

---

# Proces odchodzenia od węglu w Polsce – dylematy

---

Ewaryst Hille  
Andrzej Kassenberg

### O Instytucie na rzecz Ekorozwoju

**Instytut na rzecz Ekorozwoju (InE)** jest organizacją pozarządową typu *think tank*. Powstał w 1990 roku z inicjatywy kilku członków Polskiego Klubu Ekologicznego. Zajmuje się promowaniem oraz wdrażaniem zasad zrównoważonego rozwoju Polski, wspiera proekologiczną restrukturyzację gospodarki i podnoszenie poziomu świadomości ekologicznej społeczeństwa. Kieruje się misją budowania pozytywnych relacji między rozwojem społecznym i gospodarczym a ochroną środowiska; występuje w interesie obecnego i przyszłych pokoleń. Współpracuje z krajowym i europejskim ruchem pozarządowym, stale pogłębia doświadczenie w tworzeniu strategii ekorozwoju, współdziałając ze społecznościami lokalnymi; projekty realizuje wspólnie z partnerami społecznymi, ekologicznymi i z otoczenia biznesu. Publikacje Instytutu kierowane są do ogółu społeczeństwa. Wykorzystują je m.in. parlamentarzyści, administracja rządowa i samorządowa, naukowcy, nauczyciele, studenci i uczniowie.

### O autorach



**Ewaryst Hille** – inżynier i ekonomista z ponad 37-letnim doświadczeniem w zakresie badań naukowych i planowania rozwoju gospodarki paliwowo-energetycznej. Niezależny ekspert w zakresie kreowania strategii w sektorze energetycznym, efektywności energetycznej i problemów środowiskowych. Współpracuje z przemysłem, instytucjami publicznymi i instytucjami pozarządowymi zaangażowanymi w sprawy tworzenia polityki energetycznej i ochrony środowiska. Członek Rady Zarządzającej Polskiego Klubu Kogeneracji. W przeszłości kierownik projektów strategicznych w grupie Vattenfall, dyrektor rozwoju i prokurent w SPEC SA, współwłaściciel i wiceprezes BEE sp. z o.o. działającej w formule ESCO, dyrektor centrum warszawskiego i wiceprezes Fundacji na rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii, ekspert ekonomiczny Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) w projekcie *Ciepłownictwo w transformowanych gospodarkach*, reprezentant strony polskiej w pracach III Grupy Roboczej Międzynarodowego Panelu ds. Zmian Klimatu (IPCC), kierownik Pracowni Bilansów Energetycznych w Centrum Podstawowych Problemów Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, doradca Ministra Przemysłu, kierownik zakładu w Ośrodku Badawczo-Rozwojowym Gospodarki Energetycznej w Warszawie.



**Dr Andrzej Kassenberg** jest współzałożycielem Instytutu na rzecz Ekorozwoju (InE) i Fundacji Efektywności Energetycznej Polski. Przez 24 lata był prezesem InE. Otrzymał tytuł magistra geografii i stopień doktora nauk technicznych. Od 1980 roku jest związany z ruchem ekologicznym, w tym z Polskim Klubem Ekologicznym. Od wielu lat zajmuje się działalnością naukową w zakresie zrównoważonego rozwoju. Obecnie specjalizuje się w kwestiach energii i ochrony klimatu. Wykładał na wielu polskich i amerykańskich uniwersytetach. Był inicjatorem i pierwszym przewodniczącym Komisji ds. Ocen Oddziaływania na Środowisko przy Ministrze Środowiska w Polsce. W latach 1991–1995 i 1999–2000 był członkiem Rady ds. Środowiska i Zagadnień Społecznych przy Prezydencie Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju. W okresie 2009–2015 był członkiem Rady Dyrektorów Regionalnego Centrum Środowiskowego dla Europy Środkowo-Wschodniej, a ostatnie trzy lata jej przewodniczącym. Laureat wielu nagród, w tym Nagrody Naukowej Polskiej Akademii Nauk, w 2005 otrzymał tytuł Człowieka Roku Polskiej Ekologii. Autor lub współautor ponad 150 publikacji.

Spis treści

<b>STRESZCZENIE</b> .....	<b>4</b>
WYKAZ SKRÓTÓW .....	8
WYKAZ RYSUNKÓW .....	9
WYKAZ TABEL .....	9
<b>WSTĘP</b> .....	<b>10</b>
<b>WPROWADZENIE</b> .....	<b>11</b>
ZAKRES OPRACOWANIA.....	11
ZASOBY WĘGLA.....	13
MIKS ENERGETYCZNY .....	18
UŚREDNIONY KOSZT ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	19
SUBSYDIA I KOSZTY ZEWNĘTRZNE.....	19
<b>KIERUNKI ODDZIAŁYWAŃ – POPYT</b> .....	<b>21</b>
EFEKTYWNOŚĆ UŻYTKOWANIA .....	24
MAGAZYNOWANIE ENERGII.....	26
<i>Elektromobilność i magazynowanie energii</i> .....	26
<i>Wodór i magazynowanie</i> .....	27
<i>Sieci ciepłownicze i magazynowanie energii</i> .....	29
KIERUNKI ODDZIAŁYWAŃ – PODAŻ .....	29
<b>EKONOMIA POLITYCZNA W SEKTORZE ELEKTROENERGETYCZNYM</b> .....	<b>32</b>
<b>KLUCZOWE KIERUNKI DZIAŁAŃ</b> .....	<b>42</b>
IMPORT WĘGLA + MAGAZYN STRATEGICZNY .....	42
WĘGIEL KAMIENNY ZAMIAST BRUNATNEGO (PRZEJŚCIOWO) .....	43
PROGRAM POMOSTOWY 200+.....	45
KLASTRY ENERGETYCZNE .....	45
ENERGETYKA JĄDROWA .....	46
IMPORT ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....	47
<b>ASPEKTY SPOŁECZNE TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ</b> .....	<b>47</b>
<b>EWOLUCJA SCENARIUSZY ROZWOJU W ELEKTROENERGETYCE</b> .....	<b>49</b>
ETAP 1. SCENARIUSZ KORPORACYJNO-NARODOWY .....	49
ETAP 2. SCENARIUSZ KORPORACYJNO-EUROPEJSKI .....	50
ETAP 3. SCENARIUSZ OBYWATELSKO-EUROPEJSKI .....	51
<b>PODSUMOWANIE</b> .....	<b>52</b>
<b>KLUCZOWE TEMATY DOTYCZĄCE PERSPEKTYW ENERGETYKI W HORYZONCIE 2030 ROKU</b> .....	<b>54</b>
<b>LISTA OSÓB (NAZWISKA W KOLEJNOŚCI ALFABETYCZNEJ), Z KTÓRYMI PRZEPROWADZONO ROZMOWY</b> .....	<b>62</b>

## Streszczenie

Transformacja gospodarki energetycznej w Polsce jest konieczna i nieuchronna. Obecne warunki techniczne i ekonomiczne zwiększają prawdopodobieństwo powodzenia takiego wysiłku. Prywatny biznes, liderzy Unii Europejskiej, a nawet polski przemysł węglowy i związki zawodowe uznają, że górnictwo węgla kamiennego w Polsce jest coraz bardziej niekonkurencyjne, a oparta na nim wielkoskalowa energetyka staje w obliczu trudnej sytuacji i pytania, co dalej. Polityka rządzącej w Polsce partii – podobnie jak ugrupowań będących wcześniej u władzy – faworyzuje węgiel z powodów politycznych i zaniedbuje negatywne konsekwencje gospodarcze i środowiskowe z nim związane.

W horyzoncie 2030 roku można wyróżnić następujące kluczowe dla transformacji procesy:

1. Stosunkowo szybkie ograniczanie krajowego wydobycia węgla oraz wolniejsze, ale systematyczne, ograniczanie poziomu jego użytkowania w kraju.
2. Pięć najważniejszych kierunków zrównoważonej transformacji energetyki w Polsce o charakterze długofalowym i trwałym:
  - a. modernizacja budynków w kierunku efektywnych energetycznie i wytwarzających energię,
  - b. rozwój transportu elektrycznego,
  - c. decentralizacja źródeł wytwarzania energii elektrycznej, także w kogeneracji,
  - d. rozwój magazynowania w rozproszonych układach akumulatorowych i magazynowania wielkoskalowego w nowych technologiach, w tym w postaci wodoru oraz ciepła sieciowego.
  - e. zwiększanie zdolności międzynarodowego przesyłania energii elektrycznej i gazu.
3. Trzy programy pomostowe (przejściowe, z efektami na okres ok. 15–20 lat):
  - a. modernizacji części bloków energetyki węgla kamiennego (200+),
  - b. przebudowy kotłowej części bloków węgla brunatnego na spalanie węgla kamiennego z ewentualną modernizacją bloków (360+),
  - c. czasowego powiększenia strategicznych zdolności magazynowych węgla kamiennego wraz z systemem dostaw, pozwalających utrzymać bezpieczeństwo funkcjonowania elektroenergetyki i ciepłownictwa węglowego w miarę ograniczania zdolności krajowego wydobycia węgla.

Można przewidywać, że wraz z upływem czasu procesy transformacji sektora energetycznego w Polsce rozwijają się będą sekwencyjnie. Jakościowo opisano to trzema wpierw częściowo nachodzącymi na siebie, a z kolei wypierającymi się scenariuszami (etapami) o odmiennych warunkach regulacyjnych i ryzyku inwestowania w różne dziedziny

gospodarki. Przekładać się to będzie na zmiany polityki gospodarczej w Polsce. Kluczową kwestią jest atrakcyjność tych scenariuszy energetycznych dla społeczeństwa.

W dobie postępującej cyfryzacji i problemów demograficznych ekstensywny charakter scenariusza korporacyjno-narodowego powodować będzie utratę społecznej atrakcyjności. Scenariusz ten wymaga nadmiernych nakładów na utrzymanie mało perspektywicznych struktur w górnictwie i energetyce, pogłębia deficyt miejsc pracy wymagających nisko wykwalifikowanej siły roboczej i hamuje dalszy rozwój kraju. Po przełożeniu tej opinii publicznej na politykę gospodarczą będzie ulegał szybkiemu zanikowi.

Scenariusz korporacyjno-europejski, czyli scentralizowany, o pewnym stopniu otwartości na powiązania w ramach Unii Europejskiej, w całości będzie miał charakter pomostowy. Rozwiązania w nim stosowane będą, w możliwie dużym zakresie, wykorzystywać istniejące zasoby majątkowe w energetyce oraz uwalniać zasoby pracy z ekstensywnej gospodarki energetycznej. W miarę upływu czasu będzie też następować szybka intensyfikacja gospodarki energetycznej przez zastępowanie pracy kapitałem i znaczącą poprawę efektywności energetycznej – względnie wysokie koszty kapitałowe (CAPEX) będą skutkować znacznym obniżeniem kosztów operacyjnych (OPEX) w źródłach energii.

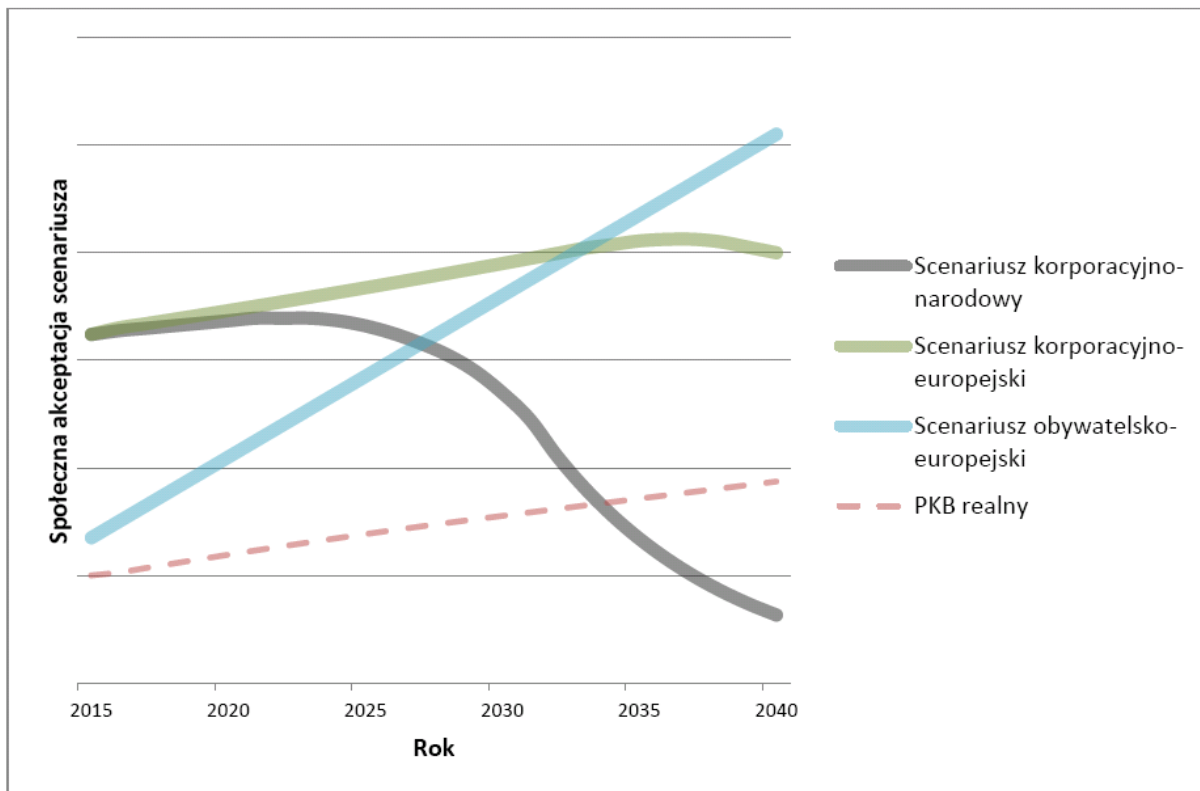
Wraz z zachodzącą wymianą pokoleniową cybernetyczny w swym charakterze scenariusz obywatelsko-europejski, czyli zdecentralizowany i powiązany w ramach UE, z dużym udziałem autoprodukcji i rozproszoną własnością w gospodarce energetycznej, zacznie dominować, w szczególności w obszarach gospodarki o rozproszonym charakterze. Sektory komunalno-bytowy oraz małych i średnich przedsiębiorstw będą stymulowały w energetyce dalsze zmiany kompatybilne z charakterem postępu cywilizacyjnego. Bilans energetyczny w tym scenariuszu w narastającej skali wykorzystywać będzie rozproszone krajowe zasoby energii pierwotnej, zwłaszcza odnawialnej.

Wyobrażenie procesu zmiany w czasie społecznej akceptacji scenariuszy zostało przedstawione jakościowo na wykresie poniżej (rys. 1). Polityka energetyczna powinna pozostawać w zgodzie ze scenariuszem o najwyższej akceptowalności w kolejnych fazach rozwoju społeczeństwa.

Poniżej przedstawiono rekomendacje dotyczące wsparcia procesu transformacji gospodarki energetycznej w Polsce:

- ◆ Kluczowymi, wymagającymi wsparcia procesami dotyczącymi transformacji gospodarki energetycznej w Polsce są: kompleksowa modernizacja budynków oraz budowa nowych budynków w standardzie wysokiej efektywności energetycznej i zdolności wytwarzania energii. Bardzo istotnym jest zintegrowanie tego wsparcia za pomocą technologii SMART i ICT.

Rys. 1. Społeczna akceptacja scenariuszy – ocena ideowa



Źródło: opracowanie własne

- ◆ Wsparcie procesu modernizacji budynków w miastach posiadających sieci ciepłownicze powinno być integrowane z procesem modernizacji ciepłownictwa scentralizowanego i prowadzić do rozwoju większej gamy usług energetycznych, takich jak chłodzenie i klimatyzacja, usługi systemowe dla wytwórców energii elektrycznej. Istotnymi elementami tej modernizacji mogą być np. wzrost wykorzystania do produkcji ciepła energii pierwotnej ze źródeł OZE oraz źródeł poligeneracyjnych (z różnymi paliwami), wykorzystanie potencjału akumulacji energii w sieciach ciepłowniczych, wprowadzanie technologii SMART i ICT do procesów zarządzania energią, przekształcanie dostaw energii w dostawy usług. Szczególnego wsparcia wymagają systemy ciepłownicze w małych miejscowościach.
- ◆ W przypadku transformacji elektroenergetyki scentralizowanej kluczowym problemem jest zwiększenie zdolności magazynowania energii, pozwalających kompensować nierównomierność pracy elektrowni wiatrowych i solarnych, w tym w powiązaniu z transportem elektrycznym i ciepłownictwem, a także przy wykorzystaniu wodoru jako nośnika energii. Rozwój tych zdolności wymaga wsparcia do czasu osiągnięcia odpowiedniej doskonałości rynkowej.

- ◆ Silne zainteresowanie samorządów lokalnych promowaniem efektywności energetycznej i rozwojem źródeł odnawialnych wymaga wsparcia w zakresie kompetencji technicznych i ekonomicznych. Kierunkowo dobrym rozwiązaniem jest koncepcja klastra energetycznego.

## Wykaz skrótów

ARA – Amsterdam – Rotterdam – Antwerpia  
ARP – Agencja Rozwoju Przemysłu  
BAT – *best available techniques* (najlepsze dostępne techniki)  
BPIE – Building Performance Institute Europe  
CAPEX – wydatki kapitałowe  
CHP – *combined heat and power* (kogeneracja)  
DSR – *demand side response* (odpłatna reakcja na deficyt mocy ze strony użytkowników energii)  
DSM – *demand side management* (zarządzanie stroną popytową)  
EC – elektrociepłownia  
EJ – elektrownia jądrowa  
Enri – Energy Transition Research Institute  
EU ETS – European Union Emissions Trading Scheme (Europejski System Handlu Emisjami)  
GHG – *greenhouse gases* (gazy cieplarniane)  
GJ – gigadżul  
GUS – Główny Urząd Statystyczny  
GW – gigawat  
GWh – gigawatogodzina  
ICT – *information and communications technology* (technologie komunikowania i przetwarzania informacji)  
InE – Instytut na rzecz Ekorozwoju  
KAPE – Krajowa Agencja Poszanowania Energii  
KSE – Krajowy System Energetyczny  
kV – kilowolt  
kW – kilowat  
kWh – kilowatogodzina  
LCOE – *levelised cost of energy* (uśredniony koszt energii)  
LCP – *large combustion plants* (duże źródła spalania)  
LNG – *liquefied natural gas*  
Mg – tona  
MJ – megadżul  
MŚP – małe i średnie przedsiębiorstwa  
Mtoe – *million tonnes oil equivalent* (milion ton oleju ekwiwalentnego)  
MW – megawat  
MWh – megawatogodzina  
NN – sieci najwyższych napięć  
Non-ETS – *non-EU's Emission Trading Scheme* (źródła emisji gazów cieplarnianych poza system handlu uprawnieniami)  
OPEX – wydatki operacyjne  
OZE – odnawialne źródła energii  
PGG – Polska Grupa Górnicza  
PJ – petadżul  
PKB – produkt krajowy brutto  
TPA – *third-party access* (dostęp strony trzeciej)  
TWh – terawatogodzina  
UE – Unia Europejska  
URE – Urząd Regulacji Energetyki  
WB – węgiel brunatny  
WK – węgiel kamienny

Wykaz rysunków

Lp.	Tytuł	Str.
1.	Spoleczna akceptacja scenariuszy – ocena ideowa	6
2.	Struktura zużycie energii pierwotnej w Polsce w latach 2010–2016 (w PJ)	12
3.	Relacje cen węgla energetycznego pozyskanego w kraju do węgla na rynku Europy NW (ARA)	14
4.	Prognoza pozyskania węgla kamiennego w Polsce – wynik analizy ekonomicznej	15
5.	Szczyt wydobywania węgla kamiennego w krajach Europy Zachodniej i Polsce wraz z deklaracjami polskich polityków	16
6.	Węgiel kamienny w Polsce: statystyka prognozy [mln ton]	16
7.	Wydobycie węgla brunatnego w 2016 roku w poszczególnych odkrywkach, zasoby przemysłowe oraz wystarczalność	17
8.	Udział produkcji krajowej i importu w pokryciu krajowego popytu na energię w perspektywach 2030 i 2050 według Forum Energii	19
9.	LCOE niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii przy różnym koszcie kapitału (wyliczenia dla czasu wykorzystania mocy = 75%)	20
10.	LCOE technologii wytwarzania energii w oparciu o paliwa kopalniane przy różnym czasie wykorzystania mocy (wyliczenia dla $r = 7\%$ )	20
11.	Skumulowane wsparcie dla górnictwa węglowego oraz elektroenergetyki węglowej i odnawialnej w latach 1990–2016, mld zł (wartość w zł z 2016 roku)	21
12.	Scenariusze zużycia paliw węglowodorowych przez samochody osobowe w Polsce w perspektywie 2050 roku (w Mtoe)	30
13.	Koszty krańcowe dostarczania energii elektrycznej w KSE (zł/MWh)	37
14.	Hurtowa cena energii elektrycznej przy zmiennych kosztach zapotrzebowania na moc i węgla kamiennego	39
15.	Prognoza zapotrzebowania gospodarki polskiej na węgiel kamienny	43
16.	Ewolucja scenariuszy w rozwoju elektroenergetyki	53

Wykaz tabel

Lp.	Tytuł	Str.
1.	Zużycie energii pierwotnej w Polsce w latach 2010–2016	12
2.	Skutki zdrowotne energetyki węglowej w UE oraz powiązane koszty (dane za 2009 rok)	22
3.	Prognoza energochłonności (toe/mln zł) i elektrochłonności gospodarki (GWh/mln zł)	22
4.	Prognoza zapotrzebowania finalnego na energię elektryczną w podziale na sektory gospodarki (TWh)	23
5.	Prognoza produkcji / zapotrzebowania ciepła sieciowego według paliwa (PJ)	24
6.	Podsumowanie analizy BPIE dla trzech scenariuszy strategii remontów, modernizacji i termomodernizacji budynków w Polsce do 2030 roku	25
7.	Możliwości rozbudowy zdolności przesyłowych z zagranicy systemu elektroenergetycznego	48

## Wstęp

Niniejsze opracowanie zostało przygotowane na zamówienie Energy Transition Research Institute (Entri) ze Stanów Zjednoczonych. Celem jego jest zidentyfikowanie kluczowych możliwości wpływania na sposób funkcjonowania energetyki polskiej i określenie strategii transformacji gospodarki energetycznej. Jako kryteria oceny działań przyjęto konieczność ograniczania uzależnienia Polski od węgla, ochronę bezpieczeństwa narodowego, lokalnego i globalnego środowiska oraz stymulację rozwoju ekonomicznego i wzrostu ekonomicznie efektywnego zatrudnienia w polskiej gospodarce. Ważnym źródłem wiedzy niezbędnej do przygotowania raportu było przeprowadzenie 28 rozmów z krajowymi ekspertami reprezentującymi zróżnicowane interesy, poglądy i doświadczenia w zakresie funkcjonowania gospodarki energetycznej – poczynając od polityków i przedstawicieli administracji rządowej oraz samorządowej, poprzez osoby i ekspertów sektorów wydobywczego oraz energetycznego, a także branż z nimi powiązanych, po przedstawicieli związków zawodowych górnictwa, organizacji przemysłowych, pozarządowych ekologicznych i konsumenckiej. Tą drogą bardzo dziękujemy za poświęcony czas i podzielenie się z nami swoją wiedzą oraz doświadczeniem. Chcemy także serdecznie podziękować Billowi Chandlerowi z Entri za wsparcie, rady oraz krytyczne, acz konstruktywne uwagi. Jednak treści zawarte w niniejszym opracowaniu wyrażają jedynie poglądy autorów, które nie muszą być podzielane przez wyżej wspomniane osoby. W załączeniu przedstawiono podsumowanie rozmów i listę osób, z którymi je przeprowadzono (zał. 1 i 2). Ważnym był również bardzo szeroki przegląd literatury.

## Wprowadzenie

### Zakres opracowania

Polska wciąż jest znaczącym producentem węgla kamiennego (ok. 70 mln t) oraz brunatnego (ok. 60 mln t), a także znaczącym użytkownikiem węgla (np. ok. 80% produkcji w elektroenergetyce zawodowej). Dynamika przemian w sektorze wydobywczym jest inna i ma odmienny charakter niż w sektorach użytkowania. Biorąc pod uwagę to zróżnicowanie, a także możliwość zdywersyfikowanego importu węgla kamiennego z rynku światowego, odpowiedź na pytanie, jak zarządzać procesem zastępowania węgla innymi nośnikami energii pierwotnej, należy podzielić na dwie odrębne części:

1. związaną z zarządzaniem bezpieczeństwem dostaw paliwa do elektroenergetyki i ciepłownictwa w miarę ograniczania lub zaprzestania wydobycia węgla w kraju,
2. związaną z organizacją i dynamiką procesu ograniczania lub eliminacji węgla z użytkowania w celach energetycznych.

Możliwy horyzont czasowy zmian w zakresie redukcji wydobycia krajowego jest prawdopodobnie krótszy niż czas ograniczenia uzależnienia użytkowników od stosowania węgla. Powszechnie w opinii rozmówców uznano odchodzenie od wydobycia węgla jako nieuniknione. Rozbieżności dotyczą jego tempa. Z powodów ograniczonego dostępu do zasobów i ekonomiki związanej ze zwiększaniem głębokości występowania węgla kamiennego oczekiwać można znaczącego zmniejszenia wydobycia (do 20–25 mln t węgla kamiennego energetycznego i do 30–40 mln węgla brunatnego) w okresie 2030–2035 z perspektywą całkowitego zaniechania wydobycia w latach 2040–2050. Dynamikę zmian w tym zakresie określi zdolność wydawania środków publicznych na dopłaty do kosztów wydobycia i budowę nowych zdolności wydobywczych w kontrze do rosnącej zależności od importu.

Historyczne krajowe zużycie energii pierwotnej zostało przedstawione w tabeli (tab. 1) i na wykresie poniżej (rys. 2).

Aktualnie (dane z 2016 roku) udział węgla kamiennego energetycznego w bilansie energii pierwotnej wynosi 31,08%, węgla brunatnego – 11,02%, a węgla koksowego<sup>1</sup> – 8,77%. Łącznie jest to 50,87% – ok. 6% mniej niż w 2010 roku<sup>2</sup>.

Proces ograniczania krajowego wydobycia węgla energetycznych może być w dużej mierze niezależny od przemian w zakresie popytu na te nośniki, ponieważ na świecie istnieje dobrze rozwinięty, konkurencyjny rynek węgla, z którego można bezpiecznie i względnie tanio sprowadzić paliwo zastępujące to, którego nie wydobydzie się w kraju. Dlatego zmiany

<sup>1</sup> Ten rodzaj węgla nie służy do zaspokojenia potrzeb energetyki i ciepłownictwa.

<sup>2</sup> *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2015 i 2016*, Główny Urząd Statystyczny, 2017.

## Proces odchodzenia od węgla w Polsce – dylematy

-----

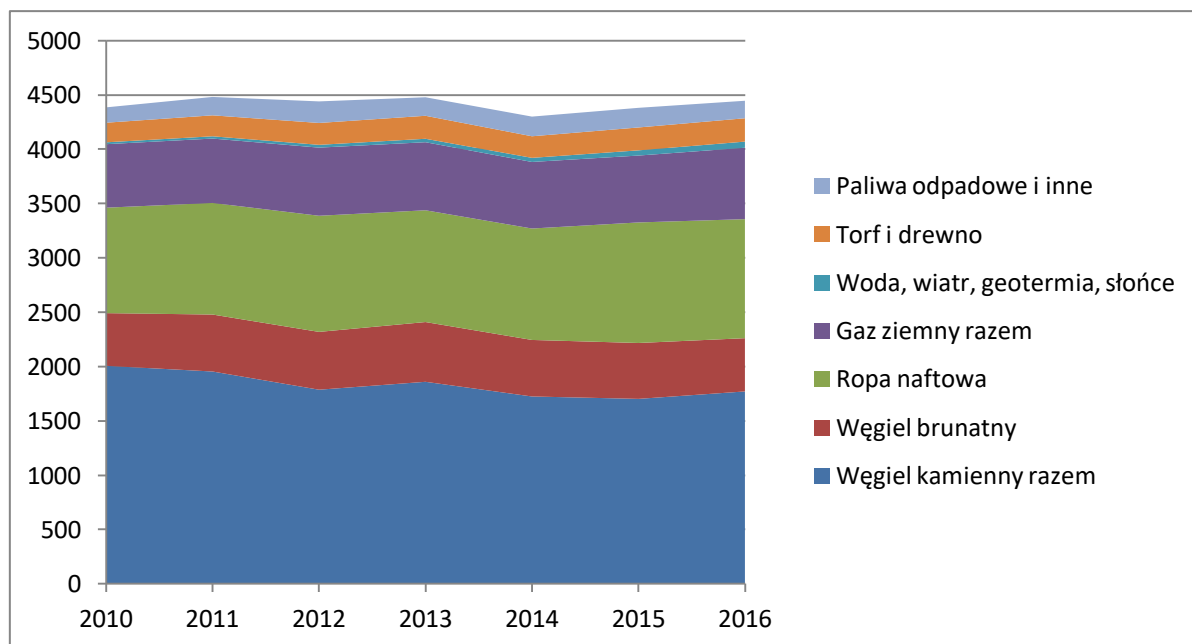
w wydobywaniu mogą przebiegać szybciej niż redukcja popytu na to paliwo (podobnie procesy przebiegały w wielu rozwiniętych gospodarkach światowych).

**Tab. 1. Zużycie energii pierwotnej w Polsce w latach 2010–2016**

Wyszczególnienie [PJ] / rok	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Zużycie energii pierwotnej ogółem</b>	<b>4387</b>	<b>4483</b>	<b>4442</b>	<b>4480</b>	<b>4302</b>	<b>4382</b>	<b>4447</b>
Węgiel kamienny energetyczny	1644	1603	1443	1486	1354	1306	1382
Węgiel kamienny koksowy	364	352	345	375	371	397	390
<b>Węgiel kamienny razem</b>	<b>2008</b>	<b>1956</b>	<b>1788</b>	<b>1861</b>	<b>1726</b>	<b>1704</b>	<b>1772</b>
<b>Węgiel brunatny</b>	<b>485</b>	<b>524</b>	<b>532</b>	<b>550</b>	<b>520</b>	<b>514</b>	<b>490</b>
<b>Ropa naftowa</b>	<b>971</b>	<b>1027</b>	<b>1069</b>	<b>1029</b>	<b>1026</b>	<b>1110</b>	<b>1096</b>
Gaz ziemny WM	494	497	528	528	515	521	564
Gaz ziemny ZA	90	95	99	98	97	95	94
<b>Gaz ziemny razem</b>	<b>584</b>	<b>592</b>	<b>627</b>	<b>626</b>	<b>612</b>	<b>616</b>	<b>657</b>
Woda, wiatr, geotermia, słońce	17	21	26	32	38	48	57
Torf i drewno	180	193	201	212	199	211	215
Paliwa odpadowe i inne	141	169	198	171	181	181	161
<b>Pozostałe razem</b>	<b>339</b>	<b>383</b>	<b>425</b>	<b>414</b>	<b>417</b>	<b>439</b>	<b>432</b>

Źródło: Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2015 i 2016, GUS, 2017.

**Rys. 2. Struktura zużycie energii pierwotnej w Polsce w latach 2010–2016 (w PJ)**



Źródło: Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2015 i 2016, GUS, 2017.

Oczekiwać należy, że z upływem czasu popyt na węgiel w Polsce będzie się zmniejszać. Wpływać na to będą zarówno pilna potrzeba ograniczania smogu, wzrost konkurencyjności taniejących odnawialnych zasobów energii pierwotnej i powolne zastępowanie przez tę energię węgla, poprawa sprawności przetwarzania węgla w produkcji energii elektrycznej oraz ciepła, jak i europejska polityka redukcji emisji gazów

cieplarnianych. Ograniczanie krajowego wydobycia węgla również zmniejszy krajowy popyt na węgiel generowany przez sektory górniczy i branże dostarczające do górnictwa maszyny i urządzenia, a także energię przetworzoną w różnych formach. W 2016 roku na każdą tonę wydobycia górnictwo zużyło bezpośrednio 245,7 MJ energii, tj. 1,1% energii zawartej w wydobytej tonie węgla. W całym tym roku górnictwo węgla kamiennego zużyło ok. 20,1 PJ energii, w tym 3,7 TWh energii elektrycznej, a górnictwo węgla brunatnego odpowiednio 7,5 PJ, w tym 1,8 TWh energii elektrycznej<sup>3</sup>. Oznacza to, że z upływem czasu również ewentualne potrzeby importowe będą maleć – tym szybciej, im szybciej będzie maleć uzależnienie popytu od węgla.

Horyzont czasowy zmian w zakresie redukcji popytu na węgiel jest w naszej ocenie dłuższy niż możliwy do osiągnięcia w wydobyciu. Od użytkowania węgla kamiennego energetycznego uzależnionych jest obecnie szereg różnych sektorów. Zużycie ogółem w 2016 roku wyniosło 61,5 mln ton (1382 PJ), w tym na przemiany energetyczne w elektroenergetyce – 30,2 mln ton (ok. 644 PJ, tj. 46,6%), ciepłownictwie – 12,2 mln ton (ok. 273 PJ, tj. 19,8%) ton, a zużycie bezpośrednie – ok. 17,6 mln ton (444 PJ, tj. ok. 32,1%). W zużyciu bezpośrednim 11,9 mln t (308 PJ, tj. 19,5%) jest wykorzystywane głównie w gospodarstwach domowych i rolnictwie, z czego znaczna część do produkcji ciepła w urządzeniach indywidualnych<sup>4</sup>. Zużycie w każdym z tych sektorów podlega innym zasadom (kryteriom) i ma różne możliwości wdrażania zmian. W niniejszej pracy skupiono się na dwóch kluczowych dla zmian popytu kierunkach użytkowania węgla. Oba kierunki wymagają przeprowadzenia zmian istotnych dla procesów transformacji w gospodarce energetycznej, społecznych oraz w zakresie ochrony środowiska. Są to wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła dla różnych celów.

### **Zasoby węgla**

Mimo posiadania przez Polskę znaczących geologicznych zasobów węgla kamiennego, to ocenę ich dostępności trzeba uzależnić do warunków geologiczno-technicznych, ekonomicznych, społecznych i środowiskowych. Wydobywalne zasoby, czyli tzw. operacyjne (przemysłowe minus straty), pozwalają na utrzymanie dzisiejszej skali wydobycia na poziomie 70 mln ton rocznie jedynie przez mniej niż 30 lat. Osiągnięcie takiej skali wydobycia wymaga wielomiliardowych (20–30 mld zł) inwestycji w nowe kopalnie oraz inwestycji odtworzeniowych w niektórych istniejących zakładach górniczych. Konieczne może być zejście z wydobyciem poniżej 1 km głębokości, gdzie wzrasta zagrożenie metanowe, termiczne, pożarowe oraz groźba tąpnięć. Aby w miarę bezpiecznie prowadzić eksploatację, niezbędne jest poniesienie znacznych nakładów finansowych na

---

<sup>3</sup> Tamże.

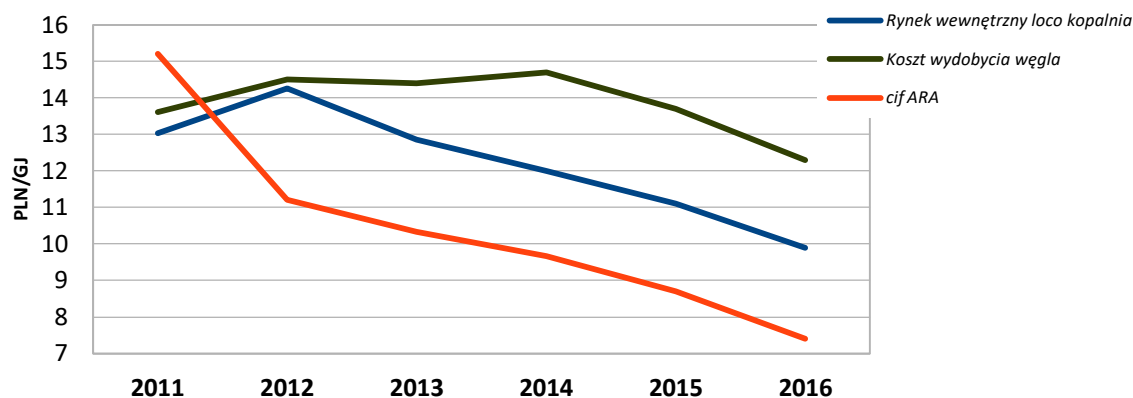
<sup>4</sup> Tamże.

## Proces odchodzenia od węgla w Polsce – dylematy

-----

przeciwdziałanie tym zagrożeniom. Górnictwo węgla kamiennego w Polsce jest głębinowe, a przy średniej jakości zarządzania kopalniami produktywność na jednego zatrudnionego jest niska. Na Górnym Śląsku kształtuje się ona na poziomie rzędu 650–700 t rocznie, a w Zagłębiu Lubelskim – ok. 1200 t. Na świecie w wielu krajach funkcjonuje górnictwo odkrywkowe węgla kamiennego z produktywnością przekraczającą 2000 t rocznie/os., co powoduje, że w przypadku ograniczenia popytu przez wielkich międzynarodowych odbiorców (głównie Chiny), jest w stanie realizować konkurencyjne dostawy po bardzo niskich cenach. Trudne krajowe warunki geologiczne generują wysokie koszty pozyskiwania węgla kamiennego. Praktycznie kopalnie są w znacznym stopniu nierentowne lub narażone na utratę rentowności, zwłaszcza w odniesieniu do niskich cen światowych<sup>5</sup> (rys. 3).

**Rys. 3. Relacje cen węgla energetycznego pozyskanego w Polsce do węgla na rynku Europy NW (ARA)**



<sup>5</sup> Źródło: Michał Wilczyński, *Uwagi do „Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce” (wersja 8 z 30.06.2017) Ministerstwa Energii*. Linia niebieska to cena zbytu w kopalni; linia zielona – koszty wydobycia; linia czerwona – cena na rynkach światowych.

Potwierdzają to dane zawarte w projekcie *Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce*, gdzie stwierdza się, że „po okresie osiągnięcia dodatnich wyników finansowych netto do 2012 r. (7,9 mln zł w 2009 r.; 3013,9 mln zł w 2011 r.) od 2013 r. sektor osiąga ujemne wyniki finansowe do 2,2 mld zł w 2015 r. Po uwzględnieniu odpisów z tytułu utraty wartości środków trwałych, strata osiągnęła poziom 4,5 mld zł, przy stracie ze sprzedaży węgla na poziomie 2,0 mld zł”. I dalej: „Od 2013 r. nastąpił znaczny spadek przychodów ze sprzedaży węgla, nawet poniżej kosztów produkcji i kosztów sprzedanego węgla (odpowiednio: 22,7 mld zł oraz 22,8 mld zł). W następnych latach przychody ze

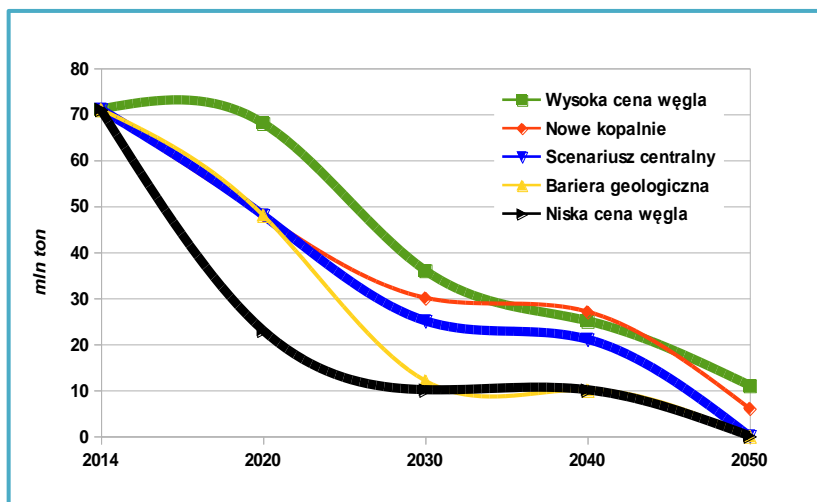
<sup>5</sup> Michał Wilczyński, *Uwagi do „Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce” (wersja 8 z 30.06.2017) Ministerstwa Energii*, 2017.

<sup>6</sup> Michał Wilczyński wykorzystał dane ARP dla cen rynku wewnętrznego, dane dla ARA – Quandl za BP Database, kursy średnie PLN/USD za NBP. Dla obu rynków węgla przeliczono wartość kaloryczną węgla według standardu ARA Q = 25,14 GJ/t. Koszt wydobycia według danych Ministerstwa Gospodarki przeliczone na standard węgla ARA = 25,14 GJ.

sprzedaży węgla były o kolejne 3,7 mld zł niższe, przy redukcji kosztów produkcji w latach 2014–2015 o 2,6 mld zł, a kosztów sprzedanego węgla o 2,2 mld zł. Łączny spadek przychodów ze sprzedaży węgla w latach 2011–2015 wyniósł więc 7,2 mld zł, przy spadku kosztów produkcji rzędu 1,5 mld zł, a kosztów sprzedanego węgla 1,0 mld zł<sup>7</sup>. „W kolejnych latach 2013–2015 spółki Skarbu Państwa odnotowały ujemną akumulację na węglu (odpowiednio: –6,40 zł/t, –32,79 zł/t i –28,34 zł/t)”<sup>7</sup>. Sytuacja poprawiła się w roku 2017 w wyniku dokonanej restrukturyzacji i wzrostu cen światowych. Polska Grupa Górnicza (PGG) zakończy rok 2017 z wydobywaniem ok. 30 mln ton węgla kamiennego przy planowanym na rok 2017 powyżej 30 mln ton. PGG posiada obecnie o 7 mln ton mniejsze zdolności wydobywcze niż pięć lat temu<sup>8</sup>. Utrzymanie wydobywania na obecnym poziomie wymagać będzie inwestowania w nowe złoża. W przeciwnym wypadku wydobywanie węgla będzie mocno spadać. W ocenie wielu ekspertów poprawa sytuacji na rynku światowym jest doraźna, a ceny węgla w dłuższych okresach będą niższe. Według Krzysztofa Szlagi, prezesa Lubelskiego Węgla Bogdanka, cena równowagi węgla kamiennego wynosi 65–70 USD za tonę, tzn. jest o 26–32% niższa niż obecna cena na rynkach światowych<sup>9</sup>.

Niezależnie od przyjętego scenariusza następować będzie znaczący spadek wydobywania aż do jego wygaśnięcia lub prawie wygaśnięcia w okolicach 2050 roku (rys. 4), a nawet wcześniej.

**Rys. 4. Prognoza pozyskania węgla kamiennego w Polsce – wynik analizy ekonomicznej**



Źródło: Maciej Bukowski, Jędrzej Maśnicki, Aleksander Śniegocki, Rafał Trzeciakowski, *Polski węgiel: Quo vadis? Perspektywy rozwoju górnictwa węgla kamiennego w Polsce*, Warszawski Instytut Studiów Ekonomicznych, Warszawa 2015.

<sup>7</sup> Projekt „Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce”, Ministerstwo Energii, wersja 8 z 30.06.2017.

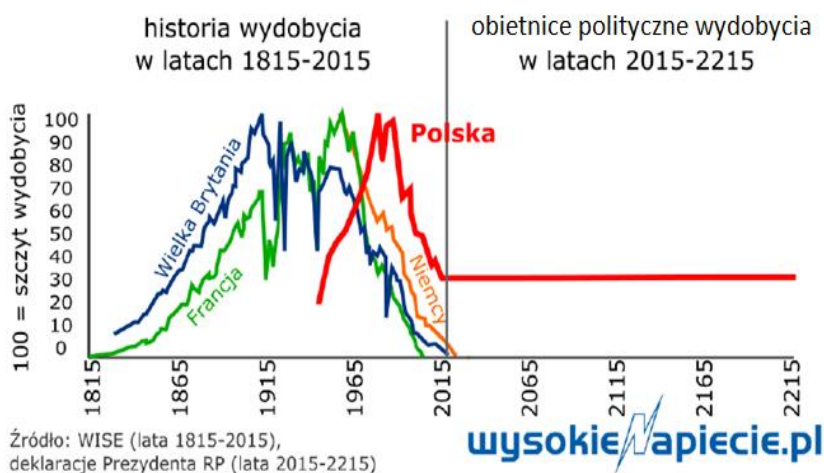
<sup>8</sup> Tomasz Rogala: PGG wydobydzie w 2017 roku przeszło 30 mln ton węgla, portal gospodarczy wnp.pl, [http://energetyka.wnp.pl/tomasz-rogala-pgg-wydobydzie-w-2017-roku-przeszlo-30-mln-ton-wegla,313533\\_1\\_0\\_0.html](http://energetyka.wnp.pl/tomasz-rogala-pgg-wydobydzie-w-2017-roku-przeszlo-30-mln-ton-wegla,313533_1_0_0.html), dostęp 19.12.2017.

<sup>9</sup> Dariusz Ciepela, Spadek cen węgla w portach ARA, portal gospodarczy wnp.pl, [http://gornictwo.wnp.pl/spadek-cen-wegla-w-portach-ara,313299\\_1\\_0\\_0.html](http://gornictwo.wnp.pl/spadek-cen-wegla-w-portach-ara,313299_1_0_0.html), dostęp 15.12.2017.

## Proces odchodzenia od węgla w Polsce – dylematy

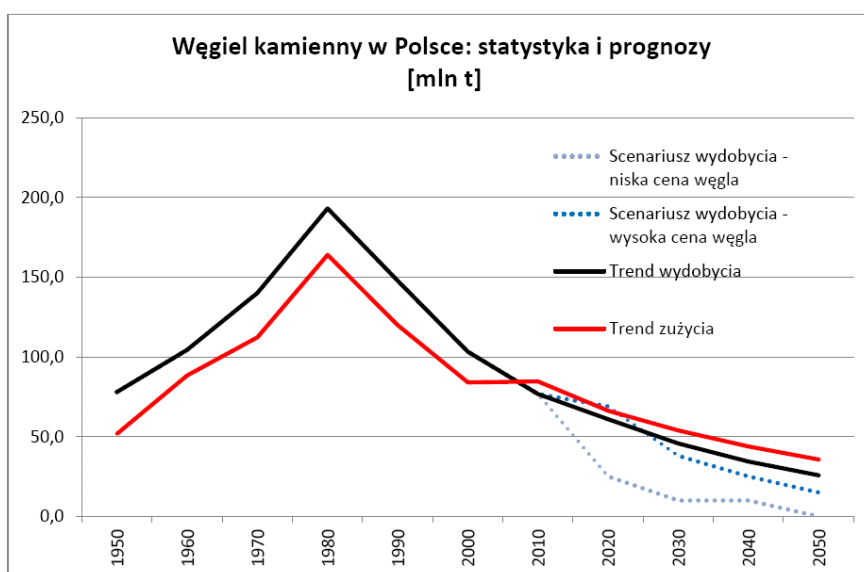
Oczekiwać należy, że aktywność polskiego górnictwa będzie maleć w tempie podobnym, jak to miało miejsce w uzależnionych od węgla kamiennego krajach Europy Zachodniej – mimo odmiennych dalekosiężnych deklaracji polskich polityków (rys. 5). Na przykład we Francji czy Niemczech wydobycie węgla zostało zredukowane do zera w 50–60 lat od uzyskania najwyższego w tych krajach wydobycia. Na wykresie poniżej przedstawiono prawdopodobne ścieżki zmian poziomu wydobycia w Polsce (rys. 6).

**Rys. 5. Szczyt wydobycia węgla kamiennego w krajach Europy Zachodniej i Polsce wraz z deklaracjami polskich polityków**



Źródło: Bartłomiej Derski, *Sprawiedliwa transformacja w górnictwie węgla kamiennego*, referat wygłoszony podczas debaty *Sprawiedliwa transformacja górnictwa – czy jest możliwa?* zorganizowanej 25 października 2017 roku w Warszawie przez Koalicję Klimatyczną, [http://gabrielalenartowicz.pl/wp-content/uploads/2017/11/B.-Derski\\_Sprawiedliwa-transformacja.pdf](http://gabrielalenartowicz.pl/wp-content/uploads/2017/11/B.-Derski_Sprawiedliwa-transformacja.pdf), dostęp 23.01.2018.

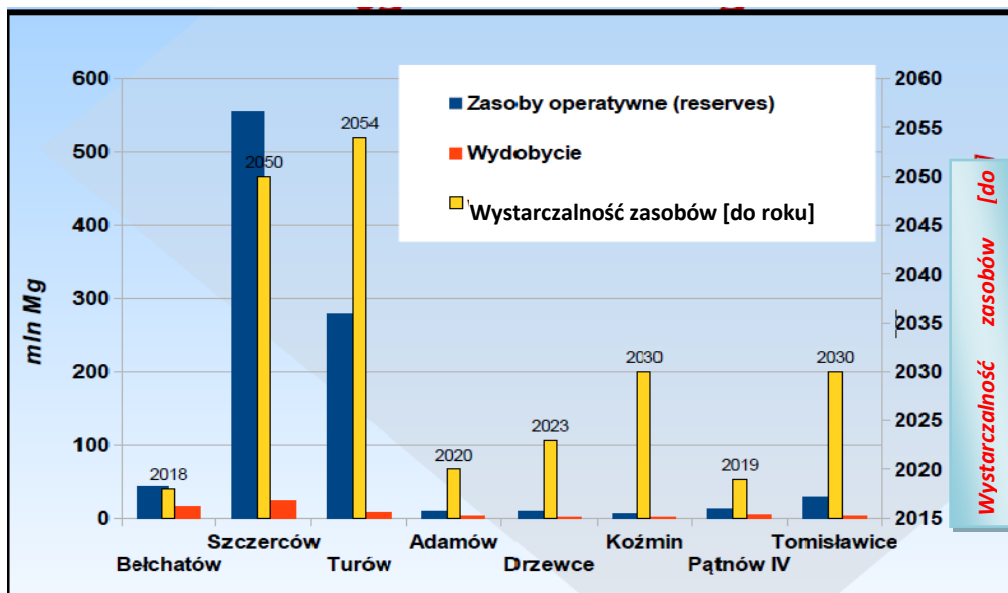
**Rys. 6. Węgiel kamienny w Polsce: statystyka, prognozy [mln ton]**



Źródło: Statystyka: Ryszard Gilecki, *Sektor energii świata i Polski*, Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej, Warszawa, grudzień 2014; prognoza: M. Bukowski i in., *Polski węgiel...*, dz. cyt.

W ostatnich 28 latach wydobycie węgla brunatnego spadło znacząco, bo o blisko 17%<sup>10</sup>. Zasoby węgla brunatnego w obecnie eksploatowanych przez poszczególne kopalnie złożach umożliwiają zachowanie stabilnego poziomu wydobycia jedynie do 2020 roku<sup>11</sup>. Większość czynnych obecnie kopalń przed 2035 rokiem wyczerpie zasoby (rys. 7). Do połowy wieku funkcjonować nadal będą tylko dwie odkrywki: Turów i Szczerców. Natomiast roczne wydobycie będzie możliwe na poziomie rzędu 20–30 mln ton<sup>12</sup>. Mimo że pozyskanie węgla brunatnego jest nieznacznie tańsze niż kamiennego, to przyczynia się ono do bardzo dużych zmian w środowisku, zwłaszcza w powierzchni terenu i zasobach wodnych (lej depresyjny). Przykładowo badania prowadzone w związku z działalnością kopalni Konin wykazały, że straty w produkcji rolnej wynoszą prawie 400 mln zł rocznie, na co składają się straty w plonach i zmniejszenie produkcji zwierzęcej ze względu na spadek dostępności paszy<sup>13</sup>. Oczekiwać można, że koszty te będą rosły systematycznie wraz ze wzrostem produktywności gospodarki, co w coraz większym stopniu będzie wymuszać intensywne metody realizacji funkcji infrastrukturalnych. Odkrywkowe wydobycie węgla, wymagające wykluczenia z innej działalności gospodarczej coraz ważniejszego, bo ograniczonego zasobu powierzchni ziemi, będzie coraz mniej atrakcyjne ekonomicznie.

Rys. 7. Wydobycie węgla brunatnego w 2016 roku w poszczególnych odkrywkach, zasoby przemysłowe oraz wystarczalność



Źródło: Opracowanie Michała Wilczyńskiego na podstawie danych *Bilansu zasobów kopalni – stan na 31 XII 2016*, PIG-PIB.

<sup>10</sup> Przemysł i budownictwo, Główny Urząd Statystyczny, <http://stat.gov.pl/statystyka-miedzynarodowa/porownania-miedzynarodowe/tablice-o-krajach-wedlug-tematow/przemysl-i-budownictwo/>, dostęp 23.01.2018.

<sup>11</sup> Zbigniew Kasztelewicz, *Przyszłość górnictwa brunatnego w Polsce*, „Nowa Energia” nr 4/2017.

<sup>12</sup> *Atlas węgla 2015. Dane i fakty o globalnym paliwie*, Fundacja im. Heinricha Bölla, Instytut na rzecz Ekorozwoju i Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, 2015.

<sup>13</sup> Benedykt Pepliński, *Skutki ekonomiczne dalszej eksploatacji w czynnych odkrywkach węgla brunatnego w zagłębiu konińskim – analiza kosztów dla rolnictwa i przetwórstwa rolno-spożywczego*, Poznań 2016.

## Miks energetyczny

W Polsce prowadzone są rozważania na temat potencjalnego miks energetycznego w perspektywie lat 2030 i 2050. Obrazują one skalę możliwych do wykorzystania, alternatywnych w stosunku do węgla zasobów energii pierwotnej, takich jak gaz, OZE czy energia paliwa jądrowego. Aktualnie oficjalnych decyzji ich dotyczących nie ma. Obowiązująca od roku 2009 roku *Polityka energetyczna Polski* jest przestarzała, a robocza wersja polityki z 2015 roku nie jest akceptowana przez obecny rząd. Według ostatnich informacji nowa polityka energetyczna ma powstać do końca 2018 roku. Natomiast pojawiają się niezależne opracowania, takie jak w ramach projektu *Niskoemisyjna Polska 2050*, w których przedstawiono różne scenariusze miks energetycznego: od 45% udziału węgla w 2050 roku do scenariusza bez węgla z 50% udziałem energetyki odnawialnej<sup>14</sup>. W opracowaniu Uniwersytetu Stanford dla Polski wykazano, że zaspokojenie wszystkich potrzeb energetycznych w 2050 roku może odbywać się w 100% z energetyki odnawialnej<sup>15</sup>. Natomiast w opracowaniu Instytutu Energetyki Odnawialnej proponowany scenariusz rozwoju OZE pozwala na ich udział na poziomie 68% w 2050 roku<sup>16</sup>. Z ostatnio wydanych publikacji zwrócić należy uwagę na opracowanie Forum Energii, w którym przedstawiono cztery scenariusze dotyczące miks energetycznego, a także pogłębioną analizę skutków ekonomicznych, społecznych i środowiskowych ich wdrażania. W pracy tej przyjęto, że zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie wzrastało o 1,4% rocznie. W 2050 roku wytwarzanie energii elektrycznej osiągnie ok. 220 TWh (rys. 8). Te cztery scenariusze to<sup>17</sup>:

- ◆ „Scenariusz węglowy – opiera się głównie na wytwórczych jednostkach węglowych (...).
- ◆ Scenariusz zdywersyfikowany z energetyką jądrową – wprowadza zróżnicowany miks technologii energetycznych włącznie z EJ zamiast elektrowni na węgiel brunatny (...).
- ◆ Scenariusz zdywersyfikowany bez energetyki jądrowej – jest zbliżony do poprzedniego, ale zastępuje produkcję energii w EJ zwiększoną produkcją z gazu ziemnego oraz z OZE (...).
- ◆ Scenariusz odnawialny – zakłada stopniowe wycofanie energetyki węglowej. Wzrasta udział produkcji energii z OZE do 73%. Jednostki kogeneracji gazowej dopełniają bilans produkcji”.

<sup>14</sup> *2050.pl – podróż do niskoemisyjnej przyszłości*, red. Maciej Bukowski, Instytut Studiów Strukturalnych, Instytut na rzecz Ekorozwoju, Europejska Fundacja Klimatyczna, Warszawa 2013.

<sup>15</sup> Mark Z. Jacobs i in., *100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight (WWS) All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World*, Stanford University, 2016, <https://web.stanford.edu/group/efmh/jacobson/Articles/I/CountriesWWS.pdf>, dostęp 4.07.2016.

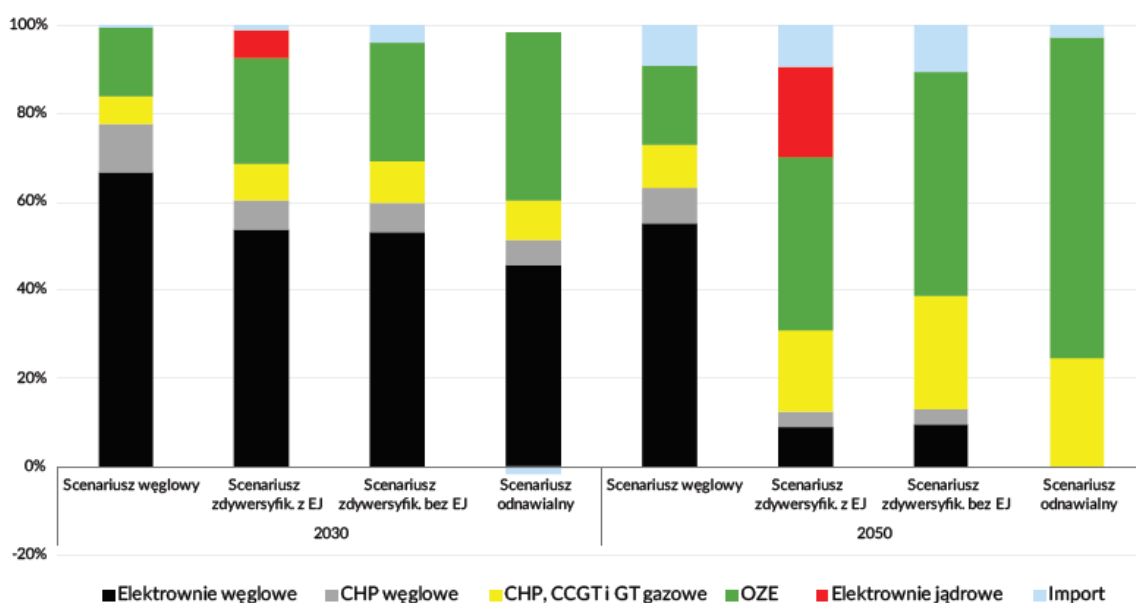
<sup>16</sup> *[R]ewolucja energetyczna dla Polski. Scenariusz zaopatrzenia Polski w czyste nośniki energii w perspektywie długookresowej* (wydanie II zmienione), Instytut Energetyki Odnawialnej, wyd. Greenpeace Polska, październik 2013.

<sup>17</sup> *Polski sektor energetyczny 2050. 4 scenariusze*, Forum Energii, październik 2017.

## Uśredniony koszt energii elektrycznej

We wspomnianym powyżej opracowaniu średni koszt energii elektrycznej dla poszczególnych nośników, wynikający z porównania LCOE, jest ważnym wnioskiem. Kluczowe źródła energii odnawialnej będą konkurencyjne w stosunku do nowej produkcji elektrowni węglowych w krótkim czasie (rys. 9 i 10). W przypadku lądowych turbin wiatrowych okres ten jest najbliższy i wynosi zaledwie kilka lat. W konsekwencji poszczególnych scenariuszy w stosunku do roku 2005 zmienia się wielkość emisji CO<sub>2</sub> – od spadku o 7% w 2050 roku w scenariuszu węglowym do spadku o 84% w odnawialnym<sup>18</sup>.

**Rys. 8. Udział produkcji krajowej i importu w pokryciu krajowego popytu na energię w perspektywach lat 2030 i 2050 według Forum Energii**



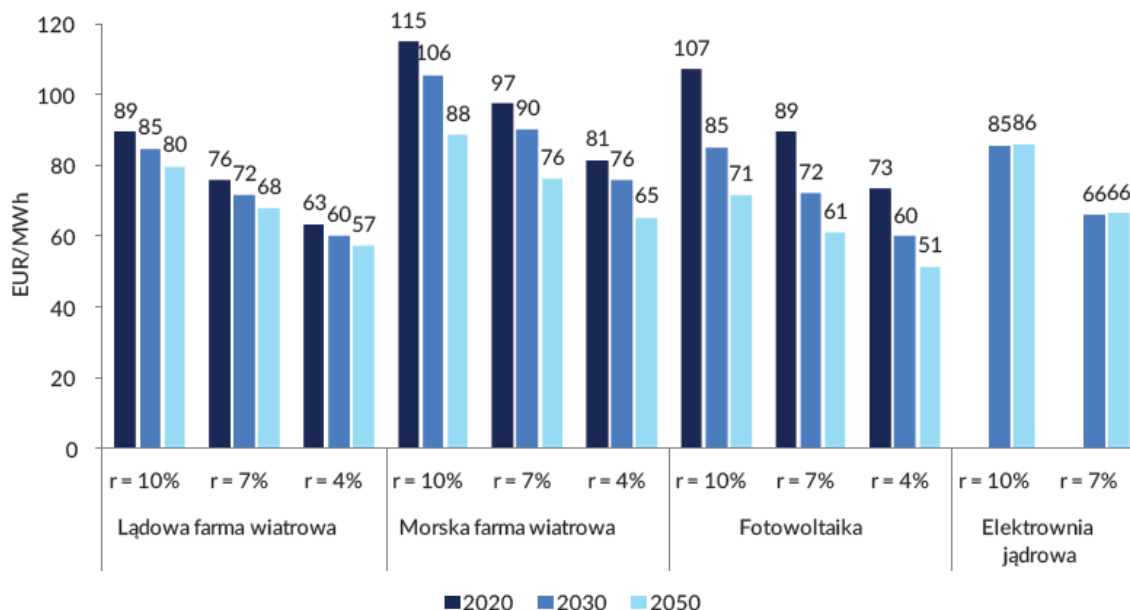
Źródło: *Polski sektor energetyczny 2050. 4 scenariusze*, Forum Energii, październik 2017.

## Subsydia i koszty zewnętrzne

Górnictwo węgla, wraz z energetyką opartą na nim, stanowią znaczny ciężar dla budżetu państwa, a ponadto wysoce negatywnie wpływają na społeczeństwo (zdrowie) oraz środowisko. W latach 1990–2016 jawne oraz ukryte subsydia osiągnęły wartość ok. 230 mld zł w cenach 2016 roku, co oznacza, że statystyczny Polak (38,28 mln średnio w tym okresie) rocznie wspierał górnictwo i energetykę węglową kwotą ponad 222 zł. Dla porównania wsparcie dla energetyki odnawialnej w okresie 2005–2016 wyniosło 33,6 mld zł, a więc była to kwota trzykrotnie niższa, tj. ponad 73 zł/Polaka rocznie. Zaznaczyć należy, że ponad 10 mld zł trafiło do dużych koncernów energetycznych w ramach dopłat do współspalania węgla

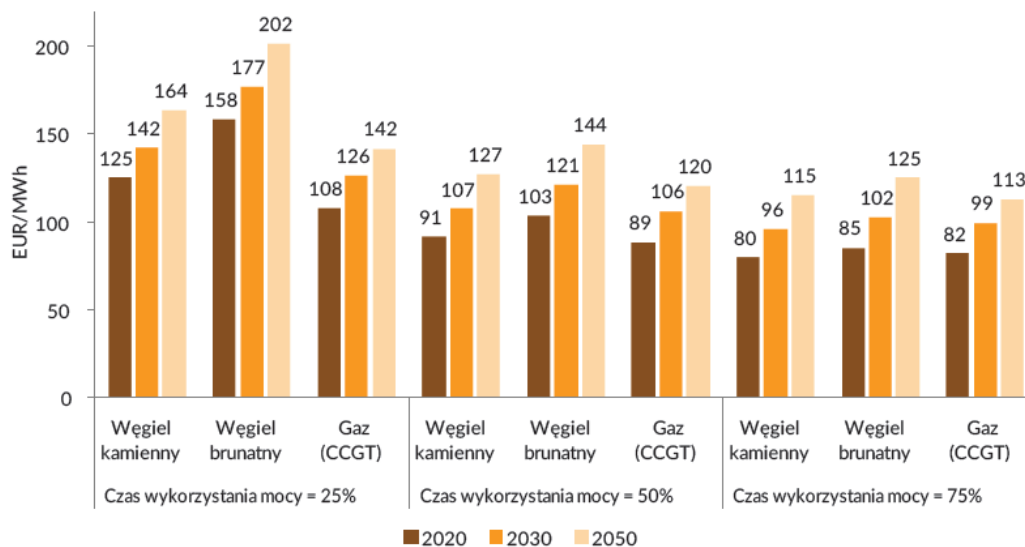
<sup>18</sup> Tamże.

Rys. 9. LCOE niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii przy różnym koszcie kapitału (wyliczenia dla czasu wykorzystania mocy = 75%)



Źródło: Polski sektor energetyczny 2050. 4 scenariusze, Forum Energii, październik 2017; r – stopa dyskontowa jako koszt kapitału.

Rys. 10. LCOE technologii wytwarzania energii w oparciu o paliwa kopalne przy różnym czasie wykorzystania mocy (wyliczenia dla r = 7%)

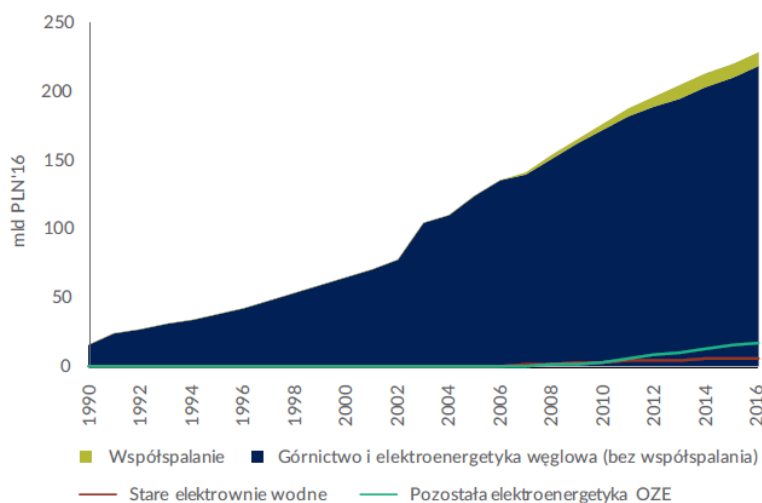


Źródło: Polski sektor energetyczny 2050. 4 scenariusze, Forum Energii, październik 2017; r – stopa dyskontowa jako koszt kapitału.

z biomasą (rys. 11). Oprócz subsydiów ważnym elementem rachunku społecznego górnictwa i energetyki węglowej są koszty zewnętrzne. Szacuje się, że dla elektroenergetyki opartej na węglu w całym okresie 1990–2016 wynosiły one 0,871–2,618 bln zł (tj. średnio 1,744 bln zł) co w przeliczeniu na statystycznego Polaka na rok daje 1687 zł. Łącznie subsydia i koszty zewnętrzne górnictwa i energetyki węglowej obciążały w omawianym okresie każdego

mieszkańca naszego kraju kwotą ponad 1900 zł rocznie<sup>19</sup>.

**Rys. 11. Skumulowane wsparcie dla górnictwa węglowego oraz elektroenergetyki węglowej i odnawialnej w latach 1990–2016, mld zł (wartość w zł z 2016 roku)**



*Źródło:* Urszula Siedlecka, Aleksander Śniegocki, Zofia Wetmańska, *Ukryty rachunek za węgiel 2017. Wsparcie górnictwa i energetyki węglowej w Polsce – wczoraj, dziś i jutro*. WISE Europa, 2017.

Tak duże uzależnienie od węgla sprawia, że Polska jest krajem o wysokim poziomie zanieczyszczenia powietrza. Z 50 najbardziej zanieczyszczonych miast w Europie 33 znajdują się w Polsce. Szacuje się, że w wyniku zanieczyszczenia powietrza w ciągu roku następuje 48 tys. przedwczesnych zgonów, a 5,8 tys. osób umiera przedwcześnie w wyniku emisji z elektrowni węglowych<sup>20</sup>. Według Europejskiej Agencji Środowiska liczba przedwczesnych zgonów wynikających z emisji pyłów do 2,5 mikrona wyniosła w 2014 roku w Polsce ponad 41 tys., tj. ponad 12% wielkości dla UE<sup>21</sup>. Całkowite roczne koszty zewnętrzne energetyki węglowej związane z wpływem na zdrowie w Polsce mogą osiągnąć nawet 34,32 mld zł. To prawie 20% wielkości dla UE, przy czym ludność w Polsce stanowi jedynie 7,6% unijnej (tab. 2)<sup>22</sup>.

### Kierunki oddziaływań – popyt

Popyt na energię determinuje zdolność realizacji fundamentalnych celów gospodarki, takich jak np. jakość życia, dynamika rozwoju, bezpieczeństwo, stan środowiska. Dla dwóch kluczowych kierunków użytkowania węgla, tj. produkcji energii elektrycznej i wytwarzania ciepła, spodziewać się należy odmiennych trendów.

<sup>19</sup> Urszula Siedlecka, Aleksander Śniegocki, Zofia Wetmańska, *Ukryty rachunek za węgiel 2017. Wsparcie górnictwa i energetyki węglowej w Polsce – wczoraj, dziś i jutro*, WISE Europa, 2017.

<sup>20</sup> *Węgiel a twoje zdrowie. Podstawowe fakty*, HEAL Polska, 2017.

<sup>21</sup> *Air quality in Europe — 2017 report*, European Environment Agency, 2017.

<sup>22</sup> *Niepłacony rachunek. Jak energetyka węglowa niszczy nasze zdrowie?*, Health and Environment Alliance, maj 2013.

## Proces odchodzenia od węgla w Polsce – dylematy

-----

Wszystkie znane scenariusze rozwoju przewidują wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, związany głównie ze wzrostem PKB i zamożności społeczeństwa oraz substytucją innych nośników energii (zwłaszcza w transporcie i ogrzewnictwie). Głównymi czynnikami wpływającymi na hamowanie przyrostu tego popytu są efektywność energetyczna i ograniczanie liczby ludności (tab. 3 i 4).

**Tab. 2. Skutki zdrowotne energetyki węglowej w UE oraz powiązane koszty (dane za 2009 rok)**

Skutki zdrowotne	Wpływ działalności elektrowni węglowych w UE (2009)	Koszty (w mln PLN rocznie)	Wpływ działalności elektrowni węglowych w Polsce	Koszty (w mln PLN rocznie)
Umieralność (przedwczesne zgony, VSL <sup>1</sup> )	18 247	158 837	3 496	30 433
Umieralność (utracone lata życia, WOLY <sup>2</sup> )	196 218	44 344	37 625	8 504
Przewlekłe zapalenie oskrzeli	8 580	7 470	1 644	1 431
Nowe hospitalizacje (układ oddechowy i krążenia)	5 498	54	1 071	12
Dni ograniczonej aktywności (osoby w wieku produkcyjnym)	18 242 034	7 403	3 495 061	1 419
Utracone dni pracy	4 140 942	1 682	793 379	322
Stosowanie leków na schorzenia układu oddechowego	2 066 720	8	421 460	1,7
Objawy ze strony dolnych dróg oddechowych	28 587 351	5 026	5 809 353	1 021
<b>KOSZTY CAŁKOWITE</b>	<b>64 670 -179 164 (15 453 – 42 811 mln €)</b>		<b>12 467-34 396 (2 979 – 8 219 mln €)</b>	

Źródło: Nieplacony rachunek. Jak energetyka węglowa niszczy nasze zdrowie, Health and Environment Alliance, maj 2013.

**Tab. 3. Prognoza energochłonności (toe/mln zł) i elektrochłonności gospodarki (GWh/mln zł)**

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>energochłonność gospodarki – energia pierwotna</b>	72	62	52	45	39	33	29	26	24
<b>energochłonność gospodarki – energia finalna</b>	47	41	36	32	28	24	20	18	17
<b>elektrochłonność gospodarki</b>	111	97	90	82	79	74	69	64	60

Źródło: Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby „Polityki energetycznej Polski do 2050 roku”, Ministerstwo Gospodarki, 2015.

W zakresie zapotrzebowania na ciepło (energię do ogrzewania i chłodzenia) przewidywane trendy są odwrotne, oczekuje się powolnej redukcji popytu głównie ze względu na zachodzące procesy efektywnościowe w całym łańcuchu dostaw energii i użytkowaniu końcowym oraz zmiany demograficzne, a także klimatyczne.

**Tab. 4. Prognoza zapotrzebowania finalnego na energię elektryczną w podziale na sektory gospodarki (TWh)**

	2010	2015	2020	2025	2030
<b>Przemysł i budownictwo</b>	41,8	43,8	46,5	49,3	53,5
<b>Transport</b>	3,3	3,4	3,6	3,8	4,1
<b>Rolnictwo</b>	1,6	1,6	1,7	1,8	1,9
<b>Handel i usługi</b>	43,7	46,2	52,5	57,9	63,8
<b>Gospodarstwa domowe</b>	28,6	29,4	32,3	35,1	38,2
<b>Razem</b>	119,1	124,4	136,6	147,8	161,4

Źródło: Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby „Polityki energetycznej Polski do 2050 roku”, Ministerstwo Gospodarki, 2015.

Przez pewien czas może następować wzrost zapotrzebowania na ciepło sieciowe, które w miastach będzie substytuować inne nośniki wykorzystywane dla celów grzewczych. Rozwój usług chłodniczych nie skompensuje w pełni ograniczeń popytu na ciepło dla tradycyjnych usług ciepłowniczych (tab. 5).

**Tab. 5. Prognoza produkcji / zapotrzebowania ciepła sieciowego według paliwa (PJ)**

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>węgiel kamienny</b>	280,6	274,5	278,1	278,0	270,1	258,4	245,1	237,5	221,4
<b>węgiel brunatny</b>	6,4	7,0	7,7	7,9	7,9	7,8	7,5	0,1	0,1
<b>produkty ropopochodne</b>	6,7	6,1	6,0	5,9	5,7	5,6	5,5	5,4	5,3
<b>gaz ziemny</b>	31,6	32,7	51,3	52,2	52,1	50,9	49,2	46,9	44,3
<b>OZE</b>	12,4	28,3	24,8	26,6	27,7	28,3	28,5	28,1	27,1
<b>Inne</b>	7,1	9,1	10,1	10,6	11,1	11,6	12,1	12,1	11,5
<b>Razem</b>	344,8	357,8	378,0	381,3	374,7	362,7	347,9	330,0	309,8

Źródło: Wnioski z analiz prognostycznych na potrzeby „Polityki energetycznej Polski do 2050 roku”, Ministerstwo Gospodarki, 2015.

Dynamika i charakter zmian popytu na energię elektryczną i ciepło mają kluczowe znaczenie dla sytuacji bilansowej w gospodarce polskiej przy ograniczonym udziale węgla. Tempo ograniczania popytu, zwłaszcza na ciepło do celów grzewczych, można istotnie zwiększyć w porównaniu do cytowanych prognoz. Pomimo powszechności zmian o charakterze cywilizacyjnym istnieją pewne przedsięwzięcia, które uznać należy za potencjalne katalizatory przemian wpływające na całą gospodarkę w obszarze materialnym.

Są to:

1. Zmiana jakościowa w budownictwie mieszkaniowym, zawierająca w sobie następujące krytyczne elementy:
  - a. zmiany struktury i wielkości mieszkań,
  - b. termomodernizację,
  - c. autoprodukcję z magazynowaniem energii i elektryfikacją usług,

- d. inteligentne budynki (SMART) wraz z zarządzaniem energią.
2. Zmiana jakościowa w transporcie, zawierająca w sobie następujące krytyczne elementy:
- a. zrównoważenie mobilności,
  - b. rozwój transportu publicznego,
  - c. rozwój transportu elektrycznego,
  - d. inteligentna (SMART) organizacja transportu, w tym pojazdy autonomiczne,
  - e. zmniejszenie transportochłonności gospodarki – gospodarka oparta na wiedzy i usługach, komunikacja internetowa oraz internet rzeczy.

### Efektywność użytkowania

Największym względnie homogenicznym rynkiem w zakresie efektywności użytkowania energii jest rynek przedsięwzięć ograniczających zapotrzebowanie na dostawy energii do ogrzewania budynków z zewnętrznych systemów energetycznych.

W tym zakresie oczekiwać można działań:

- termomodernizacyjnych, redukujących zapotrzebowanie końcowe – poprawa jakości budynku, wymiana okien i drzwi, zarządzanie wymianą powietrza;
- kształtujących zdolności magazynowania energii w budynkach;
- modernizacyjnych w zakresie instalacji wewnętrznych i systemów sterowania nimi;
- zwiększających zdolności wytwarzania energii z OZE, w tym z aktywnej powierzchni zewnętrznej budynku, redukujące popyt na dostawy zewnętrzne;
- integrujących funkcje energetyczne budynku z innymi usługami takimi jak:
  - zasilanie samochodów elektrycznych,
  - utylizacja odpadów;
- dostawczych energii i usług na rzecz systemów elektroenergetycznego i ciepłowniczego;
- kształtujących zmiany zachowań użytkowników.

Polska posiada duże zasoby budynków, których modernizacja wpłynie znacząco na system energetyczny w następujący sposób (tab. 6):

- Obniży się poziom zapotrzebowania na bezpośrednie zużycie paliw dotychczas spalanych w urządzeniach domowych (ok. 5,46 mln budynków jednorodzinnych na ogólną liczbę budynków zamieszkałych – ok. 6,44 mln)<sup>23</sup>. Część z budynków zmieni dotychczas użytkowane paliwo na energię elektryczną, a dedykowanie instalacji do współpracy (ładowania/rozładowania) z samochodem elektrycznym pozwoli na uzyskanie atrakcyjności ekonomicznej. Znacząco wzrośnie też rynkowa wartość unowocześnionych budynków.

<sup>23</sup> Szacunek własny na podstawie narodowego spisu powszechnego i rocznych statystyk po 2011 roku według GUS.

## Proces odchodzenia od węgla w Polsce – dylematy

-----

- Zwiększy się zdolność pokrywania potrzeb budynku ze źródeł własnych. Podniesie się zdolność dostarczania do KSE mocy energetycznej ze źródeł i magazynów domowych.
- Koszty energetyki systemowej będą przenoszone w składowych stałych cen zależnych od mocy zamówionej.
- Pojawi się tendencja do redukcji wielkości mocy zamówionej przez wyposażanie domów w sprawniejsze odbiorniki energią, ale także w wyniku inteligentnego zarządzania mocą np. przez unikanie nadmiernie jednoczesnego wykorzystywania urządzeń.

Do 2030 roku budynki, jako aktywne źródła energii elektrycznej, stanowiąc będą ważny element klastrów energetycznych (opisanych w dalszej części opracowania).

**Tab. 6. Podsumowanie analizy BPIE dla trzech scenariuszy strategii remontów, modernizacji i termomodernizacji budynków w Polsce do 2030 roku**

WYNIKI DO ROKU 2030					
Scenariusz		0	1	2	3
Opis		Bazowy	Skromny	Pośredni	Ambitny
Roczna oszczędność energii w roku 2030	TWh/rok	14	24	44	75
Oszczędności w 2030 jako % wartości dzisiejszych	%	5%	8%	15%	26%
Koszty inwestycji (wartość obecna)	mld zł	21	38	66	122
Oszczędności (wartość obecna)	mld zł	38	59	107	185
Oszczędności netto dla konsumenta	mld zł	17	21	41	63
Oszczędności netto dla społeczeństwa – bez efektów zewnętrznych	mld zł	159	262	496	828
Oszczędności netto dla społeczeństwa – z efektami zewnętrznymi	mld zł	177	291	550	920
Wewnętrzna stopa zwrotu	IRR	15,1%	13,4%	13,9%	13,2%
SZYBKA DEKARBONIZACJA					
Roczne oszczędności CO <sub>2</sub> w roku 2030	Mt CO <sub>2</sub> /rok	52	54	59	65
CO <sub>2</sub> zaoszczędzone w roku 2030 (% wartości z 2010)	%	47%	49%	53%	59%
Koszt redukcji CO <sub>2</sub>	zł/t CO <sub>2</sub>	-27	-44	-81	-131
WOLNA DEKARBONIZACJA					
Roczne oszczędności CO <sub>2</sub> w roku 2030	Mt CO <sub>2</sub> /rok	9	12	20	32
CO <sub>2</sub> zaoszczędzone w roku 2030 (% wartości z 2010)	%	8%	11%	18%	28%
Koszt redukcji CO <sub>2</sub>	zł/t CO <sub>2</sub>	-272	-351	-454	-516
Średnia liczba utworzonych miejsc pracy rocznie netto	w tysiącach	18	36	65	119

Źródło: *Strategia modernizacji budynków: mapa drogowa 2050*, Instytut Ekonomiki Środowiska, Krajowa Agencja Poszanowania Energii, Narodowa Agencja Poszanowania Energii, Building Performance Institute Europe przy współpracy PricewaterhouseCoopers, Kraków 2014.

Ciekawymi dla działalności komercyjnej obszarami mogą być:

- a. dostawy elementów magazynowania energii w budynku,
- b. dostawy budynkowych instalacji OZE,
- c. dostawy pomp ciepła,
- d. dostawy krytycznych elementów inteligencji budynkowej – elektroniki sterującej,
- e. dostawy usługi wirtualnego źródła energii dla rynku lokalnego,
- f. usługa zarządzania klastrem jako jednostką dostarczającą i bilansującą energię na rynku lokalnym (międzygminnym, powiatowym).

Oczekiwany czas osiągnięcia dojrzałości koncepcji klastrów energetycznych w Polsce to lata 2020–2025.

### **Magazynowanie energii**

Magazynowanie energii jest szczególnie istotną usługą ze względu na ekonomikę innych źródeł energii, dostępność energii w czasie, gdy energia jest wymagana, oraz dla bezpieczeństwa energetycznego państwa. W przypadku energii elektrycznej szczególnie interesujące okresy magazynowania związane są z nierównomiernościami dobowymi i tygodniowymi, a dla paliw, z których energia elektryczna jest wytwarzana z nierównomiernościami sezonowymi.

Poziom wykorzystania źródeł energii ma istotne znaczenie dla rentowności inwestycji w źródła energii. Ze względu na zmienność poziomów zapotrzebowania na moc elektryczną oraz zmienną zdolność wytwarzania energii elektrycznej we fluktuujących źródłach OZE, zależnych od warunków pogodowych, poziom bilansowania mocy może się drastycznie różnić. To z kolei znacząco wpływa na ceny. Korzystne może być zatem magazynowanie taniej energii w okresach nadpodaży i późniejsze jej dostarczanie (po wyższej cenie) w okresach niedoborów.

Do roku 2030 w Polsce szczególnie atrakcyjne wydają się być poniższe formy magazynowania energii w celu uzyskania zdolności szybkiej podaży energii elektrycznej w okresach występowania odpowiedniego zapotrzebowania.

### ***Elektromobilność i magazynowanie energii***

Zadeklarowany przez rząd program elektromobilności zakłada, że w 2025 roku będzie w Polsce ok. 1 mln samochodów elektrycznych<sup>24</sup>. Jest to wizja trudna do realizacji ze względu na niski aktualnie poziom rozwoju infrastruktury do ładowania pojazdów w kraju, niską siłę nabywczą społeczeństwa, a także oczekiwane zjawisko spiętrzenia zapotrzebowania mocy w szczególnych strefach czasu, np. w dniach letnich wyjazdów

<sup>24</sup> *Planu rozwoju elektromobilności „Energia do przyszłości”*, Ministerstwo Energii; dokument przyjęty przez Radę Ministrów 16 marca 2017 roku.

wakacyjnych. Szansa osiągnięcia celów programu wzrasta w przypadku koncentracji działań na terenie miast i budowy floty pojazdów przeznaczonych do masowego transportu ludności<sup>25</sup> oraz dystrybucji lokalnej towarów, a także taksówek i miejskich samochodów wypożyczanych lub współużytkowanych.

Szybszy rozwój transportu elektrycznego innego niż samochody osobowe w tym zakresie powoduje względnie:

- większą substytucję energią elektryczną paliw ropopochodnych ze względu na znacznie dłuższy czas użytkowania,
- szybszą amortyzację aktualnie drogich akumulatorów,
- łatwiejsze zarządzanie mocą niezbędną do ładowania pojazdów ze względu na łatwiejsze do planowania w czasie oraz koncentrację logistyki ładowania na ograniczonym terenie,
- większą możliwość wykorzystania energii zgromadzonej w akumulatorach do potrzeb bilansowania elektroenergetycznego w mieście (np. w ramach klastra energetycznego).

Dla działalności komercyjnej szczególnie interesujące mogą być:

1. Współpraca z dużą aglomeracją miejską w celu:
  - a. dostawy elektrycznych samochodów dostawczych do dystrybucji towarów na terenie miasta oraz autobusów elektrycznych,
  - b. budowy lokalnego systemu ładowania akumulatorów / wymiany akumulatorów (w zależności od systemu),
  - c. budowy inteligentnego systemu wykorzystania zdolności akumulacyjnych do potrzeb lokalnego klastra energetycznego.
2. Budowa fabryki elektrycznych samochodów dostawczych.
3. Budowa fabryki dużych ciężarowych samochodów elektrycznych (TIR) – po 2025 roku.
4. Budowa wirtualnej elektrowni o zasięgu regionalnym opartej o zdolności magazynowe transportu.

Przewiduje się, że energia magazynowana w akumulatorach samochodowych będzie mogła być dostarczana do systemu elektroenergetycznego. Zdolność ta w pierwszej kolejności może być wykorzystywana w klastrach energetycznych do bilansowania potrzeb lokalnych.

### ***Wodór i magazynowanie***

Polska posiada niezłe rozwiniętą przesyłową sieć gazowniczą i nadal ją rozwija. Elementem elektroenergetyki są elektrownie wiatrowe i solarne, jednak hamowane w rozwoju ze względu na fluktuujące zmiany mocy i negatywny wpływ na stabilną pracę sieci elektroenergetycznych oraz innych źródeł energii. System, do którego przyłączona jest duża moc wiatrowa i/lub solarna, narażony jest na dość gwałtowne zmiany rozptyłów, zmiany

---

<sup>25</sup> *Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju* Ministerstwa Rozwoju koncentruje uwagę na autobusach.

mocy, a ceny energii na rynku konkurencyjnym są zmienne w bardzo znacznym przedziale, a zdarzają się nawet ujemne (np. na rynku niemieckim).

Interesujące wydaje się zatem wykorzystanie mocy elektrycznej w strefach czasowych znacznej nadpodaży (a więc przy bardzo niskich cenach) do produkcji wodoru w procesie elektrolizy. Atrakcyjną zdolność magazynowania tak pozyskanego wodoru na wielką skalę można prawdopodobnie uzyskać przez jego zmieszanie z gazem wysokometanowym w sieci gazowniczej. Jest to koncepcja wymagająca badań i prób technicznych, w szczególności prowadzących do określenia bezpieczeństwa utrzymywania wodoru w takiej mieszance oraz zakresu mieszania gazów bez zmiany palników i urządzeń wykorzystujących mieszankę gazów. Polska ma doświadczenia w dziedzinie magazynowania i przesyłania gazu z dużym udziałem frakcji wodoru (ponad 50%), związane z gospodarką gazem koksowniczym. Jako gaz miejski był on powszechnie użytkowany do celów komunalnych, a wycofano się z tego ze względu na ryzyko zatrucia czadem. Mieszanka wodoru z gazem ziemnym takiego ryzyka nie wprowadza. W przypadku osiągnięcia pozytywnych rezultatów roczny wolumen energii gromadzonej tą metodą w sieci gazowniczej odpowiadałby ok. 3–4 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego wysokometanowego i stanowić mógłby magazyn międzysezonowy. Skala wykorzystania tego potencjału zależałaby od skali problemu nierównomierności podaży mocy, a więc rozwoju mocy źródeł wiatrowych i solarnych.

Dodatkowo możliwe wydaje się wykorzystanie wyczerpanych złóż węglowodorów do składowania gazów o wyższym udziale wodoru, przeznaczonych wyłącznie do kontrolowanego ze względu na skład paliwa spalania (konieczne palniki dla silnie zróżnicowanego składu mieszaniny gazu), a więc np. w profesjonalnych źródłach energii elektrycznej i ciepła. Kierunek takiego wykorzystania wodoru również wymaga badań i przedsięwzięć pilotowych.

Niezbędny czas osiągnięcia dojrzałości przemysłowej obu tych koncepcji w warunkach rzeczywistego zainteresowania jego rozwojem ocenia się na minimum 5–7 lat.

Wodór otrzymany z wykorzystania tanich strefowych nadwyżek mocy elektroenergetycznych:

1. dywersyfikowałby strukturę pozyskania gazu, zwiększając poziom bezpieczeństwa o kolejne źródło krajowe;
2. podnosiłby konkurencyjność cenową gazu ziemnego ze względu na niski koszt wodoru pozyskiwanego w takich okolicznościach;
3. stabilizowałby ceny na rynku hurtowym energii elektrycznej przez ograniczenie wpływu źródeł o wysokiej niestabilności mocy;
4. zwiększałby poziom wielkoskalowych mocy wiatrowych i solarnych możliwych do przyłączenia do KSE;

5. przyczyniałby się do zmniejszenia presji energetyki na środowisko oraz uniknięcia emisji gazów cieplarnianych.

Dla przedsięwzięć komercyjnych ciekawym obszarem byłby rozwój elektrowni i elektrociepłowni wykorzystujących wodór i mieszaniny wodoru z gazem ziemnym.

### *Sieci ciepłownicze i magazynowanie energii*

Ciekawy potencjał magazynowania energii mają sieci ciepłownicze, w szczególności jeśli weźmie się pod uwagę rozwój usługi chłodzenia technikami absorpcji i adsorpcji. Rozwój usługi chłodzenia z wykorzystaniem sieci ciepłowniczych jest utrudniony ze względu na małe prędkości przepływów wody sieciowej latem i związane z tym ryzyko wysokich strat w przypadku podniesienia temperatury wody ciepłowniczej w celu produkcji wody lodowej. W związku z tym nadmiarową energię elektryczną (np. w strefie nocnej lub w czasie, gdy z dużą mocą działają elektrownie wiatrowe i/lub źródła solarne) wykorzystać można by do podgrzania i magazynowania wody ciepłowniczej w wydzielonych fragmentach sieci ciepłowniczej w rejonach dostawy usługi chłodzenia, bez strat w procesie przesyłania wody ciepłowniczej. Energia ta oddawana byłaby w usłudze w okresach występowania wysokich temperatur, a więc w strefie dziennej i zastępowałyby energię elektryczną wykorzystywaną przy chłodzeniu z wykorzystaniem kompresorów. Ten sposób wykorzystania energii elektrycznej można wzmocnić poprzez zasilenie nią pomp ciepła.

Dla inwestorów ważne jest, że ten sposób działania może znacząco podnieść rentowność systemów elektrociepłowniczych, zarówno dzięki poprawie sposobu wykorzystania majątku wytwórczego w elektrociepłowni, jak i w wyniku rozwoju nowej usługi.

Wdrożenie tej klasy rozwiązań zwiększa atrakcyjność komercyjną systemów ciepłowniczych i może być rozpatrywane do wdrożenia w przypadku zakupu tego typu przedsiębiorstw.

### **Kierunki oddziaływań – podaż**

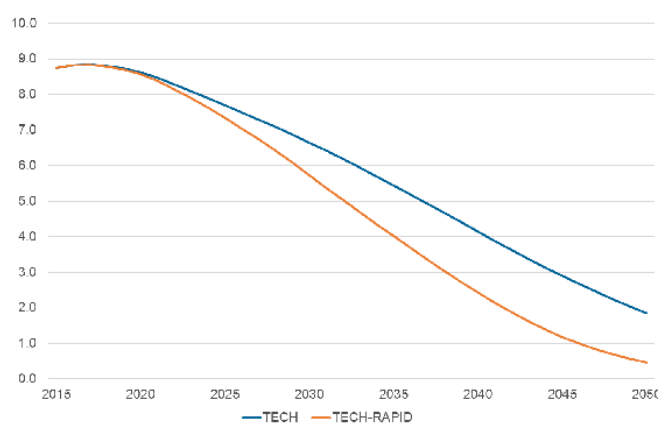
W światowej i europejskiej gospodarce zachodzą dynamiczne zmiany związane z globalizacją i postępowaniem technologicznym. Dla polskiej gospodarki paliwowo-energetycznej szczególne znaczenie do 2030 roku będą miały następujące procesy:

- Dalszy dynamiczny rozwój różnorodnych technologii OZE, ciągłe obniżanie kosztów inwestycyjnych i poprawa efektywności wytwarzania energii tych technologii w związku z procesem „uczenia” rynku. Przykładowo w Stanach Zjednoczonych w latach 2008–2015 koszty na podstawie wskaźnika LCOE lądowych farm wiatrowych spadły o 41%, a moc zainstalowana uległa potrojeniu do 75 GW. Jeszcze korzystniej wygląda to w przypadku domowych systemów PV, gdzie spadek określony na podstawie kosztów zakupu i

instalacji urządzeń wyniósł 54%. Natomiast dla dużych, komercyjnych źródeł słonecznych było to o 10 punktów procentowych więcej. Najbardziej spadł średni koszt magazynów energii, bo o 73%<sup>26</sup>.

- Rozwój zdolności podaży LNG oraz rozwój infrastruktury związanej z transportem paliw, w szczególności systemów rurociągowych morskich transportu gazu i ropy naftowej.
- Zmiany popytu na energetyczny węgiel kamienny w Chinach i Indiach.
- Rozwój transeuropejskich systemów przesyłu energii elektrycznej i gazu ziemnego.
- Rozwój elektromobilności, który powodować będzie wzrost popytu na energię elektryczną, wyhamowanie wzrostu, a nawet spadek popytu na paliwa węglowodorowe, rozwój technologii rozproszonego magazynowania energii elektrycznej z możliwością dwukierunkowych przepływów energii. Poniżej scenariusze prezentujące związane z tym znaczące ograniczenie zużycia paliw węglowodorowych w Polsce (rys. 12).

**Rys. 12. Scenariusze zużycia paliw węglowodorowych przez samochody osobowe w Polsce w perspektywie 2050 roku (w Mtoe)**



TECH – scenariusz rozwoju technologicznego; TECH-RAPID – scenariusz szybkiego rozwoju technologicznego.

Źródło: *Charging Poland*, report Cambridge Econometrics, 2017.

- Systematyczny rozwój technologii magazynowania energii w różnych formach i dla różnych okresów składowania.
- Dalszy rozwój inteligentnych metod operacyjnego zarządzania systemami energetycznymi w oparciu o technologie ICT, w tym internet rzeczy, pozwalające na wdrażanie zmian w organizacji rynków energii, modyfikowanie systemów taryfowych w kierunku taryf dynamicznych.

<sup>26</sup> Wojciech Krzyczkowski, *Amerykanie zaczęli już swoją rewolucję energetyczną. I są efekty*, portal Chronmyklimat.pl, 4.11.2016, <http://www.chronmyklimat.pl/wiadomosci/energetyka/amerykanie-zaczeli-juz-swoja-rewolucje-energetyczna-i-sa-efekty>, dostęp 26.01.2018.

- Postępująca internalizacja kosztów środowiskowych do rachunku ekonomicznego, a w szczególności kosztów związanych z emisjami negatywnie wpływającymi na zdrowie ludzkie (zwłaszcza pyły zawieszane, benzo(a)piren) oraz na klimat.

Równocześnie wewnątrz społeczeństwa i gospodarki polskiej zachodzą i zachodzą będą głębokie zmiany wynikające z procesu bogacenia się (od 1992 roku Polska znajduje się na nieustannej ścieżce wzrostu ekonomicznego), edukacji i wzrostu mobilności. Dzieje się to w korelacji z postępującą wymianą pokoleniową na rynku pracy. Aktualnie społeczeństwo polskie znajduje się w pobliżu punktu krytycznego, po przekroczeniu którego będzie przechodzić od rozwoju opartego o znaczne rezerwy zasobów pracy do rozwoju wykorzystującego w coraz większym zakresie kapitał i wiedzę (już aktualnie poziom bezrobocia znacząco spada). Strukturalna i technologiczna jakość kapitału zadecyduje, czy rozwój będzie następował nadal w podobnym do dotychczasowego tempie, czy też istotnie wyhamuje. Dlatego kluczowe jest, aby, o ile to możliwe, nie był on angażowany do projektów w sektorach ekstensywnych i schyłkowych.

Średni wzrost obserwowany bądź oczekiwany w latach 2014–2017 mieści się w granicach ok. 3,5–4,3% rocznie. W latach 2014–2015 dominował udział inwestycji, a w latach 2016–2017 – konsumpcji. W przypadku utrzymania tempa wzrostu PKB na średnim poziomie ok. 3% rocznie do roku 2030 dla polskiej gospodarki paliwowo-energetycznej szczególne znaczenie w okresie 2018–2030 będą miały następujące procesy:

- Postępujące wysycanie poziomu zaspokojenia podstawowych potrzeb ludności w dominującej części społeczeństwa oraz systematyczne zmiany profili konsumpcji w kierunku dóbr i usług o wyższej wartości dodanej.
- Spadek liczebności społeczeństwa polskiego w wyniku niskiej liczby urodzin i emigracji, przy jednoczesnej zmianie struktury wiekowej – również w wyniku wydłużenia czasu życia. Uzupełnianie podaży pracy na rynku przez ograniczenie nadmiaru zatrudnienia w sektorach ekstensywnych, takich jak górnictwo i energetyka. Przekwalifikowania i przemieszczanie zasobów pracy do sektorów o wyższej dochodowości.
- Wzrost aktywności gospodarczej w nowoczesnych dziedzinach przemysłu i usługach oraz rosnąca awersja kolejnych generacji pracowników do podejmowania prac prostych, w szczególności obciążonych ryzykiem utraty zdrowia, a nawet życia. Można oczekiwać wzrostu importu pracowników z krajów na niższym poziomie rozwoju do takich prac.
- Rosnąca mobilność społeczeństwa, w tym na rynku europejskim i związana z tym silna presja na wzrost wynagrodzeń do poziomu osiągalnego w bogatszych krajach Europy dla danego poziomu kwalifikacji i nakładu pracy.
- Rosnąca zdolność do kształcenia ustawicznego i wielokrotnej zmiany pracy w okresie aktywności zawodowej.

- Powolny, ale systematyczny wzrost akceptacji kosztów różnego rodzaju bezpieczeństwa, a w tym militarnego, energetycznego, zdrowotnego (środowiskowego), ekonomicznego (ubezpieczeniowego).
- Dalsza systematyczna poprawa efektywności użytkowania energii, substytucja dotychczas wykorzystywanych nośników ekstensywnych nośnikami intensywnymi o większej wartości, w szczególności energią elektryczną. Substituowane będą w szczególności paliwa w transporcie oraz nośniki wykorzystywane do ogrzewania budynków.
- Ryzyko wzrostu liczebności grup społecznych wymagających wsparcia publicznego w przekwalifikowaniu i osłon socjalnych – w związku z koniecznością wielokrotnej zmiany zawodu i nadążania za postępowem technologicznym. Proces kształcenia ustawicznego nakierowany na rozwój gospodarki narodowej.

Wyżej wymienione uwarunkowania muszą być brane pod uwagę w procesie kształtowania polityki energetycznej prowadzącej do transformacji poszczególnych podsystemów energetycznych oraz strategii inwestycyjnych. Niezależnie od sposobu transformacji nadrzędnym warunkiem, który musi być spełniony na każdym etapie tego procesu, będzie utrzymanie wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego i, w miarę możliwości, atrakcyjności ekonomicznej. Aspekty związane z ochroną środowiska realnie będą uwzględniane w coraz większym zakresie, w miarę, jak bogacące społeczeństwo będzie podnosić wycenę tych wartości i będzie skłonne ponosić odpowiednie ekonomiczne nakłady. W tym obszarze oczekiwać należy, że szybko rosnącą wartość stanowić będzie ograniczanie smogu (z przełożeniem na zdrowie ludności), zrównoważony dostęp do wody czy też wzrost dostępu do terenów zieleni.

Uwzględnienie takiej hierarchii kryteriów zwiększa prawdopodobieństwo, że wdrażane zmiany będą miały charakter trwały, niezależnie od zmian aktualnie rządzących ekip. Dla inwestorów komercyjnych obniży to ryzyko rewizji priorytetów i niekorzystnych zmian regulacji gospodarczych w państwie.

## **Ekonomia polityczna w sektorze elektroenergetycznym**

Znacząca część produkcji w sektorze elektroenergetycznym jest skoncentrowana w ograniczonej grupie podmiotów, pozostających pod dominującą kontrolą własnościową państwa. W czterech największych grupach kapitałowych udział skarbu państwa wynosi aktualnie<sup>27</sup>:

- PGE SA – 58,39%
- TAURON SA – 30,06%

---

<sup>27</sup> Giełda Papierów Wartościowych, Warszawa, 11.12.2017.

- Energa SA – 51,52%
- Enea SA – 51,50%.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci w 2016 roku, wyniósł 54,9%<sup>28</sup>. Trzej najwięksi wytwórcy (skupieni w grupach kapitałowych: PGE Polska Grupa Energetyczna SA, TAURON Polska Energia SA, ENEA SA) dysponowali w sumie ponad połową mocy zainstalowanych. Podmioty te realizują aktywność wytwórczą w źródłach wielkiej skali, wykorzystując głównie paliwa kopalne.

Bazę paliwową dla sektora elektroenergetycznego tworzą spółki węglowe (węgiel kamienny i brunatny) praktycznie w całości kontrolowane przez państwo bezpośrednio lub pośrednio przez zależne od państwa spółki elektroenergetyczne. Wyjątki stanowią Przedsiębiorstwo Górnicze Silesia sp. z o.o., Zakład Górniczy Stiltech Sp. z o.o., Eko-Plus Sp. z o.o. kontrolowane przez kapitał prywatny.

Dostawy energii elektrycznej są realizowane przez spółki dystrybucyjne kontrolowane również przez państwo. Co więcej spółki te są pionowo zintegrowane z wytwórcami w ramach wcześniej wymienionych grup kapitałowych. Wyjątek stanowi spółka Innogy, świadcząca usługi w Warszawie, która jest kontrolowana przez kapitał zagraniczny.

Dodatkowo obserwuje się postępującą renacjonalizację w sektorze energetycznym na drodze przejmowania (zakupu) przez spółki kontrolowane przez Skarb Państwa kolejnych aktywów od przedsiębiorstw z kapitałem zagranicznym opuszczających Polskę. W ostatnich latach miały miejsce dwie duże tego typu transakcje związane z wycofaniem się z Polski szwedzkiego Vattenfall i francuskiego EDF.

Według opinii części rozmówców rozwój energetyki rozproszonej wykorzystującej zdolności produkcyjne do pokrywania potrzeb własnych (autoprodukcja) nie jest wystarczająco wspierany przez politykę państwa, a raczej jest hamowany.

Obrót energią elektryczną jest zliberalizowany, obowiązuje zasada TPA (z ang. *third-party access* – dostępu strony trzeciej). Obserwuje się rosnącą liczbę dostawców łączących dostawę energii elektrycznej z innymi usługami.

Ceny energii elektrycznej są aktualnie określane na rynku jednotowarowym, jednak znacząca część obrotu ma charakter dwustronny, pozagiełdowy, w tym w znacznej części w ramach grup kapitałowych. Aby zabezpieczyć racjonalny poziom konkurencji, wprowadzone zostało obbligo giełdowe sprzedaży na giełdzie min. 15% produkcji energii elektrycznej. Zdaniem części rozmówców jest to poziom zbyt niski i prowadzi do ograniczenia siły konkurencji i subsydiowania wewnątrz tych grup. W szczególności ogranicza to rozwój rozproszonych źródeł energii zdolnych do współpracy na poziomie sieci średnich i niskich

---

<sup>28</sup> Raport krajowy Prezesa URE, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2017.

napięć z przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi i jednocześnie redukujących popyt na moc i energię generowaną centralnie oraz związane z tym usługi przesyłowe. Aktualnie trwa dyskusja nad podwyższeniem poziomu obliiga do ok. 50%.

Bodźce do redukcji kosztów w pionowo zintegrowanych grupach kapitałowych i powiązanego z nimi górnictwa są niewystarczające. Narastanie zaległości w tym zakresie prowadzi do wzrostu presji na wdrażanie regulacji umożliwiających trwanie takich struktur. Szczególne znaczenie ma tu synergia interesów związkowych i politycznych, a także rozbudowane struktury umożliwiające finansowanie wielu czasami zbędnych, lecz lukratywnych posad. Zdaniem części rozmówców kompetencje ekonomiczne polityków są niskie, a ich interesy koncentrują się na okresach wyborczych, co ułatwia wdrażanie takich regulacji. Jako przykład można przywołać zapaść górnictwa węgla kamiennego i udzieloną mu w latach 2015–2017 kolejną pomoc publiczną czy aktualnie wprowadzony rynek mocy finansujący gotowość do pracy w elektroenergetyce.

Charakterystyki ekonomiczne i ryzyko związane z projektami inwestycyjnymi opartymi o wielkiej mocy źródła węglowe w klasycznej elektroenergetyce powodują, że rynek jednotowarowy od ponad 10 lat nie dostarcza już bodźców inwestycyjnych dla takiej scentralizowanej elektroenergetyki. Podjęte mimo to decyzje inwestycyjne miały i mają charakter polityczny i są realizowane głównie w celu utrzymania poziomu bezpieczeństwa energetycznego. Były możliwe wyłącznie w wyniku oddziaływania państwa na decyzje: ryzyko projektów zostało zabezpieczone – sfinansowane w ramach kontrolowanych przez państwo grup kapitałowych.

W Polsce dominuje polityka znacznego poziomu samowystarczalności energetycznej opartej o krajowe zasoby energii pierwotnej. Dlatego też udział węgla kamiennego i brunatnego odgrywa ciągle tak znaczącą rolę. Z drugiej strony w opinii części rozmówców rosnąca konkurencyjność dostaw z zagranicy stanowi zagrożenie takiej doktryny i dlatego budowa elektroenergetycznych połączeń międzynarodowych jest realizowana powoli.

Zgodnie z ustawą przyjętą w grudniu 2017 roku przez parlament w Polsce zostanie uruchomiony rynek dwutowarowy przewidujący możliwość finansowania krajowych i zagranicznych zdolności produkcyjnych (mocy) oraz przedsięwzięć DSR (odpłatnej reakcji na deficyty mocy ze strony użytkowników energii na uzgodnioną skalę i czas).

Regulacje dotyczące ochrony środowiska wynikają głównie z polityki Unii Europejskiej i są wdrażane do polskiego systemu prawnego na możliwie najniższym poziomie i z opóźnieniami. Polityka ta jest postrzegana jako zagrożenie dla polskiej energetyki, a w konsekwencji dla gospodarki. Z jednej strony jest to uzasadnione, zwłaszcza że operacyjne w swym charakterze koszty emisji zanieczyszczeń (choćby GHG) przesuwają wysokoemisyjne źródła węglowe poza margines konkurencyjności w *merit order*



ryнку mocy) będą skutkować wzrostem składowych stałych, na które użytkownik nie ma wpływu przez zmianę zachowań bieżących.

Uśrednione łączne jednostkowe koszty użytkowania energii elektrycznej na poziomie najniższych napięć przewyższają ceny konkurencyjnego rynku hurtowego samej energii prawie 3,5-krotnie. Niektórzy komercyjni użytkownicy energii elektrycznej są zmuszeni pokrywać jeszcze wyższe koszty jednostkowe. Tworzy to środowisko uzasadniające wdrażanie projektów uniezależniających od dostaw energii i mocy z systemu elektroenergetycznego (własne źródła i magazyny) i/lub zwiększających efektywność wykorzystania mocy dostarczanej przez KSE. Takie projekty mogą być hamowane metodami administracyjnymi.

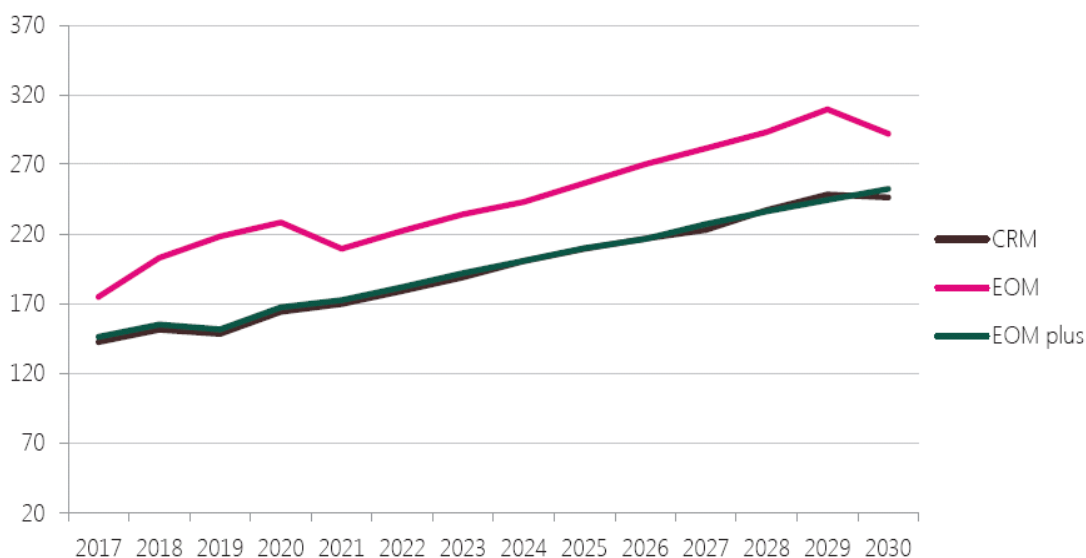
Z przeglądu literatury oraz przeprowadzonych rozmów z osobami reprezentującymi różnorodne środowiska i interesy wynika, że koncepcja rozwoju energetyki w Polsce dynamicznie ewoluuje w kierunku energetyki zdywersyfikowanej nośnikowo, o wielokierunkowych przepływach energii, inteligentnie zarządzanej. Oczekuje się, że przygotowywana aktualnie polityka energetyczna Polski nie będzie zawierała wiążącej struktury użytkowanych nośników energii oraz struktury wykorzystywanej energii pierwotnej. Koncentrować się ona będzie na celach i procesach, które ze względu na te cele uznawać się będzie za ważne. Pozwoli to uzyskać wyższą niż do tej pory elastyczność w procesie implementacji polityki, a także otwartość na inicjatywy biznesowe. Ze względu na aktualną strukturę aktywów w gospodarce paliwowo-energetycznej oraz krótkoterminowe interesy wyborcze, a także deklaracje złożone w poprzedniej kampanii wyborczej, nadal obowiązuje narracja polityczna ochrony górnictwa węgla kamiennego oraz podtrzymywania starego, silnie scentralizowanego modelu energetyki. Nie oznacza to jednak braku świadomości potrzeby intensywnych zmian w kierunku dywersyfikacji nośnikowej. Aktualnie przeprowadzany jest też na szeroką skalę proces rozwoju klastrów energetycznych, co stanowi załączek zdecentralizowanej gospodarki energetycznej. Prawdopodobnie po roku 2019 (rok kolejnych wyborów parlamentarnych) narracja ta się zmieni, a gospodarka energetyczna będzie stymulowana do przyspieszania strukturalnych procesów modernizacyjnych. Taki pogląd wynika z następujących przesłanek:

1. Energetyka ze źródeł odnawialnych, małej skali energetyka konwencjonalna rozproszona i systemy magazynowania podlegają szybkiemu rozwojowi (również w związku z rozwojem elektromobilności) i wywierają presję cenową na tradycyjne źródła energii elektrycznej i ciepła. Ma to miejsce w szczególności na średnim i niskim poziomie napięciowym, gdzie alternatywne ceny i opłaty na rzecz systemu elektroenergetycznego są wysokie. W tym samym kierunku oddziałują procesy wzrostu efektywności użytkowania energii u końcowych odbiorców, które będą narastać wraz z kolejnymi

generacjami wymienianych urządzeń, cyfryzacją gospodarki narodowej i wdrażaniem inteligentnych rozwiązań sieciowych.

2. Podobne zjawisko ma miejsce również na rynku wysokonapięciowym (hurtowym), choć jego siła jest mniejsza. W szczególności pojawia się coraz więcej projektów o relatywnie niskim OPEX, w których kapitał w istotnym stopniu zastępuje pracę, co jest trudno osiągalne dla energetyki węglowej i prowadzi do jej powolnego wypierania z jednotowarowego rynku konkurencyjnego. Dodatkowo energetyka w niektórych krajach sąsiednich oferuje niższe ceny i wywiera presję na rynek hurtowy w Polsce. Jeśli rozwinięte zostaną zdolności magazynowe, to istnieje tam potencjał na dalszą obniżkę cen energii. Powoli wzrasta też moc międzynarodowych połączeń przesyłowych w elektroenergetyce i gazownictwie.
3. Aktualne hurtowe ceny energii elektrycznej nie dają wystarczających bodźców inwestycyjnych w źródła wielkoskalowe, co powoduje, że wdrażane są mechanizmy wsparcia publicznego przez rynek dwutowarowy z wyceną energii i mocy. Rynek ten ma dopuszczać udział źródeł zagranicznych i projektów DSR. Równocześnie oczekuje się, że koszty krańcowe dostarczania energii wzrosną. Poniżej przedstawiono<sup>33</sup> ich prognozę dla różnych scenariuszy zmian organizacji rynku energii elektrycznej (rys. 13).

**Rys. 13. Koszty krańcowe dostarczania energii elektrycznej w KSE (zł/MWh)**



**Źródło:** *Rynek mocy, czyli jak uniknąć blackoutu*, Polski Komitet Energii Elektrycznej, 2016; EOM – tylko rynek energii, EOM plus – tylko rynek energii z rezerwą operacyjną i strategiczną, CRM – rynek dwutowarowy energii i mocy.

<sup>33</sup> *Rynek mocy, czyli, jak uniknąć blackoutu*, Polski Komitet Energii Elektrycznej, 2016, <http://www.pkee.pl/ckfinder/userfiles/files/Rynek-mocy-raport-PKEE.pdf>, dostęp 24.01.2018.

4. Węgiel kamienny energetyczny ze źródeł krajowych, który dotychczas stanowił podstawę bezpieczeństwa energetycznego, traci swoje znaczenie ze względu na jednoczesny splot następujących okoliczności:
  - a. Średnia głębokość wydobycia systematycznie wzrasta i w niektórych przypadkach przekracza 1 km, co powoduje nieliniowy przyrost kosztów i wzrost ryzyka utraty zdrowia i życia dla pracowników.
  - b. Spadek liczby pracowników zainteresowanych podejmowaniem pracy w górnictwie ze względu na trudne i niebezpieczne warunki pracy, świadomość niepewności utrzymania zawodu oraz względnie mało atrakcyjne wynagrodzenia w związku z zaostrzającą się konkurencją na światowym rynku węgla kamiennego, przy jednocześnie atrakcyjnej ofercie pracy w zawodach na powierzchni w rejonach tradycyjnie górniczych.
  - c. Presja na wzrost zarobków w proporcji ok. 2:1 w porównaniu z zarobkami w innych gałęziach przemysłu (które rosły będą w tym okresie do poziomu średnioeuropejskiego), powodująca konieczność wzrostu wydajności do poziomu nie mniejszej niż 1500 t/os/a, czyli ponad dwukrotnie większą niż aktualna na Górnym Śląsku.
  - d. Zdecydowany sprzeciw samorządów i społeczności lokalnej na rozbudowę i budowę nowych kopalń węgla kamiennego.
5. Luka inwestycyjna i bardzo wysoki poziom niezbędnych nakładów na uruchomienie kolejnych ścian/kopalń wydobywczych węgla kamiennego w kopalniach głębinowych przy jednoczesnej konieczności zamykania starych nierentownych ścian. W ramach ogłoszonego *Programu dla Śląska* przewiduje się dalsze inwestowanie w górnictwo węgla kamiennego poprzez „realizację *Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego*, którego głównym celem jest tworzenie warunków sprzyjających budowie rentownego, efektywnego i nowoczesnego sektora górnictwa węgla kamiennego, opartego na kooperacji, wiedzy i innowacjach. Program umożliwi działanie sektora górnictwa węgla kamiennego w przyjaznym oraz przewidywalnym otoczeniu prawnym, co pozwoli na efektywne wykorzystanie kapitału zasobowego, społecznego i gospodarczego dla zapewnienia wysokiej niezależności energetycznej Polski oraz wspierania konkurencyjności gospodarki narodowej. Program przewiduje realizację działań zarówno ze sfery poprawy bezpieczeństwa energetycznego, jak i wzrostu poziomu innowacyjności całego sektora”<sup>34</sup>.
6. Równocześnie zagrożone jest pozyskanie ze źródeł krajowych węgla brunatnego ze względu na:

---

<sup>34</sup> *Program dla Śląska*, Ministerstwo Rozwoju, grudzień 2017.

- a. systematyczne wyczerpywanie złóż aktualnie użytkowanych (patrz rys. 7);
  - b. opór społeczny związany z uruchomieniem nowych odkrywek węgla brunatnego powodujących dewastację powierzchni o względnie dużym zaludnieniu;
  - c. wysokie nakłady kapitałowe związane z budową nowych źródeł energii elektrycznej i sieci elektroenergetycznych w okolicy nowych odkrywek lub systemu transportu do starych elektrowni, o ile nie przekracza to racjonalnej ekonomicznie odległości;
  - d. wysoką wartość gospodarczą i przyrodniczą potencjalnie utraconej rozległej powierzchni w rejonach odkrywek. Postulowanie przez branżę utrzymanie znaczącej roli węgla brunatnego w miksie energetycznym na poziomie 25%<sup>35</sup> wymagałoby zajęcia terenu w wielkości 28–38 tys. hektarów, znacznej jego degradacji, potężnych zmian stosunków wodnych oraz dewastację szaty roślinnej i gleby<sup>36</sup>. Koszty zewnętrzne obejmujące tylko produkcję roślinną i zwierzęcą w rolnictwie z trzech nowych proponowanych złóż (Ościslowo, Oczkowice, Dęby Szlacheckie), łącznie oszacowano na 32–113 mld zł<sup>37</sup>.
7. Niezależnie od problemów na etapie wydobywania krajowego węgla kamiennego i brunatnego pojawiają się następujące problemy związane z jego użytkowaniem w elektroenergetyce:
- a. Źródła węglowe mają mały margines poprawy efektywności kosztowej, co powoduje, że udział w rynku konkurencyjnym może być szybko ograniczany już w najbliższym czasie, zwłaszcza dla jednostek o nieco niższych sprawnościach. Nawet wysokie nakłady kapitałowe na najnowocześniejsze rozwiązania techniczne nie gwarantują skali poprawy konkurencyjności atrakcyjnej dla inwestorów komercyjnych (rys. 14).
8. Emisja do powietrza i wody oraz generowanie odpadów są coraz bardziej kosztowne, a wzrost ceny uprawnień do emisji gazów cieplarnianych może spowodować całkowitą utratę rentowności. Ryzyko ekonomiczne wzrasta w wyniku determinacji UE w zakresie polityki klimatycznej i ochrony środowiska.
9. Źródła mają małą elastyczność ruchową, co powoduje problemy techniczne i ekonomiczne w systemach o coraz bardziej zmiennym profilu zapotrzebowania na ich pracę.
10. Źródła wielkoskalowe powodują wysokie koszty zapewnienia bezpieczeństwa pracy KSE przez konieczność utrzymywania wysokich mocy rezerwowych, a ich koncentracja w

---

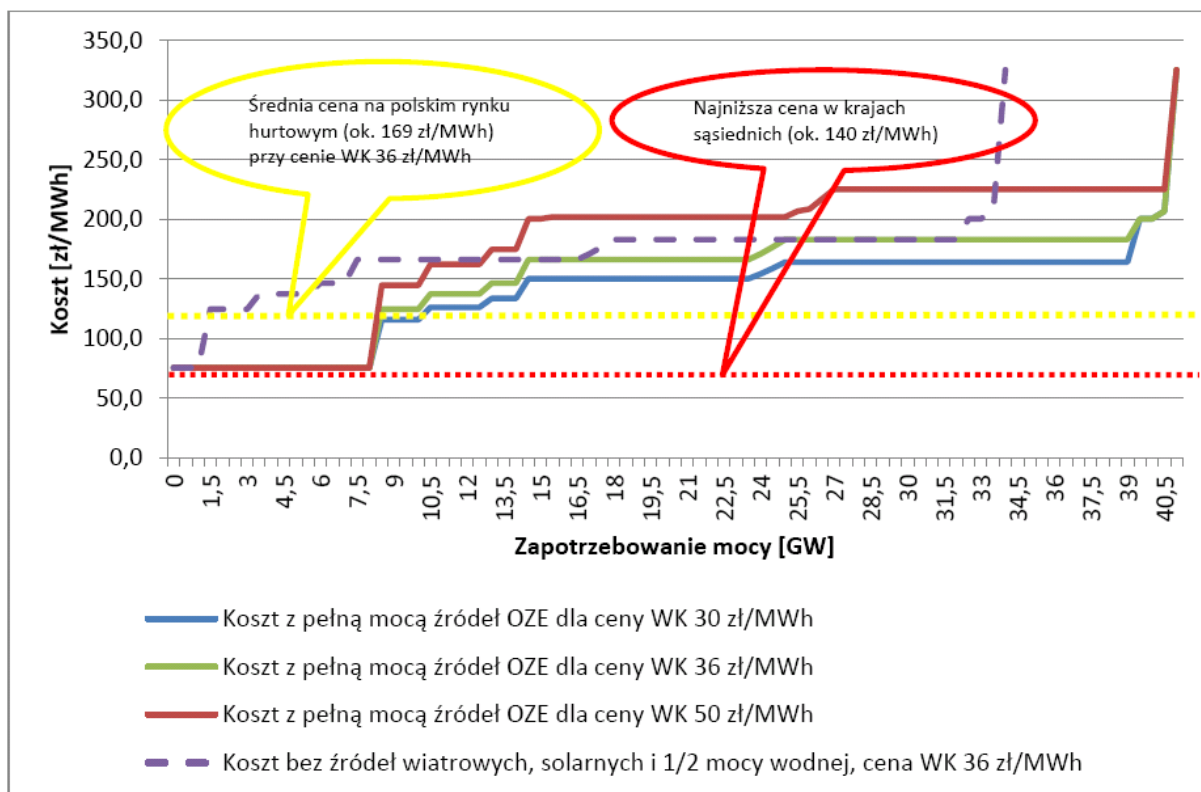
<sup>35</sup> Zbigniew Kasztelewicz, *Przyszłość górnictwa węgla brunatnego w Polsce*, „Nowa Energia” nr 4/2017.

<sup>36</sup> *Atlas węgla 2015...*, dz. cyt.

<sup>37</sup> Benedykt Pepliński, *Dlaczego obywatele, naukowcy, a także lokalny biznes protestują przeciw nowym odkrywkom węgla brunatnego?*, prezentacja na konferencji *Jak rozpocząć transformację energetyczną w Polsce*, Warszawa 20.09.2016.

kilku wielkich elektrowniach powoduje wysoką ekspozycję na ataki terrorystyczne i militarne. Podobnie wrażliwe są rozległe sieci NN rozprawdzające moc po kraju.

**Rys. 14. Hurtowa cena energii elektrycznej przy zmiennych kosztach zapotrzebowania na moc i węgla kamiennego**



Źródło: Szacunki własne na podstawie *Statystyki elektroenergetyki polskiej 2016*, Agencja Rynku Energii, Warszawa 2017.

11. Zachowanie obecnej skali wydobycia i zatrudnienia oznacza konieczność wsparcia, zarówno bezpośredniego (dokapitalizowanie), jak i pośredniego (preferencyjne warunki ubezpieczeń społecznych dla pracowników sektora). Łącznie wiąże się to z kosztami w latach 2017–2030 na poziomie 80 mld zł. Obok wsparcia dla górnictwa koniecznością staną się modernizacja elektrowni węglowych ze względu na ich zdekapitalizowanie oraz budowa nowych mocy wytwórczych. Biorąc pod uwagę takie mechanizmy jak rynek mocy oraz derogacje w ramach systemu handlu uprawnieniami do emisji, wysokość wsparcia do 2030 roku może wynieść ponad 70 mld zł. Łącznie wsparcie górnictwa i energetyki węglowej do 2030 roku może być rzędu 155 mld zł i w następnych dekadach wzrastać. Przyjmując za GUS, że w 2030 roku będzie w Polsce mieszkało 37,19 mln osób, to

wsparcie na głowę będzie wynosiło blisko 300 zł, tj. o 1/3 więcej niż w latach 1990–2016<sup>38</sup>.

12. Energetyka jądrowa wymaga długiego czasu inwestycji. Jeśli będzie realizowana, to zostanie uruchomiona najwcześniej ok. 2030 roku. Ryzyko ekonomiczne jest bardzo wysokie, co powoduje, że nie jest realizowalna komercyjnie. Rośnie zainteresowanie energetyką jądrową małej mocy. Na początek 2018 roku Minister Energii planuje aktualizację programu rozwoju tej branży.
13. Pomimo że dostęp do gazu ziemnego jest systematycznie powiększany i dywersyfikowany, to w perspektywie roku 2030 postrzegany jest on jako zasób uzupełniający, przeznaczony głównie do funkcji regulacyjnych w systemie elektroenergetycznym. Duże projekty gazowe osiągają racjonalny poziom rentowności pod warunkiem pracy elektrociepłowniczej przy zagwarantowanym stałym odbiorze ciepła.

Pomimo systematycznego, naturalnego dla rozwoju gospodarczego wzrostu efektywności wykorzystania energii na poziomie urządzeń końcowych, a także wzrostu jej produktywności wynikającej z systematycznego unowocześniania struktury gospodarki narodowej oraz przesuwania jej w kierunku procesów i usług o wyższej wartości dodanej, zapotrzebowanie na energię elektryczną, według praktycznie wszystkich dostępnych prognoz, będzie rosło. Wiąże się to w szczególności z zastępowaniem tą formą energii coraz większej części innych nośników energii w przemyśle i usługach, a także transporcie (elektromobilność) i w celu ogrzewaniu budynków.

Aktualnie, ze względu na decyzje i zaniechania w przeszłości, Polska znalazła się w sytuacji trudnej (swego rodzaju pułapce), ponieważ posiada dużo (częściowo nowego) majątku produkcyjnego o słabej ekonomice (rentowności). Z jednej strony majątek ten trzeba czasowo utrzymywać, ponieważ jest on niezbędny do zachowania podstawowych standardów bezpieczeństwa energetycznego. Jest to kosztowne zarówno kapitałowo oraz operacyjnie, jak i środowiskowo. Z drugiej strony należy możliwie szybko rozwijać działania alternatywne, które dają podstawy do dalszego rozwoju kraju, jednak te równocześnie drastycznie pogarszają ekonomikę starego majątku, pozbawiając go resztek rentowności.

**Wyzwaniem dla polityki energetycznej jest znalezienie takiej ścieżki (tempa) zmian struktury energetyki, przy której koszty i ryzyko są możliwe najmniejsze, a szanse rozwoju przyszłościowych rozwiązań – największe, przy ograniczeniach zasobowych i społecznych, które realnie występują.**

Gospodarka Polski jest już na takim etapie rozwoju, że – z zastrzeżeniem wykorzystania mechanizmów efektywnych (w szczególności konkurencyjnych rynkowo przy

<sup>38</sup> U. Siedlecka i in., *Ukryty rachunek za węgiel...*, dz. cyt.

zróznicowanej własności) oraz strategicznej spójności działań – ma możliwość wykonania takiego zadania z dużym prawdopodobieństwem końcowego sukcesu rozumianego jako stworzenie bezpiecznego, ekonomicznego i „czystego” środowiskowo systemu energetycznego w pełni zaspokajającego potrzeby społeczeństwa i gospodarki. Restrukturyzacja energetyki stanowić będzie przy tym krajową dźwignię rozwojową wzmacniającą pozycję konkurencyjną przedsiębiorstw aktywnych na terytorium Polski w międzynarodowych łańcuchach dostaw i międzynarodowym podziale pracy. Zdecydują o tym zasoby kapitałowe i potencjał intelektualny. Cezura czasowa, po której kierunek kształtowania się nowej koncepcji i struktury energetyki będzie jednoznaczny, przypadnie prawdopodobnie na lata 2020–2025.

W kolejnych rozdziałach omówiono strategiczne kierunki działań, które każdy odpowiedzialny rząd powinien wdrażać w procesie budowy nowej energetyki w okresie do 2030 roku. Ze względu na konieczność mobilizacji dużych zasobów, z których nie wszystkie są możliwe do pozyskania w kraju lub są dostępne w ograniczonym zakresie, należy się spodziewać wdrażania regulacji sprzyjających pozyskaniu tych zasobów spoza polskiego obszaru gospodarczego. Dotyczy to przede wszystkim *know-how* i kompetencji organizacyjnych w zakresie produkcji, kanałów dostaw/sprzedaży do wielkich rynków światowych, a także kapitału gwarantującego osiągnięcie atrakcyjnej skali przedsięwzięć. Wsparcie regulacyjne powinno równoważyć ryzyko podejmowane przez inwestorów komercyjnych.

## **Kluczowe kierunki działań**

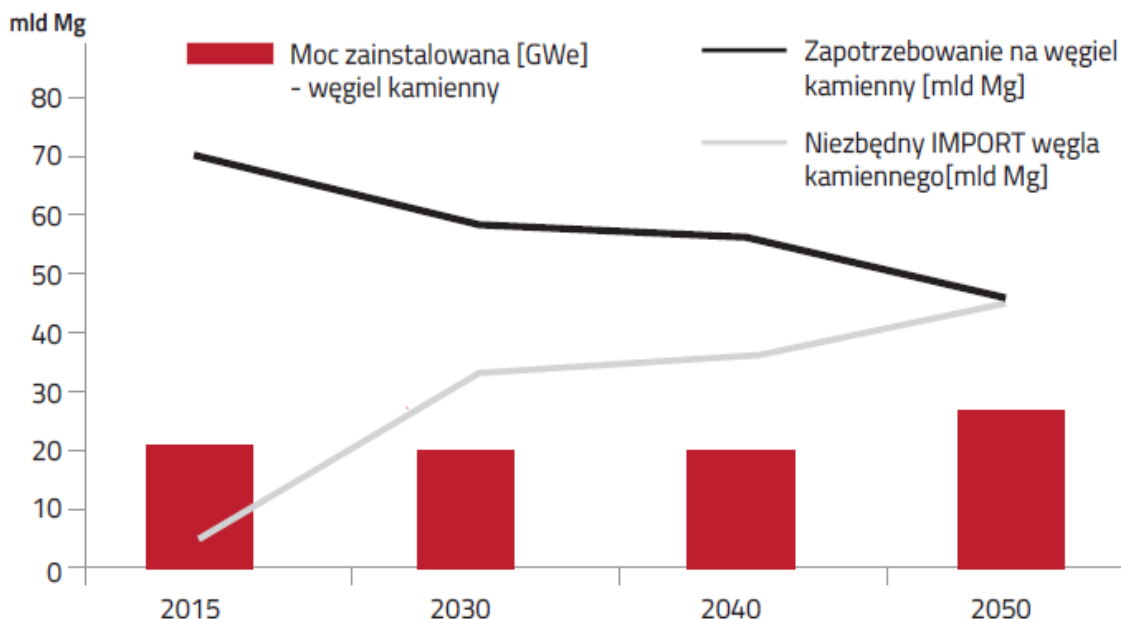
### **Import węgla + magazyn strategiczny**

Jak wcześniej wspomniano, można ocenić, że krajowe wydobycie energetycznego węgla kamiennego o minimalnie akceptowalnej efektywności ekonomicznej z istniejących kopalni może wynieść w 2030 roku ok. 20–25 mln t, czyli 40–50% dzisiejszego wydobycia. Nie zaspokoi to prognozowanego popytu. Oznacza to import węgla energetycznego na poziomie od 25–30 mln t/a, gdyby popyt kształtował się w nawiązaniu do scenariusza „niskiego” (popyt 49,5 mln t/a węgla energetycznego), do 45–50 mln t dla scenariusza „wysokiego” (popyt 73 mln t/a węgla energetycznego)<sup>39</sup>. Podobne wyliczenia prezentuje były główny geolog kraju dr Michał Wilczyński (rys. 15). Sytuacja taka wymaga rewizji doktryny bezpieczeństwa energetycznego Polski już dla najbliższej przyszłości i podjęcia odpowiednich kierunkowo decyzji.

---

<sup>39</sup> Projekt „Programu dla sektora górnictwa...”, dz. cyt.

Rys. 15. Prognoza zapotrzebowania gospodarki polskiej na węgiel kamienny



Źródło: Michał Wilczyński, *Węgiel. Już po zmierzchu*, European Climate Foundation, listopad 2015.

Dotychczasową zależność od węgla należy możliwie szybko, ale w sposób kontrolowany, zmniejszać. Przede wszystkim angażowanie nadmiernych zasobów ekonomicznych państwa w tę branżę oraz dalsze kreowanie popytu na węgiel w elektroenergetyce i ciepłownictwie wprowadza paradoksalnie Polskę w sytuację narastającego zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego, a także groźbę utraty konkurencyjności gospodarczej już w latach 20. XXI wieku.

Pomimo wysiłków w celu ograniczenia uzależnienia od importu węgla kamiennego będzie to przez ok. 30 lat niewykonalne. Prawdopodobnie warto rozpoznać rentowność zwiększenia zdolności dostaw tego paliwa do Polski już od 2018 roku.

### Węgiel kamienny zamiast brunatnego (przejęciowo)

Biorąc pod uwagę opisaną wyżej trudną sytuację w sektorze węgla kamiennego (WK) i czas niezbędny dla rozwinięcia alternatywnej podaży energii elektrycznej z nowej generacji źródeł, rozwiązaniem pomostowym mogłoby być dostosowanie części kotłowej istniejących elektrowni na węgiel brunatny (WB) w Bełchatowie jako położonej centralnie względem rynku WK (ewentualnie uzupełnionej o dodatkowe człony wysokoprężne i elementy zwiększające elastyczność pracy elektrowni) do spalania WK importowanego oraz przystosowanie części niecki po wydobywym WB do strategicznego magazynowania WK z importu. Tego typu rozwiązanie (tu nazwane 360+) prowadziłoby do dalszego wykorzystania przez kolejne 10–15 lat, po częściowym wyczerpaniu istniejących złóż WB, większości

istniejącego majątku wytwórczego elektrowni Bełchatów oraz sieci elektroenergetycznych przeznaczonych do wyprowadzenia mocy przy względnie ograniczonych nakładach kapitałowych na zadania ekstensywne (ziemne i budowlane). Wykorzystany byłby także niezbędny przy tak wysokiej koncentracji mocy w tym miejscu (5–6 GW) kosztowny system obrony militarnej i antyterrorystycznej. Przystawienie kotłowni WB na WK mogłoby być tak przeprowadzone, aby dla tych bloków o największej atrakcyjności ekonomicznej nadal użytkujących WB, paliwa wystarczyło przez okres ich dyspozycyjności technicznej lub zaniknięcia konieczności pracy ze względów systemowych. Wysoce pojemny magazyn WK (adresowany do całego popytu krajowego) w odpowiednio dostosowanej nicie po WB dawałby szansę na pozyskiwanie WK z importu po możliwie najlepszych cenach oraz pozwalał na utrzymanie wysokiego poziomu bezpieczeństwa energetycznego państwa przy dużej elastyczności kosztów zaopatrzenia krajowych odbiorców. Jednocześnie pamiętać należy, że emisja zanieczyszczeń ze źródeł WK jest niższa niż ze źródeł WB (dodatkowo niższa w przypadku modernizacji elektrowni wykonanej wraz z przestawieniem paliwa), co sprzyjałoby realizacji celu redukcji tych zanieczyszczeń. Prezentowana koncepcja jest alternatywą ograniczającą konieczność budowy nowych odkrywek i elektrowni WB oraz wielkoskalowej energetyki jądrowej. Uwzględnienie koncepcji 360+ może przejściowo zwiększyć zapotrzebowanie na WK do poziomu „wysokiego” opracowanego przez ME i uzależnić kraj od jego importu na poziomie do ok. 50 mln t, co jednocześnie wzmacnia rekomendację dla inwestorów rozpatrzenia udziału w dostawach WK z importu.

W związku z powyższym warte rozpoznania są następujące inwestycje do realizacji w horyzoncie czasowym 2020–2025:

- budowa kotłów nadkrytycznych WK do zasilenia ok. 6 bloków energetycznych klasy 400 MW (po modernizacji) każda (łącznie ok. 2400 MW),
- modernizacja bloków energetycznych do współpracy z kotłem o wyższych niż obecnie parametrach pary wylotowej przez np. dobudowę bloku turbina – generator na odpowiednie parametry,
- uzupełnienie układu elektrowni Bełchatów o elementy zwiększające jej elastyczność pracy,
- budowa wielkopojemnościowego magazynu WK z systemem logistycznym dostaw,
- budowa i utrzymanie systemu obrony militarnej rejonu elektrowni Bełchatów wraz z magazynem strategicznym WK i logistyką transportową (być może offset),
- budowa różnorodnych aktywności dla zagospodarowania części ciepła odpadowego z elektrowni.

Przyjęcie takiego rozwiązania niesie za sobą znaczne ryzyko braku zgodności z tempem wdrażania polityki klimatycznej UE i może oznaczać trudne negocjacje z Komisją

Europejską dotyczącą bycia w zgodzie z postawionym limitem wspierania energetyki na poziomie 550 g CO<sub>2</sub>/kWh.

### **Program pomostowy 200+**

Jest to program, który przewiduje przeprowadzenie modernizacji dostosowującej ok. 30 z ponad 50 bloków parowych klasy 200 MW opalanych węglem kamiennym lub brunatnym do przewidywanych, zmieniających się warunków eksploatacji. Zakłada się, że rozwiązania będą mogły być zastosowane również w blokach klasy 500 MW i 360 MW, także wykorzystujących węgiel brunatny (pod warunkiem wystarczającego poziomu już udostępnionych zasobów, bez otwierania nowych odkrywek).

Wydłużenie okresu eksploatacji tych bloków ma służyć pozyskaniu czasu na wypracowanie warunków dla optymalnych decyzji inwestycyjnych w nowe jednostki wytwórcze, uwzględniających postęp technologiczny w wytwarzaniu, a także technologie magazynowania i zarządzania popytem. Zmodernizowane bloki klasy 200 MW są postrzegane jako tymczasowe narzędzie zapewniające bezpieczną pracę systemu krajowego. Bloki te miały by być eksploatowane przez kolejne 15–20 lat. Agencja Rozwoju Przemysłu SA szacuje, że koszt rewitalizacji 30 bloków tej klasy wymaga nakładów ok. 9 mld zł.

### **Klustry energetyczne**

Klaster energii wprowadzony został do polskiego porządku prawnego ustawą z dnia 22 czerwca 2016 roku o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 925). Formalnie klastrem energii określamy cywilnoprawne porozumienie, czyli zawartą przez uczestników umowę. Umowę mogą zawrzeć osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze, a także jednostki samorządu terytorialnego. Jej przedmiotem jest wytwarzanie i równoważenie zapotrzebowania, dystrybucja energii i obrót nią (w tym z odnawialnych źródeł) lub wybrane przez członków klastra poszczególne elementy. Działalność klastra mieści się w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Obszar działania klastra nie powinien przekraczać granic obszaru gospodarczego, którym w Polsce najczęściej jest powiat. Klaster energii reprezentuje koordynator. Jest to dowolny członek klastra energii lub specjalnie powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja itp.

W systemie klastra mogą występować różne źródła wytwórcze, w tym korzystające z własnej sieci dystrybucyjnej lub współpracujące z operatorem.

Funkcjonowanie klastra można opisać jako produkcję energii na pewnym obszarze, lokalnie, w sposób możliwie skoordynowany z bieżącym zapotrzebowaniem. Klaster jest

strukturą elastyczną i w zależności od miejscowych uwarunkowań może prowadzić działalność w wielu obszarach. Należą do nich<sup>40</sup>:

- wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w oparciu o paliwa konwencjonalne (w tym kogeneracja, czyli jednoczesne wytwarzanie energii i ciepła); w tym zakresie wykorzystane mogą być np. lokalne zasoby gazu ziemnego ze złóż zbyt małych do wykorzystania systemowego;
- wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej z różnych źródeł energii odnawialnej;
- wytwarzanie paliw gazowych i płynnych;
- dystrybucja energii elektrycznej, ciepła i paliw w ramach własnego systemu dystrybucji;
- sprzedaż energii lub paliw odbiorcom końcowym;
- wytwarzanie i dystrybucja lub sprzedaż chłodu;
- magazynowanie energii lub jej nośników;
- zagospodarowanie odpadów: rolniczych, z przemysłu spożywczego, bytowych i leśnych;
- wykorzystanie potencjału energetycznego lokalnych cieków wodnych i innych sił natury.

Klaster energii powinien współpracować z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym. Krajowa Agencja Poszanowania Energii SA ocenia, że lokalna skoordynowana działalność w obrębie klastra pozwala na potencjalną redukcję kosztów wytwarzania energii odpowiednio: ciepłowni geotermalnej o 41%, biogazowi o 38–40%, kolektorów słonecznych o 38%, elektrowni wodnej o 28%, elektrowni wiatrowej o 24%, instalacji fotowoltaicznej o 20%, a biogazowi rolniczej o 20%<sup>41</sup>.

### **Energetyka jądrowa**

Jedną z rozpatrywanych przez rząd opcji inwestycyjnych jest budowa elektrowni jądrowych. Dotychczas rozpatrywano zasadność budowy do 4 bloków o mocy 1–1,6 GW w jednej lub dwóch lokalizacjach. Decyzje w tym zakresie są systematycznie odsuwane w czasie ze względu na bardzo wysokie ryzyko ekonomiczne i polityczne.

Ryzyko ekonomiczne wynika z bardzo wysokiego i skoncentrowanego nakładu inwestycyjnego, długiego okresu inwestowania i jednocześnie dynamicznych zmian organizacyjnych i technologicznych w otoczeniu takiej inwestycji, zwiększających prawdopodobieństwo spadku cen energii elektrycznej niedługo po zbudowaniu, podważającego jej konkurencyjność. Ryzyko polityczne wynika z niechęci znacznych grup społecznych do tego typu inwestycji oraz relacji międzynarodowych. Należy oczekiwać dalszego odsuwania decyzji o budowie tych źródeł o wielkiej mocy oraz wzrostu

---

<sup>40</sup> *Koncepcja funkcjonowania klastrów energii w Polsce*, KAPE, WISEEuropa, Atmoterm, Krajowy Instytut Energetyki Rozproszonej, opracowanie dla Ministra Energii, 2016.

<sup>41</sup> Tamże.

zainteresowania ewentualną budową większej liczby reaktorów małej mocy klasy 50–200 MW, w tym z opcją elektrociepłowniczą.

### Import energii elektrycznej

Ceny hurtowe w Polsce należą w wymiarze nominalnym (bezwzględny) do niskich na rynku europejskim. Przykładowo w pierwszym kwartale 2017 roku średnie ceny hurtowe w Polsce wynosiły 36 euro/MWh. W sąsiednich krajach UE kształtowały się następująco (wszystkie wartości w euro/MWh): Niemcy – 41,3, Czechy – 42,3, Słowacja – 45,3, Szwecja – 32,0, Litwa – 34,9, Łotwa 3– 4,0, Estonia – 33,0<sup>42</sup>. Ceny są zmienne – zależą od różnych czynników takich jak bieżący popyt, ceny węgla czy gazu czy też warunki pogodowe – i często zdarza się, że co najmniej w niektórych krajach sąsiednich są istotnie niższe od cen polskich.

Dla gospodarki jest istotne, czy różnice występujące na sąsiednich rynkach zagranicznych można wykorzystać dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju i wzrostu jego konkurencyjności. O takiej możliwości decydują przede wszystkim techniczne możliwości przesyłu energii przez połączenia międzynarodowe i skuteczne rozprowadzenie w kraju do miejsc odbioru.

Istnieje techniczna możliwość rozbudowy zdolności przesyłowych łączących polski system elektroenergetyczny z sąsiednimi w zakresie szacunkowo przedstawionym poniżej (tab. 7).

Rozbudowa sieci międzynarodowych stanowi ważne zadanie inwestycyjne do 2030 roku.

### Aspekty społeczne transformacji energetycznej

Spółeczeństwo polskie w całej swojej masie – mimo bardzo znaczącego poparcia dla energetyki odnawialnej, bo wynoszącego ponad 94% („zdecydowanie tak” i „raczej tak”) przy 5% braku poparcia („nie” i „raczej nie”), oraz zdecydowanie mniejszym poparciem dla energetyki opartej na węglu, bo kształtującym się na poziomie 36% („zdecydowanie tak” i „raczej tak”), a prawie 58% braku poparcia („nie” i „raczej nie”) dla tych technologii<sup>43</sup> – nie jest jeszcze w pełni przystosowane mentalnie (np. w zakresie stosowania inteligentnych rozwiązań technicznych) ani technologicznie (magazyny energii, technologie wodorowe) przygotowane do bardzo szybkiej transformacji.

<sup>42</sup> *European Electricity Markets, Market Observatory for Energy*, raport kwartalny, DG Energy, vol. 10, pierwszy kwartał 2016.

<sup>43</sup> Adrian Wójcik, Katarzyna Byrka, *Polacy o zmianie klimatu i polityce energetycznej*, raport z badania opinii publicznej zleconego w sierpniu 2016 roku przez WWF Polska w ramach projektu *Wdrażanie zrównoważonego rozwoju na podstawie odpowiedzialnej społecznie transformacji (WZROST)*, LIFE14 GIC/PL/000008, 2016.

**Tab. 7. Możliwości rozbudowy zdolności przesyłowych z zagranicy systemu elektroenergetycznego**

Trasy przesyłowe	Możliwe do realizacji do 2025			Możliwe do realizacji do 2030		
	Napięcie [kV]	Tory	Moc [MW]	Napięcie [kV]	Tory	Moc [MW]
Słupsk – Starno (Szwecja); prąd stały	450	1	600	450	2	1 200
Białystok / Narewka – Roś (Białoruś); nieczynna	400	2	500	400	2	1 500
Zamość – Dobrotwór (Ukraina)	220	1	215	400	2	1 500
Rzeszów – Chmielnicka (Ukraina); nieczynna	750	1	1 500	750	1	2 000
Krosno Iskrzynia – Lemešany (Słowacja)	400	1	500	400	2	1 500
Bujaków – Lískovec (Czechy)	220	1	215	220	2	430
Kopanina – Lískovec (Czechy)	220	1	215	220	2	430
Wielopole – Nošovice (Czechy)	400	1	500	400	2	1 500
Dobrzeń – Albrechtice (Czechy)	400	1	500	400	2	1 500
Mikułowa – Hagenwerder (Niemcy)	400	2	1 000	400	2	1 500
Krajnik – Vierraden (Niemcy)	400	2	1 000	400	2	1 500
Wólka Dobrzyńska – Brześć (Białoruś); niewykorzystana	110	2	120	110	2	120
Plewiska – Eisenhüttenstadt (Niemcy); nowa	400	2	1 500	400	2	1 500
połączenie z Litwą	400	2	1 000	400	2	1 500
VAR-BYC – połączenie ze Słowacją	400	2	1 000	400	2	1 500
Elbląg – Mamonowo (Rosja, obwód kaliningradzki)	400	2	1 000	400	2	1 500
Razem			11 365			20 680

Źródło: Szacunki własne.

Jednak daje się zauważyć wiele inicjatyw i podejmowanych działań, zwłaszcza przez samorządy i osoby indywidualne, mających na celu przechodzenie na konsumpcję energii ze źródeł odnawialnych oraz poparcie znaczącej poprawy efektywności energetycznej. Z jednej strony to dostrzeżenie momentu konieczności zmian, a z drugiej – wyczerpanie na punkcie jakości życia, zwłaszcza zdrowia dzieci. Czystość powietrza (eliminacja smogu), jakość wody pitnej i do kąpielni oraz nasycenie terenami zieleni stają się coraz bardziej dostrzeganymi i rosnącymi wartościami. Silniejsze powiązanie tego trendu z koniecznością transformacji energetycznej może przyczynić się do przesilenia w zakresie akceptacji politycznej.

Społeczeństwo staje się coraz bardziej wyczułone na „zakłócanie” swojego lokalnego, prywatnego otoczenia. Tak więc duże obiekty wydobywcze lub energetyczne czy też linie przesyłowe wysokich napięć napotykać na rosnący opór społeczności lokalnych. Uzyskanie zgody na inwestycję w takich przypadkach będzie coraz trudniejsze. Dotyczy to przede wszystkim kopalni węgla, dużych elektrowni węglowych i linii przesyłowych wysokich napięć, a także dużych farm wiatrowych. Wykorzystywanie, a czasami nadużywanie określenia „inwestycja celu publicznego” w wielu wypadkach niekoniecznie prowadzi do rozwiązywania konfliktów. Natomiast rozwiązania rozproszone, o małej skali, służące społeczności lokalnej, mimo pewnych uciążliwości, są znacznie chętniej akceptowane. Tam, gdzie koszty i dochody lokalnie powstają i tak też są wykorzystywane, przychylność społeczna jest wysoka.

## **Ewolucja scenariuszy rozwoju w elektroenergetyce**

Można przewidywać sekwencyjny rozwój procesów transformacji sektora energetycznego w Polsce wraz z upływem czasu. Jakościowo opisano to w trzech kolejno nachodzących na siebie i wypierających się scenariuszach (etapach) o zróżnicowanych warunkach regulacyjnych i ryzyku inwestowania w różne dziedziny gospodarki. Przekładać się to będzie na zmiany polityki gospodarczej w Polsce.

### **Etap 1. Scenariusz korporacyjno-narodowy**

Kluczową cechą tego scenariusza jest znacząca autarkia. Charakteryzuje się on wysoką koncentracją i kontrolą państwa praktycznie nad całym sektorem energii elektrycznej. Będzie to związane ze swego rodzaju protekcjonizmem regulacyjnym, prowadzącym m.in. do niskiej presji na konkurencyjność i administracyjnego sterowana poprawą efektywności źródeł i dostaw energii elektrycznej, a także ze znaczącym poziomem ochrony przed narastającą konkurencją cenową z krajów sąsiednich (np. przez ograniczanie zdolności przesyłowych). Prawdopodobne jest uruchomienie programu budowy nowych elektrowni węgla brunatnego i jądrowych wielkich mocy. Łącznie z inwestycjami sieciowymi prowadzić to będzie do stosunkowo wysokich cen hurtowych energii oraz mocy na organizowanym właśnie rynku dwutowarowym oraz wysokich cen energii dla użytkowników końcowych z dużym udziałem składników stałych w regulowanych taryfach. Szczególnie silne obciążenie kosztami pojawią się w sektorze MŚP i gospodarstwach domowych. Pomimo to rentowność sektora energii elektrycznej będzie niska. Łącznie z nieuwalnianiem zasobów siły roboczej z nisko rentownych sektorów energii przy problemach demograficznych może to prowadzić do hamowania rozwoju gospodarczego. Energia elektryczna nie będzie też w tym przypadku szczególnie atrakcyjną cenowo alternatywą do innych nośników, w szczególności do celów ogrzewania. Program rozwoju transportu elektrycznego będzie prawdopodobnie

hamowany problemami z deficytem mocy elektrycznej w okresach jednoczesnych szczytów energetycznych i transportowych (np. w czasie letnich wyjazdów na wakacje).

Rozwój wielkoskalowych źródeł centralnych ograniczał będzie również inwestycje prywatne, np. w źródła zdecentralizowane i OZE, które wobec ochrony interesów państwa w biznesie scentralizowanym będą obciążane nadmiernie wysokim ryzykiem regulacyjnym.

Ze względu na bardzo wysoką kapitałochłonność i ryzyko utraty konkurencyjności w średnim horyzoncie czasu ten scenariusz wymagał będzie znaczącego współfinansowania publicznego. Może to stanowić fundamentalną przeszkodę ze względu na regulacje UE.

Ocenia się, że polityczna świadomość zagrożeń wynikających z realizacji tego scenariusza (w tym dla bezpieczeństwa energetycznego) rośnie i że po 2019 roku nie będzie on realizowany, a ok. 2020 roku przekształci się w scenariusz korporacyjno-europejski.

## **Etap 2. Scenariusz korporacyjno-europejski**

Kluczową cechą tego scenariusza jest możliwie szybkie dopuszczenie do znaczącej konkurencji na rynku regionalnym energii elektrycznej i gazu. Niezależnie od struktury własności prowadzić to będzie do sytuacji, w której następować będzie szybka eliminacja krańcowo nieefektywnych źródeł energii. Bilans mocy będzie osiągniany na dużym rynku, co spowoduje ograniczenie presji na inwestycje dedykowane problemowi deficytu mocy. Na poziomie wielkoskalowym prowadzone będą prawdopodobnie inwestycje o charakterze pomostowym, gwarantujące poziom bezpieczeństwa energetycznego państwa na zadowalającym poziomie oraz inwestycje zwiększające zdolności magazynowe energii. Ceny energii elektrycznej i mocy mogą być w tej sytuacji istotnie niższe niż w scenariuszu z etapu 1. Będzie to wpływać na wzrost jej poziomu użytkowania głównie w związku ze względnie szybką substytucją energią elektryczną dotychczas użytkowanych innych nośników, w szczególności do celów ogrzewania. Ze względu na zdominowaną centralnymi źródłami energii elektrycznej architekturę systemu elektroenergetycznego program rozwoju transportu elektrycznego będzie prawdopodobnie hamowany deficytem mocy elektrycznej w okresach jednoczesnych szczytów energetycznych i transportowych, tak jak w etapie 1.

Chęć zatrzymania w polskim obszarze gospodarczym większej części przychodów za energię i moc elektryczną (np. finansujących krajowy rynek pracy, krajowych dostawców produktów i usług oraz budżet), uzyskiwanych przez sektor od użytkowników energii elektrycznej, oraz większe znaczenie regulacji europejskich spowodują, że te ostatnie sprzyjać będą inwestycjom, a ryzyko projektów krajowych będzie istotnie mniejsze. Tworzyć to będzie lepsze warunki do inwestycji prywatnych, zwłaszcza w energetykę zdecentralizowaną zarówno po stronie podażowej, jak i popytowej. W szczególności będzie to atrakcyjne na niskich poziomach napięciowych (lokalnych), ze względu na istotnie wyższe tam ceny energii i mocy, niższe koszty pozyskania zasobów produkcyjnych i dystrybucji

produktów oraz możliwości korzystania z różnorodnych lokalnych synergii (np. kogeneracja, trigeneracja, zagospodarowanie odpadów, odzysk energii w przemyśle).

Ocenia się, że jest to scenariusz o najwyższym prawdopodobieństwie realizacji od 2020 roku, określający sytuację do 2030 roku, ponieważ pozwala dokonać zrównoważonych przemian w sposób ewolucyjny, zgodny z interesami polskimi i europejskimi, prowadzący do szybkiej restrukturyzacji w sposób korzystny dla rynku pracy oraz środowiska naturalnego, a jednocześnie gwarantujący zadowalające bezpieczeństwo energetyczne we wszelkich tego zagadnienia aspektach. Scenariusz ten nie wykracza jednocześnie poza aktualne możliwości adaptacyjne społeczeństwa polskiego. Scentralizowany charakter tego scenariusza w coraz większym zakresie będzie ustępował decentralizacji, a od 2025 roku wzrastać będzie zdolność końcowych użytkowników do udziału w realizacji funkcji systemu elektroenergetycznego. Rynek zacznie się dostosowywać do rosnących zdolności odbiorców do aktywnego w nim udziału. W ten sposób zacznie się kształtować scenariusz obywatelsko-europejski. Należy to uwzględnić, podejmując wcześniejsze szczegółowe decyzje i inwestycje.

### **Etap 3. Scenariusz obywatelsko-europejski**

Kluczową cechą tego scenariusza jest dominacja odbiorców nad dostawcami energii elektrycznej przy znacznym udziale autoprodukcji i udziale odbiorców w świadczeniu usług systemowych. Scenariusz ten zakłada bardzo dynamiczne przyspieszenie rozwoju technik energetycznych z dużymi zdolnościami magazynowania energii w różnorodnych formach, w oparciu o rozwiązania ICT, w tym inteligentne systemy elektroenergetyczne (SMART), internet rzeczy, taryfy dynamiczne. Jednocześnie w scenariuszu tym zakłada się pełną integrację z systemem europejskim, który powoli ewoluuje z funkcji dostawcy energii i mocy do funkcji integrujących rozproszone systemy mniejszej mocy, rezerwując dostawy energii i mocy oraz gwarantując wysoki poziom jakości energii elektrycznej. Przewiduje się zdecydowany wzrost udziału energii produkowanej w źródłach zdecentralizowanych w bilansie elektroenergetycznym oraz integrację branży elektroenergetycznej z branżami ICT i transportu elektrycznego.

Ocenia się, że scenariusz ten charakteryzuje się najwyższą atrakcyjnością ze względu na takie kryteria oceny jak bezpieczeństwo energetyczne, ekonomia czy też środowisko naturalne, ale jego szerokie wdrożenie jest mało prawdopodobne w horyzoncie 2030 roku z powodu niedostosowania i niskiej technicznej gotowości społeczeństwa na masową adaptację do niego. W tym czasie niezbędne są istotne kroki budujące wartość i umiejętności korzystania z innowacyjnych rozwiązań. Warunkiem jednak jest możliwe szybkie usuwanie barier, a w szczególności zerwanie z doktryną niezbędnej roli krajowego węgla jako gwarancji bezpieczeństwa energetycznego.

Scenariusz obywatelsko-europejski może być wdrażany od lat 2030–2035, gdy nastąpi kolejna wymiana generacji, a wysoki poziom wykorzystania technik ICT będzie właściwy dla większości społeczeństwa. Już aktualnie rozpoczęto budowanie podstaw takiego scenariusza w ramach koncepcji klastrów energetycznych.

## **Podsumowanie**

Kluczową kwestią dla wdrażania strategii energetycznych jest atrakcyjność scenariuszy dla społeczeństwa. Ich społeczna akceptacja zależy od powszechnych ocen ich znaczenia dla bezpieczeństwa energetycznego budowanego w warunkach niezależności paliwowej lub też w ramach synergii z większym systemem europejskim, wpływu na osobistą sytuację ekonomiczną i jej perspektywy, wpływu na warunki środowiska, upodmiotowienie. To poparcie nie będzie zależało tylko od tego, czy Polacy jednostkowo będą wspierać OZE. Będzie też zależne od tego, jak się będzie przedstawiała transformację energetyczną. Z badań socjologicznych wynika na przykład, że konserwatywni wyborcy mogą nie chcieć ograniczenia poparcia dla energetyki węglowej, bo postrzegają je jako wymuszone przez Komisję Europejską. Dla tej grupy jest ważne, aby tego typu decyzja była suwerenna. Istotnym elementem oceny może być także możliwość partycypacji w aktywnościach gospodarczych związanych z wdrażaniem danego scenariusza oraz atrakcyjność – komfort realizacji potrzeb energetycznych, kompatybilność z charakterem rozwoju społeczeństwa i innymi podstawowymi systemami technicznymi, takimi jak system transportu, system łączności, popularyzacja budynków inteligentnych czy bezpieczeństwo fizyczne. Korzyści z transformacji muszą być zaakceptowane przez polskie władze, które z kolei powinny odpowiednio poinformować społeczeństwo.

Jednocześnie w dobie postępującej cyfryzacji i problemów demograficznych ekstensywny charakter scenariusza korporacyjno-narodowego powodować będzie utratę społecznej atrakcyjności, gdyż wymagać on będzie nadmiernych nakładów deficytowej pracy prostej i będzie hamować dalszy rozwój kraju. Po przełożeniu tej opinii publicznej na politykę gospodarczą nastąpi szybkie zaprzestanie realizacji tego scenariusza.

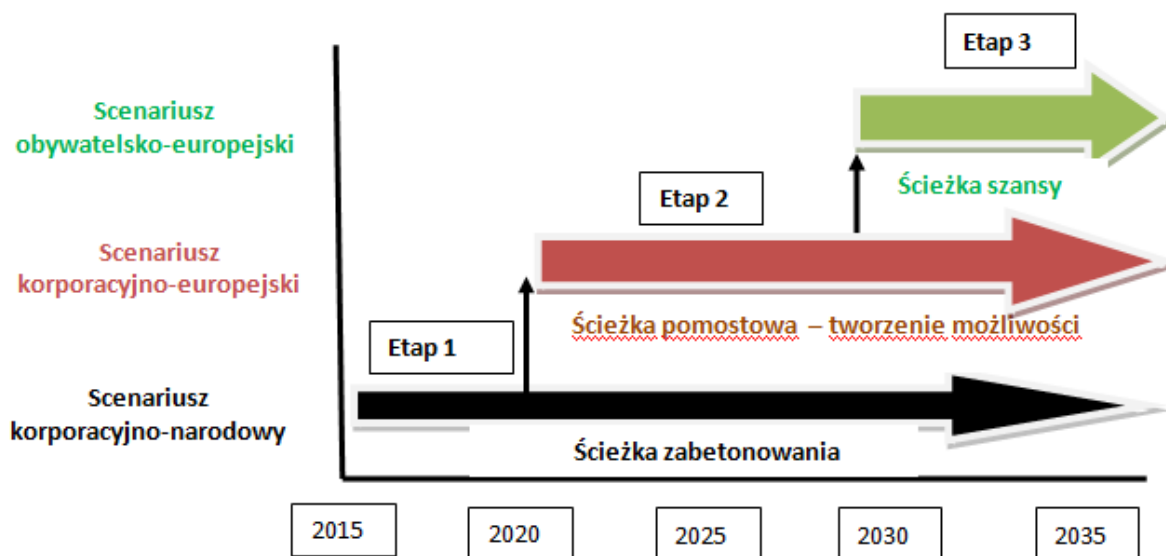
Scenariusz korporacyjno-europejski w całości będzie miał charakter pomostowy. Rozwiązania w nim stosowane, w możliwie dużym zakresie, będą wykorzystywać istniejące zasoby majątkowe oraz uwalniane z ekstensywnej gospodarki energetycznej zasoby pracy. W miarę upływu czasu będzie też następować szybka intensyfikacja gospodarki energetycznej przez substytucję pracy kapitałem i znaczącą poprawę efektywności – względnie wysoki CAPEX będzie skutkował znacznym obniżeniem OPEX w źródłach energii.

Wraz z zachodzącą wymianą pokoleniową cybernetyczny w swym charakterze scenariusz obywatelsko-europejski, z dużym udziałem autoprodukcji i rozproszoną

własnością w gospodarce energetycznej, znacznie dominować w szczególności w obszarach gospodarki o rozproszonym charakterze. Sektory komunalno-bytowy oraz małych i średnich przedsiębiorstw będą stymulowały w energetyce dalsze zmiany kompatybilne z charakterem postępu cywilizacyjnego. Bilans energetyczny w tym scenariuszu w narastającej skali wykorzystywać będzie rozproszone krajowe zasoby energii pierwotnej.

Kluczową kwestią jest dokonanie przejścia od pierwszego scenariusza do drugiego, a w dalszej kolejności do trzeciego. Dzisiejsze scentralizowane postrzeganie energetyki i interesy sił politycznych powodują, że nie osiągnięto jeszcze punktu przesilenia i politycznej gotowości do przyspieszenia tej transformacji. Ocenia się, że nastąpi to wkrótce, najprawdopodobniej tuż po 2020 roku. Wtedy to energetyka zdecentralizowana będzie uznana za stymulator zmian całej gospodarki pozwalający wyzwolić ją z pułapki średniego dochodu. Dlatego tak ważne teraz są dyskusja oraz działania na rzecz wypracowania argumentów przemawiających do polityków i decydentów gospodarczych. Ze względu na dużą bezwładność procesów w energetyce konieczny jest etap pośredni – zmiany powinny przebiegać od etapu do etapu (rys. 16).

**Rys. 16. Ewolucja scenariuszy w rozwoju elektroenergetyki**



Źródło: Opracowanie własne.

## Kluczowe tematy dotyczące perspektyw energetyki w horyzoncie 2030 roku

Synteza 28 rozmów przeprowadzonych we wrześniu i październiku 2017 (lista osób w załączniku 2)

- 1) Rozmówców można podzielić na trzy grupy. Pierwsza nie widzi potrzeby i możliwości odejścia od węgla w perspektywie 2030 roku. Argumentuje to bezpieczeństwem energetycznym i wysokimi kosztami rozwiązań alternatywnych. Być może w znacznie dłuższej perspektywie, gdy alternatywne rozwiązania, w tym magazynowanie energii, staną się konkurencyjne, to takie odejście od węgla będzie możliwe. Druga grupa widzi wyraźnie pogarszające się warunki ekonomiczne, techniczne i geologiczne oraz presję ze strony polityki klimatycznej i dla niej odejście od węgla należy rozpocząć w miarę szybko, bo inaczej grozi nam jego duży import. Trzecia grupa, która wyraźnie dostrzega negatywne konsekwencje utrzymywania się węglowej struktury elektroenergetyki uważa, że odejście od węgla powinno być jak najszybsze. Zwraca ona uwagę na silny światowy trend rozwiązań alternatywnych, w tym znaczną poprawę efektywności energetycznej. Uważa, że opóźnienie w odejściu od węgla oznacza utratę szans na wprowadzanie rozwiązań innowacyjnych pobudzających naszą gospodarkę w kierunku transformacji energetycznej.
- 2) Część rozmówców wyraźnie wskazuje na to, że kluczowe nie są problemy górnictwa węgla czy opartej na nim energetyki, ale aspekt polityczny. Poszczególne rządy, poczynając od reformy górnictwa węgla kamiennego z 2002 roku, są w tzw. pułapce, gdyż obawiają się utraty elektoratu wyborczego górników i ich rodzin, pracowników sektora wielkiej energetyki i ich rodzin oraz pracowników firm i instytucji działających wokół tych sektorów. Wzmacniane to jest silną pozycją związków zawodowych. Nie ma obecnie liczącej się siły politycznej, która byłaby zainteresowana w sposób kompleksowy zmianami w energetyce i jej transformacją.
- 3) Istniejące górnictwo jest skazane na wydobywanie węgla kamiennego z pokładów o coraz niższej atrakcyjności ekonomicznej, tzn. z większej głębokości, o niższej miąższości, z naruszonym górotworem powyżej. Przekłada się to na koszty wydobycia, zwłaszcza w świetle prymatu bezpieczeństwa pracy nad ekonomią (co ma miejsce w górnictwie głębinowym).
- 4) Rynek światowy wymusza na górnictwie węgla kamiennego istotne zwiększenie wydajności do szacunkowego poziomu powyżej 1500 t/os/a, co jest możliwe wyłącznie przez lepszą organizację pracy i jej substytucję kapitałem. Rozpatrywane przez rząd możliwości budowy kopalń związane są z dużą koncentracją nakładów i długotrwałym

zamrożeniem kapitału. Wysokie nakłady i ryzyko inwestycyjne w tej dziedzinie powodują, że rozmówcy przewidują brak możliwości finansowania komercyjnego. Nakłada się na to polityka banków i międzynarodowych instytucji finansowych, które wycofują się z finansowania sektora węgla. Prywatni inwestorzy są zainteresowani budową kopalń węgla w Polsce, ale oczekują na określone udogodnienia ze strony rządu. Według opinii jednego z rozmówców nie można traktować poważnie firmy o kapitale akcyjnym 17 mln dol., która ubiega się o wybudowanie w Polsce kopalni węgla kamiennego mogącej kosztować ok. 1 mld dol. Same koszty rozpoznania geologicznego w standardzie międzynarodowym to ok. 30 mln dol.

- 5) Dla wszystkich zapytanych jest oczywiste, że aktualnie eksploatowane złoża węgla brunatnego ulegną w znacznej części wyczerpaniu ok. 2030 roku. Zróżnicowany jest pogląd co do zasadności budowy nowych odkrywek i elektrowni. Rysuje się bardzo silny opór zarówno lokalnych, pozarządowych organizacji ekologicznych, jak i części ekspertów, co do otwierania nowych odkrywek węgla brunatnego. Niezależni eksperci oceniają, że ekonomiczne, społeczne i środowiskowe koszty takich inwestycji przesądzą o ich nieracjonalności. Rząd i spółka energetyczna kontrolowana przez niego, a także prywatny inwestor podejmują starania o otwarcie nowych odkrywek obok istniejących elektrowni. Rozważane jest również otwarcie nowego regionu górnictwo-energetycznego. Osoby odpowiedzialne za bilans energetyczny nie są przekonane, że znajdą inne, lepsze i skuteczne metody jego zapewnienia. Świadomość, że energetyka węgla brunatnego jest najbardziej emisyjna, jeśli chodzi o CO<sub>2</sub>, wśród naszych rozmówców jest pełna. Oznacza to konieczność zakupu uprawnień do emisji, których cena zgodnie z przewidywaniami może wzrosnąć z 8 euro obecnie do 30 euro.
- 6) Większość rozmówców postrzega problemy demograficzne przekładające się na ograniczenie podaży pracy w górnictwie i innych zawodach o niskim wynagrodzeniu.
- 7) Eksperti zajmujący się górnictwem węgla kamiennego, a także reprezentanci społeczeństwa śląskiego, nie widzą większych problemów z wyjściem górników z zawodu. Wynika to z dobrego wykształcenia w specjalnościach przydatnych w innych zawodach. Jest to atrakcyjny zasób ekonomiczny w dobie niżu demograficznego. Jednocześnie potencjał nowych atrakcyjnych miejsc pracy na Śląsku jest znaczny i będzie rósł. Odmienna sytuacja może wystąpić w regionach górnictwo-energetycznych opartych na węglu brunatnym, gdzie jest bardzo ograniczona oferta alternatywnych miejsc pracy.
- 8) Większy problem stanowi dostosowanie dostawców sektora górnictwa do malejącego zapotrzebowania z tego sektora na dostawy i usługi. Jednakże w okresie kryzysu, w latach 2012–2016 przedsiębiorstwa te dokonały dostosowań i tylko części z nich (mniejszych) grożą bankructwa.

- 9) Eksperti reprezentujący sektor górniczy oraz zajmujący się kwestiami społecznymi uważają, że zarobki w górnictwie muszą zostać znacząco zwiększone, co przełoży się na wyższe koszty. Wynika to z ryzyka pracy w kopalniach głębinowych oraz lepszych ofert na alternatywnych rynkach pracy. Zainteresowanie górnictwem wśród ludzi młodych maleje. Dają się zauważyć braki kadrowe w górnictwie węgla kamiennego.
- 10) Większość niezależnych rozmówców uważa, że podaź krajowego węgla energetycznego będzie spadać, a ponieważ popyt nie będzie malał tak szybko, będziemy obserwować znaczący wzrost importu. Niektórzy rozmówcy wyrazili opinię, że narastający import zwiększy realne zainteresowanie procesami efektywnościowymi.
- 11) Podstawowymi wymaganiami stawianymi energetyce, według większości rozmówców, są bezpieczeństwo i niezawodność dostaw. Jednakże sposób realizacji tych celów jest postrzegany różnie. Rozmówcy związani z sektorem energii i wielkoskalową energetyką proponują rozbudowę źródeł dużej skali i sieci elektroenergetycznej. Jednocześnie nie dostrzegają kosztów zewnętrznych albo je lekceważą. Rozmówcy związani z ideą transformacji preferują budowanie bezpieczeństwa przez dywersyfikację struktury wytwarzania i rozwój energetyki rozproszonej na poziomie miast, przemysłu i drobnych odbiorców – MSP i domowych. W podobny sposób widzą to eksperci związani z Ministerstwem Rozwoju, co jest powiązane z zaproponowaną przez Ministerstwo Energii ideą klastrów energetycznych jako mechanizmu budowy energetyki zintegrowanej na poziomie lokalnych hybrydowych systemów energetycznych.
- 12) Konkurencyjność energetyki węglowej na rynku krajowym wynika głównie z regulacji, które jej sprzyjają. Sprawiają one, że alternatywnych źródeł energii jest ciągle mało, a tempo ich zwiększania jest bardzo ograniczone. Duży udział Skarbu Państwa w przedsiębiorstwach energetycznych powoduje, że sytuacja ta może być długotrwała, a ewentualna presja na redukcję kosztów silnie ograniczona. Większość niezależnych rozmówców krytykuje sytuację połączenia własności państwa i regulacji tworzonych przez państwo. Zwracają oni także uwagę na słabnącą rolę urzędu regulatora energii.
- 13) W porównaniu do rynków energii elektrycznej w krajach, z którymi istnieje możliwość handlu nią, poziom konkurencyjności polskiej elektroenergetyki jest niski. Istnieje ryzyko, że wraz ze zwiększaniem udziału energetyki rozproszonej i odnawialnej w tych krajach, konkurencyjność polskiej energetyki węglowej będzie maleć – w szczególności, że możliwości istotnej poprawy sprawności w tej energetyce są oceniane pesymistycznie.
- 14) Z drugiej strony nie ma technicznej możliwości szybkiej redukcji udziału energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł węglowych ze względu na czasochłonność i koszty budowy alternatywnych sposobów bilansowania popytu na odpowiednią skalę. Za najbardziej interesujące alternatywy uważa się:
  - a) efektywność wykorzystania energii,

- b) energetykę gazową (głównie jako regulacyjną i szczytową),
  - c) energetykę odnawialną wielkoskalową słoneczną i wiatrową, w tym morską,
  - d) energetykę rozproszoną, wykorzystującą źródła stabilne, takie jak mała energetyka wodna, biomasa czy biogaz, pompy ciepła, lokalne zasoby gazu ziemnego,
  - e) energetykę rozproszoną ze źródeł słonecznych i wiatrowych w powiązaniu z magazynowaniem, które szybko tanieją,
  - f) energetykę węglową i gazową w skojarzeniu,
  - g) import.
- 15) Osoby odpowiedzialne za system energetyczny uważają, że istotne jest uzyskanie wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego. Wskazują konieczność dalszej rozbudowy potencjału logistycznego dostaw przez rozbudowę gazoportu (LNG) do 10 mld m<sup>3</sup> oraz połączenia ze złożami norweskimi (Baltic Pipe).
- 16) Aktualna sytuacja w energetyce odnawialnej jest krytycznie oceniana przez niezależnych ekspertów, głównie z powodu zmienności regulacji, w tym wypowiedania umów z niezależnymi producentami ze źródeł wiatrowych. Takie zmiany wpływają także na wiarygodność władz wobec inwestorów prywatnych, w tym zagranicznych. Podkreślane są również, mimo promowania klastrów, trudne warunki do rozwoju energetyki prosumenckiej.
- 17) Za kluczową kwestię w zwiększeniu zdolności przemian w energetyce uznaje się rozbudowę zdolności magazynowych na dużą skalę. Wśród technik najbardziej atrakcyjnych wymienia się rozwiązania o wysokim stopniu zaawansowania technicznego:
- a) wielką liczbę akumulatorów samochodowych w związku z rozwojem elektromobilności,
  - b) zwiększenie zdolności akumulacyjnych w budynkach z wykorzystaniem akumulatorów elektrycznych,
  - c) rozwiązania jeszcze niedojrzałe technicznie, ale wykorzystujące potencjalnie istniejący majątek, takie jak składowanie wodoru lub podgrzewanie wody w sieciach ciepłowniczych, co wymaga badań i wdrożeń do praktyki gospodarczej.
- 18) Ze względu na czasochłonność procesów transformacji rozważa się konieczność rewitalizacji znacznej części mocy wytwórczych w źródłach węglowych o mocy 200–360 MW – to tzw. program 200+ na okres do 15 lat. Takie rozwiązanie uważa się za tańsze niż budowa dużych nowych bloków energetycznych na węglu czy jądrowych, a także możliwe do zaakceptowania przez Komisję Europejską. Eksperci oczekują, że w tym czasie wyklaruje się grupa technologii trwale zastępująca technologie węglowe w energetyce polskiej.
- 19) Część rozmówców postrzega energetykę jądrową jako istotną alternatywę energetyczną. Niektórzy opowiadają się za energetyką jądrową małej skali (50–200 MW) jako lepiej

pasującą do architektury polskiego systemu, generującą mniejszą koncentrację nakładów i ograniczającą problemy z wyprowadzeniem mocy. Rozmówcy reprezentujący ekologiczne organizacje pozarządowe w większości są przeciwni tej technologii. Realna możliwość uzyskania energii z tego typu źródła zaistnieje jednak nie wcześniej niż ok. 2030 roku.

- 20) Znaczna część rozmówców uznała proces elektryfikacji transportu za ważny dla przyspieszenia zmian w elektroenergetyce. Program Ministerstwa Energii, przewidujący nasycenie polskiego rynku ok. 1 mln elektrycznych samochodów osobowych do roku 2025, większość z nich uznała za mało realny, ale podkreślano przy tym, że szczególnie ważne jest wejście na ścieżkę dynamicznego wzrostu w tym zakresie. Jednocześnie rozmówcy uważają, że masowo użytkowany samochód elektryczny będzie powodował problemy w systemie elektroenergetycznym przez dużą jednoczesność użytkowania w określonych strefach czasu i znaczący wzrost zapotrzebowania na moc w krótkich przedziałach czasu. System elektroenergetyczny potrzebuje dużo czasu na dostosowanie, w szczególności rozwiązań inteligentnych (SMART). Za ciekawszy rozmówcy uznają rozwój masowego transportu pasażerskiego (autobusy), a po zasugerowaniu – również transportu dostawczego w miastach, które charakteryzują się wyższym stopniem wykorzystania i łatwiejszym do zarządzania procesem ładowania. Wymagają one też mniej rozwiniętego systemu logistycznego ze względu na ograniczony zasięg przewozów. Podkreślano, że ten kierunek przyczyni się do znacznej poprawy jakości powietrza w miastach, zwłaszcza dużych. Zwracano jednak także uwagę, że bez eliminacji węgla z energetyki przejście na transport elektryczny nie zmniejszy znacząco jego wpływu na zmiany klimatu.
- 21) Rozmówcy reprezentujący systemowe podejście do gospodarki i energetyki uważają, że w znaczący sposób będzie wzrastać rola miast w kształtowaniu nowego modelu energetycznego. Wiąże się to zarówno ze stroną popytową, jak i podażową.
- a) Po stronie popytowej oczekuje się wzrostu zainteresowania termomodernizacją i budownictwem inteligentnym zintegrowanym z lokalnym wytwarzaniem energii ze źródeł OZE, a także rozwojem transportu pasażerskiego zbiorowego, w tym elektrycznego.
  - b) Po stronie podażowej identyfikowano potrzebę rozwoju źródeł generujących energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu, z narastającym wykorzystaniem OZE i odpadów w technologiach BAT (w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym), a także integracji energetyki z gospodarką wodną. Jako szczególnie ważne dla ograniczania problemu smogu wskazuje się konieczność wymiany urządzeń indywidualnych na bardziej sprawne, wykorzystujące nisko- lub bezemisyjne formy energii pierwotnej, albo

- przyłączanie do sieci ciepłowniczych. W niektórych przypadkach interesujące mogą być źródła geotermalne.
- c) Wskazywano również zasadność rozwoju źródeł wykorzystujących energię słoneczną w związku z narastającym problemem zbilansowania mocy elektrycznej systemu latem w okresie długotrwałych upałów w oparciu jedynie o elektrownie ciepłownicze (w tym węglowe).
- d) Część rozmówców identyfikuje zróżnicowaną sytuację w ciepłownictwie scentralizowanym. O ile systemy w dużych miastach mają niezłą perspektywę ekonomiczną, o tyle te w małych miejscowościach są silnie ograniczane zdolnościami generowania dodatkich przepływów finansowych i mają trudności w modernizowaniu się.
- 22) Rozmówcy w znacznej liczbie postrzegają zmiany o charakterze mentalnościowym, które zachodzą w polskim społeczeństwie wraz z wymianą pokoleniową, bogaceniem się i bliższymi związkami z gospodarką światową. Przekłada się to na rosnącą zdolność i zainteresowanie korzystaniem z technologii ICT i mobilnością, a dalej na rosnącą gotowość akceptacji energetyki rozproszonej, prosumenckiej. Oczekuje się, że w środkowej części rozpatrywanego okresu (ok. 2025 roku) nastąpi przełamanie trendów społecznych, co przełoży się na decyzje wyborcze i na zmiany w polityce. Ewentualny sukces rozwoju gospodarczego będzie te tendencje wzmocniał.
- 23) Kluczowe znaczenie dla społeczeństwa polskiego na średnim poziomie rozwoju mają kwestie dotyczące bezpośredniego otoczenia obywateli, w szczególności te związane ze zdrowiem i bezpieczeństwem. W tym zakresie szczególnie istotne jest zredukowanie problemu smogu, wynikającego z niskiej emisji z energetycznego wykorzystania paliw kopalnych, zwłaszcza w paleniskach przydomowych oraz transporcie. Wymieniano też troskę o najbliższe otoczenie, np. roślinność i zwierzęta domowe. Większość rozmówców ocenia, że dla odbiorców energii szczególnie istotne są takie jej parametry jak niezawodność dostaw, właściwe napięcie i częstotliwość. Zwłaszcza na terenach wiejskich zdarzają się dość częste przerwy w dostawach i spadki napięcia. Stanowi to czasami bodziec do budowy własnych, niezależnych źródeł. Problem zmian klimatu jest dla większości polskiego społeczeństwa odległy jako globalny (na obecnym etapie), chociaż większość rozmówców wskazuje na jego wagę.
- 24) Wyrażono opinię opartą na najnowszych badaniach, że substancje zawieszane przenikające do krwiobiegu kumulują się w organizmie i zasadniczo nie ma dolnej granicy bezpieczeństwa ich koncentracji w powietrzu. W związku z tym spodziewane jest zaostrzenie norm związanych z dopuszczalnym poziomem pyłów w powietrzu w UE w 2022 bądź 2023 roku. Ważne jest przy tym, że spada siła oporu przemysłu motoryzacyjnego. Szczególne znaczenie ma sadza, której emisję można ograniczać w

związku ze smogiem, jednocześnie ograniczając problemy klimatyczne. Może to być sposób dotarcia do szerokiej opinii publicznej.

- 25) Jednocześnie wyrażono opinię, że przesuwany się zasięg zagrożeń chorobami tropikalnymi będzie mało istotny społecznie i politycznie w Polsce w horyzoncie 2030 roku.
- 26) Trwająca aktualnie kampania antysmogowa jest prowadzona głównie w związku z zagrożeniem zdrowia. Osoby nią zainteresowane oceniają podjęte działania w sposób zróżnicowany. Z jednej strony na pochwałę zasługuje wzrost świadomości społecznej i samorządowej, a z drugiej – przyjmowane rozwiązania regulacyjne odpowiadają głównie na skutki, a nie usuwają przyczyny i mogą blokować przemiany o bardziej systemowym charakterze. Na przykład nacisk kładziony jest na wymianę kotłów węglowych na nowe o wyższej sprawności, natomiast nieprowadzone są intensywne termomodernizacje i zmiana nośników.
- 27) Część rozmówców identyfikowała potencjał efektywności budynków jako podstawę do negocjacji z UE w zakresie rozłożenia ciężarów co do sposobów realizacji procesów ograniczania emisji gazów cieplarnianych.
- 28) Za kluczową kwestię w postępie procesów przemian w energetyce rozmówcy dość powszechnie uważają edukację. Świadomość problemów energetycznych i możliwości ich rozwiązywania jest niska mimo silnego poparcia dla energetyki odnawialnej i poprawy efektywności. Niektórzy podkreślają kluczowe znaczenie kobiet.
- 29) Część rozmówców krytycznie ocenia system wsparcia przemian w energetyce jako nieefektywny i trafiający nie tam, gdzie mógłby prowadzić do rozwoju technologicznego i podnoszenia intensywności energetycznej. W szczególności wskazywano, że:
- a) w wyniku wadliwych regulacji środki publiczne trafiają do najsilniejszych przedsiębiorstw kontrolowanych przez rząd, a jednocześnie, przez wysokie koszty transakcyjne i trudności administracyjne, ograniczany jest dostęp dla małych i średnich przedsiębiorstw oraz osób prywatnych;
  - b) wsparcie na promocję rozwiązań wykorzystujących zaawansowane technologie (zwłaszcza OZE) w gospodarstwach domowych trafia do zamożnych osób, gdy tymczasem przy aktualnym poziomie ich rozwoju powinno już trafiać do odbiorcy masowego, zwiększając skalę zastosowań, a także do gospodarstw najbiedniejszych czy zagrożonych ubóstwem energetycznym; w szczególności podkreślano zasadność wspierania zbiorowości obywatelskich takich jak gminy, wspólnoty mieszkaniowe, spółdzielnie mieszkaniowe czy też budynki wielorodzinne.
- 30) Ze strony niektórych rozmówców padały opinie, że aktualnie energia jest zbyt tania, aby cena mogła stymulować inwestycje w redukcje jej kosztów. Dodatkowo obserwuje się tendencję do przenoszenia wzrastającej części kosztów dostaw energii na odbiorców

końcowych w formie składników stałych (50–60%), na które zmiana poziomu użytkowania energii nie ma wpływu. Przewiduje się, że ten proces będzie narastał, a jednym z mechanizmów stojących za tym zjawiskiem będzie mechanizm rynku mocy.

- 31) Wśród rozmówców niezależnych dominuje negatywna ocena zdolności polityków do podejmowania długoterminowych działań. Uwaga polityków koncentruje się na:
- a) problemach społecznych na Śląsku związanych z restrukturyzacją górnictwa węgla kamiennego – według opinii niezależnych rozmówców problem ten jest aktualnie sztucznie podsycany;
  - b) problemach niezależności od dostaw z Rosji, bazujący na zagrożeniach używania dostaw energii jako swego rodzaju broni i presji politycznej wywieranej na Polskę – według niezależnych ekspertów problem ten jest systematycznie redukowany w miarę wdrażania projektów dywersyfikujących dostawy energii (głównie gazu ziemnego). Jednak może rosnąć zagrożenie w przypadku konieczności importu węgla kamiennego, gdy zbyt duże będzie uzależnienie od importu z Rosji (węgiel lepszy i tańszy).
- 32) Wśród rozmówców powiązanych z rządem dominuje sympatia dla narodowych w swoim charakterze źródeł energii oraz przekonanie o korzyściach z kontroli własnościowej państwa nad energetyką. W opinii większości niezależnych ekspertów jest to pogląd nieprawdziwy i niebezpieczny.
- 33) Niezależni rozmówcy uważają, że politycy nadmiernie koncentrują się na wynikach wyborczych, a więc na perspektywie czasowej 2–4 lat. Wynika to z braku kompetencji i ograniczonego poczucia obowiązku służby publicznej. Tymczasem procesy cywilizacyjne i megatrendy oraz okresy, w których realizowalne są projekty energetyczne, wymagają działań ponad podziałami partyjnymi o wieloletnim wybiegu czasowym. Ustawicznie postrzega się efektywność energetyczną i OZE jako koszty, a nie korzyści dla społeczeństwa. Krytycznie oceniane są np. działania w zakresie:
- a) słabego wsparcia dla procesów termomodernizacji,
  - b) słabego wsparcia rozwoju energetyki rozproszonej, w szczególności OZE,
  - c) nadmiernej koncentracji na dużych projektach węglowych czy jądrowych zagrożonych efektem kosztów osieroconych w niedalekiej przyszłości.
- 34) Niezależni rozmówcy krytycznie oceniają brak poważnej i powszechnej debaty o poważnych problemach energetycznych. Obecnie jest mowa o przygotowaniu polityki energetycznej do 2040 roku, ale dzieje się to w zaciszach gabinetów rządowych.

**Lista osób (nazwiska w kolejności alfabetycznej), z którymi przeprowadzono rozmowy**

L.p.	Imię	Nazwisko	Funkcja/Instytucja
1.	Tobiasz	Adamczewski	dyrektor ds. ochrony WWF Polska
2.	Maciej	Bando	prezes Urząd Regulacji Energetyki
3.	Andrzej	Bućko	prawnik, ekspert ds. rynku energii
4.	Wacław	Czerkawski	wiceprzewodniczący Związku Zawodowego Górników
5.	Leszek	Drogosz	dyrektor Biura Infrastruktury, Urząd m.st. Warszawy
6.	Adrian	Furgalski	wiceprezes Zespołu Doradców Gospodarczych TOR
7.	Lidia	Gawlik	profesor nadzwyczajny w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk w Krakowie
8.	Andrzej	Guła	Polski Alarm Smogowy
9.	Zbigniew	Karaczun	profesor SGGW, ekspert Koalicji Klimatycznej
10.	Andrzej	Karasiński	sekretarz miasta Gliwice
11.	Leszek	Kąsek	Bank Światowy
12.	Daria	Kulczycka	dyrektorka Departamentu Energii i Zmian Klimatu w Konfederacji Lewiatan
13.	Michał	Kurtyka	wiceminister w Ministerstwie Energii
14.	Michał	Krzyżanowski	profesor w King's College
15.	Jerzy	Kwieciński	wiceminister w Ministerstwie Rozwoju
16.	Szymon	Liszka	prezes Fundacji Efektywnego Wykorzystania Energii
17.	Piotr	Naimski	pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej, poseł na Sejm
18.	Monika	Rosa	posłanka na Sejm
19.	Janusz	Ryk	dyrektor Biura Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych
20.	Janusz	Steinhoff	przewodniczący Rady Regionalnej Izby Gospodarczej w Katowicach
21.	Marcin	Stoczkiewicz	dyrektor na Europę Środkową i Wschodnią ClientEarth Prawnicy dla Ziemi
22.	Zbigniew	Szpak	prezes Krajowej Agencji Poszanowania Energii
23.	Wojciech	Szymalski	prezes Fundacji Instytut na rzecz Ekorozwoju
24.	Marian	Turek	profesor w Głównym Instytucie Górnictwa
25.	Jarosław	Tworóg	wiceprezes Zarządu Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji
26.	Michał	Wilczyński	niezależny ekspert, były główny geolog kraju
27.	Piotr	Woźniak	prezes Zarządu Polskiego Górnictwa Nafty i Gazu
28.	Adrian	Wójcik	psycholog społeczny, Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu