

## **TRAJEKTORIA TRANSFORMACYJNA 2018-2050 POLSKIEJ ENERGETYKI**

– **zawężanie obszaru poszukiwań (etap 2)**<sup>1</sup>

Jan Popczyk  
Marcin Fice<sup>2</sup>

*Trajektoria transformacyjna energetyki weszła w fazę, w której z punktu widzenia praktycznego konieczna jest jej analiza w czterech całkowicie nowych (fundamentalnie zmienionych) środowiskach. Są to środowiska: technologiczne, ekonomiczne, biznesowe (organizacja i zarządzanie), a także społeczne (społeczeństwo prosumenckie) [1].*

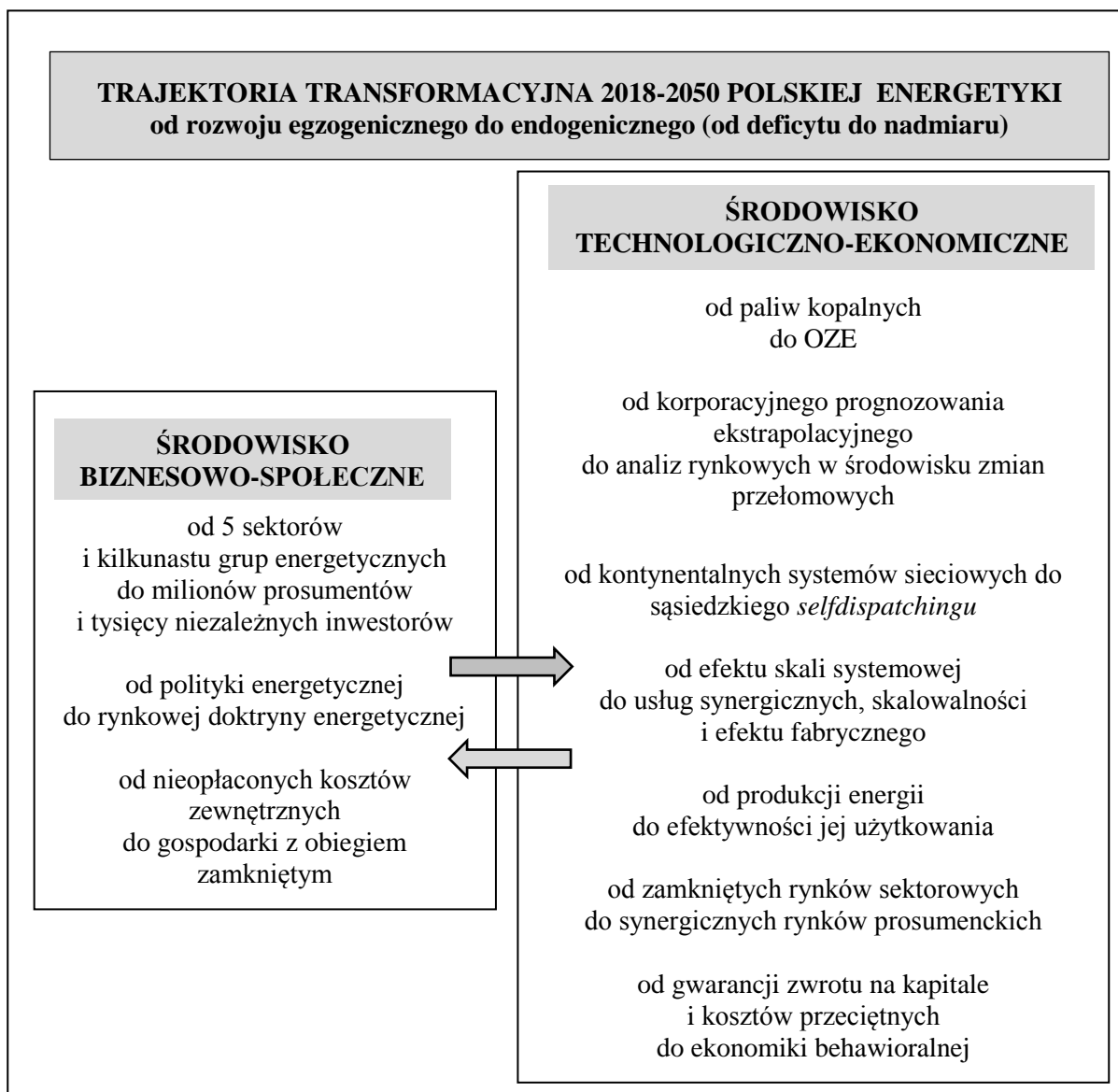
*Analiza trajektorii transformacyjnej w sensie metodycznym prowadzi natomiast nieuchronnie do zmiany krzywych rozwojowych z wykładniczych na dzwonowe (Gausa, Hubberta, ...) [2]. W różnych zagadnieniach mogą to być krzywe/funkcje opisujące rynki/zjawiska w przedziałach wartości rosnących (przed całkowitym wysyceniem). Jednak wiele rynków/zjawisk w horyzoncie 2050 wejdzie w fazę schyłkową. Generalnie należy zatem korzystać z aproksymacji odcinkowej regresyjnych modeli transformacyjnych.*

W środowiskach biznesowym i społecznym (ważnych w perspektywie długoterminowej) kluczowe znaczenie ma transformacja sektorowości energetyki WEK w segmentację energetyki EP i konsolidację energetyki NI. Z kolei w środowiskach technologicznym i ekonomicznym (w perspektywie średnioterminowej najważniejszych) podstawowe znaczenie ma transformacja rynków energetycznych WEK w mono rynki energii elektrycznej (energii użytecznej) OZE. W jednym i drugim wypadku transformacja ma charakter substytucyjny. Wynika to zresztą w istocie dokonującego się przełomu w energetyce: pretendenci w obszarze energetyki EP-NI zastępują podmioty zasiedziałe na rynkach WEK, a innowacje przełomowe w energetyce EP-NI zastępują innowacje przyrostowe w środowisku technologiczno-ekonomicznym energetyki WEK.

<sup>1</sup> Do opracowania Raportu autorzy wykorzystali zasoby Biblioteki Źródłowej Energetyki Prosumenckiej (<http://klaster3x20.pl>), głównie w postaci Raportów własnych, bez szczegółowego powoływania się na nie. Dane z tych ostatnich skonfrontowali z danymi dostępnymi w otwartych bieżących zasobach internetowych. Bezpośrednie powołania na źródła literaturowe ze spisu zamieszczonego na końcu Raportu (stosowane w Raporcie w trybie wyjątkowym) odnoszą się do dwóch charakterystycznych sytuacji. Po pierwsze, są to odwołania do dwóch pierwszych Raportów Cyklu – w tym wypadku chodzi o potwierdzenie spójności danych we wszystkich Raportach. Po drugie, są to powołania na dane źródłowe wykorzystane przez autorów w badaniach z zakresu tematyki Raportu – w tym wypadku chodzi z kolei o ochronę praw autorskich innych autorów niż autorzy Raportu. Za cały Raport wyłączną odpowiedzialność ponoszą tylko autorzy.

<sup>2</sup> dr inż. Marcin Fice –Instytut Elektrotechniki i Informatyki, Wydział Elektryczny Politechniki Śląskiej.

Segmentacja i konsolidacja w nowej energetyce EP-NI ma na celu porządkowanie jej opisu, i jest częścią metody nowej energetyki. W żadnym wypadku nie może ona jednak wytwarzać więzi korporacyjnych w poszczególnych segmentach, takich jakie są charakterystyczne dla sektorów energetyki WEK (elektroenergetyka, łącznie z górnictwem węgla brunatnego; górnictwo węgla kamiennego; sektor paliw płynnych; gazownictwo; ciepłownictwo). Segmentacja w energetyce EP-NI może i powinna za to służyć budowie więzi kooperacyjnych (klastrowych), zwłaszcza w kategoriach kapitału społecznego. Transformacja energetyki tworzy bardzo dobre środowisko do wytworzenia tych nowych więzi, bo ogarnia „wszystko” [1]; zmienia się fundamentalnie środowisko technologiczne, ekonomiczne, biznesowe (organizacja i zarządzanie), a także społeczne (zaczyna się kształtować społeczeństwo prosumenckie), i prowadzi do zmiany cywilizacyjnej, rys. 1.



Rys. 1. Mapa środowisk transformacji energetyki

W kontekście metodycznym istotą i najważniejszym celem segmentacji energetyki prosumenckiej (pierwsza część Raportu) jest stworzenie podstaw do wytworzenia (w długim procesie) katalogu referencyjnych modeli usług synergicznych, czyli zapewnienie ich skalowalności i przejście tym samym (w konsekwencji) w obszar działania efektu fabrycznego. Oczywiście, punktem wyjścia na drodze do osiągnięcia celu jest antycypacja zapotrzebowania na energię użyteczną w poszczególnych segmentach energetyki prosumenckiej. Jest to diametralna zmiana jakościowa w stosunku do tradycyjnego prognozowania zapotrzebowania na energię elektryczną. Prognozowanie to, realizowane do tej pory poprzez ekstrapolację wartości historycznych – modele regresyjne były podstawowym modelem badawczym w tym obszarze – bazujące przede wszystkim na modelach wykładniczych, utraciło bezpowrotnie swoje znaczenie.

Konsolidacja czterech głównych środowisk transformacyjnych energetyki, rys. 1, która będzie się dokonywać w kolejnych dziesięcioleciach, doprowadzi niewątpliwie do postaci dojrzałej (pod względem teoretycznym) metody nowej energetyki, ale obecnie główny postęp transformacyjny dokonuje się w wyniku działania sił rynkowych, czyli ma charakter praktyczny. Na tym etapie opis transformacji współczesnych bilansów zapotrzebowania na energię końcową na schodzących rynkach energii elektrycznej (elektroenergetyka WEK), ciepła i paliw transportowych w bilans zapotrzebowania na energię użyteczną (czyli zapotrzebowania na wschodzących mono rynkach energii elektrycznej OZE) z konieczności musi mieć bardzo eklektyczny charakter, daleki od naukowej elegancji. Taki właśnie charakter ma opis transformacji zaprezentowany w Raporcie.

Ekлекtyczny charakter podejścia jest szczególnie widoczny w Raporcie w modelowaniu ilościowym zapotrzebowania. Zarówno odnosi się to do części dotyczącej modelowania trajektorii transformacyjnych (druga część Raportu), jak i do wstępnych oszacowań trajektorii transformacyjnej rynku energii elektrycznej w horyzoncie 2050 (trzecia część Raportu). Składa się na taki obraz dobór krzywych opisujących zapotrzebowanie, rys. 3, ale także wiele innych czynników, takich np. jak wykorzystanie eksperckiego podejścia do odcinkowej aproksymacji zapotrzebowania za pomocą tych krzywych, tab. 10, 11, 12.

Odejście od wykładniczych krzywych prognostycznych zapotrzebowania na energię końcową i energię użyteczną nawiązuje w niniejszym Raporcie do krzywych Hubberta [2] wykorzystywanych do opisu rynków paliw kopalnych (ich faz wzrostowych i spadkowych; teoria Hubberta z lat 1950., dotycząca modelowania maksimum wydobywania ropy naftowej). Oczywiście, wiele czynników decyduje o różnicach modelowania trajektorii dokonującej się transformacji energetyki i teorii Hubberta, przede wszystkim jest to nieokreśloność wynikająca z przełomowego charakteru dokonującej się transformacji energetyki oraz związana z przełomem gwałtowność zaburzeń. Dodatkowo, transformacja rynków schodzących WEK we wschodzące mono rynki energii elektrycznej OZE (rynki EP-NI) powinna uwzględniać dla Polski dodatkowo odniesienia do istniejących już doświadczeń transformacyjnych w UE/Europie [1].

## **CZTERY GŁÓWNE ŚRODOWISKA TRANSFORMACYJNE ENERGETYKI**

W przedstawionym tu opisie głównych środowisk transformacyjnych energetyki wysiłek jest skoncentrowany na zaprezentowaniu ogólnej charakterystyki tych środowisk (ich wyjściowej

„inwentaryzacji”) oraz wytworzeniu propozycji standardów opisu środowisk, a jeszcze bardziej, na ukazaniu potrzeby nowej perspektywy, zarówno praktycznej jak i badawczej, w podejściu do transformacji energetyki. Podkreśla się zwłaszcza, że w tej części przywiązuje się bardzo dużą wagę do starannego uwzględnienia wniosków wynikających z wszechstronnego jakościowego rozpoznania właściwości przełomowego charakteru transformacji. Na pewno w tym kontekście ważne jest powiązanie sektorowości energetyki WEK z podmiotami zasiedzającymi na rynkach schodzących WEK (i z innowacyjnością przyrostową). Z kolei segmentacji energetyki EP (prosumentów) i konsolidacji energetyki NI (niezależnych inwestorów) z pretendentami do wschodzących mono rynków energii elektrycznej OZE (i z innowacjami przełomowymi, charakterystycznymi nie tylko dla środowiska technologicznego, ale także dla pozostałych trzech środowisk: ekonomicznego, biznesowego i społecznego).

**Segmentacja energetyki WEK.** Poniżej przedstawia się najbardziej syntetyczną segmentację energetyki WEK, ze szczególnym zaakcentowaniem elektroenergetyki, celem stworzenia bazy odniesienia do analiz dotyczących energetyki prosumenckiej. Są to następujące segmenty (historycznie „sektory”, lub jeszcze dawniej „branże”).

#### *Elektroenergetyka*

**1.** Newralgiczną częścią systemu elektroenergetycznego, najbardziej skomplikowanego wśród wszystkich systemów technicznych, jest system przesyłowy. W aspekcie przedmiotowym są to sieci przesyłowe wraz z KDM (Krajowa Dyspozycja Mocy). Sieci przesyłowe, to: jedna linia 750 kV o długości 114 km (obecnie nieczynna); 90 linii 400 kV o łącznej długości 6,1 tys. km; 165 linii 220 kV o łącznej długości 8 tys. km; 106 stacji transformatorowo-rozdzielczych NN. W aspekcie podmiotowym elektroenergetyczny system przesyłowy, to PSE (Polskie Sieci Elektroenergetyczne, operator przesyłowy) – pod względem własnościowym jednoosobowa spółka skarbu państwa.

**2.** Wytwarzanie, dystrybucja, sprzedaż energii elektrycznej. W tym obszarze funkcjonują w szczególności cztery wielkie grupy kapitałowe (PGE, Tauron, Enea i Energa), wszystkie notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych, kontrolowane w pełni przez państwo posiadające udziały większościowe, wynoszące ponad 50%. Są to zatem udziały znacznie przekraczające standardowe udziały uznawane na rynku jako wystarczające do pełnej kontroli rynkowej (wymienione grupy są traktowane przez państwo w kategoriach XX-wiecznych, jako zasoby strategiczne, w kontekście bezpieczeństwa elektroenergetycznego). Największa z grup, mianowicie PGE, skupia dominującą część elektroenergetyki na węgiel brunatny, mianowicie udział kompleksów wytwórczo-kopalnianych Bełchatów i Turów w rynku energii elektrycznej produkowanej z węgla brunatnego wynosi około 80%, a po 2020 r. przekroczy 90% ).

**3.** Poza czterema wielkimi Grupami, obejmującymi wytwarzanie, dystrybucję i sprzedaż energii elektrycznej, istnieją prywatne przedsiębiorstwa wytwórcze i dystrybucyjne, będące w sferze własnościowej poza kontrolą państwa. Do tej grupy należy Zespół Elektrowni PAK (Pątnów, Adamów, Konin), spółka notowana na Giełdzie Papierów Wartościowych, kontrolowana przez polski kapitał prywatny spółka obejmujący wszystkie zasoby wytwórcze na węgiel brunatny poza tymi, które należą do PGE. Poza kontrolą własnościową państwa są

także zasoby wytwórcze należące w całości do francuskiej globalnej grupy energetycznej EdF (są to zasoby w postaci Elektrowni Rybnik oraz zespołów elektrociepłowni i elektrociepłowni: Wrocław z Zieloną Górą, Kraków, Wybrzeże, Toruń, Częstochowa); jednak grupa EdF podjęła już w 2015 r. decyzję o wyjściu z Polski i w końcu 2017 r. proces jest finalizowany (polską grupę EdF przejmuje grupa PGE). W obszarze dystrybucji (i sprzedaży/handlu) do firm prywatnych należy firma Innogy, powstała w procesie restrukturyzacji niemieckiej grupy energetycznej RWE przeprowadzonej w 2016 r. (w Polsce grupa dystrybucyjno-sprzedażowa posiadająca koncesję na obszar Warszawy: Innogy Stoen Operator i Innogy Polska). Ponadto jest to spółka (również dystrybucyjno-sprzedażowa) PKP Energetyka, której wyłącznym właścicielem od 2015 r. jest fundusz inwestycyjny CVC Capital Partners.

**4.** W kontekście przedmiotowym wytwarzanie, to przede wszystkim 15 elektrowni z 90 blokami wytwórczymi – na węgiel kamienny i brunatny – o mocy jednostkowej 200 MW i większej: 360, 450, 850 MW (elektrownie na węgiel brunatny są powiązane technologicznie z kopalniami na węgiel brunatny o rocznym wydobywaniu około 70 mln ton), a także 5 elektrociepłowni z blokami gazowo-parowymi o elektrycznej mocy jednostkowej od 65 do 230 MW. Dystrybucja, to 35 tys. km linii 110 kV, 1400 GPZ (główne punkty zasilające, inaczej stacje transformatorowo-rozdzielcze 110kV/SN), 300 tys. km linii SN, 200 tys. stacji SN/nN, 400 tys. km linii nN. Sprzedaż, to roczny wolumen sprzedaży energii elektrycznej wynoszący około 125 TWh (przy produkcji brutto, obejmującej potrzeby własne bloków wytwórczych i starty sieciowe, wynoszącej około 165 TWh). Udział ludności (12 mln odbiorców) wynosi w tym wolumenie około 30%.

**5.** Wielkoskalowa energetyka OZE. Obecnie praktycznie cała energia elektryczna jest produkowana w źródłach wielkoskalowych. Realizowane w blokach węglowych współspalanie (około 10% biomasy dodawanej do węgla), będące zaprzeczeniem rozwoju zrównoważonego, miało w 2011 r. udział w produkcji OZE wynoszący 45%. Uruchomienie w końcu 2012 r. bloku biomasowego 200 MW (blok w Elektrowni Połaniec; biomasa w przypadku tego bloku stanowi 100% paliwa) zwiększyło jeszcze radykalnie dominację energetyki korporacyjnej w zakresie zdolności produkcyjnych źródeł OZE (pogłębiło niezrównoważony rozwój). Również wielkie elektrownie wodne, wybudowane w przeszłości, należą do energetyki WEK. Wielkoskalowa energetyka wiatrowa (farmy wiatrowe z turbinami 2÷3 MW), o łącznej mocy wynoszącej w 2016 r. ponad 5,5 GW w dominującej części została natomiast zbudowana w ostatnich 10 latach przez niezależnych wytwórców (prywatnych inwestorów).

### *Górnictwo węgla kamiennego*

W aspekcie przedmiotowym (technologicznym) jest to 16 kopalń węgla kamiennego, część z nich to kopalnie „zespolone”, o łącznym rocznym wydobywaniu około 70 mln ton. W aspekcie podmiotowym są to głównie wielkie przedsiębiorstwa w obszarze górnictwa węgla kamiennego, mianowicie: Kompania Węglowa, Jastrzębska Spółka Węglowa, Lubelski Węgiel Bogdanka.

### *Sektor/branża paliw płynnych (transport)*

**1.** W aspekcie podmiotowym są to głównie 2 wielkie grupy kapitałowe (notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych): PKN Orlen oraz Lotos. W aspekcie przedmiotowym (technologicznym) są to 2 wielkie rafinerie (w Płocku i Gdańsku, o rocznych zdolnościach przerobczych wynoszących około 22 mln ton ropy naftowej) oraz sieć 6,8 tys. stacji benzynowych.

**2.** Rafinerie i stacje benzynowe funkcjonują w bardzo złożonym środowisku logistyki naftowej. W aspekcie podmiotowym logistyka naftowa, to dominująca państwowa grupa kapitałowa PERN „Przyjaźń” (PERN „Przyjaźń” SA jest jednoosobową spółką skarbu państwa). W aspekcie technologicznym logistyka naftowa obejmuje natomiast: strategiczne naftociągi transportowe (z najważniejszym obecnie istniejącym naftociągiem „Przyjaźń”, a także strategicznym naftociągiem Brody-Adamowo w budowie, stanowiącym część systemu przesyłowego Odessa-Brody-Płock), przeładunek ropy naftowej oraz paliw płynnych w portach morskich (przede wszystkim Port Gdański), rurociągi produktowe (produktów paliwowych wytwarzanych w rafineriach), a także „naftobazy” oraz magazyny na ropę i paliwa.

### *Gazownictwo*

**1.** Newralgiczną częścią systemu gazowego jest gazowa sieć przesyłowa (wysokociśnieniowa) o łącznej długości około 11 tys. km (liczba punktów wejścia – 67, liczba punktów wyjścia – 983, liczba stacji gazowych – 896, liczba tłoczni – 15). W aspekcie podmiotowym gazowy system przesyłowy, to Gaz System (operator przesyłowy), jednoosobowa spółka skarbu państwa.

**2.** Przedsiębiorstwem dominującym w gazownictwie jest przedsiębiorstwo PGNiG (w obszarze charakterystycznej dla siebie działalności jest to praktycznie monopolista, z wyjątkiem wierceń rozpoznawczych dotyczących zasobów gazu łupkowego w Polsce). W aspekcie przedmiotowym (technologicznym) obejmuje ono: sprzedaż gazu (ziemnego: wysokometanowego i zaazotowanego) dla potrzeb przemysłów chemicznego i hutniczego, dla energetyki WEK oraz dla odbiorców „budynkowych” (w tym dla ludności – około 6,4 mln odbiorców domowych); dystrybucyjne sieci gazowe (gazu ziemnego: wysokometanowego i zaazotowanego); wydobywanie krajowe gazu (gaz zaazotowany, roczne wydobywanie w przeliczeniu na gaz wysokometanowy – 4,5 mld m<sup>3</sup>); kogenerację wielkoskalową, ale także małoskalową.

**3.** Z punktu widzenia importu gazu do Polski (łącznie około 10 mld m<sup>3</sup>/rok) dominujące znaczenie ma ciągle jeszcze gazociąg „jamalski” (Rosja – Europa) o rocznej zdolności przesyłowej ponad 30 mld m<sup>3</sup>. Polski odcinek tego gazociągu ma długość 680 km. W aspekcie podmiotowym polski odcinek gazociągu, to spółka EuRoPol GAZ, której właścicielami są: PGNiG i Gazprom (udziały po 48%) oraz Gas-Trading (udział 4%).

**4.** Z punktu widzenia dywersyfikacji importu gazu strategiczne znaczenie ma terminal LNG w Świnoujściu, o rocznej zdolności przeładunkowej, po uruchomieniu w 2014 r., wynoszącej około 4,5 mld m<sup>3</sup> (podkreśla się tu, że na świecie dostawy gazu poprzez terminale LNG zrównały się już z dostawami za pomocą gazociągów przesyłowych). W aspekcie

podmiotowym terminal LNG w Świnoujściu, to spółka Polskie LNG, której właścicielem jest w 100% operator przesyłowy Gaz System.

### Ciepłownictwo

**1.** Ciepłownictwo WEK, to wielkie systemy ciepłownicze, czyli wielkie elektrociepłownie „zawodowe” (powiązane ściśle z elektroenergetyką) zasilające wielkie sieci ciepłownicze w aglomeracjach miejskich (warszawskiej, śląskiej, łódzkiej, krakowskiej, trójmiejskiej, wrocławskiej, poznańskiej, bydgoskiej, szczecińskiej, ...). Podkreśla się, że takie ciepłownictwo WEK jest charakterystyczną cechą Polski: warszawski system ciepłowniczy jest drugim na świecie, po systemie moskiewskim; kotłownia Ząbki w Warszawie była zaprojektowana w latach '70 ubiegłego wieku jako największa kotłownia świata).

**2.** Odrębną sprawą są sieciowe systemy ciepłownicze ze źródłami kogeneracyjnymi w średnich miastach (Opole, Siedlce, ...) oraz systemy ciepłownicze z kotłowniami w małych miastach. Nie mają one nic wspólnego z technologiami WEK, a również z firmami WEK – są na ogół własnością samorządów. Dlatego ten segment kwalifikuje się praktycznie do energetyki prosumenckiej.

**Segmentacja energetyki prosumenckiej.** Prezentowana segmentacja „3x4” energetyki EP obejmuje 3 segmenty, każdy z segmentów obejmuje z kolei 4 podsegmenty.

Ogólnie, podstawą działania energetyki EP jest partycypacja prosumencka, w tym prosumenckie *know how* (plus własny kapitał i produkty bankowe) oraz „własne” zasoby OZE. W segmencie ludnościowym (PME1, PME2, PME4, PISE1), obecnie 12 mln gospodarstw domowych, charakterystyczna jest ekonomika behawioralna, z bardzo dużym potencjałem partycypacji prosumenckiej (realizowanej np. z wykorzystaniem modelu IKEA, która rozpoczęła już sprzedaż źródeł PV w swoich sieciach w Europie, w tym w Polsce).

**Tab. 1. Segment 1 – właściciele domów, gospodarstw rolnych, wspólnoty mieszkaniowe, „administratorzy” budynków (energetyka budynkowa)**

	<b>Prosumencka budynkowa mikroinfrastruktura energetyczna (PME)</b>
<b>PME1</b>	70 tys. nowych domów budowanych rocznie, 6 mln domów (w miastach i na obszarach wiejskich) do modernizacji – wielki potencjalny rynek popytowy na następujące urządzenia: kolektory słoneczne; pompy ciepła; układy hybrydowe $\mu$ EW (mikroelektrownie wiatrowe)-źródło PV-akumulator; smart EV ( <i>electric vehicle</i> ).
<b>PME2</b>	130 tys. wspólnot mieszkaniowych (budynków mieszkalnych) – potencjalny rynek popytowy na następujące urządzenia: kolektory słoneczne, pompy ciepła, źródła PV, a także na usługi <i>car sharing</i> .
<b>PME3</b>	14 tys. szkół podstawowych, 6 tys. gimnazjów, 11 tys. szkół ponadgimnazjalnych, 750 szpitali, 2,5 tys. urzędów gmin/miast (rynki popytowe związane z energetyką budynkową w tym wypadku będą kreowane przez gminy, por. PISE 3 i PISE 4).
<b>PME4</b>	115 tys. gospodarstw rolnych małotowarowych – wielki potencjalny rynek popytowy na $\mu$ EB (mikro-elektrownie biogazowe), inaczej mikrobiogazownie rolniczo-utylicacyjne o jednostkowej mocy elektrycznej 10-40/50 kW; 105 tys. gospodarstw rolnych „sojalnych” – potencjalny rynek popytowy na układy hybrydowe ( $\mu$ EW-źródło PV-akumulator).

Ponadto, w podejściu prosumenckim kluczowe znaczenie ma zamiana kosztu energii (usług energetycznych) na nakłady inwestycyjne we własną energetykę. Jest to oczywiście

inwestowanie we własny majątek; łączna wartość zasobów mieszkaniowych w Polsce, to około 2,8 bln PLN, roczna wartość rynku budownictwa mieszkaniowego, to około 90 mld PLN (wartość całego rynku budowlanego w pierwszej połowie obecnej dekady, czyli w okresie wielkich inwestycji infrastrukturalnych, drogowych i kolejowych, to około 190 mld PLN). Prosumenci z segmentu ludnościowego podwyższają za pomocą tych inwestycji wartość (cenę) swoich domów/mieszkań (doświadczenia, np. szwedzkie, pokazują, że wzrost ceny domu przewyższa znacznie nakłady inwestycyjne). Jest zrozumiałe, że inwestycje prosumenckie mają długi horyzont (są to inwestycje wielopokoleniowe).

Potencjał prosumenckiej partycypacji energetycznej w segmencie ludnościowym wynika ze struktury dochodu rozporządzalnego ludności (dochody te wynoszą prawie 700 mld PLN/rok, a wydatki gospodarstw domowych na energię elektryczną, potrzeby ciepłownicze (ciepło grzewcze i do produkcji ciepłej wody użytkowej) oraz klimatyzacyjne, i wreszcie paliwa transportowe, to łącznie około 90 mld PLN/rok).

**Tab. 2. Segment 2 – samorzady, spółdzielnie (energetyka lokalna, w tym budynkowa; instalacje, mikrosieci, lokalne sieci)**

<b>Prosumencka inteligentna sieć energetyczna (PISE)</b>	
<b>PISE1</b>	4 tys. spółdzielni mieszkaniowych, 130 osiedli deweloperskich – wielki potencjalny rynek popytowy na: usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, kolektory słoneczne, pompy ciepła, źródła PV, zintegrowane liczniki inteligentne przeznaczone do rozliczeń wszystkich rodzajów energii/mediów; wielki potencjalny rynek podażowy na usługi/produkty „pakietowe” (dostawca-integrator energii elektrycznej i gazu, wody, Internetu, programów telewizyjnych) dla mieszkańców; potencjalny rynek popytowo-podażowy na usługi <i>car sharing</i> .
<b>PISE2</b>	(środowisko spółdzielni energetycznych): 43 tys. wsi, a dodatkowo 13,5 tys. przyległych kolonii, przysiółków i osad – wielki potencjalny rynek na małe, o jednostkowej mocy elektrycznej 100÷200 kW, źródła EB (elektrownie biogazowe), inaczej biogazownie rolniczo-utylizacyjne.
<b>PISE3</b>	(środowisko klastrów energii): 1600 gmin wiejskich i 500 gmin wiejsko-miejskich, 314 powiatów na obszarach wiejskich – w odniesieniu do budynków użyteczności publicznej istnieje potencjalny rynek popytowy na usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, pompy ciepła, źródła PV; wielki potencjalny rynek popytowy na duże, o jednostkowej mocy elektrycznej 0,5÷1 MW, źródła EB, czyli biogazownie rolniczo-utylizacyjne; potencjalny rynek podażowo-popytowy na mini-rafinerie rolnicze o rocznej wydajności rzędu 1 tys. ton biopaliw (drugiej generacji); potencjalny rynek podażowo-popytowy na usługi <i>car sharing</i> dla gminy.
<b>PISE4</b>	( <i>smart City</i> ): 400 miast – w odniesieniu do budynków użyteczności publicznej istnieje potencjalny rynek popytowy na usługi termomodernizacyjne z wykorzystaniem technologii domu pasywnego, a także rynek popytowy na pompy ciepła, ogniwa PV; w odniesieniu do zadań gminy istnieje potencjalny rynek popytowy na urządzenia/instalacje takie jak: instalacje kogeneracyjne w oczyszczalniach ścieków, spalarnie śmieci; przede wszystkim jednak istnieje wielki potencjalny rynek podażowo-popytowy na usługi <i>car sharing</i> (dla całego miasta).

Segment 2 energetyki EP stanowi bazowe środowisko do kształtowania fundamentalnej koncepcji mono rynku energii elektrycznej OZE na infrastrukturze sieciowej SN/nN, z *net meteringiem*, *seldispatchingiem* i rozproszonym operatorstwem. W szczególności jest to najbardziej właściwe środowisko do kreowania spółdzielni energetycznych (w obrębie wsi,



ale także w obrębie spółdzielni mieszkaniowych, osiedli deweloperskich, oraz osiedli miejskich ogólnie). Przede wszystkim jest to jednak środowisko do tworzenia klastrów energii (w obrębie powiatów, ale nie tylko), będących potencjalnie najważniejszymi platformami transformacyjnymi energetyki w kolejnych latach.

Chociaż energetyka EP na razie w szerokiej świadomości społecznej jest utożsamiana z segmentem pierwszym i drugim (tab. 1 i 2, odpowiednio), to jej najbardziej dynamiczny rozwój następuje w podsegmentach AG1 i AG2, a także AG4 (tab. 3). W przemyśle, czyli w obszarze tradycyjnej energetyki przemysłowej (podsegment AG2 – częściowo, oraz AG4), która wraca do „korzeni” i staje się ważnym graczem na współczesnym rynku energii elektrycznej (szybki rozwój elektroenergetyki pod koniec XIX wieku rozpoczął się właśnie od przemysłowej energetyki prosumenckiej, chociaż wówczas tak się ona nie nazywała). Ogólnie w segmencie przemysłowym istnieje w Polsce ponad 70 wytwórców energii elektrycznej z pracującymi źródłami kogeneracyjnymi, głównie węglowymi (ale także na olej opałowy i gaz koksowniczy) o mocy elektrycznej w jednym przedsiębiorstwie (w jednej grupie kapitałowej) od 0,5 aż do 350 MW (łącznie około 1600 MW mocy zainstalowanej, 5% produkcji energii elektrycznej). Nową jakością w przemysłowej energetyce prosumenckiej są od 2014 r. bloki gazowe *combi*. W dwóch grupach kapitałowych – KGHM i PKN Orlen – moc tych źródeł osiągnęła poziom ponad 1100 MW, a ich potencjalny udział w krajowej produkcji energii elektrycznej wynosi 6%.

Podkreśla się, że bardzo silnym nowym trendem w prosumenckiej energetyce przemysłowej stają się bloki gazowo-parowe i kogeneracyjne. Wiele takich bloków zostało już zbudowanych w ostatnich latach (2013-2017), i jest w budowie. Są to zawsze inwestycje realizowane w wydłużonym łańcuchu wartości, obejmującym działania proefektywnościowe i prośrodowiskowe.

**Tab. 3. Segment 3 – przedsiębiorcy, infrastruktura PKP (autogeneracja, w tym budynkowa; instalacje, mikrosieci, sieci przemysłowe, sieć energetyczna PKP; „energetyka przemysłowa”)**

<b>Prosumencka inteligentna sieć energetyczna (PISE)</b>	
<b>AG1</b>	(autogeneracja w hipermarketach, biurach, hotelach): 350 hipermarketów, 800 biurów, 2 tys. hoteli – potencjalny rynek popytowy na trójgenerację gazową, pompy ciepła, źródła PV, <i>car sharing</i> .
<b>AG2</b>	(autogeneracja u przedsiębiorców – małe i średnie przedsiębiorstwa): 1,8 mln przedsiębiorców – potencjalny rynek popytowy na kogenerację i trójgenerację gazową, źródła PV, smart EV.
<b>AG3</b>	(autogeneracja w transporcie kolejowym – PKP Energetyka): udział transportu kolejowego w rynku popytowym energii elektrycznej, to około 2,5% zużycia krajowego – potencjalny rynek popytowy na urządzenia dla energetyki budynkowej (stacje, przystanki kolejowe) takie jak: źródła wytwórcze gazowe, pompy ciepła, źródła PV, układy hybrydowe ( $\mu$ EW-źródło PV-akumulator).
<b>AG4</b>	(autogeneracja w przemyśle – wielkie, energochłonne zakłady przemysłowe: górnictwo, hutnictwo, część przemysłu chemicznego, część przemysłu maszynowego, część przemysłu budowlanego), około 50% krajowego zużycia energii elektrycznej – wielki potencjalny rynek redukcji zużycia ciepła (w tym odzysku ciepła odpadowego) i energii elektrycznej w procesach technologicznych, wielki potencjalny rynek popytowy na kogenerację gazową, potencjalny rynek popytowy na duże źródła PV i wiatrowe.

**Nowe środowisko technologiczne trajektorii transformacyjnej energetyki.** Segmentacja jest przedstawiona w tab. 4. Podkreśla się, że segmentacja, przedstawiona w tabeli w najprostszej postaci, będzie oczywiście jeszcze długo sprawą otwartą.

**Tab. 4. Środowisko technologiczne trajektorii transformacyjnej energetyki**

Segment główny	Technologia	Komentarz
<b>Uwarunkowania środowiskowe transformacji I trajektorii (paliwa kopalne) w II trajektorię (główne obszary kosztów zewnętrznych we współczesnej energetyce)</b>		
1° – ochrona klimatu – emisja CO <sub>2</sub> , 2° – ochrona powietrza (1) – niska emisja, 3° – ochrona powietrza (2) – emisje SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , rtęci, 4° – utylizacja odpadów, 5° – ochrona ziemi, 6° – gospodarka wodna, 7° – ochrona krajobrazu		
<b>Segment 1</b> (efektywność energetyczna)	Domy pasywne	Najwyższy priorytet wykorzystania, potencjał stabilizacji rynku energii końcowej co najmniej w horyzoncie 2050
	Samochody elektryczne	
	Procesowa efektywność energetyczna (przemysł)	
<b>Segment 2</b> (źródła OZE)	Źródła PV (budynkowe)	Potencjał pokrycia 80% rynku energii końcowej w horyzoncie 2050
	Źródła wiatrowe lądowe (klasy 2-3 MW) i <i>off shore</i> (klasy 3-8 MW)	
	Pompy ciepła (budynkowe)	
	Biogazowe źródła kogeneracyjne (biogazownie i inne), klasy kilkaset kW	
	Biogazowe mikroźródła kogeneracyjne (mikrobiogazownie i inne), klasy kilkanaście ... kilkadziesiąt kW	
	Biopaliwa, pierwszej i kolejnych generacji	
	Technologie zgazowania termicznego biomasy/odpadów, w tym technologie zintegrowane	
	Agregaty kogeneracyjne i źródła szczytowe wykorzystujące transferowane paliwa kopalne z rynków ciepła (gaz ziemny) i paliw transportowych (ropa) <sup>1</sup>	Potencjał pokrycia 50% rynku energii końcowej w horyzoncie 2050
<b>Segment 3</b> (zasobniki: energii elektrycznej, ciepła, paliw odnawialnych)	Akumulatory elektryczne samochodowe	Przełom w akumulatorach elektrycznych (ceny poniżej 200 € za kWh pojemności) jest antycypowany już w 2018 r.
	Akumulatory elektryczne stacjonarne (w energetyce EP, w segmencie budynkowym)	
	Zasobniki ciepła, w tym ogrzewanie podłogowe i inne zasobniki	
	Zasobniki paliw gazowych	
	Zasobniki paliw płynnych	
	Zasobniki paliw stałych	
UGZ (układy gwarantowanego zasilania) <sup>1</sup>	-	
<b>Segment 4</b> (inteligentna infrastruktura)	Przekształtniki energoelektroniczne (regulacja mocy)	Bazowa infrastruktura rynku IREE, w tendencji rynku CCR. Horyzont dojrzałości technologicznej 2025
	Taryfy dynamiczne, cenotwórstwo czasu rzeczywistego (AMI, DSM/DSR)	
	Zarządzanie prosumenckimi łańcuchami wartości (sterowniki PLC, systemy SCADA w energetyce EP)	
	IoT (internet, sensoryka, urządzenia wykonawcze)	
	Teleinformatyka	
„Chmura” (bazy danych)		

<sup>1</sup> Technologie paliw kopalnych, wykorzystane tylko w okresie przejściowym.

W tym miejscu do segmentacji przedstawionej w tabeli 4 dodaje się w szczególności trzy ważne uwagi związane z ochroną bezpieczeństwa energetycznego w procesie transformacyjnym, w horyzontach czasowych: 2025, 2050 (pierwszy horyzont jest związany ściśle z postulowaną mapą drogową rynku CCR, drugi natomiast nawiązuje do procesu budowy mono rynku energii elektrycznej OZE).

Pierwsza z uwag dotyczy nowych relacji w obszarze obejmującym: 1° - losową stronę popytową, 2° - tradycyjne źródła węglowe, regulacyjne i nie posiadające zdolności regulacyjnych (zwłaszcza kogeneracyjne), 3° - źródła OZE z losową produkcją wymuszoną (źródła PV oraz wiatrowe) i 4° - zróżnicowane zasobniki. Wykorzystanie potencjału tego obszaru jest bezpośrednio związane z mapą drogową rynku CCR 2025, bo polega na zarządzaniu energią elektryczną obejmującym: jej produkcję, użytkowanie (uwzględniające DSM/DSR) i magazynowanie. Jest to potencjał na pewno wystarczający do stabilizowania bezpieczeństwa energetycznego Polski w horyzoncie 2025.

Druga uwaga związana jest z paliwami kopalnymi na trajektorii transformacyjnej energetyki. W przypadku rynku energii elektrycznej sprawa dotyczy w Polsce przede wszystkim węgla kamiennego i brunatnego. Otóż potencjał rewitalizacji bloków węglowych istniejących i będących w budowie jest w Polsce całkowicie wystarczający (bez budowy kolejnych nowych bloków, w tym bloku Ostrołęka C) do stabilizowania bezpieczeństwa energetycznego nawet poza horyzont 2050.

Trzecia uwaga dotyczy nowych technologii podaźowych, które mogą być skomercjalizowane w horyzoncie 2050. Mogą to być w szczególności rozproszone nuklearne „baterie”, z całkowicie nowymi systemami bezpieczeństwa jądowego i nowymi właściwościami ruchowymi (regulacyjnymi). Mogą to być także technologie nuklearne (technologia *Terra Power*) wykorzystujące paliwo wypalone we współczesnych elektrowniach jądowych. Mogą to być technologie wodorowe. Mogą być także technologie geotermalne „głębinowe” i inne.

**Dynamiczna struktura energetyki NI.** Segment niezależnych inwestorów powstawał w elektroenergetyce w bardzo długim procesie, obrazuje to tab. 5. Ustawa PURPA, uchwalona przez Kongres USA w 1978 r. (ustawa weszła w życie dopiero w 1982 r.) wykreowała, jako pierwszy, segment niezależnych inwestorów NI-WK, czyli wytwórców w obszarze wielkoskalowej kogeneracji węglowej (amerykańscy wytwórcy *IPP – Independent Power Producers*). Podstawą rozwoju pierwszego segmentu niezależnych inwestorów były inwestycje realizowane w oparciu o bardzo silną zasadę kosztów unikniętych (stanowiących istotę ustawy PURPA) na rynku energii elektrycznej i otwartą konkurencję na rynku ciepła.

Zasada TPA wykreowała kolejny (drugi) segment niezależnych inwestorów NI-H, czyli przedsiębiorców handlujących na własne ryzyko energią elektryczną na rynku WEK, w środowisku stworzonym przez tę zasadę (amerykańscy „*marketersi*” wykorzystali zasadę TPA do przebudowy hurtowego rynku USA, korzystając z dużych różnic cen energii elektrycznej na wschodzie i na zachodzie kraju, uznawanej za „naturalną”, kiedy „panował” monopol).

Niemiecki program strategicznej przebudowy elektroenergetyki znany powszechnie pod nazwą *Energiewende* (zapoczątkowany ustawą EEG o źródłach odnawialnych z 2000 r.,

od 2014 r. obowiązującą w znowelizowanej postaci EEG 2.0) i unijna dyrektywa 2009/28 przyspieszyły gwałtownie rozwój energetyki OZE i nadały procesowi demonopolizacji elektroenergetyki nowy wymiar. Mianowicie, wykreowany został trzeci, bardzo silny segment niezależnych inwestorów NI-WW, czyli inwestorów w obszarze energetyki wiatrowej.

Wreszcie, Pakiet Zimowy otwiera drogę do powstania czwartego segmentu niezależnych inwestorów, mianowicie segmentu NI-IWW, czyli integratorów wysp WW. Pełniąc rolę operatorów OHT mogą oni w Polsce odegrać ważną rolę w kształtowaniu się klastrów energii, a także spółdzielni energetycznych (ustawa OZE).

Polski segment energetyki NI, to w drugiej połowie obecnej dekady przede wszystkim energetyka wiatrowa (nie mniej niż 5500 MW zainstalowanej mocy, około 7% krajowej produkcji energii elektrycznej). Podstawa działania inwestorów NI, to: 1° – własne *know how*, 2° – własny kapitał (uzupełniony o fundusze inwestycyjne i produkty bankowe), 3° – urządzenia kupowane na ryku krajowym i globalnym, 4° – usługi kupowane na rynku krajowym, 5° – zasoby OZE (łącznie z substratami dla źródeł biogazowych) krajowe. Modele ekonomiczne/biznesowe *join venture*, *private equity* charakterystyczne dla tej energetyki dopuszczają duże ryzyko, ale wymagają krótkich czasów zwrotu nakładów (bez specjalnych regulacji nie dłuższych niż kilka lat).

**Tab. 5. Kolejne etapy demonopolizacji/przebudowy elektroenergetyki**

Podmioty (nowe)	Mechanizmy (rynkowe)	Technologie (rozwiązania)	Kraj	Regulacje (prawne) Programy (strategiczne)
<b>ETAP 1</b>				
<b>NI-WK</b>	koszty uniknięte	kogeneracja	USA	Ustawa <i>PURPA</i> (1978/1982)
<b>ETAP 2</b>				
<b>NI-H odbiorca TPA</b>	zasada TPA	konkurencja	W. Brytania USA	<i>Electricity Act</i> (1990) <i>Energy Act</i> (1992)
<b>ETAP 3</b>				
<b>NI-WW prosument PV</b>	wsparcie	OZE	Niemcy UE	<i>Energiewende</i> (2000) Dyrektywa 2009/28
<b>ETAP 4</b>				
<b>NI-IWW prosument</b>	konkurencja	inteligentna infrastruktura	UE	Pakiet Zimowy (listopad 2016)

**Objaśnienia do tabeli:** **NI-WK** – niezależny inwestor, wytwórca w obszarze wielkoskalowej kogeneracji węglowej; **NI-H** – niezależny inwestor, przedsiębiorca handlujący energią elektryczną na rynku WEK, w środowisku stworzonym przez zasadę TPA; **NI-WW** – niezależny inwestor, wytwórca w obszarze elektroenergetyki wiatrowej z pojedynczymi elektrowniami klasy 2 do 3 MW, farmy o mocy kilkunastu do kilkudziesięciu MW; **NI-IWW** – niezależny inwestor, integrator wysp wirtualnych z regulacyjnymi źródłami biogazowymi klasy 1 MW (wyposażonymi w zasobniki biogazu) klasy 10 MWh energii chemicznej) oraz źródłami wiatrowymi (tak jak w wypadku niezależnego inwestora NI-WW), realizujący zadanie wirtualnej (handlowej) integracji tych źródeł z odbiorcami TPA, w tym z odbiorcami posiadającymi zasoby regulacyjne (układy gwarantowanego zasilania, DSM/DSR, IoT), a także z prosumentami.

Podaż kapitału wysokiego ryzyka nie jest jeszcze w Europie, tym bardziej w Polsce, wystarczająca (szacuje się, że około 50% kapitału wysokiego ryzyka wykorzystywanego w Europie, ogólnie nie tylko w energetyce NI, pochodzi z USA). Z drugiej jednak strony, w segmencie obejmującym w Polsce 1,8 mln małych i średnich przedsiębiorstw, który

to segment jest potencjalną bazą energetyki NI, istnieje duża nadwyżka kapitałów własnych, szacowana nawet na ponad 300 mld PLN.

**Macierz transformacyjna zapotrzebowania na rynku energii elektrycznej.** Tabela 6 jest autorską (J. Popczyk) propozycją kwadratowej macierzy strukturyzującej **R** rynku energii elektrycznej, o wymiarze (3x3); podkreśla się przy tym, że jest to macierz do porządkowania sił i procesów rynkowych w ramach transformacji energetyki; macierz z trzema horyzontami rynkowymi (bieżącym, inwestycyjnym i transformacyjnym) oraz z trzema segmentami podmiotowo-przedmiotowymi (energetyka WEK, NI, EP). Nie jest to natomiast macierz do opisu (za pomocą rachunku macierzowego) operacji technicznych w systemie elektroenergetycznym, krótkoterminowych transakcji rynkowych, czy ewentualnie do potrzeb średnioterminowych rynkowych analiz ekonomicznych (inwestycyjnych) lub długoterminowych analiz transformacyjnych.

Macierz **R** przedstawiona w postaci tab. 6 zakreśla obszar poszukiwań racjonalnej trajektorii dokonującej się cywilizacyjnej transformacji energetyki, jednocześnie zakreśla zakres Raportu. Trzy kolumny macierzy odzwierciedlają trójbiegunowy system bezpieczeństwa energetycznego WEK-NI-EP, w którym działają bardzo silne interakcje między bardzo zróżnicowanymi biegunami (w szczególności energetyka WEK ma model biznesowy całkowicie różny od modelu biznesowego energetyki NI, a z kolei podstawą energetyki EP są jej bardzo silne właściwości, których nie mają dwie pierwsze, są to mianowicie prosumenckie łańcuchy wartości i prosumencka partycypacja).

**Tab. 6. Macierz R (strukturyzująca) rynku energii elektrycznej**

Energetyka Rynki CK (cen krańcowych)	WEK	NI	EP
<b>Rynek bieżący</b> IREE, CCR (cyfryzacja, w tym IoT)	<b>Horyzont 2025</b> (ukształtowanie się dojrzałej postaci rozproszonych rynków CCR, z mechanizmem <i>net meteringu</i> w miejsce zasady TPA i opłaty systemowo-przesyłowej)		
	$r_{11}$	$r_{12}$	$r_{13}$
<b>Rynek inwestycyjny</b> średnioterminowy (aukcje: OZE, rynek mocy)	<b>Horyzont 2025</b> (wygaszenie aukcji, i wszystkich systemów wsparcia dla wszystkich rodzajów energetyki, mianowicie WEK, NI, EP)		
	$r_{21}$	$r_{22}$	$r_{23}$
<b>Rynek transformacyjny</b> długoterminowy (pasywizacja budownictwa, elektryfikacja ciepłownictwa i transportu)	<b>Horyzont 2050</b> (zakończenie transformacji rynków ciepła i transportu w rynek energii elektrycznej; całkowity wymiar i struktura rynku energii elektrycznej: 200/175 TWh, 80% produkcji ze źródeł OZE, 20% ze źródeł gazowych i na paliwa transportowe)		
	$r_{31}$	$r_{32}$	$r_{33}$

Trzy wiersze macierzy **R** odzwierciedlają z kolei trzy horyzonty rynku energii elektrycznej, kompletne z punktu widzenia dokonującej się transformacji (i z punktu widzenia ochrony

bezpieczeństwa energetycznego odbiorców/prosumentów, czyli całej gospodarki). Są to horyzonty: bieżący (z cenami krańcowymi krótkookresowymi), inwestycyjny (z cenami krańcowymi średniookresowymi) oraz transformacyjny (z cenami krańcowymi długookresowymi, antycypowanymi na koniec transformacji).

Zaproponowana macierz **R**, wraz z bazującą na niej proponowaną (fundamentalną) przebudową rynku energii elektrycznej, nawiązuje do postulowanej [1] doktryny energetycznej dla Polski i wszystkich konsekwencji z tym związanych. Jest także spójna z dosyć już dobrze ukształtowanym w trwającym dziesięcioleciu (po 2010 r.) obrazem transformacji energetyki na świecie [1, 2]. Kierunkowo jest zbieżna z polskimi ważnymi regulacjami prawnymi zastosowanymi w ustawie OZE, takimi jak aukcje OZE, ale przede wszystkim z nowymi jakościowymi rozwiązaniami takimi jak prosumencki *net metering* oraz klastry i spółdzielnie energetyczne (na razie niestety jeszcze bardzo nieprecyzyjnie zapisanymi w ustawie). Jest wyjściem naprzeciw zagrożeniom związanym z rynkiem mocy, forsowanym przez rząd (i przede wszystkim przez elektroenergetykę WEK). Najważniejsze jednak jest to, że jest to propozycja wychodząca naprzeciw nowym rozwiązaniom na jednolitym unijnym rynku energii elektrycznej (część Pakietu Zimowego), które zostały skierowane przez Komisję Europejską do całego społeczeństwa unijnego do konsultacji. Należy przyjąć, że proces wdrożeniowy nowego modelu rynku energii elektrycznej rozpocznie się w UE wraz z nową dekadą.

Trzeba przy tym podkreślić, że model rynku energii elektrycznej, wyłaniający się z propozycji Komisji Europejskiej oznacza w gruncie rzeczy przejście do endogenicznego modelu rozwojowego energetyki, co jest radykalnym zwrotem (i naśladuje w pewnym stopniu praktykę stosowaną w USA). W tym obszarze dochodzi zatem do zderzenia ze Strategią na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (Ministerstwo Rozwoju), która postulatywnie odwołuje się także do endogenicznego modelu rozwojowego gospodarki, a z drugiej strony „włącza” elektroenergetykę (węglową, jądrową) w skrajnie egzogeniczny model funkcjonowania do końca stulecia. Model rynku energii elektrycznej „obramowany” macierzą **R** sytuuje natomiast polską elektroenergetykę całkowicie w środowisku rozwojowym endogenicznym.

Szczególną sprawą w kontekście rozwoju endogenicznego elektroenergetyki, wymagającą komentarza, jest zasygnalizowany w macierzy **R** obraz polskiej energetyki (całej) w horyzoncie 2050. Według tego obrazu budownictwo zostanie w całości spasywizowane (za pomocą technologii domu pasywnego), ciepłownictwo i transport zostaną w pełni zelektryfikowane, a potrzeby „elektryczne” (według ich obecnego rozumienia) zostaną zredukowane o około 20% w stosunku do obecnych poprzez wykorzystanie technologii użytkowania energii elektrycznej nowej generacji takich jak: oświetlenie LED, sprzęt AGD, produkty przemysłu ICT, napęd elektryczny w przemyśle, grzejnictwo przemysłowe (w tym mikro-hutnictwo), a także technologie procesowego zastosowania energii elektrycznej w przemyśle chemicznym.

W rezultacie wszystkie końcowe potrzeby energetyczne będą zaspakajane za pomocą energii elektrycznej (posiadającej najwyższą egzergię wśród wszystkich rodzajów energii). W tym scenariuszu sygnalizuje się w macierzy **R** w horyzoncie 2050, wiersz 3, roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną równą 175 TWh (z następującym podziałem na potrzeby „elektryczne/ciepłownicze/transportowe”: 95/30/50 TWh). Do pokrycia zapotrzebowania trzeba będzie produkować rocznie 200 TWh: w tym w przybliżeniu 80%

w źródłach OZE, a 20% w źródłach gazowych i na paliwa transportowe. Gaz ziemny i paliwa transportowe będą pochodzić z transferów z obecnych rynków ciepła i potrzeb transportowych. Taka struktura produkcji energii elektrycznej pozwoli na redukcję łącznej emisji CO<sub>2</sub> zgodną z klimatyczno-energetyczną mapą drogową 2050 (redukcję wynoszącą co najmniej 80%) [2].

Oczywiście, istnieją inne scenariusze działania rynku transformacyjnego, czyli przebudowy polskiego bilansu energetycznego w horyzoncie 2050. Uprawniony jest zwłaszcza (i bardzo prawdopodobny) scenariusz, w którym pasywizacja budownictwa oraz elektryfikacja ciepłownictwa i transportu zostaną zrealizowane na poziomie 80%, a energia elektryczna będzie produkowana w 90% w źródłach OZE oraz w 10% w źródłach gazowych i na paliwa transportowe. Ten scenariusz pozwala na uzyskanie redukcji emisji CO<sub>2</sub> na poziomie bliskim 95% (czyli górnym według Mapy Drogowej 2050), a jednocześnie umożliwia osiągnięcie niezbędnego zakresu koncentracji mocy w źródłach energii elektrycznej w miastach, w wielkim przemyśle i w głównych korytarzach transportowych.

**Innowacje przełomowe, ekonomika, modele biznesowe.** Wymienione tytułowe zagadnienia rozpatruje się w świetle zaproponowanej typologii energetyki oraz w świetle zróżnicowanych zasobów i modeli ekonomiczno-biznesowych w segmentach energetycznych WEK, NI oraz EP. W szczególności innowacje przełomowe i pretendentów łączy się z energetyką EP-NI (występuje związek: cecha-typ). Innowacje przyrostowe i zasiedziałe przedsiębiorstwa korporacyjne łączy się z energetyką WEK.

Zróżnicowanie zasobów, w tym finansowych, oraz modeli ekonomiczno-biznesowych pomiędzy segmentami energetycznymi WEK, NI oraz EP ma obecnie fundamentalne znaczenie z punktu widzenia ochrony bezpieczeństwa energetycznego i jednocześnie skierowania Polski na nową trajektorię rozwoju gospodarczego traktowanego całościowo. Mianowicie, bez energetyki WEK nie da się zapewnić bezpieczeństwa energetycznego w procesie przebudowy energetyki w krótkim horyzoncie czasowym, zwłaszcza w okresie do 2025 r., kluczowym w kontekście niezbędnego czasu potrzebnego do ukształtowania efektywnych mechanizmów rynkowych i struktur organizacyjnych w energetyce postkorporacyjnej.

Z drugiej strony zaniechanie przed 2020 r. strukturalnych zmian w energetyce, w szczególności brak działań na rzecz stworzenia trójbiegunowego systemu bezpieczeństwa energetycznego WEK-NI-EP (umożliwiającego rynkowe wykorzystanie najlepszych zasobów każdego z segmentów), i pozostawienie bezpieczeństwa energetycznego tylko w gestii energetyki WEK, oznaczałoby odcięcie Polski od przebudowy cywilizacyjnej w horyzoncie 2050 (dlatego, że sama energetyka WEK nie jest zdolna z natury rzeczy do zmian przełomowych, które są istotą obecnej globalnej przebudowy energetyki).

Charakterystyczne, w kontekście transformacji, cechy **energetyki EP** zostały przedstawione w ramach opisów do tab. 1, 2, 3 (segmenty 1, 2, 3 energetyki EP). Tu podkreśla się dodatkowo, że siła energetyki prosumenckiej (jej trzech segmentów, dwunastu podsegmentów) tkwi ogólnie w wielowymiarowej partycypacji prosumenckiej. Mianowicie, każdy prosument, we wszystkich segmentach/podsegmentach (w Polsce od właściciela domu jednorodzinnego po zarząd KGHM) ma, w kontekście technologicznym, możliwość (w

wymiarze indywidualnym) zagwarantowania sobie bezpieczeństwa elektroenergetycznego za pomocą dojrzałych już technologii proefektywnościowych, źródeł OZE, technologii gazowych i inteligentnej infrastruktury (cyfryzacja energetyki EP).

Ekonomiczna opłacalność wykorzystania tej możliwości jest sprawą otwartą, co najmniej w podwójnym sensie. Po pierwsze, na pewno na obecnym etapie nie wolno już ogólnej opłacalności energetyki prosumenckiej rozważać w kategoriach tradycyjnych modeli ekonomicznych: makroekonomicznych (ekstremalnie kapitałochłonnych inwestycji) oraz klienckich (mikroekonomicznych, taryfowych zdominowanych przez taryfy socjalne). Trzeba natomiast indywidualną opłacalność, w perspektywie prosumenta, rozpatrywać w kategoriach kosztów unikniętych i kosztów krańcowych (krótkoterminowych oraz długoterminowych, czyli inwestycyjnych), a także ekonomiki behawioralnej, charakterystycznej dla większości segmentów EP. Podstawową rolę z punktu widzenia ilustracji zasady kosztów unikniętych w analizach transformacyjnych energetyki na rynku energii elektrycznej odgrywają na pewno bloki referencyjne WEK. Nie jest naturalnie możliwe bezpośrednio porównywanie wskaźników ekonomicznych tych bloków z wskaźnikami rozwiązań z obszaru energetyki EP. Brak takiej możliwości jest istotą trudności, a z drugiej strony można, i trzeba, porównywać bloki referencyjne WEK i konkurencyjne rozwiązania energetyki prosumenckiej. Za punkt wyjścia do takiego porównania w najprostszym przypadku należy przyjąć, do czasu opracowania lepszej metodyki, koszt bloku referencyjnego obejmujący pełne nakłady inwestycyjne (z kosztami niezbędnej rozbudowy sieci) i pełne koszty eksploatacyjne (paliwo, opłaty za uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>, ...) w całym okresie życia bloku. Dalej, trzeba dla każdego rozwiązania z obszaru energetyki prosumenckiej określić (ustalić) indywidualny model porównawczy. Oczywiście, będą to modele bardzo zróżnicowane: na jednym biegunie będzie model dla modernizacji oświetlenia (stosunkowo prosty), a na drugim – model dla prosumenckiego łańcucha wartości z mikrobiogazownią pracującą w trybie *semi off grid* (model bardzo złożony).

Po drugie, indywidualna opłacalność bardzo silnie będzie zależna w kolejnych latach od tempa dyfuzji innowacji przełomowych (zarówno technologicznych jak i w sferze organizacji i zarządzania) do poszczególnych segmentów EP. Taka sytuacja jest wynikiem faktu, że ukształtowały się już, w wymiarze globalnym, przewagi konkurencyjne na nowej trajektorii rozwojowej energetyki (wielka trójka pretendentów do globalnych rynków EP, posiadających już innowacje przełomowe, to: USA – lider w obszarze *smart grid*, Chiny – światowa fabryka dóbr inwestycyjnych dla OZE i ogólnie dla EP, Niemcy – *Energiewende*, czyli realizacja unikatowego programu przebudowy najbardziej dojrzałej na świecie energetyki WEK).

Podstawa działania **inwestorów NI**, to własne *know how*, własny kapitał (uzupełniony o fundusze inwestycyjne i produkty bankowe), urządzenia kupowane na ryku krajowym i globalnym, usługi kupowane na rynku krajowym, zasoby OZE (łącznie z substratami dla źródeł biogazowych) krajowe. Modele ekonomiczne/biznesowe *join venture*, *private equity* charakterystyczne dla tej energetyki dopuszczają duże ryzyko, ale wymagają krótkich zwrotów nakładów (bez specjalnych regulacji nie dłuższych niż kilka lat). Podaż kapitału wysokiego ryzyka nie jest jeszcze w Europie, tym bardziej w Polsce, wystarczająca (szacuje się, że około 50% kapitału wysokiego ryzyka wykorzystywanego w Europie, ogólnie nie tylko w energetyce NI, pochodzi z USA). Z drugiej jednak strony, w segmencie obejmującym



w Polsce 1,8 mln małych i średnich przedsiębiorstw, który to segment jest potencjalną bazą rozwojową dla energetyki NI, istnieje duża nadwyżka kapitałów własnych, rzędu 600 mld PLN.

Oczywiście, energetyka EP jak i energetyka NI wymagają na otwartym rynku dostępu do dóbr inwestycyjnych oraz usług ze strony przedsiębiorców – **dostawców tych dóbr i usług**. W Polsce podstawa ich działania, to innowacyjność umożliwiająca im ograniczone „wyjście” na rynki zagraniczne, własny kapitał (uzupełniony o finansowanie przez fundusze inwestycyjne, o bankowe produkty rozwojowe, bankowy kredyt obrotowy). Jednak w Polsce segment przedsiębiorców ukierunkowanych na rynek energetyki EP jest na razie niewielki, ze względu na blokadę rynku wewnętrznego przez energetykę WEK.

Gwałtownie się natomiast rozwija globalny przemysł dóbr inwestycyjnych i segment usług (w obszarze inteligentnej infrastruktury). Na przykład bank inwestycyjny Goldman Sachs ogłosił, że zwiększa wartość swoich inwestycji w czystą energię prawie czterokrotnie i do 2025 r. osiągną one 150 mld \$; wcześniejsze założenia z 2012 r. mówiły o 40 mld \$ do 2025 r. Dwie najważniejsze technologie w energetyce NI oraz EP osiągnęły już w 2014 r. globalną (roczną) wartość inwestycji: około 100 mld \$ w energetykę wiatrową (domena energetyki NI) i nie mniej niż 80 mld \$ w energetykę PV (domena energetyki EP).

Trzeba podkreślić, jako informację charakterystyczną z punktu widzenia rynków inwestycyjnych, że w tym samym czasie Oslo całkowicie wycofuje się z inwestycji w paliwa kopalne. Mianowicie, najpierw wycofało posiadany kapitał, w postaci funduszu emerytalnego wartego 8 mld €, ze spółek węglowych na globalnych giełdach, a obecnie przystępuje do wycofania kapitału z wszystkich firm związanych z węglem, ropą i gazem.

Na przeciwnym biegunie, względem paliw kopalnych, jest *start up PsiKick*, który zebrał już ponad 22 mln \$ (ten amerykański *start up* w ostatnim etapie dofinansowania, w którym wzięły udział uniwersytety, firmy oraz aniołowie biznesu, pozyskał aż 16 mln \$). Podstawą decyzji inwestorów finansujących *start up* była/jest jego strategia ukierunkowana na innowacyjne rozwiązania w dziedzinie Internetu IoT (w szczególności na systemy RFID), który w kolejnych latach bez wątpienia przyczyni się w zasadniczy sposób do przebudowy energetyki.

Szczególne znaczenie w kontekście pretendentów do przejęcia rynków usług energetycznych oraz innowacji przełomowych (obejmujących zwłaszcza ekonomikę i modele biznesowe) mają jednak obecnie **firmy informatyczne** (choć ciągle najbardziej charakterystycznym przykładem pretendenta jest Elon Musk [1]). Firmy informatyczne (trzeba widzieć je jako pretendentów w skali globalnej) będą przejmować stopniowo obecne rynki energetyczne, po uprzedniej ich „modyfikacji” do postaci nowych rynków holistycznych usług energetycznych, o bardzo wysokim nasyceniu inteligentną infrastrukturą oraz bardzo wysokim poziomie skalowalności.

Dynamika aktywności globalnych firm informatycznych w procesie przebudowy energetyki niezwykle się nasiliła w ostatnich kilku (dwóch-trzech) latach. Potwierdzają to następujące spektakularne przykłady. Google jest firmą, która zdobyła już w ostatnich latach pozycję jednego z globalnych liderów w energetyce NI. Dwa przykłady inwestycji charakterystycznych dla firmy, realizowanych w 2016 r., są następujące. Pierwszym jest

inwestycja za 600 milionów \$ w ósme (własne) centrum danych w USA (w Clarksville) zasilane w 100% energią odnawialną; istnieją przesłanki, że centrum jest ukierunkowane na funkcjonalności charakterystyczne dla operatorów OHT (handlowo-technicznych) na rynku energetyki NI oraz EP. Drugim jest budowa największej farmy wiatrowej w Kenii, ale zarazem w całej Afryce; farma ma produkować 1,4 TWh energii elektrycznej rocznie, czyli ma zaspokoić 15% zużycia tej energii w kraju (nakłady inwestycyjne na tę farmę szacuje się tu na około 1 miliard \$).

Innego przykładu charakterystycznych inwestycji firm informatycznych dostarcza Apple; jest to mianowicie kolejna inwestycja w źródła PV o łącznej mocy 200 MW w Chinach (poprzednią była inwestycja o mocy 40 MW). Inwestycja ma na celu budowanie wizerunku Apple jako firmy wspierającej energią odnawialną i efektywność energetyczną. Mianowicie, źródła będą zaopatrywać w energię elektryczną wszystkie biura i sklepy Apple znajdujące się na terenie Chin, i wymuszać na nich efektywne użytkowanie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł OZE.

Jeszcze innego przykładu dostarcza firma Microsoft. Bill Gates, twórca firmy, w energetyce widzi klucz do przyszłości i inwestuje w technologie energetyczne o charakterze przełomowym. Dotychczas Bil Gates zainwestował 1 mld\$ w firmy *start-up* (wysokiego ryzyka) ukierunkowane na rozwój nowych technologii energetycznych. Jedną z tych technologii są jądrowe źródła energii elektrycznej, ale całkowicie nowej generacji, wykorzystujące dotychczas wypalone paliwo jądrowe w elektrowniach jądrowych starej generacji, które stanowi ciągle nierozwiązany (w perspektywie kilkaset lat) problem ludzkości. Między innymi ten przykład pokazuje, że pretendenci do rynku usług energetycznych są nastawieni na naprawianie tego, co energetyka WEK zniszczyła w przeszłości nie opłacając kosztów zewnętrznych (bardzo szeroka kategoria), natomiast nie na przysparzanie światu kolejnych wielkich kłopotów. Konsekwentnie, w czasie szczytu klimatycznego w Paryżu (2015) Bill Gates ogłosił, wraz z prezydentami USA Barackiem Obamą i Francji Francois Hollandem oraz premierem Indii Narendrą Modim, utworzenie funduszu badawczo-rozwojowego wspierającego działania z obszaru energetyki odnawialnej i walki z globalnym ociepleniem i sam zainwestował w ten fundusz 2 mld \$.

Dopełnieniem strategii amerykańskich firm informatycznych ukierunkowanej na ich udział w przebudowie energetyki są plany rządu USA skierowania do Senatu na początku 2016 r. federalnej ustawy o wsparciu mikrosieci. Jest to jakościowa (fundamentalna) zmiana, bowiem w całej dotychczasowej historii amerykańskiej elektroenergetyki sieci rozdzielcze były przedmiotem regulacji stanowych. Federalna ustawy o wsparciu mikrosieci, niezależnie od jej dalszego „losu” oznacza działanie na rzecz osłabienia monopolu amerykańskich *utilities* (energetyka WEK) i świadczy o tym, że przebudowa amerykańskiej elektroenergetyki w kierunku energetyki NI oraz EP ma wysoką rangę w amerykańskiej strategii (a przynajmniej miała do czasu przejścia urzędu prezydenta przez Donalda Trampa).

Uwzględniając bardzo silną współzależność innowacji przełomowych, nowej ekonomii i modeli biznesowych z jednej strony, a z drugiej potencjału ich dyfuzji do energetyki EP i NI trzeba – w kontekście transformacji energetyki (konsolidacji czterech środowisk transformacyjnych, rys. 1) – specjalne znaczenie przyznać edukacji. Celem edukacyjnym w wypadku środowiska społecznego jest pokazanie narastającej szkodliwości rządowo-

korporacyjnej polityki energetycznej (zwłaszcza w obszarze elektroenergetyki), polegającej na dominującym w tej polityce niezrozumieniu dokonującej się strukturalnej przebudowy energetyki, tabl. 7.

**Tab. 7. Różne „siły/czynniki” transformacji: od społeczeństwa przemysłowego i energetyki paliw kopalnych WEK do społeczeństwa wiedzy i energetyki OZE NI/EP**

Lp.	Siła/czynnik	Energetyka	
		społeczeństwo przemysłowe ↓ paliw kopalnych (WEK, łącznie z IPP)	(społeczeństwo wiedzy) ↓ OZE (NI/EP)
1	Oczekiwania	bezpieczeństwo energetyczne	rozwój zrównoważony
2	Technologie	wielkoskalowe („budowlane”)	rozproszone („fabryczne”)
3	Postęp (miejsce postępu)	termodynamika, fizyka jądrowa	przemysł ICT (głównie elektronika, teleinformatyka), biotechnologia
4	Finansowanie (inwestycje)	WEK (monopol narodowy) lub rynki kapitałowe łącznie z WEK (w przypadku obowiązywania zasady TPA)	<i>venture capital, private equity</i> (budowa fabryk oraz sieci usług) + banki (produkty bankowe) + prosumenci (instalacje)
5	Ekonomika (rynek końcowy)	kliencka (konsumencka)	behawioralna
6	Zasoby	Surowce (paliwa), kapitał	OZE, wiedza
7	Koncentracja wysiłku	produkcja energii	zarządzanie energią
8	Organizacja	korporacyjna (sektorowa)	sieciowa (elastyczna)
9	Siła	stabilność (monopol)	zmiana (innowacyjność)
10	Działania	biurokratyczne	holistyczne
	=	<b>korporacyjny kolonializm</b> (wewnętrzny i zewnętrzny)	<b>prosumencka podmiotowość</b>

Trzeba tu podkreślić, że polityka ta, ukierunkowana na import przestarzałych (moralnie) technologii wytwórczych (węglowych, jądrowych) i masowy import paliw węglowodorowych (ropy w transporcie i gazu w ciepłownictwie), a także na rosnący import węgla kamiennego (dla elektroenergetyki) [1] jest skutecznym narzędziem blokowania w Polsce nowej trajektorii rozwoju energetyki. W innym języku polityka ta jest emanacją systemowej gry interesów, którą można nazwać korporacyjnym kolonializmem (wewnętrznym i zewnętrznym), w przeciwstawieniu do prosumenckiej podmiotowości.

Ważnym celem edukacyjnym jest także, w perspektywie określonej przez tab. 7, pokazanie narastającej szkodliwości rządowo-korporacyjnej polityki energetycznej przez pryzmat tezy o tym, że współcześnie sojusz korporacyjno-energetyczny (blokujący przebudowę energetyki) staje się coraz silniejszym czynnikiem psucia demokracji, tab. 8. (Mianowicie, elektroenergetyka WEK, będąca w przeszłości odpowiedzią na wielką dynamikę wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną – z super wielkimi projektami inwestycyjnymi wytwórczymi i przesyłowymi, oraz wielkimi technicznymi systemami elektroenergetycznymi – może dobrze funkcjonować tylko w środowisku interwencjonizmu państwowego i korporacjonizmu zawodowego. Szczególnie zaś tego środowiska wymaga energetyka jądrowa – paramilitarna, która nie ma nic wspólnego z demokracją, ani z rynkiem. Z demokracją i z rynkiem niewiele wspólnego ma w ostatnich latach gazownictwo. Powtarza

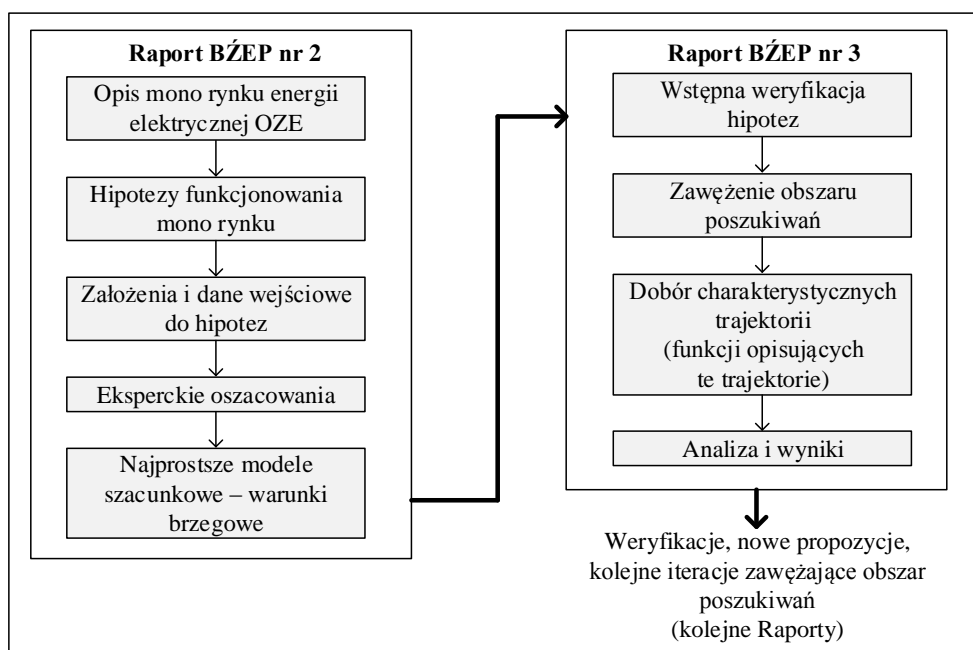
się tu ponadto za M. Friedmanem, że ropy naftowej i całej infrastruktury związanej z ropą, również nie można zaliczyć do elementów świata demokratycznego).

**Tab. 8. Różne „wymiar” transformacji: od technologii WEK do technologii OZE/EP**

Lp.	„Wymiar”	OZE (NI/EP)	WEK
1	<b>Rynek vs korporacjonizm</b>	<i>venture capital, private equity</i>	narodowy ład korporacyjny
2	<b>Otwartość vs izolacjonizm</b>	synergetyka	branżowość/sektorowość
3	<b>Konkurencja vs monopol</b>	silna konkurencja	regulacja: koncesjonowanie, TPA
4	<b>Zasilanie w energię elektryczną</b>	inteligentny dom/budynek <i>semi off-grid</i> , autonomiczny region energetyczny <i>semi off-grid</i> , ..., przemysłowy system energetyczny (słabo powiązany z SEE)	zasilanie z SEE
5	<b>Rynek końcowy</b>	<b>prosument</b> (globalny)	<b>odbiorca</b> (narodowy)
	=	<b>demokracja</b>	<b>sojusz polityczno-korporacyjny</b>

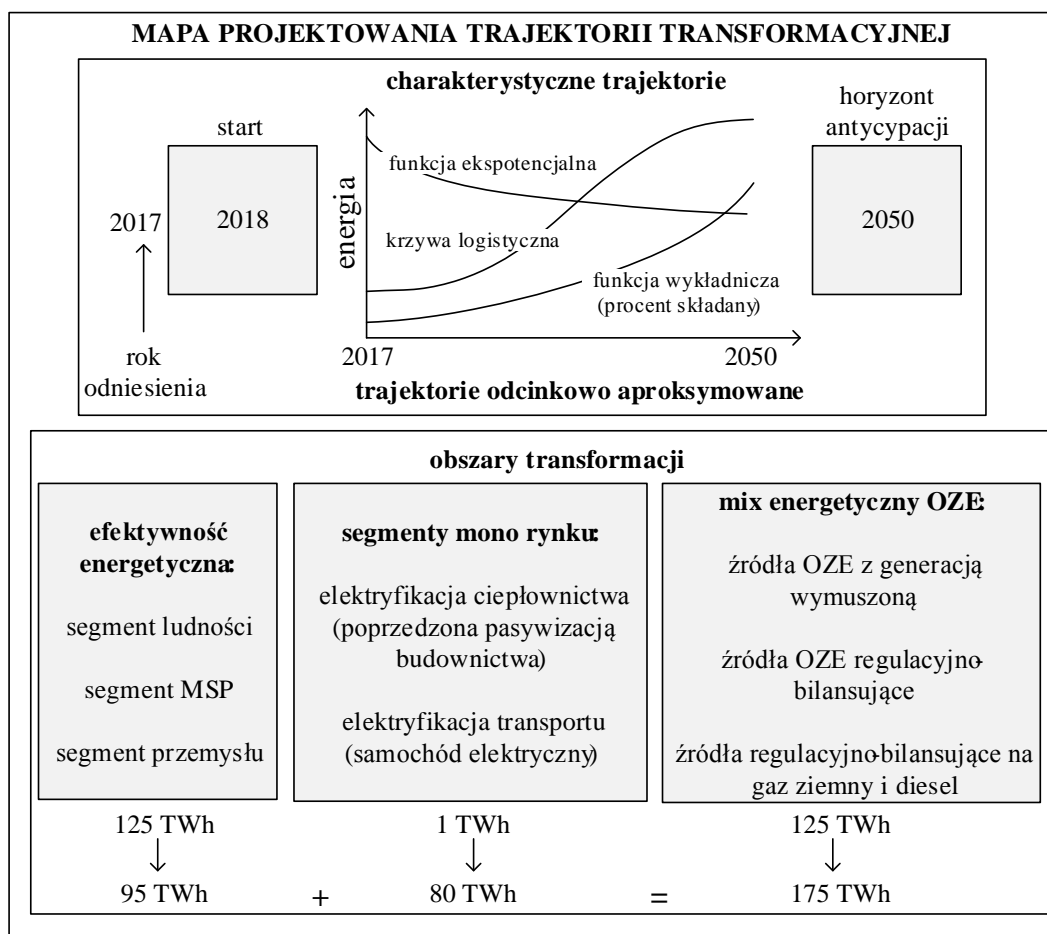
### ASPEKTY METODYCZNE ANTYPACJI ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ UŻYTECZNĄ

Energia elektryczna, spośród wszystkich dostępnych mediów energetycznych, jest najłatwiejsza w przetwarzaniu i wykorzystaniu. Od niedawna również lokalne/rozproszone jej wytwarzanie i magazynowanie nie stanowi już problemu. Taka teza wskazuje, że należy spodziewać się zwiększania zużycia energii elektrycznej, całościowo, w kontekście mono rynku energii elektrycznej OZE. Rozpatrując natomiast segmenty rynku odbiorców energii elektrycznej indywidualnie, w kontekście rozwoju technologicznego, istniejące rozwinięte segmenty obniżą swoją energochłonność.



**Rys. 2. Proces zawężania obszaru poszukiwań trajektorii transformacyjnej**

W niniejszym Raporcie dokonano rozwinięcia badań w kierunku potwierdzenia hipotez roboczych [1]. Hipotezy te, opisane najprostszymi modelami, zostały potwierdzone w bardziej zaawansowanych modelach (rys. 2 i 3). Pozwala to na przeprowadzenie operacji zawężenia obszaru poszukiwań trajektorii transformacyjnej poprzez wprowadzenie modeli krzywych i funkcji opisujących trajektorię zmian. Operację tą przeprowadzono trój etapowo: a) reedukacja zapotrzebowania w istniejących rozwiniętych segmentach odbiorców (odbiorów); b) przeniesienie rynku ciepłownictwa (budowlanego) i transportu do rynku energii elektrycznej; c) wprowadzenie docelowego mixu mono rynku energii elektrycznej OZE.

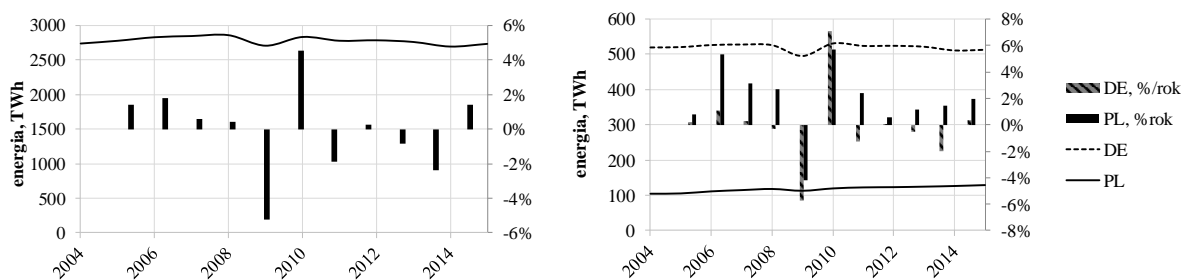


**Rys. 3. Mapa procesów projektowania jakościowego i ilościowego trajektorii transformacyjnej**

Wyzwaniem przy opracowaniu opisu trajektorii transformacyjnej i procesu uszczegóławiania modeli mono rynku energii elektrycznej jest wyszukanie racjonalnych metod pozwalających na zmianę struktury odbiorców (odbiorów) i dostawców energii elektrycznej (w kierunku źródeł OZE) – w celu zaspokojenia wzrastających potrzeb odbiorców (wzrastających w kontekście mono rynku energii elektrycznej OZE). Wzrost ten nie będzie jednak spowodowany przez obecną strukturę odbiorców energii elektrycznej i obecnego sposobu jej wykorzystania, ale przeniesienia zapotrzebowania z rynków ciepła i paliw transportowych poprawiając jednocześnie efektywność energetyczną tych segmentów. Dotychczasowi dostawcy technologii dla odbiorców energii elektrycznej częściowo będą kontynuować poprawę efektywności energetycznej (np. segment AGD, oświetlenie, ICT),

a częściowo zanikną w sposób naturalny (np. przemysł górniczy). Antycypacja zapotrzebowania na użyteczną energię elektryczną ma na celu pokazać możliwości technologiczne uzyskania bezpiecznego zmniejszenia energochłonności i wygaszenia segmentów schyłkowych, aby możliwe było umieszczenie w miksie odbiorców energii elektrycznej nowych segmentów, dotychczas obecnych na rynku ciepła i paliw transportowych.

**Zużycie energii elektrycznej – synteza stanu obecnego.** Tendencje dla całej Unii Europejskiej (EU-28) pokazują, że wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w ostatnim czasie nie zwiększa się. Na rysunku 4 pokazano zużycie energii elektrycznej przez odbiorców końcowych (gospodarstwa domowe, usługi, przemysł, transport, w latach 2004 – 2015, wg Eurostat) dla EU-28. Analizowanie wcześniejszego okresu nie ma sensu ze względu na zróżnicowany stopień rozwoju poszczególnych krajów (wówczas jeszcze nie przynależących do UE) oraz technologii energetycznych. Na wykresach (rys. 1) wyraźnie widoczne jest maksimum zużycia energii końcowej dla UE przypadające na 2008 r. W następnym roku widoczny jest spadek zapotrzebowania związany z kryzysem finansowym. Od tego czasu można przyjąć, że zużycie energii elektrycznej nie zmienia się znacząco.



**Rys. 4. Zużycie energii elektrycznej (końcowej) w Unii Europejskiej (wykres po lewej) oraz Niemiec i Polski (po prawej)** (dane wg Eurostat, tablica *Electricity consumption by industry, transport activities and households/services*)

Chociaż jednostkowe (w przeliczeniu na mieszkańca) zużycie energii w Polsce jest średnio dwukrotnie niższe niż w krajach Europy Zachodniej, to tendencje w zmianach zapotrzebowania sumarycznego będą podobne, zmierzające do zmniejszania energochłonności w ogólności. Na rysunku 4 pokazano porównanie zapotrzebowania na energię elektryczną Polski i Niemiec. Średni roczny wzrost procentowy zużycia energii elektrycznej w Polsce od roku 2012 wynosi ok. 1%, co stanowi wartość umożliwiającą osiągnięcie w 2050 roku zużycie 175 TWh. Oczywiście, w tym miejscu, założenie jest czysto hipotetyczne, rozpatrywane z punktu widzenia obecnej struktury odbiorców, ponieważ wartość ta dla mono rynku powinna również uwzględniać cały proces transformacji, z przeniesieniem rynków ciepła i transportu.

**Modelowanie antycypacji trajektorii zmian rynku energii elektrycznej.** Modelowanie długookresowych prognoz zużycia energii elektrycznej nigdy nie było zadaniem łatwym. Jak do tej pory prognozy zużycia energii były przeszacowane. Niniejsza próba projektowania trajektorii antycypacji na rynku energii elektrycznej w horyzoncie 2050 opiera swe założenia

na racjonalnych wytycznych związanych z technologiami mono rynku energii elektrycznej OZE, a mianowicie związanych z potencjałem technologicznym dostawców urządzeń oraz trwałością technologii (trwałością urządzeń) i czasem życia technologii (wymiany technologii na nowszą). Znając skrajne wartości (warunki brzegowe) – wartości rocznego zużycia energii elektrycznej w latach 2017 i w horyzoncie 2050 – oraz potencjał technologiczny rynku wytwarzania energii (OZE) i odbiorców (odbiorów), konieczne jest wybranie odpowiedniej funkcji opisującej trajektorię zmian. Przyjęto również, że funkcje te nie powinny być nadmiernie skomplikowane.

Podstawowym modelem opisującym zmiany wzrostowe lub spadkowe może być funkcja procentów składanych, znana z rynku pieniężnych wkładów bankowych lub kredytów. Jest to funkcja wykładnicza, stosowana przy opisie prognoz stałym wzrostem procentowym (tzw. krzywa „J”):

$$E_k = E_p \cdot (1 + x_{\%})^a \quad (1)$$

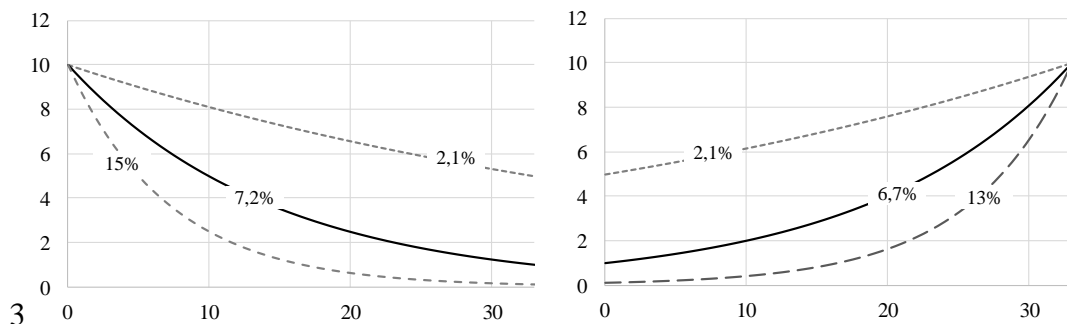
$$x_{\%} = \sqrt[a]{\frac{E_k}{E_p}} - 1 \quad (2)$$

lub stałym spadkiem procentowym:

$$E_k = E_p \cdot (1 - x_{\%})^a \quad (3)$$

$$x_{\%} = 1 - \sqrt[a]{\frac{E_k}{E_p}} \quad (4)$$

gdzie:  $E_k$  – cena końcowa,  $E_p$  – cena początkowa,  $x_{\%}$  - roczna zmiana procentowa,  $a$  – liczba lat (okres zmian).



**Rys. 5. Przykładowe krzywe dla modelu opisanego procentem składanym.**

Analizowany okres: 33 lata. Po lewej rynek rosnący: wartość końcowa: 10, wartość początkowa: 0,1, 1, 5. Po prawej rynek malejący: wartość początkowa: 10, wartość końcowa: 0,1, 1, 5

Cechą charakterystyczną funkcji wykładniczej opisującej model procentu składanego jest silne uzależnienie wartości procentu rocznego od różnicy wartości wielkości początkowej i końcowej (w tym przypadku energii). Co więcej, wartość wielkości rynku początkowego musi być większa od 0, co skłania do stosowania tego modelu dla funkcjonującego segmentu rynku energii elektrycznej. Na rysunku 5 pokazano przykładowe przebiegi krzywych rynków

rosnącego i malejącego. Dobrane wartości mają jedynie pokazać wpływ parametrów funkcji na kształt krzywej.

Kolejną funkcją wykładniczą, za pomocą której można opisać trajektorię zmian rynku energii elektrycznej jest funkcja eksponentialna. Dla rynku rosnącego opisana równaniem:

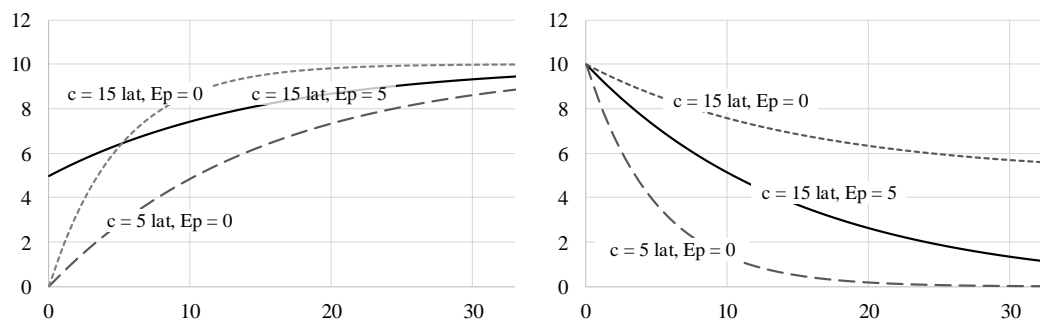
$$E(t) = E_p + E_k \left(1 - e^{-\frac{t}{c}}\right) \quad (5)$$

a dla rynku malejącego:

$$E(t) = E_k + (E_p - E_k)e^{-\frac{t}{c}} \quad (6)$$

gdzie:  $E_k$  – cena końcowa,  $E_p$  – cena początkowa,  $t$  – czas,  $c$  – stała czasowa,

Na rysunku 6 pokazano przykładowe przebiegi krzywych rynków rosnącego i malejącego opisanych funkcją eksponentialną. Cechą charakterystyczną modelu opisanego funkcją eksponentialną jest możliwość operowania stałą czasową, której wartość może być dobrana w zależności od czasu życia technologii (wypierania technologii starej przez nową).



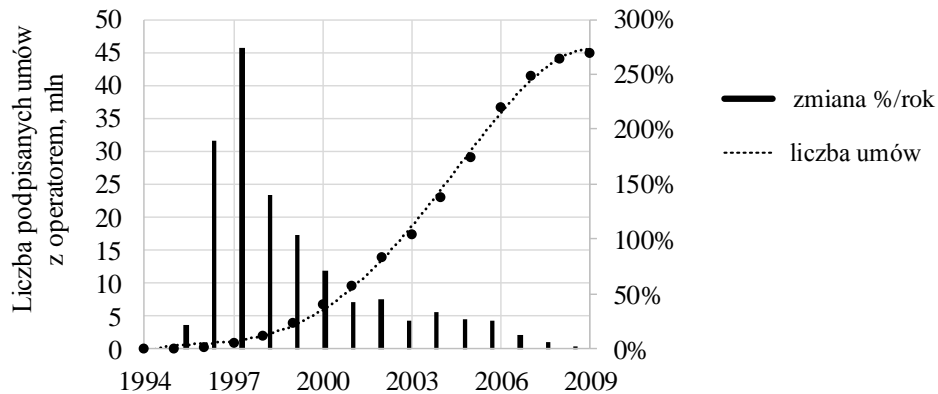
**Rys. 6. Przykładowe krzywe dla modelu opisanego funkcją eksponentialną.**

Analizowany okres: 33 lata. Po lewej rynek rosnący (wartość końcowa: 10, wartość początkowa: 0, 5, stała czasowa: 5 lat, 15 lat). Po prawej rynek malejący (wartość początkowa 10, wartość końcowa: 0, 5, stała czasowa: 5 lat, 15 lat)

Właściwością kształtu przebiegu funkcji wykładniczej modelującej zmiany na rynku jest to, że właściwie można ją stosować tylko w okresie początkowym pobudzenia rynku lub końcowym (nasycecia). Zachowania rynkowe, w odniesieniu do produktów i usług odnoszących sukces rynkowy, charakteryzują się zupełnie innym przebiegiem wykresu zmian. Model opisany funkcją wykładniczą – stałą roczną zmianą procentową rosnącą lub malejącą – w długim okresie zmierza do nieskończoności lub wartości ustalonej. Dlatego model ten sprawdzi się dla początkowego lub końcowego okresu wprowadzenia produktu lub usługi na rynek (np. dla segmentu oświetlenia, który już jest na poziomie stabilnego wzrostu technologii LED), a nie dla całego analizowanego okresu. Z tego powodu zdecydowano się na wizualizację trendu przyrostem wg krzywej opisującej cykl życia produktu na rynku, uwzględniając efekt wypierania starych technologii przez nowe, a także nasycecie rynku usługami. Na rysunku 7 pokazano wykres z przykładową krzywą wielkości rynku usług abonamentów telefonii komórkowej w Polsce. Widoczne w 2009 r. jest już nasycecie rynku tą

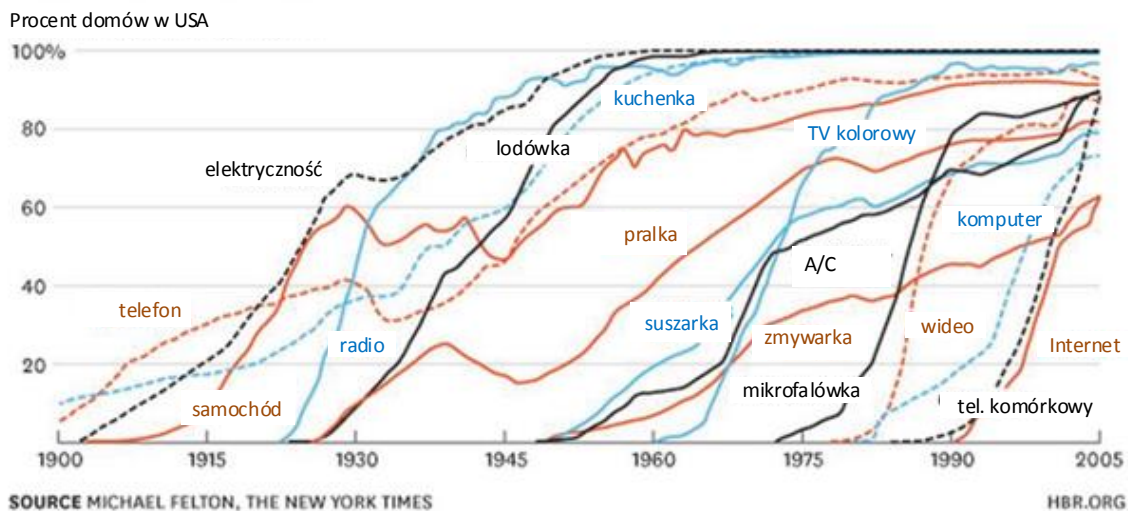


usługą pomimo, że sprzedaż telefonów komórkowych nadal rośnie. Przykład ten pokazuje pewną rozbieżność pomiędzy rynkiem usług i produktów, gdzie usługa staje się powszechna i rynek się nasycza, ale w sferze produktów nowe technologie wypierają stare podtrzymując sprzedaż.



**Rys. 7. Rynok usług abonentowych telefonii komórkowej w Polsce (dane wg Eurostat)**

Przykład z rysunku 7 jest jednym z wielu, ale pokazuje mechanizm cyklu życia produktu na rynku Polskim. Rysunek 8 jest przykładem całej populacji usług i produktów oraz tego samego mechanizmu dla bardzo dużego rynku USA. Cechą szczególną krzywych z rys. 8 jest załamanie rynku w latach 30' i 40' spowodowane kryzysem finansowym i II Wojną Światową – uwidacznia się silna reakcja rynku na sytuacje kryzysowe (porównanie do rys. 4).



**Rys. 8. Rynok urządzeń elektrycznych i usług w USA (źródło: cleantechnica.com, 2017, źródło pierwotne: The New York Times)**

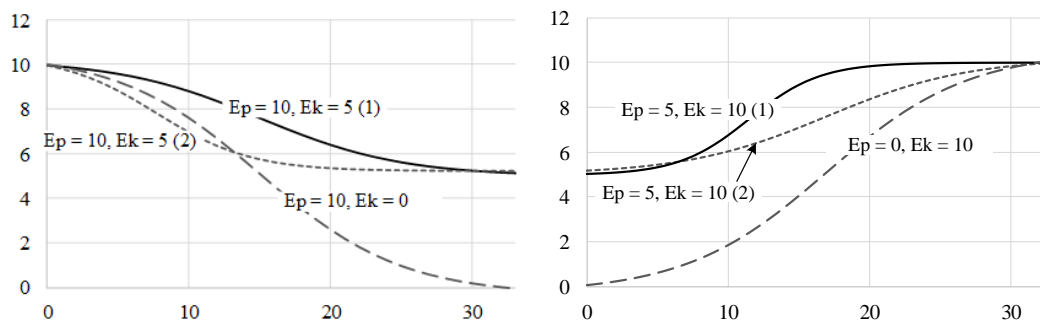
Zastosowanie krzywej cyklu życia produktu w celu antycypowania przebiegu zmiany zużycia energii elektrycznej w horyzoncie 2050 pozwoliło uzyskać kształt trajektorii, który na końcu rozpatrywanego okresu nie wykazuje nadmiernego wzrostu. Krzywa cyklu życia produktu jest niejako złożeniem dwóch funkcji wykładniczych. Uzyskana krzywa jest oczywiście tylko teoretyczna, ale może odzwierciedlać rzeczywistość jeśli przyjmie się, że funkcja ta będzie

reprezentatywna dla działań rynku stymulowanego w kierunku planowanej transformacji energetyki. Krzywą życia produktu opisano funkcją dystrybuanty rozkładu logistycznego (zwanego również krzywą „S”):

$$E(t) = \frac{a}{1 + b \cdot e^{-c \cdot t}} + d, \quad \begin{array}{l} a, b, c > 0 - \text{funkcja rosn\u0105ca} \\ a, b > 0, c < 0 - \text{funkcja malej\u0105ca} \end{array} \quad (7)$$

gdzie:  $E(t)$  – zu\u017cywanie energii,  $a$  – g\u00f3rna warto\u015b\u0107 maksymalna,  $d$  – przesuni\u0119cie w osi  $y$ ,  $b$  – nachylenie,  $c$  – sta\u0142a czasowa.

Na rysunku 9 pokazano przyk\u0142adowe przebiegi funkcji logistycznej dla rynku rosn\u0105cego i malej\u0105cego. Cech\u0105 charakterystyczn\u0105 tej funkcji jest trzyetapowy przebieg z r\u00f3\u017cnym nachyleniem krzywej. Umo\u017cliwia to wizualizacj\u0119 typowych zachowa\u0144 na rynku po wprowadzeniu produktu lub us\u0142ugi, a mianowicie 1) wprowadzenie produktu/us\u0142ugi, 2) wzrost, 3) nasycenie rynku.



**Rys. 9. Przyk\u0142adowe krzywe dla modelu opisanego funkcj\u0105 logistyczn\u0105.**

Analizowany okres: 33 lata. Po lewej rynek rosn\u0105cy, po prawej rynek malej\u0105cy

**Energoch\u0142onno\u015b\u0107 rynku energii elektrycznej– ocena trajektorii zmiany dla istniej\u0105cych segment\u00f3w/kategorii.** Pierwszym etapem transformacji energetyki s\u0105 przede wszystkim dzia\u0142ania prowadz\u0105ce do zwi\u0119kszenia efektywno\u015bci wykorzystania energii. Zgodnie z wytycznymi Unii Europejskiej (pakiety energetyczno-klimatyczne zapoc\u0105tkowane w 2007 r.) oraz ze \u015bwiatowymi tendencjami, zak\u0142ada si\u0119 tutaj, \u017ce zapotrzebowanie na energij\u0119 elektryczn\u0105 istniej\u0105cych segment\u00f3w odbiorc\u00f3w b\u0119dzie male\u0107. Dzieje si\u0119 tak przede wszystkim za spraw\u0105 nowych energooszcz\u0119dnych technologii (przede wszystkim w budownictwie, ale r\u00f3wnie\u017c w przetwarzaniu energii elektrycznej – przekszta\u0142niki energoelektroniczne). \u017br\u00f3d\u0142em takich tendencji jest nie tylko postawa ekologiczna, ale r\u00f3wnie\u017c \u015bwiadome przechodzenie na \u017br\u00f3d\u0142a odnawialne, ktor\u00f3ch charakter pracy wymusza energooszcz\u0119dno\u015b\u0107. Obecnie nie ma powodu s\u0105dzi\u0107, \u017ce zu\u017cywanie energii elektrycznej w istniej\u0105cej strukturze rynku b\u0119dzie ros\u0142o. Dopiero nowe segmenty i nowe technologie wymusz\u0105 wzrost zapotrzebowania, ale kosztem redukcji w obszarze paliw kopalnych i transportowych. Dlatego te\u017c ocena trajektorii zmiany dla istniej\u0105cego rynku energii elektrycznej potraktowano w perspektywie zmniejszenia energoch\u0142onno\u015bci, zmniejszenia zapotrzebowania poprzez inwestycje w nowe, energooszcz\u0119dne technologie, a tak\u017ce wygaszanie niekt\u00f3rych sektor\u00f3w przemys\u0142u (w horyzoncie 2050 zaniknie g\u00f3rnictwo w\u0119glowe). Przedstawiona analiza ma charakter informacyjny, jako\u015bciowy przed ilo\u015bciowym,

choć efektem końcowym jest dążenie do wskazania możliwej trajektorii potencjalnego zapotrzebowania dla istniejących i nowych segmentów energetyki w horyzoncie 2050.

Wskaźniki energochłonności przedstawiono w podziale na kategorie, w odniesieniu do segmentów energetyki EP-NI, dla których można przyjąć podobny poziom zmniejszenia energochłonności (związany z technologią). Kategorie te nie obejmują zużycia energii przez transport (na cele transportowe) oraz ogrzewania budynków, w których wykorzystanie energii elektrycznej obecnie w Polsce jest marginalne (jednak można już zaobserwować wzrost na rynku pomp ciepła, który wynosi obecnie ponad 20%, wg PORT PC). Każdy produkt lub usługę opisano parametrami czasu życia produktu i czasu życia technologii. Ten pierwszy związany jest z faktycznym wykorzystaniem produktu, drugi natomiast jest związany ze zmianami technologii. Przyjęte wartości pozwoliły na sparametryzowanie funkcji opisujących krzywe antycypacji.

**1. Oświetlenie:** gospodarstwa domowe 3 TWh (ok. 0,23 MWh/gosp.), oświetlenie uliczne 1,5 TWh, przemysł 4,5 TWh. Udział energooszczędnego oświetlenia jest dominujący w oświetleniu ulicznym, są to najczęściej źródła sodowe, których efektywność energetyczna jest zbliżona do źródeł LED (ok. 100 lm/W). Niemniej jednak potencjał zmniejszenia energochłonności jest w tym przypadku dość duży ze względu na zarządzalność źródłami LED, czyli np. możliwość dostosowania jasności świecenia (układy przekształtnikowy, sensory ruchu), a co za tym idzie także zmniejszenie mocy. Największy uzysk na obniżeniu zużycia energii elektrycznej przez zastosowanie nowych technologii LED jest w gospodarstwach domowych oraz inteligentnym zarządzaniu oświetleniem ulicznym i przemysłowym. Trwałość źródeł światła można szacować na 5 lat, taki też okres przyjęto do obliczeń nasycenia rynku nowymi energooszczędnymi źródłami LED. Szacuje się, że za 5 lat wymienionych zostanie co najmniej 80% źródeł światła na technologię LED. Antycypację w obszarze oświetlenia, wyjątkowo, opisano krzywą wykładniczą, ponieważ proces zmniejszania energochłonności jest już bardzo zaawansowany i wchodzi w okres schyłkowy.

**2. Napęd (głównie przemysł):** udział zużycia energii elektrycznej w układach napędowych w przemyśle waha się w granicach 10 – 40 % całkowitego zużycia energii końcowej w zależności od gałęzi przemysłu. W tej kategorii znajdują się napędy wentylatorów i pomp wodociągowych oraz systemów wentylacyjnych i klimatyzacyjnych, a także systemy transportowe materiałów (np. taśmociągi) i dźwigi. W zakresie poprawy efektywności energetycznej dominować będą technologie przekształtnikowe oraz nowe technologie materiałowe (np. siniki z magnesami trwałymi) i optymalizacja konstrukcji maszyn. Szacuje się, że największy efekt poprawy energochłonności będzie w segmencie dostarczania i uzdatniania wody – do 20%. Trwałość urządzeń elektrycznych układów napędowych to 10 - 15 lat, a czas życia technologii to ok. 10 lat.

**3. Procesy (głównie przemysł):** kategoria ta dotyczy głównie procesów cieplnych w przemyśle, w tym również procesy łączenia (spawanie, zgrzewanie). Na cele procesowe szacuje się roczne zużycie energii elektrycznej na poziomie 25 TWh. Poprawę energochłonności w tym segmencie można uzyskać głównie przez optymalizację samych procesów (czasu trwania) jak i stosowanie izolacji oraz odzysku energii (rekuperacji). Trwałość technologii szacuje się na 10 lat, tak jak czas życia technologii.

**4. AGD (gospodarstwa domowe, mikro i małe przedsiębiorstwa):** ok. 27 TWh energii elektrycznej jest zużywane przez różnego rodzaju małej mocy urządzenia gospodarstwa

domowego (w tym komputery i teleinformatyczne urządzenia użytkowników końcowych) oraz małej i średniej mocy urządzenia i narzędzia obróbczo-montażowe i aparaturowe (wyluczając z tego urządzenia grzewcze na cele ciepłownicze oraz oświetleniowe). W kategorii AGD gospodarstwa domowe zużywają ok. 17 TWh. Szacuje się trwałość technologii w tej kategorii na 5-10 lat, natomiast czas życia technologii to 5 lat.

**5. ICT:** sektor głównie usług telekomunikacyjnych, Internet i data centers. W obszarze ICT widoczny jest lawinowy wzrost efektywności energetycznej. Urządzenia elektroniczne zużywają coraz mniej energii, i często już posiadają własne źródła energii (np. centrale i przekaźniki telefoniczne posiadają własne źródła OZE). Lawinowy jest również wzrost usług w tej branży, np. przenoszenie usług komputerowych z lokalnych zasobów do centrów danych (data centers, które zużywają w Europie ok. 18% energii elektrycznej używanej w segmencie ICT), które również zasilane są z własnych źródeł, często OZE, ale również układy gwarantowanego zasilania (akumulatory, agregaty prądotwórcze). Szacuje się, że obecnie w Polsce w kategorii IT zużywane jest ok. 12 TWh. Trwałość technologii szacuje się na 5 lat, a czas życia technologii to 2 lata.

**Tab. 9. Rynek energii elektrycznej segmentów przemysłu w 2017 r.**

<b>Przemysł „wielki” zasilany z GPZ</b>	<b>Roczne jednostkowe i całkowite zużycie energii</b>	<b>Pozostałe sektory przemysłu zasilane z sieci SN</b>	<b>Roczne jednostkowe i całkowite zużycie energii</b>
<b>Górnictwo węgla i miedzi <sup>1</sup></b>	50 MWh/os. 9 TWh	<b>Przemysł spożywczy</b>	20 MWh/os. 4-6 TWh
<b>Hutnictwo (w tym miedziowe) <sup>2</sup></b>	150 MWh/os. 8,5 TWh	<b>Przemysł maszynowy</b>	12 MWh/os. 1,8 TWh
<b>Przemysł chemiczny i petrochemiczny <sup>3</sup></b>	90 MWh/os. 9 TWh	<b>Przemysł transportowy</b>	20 MWh/os. 3 TWh
<b>Przemysł mineralny <sup>4</sup></b>	50 MWh/os. 5 TWh	<b>Przemysł papierniczy</b>	120 MWh/os. 2,5 TWh
<b>Elektroenergetyka <sup>5</sup></b>	250 MWh/os. 16 TWh	<b>Przemysł drzewny</b>	35 MWh/os. 1,8 TWh

<sup>1</sup> Wydobycie węgla: 5 TWh, górnictwo miedziowe: 2 TWh. W perspektywie 2050 r. przyjęto całkowity zanik górnictwa węglowego na cele energetyczne oraz zanik górnictwa miedziowego. Wydobycie węgla charakteryzuje się energochłonnością na poziomie ok. 55 kWh/t. <sup>2</sup> Energia elektryczna w przemyśle hutniczym stanowi ok. 20% zużywanej energii końcowej w tym sektorze. Wytwarzanie miedzi elektrolitycznej charakteryzuje się energochłonnością na poziomie ok. 900 kWh/t. <sup>3</sup> Energia elektryczna w przemyśle chemicznym stanowi ok. 20 % zużywanej energii końcowej w sektorze. <sup>4</sup> Energia elektryczna w przemyśle mineralnym stanowi ok. 10 % zużywanej energii końcowej w sektorze. <sup>5</sup> Potrzeby własne wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach na paliwa kopalne. Wartość ta nie jest uwzględniona w końcowym rynku energii elektrycznej. Redukcja zapotrzebowania w tym segmencie wydaje się oczywista ze względu na malejący udział energetyki WEK. Z drugiej jednak strony potrzeby własne zostaną przeniesione na źródła lokalne (np. źródła biogazowe do poprawnego funkcjonowania potrzebują energię elektryczną i ciepło).

Analizy energochłonności segmentów rynku (przemysłu) przeprowadzono na podstawie dwóch parametrów: jednostkowego (na zatrudnionego w branży) [7] i całkowitego zużycia

energii elektrycznej dla poszczególnych gałęzi przemysłu (wg danych GUS z 2015 r.) [8], [9]. Zestawienie danych zużycia energii elektrycznej dla poszczególnych gałęzi przemysłu przedstawiono w tab. 9.

Podane w tab. 10 wartości zapotrzebowania na energię elektryczną, dla 2017 r. i antycypowane w horyzoncie 2050, obecnych rozwiniętych i schyłkowych segmentów odbiorców (odbiorów) przedstawiono również na rys. 10 w formie antycypowanej trajektorii zmian zapotrzebowania tych segmentów z wykorzystaniem wybranych krzywych i opisujących je funkcji. Za wyjątkiem segmentu oświetlenia, którego trajektoria została opisana funkcją wykładniczą, trajektorie zapotrzebowania zostały opisane funkcją logistyczną, z dobranymi do technologii stałymi czasowymi. Podane w tab. 10 wartości są szacunkami eksperckimi na podstawie danych statystycznych oraz występujących trendach rozwoju rynku na świecie.

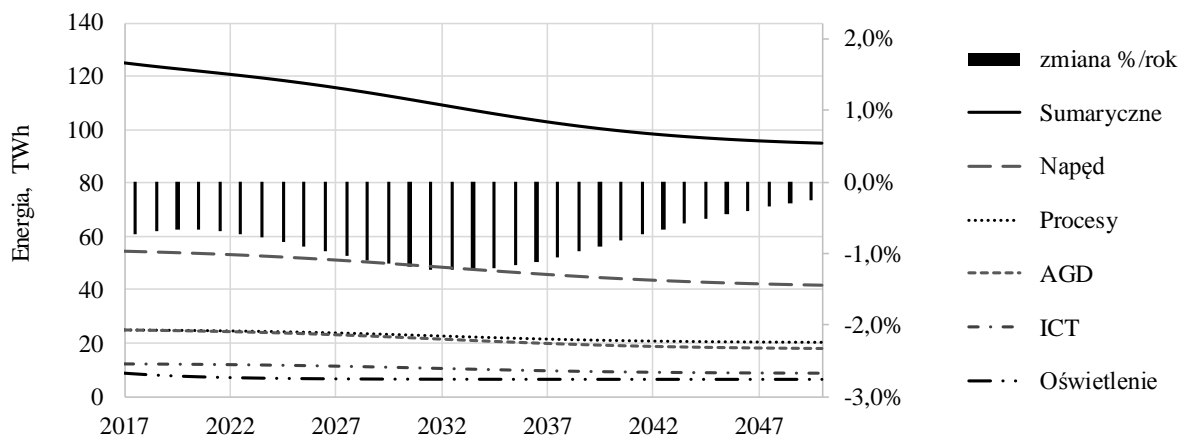
**Tab. 10. Udział segmentów rynku w całkowitym zużyciu energii elektrycznej, w latach 2017 i 2050**

Segment	Udział w zużyciu energii elektrycznej, 2017		Zmniejszenie energochłonności, zużycie, 2050		Roczna stopa procentowa
	udział w rynku	zużycie TWh/rok	redukcja względem 2017 r.	zużycie TWh/rok	średnia w przyjętym okresie
<b>Oświetlenie</b>	7%	9	-28% <sup>1</sup>	6,5	2017-2023: - 4% 2024-2050: - 0,3%
<b>Napęd (głównie przemysł)</b>	43%	54	-22%	42	2017-2025: - 0,6% 2026-2040: - 1,1% 2041-2050: - 0,6%
<b>Procesy (głównie przemysł)</b>	20%	25	-20%	20	2017-2025: - 0,4% 2026-2036: - 1% 2037-2050: - 0,5%
<b>AGD (gospodarstwa domowe, MŚP)</b>	20%	25	-28%	18	2017-2025: - 0,7% 2026-2040: - 1,5% 2041-2050: - 0,6%
<b>ICT</b>	10%	12	-25%	9	2017-2023: - 0,5% 2024-2040: - 1,3% 2041-2050: - 0,5%
<b>Łącznie</b>	100%	125	-24%	95,5	2017-2023: - 0,7% 2024-2040: - 1,1% 2041-2050: - 0,5%

<sup>1</sup> Zakłada się, że zmniejszenie energochłonności dla oświetlenia możliwe jest do uzyskania w ciągu 5 lat na poziomie 80% całkowitego potencjału. Związane jest to z trwałością istniejących stosowanych technologii.

Średnie wartości rocznej zmiany (redukcji) procentowej rynku energii elektrycznej nie wydają się szokowe, jedynie dla oświetlenia wartość zmiany rocznej wynosi ok. 4%. Jest to

spowodowane właściwościami technologicznymi oraz chłonnością rynku i względnie niewielkimi nakładami finansowymi (biorąc pod uwagę cykl życia obecnej technologii i konieczności jej wymiany nie będzie to inwestycja, a działanie serwisowe). Dla każdego segmentu obliczono średnie roczne zmiany procentowe dla dwóch (oświetlenie opisane funkcją wykładniczą) i trzech okresów. Przyjęto podział w punktach przegięcia krzywych trajektorii, a długość okresów zależna jest od stałych czasowych (trwałości technologii).



**Rys. 10. Antycypacja rynku energii elektrycznej istniejących segmentów**

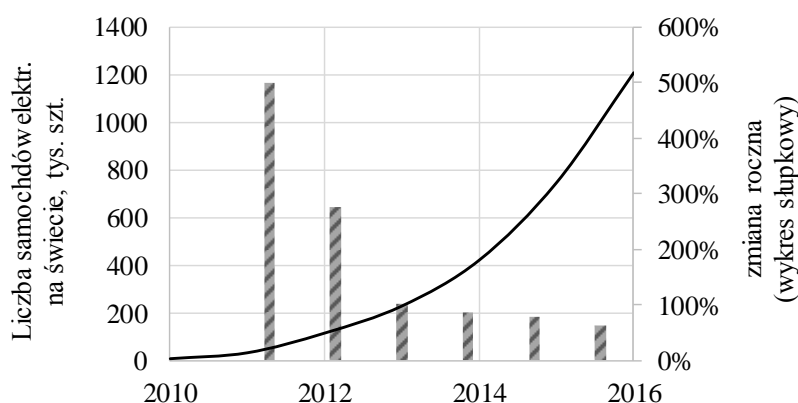
Uzyskane wyniki trajektorii zmian energochłonności znanych i rozwiniętych oraz schyłkowych segmentów rynku energii elektrycznej pokazują nową jakość w modelowaniu długoterminowych planów transformacyjnych. Dobranie odpowiedniej funkcji opisującej krzywą zmiany zapotrzebowania oraz możliwość jej kształtowania pozwala na przeprowadzenie zwizualizowanej analizy i oceny wyników. Utrzymanie redukcji zapotrzebowania na poziomie poniżej 1% rocznie (średnio w całym analizowanym okresie) jest wartością bardzo dobrą i realną do uzyskania. Rozszerzenie hipotezy o wizualizację tej zmiany krzywą charakterystyczną dla mechanizmów rynkowych pozwoliło uzyskać przebieg zmian stóp procentowych adekwatnych do typowych reakcji wypierania starych technologii nowymi.

### **WSTĘPNA ANALIZA TRAJEKTORII TRANSFORMACYJNEJ RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W HORYZONCIE 2050**

Przyjmując założenia z Raportu [1] przygotowano antycypowaną trajektorię zmian rynku WEK na mono rynek energii elektrycznej OZE uwzględniając zasoby techniczne dla źródeł OZE oraz źródeł uzupełniających (regulacyjno-bilansujących) zasilanych gazem ziemnym i paliwami transportowymi. Zastosowane charakterystyczne krzywe (funkcje) oraz uszczegółowione założenia zawężyły obszar poszukiwań trajektorii transformacyjnej. Chodzi o trajektorię, która nie wprowadza niedojrzałych technologii, a jedynie skomercjalizowane oraz istniejące, ale mające na razie marginalny wpływ na zapotrzebowanie na energię elektryczną (pompy ciepła i samochody elektryczne).

**Antycypacja zapotrzebowania na energię elektryczną segmentów charakterystycznych dla mono rynku energii elektrycznej.** Charakterystycznymi segmentami, które wpływają na bilans zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych, są: elektryfikacja ciepłownictwa (wykorzystanie pomp ciepła) oraz elektryfikacja transportu (samochód elektryczny). W segmencie elektryfikacji ciepłownictwa technologią dominującą jest pompa ciepła służąca do ogrzewania budynków oraz do produkcji ciepłej wody użytkowej. Podkreśla się tutaj, że upowszechnienie pomp ciepła do ogrzewania budynków można zrealizować tylko po dostosowaniu budownictwa do norm budownictwa pasywnego. Rynek pomp ciepła (wszystkich dostępnych technologii) osiągnął w 2016 r. wzrost ok. 20% w sprzedaży urządzeń [wg PORT PC, 2017]. Szacuje się, że pompy ciepła (wszystkie technologie) zużywają obecnie ok. 1 TWh, ale należy tutaj zaznaczyć, że energochłonność budynków jeszcze nie została dostosowana do technologii budynku pasywnego.

Rynek samochodów elektrycznych w Polsce można obecnie szacować na 0,1 TWh i w porównaniu z rynkami światowymi jest tu duże opóźnienie. Nie zmienia to jednak faktu, że zastąpienie samochodów tradycyjnych elektrycznymi w horyzoncie 2050 jest technicznie możliwe. W początkowym okresie rozwoju rynku samochodów elektrycznych na świecie roczne wzrosty wynosiły kilkaset procent, rys. 11.



**Rys. 11. Rynek samochodów elektrycznych na świecie (dane wg IEA, 2017)**

Bardzo wysokie wartości wzrostu rynku samochodów elektrycznych pokazane na rys. 11 są spowodowane startowym rozwojem produktu, a ten wzmacniany jest często subsydiami. Jednak należy zwrócić uwagę, że samochód elektryczny docelowo spełniać będzie również inne zadania, niż samochód, znany dziś tylko jako środek transportu (samochód elektryczny może funkcjonować np. jako zasobnik energii dla odbiorców zasilanych z sieci ze źródłami OZE). Antycypowaną trajektorię udziału pomp ciepła i samochodów elektrycznych w miksie segmentów odbiorów energii elektrycznej pokazano w tab. 11. Roczne stopy procentowe wzrostu zapotrzebowania na energię podzielono na okresy związane z kształtem krzywej opisującej trajektorie.

Tak, jak dla segmentów istniejących, tak dla obszarów charakterystycznych dla mono rynku energii elektrycznej, czyli elektryfikacji transportu oraz elektryfikacji ciepłownictwa stały roczny wzrost procentowy (funkcja wykładnicza, krzywa typu „J”) nie odzwierciedla rzeczywistych relacji na rynku, choć z drugiej strony trudno jest przyjąć poprawną relację nie znając metod wprowadzania nowych technologii. W tym przypadku również zdecydowano

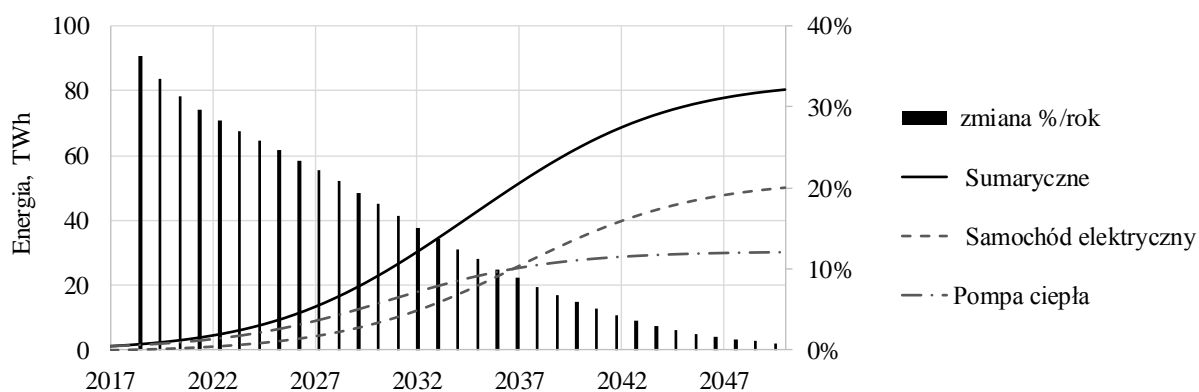
się na wizualizację antycypowanej trajektorii wg krzywej cyklu życia produktu, uwzględniając efekt wypierania starych technologii przez nowe (rys. 12).

**Tab. 11. Elektryfikacja ciepłownictwa i elektryfikacja transportu**

Segment	Udział w zużyciu energii elektrycznej, 2017		Wzrost zużycia energii elektrycznej, 2050		Roczna stopa procentowa
	udział w rynku	zużycie TWh/rok	udział w rynku	zużycie TWh/rok	średnia w przyjętym okresie
Elektryfikacja ciepłownictwa	0,8%	1	17%	30	2017-2025: 25%
					2026-2037: 14%
					2038-2050: 2%
Elektryfikacja transportu	~0%	0,1	29%	50	2017-2030: 38%
					2031-2042: 13%
					2043-2050: 3%
Łącznie	0,9%	1,1	45%	80	2017-2025: 30%
					2031-2042: 14%
					2043-2050: 3%

W przypadku samochodów elektrycznych czas życia technologii należy przyjąć 5 lat; okres ten jest związany z interwałami wprowadzania kolejnych norm emisji spalin lub kolejnych generacji samochodów hybrydowych i elektrycznych (jest związany głównie z technologią akumulatorów). Natomiast trwałość technologii (inaczej: czas użytkowania urządzenia) w przypadku samochodu należy przyjąć równą 10 lat. Samochody elektryczne będą wypierały z rynku te z silnikami tradycyjnymi w dłuższym okresie za sprawą trwałości tych drugich.

Dobierając stałe czasowe, szczególnie związaną z pierwszym przegięciem krzywej trajektorii, należy określić czas życia obecnych technologii transportu samochodowego. Oczywiście można przyjąć, że stosowane będą mechanizmy pobudzające rynek, np. poprzez zakaz wprowadzania na rynek nowych samochodów z silnikami spalinowymi. Wymiana taboru samochodowego nie odbędzie się jednak na zasadzie 1:1. Szacuje się, że w 2050 r. wykorzystanie samochodu będzie intensywniejsze za sprawą systemów współużytkowania (*carsharing*, *carpooling*).

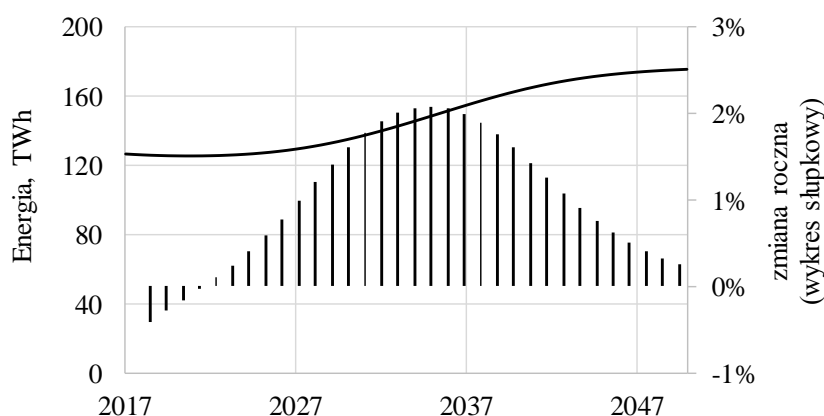


**Rys. 12. Antycypacja rynku energii elektrycznej nowych segmentów odbiorów**



W przypadku pomp ciepła czas życia technologii wynosi 5-10 lat, a trwałość sięga 20 lat. Podkreśla się przy tym, że ograniczenia ustanawiane przez Komisję Europejską w zakresie efektywności energetycznej w obszarze ciepłownictwa powodują konieczność wymiany urządzeń grzewczych w przeciągu najbliższych kilku lat. Wiążąc ten fakt z wytycznymi dla energochłonności budownictwa (pasywizacja budownictwa) można przyjąć, że masowa wymiana urządzeń grzewczych rozpocznie się w okresie 5 lat.

Na rysunku 13 pokazano sumaryczne zapotrzebowanie na energię elektryczną odbiorców końcowych po uwzględnieniu dwóch procesów, a mianowicie redukcji energochłonności istniejących rozwiniętych segmentów odbiorców (odbiorów) i nowych rynków (pomp ciepła i samochodów elektrycznych). Maksymalna roczna zmiana rynku energii elektrycznej (wzrost) to ok. 2%, przy czym średnia w analizowanym okresie to nieco poniżej 1%/rok. Wartość ta jest zgodna z obecnymi tendencjami na rynku energii elektrycznej w Polsce, ale tylko ilościowo. Rozpatrując w kryteriach jakościowych należy uwzględnić zupełnie nowy obraz struktury odbiorców, a mianowicie należy uwzględnić w całkowitym zużyciu energii elektrycznej również potrzeby ciepłownictwa oraz transportu.



**Rys. 13. Antycypowana trajektoria sumarycznego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych (netto) w horyzoncie 2050**

**Antycypacja miksu produkcji energii na mono rynku energii elektrycznej OZE.** Kolejnym krokiem po uzyskaniu wykresu sumarycznego zapotrzebowania na energię elektryczną w horyzoncie 2050 (rys. 13) jest dobór miksu na rynku produkcji energii elektrycznej. Zmiany zapotrzebowania dla mono rynku energii elektrycznej OZE nie wpływają w sposób proporcjonalny na zainstalowaną moc w systemie elektroenergetycznym. To zagadnienie należy rozpatrywać w kontekście charakteru generacji określonego źródła OZE, zasobów technicznych i równocześnie należy określić możliwości wpływania na profil zapotrzebowania na energię elektryczną poprzez nowe usługi rynkowe, jak cenotwórstwo czasu rzeczywistego (CCR) i *net metering*. Opracowanie antycypowanego miksu energetycznego w horyzoncie 2050 ma na celu naświetlenie potencjału zasobów technicznych w poszczególnych segmentach wytwarzania energii elektrycznej oraz obciążenie rynku inwestycyjnego nowymi technologiami w horyzoncie 2050 (tab. 12). Uwzględniono tutaj również technologie przejściowe i uzupełniające (źródła regulacyjno-bilansujące), takie jak gaz ziemny i paliwa transportowe. Nie uwzględniono natomiast całkowitych potrzeb

energetycznych związanych z koniecznością pokrycia strat (docelowo sieci dystrybucyjnych i zasobników energii) oraz potrzeb własnych źródeł.

**Tab. 12. Antycypacja zmian miksu produkcji energii elektrycznej w horyzoncie 2050 na mono rynku energii elektrycznej OZE**

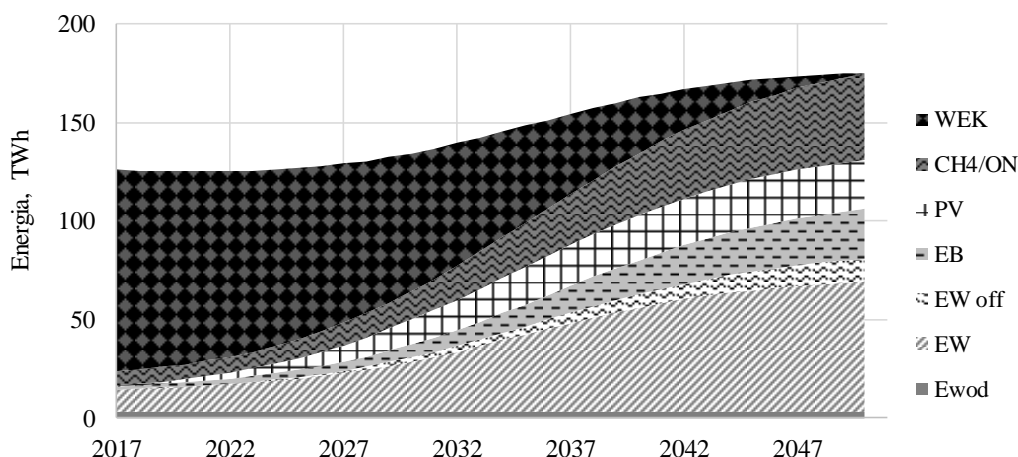
Źródło	Udział w produkcji energii elektrycznej, 2017		Udział w produkcji energii elektrycznej, 2050		Roczna stopa procentowa
	Udział w rynku	produkcja TWh/rok <sup>1</sup>	Udział w rynku	produkcja TWh/rok	średnia w danym okresie
<b>Źródła fotowoltaiczne</b>	~0%	0,3	14,3% <sup>2</sup>	25	2017-2025: 47%
					2026-2037: 11%
					2038-2050: 1%
<b>Elektrownie wiatrowe lądowe</b>	9,6%	12	37,7%	66	2017-2025: 5%
					2026-2040: 8%
					2041-2050: 2%
<b>Elektrownie wiatrowe morskie</b>	0%	0	6,9%	12	2017-2030: 51%
					2031-2042: 10%
					2043-2050: 4%
<b>Źródła biogazowe</b>	1,2%	1,5	14,3%	25	2017-2030: 11%
					2031-2042: 10%
					2043-2050: 3%
<b>Elektrownie wodne</b>	2,4%	3	1,7%	3	2017-2050: 0%
<b>WEK – źródła gazowe i diesla</b>	5,7%	7	25,1%	44	2017-2025: 3%
					2026-2042: 7%
					2043-2050: 3%
<b>WEK – elektrownie (elektrociepłownie) węglowe</b>	<b>81,1%</b>	<b>101,2</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>2017-2025: - 2%</b>
					<b>2026-2042: - 8%</b>
					<b>2043-2050: - 30%</b>

<sup>1</sup> Roczne wykorzystanie mocy zainstalowanej źródła: fotowoltaika 900 godzin, elektrownie wiatrowe lądowe 2000 godzin, elektrownie wiatrowe morskie 3600 godzin, źródła biogazowe 8000 godzin, elektrownie wodne 3000 godzin, źródła gazowe (bloki combi) 6000 godzin, źródła zasilane paliwem transportowym 3000 godzin. <sup>2</sup> Nasycenie rynku źródłami fotowoltaicznymi na poziomie 80% wartości docelowej w 2037 r.

Uzyskane wyniki z tabeli 12, w formie wykresu skumulowanego, pokazano na rysunku 14. Przyjęte wartości stałych czasowych odzwierciedlają realne okresy budowy i gotowości do uruchomienia poszczególnych technologii. Najkrótszym czasem dostępu oraz budowy cechuje się technologia fotowoltaiczna, dlatego oszacowano możliwość uzyskania 80% wielkości docelowej już po ok. 20 latach. Najdłuższym czasem realizacji inwestycji cechują się źródła wiatrowe offshore.

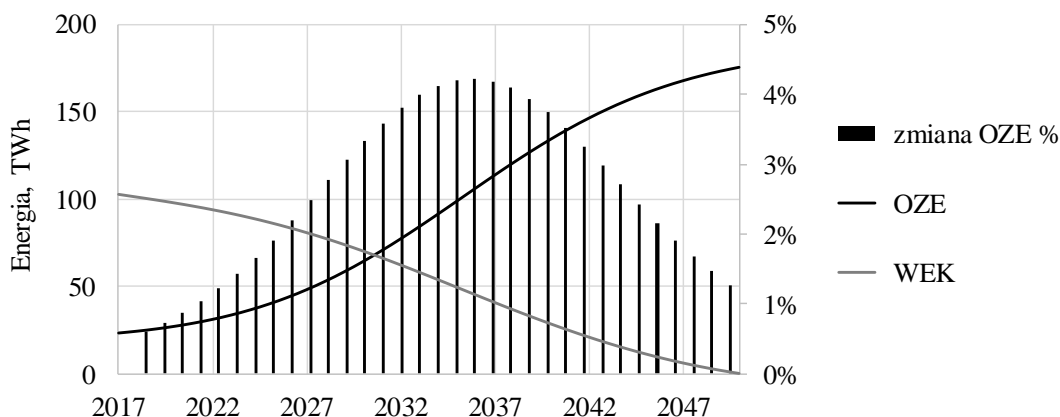
Dzięki zelektryfikowaniu ciepłownictwa i transportu na rynku pozostaje nadmiar paliw gazowych i transportowych, które mogą być z powodzeniem wykorzystane jako paliwo do

źródeł regulacyjno-bilansujących dla elektroenergetyki opartej na źródłach OZE. Choć gazowe bloki *combi* mają bardzo ograniczone zdolności regulacyjne, to generatory diesla mogą pracować teoretycznie w pełnym zakresie mocy. W praktyce zakres mocy silników diesla jest ograniczony charakterystyką sprawności, która i tak jest wystarczająca do pracy w zakresie od 1/3 mocy maksymalnej. W tym miejscu należy przypomnieć, że źródła gazowe i diesla spełniają warunki ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> do 550 kg/MWh.



**Rys. 14. Antycypowana trajektoria zmian miks energetycznego w horyzoncie 2050**

Wzrost rynku źródeł OZE (łącznie z technologiami uzupełniającymi, czyli źródłami regulacyjno-bilansującymi na gaz ziemny i paliwa transportowe) pokazano na rysunku 15. Kształt krzywej określonej przez wartości rocznej zmiany procentowej zbliżony jest do krzywej dzwonowej. Jednak ze względu na brak symetrii krzywa wykazuje podobieństwo do krzywej Hubberta. Maksymalna wartość rocznej zmiany rynku źródeł OZE wynosi ok. 4,5 %.



**Rys. 15. Antycypowane trajektorie przejścia pomiędzy energetyką WEK i mono rynkiem energii elektrycznej OZE w horyzoncie 2050**

Oczywiście wykresów z rysunku 14 i 15 nie można nazwać prognozami (takimi jak np. w pracy [6]), ponieważ przygotowane były z przyjęciem zupełnie innych przesłanek oraz metodyki. Zresztą, intencją autorów nie było przygotowanie prognozy, lecz trajektorii transformacyjnej opierającej się na logicznych i racjonalnych przesłankach oraz obserwacjach światowego rynku energii, paliw i technologii OZE.

**Do opracowania niniejszego raportu zostały wykorzystane następujące materiały:**

**Cykl Raportów BŻEP *Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050***, zasoby CIRE <https://www.cire.pl>, oraz biblioteki BŻEP <http://klaster3x20.pl>

- [1] *Mono rynek energii elektrycznej (użytecznej) OZE (R2)*. J. Popczyk. Listopad 2017.
- [2] *Przełom w energetyce (R1)*. J. Popczyk. Październik 2017.

**Pozostałe źródła:**

- [3] Popczyk J. *Energetyka rozproszona. Od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*. Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki. Warszawa 2011.
- [4] Kasprzak W. A., Pelc K. I. *Strategie techniczne – prognozy*. Oficyna Wydawnicza ATUT, Wrocławskie Wydawnictwo Oświatowe, Wrocław 2003.
- [5] Ecke J., Steinert T., Bukowski M., Śniegocki A. *Polski sektor energetyczny 2050, 4 scenariusze*. Forum Energii, [www.forum-energii.eu](http://www.forum-energii.eu), wrzesień 2017.
- [6] *Model optymalnego miks energetycznego dla Polski do roku 2060. Wersja 3.0*. Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Departament Analiz Strategicznych. Warszawa, 2015.
- [7] Kott J., Kott M., Szalbierz Z. *Wskaźniki energochłonności w przemyśle*. Zarządzanie i Finanse 2012 (10), nr 1, cz. 2. Gdańsk, 2012.
- [8] *Efektywność wykorzystania energii w latach 2005-2015*. Główny Urząd Statystyczny ([www.stat.gov.pl](http://www.stat.gov.pl)). Warszawa, 2017.
- [9] *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2014 i 2015*. Główny Urząd Statystyczny ([www.stat.gov.pl](http://www.stat.gov.pl)). Warszawa, 2016.