możliwy stał się rozwój przemysłu ciężkiego, co z kolei wymusiło zwiększenie produkcji węgla

kamiennego, który stał się podstawowym surowcem energetycznym w pierwszej połowie XX wieku. Nie był to jeszcze czas ropy naftowej i gazu ziemnego.

Impulsem do rozwoju przemysłu petrochemicznego stała się I wojna światowa i decyzja brytyjskiej Admiralicji, by okręty wojenne Jej Królewskiej Mości były napędzane silnikami spalinowymi.

Węgiel kamienny miał być zastąpiony olejem napędowym i benzyną. Początkowo silniki spalinowe instalowano na mniejszych jednostkach. W II wojnie światowej na morzach i oceanach dominowały już pancerniki i lotniskowce wyposażone w potężne napędzane mazutem, wolnoobrotowe jednostki.

Wojna zrodziła też wynalazek, który radykalnie odmienił oblicze świata — bombę atomową. Od chwili, gdy w 1938 r. niemieccy fizycy Otto Hahn, Lise Meitner i Fritz Strassmann odkryli zjawisko rozszczepienia jądra atomowego, uczeni zrozumieli, że ta reakcja otwiera możliwość uwolnienia gigantycznej ilości energii. Świat wkroczył w erę atomu. 2 sierpnia 1939 r. Albert Einstein wysłał specjalny list do prezydenta Roosevelta, w którym ostrzegał go przed możliwością powstania nowej broni o nieznanej do tej pory sile rażenia. Einstein obawiał się, że nazistowskie Niemcy jako pierwsi wykorzystają potencjał kryjący się w rozpadzie jądra atomowego.

2.3 Czas atomu… i nadal węgla

Nie brak osób, które uważają, że obok wykorzystania odnawialnych źródeł energii, jednym ze sposobów rozwiązania problemów związanych ze zmianami klimatycznymi jest energetyka jądrowa. Dziś w trzydziestu krajach świata pracuje ponad 440 reaktorów dostarczających około 16 procent energii elektrycznej.

Znacznie więcej prądu wytwarzają siłownie, w których paliwem jest węgiel kamienny. Działają one w 78 krajach świata. I planowana jest budowa nowych. Nawet w takich państwach jak Egipt i Arabia Saudyjska. Najwięcej elektrowni węglowych ma powstać w Chinach. Inne kraje, które stawiają na węgiel to Indie, Turcja, Wietnam, Indonezja, Bangladesz, Japonia i Republika Południowej Afryki.

W przeszłości wielkie nadzieje pokładano w energetyce jądrowej. Prąd miał być tani a elektrownie bezpieczne. Pierwszy reaktor uruchomiono 2 grudnia 1942 r. w budynkach stadionu uniwersyteckiego Alonzo Stagg Field w Chicago. Zbudowano go z kostek grafitowych i uranowych. Było to dzieło zespołu naukowców kierowanego przez włoskiego fizyka Enrico Fermiego. Pracowali oni w Programie Manhattan, którego celem była budowa bomby atomowej. Fizycy wiedzieli, że energia wyzwolona w wyniku reakcji łańcuchowej może być wykorzystana także w celach pokojowych. Powstanie pierwszej elektrowni atomowej było kwestią czasu. Została ona oddana do użytku 1 czerwca 1954 r. w Obnińsku, miejscowości położonej ok. 100 km od Moskwy. Miała moc 36 MW, z czego tylko 5 MW było przetwarzane na energię elektryczną.

Brytyjczycy pierwszą swoją elektrownię jądrową uruchomili 17 października 1956 r. w Calder Hall. Amerykańska elektrownia w Shippingport w stanie Pensylwania ruszyła dopiero 26 maja 1958 r.

W latach pięćdziesiątych ludzie wierzyli, że energetyka jądrowa błyskawicznie zmieni świat. A tania energia elektryczna będzie powszechnie dostępna w nieograniczonej ilości. Przewidywano, że samochody napędzane silnikami spalinowymi zostaną zastąpione samochodami o napędzie elektrycznym. Wielkie miasta miałyby być zasilane energią elektryczną pochodzącą z elektrowni jądrowych. Zmienić miał się też transport cywilny.

Wojskowi szykowali plany budowy samolotów i statków o napędzie nuklearnym. Pochodzący z Makowa Mazowieckiego, uczestnik Programu Manhattan, amerykański admirał Hyman G. Rickover nadzorował budowę pierwszego okrętu podwodnego o napędzie atomowym — USS Nautilus, który wszedł do służby 30 września 1954 r.

Związek Radziecki nie mógł być gorszy. Jego pierwszy okręt podwodny o napędzie atomowym K19 zwodowano 8 kwietnia 1958 r. W kolejnych latach do atomowego wyścigu dołączyły Wielka Brytania i Francja.

Rosjanie także rozwijali swoją energetykę jądrową. Głównie ze względu na olbrzymie odległości między ośrodkami przemysłowymi i złożami surowców energetycznych. Istniejące centra przemysłowe na Uralu czy w Donbasie korzystały z bliskości złóż węgla kamiennego i innych surowców, takich jak ruda żelaza i inne metale. Energetyka jądrowa zapewniła w ZSRR rozwój Moskwy i Leningradu. A także pozwoliła na powstanie nowych centrów przemysłowych na Syberii i dalekiej Północy. Kosztami tych przemian nikt w ojczyźnie światowego proletariatu się nie przejmował. Dziś rosyjskie elektrownie jądrowe zapewniają około 21,0 proc. zapotrzebowania. Ponad 50 proc. energii elektrycznej w Rosji pochodzi z elektrowni gazowych i węglowych, a niecałe 20 proc. wytwarzana jest w elektrowniach wodnych. Reszta to odnawialne źródła energii.

Na świecie, zwłaszcza w krajach Trzeciego Świata, w latach pięćdziesiątych i sześćdziesiątych XX wieku budowano nowe elektrownie opalane węglem. Były względnie tanie i można je było szybko zbudować. Przemysł potrzebował energii. A im szybciej rozwijał się dany kraj, tym więcej jej zużywał.

Stany Zjednoczone, Wielka Brytania, Francja, Niemcy i Japonia postawiły na rozwój energetyki jądrowej. Koszty były wysokie, lecz w grę wchodził też prestiż.

Państwa mniej zamożne, jeśli pozwalały na to warunki naturalne, budowały elektrownie wodne. Dobrym przykładem jest Egipt, który w latach 1960–1970 zbudował, z pomocą ZSRR, Wysoką Tamę Asuańską, jedną z dwóch dużych tam na Nilu, w pobliżu miasta Asuan. Moc uruchomionej elektrowni wodnej to 2100 MW.

W Stanach Zjednoczonych symbolem roseveltowskiego New Dealu stała się budowa Zapory Hoovera na rzece Kolorado w latach 1931–1935. Moc tamtejszej elektrowni to 2080 MW. Dla porównania, największa na świecie elektrownia wodna — chińska Zapora

Trzech Przełomów dysponuje dziesięć razy większą mocą — 22,5 tys. MW. Budowano ją w latach 1993–2008.

Chiny jako kraj, który od lat osiemdziesiątych XX wieku bardzo szybko się rozwijał, potrzebował i nadal potrzebuje, ogromnych ilości energii. To nie przypadek, że w pierwszej dziesiątce największych elektrowni wodnych świata, aż cztery znajdują się w Państwie Środka. Chińczycy wybudowali u siebie także kilka potężnych elektrowni węglowych i nie mają zamiaru z nich zrezygnować. Przeciwnie, w nadchodzących latach energetyka węglowa będzie w tym kraju rozwijana. Dlaczego? Bo jest tania. W 2020 r. Chiny oddały do użytku aż 38,4 GW nowych mocy, których źródłem był węgiel. Zdaniem Agencji Reuters to ponad trzykrotnie więcej niż reszta świata. Największa w Chinach i na świecie, elektrownia węglowa Tuoketuo znajduje się w Togtoh na terenie Mongolii Wewnętrznej. Dysponuje mocą 6720 MW. Produkowany przez nią prąd zasila Pekin. Chińczycy wiedzą, że jeśli chcą utrzymać wysokie tempo rozwoju i zawalczyć o gospodarczą dominację na planecie, będą potrzebowali jeszcze więcej elektrowni.

Podobne założenia przyświecają władzom Korei Południowej. Cztery potężne elektrownie jądrowe: Kori, Wolseong, Hanbit i Hanul dysponują łącznie mocą 22 441 MW. Dwie z nich są rozbudowywane, planowana jest też budowa elektrowni Cheonji. Z powodów ekologicznych Koreańczycy chcą zamknąć najstarsze elektrownie węglowe w kraju i postawić na odnawialne źródła energii. Mają też plany budowy potężnych pływających po morzu elektrowni słonecznych oraz pływających elektrowni atomowych!

To jest możliwe. W 2019 r. w Petersburgu, Rosjanie oddali do użytku jednostkę Akademik Łomonosow, na pokładzie której znalazły się dwa 35-megawatowe reaktory atomowe niskiej mocy. Pierwsza w świecie pływająca elektrownia atomowa — w Polsce natychmiast ochrzczona Pływającym Czarnobylem — została zacumowana w pobliżu miasta Pewek w Czukockim Okręgu Autonomicznym, by zapewnić dostawy prądu mieszkańcom regionu oraz działającym tam firmom wydobywczym. Rząd rosyjski planuje zbudowanie wielu takich jednostek i wykorzystanie ich na dalekiej północy Syberii.

Tajwan to jeden z gospodarczych azjatyckich tygrysów, którego zapotrzebowanie na energię elektryczną rośnie z roku na rok. Na wyspie działa Taizhong, jedna z największych na świecie elektrowni węglowych. Kraj dysponuje też trzema elektrowniami jądrowymi: Guosheng, Jinshan, Maanshan. Przy czym podstawą tamtejszej energetyki nadal pozostaje ropa naftowa i gaz ziemny. Wyspa pozbawiona jest złóż surowców energetycznych i musi je sprowadzać. Dlatego większość energii elektrycznej produkowana jest z importowanego węgla, ropy naftowej i gazu ziemnego. W ostatnich latach władze Tajwanu zaangażowały poważne środki w badania nad energią termojądrową oraz wodorowymi ogniwami paliwowymi. Realizowane są też programy bardziej efektywnego wykorzystania energii elektrycznej i odnawialnych źródeł energii.

W takiej samej sytuacji jest Japonia, która także sprowadza surowce energetyczne, a w przeszłości była liderem, jeśli chodzi o pokojowe wykorzystanie energii jądrowej. W tym kraju działała największa elektrownia jądrowa na świecie Kashiwazaki-Kariwa

o mocy 7965 MW. Powstała w latach 1980–1985. Została wyłączona po trzęsieniu ziemi w 2007 r. Po inspekcji urzędnicy zamknęli ją na 21 miesięcy. Po kolejnym trzęsieniu ziemi w marcu 2011 r., które zniszczyło elektrownię Fukushima-Daiichi, Kashiwazaki-Kariwa po raz kolejny została zamknięta i nie wiadomo, czy kiedykolwiek zostanie uruchomiona.

Japonia przez dekady rozwijała energetykę jądrową, zapewniając tamtejszemu przemysłowi i mieszkańcom prąd. Przed katastrofą w elektrowni Fukushima-Daiichi japońskie elektrownie atomowe wytwarzały 33 proc. energii elektrycznej w kraju. Po tym wydarzeniu wszystkie zostały wyłączone, po czym część reaktorów, z zachowaniem wysokich norm ostrożności, została ponownie uruchomiona. Na początku 2020 r. jedynie 7,5 proc. energii elektrycznej w Japonii pochodziło z elektrowni atomowych. Japończycy, podobnie jak Niemcy, mogli sobie na to pozwolić, gdyż kraj należy do światowych liderów, jeśli chodzi o poszukiwania nowych rozwiązań w energetyce. A japoński przemysł, obok przemysłu Stanów Zjednoczonych i Chin, to absolutna światowa czołówka. Co czasem prowadzi do nieoczekiwanych zdarzeń. Gdy w 2020 r. z powodu pandemii COVID-19 i wprowadzenia ograniczeń w produkcji — głównie stali, samochodów i innych towarów przemysłowych — gwałtownie spadło zapotrzebowanie na prąd, na Japońskiej Giełdzie Energii Elektrycznej cena jednej kilowatogodziny wyniosła 0,01 jena. Czyli w liczącym ponad 125 mln mieszkańców, wysoko uprzemysłowionym i rozwiniętym technologicznie kraju, energia elektryczna była prawie za darmo! Według danych Banku Światowego roczne zużycie energii elektrycznej na jednego mieszkańca w Japonii jest trzy razy większe niż w Polsce.

Obywatelom wysoko rozwiniętych krajów wydaje się, że żyją w świecie, w którym prąd nie jest niczym nadzwyczajnym. To niedostrzegalny element naszego życia, zapewniający bezpieczeństwo — dzięki oświetleniu ulic, zasilaniu szpitali i wszystkich systemów łączności obsługujących mieszkańców wielkich miast. Bez dostaw energii elektrycznej nie działałby internet. Stałe dostawy energii zapewniają funkcjonowanie ważnych instalacji wojskowych, szpitali itp. Równie oczywisty wydaje nam się powszechny dostęp do benzyny, oleju napędowego, gazu ziemnego, a w przyszłości — wodoru. Bez tych nośników energii nie istniałby nowoczesny transport.

Bez gazu nie sposób wyobrazić sobie funkcjonowania nowoczesnych mieszkań i domów. Chodzi nie tylko o kuchnie gazowe i piecyki. Mieszkania, całe bloki i osiedla są ogrzewane systemami zasilanymi gazem. Miejskie elektrociepłownie zasilanie tym surowcem produkują zarówno energię elektryczną, jak i ciepłą wodę służącą ogrzewaniu domów.

Energia elektryczna pochodząca z elektrowni zasilanych węglem kamiennym i brunatnym to nie tylko nasz problem. Kraje Unii Europejskiej przyjęły założenie, że do połowy XXI wieku znikną ostatnie kopalnie i elektrownie korzystające z tych surowców. Lecz, moim zdaniem, jest to coraz mniej realne. Zwłaszcza, że Azja, Afryka i obie Ameryki nie mają zamiaru rezygnować z węgla kamiennego w energetyce. Rosja także, na razie, nie ma takich planów. I to one, a nie Europa, są odpowiedzialne za rosnącą emisję gazów

cieplarnianych. Dzieje się tak dlatego, że mieszkańcy Chin, Indii, Brazylii, Argentyny, Stanów Zjednoczonych, Kanady chcą żyć lepiej. Dlaczego więc mają zrezygnować z taniej energii elektrycznej?

2.4 Energia jest nam potrzebna jak tlen

Na co dzień nie zastanawiamy się nad tym. Przywykliśmy do powszechnej i łatwo dostępnej energii elektrycznej, jak do powietrza, którym oddychamy. Jedynie w opowieściach dziadków słyszeliśmy o wieczorach spędzanych przy świecach i lampach opalanych naftą. Noc spędzona przy ognisku czy trzaskające w kominku drwa, to dziś element luksusu, a nie przykra konieczność. Nie znamy innego świata. Dla większości Polaków lampy naftowe i miasta pogrążone w mroku to historia równie odległa, co bitwa pod Grunwaldem. Dostrzegamy wagę problemu, gdy na skutek, awarii nagle w domu zgaśnie telewizor, padnie komputer i zrobi się ciemno. Zaczyna się wówczas poszukiwanie zapałek, świeczek i latarek, których zazwyczaj nie ma. Bo kto dziś trzyma w domu takie drobiazgi?

Sytuacja staje się poważniejsza, gdy gwałtowna burza powali drzewa na sieci przesyłowe albo gdy piorun uderzy w stację transformatorową. Lub kilku niezbyt uważnych, uzbrojonych w koparkę budowlańców, przypadkiem zniszczy kabel dostarczający prąd na osiedle. Albo, tak jak 17 maja 2021 r., na skutek błędu człowieka, doszło do wyłączenia 10 z 11 bloków Elektrowni Bełchatów i w konsekwencji utracono 3,6 GW mocy z zakładu, który dostarcza ok. 20 proc. energii elektrycznej, produkowanej w naszym kraju. Na szczęście, taka sytuacja zdarzyła się pierwszy raz i miejmy nadzieję, że się nie powtórzy.

Zapomnieliśmy, jak w roku 1973 kraje arabskie będące członkami OPEC nałożyły embargo na dostawy ropy naftowej do Stanów Zjednoczonych, Holandii i Danii. Była to reakcja na zbrojny konflikt Egiptu i Syrii z Izraelem nazwany Wojną Jom Kipur. Izrael wyszedł z tej konfrontacji zwycięsko, lecz Europę Zachodnią, Stany Zjednoczone i Japonię dotknął poważny kryzys gospodarczy. Cena baryłki ropy naftowej wzrosła z 2 do 35 dolarów. Amerykańskie stacje telewizyjne pokazywały dantejskie sceny rozgrywające się na stacjach benzynowych, gdy rozwścieczeni właściciele krążowników szos walczyli między sobą o miejsce w kolejce do dystrybutorów. Zdarzało się, że sięgano po broń i ginęli ludzie. Z powodu kilku galonów benzyny. We Francji, Wielkiej Brytanii, Włoszech i Hiszpanii braki paliwa także okazały się dotkliwe.

Zbiegło się to w czasie z odkryciem wielkich złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Syberii. Nie brakuje opinii, że przedłużyło to żywot Związku Radzieckiego o kilkanaście lat. Dochody płynące ze sprzedaży ropy naftowej i gazu, pozwoliły w latach osiemdziesiątych XX wieku utrzymać przy życiu nie tylko nieefektywną gospodarkę ZSRR, ale cały obóz państw socjalistycznych w Europie, Kubę oraz bliższych i dalszych sojuszników Moskwy na świecie.

W drugiej połowie lat siedemdziesiątych ubiegłego wieku Polska odczuła skutki kryzysu naftowego. Nie chodziło o problemy w dostawach ropy naftowej z krajów arabskich, lecz o wzrost oprocentowania kredytów, które ekipa Edwarda Gierka zaciągała na Zachodzie. Problemów z dostępem do benzyny nie było, bo działał już rurociąg Przyjaźń. Zaczęło za to brakować energii elektrycznej. Rządowe plany z początku lat siedemdziesiątych zakładały budowę szeregu elektrowni, głównie węglowych, które miały pracować na rzecz szybko rozwijającego się przemysłu. Ponieważ nie udało się ich zrealizować, coraz częściej na antenie I Programu Polskiego Radia ogłaszany był dwudziesty stopień zasilania oznaczający, że odbiorcy z przemysłu mogą pobierać moc do wysokości ustalonego minimum nie powodującego zagrożeń i zakłóceń. Termin ten jako dwudziesty stopień bezsilności przeszedł do języka potocznego, a nawet stał się tytułem piątego odcinka popularnego serialu telewizyjnego Alternatywy 4. Na szczęście w Polsce nigdy nie doszło do poważnych awarii, których konsekwencją były wyłączenia prądu na dużych obszarach kraju.

Co dzieje się, jeśli w nowoczesnym, wysoko uprzemysłowionym państwie zabraknie prądu na dużym obszarze? Angielskie słowo *blackout*, oznacza poważną awarię w systemie energetycznym. Ma ona charakter nagły i niespodziewany. Jej przyczyny mogą być różne. Czasem to kilka zdarzeń losowych, które wywołają efekt domina i pozbawią miliony mieszkańców dostępu do energii elektrycznej.

Pierwszy takie wypadek na wielką skalę zdarzył się 9 listopada 1965 r. W Kanadzie objął on prowincję Ontario, w USA stany Nowy Jork, New Jersey i Pensylwanię. Przyczyną awarii okazał się niesprawny przełącznik w jednej z kanadyjskich elektrowni wodnych, co wywołało reakcję łańcuchową. Blisko 30 milionów ludzi zostało pozbawionych prądu. W niektórych regionach awarię udało się usunąć dopiero po 13 godzinach.

11 marca 1999 r. uderzenie pioruna w podstację elektryczną w miejscowości Bauru w Brazylii pozbawiło na kilka godzin prądu 90 mln mieszkańców tego kraju. 14 sierpnia 2003 r. zapaliły się drzewa pod jedną z linii przesyłowych wysokiego napięcia na odcinku Stuart – Atlanta w Stanach Zjednoczonych. Zadziałały systemy bezpieczeństwa, co wywołało reakcję łańcuchową. W efekcie wyłączonych zostało 16 elektrowni jądrowych, a ponad 50 mln mieszkańców Stanów Zjednoczonych i Kanady zostało pozbawionych energii elektrycznej. Sytuacja wróciła do normy po trzech dniach.

W lipcu 2013 r. ofiarą *blackout'u* padło 650 mln mieszkańców Indii. Była to największa awaria w dziejach. Przyczyną okazała się susza, która spowodowała, że zabrakło wody do chłodzenia bloków energetycznych i zarządzający elektrowniami zmuszeni byli najpierw ograniczać ich moce produkcyjne, a w końcu, by uniknąć poważnych awarii, w sposób kontrolowany je wyłączać.

28 września 2008 r., ok. godz. 3 nad ranem, w wyniku przeciążenia należącej do firmy Atel linii energetycznej 380 kV biegnącej nad przełęczą Lukmanierpass w rejonie Brunnen w Szwajcarii rozgrzały się przewody. Uległy one wydłużeniu i gdy dotknęły koron drzew, systemy bezpieczeństwa wyłączyły instalację. Przyczyną awarii była, nie

tyle groźba pożaru, co znacznie zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną ze strony Włoch, którą szwajcarska firma Atel eksportowała do tego kraju.

Nagłe odcięcie dostaw, spowodowało, że pół godziny później, awarii uległa w wyniku przeciążenia i została wyłączona druga należąca do Atel linia energetyczna w miejscowości Misox w kantonie Gryzonia, tuż przy granicy z Włochami. Następnie to samo spotkało dwie kolejne linie dostarczające prąd z Francji do Włoch. Kostki domina zaczęły się walić i tego dnia, na kilkanaście godzin, cała Italia została pozbawiona zasilania. Nieszczęście ominęło mieszkańców Elby i Sardynii.

W połowie lutego 2021 r. ofiarą braku prądu padli mieszkańcy Teksasu. Stan ten korzysta z unikalnego rozwiązania — nie jest połączony z siecią energetyczną oplatającą pozostałe amerykańskie stany. Ma własne zasoby i nie musi podporządkować się ustawodawstwu federalnemu, które reguluje funkcjonowanie systemu energetycznego USA. Dzięki temu ceny energii elektrycznej są w Teksasie bardzo niskie.

To nie liberalni i zakochani w ekologii mieszkańcy Los Angeles i San Francisco, a konserwatywni do bólu, uzbrojeni kowboje ze stanu Samotnej gwiazdy, najchętniej korzystają z odnawialnych źródeł energii. Farmy wiatrowe Teksasu wytwarzają trzy razy więcej prądu niż te w słonecznej Kalifornii. Stan dysponuje też bogatymi złożami gazu i ropy naftowej, więc powszechne było przekonanie, że jego potrzeby energetyczne są w pełni zabezpieczone. Zima 2021 r. brutalnie zweryfikowała ten pogląd. W połowie lutego mieszkańcy stanu musieli zmagać się z opadami śniegu i ekstremalnie (oczywiście jak na tę część USA) niskimi temperaturami. Gwałtownie wrosło zapotrzebowanie na energię elektryczną, którą ze względu na niską cenę, wykorzystywano do ogrzewania domów. Będąca do dyspozycji infrastruktura nie była w stanie sprostać zwiększonemu zapotrzebowaniu. W pewnym momencie możliwości produkcyjne tamtejszych elektrowni spadły o 55 proc. Większa część energii elektrycznej w Teksasie (46 proc.) wytwarzana jest w elektrowniach gazowych, a one pierwsze padły ofiarą niskich temperatur. Zamarzły rurociągi przesyłające „błękitne paliwo". Gazu zabrakło, gdyż okazało się, że istniejąca infrastruktura nie była w stanie zaspokoić zwiększonego zapotrzebowania na ten surowiec.

Podobnie rzecz się miała w elektrowniach węglowych produkujących 18 proc. energii elektrycznej. Węgiel zamarzał w wagonach i na hałdach. Trzeba było sprowadzić ciężki sprzęt. Awarii ulegały czujniki, które blokowały funkcjonowanie stanowego systemu energetycznego. Gdy w jednej z dwóch teksaskich elektrowni atomowych South Texas zamarzł czujnik odpowiedzialny za kontrolę poboru wody chłodzącej, automatyka przemysłowa w trybie awaryjnym wyłączyła reaktor. Problem został szybko rozwiązany, lecz moc elektrowni spadła do 36 proc. z założonych 1280 Mwe, co tylko pogłębiło kryzys. Stacja telewizyjna CNN podała, że w tych dniach cena energii elektrycznej w Teksasie wzrosła o… 10 tys. proc. Cena jednej megawatogodziny sięgnęła 9000 dolarów. To przełożyło się na stawkę dla gospodarstwa domowego — 9 dolarów za kilowatogodzinę, podczas gdy w normalnych warunkach kosztowała on 12 centów. Gubernator Teksasu

Greg Abbott oświadczył, że to jest niedopuszczalne, by Teksańczycy, którzy cierpieli przez wiele dni z powodu mrozów, pozbawieni elektryczności i ciepła, zostali jeszcze dotknięci rosnącymi kosztami energii.

W poważne tarapaty wpędził się republikański senator Ted Cruz. W połowie lutego 2021 r., w szczycie kryzysu, gdy miliony Teksańczyków marzło w nieogrzewanych domach, a dziesięć osób zmarło z wychłodzenia, dziennikarze przyłapali go, gdy wraz z rodziną, wsiadał do samolotu odlatującego do popularnego meksykańskiego kurortu Cancún. Z ujawnionych przez media wiadomości tekstowych, wysłanych przez jego żonę Heidi do przyjaciół i sąsiadów, wynikało, że ich dom w Huston był lodowaty. I że to pani Cruz wymyśliła wycieczkę do hotelu Ritz-Carlton, w którym jak napisała „przebywali wiele razy". Senator szybko wrócił do kraju, tłumacząc, że wyjazd był oczywistą pomyłką, ale chciał być dobrym ojcem i dlatego wybrał się z dziećmi za granicę.

Późniejsze analizy ujawniły, że problemy systemu energetycznego stanu Samotnej gwiazdy wynikły nie tylko z powodu niskich temperatur, lecz także z lekceważenia norm technicznych przez spółki będące właścicielami elektrowni i sieci przesyłowych. Gdyby Teksas był połączony z siecią ogólnokrajową, nic by się nie stało. Po prostu niedobory mocy zostałyby uzupełnione z siłowni działających w sąsiednich stanach. Pewnie także inspektorzy federalni nadzorujący system energetyczny w USA nie tolerowaliby zaniedbań w Teksasie i byłoby mniej awarii.

Przykładem sprawnego działania i bezpiecznego wyjścia z kryzysowej sytuacji stały się zimą 2021 r. Szwecja i Wielka Brytania. Oba te kraje zostały dotknięte surowszą zimą i ich systemy energetyczne znalazły się pod presją. Wielka Brytania korzystając z połączeń energetycznych z Francją dokonała zakupów dodatkowej energii w tym kraju. Szwedzi zaś skorzystali z dostaw prądu z Norwegii, Polski i Finlandii. Przy okazji wyszło na jaw, że tak chwalone i promowane panele słoneczne oraz potężne elektrownie wiatrowe, delikatnie mówić, nie zawsze radzą sobie w trudnych warunkach atmosferycznych. W Szwecji panele fotowoltaiczne zasypał śnieg. A ponieważ nie było komu ich czyścić, przestały działać. Okazało się też, że elektrownie wiatrowe mają problemy, gdy temperatura powietrza spadnie zbyt nisko i zagrażają im awarie.

Inżynierowie za jakiś czas znajdą rozwiązanie, lecz wspierając rozwój odnawialnych źródeł energii nie możemy zapominać, że klasyczne, duże, opalane węglem elektrownie nadal dają gwarancję, że nic złego się nie stanie. Dlatego trudno będzie zrezygnować z tego surowca w polskim miksie energetycznym.

Deklaracje polityków mogą okazać się odległe od rzeczywistości. Proces odchodzenia od węgla w energetyce ma być rozłożony na dekady, więc wiele jeszcze może się zdarzyć. Ostatecznie zdecyduje rachunek ekonomiczny, choć apele aktywistów i naukowców domagających się podjęcia działań w obronie klimatu z pewnością mają znaczenie.

Nasza sytuacja jest jeszcze bardziej skomplikowana. Rzecz nie w tym, że dysponujemy sporymi zasobami węgla kamiennego i brunatnego, lecz w tym, że nasza gospodarka jest zapóźniona w stosunku do wiodących gospodarek europejskich. Polska nauka odstaje.

Środki, które przedsiębiorstwa, zarówno prywatne, jak i państwowe przeznaczają na badania i rozwój nowych technologii są nie tylko skromne, ale i fatalnie wykorzystywane.

Transformacja górnictwa i energetyki, oznacza dla nas *de facto* stworzenie nowego systemu, opartego o najnowocześniejsze technologie. Systemem tym powinni zarządzać fachowcy, których dziś nie mamy. Realna ocena możliwości naszego kraju skłania do wniosku, że postulowane przez Komisję Europejską zmiany, jeśli nastąpią, to nieprędko. I będą o wiele bardziej kosztowne, niż zakładamy. Dlatego w dającej się przewidzieć przyszłości nasza energetyka nadal będzie funkcjonowała w oparciu o węgiel kamienny i brunatny. Jeśli nawet zamkniemy kopalnie, to będziemy zmuszeni importować paliwa kopalne zza granicy.

2.5 Zmiany. Czy na pewno?

Zmiany w górnictwie i energetyce, które czekają nas w XXI wieku będą miały rewolucyjny charakter i będą kosztowały ogromne pieniądze. Bez względu na to, co dziś o nich sądzimy, nasz kraj weźmie w nich udział i także poniesie część kosztów. Obawiam się, że dziś nie do końca zdajemy sobie sprawę ze skali tego, co nas czeka.

Europa w XVIII i XIX wieku stała się najbardziej uprzemysłowionym i rozwiniętym kontynentem świata dlatego, że tu dokonała się rewolucja przemysłowa. Stało się tak, gdyż przedsiębiorcy, masowo zaczęli korzystać z nowych źródeł energii. Europejczycy zbudowali energetykę opartą o węgiel kamienny. A dziś jako pierwsi chcą odejść od paliw kopalnych, szukając alternatywnych rozwiązań, które pozwolą ludziom żyć w czystym środowisku naturalnym i chronić planetę, na której żyjemy. Ale energia jest siłą napędową gospodarek, zaś dostęp do surowców to kluczowy czynnik rozwoju. Wiedziano o tym już w czasie I wojnys wiatowej. III Rzesza i Japonia przegrały II wojnę światową m.in. dlatego, że nie były w stanie zapewnić swym armiom paliwa, a gospodarkom surowców energetycznych. Alianci mieli pod dostatkiem ropy naftowej, oleju napędowego i benzyny.

Europa jest kontynentem o skromnych zasobach węgla kamiennego i brunatnego, ropy naftowej i gazu ziemnego. Po II wojnie światowej odbudowa i gwałtowny rozwój gospodarczy Niemiec, Francji, Wielkiej Brytanii, Włoch i innych państw możliwy był dzięki dostawom taniej ropy naftowej z krajów arabskich. Kraje bloku wschodniego korzystały ze złóż ropy i gazu w ZSRR.

Dziś, mimo postępu naukowo-technicznego, rozbudowy energetyki jądrowej, wprowadzenia rozwiązań ograniczających zużycie energii elektrycznej, rezygnacji wielu państw z tak energochłonnych przemysłów jak hutnictwo, a także rozwoju technologii OZE, nadal w ogromnych ilościach importujemy ropę naftową, gaz ziemny i węgiel kamienny. Możemy przyjąć, że w roku 2030 stopień uzależnienia krajów Unii

Europejskiej od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych będzie oscylował w granicach 70 proc. To bardzo dużo. I to się szybko nie zmieni.

Rządy krajów europejskich od lat szukają rozwiązania trudnego problemu: jak zapewnić wysoki poziom życia mieszkańcom kontynentu, utrzymać konkurencyjność gospodarek oraz czołowe miejsce w wyścigu naukowym i technologicznym, dbając jednocześnie o zapewnienie bezpiecznych dostawy surowców energetycznych, po możliwie niskich cenach?

W ostatnich dekadach doszły kolejne czynniki, które należało uwzględnić w tym równaniu – ochrona środowiska i powstrzymanie niebezpiecznych zmian klimatycznych. Osiągnięcie tych celów jest bardzo trudne, gdyż mogą się one wzajemnie wykluczać.

Rozwiązanie problemu wymaga współdziałania wielu państw, mających często sprzeczne interesy. Zapewnienie stałych dostaw surowców energetycznych wymaga na przykład daleko idącej tolerancji dla rządów dyktatorskich i autorytarnych. Czasem wiąże się to z ostrym politycznym sporem, czego przykładem mogą być kontrowersje związane z budową gazociągu Nord Stream 2.

Zachód gotów jest prowadzić wojny w obronie własnych interesów, jak miało to miejsce w Iraku i Libii. Ropa naftowa sprawia, że region Bliskiego Wschodu jest tak niespokojnym i newralgicznym punktem na mapie świata.

Rządy, chcąc zapewnić swym państwom przewagę konkurencyjną, gotowe są ignorować zasady ochrony środowiska i godzić się na przerzucanie kosztów likwidacji negatywnych skutków swej polityki na przyszłe pokolenia.

I najważniejsze — obrót surowcami energetycznymi oraz produkcja i sprzedaż energii elektrycznej, paliw i gazu niewiele ma wspólnego z zasadami wolnego rynku. W Polsce np. produkcja energii elektrycznej oraz jej dystrybucja od lat pozostaje w rękach państwowych spółek. Centralnym organem administracji państwowej regulującym nasz rynek energii — w tym energii elektrycznej i gazu — jest istniejący od 1997 r. Urząd Regulacji Energetyki. Opinia publiczna kojarzy Urząd z procesem zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla paliw gazowych lub energii elektrycznej. Słusznie zakładaj, że od jego decyzji zależy wysokość rachunków za światło i gaz, które przyjdzie nam płacić. Ale znaczenie Urzędu będzie rosło, jeśli nasz kraj wkroczył w okres przyspieszonej transformacji sektora górniczego i energetycznego.

Największe polskie elektrownie należą do spółek, których głównym udziałowcem jest Skarb Państwa. Podobnie jak firmy zajmujące się produkcją paliw płynnych i dystrybucją gazu ziemnego. Taka koncentracja ma swoje wady i zalety.

Duże podmioty gospodarcze mają ułatwiony dostęp do poważnych funduszy. Niezbędnych, gdy zapadnie decyzja o przebudowie bądź — tak jak dziś — głębokiej transformacji sektorów górniczego i energetycznego. Słabością jest to, że duży państwowy podmiot, może zacząć zachowywać się jak monopolista. Rolą urzędników winno być

umiejętnie wyważenie proporcji. A gdy zajdzie potrzeba, korekta kursu obranego przez władze państwowej spółki, będącej na przykład monopolistą w obrocie gazem.

Polska jest w szczególnej sytuacji. Jako jeden z niewielu krajów na kontynencie dysponuje poważnymi zasobami węgla kamiennego i brunatnego. Energia elektryczna w ponad 60 proc. jest dziś produkowana w elektrowniach zasilanych tymi surowcami. Dlatego odejście od paliw kopalnych zajmie nam lata i będzie to trudny proces. Bolesny nie tylko dla pracowników i ich rodzin, lecz dla całych regionów kraju.

Jak wspominałem, wiosną 2020 r. rząd uznał, że przyszedł czas na zmiany. Przyjęto, że do połowy XXI wieku nasz kraj zrezygnuje z produkcji energii elektrycznej z węgla. Było to konsekwencją akceptacji zobowiązań wynikających z polityki bogatych państw Unii Europejskiej. Czy tak się stanie? Cóż, przekonamy się. W 2020 r. powiedziałbym, że wszystko wydaje się przesądzone. Od Niemców, którzy są europejskim liderem w wykorzystaniu OZE kupimy nowe technologie, które umożliwią produkcję „czystej" energii. Francja, która jeszcze w latach sześćdziesiątych rozpoczęła budowę elektrowni atomowych, będących dziś podstawą jej systemu energetycznego, zaoferowała nam swoje rozwiązania. W kolejce stoją Amerykanie i Koreańczycy z Korei Południowej.

Kraje skandynawskie, Szwajcaria, Holandia i Belgia tak jak Niemcy widzą przyszłość w odnawialnych źródłach energii i rozwoju nowoczesnych technologii, które pozwolą na oszczędne wykorzystanie dostępnych zasobów. Na pewno i od nich moglibyśmy coś kupić. Będzie to konieczne, gdyż nasza gospodarka, w porównaniu do gospodarek państw zachodnich, odstaje. Nasze pensje są niższe niż u sąsiadów, co siłą rzeczy sprawia, że jeśli ceny prądu, paliw i gazu zbytnio wzrosną, pojawią się problemy polityczne.

Polskie kopalnie od lat są niedoinwestowane, dlatego wydobycie węgla staje się coraz trudniejsze, a więc i droższe. Gdy dodamy do tego opłaty za prawa do emisji CO_2, to znaczne podwyżki cen prądu staną się nieuniknione. W pierwszej kolejności odczuje to przemysł, przedsiębiorstwa komunalne, a w końcu gospodarstwa domowe. Powinniśmy spodziewać się protestów. Zmiany są konieczne, bo jeśli sami ich nie przeprowadzimy, zostaniemy do tego zmuszeni.

Proces transformacji górnictwa i energetyki toczy się i będzie się toczył z udziałem związków zawodowych. Bez akceptacji przez przedstawicieli pracowników kopalń i elektrowni na pewno się nie powiedzie. Albo inaczej — powiedzie się za bardzo wysoką cenę. Polscy politycy dobrze pamiętają demonstracje górników, którzy w latach dziewięćdziesiątych XX wieku regularnie odwiedzali Warszawę. Wiedzą, że to środowisko jest dobrze zorganizowane i zdeterminowane. Świadome własnej siły i wsparcie ze strony mieszkańców Śląska i innych regionów oraz poparcia lokalnych samorządów, które są zainteresowane, by na ich terenie kopalnie i elektrownie działały jak najdłużej. Bo oznacza to wysokie wpływy podatkowe. Najbogatszą gminą w Polsce jest Kleszczów w województwie łódzkim. Dzięki zlokalizowanej na jej terenie Kopalni Węgla Brunatnego Bełchatów i Elektrowni Bełchatów jej roczne dochody na jednego mieszkańca przekraczają 40 tys. zł.

Związkowcy wiedzą, że występując wspólnie z samorządowcami są w stanie osiągnąć wiele. Władze zaś działają zawsze pod presją zaciągniętych wcześniej zobowiązań i czasu, lecz, jeśli je mocno nacisnąć, ustępują.

Rządzący w Polsce podejmują decyzje o reformach, gdy odkryją, że już nie mają wyjścia. Dotychczas w przypadku górnictwa i energetyki czynnikiem decydującym były zawsze problemy ekonomiczne. Teraz pojawił się czynnik ekologiczny. W przeszłości motorem zmian była pogarszająca się sytuacja ekonomiczna kopalń. Dopłaty do górnictwa miały być środkiem tymczasowym, który miał pozwolić przetrwać chude lata. Potem miało być lepiej. Ale górnictwo to nie sieć supermarketów. Rząd nie mógł dopuścić do sytuacji, w której, na skutek problemów w kopalniach albo doszłoby w kraju do niedoborów energii elektrycznej, albo zbyt szybkiego wzrostu cen. Wtedy w tarapatach znalazłyby się nie tylko przedsiębiorstwa, lecz i zwykli obywatele.

Dziś może być trudniej, gdyż w przeciwieństwie do lat dziewięćdziesiątych mało kto wierzy w konieczność ponoszenia wyrzeczeń w imię świetlanej przyszłości. Robotnicy dobrze pamiętają, gdy na skutek wysiłków ówczesnych reformatorów upadło wiele kopalń i zakładów przemysłu ciężkiego. Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną zmniejszył popyt na węgiel i kopalnie zaczęły pogrążać się w kłopotach.

Z podobną sytuacją mieliśmy do czynienia w 2020 r., gdy na skutek lockdown'u, będącego wynikiem pandemii COVID-19, stanął europejski przemysł. W konsekwencji spadło zapotrzebowanie na energię elektryczną, a więc i na węgiel. Cena tego surowca według ARA (Amsterdam – Rotterdam – Antwerpia) — dolarowego indeksu cen węgla w Unii Europejskiej — oscylowała w tym czasie wokół 48-60 dolarów za tonę. W styczniu 2021 r. ta sama tona węgla w tych portach kosztowała już 69–73 dolary, by w połowie sierpnia osiągnąć 147 dolarów.

Europejska gospodarka zaczęła wychodzić z covidowego kryzysu. Wzrosło zapotrzebowanie na energię elektryczną i na nośniki energii także w Polsce. Jeśli w ubiegłym roku sytuacja ekonomiczna np. Jastrzębskiej Spółki Węglowej była zła, to dziś odrabia ona straty. Podobnie rzecz się ma w innych przedsiębiorstwach. Słabnie też nacisk na spółki węglowe ze strony rządu. Górnicy są zadowoleni, gdyż ich pensje są niezagrożone. Nawet jeśli sprzedaż by nie wzrosła, to ceny z pewnością pójdą w górę.

Dlatego, moim zdaniem, presja na szybkie wdrażanie planowanych przez Komisję Europejską reform, jest dziś niewielka. Do końca 2021 r. nic spektakularnego w relacjach rząd – górnicy się nie wydarzy. Za to coraz częściej słychać opinie, że węgiel kamienny i brunatny długo jeszcze będą podstawą polskiej energetyki. Sprzyja temu kolejny czynnik, który ma i będzie miał poważny wpływ na proces zmian. To fakt, że państwo kontroluje oba te sektory gospodarki. I, jak dotychczas, zazdrośnie strzeże swej pozycji.

2.6 Pod pełną kontrolą

Są kraje, w których wydobycie węgla, ropy naftowej i gazu oraz dystrybucja energii znajduje się w rękach prywatnych spółek. Władza państwowa ogranicza się do roli regulatora rynku, który dba, by nikt nie wykorzystywał pozycji dominującej dla osiągnięcia nadzwyczajnych korzyści.

W Polsce, powołując się na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, politycy bez względu na wyznawane poglądy zapewnili państwu w tym sektorze gospodarki rolę dominującą. Wydobycie węgla kamiennego i brunatnego oraz gazu ziemnego, a także obrót surowcami energetycznymi — z wyjątkiem importu węgla kamiennego — znalazł się pod ścisłą kontrolą spółek Skarbu Państwa. Znamienne, że niemal identyczny model funkcjonuje dziś w Rosji. Po krachu gospodarczym, który dotknął ten kraj w 1998 r., administracja prezydenta Władimira Putina, ze wsparciem rządu niemieckiego, niemieckich ekspertów oraz tamtejszych banków, „odzyskała" z rąk oligarchów największe spółki zajmujące się wydobyciem ropy naftowej i gazu ziemnego. Roman Abramowicz, właściciel koncernu naftowego Sibnieft w 2005 r. sprzedał go Gazpromowi. Właściciel Jukosu Michaił Chodorkowski, który nie chciał ustąpić Kremlowi, w 2003 r. został aresztowany, a następnie skazany na wieloletnie więzienie. W grudniu 2013 r. został ułaskawiony przez prezydenta Putina. Przed Zimowymi Igrzyskami Olimpijskimi w Soczi, które miały rozpocząć się 7 lutego 2014 r. Rosja nie potrzebowała więźnia politycznego. Dziś Chodorkowski mieszka w Szwajcarii i polityczne niewiele znaczy.

Model ten ma swoje zalety. Jest efektywny, gdy trzeba szybko dokonać radykalnych zmian. Ale ma też wady. Jeśli we władzach spółek zajmujących się wydobyciem i dystrybucją zasiadają niewłaściwi ludzie, albo powszechne jest zjawisko nieustannej rotacji prezesów i członków zarządu, to szybko pojawią się kłopoty. Bywa, że silne polityczne centrum, nie chcąc przyznać się do błędów, utrwala fatalne rozwiązania, tłumacząc to dbałością o interes publiczny, koniecznością ocalenia miejsc pracy lub uniemożliwieniem wrogiej ingerencji z zewnątrz. Bo dbałością o bezpieczeństwo energetyczne można wytłumaczyć wszystko.

Polscy górnicy dobrze pamiętają, jakie były konsekwencje reform gospodarczych realizowanych na początku lat dziewięćdziesiątych XX wieku przez rząd Tadeusza Mazowieckiego. Z chwilą ich rozpoczęcia w kraju działało 70 kopalń. Zatrudniały one 430 tys. pracowników i wydobywały 174 mln ton węgla kamiennego. W budowie były trzy nowe zakłady. Rok 1989 górnictwo zamknęło zyskiem 37 mln zł. Początek 1990 r. przyniósł podwyżki cen węgla i gazu ziemnego o 400 proc., a energii elektrycznej o 300 proc. Znacząco wzrosły też ceny paliw. Jednocześnie rząd zdecydował o zachowaniu ustalonej przez państwo ceny urzędowej węgla, która była niższa od kosztów wydobycia. Przy czym za kupowane przez kopalnie maszyny, urządzenia i materiały przyszło płacić stawki rynkowe. To był przepis na katastrofę. Gdy dodamy do tego

inflację, która wybuchła na początku r., wystarczyło kilka miesięcy, by sektor górniczy zaczął generować straty. Szybko pojawiły się głosy, że to zła polityka. Ostro w tej sprawie wypowiadali się związkowcy z OPZZ, podczas gdy działacze „Solidarności" byli bardziej wstrzemięźliwi, starając się utrzymać parasol ochronny nad „swoim" rządem. Z czasem to się zmieniło i górnicza „Solidarność" stała się postrachem polityków.

W lipcu 1990 r. rząd zdecydował o rezygnacji z regulowanych administracyjnie cen węgla, lecz wprowadził obowiązek każdorazowego informowania izb skarbowych o planowanej podwyżce. Przy czym mogły one odroczyć jej wprowadzenie na trzy miesiące. W praktyce oznaczało to, że administracja nadal miała wpływ na ceny. Chodziło o obniżenie kosztów realizowanych reform gospodarczych, gdyż niskie ceny węgla zapewniały utrzymanie względnie niskich cen energii elektrycznej. Sytuacją kopalń, górników, ich rodzin i Śląska nikt się nie przejmował.

Sytuację pogarszała też decyzja rządu o wprowadzeniu ograniczeń w eksporcie węgla. Podmioty gospodarcze tym zainteresowane musiały przy każdej transakcji uzyskać zezwolenie. Natychmiast pojawiły się pogłoski o korupcji, która towarzyszyła handlowi węglem.

Plan Balcerowicza doprowadził do gwałtownego spadku produkcji przemysłowej, co szybko zaowocowało spadkiem zapotrzebowania na prąd o 30 proc. Elektrownie i elektrociepłownie potrzebowały mniej paliwa. W roku 1990 wydobyto w Polsce 147 mln ton węgla — o 27 mln ton mniej niż rok wcześniej. Zmniejszyło się zatrudnienie w górnictwie — z 430 tys. do 390 tys. Wzrosła za to subwencja do wydobycia węgla do 900 mln zł. W kolejnych latach było jeszcze gorzej. Rosły dotacje dla górnictwa, które w kolejnych latach sięgnęły 2,6 mld złotych.

W 1991 r. rząd chciał uzyskać kredyt Banku Światowego na restrukturyzację tego sektora, lecz nie udało się tego załatwić. Ruszył za to proces likwidacji kopalń. W 1992 r. wydobycie węgla spadło do 131 mln ton. Po raz kolejny zmniejszyło się zatrudnienie — do 336 tys. pracowników. To były ciężkie lata. Protesty związkowców były wtedy czymś powszechnym. Bezrobocie w kraju gwałtownie rosło, a osłony socjalne miały charakter symboliczny. Dziś trudno to sobie wyobrazić. Nic dziwnego, że na Śląsku zaufanie górników do rządu, który zapowiada reformy nie jest zbyt wielkie. Bo dla nich oznacza to kłopoty.

W latach dziewięćdziesiątych XX wieku w kopalniach i wokół nich zaczęły się dziać rzeczy niepokojące. W mediach pojawiły się pierwsze publikacje o „mafii węglowej", która korzystając z panującego wówczas chaosu, miała czerpać ogromne zyski z handlu węglem. Te rewelacje miały duży wpływ na krytyczną ocenę reformatorskich działań kolejnych ekip.

Spadek wydobycia węgla kamiennego, doprowadził do sytuacji, w której elektrownie i elektrociepłownie zaczęły się zaopatrywać u importerów. Oczywiście były to firmy prywatne, co nie zawsze dobrze się dla nich kończyło.

Pod koniec lat 90. XX wieku, drogi północnych województw naszego kraju przemierzały wypełnione węglem ciężarówki z wymalowanym na burtach agresywnym rosyjskim niedźwiedziem i hasłem „Halex – dużo energii i ciepła". Należały one do elbląskiej spółki Romana Niemyjskiego, która na wielką skalę handlowała rosyjskim węglem. Interes był tak dochodowy, że wkrótce został on właścicielem stadniny koni i okazałego pałacu w Kadynach oraz głównym sponsorem klubu piłkarskiego Stomil Olsztyn. Ku wściekłości prezesów kopalń węgla kamiennego, mających problemy ze zbytem oraz polityków, na głowy których górnicy ciskali gromy. Nic dziwnego, gdyż oferowany przez Halex tani węgiel zaczął wypierać z rynku rodzimy produkt. Wtedy do akcji wkroczył rząd premiera Jerzego Buzka i okazało się, że działalność spółki Romana Niemyjskiego nie do końca jest zgodna z prawem. Na nic się zdały wysiłki znamienitych adwokatów i niemałe pieniądze. Niemyjski wyjechał z kraju, a jego firma popadła w ruinę. Bo z władzą każdy przegra.

Właściciel Halexu nie był ani pierwszym, ani ostatnim, który boleśnie przekonał się, że polityka energetyczna jest w Polsce nie mniej ważna niż polityka obronna. A może i ważniejsza.

Listę najbogatszych Polaków, który spróbowali swych sił w obrocie surowcami energetycznymi oraz energią elektryczną i zostali skarceni otwiera Aleksander Gudzowaty. Zdobył on wielki majątek pośrednicząc w handlu rosyjskim gazem. Partnerem biznesowym jego spółki Bartimpex był koncern Gazprom. W latach dziewięćdziesiątych rozliczenia między spółką Gudzowatego a Rosjanami odbywały się w barterze. Bartimpex płacił za surowiec dostawami produktów rolnych. Gdy w r. 1999 do władzy doszedł Władimir Putin zmieniła się koncepcja handlu rosyjskim gazem i ropą naftową. Teraz miało się tym zająć państwo. Dla Aleksandra Gudzowatego oznaczało to koniec lukratywnych interesów. Z jednej strony przestał być on atrakcyjny dla Rosjan, z drugiej — ówczesny rząd premiera Jerzego Buzka wolał dochodzić do porozumienia z Moskwą bez pośredników.

Kolejnym z listy 100 najbogatszych Polaków, któremu nie wyszły interesy związane z szeroko rozumianym rynkiem energii był Jan Kulczyk. W 2001 r. zaangażował się w projekt, jak wówczas pisano, konsolidacji środkowoeuropejskiego sektora paliwowego. Najbogatszy z Polaków został wówczas liczącym się akcjonariuszem Orlenu. Gdy wybuchła tzw. afera Orlenu, a Sejm powołał komisję śledczą, szybko wyszło na jaw, że dr Jan Kulczyk spotkał się w Wiedniu ze słynnym rosyjskim agentem Władimirem Ałganowem. I choć nie spotkały go z tego powodu poważniejsze nieprzyjemności, mocno ograniczył on swą aktywność biznesową w Polsce.

W tych samych latach problemy z prawem dotknęły znanego wówczas lobbystę Marka Dochnala. Planował on budowę połączenia energetycznego między Polską a Litwą albo z Białorusią, albo Ukrainą, by móc handlować tanią rosyjską energią elektryczną. Gdyby ten projekt zakończył się sukcesem, lobbysta szybko znalazłby się w pierwszej dziesiątce najbogatszych Polaków. Niestety okazało się, że — zdaniem organów ścigania i wymiaru sprawiedliwości — jego działania nie spełniają wysokich standardów przyjętych w naszym kraju. Od 28 września 2004 r. do 31 stycznia 2008 r.

stosowano wobec niego środek zapobiegawczy w postaci aresztu. Zarzucono mu korupcję i przekręty finansowe. Ostatecznie Marek Dochnal musiał zrezygnować ze swych ambitnych planów. I pogodzić się z kilkuletnim wyrokiem.

Więcej szczęścia mieli panowie Grzegorz Jankilewicz i Sławomir Smołokowski — właściciele cypryjskiej spółki J&S. W r. 2006 do ich biur w Warszawie weszli funkcjonariuszy ABW w poszukiwaniu dokumentów dotyczących tzw. mafii paliwowej. Ich spółka była w tamtym czasie największym dostawcą rosyjskiej ropy dla PKN Orlen. Media i politycy sugerowali, że biznesmeni są rosyjskimi „śpiochami".

Dziś mało kto pamięta nazwę J&S. Jej prezesi Jankilewicz i Smołokowski, do perfekcji opanowali tak cenioną na Wschodzie zasadę dyskrecji i nigdy nie trafili przed surowe oblicze prokuratora. Ocalili majątek zmieniając nazwę firmy i przenosząc swe interesy za granicę. Wycofali się z interesów z Orlenem. Dziś koncern kupuje ropę naftową bez pośredników.

Ryszard Krauze, właściciel spółki Prokom, marzył, że zrobi wielki interes na wydobyciu i handlu ropą naftową w Kazachstanie. W latach 2005–2006 jego spółka Petrolinvest chwaliła się koncesjami uzyskanymi w tym kraju na poszukiwania i wydobycie tego surowca. Weszła też w posiadanie terenów, które polskie media opisywały jako roponośnie. W lipcu 2007 r. za jedną akcję Petrolinvestu notowaną na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych płacono 636,08 zł. Gdy kilka tygodni później wybuchła tzw. afera gruntowa, Centralne Biuro Antykorupcyjne zajęło się wicepremierem Andrzejem Lepperem podejrzewając go o sprzedajność. Pojawiły się przecieki i nagrania, w których wspominano o „Dużym Rychu" i „najlepszym płatniku". Był to początek długiego upadku jednego z najbogatszych Polaków.

Moim zdaniem, Ryszard Krauze popełnił błąd mówiąc w jednym z wywiadów, że jeśli znajdzie w Kazachstanie ropę, niekoniecznie będzie ją eksportował do Polski. Było to logiczne, Chiny, które są wielkim importerem surowców energetycznych, są przecież bliżej niż nasz kraj. Prezes Krauze popełnił nietakt. Petrolinvest otrzymał znaczący kredyt z państwowego banku PKO BP, a prezydent Lech Kaczyński włożył wiele energii w budowę aliansu energetycznego obejmującego Kazachstan, Azerbejdżan, Gruzję, Ukrainę i Polskę, który miał nas uniezależnić od rosyjskich dostaw. Reszta to już historia. 13 grudnia 2018 r. akcje spółki Petrolivnest zostały wykluczone z obrotu na warszawskiej Giełdzie Papierów Wartościowych. W lipcu 2007 r. za jeden walor spółki trzeba było zapłacić ponad 13 tys. zł. Latem 2018 r. był on wart ok. 2 zł.

Ostatnim, który mocno sparzył się na dużych energetycznych interesach był Marek F. Jego decyzja o zakupie znaczącego portfela akcji spółki Składy węgla, która handlowała pochodzącym z Rosji surowcem, okazała się niefortunna.

Wolno się spierać, czy ujawnienie nagrań prominentnych polityków Platformy Obywatelskiej dokonanych przez kelnerów w warszawskiej restauracji Sowa i przyjaciele było reakcją na nieprzychylne działania władz wobec biznesmena. Czy też szło o coś innego. Kierunki działań kompetentnych organów wyznaczył w swym wystąpieniu

sejmowym premier Donald Tusk sugerując, że za „grupą przestępczą", która zaatakowała rząd taśmami stały „zielone ludziki" zza wschodniej granicy. Było jasne, że biznesmen najwyraźniej przedobrzył i kara go nie minie. Tak też się stało. Marek F. utracił nie tylko reputację i firmy, ale został też skazany na dwa i pół roku więzienia. Jeśli nic się nie wydarzy, powinien z końcem września 2021 r. opuścić zakład karny. Przykłady te dobrze ilustrują zasadę, że polskie państwo w pełni kontroluje rynek wydobycia, sprzedaży i przerobu surowców energetycznych w Polsce. I bez zgody rządzących nikt niczego zrobić nie może. W przyszłości ta praktyka będzie miała decydujący wpływ na kształt i tempo transformacji górnictwa i energetyki.

2.7 Chcemy dobrze, a wyjdzie jak zwykle

Rok 2021 z pewnością okaże się niezbyt fortunnym dla ambitnych planów zmian w górnictwie i energetyce. Komisja Europejska będzie musiała pogodzić się z faktem, że niewiele udało się zrobić. Pomijając pandemię COVID-19, którą można wytłumaczyć wszelkie opóźnienia, sytuacja ekonomiczna polskich kopalń jest znacznie lepsza niż w r. poprzednim. Co oznacza, że górnicy, jeśli będą naciskali na rządzących, to głównie w sprawie wzrostu wynagrodzeń. Rząd zaś nie ma dziś interesu w tym, by przekonywać górników do przyjęcia i realizacji ambitnych celów wyznaczonych przez Brukselę.

16 kwietnia 2021 r. Ministerstwo Aktywów Państwowych złożyło do Kancelarii Prezesa Rady Ministrów wniosek o wpisanie do wykazu prac Rady Ministrów programu rządowego, dotyczącego transformacji sektora elektroenergetycznego. Politycy przedstawili to jako początek procesu wydzielenia aktywów węglowych ze spółek energetycznych, które należą do Skarbu Państwa. Krok ten ma umożliwić stopniową i bezpieczną transformację sektora elektroenergetycznego, tak by produkował on energię ze źródeł zeroemisyjnych, lub emitujących niewielkie ilości gazów cieplarnianych.

Prace nad programem toczyły się w Ministerstwie Aktywów Państwowych. Media szeroko rozwodziły się nad ideą wydzielenia spółek węglowych z obecnych konglomeratów, grupujących zakłady wydobywcze i producentów energii, zapominając, że pod koniec 2015 r. koncepcja łączenia kopalni i elektrowni w jeden podmiot gospodarczy była uważana za „przełomową" i miała przynieść polskiej gospodarce wielkie korzyści. Po sześciu latach przyszedł czas, by jak powiedział wicepremier i minister aktywów państwowych Jacek Sasin: „Dać spółkom Skarbu Państwa oddech".

Nie popełnimy błędu, jeśli stwierdzimy, że polską specjalnością od dekad jest tworzenie ambitnych projektów. Zwłaszcza w obszarze energetyki. Realizowany obecnie przez rząd Mateusza Morawieckiego program nie jest niczym nadzwyczajnym.

Pierwsze założenia polityki energetycznej Rzeczpospolitej Polskiej zostały przyjęte przez rząd premiera Tadeusza Mazowieckiego w sierpniu 1990 r. i obejmowały one lata 1990–2010. Jak na owe czasy plany były bardzo ambitne. W październiku 1995 rząd

premiera Józefa Oleksego także przyjął „Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2010". 22 lutego 2000 r. gabinet premiera Jerzego Buzka zaakceptował, tym razem Założenia polityki energetycznej Polski do roku 2020. 2 kwietnia 2002 r. gabinet premiera Leszka Millera dokonał oceny i korekty tych Założeń. 4 stycznia 2005 r., w związku z wstąpieniem Polski do Unii Europejskiej, gabinet Marka Belki zaakceptował dokument Polityka energetyczna Polski do roku 2025. Obraz ten byłby niepełny, gdybyśmy nie uwzględnili rządowych programów opracowanych w latach 2006–2007 przez gabinet premiera Jarosława Kaczyńskiego określających kierunki działań w poszczególnych podsektorach energetycznych.

Mieliśmy więc:

- Program dla elektroenergetyki z dnia 28 marca 2006 r.,
- Politykę dla przemysłu naftowego w Polsce z dnia 6 lutego 2007 r.,
- Politykę dla przemysłu gazu ziemnego z dnia 20 marca 2007 r.,
- Strategię działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007 – 2015 z dnia 31 lipca 2007 r.

10 listopada 2009 r. rząd premiera Donalda Tuska przyjął kolejny dokument - Polityka energetyczna Polski. Tym razem z perspektywą 2030 r. Jak się łatwo domyślić, już utracił on swą ważność, zastąpiony 2 lutego 2021 r. uchwalonym przez gabinet premiera Mateusza Morawieckiego dokumentem o podobnym tytule, czyli Polityka energetyczna Polski do roku 2040.

Z przykładów tych wynika, że od 1990 r. niemal każdy premier polskiego rządu miał ambicje pozostawienia po sobie założeń kolejnej Polityki energetycznej. I każda z nich miała być realizowana w długiej perspektywie. Doświadczenie uczy, że szanse, by plany te się ziściły, są minimalne.

Byłoby nietaktem z mojej strony przytaczanie pikantnych przykładów tego, jak kolejne gabinety wyobrażały sobie kierunki zmian zachodzących w górnictwie, energetyce, sektorach paliwowym i gazowym, czy w obszarze odnawialnych źródeł energii. Jedno jest pewne — mylono się. Za to nie popełniano błędów, gdy konkretnie chodziło o przygotowanie i opracowanie owych Polityk. Były to przedsięwzięcia bardzo kosztowne. Promocja niektórych tylko fragmentów — np. dotyczących rozwoju energetyki jądrowej w Polsce — można bez cienia przesady nazwać finansowym eldorado. Oto pierwszy z brzegu przykład. 11 marca 2011 r. w wyniku trzęsienia ziemi i wywołanego przez nie tsunami doszło dla katastrofy elektrowni atomowej w Fukushimie. Zdjęcia spustoszonych japońskich miast i zrujnowanej elektrowni budziły grozę na całym świecie. Politykom trudniej było przekonać obywateli, że energetyka jądrowa to postęp technologiczny i klucz do dobrobytu. W tym czasie rząd Donalda Tuska prowadził zaawansowane prace, których celem była budowa pierwszej w naszym kraju elektrowni atomowej. Decyzja w tej sprawie na szczeblu rządowym zapadła już w 2009 r. W latach 2010–2013 miano dopinać szczegóły. A w okolicach 2024 r. pierwszy prąd z „atomówki" miał popłynąć

do sieci. W styczniu 2010 r. Polska Grupa Energetyczna powołała spółkę celową o nazwie PGE EJ1, której zadaniem miała być budowa elektrowni atomowej. W 2012 r. jej prezesem został, uchodzący za bliskiego współpracownika premiera Tuska, były minister Skarbu Państwa Aleksander Grad, który także objął fotel prezesa spółki PGE Energia Jądrowa.

29 maja 2015 r. Andrzej Kublik na łamach „Gazety Wyborczej" opisał atomowe zarobki managerów tej jakże przyszłościowej branży. Powołując się na oświadczenie majątkowe wiceministra skarbu Zdzisława Gawlika ustalił on, że jako wiceprezes atomowych spółek uzyskał on dochód niemal 100 tys. zł miesięcznie. Wolno jedynie domniemywać, ile w tym czasie zarabiał jego szef, były minister Aleksander Grad.

W tamtych latach jako dostawców technologii wskazywano najczęściej firmy francuskie. Planowano, że polska elektrownia jądrowa zostanie oddana do użytku w 2024 r. Trzeba było tylko przekonać Polaków, że to pewny i bezpieczny interes. Potrzebny był dobry PR. Na początku listopada 2011 r. Ministerstwo Gospodarki rozstrzygnęło przetarg na realizację kampanii informacyjnej poświęconej energetyce jądrowej. Najkorzystniejszą ofertę przedstawiło konsorcjum firm Partner of Promotion, Migut Media i Maxus-Warszawa. Jej koszt oszacowano na 18 mln zł. W 2012 r. jedynym widocznym efektem działań konsorcjum był portal internetowy Poznajatom.pl. Ówczesna wiceminister Hanna Trojanowska, odpowiadająca w resorcie gospodarki za energetykę jądrową, przekonywała: „Chcemy, aby nasza kampania miała charakter żywego dialogu ze społeczeństwem. Pragniemy poznać obawy Polaków i rozwiać mity na temat energetyki jądrowej. Wierzymy, że kiedy Polacy dowiedzą się więcej na jej temat, przestanie ona budzić tak duże emocje".

Bez wątpienia mniej osób miało okazję zapoznać się z dokumentem pt. „Koncepcja kampanii informacyjnej dotyczącej energetyki jądrowej: Bezpieczeństwo, które się opłaca". Ten liczący 73 strony dokument autorstwa spółki Partner of Promotion powstał na zlecenie Departamentu Energii Jądrowej Ministerstwa Gospodarki i został przyjęty zgodnie z umową 7 grudnia 2009 r. Był to szczególny zbiór opinii, analiz i rad, w jaki sposób należy promować energetykę atomową w Polsce. Jego autorzy wspominali, że energetyka konwencjonalna jest przestarzała, że obniży się emisja dwutlenku węgla i staniemy się niezależni od rosyjskiego gazu. Pisali o nowych miejscach pracy, korzyściach ekonomicznych i innowacyjnym know-how. Przy czym nie stronili od sformułowań mogących budzić poważne wątpliwości. Spółka Partner of Promotion np. radziła urzędnikom: „Zdecydowanie konieczne jest podejmowanie działań, które po pierwsze wyeliminują lub ograniczą wpływ wrogów na komunikację oraz wykorzystają przyjaciół do wsparcia informacyjnego i przeforsowania oczekiwanych stanowisk". A w odniesieniu do dziennikarzy: „Raporty pozwolą również na weryfikację najbardziej aktywnych czy też negatywnie nastawionych dziennikarzy oraz zaplanować odpowiednie kroki".

Wolno zgadywać, do czego zdolna może być administracja państwowa, gdy uzna, że czas „eliminować" wrogów lub „ograniczyć ich wpływ". Albo zacząć „planować odpowiednie kroki" wobec „negatywnie nastawionych dziennikarzy". Ministerstwo

Gospodarki tłumaczyło, że „przytoczone sformułowania dotyczą wyłącznie sposobu prowadzenia komunikacji, analizowania doniesień i materiałów medialnych i nie należy dodawać im innego znaczenia".

Zapewne był to przypadek, że w 2009 r. Departament Energii Jądrowej Ministerstwa Gospodarki zamówił w spółce Partner of Promotion ekspertyzę na temat koncepcji kampanii informacyjnej dotyczącej energetyki jądrowej, a dwa lata później ta sama spółka weszła w skład konsorcjum, które wygrało przetarg wart 18 mln zł.

Dziś jedyną rzeczą, jaka została po tym projekcie jest wspomniany portal internetowy Poznajatom.pl, na którym znajdziemy krótkie informacje z 2019 r. na temat programu 500+ i zasiłków dla bezrobotnych. I jak tu wierzyć autorom kolejnych fundamentalnych Programów i ich promotorom?

Obawiam się, że od tamtego czasu niewiele się zmieniło. Gdy przychodzi do konkretów, to okazuje się, że mamy do czynienia z mieszanką chaosu, chciejstwa i być może niegospodarności. Świadczą o tym historia budowy Elektrowni C w Ostrołęce oraz głośna sprawa sporu z Czechami w związku z planami rozbudowy Kopalni Węgla Brunatnego w Turowie. Na temat budowy Elektrowni Ostrołęka C w Ostrołęce wypowiadali się wszyscy: prezydent Andrzej Duda, byli i urzędujący premierzy, ministrowie, ekonomiści, obrońcy środowiska, samorządowcy, dziennikarze. Miała to być ostatnia w Polsce duża elektrownia węglowa o mocy 1000 MW. Zakładano, że zostanie uruchomiona w r. 2024 i posłuży co najmniej 40 lat. Początki były banalne. W 2008 r. w Grupie Energa zastanawiano się nad budową kolejnej — obok istniejących Elektrociepłowni Ostrołęka A i Elektrowni Ostrołęka B — instalacji o nazwie Elektrownia Ostrołęka C. Najważniejszą częścią prac studyjnych było ustalenie czy inwestycja będzie opłacalna w ciągu kolejnych dziesięcioleci. W zależności od tego, jakie dane wprowadzano do komputerów, raz był to świetny biznes, a innym razem niezupełnie.

Co decyduje dziś o opłacalności budowy elektrowni? Cena nośnika energii (węgla, gazu ziemnego, uranu itp. wraz z kosztami transportu), następnie cena hurtowa prądu oraz cena uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Do tego trzeba doliczyć koszt budowy samej elektrowni, turbin, kotłów, dróg dojazdowych, magazynów, składów itd.

W 2012 r. ówczesne szefostwo Energi doszło do wniosku, że opalana rodzimym czarnym złotem nowa Ostrołęka to kiepski pomysł, i odstąpiło od przetargu, zawieszając temat *ad calendas Graecas* za co potem „ciągane" było przez różne organy. Ostatecznie Najwyższa Izba Kontroli uznała, że decyzja była racjonalna i nie zagrażała bezpieczeństwu energetycznemu kraju.

W roku 2011, po katastrofie w japońskiej siłowni atomowej Fukushima-Daiichi, w Europie zmieniły się koncepcje dotyczące przyszłości energetyki. Do węgla, który od dawna był *passé*, dołączył atom. Uznano, że przyszłością energetyki są gaz ziemny i odnawialne źródła energii, a także wodór i energia termonuklearna.

Europejska gospodarka miała do połowy XXI w. stać się ekologicznie czysta. Polska ze swoją energetyką opartą na węglu kamiennym i brunatnym — ponad 70 proc. energii elektrycznej produkowanej w naszym kraju pochodzi z tych źródeł — była postrzegana jako wyrodek, który truje sąsiadów.

Bruksela pracowała nad wielkim planem transformacji europejskiego przemysłu i energetyki, którego koszt szacowano w bilionach euro. Pieniądze przeznaczone dla Polski miały zachęcić nas byśmy w końcu zaorali Kozienice, Turowy, Skawiny, Bełchatowy i Jaworzna. Rozpoczynanie budowy opalanej węglem elektrowni w samym sercu ziemi kurpiowskiej było nie najlepszym pomysłem. W lutym 2015 r. Andrzej Duda, kandydat PiS w nadchodzących wyborach prezydenckich, zjechał do Ostrołęki na spotkanie z elektoratem. Nazwał rezygnację z inwestycji zbrodnią. Ostrzegł, że „oni" chcą likwidować polskie kopalnie i mówią, że węgiel się nie sprzedaje. „To jest antypaństwowa polityka!" — grzmiał przyszły prezydent i dowodził, że potrzebujemy nowoczesnych elektrowni węglowych. Wiosną tego samego roku Ostrołękę odwiedził prezes Jarosław Kaczyński i, jak wspominał były senator PiS Krzysztof Majkowski: „Stał na łące i zapewniał, że w tym miejscu powstanie nowoczesna, wielka elektrownia".

Kilka dni przed wyborami do Sejmu, w październiku 2015 r. prezes Kaczyński w towarzystwie posłanki Krystyny Pawłowicz ponownie stanął na ściernisku przed porzuconą budową Ostrołęki C i powtórzył złożone wcześniej obietnice. Słuchający go wyborcy uwierzyli, że teraz będzie lepiej.

Temat mocno promowało dwóch lokalnych polityków – poseł Arkadiusz Czartoryski, który uchodził za lidera PiS w Ostrołęce, i przyszły minister energii Krzysztof Tchórzewski, mający swój matecznik w Siedlcach.

Po zwycięstwie w wyborach z 2015 r. z gabinetami pożegnał się stary Zarząd Zespołu Elektrowni Ostrołęka. Sięgnięto po nowe postacie. Było oczywiste, że temat budowy Ostrołęki C nie został zamknięty. 1 lipca 2016 r. na znane już ściernisko przyjechał z wizytą minister Tchórzewski, który oświadczył, że koszt budowy bloku C nie przekroczy 6 mld zł. Inwestycję miały realizować spółki Energa SA i Enea SA. Zorganizowano przetarg, w którym zwyciężyło konsorcjum GE Power sp. z o.o. oraz Alstom Power System SAS. W lipcu 2018 r. podpisano umowę. Miała powstać opalana węglem kamiennym elektrownia z blokiem o mocy 1000 MW. Premier Mateusz Morawiecki pochwalił projekt i oświadczył: „Przeciwstawiamy Polskę mocy Polsce niemocy".

18 października 2018 r. na teren budowy wjechał ciężki sprzęt. Najbardziej widocznym elementem krajobrazu Ostrołęki stały się przeszło 100-metrowe betonowe pylony, które miejscowi natychmiast nazwali wieżami Kaczyńskiego. Rok 2019 minął spokojnie, lecz w połowie lutego 2020 r. Enea SA i Energa SA podjęły wspólną decyzję o zawieszeniu finansowania inwestycji. Jako powód podano „istotne okoliczności znacząco wpływające na decyzję". Wyszło na jaw, że w Ostrołęce utopiono 1 mld zł. Opozycja sejmowa żądała wyjaśnień. Na budowie pojawili się inspektorzy Najwyższej Izby Kontroli. Potem sprawą zainteresowały się prokuratura i CBA. Na jednym z posiedzeń

sejmowej Komisji ds. Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych poseł Paweł Poncyljusz z Platformy Obywatelskiej sugerował, że inwestycja z góry skazana była na porażkę, gdyż w grupie Energa zatrudnienie znaleźli „katecheci, pocztowcy, pracownicy urzędów pracy, ludzie sportu i kultury oraz kolejarze". Podkreślił, że były prezes Zarządu spółki Energa Elektrownie Ostrołęka SA Edward S. został zatrzymany przez funkcjonariuszy CBA i przedstawiono mu zarzuty popełnienia przestępstw z art. 296a par. 1 k.k. (korupcja gospodarcza). Przedstawiciele kompetentnych organów odwiedzili też dom posła PiS Arkadiusza Czartoryskiego i zażądali wydania dokumentów. Na szczęście obeszło się bez awantur. Postronni mogli odnieść wrażenie, że w Ostrołęce działała ośmiornica z logo PiS. Plotki krążące po Ostrołęce głosiły, że miliardowa inwestycja w elektrownię miała jakoby być pretekstem do wyprowadzenia milionów publicznych złotych na rachunki prywatnych firm.

W kwietniu 2020 r. Grupa Energa została przejęta przez PKN Orlen. A miejsce Enei, której kierownictwo doszło do wniosku, że lepiej i bezpieczniej jest inwestować w OZE oraz własne elektrownie, Połaniec i Kozienice, zajęło Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo. Pojawił się nowy pomysł. Zamiast elektrowni węglowej, w Ostrołęce miała powstać elektrownia gazowa! Pierwsi pretensje zgłosili górnicy, związkowcy z „Solidarności", którzy zaproponowali, by nowy blok w połowie był węglowy, a w połowie gazowy. Takie rozwiązanie na pewno byłoby bardzo kosztowne. Dodatkowe wydatki i tak należało ponieść, gdyż w przypadku rezygnacji z węgla kamiennego trzeba było zamówić nowy kocioł, dostosowany do opalania gazem. I zbudować gazociąg, który połączyłby Ostrołękę C z powstającym gazociągiem Polska – Litwa, zwanym w skrócie GIPL (Gas Interconnection Poland – Lithuania). Przewidywane roczne zapotrzebowanie nowej elektrowni to 1 mln m sześc. gazu.

PGNiG odpowiada wariant budowy elektrowni gazowej, gdyż jako współudziałowiec, spółka miałaby decydujący głos w kwestii dostaw tego surowca. Prace trwają. Zapadła decyzja o zburzeniu zbędnych 100-metrowych betonowych pylonów. Jeśli wszystko pójdzie zgodnie z planem, za kilka lat z Elektrowni Ostrołęka C popłynie do sieci pierwszy prąd. Należy spodziewać się, że jeśli proces wygaszania kopalń węgla kamiennego będzie konsekwentnie realizowany, elektrownie pracujące na tym paliwie będą przebudowywane tak, by mogły wykorzystywać gaz ziemny. Oznacza to, że będziemy go potrzebowali coraz więcej. A to oznacza, że albo głównym dostawcą tego surowca będą albo Stany Zjednoczone i kraje Zatoki Perskiej, albo Rosja. Powinniśmy się na to przygotować. Na razie nie idzie nam jako państwu, najlepiej. W sytuacjach, gdy trzeba walczyć o swoje interesy, okazujemy się nieprzygotowani. Najlepiej ilustruje to przypadek sporu z Czechami o kopalnię węgla kamiennego w Turowie, która wydobywa surowiec dla położonej tuż obok elektrowni. O sprawie polska opinia publiczna dowiedziała się 21 maja 2021 r., gdy wiceprezes Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej sędzia Rosario Silva de Lapuerta wydała postanowienie w sprawie o sygnaturze C-121/21 R, którym nasz kraj został zobowiązany do niezwłocznego zaprzestania wydobycia węgla

brunatnego w Kopalni Węgla Brunatnego Turów. W praktyce mogło to oznaczać zamknięcie elektrowni wchodzącej w skład holdingu Polska Grupa Energetyczna. Posypały się oświadczenia polskich polityków, że wyrok nie zostanie wykonany, że „Trybunał ostatecznie się skompromitował". I że pewnie jest to czesko-niemiecko-rosyjski spisek, który ma uzależnić nasz kraj od dostaw obcej energii elektrycznej i rosyjskiego gazu.

Czesi dobrze rozegrali tę partię. Chcieli, by strona Polska pokryła koszty budowy infrastruktury niezbędnej im do zapewnienia normalnych warunków życia mieszkańców obszarów przygranicznych. Szacowano, że mogło chodzić o 50–60 mln euro, które należało wydać, na przykład, na budowę nowych wodociągów.

Złoża węgla brunatnego w Turowie są eksploatowane metodą odkrywkową od 1904 r. Mieszkańcy regionu od dawna obserwowali systematyczne obniżanie się poziomu wód gruntowych i degradację środowiska naturalnego. Władze czeskie, ale jak sądzę także polskie, dysponowały opiniami, z których wynikało, że negatywne zjawiska będą się nasilały. Wiedziano też, że Polska Grupa Energetyczna podjęła starania o przedłużenie koncesji na wydobycie tego surowca do 2044 r.

20 stycznia 2016 r. lokalne władze czeskie oświadczyły, że na skutek rozbudowy turowskiej odkrywki w przygranicznych miejscowościach Hrádek nad Nisou, Chrastava, Frýdlant i w okolicach zabraknie w przyszłości wody pitnej. Koszt budowy instalacji, które zapewniłyby zaopatrzenie tych terenów w wodę, oszacowały na 3 mld koron. Problem został szeroko nagłośniony przez lokalne media. Czesi twierdzą, że już wtedy zwrócili się do strony polskiej z prośbą o wyjaśnienia. Ta zaś oświadczyła, że plany rozbudowy kopalni Turów nie zostały jeszcze zatwierdzone. W połowie grudnia 2016 r. powołana została polsko-czeska grupa robocza, która miała zająć się tym problemem. Po czym znów, jak twierdzą Czesi, sprawy utknęły w martwym punkcie.

W marcu 2018 r. czeski rząd zdecydował o przeznaczeniu 60 mln koron na inwestycje związane z gospodarką wodną na Pogórzu Frydlanckim. Miały je otrzymać tamtejsze spółki wodociągowe na budowę nowych instalacji. Nasi południowi sąsiedzi zaczęli też skrupulatnie gromadzić dokumentację, która wzmacniałaby ich stanowisko w spodziewanym sporze ze stroną polską. Na początku lipca 2019 r. strona czeska zaprotestowała przeciw przyjętej pod koniec maja uchwale rady miejskiej Bogatyni, zezwalającej na rozszerzenie o ponad 14 ha odkrywkowej eksploatacji górniczej kopalni Turów. Dowodzili, że stało się to bez rozpatrzenia skarg, które składano zgodnie z procedurą transgranicznej oceny wpływu tej decyzji na środowisko naturalne.

Warszawa wyraźnie ożywiła się dopiero we wrześniu 2019 r., gdy doszło do konsultacji z udziałem urzędników i ekspertów reprezentujących obie strony. Nie byliśmy skłonni do ustępstw. Czesi wiedzieli o staraniach PGE o przedłużenie koncesji i obawiali się, że Polacy będą przeciągali negocjacje, by stworzyć jak najwięcej faktów dokonanych. W połowie listopada 2019 r. w tej samej sprawie interweniowało czeskie Ministerstwo Środowiska, które ostrzegło, że jeśli Polska zdecyduje się na rozszerzenie wydobycia,

strona czeska będzie się domagała rekompensaty za ewentualne szkody oraz budowy tamy, która uniemożliwiałaby obniżanie się poziomu wód gruntowych.

21 stycznia 2020 r. Wojciech Rejman, regionalny dyrektor ochrony środowiska we Wrocławiu, na wniosek PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA wydał decyzję o uwarunkowaniach środowiskowych dla kontynuacji eksploatacji złoża węgla brunatnego Turów. Czesi uznali, że otwiera to drogę do rozbudowy kopalni. Lokalne władze regionu libereckiego oświadczyły, że będą się odwoływały od tej decyzji i wniosą sprawę do sądu. Strony polskiej to nie powstrzymało. W tej sytuacji czescy prawnicy złożyli skargę do Komisji Europejskiej. 14 lipca członkowie Komisji Petycji Parlamentu Europejskiego zajęli się tym dokumentem. Eurodeputowani PiS Anna Zalewska i Kosma Złotowski przedstawili petycję w obronie kopalni Turów, pod którą podpisało się 30 tys. obywateli Polski, Niemiec i Czech. Komisja Europejska, która chciała dać stronom szansę na wypracowanie kompromisu i nie podjęła od razu zdecydowanych działań. Stwierdziła jedynie, że Polska nieprawidłowo oceniła wpływ kopalni na środowisko i w niewystarczającym stopniu poinformowała o swoich planach Czechów oraz Niemców.

Nieco wcześniej, w październiku 2020 r., o kopalni Turów rozmawiali ministrowie spraw zagranicznych Czech i Polski, Tomáš Petříček i Zbigniew Rau. Najwyraźniej niewiele one dały, gdyż 12 lutego 2021 r. czeskie MSZ stwierdziło, że Praga będzie domagała się od strony polskiej budowy instalacji, która powinna chronić tereny przygraniczne przed pyłem oraz zrekompensowania strat wody. Chcieli też rozmawiać o budowie alternatywnych źródeł zaopatrzenia w wodę oraz stworzyć fundusz, który finansowałby podobne mniejsze przedsięwzięcia. Zaproponowali powołanie międzyrządowej komisji, która na bieżąco miała oceniać wpływ kopalni Turów na środowisko. Pod koniec lutego 2021 r. Praga złożyła pozew przeciw Polsce do Trybunału Sprawiedliwości UE i poprosiła o rozpatrzenie sprawy w pierwszej kolejności. Dokument zawierał także wezwanie do wstrzymania wydobycia węgla w Turowie do czasu podjęcia decyzji przez sąd unijny.

28 kwietnia 2021 r. minister klimatu i środowiska Michał Kurtyka przedłużył termin obowiązywania obecnej koncesji na wydobywanie węgla brunatnego i kopalin towarzyszących ze złoża Turów do 2044 r.

21 maja 2021 r. sędzia Rosario Silva de Lapuerta wydała wiadome postanowienie, które zbulwersowało polskich polityków i mieszkańców Turowa. Sprawą zajmowały się też komisje sejmowe. 30 marca 2021 r. na wspólnym posiedzeniu komisji ds. Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych, Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa oraz Spraw Zagranicznych posłowie z ust wiceministra środowiska i głównego geologa kraju Piotra Dziadzio usłyszeli, że strona polska chciała polubownego załatwienia problemów związanych z kopalnią w Turowie. Natomiast strona czeska ciągle wysuwała roszczenia. I te roszczenia były coraz większe. Wiceminister Piotr Dziadzio określił je mianem koncertu życzeń, dotyczącego „finansowania różnego typu inwestycji, które kompletnie nie mają związku z potencjalną czy teoretyczną ucieczką wody ze strony czeskiej na stronę polską, łącznie z propozycjami budowy wodociągów". — Już teraz

to jest jakieś 10 mln euro, a docelowo ok. 60 mln euro – stwierdził. – Strona czeska nadal mówi, że nie ma problemu z wycofaniem skargi i rozmową na ten temat, ale oczekuje konkretnych działań finansowych.

Premier Mateusz Morawiecki zmuszony był podjąć negocjacje z premierem Andrejem Babišem, po których publicznie oświadczył, że sprawę załatwił – za jakieś 45 mln euro – i Praga wycofa sprawę z Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej. Obiecał też Czechom, że PGE do jesieni 2021 r. kosztem 17 mln zł wybuduje w pobliżu miejscowości Uhelná, po polskiej stronie, rodzaj umieszczonego pod ziemią ekranu zabezpieczającego o długości 1,1 tys. m i głębokości od 65 do 117 m, przez który woda nie będzie mogła się przecisnąć z Czech na teren kopalni. Premier Andrej Babiš zrewanżował się oświadczeniem, że pozwu nie wycofa i na razie nie ma żadnego porozumienia. Po czym nastąpiła seria dziwacznych tłumaczeń z naszej strony, z których wynikało, że rozmowy się toczą albo będą się toczyły itd. Finał sprawy kopalni w Turowie jest łatwy do przewidzenia. Jeśli zaspokoimy oczekiwania Pragi, wycofa ona pozew przeciw Polsce. Na razie rozmowy trwają. Oczywiście nie wykonaliśmy decyzji sędzi Rosario Silva de Lapuerta i wydobycie węgla brunatnego trwa nadal. Gdy piszę te słowa, jeśli Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej przychyliłby się do wniosku Czechów o nałożenie na Polskę kar finansowych, byłaby to kwota 2 miliardów 300 mln zł. Przykład ten dobrze ilustruje naszą niemoc i brak kompetencji w sytuacjach trudnych. A w związku z realizacją Europejskiego Zielonego Ładu, będzie ich bardzo wiele.

Prawie bez echa przeszedł ogłoszony 14 lipca 2021 r. przez Komisję Europejską pakiet 13 wniosków ustawodawczych, których celem są nowe propozycje lub aktualizacja obowiązujących przepisów dotyczących klimatu i energii. Określono je mianem „Fit for 55". Komisja chce, by do r. 2030 nastąpiła redukcja emisji gazów cieplarnianych w krajach Unii o 55 proc. względem roku 1990. Chce też zmniejszenia zużycia energii elektrycznej o co najmniej 9 proc. do 2030 r. Do tego czasu udział energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii wykorzystywanej w budynkach ma sięgnąć 49 proc. Opłatami za emisje w ramach Unijnego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (EU ETS) zostaną objęte nowe sektory: lotnictwo i sektor żeglugi. Od 2035 r. wszystkie rejestrowane nowe samochody mają być bezemisyjne, czyli albo elektryczne, albo o napędzane wodorowymi ogniwami paliwowymi. To bardzo ambitne cele. Próba ich realizacji oznacza konieczność poniesienia przez Europejczyków gigantycznych wydatków.

Śmiem twierdzić, że nie jesteśmy, jako kraj na to gotowi. Dla naszej gospodarki, a zwłaszcza sektora elektroenergetycznego, będzie to niewyobrażalnie trudne wyzwanie. Pominę fakt, że Polska posiada duże zasoby węgla kamiennego i brunatnego i w 2020 r. udział energii elektrycznej wytworzonej z tych paliw sięgał 70 proc. Jeśli uwzględnimy krajowe wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej to okaże się, że wskaźnik samowystarczalności energetycznej Polski – czyli stosunek pozyskania energii do zużycia energii – w porównaniu do innych krajów europejskich jest całkiem niezły. Realizując cele określone w pakiecie „Fit for 55" musielibyśmy zrezygnować z tego

atutu, gdyż przyszłoby ograniczyć wydobycie węgla oraz wykorzystanie tego paliwa w elektrowniach i elektrociepłowniach. A to oznacza drastyczny wzrost kosztów energii elektrycznej zarówno dla przemysłu, jak i gospodarstw domowych. Dziś i w najbliższych latach z pewnością nie będzie nas na to stać. Dlaczego? Ponieważ nasz kraj odstaje od rozwiniętych gospodarek Zachodnich. *De facto* jesteśmy krajem rolniczo-przemysłowym. Inwestycje w najnowocześniejsze technologie to margines. Fakt, że z Polski pochodzi gros nowoczesnych telewizorów, pralek automatycznych, zmywarek produkowanych i sprzedawanych w Europie nie znaczy, że jesteśmy zaawansowani technicznie. Fabryki, w których produkowane są te towary są montowniami należącymi do zagranicznych koncernów. A naszym głównym atutem jest tania siła robocza, niskie podatki i tania energia elektryczna.

W ostatnich dwóch dekadach wiele wysiłku włożono w budowę nowoczesnych dróg i autostrad oraz modernizację linii kolejowych. Dzięki temu jesteśmy lepiej skomunikowani z resztą kontynentu. Tyle wystarczy, by utknąć w pułapce średniego wzrostu. By dokonać przełomu należałoby zbudować innowacyjną gospodarkę, w której poważną rolę odgrywałyby firmy z obszaru nowoczesnych technologii. Niestety, Polska nie ma się czym pochwalić. Środku unijne przeznaczane na badania i rozwój w ramach Programów Operacyjnych Innowacyjna Gospodarka i Inteligentny Rozwój zostały w znacznym stopniu zmarnowane. Gdy w 2004 r. wstępowaliśmy do Unii Europejskiej, nasz kraj w Europejskim Rankingu Innowacyjności lokował się na przedostatnim miejscu za Turcją. Trzy lata później ruszył Program Operacyjny Innowacyjna Gospodarka, w ramach którego Unia przekazała nam 9,7 mld euro. Choć można też się natknąć na informacje o wyższej kwocie — niemal 10,2 mld euro. Zakładano, że pieniądze te przyczynią się do zwiększenia nakładów na naukę, badania i rozwój oraz że poprawią konkurencyjność naszych przedsiębiorstw. Liczono, że pojawią się nowe, prężne spółki działające w obszarze nowoczesnych technologii. W kraju jak grzyby po deszczu powstawały laboratoria, inkubatory przedsiębiorczości i parki naukowo-technologiczne. Mnożyły się fundacje „mające wspierać" oraz spółki, których głównym celem było pozyskiwanie środków unijnych. Wszędzie rosły „Krzemowe Doliny". W efekcie, gdy w 2014 r. zakończyła się realizacja Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka, w Europejskim Rankingu Innowacyjności sklasyfikowano nas na czwartym miejscu od końca. Wyprzedziliśmy Bułgarię i Rumunię, które dołączyły do Unii w r. 2007 oraz Łotwę. Turcja zrezygnowała ze wspólnotowych ambicji i wypadła z unijnych rankingów. W tym samym rankingu w r. 2021 po wydaniu 8,6 mld euro w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój utrzymaliśmy zaszczytne czwarte miejsce od końca, wyprzedzając tradycyjnie Bułgarię, Rumunię i Łotwę. 26 maja 2021 r. na posiedzeniu sejmowej Komisji Cyfryzacji, Innowacyjności i Nowoczesnych Technologii jej przewodniczący, poseł PiS Witold Czarnecki, stwierdził: „Niedawno średnia liczba patentów w Europie wynosiła 113 na 1 mln mieszkańców, a w Polsce to jedna dziesiąta tej liczby. W Niemczech – 300, a w Szwajcarii – 700".

Ze swej strony dodam, że we wszystkich znanych mi dokumentach traktujących o przyczynach naszego zastoju w obszarze nowoczesnych technologii przytaczane są te same fakty.

Mimo wzrostu w ostatnich latach nakładów na badania i rozwój w relacji do PKB lokujemy się poniżej średniej unijnej. U nas jest to 1,23 proc. PKB w 2019 r., a w krajach Unii — 2,19 proc.

Niezadowalająca jest też współpraca przemysłu z uczelniami i instytutami naukowo-badawczymi. Brakuje ambitnych projektów pilotażowych. Rząd wskazuje, że w latach 2017-2019 jedynie 34,7 proc. krajowych firm było aktywnych innowacyjnie, czyli wprowadziło lub próbowało zastosować jedną innowację! Polskie fabryki są nadzwyczaj skromnie wyposażone w roboty – na 10 tys. pracowników przypada 46 robotów. Dla porównania w Czechach — 147, na Węgrzech — 106, a w Niemczech — 346. Średnia europejska to 114 robotów przemysłowych. Co oznacza, że wydajność w polskich firmach jest jak za króla Ćwieczka. I taniej jest zatrudniać pracownika niż maszynę. Rząd Mateusza Morawieckiego przyznaje, że odpowiedzialna za to jest archaiczna struktura gospodarki. Tego nie da się zmienić w pięć czy dziesięć lat. A to oznacza, że skazani jesteśmy na niskie, w porównaniu do bardziej rozwiniętych sąsiadów, zarobki. Z czego zatem nasze gospodarstwa domowe miałyby sfinansować zmiany w górnictwie i energetyce? Nasze przedsiębiorstwa, zwłaszcza małe i średnie, nie udźwignąą gwałtownego wzrostu kosztów spowodowanego wzrostem cen energii elektrycznej. Takie będą konsekwencje próby realizacji celów określonych przez Komisję Europejską. Rozumiem, że stan klimatu na naszej planecie się pogarsza, że już obserwujemy tragiczne skutki efektu cieplarnianego, lecz czy jesteśmy gotowi zapłacić bardzo wysoką cenę za obietnicę powstrzymania tego procesu?

Już pojawiły się szacunki opisujące koszty wprowadzenia propozycji Komisji Europejskiej z 14 lipca 2021 r., z których wynika, że drastycznie wzrosną koszty w budownictwie, transporcie lotniczym, wzrosną ceny energii elektrycznej, a co za tym idzie - wszystkich towarów i usług. Jest jasne, że bardziej uderzą one w biedniejsze kraje unijne. Niemcy, Francja, Włochy, Hiszpania czy Szwecja lepiej sobie poradzą. Okaże się, że mówić o konieczności ochrony klimatu i walce z efektem cieplarnianym to jedno, a płacić za to z własnej kieszeni, to zupełnie co innego.

Dziś politycy opozycji nabijają się ze złożonej przez premiera Mateusza Morawieckiego w r. 2016 obietnicy miliona samochodów elektrycznych, które miały w r. 2025 jeździć po naszych drogach. Tak zakładał zapomniany już rządowy „Plan rozwoju elektromobilności w Polsce". Nie miał on najmniejszych szans na realizację, z jednego tylko powodu – braku nad Wisłą infrastruktury pozwalającej na w miarę szybkie ładowanie akumulatorów. Pominę milczeniem inny, kto wie, czy nie bardziej interesujący fakt. Olej napędowy i benzyna są obłożone podatkami oraz akcyzą i zapewniają poważne wpływy do budżetu. Pojawienie się miliona pojazdów elektrycznych oznaczałoby gigantyczne ich uszczuplenie, które rząd zapragnąłby zrekompensować. Jak? Podnosząc cenę energii

elektrycznej. Nikt nie wie, do czego mogłoby to doprowadzić. Najnowsze projekcje administracji premiera Mateusza Morawieckiego dotyczące elektromobilności zakładają, że w r. 2030 zarejestrowanych będzie 600 tys. pojazdów: nie tylko elektrycznych, ale też hybrydowych.

Elektomobilność to tylko jeden problem do rozwiązania. A są jeszcze inne. Za emisję gazów cieplarnianych odpowiedzialne są także inne sektory gospodarki – rolnictwo, transport, w tym lotniczy, budownictwo, przemysły ciężki i chemiczny itp.

Europejskie górnictwo i energetyka, to nie są najwięksi winowajcy. Nasz kontynent z roku na rok emituje coraz mniej dwutlenku węgla, podczas gdy Stany Zjednoczone, Chiny, Indie, Afryka, Australia i Ameryka Południowa nie mają zahamowań. W skali globalnej Polska odpowiada za emisję około 1 proc. tego gazu. Co rodzi pytania: Czy naprawdę musimy tak szybko rezygnować z węgla kamiennego i brunatnego w energetyce, by osiągnąć określone przez Komisję Europejską cele klimatyczne? Jaka będzie cena, którą zapłacimy? I na jakie wsparcie ze strony Unii Europejskiej możemy liczyć?

Nie ma wątpliwości, że jeśli bez refleksji i starannie przeprowadzonych rachunków, weźmiemy się za restrukturyzację górnictwa i energetyki skończy się to bardzo źle. Nie tylko nie uda się niczego zrobić, ale co gorsza, wielu Polaków utwierdzi się w przekonaniu, że Bruksela chce nas zniszczyć. I będą mieli rację. Bo po tak wielkim skoku nasza gospodarka, nawet jeśli nie zostanie zrujnowana, to na pewno mocno ucierpi.

Ktoś powinien uświadomić rządzącym, że pośpiech w tej sprawie może być bardzo groźny. Potrzebne są solidne, oparte na symulacjach, wyliczenia: ile będzie to nas kosztowało, jakie grupy społeczne i zawodowe zapłacą najwyższą cenę, jakie działania osłonowe trzeba będzie podjąć i na co będą mogli liczyć górnicy zwalniani z przeznaczonych do likwidacji kopalń.

Rządzący powinni uporać się z pytaniem: Czy zamykanie kopalń ma sens w sytuacji, gdy ceny węgla na rynkach światowych są wysokie? Bo jeśli nawet trochę spadną, to i tak trzeba będzie płacić za importowany surowiec. W naszych elektrowniach nie będzie łatwo zastąpić kotły opalane węglem na kotły opalane gazem. Nie mówiąc o tym, że gaz ziemny też nie będzie tani.

Otwarta pozostaje kwestia budowy elektrowni atomowych. Takie plany miały kolejne rządy poczynając od połowy lat sześćdziesiątych XX wieku. Obecny gabinet planuje uruchomienie 7 bloków o mocy 1100 MWe każdy do 2040 r. Koszt budowy elektrowni atomowych w Polsce oszacowano na około 150–160 mld zł, co z pewnością jest kwotą znacznie zaniżoną. Budowa pierwszych bloków ruszyć ma za pięć lat. Czy to się opłaci? Korzyścią z posiadania elektrowni jądrowych jest pewność, że bez względu na warunki pogodowe będą one dostarczały prąd do sieci. Już wiemy, że odnawialne źródła energii nie gwarantują tak stabilnych dostaw. To nowa technologia i trzeba czasu, by stała się bardziej niezawodną.

Wyzwaniem jest magazynowanie produkowanej przez OZE energii. Niemal codziennie media przynoszą informację o opracowaniu bądź testowaniu nowych, bardziej wydajnych akumulatorów. Niemieccy naukowcy z Instytutu Helmholtza w Ulm i Instytutu Technologii w Karlsruhe stworzyli np. baterię litowo-metalową, która osiąga niewiarygodną wręcz gęstość energii 560 Wh/kg przy jednocześnie dużej stabilności. Co ważniejsze zachowuje 88 proc. swojej początkowej pojemności po 1000 cyklach ładowania. Amerykański start-up Form Energy zbudował baterię, która w założeniach, ma posłużyć do budowy magazynów energii niezbędnych dla efektywnego wykorzystanie prądu pochodzącego z odnawialnych źródeł energii. Jej podstawowym składnikiem jest żelazo. Powszechna dostępność tego pierwiastka sprawia, że cena zbudowanych w nowej technologii akumulatorów byłaby niezwykle konkurencyjna. Niestety dziś magazynowane energii elektrycznej w wielkich zespołach baterii może być ryzykowne. W ostatnich dniach lipca 2021 r. w australijskim stanie Wiktoria, w trakcie wstępnych testów, wybuchł pożar w zbudowanym przez Teslę – spółkę amerykańskiego miliardera Elona Muska – wielkim magazynie energii o nazwie Victorian Big Battery. Strażakom dopiero po kilku dniach udało się opanować pożar.

Podobne problemy, choć na mniejszą skalę, pojawiły się w Polsce. Coraz częściej media donoszą o samozapłonach instalacji fotowoltaicznych. A ponieważ najczęściej są one instalowane na dachach domów, takie pożary mogą być bardzo groźne. O ile opalana węglem kamiennym elektrownia może funkcjonować nawet ponad 100 lat, a elektrownia jądrowa pół wieku, to nie wiemy po ilu latach panele fotowoltaiczne będą wymagały wymiany.

Na świecie trwa wyścig między zespołami naukowców poszukujących najkorzystniejszych, najbardziej rentownych rozwiązań problemu pozyskiwania czystej energii. Jego skali i tempa nie możemy sobie nawet wyobrazić. Francuzi zbudowali eksperymentalną instalację, która dzięki energii elektrycznej pozyskiwanej przez panele fotowoltaiczne wytwarza wodór, który jest stosowany w ogniwach paliwowych. To idealne ekologiczne paliwo. Trwa wyścig producentów silników elektrycznych. Mają być mniejsze, bardziej niezawodne i o większej mocy. Jednym z ich zastosowań będzie lotnictwo. Produkujemy już elektryczne drony. W przyszłości pojawią się samoloty pasażerskie.

Naukowcy szukają też sposobów zmniejszenia ilości dwutlenku węgla w atmosferze naszej planety. W tej rywalizacji wziął też udział pewien Polak. Dwanaście lat temu media obiegła informacja, że prof. Dobiesław Nazimek z UMCS w Lublinie opracował metodę produkcji paliw płynnych z tego gazu. Nie było w tym nic nadzwyczajnego. Już w 1920 r. niemieccy chemicy Franz Fischer i Hans Tropsch opracowali metodę syntezy mieszanki wodoru i dwutlenku węgla, w wyniku której uzyskali zawierający niewielką ilość węglowodorów produkt o nazwie synthol. Metoda była rozwijana w czasie II wojny światowej. W 10 fabrykach na terenie III Rzeszy produkowano z węgla kamiennego 740 tys. ton paliw rocznie. W 1955 r. w RPA firma Sasol uruchomiła pierwszą własną

instalację, a po 20 latach produkcja paliw syntetycznych osiągnęła w tym kraju poziom niemal 4 mln ton.

Metoda prof. Dobiesława Nazimka polegała na wykorzystaniu fotokatalizatora opartego na tlenku tytanu do konwersji rozpuszczonego w wodzie dwutlenku węgla poprzez naświetlanie promieniowaniem nadfioletowym. Otrzymany w ten sposób metanol byłby przekształcany w paliwo przy wykorzystaniu opracowanego w 1970 r. przez koncern Mobil procesu MTG. Prof. Dobiesław Nazimek pracował też nad metodą uzyskiwania etanolu z dwutlenku węgla. Sprawą zainteresował się wicepremier Waldemar Pawlak. Kuwejt nad Wisłą wydawał się na wyciągnięcie ręki. Możliwościami produkcji benzyny metodą prof. Nazimka zainteresowała się spółka Ekobenz z Lublina, która miała się podjąć budowy instalacji próbnej. Wyszło jak zwykle. W lutym 2012 r. uczony tak mówił o tej spółce w „Dzienniku Wschodnim": „Dostali na to unijne pieniądze, mają zespół i będą realizowali to we własnym zakresie, ale bez mojej pomocy. Zaproponowali mi współpracę, ale na warunkach, które mnie nie zadowalały. Dlatego odmówiłem".

Pojawiły się też krytyczne opinie ze strony środowisk naukowych. Podkreślano, że ilość energii, którą należy dostarczyć, aby wyprodukować określoną ilość metanolu, jest trzy razy większa, niż zakładano. Taki proces będzie zatem nieopłacalny. Energia otrzymywana ze spalania syntetycznego paliwa byłaby mniejsza niż potrzebna do jego uzyskania, co wiązałoby się z emisją większej ilości dwutlenku węgla, niż byłaby wykorzystywana przy produkcji metanolu. Co oczywiście byłoby absurdem.

Metodę prof. Dobiesława Nazimka porównano do *perpetuum mobile*. A nawet zasugerowano zamiar wyłudzenia środków na badania naukowe, które nie miały szans powodzenia. W 2012 r. profesor odszedł na emeryturę, a o jego pracach zapomniano.

Najwyraźniej na Zachodzie nie wiedziano, co działo się w Lublinie. 9 czerwca 2020 r. nowo powołane europejskie konsorcjum przemysłowe Norsk e-Fuel AS z siedzibą w Oslo, w skład którego weszły: niemiecka spółka Sunfire GmbH, wiodący w świecie dostawca technologii Power to Liquid, która polega na przetwarzaniu energii odnawialnej w paliwa płynne i chemikalia, takie jak metanol, eter oksymetylenowy (OME), amoniak itp., szwajcarska spółka Climeworks AG – pionier w technologii bezpośredniego wychwytywania dwutlenku węgla z powietrza, niemiecka spółka Paul Wurth SA oraz norweski fundusz inwestycyjny Valinor, spółka macierzysta Norsk Vind, największego prywatnego dewelopera energii wiatrowej w tym kraju, ogłosiło plany budowy na terenie Parku Przemysłowego Heroya w Porsgrunn pierwszej fabryki produkującej ekologiczne paliwo lotnicze z dwutlenku węgla. Innymi słowy, benzynę z powietrza! W r. 2023 instalacja konsorcjum ma osiągnąć zdolność produkcyjną 10 mln litrów rocznie, a przed rokiem 2026 — 100 mln ton. Jak zapewnia dział PR spółki Climeworks SA, „zakład w Heroya przyczyni się do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla przez takie branże jak lotnictwo o 250 tys. ton rocznie". A to dopiero początek.

Jak to możliwe, że coś, co nad Wisłą uznano za szarlatanerię i próbę wyłudzenia, w Norwegii wejdzie w fazę produkcyjną? Cóż, ten północny kraj ma duże zasoby

odnawialnej energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych, słonecznych i wodnych. Jeśli połączymy te zasoby z możliwościami technologicznymi spółek Sunfire GmbH oraz Climeworks SA i dodamy talenty inżynierów z Paul Wurth SA, okaże się, że dzięki taniej norweskiej energii odnawialnej i szwajcarsko-niemieckiej pomysłowości można będzie dużo zarobić.

„Potencjał tego projektu jest oszałamiający. Norsk e-Fuel umożliwi dostawy paliwa odnawialnego na skalę większą niż kiedykolwiek wcześniej — co jest kluczowe, jeśli chcemy uczynić globalny transport prawdziwie zrównoważonym. Cieszymy się, że możemy wnieść naszą technologię bezpośredniego wychwytywania dwutlenku węgla z powietrza i know-how, aby wraz z naszymi partnerami pomóc w tworzeniu odnawialnego paliwa" — zachwala współzałożyciel Climeworks Christoph Gebald.[1]

Georges Rassel, dyrektor generalny spółki Paul Wurth, dodaje, że zmiany klimatyczne i rosnące koszty emisji dwutlenku węgla powodują, iż rynek dla podobnych rozwiązań rośnie. A projekt fabryki w Heroya otwiera przed Norwegią i Europą szerokie możliwości dekarbonizacji. Czy tak się stanie? Przekonamy się za kilka lat.

Myślę, że nasz kraj jest jeszcze przed wyborem, jaką drogą pójść, by efektywnie włączyć się w europejski, i mam nadzieję światowy, wysiłek ocalenia klimatu naszej planety. Przez lata atutem były posiadane przez nas zasoby węgla kamiennego i brunatnego. Dziś traktowane są one jako obciążenie. Komisja Europejska i bogatsze od Polski kraje Unii domagają się byśmy zrezygnowali z paliw kopalnych w energetyce. Czy znamy rachunki ekonomiczne, które pozwoliłyby dokonać racjonalnego wyboru? A przynajmniej odpowiedziały na pytanie: Ile na tym stracimy?

2.8 Dlaczego jestem sceptyczny?

Nie jesteśmy bogatym krajem. Nasze zarobki odstają od zarobków Niemców, Holendrów, Francuzów czy Brytyjczyków. Jeśli znacząco wzrosną ceny energii elektrycznej, polska gospodarka może pogrążyć się w kryzysie. Co oznacza, że bardzo trudno będzie przekonać obywateli do wyrzeczeń. Wyzwaniem, przed którym stoimy, jest próbą stworzenia nowego sytemu energetycznego, w którym, znacznie ograniczymy zużycie węgla kamiennego i brunatnego w elektrowniach, by w końcu ostatecznie zrezygnować z tych surowców. Dziś rozsądek podpowiada, że nas na to nie stać. Że nadal powinniśmy opierać się na krajowych zasobach, dokładając wysiłków, by dbać o środowisko. Być może jest to najlepszy sposób, by uchronić gospodarkę i obywateli przed konsekwencjami zbyt drastycznego wzrostu cen energii elektrycznej, a w przyszłości, wykorzystując rozwiązania opracowane przez innych, ostatecznie odejść od paliw kopalnych. Niestety polska nauka z pewnością nie jest i nie będą w stanie opracować technologii, które by na to pozwoliły. Mój sceptycyzm wynika z obserwacji naszych dotychczasowych dokonań

[1] https://climeworks.com/news/making-unlimited-renewable-fuel-a-reality (dostęp: 12.10.2021 r.)

w badaniach naukowych prowadzonych na zlecenie przemysłu oraz wdrażania ich wyników. Efekty są więcej niż mizerne. Politycy liczą na pieniądze unijne, rzecz w tym, że dotychczas z efektywnością ich wykorzystania nie było najlepiej. Pół biedy, gdy budowano drogi, trasy szybkiego ruchu, obwodnice itp. Nawet jeśli te inwestycje były nadzwyczaj kosztowe, to są i długo będą służyły Polakom. Transformacja górnictwa i energetyki, to znacznie wyższy poziom wydatków. Budowa elektrowni jądrowej, czy nawet modernizacja istniejącej siłowni, by zamiast węgla, wykorzystywała jako paliwo gaz ziemny, jest bardziej wymagającym przedsięwzięciem. Musimy o tym wiedzieć.

Jestem pewien, że związki zawodowe muszą starać się uświadomić wszystkim, z jakimi trudnościami będziemy mieli do czynienia. Przede wszystkim powinny one chronić miejsca pracy.

Kopalnie i elektrownie nie znikną szybko z polskiego krajobrazu. Polacy rozumieją potrzebę ochrony środowiska, lecz może się to zmienić, gdy przyjdzie nam płacić wysokie rachunki za prąd, a ceny towarów i usług zaczną rosnąć. Nie wspominając o tym, że wiele działających w naszym kraju przedsiębiorstw zmuszonych będzie zakończyć działalność, ze względu na zbyt wysokie koszty spowodowane wzrostem cen energii elektrycznej.

Politycy muszą też znaleźć odpowiedź na pytanie kto pokryje koszty transformacji górnictwa i energetyki. Przecież każdy nowy blok energetyczny, każda instalacja przesyłowa kosztuje. I to niemałe pieniądze. Czy wysupła je Unia Europejska? I czy będą one wystarczające? Obawiam się, że nie.

Nie brak opinii, że jeśli niczego nie zrobimy to ceny energii elektrycznej i tak wzrosną. Że ta transformacja da nam czystsze powietrze i ocali środowisko naturalne. Że to szansa dla całej gospodarki, gdyż wygeneruje ona potężny impuls rozwojowy. Zatem to nie tylko unowocześnienie przemysłu, ale też narodziny i rozwój innowacyjnych branż.

Szacunki zawarte w rządowym programie „Polityka energetyczna Polski do roku 2040" mówią, że do 2040 r. realizacja tych założeń stworzy zupełnie nowe warunki pracy i zatrudnienia. Że znacząco wzrosną zarobki i będziemy żyli lepiej. Rząd spodziewa się, że na realizację celów owej „Polityki" mogą sięgać nawet 1,6 bln zł. Same inwestycje w sektorach paliwowo-energetycznych określane są na 867–890 mld zł. A nakłady tylko w sektorze wytwórczym energii elektrycznej to 320–342 mld zł. Nie popełnię większego błędu, jeśli powiem, że kwoty te będą znacznie wyższe. Wydawać by się mogło, że skoro plany te mają akceptację władz to nie powinno być problemu z pozyskaniem niezbędnego kapitału Jednak może okazać się, że jest inaczej. Banki nie chcą dziś udzielać wsparcia podmiotom, które mają w swym portfolio aktywa węglowe.

Na przykład PGE, Enea oraz Tauron są obecnie właścicielami około 70 bloków węglowych. By mogły one pozyskać finansowanie rząd wpadł na pomysł wydzielenia z nich aktywów związanych z wytwarzaniem energii w jednostkach węglowych. Plany te przewidują powołanie Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego, która

przejmie, tak niepokojące sektor finansowy — przedsiębiorstwa. Prace nad powołaniem nowej Agencji powinny zakończyć się w 2022 r.

W założeniach NABE będzie podmiotem w pełni samowystarczalnym, który z jednej strony zagwarantuje bezpieczeństwo energetyczne, a z drugiej - zrównoważoną transformację. Agencja będzie prowadziła jedynie inwestycje oraz modernizacje niezbędne dla bieżącego utrzymania sprawności eksploatowanych bloków węglowych. Nie będzie natomiast budować nowych. Takie są założenia. Nie wiemy, czym zakończy się próba ich realizacji. Zwłaszcza, gdy niemalże z każdym miesiącem rosną opłaty za emisję dwutlenku węgla w ramach Unijnego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (EU ETS). Należy spodziewać się, że wkrótce przekroczą one w Polsce 60 euro za tonę. A to nie koniec. Wspomniane już najnowsze propozycje Komisji Europejskiej zakładają rozszerzenie tych opłat na transport i budynki mieszkalne. Przyjęcie ich oznacza, że – jak się znów szacuje – do 2030 r. cena owych uprawnień może sięgnąć 180 euro za tonę CO_2. Konsekwencją tego będzie wzrost kosztów dla gospodarstw domowych, w latach 2025–2040, może sięgnąć ponad 1 biliona 100 miliardów euro! Nie sposób wręcz wyobrazić sobie, jak niszczący byłby wpływ tych regulacji na europejski przemysł. Dlatego moim zdaniem plany te mają niewielkie szanse na realizację. Myślę, że polscy politycy wiedzą o tym i dlatego się nie spieszą. Przecież reformy w górnictwie i energetyce są rozłożone na dekady. W tej kwestii nie ma też porozumienia głównych sił politycznych. Dlatego każda zmiana sejmowej większości będzie oznaczała, że wszystko zacznie się do nowa. Jest też szansa, że kraje Unii Europejskiej się cofną. Dojdą do wniosku, że zaproponowane przez Komisję Europejską tempo zmian jest zbyt szybkie, a koszty ich wprowadzenia zbyt wysokie, że reformatorski zapał osłabnie.

Jakie w tej sytuacji jest zadanie związków zawodowych? Muszą przypominać politykom, że najważniejsi są ludzie. Bo to na ich barkach spoczywa ciężar realizacji planowanych zmian. Uczciwej debaty nie zastąpią ani kampanie reklamowe w telewizji, radiu, prasie i internecie, ani chwytliwe hasła ekologów przekonujących, że nie ma alternatywy. Znamienne, że takie organizacje bardzo rzadko prezentują rachunki ekonomiczne na poparcie swych tez. Nie mówiąc już o tym, że debaty ekologów z przedstawicielami przemysłu, którzy mają odmienne poglądy, są czymś wyjątkowym.

Nie jestem ekspertem w dziedzinie górnictwa i energetyki, lecz staram się uważnie obserwować rzeczywistość. Państwami nie rządzą naukowcy, lecz politycy, którzy zbyt często popełniają błędy. Nie muszę nikogo przekonywać, że przebudowując polską gospodarkę w latach 1990–2021 popełniono ich bez liku. Nie znaczy to, że nic się nie udało, lecz musimy pamiętać o skutkach niepowodzeń.

Wiem, że jeśli działania podjęte w sektorach górniczym i energetycznym będą nieprzemyślane i chaotyczne oraz nie będą uwzględniały interesów dużych grup społecznych, tylko przyspieszą katastrofę. A przecież wszyscy chcemy jej uniknąć. Pytanie, które stanie przed rządzącymi brzmi: „Czy Polacy gotowi są zapłacić wysoką cenę za ochronę klimatu”?

3

Tomasz Podgajniak

Polityk i specjalista ochrony środowiska, minister ochrony środowiska w gabinecie Marka Belki. Po odejściu z rządu zajął się prowadzeniem własnej działalności gospodarczej. Piastował kierownicze stanowiska w spółkach prawa handlowego. Zajmuje się doradztwem w sektorze ekologii i energii odnawialnej. Autor licznych ekspertyz i opracowań dotyczących ochrony środowiska w Polsce, przyszłości górnictwa i energetyki oraz programów unijnych takich jak Europejski Zielony Ład.

Konsekwencje wdrożenia postanowień Europejskiego Zielonego Ładu dla polskiego sektora energetycznego

3.1 Podsumowanie zamiast wstępu

Od co najmniej dwóch, a nawet trzech dekad Unia Europejska stara się być, a w wielu kluczowych aspektach rzeczywiście jest, światowym liderem podejmującym skoordynowane wysiłki na rzecz rzeczywistego wdrażania zasad zrównoważonego rozwoju (ang. *sustainable development*), zasadniczej poprawy stanu i ochrony środowiska, zmniejszania konsumpcji nieodnawialnych nośników energii oraz efektywnego przeciwdziałania zmianom klimatu. Dzieje się to nie tylko w sferze deklaratywnej, ale także, uwzględniając wszelkie proporcje i różnice pomiędzy najważniejszymi regionami i systemami gospodarczymi świata, w wymiarze praktycznym.

Kwestie klimatyczno-ekologiczne stanowią najważniejszy oficjalny, co nie znaczy, że jedyny, fundament ideologiczny dla wdrażanej właśnie nowej unijnej strategii modernizacji i rozwoju, znanej już dość powszechnie jako Europejski Zielony Ład *(European Green Deal)*. Jest to liczący tysiące stron pakiet dziesiątków dokumentów, zawierających opis celów, szczegółowe analizy i prognozy oraz projekty aktów prawnych, który określa zasady i sposoby przestawienia gospodarki europejskiej w perspektywie 2050 r. na nowe, zdecydowanie bezpieczniejsze dla środowiska i klimatu tory.

Jeżeli ta transformacja się powiedzie, aczkolwiek nie ma na to stuprocentowej gwarancji, obszar Unii Europejskiej stanie się pierwszym w świecie regionem, którego antropogeniczne oddziaływania na zmiany klimatu zostaną zredukowane do zera, a zaspokajanie potrzeb społecznych na godnym poziomie, nie gorszym niż ma to miejsce obecnie, nie będzie już realizowane kosztem degradacji środowiska i rabunkowej eksploatacji zasobów odnawialnych.

Dla realizacji tych celów konieczne będzie podjęcie ogromnego wysiłku inwestycyjnego, wydatkowanie trudnych do wyobrażenia środków liczonych już nie w setkach miliardów, ale w bilionach euro, a także, a może przede wszystkim, zasadnicza zmiana dotychczasowych modeli produkcji i konsumpcji, na zdecydowanie bardziej efektywne, zasobooszczędne i bezpieczniejsze dla środowiska. Oznacza to także potrzebę głębokiej przebudowy mentalności społeczności unijnych i każdego z nas, w tym zakorzenionych, często bardzo głęboko, nawyków i postaw nie tylko konsumpcyjnych. Czas zerwać z dość

powszechnym przekonaniem, że człowiek jest uprawniony do „czynienia sobie ziemi poddaną", bez oglądania się na skutki swoich, często jakże krótkowzrocznych działań, które nazbyt przypominają „podcinanie gałęzi, na której się siedzi".

Coraz większa grupa ekspertów, także tych którzy dość sceptycznie odnoszą się do skuteczności tego typu politycznych planów i programów, uważa, że jest to chyba ostatni już moment na podjęcie odważnych i dalekosiężnych decyzji powstrzymujących nadciągającą katastrofę, a od powodzenia (bądź niepowodzenia) tych planów zależy być albo nie być nie tylko Unii Europejskiej, ale być może całego zachodniego modelu cywilizacyjnego.

Pytanie inspirujące tytuł niniejszego opracowania, jakie będą lub mogą być dla polskiego społeczeństwa i polskiej gospodarki, w tym sektora energetyki, konsekwencje przyjęcia do realizacji tej europejskiej strategii transformacyjnej, można w tej sytuacji przedstawić w formie antytezy - jakie byłyby konsekwencje zignorowania przez Polskę tej strategii? Czy Polska może sobie na to pozwolić i czy aby na pewno, decyzja taka byłaby łatwiejsza i mniej kosztowna w realizacji, gwarantując trwale rozwój gospodarki i poprawę jakości życia Polaków?

Pytania te zostały sformułowane w ten sposób, gdyż szczególnie w Polsce nie brakuje krytyków i sceptyków tego planu i nie sposób się oprzeć wrażeniu, że wciąż jeszcze bardzo liczne i wpływowe grupy polityków, przedstawicieli biznesu, a nawet ekspertów i naukowców podchodzą do jego założeń i celów z przysłowiowym przymrużeniem oka, a niektórzy wręcz je odrzucają.

Jeszcze 20, a nawet 15 lat temu autor tej analizy również mógł być zaliczany do grona takich umiarkowanych sceptyków. Jednak napływające, coraz bardziej alarmistyczne, ale też coraz bardziej przekonywujące dane o zmianach globalnego ekosystemu i klimatu, a jednocześnie możliwości tworzone przez nowe technologie, nakazywały zmianę tego sceptycznego podejścia. Zaciekawionych, a ciągle nieprzekonanych można odesłać choćby do polskiego portalu Nauka o klimacie[1], gdzie w przekonywujący i przystępny sposób opisywane są i wyjaśniane nawet najbardziej skomplikowane aspekty funkcjonowania ziemskiego klimatu i zachodzących w nim przemian.

W świetle dostępnych dziś publicznie danych i analiz naukowych trudno jest nie podzielać opinii, że zmiany klimatu, a zwłaszcza ich tempo i skala negatywnych skutków oraz jednoczesna degradacja środowiska, w tym coraz szybszy spadek różnorodności biologicznej, degradacja oceanu światowego oraz masowe wylesienia, mają antropogeniczny charakter i „zagrażają egzystencji Europy i reszty świata". Konieczne są zatem zdecydowane i konkretne działania, w szczególności w sektorach energetyki, transportu i rolnictwa, mających największy wpływ na stan i zmiany klimatu, które mogłyby te zagrożenie i niekorzystne trendy powstrzymać, a najlepiej odwrócić.

[1] https://naukaoklimacie.pl

Jednak w wypowiedziach wielu polskich polityków najwyższego szczebla można znaleźć nuty powątpiewania, czy te zagrożenia rzeczywiście nadchodzą i czy Polska nie uczyniła już dość, aby je powstrzymać lub złagodzić, będąc przecież liderem redukcji osławionych gazów szklarniowych, mimo odziedziczonego po systemie komunistycznym bagażu gospodarki uzależnionej od węgla.

To ostatnie twierdzenie, o wyjątkowym wysiłku Polski w zakresie redukcji emisji jest już przy tym nieaktualne, gdyż tylko wśród krajów UE co najmniej 9 z nich, w tym prawie wszystkie kraje tzw. nowej Unii (bez Chorwacji) przyjęte w 2004 r. i później, osiągnęło w tym zakresie i w tym samym okresie zauważalnie wyższe redukcje.

Aż dzwoni w uszach prorocza fraza z wystawionego 120 lat temu Wesela Stanisława Wyspiańskiego: „Niech na całym świecie wojna, byle polska wieś zaciszna…". 13 lat później wybuchła I wojna światowa, a potem następna, które nasz kraj przeorały i zdewastowały nie tylko ekonomicznie, ale demograficznie i kulturowo. Dziś znowu próbujemy chować głowę w piasek, choć widać już nadchodzący klimatyczny Armagedon z masowymi migracjami, przerywanymi łańcuchami dostaw, w tym surowców krytycznych, zaburzeniami w produkcji żywności itp. z czym na pewno sami sobie nie poradzimy.

Przyzwyczailiśmy się jednak do takich, a nie innych wypowiedzi naszych liderów politycznych i część opinii publicznej już nie zwraca na nie uwagi, traktując je wręcz jako rytualne zaklęcia mające być może mobilizować lub uspokajać jakąś część elektoratu wyborczego. Tymczasem w „Polityce Energetycznej Polski do 2040 r." – najnowszym dokumencie opisującym zamiary Polski w najważniejszej ze względu na wpływ na klimat energetyce znalazło się następujące kluczowe zdanie: „W perspektywie do 2040 r. zostanie zbudowany niemal nowy system elektroenergetyczny, którego silną podstawą będą źródła nisko i zero-emisyjne".

W tej sytuacji warto może zapytać nieprzekonanych, czy potrzeba takiej głębokiej „odbudowy" jest jakąś dziwaczną fantasmagorią obecnego rządu w reakcji na „lewacką unijną histerię klimatyczną", czy też wynika przede wszystkim z obserwowanej i coraz bardziej utrudniającej bezpieczne funkcjonowanie systemu rosnącej dekapitalizacji i moralnego starzenia się dziś funkcjonujących w energetyce rozwiązań systemowych oraz wieloletnich zaniedbań inwestycyjnych? Doprowadziło to, przy jednoczesnym tworzeniu różnych barier dla wchodzenia do systemu energetycznego niezależnych inwestorów, do sytuacji, w której istniejący potencjał wytwórczy nie będzie w stanie (już ma z tym problemy), a przynajmniej nie będzie w stanie po racjonalnych kosztach sprostać krajowemu zapotrzebowaniu na dostawy energii w odpowiedniej ilości i jakości.

Jeżeli natomiast odpowiedź na drugą część tego pytania jest twierdząca, jeżeli rzeczywiście konieczna jest „odbudowa od podstaw", to czy koncepcja tej transformacji/reaktywacji ma powielać dotychczasowe rozwiązania, czy też powinna zasadniczo oderwać się od tradycyjnego paradygmatu myślenia o sposobach zapewniania Polsce bezpieczeństwa energetycznego, w szerokim tego pojęcia znaczeniu, i uwzględnić najbardziej aktualne osiągnięcia nauki i techniki oraz widoczne już od dłuższego

czasu globalne megatrendy w podejściu do elektrotechniki i zaspokajania potrzeb energetycznych gospodarki i mieszkańców naszego kraju.

W szczególności należy bardzo poważnie wziąć pod uwagę, iż:

- Wyczerpywanie się i ograniczone zasoby kopalnych nośników energii (węgiel kamienny i brunatny, gaz ziemny i ropa naftowa) nakazuje myślenie o sposobach zaspokojenia krajowych potrzeb energetycznych w nieuchronnie zbliżającym się okresie, gdy tych zasobów zabraknie, albo ich pozyskiwanie stanie się *de facto* nieopłacalne, a moment ten jest z punktu widzenia planowania strategicznego znacznie bliżej niż się większości naszych obywateli wydaje. Dotyczy to w szczególności zasobów węgla brunatnego, ale także w perspektywie kilku dekad, a nie stuleci, również węgla kamiennego. Twierdzenie, że utrzymanie dotychczasowego sposobu zaspokajania potrzeb energetycznych jest uzasadnione tym, że „my mamy węgiel" staje się coraz mniej przekonujące, a w zasadzie szkodliwe. Warto tu przypomnieć znany bon mot: Epoka kamienia łupanego nie skończyła się dlatego, że zabrakło kamienia.
- Nie jest też rozsądną alternatywą wzrost uzależnienia polskiej gospodarki od importu energii i jej nieodnawialnych nośników, a zatem należy koncentrować się na jak najszerszym i najbardziej efektywnym wykorzystywaniu innych zasobów energetycznych i to tych dostępnych w kraju.
- Systematyczny wzrost dojrzałości i sprawności technologii oraz związany z tym spadek kosztów wytwarzania energii w źródłach odnawialnych (OZE), skutkuje zwiększeniem ich dostępności zarówno dla inwestorów instytucjonalnych, jak i dla prosumentów, co musi przełożyć się na zwiększenie udziału energetyki odnawialnej w miksie energetycznym i spadek konkurencyjności energetyki konwencjonalnej. Jakiekolwiek próby administracyjnego powstrzymywania tego trendu mogą jedynie przyśpieszyć zapaść energetyki konwencjonalnej, a jednocześnie osłabić konkurencyjność całej polskiej gospodarki i zwiększyć ryzyko blackout'ów.
- Odnawialne źródła energii zaczęto rozwijać na świecie w latach 80. przede wszystkim jako odpowiedź na wcześniejsze kryzysy paliwowe, które naocznie pokazały, że uzależnienie od importu surowców energetycznych oraz brak zdywersyfikowanych źródeł tych dostaw może wstrząsnąć globalną gospodarką i gospodarkami poszczególnych krajów – największych importerów. Po prawie 4 dekadach technologie oze, w szczególności energetyka wiatrowa i słoneczna osiągnęły już taką dojrzałość i konkurencyjność cenową, że można dzięki nim, nie tylko w teorii, osiągać pełną niezależność od importu surowców energetycznych. Stały się one źródłami o nakładach inwestycyjnych porównywalnych z nowymi źródłami konwencjonalnymi na paliwa kopalne oraz o znacznie niższych kosztach operacyjnych, a podnoszona jako wada tzw. nieprzewidywalność czy niesterowalność produkcji energii to tylko problem techniczny, dla którego rozwiązania są już w zasięgu ręki.
- Zalety energetyki konwencjonalnej – efekty skali, sterowalność i pewność dostaw, szansa na zapewnienie powszechnego dostępu konsumentów do systemu ener-

getycznego, gwarantowana jakość energii – nie równoważą już dziś rosnących kosztów środowiskowych i klimatycznych, a także kosztów zmiennych wytwarzania i dystrybucji.

- Pojawia się też coraz większa grupa odbiorców, którym coraz bardziej zależy na racjonalizowaniu kosztów dostawy energii, a jednocześnie na jej wytwarzaniu w sposób jak najbardziej przyjazny dla środowiska i jak najbliżej miejsca konsumpcji.

W tej sytuacji potrzeba rozważenia alternatywnych modeli budowy i funkcjonowania systemów zaopatrzenia w energię staje się bardziej niż oczywista!

Potwierdzał to opublikowany w lutym 2018 r. przez IRENA (International Renewable Energy Agency) scenariusz dla Polski, gdzie wykazano, że miks energetyczny z dużym udziałem tzw. niesterowalnych OZE prowadzi mimo wszystko do niższych kosztów finalnych energii niż scenariusz bazowy, zakładający dominację energetyki konwencjonalnej opartej o techniki cieplne wykorzystujące nieodnawialne zasoby kopalin. Wskazywano w nim, że istotny wpływ na taki stan rzeczy będzie mieć nie tylko rosnący koszt pozyskiwania tradycyjnych paliw, ale także konieczność internalizacji kosztów uprawnień do emisji CO_2 od 2021 r. (w ramach unijnego systemu handlu emisjami EU ETS), co spowoduje, że ceny energii elektrycznej i cieplnej znacznie wzrosną (nawet o 80–100 PLN/MWh z najbardziej emisyjnych jednostek[2]), mimo iż jednocześnie zakładano obniżenie emisji gazów cieplarnianych w sektorze elektroenergetyki z obecnych ca. 770 kg CO_2/MWh do poziomu 400–450 kg CO_2/MWh w 2030 r.[3]

Jak próbowano wykazać w dalszej treści niniejszej ekspertyzy potrzeba gruntownej odbudowy, a zatem dlaczego nie przebudowy, polskiego systemu elektroenergetycznego nie wynika zatem tylko z nacisku Unii Europejskiej. Musielibyśmy i tak czymś zastąpić zbliżające się do kresu swojej żywotności technicznej jednostki węglowe z których większość zbudowano jeszcze w latach 70. i 80. ubiegłego wieku (ponad 70 proc. systemowych jednostek wytwórczych ma więcej niż 40 lat!). Dlaczego więc ich następcami nie miałaby być instalacje już dziś produkujące tańszą energię i to w sposób znacznie bezpieczniejszy dla środowiska niż energetyka węglowa, a nawet gazowa?

W tej sytuacji cele i uwarunkowania z unijnej koncepcji Europejskiego Zielonego Ładu oraz z towarzyszącego mu Pakietu „Fit for 55" tylko mocniej determinują wybór optymalnego kierunku czy kierunków i sposobów tej transformacji, a nie samą jej potrzebę.

---

[2] Rzeczywistość szybko przerosła te prognozy, gdy ceny uprawnień do emisji przebiły w maju 2021 r. psychologiczną barierę 50 EUR/t i rosną nadal.

[3] Wskaźnik ten uśredniony dla istniejących w Polsce elektrowni na węgiel kamienny wynosi ok. 920 kg CO_2/MWh, a na węgiel brunatny – ok. 1100 kg CO_2/MWh. Oddane do użytku w minionej dekadzie najnowocześniejsze węglowe bloki nadkrytyczne w Kozienicach, Opolu czy Jaworznie cechuje emisyjność rzędu 700 kg CO_2/MWh, co oznacza, że tylko w niewielkim stopniu mogą się one przyczynić do obniżenia poziomu emisji z krajowej elektroenergetyki

Jest to istotna konstatacja, gdyż pozwala ona w sposób bardziej obiektywny ocenić wpływ tych planów oraz konsekwencje ich przyjęcia dla polskiego sektora energetycznego. Można też z dużym prawdopodobieństwem założyć, że gdyby odbudowa polskiego sektora elektroenergetycznego realizowana była bez strategicznych uwarunkowań i ram wynikających z EGD i polityki klimatycznej Unii, to i tak podejmowane działania musiałyby być determinowane przez potrzeby:

- zasadniczej poprawy efektywności wykorzystania zasobów energii pierwotnej, zwłaszcza jej nieodnawialnych nośników, a w konsekwencji zwiększenia roli źródeł odnawialnych
- maksymalnej możliwej redukcji strat i marnotrawstwa energii (najtańsza energia to energia niezużyta, tzw. negawaty), tak w przemyśle, jak i mieszkalnictwie i transporcie
- jak najlepszego wykorzystania potencjału nowych technologii nie tylko wytwórczych, ale też z sektora ICT, umożliwiających elastyczną podaż odpowiedniej jakości energii wszystkim konsumentom po racjonalnych cenach
- zaspokajania potrzeb energetycznych przede wszystkim z wykorzystaniem energii elektrycznej, przy jednoczesnym powszechnym odchodzeniu od spalania paliw, w tym zwłaszcza od elektrotechniki cieplnej

i wreszcie *last but not least*

- zasadniczego ograniczenia odziaływania na środowisko oraz na zdrowie i życie, a także jakość życia ludzi poprzez emisje spowodowanych spalaniem paliw we wszystkich sektorach gospodarki.

Tak zarysowane uwarunkowania muszą prowadzić do bardzo konkretnych konkluzji – nowoczesny system energetyczny powinien funkcjonować w oparciu o efektywne, elastyczne i niskoemisyjne jednostki wytwórcze wykorzystujące w największym możliwym stopniu zasoby odnawialnych nośników energii, zbliżone maksymalnie do użytkowników energii i odporne na zagrożenia współczesnego świata (ograniczenia w dostawach paliw, terroryzm, cyberataki w sieci itp.).

Co więcej, zauważając jak szybkie jest obecne tempo zmian technologicznych, powodujące, że świetne jeszcze nie dawno technologie wypierane są po kilku latach przez nowe, znacznie lepsze, trzeba sobie zdać sprawę, że strategicznym błędem może okazać się inwestowanie w rozwiązania, takie jak planowane do budowy w Polsce duże i bardzo kosztowne obiekty energetyki jądrowej, których opłacalność i konkurencyjność cenową daje się uzasadnić tylko możliwością ich eksploatowania przez 60 lat i więcej. Taki horyzont czasowy planowania to dziś w technice wręcz epoka geologiczna! Jeżeli w tym czasie, a to wydaje się więcej niż pewne, upowszechnią się tanie źródła energii z efektywnymi jej zasobnikami, które już dziś są prawie w zasięgu ręki, takie molochy stracą rację bytu, a my jako całe społeczeństwo pozostaniemy z ogromnymi „kosztami

osieroconymi" związanymi ze spłatą zobowiązań finansowych i wydatkami na likwidację i zabezpieczenie radioaktywnych pozostałości.

Tymczasem już dziś rosnące koszty uprawnień do emisji CO_2, a w drugiej połowie lat 20. coraz wyższe koszty kapitałowe koniecznych inwestycji stanowić będą rosnące obciążenie cen energii, sięgające nawet kilkudziesięciu procent wartości rynku hurtowego, którego roczne obroty, rzędu 30-35 mld zł (przy średnich cenach energii z 2020 r.) są dziś porównywalne z przyszłymi rocznymi planowanymi nakładami! Trudno znaleźć w nowoczesnej historii gospodarczej przykład sektora, który wytrzymałby tak ogromne obciążenie inwestycyjne.

Próba przeniesienia tych kosztów na odbiorców końcowych, w gospodarce rynkowej oczywista i w zasadzie jedyna możliwa, skończyć się może masowym odwrotem tych klientów od energetyki wielkoskalowej i poszukiwania sposobów zmniejszenia zużycia energii oraz alternatywnych, tańszych źródeł jej pozyskiwania. Oprócz ryzyka powiększenia strefy ubóstwa energetycznego może to mieć szczególnie negatywny wpływ na rozwój w Polsce bardziej zautomatyzowanych i zinformatyzowanych miejsc pracy w tzw. przemyśle 4.0, w którym koszty energii mogą decydować o konkurencyjności na jednolitym rynku unijnym. Jest to jedno z najpoważniejszych ryzyk, jakie rysują się przed polską gospodarką w związku z takimi, a nie innymi planami przeprowadzenia transformacji energetycznej.

Niniejsze opracowanie jest w tej sytuacji próbą przedstawienia, w dość zagregowanej i ograniczonej głównie do sektora energetyki formie, nie tylko najważniejszych konsekwencji Planu Europejskiego Zielonego Ładu, ze szczególnym uwzględnieniem ryzyka i wyzwań dla polskiej energetyki, ale także jego genezy i międzynarodowego kontekstu politycznego.

O kwestiach tych w Polsce mało się dyskutuje, a być może nawet nie bardzo wie lub nie pamięta. Tymczasem są one dość istotne dla prawidłowego formułowania odpowiedzi na pytanie, czy i dlaczego z tymi wyzwaniami i zagrożeniami musimy się zmierzyć!

3.2 Europejski Zielony Ład – co to jest?

W grudniu 2019 r. Komisja Europejska po raz pierwszy upubliczniła kompleksową informację o wynikach prac nad Europejskim Zielonym Ładem (*European Green Deal*[4] – zwany dalej Planem EGD) – projektem zasadniczej, bardzo głębokiej przebudowy/transformacji gospodarki Unii Europejskiej. Jego autorzy i promotorzy zakładają, że wyzwania związane ze zmianami klimatu i potrzebą ochrony szeroko rozumianego środowiska naturalnego należy postrzegać nie tylko jako bardzo trudne, choć konieczne do rozwiązania problemy, ale także, a może przede wszystkim, jako szansę na wygenerowanie silnych impulsów prorozwojowych we wszystkich praktycznie obszarach

[4] https://ec.europa.eu/transparency/documents-register/detail?ref=COM(2019)640&lang=pl

unijnej polityki społeczno-gospodarczej. Co więcej, ma to być możliwe do wykonania, przy podziale obciążeń w tak sprawiedliwy sposób „aby nikt nie pozostawał w tyle".

Zapoczątkowano wówczas prace nad uszczegółowieniem Planu. Zarówno harmonogram, jak i zakres tych prac wkrótce zmodyfikowano, w związku z rozwijającą się równocześnie pandemią COVID-19, jednak główne cele i założenia, jak można je osiągnąć, pozostały niezmienne, w szczególności w odniesieniu do szeroko pojętego sektora energetycznego i działań na rzecz powstrzymania antropogenicznych zmian klimatu. Prace koncepcyjne właśnie dobiegają końca, przechodząc do finalnej fazy decyzyjnej i legislacyjnej.

Aktualny w momencie tworzenia niniejszego opracowania zakres Planu EGD oraz kalendarium najważniejszych prac nad EGD zawiera Załącznik 1. Zestawienie to daje generalny pogląd na to, jak wiele dziedzin życia społeczno-gospodarczego znajdzie się pod wpływem działań zaplanowanych w ramach Europejskiego Zielonego Ładu i jak skomplikowany jest to koncept.

Analizując dokumenty, z których składa się Plan, a w szczególności komunikaty prasowe towarzyszące publikacji jego kolejnych ambitnych założeń i kluczowych elementów, trudno się oprzeć wrażeniu, że jego autorzy w jakiejś mierze hołdują, a zapewne co najmniej dobrze znają dość często cytowane w publicystyce i w biznesie powiedzenie Winstona Churchilla z lat 40. ubiegłego wieku: „Nie pozwólmy, aby dobry kryzys się zmarnował"[5]. Wówczas chodziło o poradzenie sobie z dramatycznymi skutkami II wojny światowej, a dziś przede wszystkim chodzi o globalny kryzys klimatyczny, zasobowy, ekologiczny oraz rosnący poziom wykluczenia coraz większych grup społecznych, a nawet całych narodów. Jednak idea jest ta sama – kryzysy wyostrzają problemy, jednocześnie pokazując szanse i budując wolę polityczną i społeczną[6] do ich wykorzystania.

Zdaniem przedstawicieli Komisji Europejskiej prezentujących Plan EGD dla stawienia czoła obecnym wyzwaniom klimatycznym, środowiskowym, gospodarczymi i społecznym konieczne jest przeprowadzenie do 2050 r. gruntownej, wręcz radykalnej transformacji praktycznie we wszystkich najważniejszych dziedzinach funkcjonowania gospodarek unijnych – transformacji, która wdrażać będzie w praktyce, a nie tylko deklaratywnie,

[5] W tytule Komunikatu KE z dnia 11.12.2019 r. (COM(2019) 640 final) znalazła się teza: TRANSFORMACJA PILNEGO WYZWANIA W WYJĄTKOWĄ SZANSĘ.

[6] Według badań Komisji Europejskiej przeważająca większość Europejczyków uważa, że ochrona środowiska jest ważna (95 proc.). Prawie 8 na 10 Europejczyków (77 proc.) jest zdania, że ochrona środowiska może pobudzać wzrost gospodarczy. Wyniki badania Eurobarometr na temat świadomości ekologicznej obywateli UE potwierdzają szerokie poparcie opinii publicznej dla prawodawstwa w zakresie ochrony środowiska na poziomie UE i dla finansowania ze środków UE działań przyjaznych dla środowiska.

zasady zrównoważonego rozwoju[7], będzie sprawiedliwa i sprzyjać będzie włączaniu się w te procesu społeczności unijnych (nie pozostawi nikogo w tyle).

W konsekwencji powinno to „uczynić z Europy pierwszy neutralny dla klimatu kontynent, stymulując gospodarkę, poprawiając stan zdrowia i jakość życia obywateli, dbając o przyrodę i nie pozostawiając w tyle żadnej osoby ani żadnego regionu" [8].

Komisja przekonuje, że Europejski Zielony Ład będzie efektywną unijną strategią na rzecz wzrostu, której „korzyści będą większe niż koszty", zmieniającą „styl życia i pracy Europejczyków" oraz „ich samych", modyfikującą „sposoby produkcji i konsumpcji", tak aby stały się one ostatecznie „przyjazne środowisku" oraz „stymulującą innowacyjność unijnych przedsiębiorstw". Podkreśla się również, że powodzenie tej strategii będzie mieć istotne znaczenie dla całej planety, przyczyniając się w pierwszym rzędzie do ocalenia dziedzictwa przyrodniczego Europy, jej różnorodności biologicznej, lasów i mórz oraz wskazując „reszcie świata, w jaki sposób osiągnąć zrównoważoną i konkurencyjną gospodarkę", przekonując „inne państwa do działania razem z Europą". Na ten ostatni aspekt, jak się wydaje bardzo ważny dla Komisji i elit europejskich, w opracowaniu będzie jeszcze kilkakrotnie zwrócona uwaga, także w kontekście polskich relacji z instytucjami unijnymi i innymi Krajami Członkowskimi.

Europejski Zielony Ład ma dotyczyć zasadniczo wszystkich sektorów gospodarki, szczególną wagę przyznając sektorom transportu, zaopatrzenia w energię, rolnictwa, budownictwa i teleinformatyki oraz produkcji stali, cementu, tekstyliów i substancji chemicznych. Zawarte w nim lub budowane na jego podstawie w przyszłości plany działań mają umożliwić bardziej efektywne wykorzystanie zasobów, w szczególności dzięki:

- radykalnej poprawie efektywności energetycznej
- zastąpieniu konwencjonalnej energetyki przez powszechne wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii – OZE (ang. *Renewable Energy Sources – RES)*
- wdrożeniu zasad Gospodarki Obiegu Zamkniętego – GOZ (ang*. circular economy*)
- przeciwdziałaniu zmianom klimatu i adaptacji do ich ujemnych skutków (ang. *climate change mitigation and adaption for)*

---

[7] Zrównoważony rozwój – nieco niedoskonałe, ale ogólnie przyjęte tłumaczenie na język polski funkcjonującego powszechnie w dyskursie międzynarodowym pojęcia *sustainable* (ciągły, trwały, samopodtrzymujący się) *development* (rozwój, wzrost, progres) oznaczający zgodnie z definicją ONZ taki sposób funkcjonowania społeczeństw, w tym prowadzenia procesów gospodarczych, w którym coraz lepsze zaspokojenie potrzeb obecnych mieszkańców Ziemi, nie zmniejsza szans na zaspokojenie podobnych potrzeb przyszłych pokoleń. W *zrównoważonym rozwoju* cel jakim jest dobrobyt społeczeństwa nie może być osiągany kosztem destrukcji środowiska przyrodniczego, w związku z czym procesy gospodarcze muszą być tak projektowane i prowadzone, aby nie powstawały żadne, a zwłaszcza nieodwracalne, szkody środowiskowe, co obejmuje także eksploatację zasobów nieodnawialnych. Sposoby dochodzenia do stanu *zrównoważonego rozwoju* określone zostały w 27 zasadach przyjętych w Deklaracji Konferencji ONZ Szczyt Ziemi w Rio de Janeiro w 1992 r. uzupełnionych później o 17 tzw. Celów Zrównoważonego Rozwoju przyjętych w 2015 r. przez Zgromadzenie Ogólne ONZ (Załącznik 2).

[8] https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/ip_19_6691

- powstrzymaniu spadku i odbudowie różnorodności biologicznej (ang. *biodiversity recovery)*

oraz

- ograniczeniu zanieczyszczenia środowiska (ang. *mitigation and reduction of environmental pollution),* wskazując konieczne inwestycje i dostępne narzędzia finansowe oraz warunki sprawiedliwej transformacji.

Realizacja celów przedstawionych w Europejskim Zielonym Ładzie będzie wymagała ogromnego wysiłku prawno-organizacyjnego oraz znacznych dodatkowych inwestycji (wydatki do 2030 r. określono na 1,8 bln euro). Szacuje się, że na cele w zakresie klimatu i energii, konieczne będzie wydatkowanie do 2030 r. dodatkowych 260 mld euro, czyli około 1,5 PKB UE z 2018 r., a na przeciwdziałanie zmianie klimatu przeznaczone zostanie co najmniej 25 proc. budżetu długoterminowego UE. Dodatkową pulę dostarczą środki Europejskiego Banku Inwestycyjnego (EBI), któremu powierzono rolę europejskiego banku klimatycznego. Konieczna będzie również mobilizacja odpowiedniej skali środków publicznych w krajach członkowskich oraz skuteczne zachęty dla sektora prywatnego, aby w jak najszerszym zakresie włączył się w finansowanie zielonej transformacji.

Dla regionów, których gospodarka opiera się w dużym stopniu na działalności powodującej znaczące emisje dwutlenku węgla (takich jak np. nasze regiony górnictwa węgla brunatnego) przewidziano tzw. mechanizm sprawiedliwej transformacji, który będzie miał za zadanie wspieranie społeczności, które najsilniej odczują skutki transformacji, ułatwiając m.in. zdobywanie nowych kwalifikacji zawodowych i tworzenie miejsc pracy w nowych sektorach gospodarki.

Od momentu pierwszej prezentacji założeń Europejskiego Zielonego Ładu trwają na poziomie Komisji Europejskiej oraz Rady i Parlamentu Europejskiego intensywne dyskusje i prace programowe oraz legislacyjne mające na celu wypracowanie pakietu dokumentów planistycznych i aktów prawnych niezbędnych do jego efektywnego wdrożenia (Załącznik 1).

Generalne cele są jasne:

- sukcesywne zmniejszanie oddziaływania czynników generujących bezpośrednio lub pośrednio niekorzystne zmiany klimatu, prowadzące do uzyskania tzw. neutralności klimatycznej[9] najpóźniej w 2050 r.
- zasadnicza poprawa jakości środowiska, w tym eliminacja czynników szkodliwych dla jakości życia i zdrowia ludzi, ale także eliminacja czynników uniemożliwiających ponowny wzrost różnorodności biologicznej

[9] Neutralność klimatyczna oznacza maksymalne możliwe wyeliminowanie emisji tzw. gazów szklarniowych (głównie CO_2) w przemyśle, transporcie i energetyce oraz takie zrównoważenie tych emisji, których wyeliminować/ograniczyć się nie udało, w szczególności poprzez zwiększanie ich naturalnego pochłaniania, aby bilans netto emisji i pochłaniania gazów szklarniowych był zerowy

- znaczące, co najmniej o 1/3 w latach 2005–2030 ograniczenie zużycia energii pierwotnej i finalnej, służące nie tylko zmniejszeniu presji na środowisko, ale także uniezależnieniu się od dostaw energii spoza granic UE
- „elektryfikacja" całej gospodarki, prowadząca do zastąpienia paliw kopalnych, wszędzie tam, gdzie to będzie możliwe, a zwłaszcza we wszystkich sektorach transportu, przez energię elektryczną wytwarzaną w odnawialnych źródeł energii.

Realizacja tych celów to jednak bardzo trudne wyzwanie. Zasadniczo niewielu ekspertów je kwestionuje, jest jednak spora grupa, także wśród entuzjastów takich działań, wskazująca na zbyt szybkie proponowane tempo ich wprowadzania, różnorodne ograniczenia i ryzyka zewnętrzne, na które UE nie ma większego wpływu, a także na napięcia i niesprawiedliwości, jakie mogą się pojawić (a raczej na pewno się pojawią) w trakcie praktycznego wdrażania postanowień Planu EGD w poszczególnych krajach. Znacząca część głosów krytycznych pochodzi w szczególności z Polski i z tzw. nowych Krajów Członkowskich, które przyjęto do UE po 2004 r.

Z analizy przyjętych już szczegółowych postanowień oraz dyskutowanych jeszcze propozycji Planu EGD wynika też wprost, że większość proponowanych celów i działań będzie mieć wpływ na szeroko pojmowany sektor energii (zarówno po stronie wytwarzania jak i konsumpcji). Dlatego też w niniejszym opracowaniu skoncentrowano się przede wszystkim na tych kwestiach.

3.3 Geneza Europejskiego Zielonego Ładu

3.3.1 Kryzys naftowy z 1973 r.

W polskich dyskusjach na temat aktualnych propozycji przyśpieszenia transformacji energetycznej w koncepcji Europejskiego Zielonego Ładu i ostatnim pakiecie „Fit for 55" (Gotowi na 55 proc.) przedstawionym w lipcu 2021 r. przez Komisję Europejską[10] rzadko kiedy, a w zasadzie wcale nie przypomina się, że korzenie tej koncepcji tkwią głęboko w nowoczesnej gospodarczej historii Europy. Potrzeba przemyślenia i modyfikacji polityki energetycznej, opartej na paradygmacie rosnącego wraz ze wzrostem gospodarczym wykorzystywania tanich i coraz bardziej dostępnych paliw kopalnych, zwłaszcza ropy naftowej i gazu (z malejącym udziałem węgla kamiennego i brunatnego) docierała do umysłów europejskich strategów i co bardziej dalekowzrocznych polityków (kiedyś nazywanych mężami stanu) już w latach 50. i 60. ubiegłego wieku, ale swoje najbardziej

[10] W połowie lipca 2021 r. Komisja europejska przyjęła szereg projektów aktów prawnych określających sposoby osiągnięcia przez Unię Europejską neutralności klimatycznej do 2050 r. Jako cel pośredni przyjęto zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55 proc. netto do 2030 r. Jest to kolejne zwiększenie wyzwań w zakresie redukcji emisji, gdyż dotychczas zakładano redukcję rzędu 40 proc.

dobitne potwierdzenie uzyskała w końcówce 1973 r. wraz z tzw. pierwszym kryzysem naftowym[11].

Niektórzy analitycy upatrują momentu tego przełomu jeszcze wcześniej, od dnia publikacji zapomnianego już dziś, a wówczas dość szeroko dyskutowanego Raportu Klubu Rzymskiego „Granice Wzrostu"[12]. O ile jednak tezy Klubu Rzymskiego trafiały przede wszystkim do intelektualistów i ekspertów, to zamknięte stacje benzynowe i szybujące w górę ceny paliw, w tym oleju opałowego używanego już wówczas powszechnie do ogrzewania zachodnioeuropejskich domów, uderzały bezpośrednio w szerokie rzesze wyborców, a tym samym musiały wywołać jakąś reakcję polityków i działaczy społecznych z różnych opcji. W Polsce, która wówczas uniknęła skutków embarga naftowego przynależąc do innego, w zasadzie dość autarkicznego systemu polityczno-gospodarczego, bardzo słabo zdajemy sobie sprawę, jak głęboką traumę i przełom w myśleniu to spowodowało.

To wówczas powstały podwaliny pod aktualną koncepcję zrównoważonego rozwoju (ang. *sustainable development*), która zakłada m.in. redukcję zużycia zasobów z pierwszeństwem dla wykorzystania zasobów odnawialnych. Potrzeba było jednak prawie 2 dekad, aby idee te nabrały prawnego wymiaru i znalazły odzwierciedlenie w przyjętych na tzw. Szczycie Ziemi[13] w Rio de Janeiro w 1992 r., w tym w szczególności w Planie Działań Agenda 21 oraz w Konwencji Klimatycznej ONZ, która od tego czasu determinuje globalne działania na rzecz powstrzymania zmian klimatycznych oraz adaptacji do ich skutków. Syntetyczny wyciąg z tych dokumentów zawiera Załącznik 2.

W strategiach unijnych dotyczących tych kwestii szczególnie istotne znaczenie przypisuje się poprawie efektywności energetycznej gospodarek unijnych, czego jednym z aspektów jest systematyczna redukcja zużycia energii pierwotnej i finalnej[14].

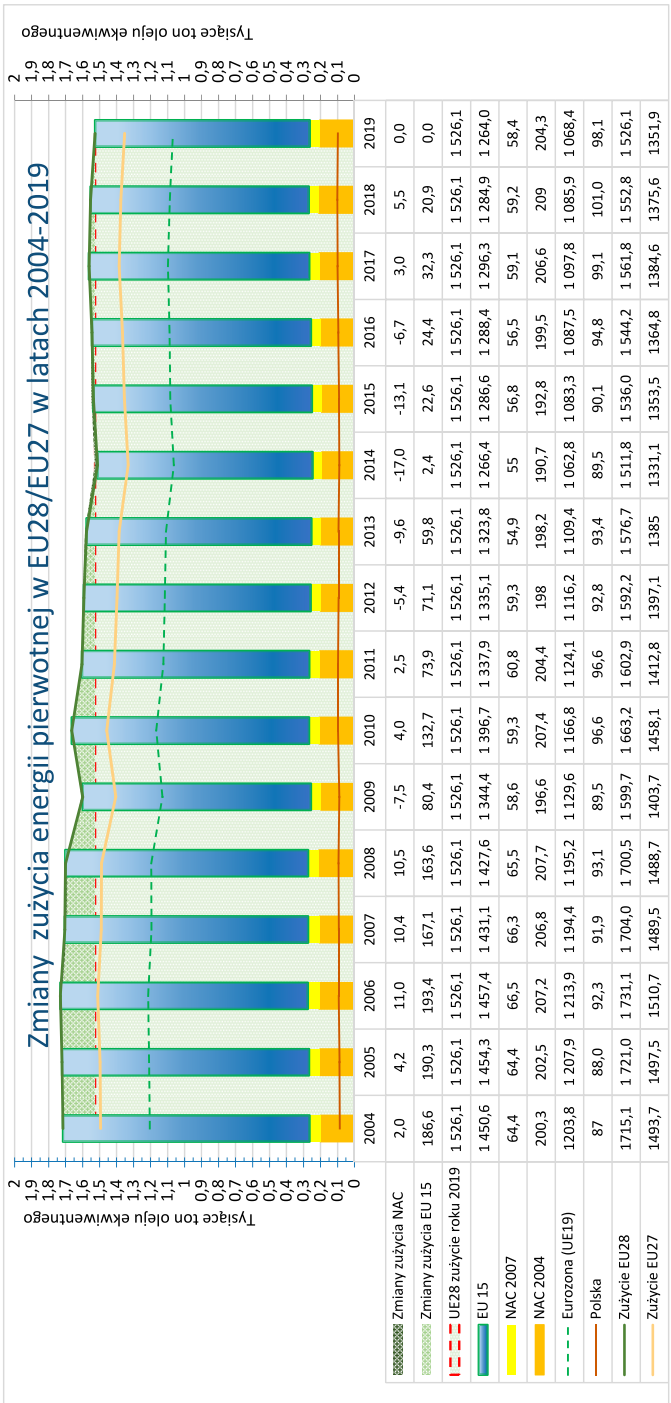
---

[11] Kryzys spowodowany przez embargo nałożone przez arabskie państwa-producentów ropy naftowej zrzeszonych w OPEC na eksport tego surowca do Stanów Zjednoczonych i państw zachodnich popierających Izrael po wybuchu wojny izraelsko-arabskiej w październiku 1973 r. Spowodowało to ograniczenie konsumpcji i gwałtowny wzrost cen ropy naftowej na rynkach światowych. Jednocześnie stało się stymulatorem zmian w światowej energetyce, w tym m.in. przyczyniło się do eksploracji nowych zasobów ropy i gazu poza regionem Bliskiego Wschodu, na Morzu Północnym, czy na Alasce.

[12] Wydana przez Klub Rzymski w 1972 r. publikacja zatytułowana „Granice Wzrostu", analizująca zagrożenia dla przyszłości ludzkości wobec wzrostu liczby mieszkańców Ziemi oraz wyczerpujących się zasobów naturalnych.

[13] Konferencja Narodów Zjednoczonych „Środowisko i rozwój" zorganizowana w kwietniu 1992 w Rio de Janeiro z udziałem przywódców i przedstawicieli 162 państw świata podczas której przyjęto: Deklarację z Rio w sprawie środowiska i rozwoju; Globalny Program Działań — Agenda 21; Konwencję o ochronie różnorodności biologicznej; Konwencję o ochronie klimatu; Deklarację o ochronie lasów, zwaną Zasadami leśnymi.

[14] W pakiecie z 2009 r. 20-20-20 Unia Europejska (UE) zobowiązała się do takiego zmniejszenia zużycia energii, aby poprawić wskaźniki efektywności energetycznej o 20 proc. do 2020 r. Innymi słowy, UE przyjęła, iż zużycie energii pierwotnej w 2020 r. (po uwzględnieniu Brexit-u) ie 1 312 Mtoe, a energii końcowej 959 Mtoe. Na 2030 r. wiążącym celem jest redukcja o co najmniej 32,5 proc. Przekłada się to na zużycie energii pierwotnej nie większe niż 1 128 Mtoe i energii końcowej nie większe niż 846 Mtoe.



	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Zmiany zużycia NAC	2,0	4,2	11,0	10,4	10,5	-7,5	4,0	2,5	-5,4	-9,6	-17,0	-13,1	-6,7	3,0	5,5	0,0
Zmiany zużycia EU 15	186,6	190,3	193,4	167,1	163,6	80,4	132,7	73,9	71,1	59,8	2,4	22,6	24,4	32,3	20,9	0,0
UE28 zużycie roku 2019	1 526,1	1 526,1	1 526,1	1 526,1	1 526,1	1 526,1	1 526,1	1 526,1	1 526,1	1 526,1	1 526,1	1 526,1	1 526,1	1 526,1	1 526,1	1 526,1
EU 15	1 450,6	1 454,3	1 457,4	1 431,1	1 427,6	1 344,4	1 396,7	1 337,9	1 335,1	1 323,8	1 266,4	1 286,6	1 288,4	1 296,3	1 284,9	1 264,0
NAC 2007	64,4	64,4	66,5	66,3	65,5	58,6	59,3	60,8	59,3	54,9	55	56,8	56,5	59,1	59,2	58,4
NAC 2004	200,3	202,5	207,2	206,8	207,7	196,6	207,4	204,4	198	198,2	190,7	192,8	199,5	206,6	209	204,3
Eurozona (UE19)	1203,8	1 207,9	1 213,9	1 194,4	1 195,2	1 129,6	1 166,8	1 124,1	1 116,2	1 109,4	1 062,8	1 083,3	1 087,5	1 097,8	1 085,9	1 068,4
Polska	87	88,0	92,3	91,9	93,1	89,5	96,6	96,6	92,8	93,4	89,5	90,1	94,8	99,1	101,0	98,1
Zużycie EU28	1715,1	1 721,0	1 731,1	1 704,0	1 700,5	1 599,7	1 663,2	1 602,9	1 592,2	1 576,7	1 511,8	1 536,0	1 544,2	1 561,8	1 552,8	1 526,1
Zużycie EU27	1493,7	1497,5	1510,7	1489,5	1488,7	1403,7	1458,1	1412,8	1397,1	1385	1331,1	1353,5	1364,8	1384,6	1375,6	1351,9

NAC – New Accession Countries – Państwa Członkowskie przyjęte do UE w 2004 i 2007 r.
EU28/EU27 – dane dla UE liczone z uwzględnieniem i bez uwzględnienia Zjednoczonego Królestwa, które opuściło UE w styczniu 2020 r.
Eurozona – kraje stosujące wspólną walutę euro
EU15 – Kraje wchodzące w skład UE przed 1 maja 2004 r.
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostat https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/sdg_07_10/default/table?lang=en

Z ostatnich dostępnych danych[15] wynika, iż w 2019 r. pierwszy z tych wskaźników znajdował się o 3.0 proc. powyżej celu na 2020 rok i 19.9 proc. w odniesieniu do celu na 2030 rok. Natomiast finalna konsumpcja energii była wyższa odpowiednio o 2.6 proc. od celu na 2020 r. i 16,3 proc. od celu na 2030 rok. Na wykresie powyżej zestawiono najważniejsze dane o konsumpcji energii pierwotnej w UE i poszczególnych grupach krajów w latach 2004 (pierwszy rok po rozszerzeniu UE) do 2019 (ostatni rok przed wyjściem z UE Zjednoczonego Królestwa).

Z danych tych wynika też, iż w analizowanym okresie (lata 2004–2019) EU28 zmniejszyła zużycie energii pierwotnej o 11 proc., a EU27 o 9,5 proc. (Eurozona o 11,25 proc.), a „nowe" kraje unijne łącznie o 5 proc. Warto w tym miejscu zauważyć, że spadki konsumpcji energii pierwotnej zanotowały w tym okresie prawie wszystkie kraje unijne, w różnym stopniu od 21,3 proc. w UK, poprzez 16 proc. w Danii, 12,7 proc. w Niemczech, do 0,7 proc. w Irlandii, zz wyjątkiemPolski, która jako jedyna zanotowała wzrost tego wskaźnika o 6,4 proc.

Abstrahując od faktu, czy taki wzrost w Polsce miał racjonalne uzasadnienie (na pewno dałoby się takie znaleźć), wynik ten na pewno nie sprzyja postrzeganiu naszego kraju, jako aktywnego i skutecznego realizatora unijnej polityki klimatyczno-energetycznej. Co więcej, w zestawieniu z innymi liczbami takimi jak marginalny w sumie udział w całkowitym unijnym miksie energetycznym, na poziomie nie przekraczającym 6,5 proc. i jeszcze bardziej marginalny udział w tworzeniu unijnego PKB rzędu 3,2 proc., wzbudza to u części naszych partnerów, zwłaszcza z tzw. starej Unii mniej lub bardziej artykułowaną irytację lub wręcz lekceważenie dla polskich postulatów.

Warto w tym miejscu zwrócić uwagę na jeszcze jeden aspekt – uzależnienia gospodarek unijnych od importu nośników energii spoza jej granic. UE i wszystkie jej państwa członkowskie, w tym Polska są importerami netto energii i w 2019 r. ponad 60,7 proc.[16] unijnego zużycia (w 2018 r. — 58,2 proc., a w 2008 r. — 58,4 proc.) energii brutto pochodziła z importu. Zależność Unii Europejskiej od tego importu z państw nienależących do Unii od lat stanowi powód do obaw, ale i co najmniej od dekady wskaźnik ten, odzwierciedlający stopień „wrażliwości" na ewentualny kolejny „kryzys naftowy czy gazowy", czego wystąpienia nie można przecież wykluczyć, a na pewno warto się do tego przygotowywać, utrzymuje się na podobnym, bardzo wysokim poziomie, a nawet nieznacznie rośnie. Pikanterii dodaje fakt, że głównym dostawcą nośników energii dla krajów UE, w tym także dla Polski pozostaje Rosja, z której do Unii w 2018 r. trafiło 42,4 proc. importowanego przez UE węgla kamiennego, 29,8 proc. ropy naftowej i 40,4 proc. gazu ziemnego.

Polska zanotowała w tym okresie istotny wzrost wskaźnik uzależnienia od importu energii z ca. 30 proc. w 2008 r. do 46,8 proc. w 2019 r..[17] Kwestia ta powinna być najsilniejszym stymulatorem dla przyśpieszenia działań na rzecz lepszego wykorzystania krajowych zasobów odnawialnych źródeł energii.

---

15 Energy saving statistics - Statistics Explained (europa.eu).

16 https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_production_and_imports#The_EU_and_its_Member_States_are_all_net_importers_of_energy

17 https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_id/default/table?lang=en

3.3.2 Podwaliny polityki klimatycznej UE

W okresie poprzedzającym bezpośrednio wspominaną wyżej Konferencję w Rio de Janeiro powstały też zręby polityki klimatycznej Unii Europejskiej ustalającej wspólne cele i środki w zakresie ograniczania emisji gazów cieplarnianych, z jednoczesnym rozwojem odnawialnych źródeł energii oraz zwiększaniem efektywności energetycznej. W następnych latach doprecyzowywano, a następnie wielokrotnie poddawano przeglądowi efekty wdrożenia ogólnounijnych ram polityki klimatycznej na kolejne okresy, zbieżnych z harmonogramem unijnego budżetowania. Aktualnie ustalane są konkretne przedsięwzięcia na okresy po 2020 i po 2030 r.

Jeszcze przed Szczytem Ziemi z 1992 r., ale wkrótce po opublikowaniu w 1990 r. pierwszego sprawozdania podsumowującego Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC) przywódcy ówczesnych 12 państw członkowskich UE uzgodnili po raz pierwszy wspólny, choć oceniany już wówczas jako mało ambitny, cel klimatyczny - stabilizację do 2000 r. emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie Europejskiej na poziomie z 1990 r.. Nie było wówczas jednomyślności co do sposobów osiągania tego celu, w związku z czym, wobec sprzeciwu części krajów, których liderem było wówczas Zjednoczone Królestwo, nie przyjęto żadnych ostrzejszych środków. Koncentrowano się na ułatwianiu i promocji polityk i programów w zakresie efektywności energetycznej, wprowadzając w tym zakresie wspólne normy, system etykietowania urządzeń gospodarstwa domowego umożliwiający porównywanie zużycia energii, audyty energetyczne dla przedsiębiorstw energochłonnych, certyfikację budynków itp. Nie przyjęto jednak żadnych celów ilościowych, pozostawiając decyzję o sposobach wdrażania polityki klimatycznej państwom członkowskim.

Było to podejście charakterystyczne do dziś dla działania instytucji Unii Europejskiej – długotrwałego, nawet wieloletniego uzgadniania celów i poglądów prowadzące do wypracowania i wdrażania wspólnie akceptowanych rozwiązań, które później są bardzo konsekwentnie realizowane. Taki sposób działania jest często lekceważony, a nawet wyśmiewany jako mało efektywny, przez mniej lub bardziej autorytarnych polityków różnej proweniencji, ale ignorowanie faktu, że tak właśnie ta organizacja działa, grozi zawsze wejściem na kurs kolizyjny z instytucjami unijnymi i pozostałymi krajami członkowskimi.

Zobowiązanie to walnie przyczyniło się później do przyjęcia w 1997 r. ogólnoświatowego porozumienia w tym zakresie – tzw. Protokołu z Kioto (załącznik do Konwencji Klimatycznej ONZ z 1992 r.), gdzie kraje rozwinięte i rozwijające się dobrowolnie określiły swoje cele redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2012 r. w odniesieniu do poziomu z 1990 r. UE zadeklarowała wówczas tzw. podejście koszykowe – redukcję o 8 proc w odniesieniu do Wspólnoty jako całości ze zróżnicowanymi celami dla poszczególnych krajów (na podstawie wewnątrzunijnego porozumienia tzw. Burden Sharing Agreement z 1998 r. niektóre słabiej rozwinięte kraje członkowskie mogły nawet podnieść swoje emisje).

Polska, pozostająca jeszcze poza strukturą UE, zadeklarowała wówczas redukcję o 6 proc., ale w odniesieniu do bazy z r. 1988, co było sprytnym taktycznym posunięciem, uwzględniającym fakt, że w okresie 1988–1992 ze względu na zmiany w gospodarce związane z transformacją ustrojową, w tym dramatyczne zmniejszenie aktywności przemysłu

ciężkiego, emisja gazów cieplarnianych i tak już spadła o ponad 34 proc. i w następnych latach ustabilizowała się na tylko nieco wyższym poziomie. Deklaracja zapisana w Protokole z Kioto mogła być w tej sytuacji nie tylko zrealizowana bez żadnych dodatkowych wysiłków, ale też dawała Polsce prawo do sprzedaży uprawnień do niezrealizowanej emisji, co przyczyniło się do napływu do Polski całkiem sporych środków na inwestycje w ramach programów tzw. *Clean Development Mechanism*, *Joint Implementation oraz Green Investment Scheme* wprowadzonych w ramach Protokołu z Kioto.

W pierwszym okresie post-Kioto Unia Europejska nie podejmowała w zasadzie bardziej zdecydowanych działań na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych. W 1998 r. podpisano kilka dobrowolnych porozumień z producentami samochodów w sprawie redukcji emisji, a w 1999 r. w ramach dyrektywy w sprawie składowania odpadów 1999/31/WE przyjęto wymogi dotyczące zmniejszenia emisji gazu składowiskowego, zawierającego metan (będący groźniejszym gazem szklarniowym niż CO_2).

Bardziej dynamiczna faza kształtowania polityki klimatycznej, w tym przyjmowanie coraz „ostrzejszych" rozwiązań prawnych rozpoczęła się dopiero na początku nowego tysiąclecia. Opracowano wspólne i skoordynowane strategie realizacji celów z Kioto, wprowadzając w szczególności Europejski Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (ETS) z krajowymi pułapami emisji z sektorów energetycznych i przemysłowych, który dziś tak znacząco wpływa na ceny energii w Polsce wytwarzanej w źródłach konwencjonalnych. Przyjęto też pierwszą dyrektywę w sprawie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, która wprowadziła indykatywne cele udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych dla każdego państwa członkowskiego.

Kolejne, coraz bardziej alarmistyczne raporty Międzyrządowego Panelu do spraw Zmian Klimatu (IPCC) spowodowały adekwatne zwiększenie aktywności UE w tym zakresie. W marcu 2007 r. Rada Europejska, którą tworzą szefowie państw UE, uzgodniła „Pakiet klimatyczno-energetyczny" określający trzy cele operacyjne, znane szerokiej opinii publicznej jako Pakiet „20-20-20", dotyczące osiągnięcia do 2020 r. odpowiedniej redukcji emisji gazów cieplarnianych, zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych i oraz podniesienia efektywności energetycznej. W ramach pakietu ustalono:

- rewizję systemu ETS, wraz z ustaleniem ogólnounijnego pułapu przydziału uprawnień do emisji na trzeci okres przydziału (2013–2020)
- krajowe cele redukcji emisji dla sektorów nieobjętych ETS
- krajowe cele w zakresie odnawialnych źródeł energii (RED)
- zasady wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (dyrektywa w sprawie CCS)
- nowe normy w zakresie jakości paliwa i normy emisji CO_2 dla samochodów.

Pakiet ten został ostatecznie przyjęty na Szczycie UE w grudniu 2009 r. Polska zobowiązała się do:

- zwiększenia efektywności energetycznej, poprzez oszczędność zużycia energii pierwotnej o 13,6 Mtoe w latach 2010–2020 w porównaniu do prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię z 2007 r.

- zwiększenia do 15 proc. udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto do 2020 r.
- kontrybucji w ogólnounijnej redukcji emisji gazów cieplarnianych o 20 proc. do 2020 r. (w porównaniu do 1990 r.) w przeliczeniu na poziomy z 2005 r.: 21 proc. w sektorach EU ETS i 10 proc. w non-ETS.

W końcówce 2014 r. Rada Europejska uzgodniła nowe ramy docelowe na 2030 rok z celami pośrednimi na rok 2020. Przeprowadzono też reformę europejskiego systemu handlu emisjami EU ETS, koncentrując się na zmniejszeniu wolumenu rozdzielanych uprawnień i wprowadzeniu tzw. rezerwy stabilności rynkowej. Planowana na 2030 r. redukcja emisji gazów cieplarnianych miała wynieść 40 proc. i została podzielona na tzw. sektor ETS (43 proc. w porównaniu z 2005 r.) i sektor non-ETS (30 proc. w porównaniu z 2005 r.).

Status prawny celu w zakresie energii ze źródeł odnawialnych został osłabiony, ponieważ ustalono ogólnounijny cel 27 proc. wiążący tylko na szczeblu UE. Państwa członkowskie samodzielnie określały swój wkład w realizację tego celu.

Cele na 2030 rok zostały wkrótce zrewidowane (w 2018 i w 2020 r.) i obecnie zakłada się:

- zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych (GHG, ang. *greenhouse gases*) o co najmniej 55 proc. w porównaniu z emisją z 1990 r.
- co najmniej 32 proc. udziału źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto
- wzrostu efektywności energetycznej o 32,5 proc.
- zakończenia budowy wewnętrznego rynku energii UE.

Syntetyczne uzasadnienie dla takiej zmiany wcześniejszych planów można znaleźć w Komunikacie KE z września 2020 r.[18] zatytułowanym Ambitniejszy Cel Klimatyczny dla Europy do 2030 r. (ang. *Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people*) i w odnoszącej się do tych planów Ocenie Wpływu (*Impact Assessment Report*)[19] z lipca 2021 r.

Rewizja ta spowodowana została konstatacją, że przyjęte tempo transformacji energetycznej, zarówno w skali całej UE, jak i w niektórych krajach członkowskich, jest niezadawalające, a ryzyko poważnej katastrofy klimatycznej staje się coraz bardziej realne.

Następnie, w połowie lipca 2021 r. Komisja Europejska przyjęła pakiet Gotowi na 55 (ang. *Fit for 55*), na który składa się szereg projektów aktów prawnych określających sposoby osiągnięcia przez Unię Europejską neutralności klimatycznej do 2050 r. oraz pełne dostosowanie się krajów UE do nieuniknionych skutków zmiany klimatu. Jako cel pośredni przyjęto zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55 proc. netto do 2030 r.

W pakiecie proponuje się dokonanie przeglądu kilku aktów prawnych UE w dziedzinie klimatu, w tym EU ETS, rozporządzenia w sprawie wspólnego wysiłku redukcyjnego,

[18] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2020:562:FIN

[19] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021SC0601&qid=1630219457647&from=EN

przepisów dotyczących transportu i użytkowania gruntów, określając w sposób rzeczywisty, w jaki sposób Komisja zamierza osiągnąć cele UE w zakresie klimatu w ramach europejskiego zielonego ładu. UE ma śledzić postępy w ograniczaniu emisji poprzez regularne monitorowanie i sprawozdawczość.

Jak z powyższego wywodu wynika, dzisiejsze plany Unii Europejskiej w zakresie polityki klimatycznej i środowiskowej nie pojawiły się znienacka, pod wpływem jakiegoś niezrozumiałego impulsu, a są konsekwencją trwających dekady dyskusji i wysiłków w tym zakresie. Jak już wspomniano wcześniej ignorowanie tego stanu rzeczy przez część polskich polityków i przedsiębiorców prowadzi cały nasz kraj na manowce i utrudnia sprostanie związanym z tymi planami wyzwaniom, a co więcej zmniejsza szanse, że na włączeniu się w te wysiłki więcej skorzystamy niż włożymy.

3.4 Kontekst klimatyczno-ekologiczny

Praktycznie we wszystkich informacjach dla mediów, uzasadnieniach dla projektów aktów prawnych i w samych dokumentach programowych Europejskiego Zielonego Ładu eksponowane są na pierwszym planie kwestie zmian klimatu i degradacji środowiska. Twierdzi się, że zmiany klimatu, a zwłaszcza ich tempo i skala negatywnych skutków[20] oraz jednoczesna degradacja środowiska, w tym coraz szybszy spadek różnorodności biologicznej, degradacja oceanu światowego oraz masowe wylesienia, „zagrażają egzystencji Europy i reszty świata".

Komisja Europejska podkreśla przy tym, że w swoich pracach planistycznych kieruje się i będzie się kierować „zapotrzebowaniem społecznym na działania, a także niepodważalnymi dowodami naukowymi przedstawionymi w najbardziej kompleksowy sposób przez Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC)[21], czy przez Międzyrządową Platformę Naukowo-Polityczną w sprawie Różnorodności Biologicznej i Funkcjonowania Ekosystemów (IPBES), w globalnej prognozie za 2019 r. dotyczącej zasobów (*Global Resources Outlook 2019*) oraz w raportach z 2019 r. o stanie środowiska Europy i prognozach jego zmian sporządzonych przez Europejską Agencję Środowiska".

Nie sposób w związku z tym nie zauważyć, że wyniki tych badań, zwłaszcza raporty IPCC, stają się coraz bardziej alarmistyczne, a przewidywane od dekad negatywne skutki zmian globalnego klimatu znajdują dziś swoje odzwierciedlenie i potwierdzenie w rosnącej amplitudzie ekstremalnych zjawisk pogodowych i ich skutków (powodzie, susze, wielkoobszarowe pożary).

---

[20] Do 2019 r., czyli w okresie ok. 200 lat średnia temperatura na świecie wzrosła o 1,1 °C powyżej poziomu sprzed epoki przemysłowej, co jest zjawiskiem nienotowanym w znanej historii geologicznej naszej planety.

[21] Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (ang. Intergovernmental Panel on Climate Change, w skrócie IPCC) – naukowe i międzyrządowe ciało doradcze utworzone w 1988 na wniosek członków ONZ, przez dwie agendy Organizacji Narodów Zjednoczonych – Światową Organizację Meteorologiczną (WMO) oraz Program Środowiskowy Organizacji Narodów Zjednoczonych (UNEP), skupiające naukowców i ekspertów z różnych krajów świata, którzy dostarczają decydentom informacji i danych naukowych na temat globalnych zmian klimatu i ich przyczyn oraz obserwowanych i spodziewanych skutków.

O ile jeszcze dekadę temu grupa „naukowców-sygnalistów", którzy alarmowali opinię publiczną, iż ludzkość maszeruje zbyt szybkim krokiem w kierunku tzw. *point-of-no-return in global warming* (punktu bez odwrotu w procesie globalnego ocieplenia), oznaczającego moment takiego wzrostu średniej temperatury na Ziemi, po przekroczeniu którego negatywne zmiany klimatu przyśpieszą i zwiększą siłę oddziaływania w sposób niewyobrażalny, a ludzkość nie będzie już w stanie się im przeciwstawić, ani nawet do nich dostosować, była względnie nieliczna i często oskarżana o nadmierne dramatyzowanie, to dziś zdecydowana większość liczących się w świecie nauki klimatologów uważa, że punkt ten, czy moment, jest znacznie bliżej niż do tej pory sądzono, a nie brak też opinii, że właśnie go przekraczamy.

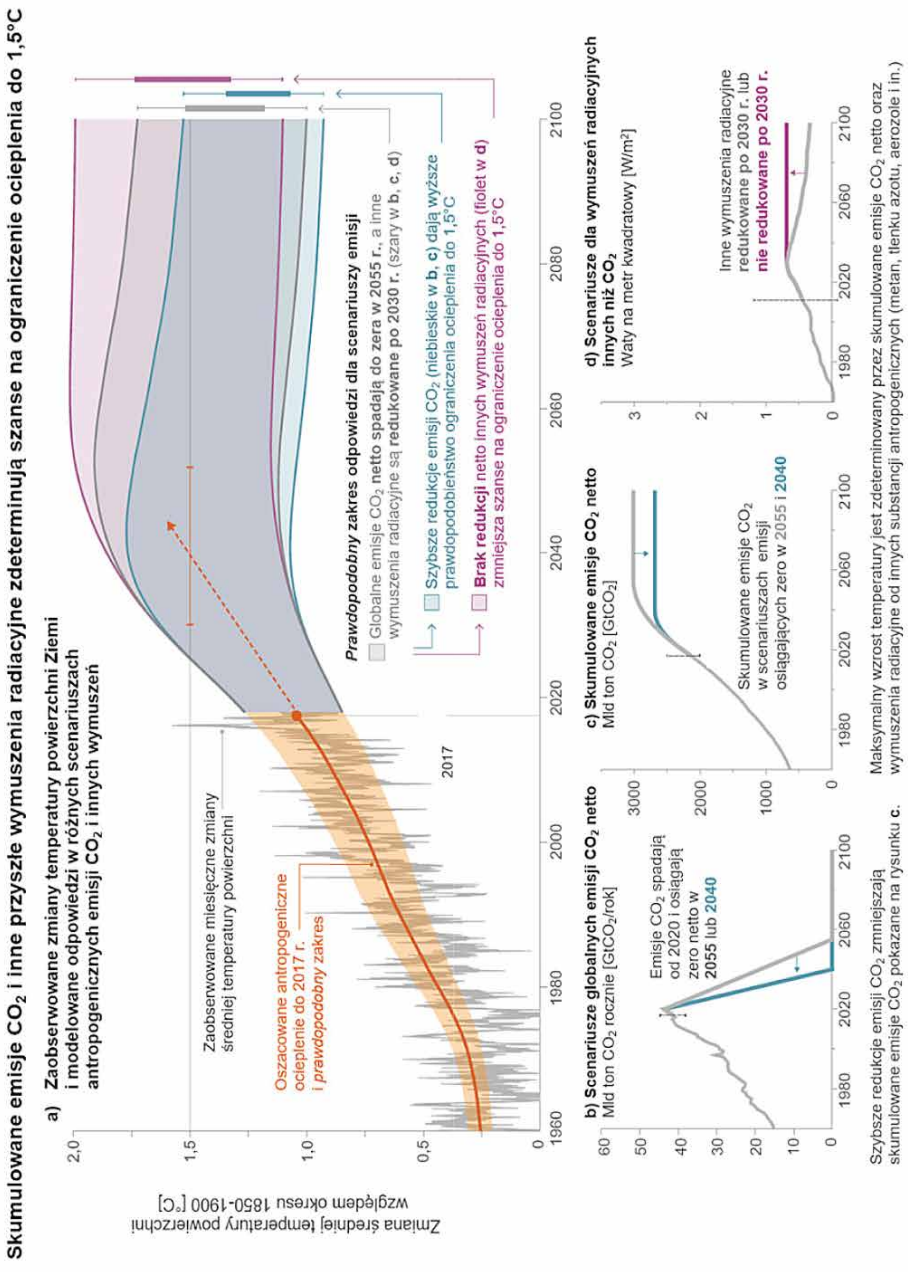
Szczególne wrażenie wywołuje opublikowany w październiku 2018 r. po spotkaniu w Korei Płd. Grupy Ekspertów IPCC — *Special Report on Global Warming of 1.5^{0}C*.

Alarmuje się w nim, że uznawany do tego czasu za w miarę bezpieczny dla równowagi klimatyczno-ekologicznej Ziemi przedział wzrostu globalnej średniej temperatury w porównaniu do epoki przedindustrialnej rzędu 1,5-2,0^{0}C został nazbyt optymistycznie oszacowany. Z ostatnich analiz modelowych wynikło bowiem, że przekroczenie granicy 1,5^{0}C spowoduje takie zachwianie równowagi klimatycznej, że ludzkość nie będzie w stanie zmierzyć się z tego tragicznymi konsekwencjami, w postaci ekstremalnych zmian pogody, globalnego zaburzenia cykli hydrologicznych oraz braku zdolności istotnej części gatunków, także tych istotnych dla wyżywienia ludzkości, do zaadaptowania się do zmienionych warunków klimatycznych, co mówiąc wprost oznacza po prostu ich wyginięcie, a co najmniej drastyczne zmniejszenie populacji.

Raport podsumowano następująco: „Jedynie wyhamowanie ocieplenia poniżej 1,5°C daje nam pewną gwarancję, że jakość życia ludzi oraz świat, który znamy, będzie uratowany. Mamy na to bardzo mało czasu, ponieważ już teraz podnieśliśmy średnią temperaturę Ziemi o 1°C[22] w stosunku do epoki przedprzemysłowej". […] Aby nie przekroczyć progu 1,5°C wszystkie kraje świata muszą podjąć wspólne działania, tak, aby do 2050 r. globalnie stać się zupełnie neutralne klimatycznie (bilans emisji [– wytwarzanie minus naturalne i sztuczne pochłanianie CO_2 –] wynoszący zero) […] jak najszybciej uniezależnić się od paliw kopalnych. Pierwszy krok: do roku 2030 musimy obniżyć globalny poziom emisji gazów cieplarnianych o połowę".

[22] Szacuje się, że działalność ludzka spowodowała globalne ocieplenie o około 1,0°C5 powyżej poziomu sprzed epoki przemysłowej, z prawdopodobnym zakresem od 0,8°C do 1,2°C. Jeśli globalne ocieplenie będzie nadal postępowało w obecnym tempie, prawdopodobnie osiągnie 1,5°C między 2030 a 2052 r. (źródło: Raport Specjalny IPCC 2018).

Rys 1. Poglądowa agregacja ustaleń Raportu Specjalnego IPCC z 2018 r.



Źródło: https://naukaoklimacie.pl/aktualnosci/streszczenie-specjalnego-raportu-ipcc-dotyczacego-globalnego-ocieplenia-klimatu-o-1-5c-cz-a-323

Wnioski z 2018 r. potwierdził kolejny Raport Specjalny IPCC – z września 2019 r. — poświęcony skutkom zmian klimatycznych dla oceanu światowego i pokrywy lodowej obszarów podbiegunowych (Special Report on the Ocean and Cryosphere in a Changing Climate SROCC). Natomiast w trakcie prac nad niniejszą ekspertyzą, na początku sierpnia 2021 r., opublikowana została pierwsza z 3 części kolejnego już okresowego 6. Raportu Oceniającego[23] IPCC, gdzie zaprezentowane zostaną najnowsze wyniki obserwacji klimatycznych oraz kolejne prognozy. Zebrane tam wyniki ok. 14 tys. prac i publikacji naukowych potwierdzają i uszczegółowiają to, co już od kliku lat wiadomo o skali ryzyka związanego z przyśpieszeniem zmian klimatu wywoływanym przez ludzkość[24].

Można zaryzykować twierdzenie, że to te właśnie informacje, a także oceny i apele innych poważnych narodowych i międzynarodowych gremiów naukowych spowodowały, iż obecnie na szczytach unijnych władz, ale też we władzach najbardziej liczących się Krajów Członkowskich nie ma już w zasadzie wśród decydentów tzw. klimatycznych sceptyków. A jeżeli nawet tacy są, to głęboko ten swój sceptycyzm skrywają i nie dzielą się nim z opinią publiczną.

Trzeba sobie z tego zdawać sprawę, gdyż inaczej nie zrozumiemy, dlaczego głosy najważniejszych polskich polityków, relatywizujące potrzebę zdecydowanych działań w tym zakresie i stawiające tym samym nasz kraj poza unijnym proklimatycznym *mainstream'em*, są często w Unii odbierane z niedowierzaniem, z niezadowoleniem, a nierzadko i coraz częściej także z irytacją, z trudem skrywaną pod płaszczykiem manier dyplomatycznych. Traktuje się je bowiem nie tylko jako dowód irracjonalnego ignorowania przez Polskę realnych, potwierdzonych naukowo globalnych zagrożeń dla całej ludzkości, ale także, a może nawet przede wszystkim, jako głosy podważające spójną, wypracowywaną przez dekady unijną narrację, w której kwestie ochrony środowiska i potrzeby sprostania wyzwaniom klimatycznym stawia się pośród najwyższych priorytetów. Takie sceptyczne podejście uznawane jest w tej sytuacji za czynnik demobilizujący całą Unię, działający na jej szkodę oraz podważający jej wewnętrzną solidarność i międzynarodową wiarygodność.

I coraz mniejsze znaczenie ma to, czy te krytyczne lub sceptyczne głosy strony polskiej (i z niektórych innych państw UE) mają jakiekolwiek racjonalne podstawy, zwłaszcza, że z reguły oprócz uporczywej kontestacji niewiele konstruktywnego mamy do zaproponowania w zamian. Mówiąc eufemistycznie projekt Polskiego Ładu, dokumentu określającego kierunki krajowej transformacji społeczno-gospodarczej czy Krajowego

[23] Raporty Oceniające IPPC prezentują wyniki prac i ustalenia Panelu i ukazują się od 1990 r. Ostatnia publikacja miała miejsce w 2014 r. Oprócz tego IPCC publikuje wspomniane w tekście Raporty Specjalne, ostatni z września 2019 r.

[24] Sceptycy, kwestionujący antropogeniczny charakter obserwowanych zmian klimatu, wskazują, że zmiany takie są w historii Ziemi czymś naturalnym, w różnych epokach geologicznych obserwowano znacznie wyższe średnie temperatury, po których następowały okresy ochłodzenia, a nawet zlodowaceń i że jest przejawem megalomanii twierdzenie, iż ludzkość może mieć aż taki wpływ na niepomiernie większe siły przyrody. Z reguły pomijają oni jednak fakt, że trudno znaleźć w historii geosystemu dowody, iż globalne zmiany transferów energii, nie wywoływane przyczynami zewnętrznymi (np. zderzeniami z asteroidami), zachodziły w tak szybkim tempie, jakie obserwuje się od początku XIX w.

Planu Odbudowy przedstawionego do zatwierdzenia przez Komisję Europejską[25], do spraw ochrony klimatu i środowiska odnosi się w sposób dość oględny i raczej mało ambitny (np. budząca głosy krytyki deklaracja ostatecznego „dejścia od węgla w 2049 r.).

Natomiast przyjęta przez Rząd i opublikowana w I kwartale 2021 r. Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP 2040) tylko trochę poprawiła postrzeganie Polski w tej kwestii, spotykając się też z głosami krytyki i sceptycyzmu z różnych stron, w tym zwłaszcza ze strony europejskich organizacji pozarządowych zajmujących się kwestiami ochrony klimatu i środowiska, które podnoszą, że PEP 2040 nie dość precyzyjnie wskazuje, w jaki sposób Polska zamierza osiągnąć cele redukcji emisji i transformacji energetycznej do 2030 r. i później, a nawet, że te cele wręcz ignoruje. Analiza tego dokumentu oraz jego potencjalnie słabych punktów zostanie przedstawiona w dalszej części opracowania.

Tymczasem zarówno Komisja Europejska, jak i zdecydowana większość europarlamentarzystów oraz przywódców wchodzących w skład Rady Europejskiej, przyjęła, że kluczowym warunkiem dla stawienia czoła wyzwaniom klimatyczno-ekologicznym oraz odwrócenia, a przynajmniej szybkiego zahamowania negatywnych trendów, jest zgodne i solidarne przyjęcie przez Europę, do zdecydowanej realizacji, „nowej strategii na rzecz wzrostu [która] przekształci Unię w nowoczesną, zasobooszczędną i konkurencyjną gospodarkę, która w 2050 r. osiągnie zerowy poziom emisji gazów cieplarnianych netto, w której nastąpi oddzielenie wzrostu gospodarczego od zużywania zasobów i w której żadna osoba ani żaden region nie pozostaną w tyle".

Warto przy tym pamiętać, że kraje członkowskie Unii Europejskiej, mimo zauważalnych różnic rozwoju gospodarczego między nimi samymi, należą do światowej elity, jeżeli chodzi o efektywność gospodarek, poziom zamożności obywateli i standardy usług publicznych. Mogą się też już poszczycić niemałymi osiągnięciami z zakresie poprawy stanu środowiska oraz ograniczania oddziaływania na klimat przy jednoczesnym utrzymywaniu wzrostu gospodarczego.

Liczone dla Unii jako całości emisje gazów szklarniowych w 2019 r. były o 24 proc. niższe niż w 1990 r. [przyjmowanym w dokumentach UE za bazowy], natomiast PKB Unii w analogicznym okresie wzrosło o co najmniej 60 proc. W poszczególnych krajach, w tym w Polsce osiągnięcia w tym zakresie były jeszcze większe. W naszym kraju spadek emisji GHG w stosunku do roku bazowego przyjętego w Protokole z Kioto (dla

[25] Z tzw. europejskiego Funduszu Odbudowy (Next Generation EU) uzgodnionego na Szczycie UE w lipcu 2020 r. Polska może potencjalnie uzyskać ok. 136,4 mld euro dotacji i ok. 34,2 mld euro pożyczek. Największą częścią Funduszu Odbudowy jest Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (Recovery and Resilience Facility – RRF), z którego Polska może otrzymać ponad 23,9 mld euro dotacji i ponad 34,2 mld euro pożyczek. Aby sięgnąć po te fundusze każde państwo musi przygotować swój Krajowy Plan Odbudowy (KPO). Do dnia opublikowania niniejszej analizy polski projekt KPO przekazany do Komisji Europejskiej w początku maja 2021 r. nie został jeszcze uzgodniony.

Polski — 1988 r.) wyniósł ca 28 proc.[26] (przy ponad 2,5-krotnym wzroście PKB liczonego w cenach stałych i ponad 8-krotnym[27], najwyższym w Europie, wzroście PKB liczonego w cenach bieżących – z 65 mld USD do ponad 530 mld USD).

Z danych Komisji Europejskiej zaprezentowanych w grudniu 2020 r. wynika przy tym, że emisje GHG w 2019 r., w porównaniu do bilansu 2018 r. zmniejszyły się w całej Unii o 3,7 proc., podczas gdy PKB wzrósł o 1,5 proc. Intensywność emisji GHG w gospodarce, definiowana jako stosunek emisji do PKB, spadła do 282 g ekw. CO_2/EUR_{2015}, co stanowi mniej niż połowę poziomu z 1990 r. Największy spadek, o ponad 9,1 proc. (152 mln ton ekwiwalentu CO_2), zanotowano w sektorach objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS[28]), w tym w sektorze energetycznym o prawie 15 proc., a w przemyśle o blisko 2 proc. Wzrastały natomiast lub pozostawały na podobnym poziomie emisje z transportu, w tym lotnictwa oraz z tzw. sektorów non-ETS (nie objętych pozwoleniami na emisje).

Daje to dość mocne argumenty tym wszystkim, którzy forsują zwiększenie oddziaływania na zmiany emisji poprzez zaostrzanie warunków pozyskiwania uprawnień do emisji z systemu ETS i postulują jego szybkie rozszerzanie na sektory dotychczas z tego systemu wyłączone. Krytycy tego pomysłu wskazują, że nie ma wystarczającego potwierdzenia, iż objęcie systemem ETS np. sektora transportu lotniczego spowoduje w horyzoncie krótkoterminowym jakiekolwiek inne zmiany niż wzrost kosztów przewozu towarów i ludzi, co może mieć istotny wpływ na pogorszenie wyników szeregu innych sektorów, w tym w szczególności turystyki, kluczowej zwłaszcza dla krajów Południa Europy.

Zweryfikowane dane o emisjach za rok 2020 nie są jeszcze znane, ale w tym szczególnym ze względu na pandemię COVID19 okresie można się spodziewać znaczącego spadku emisji z sektora transportu, w tym zwłaszcza z lotnictwa. Potwierdzają to m.in. informacje z polskiego systemu ETS, monitorowanego przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE). Z informacji opublikowanych w maju 2021 r. wynika, iż „sumaryczna wielkość emisji CO_2 w Polsce objętej EU ETS w 2020 r. wyniosła 172 150 480 Mg CO_2 (razem z sektorem lotniczym) i w porównaniu do emisji w 2019 r. spadła o 6,84 proc. [w sektorze lotniczym o ponad 60 proc.]". W okresie

[26] Jednak w odniesieniu do roku 1990, przyjmowanego jako bazowy w dokumentach unijnych, spadek ten wyniósł już nieco ponad 17 proc. Kwestia ta jest często źródłem nieporozumień, gdyż po z górą 30 lat w europejskiej opinii publicznej zanikła pamięć o gospodarczych skutkach zmiany ustrojowej w Polsce w 1989 r, które spowodowały także prawie szybki ponad 34 proc. spadek emisji CO_2 w latach 1988–1992. W 1988 r. Polska znajdowała się w pierwszej 10 światowych emitentów GHG, a dziś z uwzględnieniem pochłaniania jest na miejscu 28.

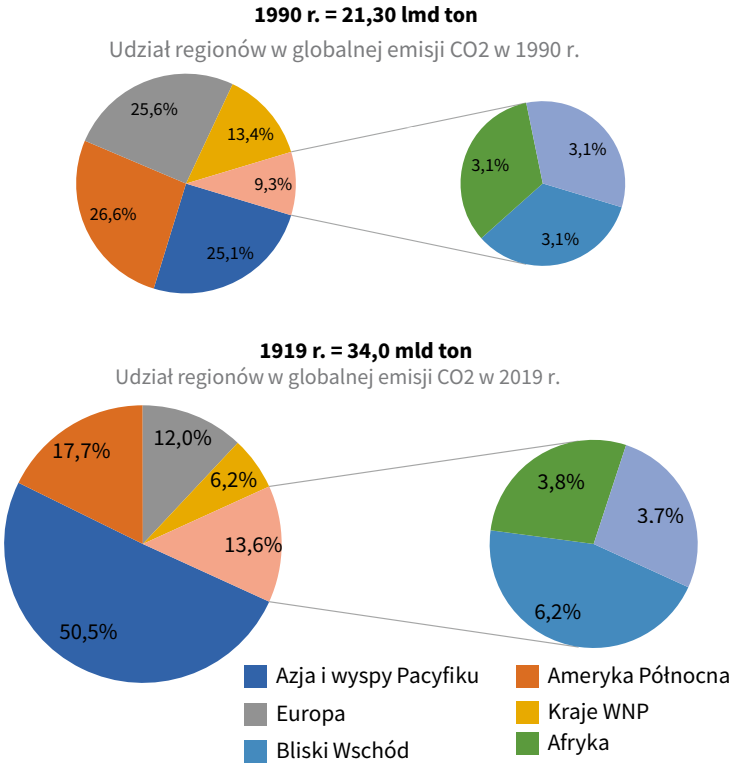
[27] Źródło: szacunki własne na podstawie danych z World Economic Outlook Database https://www.imf.org/en/Publications/SPROLLs/world-economic-outlook-databases#sort= proc.40imfdate proc.20descending.

[28] Dochody ze sprzedaży uprawnień do emisji GHG na aukcjach w ramach EU ETS są coraz ważniejszym źródłem finansowania działań w dziedzinie klimatu. Od 2012 r, kiedy aukcje wystartowały Kraje Członkowskie UE oraz Zjednoczone Królestwo i kraje EOG do połowy 2020 r. uzyskały łącznie ok. 57 mld euro. Ponad 50 proc. tej kwoty przypada na lata 2018-2019, co bylo skutkiem bardzo wysokich wzrostów cen uprawnień w tym okresie (z 5 €/tonę CO_2 do 25 €/tonę CO_2 w połowie 2020 r.). Na cele ochrony klimatu i środowiska przeznaczono ponad 70 proc. z tej puli środków.

rozliczeniowym 2013–2020 emisje objęte polskim EU ETS (dane bez lotnictwa) spadły o ok. 16,5 proc. (z 205,7 mld do 171,73 mld ton CO_2), a w samym sektorze energetycznym o ok. 23 proc.

Natomiast globalna emisja CO_2 wzrosła w latach 1990-2019 o blisko 60 proc., z poziomu ok. 21 mld ton, na co w ponad połowie składały się emisje z USA i Europy, do ok. 34 mld ton, z czego połowę emitowały kraje azjatyckie.

Rys. 2. Zmiany udziału emisji CO_2 z poszczególnych regionów w emisji globalnej



Źródło: opracowanie własne na podstawie zestawień Statistical Review of World Energy BP[29] 2021

W tym okresie stabilizowała się emisja GHG w USA i OECD, Europa Zachodnia odnotowywała coraz wyraźniejszy jej spadek, za to w krajach rozwijających się obserwować można było jej znaczące wzrosty:

- wszystkie kraje spoza OECD – ponad 2-krotnie
- Wietnam – 16-krotnie

[29] Zestawienia publikowane przez koncern BP cieszą się wysoką wiarygodnością, a ponadto zawierają dane w wartościach bezwzględnych bez uwzględniania np. wskaźników pochłaniania zgodnie z metodologią LUCEEF, czy emisji innych gazów szklarniowych, co lepiej pozwala porównywać trendy, ale trzeba pamiętać, że dane te różnią się od oficjalnych narodowych statystyk.

- Chiny, Indie, Indonezja czy Malezja – ponad 4-krotnie
- Zjednoczone Emiraty Arabskie, Iran czy Tajlandia – ponad 3-krotnie
- Brazylia, Egipt – ponad 2 krotnie.

Szczegółowe dane liczbowe dla całego świata[30] i zestawienie krajów emitujących aktualnie ponad 85 proc. ewidencjonowanej emisji światowej CO_2 zawiera Załącznik 3.

Nie sposób przy tym pominąć milczeniem faktu, że aktualny udział łącznej emisji CO_2 z krajów członkowskich UE wynosi niespełna 9 proc. (w tym z Polski 0,9 proc.) ewidencjonowanej emisji globalnej! Od 1990 r. wskaźnik ten zmniejszył się ponad 2-krotnie, na co złożyły się jednocześnie procesy redukcji emisji z obszaru UE (o wspomnianą już blisko ¼) i globalny wzrost emisji o ponad 60 proc., zwłaszcza w regionie Azji i Pacyfiku (ponad 3-krotnie).

Oznacza to jednak, że nawet jeżeli UE prędzej, czy później osiągnie swój cel neutralności klimatycznej, nie będzie to miało większego wpływu na tempo zmian klimatycznych, jeżeli inne kraje nie podejmą w tym samym czasie równie dużego wysiłku redukcyjnego. Chodzi w szczególności o pięciu największych emitentów CO_2 na świecie (USA, Chiny, Indie, Federacja Rosyjska i Japonia – łącznie ca 60 proc. globalnej emisji), ale także kilkanaście innych krajów – w tym z obszaru UE: Niemcy, Włochy, Polska i Francja – które razem z pierwszą piątką odpowiadają razem za blisko 80 proc. światowej emisji CO_2 z 2019 r.

Tłumaczy to do pewnego stopnia nerwowość, z jaką niektórzy liderzy unijni podchodzą do wewnątrzunijnej krytyki (pochodzącej nie tylko z Polski[31]) założeń Planu EGD, w szczególności w odniesieniu do celu 55 proc. redukcji emisji CO_2 w horyzoncie 2030 r. W kuluarach instytucji unijnych można usłyszeć, iż traktowane jest to jako osłabianie pozycji negocjacyjnej Unii przed nadchodzącą 26 Konferencją Stron Konwencji Klimatycznej (COP26[32]), która ma odbyć się w Glasgow w Szkocji w pierwszej połowie listopada.

Wśród ekspertów klimatycznych, organizacji pozarządowych i polityków zaangażowanych sprawy ochrony klimatu panuje przy tym dość powszechna opinia, że COP26 może przesądzić, czy ludzkość zdoła utrzymać jakąkolwiek kontrolę nad antropogenicznymi przyczynami zmian klimatu i tym samym zmiany te powstrzymać, a co najmniej znacząco

[30] Dane za 2020 r. nie są jeszcze w pełni zweryfikowane, a ponadto zaburza je wpływ pandemii COVID19. Szacuje się, że spadek emisji z tym związany mógł wynieść globalnie nawet ponad 6 proc., a w samej UE nawet 13,4 proc. (źródło: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html).

[31] Np. wspólny list premierów Bułgarii, Czech, Polski, Słowacji i Węgier z 24 marca 2021 krytykujący zamiar poszerzenia zakresu oddziaływania ETS oraz podkreślający, że zasada *„efektywności"* (jedno z kryteriów i celów pakietu „Fit for 55") nie może być interpretowana w ten sposób, że *„państwa członkowskie o niskich dochodach musiałyby dokonać znacznie większej redukcji emisji niż państwa członkowskie o wysokich dochodach"* co może doprowadzić do *„ubóstwa energetycznego w państwach członkowskich o niskich dochodach"* i *„zagrozić ich wzrostowi i ożywieniu gospodarczemu"*.

[32] COP – Conference of Parties.

wyhamować. Od przełomowego porozumienia klimatycznego w Paryżu w 2015 r.[33], gdy uzgodniono konieczność takiej redukcji emisji GHG oraz ograniczenia innych działań, które przyczyniają się niekorzystnych zmian klimatycznych (wylesianie, przemysłowa hodowla zwierząt, marnotrawstwo energii, niezrównoważony transport itp), aby globalny wzrost temperatury nie przekroczył 1,5^{0}C, podnosi się coraz więcej głosów wskazujących, że podejmowane od tego czasu wysiłki są dalece nie wystarczające, aby cel ten osiągnąć.

Oczekuje się w związku z tym, że przywódcy i przedstawiciele 196 państw – stron Konwencji Klimatycznej, którzy już zapowiedzieli swój przyjazd do Glasgow – potwierdzą swoje wcześniejsze deklaracje, a także uzgodnią wzmocnienie wysiłków na rzecz rezygnacji ze spalania węgla, powstrzymania wycinki i degradacji lasów, przejścia na transport elektryczny oraz przyśpieszenia rozwoju odnawialnych źródeł energii w perspektywie nie dalszej niż połowa XXI w.

Nie będą to łatwe dyskusje, zwłaszcza, że grupa ponad 100 krajów rozwijających się, w tym kraje najbiedniejsze, których udział w globalnej emisji jest relatywnie niewielki (odpowiadają razem za mniej niż 15 proc. ewidencjonowanych emisji), ale odczuwane przez nie skutki niekorzystnych zmian klimatu są coraz dotkliwsze (susze, pustynnienie, powodzie, huragany, wzrost poziomu morza itp.), już dziś mocno deklaruje, że oczekiwać będzie zwiększenia finansowania swoich działań ukierunkowanych na przeciwdziałanie zmianom klimatu i adaptację do ich skutków, kompensacji strat jakie już teraz te kraje ponoszą (jak wskazują bez własnej winy) oraz dodatkowych środków na „zazielenianie" najsłabiej rozwiniętych gospodarek.

Grupa ta przedstawiła listę 5 najważniejszych kwestii, które jej zdaniem będą miały krytyczne znaczenie dla przebiegu i sukcesu, bądź fiaska Konferencji w Glasgow. Są to:

- Redukcja emisji: pomimo pewnych postępów w redukcji emisji, ograniczenia zaplanowane w obowiązujących już narodowych planach redukcyjnych liczone łącznie nie są wystarczające do utrzymania globalnych zmian temperatury w granicach uzgodnionych przez rządy w Paryżu w 2015 r. Pilnie potrzebne jest przyspieszenie terminów osiągania krajowych celów net-zero, zwłaszcza w krajach o największej odpowiedzialności i zdolnościach produkcyjnych.
- Finanse: na nieudanym COP w Kopenhadze w 2009 r. bogatsze kraje obiecały 100 mld USD rocznie na finansowanie działań związanych ze zmianą klimatu do 2020 r., a od 2025 r. kwota ta miała jeszcze wzrosnąć. Cel ten nie został osiągnięty (w 2018 r. na cele te przeznaczono jak dotąd największą kwotę, głównie w formie pożyczek i wyniosła ona „zaledwie" 78 mld USD). Fundusz ten ma pomagać krajom o niższych dochodach w dostosowaniu się do zmian klimatu i walce ze zmianami klimatycznymi. W opinii sygnatariuszy tego apelu, jeżeli kraje bogatsze chcą utrzymać

[33] Była to jak dotąd najważniejsza i najdalej idąca próba zobowiązania wszystkich krajów świata do podjęcia wspólnych wysiłków na rzecz ograniczenia globalnego ocieplenia.

swoją wiarygodność i przekonać kraje rozwijające się, że są uczciwym partnerem do negocjacji muszą się z tego zobowiązania wywiązać.

- Adaptacja do zmian klimatu: kraje rozwijające się wzywają do przeznaczenia co najmniej 50 proc. środków na adaptację do zmian klimatu, aby pomóc najsłabszym w zniwelowaniu negatywnych skutków globalnego ocieplenia.
- Straty i szkody: historyczna porażka bogatszych krajów w odpowiednim zmniejszaniu emisji powoduje, że najsłabsi już teraz doświadczają trwałych strat i szkód. Bogaci powinni uznać swoją odpowiedzialność i przekazać obiecane środki.
- Wdrożenie: od czasu Konferencji w Paryżu bogaci i biedni targowali się o takie kwestie, jak handel uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla, podatki węglowe, czy transparentność. Kraje rozwijające się chcą, aby te kwestie zostały ostatecznie rozwiązane i chcą, aby wszystkie kraje uzgodniły pięcioletnie wspólne ramy czasowe dla swoich krajowych planów klimatycznych.

Komunikat ten zamyka stwierdzenie, że bez satysfakcjonującego postępu w tych kwestiach COP26[34] będzie bezwartościowy i zakończy się niepowodzeniem.

Enigmatyczne jest stanowisko Chińskiej Republiki Ludowej, odpowiedzialnej dziś za ok. 30 proc. światowych emisji CO_2, której władze od 2015 r. deklarują intencję silnego włączenia się w globalne przeciwdziałanie zmianom klimatu, ale nie jest pewne, czy efektywnie takie działania podejmują.

W strategii opublikowanej 30 czerwca 2015 r., przed Konferencją Paryską, Chiny po raz pierwszy potwierdziły potrzebę redukcji emisji. Zadeklarowano też, że najpóźniej do 2030 r. wzrost emisji CO_2 zostanie zahamowany, a wskaźnik intensywności emisji (emisja dwutlenku węgla na jednostkę PKB) spadnie o 60 proc.–65 proc. w porównaniu do jego wartości z 2005 r. Tymczasem eksperci klimatyczni wskazują, że dla realizacji celów porozumienia paryskiego Chiny powinny zredukować swoje emisje GHG o co najmniej 65–70 proc. jeszcze w pierwszej połowie tego wieku. Według ostatnich deklaracji Chiny zamierzają dołączyć do krajów neutralnych węglowo" do 2060 r.

Zaplanowano także zwiększenie udziału odnawialnych nośników energii w całkowitej konsumpcji energii pierwotnej do ok. 20 proc. oraz zwiększenie powierzchni lasów o ok. 40 mln ha[35] do 2019 r. Nie jest jednak znany rzeczywisty stan realizacji i efekty tych planów. Szacuje się, że aktualnie ponad 61 proc. produkcji energii elektrycznej pochodzi w Chinach z energetyki węglowej (jest to jednocześnie ponad 53 proc. światowej produkcji energii z węgla), ale udział źródeł odnawialnych i dużej hydroenergetyki zbliża się już szybko do 30 proc. konsumpcji końcowej.

Chiny są przy tym jedynym krajem z czołówki emitentów, w którym emisja CO_2 w 2020 r., była nieznacznie wyższa (o 1 proc.) w porównaniu do danych z 2019 r. (okres

[34] Źródło: World Energy Review 2021 BP.

[35] Dla porównania, powierzchnia wszystkich terenów leśnych w UE wynosi niespełna 160 mln ha, w Polsce ca 9,5 mln ha, a w Niemczech 11,5 mln ha. Znacznie większe powierzchnie lasów występują w Szwecji, Finlandii i Francji, które razem z Polską i Niemcami posiadają 2/3 powierzchni zalesionych w Unii Europejskiej.

sprzed pandemii COVID-19). Natomiast w okresie 2015–2020 ich emisja CO_2 wzrosła w wartościach bezwzględnych (bez uwzględnienia tzw. pochłaniania) o 6,7 proc. Nie brak głosów eksperckich, które wskazują, iż Chiny jedynie markują wysiłki w kwestii przeciwdziałania zmianom klimatu, a w rzeczywistości mogą „po cichu" liczyć na fiasko i negatywne skutki gospodarcze działań Unii, USA, Kanady czy Australii w tym zakresie, co mogłoby przyczynić się jeszcze bardziej do umocnienia ich pozycji gospodarczej.

USA, drugi pod względem wielkości po Chinach emitent CO_2 na świecie, w ramach porozumienia paryskiego zobowiązały się, że do 2025 r. ograniczą swoje emisje o 26–28 proc. w porównaniu do poziomu z 2005 r. Byłby to znaczący wkład w globalne wysiłki na rzecz powstrzymywania zmian klimatycznych. Jednak już w grudniu 2016 r., nowo wybrany prezydent Donald Trump zapowiedział wycofanie się z tego zobowiązania, a od 2017 r., USA w praktyce zaprzestały implementacji umowy paryskiej. Szacuje się, że w trakcie całej kadencji prezydent Trump wstrzymał wykonywanie lub wycofał z obiegu prawnego ok. 85 regulacji federalnych poświęconych ochronie środowiska i klimatu. Z kolei wśród 17 pierwszych decyzji jakie podjął nowy prezydent Joe Binden znalazło się anulowanie decyzji jego poprzednika i powrót USA do realizacji Porozumienia Paryskiego zgodnie z deklaracjami z 2015 r. Przeciwko tym decyzjom występuje jednak silny opór zarówno w Kongresie, jak i w Senacie. Zbliżająca się Konferencja w Glasgow pokaże, czy USA przedstawią w tym zakresie jakieś nowe idee.

Faktem jest jednak, że emisje CO_2 w tym kraju spadły w 2020 r. o ponad 11 proc. w porównaniu do r. 1990, a udział oze w miksie energetycznym przekroczył właśnie 20 proc., po raz pierwszy w historii będąc wyższym niż udział węgla (19 proc.).

Indie[36] są aktualnie trzecim na świecie największym emitentem gazów szklarniowych, odpowiadając w 2019 r. za ponad 7 proc. globalnych emisji. Wyprzedzały je Chiny (30 proc.) i USA (14,7 proc.). Emisja CO_2 w Indiach wzrosła od 1990 do 2019 r. ponad 4-krotnie. Z węgla wytwarza się tam 44 proc. energii ogółem i 56 proc. energii elektrycznej. W przeliczeniu na mieszkańca Indie generują 1,7 t CO_2, czyli poniżej średniej światowej (4,4 t) i znacznie mniej niż np. USA (14,5 t), Chiny (6,8 t), czy UE (6,1 t). W Polsce ten wskaźnik wynosi ok. 8 t.

Różnice te unaoczniają lukę rozwojową i potencjał zmian w emisjach z tego kraju, a w zasadzie subkontynentu, gdzie żyje obecnie ponad miliard mieszkańców – populacja porównywalna z Chinami (o czym rzadko się wspomina). Według Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) zapotrzebowanie na energię elektryczną w Indiach może wzrosnąć do 2040 r. o wielkość odpowiadającą popytowi dzisiejszej UE. Jeżeli zaspokojenie tych potrzeb miałoby pochodzić z energetyki węglowej – planowane jest bowiem zwiększenie mocy elektrowni węglowych z obecnych 205 GW o 90 GW do 2030 r. — emisje CO_2 mogłyby wzrosnąć o co najmniej 50 proc., niwecząc w praktyce cały redukcyjny wysiłek UE. Warto też pamiętać, że stanowisko tego kraju zdecydowanie przeciwne przyjmowaniu prawnie

[36] https://pism.pl/publikacje/Polityka_klimatyczna_Indii od_marudera_do_lidera

wiążących zobowiązań w zakresie redukcji emisji CO_2, przyczyniło się w pewnym stopniu do fiaska 15 Szczytu Klimatycznego (COP 15) w Kopenhadze w 2009 r.

Niemniej jednak w ramach Porozumienia paryskiego w 2015 r. Indie zadeklarowały realizację trzech tzw. krajowo określonych celów (NDC) do 2030 r.: redukcję intensywności emisji[37] o 33–35 proc. w porównaniu do 2005 r.; wzrost udziału źródeł odnawialnych w wytwarzaniu energii elektrycznej do 40 proc. oraz zwiększenie pochłaniania dwutlenku węgla o dodatkowe 2–2,5 mld t dzięki zalesianiu. Ponadto Indie zainicjowały powstanie w 2015 r. Międzynarodowego Sojuszu Solarnego (ISA)[38] – organizacji wspierającej rozwój energetyki odnawialnej w państwach rozwijających się, a w 2019 r. Koalicję na rzecz infrastruktury odpornej na katastrofy (CDRI). Z dostępnych danych wynika, iż Indie znajdują się na dobrej drodze do realizacji zadeklarowanych celów. W szczególności istotna jest skuteczna realizacja planu zwiększenia mocy instalacji OZE ze 100 GW do 175 GW w 2022 r. i 450 GW do 2030 r. Udział OZE w miksie energetycznym w 2020 r. osiągnął już 38,5 proc. Dla porównania aktualne moce instalacji OZE w Polsce wynoszą ok. 11 GW, a udział OZE w produkcji energii elektrycznej nie przekracza 15 proc.

Federacja Rosyjska, która odpowiada za ok. 4,5 proc. globalnej emisji CO_2, w kwietniu 2015 r. zadeklarowała redukcję do 2030 r. antropogenicznych emisji GHG o 25–30 proc. netto poniżej poziomu z 1990 r. z uwzględnieniem wskaźnika chłonności lasów[39]. Nie będzie to jakiś dramatyczny wysiłek, bo z dostępnych danych wynika, iż w zakresie emisji samego CO_2 taka redukcja już została osiągnięta.

Z raportów rosyjskich wynika, iż od lat 70. XX w. temperatura powietrza w Rosji rosła co 10 lat średnio o $0{,}47^0$Celsjusza, co jest tempem ponad 2,6 razy szybszym niż tempo globalnego ocieplenia w tym okresie ($0{,}18^0$C). Grubość warstwy lodu pokrywającego basen arktyczny wzdłuż wybrzeży Rosji zmniejszyła się w ciągu 3 dekad o co najmniej 40 proc.

Zmiany klimatyczne jakie obserwuje się w Arktyce i strefie subarktycznej obejmującej obszar wiecznej zmarzliny (0,8-$1{,}0^0$C na dekadę) są jeszcze szybsze i bardziej niepokojące. Grozi to uwolnieniem znacznych ilości gazów szklarniowych, zwłaszcza metanu uwięzionego w zamarzniętych bagnach syberyjskich, co jeszcze bardziej przyśpieszyłoby globalne zmiany.

Wydaje się jednak, że władze Federacji Rosyjskiej upatrują w tym nie tyle zagrożenia, co szanse, na łatwiejszą eksploatację zasobów tego regionu (z obszarów subarktycznych pochodzi aktualnie ok. 80 proc. gazu wydobywanego w Federacji) oraz intensywniejszego

---

[37] Spadek wskaźnika intensywności emisji niekoniecznie musi oznaczać realną redukcję emisji CO_2. Jest to bowiem stosunek wolumenu emisji z danego kraju do jego PKB, a zatem wzrost PKB szybszy niż wzrost emisji (tzw. decoupling) prowadzi do poprawy intensywności, mimo iż realne emisję mogą nadal rosnąć.

[38] do Międzynarodowego Sojuszu Solarnego (https://isolaralliance.org/about/background) należy ponad 120 krajów, w tym coraz więcej państw UE (m.in. Francja, Finlandia, Belgia, Włochy, Dania, Holandia czy Bułgaria). Polska jak dotąd nie podjęła w tym zakresie decyzji o nawiązaniu współpracy.

[39] Oznacza to, że bezwzględny poziom redukcji będzie istotnie niższy, jeżeli weźmie się pod uwagę powierzchnię rosyjskich lasów i ich potencjał sekwestracji CO_2.

wykorzystania tzw. Północnej Drogi Morskiej, co m.in. skracałoby czas transportu towarów z Japonii do Europy drogą morską o 30–40 proc.

Jest to być może jedna z przyczyn dla których rosyjskie władze, mimo iż w oficjalnych dokumentach strategicznych deklarują zrozumienie dla wagi wyzwań klimatycznych, nie zakładają jednocześnie realizacji ambitniejszych celów polityki klimatycznej.

Japonia[40] ze względu na wielkość emisji gazów szklarniowych plasuje się na piątym miejscu wśród krajów świata, z emisją przekraczającą 1,2 mld ton CO_2 rocznie (prawie 4 razy więcej niż Polska). Stanowisko władz Japonii do kwestii klimatycznych nie jest jednoznaczne. Z jednej strony Japonia była gospodarzem pierwszego na świecie spotkania państw, które doprowadziło do ustalenia wiążących celów redukcji emisji (Protokół z Kioto z 1997 r.) i jako pierwszy kraj na świecie opublikowała swoje plany redukcji po podpisaniu Porozumienia Paryskiego z 2015 r. Jednak plany te, zakładające zmniejszenie emisji o 26 proc. w stosunku do 2013 r. krytykowane były jako mało ambitne. W 2018 r. Japonia ustanowiła Strategiczny Plan Energetyczny z celami wyznaczonymi na 2030 r., obejmującymi zmniejszenie udziału węgla w miksie energetycznym z 32 proc. do 26 proc., zwiększenie udziału OZE z 17 proc. do 22–24 proc. oraz ponowne zwiększenie produkcji z elektrowni atomowych z 6 proc. do 20–22 proc. i zamknięcie 100 najstarszych, niskosprawnych elektrowni węglowych (ze 140 wszystkich takich jednostek). W 2020 r. rząd japoński ogłosił, że oficjalnym celem jest osiągnięcie przez Japonię zerowej emisji netto w 2050 r.

Jak z powyższego wynika podejście poszczególnych państw do kwestii rzeczywistej redukcji emisji gazów szklarniowych jest, mówiąc oględnie, bardzo zróżnicowane. Potwierdza to obawy, że dyskusja na nadchodzącym COP26 będzie bardzo trudna, momentami zapewne gorąca, a kraje najbogatsze i należące do czołówki emitentów CO_2, w tym cała Unii Europejska i kraje OECD, a zatem i Polska, znajdą się pod ogromną presją ze strony państw najuboższych, które w najmniejszym stopniu odpowiadają za nadchodzącą katastrofę klimatyczną, a jednocześnie mogą najbardziej wskutek jej ucierpieć. Jednocześnie nie jest jasne, jak zachowają się najwięksi emitenci i czy uda się przełamać naturalne narodowe egoizmy, a także opór wynikający z ukrytych celów strategicznych.

3.5 Polska za, a nawet przeciw

3.5.1 Klimat a sprawa polska

Dyskusje na temat potrzeby i kierunków transformacji energetycznej trwają w Polsce od kilku dekad, choć niestety ich wyniki są dość jałowe. Co najmniej od początku lat 90. istotnym czynnikiem mającym wpływ na przebieg tych debat były i są dyskutowane

[40] Zmiany klimatyczne w Japonii: https://pl.abcdef.wiki/wiki/Climate_change_in_Japan

i wdrażane w Unii Europejskiej koncepcje przebudowy i modernizacji systemów i rynków energii. Koncepcje te w kolejnych etapach w coraz większym stopniu odwołują się do potrzeby radykalnego zwiększenia efektywności energetycznej, czyli mówiąc wprost ograniczenia marnotrawstwa energii i zaprzestania rabunkowej eksploatacji zasobów nieodnawialnych nośników energii, przy jednoczesnej minimalizacji obciążeń środowiska naturalnego, w szczególności eliminacji wpływu na zmiany klimatu.

Trudno się jednak oprzeć wrażeniu, że istotna część polskich uczestników tych dyskusji nie ma żadnego pojęcia o genezie i strategicznych celach planów realizowanych w najbardziej rozwiniętych gospodarkach unijnych, a także o międzynarodowym kontekście tych planów, opisanym syntetycznie w poprzednim rozdziale niniejszego opracowania! Jest nawet gorzej – podważana jest racjonalność i naukowe podstawy tych działań, mimo iż osiągnięcia i pozycja gospodarek liderów światowych w tym zakresie nakazywałaby większy respekt do kompetencji tamtejszych inżynierów, menadżerów i strategów ekonomicznych i politycznych.

Także decydenci najwyższych szczebli wydają się nie tylko nic o tym nie wiedzieć, ale też nie wykazują woli, aby wiedzę taką posiąść. A to z pewnością utrudnia dyskusję z naszymi unijnymi partnerami.

Podkreślana jest za to wyjątkowość sytuacji Polski, która po ustroju funkcjonującym w byłej PRL odziedziczyła elektroenergetykę bazującą w zasadzie na monokulturze węgla i mimo to dokonała „bezprecedensowej redukcji emisji gazów szklarniowych" (mit ten został zweryfikowany na początku niniejszego opracowania), a jednocześnie przedstawiamy się jako oderwana od reszty świata wyspa, która ma swoje problemy i musi je w sposób najlepszy dla siebie rozwiązać, nie oglądając się na obcych, a już nie daj Boże Niemców, zwłaszcza gdy formułują oni trudne do spełnienia, kosztowne wyzwania.

W szczególności, jako jeden z najistotniejszych argumentów dla naszej „opieszałości" w przyjmowaniu coraz to ambitniejszych wyzwań klimatycznych, przywoływany był, wspomniany już wcześniej w tej analizie fakt głębokiej redukcji emisji gazów cieplarnianych już na początku lat 90. (rzędu 34–35 proc. w stosunku do roku 1988). Trzeba sobie jednak zdawać sprawę, że był to niejako uboczny, a nie zamierzony efekt transformacji gospodarczo-ustrojowej, jaką wówczas przechodziliśmy. Niezaprzeczalny i realny, znaczny spadek emisji był w następnych dekadach przez Polskę wielokrotnie wykorzystywany w celach propagandowych. Kreowano nasz kraj wręcz na lidera zmian w tym zakresie.

Jednak w miarę upływu czasu, zwłaszcza po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej, a wcześniej do OECD (co oznaczało wejście do grupy państw o najwyższym poziomie rozwoju gospodarczego w świecie, z czym wiążą się nie tylko przywileje, ale i zobowiązania wobec całej wspólnoty międzynarodowej) argument ten, nadużywany niepotrzebnie także w kontekście naszego oporu wobec kolejnych unijnych planów transformacji energetycznej, stał się wręcz przeciwskuteczny. Wywoływał też irytację przedstawicieli

wpływowych na forum globalnym organizacji ekologicznych, psując tym samym wizerunek naszego kraju, zwłaszcza w czułej na te kwestie zachodnioeuropejskiej opinii publicznej.

Aktualnie nikt już w UE nie pamięta, albo nie chce pamiętać, o wyjątkowej bazie odniesienia dla Polski (rok 1988[41]) – jesteśmy traktowani w tym zakresie tak samo jak inne kraje unijne, zwłaszcza że nasze twierdzenia o unikalnej skali redukcji emisji GHG w okresie trzech dekad się mocno zdezaktualizowało. Pośród aktualnych Państw Członkowskich UE co najmniej 9 krajów, w tym prawie wszystkie kraje tzw. nowej Unii (bez Chorwacji) przyjęte w 2004 r. i później, osiągnęło w tym zakresie i w tym samym okresie zauważalnie wyższe redukcje.

Media także, w tym nawet niektóre wyspecjalizowane w kwestiach energetycznych portale internetowe, przedstawiają często koncepcje przeciwstawiania się zmianom klimatycznym, zaprzestania rabunkowej eksploatacji zasobów nieodnawialnych, czy radykalnego zmniejszenia obciążeń ziemskiego ekosystemu jako niepoważne, niemożliwe do zrealizowania ze względów ekonomicznych i technicznych, fantasmagorie „sytych i leniwych lewackich pięknoduchów", którzy forsując taką transformację w energetyce doprowadzą do załamania się całej unijnej gospodarki.

Podobne podejście cechowało i stymulowało mniej lub bardziej oficjalnie wyrażaną kontestację, a nawet słabo skrywany opór, praktycznie wszystkich liczących się w Polsce sił politycznych wobec kolejnych inicjatyw unijnych, zarówno w okresie przedakcesyjnym, jak i po wstąpieniu Polski do UE, co autor tej analizy miał okazję wielokrotnie obserwować uczestnicząc bezpośrednio w takich rozmowach, w szczególności odnoszących się do:

- zaprojektowanej i wdrożonej jeszcze w latach 80. strategii systematycznego ograniczania emisji podstawowych zanieczyszczeń energetycznych (w szczególności pyłów, dwutlenku siarki, tlenków azotu i metali ciężkich) opisywanej w tzw. dyrektywach LCP (*large combustion plants*), a następnie w dyrektywie IPPC (*integrated pollution prevention and control*), zastąpionej w 2010 r. przez dyrektywę 2010/75/UE (tzw. dyrektywę IED - *Industrial Emission Directive*), wdrażającą koncepcję stosowania w najbardziej uciążliwych gałęziach przemysłu tzw. Najlepszych Dostępnych Technik (BAT);[42]
- przyjętej na początku lat 90. koncepcji wprowadzenia zasad wolnego rynku do sektora elektroenergetyki, z celem w postaci budowy jednolitego europejskiego rynku energii, bez barier międzysystemowych, zakładającą w szczególności dekoncentrację

[41] Jak już wspomniano wcześniej na Konferencji w Kioto w 1997 r. Polska, pozostająca jeszcze wówczas poza strukturą UE, zadeklarowała redukcję o 6 proc., ale nie w odniesieniu do bazy z 1990 r., jak dla większości krajów, ale z 1988 r., co było sprytnym taktycznym posunięciem, pozwalającym zdyskontować realny spadek emisji w okresie 1988–1992.

[42] Aktualnie kryteria technologiczne decydujące, czy dana instalacja spełnia wymogi BAT (*Best Available Technique*) przyjmowane są w formie tzw. Konkluzji BAT, które stanowią wiążące wszystkie kraje wykonawcze akty prawa unijnego, które *„służą jako odniesienie przy ustalaniu warunków pozwolenia w przypadku instalacji objętych zakresem rozdziału II dyrektywy 2010/75/UE, zaś właściwe organy powinny określać dopuszczalne wartości emisji, dzięki którym w normalnych warunkach eksploatacji emisje nie przekroczą poziomów powiązanych z najlepszymi dostępnymi technikami określonymi w konkluzjach dotyczących BAT".*

monopoli, rozbicie integracji pionowej przedsiębiorstw wytwórczych, obrotu i dystrybucji oraz upowszechnienie zasady TPA (Third Party Access – zasada równego dostępu do usług dystrybucyjnych);

- przyjętej na początku tego wieku strategii rozwoju odnawialnych źródeł energii, z kolejnymi celami rosnącego udziału tych źródeł w finalnej konsumpcji energii, które na rok 2010 określono dla państw członkowskich na poziomie średnio 10,7 proc. (dla Polski ustalono 7,5 proc.), na rok 2020 na poziomie 20 proc. (dla Polski 15,5 proc.), a na rok 2030 dla całej UE na poziomie 32 proc. (Polska deklaruje 23 proc.);
- sformułowanej jeszcze w 2018 r. unijnej koncepcji podniesienia celów klimatycznych i uzyskania najpóźniej do 2050 r. przez Unię Europejską pełnej neutralności klimatycznej (na szczycie unijnym z grudnia 2019 r. Polska jako jedyna nie podpisała się pod tym celem, potwierdzając wolę jego realizacji, ale pod pewnymi warunkami dopiero w lipcu 2020 r.).

W odniesieniu do wszystkich wyżej wymienionych, ale także wielu innych wyzwań Polska oczekiwała, że uzyska (i najczęściej ostatecznie uzyskiwała) istotne derogacje i cele na niższym poziomie niż dla innych państw członkowskich, argumentując, że „oparta na węglu" energetyka nie może podlegać zbyt szybkiej transformacji, ze względu na nieuchronne w takiej sytuacji wysokie koszty gospodarcze i społeczne. Aktualnie podobne zastrzeżenia i oczekiwania innego traktowania formułowane są w odniesieniu do projektu Europejskiego Zielnego Ładu (*European Green Deal*).

Polska nie tylko początkowo nie zaakceptowała, co uczyniły wówczas pozostałe kraje UE, klimatyczno-energetycznych założeń Planu EGD na szczycie w grudniu 2019 r., ale później groziła także wetem, która to groźba, gdyby się ziściła, zagroziłaby podstawom finansowania Planu (wspólny dług zaciągnięty na rynkach finansowych przez UE w imieniu wszystkich krajów członkowskich). Ostatecznie do tego nie doszło, a cele EGD zostały przez Polskę potwierdzone, jednak na pewno nie pozostało to bez wpływu na postrzeganie stosunku naszego kraju do polityki klimatycznej Unii.

Przynajmniej formalną, choć tylko częściową i mało entuzjastyczną, akceptację dla koncepcji zawartych w Pakiecie „Fit for 55" zaprezentowano natomiast w stanowisku Ministra Klimatu[43], opublikowanym w lipcu 2021 r. Stwierdzono w nim m.in., że:

„Nowy cel stanowi wyzwanie, lecz też szansę na przeprowadzenie sprawiedliwej transformacji gospodarki w Polsce, w tym przy wsparciu ze środków unijnych. Przedstawione rozwiązania będą miały znaczący wpływ na naszą gospodarkę i dlatego też analizujemy obecnie szczegóły zawarte w pakiecie oraz ich potencjalne implikacje".

„[…] w zestawie 13 aktów legislacyjnych jest wiele wartościowych elementów, które wychodzą naprzeciw polskim postulatom przedstawionym na forum unijnym w ostatnich miesiącach m.in.:

[43] https://www.gov.pl/web/klimat/komunikat-dotyczacy-pakietu-fit-for-55

- zachowanie elementów redystrybucyjnych w ETS w postaci puli solidarnościowej oraz zwiększenie Funduszu Modernizacyjnego,
- zachowanie darmowych uprawnień w ETS-ie,
- zachowanie kryteriów dla podziału zobowiązań państw członkowskich w zakresie sektorów nieobjętych system handlu emisjami,
- utworzenie nowego funduszu mitygującego ryzyko wzrostu ubóstwa energetycznego,
- wprowadzenie podatku granicznego dla emisji.

Wszystkie te elementy stanowią solidną podstawę do wdrożenia nowego celu w UE."

„Niemniej jednak, jest jeszcze kilka elementów, które wymagają wnikliwej dyskusji." „[…] Ponadto, transformacja taka nie może być skutecznie realizowana bez poparcia społecznego. Z tego względu Polska będzie szukać alternatywnych rozwiązań dla takiego systemu lub środków łagodzących skutki jego wprowadzenia."

Wśród kwestii budzących zastrzeżenia Polski, w znacznej mierze jak się wydaje uzasadnione, choć chyba trochę spóźnione, gdyż dyskusje nad Pakietem trwają już od ponad dwóch lat, a nad polityką klimatyczną przeszło dwie dekady, wskazano w tym komunikacie brak „równowagi w ETS dla beneficjentów Funduszu Modernizacyjnego", „zmian[y], które mogą prowadzić do zwiększenia obciążeń dla społeczeństwa", „ryzyko wzrostu ubóstwa energetycznego", „zasadność i skuteczność wprowadzenia systemu handlu uprawnieniami dla transportu i budynków […] bez wprowadzenia odpowiednich mechanizmów zabezpieczających […]. Podkreślono też brak zgody na „[…] rozwiązanie, które będzie odbywało się kosztem najsłabszych grup społecznych" oraz postulat „iż transformacja klimatyczna musi być sprawiedliwa i nie może pogarszać warunków ekonomicznych w określonych regionach lub grupach społecznych".

Zasadniczy problem w podejściu Polski do strategii klimatycznej UE, widoczny także dość wyraźnie w tym Komunikacie, polega na tym, że jest to postawa reaktywna, a nie proaktywna, czy wręcz inspirująca i nie tylko wydaje się ono ignorować i kontestować coraz wyraźniej widoczne, zwłaszcza od początku XXI w, światowe megatrendy[44] w energetyce i gospodarce i do jakiegoś stopnia usprawiedliwia „nic nie robienie", ale także marginalizuje rolę Polski w tych procesach i znacząco zawęża „okno czasowe", w którym realizacja niezbędnych zmian transformacyjnych mogłaby być przeprowadzona. Nie ulega bowiem wątpliwości, że zmiany te muszą kiedyś nastąpić, a konsekwencją ich zaniechania, czy choćby tylko opóźnień będzie utrata konkurencyjności i spadek znaczenia polskiej gospodarki w układzie unijnym i globalnym.

[44] Spopularyzowane przez Johna Naisbitt'a określenie dla wielowymiarowych zjawisk transformacyjnych o szerokim zasięgu oddziaływania na życie wszystkich mieszkańców globu lub znaczących jego obszarów, na które działania pojedynczych państw czy podmiotów gospodarczych mają znikomy wpływ. takich jak np. globalizacja gospodarek, przekształcanie społeczeństwa przemysłowego w społeczeństwo informacyjne, globalne zmiany priorytetów konsumpcyjnych, rosnąca świadomość proekologiczna itp., które są tak silne i niezależne od dyskursu publicznego i działań politycznych, że szansa na ich zahamowanie czy odwrócenie jest niewielka.

Powtórzyć należy zatem antytezę do pytania inspirującego tytuł niniejszego opracowania: jakie mogłyby być dla polskiej gospodarki, w tym sektora energetyki konsekwencje ignorowania przez Polskę unijnej strategii transformacji energetycznej? Kto na tym zyska, a kto straci?

3.5.2 Zanieczyszczenie powietrza w UE i w Polsce

Analizując dokumenty i stanowiska Polski odnoszące się do realizacji polityki UE w zakresie klimatu i środowiska można również zaryzykować twierdzenie, że władze Polski przykładają znacznie większą wagę, przynajmniej w sferze deklaracji, do kwestii nadmiernego zanieczyszczenia powietrza w naszym kraju, co jest w zasadniczej mierze skutkiem takiego a nie innego modelu zaspokajania potrzeb energetycznych, niż do globalnych kwestii ochrony klimatu. Trudno orzec, czy takie przestawienie akcentów było celowe, czy też wynika z niechęci do powtarzania argumentów klimatycznych.

Formalnie nie pozostaje to w kontrze do działań unijnych - ograniczanie zanieczyszczeń atmosfery jest przecież jedynym z ważniejszych obszarów regulowanych w prawodawstwie UE. Przyjęto w tym zakresie szereg aktów prawnych, określając m.in. dopuszczalne poziomy emisji zanieczyszczeń – przede wszystkim, choć nie tylko z sektora energetycznego, a także obowiązujące na terenie całej UE standardy jakości powietrza, których dotrzymywanie kraje członkowskie mają zapewnić (dyrektywa CAFE). Jednak w kontekście otoczki publicystycznej, jaka towarzyszy prezentacji i przyjmowaniu rozwiązań przedstawionych przez Komisję Europejską w ramach Planu EGD i Pakietu „Fit for 55" można odnieść wrażenie innego doboru priorytetów.

Warto przy tym zauważyć, że pierwszy z celów unijnych w tej dziedzinie – systematyczne ograniczenie od początku lat 80. emisji z tzw. dużych źródeł spalania (LCP), choć dość kosztowne, okazało się względnie łatwym do realizacji wyzwaniem. W latach 1980–2020 w całej UE udało się zasadniczo zredukować emisję podstawowych zanieczyszczeń z sektora energetycznego, uzyskując dzięki temu zauważalną ogólną poprawę jakości powietrza, w szczególności tzw. tła, na obszarach położonych z dala od źródeł zanieczyszczeń. Również polska energetyka ma się w tym zakresie czym pochwalić — emisja pyłów z dużych źródeł spadła w okresie 1990–2019 o ponad 90 proc., emisja SO_2 o 84 proc., a tlenków azotu o 39 proc.[45] (tu pozytywny wkład energetyki został w dużej mierze zniwelowany przez rozwój transportu samochodowego), przy podobnym jak ponad trzy dekady temu poziomie produkcji energii elektrycznej.

Nierozwiązanym i bardzo poważnym problemem w Polsce jest jednak nadal emisja spalin z rozproszonych źródeł, z domowych systemów grzewczych, z niewielkich lokalnych kotłowni i ciepłowni, a także z transportu, którego udział w puli emisji wszystkich zanieczyszczeń atmosfery systematycznie rośnie. Jest to tzw. niska emisja, która ma zasadniczy wpływ na jakość powietrza na obszarach zabudowanych, którym wszyscy oddychamy. Główną przyczyną jej powstawania jest spalanie nadmiernych ilości paliw

[45] Bilans_emisji_za_2019.pdf na kobize.pl.

złej jakości w bardzo nieefektywnych systemach ogrzewania domów i mieszkań, z których większość charakteryzują bardzo słabe parametry termoizolacyjności.

Z badań prowadzonych w ramach państwowego monitoringu jakości powietrza wynika, że większość mieszkańców polskich miast żyje na terenach, gdzie systematycznie przekraczane są dopuszczalne stężenia wielu substancji szkodliwych, w tym w szczególności pyłu zawieszonego (PM2 i PM10), ozonu troposferycznego (O_3), powstającego wskutek reakcji zachodzących w tzw. smogu fotochemicznym, dwutlenku azotu (NO_2), czy rakotwórczych wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA). W pierwszej dziesiątce miast europejskich z największą liczbą dni w roku, w których przekroczono dobowe dopuszczalne stężenie pyłu PM10 i benzo(a)pirenu, czołowe miejsca zajmuje aż 6 aglomeracji z Polski.

Uważa się przy tym, że niska emisja z nieefektywnych systemów grzewczych jest głównym źródłem zanieczyszczenia powietrza pyłem zawieszonym PM10 i rakotwórczym benzo(a)pirenem. Z kolei za podwyższone stężania tlenków azotu, a w ślad za tym i ozonu (tzw. smog fotochemiczny) odpowiada przede wszystkim transport samochodowy, zwłaszcza pojazdy starsze, źle serwisowane i często pozbawione katalizatorów zmniejszających ilość zanieczyszczeń w spalinach.

Ograniczanie i zwalczanie tych zanieczyszczeń to kwestie, które przewijają się w większości dokumentów programowych dotyczących bezpośrednio lub pośrednio sektora energetycznego, jakkolwiek osiągnięcie zasadniczej poprawy w tym zakresie wymaga zdecydowanych działań w zupełnie innych obszarach niż funkcjonowanie konwencjonalnych zawodowych jednostek wytwórczych wytwarzających energię elektryczną i ciepło. Wpływ tych działań na ograniczanie skutków klimatycznych również będzie więcej niż umiarkowany. Warto jednak o nie zadbać.

3.6 Polskie plany i wyzwania transformacji energetycznej

3.6.1 Założenia Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.

W dniu 2 lutego 2021 r., po z górą 11 latach od opublikowania poprzedniej Polityki Energetycznej[46], Rada Ministrów zatwierdziła projekt[47] Polityki Energetycznej Państwa do 2040 r[48]. Można więc uznać, że jest to najbardziej aktualne i kompleksowe odniesienie się polskich władz do krajowych potrzeb zmian i rozwoju sektora energetycznego, a także i koncepcji przyjętych w Europejskim Zielonym Ładzie oraz opisanie, w jaki sposób te potrzeby krajowe i określone w Planie EGD cele unijne będą przez Polskę realizowane.

[46] Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. (uchwała Rady Ministrów z 10 listopada 2009 r).

[47] Pełna treść PEP 2040 została opublikowana wraz z uchwałą Rady Ministrów w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski" z dnia 10 marca 2021 r. poz. 264 https://monitorpolski.gov.pl/M2021000026401.pdf

[48] PEP 2040 to jeden z dziewięciu dokumentów tworzących „Strategię na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju".

Dokument określa kierunki rozwoju energetyki oraz ciepłownictwa w Polsce oraz zasady transformacji energetycznej w dwóch najbliższych dekadach, przy czym lata 2030–2040 opisano głównie wskaźnikowo. Na str. 8 PEP 2040 znalazło się następujące kluczowe zdanie: „W perspektywie do 2040 r. zostanie zbudowany niemal nowy system elektroenergetyczny, którego silną podstawą będą źródła nisko i zero-emisyjne".

W komunikacie opublikowanym w związku z tym na stronie internetowej Ministerstwa Środowiska stwierdzono m.in.: „PEP2040 wprowadzi Polskę na ścieżkę dążenia do gospodarki niskoemisyjnej, poprzez realizację sprawiedliwej transformacji energetycznej, rozwój OZE, poprawę efektywności energetycznej oraz poprawę jakości powietrza. Kwestie te stają się coraz ważniejsze dla obywateli.

W 2040 r. ponad połowę mocy zainstalowanych będą stanowić źródła zeroemisyjne. Szczególną rolę odegra w tym procesie wdrożenie do polskiego systemu elektroenergetycznego morskiej energetyki wiatrowej i uruchomienie elektrowni jądrowej. Będą to dwa strategiczne nowe obszary i gałęzie przemysłu, które zostaną zbudowane w Polsce.

[…] W 2033 r. uruchomiony zostanie pierwszy blok jądrowy o mocy 1-1,6 GW, kolejne będą uruchamiane co 2-3 lata – cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków do 2043 r. Terminy wynikają z przewidywanych ubytków mocy w KSE, co związane jest także ze wzrostem popytu na energię elektryczną. Elektrownie jądrowe zapewniają stabilność wytwarzania energii przy zerowej emisji zanieczyszczeń powietrza. Jednocześnie możliwa jest dywersyfikacja struktury wytwarzania energii po racjonalnym koszcie. Aktualnie wykorzystywane technologie (generacji III i III+) oraz rygorystyczne normy światowe w zakresie bezpieczeństwa jądrowego zapewniają wysokie standardy bezpieczeństwa eksploatacji elektrowni jądrowej oraz składowania odpadów. Znaczna część programu jądrowego może być zrealizowana przy udziale polskich przedsiębiorstw".

W perspektywie 2030 r. założono:

- nie więcej niż 56 proc. udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej (aktualnie ok. 70 proc.)[49], co oznacza zmniejszenie jego zużycia o co najmniej 50 proc. do poziomu maks. 26 mln ton
- co najmniej 23 proc. OZE w końcowym zużyciu energii brutto, w tym minimum 32 proc. w sektorze elektroenergetyki i 14 proc. w sektorze transportu (blisko 2-krotnie więcej niż w 2020 r.),
- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 30 proc. (w stosunku do 1990 r.) oraz zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 23 proc. (w stosunku do prognoz zużycia z 2007 r.).

[49] W 2020 r. udział węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej po raz pierwszy w najnowszej historii spadł poniżej 70 proc. i wyniósł 69,7 proc. Złożyło się na to szereg czynników, m.in. związany z pandemią COVID19 spadek zapotrzebowania, a w konsekwencji produkcji energii (do poziomu 158 TWh, czyli o ca 4 proc. mniej niż w 2019 r.), ogromny wzrost importu do 13 TWh. Źródło: raport Forum Energii „Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2021".

Są to konserwatywne założenia, odbiegające znacząco od celów przyjętych przez Unię Europejską, która zakłada 55 proc. redukcji emisji CO_2, 32 proc. udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii oraz poprawę efektywności o 32,5 proc. do 2030 r.

Natomiast w perspektywie 2040 r. oczekiwane jest osiągnięcie co najmniej 50 proc. udziału źródeł zeroemisyjnych w mocach zainstalowanych ogółem, ze szczególnym uwzględnieniem morskiej energetyki wiatrowej (5-10 GW) oraz energetyki jądrowej (6-9 GW). Szczegóły rozwoju tej ostatniej określono w przyjętym w październiku ubiegłego roku Polskim Programie Energetyki Jądrowej[50]. Zakłada się jednocześnie dość ekstensywny rozwój odnawialnych źródeł energii.

Działania transformacyjne i modernizacyjne mają służyć poprawie jakości powietrza, m.in. poprzez rozwój ciepłownictwa systemowego, w tym wysokosprawnej kogeneracji, a także przyspieszenie procesu tzw. uciepłowniania elektrowni. Do 2030 r. założono 4-krotny wzrost liczby efektywnych systemów ciepłowniczych oraz przyłączenie do tych sieci ok. 1,5 mln nowych gospodarstw domowych.

Zwiększeniu ma również ulec wykorzystanie technologii OZE do wytwarzania ciepła (do 2040 r. „potrzeby cieplne wszystkich gospodarstw domowych pokrywane będą przez ciepło systemowe oraz przez zero lub niskoemisyjne źródła indywidualne").

Z analiz prognostycznych zagregowanych w Załączniku nr 2 do PEP 2040 wynika, iż w latach 2016–2040 przewiduje się trwałe wycofanie z eksploatacji instalacji wytwórczych o łącznej mocy 26,5 GW, w tym ok. 15,8 GW w grupie cieplnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) oraz ok. 3,2 GW mocy zainstalowanej w pozostałych elektrociepłowniach zawodowych (nJWCD).

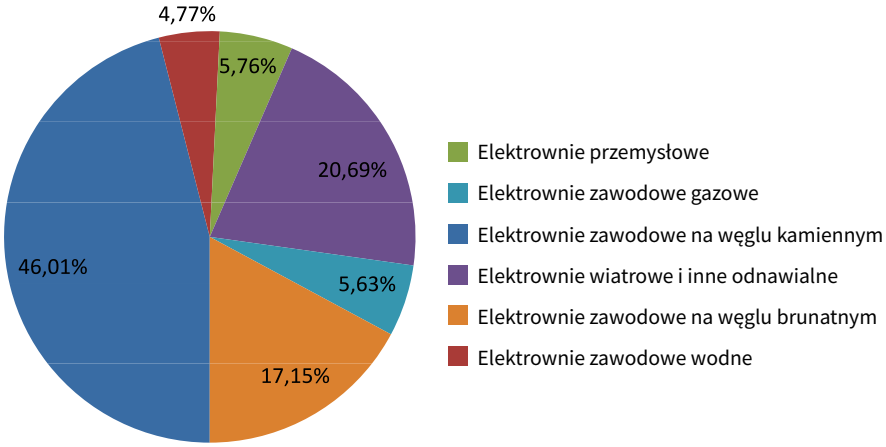
Do 2035 r. planuje się likwidację prawie wszystkich z obecnie funkcjonujących bloków opalanych węglem brunatnym — 8,5 GW, a do 2040 r. co najmniej 9 GW z elektrowni opalanych węglem kamiennym (ok. 40 proc. z obecnych 22,6 GW). Istotny wolumen trwałych odstawień, ale głównie w okresie 2036–2040, zakłada się również w lądowej energetyce wiatrowej – w sektorze tym w okresie obowiązywania PEP 2040 przewiduje się likwidację wiatraków o łącznej mocy rzędu 4,5-5 GW, czyli ponad 80 proc. potencjału istniejącego w Polsce w dacie wejścia w życie tzw. ustawy antywiatrakowej[51].

Abstrahując od pytania na ile plany te i harmonogramy okażą się realne, liczby te w zderzeniu z aktualnym stanem potencjału wytwórczego pokazują skalę zmian. W grudniu 2020 r. w systemie funkcjonowało bowiem 29,4 GW JWCD i 19,8 MW nJWCD, o łącznej mocy osiągalnej ca. 49 GW.

[50] MK_Energia_jadrowa_200806_pop_1.pdf (mos.gov.pl).

[51] Ustawa o inwestycjach w zakresie energetyki wiatrowej, która w praktyce wstrzymała realizację nowych projektów tego typu weszła w życie z dniem 1.01.2017. Zakończyła tym samym erę szybkiego przyrostu mocy turbin wiatrowych, których w samym tylko 2016 r. przybyło ponad 1,2 GW.

Rys 3. Struktura mocy zainstalowanych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym na dzień 31.12.2020



(źródło: Raport Roczny Polskich Sieci Elektroenergetycznych - https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2020#t1_1)

Jednocześnie w perspektywie 2040 r. zakłada się ogromne zmiany – zarówno wzrost poziomu mocy zainstalowanej, jak i w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Moc osiągalna źródeł wytwarzania może wzrosnąć z ok. 49 GW w 2020 r. (45,6 GW w 2018 r.) do ok. 59 GW w 2030 r. i o prawie połowę do 72 GW w 2040 r. (o 47 proc.). Wycofywane bloki węglowe mają być przejściowo zastąpione przez jednostki gazowe, które ze względu na dużą elastyczność pracy będą też mieć istotne zadanie bilansowania systemu elektroenergetycznego z rosnącym udziałem oze.

Zakłada się także ponad 2-krotny wzrost udziału w bilansie mocy źródeł odnawialnych — z 18 proc. w 2015 r. do ok. 40 proc. w 2030 r. i 50 proc. w 2040 r. Wpływ na to mieć w szczególności przyrost mocy instalacji fotowoltaicznych (do 10 GW) oraz mocy morskich turbin wiatrowych (od 5-6 do 9–10 GW).

Zakłada się jednocześnie stosunkowo niewielki przyrost, a w zasadzie stagnację mocy zainstalowanej lądowej energetyki wiatrowej oraz pozostałych OZE (biomasa, biogaz). Moce zainstalowane w tych sektorach w latach 2035–2040 mają wynieść 1,4 GW i będą wytwarzać około 4 proc. energii elektrycznej w całym analizowanym okresie.

W strukturze mocy wytwórczych po 2033 r. (a być może później) ma pojawić się pierwszy blok jądrowy o mocy 1–1,6 GW[52]. Kolejne bloki (łącznie 6 w 3 lokalizacjach) mają być uruchamiane co 2–3 lata, tak aby przed 2050 r. osiągnąć sumaryczną moc zainstalowaną rzędu 6–9 GW (w 2040 r. co najmniej 3 GW). Sukcesywnie wzrastać

[52] W prognozie do PEP 2040 przyjęto moc pojedynczego bloku jądrowego na poziomie 1,3 GW, aby nie przesądzać jaka technologia zostanie ostatecznie wybrana.

ma także moc zainstalowana magazynów energii oraz rozwijane mają być zdolności elastycznego reagowania systemowego poprzez mechanizmy DSR/DSM[53].

Według PE2040 transformacja energetyczna Polski ma kosztować w latach 2021–2040 ok. 1,6 biliona zł, a więc kwotę porównywalną z polskim rocznym PKB (ca 70 proc. PKB 2019). W sektorze paliwowo-energetycznym mogą one sięgnąć 890 mld zł. zaś w pozostałych sektorach (przemysł, gospodarstwa domowe, usługi, transport i rolnictwo) ok. 745 mld zł. Byłby to znaczący, ale konieczny wysiłek inwestycyjny, niezależnie od realizowanego kierunku transformacji, zwłaszcza w sektorze elektroenergetyki, gdzie wiek i stan eksploatowanych jednostek wytwórczych wymusza ich szybkie zastąpienie nowszymi i bardziej efektywnymi rozwiązaniami.

Istotnymi źródłami finansowania tych planów mają być fundusze europejskie, w tym Fundusz Odbudowy (21,9 mld euro — ok. 100 mld zł), Fundusz Sprawiedliwej Transformacji (3,5 mld euro — ok. 16 mld zł w latach 2021–27) oraz Fundusz Modernizacyjny (2-4,8 md euro — 9-22 mld zł w latach 2021–30).

Szacuje się, że nakłady w sektorze wytwórczym energii elektrycznej mają wynieść ok. 320–342 mld zł, z czego nawet 80 proc. mogą stanowić koszty rozwoju energetyki niskoemisyjnej, przede wszystkim wiatrowych farm morskich (możliwe, że nawet 120–130 mld zł) oraz energetyki jądrowej (według wskaźników cenowych z PPEJ ca. 120 do 180 mld zł w zależności od ostatecznej ilości i mocy bloków jądrowych).

Według deklaracji rządowych dokument powstał z wykorzystaniem szczegółowych analiz i w oparciu o prognozy eksperckie, jak również przeprowadzone konsultacje społeczne i dialog z przedstawicielami organizacji pozarządowych i stowarzyszeń branżowych. Diagnozy, analizy i wskazania, zawarte w „Polityce energetycznej Polski do 2040 r. „mają „stanowić wsparcie dla przedsiębiorstw, przedstawicieli jednostek samorządu terytorialnego, ale również dla obywateli, w obszarze transformacji polskiej gospodarki, w tym energetyki i ciepłownictwa, w kierunku niskoemisyjności i neutralności klimatycznej".

Jednak wielu ekspertów i część organizacji branżowych i proekologicznych zwraca uwagę na jednostronność podejścia i wątpliwą jakość tych założeń.

[53] Ang. Demand side management/demand side response.

3.7 Co uwzględnia, a co pomija polska Polityka Energetyczna do 2040?

3.7.1 Unijne wyzwania

Wg oszacowań Komisji Europejskiej w latach 1990–2019 emisje wszystkich gazów cieplarnianych (GHG) spadły w Polsce w o 17 proc.[54], czyli mniej niż średnia UE, którą określa się na 24 proc.

Gospodarka polska należy do najbardziej emisyjnych i energochłonnych w UE, ze wskaźnikami znacznie powyżej średniej. Intensywność emisji CO_2 liczona jako stosunek do PKB (738 t CO_2/mln € PKB) prawie trzykrotnie przewyższa średnią unijną (263 t CO_2/mln € PKB), co plasuje nasz kraj na drugim najwyższym miejscu wśród krajów członkowskich. Emisja CO_2 w przeliczeniu na głowę mieszkańca również należy do najwyższych w Europie w wynosi 10 t/m-ca/rok, przy średniej UE 7,8 t/m-ca/rok. Liczby te dają pogląd jaka jest skala koniecznych działań redukcyjnych.

W KE dostrzega się jednocześnie, że Polska gospodarka jest najsilniej spośród krajów unijnych uzależniona od węgla kamiennego i brunatnego (73,5 proc. produkcji energii elektrycznej w 2019 r.), co powoduje, że wycofywanie się z wytwarzania energii z tego paliwa stanowi poważne wyzwanie. W tej sytuacji konieczne jest wyjątkowe wsparcie dla przemian w sektorze energetycznym, a także sprawiedliwa transformacja dla regionów górniczych, które najmocniej zostaną dotknięte wycofywaniem się z eksploatacji węgla, w pierwszej kolejności brunatnego, a w później kamiennego.

W ramach realizacji pakietu Gotowi na 55 („Fit for 55") Komisja zakłada, że Polska do 2030 r. zredukuje swoją emisję GHG o co najmniej 17,7 proc.[55] w stosunku do poziomu z 2005 r[56]. W odniesieniu do bazy z 1990 r. przekłada się to mniej więcej na redukcję rzędu 30 proc., a więc tak jak to przyjęto w PEP 2040.

W ramach pakietu Fit for 55 Polska ma szansę pozyskać znaczące środki finansowe na realizację wynikających z tych planów działań i stać jednym z głównych beneficjentów Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności oraz Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji. Będą to:

- Nowy Społeczny Fundusz Klimatyczny 12,714 mld euro;
- Budżet UE, w tym fundusz spójności i Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, a także *Next Generation EU* — 131,7 mld euro;

---

[54] Gdyby uwzględniać jako bazę odniesienia 1988 r. spadek ten byłby blisko 2-krotnie większy.

[55] Jest to wskaźnik znacznie niższy w przypadku, gdyby opierało się na opłacalnych prognozach na -31 proc.. Uwzględnia zdolność gospodarczą kraju do redukcji emisji.

[56] Wskaźnik wynikający z Effort Sharing Regulation uwzględniający także sektory obecnie nieobjęte istniejącym unijnym sektorem handlu uprawnieniami do emisji (emisje z budynków, transportu drogowego, drobnego przemysłu, gospodarki odpadami, rolnictwa i emisje inne niż CO_2 z innych sektorów) oraz specyfikę krajową, w szczególności PKB na mieszkańca Polski. Zapewnia to sprawiedliwszy rozdział obciążeń – państwa członkowskie o wyższych dochodach przyjmują ambitniejsze cele redukcyjne niż kraje o niższym PKB.

- dochody generowane w ramach unijnego handlu uprawnieniami do emisji.

Środki te mają być wydatkowane na:

- Ograniczenie ubóstwa energetycznego, między innymi poprzez inwestycje w innowacje niskoemisyjne i efektywność energetyczną budynków oraz generalną poprawę jakość zasobów budowlanych.
- Poprawę jakości powietrza poprzez modernizację sieci ciepłowniczych i wymianę około 3 milionów kotłów (węglowych lub drzewnych) do ogrzewania, co ma przyczynić się do obniżenia poziomu zanieczyszczenia powietrza o 69 proc. i zmniejszenia wskaźników śmiertelności związanej z zanieczyszczeniem powietrza o 51 proc. (szybciej niż w UE)[57].
- Zmniejszenie zależności od importu ropy naftowej i gazu. Zmniejszy to rachunki za import paliw kopalnych w Polsce i zmniejszy presję na naturalne zasoby wodne w Polsce
- Wykorzystanie potencjału lądowej i morskiej energetyki wiatrowej, a także odnawialnego i niskoemisyjnego wodoru, jak to wskazano w polskim Planie Odbudowy i Odporności.
- Dalszy dynamiczny rozwój niskoemisyjnego transportu (w szczególności bezemisyjnego transportu publicznego w większych miastach), w tym infrastruktury ładowania.[58]
- Inwestycje w badania naukowe i innowacje związane z ciągłym rozwojem ekologicznych sektorów gospodarki, prowadzące do tworzenia nowych miejsc pracy wymagających wysokich kwalifikacji[59].

W opinii Komisji Europejskiej dzięki pakietowi „Fit for 55" Polska powinna móc także łatwiej zmierzyć się z innymi palącymi problemami i wzywaniami, które napotyka na poziomie krajowym lub regionalnym, a które dotyczą:

- zwiększenia integracji systemów energetycznych i promowania dekarbonizacji w ograniczaniu zużycia gazu, w tym poprzez rozwój rynku technologii magazynowania i czystego wodoru[60]
- odwrócenia sygnalizowanego w Prognozie do polskiego Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu trendu zmniejszania pochłaniania netto z użytkowania terenów i leśnictwa do 2030 r.[61]

[57] W Polsce wskaźnik przedwczesnych zgonów z powodu zanieczyszczenia powietrza jest znacznie wyższy w porównaniu ze średnią unijną.

[58] Już dziś Polska jest największym unijnym eksporterem autobusów elektrycznych.

[59] Według oszacowań KE w latach 2014-2018 liczba zielonych miejsc pracy w Polsce wzrosła o 20 proc.

[60] Zalecenia KE wynikające z ostatniej oceny Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu.

[61] Niestety, informacje z Polski zawarte w Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu wskazują na ryzyko zmniejszania się do 2030 r. wskaźników pochłaniania netto z użytkowania terenów i leśnictwa, co wymaga zdecydowanych działań dla odwrócenia tego trendu.

- podniesienia niewystarczającego poziomu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych (planowane 21–23 proc. udziału w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.),
- zbyt skromnego wkładu Polski w realizację celów UE na 2030 r. w zakresie oszczędności zużycia energii pierwotnej i końcowej.

Dochody z handlu uprawnieniami do emisji, zwłaszcza z handlu uprawnieniami do emisji w nowych sektorach, będą mogły być wykorzystywane do korekt społecznych oraz do łagodzenia negatywnych skutków transformacji (zwłaszcza wzrost cen energii) dla grup o niskich dochodach. Szczególna uwaga powinna być zwrócona na potrzeby zastąpienie przestarzałych indywidulanych systemów grzewczych na paliwa kopalne, poprzedzone lub skojarzone z termomodernizacją budynków mieszkalnych. Ponadto środki te powinny być wykorzystywane do ukierunkowanego wsparcia inwestycji modernizacyjnych, w miarę możliwości lewarując środki inwestycyjne sektora prywatnego!

Objęcie systemem handlu uprawnieniami do emisji sektora budownictwa i transportu drogowego ma pozwolić Polsce odwrócić tendencję wzrostu emisji GHG z tych sektorów, których łączna wielkość to ponad 40 proc. emisji objętych ESR (*Effort Sharing Regulation*).

Polska może wykorzystywać wskaźniki pochłaniania z użytkowania gruntów i w leśnictwie, aby osiągnąć krajową redukcję emisji gazów cieplarnianych uzgodnioną w ramach ESR, co powinno umożliwić bilansową redukcję o nieco więcej niż 1,1 proc. emisji z 2005 r., ale najpierw będzie musiała podjąć skuteczne działania na rzecz zwiększenia tego pochłaniania.

Zmieniona dyrektywa ETS przewiduje znaczną redystrybucję dochodów dla Polski, m.in. utrzymanie zasady redystrybucji 10 proc. uprawnień sprzedawanych na aukcji do państw członkowskich o niskich dochodach;

Zwiększenie funduszu modernizacyjnego ze 119,6 mln do 174 mln uprawnień w ciągu dziesięciu lat w celu zainwestowania w modernizację systemu energetycznego.

Szacowane przychody Polski z tego tytułu wyniosą 8,7 mld euro (przy założeniu ceny emisji dwutlenku węgla na poziomie 50 euro za tonę). Polska będzie też nadal korzystać z puli bezpłatnych uprawnień dla swojego sektora elektroenergetycznym oraz wnosić ograniczony wkład do Rezerwy Stabilności Rynkowej.

3.7.2 Plany a potrzeby

Analizując powyższe wymogi Pakietu „Fit for 55", a jednocześnie treści zapisane w PEP 2040 trudno się oprzeć wrażeniu, że ten ponad 100-stronicowy dokument (wraz z załącznikami 550 stron) ma dość duży stopień ogólności oraz wybiórczo i niejednorodnie traktuje różne kwestie. Zredagowany został, mimo pozornie nowoczesnej formy, raczej w stylu i duchu myślenia rodem jeszcze z lat 90. ubiegłego wieku, gdy mało kto wyobrażał sobie dramatyczne zmiany, jakie będą zachodzić w światowej energetyce z udziałem dopiero wykluwających się wówczas przełomów technologicznych, nie tylko w sferze sposobów produkcji energii, ale także w sferze konsumpcji, gdzie pojawił się silny

trend efektywnościowy oraz technik ITC, które umożliwiają już dziś zdecentralizowane i reagujące w czasie rzeczywistym zarządzanie popytem i podażą energii.

Należy też wskazać, że deklarowana w PEP 2040 zgodność z dokumentami strategicznymi Unii Europejskiej, w świetle deklarowanego zamiaru utrzymania znaczącej roli węgla kamiennego oraz zakładanego ekstensywnego spadku emisji dwutlenku węgla, w tempie znacznie niższym, niż wymagają tego strategie unijne, musi budzić wątpliwości. Może to być wprawdzie, przynajmniej w części, wynik uzgodnień wewnątrzunijnych (w poprzednim rozdziale przedstawiono mechanizm ustalania poziomu emisji CO_2), ale z punktu widzenia wizerunkowego, a może on mieć kluczowe znaczenie dla zwiększania atrakcyjności lub nieatrakcyjności dostaw towarów i usług z Polski i inwestycji w Polsce, na pewno naszemu krajowi nie służy.

Trzeba jednak zauważyć, że PEP 2040 zawiera spójną i w miarę prostą, a dzięki temu dla laików dość atrakcyjną i przejrzystą wizję zmian w poszczególnych sektorach energetyki krajowej. Ta przejrzystość i prostota nie oznaczają jednak, że jest to wizja możliwa do zrealizowania, a w szczególności, że jest najlepszym z możliwych do przyjęcia scenariuszy.

Podstawowe zarzuty, jakie można jej postawić, polegają na tym, że koncepcja gruntownej i koniecznej przebudowy krajowego miksu energetycznego nie jest w praktyce odniesiona do rzeczywistych — aktualnych i perspektywicznych — potrzeb i możliwości energetycznych gospodarki kraju i koncentruje się przede wszystkim na utrzymaniu scentralizowanej energetyki wielkoskalowej. W zasadzie pomija się lub traktuje bardzo ogólnie możliwości rozwojowe i potencjał, jaki tkwi w obywatelskiej energetyce rozproszonej. Świadczyć może o tym choćby fakt, że w PEP 2040 założono, iż obecny poziom rozwoju sektora fotowoltaicznego (5,3 GW na koniec I półrocza 2021 r.), gdzie głównym stymulatorem wzrostów są inwestycje niepubliczne, w tym zwłaszcza prosumenckie, zostanie osiągnięty dopiero w 2030 r.

Problemy z prognozowaniem zmian i diagnozowaniem wyzwań to grzech pierworodny nie tylko tego dokumentu – praktycznie wszystkie Polityki Energetyczne opracowane w Polsce w okresie po 1989 r. nie trafiały z prognozami i nie doprowadziły do osiągnięcia założonych w nich celów albo je przeszacowując, albo nie doceniając. Pod tym względem PEP 2040 niczym pozytywnym się nie wyróżnia.

Jednak decyzje legislacyjne, organizacyjne, inwestycyjne i systemowe, jakie na podstawie, szczególnie tego dokumentu, będzie się podejmować, kształtować będą fundamenty przyszłego miksu energetycznego, w tym zwłaszcza priorytet dla kosztownych rozwiązań w zakresie energetyki jądrowej i morskiej energetyki wiatrowej. Z tego względu mogą i na pewno będą mieć zasadniczy wpływ na:

- przyszłe zdolności całego sektora energetycznego do elastycznego reagowania na już widoczne dziś wyraźnie zmiany technologiczne, których tempo powoduje, że czas „moralnego starzenia się" poszczególnych rozwiązań technicznych bardzo się skraca, nawet do kilku lat

- krótko i średnioterminowe koszty dostarczania energii do odbiorców końcowych, a tym samym na konkurencyjność całej polskiej gospodarki.

Aspekty te zarówno w kontekście identyfikacji potrzeb, jak i skutków wyboru sposobów ich realizacji nie zostały, jak się wydaje, odpowiednio głęboko i w oderwaniu od partykularnych interesów oligopolu energetycznego, przeanalizowane. Ich krytyczna analiza znajdzie się w dalszej części opracowania.

Zauważyć też należy, że potrzeba głębokiej transformacji polskiego systemu energetycznego nie jest już w zasadzie przez nikogo kwestionowana, jednak w PEP 2040 nie zamieszczono żadnego przekonującego uzasadnienia, że zaproponowany scenariusz zmian jest jedynym z możliwych i zoptymalizowanym kosztowo. Analiza i porównanie alternatywnych scenariuszy, które istnieją i są znane, lepiej pozwoliłyby poprowadzić rzeczową debatę na temat przyszłości energetyki i wybrać opcję być może zdecydowanie bardziej efektywną, a na pewno nie obarczoną tak dużym ryzykiem.

Jest to szczególnie istotne wobec skali nakładów inwestycyjnych, które w samej tylko elektroenergetyce szacuje się w Załączniku nr 1 do PEP 2040 na poziomie 340 mld zł. Abstrahując od wątpliwości czy gospodarka polska jest w stanie wygenerować tak znaczące i wielokrotnie wyższe niż obecnie nakłady inwestycyjne, wynoszące w pierwszej dekadzie realizacji planów średnio 10 mld zł, a w drugiej dekadzie nawet 30 mld zł rocznie, można też mieć wątpliwości dotyczące właściwego określenia priorytetów.

Przykładowo, w PEP 2040 założono, że w przypadku lądowej energetyki wiatrowej, w którym to sektorze część (ok.1,2 GW) najstarszych instalacji w latach 2025–2035 będzie musiała być wycofana z eksploatacji (ostatnie doświadczenia wskazują, że nowe turbiny instalowane po raz pierwszy w Polsce, mogą być bezpiecznie eksploatowane przez 25, a nawet 30 lat), ze względu na „generowany przez tę technologię wysoki koszt systemowy" i priorytet dla morskiej energetyki wiatrowej, nie ma sensu stymulować zastępowania wycofywanych instalacji nowymi mocami.

W uzasadnieniu dla takich planów ekstensywnego rozwoju innych OZE pisze się, że planowane wielkości „mocy zainstalowanej w źródłach słonecznych (fotowoltaika) oraz lądowych farmach wiatrowych na przestrzeni lat 2025–2035 są wypadkową decyzji strategicznych w zakresie rozwoju sektora morskich farm wiatrowych oraz minimalizacji kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Rozwój morskich farm wiatrowych, zapewniony poprzez ustawę o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, ma skutkować w tym okresie znaczącym wzrostem produkcji energii elektrycznej ze źródeł niesterowalnych na przestrzeni lat 2025–2035. Ze względu na potrzebę zapewnienia bilansu mocy oraz produkcji energii w KSE, a także minimalizacji całkowitych kosztów transformacji, […] dodatkowe zwiększanie produkcji niestabilnej energii w latach 2025–2035, w którym następuje kumulacja odstawień starych, nieefektywnych ekonomicznie źródeł węglowych, zwiększałoby jednocześnie potrzeby inwestycyjne w źródła dysponowalne, potrzebne do zachowania niezbędnej rezerwy mocy. Minimalizując koszt całkowity transformacji energetycznej, […] unika się kumulacji nakładów inwestycyjnych i decyduje w pierwszej

kolejności o odbudowie zasobów mocy dysponowalnych, w wyniku musi nastąpić zastój w rozwoju fotowoltaiki oraz lądowych farm wiatrowych. Większy rozwój tych technologii w omawianym okresie jest możliwy, jednakże biorąc prognozowaną sytuację bilansową w KSE, będzie skutkował wzrostem kosztów zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii".

Abstrahując od faktu, że powtarzany od co najmniej 15 lat zarzut „wysokich kosztów systemowych" rozwoju „niesterowalnej energetyki" wiatrowej jest szkodliwym i nie mającym potwierdzenia w rzeczywistości mitem, warto zwrócić uwagę na wewnętrzne sprzeczności zawarte w tym uzasadnieniu/usprawiedliwieniu dla wypychania z rynku energii w Polsce tych rozwiązań, które mogłyby sprzyjać szybkiemu rozwojowi obywatelskiej energetyki rozproszonej, a jednocześnie wpływać skutecznie na zmniejszanie kosztów energii.

W tym samym dokumencie, kilka stron wcześniej znajdują się bowiem zestawienia, z których wynika, iż sektor wiatrowej energetyki morskiej, przy potencjale rzędu 9,5 GW ma wytwarzać w 2040 r. ca. 39,4 TWh energii elektrycznej (*Capacity Factor* rzędu 47 proc.), a niespełna 7 GW turbin lądowych wyprodukuje wówczas 22,1 TWh (CF-36 proc.). Współczynniki wykorzystania mocy (CF) przyjęte do tych oszacowań nie budzą większych wątpliwości, choć nowoczesne turbiny lądowe potrafią już osiągać poziom CF>40 proc. (Załącznik 4). Jednak w zestawieniu tym brakuje informacji, że nakłady kapitałowe na budowę turbin morskich będą ok. 2,5-krotnie wyższe niż aktualne koszty turbin lądowych. Skąd się więc bierze przekonanie autorów PEP 2040 o minimalizacji kosztów transformacji, jeżeli chcą uzyskać produkcję energii o co najwyżej 30 proc. większą ponosząc za to o 150 proc. wyższe nakłady inwestycyjne i generując znacznie wyższe koszty eksploatacyjne?

Wybór taki z całą pewnością nie przyczyni się do zmniejszenia, ale do wzrostu kosztów transformacji energetycznej i ma chyba służyć jedynie podtrzymaniu potencjału zarządzanego przez Skarb Państwa oligopolu energetycznego! Inne logiczne czy systemowe uzasadnienie trudno jest sformułować.

Należy w związku z tym wskazać, że już w drugiej połowie lat 20. koszty kapitałowe stanowić będą rosnące obciążenie cen energii, sięgające nawet kilkudziesięciu procent wartości rynku hurtowego, którego roczne obroty, rzędu 30–35 mld zł (przy średnich cenach energii z 2020 r.) są dziś porównywalne z przyszłymi planowanymi rocznymi wydatkami na inwestycje! Trudno znaleźć w nowoczesnej historii gospodarczej przykład sektora, który wytrzymałby tak ogromne obciążenie nakładami inwestycyjnymi.

Próba przeniesienia tych kosztów na odbiorców końcowych, w gospodarce rynkowej oczywista i w zasadzie jedyna możliwa, skończyć się może masowym odwrotem tych klientów od energetyki wielkoskalowej i poszukiwania sposobów zmniejszenia zużycia energii oraz alternatywnych, tańszych źródeł jej pozyskiwania. Oprócz ryzyka powiększenia strefy ubóstwa energetycznego, może to mieć szczególnie negatywny wpływ na rozwój w Polsce bardziej zautomatyzowanych i zinformatyzowanych miejsc pracy w tzw. przemyśle 4.0, w którym koszty energii mogą decydować o konkurencyjności

na jednolitym rynku unijnym. Jest to jedno z najpoważniejszych ryzyk, jakie rysują się przed polską gospodarką w związku z takimi, a nie innymi planami przeprowadzenia transformacji energetycznej.

Jak już wspomniano kierunki zmian zarysowano w PEP2040, z formalnego punktu widzenia, racjonalnie, aczkolwiek poważne wątpliwości budzić muszą sposoby ich realizacji, jak również zaprezentowane rozumienie poszczególnych kwestii.

Przykładowo, na liście „własnych zasobów energetycznych" nie wymienia się zasobów wiatru, wody i słońca, których racjonalne wykorzystanie mogłoby pokryć większość potrzeb energetycznych kraju. Szczególnie zadziwiające jest całkowite pominięcie potencjału produkcji biogazu, który szacuje się na 3–5 mld m sześc. w przeliczeniu na czysty metan rocznie, a który mógłby z powodzeniem zastąpić lub uzupełnić część importowanego gazu ziemnego, poprawiając bilans emisyjny kraju.

Plany uruchomienia pierwszego obiektu energetyki jądrowej w 2033 r. można natomiast uznać za bardzo ambitne, biorąc pod uwagę, że dotychczas nie zdecydowano jeszcze ani o miejscu realizacji tego bardzo poważnego zamierzenia inwestycyjnego, ani o dostawcy technologii, ani o zasadach jego finansowania. Doświadczenia innych krajów w tym zakresie opisane dość szczegółowo w załączniku do niniejszego opracowania (Załącznik 5), nakazują znacznie mniej optymistyczne podejście w tym zakresie. Należy też pamiętać, że nawet gdyby ten plan się powiódł, to pierwszy blok atomowy zapewniłby pokrycie nie więcej niż (w zależności od mocy) 6–8 proc. aktualnego zapotrzebowania na energię elektryczną brutto. Nie zbilansuje to spadków podaży energii z odstawianych bloków węglowych, które nie tylko ze względu na zły stan techniczny, ale też zbyt wysokie koszty produkcji, będą musiały być wyłączone w nadchodzącej dekadzie.

Założenie 56 proc. udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu w 2030 r., być może ma charakter bezalternatywny, gdyż nie da się szybciej odstawiać bloków węglowych z systemu, nie mając gotowych alternatywnych źródeł, ale wbrew pozorom może oznaczać nie tyle ochronę krajowego wydobycia, co konieczność utrzymania tańszego importu tego surowca, a tym samym utrzymania uzależnienia polskiej energetyki od dostaw zewnętrznych.

Osiągnięcie 23 proc. udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r. jest celem mało ambitnym, bo chociaż oznaczałoby to konieczność co najmniej podwojenia aktualnej produkcji z istniejących[62] i nowych źródeł, można byłoby z łatwością zrealizować co najmniej o 50 proc. wyższy poziom, gdyby nie znaczące ograniczenie produkcji z lądowej energetyki wiatrowej (wprowadzona w 2016 r. zasada 10H[63], która w praktyce zamroziła rozwój tej branży) oraz sztuczne bariery prawne dla rozwoju biogazowni.

[62] Według szacunków KE Polska nie osiągnęła swojego celu 15 proc. udziału OZE w pokryciu potrzeb energetycznych i wskaźnik ten zmieści się zapewne pomiędzy 11 a 12 proc.

[63] W ustawie o inwestycjach w zakresie energetyki wiatrowej z dnia 20 maja 2016 r., która zakazuje budowy turbin wiatrowych w odległości mniejszej niż 10-krotna wysokość turbiny (wieża plus śmigło) od najbliżej położonych budynków mieszkalnych oraz terenów ochrony przyrody. W praktyce okazało się, że takich lokalizacji prawie nie ma, co spowodowało kilkudziesięciokrotny spadek realizacji tego typu obiektów.

Wprawdzie ostatecznie przyjęty dokument nie zawiera już, dość egzotycznie brzmiącej koncepcji redukcji potencjału wiatraków do zera (taki plan przedstawiono w pierwszej wersji dokumentu z końca 2018 r.), niemniej jednak zakładany wzrost potencjału lądowej energetyki wiatrowej z obecnych 7 GW do niespełna 10 GW w 2030 r. i ponownego spadku do 7 GW w latach następnych oznacza potraktowanie tego potencjału „po macoszemu" (nawiasem mówiąc aspekt ten pokazuje jakość prognozy stanowiącej podstawę PEP 2040, które zakładała, iż w 2020 r. potencjał lądowej energetyki wiatrowej wyniesie 9,5 GW, podczas gdy z trudem osiągnięto poziom 6,5 GW, a aktualnie wynosi on 7 GW). Realny potencjał przyłączeniowy dla nowoczesnych turbin wiatrowych to w polskim KSE co najmniej 14–15 GW, a może nawet 20 GW przy odpowiedniej dystrybucji źródeł i to on w pierwszej kolejności powinien być rozwijany, przyczyniając się do obniżenia cen energii.

Podobnie nie doszacowano możliwości rozwoju potencjału elektrociepłowni na biogaz. W PEP 2040 termin biogaz pojawia się wielokrotnie, ale nie związano z nim w zasadzie żadnych liczb, a jeżeli już to w powiązaniu z sektorem biomasy (plan przyrostu 1400 MW mocy dla obu sektorów do 2040 r.). Tymczasem w sektorze biogazu, tylko ze względu na możliwość wykorzystania dziś dostępnych substratów, mogłoby działać co najmniej 1000 biogazowni rolniczych o mocy ca. 1 MW (jest ich 200), produkujących rocznie ok. 8 TWh energii elektrycznej (względnie 1,5–2 mld m sześc. biometanu[64]), świadczących też różnorodne usługi systemowe i zagospodarowujących całość odpadów biodegradowalnych. Naukowcy szacują potencjał tego sektora na jeszcze wyższym poziomie — 3-5 mld m sześć. biometanu. Jednak niespotykane w innych krajach unijnych, bardzo restrykcyjne wymagania prawne dotyczące pozyskiwania substratów oraz zagospodarowywania masy pofermentacyjnej hamują rozwój tego sektora, skutecznie zniechęcając potencjalnych inwestorów do realizacji nowych obiektów. Na marginesie tylko warto dodać, że koszt realizacji biogazowni o potencjale wytwórczym porównywalnym z pierwszym planowanym blokiem jądrowym byłby o co najmniej 10 proc. niższy, w porównaniu do zakładanego (bardzo optymistycznie) nakładu rzędu 20 mld PLN/GW, a zdecydowana większość materiałów konstrukcyjnych mogłaby być wytwarzana w kraju.

Tymczasem ogólnoświatowym trendem, stymulowanym także przez prawodawstwo unijne jest odchodzenie od paliw kopalnych i zastępowanie ich, w szczególności w transporcie i ogrzewnictwie, przez energię elektryczną wytwarzaną ze źródeł niskoemisyjnych. Oznacza to konieczność maksymalizacji wykorzystania wszystkich dostępnych zasobów oze, przy jednoczesnym znaczącym zwiększeniu efektywności energetycznej, znacznie ambitniejszym niż zarysowane 23 proc. w PEP2040.

Przyczyną ograniczonego rozwoju tzw. niestabilnych OZE (energetyka wiatrowa i słoneczna), według autorów Polityki, jest konieczność utrzymywanie mocy rezerwowych oraz dużej elastyczności całego systemu, co generuje wzrost kosztów energii.

[64] Biometan to metan pozyskany z oczyszczania biogazu, doskonały substytut gazu ziemnego.

Jest to teza powtarzana od lat przez przedstawicieli energetyki wielkoskalowej, która jednak nie znajduje potwierdzenia ani w poziomach rezerw systemowych, ani w danych z rynku bilansującego z ostatnich dwóch dekad. Ani jedno, ani drugie nie wykazuje znaczących zmian w tym okresie, mimo iż moce rzekomo „nieprzewidywalnych" źródeł wiatrowych wzrosły w okresie 2005–2020 ponad 50-krotnie.

Natomiast kwestia odpowiedniej elastyczności systemu może być rozwiązana poprzez rozwój rynkowych metod sterowania popytem i podażą, takich jak DSM/DSR czy cenotwórstwo czasu rzeczywistego przy jednoczesnym rozwoju systemów magazynowania energii i zwiększaniu wymiany międzysystemowej. Działania w tym zakresie są kluczem do znacznego zwiększenia udziału OZE w miksie energetycznym, umożliwiającego realizację zobowiązań, ale przede wszystkim potrzeb Polski w tym zakresie w kolejnych latach. Konieczne jest także podjęcie wyzwania, jakim jest stworzenie rzeczywistych i stabilnych w perspektywie długoterminowej warunków dla rozwoju na wielką skalę elektroenergetyki rozproszonej, zaspokajającej przyszłościowo większość lokalnych potrzeb energetycznych na całym terytorium Polski.

Istotnym elementem unijnego III pakietu energetycznego jest dalszy rozwój rynku energii elektrycznej, dla którego kluczowe znaczenie ma rozbudowa transgranicznej infrastruktury europejskich systemów elektroenergetycznych. Obowiązujący model zakłada wykorzystanie do maksimum dostępnych w Europie zdolności przesyłowych i oparcie Rynku Dnia Następnego na wspólnym mechanizmie *Market Coupling*, łączącym rynki dnia następnego we wszystkich krajach członkowskich. Komisja Europejska przyjmując strategię ramową na rzecz stabilnej unii energetycznej oraz politykę przeciwdziałania zmianom klimatu, wydała komunikat o osiągnięciu do roku 2020 zdolności przesyłowych elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych w wysokości 10 proc. mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych każdego systemu elektroenergetycznego. Ponadto najpóźniej do końca 2025 r. operatorzy systemów przesyłowych zobowiązani są do udostępniania min. 70 proc. transgranicznych zdolności przesyłowych (przy zachowaniu kryteriów bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej). Wyznaczając te cele na poziomie unijnym zakładano, że europejska sieć energetyczna wzmocniona połączeniami międzysystemowymi ma podstawowe znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego Europy, zwiększenia konkurencji oraz sprawnej realizacji celów klimatycznych.

Polska przyjęła w związku z tym długoterminowy plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025, w ramach którego prowadzony jest zaawansowany proces budowy nowych stacji i linii przesyłowych. Jeżeli jego realizacja będzie terminowa, eksportowe i importowe zdolności przesyłowe naszego systemu elektroenergetycznego, wzrosną do poziomu zgodnego z unijnymi wymaganiami. Ale temat ten w opiniowanym dokumencie został potraktowany marginalnie, żeby nie powiedzieć, że praktycznie go pominięto. Jedyne konkrety dotyczące połączeń międzysystemowych dotyczą transgranicznych dostaw gazu ziemnego.

Dość powszechnie obserwuje się, że dostępne zdolności wymiany mocy na połączeniach transgranicznych są niższe niż wynika to wprost z ich zdolności przesyłowych. Dotyczy to połączeń pracujących synchronicznie z europejskim systemem elektroenergetycznym i po części jest powodowane przez istotne przepływy mocy na liniach transgranicznych związanych z transakcjami handlowymi zawieranymi przez sąsiednie kraje (tzw. przepływy kołowe które wymagają odpowiedniej koordynacji działań międzyoperatorskich).

Połączenia transgraniczne mogą odegrać istotną rolę w procesie pokrycia zapotrzebowania na moc szczytową systemu w okresach spodziewanych w latach 2025–2033 deficytów mocy. Dlatego celowe byłoby przeprowadzenie analizy porównawczej kosztów związanych z budową i eksploatacją linii transgranicznych i towarzyszącej im infrastruktury przesyłowej z kosztami innych potencjalnych rozwiązań dla potrzeb bilansowania mocy szczytowej. Wydaje się, że połączenia transgraniczne mogą być rozwiązaniem konkurencyjnym wobec na przykład budowy dedykowanych źródeł interwencyjnych.

Według danych MAE (IEA) w kryzysowym 2020 r. tylko wykorzystanie energii odnawialnej wzrosło o 3 proc. (w tym 7 proc. wzrost produkcji energii elektrycznej z OZE), przy jednoczesnym spadku popytu na wszystkie pozostałe nośniki. Wzrosty te stymulowane były przez coraz większą atrakcyjność, długoterminowe kontrakty i priorytetowy dostęp do sieci odnawialnych źródeł energii. Dzięki temu udział w globalnym wytwarzaniu energii elektrycznej wzrósł w 2020 r. do 29 proc. z 27 proc. w 2019 r.

PEP 2040 wydaje się jednak tylko deklaratywnie dostrzegać fakt, że w świecie zachodzi taka rewolucja zmieniająca diametralnie dotychczasowy paradygmat systemów energetycznych, zarówno w krajach wysokorozwiniętych, jak i rozwijających się. Scentralizowane systemy bazujące głównie na kopalnych źródłach energii, a w nielicznych krajach na energetyce atomowej odchodzą coraz bardziej w przeszłość. Źródła konwencjonalne zastępowane są przez generację energii ze źródeł odnawialnych, w tym z rozwijającej się coraz szybciej energetyki prosumenckiej.

PEP 2040 zakłada jednak zasadniczo inny model rozwoju energetyki odnawialnej. Szczególny nacisk kładziony jest na rozwój morskiej energetyki wiatrowej, która powstawać ma od 2025 r. z docelowym potencjałem 3,8 GW w 2030 r. i blisko 8 GW w 2040 r. W dokumencie podkreśla się przy tym, że potencjał polskiej strefy przybrzeżnej Bałtyku to ok. 10–11 GW. Jest oczywiste, biorąc pod uwagę skalę komplikacji technicznych, organizacyjnych oraz blisko 2,5-krotnie wyższe nakłady inwestycyjne w porównaniu do lądowej energetyki wiatrowej, że będą to przedsięwzięcia możliwe do realizacji w zasadzie tylko przez duże grupy energetyczne, w tym w szczególności przez spółki Skarbu Państwa. Nie ma to wiele wspólnego z modelem rozproszonej energetyki obywatelskiej wykorzystującej oze.

Tymczasem od tak ważnego dokumentu branża energetyczna oczekuje nie tylko określenia wizji przyszłego miksu energetycznego, który nie generowałby ryzyka powstawania kosztów osieroconych oraz innych niewspółmiernych obciążeń dla całej

gospodarki, ale także odpowiedzi na pytanie w jaki sposób polska gospodarka włączy się w realizację rewolucji energetycznej, w tym w szczególności wskazówek, w jaki sposób polski przemysł przy aktywnym wsparciu państwa mógłby włączyć się w budowanie łańcucha wartości, żeby nie znaleźć się na marginesie globalnego megatrendu, tracąc szansę na utrzymanie konkurencyjności polskiej energetyki.

W Polityce Energetycznej Polski do roku 2040 nadal nie wskazuje się na systemowe rozwiązania wspierające rozwój lokalnych systemów zaopatrzenia w energię, wykorzystującej konstrukty energetyki rozproszonej. Tymczasem w polskim systemie elektroenergetycznym z powodzeniem można znaleźć obszary, które dzięki wprowadzeniu odpowiednich regulacji systemowych, mogłyby stać się miejscem dynamicznego rozwoju takich inicjatyw. Łączyć one powinny prosumentów (osoby fizyczne i podmioty gospodarcze oraz jednostki samorządu terytorialnego), ze źródłami sterowalnymi, takimi jak biogazownie czy elektrociepłownie na biomasę wspomaganymi przez nowoczesne turbiny wiatrowe o wysokim współczynniku wykorzystania mocy zainstalowanej.

Oszacowania przeprowadzone przez PIGEOR (Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej) dowodzą, że takie hybrydowe układy o łącznej mocy 6–8 MW, w tym 2–3 MW w systemach biogazowych/biomasowych są w stanie zaspokoić potrzeby większości gmin wiejskich w Polsce. Pracujący na potrzeby takiego lokalnego systemu dystrybutor powinien mieć instrumenty prawne i taryfowe do zarządzania popytem i podażą energii elektrycznej i cieplnej oraz odpowiadać za rozliczenia wymiany energii pomiędzy lokalnym systemem dystrybucyjnym a systemami zewnętrznymi, np. na zasadzie netmeteringu. Lokalni producenci rolni oraz przedsiębiorstwa odpowiedzialne za gospodarkę odpadami biodegradowalnymi/palnymi byliby w tym systemie odpowiedzialni za zaopatrzenie lokalnych jednostek wytwórczych w surowce na zasadach rynkowych.

W PEP 2040 w tej kwestii wskazuje się w zasadzie tylko na kluczowe znaczenie rozwoju klastrów energii, bez jakiegokolwiek rozwinięcia tej koncepcji ani próby wskazania jakie działania prawne, systemowe i wspomagające zostaną podjęte, aby lokalne inicjatywy energetyczne mogły się rzeczywiście zacząć dynamicznie rozwijać. Tymczasem idea klastrów, sama w sobie być może i sensowna, została przez ślamazarne działania rządu zdezawuowana i trudno będzie ją reaktywować.

Wprawdzie Ministerstwo Energii już w 2017 r. zapowiadało, że uchwalona zostanie ustawa o energetyce rozproszonej, ale do dziś nie został zaprezentowany nawet projekt założeń takich rozwiązań prawnych. W obecnie obowiązującym stanie prawnym, ustawa o odnawialnych źródłach energii wyłącznie definiuje pojęcie klastra energii w sposób nieefektywny i całkowicie oderwany od realiów gospodarczych i systemowych.

Nie zarysowano także konkretnego planu dalszego rozwoju fotowoltaiki. Wręcz przeciwnie, z niektórych zapisów Polityki i aktualnych działań rządu może wynikać, że przewiduje się wyhamowanie dynamiki zmian w tym obszarze. Tymczasem boom inwestycyjny, który doprowadził do powstania w latach 2017–2021 prawie 5,3 GW instalacji tego typu (w 2017 r. było to ok. 100 MW, co oznacza blisko 53-krotny wzrost

mocy zainstalowanej w okresie nieco ponad 3 lat), spowodowany był w głównej mierze aktywnością prosumentów. Do sieci przyłączono już blisko pół miliona mikroinstalacji fotowoltaicznych. Wydaje się, że trend ten zacznie zwalniać, natomiast w kolejce czekają większe jednostki wytwórcze.

Dzięki systemowi aukcyjnemu rozwinąć się może bowiem sektor farm słonecznych do 1 MW, w tym projekty przygotowywane lub przejmowane przez spółki Skarbu Państwa. Według danych Instytutu Energetyki Odnawialnej warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej aktualnie posiada ponad 5 tys. projektów PV do 1 MW o łącznej mocy przyłączeniowej 4,7 GW oraz kilkaset dużych projektów farm słonecznych o łącznej mocy sięgającej 5,6 GW. Jeżeli projekty te zostaną zrealizowane, potencjał PV w Polsce może wkrótce przekroczyć 10 GW i sięgnąć nawet 15 GW, znacznie wyprzedzając w tym zakresie plany zarysowane w PEP 2040, która pod tym względem była dokumentem nieaktualnym już w dniu jej przyjęcia przez rząd.

Jak z powyższego wynika postęp technologiczny i konkurencyjność cenowa w nowoczesnej energetyce rozproszonej są niezwykle dynamiczne, ale PEP 2040 potencjału tego praktycznie nie bierze pod uwagę. Wręcz przeciwnie, nacisk kładzie się na niezwykle kosztowne projekty rozwoju energetyki atomowej, mające, przynajmniej teoretycznie, utrwalić dominującą pozycję państwowego oligopolu energetycznego. W praktyce realizacja tych planów może doprowadzić do bankructwa tego sektora i powstania tzw. kosztów osieroconych, które spłacać będą kolejne pokolenia.

W optymalnych warunkach poszczególni interesariusze uczestniczący w budowaniu systemów energetyki rozproszonej powinni zapewniać:

- prosumenci – odciążenie sieci poprzez częściowe lub całkowite pokrywanie potrzeb własnych, docelowo znaczący udział w zasilaniu sieci lokalnych poprzez oddawanie nadwyżek, redukcję zapotrzebowania na nieodnawialne nośniki energii po stronie sektora gospodarstw domowych, sektora mikro i małych przedsiębiorstw oraz obiektów użyteczności publicznej (ciepło, energia elektryczna), łagodzenie pików sieciowych;
- sektor biogazowy/biomasowy – zasilanie sieci lokalnej, poprawa pewności dostaw energii, redukcja strat na przesyle, bilansowanie lokalnych źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych, docelowo: elastyczna gazowa rezerwa sieciowa, baza do produkcji biopaliw na masową skalę, zagospodarowanie całości odpadów biodegradowalnych powstających na danym obszarze;
- mała energetyka wodna – sterowalne źródła energii elektrycznej i cieplnej o znaczeniu lokalnym, poprawa lokalnych warunków hydrologicznych, zwłaszcza wobec potrzeb adaptracji do gwałtownych zmian klimatycznych;
- średnioskalowa energetyka wiatrowa i fotowoltaika – zasilanie w pierwszej kolejności sieci lokalnych i kierowanie nadwyżek do sieci krajowej, poważna redukcja zapotrzebowania na nośniki nieodnawialne, stabilizujący (zmniejszający) wpływ na

ceny, docelowo: główne źródło zasilania magazynów energii i pojazdów elektrycznych.

Tymczasem w PEP 2040 założono raczej wyhamowanie rozwoju lądowej energetyki oze, na rzecz dynamicznej rozbudowy potencjału morskiego, co nie jest zrozumiałe, zważywszy, że lądowa energetyka wiatrowa[65] i fotowoltaika to obecnie bezsprzecznie najtańsze obecnie źródło energii, a z kolei biogazownie, jako źródła w pełni sterowalne, mogłyby pełnić istotne funkcje stabilizujące pracę systemu elektroenergetycznego. Optymalne wykorzystanie zalet w/w źródeł doprowadziłoby do rozwoju energetyki lokalnej zaspokajającej potrzeby gminy/powiatu i tylko w niewielkim stopniu wymagającej wymiany energii z KSE.

PEP 2040 nie wskazuje jednak jakiejkolwiek konkretnej koncepcji rozwoju energetyki rozproszonej, czy to klastrów energii, czy innych lokalnych systemów zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło, natomiast utrwala dotychczasowe, coraz bardziej kosztowne i mniej efektywne rozwiązania skrojone pod potrzeby energetyki wielkoskalowej, zastępując jedynie część źródeł węglowych jeszcze bardziej skoncentrowanymi źródłami atomowymi, czy ryzykownymi z punktu widzenia systemu[66] dużymi morskimi farmami wiatrowymi.

3.8 Ryzyka transformacyjne i konsekwencje systemowe

Jak wynika z przedstawionych wcześniej informacji, zasadnicza przebudowa/transformacja krajowego systemu elektroenergetycznego musiałaby być i tak przeprowadzona ze względu na postępującą dekapitalizację i zbyt niską efektywność funkcjonujących w KSE jednostek wytwórczych oraz rosnące koszty dostarczania energii, na co wpływ mają przyczyny zewnętrzne (w szczególności Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji – ETS), ale także wewnętrzne, związane w szczególności z coraz wyższymi kosztami produkcji energii z paliw stałych, których koszty pozyskiwania i wykorzystywania też systematycznie wzrastają.

Cele i uwarunkowania określone w planie Europejskiego Zielonego Ładu oraz w towarzyszącym mu Pakiecie „Fit for 55" determinują zatem jedynie wybór określonego kierunku czy kierunków i sposobów tej transformacji, a nie jej potrzebę. Jest to istotna konstatacja, gdyż pozwala ona w sposób bardziej obiektywny ocenić wpływ tych planów oraz konsekwencje ich przyjęcia dla polskiego sektora energetycznego.

---

[65] Jednym z powodów, dla których Ministerstwo Klimatu nie sprzyja rozwojowi turbin wiatrowych na lądzie ma być rzekomy brak akceptacji społecznej dla tego typu rozwiązań. Konieczne jest obiektywne zbadanie poziomu rzeczywistej akceptacji społecznej wobec tej technologii, gdyż opinie w tym zakresie prezentowane także przez przedstawicieli ME nie mają potwierdzenia w takich badaniach.

[66] Koncentracja na stosunkowo niewielkich obszarowo akwenach, na których zmiana warunków wietrzności zachodzi jednocześnie na całym akwenie, powoduje ryzyko znacznie większych oddziaływań na pracę systemu, niż porównywalnych mocy wiatrowej energetyki lądowej rozproszonej na terenie całego kraju. Pamiętać również należy o potencjalnych ryzykach związanych z możliwością nagłego przerwania wyprowadzenia tak dużych mocy do KSE w przypadku jakiejkolwiek awarii przyłącza.

Można z dużym prawdopodobieństwem założyć, że gdyby odbudowa polskiego sektora elektroenergetycznego realizowana była bez strategicznych uwarunkowań i ram wynikających z EGD i polityki klimatycznej Unii, to i tak podejmowane działania byłyby determinowane przez potrzeby:

- zasadniczej poprawy efektywności wykorzystania zasobów energii pierwotnej, zwłaszcza jej nieodnawialnych nośników, a w konsekwencji zwiększenia roli źródeł odnawialnych;
- maksymalnej możliwej redukcji strat i marnotrawstwa energii (najtańsza energia to energia niezużyta, tzw. negawaty);
- jak najlepszego wykorzystania potencjału nowych technologii nie tylko wytwórczych, ale też z sektora ICT, umożliwiających elastyczną podaż odpowiedniej jakości energii wszystkim konsumentom po racjonalnych cenach;
- zaspokajania potrzeb energetycznych przede wszystkim z wykorzystaniem energii elektrycznej, przy jednoczesnym powszechnym odejściu od spalania paliw, w tym elektrotechniki cieplnej

i wreszcie *last but not least*

- zasadniczego ograniczenia odziaływania na środowisko oraz na zdrowie i życie ludzi emisji spowodowanych spalaniem paliw, czy to w energetyce, czy w ciepłownictwie, czy też w transporcie.

Tak zarysowane uwarunkowania muszą prowadzić do bardzo konkretnych konkluzji – nowoczesny system energetyczny powinien funkcjonować w oparciu o efektywne, elastyczne i niskoemisyjne jednostki wytwórcze wykorzystujące w największym, jak to tylko możliwe, stopniu zasoby odnawialnych nośników energii, zbliżone maksymalnie do użytkowników energii i odporne na zagrożenia współczesnego świata (ograniczenia w dostawach paliw, terroryzm, cyberataki w sieci itp.).

Autor niniejszej analizy nie przypisuje sobie omnipotencji w kwestii planowania zmian w sektorze energetycznym, a zdecydowana część przedstawionych dotychczas opinii i krytycznych uwag powstała w wyniku lektury wielu opracowań ekspertów, którzy w tych sprawach zapewne są znacznie bardziej kompetentni. Trzeba przy tym obiektywnie stwierdzić, że zarysowana w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. wizja systemowa, w jakiejś mierze kryteriom, a także celom EGD odpowiada, aczkolwiek wydaje się jednak mało innowacyjna i niekoniecznie odporna na różnorodne zagrożenia. Analiza tych kwestii została przedstawiona w poprzednim rozdziale Plany a potrzeby.

Zaletą PEP 2040 jest niewątpliwie otwarcie szansy na wykorzystanie szerokiego strumienia środków na transformację energetyczną, jakie Polska może otrzymać w ramach Europejskiego Zielonego Ładu z Unii Europejskiej, choć spodziewać się tu należy także pewnych perturbacji, np. w kwestii ewentualnego finansowania projektów energetyki jądrowej czy gazowej.

Na obecnym etapie, gdy nie określono jeszcze wielu szczegółów realizacyjnych lub po prostu nie przedstawiono ich szerszej opinii publicznej, nie ma praktycznej możliwości

sformułowania wielu konkretnych uwag czy analizy poszczególnych zagrożeń. Wydaje się jednak, że warto zwrócić szczególną uwagę na wiele aspektów.

- Bardzo szybkie ma być tempo zakładanych zmian – z PEP 2040 wynika, że w okresie niespełna 2 dekad z eksploatacji wyłączone zostanie co najmniej 80 proc. dzisiejszego majątku produkcyjnego[67] w elektroenergetyce i ciepłownictwie, w tym praktycznie cała energetyka wykorzystująca węgiel brunatny i zasadnicza większość instalacji zużywających węgiel kamienny.
- Rodzi to daleko idące konsekwencje dla regionów takich jak okolice Bełchatowa czy Turowa, gdzie sektor energetyczny to główny pracodawca, a jednocześnie stwarzać będzie ryzyko niezbilansowania popytu i podaży energii ze źródeł krajowych. W szczególności w I dekadzie realizacji Polityki, po 2025 r. oczekiwać można wystąpienia problemów z bilansowaniem, które mogą skutkować ograniczeniami w dostawach energii dla konsumentów.
- Nie mniej istotne konsekwencje plany te przyniosą dla dużych przedsiębiorstw energetycznych. Muszą one znaleźć dla siebie całkowicie nowe role i sposoby działania, aby maksymalnie wykorzystać posiadane zasoby ludzkie i ich kompetencje.
- Równie istotne będzie pokonanie związanych z tym wyzwań dla sektora ciepłowniczego. Polska nie bez racji szczyci się wysokim udziałem tzw. ciepła systemowego w pokrywaniu tych potrzeb, zwłaszcza na obszarach miejskich. Jednak wobec koniecznego odejścia od węgla, a w niedalekiej przyszłości także od gazu, przy jednoczesnej zakładanej w EGD głębokiej termomodernizacji mieszkalnictwa, przemyślenia wymaga przyszła rola tych przedsiębiorstw. Grzechem byłoby nie wykorzystać istniejącego potencjału, a więc już dziś powinny być tworzone scenariusze efektywnej jego transformacji.
- Szczególnie duże wyzwania stoją, jak się wydaje, przed sektorem dystrybucji, który wymaga też znacznie większego wsparcia, niż deklarowane w PEP 2040. Może on spełnić rolę stymulatora bądź „hamulcowego" w rozwoju obywatelskiej energetyki rozproszonej, która może stanowić znacznie tańszą i przynoszącą szybciej efekty alternatywą dla budowy kosztownych obiektów wielkoskalowych, a jednocześnie potrzebować będzie ze strony OSD profesjonalnych usług w zakresie operatorstwa handlowo-technicznego, bilansowania, agregacji/integrowania źródeł itp. Jest to wyzwanie, ale też duża szansa dla sektora energetyki konwencyjnej, który w ten sposób będzie mógł zająć nową, ale niezwykle ważną i pożyteczną pozycję w polskim systemie energetycznym.

[67] Z najnowszej kwerendy Urzędu Regulacji Energetyki (Raport - Plany inwestycyjne w nowe moce wytwórcze - Urząd Regulacji Energetyki (ure.gov.pl)) wynika, że 63 największe przedsiębiorstwa energetyczne w horyzoncie do 2034 r. planują oddać do eksploatacji 14,2 GW nowych mocy wytwórczych, w tym w technologii *offshore* (4,8 GW, tj. 34 proc. wszystkich nowych mocy), gazu ziemnego (4,4 GW, tj. prawie 31 proc. nowych mocy) oraz fotowoltaiki (2,8 GW, 19 proc. nowych mocy). Jednocześnie w tym samym okresie planowane jest wycofanie z eksploatacji jednostek o łącznej mocy 18,8 GW, opartych głównie na węglu kamiennym (12,8 MW) i brunatnym (5,3 MW).

- Pamiętać należy także o możliwości pojawienia się problemów z zapewnieniem potencjału wykonawczego dla realizacji tak szerokiego frontu działań oraz związanym z tym nadmiernym wzrostem cen materiałów i usług budowlanych (co już dziś obserwujemy na froncie termomodernizacyjnym, gdzie w ciągu dwóch lat ceny niektórych materiałów izolacyjnych wzrosły nawet 3-krotnie). Tylko stabilna i długofalowa polityka w tym zakresie, konsekwentnie prowadzona przez dekady, bez nagłych zwrotów i zmian reguł działających wstecz, może doprowadzić do powstania takiego potencjału, który nie tylko będzie w stanie zaspokoić polskie potrzeby, ale wyjść z odpowiednią, konkurencyjną ofertą do klientów zagranicznych.
- Brak jest alternatywnych scenariuszy na wypadek załamania się harmonogramów realizacyjnych, a przynajmniej nie są znane szerokiej opinii publicznej – odstawienia wyeksploatowanych jednostek wytwórczych powinny być każdorazowo poprzedzane włączeniem do produkcji nowych instalacji o co najmniej takim samym, a najlepiej większym potencjałem produkcyjnym. Tymczasem zasadnicza część działań inwestycyjnych w tym zakresie to budowa bardzo wymagających pod względem technologicznym projektów energetyki jądrowej i morskiej energetyki wiatrowej, gdzie możliwość wystąpienia opóźnień realizacyjnych, a także niedoszacowania kosztów jest w zasadzie pewna. Opóźnienia takie będą mieć wpływ nie tylko na możliwości bilansowania systemu, ale także na harmonogram odstawiania najbardziej emisyjnych, a tym samym najdroższych jednostek, czego koszty będę musieli ponieść odbiorcy energii.
- Zbyt wysokie wydają się koszty proponowanych rozwiązań wobec dostępności tańszych alternatyw — w analizie wspomniano już o konsekwencjach ustalenia priorytetu dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, kosztem innych rozwiązań lądowych. Wydaje się, iż jest to nie do końca przemyślana koncepcja, obciążająca znacznymi nakładami finansowymi o dużym stopniu ryzyka przede wszystkim spółki Skarbu Państwa (to one są zainteresowane głównie realizacją tych projektów), podczas gdy podobne efekty można uzyskać znacznie szybciej i ponad 2-krotnie taniej odblokowując rozwój lądowej energetyki wiatrowej i nie hamując rozwoju fotowoltaiki.
- Podobne ryzyka niesie ze sobą postawienie na rozwój energetyki jądrowej, gdzie trwające przez wiele lat inwestycje generować będą liczone w dziesiątkach miliardów złotych koszty. Tymczasem efekt produkcyjny porównywalny z pierwszym blokiem EJ można byłoby uzyskać stawiając na budowę nowych biogazowni o porównywalnej mocy (co najmniej jeden obiekt w każdej gminie wiejskiej), przy mniejszych nakładach inwestycyjnych i znacznie szybciej osiąganych efektach. Jest to także istotne wobec perspektyw pojawienia się w tej dziedzinie nowych, istotnie tańszych i bezpieczniejszych rozwiązań technicznych, takich jak reaktory HTR[68]. Trzeba sobie

[68] High Temperature Reactors – nowa generacja reaktorów atomowych średniej mocy, która wkrótce może zastąpić obecnie stosowane urządzenia, w szczególności jako źródła zasilające bezpośrednio przemysł energochłonny.

wyraźnie powiedzieć — polski program jądrowy w takim kształcie jak to ostatnio zaprezentowano jest spóźniony w realizacji o co najmniej 10–15 lat! A jest to skutek powierzenia jego realizacji jeszcze w ubiegłej dekadzie strukturom w pełni zależnym od polityków.

- Trzeba również poważanie przemyśleć ryzyko systemowe jakie pojawi się w przypadku realizacji dużych obiektów morskiej energetyki wiatrowej o mocy kilku gigawatów – o ile w przypadku lądowej energetyki wiatrowej w praktyce nie ma możliwości jednoczesnego i natychmiastowego zaprzestania pracy wszystkich turbin, w związku z czym system ma czas, aby się do spadku mocy z tego źródła odpowiednio przygotować, to w przypadku farm morskich takie ryzyko jest niepomiernie wyższe. Jest to temat na szczegółową analizę ryzyka wykraczająca całkowicie poza zakres niniejszego opracowania, ale należy o nim pamiętać, także w kontekście tworzenia tzw. mocy rezerwowych umożliwiających uniknięcie ewentualnego *blackout'u*.

3.9 Czego możemy się obawiać najbardziej, a czego spodziewać w związku z polską transformacją energetyczną?

W opinii autora niniejszej analizy największym zagrożeniem dla w miarę bezpiecznego, choć nie bez poważnych wstrząsów przejścia przez pierwszy okres transformacji będą kunktatorstwo polityków i ukryte gry grup interesów, powiązanych z państwowym oligopolem energetycznym, które w utrzymaniu kontroli nad systemem energetycznym formalnie w rękach państwa, a de facto w rękach polityków, widzieć będą dla siebie szansę na wysokie dochody i utrwalanie wpływów. To spowalniać może jakiekolwiek procesy modernizacyjne, nawet te, zakładające utrzymanie jeszcze przez lata dość wysokiego udziału konwencjonalnych źródeł energii.

Bardzo istotne będzie także ryzyko przerzucania wszystkich kosztów niekompetencji i złych strategicznych wyborów na klientów końcowych. Oznacza to rosnące jeszcze szybciej niż dziś koszty energii, których gospodarka żyjąca w dużej mierze z eksportu może nie udźwignąć, ogromny wysiłek inwestycyjnych, na który możemy nie znaleźć finansowania, ryzyka zakłóceń w dostawach energii i wzrost uzależnienia od importu paliw.

Wynikać z tego może ryzyko pogłębienie fatalnej sytuacji finansowej sektora energetycznego. Ryzyko inwestowania w Polsce zasadniczo wzrosło w ostatnim okresie, w związku z czym instytucje finansowe działające na rynku globalnym mogą nie chcieć angażować się w finansowanie naszych zamierzeń albo będą odpowiednio do ryzyka podnosić koszty kapitału. Alternatywą są różnego rodzaju porozumienia międzypaństwowe, ale to może doprowadzić do „kolonizacji" całego sektora energetycznego ze szkodą dla gospodarki i obywateli.

Alternatywą może być dziś tylko uruchomienie pokładów przedsiębiorczości i kapitałów Polaków. Jeżeli tylko uwierzą, że państwo im potem tego wszystkiego nie zabierze, to pewnie dadzą radę wyprowadzić nas z kłopotów.

Kolejnym choć wcale nie mniejszym niż poprzednie zagrożeniem jest ryzyko, że nie zdążymy z realizacją wszystkich koniecznych zamierzeń, których realizację (tak jak pierwszej elektrowni jądrowej) odkładano w ostatnich 10–20 latach. Załamanie się pewności dostaw, czy wzrost zasięgu tzw. ubóstwa energetycznego może wpędzić nasz kraj w wieloletni zastój.

Nie do przecenienia jest także ryzyko polityczne. Nie ulega bowiem wątpliwości, że polski system energetyczny szybko zbliża się do swoistej „strefy turbulencji". Rosnące ceny energii, rysujące się na horyzoncie ryzyko występowania przerw w jej dostawach, poszerzanie się strefy ubóstwa energetycznego, czemu raczej nie da się zaradzić niekończącymi się transferami socjalnymi, mogą spowodować wzrost negatywnych nastrojów społecznych, które wzmocnią negacjonistyczne ruchy polityczne. Tak jak dziś tzw. ruch antyszczepionkowców dość skutecznie paraliżuje działania państwa w zwalczaniu pandemii Covid- 19 i innych zagrożeń epidemicznych, tak być może już w niedalekiej przyszłości można spodziewać się pojawienia się podobnych akcji kwestionujących potrzebę transformacji energetycznej.

Jeżeli państwo nie zmobilizuje się bardziej niż w przypadku pandemii, do wyjaśniania sensu realizowanych strategii albo co gorsza mobilizować będzie nadal przeciwników odnawialnych źródeł energii, jak to robiło co najmniej od dekady, to kłopoty mogą okazać się znacznie większe, niż potrafimy sobie to dziś wyobrazić.

Przemyślenia wymaga rola oligopolu, a w zasadzie monopolu energetycznego tworzonego przez duże spółki Skarbu Państwa. Argumenty o potrzebie konsolidacji zawierają wprawdzie racjonalne jądro, ale doświadczenie z innych krajów wskazuje, że monopol energetyczny, tak jak każdy monopol w kluczowych dla gospodarki sferach, rzadko kiedy poprawia kondycję ekonomiczną kraju, a i dla konkretnego sektora bywa też zabójczy. Widać to jak na dłoni po wynikach spółek energetycznych notowanych na giełdzie.

Jak powinien wyglądać optymalny miks energetyczny Polski przy założeniu umiarkowanego rozwoju technologicznego? To jest pytanie, na które chyba nikt nie jest dziś w stanie udzielić jednoznacznej odpowiedzi. Możliwe jest tylko formułowanie różnych scenariuszy, pamiętając, że będą one na bieżąco modyfikowane choćby tylko przez postęp technologiczny, ale także poprzez zmiany modeli produkcji i konsumpcji, a także przez czynniki demograficzne.

Po pierwsze należy założyć, że w perspektywie znacznie krótszej niż 30 lat zmuszeni zostaniemy do całkowitej rezygnacji z paliw kopalnych i to nie tylko dlatego, że dostęp do nich będzie coraz trudniejszy, a koszty pozyskiwania i ryzyka polityczne coraz wyższe, czy też dlatego, że tak „kazała nam zła Unia", ale przede wszystkim dlatego, że w nowoczesnym świecie nie będzie po prostu wypadało się tak zachowywać.

Postulowany przez energochłonne branże z Unii, ale także z Polski, graniczny podatek klimatyczny, niewątpliwie bardzo potrzebny, ma przecież wymiar obosieczny. Bardzo trudno byłoby uzasadniać na gruncie WTO czy ONZ konieczność jego wprowadzenia, gdyby unijny i polski przemysł zaprzestał po jego wprowadzeniu wysiłków na rzecz dalszej redukcji emisji. Musimy starać się jak ognia unikać sytuacji, w której konsumenci, czy to ze świata, czy to z rynku unijnego, będą przekonani, że towary, podzespoły, czy komponenty pochodzące z Polski są „brudne".

Po drugie, odejście to nie tylko będzie konieczne, ale także coraz łatwiejsze, bo różne ekspertyzy i prognozy, ale także już dostępne rozwiązania pokazują, że technologicznie osiągalne staje się ograniczenie konsumpcji energii pierwotnej, co najmniej o połowę, w stosunku do stanu obecnego. Oznacza to rewolucję w zaopatrzeniu w ciepło – termomodernizacje i rozwój budownictwa pasywnego, w transporcie – tylko elektromobilność, w elektrotechnice - większa efektywność wykorzystania, ale także wytwarzania energii. Perspektywą jest też przejście do systemu, który prof. Jan Popczyk nazywa monizmem elektrycznym. Wszystkie, a co najmniej zasadnicza część potrzeb energetycznych gospodarki i mieszkańców Polski, będą pokrywane przez znacznie efektywniej wykorzystywaną energię elektryczną, pochodzącą przede wszystkim ze źródeł odnawialnych w rozproszonej energetyce obywatelskiej.

Ogromne znaczenie uzyskają, a w zasadzie powinny uzyskać, bo teraz takich planów jeszcze nie ma, regionalne i lokalne systemy zaopatrzenia w energię, przystosowane do tzw. pracy wyspowej, zdecydowanie bardziej odporne niż duże obiekty energetyczne na zagrożenia współczesności, wojny hybrydowe, czy terroryzm lub cyberterroryzm. Sieć przesyłowa powinna być przebudowywana jako swoisty *back'up* i zabezpieczenie pozwalające upłynniać lokalne nadwyżki i pokrywać niedobory w podaży energii.

W systemie dominować powinny źródła rozproszone, z dużą przewagą fotowoltaiki, która teoretycznie mogłaby pokryć całe krajowe zapotrzebowanie na energię pod warunkiem upowszechnienia się systemów jej magazynowania. Dużą rolę, ale nie dominującą, będą odgrywać lądowe elektrownie wiatrowe kolejnych generacji, produkujące znacznie więcej niż dziś energii w przeliczeniu na jednostkę mocy zainstalowanej. Razem z lokalnymi biogazowniami mogłyby one pokryć co najmniej 40 proc. krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną. W tym miksie istotną rolę powinna spełniać także morska energetyka wiatrowa, ale raczej nie w takim skoncentrowanym kształcie jak to się dziś planuje i niekoniecznie po takich wysokich kosztach, skoro nie zostały jeszcze wyczerpane tańsze alternatywy.

Niedaleka już przyszłość pokaże, które scenariusze będą się realizować i sprawdzać, a jakie nowe zagrożenia i wyzwania jeszcze się pojawią. Jedno jest pewne – bez rzetelnej dyskusji opartej na faktach, za którą idzie sprawczość i decyzyjność, proces przebudowy polskiej energetyki w kierunku bardziej nowoczesnej, efektywnej i przyjaznej dla środowiska może być długotrwały i bardziej kosztowny, a nawet może się załamać z bardzo poważnymi konsekwencjami dla całej gospodarki. Pozostaje życzyć sobie, aby tak się nie stało!

4

Janusz Olszowski

Prezes Górniczej Izby Przemysłowo-Handlowej. W latach 1980–1996 pracował na stanowiskach kierowniczych pod ziemią w kopalniach węgla „Janina", „Halemba", a także w Centralnej Stacji Ratownictwa Górniczego. Autor kilkudziesięciu publikacji, ekspertyz oraz referatów wygłoszonych na konferencjach krajowych i międzynarodowych. Pracował w licznych komisjach zajmujących się problematyką górniczą. Były to m.in.: Komitet Sterujący ds. górnictwa, Komisja Bezpieczeństwa Pracy w Górnictwie przy Wyższym Urzędzie Górniczym, Zespół Trójstronny ds. Bezpieczeństwa Socjalnego Górników, Komitet Górnictwa Polskiej Akademii Nauk. W latach 2016–2018 Janusz Olszowski pełnił funkcję wiceprezydenta Europejskiego Stowarzyszenia Węgla Kamiennego i Brunatnego EUROCOAL, aktualnie należy do Komitetu Wykonawczego tej organizacji.

Czy musimy rezygnować z ogromnych środków, które sektor górniczy przez dakady odprowadzał do budżetu?

4.1 Wprowadzenie

W dyskusji nad sytuacją i perspektywami górnictwa węgla kamiennego często nie bierze się pod uwagę polityki fiskalnej państwa, jaka kreowana jest wobec tej branży. Tymczasem doświadczenia ostatnich dwóch dekad wskazują, że decyzje rządu i parlamentu odnośnie do podatków oraz innych obciążeń przedsiębiorców górniczych miały decydujący wpływ na obecny stan sektora paliwowego. W niniejszym opracowaniu podjęto próbę zinwentaryzowania ważniejszych, obligatoryjnych obciążeń górnictwa węgla kamiennego. Zestawiono płatności publicznoprawne branży z ostatnich dwudziestu lat oraz porównano je z wartością pomocy publicznej w tym samym okresie.

Obligatoryjne obciążenia górnictwa węgla kamiennego na potrzeby niniejszego opracowania podzielono na:

- wpłaty do budżetu państwa
- wpłaty na państwowe fundusze celowe
- składki do ZUS-u
- opłaty za korzystanie ze środowiska
- opłaty i podatki lokalne
- inne obciążenia.

Jak widać obciążenia sektora górniczego to zarówno te dotyczące zatrudnionych pracowników, kosztów utrzymania, mediów, usług obcych, jak i podatki czy opłaty związane z prowadzoną działalnością, w tym z wykorzystaniem elementów środowiska, a także instrumenty o charakterze cywilnoprawnym. Nie sposób wymienić wszystkich, dlatego też niniejsze opracowanie skupia się na najważniejszych.

W opracowaniu wskazano zarówno daniny publiczne oraz inne obciążenia i zobowiązania finansowe wspólne dla wszystkich przedsiębiorców prowadzących działalność w Polsce, jak i te wynikające z korzystania na potrzeby prowadzonej działalności ze środowiska, a także związane *stricte* z działalnością górniczą. Należy zaznaczyć, że ten ostatni typ obciążeń nie wynika z prawodawstwa unijnego. Dodatkowo na przedsiębiorców górniczych nałożone mogą być różnego rodzaju kary administracyjne

czy opłaty (podwyższone, dodatkowe), w sytuacji, gdy odpowiedni organ stwierdzi, że działalność prowadzona jest w sposób sprzeczny z wymaganiami określonymi przepisami (np. Prawa geologicznego i górniczego czy Prawa ochrony środowiska).

Wpłaty do budżetu państwa

Bezpośrednio do budżetu państwa w omawianym okresie były odprowadzane:

- podatek dochodowy od osób fizycznych
- podatek dochodowy od osób prawnych
- wpłata z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa
- dywidenda z zysku, pobrana przez Skarb Państwa
- podatek VAT,
- podatek akcyzowy
- cła.

Ogółem, w latach 2000–2020 górnictwo węgla kamiennego odprowadziło do budżetu państwa kwotę 63 586 213,1 tys. zł, co stanowi 48 proc. wszystkich obciążeń publicznoprawnych tej branży.

Wpłaty na państwowe fundusze celowe

Obciążenia tego typu nazywane są czasem „parabudżetowymi", gdyż wykorzystywane są one do finansowania niektórych zadań państwowych. Górnictwo dokonuje wpłat na następujące fundusze:

- Fundusz Pracy,
- Państwowy Fundusz Rehabilitacji Osób Niepełnosprawnych,
- Fundusz Gwarantowanych Świadczeń Pracowniczych,
- fundusze ochrony środowiska i gospodarki wodnej.

Do ww. wymienionych funduszy w badanym okresie odprowadzono 7 685 645,3 tys. zł (6 proc. wszystkich obciążeń).

Wpłaty do Zakładu Ubezpieczeń Społecznych

Obciążenia z tytułu obowiązkowych ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych stanowią drugą, co do wielkości, grupę zobowiązań. Wpłaty do ZUS-u (w badanym okresie) wyniosły 56 049 930,1 tys. zł (42 proc.).

Opłaty za korzystanie ze środowiska

Ta grupa obciążeń przedsiębiorców górniczych wynika z przepisów ustaw związanych z ochroną środowiska i obejmuje opłaty i administracyjne kary pieniężne za takie czynności jak:

- odprowadzanie wód dołowych do cieków powierzchniowych,

- pobór wody pitnej i wody przemysłowej,
- emisja pyłów i gazów,
- odprowadzanie wód opadowych lub roztopowych,
- spalanie paliw w silnikach spalinowych,
- wykorzystanie gruntów rolnych i leśnych na inne cele,
- składowanie odpadów na powierzchni.

Opłaty i podatki lokalne

Wpłaty do budżetów gmin górniczych stanowią 4 proc. wszystkich obciążeń publicznoprawnych górnictwa. W ciągu ostatnich 20 lat zamknęły się one kwotą 5 789 973,5 tys. zł, na którą złożyły się wpłaty podatku od nieruchomości oraz część opłaty eksploatacyjnej (60 proc.).

Opłata eksploatacyjna, ustalona przepisami Prawa geologicznego i górniczego, uiszczana jest przez każdego przedsiębiorcę, wydobywającego kopalinę ze złoża. To obciążenie traktowane jest głównie jako rekompensata dla gmin za uciążliwości prowadzenia eksploatacji.

Zupełnie inaczej jawi się problem podatku od nieruchomości. Zgodnie z przepisami ustawy o podatkach i opłatach lokalnych opodatkowaniu tym podatkiem podlegają:

- grunty
- budynki lub ich część
- budowle lub ich części, związane z prowadzeniem działalności gospodarczej.

Przedsiębiorcy górniczy (tak, jak wszyscy pozostali) opłacają ten podatek od gruntów oraz obiektów budowlanych, związanych z nieruchomościami gruntowymi. Niektórym gminom górniczym to jednak nie wystarczałoi obciążały przedsiębiorców górniczych dodatkowym podatkiem za podziemne wyrobiska górnicze i majątek w nich zlokalizowany. Po kilkunastu latach sporów w sądach administracyjnych oraz przed Trybunałem Konstytucyjnym okazało się iż roszczenia gmin górniczych były bezzasadne i obecnie zobowiązane są one zwrócić spółkom węglowym kilkaset milionów złotych.

Inne obciążenia

W ostatniej grupie zestawiono zobowiązania finansowe, jakie na przedsiębiorców górniczych nakładają przepisy Prawa geologicznego i górniczego, a są to:

- fundusz likwidacji zakładu górniczego,
- wynagrodzenie za korzystanie z informacji geologicznej,
- wynagrodzenie za ustanowienie użytkowania górniczego,
- opłaty za poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż kopalin,
- opłaty za magazynowanie substancji i składowanie odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych.

Główni beneficjenci i struktura płatności publicznoprawnych

Beneficjentami płatności publicznoprawnych górnictwa węgla kamiennego są:

- budżet państwa,
- ZUS,
- fundusze celowe,
- budżety gmin, powiatów i województw.

W latach 2000–2020 wpłaty górnictwa węgla kamiennego z tytułu obciążeń publicznoprawnych wyniosły 133 111 762,0 tys. zł. Jak już wcześniej wspomniano, największym beneficjentem był budżet państwa, do którego zostało odprowadzone 63 586 213,1 tys. zł (48 proc.), następnie Zakład Ubezpieczeń Społecznych, na którego rachunki wpłynęła kwota 56 049 930,1 tys. zł (42 proc.). W następnej kolejności beneficjentami były państwowe fundusze, na które wpłacono 7 685 645,3 tys. zł (6 proc.) oraz budżety gmin górniczych z kwotą 5 789 973,5 tys. zł (4 proc.).

Strukturę płatności publicznoprawnych przedstawiono na przykładzie 2019 r. Łącznie wpłaty w tym roku wyniosły 6 802 282,9 tys. zł, z czego największą część stanowiły ubezpieczenia społeczne i zdrowotne — 3 105 494,5 tys. zł (46 proc.), na drugim miejscu był podatek od towarów i usług oraz podatek akcyzowy: 1 546 231,9 tys. zł (23 proc.), następnie podatek dochodowy od osób fizycznych — 806 092,1 tys. zł (12 proc.) i podatek dochodowy od osób prawnych — 525 785,2 tys. zł (7 proc.), podatki, opłaty i kary na rzecz gmin — 353 354,7 tys. zł (5 proc.), w dalszej kolejności wpłaty kierowane były do Funduszu Pracy, Funduszu Gwarantowanych Świadczeń Pracowniczych i Fundusz Emerytur Pomostowych — 209 169,5 tys. zł (3 proc.), wynikały z opłat i kar na Narodowy i wojewódzkie fundusze ochrony środowiska i gospodarki wodnej: 153 311,8 tys. zł (2 proc.) oraz Państwowy Fundusz Rehabilitacji Osób Niepełnosprawnyc — 102 843,2 tys. zł (1 proc.).

Pomoc publiczna dla polskiego górnictwa węgla kamiennego

Na potrzeby niniejszego opracowania przyjęto następujące rodzaje pomocy publicznej:

- dotacje budżetowe
- umorzenia
- odroczenia
- dokapitalizowanie
- postępowania ugodowe i układowe
- zwolnienia z opłat i kar
- inne (tj. konwersje wierzytelności na akcje, zaniechania poboru wpłat z zysku, dotacje i pożyczki z NFOŚ).

Łącznie w latach 2000–2020 wartość pomocy publicznej dla polskiego górnictwa węgla kamiennego wyniosła 53 582 529,77 tys. zł, z czego największą część stanowiły

umorzenia 28 886 600,00 tys. zł (53,9 proc.), na drugim miejscu były dotacje budżetowe: 17 102 033,82 tys. zł (31,9 proc.), o wiele mniejszy zakres miały odroczenia — 3 130 513,20 tys. zł (5,8 proc.) czy dokapitalizowanie — 3 031 506,00 tys. zł (5,7 proc.).

W przykładowym roku 2019 pomoc publiczna dla górnictwa wyniosła 729 008,59 tys. zł, w tym największą pozycją była dotacja budżetowa w kwocie 553 729 tys. zł.

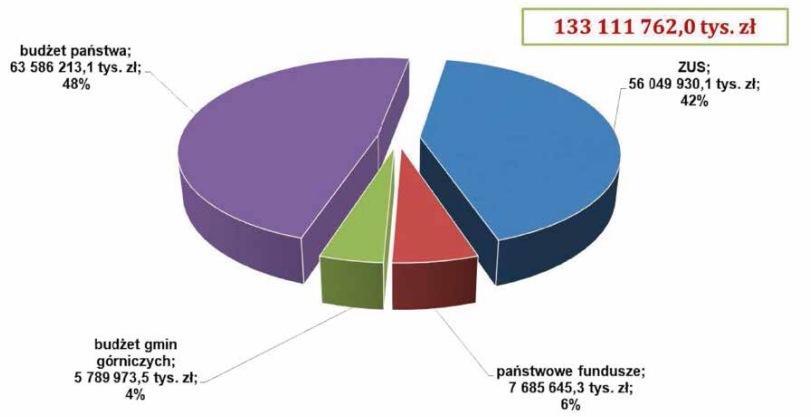
Należy w tym miejscu zwrócić uwagę, że środowiska nieprzychylne górnictwu lansują pogląd, że do pomocy publicznej, jaka jest kierowana do branży, należy zaliczyć również pokrycie przez budżet państwa niedoboru środków Funduszu Ubezpieczeń Społecznych na wypłaty emerytur i rent górniczych. Przy takim założeniu wykazują, że wsparcie przekroczyło wysokość płatności publicznoprawnych podmiotów sektora górnictwa. Należy zdecydowanie skrytykować powyższe podejście, gdyż finansowanie przez państwo systemu ubezpieczeń społecznych, który nie jest wydolny, w żadnych wypadku nie może być brane pod uwagę jako kryterium oceny rentowności danej grupy podmiotów gospodarczych.

4.2 Tablice i wykresy

Rys.1 Podział obligatoryjnych obciążeń górnictwa węgla kamiennego

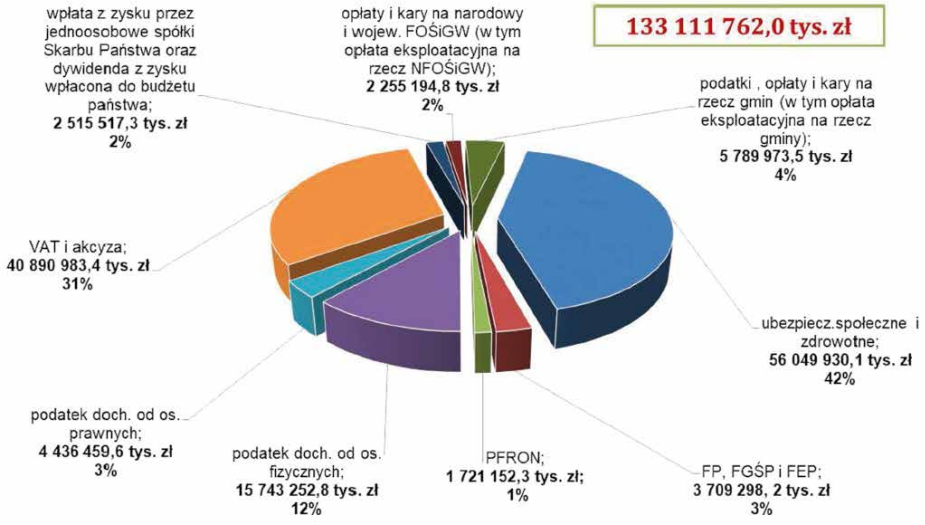
opracowanie własne

Rys. 2 Główni beneficjenci płatności publicznoprawnych górnictwa węgla kamiennego w latach 2000–2020



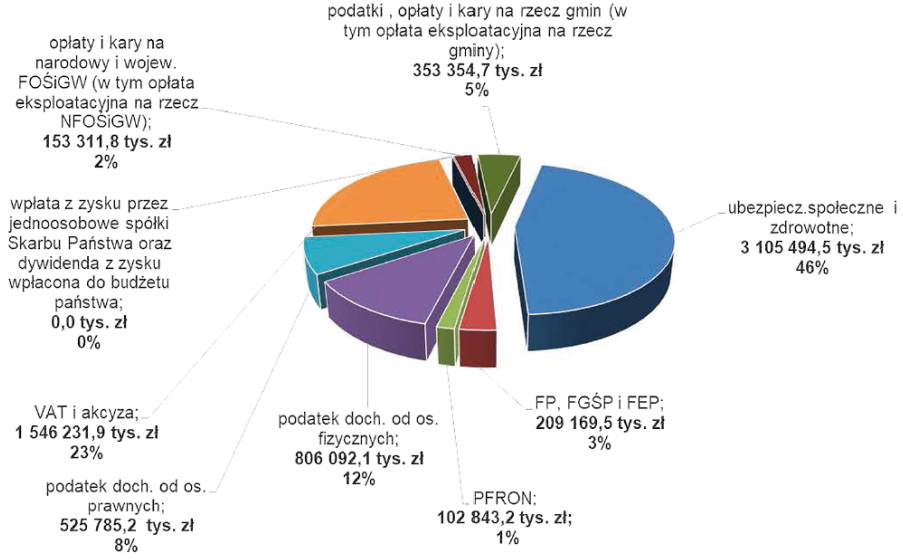
Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji ifunkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata 2000–2020; PARGWK SA, MGPiPS, MGiP, MG, ARP

Rys. 3 Struktura płatności publicznoprawnych górnictwa węgla kamiennego (za okres 2000–2020)



opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji ifunkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata 2000–2020; PARGWK SA, MGPiPS, MGiP, MG, ARP

Rys. 4 Płatności publicznoprawne górnictwa węgla kamiennego w 2019 r.



Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji ifunkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2020; PARGWK SA, MGPiPS, MGiP, MG, ARP

Rys. 5 Realizacja płatności publicznoprawnych górnictwa węgla kamiennego w latach 2000–2020 cz. I lata 2000–2006 (w tys. zł)

Tytuł płatności / rok	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ubezpiecz, społeczne, zdrowotne	1 362 525,50	2 358 162,20	1 794 493,10	2 167 743,30	2 650 796,80	2 971 612,60	2 667 028,80
FPiFGŚP	82 900,00	143 600,00	109 300,00	132 000,00	161472,8	181 047,30	159 722,60
PFRON	7 362,60	19 871,40	14 914,10	67 851,90	76 253,00	77 603,60	80 091,80
podatek doch. od os. fizycznych	754 877,20	742 173,60	705 525,50	701 807,90	643 012,20	707 393,20	672 965,60
podatek doch. od os. prawnych	0	44 100,00	45 200,00	48 400,00	432 786,20	425 237,30	157 596,40
VAT	1 109 000,10	1 602 530,90	1 663 245,70	1 513 680,70	2 506 737,00	2 152 061,90	2 025 718,60
wpłata z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa oraz dywidenda z zysku wpłacona do budżetu państwa	0	0	0	0	381 100,00	277 622,30	136 995,50
opłaty i kary na narodowy i wojew. FOŚiGW (w tym opłata eksploatacyjna na rzecz NFOŚiGW)	81 112,50	112 433,20	113 051,10	78 957,00	93 645,30	84 608,10	112 193,60
podatki, opłaty i kary na rzecz gmin (w tym opłata eksploatacyjna na rzecz gminy)	224 789,90	224 741,90	220 000,00	234 719,80	242 883,60	250 131,70	244 628,80
Razem	**3 622 567,80**	**5 247 613,20**	**4 665 729,50**	**4945160,6**	**7 188 686,90**	**7 127 318,00**	**6 256 941,70**
Wydobycie (ton)	102 200 000	102 800 000	102 065 175	100 410 064	99 167 155	96 986 544	94 267 509
Wysokość obciążenia 1 tony węgla kamiennego (zł/t)	35,45	51,05	45,71	49,25	72,49	73,49	66,37

Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2020; PARGWK SA, MGPiPS, MGiP, MG, ARP

Rys. 6 Realizacja płatności publicznoprawnych górnictwa węgla kamiennego w latach 2000–2020 cz. II lata 2007–2013 (w tys. zł)

Tytuł płatności / rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ubezpiecz, społeczne, zdrowotne	2 660 875,80	2 619 813,00	2 690 729,90	2 845 001,30	3 058 856,00	3 337 859,80	3 372 841,20
FP i FGŚP	162 913,60	179 403,40	187 370,70	200 639,50	209 816,10	228 906,10	228 627,10
PFRON	83 339,40	91 522,20	98 386,30	95 181,90	103 318,20	109 120,90	107 914,80
podatek doch. od osób fizycznych	693 442,60	796 093,60	730 173,10	750 623,50	816 919,90	890 350,40	872 271,60
podatek doch. od osób prawnych	126 579,50	252 938,20	128 740,20	393 704,20	760 715,20	427 080,70	142 289,70
VAT i akcyza	1 975 863,50	2 607 249,10	2 098 022,70	2 732 208,00	3 272 941,60	2 422 103,30	2 023 660,70
wpłata z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa oraz dywidenda z zysku wpłacona do budżetu państwa	100 925,20	141 749,30	129 770,50	146 526,90	466 576,40	420 693,40	310 322,50
opłaty i kary na narodowy i wojew. FOŚiGW (w tym opłata eksploatacyjna na rzecz NFOŚiGW)	114 380,80	104 245,40	98 420,50	103 272,20	105 289,30	98 788,90	84 073,70
podatki, opłaty i kary na rzecz gmin (w tym opłata eksploatacyjna na rzecz gminy)	250 988,00	280 771,00	281 878,60	271 990,20	285 327,10	240 053,90	279 624,60
Razem	**6 169 308,40**	**7 073 785,20**	**6 443 492,50**	**7 539 147,70**	**9 079 759,80**	**8 174 957,40**	**7 421 625,90**
Wydobycie (ton)	87 210 328	83 398 922	77 268 328	75 959 626	75 378 800	78 141 400	74 884 400
Wysokość obciążenia 1 tony węgla kamiennego (zł/t)	70,74	84,82	83,39	99,25	120,46	104,62	99,11

Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2015; PARGWK SA, MGPiPS, MGiP, MG

Rys. 7 Realizacja płatności publicznoprawnych górnictwa węgla kamiennego w latach 2000–2020 cz. III lata 2014–2020 (w tys. zł)

Tytuł płatności / rok	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Razem
ubezpiecz, społeczne, zdrowotne	3 173 902,00	2 985 082,30	2 611 031,20	2 720 309,20	2 893 198,00	3 105 494,50	2 002 573,10	56 049 930,10
FPiFGŚP	214 728,90	202 372,60	177 879,30	182 256,60	193 122,00	209 169,50	162 050,10	3 709 298,20
PFRON	104474,3	97 391,90	92 929,0	91 287,40	92 965,00	102 843,20	106 529,40	1 721 152,30
podatek doch. od osób fizycznych	821 636,80	792 656,70	722 522,70	661 580,80	749 484,00	806 092,10	711 649,80	15 743 252,80
podatek doch. od osób prawnych	76 469,00	38 469,00	42 015,90	304 780,90	32 309,00	525 785,20	31 263,00	4 436 459,60
VAT i akcyza	1 582 029,30	1 710 469,90	1 441 203,5	2 080 124,10	1 703 016,00	1 546 231,90	1 122 884,9	40 890 983,40
wpłata z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa oraz dywidenda z zysku wpłacona do budżetu państwa	1 049,30	2 186,00	-	-	-	-	-	2 515 517,30
opłaty i kary na narodowy i wojew. FOŚiGW (w tym opłata eksploatacyjna na rzecz NFOŚiGW)	114 449,60	107 447,30	114 867,10	120 200,80	141 347,00	153 311,80	119 099,60	2 255 194,80
podatki, opłaty i kary na rzecz gmin (w tym opłata eksploatacyjna na rzecz gminy)	290 752,40	339 098,40	302 353,70	338 048,30	297 642,00	353 354,70	336 194,90	5 789 973,50
Razem	**6 379 491,60**	**6 267 890,10**	**5 504 802,40**	**6 498 588,10**	**6 103 083,00**	**6 802 282,90**	**4 592 244,80**	**133 111 762,00**
Wydobycie (ton)	70 506 900	72 192 863	70 366 571	65 479 900	63 384 046	61 623 400	54 385 924	1 708 077 855
Wysokość obciążenia 1 tony węgla kamiennego (zł/t)	90,48	86,82	78,23	99,25	96,29	110,38	84,44	77,93

Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2015; PARGWK SA, MGPiPS, MGiP, MG

Rys. 8 Wartość pomocy publicznej dla polskiego górnictwa węgla kamiennego udzielonej w latach 2000–2020 cz. I lata 2000–2006 (w tys. zł)

Rok / udzielona pomoc	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Dotacja budżetowa	1 575 053,00	1 374 701,90	93 6 200,00	947 298,30	1 067 275,00	832 067,00	684 253,10
Umorzenia	b.d.	9 644 200,00	902 700,00	18 148 600,00	95 300,00	95 100,00	700,00
Odroczenia	b.d.	b.d.	-	2 637 100,00	81 379,00	151 699,00	20 671,00
Dokapitalizowanie	-	-	-	952 000,00	-	484 000,00	-
Postępowanie ugodowe i układowe	b.d.	b.d.	-	-	237 000,00	-	-
Zwolnienia z opłat i kar	b.d.	b.d.	-	2 680,00	-	171,00	-
Inne	-	-	-	-	337 207,00	970,00	31 000,00
Razem (tys.zł)	**1 575 053,00**	**11 018 901,90**	**1 838 900,00**	**22 687 678,30**	**1 818 161,00**	**1 564 007,00**	**736 624,10**

Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2020; PARGWK SA, MGPiPS, MGiP, MG, ARP

Rys. 9 Wartość pomocy publicznej dla polskiego górnictwa węgla kamiennego udzielonej w latach 2000–2020 cz. II lata 2007–2013 (w tys. zł)

Rok / udzielona pomoc	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Dotacja budżetowa	421 585,00	365 552,30	361 119,80	796 297,90	437 061,00	434 180,40	430 702,10
Umorzenia	-	-	-	-	-	-	-
Odroczenia	-	224 764,20	-	-	-	-	-
Dokapitalizowanie	-	-	-	416 000,00	-	-	-
Postępowanie ugodowe i układowe	-	-	-	-	-	-	-
Zwolnienia z opłat i kar	615,00	3 268,93	3 666,78	6 189,76	3 300,49	3 412,30	2 904,50
Inne	-	-	21 063,17	3 473,70	-	-	19 018,20
Razem (tys.zł)	**422 200,00**	**593 585,43**	**385 849,75**	**1 221 961,36**	**440 361,49**	**437 592,70**	**452 624,80**

opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2020; PARGWK SA, MGPiPS, MGiP, MG, ARP

Rys. 10 Wartość pomocy publicznej dla polskiego górnictwa węgla kamiennego udzielonej w latach 2000–2020 cz. III lata 2014–2020 (w tys. zł)

Rok / udzielona pomoc	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Razem
Dotacja budżetowa	519 780,00	848 030,00	989237,03	1 314 540,90	1308708,09	553 729,00	904 662,00	17 102 033,82
Umorzenia	-	-	-	-	-	-	-	28886600
Odroczenia	14 900,00	-	-	-	-	-	-	3130513,2
Dokapitalizowanie	-	-	-	300000	-	-	879 506,00	3 031 506,00
Postępowanie ugodowe i układowe	-	-	-	-	-	-	-	237000
Zwolnienia z opłat i kar	3 000,00	203 100,00	32414,01	50940,07	77 889,37	20 463,00	28470	442 485,21
Inne	-	32 800,00	-	-	-	154 816,59	151042,88	751391,54
Razem (tys.zł)	**537 680,00**	**1 083 930,00**	**1 021 651,04**	**1 665 480,97**	**1 386 597,46**	**729 008,59**	**1 963 680,88**	**53 581 529,77**

Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2020; PARGWK SA, MGPiPS, MGiP, MG, ARP

4.3 Opis obciążeń

4.3.1 Podatki

Podatek dochodowy od osób fizycznych

1. Skrócona nazwa to PIT – od ang. *Personal IncomeTax*.
2. Obciążenie to ponoszone jest na podstawie ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych oraz ustawy o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne.
3. Osoby fizyczne, jeżeli mają miejsce zamieszkania na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, podlegają obowiązkowi podatkowemu od całości swoich dochodów (przychodów) bez względu na miejsce położenia źródeł przychodów (nieograniczony obowiązek podatkowy), natomiast osoby fizyczne, jeżeli nie mają na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej miejsca zamieszkania, podlegają obowiązkowi podatkowemu tylko od dochodów (przychodów) osiąganych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (ograniczony obowiązek podatkowy).
4. Opodatkowaniu podatkiem dochodowym podlegają wszelkiego rodzaju dochody, z wyjątkami określonymi ustawą.
5. Stosownie do art. 27 ust. 1 ustawy co do zasady podatek dochodowy pobiera się od podstawy jego obliczenia według następującej skali:

<table>
<tr><td colspan="2">Podstawa obliczenia podatku w złotych</td><td colspan="2" rowspan="2">Podatek wynosi</td></tr>
<tr><td>ponad</td><td>do</td></tr>
<tr><td></td><td>85.528 zł</td><td>17%</td><td rowspan="2">minus kwota zmniejszająca podatek</td></tr>
<tr><td>85.528 zł</td><td></td><td>14.539 zł 76 gr
+ 32% nadwyżki ponad 85.528 zł</td></tr>
</table>

6. Według art. 31 ustawy osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, zwane dalej „zakładami pracy", są obowiązane jako płatnicy obliczać i pobierać w ciągu roku zaliczki na podatek dochodowy od osób, które uzyskują od tych zakładów przychody ze stosunku służbowego, stosunku pracy, pracy nakładczej lub spółdzielczego stosunku pracy, zasiłki pieniężne z ubezpieczenia społecznego wypłacane przez zakłady pracy, a w spółdzielniach pracy — wypłaty z tytułu udziału w nadwyżce bilansowej. Zaliczki te za miesiące od stycznia do grudnia w zasadzie wynoszą:
   a) za miesiące, w którym dochód podatnika uzyskany od początku roku w tym zakładzie pracy nie przekroczył kwoty stanowiącej górną granicę pierwszego przedziału skali — 17 proc. dochodu uzyskanego w danym miesiącu,

b) za miesiące następujące po miesiącu, o którym mowa powyżej - 32 proc. dochodu uzyskanego w danym miesiącu.

7. Podatek dochodowy stanowi dochód budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, przy czym wpływy z podatku dochodowego na zasadach ogólnych dzielone są między budżet państwa a budżety samorządowe.
   a) do gmin przekazywane jest 39,34 proc. podatku należnego od osób fizycznych zamieszkałych na obszarze gminy [art. 4 ust. 2, art. 9 ust. 1 i art. 89 ustawy z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (u.d.j.s.t.)];
   b) do powiatów przekazywane jest 10,25 proc. podatku należnego od osób fizycznych zamieszkałych na terenie powiatu (art. 5 ust. 2 i art. 9 ust. 2 u.d.j.s.t.);
   c) do województw przekazywane jest 1,60 proc. podatku należnego od osób fizycznych zamieszkałych na terenie województwa (por. art. 6 ust. 2 i art.9 ust. 3 u.d.j.s.t.);
   d) wpływy z ryczałtu ewidencjonowanego i ryczałtu od przychodów osób duchownych zasilają w całości budżet państwa (art. 2 ust. 3 ustawy o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne), wpływy z karty podatkowej zasilają w całości budżety gminne (art. 2 ust. 4 ustawy o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne i art. 4 ust. 1 pkt 1 lit. e u.d.j.s.t.).
   e) zgodnie z art. 111 pkt 1 ustawy o finansach publicznych dochodami podatkowymi i niepodatkowymi budżetu państwa są podatki i opłaty w części, która zgodnie z odrębnymi ustawami nie stanowi dochodów jednostek samorządu terytorialnego, przychodów państwowych funduszy celowych oraz innych jednostek sektora finansów publicznych.
8. Organami właściwymi do wymiaru i poboru tego podatku są naczelnicy urzędów skarbowych.

Podatek dochodowy od osób prawnych

1. Po raz pierwszy w Polsce został on wprowadzony ustawą z dnia 31 stycznia1989 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz. U. 1991, Nr 49, poz. 216 ze zm.) i wynosił wówczas 40 proc. podstawy opodatkowania.
2. Obecnie regulowany przez przepisy ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych.
3. Ustawa reguluje opodatkowanie podatkiem dochodowym osób prawnych i spółek kapitałowych w organizacji.

Przepisy ustawy mają również zastosowanie do jednostek organizacyjnych niemających osobowości prawnej, z wyjątkiem przedsiębiorstw w spadku i spółek niemających osobowości prawnej, jak również do:

1) spółek komandytowych i spółek komandytowo-akcyjnych mających siedzibę lub zarząd na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej;
2) spółek jawnych mających siedzibę lub zarząd na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jeżeli wspólnikami spółki jawnej nie są wyłącznie osoby fizyczne oraz spółka jawna nie złoży:
   a) przed rozpoczęciem roku obrotowego informacji, według ustalonego wzoru, o podatnikach podatku dochodowego od osób prawnych oraz o podatnikach podatku dochodowego od osób fizycznych posiadających bezpośrednio lub za pośrednictwem podmiotów niebędących podatnikami podatku dochodowego prawa do udziału w zysku tej spółki, lub
   b) aktualizacji informacji, o której mowa w lit. a, w terminie 14 dni licząc od dnia zaistnienia zmian w składzie podatników
   – do naczelnika urzędu skarbowego właściwego ze względu na siedzibę spółki jawnej oraz naczelnika urzędu skarbowego właściwego dla każdego podatnika osiągającego dochody z takiej spółki;
3) spółek niemających osobowości prawnej mających siedzibę lub zarząd w innym państwie, jeżeli zgodnie z przepisami prawa podatkowego tego innego państwa są traktowane jak osoby prawne i podlegają w tym państwie opodatkowaniu od całości swoich dochodów bez względu na miejsce ich osiągania.

4. Przedmiotem opodatkowania podatkiem dochodowym jest dochód bez względu na rodzaj źródeł przychodów, z jakich dochód ten został osiągnięty. W wypadkach określonych ustawą przedmiotem opodatkowania jest przychód.
5. Podatnicy, jeżeli mają siedzibę lub zarząd na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, podlegają obowiązkowi podatkowemu od całości swoich dochodów, bez względu na miejsce ich osiągania. Podatnicy, jeżeli nie mają na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej siedziby lub zarządu, podlegają obowiązkowi podatkowemu tylko od dochodów, które osiągają na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 3).
6. Podatnicy w zasadzie są obowiązani wpłacać na rachunek urzędu skarbowego zaliczki miesięczne w wysokości różnicy pomiędzy podatkiem należnym od dochodu osiągniętego od początku roku podatkowego, a sumą zaliczek należnych za poprzednie miesiące.
7. Zgodnie z art. 19 podatek wynosi w zasadzie:
   1) 19 proc. podstawy opodatkowania;
   2) 9 proc. podstawy opodatkowania od przychodów (dochodów) innych niż z zysków kapitałowych — w przypadku podatników, u których przychody osiągnięte w roku podatkowym nie przekroczyły wyrażonej w złotych kwoty

odpowiadającej równowartości 2 000 000 euro przeliczonej według średniego kursu euro ogłaszanego przez Narodowy Bank Polski na pierwszy dzień roboczy roku podatkowego, w zaokrągleniu do 1000 zł.

9. Podatek dochodowy stanowi dochód budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, przy czym wpływy z podatku dochodowego na zasadach ogólnych dzielone są między budżet państwa a budżety samorządowe:
   a) do gmin przekazywane jest 6,71 proc. podatku należnego od osób prawnych posiadających siedzibę na obszarze gminy (art. 4 ust. 3 u.d.j.s.t.);
   b) do powiatów przekazywane jest 1,40 proc. podatku należnego od osób prawnych, posiadających siedzibę na terenie powiatu (art. 5 ust. 3 u.d.j.s.t.);
   c) do województw przekazywane jest 14,75 proc. podatku należnego od osób prawnych posiadających siedzibę na terenie województwa (por. art. 6 ust. 3 u.d.j.s.t.).

Podatek od towarów i usług (VAT)

1. Na mocy ustawy z dnia 28 stycznia 1993 r. o podatku od towarów i usług oraz o podatku akcyzowym (Dz. U. Nr 11, poz. 50 ze zm.) stawka tego podatku dla węgla i brykietów, koksu i półkoksu wynosiła 7 proc.
2. Obecnie to obciążenie finansowe uregulowane jest przez przepisy ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług. Zgodnie z art. 5 tej ustawy opodatkowaniu podatkiem od towarów i usług podlegają:
   1) odpłatna dostawa towarów i odpłatne świadczenie usług na terytorium kraju;
   2) eksport towarów;
   3) import towarów na terytorium kraju;
   4) wewnątrzwspólnotowe nabycie towarów za wynagrodzeniem na terytorium kraju;
   5) wewnątrzwspólnotowa dostawa towarów.
3. Według art. 15 podatnikami są osoby prawne, jednostki organizacyjne niemające osobowości prawnej oraz osoby fizyczne, wykonujące samodzielnie działalność gospodarczą, bez względu na cel lub rezultat takiej działalności.
4. Przez działalność gospodarczą rozumie się wszelką działalność producentów, handlowców lub usługodawców, w tym podmiotów pozyskujących zasoby naturalne oraz rolników, a także działalność osób wykonujących wolne zawody. Działalność gospodarcza obejmuje w szczególności czynności polegające na wykorzystywaniu towarów lub wartości niematerialnych i prawnych w sposób ciągły dla celów zarobkowych.
5. Co do zasady obowiązek podatkowy powstaje z chwilą dokonania dostawy towarów lub wykonania usługi. W wewnątrzwspólnotowej dostawie towarów obowiązek podatkowy powstaje co do zasady z chwilą wystawienia faktury przez podatnika,

nie później jednak niż 15. dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym dokonano tej dostawy.

6. Stosownie do art. 29a co do zasady podstawą opodatkowania jest wszystko, co stanowi zapłatę, którą dokonujący dostawy towarów lub usługodawca otrzymał lub ma otrzymać z tytułu sprzedaży od nabywcy, usługobiorcy lub osoby trzeciej, włącznie z otrzymanymi dotacjami, subwencjami i innymi dopłatami o podobnym charakterze mającymi bezpośredni wpływ na cenę towarów dostarczanych lub usług świadczonych przez podatnika.
7. Podstawowa stawka podatku od towarów i usług wynosi 22 proc. (art. 41 ust. 1), natomiast na podstawie przepisów czasowych wynosi ona 23 proc. (objęty nią jest także węgiel kamienny).
8. Wewnątrzwspólnotowa dostawa towarów co do zasady podlega opodatkowaniu według stawki podatku 0 proc.
9. Podatek od towarów i usług stanowi dochód budżetu państwa.

Podatek akcyzowy

1. Regulowany przepisami ustawy o podatku akcyzowym.
2. Akcyza, obok podatku od towarów i usług, stanowi jeden z dwóch najważniejszych dochodów budżetu państwa.
3. Wyroby akcyzowe to wyroby energetyczne, energia elektryczna, napoje alkoholowe, wyroby tytoniowe, susz tytoniowy, płyn do papierosów elektronicznych oraz wyroby nowatorskie, określone w załączniku nr 1 do ustawy (w tym m.in. węgiel, koks).
4. Wyroby węglowe to wyroby energetyczne, określone w poz. 19–21 załącznika nr 1 do ustawy, tj.:

ex 2701	Węgiel; brykiety, brykietki i podobne paliwa stałe wytwarzane z węgla - jeżeli są przeznaczone do celów opałowych.
ex 2702	Węgiel brunatny (lignit), nawet aglomerowany, z wyłączeniem gagatu - jeżeli jest przeznaczony do celów opałowych.
ex 2704 00	Koks i półkoks, z węgla, węgla brunatnego (lignitu) lub torfu, nawet aglomerowany; węgiel retortowy - jeżeli są przeznaczone do celów opałowych.

5. Od dnia 2 stycznia 2012 r. akcyzą opodatkowane są wyroby węglowe, przy czym stanowią one wyroby akcyzowe wyłącznie wtedy, gdy zostały przeznaczone na cele opałowe. *A contrario* wyrób węglowy przeznaczony do celów innych niż opałowe nie jest w ogóle wyrobem akcyzowym (np. tylko do produkcji przemysłowej), a czynności dokonywane w związku z tym wyrobem nie będą podlegały reżimowi ustawy o podatku akcyzowym, jego nabycie nie będzie czynnością podlegającą

opodatkowaniu, nie będzie musiał jej nawet dokonywać pośredniczący podmiot węglowy.

6. Stosownie do art. 9a w przypadku wyrobów węglowych przedmiotem opodatkowania akcyzą jest:
   1) sprzedaż wyrobów węglowych na terytorium kraju finalnemu nabywcy węglowemu;
   2) nabycie wewnątrzwspólnotowe wyrobów węglowych przez finalnego nabywcę węglowego;
   3) import wyrobów węglowych przez finalnego nabywcę węglowego;
   4) użycie wyrobów węglowych przez pośredniczący podmiot węglowy;
   5) użycie wyrobów węglowych przez finalnego nabywcę węglowego:
      a) nabytych w ramach zwolnienia, o którym mowa w art. 31a ust. 1, do celów innych niż zwolnione na podstawie tego przepisu, przy czym za takie użycie uznaje się również naruszenie warunków, o których mowa w art. 31a ust. 3, a także sprzedaż, eksport lub dostawę wewnątrzwspólnotową wyrobów węglowych przez finalnego nabywcę węglowego zamiast użycia ich do celów, o których mowa w art. 31a ust. 1;
      b) uzyskanych w sposób inny niż w drodze nabycia;
      c) jeżeli nie można ustalić podmiotu, który dokonał sprzedaży wyrobów węglowych finalnemu nabywcy węglowemu, a w wyniku kontroli podatkowej, kontroli celno-skarbowej albo postępowania podatkowego nie ustalono, że podatek został zapłacony w należnej wysokości;
   6) użycie lub sprzedaż wyrobów węglowych uzyskanych w drodze czynu zabronionego pod groźbą kary;
   7) powstanie ubytków wyrobów węglowych.
7. Podatnikiem akcyzy jest osoba fizyczna, osoba prawna oraz jednostka organizacyjna niemająca osobowości prawnej, która dokonuje czynności podlegających opodatkowaniu akcyzą lub wobec której zaistniał stan faktyczny podlegający opodatkowaniu akcyzą (art. 13).
8. Stosownie do art. 88 ust. 1 podstawą opodatkowania wyrobów energetycznych jest ich ilość, wyrażona, w zależności od rodzaju wyrobów, w litrach gotowego wyrobu w temperaturze 15°C lub w kilogramach gotowego wyrobu, albo wartość opałowa, wyrażona w gigadżulach (GJ). Zgodnie z ust. 6 tego samego artykułu do celów poboru akcyzy ustala się wartości opałowe wyrobów węglowych, które wynoszą odpowiednio:
   1) 23,8 GJ/1000 kilogramów dla węgla objętego pozycją CN 2701;
   2) 8,6 GJ/1000 kilogramów dla węgla brunatnego objętego pozycją CN 2702;
   3) 27,5 GJ/1000 kilogramów dla koksu objętego pozycją CN 2704.

9. Stawki akcyzy na wyroby energetyczne wynoszą dla węgla i koksu przeznaczonych do celów opałowych objętych pozycjami CN 2701, 2702 oraz 2704 00 – 1,28 PLN/1 gigadżul (GJ) (art. 89 ust. 1 pkt 1).

Podatek od nieruchomości

1. Obowiązek jego ponoszenia wynika z rozdziału 2 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych.
2. Opodatkowaniem tym podatkiem podlegają następujące nieruchomości lub obiekty budowlane:
   1) grunty;
   2) budynki lub ich części;
   3) budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej (art. 2 ust. 1).
3. Opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości nie podlegają użytki rolne lub lasy, z wyjątkiem zajętych na prowadzenie działalności gospodarczej.
4. Wysokość stawek podatku określa, w drodze uchwały, rada gminy (z tym, że górne stawki podaje ustawa) i to na rachunek budżetu właściwej gminy należy wpłacać obliczone przez przedsiębiorcę podatek.
5. W całości stanowi dochód gmin.
6. Zgodnie z art. 3 ust. 1 podatnikami podatku od nieruchomości są osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki organizacyjne, w tym spółki nieposiadające osobowości prawnej, będące:
   1) właścicielami nieruchomości lub obiektów budowlanych;
   2) posiadaczami samoistnymi nieruchomości lub obiektów budowlanych;
   3) użytkownikami wieczystymi gruntów;
   4) posiadaczami nieruchomości lub ich części albo obiektów budowlanych lub ich części, stanowiących własność Skarbu Państwa lub jednostki samorządu terytorialnego, jeżeli posiadanie:
      a) wynika z umowy zawartej z właścicielem, Krajowym Ośrodkiem Wsparcia Rolnictwa lub z innego tytułu prawnego, z wyjątkiem posiadania przez osoby fizyczne lokali mieszkalnych niestanowiących odrębnych nieruchomości,
      b) jest bez tytułu prawnego.
7. Artykuł 6 określa sposób uiszczania takiego podatku. Osoby prawne, jednostki organizacyjne oraz spółki niemające osobowości prawnej, jednostki organizacyjne Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, a także jednostki organizacyjne Państwowego Gospodarstwa Leśnego Lasy Państwowe są obowiązane:
   1) składać, w terminie do dnia 31 stycznia, organowi podatkowemu właściwemu ze względu na miejsce położenia przedmiotów opodatkowania, deklaracje na

podatek od nieruchomości na dany rok podatkowy, sporządzone na formularzu według ustalonego wzoru, a jeżeli obowiązek podatkowy powstał po tym dniu — w terminie 14 dni od dnia zaistnienia okoliczności uzasadniających powstanie tego obowiązku;

2) odpowiednio skorygować deklaracje w razie zaistnienia zdarzenia, o którym mowa w ust. 3, w terminie 14 dni od dnia zaistnienia tego zdarzenia;

3) wpłacać obliczony w deklaracji podatek od nieruchomości — bez wezwania — na rachunek właściwej gminy, w ratach proporcjonalnych do czasu trwania obowiązku podatkowego, w terminie do dnia 15. każdego miesiąca, a za styczeń do dnia 31 stycznia.

8. Należy wskazać, że przynajmniej częściowo podatkiem od nieruchomości jest objęta infrastruktura znajdująca się pod ziemią.

Podatek od środków transportowych

1. Regulowany postanowieniami rozdziału 3 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych (art. 8 i nast.).
2. Opodatkowaniem tym podatkiem podlegają:
   1) samochody ciężarowe o dopuszczalnej masie całkowitej powyżej 3,5 tony i poniżej 12 ton;
   2) samochody ciężarowe o dopuszczalnej masie całkowitej równej lub wyższej niż 12 ton;
   3) ciągniki siodłowe i balastowe przystosowane do używania łącznie z naczepą lub przyczepą o dopuszczalnej masie całkowitej zespołu pojazdów od 3,5 tony i poniżej 12 ton;
   4) ciągniki siodłowe i balastowe przystosowane do używania łącznie z naczepą lub przyczepą o dopuszczalnej masie całkowitej zespołu pojazdów równej lub wyższej niż 12 ton;
   5) przyczepy i naczepy, które łącznie z pojazdem silnikowym posiadają dopuszczalną masę całkowitą od 7 ton i poniżej 12 ton, z wyjątkiem związanych wyłącznie z działalnością rolniczą prowadzoną przez podatnika podatku rolnego;
   6) przyczepy i naczepy, które łącznie z pojazdem silnikowym posiadają dopuszczalną masę całkowitą równą lub wyższą niż 12 ton, z wyjątkiem związanych wyłącznie z działalnością rolniczą prowadzoną przez podatnika podatku rolnego;
   7) autobusy.
3. Obowiązek podatkowy ciąży na osobach fizycznych i osobach prawnych będących właścicielami środków transportowych.
4. Wysokość stawek podatku określa rada gminy w drodze uchwały, z tym że roczne stawki maksymalne są określone w ustawie.

5. Jest w całości dochodem gminy.
6. Podatek jest płatny w 2 ratach proporcjonalnie do czasu trwania obowiązku podatkowego, w terminie do dnia 15 lutego i do dnia 15 września każdego roku.

4.3.2 Składki na ubezpieczenia społeczne i zdrowotne

1. Problematyka ubezpieczeń społecznych regulowana jest ustawą o systemie ubezpieczeń społecznych.
2. Zgodnie z art. 1 ustawa ta dotyczy ubezpieczeń:
   1) emerytalnych,
   2) rentowych,
   3) w razie choroby i macierzyństwa (czyli chorobowych),
   4) z tytułu wypadków przy pracy i chorób zawodowych (czyli wypadkowych).
3. Składki na ubezpieczenia emerytalne, rentowe, wypadkowe oraz chorobowe za ubezpieczonych co do zasady obliczają, rozliczają i przekazują co miesiąc do zakładu w całości płatnicy składek (art. 17).
4. Wysokość składek na ubezpieczenia emerytalne, rentowe i chorobowe wyrażone są w formie stopy procentowej, jednakowej dla wszystkich ubezpieczonych. Stopa procentowa składek na ubezpieczenie wypadkowe jest zróżnicowana dla poszczególnych płatników składek i ustalana w zależności od poziomu zagrożeń zawodowych i skutków tych zagrożeń (art. 15).
5. Według art. 22 ust. 1 stopy procentowe składek wynoszą:
   1) 19,52 proc. podstawy wymiaru na ubezpieczenie emerytalne (chyba że część idzie do otwartego fundusze emerytalnego);
   2) 8,00 proc. podstawy wymiaru na ubezpieczenia rentowe;
   3) 2,45 proc. podstawy wymiaru na ubezpieczenie chorobowe;
   4) od 0,40 proc. do 8,12 proc. podstawy wymiaru - na ubezpieczenie wypadkowe.
6. W przypadku:
   1) odprowadzania składki do otwartego funduszu emerytalnego część składki na ubezpieczenie emerytalne wynosząca:
      a) 2,92 proc. podstawy wymiaru składki jest odprowadzana przez zakład do wybranego przez ubezpieczonego otwartego funduszu emerytalnego,
      b) 4,38 proc. podstawy wymiaru składki jest ewidencjonowana przez zakład na subkoncie ubezpieczonego,
   2) nieodprowadzania lub zaprzestania odprowadzania składki do otwartego funduszu emerytalnego, część składki na ubezpieczenie emerytalne wynosząca 7,3 proc. podstawy wymiaru składki jest ewidencjonowana przez zakład na subkoncie ubezpieczonego.

7. Ubezpieczenie emerytalne jest to ubezpieczenie na wypadek niezdolności do pracy z powodu starości. Osoby, które opłacają składkę, zapewniają sobie w ten sposób dochód w momencie zaprzestania pracy zawodowej po osiągnięciu wieku emerytalnego.
8. Ubezpieczenie rentowe gwarantuje świadczenia pieniężne w przypadku utraty dochodów z powodu niezdolności do pracy (renta) lub śmierci żywiciela (renta rodzinna).
9. Obowiązkowemu ubezpieczeniu chorobowemu i macierzyńskiemu podlegają:
   - pracownicy, z wyłączeniem prokuratorów,
   - członkowie rolniczych spółdzielni produkcyjnych i spółdzielni kółek rolniczych,
   - osoby odbywające służbę zastępczą.
10. Zasady przyznawania i wypłaty świadczeń z ubezpieczenia chorobowego i macierzyńskiego zostały określone w ustawie o świadczeniach pieniężnych z ubezpieczenia społecznego w razie choroby i macierzyństwa. Świadczenia pieniężne z ubezpieczenia społecznego w razie choroby i macierzyństwa, zwanego „ubezpieczeniem chorobowym", obejmują:
    1) zasiłek chorobowy,
    2) świadczenie rehabilitacyjne,
    3) zasiłek wyrównawczy,
    4) zasiłek macierzyński,
    5) zasiłek opiekuńczy.
11. Załącznik nr 2 do rozporządzenia Ministra Pracy i Polityki Społecznej w sprawie różnicowania stopy procentowej składki na ubezpieczenie społeczne z tytułu wypadków przy pracy i chorób zawodowych w zależności od zagrożeń zawodowych i ich skutków określa grupy działalności, kategorie ryzyka i stopy procentowe składki na ubezpieczenie wypadkowe dla grup działalności dla płatników składek zgłaszanych w Zakładzie Ubezpieczeń Społecznych. Stopy procentowe składki wypadkowej wynoszą dla:
    a) wydobywania węgla kamiennego i węgla brunatnego (lignitu) 3,06 proc.,
    b) górnictwa ropy naftowej i gazu ziemnego 2,53 proc.,
    c) górnictwa rud metali 2,80 proc.,
    d) pozostałego górnictwa i wydobywania 1,73 proc.,
    e) działalności usługowej wspomagającej górnictwo i wydobywanie 3,33 proc.
12. Przedmiotowe składki stanowią podstawowy przychód Funduszu Ubezpieczeń Społecznych (którego dysponentem jest ZUS).
13. Część składki na ubezpieczenie emerytalne finansowana przez ubezpieczonego jest w całości przekazywana do ZUS albo dzielona między fundusz emerytalny a wybrany przez ubezpieczonego otwarty fundusz emerytalny.

14. Kwestia ubezpieczeń zdrowotnych uregulowana została przepisami ustawy o świadczeniach opieki zdrowotnej finansowanych ze środków publicznych.
15. Obowiązkowi ubezpieczenia zdrowotnego podlegają m.in. pracownicy w rozumieniu ustawy o systemie ubezpieczeń społecznych.
16. Obowiązek ubezpieczenia zdrowotnego uważa się za spełniony po zgłoszeniu osoby podlegającej temu obowiązkowi do Funduszu oraz opłaceniu składki w terminie i na zasadach określonych w ustawie.
17. Składka na ubezpieczenie zdrowotne jest miesięczna i niepodzielna oraz wynosi obecnie 9 proc. podstawy wymiaru składki (art. 79).
18. Osoba podlegająca obowiązkowi ubezpieczenia zdrowotnego po zgłoszeniu do Funduszu uzyskuje prawo do świadczeń opieki zdrowotnej.
19. Składki na ubezpieczenie zdrowotne stanowią przychód Narodowego Funduszu Zdrowia.

4.3.3 Wpłaty na państwowe fundusze celowe Fundusz Pracy

1. Utworzony został 1 stycznia 1990 r. jako państwowy fundusz celowy nieposiadający osobowości prawnej (istniał również w II RP oraz w nieco innej formie w PRL). W chwili obecnej regulowany jest przepisami art. 103 i nast. ustawy o promocji zatrudnienia i instytucjach rynku pracy.
2. Jest państwowym funduszem celowym, którego dysponentem jest minister właściwy do spraw pracy.
3. Fundusz służy finansowaniu zadań polegających na: promocji zatrudnienia, łagodzeniu skutków bezrobocia oraz aktywizacji zawodowej, np. poprzez:
   - zasiłki dla bezrobotnych
   - dodatki aktywizacyjne
   - koszty kształcenia zawodowego i ustawicznego.
4. Podmioty określone w ustawie mają obowiązek opłacać składki na Fundusz Pracy, ustalone od kwot stanowiących podstawę wymiaru składek na ubezpieczenia emerytalne i rentowe bez stosowania ograniczenia z ustawy o systemie ubezpieczeń społecznych (tzn. że roczna podstawa wymiaru składek na ubezpieczenia emerytalne i rentowe osób podlegających tym ubezpieczeniom w danym roku kalendarzowym nie może być wyższa od kwoty odpowiadającej trzydziestokrotności prognozowanego przeciętnego wynagrodzenia miesięcznego), wynoszących w przeliczeniu na okres miesiąca, co najmniej minimalne wynagrodzenie za pracę.
5. Wysokość składki na Fundusz określa ustawa budżetowa (art. 104 ust.2) => w wysokości 1,0 proc. podstawy wymiaru składek na ubezpieczenie emerytalne i rentowe (od 1 stycznia 1999 r. do 2018 r. wynosiła 2,45 proc., w 2019 r. — 2,30 proc., w 2020 r. — 2,00 proc.).

6. Składki na Fundusz Pracy opłaca się za okres trwania obowiązkowych ubezpieczeń — emerytalnego i rentowych w trybie i na zasadach przewidzianych dla składek na ubezpieczenia społeczne.
7. Poboru składek dokonuje Zakład Ubezpieczeń Społecznych na wyodrębniony rachunek bankowy Funduszu Pracy.

Fundusz Gwarantowanych Świadczeń Pracowniczych

1. Obowiązek opłacania składek na ten fundusz wynika z art. 9 ustawy o ochronie roszczeń pracowniczych w razie niewypłacalności pracodawcy).
2. Jest to państwowy fundusz celowy, którego dysponentem jest minister właściwy do spraw pracy.
3. W razie niewypłacalności pracodawcy niezaspokojone roszczenia pracownicze (pracowników, byłych pracowników oraz uprawnionych do renty rodzinnej członków rodziny zmarłego pracownika lub zmarłego byłego pracownika) podlegają zaspokojeniu ze środków Funduszu.
4. Składkę na Fundusz ustala się od wypłat stanowiących podstawę wymiaru składek na ubezpieczenia emerytalne i rentowe bez stosowania ograniczenia rocznej podstawy wymiaru tych składek do kwoty 30-krotności prognozowanego przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w gospodarce narodowej na dany rok kalendarzowy (art. 29).
5. Wysokość składki na Fundusz określa ustawa budżetowa. Obecnie jest to 0,10 proc. podstawy wymiaru składki na ubezpieczenia emerytalne i rentowe (tyle samo od 1 stycznia 2006 r.)
6. Poboru składek na Fundusz dokonuje Zakład Ubezpieczeń Społecznych i przekazuje na rachunek bankowy Funduszu niezwłocznie w ciągu 3 dni roboczych od ich rozliczenia.
7. Koszty poboru składek na Fundusz obciążają Fundusz i są potrącane przez Zakład Ubezpieczeń Społecznych w wysokości 0,5 proc. kwoty pobranych składek.
8. W przypadku nieprzekazania składek na rachunek bankowy Funduszu we wskazanych terminach, od Zakładu Ubezpieczeń Społecznych należne są odsetki ustawowe za opóźnienie.

Państwowy Fundusz Rehabilitacji Osób Niepełnosprawnych

1. Fundusz ten powstał na podstawie ustawy z 9 maja 1991 r. o zatrudnieniu i rehabilitacji zawodowej osób niepełnosprawnych. Obecnie działa na podstawie ustawy o rehabilitacji zawodowej i społecznej oraz zatrudnianiu osób niepełnosprawnych.
2. Jest to państwowy fundusz celowy, posiadający osobowość prawną, którego środki przeznaczane są na rehabilitację zawodową i społeczną osób niepełnosprawnych

oraz zatrudnianie osób niepełnosprawnych. Nadzór nad nim sprawuje minister właściwy do spraw zabezpieczenia społecznego.

3. Przychodami Funduszu są głównie środki pochodzące z obowiązkowych miesięcznych wpłat. Zgodnie z art. 21 ustawy pracodawca zatrudniający co najmniej 25 pracowników w przeliczeniu na pełny wymiar czasu pracy jest obowiązany dokonywać miesięcznych wpłat na Fundusz, w wysokości kwoty stanowiącej iloczyn 40,65 proc. przeciętnego wynagrodzenia i liczby pracowników odpowiadającej różnicy między zatrudnieniem zapewniającym osiągnięcie wskaźnika zatrudnienia osób niepełnosprawnych w wysokości 6 proc., a rzeczywistym zatrudnieniem osób niepełnosprawnych. Z takich wpłat zwolnieni są pracodawcy, u których wskaźnik zatrudnienia osób niepełnosprawnych wynosi co najmniej 6 proc. Z wpłat zwolnieni są pracodawcy, co do których ogłoszono upadłość.
4. Pracodawcy przysługuje ze środków Funduszu miesięczne dofinansowanie do wynagrodzenia pracownika niepełnosprawnego, o ile pracownik taki został ujęty w ewidencji zatrudnionych osób niepełnosprawnych (art. 26a).
5. Środki PFRON przeznaczane są m.in. na:
   - dofinansowanie wynagrodzeń osób niepełnosprawnych,
   - refundację pracodawcom kosztów przystosowania stanowisk pracy dla osób niepełnosprawnych,
   - wsparcie edukacji osób niepełnosprawnych,
   - realizację programów na rzecz osób niepełnosprawnych.
6. Warto zauważyć, iż w kopalniach zdecydowana większość pracowników pracuje na stanowiskach dołowych, na których nie wolno zatrudniać osób niepełnosprawnych.

Fundusz Emerytur Pomostowych

1. Fundusz Emerytur Pomostowych (FEP) utworzony ustawą z dnia 19 grudnia 2008 r. o emeryturach pomostowych jest państwowym funduszem celowym powołanym w celu finansowania emerytur pomostowych.
2. Dysponentem Funduszu jest ZUS.
3. Przychody Funduszu pochodzą głównie ze składek na Fundusz oraz z dotacji budżetu państwa (jej wysokość określa ustawa budżetowa).
4. Wedle art. 35 ust. 1 składki na FEP opłaca się za pracownika, który spełnia łącznie następujące warunki:
   1) urodził się po dniu 31 grudnia 1948 r.;
   2) wykonuje prace w szczególnych warunkach lub o szczególnym charakterze.

2. Obowiązek opłacania składek na FEP za pracownika powstaje z dniem rozpoczęcia wykonywania przez niego pracy w szczególnych warunkach lub o szczególnym charakterze, a ustaje z dniem zaprzestania wykonywania tych prac.

3. Płatnik składek jest zobowiązany do opłacenia składek na FEP za pracownika wykonującego prace górnicze, który uzyskał prawo do emerytury pomostowej za okres wykonywania prac górniczych nie wcześniej jednak niż za okres od 1 stycznia 2010 r.
5. Stopa składki na Fundusz wynosi 1,5 proc. podstawy wymiaru. Podstawę wymiaru składki na Fundusz stanowi podstawa wymiaru składek na ubezpieczenie emerytalne i rentowe. Składka na Fundusz jest finansowana w całości przez płatnika składek, który ją oblicza, rozlicza i opłaca co miesiąc.
6. Prawo do emerytury pomostowej, co do zasady, przysługuje pracownikowi, który spełnia łącznie następujące warunki:
   1) urodził się po dniu 31 grudnia 1948 r.;
   2) ma okres pracy w szczególnych warunkach lub o szczególnym charakterze wynoszący co najmniej 15 lat;
   3) osiągnął wiek wynoszący co najmniej 55 lat dla kobiet i co najmniej 60 lat dla mężczyzn;
   4) ma okres składkowy i nieskładkowy, wynoszący co najmniej 20 lat dla kobiet i co najmniej 25 lat dla mężczyzn;
   5) przed dniem 1 stycznia 1999 r. wykonywał prace w szczególnych warunkach lub prace w szczególnym charakterze;
   6) po dniu 31 grudnia 2008 r. wykonywał pracę w szczególnych warunkach lub o szczególnym charakterze;
   7) nastąpiło z nim rozwiązanie stosunku pracy.
7. Prawo do emerytury pomostowej ustaje z dniem:
   1) poprzedzającym dzień nabycia prawa do emerytury, która jest ustalona decyzją organu rentowego lub innego organu emerytalno-rentowego, określonego w odrębnych przepisach;
   2) osiągnięcia przez uprawnionego wieku:
      a) 60 lat – w przypadku kobiet
      b) 65 lat – w przypadku mężczyzn

   – jeżeli uprawniony nie ma prawa do emerytury ustalonego decyzją organu rentowego lub innego organu emerytalno-rentowego, określonego w odrębnych przepisach;

   3) śmierci uprawnionego.
8. Zgodnie z art. 24 ust. 2 ustawy o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych, co do zasady „dla ubezpieczonych urodzonych po dniu 31 grudnia 1948 r., zatrudnionych w szczególnych warunkach lub szczególnym charakterze (…) zostaną ustanowione emerytury pomostowe."
9. Rozdział 3a powyższej ustawy dotyczy emerytur górniczych. Emerytura taka przysługuje pracownikowi, który spełnia łącznie następujące warunki:

a) ukończył 55. rok życia,
b) ma okres pracy górniczej wynoszący łącznie z okresami pracy równorzędnej co najmniej 20 lat dla kobiet i 25 lat dla mężczyzn, w tym co najmniej 10 lat pracy górniczej określonej w ustawie (m.in. zatrudnienie pod ziemią w kopalniach węgla, rud, kruszców),
c) nie przystąpili do otwartego funduszu emerytalnego albo złożyli wniosek o przekazanie środków zgromadzonych na rachunku w otwartym funduszu emerytalnym, za pośrednictwem Zakładu, na dochody budżetu państwa.

4.3.4 Opłaty za korzystanie ze środowiska

1. Opłaty te zostały uregulowane w ustawie Prawo ochrony środowiska. Według art. 272 i nast. środki finansowo-prawne ochrony środowiska stanowią w szczególności:
   a) opłata za korzystanie ze środowiska,
   b) administracyjna kara pieniężna,
   c) zróżnicowane stawki podatków i innych danin publicznych służące celom ochrony środowiska,
   d) opłata emisyjna (z tytułu wprowadzania na rynek krajowy paliw silnikowych).
2. Do ponoszenia opłat za korzystanie ze środowiska oraz administracyjnych kar pieniężnych są obowiązane podmioty korzystające ze środowiska.
3. Podmiot korzystający ze środowiska ustala we własnym zakresie wysokość należnej opłaty i wnosi ją na rachunek właściwego urzędu marszałkowskiego.
4. Osoby fizyczne niebędące przedsiębiorcami ponoszą te opłaty w zakresie, w jakim korzystanie wymaga pozwolenia na wprowadzanie substancji lub energii do środowiska.
5. Podmiot korzystający ze środowiska bez uzyskania wymaganego pozwolenia lub innej decyzji ponosi opłatę podwyższoną za korzystanie ze środowiska.
6. W razie korzystania ze środowiska z przekroczeniem lub naruszeniem warunków określonych w pozwoleniu lub innej decyzji podmiot korzystający ze środowiska ponosi, oprócz opłaty, administracyjną karę pieniężną.
7. Wpływy z ich tytułu stanowią przychody Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, wojewódzkich funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej orasz dochody budżetów powiatów i budżetów gmin (art. 277 ust. 4).
8. Opłata za korzystanie ze środowiska jest ponoszona za:
   a) wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza,
   b) wydane uprawienia do emisji na zasadach określonych w ustawie z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych,
   c) składowanie odpadów.

9. Prowadzący instalację albo operator statku powietrznego, który rozliczył emisję gazów cieplarnianych objętych systemem handlu uprawnieniami, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. nie ponosi opłaty za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza w zakresie, w jakim emisja tych gazów została rozliczona uprawnieniami do emisji.
10. Wysokość opłat za korzystanie ze środowiska i administracyjnych kar pieniężnych zależy od ilości i rodzaju gazów lub pyłów wprowadzanych do powietrza.
11. Wysokość opłaty za korzystanie ze środowiska w przypadku uprawnień do emisji wydanych na zasadach określonych w ustawie o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych ustala się jako iloczyn liczby uprawnień do emisji wydanych w danym roku na rachunek posiadania operatora albo na rachunek posiadania operatora statków powietrznych w rejestrze Unii, i obowiązującej stawki opłat za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza w zakresie emisji dwutlenku węgla w roku, w którym wydano uprawnienia do emisji.
12. Wysokość opłaty za składowanie odpadów zależy od ilości i rodzaju składowanych odpadów z tym, że wysokość opłaty podwyższonej zależy także od czasu składowania odpadów.
13. Opłaty za korzystanie ze środowiska wnoszone są na rachunek urzędu marszałkowskiego właściwego ze względu na miejsce korzystania ze środowiska.
14. Opłaty za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, wynikające z eksploatacji urządzeń, wnosi się na rachunek urzędu marszałkowskiego właściwego ze względu na miejsce rejestracji podmiotu korzystającego ze środowiska.
15. Administracyjne kary pieniężne podmiot korzystający ze środowiska wnosi na rachunek Wojewódzkiego Inspektora Ochrony Środowiska, który wydał decyzje w przedmiocie wymierzenia kary.
16. Nie wnosi się opłat z tytułu korzystania ze środowiska, których roczna wysokość wnoszona na rachunek urzędu marszałkowskiego nie przekracza 800 zł. Sejmik województwa może w drodze aktu prawa miejscowego uchwalić podwyższenie tej kwoty, jednak nie więcej niż do 50 proc.

Opłaty za usuwanie drzew lub krzewów

1. Regulacje dotyczące opłat za usuwanie drzew lub krzewów znajdują się w ustawie o ochronie przyrody.
2. Stosownie do art. 83 usunięcie drzew lub krzewów z terenu nieruchomości może nastąpić, co do zasady, po uzyskaniu zezwolenia wydanego przez wójta, burmistrza albo prezydenta miasta, a w przypadku, gdy zezwolenie dotyczy usunięcia drzewa z terenu nieruchomości lub jej części wpisanej do rejestru zabytków — wojewódzkiego konserwatora zabytków, a następuje na wniosek:
   a) posiadacza nieruchomości — za zgodą właściciela tej nieruchomości;

b) właściciela urządzeń, o których mowa w art. 49 § 1 Kodeksu cywilnego, jeżeli drzewa lub krzewy zagrażają funkcjonowaniu tych urządzeń.

3. Wydanie zezwolenia może być uzależnione od określonych przez organ nasadzeń zastępczych lub przesadzenia tego drzewa lub krzewu.
4. Za usunięcie drzew lub krzewów posiadacz nieruchomości ponosi opłaty, ich wysokość, termin usunięcia/przesadzenia ustala się w zezwoleniu.
5. Opłata za usunięcie drzewa ustalana jest na podstawie stawki zależnej od obwodu pnia oraz rodzaju i gatunku drzewa (stawki dla poszczególnych rodzajów i gatunków drzew określa minister właściwy do spraw środowiska w rozporządzeniu, przy czym ustawa określa stawki maksymalne).
6. Administracyjne kary pieniężne wymierzane są przez wójta, burmistrza, prezydenta miasta za (art. 88):
   a) usunięcie drzewa lub krzewu bez wymaganego zezwolenia,
   b usunięcie drzewa lub krzewu bez zgody posiadacza nieruchomości,
   c) zniszczenie drzewa lub krzewu,
   d) uszkodzenie drzewa spowodowane wykonywaniem prac w obrębie korony drzewa,
   e) usunięcie drzewa pomimo sprzeciwu organu i bez zezwolenia,
   f) usunięcie drzewa bez dokonania zgłoszenia lub przed upływem terminu.

Opłaty za usługi wodne oraz inne należności

1. Korzystanie z wód uregulowane zostało w ustawie Prawo wodne.
2. W świetle powyższej ustawy szczególnym korzystaniem z wód jest m.in. korzystanie na potrzeby działalności gospodarczej innej niż działalność rolnicza.
3. Jednym z instrumentów zarządzania zasobami wodnymi są opłaty za usługi wodne. Te ostatnie polegają na zapewnieniu gospodarstwom domowym, podmiotom publicznym oraz podmiotom prowadzącym działalność gospodarczą możliwości korzystania z wód w zakresie wykraczającym poza zakres powszechnego korzystania z wód, zwykłego korzystania z wód oraz szczególnego korzystania z wód.
4. Usługami wodnymi, za które uiszcza się opłaty są:
   a) pobór wód podziemnych lub wód powierzchniowych (przy czym do celów wydobywania węgla kamiennego i węgla brunatnego oraz do celów pozostałego górnictwa i wydobywania opłaty ponosi się wyłącznie za pobór wód z ujęć wód podziemnych lub ujęć wód powierzchniowych, które nie należą do systemów odwadniania zakładów górniczych),
   b) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi,
   c) odprowadzanie do wód:

- wód opadowych lub roztopowych ujętych w otwarte lub zamknięte systemy kanalizacji deszczowej służące do odprowadzania opadów atmosferycznych albo systemy kanalizacji zbiorczej w granicach administracyjnych miast,
- wód pochodzących z odwodnienia gruntów w granicach administracyjnych miast,

d) pobór wód podziemnych i wód powierzchniowych na potrzeby chowu i hodowli ryb oraz innych organizmów wodnych,

e) wprowadzanie do wód lub do ziemi ścieków z chowu lub hodowli ryb oraz innych organizmów wodnych.

5. Warto zwrócić uwagę, że zgodnie z definicją zawartą w ustawie Prawo ochrony środowiska, ściekami są m.in. wody pochodzące z odwodnienia zakładów górniczych z wyjątkiem wód wtłaczanych do górotworu, jeżeli rodzaje i ilość substancji zawartych w wodzie wtłaczanej do górotworu są tożsame z rodzajami i ilościami substancji zawartych w pobranej wodzie z wyłączeniem niezanieczyszczonych wód pochodzących z odwodnienia zakładów górniczych.
6. Opłatę za usługi wodne uiszcza się także m.in. za zmniejszenie naturalnej retencji terenowej na skutek wykonywania na nieruchomości o powierzchni powyżej 3500 m kw. robót lub obiektów budowlanych trwale związanych z gruntem, mających wpływ na zmniejszenie tej retencji przez wyłączenie więcej niż 70 proc. powierzchni nieruchomości z powierzchni biologicznie czynnej na obszarach nieujętych w systemy kanalizacji otwartej lub zamkniętej.
7. Opłata za usługi wodne za pobór wód składa się z opłaty stałej oraz opłaty zmiennej uzależnionej od ilości wód pobranych.
8. Wysokość opłaty za usługi wodne zależy odpowiednio od ilości pobranej wody oraz od tego, czy pobrano wodę powierzchniową czy wodę podziemną, przeznaczenia wody, jej średniego niskiego przepływu z wielolecia (SNQ), przy czym wielolecie obejmuje co najmniej 20 lat hydrologicznych oraz dostępnych zasobów wód podziemnych.
9. Opłata za usługi wodne za wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi składa się z opłaty stałej oraz opłaty zmiennej zależnej od ilości i jakości ścieków wprowadzanych w ramach pozwolenia wodnoprawnego albo pozwolenia zintegrowanego.
10. Wysokość opłaty stałej za:
    a) pobór wód podziemnych,
    b) pobór wód powierzchniowych,
    c) odprowadzanie do wód:
        - wód opadowych lub roztopowych ujętych w otwarte lub zamknięte systemy kanalizacji deszczowej służące do odprowadzania opadów atmosferycznych albo systemy kanalizacji zbiorczej w granicach administracyjnych miast,

- wód pochodzących z odwodnienia gruntów w granicach administracyjnych miast,

d) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi ustalają Wody Polskie oraz przekazują podmiotom obowiązanym do ponoszenia opłat za usługi wodne w formie informacji rocznej, zawierającej także sposób obliczenia tej opłaty.

11. Wysokość opłaty stałej za pobór wód podziemnych ustala się jako iloczyn jednostkowej stawki opłaty, czasu wyrażonego w dniach i maksymalnej ilości wody podziemnej wyrażonej w m sześc./s, która może być pobrana na podstawie pozwolenia wodnoprawnego albo pozwolenia zintegrowanego, z uwzględnieniem stosunku ilości wody podziemnej, która może być pobrana na podstawie tych pozwoleń, do dostępnych zasobów wód podziemnych.
12. Wysokość opłaty stałej za pobór wód powierzchniowych ustala się jako iloczyn jednostkowej stawki opłaty, czasu wyrażonego w dniach i maksymalnej ilości wody powierzchniowej wyrażonej w m sześc./s, która może być pobrana na podstawie pozwolenia wodnoprawnego albo pozwolenia zintegrowanego, z uwzględnieniem stosunku ilości wody powierzchniowej, która może być pobrana na podstawie tych pozwoleń do SNQ.
13. Wysokość opłaty stałej za wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi ustala się jako iloczyn jednostkowej stawki opłaty, czasu wyrażonego w dniach i określonej w pozwoleniu wodnoprawnym albo w pozwoleniu zintegrowanym maksymalnej ilości ścieków wprowadzanych do wód lub do ziemi wyrażonej w m sześc./s.
14. Podmiot obowiązany do ponoszenia opłat za usługi wodne wnosi opłatę stałą na rachunek bankowy Wód Polskich w 4 równych ratach kwartalnych nie później niż do końca miesiąca następującego po upływie każdego kwartału.
15. Górne jednostkowe stawki opłat za usługi wodne wskazane są w ustawie. Jednostkowe stawki opłat znajdują się w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 22 grudnia 2017 r.
16. Zwolnione z opłat za usługi wodne jest wprowadzanie do wód lub do ziemi ścieków będących wodami zasolonymi, jeżeli wartość sumy chlorków i siarczanów ($Cl+SO_4$) w tych wodach nie przekracza 500 mg/l.
17. Wpływy z tytułu opłat za usługi wodne oraz opłat podwyższonych stanowią przychody Wód Polskich, z wyjątkiem wpływów z:
    a) opłat za wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi,
    b) opłat podwyższonych w razie przekroczenia warunków pozwolenia wodnoprawnego albo pozwolenia zintegrowanego z tytułu korzystania z usług wodnych polegających na wprowadzaniu ścieków do wód lub do ziemi, które w 10 proc. stanowią przychód Wód Polskich, a w 90 proc. stanowią przychód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Opłaty z tytułu wyłączenia gruntów z produkcji rolniczej lub leśnej

1. Regulowane postanowieniami ustawy o ochronie gruntów rolnych i leśnych.
2. Według art. 11 ustawy wyłączenie z produkcji użytków rolnych wytworzonych z gleb pochodzenia mineralnego i organicznego, zaliczonych do klas I, II, III, IIIa, IIIb oraz użytków rolnych klas IV, IVa, IVb, V i VI wytworzonych z gleb pochodzenia organicznego, a także gruntów, o których mowa w ustawie oraz gruntów leśnych, przeznaczonych na cele nierolnicze i nieleśne — może nastąpić po wydaniu decyzji zezwalających na takie wyłączenie.
3. Osoba, która uzyskała zezwolenie na wyłączenie gruntów z produkcji, jest obowiązana uiścić:
   a) należności
   b) opłaty roczne,
   c) a w odniesieniu do gruntów leśnych — także jednorazowe odszkodowanie w razie dokonania przedwczesnego wyrębu drzewostanu.

   Obowiązek taki powstaje od dnia faktycznego wyłączenia gruntów z produkcji (art. 12).
4. Osoba powodująca utratę albo ograniczenie wartości użytkowej gruntów jest obowiązana do ich rekultywacji na własny koszt.
5. Na terenach przewidywanego osiadania gruntów na skutek działalności górniczej zakład przemysłowy, na wniosek właściciela, rozpoczyna rekultywację przed wystąpieniem degradacji gruntów. (art. 21).
6. Wedle art. 22b dochodami budżetu województwa związanymi z wyłączaniem z produkcji gruntów rolnych są pobierane na podstawie ustawy:
   a) należności,
   b) opłaty roczne,
   c) opłaty z tytułu niewykonania obowiązku zdjęcia i wykorzystania próchnicznej warstwy gleby,
   d) opłaty oraz należności i opłaty roczne podwyższone,
   e) odsetki z tytułu powyższych należności i opłat.

   Zarząd województwa gromadzi powyższe dochody na wyodrębnionym rachunku bankowym.

4.3.5 Obciążenia związane z prowadzeniem działalności górniczej

Opłata eksploatacyjna

1. Określona w Dziale VII ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (PGG) — art. 134 i nast.

2. Wnoszona jest przez przedsiębiorcę, który uzyskał koncesję na wydobywanie kopaliny ze złoża.
3. Pełni funkcję swego rodzaju rekompensaty za ingerencję w środowisko.
4. Ustalana jako iloczyn jej stawki oraz ilości kopaliny wydobytej ze złoża bilansowego i pozabilansowego w okresie rozliczeniowym.
5. Stawki dla poszczególnych kopalin określa załącznik do ustawy.
6. Stawki dla kopaliny towarzyszącej i dla kopaliny współwystępującej wydobytej ze złoża węglowodorów wynoszą 50 proc.
7. Okresem rozliczeniowym jest półrocze, liczone odpowiednio od dnia 1 stycznia do 30 czerwca i od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia.
8. Instytucja tzw. samoopodatkowania, czyli przedsiębiorca samodzielnie ustala wysokość opłaty należnej za okres rozliczeniowy i wnosi ją, bez wezwania, na rachunki bankowe gminy, na terenie której jest prowadzona działalność oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (w przypadku koncesji na wydobywanie węglowodorów ze złoża oraz w przypadku uzyskania decyzji inwestycyjnej przy koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złoża węglowodorów — na rachunki bankowe gminy, powiatu i województwa, na terenie których jest prowadzona działalność oraz NFOŚiGW).
9. Obowiązek zapłaty opłaty eksploatacyjnej nie powstaje, jeżeli jej wysokość za okres rozliczeniowy nie przekracza 300 zł.

Opłata (koncesyjna) za poszukiwanie / rozpoznawanie

1. Opłata uiszczana przez przedsiębiorcą, który uzyskał koncesję na poszukiwanie lub rozpoznawanie złoża kopaliny, koncesję na poszukiwanie lub rozpoznawanie kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla albo koncesję na poszukiwanie i rozpoznawanie złoża węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złoża (art. 133 ust. 1 ustawy PGG).
2. Opłata ustalana w koncesji jako iloczyn stawki opłaty oraz wyrażonej w kilometrach kwadratowych powierzchni terenu objętego koncesją.
3. Stawki opłat są określone w ustawie.
4. Stawki opłaty za działalność w zakresie poszukiwania złóż kopalin za kilometr kwadratowy wskazano w art. 133 ust. 2 PGG:
    a) węgiel kamienny i ruda uranu — 624,71 zł,
    b) węgiel brunatny — 249,91 zł,
    c) pozostałe kopaliny, których złoża są objęte własnością górniczą, z wyłączeniem węglowodorów — 124,98 zł.

5. Stawki opłaty za działalność w zakresie rozpoznawania złóż kopalin lub łącznie za działalność w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż kopalin wynosi dwukrotność stawki określonej powyżej.
6. Stawka opłaty za działalność w zakresie poszukiwania kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla wynosi 121,20 zł.
7. Stawka opłaty za działalność w zakresie rozpoznawania kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla lub łącznie za działalność w zakresie poszukiwania i rozpoznawania kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla wynosi dwukrotność stawki określonej w pkt. 6.
8. Stawka opłaty za działalność w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów za kilometr kwadratowy wynosi 234,88 zł.
9. Opłata ma charakter jednorazowy i jest wnoszona w terminie 14 dni od dnia, w którym koncesja stała się ostateczna.

Opłata (koncesyjna) za magazynowanie / składowanie

1. Wnoszona przez przedsiębiorcę, który uzyskał koncesję na (art. 135 ust. 1 ustawy PGG):
   a) podziemne bezzbiornikowe magazynowanie substancji albo
   b) podziemne składowanie odpadów, albo
   c) podziemne składowanie dwutlenku węgla.
2. Ustalana jako iloczyn stawki opłaty oraz ilości odpowiednio substancji, odpadów albo dwutlenku węgla, która w okresie rozliczeniowym została wprowadzona do górotworu, w tym do podziemnych wyrobisk górniczych.
3. Wysokość stawek określona w ustawie.
4. Samoopodatkowania na tych samych warunkach, co opłata eksploatacyjna.

Opłata podwyższona / dodatkowa

1. Stawki trzech ww. opłat podlegają corocznej zmianie, stosownie do średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, planowanego w ustawie budżetowej na dany rok kalendarzowy. Na podstawie powyższego wskaźnika minister właściwy do spraw środowiska ogłasza, w drodze obwieszczenia, w Monitorze Polskim stawki opłat obowiązujące na następny rok kalendarzowy, zaokrąglając je w górę do pełnych groszy.
2. Za działalność wykonywaną z rażącym naruszeniem warunków określonych w koncesji lub zatwierdzonym albo w podlegającym zgłoszeniu projekcie robót geologicznych nakładana jest opłata dodatkowa (art. 139 ustawy PGG). Jest niezależna od wymienionych powyżej opłat.

3. Ustalana w drodze decyzji przez organ koncesyjny lub organ administracji geologicznej, który zatwierdził projekt robót geologicznych lub któremu zgłoszono projekt robót geologicznych.
4. Jej wysokość dla poszczególnych rodzajów działalności jest określona w ustawie.
5. Wnoszona w terminie 14 dni od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna.
6. Opłacie podwyższonej podlega działalność wykonywana bez wymaganej koncesji albo bez zatwierdzonego, albo podlegającego zgłoszeniu projektu robót geologicznych (art. 140 ustawy PGG).
7. Organami właściwymi są minister właściwy do spraw środowiska bądź właściwy organ nadzoru górniczego.
8. Jej wysokość jest ustalona w ustawie.

4.3.6 Przepisy wspólne dot. opłat regulowanych Działem VII ustawy PGG

1. Wpływy z tytułu opłat określonych w Dziel VII ustawy PGG w 60 proc. stanowią dochód gminy, na terenie której prowadzona jest działalność, a w 40 proc. dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.
2. Za działalność prowadzoną w granicach obszarów morskich RP w całości stanowią dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.
3. Do wymienionych opłat stosuje się odpowiednio przepisy ustawy Ordynacja podatkowa dotyczące zobowiązań podatkowych.
4. Przedawnienie — decyzja w sprawach opłat nie może być wydana po upływie 5 lat od końca roku, w którym nastąpiło zdarzenie uzasadniające jej wydanie.

Zabezpieczenie roszczeń

1. Co do zasady, tylko koncesja na prowadzenie działalności polegająca na podziemnych składowaniu odpadów jest udzielana pod warunkiem ustanowienia zabezpieczenia roszczeń mogących powstać wskutek wykonywania takiej działalności. Jednak takie zabezpieczenie może być także warunkiem udzielenia koncesji na działalność inną niż wskazana powyżej (z wyjątkiem koncesji na podziemne składowanie dwutlenku węgla), jeżeli przemawia za tym szczególnie ważny interes państwa lub szczególnie ważny interes publiczny związany w szczególności z ochroną środowiska lub gospodarką kraju (art. 28 PGG).
2. Zabezpieczenie może w szczególności przyjąć formę ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej przedsiębiorcy, gwarancji bankowej albo poręczenia bankowego.

Wynagrodzenie za korzystanie z informacji geologicznej

1. Zgodnie z art. 6 ust. 1 pkt 2 PGG informacją geologiczną są dane i próbki geologiczne wraz z wynikami ich przetworzenia i interpretacji, w szczególności

przedstawione w dokumentacjach geologicznych oraz zapisane na informatycznych nośnikach danych, natomiast danymi geologicznymi są wyniki bezpośrednich obserwacji i pomiarów uzyskanych w toku prowadzenia prac geologicznych (art. 6 ust. 1 pkt 1).

2. Zgodnie z art. 99 ust. 1 co do zasady prawo do informacji geologicznej przysługuje Skarbowi Państwa.
3. Organy administracji geologicznej oraz państwowa służba geologiczna gromadzą, ewidencjonują, archiwizują, chronią i udostępniają informację geologiczną.
4. Temu, kto ponosząc koszt prac prowadzonych w wyniku decyzji wydanych na podstawie PGG lub prowadzonych na podstawie zgłoszenia projektu robót geologicznych uzyskał informację geologiczną, przysługuje prawo do nieodpłatnego korzystania z niej.
5. W okresie 3 lat od dnia doręczenia decyzji zatwierdzającej dokumentację geologiczną lub od dnia przekazania dokumentacji sporządzonej w przypadkach, o których mowa w art. 92 pkt 3 i 5, podmiotowi, o którym mowa powyżej przysługuje wyłączne prawo do korzystania z informacji geologicznej w celu ubiegania się o wykonywanie działalności w zakresie:
   a) wydobywania kopalin ze złóż,
   b) wydobywania węglowodorów ze złóż w czasie trwania fazy wydobywania,
   c) podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji, podziemnego składowania odpadów oraz podziemnego składowania dwutlenku węgla,
   d) w jakim wymagane jest pozwolenie wodnoprawne.
6. Jeżeli przed upływem terminu określonego w punkcie powyżej ten, komu przysługuje wyłączne prawo do korzystania z informacji geologicznej, uzyskał decyzję stanowiącą podstawę wykonywania ww. działalności, zachowuje wyłączne prawo do korzystania z informacji geologicznej przez czas określony w takiej decyzji oraz dodatkowo przez 2 lata od dnia utraty jej mocy.
7. W świetle art. 100 PGG korzystanie z informacji geologicznej, do której prawa przysługują Skarbowi Państwa, jest co do zasady nieodpłatne. Wyjątkiem, który wymaga zawarcia umowy i wynagrodzenia, jest korzystanie z takiej informacji w zakresie:
   a) wydobywania kopalin ze złóż,
   b) wydobywania węglowodorów ze złóż w czasie trwania fazy wydobywania,
   c) podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji, podziemnego składowania odpadów oraz podziemnego składowania dwutlenku węgla,
   d) w jakim wymagane jest pozwolenie wodnoprawne.
8. Podstawę określenia wynagrodzenia za korzystanie z informacji geologicznej stanowi wycena określająca koszty projektowania, wykonywania i dokumentowania

prac geologicznych sfinansowana przez podmiot ubiegający się o korzystanie z tej informacji. Przed zawarciem umowy Skarb Państwa dokonuje weryfikacji wyceny.

9. Wpływy z tytułu rozporządzania prawem do informacji geologicznej należącej do Skarbu Państwa stanowią dochód budżetu państwa.

Wynagrodzenie z tytułu ustanowienia użytkowania górniczego

1. W granicach określonych przez ustawy Skarb Państwa, z wyłączeniem innych osób, może korzystać z przedmiotu własności górniczej albo rozporządzać swoim prawem wyłącznie przez ustanowienie użytkowania górniczego (art. 12 PGG)
2. Stosownie do art. 13 PGG ustanowienie użytkowania górniczego następuje w drodze umowy zawartej na piśmie pod rygorem nieważności. Wysokość wynagrodzenia z tytułu ustanowienia użytkowania górniczego i sposób jego zapłaty określa umowa o ustanowienie użytkowania górniczego. Wynagrodzenie to stanowi dochód budżetu państwa.
3. Umowa o ustanowieniu użytkowania górniczego staje się skuteczna z dniem uzyskania koncesji.
4. W przypadku nieuzyskania koncesji w terminie roku od dnia zawarcia umowy o ustanowieniu użytkowania górniczego, umowa ta wygasa.
5. Użytkowanie górnicze wygasa w przypadku wygaśnięcia, cofnięcia lub utraty mocy koncesji, bez względu na przyczynę.
6. Z wyjątkiem poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalin (za wyłączeniem węglowodorów), ustanowienie użytkowania górniczego może być poprzedzone przetargiem, w szczególności, gdy o jego ustanowienie ubiega się więcej niż jeden podmiot.
7. Ministerstwo Klimatu i Środowiska na swojej stronie internetowej zamieszcza „Zasady ustalania wynagrodzenia z tytułu użytkowania górniczego" (dokument z 3 września 2015 r., zmieniony 24 kwietnia 2018 r.). Zgodnie z nimi wynagrodzenie to, związane z wydobywaniem kopalin ze złóż, składa się z dwóch części:
    a) stałej, płatnej co roku (zależnej od iloczynu wyliczonej wartości użytkowej złoża i przyjętego przez MKiŚ wskaźnika określonego w promilach):
        - dla złóż węgla kamiennego stawka wynosi 0,01 proc. wartości użytkowej złoża, nie mniej niż 50 tys. zł,
        - dla węgla brunatnego stawka wynosi 0,05 proc. wartości użytkowej złoża, nie mniej niż 50 tys. zł,
        - dla złóż metanu z pokładów węgla stawka wynosi 0,005 proc. wartości użytkowej złoża,
    b) zmiennej, płatnej co roku od dnia rozpoczęcia wydobywania kopaliny ze złoża (zależnej od iloczynu wysokości opłaty eksploatacyjnej za poprzedni rok i przyjętego przez MKiŚ wskaźnika określonego w procentach) — część

zmienna dla złóż węgla kamiennego oraz złóż metanu występującego jako kopalina towarzysząca stanowi równowartość 10 proc. opłaty eksploatacyjnej; dla złóż węgla brunatnego 30 proc.,

c) wynagrodzenie za ustanowienie użytkowania górniczego jest uiszczane corocznie przez cały okres obowiązywania tego użytkowania,

d) wynagrodzenie jest uiszczane do końca lutego każdego roku obowiązywania użytkowania górniczego (liczonego jako kolejne następujące po sobie 12 miesięcy) za rok poprzedni. W przypadku, gdy w roku poprzednim nie była prowadzona eksploatacja kopaliny i nie była uiszczana opłata eksploatacyjna, użytkownik górniczy płaci tylko część stałą wynagrodzenia;

e) wynagrodzenie za ustanowienie użytkowania górniczego w przypadku złóż zawierających kopaliny towarzyszące jest obliczane jako suma wartości poszczególnych składników.

Fundusz likwidacji zakładu górniczego

1. Zgodnie z art. 128 PGG przedsiębiorca, który uzyskał koncesję na działalność w zakresie, wydobywania kopalin ze złóż, poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów oraz wydobywania węglowodorów ze złóż, podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji, podziemnego składowania odpadów, tworzy fundusz likwidacji zakładu górniczego oraz gromadzi na nim środki. Przedsiębiorca może utworzyć wspólny fundusz dla więcej niż jednego zakładu górniczego.
2. Środki funduszu gromadzi się na wyodrębnionym rachunku bankowym w postaci środków pieniężnych. Środki funduszu mogą być gromadzone również w postaci bonów skarbowych lub obligacji emitowanych lub gwarantowanych przez Skarb Państwa.
3. Środki funduszu zwiększa się o wpływy z oprocentowania środków pieniężnych, przychody z bonów skarbowych oraz przychody z obligacji emitowanych lub gwarantowanych przez Skarb Państwa.
4. W przypadku wydobywania kopalin ze złóż metodą:
   a) robót podziemnych lub otworów wiertniczych, przeznacza się na fundusz równowartość nie mniej niż 3 proc. odpisów amortyzacyjnych od środków trwałych zakładu górniczego, ustalanych stosownie do przepisów o podatku dochodowym (stosuje się także do podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz podziemnego składowania odpadów),
   b) odkrywkową — przeznacza się na fundusz równowartość nie mniej niż 10 proc. należnej opłaty eksploatacyjnej, w terminie miesiąca po zakończeniu roku obrotowego.
5. Obowiązek przeznaczania środków na fundusz powstaje w przypadku:
   a) wydobywania kopalin ze złóż — od dnia wymagalności opłaty eksploatacyjnej,

b) podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji lub podziemnego składowania odpadów — od dnia zatwierdzenia planu ruchu zakładu górniczego.

6. Obowiązek przeznaczania środków na fundusz ustaje z dniem rozpoczęcia likwidacji zakładu górniczego.
7. Likwidacja części zakładu górniczego nie zwalnia z obowiązku dokonywania wpłat w zakresie pozostałej części tego zakładu.
8. Likwidacja funduszu następuje po zakończeniu likwidacji zakładu górniczego, za zgodą właściwego organu nadzoru górniczego, wyrażoną w drodze decyzji po zasięgnięciu opinii właściwego wójta, burmistrza, prezydenta miasta.
9. Stosowanie wymagań powyższych nie jest obowiązkowe dla przedsiębiorcy, który uzyskał koncesję starosty.
10. Kto nie dopełnia ciążącego na nim obowiązku w zakresie tworzenia funduszu, gromadzenia środków na funduszu oraz przedstawiania na żądanie właściwych organów aktualnych wyciągów z rachunku bankowego, na którym gromadzi środki funduszu oraz informacji o sposobie ich wykorzystania, podlega karze grzywny (art. 187 PGG).

4.3.7 Inne obciążenia

Wpłaty z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa

1. Obciążenia te w poprzednim stanie prawnym regulowała ustawa z dnia 19 lipca 1991 r. o oprocentowaniu kapitału w jednoosobowych spółkach Skarbu Państwa (Dz. U. Nr 75, poz. 330 ze zm.), przy czym była wówczas mowa o obowiązku wpłacania Skarbowi Państwa odsetek od wniesionego przez Skarb Państwa kapitału (wpłacane były z zysku po opodatkowaniu w wysokości 0,5 proc. podstawy w stosunku miesięcznym).
2. Obecnie kwestia ta jest regulowana w ustawie z dnia 1 grudnia 1995 r. o wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa.
3. Przepisy tej ustawy, co do zasady, stosuje się do:
   a) jednoosobowych spółek Skarbu Państwa,
   b) spółek, w których wszystkie akcje (udziały) są własnością Skarbu Państwa, z wyjątkiem akcji (udziałów) nieodpłatnie udostępnionych pracownikom na zasadach określonych w odrębnych przepisach.
4. Wymienione spółki są obowiązane do dokonywania wpłat z zysku po opodatkowaniu podatkiem dochodowym na rzecz Funduszu Inwestycji Kapitałowych. Są one dokonywane zaliczkowo w okresach miesięcznych lub kwartalnych. Ostateczne rozliczenie następuje po zatwierdzeniu sprawozdania finansowego. Wyboru okresu, za jaki będzie dokonywana zaliczka dokonuje spółka.

5. Spółki są obowiązane składać deklaracje o wysokości zysku po opodatkowaniu podatkiem dochodowym, osiągniętego od początku roku obrotowego i wpłacać na rachunek urzędu skarbowego, właściwego według siedziby spółki, zaliczki miesięczne (kwartalne) w wysokości różnicy między wpłatami z zysku należnymi z zysku osiągniętego od początku roku obrotowego a sumą zaliczek należnych za poprzednie miesiące (kwartały).
6. Podstawą ustalenia wysokości zaliczki jest zysk po opodatkowaniu podatkiem dochodowym osiągnięty w danym okresie, liczony w rachunku narastającym.
7. Wpłaty z zysku dokonywane są w wysokości 15 proc. zysku. Tryb i terminy wpłacania wpłat określa Minister Finansów w rozporządzeniu.

Dywidenda

1. Dywidenda (łac. *dividendum* — rzecz do podziału) — część zysku netto (po opodatkowaniu podatkiem dochodowym) spółki kapitałowej przeznaczona dla jedynego wspólnika albo akcjonariusza, lub podziału pomiędzy wspólników lub akcjonariuszy.
2. To forma dochodu z kapitału. Dywidendę uzyskują posiadacze akcji przedsiębiorstwa zorganizowanego w formie spółki akcyjnej, a także właściciele spółki z ograniczoną odpowiedzialnością — jako formę udziału w jej zyskach (związaną z udziałami, a nie akcjami).
3. Zasady wypłaty dywidendy uregulowane są w statucie konkretnej spółki, ale muszą być zgodne z regulacjami ustalonymi w Kodeksie spółek handlowych.
4. O proporcjach podziału zysku na część niepodlegającą podziałowi i część przeznaczoną na wypłaty dywidend decyduje walne zgromadzenie akcjonariuszy lub zgromadzenie wspólników po zatwierdzeniu bilansu spółki.
5. Regulacje dotyczące dywidendy różnią się w zależności od tego, czy dotyczą spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, czy spółki akcyjnej.

4.4 Podsumowanie

Polityka fiskalna państwa wobec górnictwa węgla kamiennego była w ostatnich dekadach nieprzychylna i restrykcyjna. Doprowadziła do nadmiernego rozbudowania nieprzyjaznego dla branży systemu podatków, opłat i kar. W latach 2000–2020 górnictwo węgla kamiennego było obciążone i fizycznie wpłaciło do budżetu państwa, budżetów lokalnych oraz państwowych funduszy parabudżetowych kwotę 133 111 762,00 tys. zł. W tym samym okresie wartość pomocy publicznej skierowanej do analizowanego sektora górniczego wyniosła 53 581 529,77 tys. zł. Saldo górniczych płatności i pomocy publicznej wyniosło więc 79 530 232,23 tys. zł. Niespotykany w innych krajach poziom obligatoryjnych obciążeń polskiego górnictwa węglowego skutecznie blokował jego rozwój i częstokroć wręcz uniemożliwiał utrzymanie konkurencyjności krajowego węgla.

Obecnie w dobie transformacji sektora, która skutkować będzie likwidacją kopalń do roku 2049, warto zwrócić uwagę na ubytek dochodów publicznych spowodowany decyzjami podjętymi w tym zakresie.

4.5 Lista aktów prawnych

1) Ustawa z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1426 ze zm.);
2) Ustawa z dnia 20 listopada 1998 r. o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne (Dz. U. z 2020 r., poz. 1905 ze zm.);
3) Ustawa z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (Dz. U. z 2021 r., poz. 38 ze zm.) – skrót u.d.j.s.t.;
4) Ustawa z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 305 ze zm.);
5) Ustawa z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz. U. z 2020 r., poz. 1406 ze zm.);
6) Ustawa z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. z 2021 r., poz. 685 ze zm.);
7) Ustawa z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2020 r., poz. 722 ze zm.);
8) Ustawa z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych (Dz. U. z 2019 r., poz. 1170 ze zm.);
9) Ustawa z dnia 13 października 1998 r. o systemie ubezpieczeń społecznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 423 ze zm.);
10) Ustawa z dnia 25 czerwca 1999 r. o świadczeniach pieniężnych z ubezpieczenia społecznego w razie choroby i macierzyństwa (Dz. U. z 2020 r. poz. 870 ze zm.);
11) Rozporządzenie Ministra Pracy i Polityki Społecznej z dnia 29 listopada 2002 r. w sprawie różnicowania stopy procentowej składki na ubezpieczenie społeczne z tytułu wypadków przy pracy i chorób zawodowych w zależności od zagrożeń zawodowych i ich skutków (Dz. U. z 2019 r. poz. 757 ze zm.);
12) Ustawa z dnia 27 sierpnia 2004 r. o świadczeniach opieki zdrowotnej finansowanych ze środków publicznych (Dz. U. z 2020 r., poz. 1398 ze zm.);
13) Ustawa z dnia 20 kwietnia 2004 r. o promocji zatrudnienia i instytucjach rynku pracy (Dz. U. z 2020 r. poz. 1409 ze zm.);
14) Ustawa z dnia 13 lipca 2006 r. o ochronie roszczeń pracowniczych w razie niewypłacalności pracodawcy (Dz. U. z 2020 r. poz. 7);

15) Ustawa z dnia 27 sierpnia 1997 r. o rehabilitacji zawodowej i społecznej oraz zatrudnianiu osób niepełnosprawnych (Dz. U. z 2021 r., poz. 573);
16) Ustawa z dnia 19 grudnia 2008 r. o emeryturach pomostowych (Dz. U. z 2018 r., poz. 1924);
17) Ustawa z dnia 17 grudnia 1998 r. o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 291 ze zm.);
18) Ustawa budżetowa z dnia 20 stycznia 2021 r. na rok 2021 (Dz. U. poz. 190);
19) Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2020 r. poz. 1219 ze zm.);
20) Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2020 r., poz. 55 ze zm.);
21) Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r., poz. 624);
22) Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 22 grudnia 2017 r. w sprawie jednostkowych stawek opłat za usługi wodne (Dz. U. z 2021 r., poz. 736);
23) Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (Dz. U. z 2017 r. poz. 1161 ze zm.);
24) Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2020 r., poz. 1064 ze zm.) — skrót PGG;
25) Zasady ustalania wynagrodzenia z tytułu użytkowania górniczego z 3 września 2015 r., zmienione 24 kwietnia 2018 r.;
26) Ustawa z dnia 1 grudnia 1995 r. o wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa (Dz. U. z 2020 r., poz. 16);
27) Ustawa z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1526).

Materiały uzupełniające: załączniki do rozdziału 3

Załącznik 1. Kalendarium wybranych prac doprecyzowujących koncepcję Europejskiego Zielonego Ładu

14 lipca 2021 r. - realizacja Europejskiego Zielonego Ładu

Pakiet inicjatyw legislacyjnych dotyczących:

- **Transformacji gospodarki i społeczeństwa,** zapewniającej m.in. ograniczenie emisji, w tym emisji CO_2 do 2030 r. o 55 proc. w stosunku do r. 1990, nowe miejsca pracy i wzrost gospodarczy, przeciwdziałanie ubóstwu energetycznemu, zmniejszenie uzależnienia od zewnętrznych źródeł energii, poprawę zdrowia i jakości życia obywateli UE.
- **Zrównoważonego transportu dla wszystkich,** w tym rozwój rynku pojazdów bezemisyjnych i niskoemisyjnych, ograniczenie do 2030 r. o 55 proc. emisji z samochodów osobowych i o 50 proc. emisji z samochodów dostawczych, zero emisji z nowych samochodów osobowych do 2035 r., stymulowanie wykorzystywania bardziej ekologicznych paliw oraz inwestowania w czyste technologie, włączenie od 2026 r. transportu drogowy systemem handlu uprawnieniami do emisji, a docelowo również sektora lotnictwa i transportu morskiego, elektryfikacja wszystkich rodzajów transportu.
- **Przewodzenia w trzeciej rewolucji przemysłowej,** dzięki czemupowstaną nowe rynki dla ekologicznych technologii i produktów, zmienią się łańcuchy wartości w sektorach takich jak energetyka i transport czy budownictwo, przyczyniając się do tworzenia zrównoważonych, lokalnych i dobrze płatnych miejsc pracy w całej Europie, zwiększy się poziom elektryfikacji gospodarki oraz wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii, a także efektywność energetyczna budynków. Aby uniknąć sytuacji, w której działania unijnego przemysłu na rzecz ograniczenia emisji będą niweczone przez nieuczciwą konkurencję zagraniczną proponuje się mechanizm gwarantujący, że przedsiębiorstwa importujące produkty do UE z krajów o mniej rygorystycznych przepisach dotyczących klimatu będą również musiały płacić opłaty za emisję gazów cieplarnianych.
- **Ekologizacji systemu energetycznego,** prowadzącej docelowo do osiągnięcia neutralności klimatycznej, z celem pośrednim redukcji emisji gazów szklarniowych o 55 proc. do 2030 r., do czego konieczne jest podwyższenie do 40 proc. wiążącego

celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w koszyku energetycznym UE, wzmocnienie strategii zwiększenia wykorzystania paliw odnawialnych (m.in. wodoru) w przemyśle i transporcie, a w szczególności zasadnicze zmniejszenie zużycia energii do 2030 r. o 36–39 proc., jeśli chodzi o zużycie energii końcowej i pierwotnej.

- **Renowacji budynków ukierunkowanej na bardziej ekologiczny styl życia,** przyczyniającej się w szczególności do oszczędzania energii, ochrony przed ekstremalnymi upałami lub mrozami oraz rozwiązania problemu ubóstwa energetycznego, ze szczególnym wsparciem dla osób najbardziej dotkniętych ubóstwem energetycznym lub ubóstwem związanym z mobilnością, tak aby transformacja była sprawiedliwa i nie pozostawiała nikogo w tyle.Oprócz budynków mieszkalnych konieczna będzie również renowacja budynków publicznych (co najmniej 3 proc. całkowitej powierzchni wszystkich budynków publicznych rocznie), aby były bardziej efektywne energetycznie i częściej korzystały z energii ze źródeł odnawialnych (celem jest 49 proc. poziom wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w budynkach publicznych do 2030 r.).
- **Działanie w zgodzie z przyrodą w celu ochrony planety i zdrowia,** umożliwiające utrzymanie dobrego stanu środowiska, odbudowę europejskich zasobów przyrodniczych, lasów, gleb, terenów podmokłych i torfowisk, a w efekcie ponowny wzrost różnorodności biologicznej i tanie rozwiązanie pozwalające na zwiększenie naturalnej biologicznej sekwestracji dwutlenku węgla (na poziomie 310 milionów ton), czyniąc środowisko bardziej odpornym na zmianę klimatu. Wprowadzone zostaną rygorystyczne kryteria, które wyeliminują niezrównoważone pozyskiwanie drewna, zwłaszcza do celów energetycznych i ochronią obszary o wysokiej różnorodności biologicznej.
- **Impuls dla globalnych działań w dziedzinie klimatu,** poprzez dawanie dobrego przykładu, zachęcanie głównych partnerów międzynarodowych do wyznaczenia własnych terminów osiągnięcia neutralności klimatycznej, rozwijanie istotnej dla osiągania celów klimatycznych wiedzy fachowej i produktów, z których korzystać będzie również reszta świata, stworzenie przedsiębiorstwa oferujących usługi w zakresie „zielonego transportu" wiodących w skali globalnej, które będą w stanie obsługiwać rozwijający się rynek światowy, współpraca z partnerami międzynarodowymi w celu redukcji emisji w transporcie morskim i lotniczym w skali globalnej.

17 maja 2021 r. - Zrównoważona „niebieska" gospodarka

Nowe podejście do eksploatacji zasobów oceanicznych, morskich i szelfu przybrzeżnego, dotyczące:

- **Osiągania celów neutralności klimatycznej i eliminacji zanieczyszczeń**, w szczególności poprzez zwiększenie wykorzystywania morskiego potencjału energii odnawialnej (pływające turbiny wiatrowe, ciepło, energia fali i pływów mogą zapewnić

pokrycie jednej czwartej zapotrzebowania na energię elektryczną w UE w 2050 r.), dekarbonizację transportu morskiego i poprawę ochrony środowiska w portach.

- **Wdrożenia zasad gospodarki obiegu zamkniętego i ograniczenie zanieczyszczeń** – w tym zmiana norm projektowania narzędzi połowowych, recykling statków, likwidacja platform morskich oraz działania na rzecz ograniczenia zanieczyszczenia tworzywami sztucznymi i mikrodrobinami plastiku.
- **Ochrony różnorodności biologicznej i inwestowania w przyrodę** – objęcie ochroną co najmniej 30 proc. obszaru morskiego UE przyczyni się do odwrócenie trendów spadku różnorodności biologicznej, zwiększenie zasobówłowisk, ograniczania wpływu na zmiany klimatu oraz przyniesie znaczne korzyści finansowe i społeczne. Wpływ połowów na środowisko na siedliska morskie zostanie jeszcze bardziej zminimalizowany.
- **Adaptowania się obszarów przybrzeżnych do skutków zmian klimatu** – inwestycje infrastrukturalne na obszarach przybrzeżnych, ochrona wybrzeży przed ryzykiem erozji i powodzi, ochrona różnorodności biologicznej i krajobrazu, przy jednoczesnym wsparciu turystyki i gospodarki przybrzeżnej.
- **Zapewnienia zrównoważonej produkcji żywności** z zasobów morskich – nowe standardy produkcyjne i handlowe w zakresie owoców morza, wykorzystanie glonów i trawy morskiej, ściślejsza kontrola rybołówstwa, a także badania naukowe i innowacje, rozwój zrównoważonej akwakultury w UE.
- **Poprawy zarządzania wykorzystaniem akwenów morskich** – Błękitne Forum dla użytkowników morza w celu koordynacji dialogu między przedsiębiorcami i naukowcami zajmującymi się rybołówstwem, akwakulturą, żeglugą, turystyką, energią odnawialną i innymi działaniami w celu stymulacji zrównoważonego wykorzystania zasobów morskich.

12 maja 2021 r. - Plan działania na rzecz eliminacji zanieczyszczeń

Europejski Plan Działania: W Kierunku Zerowego Zanieczyszczenia Powietrza, Wody I Gleby mający doprowadzić do zredukowania do zera zanieczyszczenia podstawowych komponentów środowiska, zgodnie z wizją Zdrowa Planeta dla Wszystkich, czyli takiego ograniczenia emisji zanieczyszczeń do środowiska, zgodnie z hierarchią: zapobieganie (główny kierunek działań); – ograniczanie i kontrola (w sytuacjach, gdy emisji nie da się całkowicie uniknąć); – eliminacja i remediacja (przywracanie dostępnymi metodami „dobrej jakości" dziś zanieczyszczonych wód i gleb), aby zanieczyszczenie powietrza, wody i gleby zostało zredukowane do poziomów, które nie są już uważane za szkodliwe dla zdrowia i ekosystemów (środowisko wolne od substancji toksycznych) i nie przekraczało granic, z którymi ekosystem ziemski może sobie poradzić. Zakłada się, że do 2030 r. osiągnięte zostaną następujące cele:

1. zmniejszenie o ponad 55 proc. negatywnego wpływu zanieczyszczenia powietrza na zdrowie (przedwczesne zgony);

2. ograniczenie o 30 proc. populacji osób stale narażonych na ponadnormatywny hałas transportowy;
3. zmniejszenie o 25 proc. ekosystemów UE, w których zanieczyszczenie powietrza zagraża różnorodności biologicznej;
4. ograniczenie o 50 proc. strat składników nawozowych oraz stosowania i ryzyka związanego z pestycydami chemicznymi, w tym wykorzystywania tych najbardziej szkodliwych, a także stosowania i sprzedaży środków ochrony mikrobiologicznej zwierząt gospodarskich i akwakultury;
5. zredukowanie o 50 proc. odpadów z tworzyw sztucznych odprowadzanych do morza i o 30 proc. mikrodrobin plastiku uwalnianych do środowiska;
6. znaczące zmniejszenie ilości wszystkich wytwarzanych odpadów, w tym o 50 proc. odpadów komunalnych z gospodarstw domowych.

25 marca 2021 r. - Plan działania na rzecz rolnictwa ekologicznego

Kompleksowy plan działań na rzecz rozwoju ekologicznej produkcji żywności, odwołujący się do wcześniejszych strategii ochrony bioróżnorodności oraz strategii „od pola do stołu", zakładający, że do 2030 r. 25 proc. gruntów rolnych objętych będzie rolnictwem ekologicznym (obecnie ok. 8 proc.). Zaplanowane działania pogrupowano w układzie 3 głównych osi:

oś 1: stymulowanie popytu i zapewnienie zaufania konsumentów

oś 2: stymulowanie konwersji i wzmacnianie całego łańcucha wartości

oś 3: produkty ekologiczne, w tym zwiększenie wkładu rolnictwa ekologicznego na rzecz przywrócenia zrównoważonego środowiska.

W obszarach tych zaplanowano realizację 23 działań, kontynuując część działań z lat 2014–2020, a także przedstawiając szereg nowych działań i mobilizując różne źródła finansowania.

Priorytetem jest bezpieczeństwo żywnościowe, jednak przyjęte strategie mają również na celu:

- zapewnienie wystarczającej podaży niedrogiej i bogatej w składniki odżywcze żywności, bez przekraczania granic wydajności ekosystemów;
- transformację całego systemu wytwarzania żywności w kierunku zrównoważonej produkcji m.in. przez znaczne ograniczenie stosowania pestycydów, nawozów i środków ochrony przed zagrożeniami mikrobiologicznymi oraz zwiększenie produkcji ekologicznej;
- rozpropagowanie modeli i wzorców bardziej zrównoważonej konsumpcji żywności i zdrowego odżywiania
- ograniczenie strat i marnowania żywności;
- przeciwdziałanie oszustwom żywnościowym w łańcuchu dostaw;

- polepszanie dobrostanu zwierząt.

24 lutego 2021 r. - Nowa strategia UE w zakresie przystosowania się do zmiany klimatu

Nowa strategia UE w zakresie przystosowania się do zmiany klimatu, określająca działania adaptacyjne do nieuniknionych skutków zmian klimatu takich, jak fale upałów i niszczycielskich susz, pożary lasów, erozja i podtopienia wybrzeży itp., powodujących liczone w miliardach euro straty, a także przypadki przedwczesnych śmierci obywateli UE.

Straty gospodarcze spowodowane częstszymi ekstremalnymi warunkami pogodowymi związanymi z klimatem szacuje się już teraz na ponad 12 mld euro rocznie.

Strategia zakłada:

- budowę społeczeństwa odpornego na zmianę klimatu poprzez poprawę wiedzy na temat wpływu na klimat i rozwiązań w zakresie przystosowania się do zmiany klimatu;
- intensyfikację planowania przystosowania się do zmiany klimatu i ocen ryzyka klimatycznego;
- przyspieszenie działań adaptacyjnych

oraz

- pomoc we wzmacnianiu odporności na zmianę klimatu na całym świecie.

9 grudnia 2020 r. - Europejski Pakt na rzecz Klimatu

Ogólnounijna inicjatywa zachęcająca obywateli, społeczności i organizacje do udziału w działaniach na rzecz klimatu i budowania bardziej ekologicznej Europy. Pakt na rzecz klimatu – stanowiący element Europejskiego Zielonego Ładu – stwarza przestrzeń, w której wszyscy zainteresowani mogą wymieniać się informacjami, prowadzić debaty oraz podejmować działania związane z kryzysem klimatycznym. Stanowi on także sposobność do zaangażowania się w coraz liczniejszy europejski ruch na rzecz klimatu.

19 listopada 2020 r. - Energia z morskich źródeł odnawialnych

Strategia UE na rzecz energii z morskich źródeł odnawialnych, która zakłada zwiększenie mocy morskiej energii wiatrowej z obecnego poziomu 12 GW do przynajmniej 60 GW do 2030 r. i do 300 GW do 2050 r. Komisja zamierza uzupełnić ją o 40 GW energii oceanicznej oraz o inne powstające technologie, takie jak pływające elektrownie wiatrowe i pływające instalacje fotowoltaiczne do 2050 r. Rozwój ma wykorzystać potencjał wszystkich europejskich basenów morskich, a także pozycji unijnych przedsiębiorstw jako światowych liderów w tym sektorze. Stworzy to nowe możliwości dla przemysłu, utworzy zielone miejsca pracy na całym kontynencie i wzmocni pozycję UE jako

światowego lidera w dziedzinie technologii energii morskich. Zapewni również ochronę środowiska, różnorodności biologicznej i rybołówstwa.

14 października 2020 r. - Fala renowacji

Fala renowacji: podwojenie wskaźnika renowacji budynków mieszkalnych w celu ograniczenia emisji, pobudzenia ożywienia gospodarczego i ograniczenia ubóstwa energetycznego. Celem jest poprawa charakterystyki energetycznej budynków. Komisja zamierza zwiększyć wskaźniki renowacji co najmniej dwukrotnie w ciągu najbliższych dziesięciu lat i sprawić, by renowacje przyczyniły się do większej efektywności energetycznej i oszczędniejszego gospodarowania zasobami. Spowoduje to poprawę jakości życia osób mieszkających w budynkach i korzystających z nich, zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w Europie, rozwój cyfryzacji i zwiększenie poziomu ponownego użycia i recyklingu materiałów. Do 2030 r. możnaby odnowić 35 mln budynków i stworzyć do 160 tys. dodatkowych zielonych miejsc pracy w sektorze budowlanym.

14 października 2020 r. - Strategia dotycząca metanu

Strategia UE na rzecz ograniczenia emisji metanu, który jest drugim – po dwutlenku węgla – najważniejszym czynnikiem przyczyniającym się do zmiany klimatu. Jest on również silnym lokalnym czynnikiem zanieczyszczenia powietrza, który powoduje poważne problemy zdrowotne. Ograniczenie emisji metanu ma zatem zasadnicze znaczenie dla osiągnięcia naszych celów klimatycznych na 2030 r. oraz celu neutralności klimatycznej do 2050 r., a także dla osiągnięcia celu Komisji w zakresie zerowego poziomu emisji zanieczyszczeń. Strategia ta określa środki służące ograniczeniu emisji metanu w Europie i na świecie. Przedstawiono w niej działania legislacyjne i pozalegislacyjne w sektorach energii, rolnictwa i odpadów, które w skali światowej odpowiadają za około 95 proc. emisji metanu związanych z działalnością człowieka. Komisja będzie współpracować z międzynarodowymi partnerami UE oraz z przemysłem na rzecz ograniczenia emisji w całym łańcuchu dostaw.

17 września 2020 r. - Prezentacja planu w zakresie celów klimatycznych na 2030 r.

Plan obniżenia emisji gazów cieplarnianych w UE do 2030 r. o co najmniej 55 proc. w stosunku do poziomu z 1990 r. — taki ambitny cel na kolejną dekadę pozwoli Unii obrać stabilny kurs na osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. Nowy cel opiera się na kompleksowej ocenie skutków społecznych, gospodarczych i środowiskowych. Z oceny wynika, że taki cel jest realistyczny, a jego osiągnięcie możliwe. Zwiększony poziom ambicji uwydatnia również fakt, że UE nadal odgrywa wiodącą rolę w skali globalnej przed kolejną konferencją klimatyczną ONZ (COP26).

8 lipca 2020 r. - Strategia UE na rzecz integracji systemów energetycznych i sektora technologii wodorowych

Celem Strategii jest stworzenie w pełni bezemisyjnego, bardziej wydajnego i wzajemnie połączonego sektora energetycznego.

4 marca 2020 r. - Wniosek dotyczący Europejskiego prawa o klimacie zakładający osiągnięcie przez Unię Europejską neutralności klimatycznej do 2050 r.

Konsultacje publiczne (otwarte do 17 czerwca 2020 r.) na temat Europejskiego Paktu na rzecz Klimatu, w którym uczestniczą przedstawiciele regionów, społeczności lokalnych, społeczeństwa obywatelskiego, przedsiębiorstw i szkół

11 grudnia 2019 r. - Prezentacja Europejskiego Zielonego Ładu

Załącznik 2. Zasady i cele zrównoważonego rozwoju

Definicja zrównoważonego rozwoju

Wśród wielu funkcjonujących w obiegu publicznym wersji definicji zrównoważonego rozwoju, który to termin jest niedoskonałym, ale ogólnie przyjętym w Polsce tłumaczeniem terminu *sustainable development,* najczęściej wykorzystywana jest następująca, choć nie oddająca w pełni istoty rzeczy fraza:

Sustainable development is development that meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs.

Zrównoważony rozwój to rozwój, który zaspokaja potrzeby teraźniejszości bez uszczerbku dla zdolności przyszłych pokoleń do zaspokajania własnych potrzeb.

Definicja ta jest na tyle lakoniczna, że każdy może pod nią podłożyć swoje własne, często różniące się od innych, interpretacje. Nie zawiera ona przede wszystkim kluczowego dla rozumienia tego konceptu odwołania do nieprzekraczalnych granic, jakie dla kierunków i skali aktualnego rozwoju społeczno-gospodarczego wyznaczają stan dostępnych zasobów i (nie)zdolność środowiska do funkcjonowania wobec rosnącego antropogenicznego zanieczyszczenia ekosystemu ziemskiego. Warto w związku z tym sięgnąć do dokumentu, który uznaje się powszechnie za źródło współcześnie stosowanej definicji (filozoficzne i praktyczne jej podwaliny powstawały w Europie już ponad 300 lat

temu[1]), Raportu tzw. Komisji Bruntland[2] opublikowanego w 1987 r. pt. Nasza Wspólna Przyszłość (*Our Common Future*). Zawarto tam następujące twierdzenia:

Humanity has the ability to make development sustainable to ensure that it meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs. The concept of sustainable development does imply limits - not absolute limits but limitations imposed by the present state of technology and social organization on environmental resources and by the ability of the biosphere to absorb the effects of human activities. But technology and social organization can be both managed and improved to make way for a new era of economic growth. The Commission believes that widespread poverty is no longer inevitable. Poverty is not only an evil in itself, but sustainable development requires meeting the basic needs of all and extending to all the opportunity to fulfil their aspirations for a better life. A world in which poverty is endemic will always be prone to ecological and other catastrophes.

Ludzkość jest w stanie czynić rozwój zrównoważonym, aby zapewnić, że zaspokaja on potrzeby teraźniejszości bez uszczerbku dla zdolności przyszłych pokoleń do zaspokajania własnych potrzeb. Koncepcja zrównoważonego rozwoju oznacza ograniczenia - nie absolutne granice, ale ograniczenia nałożone przez obecny stan technologii i organizacji społecznej na zasoby środowiskowe oraz przez zdolność biosfery do absorpcji skutków działalności człowieka. Ale technologia i organizacja społeczna mogą być zarządzane i ulepszane, aby zrobić miejsce dla nowej ery wzrostu gospodarczego. Komisja uważa, że powszechne ubóstwo nie jest już nieuniknione. Ubóstwo jest nie tylko złem samym w sobie, ale zrównoważony rozwój wymaga zaspokojenia podstawowych potrzeb wszystkich i rozszerzenia na wszystkie możliwości spełnienia ich aspiracji do lepszego życia. Świat, w którym ubóstwo jest endemiczne, zawsze będzie podatny na klęski ekologiczne i inne katastrofy.

[1] Z górą 300 lat temu królewski zarządca górniczy w Saksonii Carl Hans von Carlowitz, uznawany dziś za prekursora idei zrównoważonego rozwoju, opublikował przełomowe dzieło „Sylvicultura Oeconomica" z koncepcjami nowoczesnej zrównoważonej gospodarki leśnej, gdy tamtejsze kopalnie znalazły się w głębokim kryzysie ze względu na brak drewna. Jego źródłem była prowadzona przez dziesięciolecia rabunkowa wycinka okolicznych lasów, co po latach spowodowało, iż zabrakło drewna niezbędnego do budowy szybów i przetopu rudy. Carlowitz to dostrzegł i zaproponował remedium dające się sprowadzić do kolokwoialnego stwierdzenia: Nie wycinaj więcej drzewa niż ci w lesie urośnie, bo wkrótce nie będziesz miał co rąbać.

[2] Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future, Oslo March, 1987; Documents Sustainable Development Knowledge Platform (un.org).

Szczyt Ziemi w Rio de Janeiro w 1992 r.

W dniach 3–14 czerwca 1992 r. z okazji 20-lecia pierwszej Konferencji ONZ na temat środowiska w Sztokholmie w Szwecji w 1972 r[3], w Rio de Janeiro odbyła się Konferencja Narodów Zjednoczonych w sprawie Środowiska i Rozwoju (UNCED), znana również jako Szczyt Ziemi. Przywódcy polityczni, dyplomaci, naukowcy, przedstawicieli mediów i organizacji pozarządowych (NGO) ze 179 krajów, dyskutowali o wpływie działalności społeczno-gospodarczej człowieka na środowisko oraz o wizji przyszłości świata w odniesieniu do środowiska i rozwoju społeczno-gospodarczego. Na Konferencji przyjęto szereg istotnych dokumentów w tym w szczególności:

- Agenda 21 – ambitny program działań wzywający do nowych strategii inwestowania w przyszłość w celu osiągnięcia ogólnego zrównoważonego rozwoju w XXI wieku,
- Deklaracja z Rio, definiująca 27 uniwersalnych zasad zrównoważonego rozwoju,
- Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCCC),
- Konwencja o różnorodności biologicznej;
- Deklaracja w sprawie zasad gospodarki leśnej.

Szczyt Ziemi doprowadził również do utworzenia Komisji ds. Zrównoważonego Rozwoju (Commission on Sustainable Development).

Zasady Zrównoważonego Rozwoju (Deklaracja z Rio)[4]:

Zasada 1. Istoty ludzkie stanowią centrum zainteresowania w procesie trwałego i zrównoważonego rozwoju. Mają prawo do zdrowego oraz twórczego życia w harmonii z przyrodą.

Zasada 2. Państwa na podstawie Karty Narodów Zjednoczonych i prawa międzynarodowego mają suwerenne prawo do korzystania ze swoich zasobów naturalnych, stosownie do ich własnej polityki dotyczącej środowiska i rozwoju oraz są odpowiedzialne za zapewnienie, że działalność prowadzona zgodnie z ich prawem lub pod ich kontrolą nie spowoduje zniszczeń środowiska naturalnego innych państw lub obszarów, znajdujących się poza zasięgiem wewnętrznych uregulowań prawnych państw prowadzących daną działalność.

[3] Konferencja Narodów Zjednoczonych w sprawie Środowiska w Sztokholmie w 1972 r. była pierwszą światową konferencją, na którą przedstawiono kwestie zagrożeń dla środowiska jako poważny problem zagrażający dalszemu niezakłóconemu rozwojowi ludzkiej cywilizacji. Uczestnicy przyjęli szereg zasad należytego zarządzania środowiskiem, w tym deklarację sztokholmską i plan działania na rzecz środowiska ludzkiego oraz kilka rezolucji. Utworzono wówczas jedną z najważniejszych agent ONZ – UNEP (Program Ochrony Środowiska Narodów Zjednoczonych) z siedzibą w Nairobi, Kenia. Zapoczątkowano też dialog między krajami uprzemysłowionymi i rozwijającymi się na temat związku między wzrostem gospodarczym, zanieczyszczeniem powietrza, wody i oceanów oraz dobrobytem ludzi na całym świecie.

[4] http://libr.sejm.gov.pl/tek01/txt/inne/1992.html

Zasada 3. Prawo do rozwoju musi być egzekwowane tak, aby sprawiedliwie uwzględniać rozwojowe i środowiskowe potrzeby obecnych i przyszłych pokoleń.

Zasada 4. Do osiągnięcia trwałego i zrównoważonego rozwoju, konieczne jest, aby ochrona środowiska stanowiła nierozłączną część procesów rozwojowych i nie była rozpatrywana oddzielnie od nich.

Zasada 5. Wszystkie państwa i wszyscy ludzie powinni współpracować przy realizacji zasadniczego zadania, jakim jest wykorzenienie ubóstwa — co jest niezbędne do zapewnienia trwałego i zrównoważonego rozwoju oraz do zmniejszenia różnic w poziomie życia większości ludzi na świecie — i dążyć do zaspokojenia ich potrzeb.

Zasada 6. Międzynarodowe działania dotyczące środowiska i rozwoju powinny uwzględniać interesy i potrzeby wszystkich państw. Ze względu na wyjątkową sytuację państw rozwijających się, szczególnie tych najmniej rozwiniętych oraz najbardziej podatnych na zagrożenia środowiska, ich potrzebom będzie nadane pierwszeństwo.

Zasada 7. Państwa powinny współpracować w duchu ogólnoświatowego partnerstwa w celu zachowania i ochrony ekosystemu Ziemi oraz przywracania jego zdrowia i integralności. Ze względu na różny udział w zniszczeniu środowiska naturalnego na Ziemi, państwa ponoszą za jego stan wspólną, ale zróżnicowaną odpowiedzialność. Państwa rozwinięte potwierdzają swoją odpowiedzialność, którą ponoszą w międzynarodowym dążeniu do osiągnięcia trwałego i zrównoważonego rozwoju ze względu na wagę, jaką ich społeczeństwa przykładają do stanu środowiska oraz ze względu na możliwości technologiczne i środki finansowe, którymi dysponują.

Zasada 8. Aby osiągnąć trwały i zrównoważony rozwój oraz poprawę jakości żyda wszystkich ludzi, państwa powinny ograniczyć bądź wyeliminować modele produkcji lub konsumpcji zakłócające ten rozwój oraz promować odpowiednią politykę demograficzną.

Zasada 9. Państwa powinny współpracować w celu zwiększenia swoich wewnętrznych możliwości budowania podstaw trwałego i zrównoważonego rozwoju, pogłębiając naukową wiedzę w tym zakresie przez wymianę naukową i techniczną oraz przez usprawnienie procesów rozwoju, przystosowania, rozprzestrzeniania i transferu technologii, włączając w to nowe technologie i innowacje.

Zasada 10. Zagadnienia środowiskowe są na każdym poziomie najlepiej rozwiązywane przy udziale wszystkich zainteresowanych obywateli. Na poziomie państwa każdy obywatel powinien mieć zapewniony odpowiedni dostęp do informacji dotyczącej środowiska, która jest w posiadaniu władzy publicznej. Dotyczy to informacji o niebezpiecznych substancjach i o niebezpiecznej działalności w rejonie zamieszkiwania społeczności, jak również możliwości uczestniczenia społeczeństwa w procesie podejmowania decyzji. Państwa powinny to ułatwić, jak również zwiększyć świadomość społeczeństwa przez stworzenie szerokiego dostępu do informacji. Powinien zostać zapewniony efektywny i rzeczywisty dostęp do prawnych i administracyjnych środków w tym zakresie, włączając w to środki kompensujące i zaradcze.

Zasada 11. Państwa powinny wprowadzać skuteczne prawa środowiskowe. Standardy środowiskowe, cele i priorytety w zarządzaniu powinny odzwierciedlać środowiskowe i rozwojowe potrzeby, w celu zaspokojenia których mają być stosowane. Standardy przyjęte w niektórych państwach mogą być nieodpowiednie do stosowania w innych państwach, zwłaszcza rozwijających się, powodując ekonomicznie i społecznie nieuzasadnione koszty.

Zasada 12. Państwa powinny współpracować w celu promowania wspierającego otwartego międzynarodowego systemu ekonomicznego — co mogłoby prowadzić do wzrostu gospodarczego i osiągnięcia trwałego i zrównoważonego rozwoju we wszystkich państwach — a także w celu lepszego rozwiązywania problemów degradacji środowiska. Polityka handlowa uwzględniająca cele środowiskowe nie powinna stanowić środków samowolnej i bezprawnej dyskryminacji bądź ukrytych ograniczeń w międzynarodowym handlu. Należy unikać jednostronnych działań, zajmujących się wyzwaniami środowiskowymi, jeżeli są one poza zasięgiem działania systemu prawnego kraju importującego. Środowiskowe działania zajmujące się transgranicznymi i globalnymi problemami środowiska powinny, w takim stopniu, jak to możliwe, opierać się na międzynarodowym porozumieniu.

Zasada 13. Państwa powinny rozszerzać swoje wewnętrzne przepisy prawne, uwzględniając odpowiedzialność za zanieczyszczenie środowiska i wypłatę odszkodowań dla ofiar tego zanieczyszczenia bądź innego rodzaju zniszczenia środowiska. Państwa powinny także prowadzić w szybszy i bardziej zdeterminowany sposób współpracę w celu wypracowania międzynarodowego prawa przewidującego odpowiedzialność i odszkodowania za niekorzystne efekty zniszczeń środowiska, spowodowane działalnością w obrębie ich systemu prawnego, bądź obowiązek usuwania szkód na obszarach nie objętych ich jurysdykcją.

Zasada 14. Państwa powinny efektywnie współdziałać w sprzeciwianiu się i zapobieganiu transferowi do innych państw skutków działalności bądź substancji powodujących poważne zniszczenie środowiska lub szkodliwych dla ludzkiego zdrowia.

Zasada 15. Wszystkie państwa powinny szeroko stosować działania zapobiegawcze dotyczące ochrony środowiska, mając na uwadze ich własne możliwości w tym zakresie. Tam, gdzie występuje zagrożenie poważnymi lub nieodwracalnymi zmianami w środowisku, brak co do tego całkowitej, naukowej pewności nie może być powodem opóźnienia efektywnych działań, których realizacja zapobiegałaby degradacji środowiska.

Zasada 16. Państwa muszą dołożyć wszelkich starań, aby promować internalizację kosztów naprawy środowiska oraz użycie instrumentów ekonomicznych, zgodnie z zasadą: zanieczyszczający ponosi wszelkie koszty zanieczyszczeń, mając na uwadze interes publiczny oraz unikanie zakłócenia międzynarodowego handlu i procesu inwestowania.

Zasada 17. Ocena oddziaływania na środowisko, jako wewnętrzny instrument kontroli, musi być wykonywana dla tych zamierzonych działań, co do których można się spodziewać, że będą miały znacząco niekorzystny wpływ na środowisko i których realizacja wymaga podjęcia decyzji przez kompetentne organy władzy.

Zasada 18. Państwa powinny natychmiast powiadomić inne państwa o jakiejkolwiek katastrofie lub innych zdarzeniach wymagających natychmiastowego działania, co do których można się spodziewać, że mogą spowodować nagłe i szkodliwe zmiany w środowisku tych właśnie państw. Międzynarodowa wspólnota powinna skierować wszelkie wysiłki, aby pomóc państwom dotkniętym nieszczęściem.

Zasada 19. Państwa powinny zapewnić wczesne powiadomienie potencjalnie zagrożonych państw i odpowiednią aktualną informację na temat wydarzeń, które mogą mieć w znaczący sposób niekorzystne transgraniczne oddziaływanie. Powinny także konsultować się z tymi państwami we wczesnej fazie zagrożenia i w dobrej wierze.

Zasada 20. Kobiety odgrywają żywotną rolę w zarządzaniu środowiskiem i w jego rozwoju. Stąd też ich pełny udział w działaniach w tym zakresie jest ważnym aspektem osiągnięcia trwałego i zrównoważonego rozwoju.

Zasada 21. Twórczość, ideały i odwaga młodych świata powinna zostać zmobilizowana do rozwijania światowego partnerstwa, co pomoże osiągnąć trwały i zrównoważony rozwój oraz zapewnić lepszą przyszłość dla wszystkich.

Zasada 22. Ludność tubylcza i ich wspólnoty, a także inne wspólnoty lokalne odgrywają znaczącą rolę w zarządzaniu środowiskiem i w jego rozwoju, ze względu na swoje doświadczenie i tradycję. Państwa powinny uznać i właściwie wspierać tożsamość, kulturę i zainteresowania wspólnot oraz umożliwić im efektywny udział w osiąganiu trwałego i zrównoważonego rozwoju.

Zasada 23. Środowisko i zasoby naturalne należące do ludzi uciskanych, znajdujących się pod jakąkolwiek dominacją bądź okupacją, powinny być chronione.

Zasada 24. Działania wojenne są nieodłącznie związane z niszczeniem warunków do trwałego i zrównoważonego rozwoju. Dlatego też państwa powinny respektować międzynarodowe prawo, które zapewnia ochronę środowiska w czasie zbrojnego konfliktu oraz powinny współpracować przy jego dalszym rozwoju tam, gdzie to jest konieczne.

Zasada 25. Pokój, rozwój i ochrona środowiska są współzależne i niepodzielne.

Zasada 26. Państwa powinny rozwiązać wszystkie swoje spory środowiskowe w sposób pokojowy i za pomocą środków zgodnych z Kartą Narodów Zjednoczonych.

Zasada 27. Państwa i społeczeństwa powinny współpracować w dobrej wierze, w duchu partnerstwa przy wypełnianiu zasad zawartych w tej Deklaracji i zmierzać do dalszego rozszerzania prawa międzynarodowego w zakresie osiągania trwałego i zrównoważonego rozwoju.

Milenijne Cele Rozwoju[5]

We wrześniu 2000 r. na tzw. Szczycie Milenijnym uczestniczący w nim przywódcy i przedstawiciele blisko 190 krajów zadeklarowali przystąpienia do nowego globalnego partnerstwa na rzecz ograniczenia skrajnego ubóstwa i określili szereg wyznaczonych w czasie celów, z terminem realizacji do 2015 r., które określono Milenijnymi Celami Rozwoju. Było to doprecyzowanie/uszczegółowienie oraz kontynuacja niektórych zadań przyjętych we wcześniejszych dokumentach ONZ, w tym w szczególności w planie działań Agenda 21.

1. Zlikwidowanie skrajnego ubóstwa i głodu:

a) zmniejszenie do 2015 r. o połowę, w porównaniu z 1990 r., liczby ludzi, których dochód wynosi mniej niż 1 dolar dziennie;

b) zmniejszenie do 2015 r. o połowę, w porównaniu z 1990 r., liczby ludzi cierpiących głód.

2. Zapewnienie powszechnego nauczania na poziomie podstawowym.

Zapewnienie, że do 2015 r. dzieci na całym świecie – zarówno chłopcy, jak i dziewczęta – będą mogły ukończyć szkołę podstawową.

3. Wspieranie zrównoważenia w prawach mężczyzn i kobiet oraz wzmocnienie pozycji kobiet.

Wyeliminowanie nierówności między obu płciami w dostępie do szkół na poziomie podstawowym i średnim, najlepiej do 2005 r. oraz edukacji na poziomie wyższym najpóźniej do 2015 r.

4. Zmniejszenie wskaźnika umieralności dzieci.

Zmniejszenie do 2015 r. o dwie trzecie, w porównaniu z 1990 r., stopy umieralności dzieci poniżej piątego roku życia.

5. Poprawa stanu zdrowia kobiet ciężarnych i położnic.

Zmniejszenie do 2015 r. o trzy czwarte, w porównaniu z 1990 r., wskaźnika umieralności okołoporodowej.

6. Zwalczanie AIDS, malarii i innych chorób:

a) zahamowanie do 2015 r., a następnie zmniejszenie, liczby zachorowań na AIDS;

b) zahamowanie do 2015 r., a następnie zmniejszenie liczby zachorowań na malarię i inne groźne choroby.

7. Zapewnienie stanu równowagi ekologicznej środowiska:

a) włączenie do polityki i programów działania każdego kraju zasad zrównoważonego rozwoju oraz zahamowanie utraty zasobów środowiska naturalnego;

b) zmniejszenie o połowę do 2015 r. liczby ludzi niemających dostępu do wody zdatnej do picia i do urządzeń sanitarnych;

[5] https://www.un.org/en/events/pastevents/millennium_summit.shtml

c) doprowadzenie do 2020 r. do znacznej poprawy warunków życia co najmniej 100 milionów ludzi mieszkających w slumsach.

8. Rozwijanie i wzmacnianie światowego partnerstwa w sprawach rozwoju:

a) dalsze rozwijanie otwartego, opartego na ustalonych regułach, przewidywalnego, niedyskryminacyjnego systemu handlu i finansów, łącznie ze zobowiązaniem do prawidłowego sposobu rządzenia, rozwoju i zmniejszania ubóstwa – zarówno w skali krajów, jak i skali międzynarodowej;

b) uwzględnienie szczególnych potrzeb krajów najmniej rozwiniętych, a zwłaszcza: umożliwienie tym krajom dokonywania eksportu bez ceł i kontyngentów; rozszerzenie programu redukcji zadłużenia najbardziej zadłużonych biednych krajów oraz umorzenie długów zaciągniętych w ramach pomocy bilateralnej; hojniejsza rządowa pomoc rozwojowa dla krajów zaangażowanych ograniczanie ubóstwa;

c) uwzględnienie szczególnych potrzeb krajów śródlądowych i małych rozwijających się państw wyspiarskich (w ramach Programu Działania na rzecz Zrównoważonego Rozwoju Małych Wyspiarskich Krajów Rozwijających się oraz zaleceń XXII Sesji Nadzwyczajnej Zgromadzenia Ogólnego ONZ);

d) wszechstronne zajmowanie się problemami zadłużenia krajów rozwijających się przez przedsięwzięcie w skali krajowej i międzynarodowej niezbędnych środków w celu utrzymania długookresowej zdolności do spłaty zadłużenia;

e) stworzenie i wprowadzenie w życie, we współpracy z krajami rozwijającymi się, strategii zapewniających młodzieży możliwość uczciwej i wydajnej pracy;

f) zapewnienie, we współpracy z firmami farmaceutycznymi, dostępu krajów rozwijających się do w miarę tanich, podstawowych leków;

g) udostępnienie, we współpracy z sektorem prywatnym, korzyści z nowych technologii, zwłaszcza w dziedzinie informacji i łączności.

Agenda 2030

Na Zgromadzeniu Ogólnym ONZ 25 września 2015 r. 193 państwa członkowskie przyjęły z kolei nowy dokument nawiązujący do słynnej Agendy 21 z Rio de Janeiro z 1992 r. pt.: Przekształcamy nasz świat: Agenda na rzecz zrównoważonego rozwoju 2030 zawierający nowe Cele Zrównoważonego Rozwoju (ang. *The Sustainable Development Goals*). Zastąpiły one przedstawione wyżej Milenijne Cele Rozwoju, które miały być osiągnięte do 2015 r.

Kolejna Agenda określa 17 Celów Zrównoważonego Rozwoju, obejmujących 5 głównych obszarów: ludzie, planeta, dobrobyt, pokój i partnerstwo oraz wyzwań takich, jak zwalczanie ubóstwa i głodu, równy dostęp do ochrony zdrowia, efektywna edukacja, równość płci, przeciwdziałanie globalnym zmianom klimatu, sprawiedliwość społeczna, a także związanych z nimi 169 konkretnych zadań, które mają zostać zrealizowane przez sygnatariuszy Rezolucji do 2030 r.

Cel 1: Wyeliminować ubóstwo we wszystkich jego formach na całym świecie.

Cel 2: Wyeliminować głód, osiągnąć bezpieczeństwo żywnościowe i lepsze odżywianie oraz promować zrównoważone rolnictwo.

Cel 3: Zapewnić wszystkim ludziom w każdym wieku zdrowe życie oraz promować dobrobyt.

Cel 4: Zapewnić wszystkim edukację wysokiej jakości oraz promować uczenie się przez całe życie.

Cel 5: Osiągnąć równość płci oraz wzmocnić pozycję kobiet i dziewcząt.

Cel 6: Zapewnić wszystkim ludziom dostęp do wody i warunków sanitarnych poprzez zrównoważoną gospodarkę zasobami wodnymi.

Cel 7: Zapewnić wszystkim dostęp do źródeł stabilnej, zrównoważonej i nowoczesnej energii po przystępnej cenie.

Cel 8: Promować stabilny, zrównoważony i inkluzywny wzrost gospodarczy, pełne i produktywne zatrudnienie oraz godną pracę dla wszystkich ludzi.

Cel 9: Budować stabilną infrastrukturę, promować zrównoważone uprzemysłowienie oraz wspierać innowacyjność.

Cel 10: Zmniejszyć nierówności w krajach i między krajami.

Cel 11: Uczynić miasta i osiedla ludzkie bezpiecznymi, stabilnymi, zrównoważonymi oraz sprzyjającymi włączeniu społecznemu.

Cel 12: Zapewnić wzorce zrównoważonej konsumpcji i produkcji.

Cel 13: Podjąć pilne działania w celu przeciwdziałania zmianom klimatu i ich skutkom.

Cel 14: Chronić oceany, morza i zasoby morskie oraz wykorzystywać je w sposób zrównoważony.

Cel 15: Chronić, przywrócić oraz promować zrównoważone użytkowanie ekosystemów lądowych, zrównoważone gospodarowanie lasami, zwalczać pustynnienie, powstrzymywać i odwracać proces degradacji gleby oraz powstrzymać utratę różnorodności biologicznej.

Cel 16: Promować pokojowe i inkluzywne społeczeństwa, zapewnić wszystkim ludziom dostęp do wymiaru sprawiedliwości oraz budować na wszystkich szczeblach skuteczne i odpowiedzialne instytucje, sprzyjające włączeniu społecznemu.

Cel 17: Wzmocnić środki wdrażania i ożywić globalne partnerstwo na rzecz zrównoważonego rozwoju.

Załącznik 3. Emisje CO_2 w latach 1990–2020: globalne, w poszczególnych regionach oraz krajach

	Zmiany emisjiw latach										Udział w globalnej emisji			
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019	2020	1990-2019	1990-2020	2019-2020	1990	2019	2020	2019 Narastająco
	Miliony ton CO_2								[%]			[%]			
Azja i wyspy Pacyfiku	**5351,5**	**6764,0**	**7695,5**	**11174,8**	**13976,3**	**15955,9**	**17178,6**	**16752,9**	**221%**	**213%**	**-2%**	**25,1%**	**50,5%**	**52,4%**	**50%**
Ameryka Północna	**5683,0**	**5994,2**	**6627,6**	**6846,3**	**6475,4**	**6170,8**	**6019,3**	**5307,1**	**6%**	**-7%**	**-12%**	**26,6%**	**17,7%**	**16,6%**	**68%**
Europa	**5460,1**	**4805,3**	**4789,4**	**4984,2**	**4674,7**	**4206,9**	**4087,1**	**3592,9**	**-25%**	**-34%**	**-12%**	**25,6%**	**12,0%**	**11,2%**	**80%**
Kraje WNP	**2848,0**	**2016,6**	**1798,5**	**1871,9**	**1939,3**	**2017,2**	**2109,8**	**1981,0**	**-26%**	**-30%**	**-6%**	**13,4%**	**6,2%**	**6,2%**	**86%**
Bliski Wschód	**670,7**	**897,5**	**1044,9**	**1339,0**	**1709,8**	**1987,3**	**2103,6**	**2025,3**	**214%**	**202%**	**-4%**	**3,1%**	**6,2%**	**6,3%**	**93%**
Afryka	**661,9**	**720,3**	**792,2**	**937,5**	**1095,5**	**1207,3**	**1297,3**	**1195,0**	**96%**	**81%**	**-8%**	**3,1%**	**3,8%**	**3,7%**	**96%**
Ameryka Płd. i Śr.	**653,0**	**797,1**	**915,5**	**1006,4**	**1174,0**	**1351,8**	**1244,2**	**1129,5**	**91%**	**73%**	**-9%**	**3,1%**	**3,7%**	**3,5%**	**100%**
Cały świat	**21328,3**	**21995,1**	**23663,5**	**28160,0**	**31045,1**	**32897,2**	**34039,8**	**31983,6**	**60%**	**50%**	**-6%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	
w tym: kraje OECD	11693,7	12141,3	13052,7	13611,4	13016,5	12423,7	12084,1	**10730,3**	**3%**	**-8%**	**-11%**	**54,8%**	**35,5%**	**33,5%**	
krajenon-OECD	9634,5	9853,8	10610,9	14548,6	18028,6	20473,5	21955,7	**21253,3**	**128%**	**121%**	**-3%**	**45,2%**	**64,5%**	**66,5%**	
Unia Europejska	3846,7	3555,2	3548,5	3714,7	3431,5	3085,7	2974,3	**2583,8**	**-23%**	**-33%**	**-13%**	**18,0%**	**8,7%**	**8,1%**	
20 największych emitentów	**16457,8**	**17280,0**	**18685,0**	**22414,5**	**24888,3**	**26364,6**	**27099,2**	**25619,6**	**65%**	**56%**	**-5%**	**77,2%**	**79,6%**	**80,1%**	
Chińska Republika Ludowa	2323,8	3028,8	3360,9	6098,2	8142,2	9274,8	9806,0	**9893,5**	**322%**	**326%**	**1%**	**10,9%**	**28,8%**	**30,9%**	**29%**
Stany Zjednoczone Ameryki Płn.	4970,5	5227,9	5740,7	5873,2	5485,7	5141,3	4994,5	**4432,2**	**0%**	**-11%**	**-11%**	**23,3%**	**14,7%**	**13,9%**	**43%**
Indie	602,1	773,4	959,8	1200,2	1650,2	2146,5	2468,4	**2298,2**	**310%**	**282%**	**-7%**	**2,8%**	**7,3%**	**7,2%**	**51%**
Federacja Rosyjska	2233,9	1616,4	1452,8	1465,9	1492,2	1507,0	1547,6	**1431,6**	**-31%**	**-36%**	**-8%**	**10,5%**	**4,5%**	**4,5%**	**55%**
Japonia	1087,0	1189,9	1233,2	1295,1	1197,9	1207,0	1117,6	**1026,8**	**3%**	**-6%**	**-8%**	**5,1%**	**3,3%**	**3,2%**	**59%**
Niemcy	1007,6	889,4	854,4	826,3	783,2	755,6	681,4	**604,8**	**-32%**	**-40%**	**-11%**	**4,7%**	**2,0%**	**1,9%**	**61%**
Iran	181,8	236,6	304,9	409,1	504,8	551,2	645,1	**649,6**	**255%**	**257%**	**1%**	**0,9%**	**1,9%**	**2,0%**	**62%**
Korea Południowa	235,4	372,7	428,6	487,9	578,9	609,4	623,1	**577,8**	**165%**	**145%**	**-7%**	**1,1%**	**1,8%**	**1,8%**	**64%**
Indonezja	135,8	195,5	268,5	337,4	436,2	496,5	620,2	**541,3**	**357%**	**299%**	**-13%**	**0,6%**	**1,8%**	**1,7%**	**66%**
Kanada	444,8	471,5	533,1	556,5	547,1	566,3	575,7	**515,1**	**29%**	**16%**	**-11%**	**2,1%**	**1,7%**	**1,6%**	**68%**
Arabia Saudyjska	202,3	242,1	278,2	342,8	472,0	586,9	574,4	**565,1**	**184%**	**179%**	**-2%**	**0,9%**	**1,7%**	**1,8%**	**69%**
Republika Południowej Afryki	324,9	351,2	371,6	421,7	474,9	455,1	462,1	**434,1**	**42%**	**34%**	**-6%**	**1,5%**	**1,4%**	**1,4%**	**71%**
Meksyk	267,7	294,9	353,8	416,6	442,6	463,1	449,1	**359,7**	**68%**	**34%**	**-20%**	**1,3%**	**1,3%**	**1,1%**	**72%**
Brazylia	196,6	251,7	301,7	330,0	398,3	487,6	442,3	**415,2**	**125%**	**111%**	**-6%**	**0,9%**	**1,3%**	**1,3%**	**73%**

Australia	274,9	307,7	355,0	382,6	396,1	403,1	398,1	**370,3**	**45%**	**35%**	**-7%**	**1,3%**	**1,2%**	**1,2%**	**75%**
Turcja	136,2	161,1	205,7	224,8	276,3	340,6	385,3	**369,5**	**183%**	**171%**	**-4%**	**0,6%**	**1,1%**	**1,2%**	**76%**
Zjednoczone Królestwo	595,2	558,8	566,4	579,1	528,5	437,8	377,8	**317,1**	**-37%**	**-47%**	**-16%**	**2,8%**	**1,1%**	**1,0%**	**77%**
Włochy	403,8	413,1	434,4	470,2	397,1	334,4	330,2	**287,1**	**-18%**	**-29%**	**-13%**	**1,9%**	**1,0%**	**0,9%**	**78%**
Polska	373,5	341,3	299,8	307,2	323,8	293,3	301,4	**279,5**	**-19%**	**-25%**	**-7%**	**1,8%**	**0,9%**	**0,9%**	**79%**
Francja	367,2	356,2	381,5	389,8	360,4	307,2	298,8	**250,9**	**-19%**	**-32%**	**-16%**	**1,7%**	**0,9%**	**0,8%**	**80%**
Tajwan	120,5	169,4	236,4	270,3	273,2	281,3	284,9	**275,9**	**136%**	**129%**	**-3%**	**0,6%**	**0,8%**	**0,9%**	**80,4%**
Hiszpania	214,6	247,9	309,3	374,9	300,1	287,9	270,9	**220,2**	**26%**	**3%**	**-19%**	**1,0%**	**0,8%**	**0,7%**	**81,2%**
Singapur	69,6	98,6	107,1	127,3	185,3	202,8	217,2	**211,0**	**212%**	**203%**	**-3%**	**0,3%**	**0,6%**	**0,7%**	**81,9%**
Zjednoczone Emiraty Arabskie	81,7	114,6	123,6	159,1	213,8	265,6	269,9	**243,8**	**230%**	**198%**	**-10%**	**0,4%**	**0,8%**	**0,8%**	**82,7%**
Niderlandy	191,9	208,6	216,2	233,1	226,5	206,8	194,0	**175,8**	**1%**	**-8%**	**-9%**	**0,9%**	**0,6%**	**0,5%**	**83,2%**
Belgia	126,5	128,9	136,3	136,2	133,5	115,2	121,6	**88,7**	**-4%**	**-30%**	**-27%**	**0,6%**	**0,4%**	**0,3%**	**83,6%**
Kuwejt	21,6	33,8	46,6	77,3	87,4	98,1	99,8	**89,8**	**361%**	**315%**	**-10%**	**0,1%**	**0,3%**	**0,3%**	**83,9%**
Katar	12,9	26,4	22,6	37,7	59,9	109,5	98,5	**85,0**	**666%**	**561%**	**-14%**	**0,1%**	**0,3%**	**0,3%**	**84,2%**
Republika Czeska	155,3	130,2	124,1	123,4	116,5	102,8	98,5	**85,1**	**-37%**	**-45%**	**-14%**	**0,7%**	**0,3%**	**0,3%**	**84,5%**
Chiński Hong Kong	41,3	52,2	53,4	75,8	88,3	90,5	94,7	**68,2**	**129%**	**65%**	**-28%**	**0,2%**	**0,3%**	**0,2%**	**84,8%**
Grecja	81,5	88,7	102,6	107,8	94,6	73,2	76,7	**58,2**	**-6%**	**-29%**	**-24%**	**0,4%**	**0,2%**	**0,2%**	**85,0%**
Izrael	35,0	50,4	61,9	67,6	71,6	69,8	72,1	**64,5**	**106%**	**84%**	**-11%**	**0,2%**	**0,2%**	**0,2%**	**85,2%**
Austria	58,0	61,1	63,5	74,7	67,8	60,7	63,7	**55,3**	**10%**	**-5%**	**-13%**	**0,3%**	**0,2%**	**0,2%**	**85,4%**

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Statistical Review of World Energy BP https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html

Załącznik 4. Odnawialne źródła energii – energetyka wiatrowa

Według danych MAE produkcja z „odnawialnych źródeł energii elektrycznej, takich jak wiatr i energia słoneczna, rosła w 2020 r. najszybciej od dwóch dekad i ma rosnąć w nadchodzących latach w znacznie szybszym tempie niż przed pandemią. Wzrost w Europie i Stanach Zjednoczonych będzie jeszcze szybszy niż wcześniej przewidywano, kompensując przejściowe spowolnienie Chin po wyjątkowym wzroście w 2020 r.". Zużycie energii odnawialnej na świecie wzrosło w 2020 r. o 3 proc., podczas gdy popyt na wszystkie inne nośniki spadł, głównie ze względu na perturbacje w światowej gospodarce wywołane nasilającą się pandemią COVID-19. W samym tylko sektorze elektroenergetycznym wzrost ten był jeszcze większy, wynosił prawie 7 proc. wzrostu produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Długoterminowe kontrakty, priorytetowy dostęp do sieci i budowa nowych jednostek wytwórczych napędzały wzrost odnawialnych źródeł energii pomimo mniejszego zapotrzebowania na energię elektryczną, wyzwań związanych z łańcuchem dostaw i opóźnień w budowie w wielu częściach świata. Dzięki temu w 2020 r. udział odnawialnych źródeł energii w globalnym wytwarzaniu energii elektrycznej wzrósł do 29 proc. z 27 proc. w 2019 r. W samych tylko Chinach, największym światowym emitencie CO_2 udział OZE w zaspokajaniu potrzeb energetycznych wzrósł od 2005 r. do ponad 28 proc.

Dane te potwierdzają ogólnoświatowy megatrend rozwoju energetyki odnawialnej obserwowany już praktycznie we wszystkich regionach i w większości krajów świata, w tym w największych potęgach gospodarczych.

Poszczególne kraje członkowskie UE cechuje zróżnicowane podejście do rozwoju odnawialnych źródeł energii. Wspomniany w części głównej analizy kryzys naftowy z 1973 r. uruchomił w Europie Zachodniej całą gamę reakcji mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poszczególnych państw i uniknięcie podobnych katastrof gospodarczych w przyszłości. We Francji i RFN przyśpieszono realizację programów rozbudowy sektora atomowego, Zjednoczone Królestwo, Norwegia i Holandia, w po części także Dania zintensyfikowały poszukiwania i eksplorację podmorskich złóż ropy naftowej i gazu na szelfach Morza Północnego, Szwecja i Austria zwróciły się w kierunku rozbudowy hydroenergetyki.

Zainicjowano jednocześnie poważniejsze badania nad rozwojem technologii biogazowych, wiatrowych i fotowoltaiki. Zaowocowało to dwie dekady później pojawieniem się na rynku znacznie dojrzalszych, efektywniejszych i tańszych rozwiązań.

Energetyka wiatrowa na świecie

Szczególny rozwój technologiczny nastąpił w energetyce wiatrowej. Dzisiejsze, nawet 5 MW duże wiatraki, z wieżami o wysokości 130 m i więcej i z podobnej średnicy wolnoobrotowymi turbinami to wręcz „kosmiczne" urządzenia w porównaniu do znanych z wielu artykułów i fotografii wiatraków z kalifornijskiej Farmy Wiatrowej Altamont Pass, których budowa zapoczątkowała epokę OZE w Ameryce Północnej.

W latach lat 80. zainstalowano na przełęczy Altamont Pass ok. 4930 niewielkich turbin wiatrowych o łącznej mocy ok. 590 MW. Jest to jedna z najstarszych farm wiatrowych na świecie, która powstała jako pierwsza odpowiedź Stanów Zjednoczonych na kryzys naftowy z 1973 r.

Dziś rozwiązanie to może być słusznie krytykowane ze względu na względnie niską, choć w owych czasach rewelacyjną efektywność (tzw. *Capacity Factor*[6] — 21 proc.) oraz dramatycznie negatywne skutki dla tamtejszej populacji ptaków drapieżnych. Niemniej jednak sukces produkcyjny i komercyjny tego projektu otworzył drogę do rozwoju energetyki wiatrowej w USA i stał się impulsem do poszukiwania lepszych rozwiązań technologicznych, o 10-, 20-krotnie większych mocach i o co najmniej 50 proc. lepszym współczynniku CF, które dziś stanowią podstawę rozwoju energetyki wiatrowej na świecie.

Aktualna moc zainstalowana elektrowni wiatrowych przekroczyła w USA 118 GW (stan na 31.12.2020 r.), a w samym tylko 2020 r. przybyło ich tam ponad 2-krotnie więcej niż cały potencjał wiatrowy, jaki powstał w Polsce w okresie minionych 20 lat. Instalacje te wytworzyły w 2020 r. ponad 320 TWh energii elektrycznej, czyli blisko 2-krotnie więcej niż wszystkie jednostki wytwórcze w Polsce. Nawiasem mówiąc źródła odnawialne, w tym hydroenergetyka, pokrywają dziś w Stanach ok. 20 proc. potrzeb na energię elektryczną, prześcignąwszy po raz pierwszy w historii węgiel (19 proc.).[7]

W skali globalnej prawdziwie dynamiczny rozwój tej gałęzi energetyki wykorzystującej energię wiatru rozpoczął się w końcówce lat 90. Według *Global Wind Energy Council* (GWEC) w pierwszej dekadzie XXI wieku moc zainstalowana turbin wiatrowych wzrosła na świecie ponad 11-krotnie — z ca. 18 GW w końcówce 2000 r. do 198 GW na koniec 2010 r. (CAGR[8] – 26 proc.). W następnej dekadzie tempo wzrostu było nieco wolniejsze, ale nadal dwucyfrowe (ca. 15 proc. średniorocznie), dzięki czemu w 2020 r. moc pracujących na świecie turbin wiatrowych przekroczyła 743 GW (30-krotnie więcej niż na początku wieku), w czym udział morskiej energetyki wiatrowej stanowił ok. 4,7 proc. W samym tylko r. 2020 na świecie zaczęły pracę turbiny o mocy ponad 93 GW, w tym 6,1 GW na morzu.

Obserwowany jest także ciągły postęp w technologii wiatrowej, a koszty wytwarzania energii z wiatru (LCOE) z nowych jednostek już w 2019 r. spadły poniżej 50 USD/MWh. Dzieje się tak m.in. dlatego, że turbiny montowane na coraz wyższych wieżach mają znacznie większy niż małe wiatraki capacity factor (wskaźnik wykorzystania mocy).

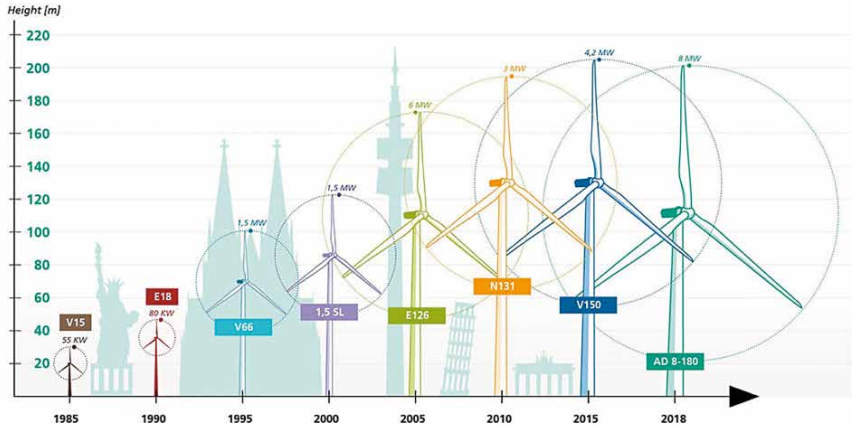
---

6 Capacity Factor (CF) – współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej odzwierciedlający stosunek energii rzeczywiście wytworzonej w danym okresie w stosunku do energii, która mogłaby zostać w tym samym czasie wytworzona, gdyby instalacja pracowała nieprzerwanie ze 100 proc. wydajnością.

7 https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us-generation-capacity-and-sales.php

8 CAGR (z ang. Compound Annual Growth Rate) to średni wskaźnik rocznego wzrostu danej wartości w pewnym okresie, przy założeniu, że roczne wzrosty są dodawane do wartości bazy następnego okresu.

Zmiany parametrów turbin wiatrowych



Jeszcze dekadę temu wskaźnik ten w Polsce wynosił średnio niespełna 23 proc. Nowoczesne turbiny lądowe montowane 5 lat później w lokalizacjach o trochę lepszej niż przeciętna wietrzności osiągały już ten wskaźnik na poziomie 35–40 proc., co oznacza, że produkowały o 40–60 proc. więcej energii niż modele starsze w lokalizacjach o słabszej wietrzności.

Tabela. Uśrednione współczynniki wykorzystania mocy w wybranych parkach wiatrowych w Polsce zbudowanych w latach 2005–2015

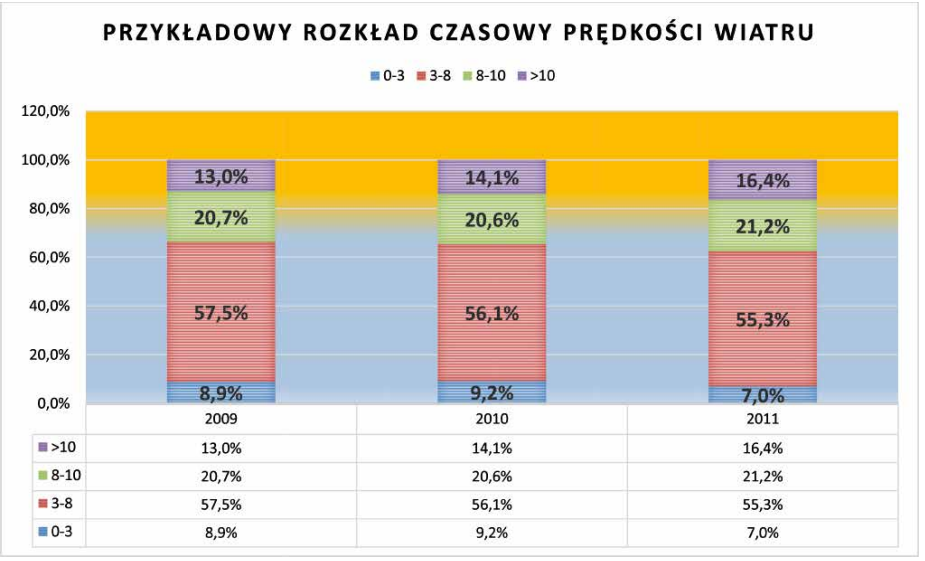
Turbiny	2/80/40	2,5/100/47	2,5/100/49,5	2,5/100/50	2,5/100/50	2,5/100/50	2,5/120/60	Wzrost wydajności FW 2015 w stosunku do turbin starszych	
	Współczynnik wykorzystania mocy [CF]								
ROK	**FW 2005**	**FW 2011**	**FW 2013**	**FW 2013**	**FW 2014**	**FW 2014**	**FW 2015**	**Min.**	**max.**
2016	25,32%	24,79%	25,32%	26,09%	27,44%	25,37%	36,33%	132,4%	146,6%
2017	30,66%	30,39%	30,66%	31,24%	33,17%	31,76%	42,48%	128,1%	139,8%
2018	23,98%	22,01%	23,98%	23,68%	24,46%	24,97%	35,04%	140,3%	159,2%
2019	28,09%	26,11%	28,09%	28,33%	28,51%	28,35%	37,51%	131,6%	143,7%
Średni	25,8%	28,4%	27,0%	27,3%	27,6%	27,0%	37,8%	133,1%	147,3%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z kliku anonimowych projektów wiatrowych zrealizowanych w Polsce w różnych lokalizacjach w latach 2005-2015

Ponieważ gross kosztów w przypadku turbin wiatrowych stanowią koszty kapitałowe, tak zasadnicze zwiększenie produktywności skutkuje adekwatnym spadkiem kosztów wytwarzania.

Upada też mit o niestabilności pracy nowoczesnych turbin wiatrowych. W warunkach polskich czas nieprzerwanej produkcji energii elektrycznej (o różnej mocy) systematycznie się wydłuża, a przerwy w produkcji spowodowane zbyt małą prędkością wiatru nie przekraczają już 7–9 proc. czasu w roku. W przypadku energetyki wiatrowej nie ma to

zresztą aż tak dużego znaczenia, gdyż sytuacje, w których na całym obszarze kraju „nie wieje" są niezwykle rzadkie.



	2009	2010	2011
>10	13,0%	14,1%	16,4%
8-10	20,7%	20,6%	21,2%
3-8	57,5%	56,1%	55,3%
0-3	8,9%	9,2%	7,0%

Powyższy diagram dowodzi, że przez ponad połowę czasu w roku dany wiatrak pracuje ze średnią wydajnością rzędu 30–40 proc. mocy zainstalowanej, a okresy ekstremalnej produkcji (prędkość wiatru >11 m/s), jak i jej zaniku (prędkość wiatru <3 m/s) występując ze znacznie mniejszą częstotliwością.

Klasyczny wiatrak o mocy 2,5 MW zamontowany na podwyższonej wieży (>140 m zamiast 100 m) i z nieco wydłużonymi śmigłami (66–70 m, zamiast 45–50 m), może osiągnąć wskaźnik CF — 35–40 proc. i wyprodukować energię wystarczającą na pokrycie rocznego zapotrzebowania co najmniej 9 tys. przeciętnych polskich gospodarstw domowych — 100 takich wiatraków wystarczyłoby, aby zasilić wszystkie gospodarstwa domowe w Warszawie w tanią energię! Na horyzoncie rysuje się już komercyjna perspektywa wykorzystania wiatru do produkcji wodoru — 1 kg H_2 wystarczy do przejechania 100 km przez średniej wielkości auto osobowe, a wspomniany wiatrak 2,5 MW jest w stanie wyprodukować 175 ton tego paliwa rocznie (dość do przejechania 17 milionów km!)

Koszty wytwarzania energii z wiatru

Jednocześnie można było zaobserwować zasadniczy wzrost sprawności wytwarzania energii oraz systematyczny spadek kosztów inwestycji, co spowodowało, że w chwili obecnej lądowa energetyka wiatrowa jest nie tylko najtańszym źródłem oze, ale może też śmiało konkurować cenowo z nowymi instalacjami na gaz, olej opałowy, a przede wszystkim na węgiel.

Według danych IRENA (*International Renewable Energy Agency*)[9] koszty wytwarzania energii elektrycznej z turbin wiatrowych systematycznie spadają, przede wszystkim dzięki istotnemu zmniejszeniu koniecznych na ich budowę nakładów (w zależności od regionu nakłady te w stosunku do szczytów w latach 2007–2010 spadły o 44–78 proc.) oraz ulepszeniom technologicznym, które umożliwiają pozyskiwanie większych wolumenów energii z lokalizacji o tych samych warunkach wietrzności.

Średni ważony koszt energii elektrycznej z nowych lądowych farm wiatrowych zbudowanych w 2019 r. w skali globu wyniósł 53 USD/MWh (ca. 200 PLN/MWh). Koszty wytwarzania w najbardziej konkurencyjnych projektach, które funkcjonują bez żadnego wsparcia finansowego mogą być jeszcze niższe i wynosić nawet 30 USD/MWh. Przewiduje się, że koszty te będą nadal spadać, głównie dzięki dalszemu postępowi technologicznemu umożliwiającemu wyższe uzyski energii oraz redukcję kosztów O&M[10].

Morska energetyka wiatrowa

Morska energetyka wiatrowa w 2019 r., której potencjał przekroczył 28 GW (dla porównania łączna moc turbin lądowych wyniosła 594 GW), była około 2 razy droższa, ale jej koszty spadły od szczytu w 2014 r. do 115 USD/MWh średnio na świecie, chociaż wskaźnik ten w Danii spadł do 87 USD/MWh. Przyczyny redukcji kosztów były w tym sektorze identyczne jak w wiatrowej energetyce lądowej — rosnąca dojrzałość branży i postępy w technologii, konkurencyjność rynku (aukcje na rynkach istniejących, jak i nowych), efektywniejsze łańcuchy dostaw oraz efekt skali.

W 2020 r. moc zainstalowana w lądowej energetyce wiatrowej[11] przekroczyła 699 GW (wzrost o 105 GW w stosunku do r. 2019), a w energetyce morskiej 44 GW (wzrost o 16 GW).

Potencjał energetyki wiatrowej w Polsce

Dla porównania, w Polsce w energetyce wiatrowej w 2020 r. przybyło ok. 430 MW (0,4 proc. inwestycji globalnych) nowych mocy wyłącznie na lądzie, co i tak było dużym osiągnięciem w porównaniu do zastoju inwestycyjnego z lat 2017–2019, kiedy to blokada przestrzenna wprowadzona w 2016 r. w tzw. ustawie antywiatrakowej praktycznie zamroziła budowę nowych wiatraków. Przyjęta wówczas tzw. zasada 10H, czyli wymóg zachowania co najmniej 10-krotnej odległości lokalizacji turbiny w odniesieniu do najbliżej położonego budynku mieszkalnego, spowodowała, że w okresie od końca 2016 r. do początku 2020 r. oddano do użytku niespełna 110 MW nowych mocy, wobec ponad 1200 MW zbudowanych w samym tylko 2016 r.

[9] https://www.irena.org/costs/Power-Generation-Costs/Wind-Power

[10] Operation & Maintanance – koszty operacyjne i serwisowe w polskiej nomenklaturze zaliczane do kosztów zmiennych regresywnych, które przy współczynniku CF rzędu 27-30 proc. i IRR 10 proc. nie przekraczają z reguły 30 proc. wszystkich kosztów wytwarzania w tej branży.

[11] https://www.statista.com/statistics/476306/global-capacity-of-onshore-wind-energy/

Aktualny potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce to ok. 7 GW, a w okresie 2005–2015, po wprowadzeniu systemu wsparcia w formie tzw. zielonych certyfikatów, moce wykorzystywane w tej branży wzrosły ponad 50-krotnie. Działające dziś w Polsce wiatraki wprowadzają do sieci rocznie ok. 16 TWh energii elektrycznej nie związanej z żadnymi emisjami zanieczyszczeń do powietrza.

Według różnych szacunków możliwe jest przyłączenie do sieci energetycznych w Polsce, bez wywoływania poważniejszych zaburzeń sieciowych, co najmniej 7–10 GW nowych turbin wiatrowych. Warunkiem koniecznym dla tego jest zniesienie zasady 10H, która blokuje w praktyce możliwość lokalizowania nawet pojedynczych dużych wiatraków (moc 3–5 MW, 130–140 m wysokości wieży plus 70 m śmigło), a tylko takie gwarantują wysoki współczynnik wykorzystania mocy (*Capacity Factor*) przekraczający 35–37 proc. (aktualny CF dla już zainstalowanych wiatraków to w Polsce 26–27 proc.), nawet na terenach do tej pory uznawanych za mało wietrzne.

Instalacja takich pojedynczych turbin w powiązaniu z lokalnymi biogazowniami rolniczymi i fotowoltaiką pozwoliłaby na zaspokojenie po niższych niż obecnie cenach zapotrzebowania na energię praktycznie wszystkich gmin wiejskich w Polsce. Szacowana produkcja z takich instalacji hybrydowych mogłaby wynieść rocznie nawet 30 TWh, stabilizując jednocześnie dostawy energii na obszarach wiejskich.

Potencjał energetyki wiatrowej w Niemczech

Warto też dodać, że potencjał tego sektora u naszych zachodnich sąsiadów, w Republice Federalnej Niemiec, przekroczył w 2020 r. 62 GW (w tym 7,7 GW na morzu), które są w stanie wytworzyć wolumen energii rzędu 130 TWh, czyli ok. 80 proc. całej produkcji energii elektrycznej ze wszystkich jednostek wytwórczych w Polsce i mniej więcej tyle, ile polscy odbiorcy końcowi konsumują. Wraz z fotowoltaiką, biogazowniami i innymi źródłami odnawialnymi niemiecki sektor OZE wytworzył w 2020 r. blisko 252 TWh (44,5 proc. produkcji energii elektrycznej ogółem), a jego udział w pokrywaniu zapotrzebowania na energię pierwotną wyniósł 16,8 proc. (1,96 PJ) przekraczając o ponad 1 pkt. procentowy udział węgla kamiennego i brunatnego łącznie (1,84 PJ). Produkcja energii elektrycznej z obu rodzajów węgla łącznie spadła w latach 1990–2020 o ponad połowę, z ponad 311 TWh do 134 TWh rocznie. Dane powyższe pokazują, że konsekwentnie realizowana od co najmniej 20 lat polityka „rewolucji energetycznej – Energiewende" przynosi określone efekty, choć dzieje się to kosztem ogromnych nakładów finansowych.

Warto przy tym dodać, że całkowite zużycie energii pierwotnej spadło w Niemczech z poziomu ponad 14,9 tys. PJ w 1990 r. do ok. 11,7 tys. PJ w 2020 r. (spadek o ponad 21,5 proc.), co oznacza, że nasi sąsiedzi znajdują się na ścieżce realizacji celu wpisanego do niemieckiej Energiewende, gdzie założono, że do 2050 r. konsumpcja energii spadnie o 50 proc. w stosunku do 1990 r. i będzie w 100 proc. pochodzić ze źródeł odnawialnych. Dla osiągnięcia tego celu konieczne będzie co najmniej 3,5-krotne zwiększenie produkcji z OZE w porównaniu ze stanem obecnym.

Informacja o planowanej redukcji zużycia energii pierwotnej w Niemczech jest o tyle istotna, iż najprawdopodobniej wyznaczać ona będzie *benchmark* do oceny energochłonności innych gospodarek, w tym polskiej. W tym kontekście warto zauważyć, że wskaźnik ten liczony na głowę mieszkańca wyniósł w 2020 r. w Niemczech 144,6 GJ/*per capita*, a w Polsce 106 GJ/*per capita*, przy czym w RFN w minionej dekadzie jego wartość systematycznie, ale powoli spadała (o ca. 0,4 proc. rocznie), a w Polsce do 2018 r rosła (w tempie 0,9 proc.) rocznie. Jeżeli jednak założy się, że docelowa konsumpcja energii pierwotnej w RFN w 2050 r. ma stanowić wzorzec, do którego powinny równać inne kraje członkowskie, to dla Polski oznaczałoby to konieczność zmniejszenia energochłonności o co najmniej 30 proc.

Załącznik 5. Czy energetyka atomowa to dobry kierunek transformacji?

Stan rozwoju energetyki jądrowej na świecie

Trudno jest zakwestionować fakt, że w porównaniu do tradycyjnych rozwiązań elektrotechniki cieplnej, czyli wykorzystującej przemiany energii cieplnej w energię elektryczną z wykorzystaniem różnych technik, energetyka jądrowa (atomowa) charakteryzuje się względnie niską emisyjnością w całym „cyklu życia" tego typu obiektów. W ocenie tej nie można jednak pomijać niebagatelnych oddziaływań środowiskowych, jakie powstają podczas eksploatacji złóż rud uranowych oraz w procesach wytwarzania paliwa jądrowego, a także w związku z koniecznością przetwarzania i ostatecznego składowania materiałów promieniotwórczych o różnej skali radioaktywności oraz czasu półrozpadu. Kwestie te są z reguły pomijane lub bagatelizowane przez promotorów rozwoju energetyki atomowej na świecie, a zwolennicy energetyki atomowej z naszego kraju zasadniczo się od nich nie różnią.

Trzeba też jednak wyraźnie powiedzieć, że kwestie te są dość dobrze rozpoznane i istnieją adekwatne, choć nie tanie, rozwiązania techniczne i systemowe, pozwalające problemy z tym związane przynajmniej częściowo rozwiązać. Polska w tej dziedzinie nie ma jednak aktualnie ani żadnego własnego potencjału, ani doświadczenia i będzie zmuszona korzystać, przynajmniej przez jakiś czas, z usług oferowanych przez inne kraje. Na tym etapie analizy warto jednak pamiętać, aby w rachunku ciągnionym, jaki trzeba będzie ostatecznie zapłacić za rozwój tego sektora w Polsce, koszty te zostały w pełni uwzględnione. Nie będą to bowiem pozycje nic nie znaczące, bo pamiętać należy, że rozwiązania w zakresie magazynowania materiałów radioaktywnych muszą być projektowane z perspektywą bezpiecznego funkcjonowania przez setki, a nawet tysiące lat.

Z punktu widzenia oceny ekonomicznej wykonalności, czy wręcz sensowności tego elementu planu polskiej transformacji energetycznej istotniejsze jest jednak ustalenie, ile ten program będzie kosztować na etapie inwestycyjnym, jakie przyniesie efekty w odniesieniu do poniesionych ogromnych nakładów i jak się to wszystko ma do trendów obserwowanych w światowej i europejskiej energetyce.

Z danych Międzynarodowej Agencji Energii (MAE/IEA[12])[13] wynika, że aktualnie na świecie, w 33 państwach (plus Tajwan), działa ok. 440 reaktorów jądrowych o łącznej mocy rzędu 400 GWe. Ponad połowa działających reaktorów zlokalizowana jest w 4 krajach: USA — 95, Francja — 57, Chiny — 47 i Rosja — 38.

Jest tajemnicą poliszynela, iż zasadniczym impulsem do rozwoju tego sektora nie były tylko potrzeby cywilnego sektora energetycznego, ale także, a może nawet przede wszystkim, cele militarne. Rodzi to określone implikacje prawne i technologiczne, ale także polityczno-socjologiczne. Dla konkluzji formułowanych w ramach tego opracowania nie mają one aż tak istotnego znaczenia, jednak nie można też o nich zapominać, gdyż sprzeciw przeciwko rozprzestrzenianiu się broni jądrowej stanowił impuls do powstania większości z funkcjonujących dziś na świecie organizacji społecznych i partii politycznych, które protestują przeciwko rozwojowi energetyki atomowej.

Instalacje te w 2019 r. dostarczyły ca. 2700 TWh, czyli około 10 proc. światowej produkcji energii elektrycznej. Jak łatwo policzyć średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej (tzw. Capacity Factor[14]) istniejących elektrowni atomowych przekracza w tym sektorze 77 proc. (6750 godzin/rok), a w większości bloków jądrowych sięga nawet 85 proc. i więcej. Tak wysoki poziom wykorzystania zdolności produkcyjnych, znacznie wyższy niż w innych sektorach elektroenergetyki, wynika głównie z faktu, iż w cenie energii wytwarzanej w reaktorach jądrowych koszty paliwa nie przekraczają kilku USD/MWh, a większość kosztów to tzw. koszty stałe — trwający z reguły całe dekady zwrot nakładów inwestycyjnych oraz wysoka amortyzacja. Konkurencja na rynku energii wymusza zatem maksymalizację produkcji, bo tylko wtedy jest szansa na obniżenie ceny energii wytwarzanej w tych urządzeniach.

Z dostępnych danych wynika, że elektrownie jądrowe wybudowane w latach 70. i 80., na podstawie relatywnie tanich projektów nie obejmujących tak kosztownych zabezpieczeń, jakich oczekuje się obecnie, po katastrofie japońskiej elektrowni atomowej w Fukushimie (2011 r.), pracujące w systemach elektroenergetycznych poddanych

[12] International Energy Agency – Międzynarodowa Agencja Energii (polskie źródła używają też nazwy Energetyczna) to agenda OECD utworzona w 1974 r., do której należy aktualnie 30 krajów, w tym Polska. IAE nie zajmuje się, poza obserwacjami statystycznymi, rozwojem energetyki jądrowej. W dziedzinach tych specjalizują się Agencja Energetyki Jądrowej OECD oraz znacznie ważniejsza Międzynarodowa Agencja Energetyki Jądrowej przy ONZ z siedzibą w Wiedniu.

[13] https://inzynieria.com/energetyka/rankingi/58266,elektrownie-atomowe-w-budowie-ranking,pozycja-rankingu-modernizacja-reaktorow © inzynieria.com

[14] Capacity Factor (CF) – stosunek produkcji energii rzeczywiście osiąganej do teoretycznej produkcji jaką można byłoby osiągnąć zakładając, że dana instalacji pracuje z maksymalną mocą nominalną przez 100 proc. czasu w roku (8760 MWh/MW mocy zainstalowanej).

regułom gospodarki wolnorynkowej, są w stanie utrzymywać rentowność sprzedając energię elektryczną po cenie rzędu 20–30 €MWh.

Wyznacza to rzeczywisty poziom kosztów w tych elektrowniach jądrowych, które zakończyły już okres spłaty zaciągniętych kredytów. Jednak prognozowane ceny energii z nowych bloków, planowanych do oddania do użytku w nadchodzących latach, są już kilkunastokrotnie wyższe. Opinii publicznej szczególnie dobrze znany jest przykład inwestycji w brytyjskiej elektrowni jądrowej Hinckley Point, gdzie dla nowego bloku EPR o mocy 1600 MWe[15] (a więc podobnego, do planowanych do zbudowania w Polsce) uzgodniono w 2014 r. 35-letnią gwarancję odkupu energii po cenie 92 funtów/MWh (dziś ta kwota przekracza 107 funtów, gdyż podlega ona corocznej indeksacji inflacyjnej).

Pracujące dziś na świecie reaktory cechuje też względnie mała elastyczność regulacyjna – bardzo szybkie obniżanie i zwiększanie produkcji nie jest w praktyce możliwe, a nawet wolniejsze zmiany sporo kosztują.

Jest to istotna informacja, gdyż podważa twierdzenia, często powtarzane ostatnio w Polsce, iż energetyka jądrowa pełnić może funkcję stabilizującą pracę systemu elektroenergetycznego, zakłócanego przez rosnący udział „niesterowalnych”[16] odnawialnych źródeł energii, takich jak energetyka wiatrowa czy fotowoltaika. Jest wręcz przeciwnie – reaktory jądrowe powinny raczej pracować w stabilnym reżimie, blokując stale część pasma zapotrzebowania na energię elektryczną. Prowadzi to jednak niejednokrotnie do sytuacji, w których w systemach z dużym udziałem energetyki jądrowej ceny energii w okresach spadku zapotrzebowania, np. w tzw. dolinie nocnej, osiągały wartości ujemne, gdyż nie opłacałoby się zatrzymywać pracy tych instalacji.

Moc elektrowni jądrowych na świecie sukcesywnie, choć powoli rośnie — według danych ze stycznia 2021 r. w 19 krajach realizowano budowę 50 reaktorów, o łącznej mocy ok. 53 Gwe. MAE (IEA) zakłada, że moc zainstalowana EJ wzrośnie do 2040 r. do poziomu 480 GWe[17] (czyli 3,5 proc. z 13,4 TWe mocy wszystkich pracujących generatorów energii) zapewniając pokrycie ok. 8,5 proc. światowego zapotrzebowania na energię elektryczną, a więc pod względem udziału w podaży mniej niż ma to miejsce obecnie.

Ponadto kolejnych 30 krajów opracowuje lub rozważa opracowanie planów budowy elektrowni jądrowych — w zaawansowanym stadium są plany budowy ok. 100 reaktorów (o łącznej mocy ok. 110GWe), a rozważania obejmują kolejne 300 instalacji. Większość projektów atomowych już realizowanych lub planowanych do realizacji zlokalizowana jest w Azji (głównie Chiny — 16 reaktorów, Indie — 6 reaktorów, Korea Płd. — 4 reaktory, ZRA — 4 reaktory), aczkolwiek budowane są też nowe jednostki w Unii Europejskiej (3), w Wlk. Brytanii (2) oraz w Rosji (3), Białorusi (2) i Ukrainie (2).

---

15 MWe – jednostka mocy elektrycznej, megawaty energii elektrycznej, czyli miliony watów.

16 Krytycy tych technologii nieustannie podnoszą zarzut, że przecież słońce nie zawsze świeci, a wiatr nie zawsze wieje i operator takiej instalacji OZE może wprawdzie przewidzieć, ile energii wytworzy, ale nie ma żadnego wpływu na to, kiedy ona powstanie.

17 GWe = 1000 Mwe.

Znaczne przyrosty mocy produkcyjnych mają być też uzyskane przez modernizację/zastąpienie istniejących instalacji. W wielu krajach, szczególnie w USA, przyjęto programy przedłużania okresu eksploatacji (licencje nawet do 60 lat), co pozwali utrzymać moce produkcyjne w starszych obiektach budowanych jeszcze w latach 70. I 80. Jednocześnie, dzięki modernizacjom tych bloków rosną ich moce/wydajności. W Szwajcarii wydajność wszystkich czterech reaktorów wzrosła dzięki modernizacjom o ponad 13 proc., a niektóre bloki w USA zwiększyły ją nawet o 20 proc. W elektrowni Olkiluoto (Finlandia) unowocześniono w kliku podejściach m.in. dwa reaktory BWR uruchomione w 1978 r. i 1980 r. zwiększając ostatecznie ich łączną moc (po zasadniczej przebudowie w latach 2010–2011) z pierwotnych 1320 MWe do 1760 MWe[18].

W 2019 r. w 13 państwach członkowskich Unii Europejskiej działało łącznie 106 reaktorów jądrowych (z czego więcej niż połowa we Francji), które produkowały około 26 proc. (765 TWh) wytwarzanej w UE energii elektrycznej. Większość z tych jednostek uruchomiono w latach 70. i 80. ubiegłego stulecia, a tylko we Francji konsekwentnie realizowano kolejne projekty, z których ostatni oddano do użytku w 2004 r. Aktualnie realizowane projekty zachodnioeuropejskie (Olkiluoto, Flammanville, Hinkley Point, Mochowice) to przedsięwzięcia podjęte po ponad 15 latach zastoju inwestycyjnego w tym zakresie.

Jednocześnie niektóre kraje europejskie już podjęły lub rozważają decyzję o całkowitej rezygnacji z energetyki atomowej. Liderami są tu Austria, w której od 1979 r. obowiązuje zakaz budowy obiektów tego typu, a jej rząd sprzeciwia się ostro planom swoich sąsiadów oraz Niemcy, które planują zamknięcie wszystkich pracujących obecnie reaktorów (6 jednostek o łącznej mocy ca. 8 GWe i udziale w produkcji energii elektrycznej rzędu 12-13 proc.) do 2022 r.

Aktualnie realizowane reaktory atomowe w Europie
Wlk. Brytania: budowa EJ Hinkley Point - 2 bloki EPR o mocy 1600 MWe każdy
Decyzja o realizacji projektu zapadła w końcu 2014 r, a faktyczne prace podjęto z początkiem 2017 r, z planami uruchomienia pierwszego bloku w 2023 r.
Wartość kontraktu w 2014 r. określono na 16 mld funtów, obecnie wzrosła do 23 mld funtów – koszt 1 GW: 8,3 mld euro, czyli 37,5 mld zł
Aktualny termin uruchomienia to 2026 r. (EDF twierdzi, że poprzedni termin 2025 r. musi zostać przesunięty ze względu na COVID19)
Kontrakt na dostawy energii ma obowiązywać przez 35 lat od momentu przekazania inwestycji do użytkowania. Cena gwarantowana w kontrakcie różnicowym to 92,5 £, czyli ok. 500 zł/MWh (waloryzowany wskaźnikiem wzrostu cen od poziomu z 2012 r.)
Finlandia: rozbudowa istniejącej EJ Olkiluoto - blok z reaktorem EPR[1] o mocy 1650 MWe obok funkcjonujących już 2 reaktorów BWR o mocy 880 MW każdy uruchomionych na przełomie lat 70./80.

[18] https://inzynieria.com/energetyka/rankingi/58266,elektrownie-atomowe-w-budowie-ranking,pozycja-rankingu-modernizacja-reaktorow © inzynieria.com

Decyzję o budowie bloku podjęto w 2003 r., a inwestycję rozpoczęto w 2005 r., z zamiarem jej uruchomienia w 2009 r. Po wielokrotnych zmianach harmonogramu, rozpadzie konsorcjum Areva-Simens i upadłości głównego wykonawcy blok ma być oddany do eksploatacji w I połowie 2022 r. – 13 lat opóźnienia!
Początkowa wartość kontraktu 3 mld euro (aktualne skorygowane koszty inwestycji nie mniej niż 11 mld euro) - koszt 1 GW: 6,9 mld euro, czyli 31 mld zł
Francja: budowa bloku jądrowego w EJ Flamanville o mocy 1650 MWe (etap 3 w istniejącej EJ)
Decyzja o realizacji inwestycji zapadła w 2005 r., a podjęto ją w 2007 r. z planem oddania do użytku w 2012 r. Po wielokrotnych zmianach, zweryfikowany termin uruchomienia to 2023 r. (11 lat opóźnienia).
Początkowa wartość kontraktu – 3,9 mld € (skorygowane w 2020 r. koszty inwestycji ok. 14,6 mld €) koszt 1 GW: 8,9 mld euro, czyli ok. 40 mld zł
Węgry: rozbudowa istniejącej EJ Paks (podwojenie mocy dzięki budowie 2 bloków WWER o mocy 1200 MW każdy)
Inwestycja planowana jest od 2010 r., ale prawdopodobnie rozpocznie się nie wcześniej niż w II połowie 2021 r. (7 lat po podpisaniu kontraktu z Rossatom). Pierwszy blok planuje się oddać do użytku w 2029 r.
Wartość inwestycji szacowana jest obecnie na 12,5 mld euro (80 proc. finansowania z rosyjskiego kredytu w wysokości 10 mld euro). koszt 1 GW: 5,3 mld euro, czyli 23,5 mld zł
Słowacja: budowa 2 bloków o mocy 440 MW każdy w istniejącej EJ Mochovce
Inwestycja jest kontynuacją planów rozbudowy potencjału jądrowego Słowacji przyjętych jeszcze pred transformacją ustrojową i zamrożonych w latach 90. Kontrakt z włoskim koncernem Enel podpisano w 2005 r., a inwestycję podjęto w 2008 r. z zamiarem oddania instalacji do użytku w latach 2012—2013.
Po wielokrotnych zmianach terminów aktualnie przewiduje się uruchomienie bloku nr 3 w 2021 r., a bloku nr 4 w 2023 r. (10 lat opóźnienia).
Pierwotny koszt przedsięwzięcia określono wstępnie na ca. 1,6 mld euro, ale zwiększono go w momencie rozpoczęcia inwestycji do 2,8 mld euro. Według informacji z grudnia 2020 r. koszt inwestycji wzrośnie do co najmniej 6,2 mld euro (koszt 1 GW: 7 mld euro, czyli ok. 31,5 mld zł)
Białoruś: budowa 2 bloków typu WWER o mocy 1110 MWe każdy w EJ Ostrowiec
Decyzję o budowie EJ podjęto w latach 2006–2008, przetargi na kontrakty sfinalizowano do 2013 r., a realizację projektu rozpoczęto w 2014 r. z założeniem oddania do użytku bloku nr 1 w 2019 r., a bloku nr 2 w 2020 r.
Wartość kontraktu szacowano oficjalnie na ok. 11 mld USD z czego ok. 90 proc. miało być sfinansowane z pożyczki udzielonej przez stronę rosyjską
Uruchomienie bloku nr 1 nastąpiło w listopadzie 2020 r., ale po awarii przekładników jego pracę wstrzymano.

Jak wynika z powyższego zestawienia, żaden z realizowanych obecnie projektów atomowych w Unii Europejskiej i UK nie został zrealizowany zgodnie z założeniami. Podobnie jest w USA, gdzie opóźniona o wiele lat jest realizacja 2 bloków PM1000 w Georgii, a ich koszt przekracza już 11 mld USD/GWe.

Gdyby tyle miały ostatecznie kosztować reaktory planowane do budowy w Polsce, to nakłady na realizację pierwszej fazy Programu Jądrowego (7,7 GWe do 2045 r.) wyniosłyby (w cenach dzisiejszych) ok. 65 mld euro, albo 80 mld dolarów (czyli ok. 290–300 mld zł). Tymczasem ze wskaźników podanych w polskim Programie wynika, że koszt ten zamknąłby się w kwocie ok. 155–160 mld zł. Terminy oddania do użytku przesuwano o 9–10 lat, a w jednym przypadku nawet o 13 lat, średni czas realizacji sięga 15 lat, a zakładane początkowo budżety wzrosły nawet 3-krotnie.

Są to fakty, które trzeba rzetelnie uwzględniać oceniając plany budowy nowych reaktorów, w tym zwłaszcza w ramach Polskiego Programu Energetyki Jądrowej.

Polski Program Energetyki Jądrowej (PPEJ)

Zgodnie z założeniami Programu do 2050 r. mają/mogą powstać w Polsce 3 elektrownie jądrowe – po 3 x EPR [19] 1100 MWe w każdej, w nieprzesądzonej jeszcze ostatecznie lokalizacji (do 2045 r. 7,7 GWe).

Rozważane są aktualnie co najmniej 4 najbardziej prawdopodobne opcje lokalizacyjne — 2 na północy kraju (Lubiatowo-Kopalino i Żarnowiec) oraz w okolicach obecnych elektrowni na węgiel brunatny — Bełchatowa i Pątnowa (co ma sens w szczególności ze względu na istniejącą tam już infrastrukturę przesyłową) oraz kilkanaście alternatywnych. Trzeba sobie jednak zdawać sprawę, że w centralnej części kraju nie ma dobrych lokalizacji dla tego typu przedsięwzięć. Główne problemy to brak wody do chłodzenia, bliskość osiedli ludzkich oraz brak możliwości wyprowadzenia mocy z lokalizacji na północy kraju. Najlepszą lokalizacją dla pierwszej EJ byłby zapewne Bełchatów, ale ze względu na warunki geotektoniczne niektórzy specjaliści to miejsce dyskwalifikują.

Zakłada się, że rozpoczęcie budowy EJ1 nastąpi w 2026 r., a uruchamianie kolejnych 7 bloków sukcesywnie co 2 lata w okresie 2033–2043.

Biorąc pod uwagę doświadczenia realizacyjne z ostatnich dwóch dekad w innych krajach trzeba zauważyć, że byłby to jeden z najambitniejszych i najszybciej w świecie realizowanych programów rozwoju energetyki jądrowej, porównywalny z osiągnięciami w tym w zakresie w Rosji i w Chinach czy w Zjednoczonych Emiratach Arabskich (projekt realizowany we współpracy z Koreą Południową). Polska nie ma jednak ani takiego potencjału wykonawczego, ani też żadnych aktualnych doświadczeń w tej dziedzinie, w związku z czym musiałaby polegać na wiedzy i doświadczeniu wykonawcy zewnętrznego. Jednak przykłady ślimaczących się inwestycji europejskich i w USA nie napawają w tym względzie nadmiernym optymizmem.

Według wskaźników cenowych w PPEJ przyjętym przez Radę Ministrów w październiku 2020 r. — nakłady inwestycyjne na realizację 7 bloków po 1100 MWe każdy, powinny

[19] EPR – European Power Reactor, oryginalny projekt bloku jądrowego generacji III+, opracowany przez francuską firmę Areva. Wykorzystano w nim ulepszoną technologię PWR (Pressurized Water Reactor), podobną do rosyjskiej technologii WWER, stosowanej m.in. na Węgrzech i Słowacji oraz amerykańskiej AP1000. Dotychczas na świecie funkcjonuje tylko jeden reaktor tego typu - w Chinach.

wynieść ok. ca. 154–160 mld zł. Warto jednak zauważyć, że wskaźnik ok. 20 mln zł/ MWe zainstalowanej mocy jest porównywalny z oficjalnymi kosztami budowy Elektrowni Ostrowiec i zasadniczo niższy od zakładanych kosztów nie rozpoczętej jeszcze rozbudowy Elektrowni Paks na Węgrzech. Brak miarodajnych danych o rzeczywistych kosztach tego typu przedsięwzięć w Chinach, a często przywoływany projekt Barakah (4x APR-1400) w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, gdzie firmy koreańskie oddały właśnie do użytku pierwszy reaktor i kończą kolejne 3 reaktory (nakłady rzędu 24,5 mld USA[20], czyli 4,4 mld USD/GWe) nie uwzględnia dodatkowego kontraktu operacyjnego zawartego z Koreańczykami na kwotę ok. 20 mld USD[21].

Jeżeli weźmie się jednak pod uwagę rzeczywiste koszty aktualnie realizowanych projektów europejskich (francuskich, brytyjskich czy słowackich), a także amerykańskich całkowity nakład inwestycyjny mógłby być nawet 2-krotnie wyższy.

Do tego oszacowania należy dodać także koszty budowy nieistniejącej w Polsce infrastruktury zewnętrznej — cena musi być min. 10 proc. wyższa niż cena rozbudowy obiektów istniejących. Tymczasem wartość całego polskiego hurtowego rynku energii elektrycznej w 2020 r. to ok. 30 mld zł. Daje to pojęcie o skali wyzwania finansowego tego Programu, który bez systemowego wsparcia ze strony państwa byłby w praktyce niemożliwy do udźwignięcia przez żadną z działających na obszarze Polski grup energetycznych.

W publikacjach stymulowanych w szczególności przez rząd pojawiają się inne liczby i liczne zastrzeżenia na temat wpływu przyjętego modelu finansowego na końcowe nakłady inwestycyjne. Należy jednak pamiętać, że niezależnie od sposobu księgowania, nakłady inwestycyjne i koszty pieniądza będą musiały być całkowicie pokryte, czy to przez konsumenta końcowego energii elektrycznej, czy też przez podatnika, który dotować będzie w ten sposób ceny energii dla odbiorców konsumujących większe ilości energii.

Warto dodać, że zakładany w PPEJ koszt wytworzenia energii z EJ to początkowo ok. 300 PLN/MWh przy 90 proc. wykorzystaniu mocy zainstalowanej. Dopiero w perspektywie dekady koszty te mogą zostać potencjalnie zredukowane w miarę spłat zadłużenia zaciągniętego na realizacje programu, ale biorąc pod uwagę skalę wyzwań i wynikające z nich obciążenie sektora, a w efekcie końcowym wszystkich odbiorców energii, należy rozważnie przeanalizować wszystkie za i przeciw takiego rozwiązania.

Czy funkcjonowanie Elektrowni Jądrowej powoduje ryzyka dla środowiska?

Jeżeli pominie się poważne koszty środowiskowe, jakie powstają podczas wydobycia i uzdatniania rudy uranowej (które występują poza Polską) oraz ingerencje w przestrzeń i warunki wodno-glebowe podczas budowy obiektu, to w warunkach normalnej pracy

[20] https://www.bloomberg.com/news/articles/2015-09-03/abu-dhabi-said-to-revive-debt-plan-for-first-nuclear-power-plant-ie3wyuib

[21] https://www.bloomberg.com/news/articles/2011-11-24/u-a-e-s-plan-to-develop-nuclear-power-facilities-said-to-cost-30-billion

EJ jest zasadniczo bezpieczna dla środowiska. Konwencjonalne oddziaływania nie różnią się od oddziaływań innych zakładów przemysłowych o podobnej wielkości i są znacząco od konwencjonalnych elektrowni cieplnych o takiej skali. Pewnym problemem ekologicznym i wizerunkowym jest niska sprawność energetyczna — w energię elektryczną zamieniane jest nie więcej niż 35 proc. energii wydzielanej podczas rozszczepienia uranu. Reszta to obciążenie cieplne środowiska poprzez system chłodzenia bloków.

Co z odpadami radioaktywnymi?

Zapewne nie będziemy mieli problemu ze znalezieniem odbiorcy na zużyte paliwo (jest to cenny odpad, źródło wielu izotopów, ale trzeba mieć technologię do ich odzysku). Problemem będą napromieniowane części urządzeń, ubrania, płyny technologiczne itp., które trzeba będzie składować w Polsce. Najprawdopodobniej konieczna będzie budowa drugiego składowiska, większego niż obecnie funkcjonujące w Różanie. Jeżeli jednak tak znaczący rozwój polskiej energetyki jądrowej rzeczywiście nastąpi, a ruchy protestu przeciwko składowaniu odpadów radioaktywnych na świecie wzmocnią się, konieczne będzie przystąpienie do budowy własnego składowiska tych odpadów, co oznacza dodatkowe i to poważne nakłady.

Bezpieczeństwo dostaw paliwa

Rynek paliwa jądrowego jest aktualnie dość zdywersyfikowany, a wśród wiodących producentów znajdują się kraje należące do NATO, m.in.: USA; Kanada, Francja. W Polsce w Sudetach występują niewielkie złoża rudy uranowej (ich eksploatację zakończono w I połowie ubiegłego wieku), ale raczej mało prawdopodobne jest, aby ich wykorzystanie do produkcji własnego paliwa było opłacalne.

Jaką część zapotrzebowania krajowego może pokryć polski Program Jądrowy?

Zakładając, że rzeczywiście bez żadnych opóźnień wybudowane zostaną reaktory o mocy 7,7 GW, które pracować będą przez 85–90 proc. czasu z maksymalną mocą, produkcja w 2045 r. wyniesie ok. 57–61 TWh energii elektrycznej.

Aktualny poziom produkcji energii elektrycznej brutto nie przekracza 170 TWh, co oznacza, że konsumując ponad 50 proc. zakładanych w Polityce Energetycznej wydatków inwestycyjnych, uzyskanoby ok. 35-proc. udział w miksie energetycznym w odniesieniu do 2020 r., a zaledwie 23/26 proc. w odniesieniu do przewidywanego na rok 2040 zużycia na poziomie 230 TWh. Należy jednak pamiętać, że przy tak intensywnym wykorzystaniu EJ nie mogą pełnić żadnej funkcji regulacyjnej (np. reagować na spadki produkcji z sektora OZE). Tymczasem jest to jeden z argumentów za budową EJ, które mają rzekomo stanowić rezerwę na wahania produkcji w nieprzewidywalnych odnawialnych źródłach energii.

Wpływ na koszty energii

Cały hurtowy rynek energii wart jest dziś ok. 30 mld zł. Wpływ na jego obciążenie zależy od przyjętego czasu zwrotu przy racjonalnym koszcie kapitału (w PPEJ zakłada się WACC = 6 proc., czas realizacji 6 lat i wykorzystanie czasu pracy 0,9). W Programie podano, że w okresie spłaty zobowiązań cena hurtowa energii z EJ raczej nie spadnie poniżej 300 PLN/MWh, z czego co najmniej 80 PLN/MWh to będą skumulowane koszty paliwa i koszty stałe (O&M).

Jeżeli nie byłoby żadnych potknięć harmonogramowych i nadprogramowego wzrostu kosztów, to przy przyjętym WACC, zakładając zwrot w ciągu 30 lat (co oznacza w zasadzie podwojenie nakładow inwestycyjnych ze względu na koszty kapitałowe), to po zakończeniu realizacji I fazy programu (7,7 GWe) każdego roku należałoby obciążyć konsumentów z tytułu samej tylko spłaty zadłużenia kwotą rzędu 10 mld zł.

Wrażliwość skumulowanych kosztów inwestycji na wszelkie wzrosty założonych parametrów wyjściowych jest bardzo duża. Samo tylko wydłużenie czasu realizacji któregokolwiek z bloków generowałoby dodatkowe koszty w układzie skumulowanym rzędu nawet 10 i więcej procent wartości inwestycji za każdy rok opóźnienia. Równie poważne skutki mogłoby powodować znaczniejsze podniesienie kosztów realizacji inwestycji.

Z założeń programu wynika także, że koszt produkcji energii z bloków jądrowych dopiero po zakończeniu spłaty zadłużenia zbliży się do poziomu 70–80 PLN/MWh, typowego dla starszych elektrowni pracujących dziś w Szwecji, Finlandii czy na Słowacji, podczas gdy już dziś pracujące wiatraki, po zakończeniu okresu spłaty zaciągniętych kredytów (z reguły 15–20 lat), są w stanie produkować znacznie taniej (na poziomie 60–70 PLN/MWh).