

## **MODEL INTERAKTYWNEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ. Od rynku grup interesów do cenotwórstwa czasu rzeczywistego<sup>1</sup>**

Jan Popczyk

### **Hipoteza**

Najcięższy w historii polskiej elektroenergetyki kryzys ma charakter kompetencyjno-polityczny. Każda próba odpowiedzi na ten kryzys musi być adekwatna do jego skali oraz istoty, czyli też jego pierwotnej przyczyny. Istotą kryzysu polskiej elektroenergetyki jest błędny model biznesowy (organizacja, ekonomia w obszarze istniejących zasobów infrastrukturalnych) mający korzenie w recentralizacji zapoczątkowanej w 2000 roku (utworzenie Południowego Koncernu Energetycznego), oznaczającej odstępianie od reform strukturalnych przeprowadzonych w ramach zmiany ustroju państwa w pierwszej połowie lat 90' ubiegłego wieku, i kontynuowanych, chociaż ze słabnącą intensywnością, w kolejnych pięciu latach. Konsekwencją błędnego modelu biznesowego jest błędna strategia rozwojowa zmierzająca do odbudowy energetyki paramilitarnej (inwestycje w bloki węglowe klasy 1000 MW) i program jądrowy (ukierunkowany na bloki klasy 1500-1600 MW). Podkreśla się, że decyzje z kwietnia 2016 roku o zaangażowaniu kapitałowym grup energetycznych PGE, Energa i PGNiG Termika w Polską Grupę Górniczą przyspieszają budowę energetyki paramilitarnej, i wytwarzają nową, skrajnie niebezpieczną sytuację w kontekście bezpieczeństwa energetycznego polskiej gospodarki, polegającą na bardzo silnym powiązaniu kapitałowym elektroenergetyki i górnictwa węgla brunatnego oraz górnictwa węgla kamiennego i gazownictwa.

Uwzględniając nasilenie się rozwiązań destrukcyjnych uznaje się, że odpowiedzią na kryzys w elektroenergetyce może/powinna być konsolidacja badawcza i edukacyjna na rzecz całkowicie nowego, innowacyjnego modelu rynku energii elektrycznej (jest to na razie tylko wstępna ogólna hipoteza; jej przeprowadzenie jest sprawą kolejnych lat).

### **Zmiana strukturalna relacji między rynkiem i bezpieczeństwem energetycznym**

Tytułowy model rynku energii elektrycznej spełnia postulat wymaganej innowacyjności. Opis modelu obejmuje dwie części. Pierwsza, krótka, prezentuje koncepcję nowego rynku energii elektrycznej uwarunkowaną postępem technologicznym, nową ekonomią, i przede wszystkim zmianami społecznymi (zmieniającą się strukturą preferencji społeczeństwa i zarazem nową strukturą kompetencyjną); w tendencji jest to rynek cenotwórstwa czasu rzeczywistego (CCR). Rozwój inteligentnej infrastruktury (AMI – *Advanced Metering Infrastructure, smart*

---

<sup>1</sup> Raport z jednej strony jest, pod względem ogólnym, kontynuacją wcześniejszego RAPORT-u: J. Popczyk, *MODEL INTERAKTYWNEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ. Od modelu WEK-NI-EP do modelu EP-NI-WEK*, zamieszczonego w Dziale 1.01.06 BŻEP, datowanego 4.05.2015 r. (pierwsza, druga i trzecia zapowiedź RAPORT-u były datowane: 20.02-, 1.03-, 10.03.2015 r., odpowiednio). Z drugiej strony, niniejszy Raport zawiera zasadnicze zmiany w opisie nowego rynku energii elektrycznej. Są one niezbędne ze względu na dramatycznie narastający rozdźwięk między globalnym środowiskiem przebudowy energetyki (od paliw kopalnych do efektywności, OZE i inteligentnej infrastruktury), powrotem do paramilitarnej krajowej praktyki rządowo-korporacyjnej i gwałtownie narastającymi kompetencjami oddolnymi prosumentów i niezależnych inwestorów. Zmiany w opisie oznaczają bardzo istotne rozszerzenia, ale też całkowicie nową strukturę w stosunku do wcześniejszego Raportu (jednak z zachowaniem dużej treści w nim zawartych). W rezultacie niniejszy Raport jest samoistnym opracowaniem, ze statusem: „wydanie drugie, zaktualizowane”.

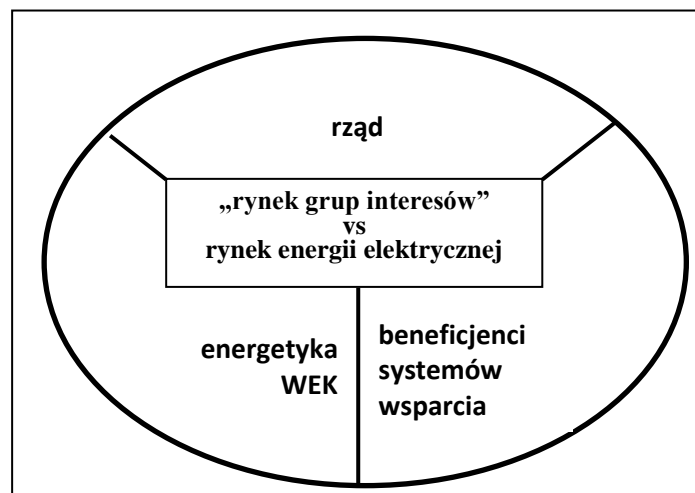
grid, IoT – *Internet of Things*), ale także gwałtowny wzrost zastosowań energoelektroniki (przekształtników energoelektronicznych) w energetyce prosumenckiej (EP) i rozwój całej infrastruktury ICT uprawniają do postawienie szczegółowej hipotezy badawczej, że dojrzała postać rynku CCR jest osiągalna na świecie w horyzoncie 2025, i że jest to horyzont pożądany również dla Polski.

Druga część opisu koncentruje się na przejściowym interaktywnym rynku energii elektrycznej (IREE), którego podstawą jest doktryna energetyczna powiązana z trójbiegunowym systemem bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Zgodnie z (postulowaną) doktryną rynek energii elektrycznej, rozwijający się po 2020 roku bez nowych systemów wsparcia, stanowi fundament bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski. Rynek IREE, jako fundament bezpieczeństwa elektroenergetycznego, stanowi w dynamicznej koncepcji nowego rynku energii elektrycznej mapę drogową dochodzenia do rynku CCR (mapa drogową rynku CCR 2025).

W procesowym trójbiegunowym systemie bezpieczeństwa elektroenergetycznego biegunami, wchodzącymi w bardzo silne interakcje, są: wielkoskalowa elektroenergetyka korporacyjna (WEK), rosnący szybko w całej energetyce segment niezależnych inwestorów (NI) oraz energetyka EP. Cechą charakterystyczną tego systemu jest nowa (strukturalnie) relacja bezpieczeństwa energetycznego i konkurencji. Ta nowa relacja wynika z „przeniesienia” gry o bezpieczeństwo energetyczne na inne (od dotychczasowego) „boisko”. Mianowicie, dotychczasowym boiskiem, na którym wyłączność miała energetyka WEK, były: model biznesowy z dominującą w nim formułą użyteczności publicznej, efekt skali technologiczno-ekonomicznej oraz innowacje (tylko) przyrostowe. Inwestorzy NI wchodzi natomiast, jako pretendenci, do gry konkurencyjnej z innowacjami przełomowymi (z innowacjami przyrostowymi nie mieliby żadnych szans). Z kolei prosumenci wchodzi do gry o własne bezpieczeństwo energetyczne z partycypacją prosumencką.

### **Uproszczona analiza SWOT dla mapy drogowej rynku CCR 2025**

Trzecia część niniejszego raportu, najdłuższa, zawiera opis uwarunkowań (głównie globalnych), bez którego dwie pierwsze części byłyby łatwym celem do zdyskredytowania przez grupy interesów. Zwłaszcza propozycja rynku CCR mogłaby przez grupy interesów być przedstawiana jako nierealistyczna, niezależnie od tego, że nie ma już takich przeszkód w jej wdrożeniu, które wynikałyby z niedostatku możliwości technologicznych w obszarze potrzebnej inteligentnej infrastruktury.



**Rys. 1. Obecna polska elektroenergetyka: trójsegmentowy „rynek grup interesów”**

Rynek grup interesów, który obecnie zastępuje w Polsce rynek energii elektrycznej, jest niezwykle kryzysogenny. Tworzywem napędzającym konflikty na tym rynku jest pozornie unijna polityka klimatyczno-energetyczna. Rzeczywista struktura interesów, blokująca zasadnicze upraszczające reformy rynku (stanowiące warunek rozwoju konkurencji), jest jednak o wiele bardziej złożona, a w dodatku będzie ona miała w kolejnych latach wielką dynamikę. Ujawnienie barier z tym związanych jest wstępnym warunkiem działań na rzecz zwiększenia skuteczności mapy drogowej rynku CCR 2025, którą w obecnej rzeczywistości politycznej trzeba traktować jedynie (i aż) jako narzędzie szerokiego oddziaływania edukacyjnego (przebudowy mentalności elit gospodarczych).

Ocena szans na przebudowę rynku energii elektrycznej w Polsce (w szczególności chodzi o zakres potencjalnej przebudowy w sferze realnej), jest obecnie zadaniem niezwykle trudnym. Niezależnie od ryzyka związanego z oceną zadanie to trzeba jednak podjąć. Proponując zmianę modelu rynku (sfera koncepcyjna, badawcza, edukacyjna) autor propozycji uwzględnił w punkcie wyjścia bardzo uproszczoną/symboliczną analizę SWOT (tab. 1), która uzasadnia radykalny charakter zmiany.

Tab. 1. Uproszczona analiza SWOT dla mapy drogowej rynku CCR 2025

<b>Czynniki wewnętrzne</b>	<b>pozytywne</b> <b>S (Strengths)</b>	<b>negatywne</b> <b>W (Weaknesses)</b>
Nowy model rynku energii elektrycznej – wielki i skomplikowany proces transformacyjny	Wielka dynamika kompetencyjna energetyki EP (od Kowalskiego po KGHM), systematyczny wzrost energetyki NI	<b>1°</b> - brak strategicznych pretendentów krajowych, <b>2°</b> - deficyt skonsolidowanych kompetencji badawczych w obszarach: technicznym, ekonomicznym i społecznym, <b>3°</b> - deficyt kapitału społecznego
<b>zewnętrzne</b>	<b>O (Opportunities)</b>	<b>T (Threats)</b>
Świat, UE, Polska	<b>1°</b> - globalna szokowa przebudowa energetyki, <b>2°</b> - unijny jednolity rynek energii elektrycznej funkcjonujący po 2020 roku praktycznie bez systemów wsparcia, <b>3°</b> - wielki potencjał dyfuzji nowych technologii przez młode polskie pokolenie	Blokowanie zmian przez polski trójsegmentowy „rynek grup interesów”

W przedstawionej sygnalnej analizie (pełną analizę trzeba dopiero opracować) zmianę modelu rynku energii elektrycznej, jako skomplikowanego procesu transformacyjnego, osadzono w otoczeniu globalnym, unijnym i krajowym. W takim kontekście kluczowe znaczenie ma dynamika przemieszczania się kompetencji. W energetyce WEK tradycyjne kompetencje, unikatowe, zanikają. Szczególnym potwierdzeniem zaniku tych kompetencji są losy inwestycji w postaci bloków: Bełchatów 850 MW, Stalowa Wola 450 MW, Koźmin – 1100 MW, Opole – 2x900 MW, Jaworzno/Byczyna – 900 MW, Turów – 450 MW (kłopoty związane z tymi blokami mają bardzo zróżnicowany charakter; np. bloki klasy 1000 MW są zdecydowanie za duże w przypadku polskich uwarunkowań systemowych, a ponadto są to kłopoty związane z dużą awaryjnością bloku Bełchatów, z wydłużającymi się terminami budowy i wzrostem planowanych nakładów inwestycyjnych wszystkich bloków węglowych będących w budowie, aż po „katastrofę” bloku gazowego Stalowa Wola). Zupełnie inaczej wygląda sytuacja w energetyce NI oraz EP, gdzie dynamika rozwoju kompetencji wiąże się z ich strukturą. Mianowicie, są to kompetencje w zakresie

wykorzystania masowych technologii fabrycznych i inteligentnej infrastruktury, które się gwałtownie rozwijają niezależnie od zastosowań w energetyce. Zatem dynamika wzrostu kompetencji w energetyce NI oraz EP może być bardzo wysoka, bo chodzi o kompetencje łatwo transferowalne, a nie samoistne.

**Tab. 2. Segmentacja nowej (II) trajektorii rozwojowej energetyki**

Bazowa segmentacja nowej trajektorii rozwojowej energetyki	Segmentacja technologiczna (segmenty główne)	Komentarze
<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)	Samochody elektryczne	Najwyższy priorytet wykorzystania, potencjał stabilizacji rynku energii końcowej co najmniej w horyzoncie 2050
	Domy pasywne	
	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 off shore (klasy 3 ... 5 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	
<sup>1</sup> Agregaty kogeneracyjne i źródła szczytowe wykorzystujące transferowane paliwa kopalne z rynków ciepła (gaz ziemny) i paliw transportowych (ropa)	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 roku
	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	
<sup>1</sup> UGZ (układy gwarantowanego zasilania)	-	
<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.

## Segmentacja II trajektorii rozwojowej energetyki

Segmentacja ta będzie jeszcze długo sprawą otwartą. W tabeli 2 przedstawiona została segmentacja w najprostszej postaci. Do segmentacji przedstawionej w tabeli dodaje się trzy bardzo ważne uwagi związane z ochroną bezpieczeństwa energetycznego na II trajektorii w charakterystycznych horyzontach czasowych: 2025, 2050 (pierwszy horyzont jest związany ściśle z mapą drogową rynku CCR 2025, drugi natomiast nawiązuje do unijnej mapy drogowej polityki klimatyczno-energetycznej 2050).

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 (tab. 2). 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 dotyczy paliw kopalnych na II trajektorii rozwojowej 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) do stabilizowania bezpieczeństwa energetycznego poza horyzont 2050.

Trzecia uwaga dotyczy nowych technologii podaźowych, które zmieniają w horyzoncie 2050 trajektorię rozwojową II w trajektorię III. Będą to z dużym prawdopodobieństwem rozproszone nuklearne „baterie”, z całkowicie nowymi systemami bezpieczeństwa jądrowego i nowymi właściwościami ruchowymi (regulacyjnymi). Mogą to być technologie nuklearne wykorzystujące paliwo wypalone we współczesnych elektrowniach jądrowych (technologia *TerraPower*). Mogą to być także technologie wodorowe i inne.

## Zróżnicowane zasoby i modele ekonomiczno-biznesowe w energetyce WEK, NI i EP

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 2020 roku, kluczowym w kontekście niezbędnego czasu potrzebnego do ukształtowania efektywnych mechanizmów rynkowych i struktur organizacyjnych w energetyce postkorporacyjnej. Z drugiej strony zaniechanie przed 2020 rokiem strukturalnych zmian w energetyce, w szczególności brak działań na rzecz stworzenia trójbiegunowego systemu bezpieczeństwa obejmującego segmenty energetyczne WEK, NI oraz 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).

**1. Energetyka WEK.** „Zasoby” (podstawa funkcjonowania) energetyki WEK w Polsce, to: 1° - kapitał pożyczony na globalnym rynku (krajowy kapitał jest absolutnie niewystarczający do sfinansowania inwestycji energetyki WEK), 2° - import paliw (ropy, gazu, również węgla, a nawet biomasy) o rocznej wartości rzędu 70 mld PLN, 3° - import dóbr inwestycyjnych o rocznej wartości kilkanaście mld PLN, 4° - *know how* kupowane od globalnych firm

konsultingowych. Model ekonomiczny (biznesowy), to model *project finance* (i wskaźniki NPV, IRR) jako podstawa decyzji inwestycyjnych; podkreśla się tu, że (gigantyczne) projekty inwestycyjne, zwłaszcza w elektroenergetyce WEK stały się już „niebankowalne” (mają czasy zwrotu kilkanaście lat, a brytyjskie kontrakty różnicowe związane z potencjalną budową elektrowni jądrowych nawet 35 lat, i są obciążone zbyt dużym ryzykiem, nieakceptowalnym przez banki). Ponadto, niewystarczająca EBITDA przedsiębiorstw coraz mocniej ogranicza zakres programów inwestycyjnych, których rozbuchanie, z drugiej strony, rośnie. Krach giełdowy polskiej elektroenergetyki WEK obrazuje roczny (od końca kwietnia 2015) spadek indeksu WIG-Energia wynoszący ponad 30%. Syntetyczne łączne wskaźniki 4 grup elektroenergetycznych (PGE, Tauron, Enea, Energa) na koniec 2014 roku wynosiły: aktywa razem – 108 mld PLN, kapitały własne – 53 mld PLN; wartość rynkowa grup w połowie 2015 roku – 10 mld PLN, a planowane inwestycje do 2022 roku – około 140 mld PLN (To jest już całkowite rozkojarzenie!!!).

**2. Energetyka NI** (4000 MW w energetyce wiatrowej, 5% krajowej produkcji energii elektrycznej). Podstawa działania inwestorów NI, to: 1° - własne *know how*, 2° - własny kapitał (+ fundusze inwestycyjne i produkty bankowe), 3° - urządzenia kupowane na rynku krajowym i globalnym, 4° - usługi kupowane na rynku krajowym, 5° - zasoby OZE (łącznie z substratami dla źródeł biogazowych) krajowe. Modele ekonomiczne/biznesowe *joint venture*, *private equity* charakterystyczne dla tej energetyki dopuszczają duże ryzyko, ale wymagają krótkich czasów zwrotu 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 energetyki NI, istnieje duża nadwyżka kapitałów własnych, szacowana nawet na 600 mld PLN.

**3. Energetyka EP.** Podstawa działania energetyki EP jest partycypacja prosumencka, w tym prosumenckie *know how* (+ własny kapitał i produkty bankowe), „własne” zasoby OZE. W segmencie ludnościowym, obecnie 16 mln odbiorców, 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). 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 budowlanego, to około 190 mld PLN) – prosumenci podwyższają za pomocą tych inwestycji wartość (cenę) swoich domów (doświadczenia, np. szwedzkie, pokazują, że wzrost ceny domu przewyższa znacznie nakłady inwestycyjne, a w Niemczech dzielnice miast, w których samorządy w minionych latach realizowały programy wsparcia odbiorców „wrażliwych” za pomocą inwestycji w źródła PV przekształcają się w dzielnice klasy średniej, co tworzy zresztą nowe problemy urbanistyczne). Oczywiście, inwestycje prosumenckie mają bardzo długi horyzont (są to inwestycje wielopokoleniowe). Potencjał prosumenckiej partycypacji energetycznej w segmencie ludnościowym wynika ze struktury dochodu rozporządzalnego ludności. W Polsce dochód ten wynosi około 1300 PLN na mieszkańca i miesiąc (czyli dochód roczny całej ludności wynosi około 600 mld PLN). Struktura wydatków (żywność – 25%, użytkowanie mieszkania i nośniki energii – 20%, transport – 10%, ...) wskazuje na duży potencjał alokacji wydatków, umożliwiający istotny rozwój energetyki EP. (Obecne zasoby wytwórcze w energetyce EP są w Polsce zlokalizowane poza segmentem ludnościowym. Mianowicie jest to przede wszystkim 1600 MW w kogeneracji przemysłowej – 5% krajowej produkcji energii elektrycznej).

## Część 1. CZTERY MECHANIZMY PRZEBUDOWY RYNKU GRUP INTERESÓW W CENOTWÓRSTWO CZASU RZECZYWISTEGO (W TENDENCJI) NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

**Wprowadzenie** (do cz. 1). Koncepcja ta, chociaż dalekosiężna, to jest jednak bardzo silnie zakotwiczona w najbardziej aktualnych kryzysowych problemach. Pierwszym jest rynek mocy, o który walczą wytwórcy; taki rynek jest największym zagrożeniem dla przebudowy elektroenergetyki, a z drugiej strony jest obciążony bardzo wielkim ryzykiem przyszłych *stranded costs*. Drugim są inwestycje w „inteligentne” liczniki, które realizują operatorzy OSD, i o które walczą dostawcy tych liczników; z drugiej strony energetyka WEK nie ma (w Polsce, i w dużej jeszcze części na świecie) żadnej dojrzałej koncepcji do czego te liczniki mają być wykorzystane. Trzecim są taryfy dystrybucyjne (opłaty przesyłowe), które stają się narzędziem transferów przychodowych wewnątrz skonsolidowanych grup energetycznych; są to transfery zniekształcające (eliminujące) prawidłowe (w sensie: fundamentalne) relacje na rynku energii elektrycznej (pomiędzy wytwórcami WEK, wytwórcami NI oraz prosumentami, z ich partycypacją prosumencką w energetyce EP). Czwartym są usługi systemowe, najbardziej „wrażliwy” z technicznego punktu widzenia problem w elektroenergetyce od połowy ubiegłego wieku, związany z budową wielkich (coraz większych) jednolitych systemów elektroenergetycznych prądu przemiennego (bez sprzęgieł *back to back*), z bardzo wąską strefą regulacji pierwotnej/wtórnej mocy/częstotliwości, wynoszącą zaledwie 49,8-50,0 Hz); ten typ rozwoju ukształtował najtrudniejszą do przewyciężenia barierę zmian w elektroenergetyce, mianowicie elitarny (typu *singel buyer*) *semi* rynek usług systemowych zarządzanych przez operatorów przesyłowych OSP.

Wymienione problemy, wymagające niezbędnych i pilnych rozwiązań, powinny być przedmiotem decyzji/deklaracji rządowych dotyczących niedopuszczenia do utworzenia rynku mocy wytwórców, wykorzystania inteligentnych liczników do intensyfikacji sygnałów bodźcowych na rzecz powszechnego (przez odbiorców, prosumentów) zarządzania energią elektryczną, do gruntownej modernizacji opłat przesyłowych, do decentralizacji usług systemowych. W sytuacji, kiedy rząd nie wykazuje inicjatywy w tym zakresie pozostają oddolne działania koncepcyjno-badawcze i edukacyjne. Taki status ma prezentowana poniżej koncepcja czterech filarów rynku CCR. Oczywiście, założeniem jest, że działania koncepcyjno-badawcze i edukacyjne mają potencjał polegający na stworzeniu podstaw pod silną społeczną (szeroko rozumianą) presję na rzecz przebudowy polskiej elektroenergetyki (i ogólnie energetyki).

### **Cztery filary rynku CCR**

Istotą proponowanego modelu rynku energii elektrycznej są cztery filary, które zmieniają całkowicie nieprzejrzystą strukturę dotychczasowego rynku i otwierają (w tendencji) drogę do rynku w pełni konkurencyjnego, bardzo zaawansowanego technologicznie (nasyconego inteligentną infrastrukturą), z nowym rodzajem bardzo efektywnej konkurencji w postaci partycypacji prosumenckiej (w obszarze efektywności energetycznej i źródeł OZE).

**1.** Pierwszy filar, to **rynek mocy odbiorców/prosumentów**, w miejsce rynku mocy, o który walczą wytwórcy, odwołując się przy tym do ryzyka deficytu mocy, a pomijając całkowicie fakt, że walczą przede wszystkim o swój interes, który dramatycznie się już rozchodzi z interesem gospodarki. Z kolei rynek mocy odbiorców (w rozumieniu takim jak w modelu, czyli mocy 5-minutowych) ma obecnie ogromny potencjał efektywnościowy (związany z wykorzystaniem najpierw mechanizmu DSM/DSR, następnie taryfy dynamicznej TD, aż wreszcie cenotwórstwa czasu rzeczywistego CCR). Potencjał redukcji mocy po stronie

popytowej ocenia się w Polsce dosyć powszechnie (Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu) na około 2000 MW w przemyśle (potencjał osiągalny praktycznie nawet bez inteligentnej infrastruktury). Potencjał redukcyjny w pozostałej części rynku jest związany z wykorzystaniem inteligentnej infrastruktury (AMI, *smart grid*, IoT) i jest porównywalny co najmniej z potencjałem w przemyśle.

**2.** Drugim filarem jest 5-minutowy okres transakcyjny (**105120 okresów bilansowych dla każdego odbiorcy na rynku**) jako środowisko dla stosowania mechanizmu DSM/DSR, taryfy TD i (w tendencji) cenotwórstwa CCR. Ponieważ okres transakcyjny nie jest na rynku energii elektrycznej żadną wielkością fundamentalną, to czas jego trwania jest zawsze sprawą umowną. Oczywiście, czas ten jest wynikiem złożonych uwarunkowań i licznych kompromisów, i jako taki musi być szczegółowo zweryfikowany. Przy tym podkreśla się, że wprowadzenie 5-minutowego okresu transakcyjnego byłoby racjonalnym wykorzystaniem potencjału tworzonego w ramach programu AMI realizowanego przez dystrybutorów OSD. Ponadto podkreśla się, że zaproponowany okres 5-minutowy jest z jednej strony dobrze uwarunkowany zdolnościami obliczeniowymi możliwej już do zastosowania infrastruktury pomiarowej oraz przetwarzania i przesyłania danych. Z drugiej strony granica tego okresu (czas 5 minut) jest strefą silnej konwergencji regulacji mocy (obecnie *semi*/ułomny rynek usług systemowych operatora OSP) i bilansowania energii (konkurencyjny rynek energii). Mianowicie, w energetyce WEK czasy poniżej 5 minut, to strefa regulacji wtórnej KSE. W energetyce NE i EP jest to strefa rogu obfitości (zróżnicowanych) bardzo szybkich zasobów regulacyjnych/bilansujących.

**3.** Trzecim filarem jest uzmienniona „czysta” (czyli bez usług systemowych) **nowa opłata sieciowa**, płacona przez odbiorców i/lub wytwórców. (Obecnie opłaty przesyłowe, za korzystanie z sieci przesyłowych i rozdzielczych, są płacone tylko przez odbiorców. Jednak podkreśla się, że w ramach strukturalnej reformy elektroenergetyki, która została zrealizowana w pierwszej połowie lat 90’ XX wieku była już stosowana opłata przesyłowa, za korzystanie z sieci przesyłowych, dzielona w proporcji 20/80 procent, a następnie 50/50 procent między wytwórców i, wówczas, spółki dystrybucyjne, odpowiednio. Zaawansowane były także przygotowania do wdrożenia zróżnicowanych na terenie kraju taryf dla odbiorców końcowych – mianowicie, taryf zapewniających pokrycie rzeczywistych kosztów, czyli taryf ze stawkami określanymi w ramach indywidualnych kalkulacji poszczególnych spółek dystrybucyjnych, wówczas 33 spółki). W nowej opłacie sieciowej „nośnikiem” kosztów sieciowych – stałych (kapitałowych i eksploatacyjnych) oraz zmiennych (związanych z sieciowymi stratami energii) – jest moc 5-minutowa (moc odbiorcy, wytwórcy). W opłacie sieciowej uwzględnia się upust związany z niedostarczoną przez operatora energią elektryczną (zakłócenia i awarie pojedynczych układów zasilających, rozległe awarie sieciowe); upust oblicza się na podstawie referencyjnego profilu zakupu energii elektrycznej przez odbiorcę oraz obowiązującego (określonego np. przez URE) kosztu jednostkowego niedostarczonej energii elektrycznej. Zaproponowana nowa opłata sieciowa ma właściwości innowacji przełomowej, w szczególności jest odpowiednia dla kształtowania Internetu IoT na rynku energii elektrycznej nasyconym źródłami OZE.

**4.** Czwarty filar, to **net metering mocy niezbilansowanej** między prosumentem i operatorem sieciowym w każdym 5-minutowym okresie transakcyjnym. To rozwiązanie (możliwe do szczegółowego ukształtowania na bardzo różne sposoby) jest kluczowe dla prosumentów. W szczególności ma ono wielką siłę rynkową, która może być wykorzystana na rzecz decentralizacji usług systemowych. Masowe włączenie prosumentów do konkurencji na rynku usług systemowych należy traktować w kategoriach innowacji przełomowej, podobnie jak nową opłatę sieciową, bo przełamuje ono najsilniejszą, techniczną barierę zmian w elektroenergetyce. (Podkreśla się, że *net metering* funkcjonuje w większości stanów USA, gdzie jest zresztą obecnie przyczyną licznych konfliktów – tu uznawanych za nieuchronne



w procesie radykalnej przebudowy energetyki – związanych między innymi z szokowym wzrostem budynkowych źródeł PV z jednej strony i z drugiej próbami *utilities* zmierzającymi do tworzenia rynku wielkich źródeł PV; przykład – konflikt „Musk-Buffer” w stanie Nevada).

### **Formalizacja zapisu czterech filarów rynku CCR**

Poniżej przedstawia się cztery filary stosując bardziej sformalizowany zapis, mający na celu stopniowe konsolidowanie przyszłego opisu rynku CCR oraz ułatwienie jego algorytmizacji. Podkreśla się, że zarówno opis jak i algorytmizacja będą musiały być realizowane w innej konwencji od dotychczas obowiązującej, co wiąże się między innymi z gwałtownie rosnącą rolą inteligentnej infrastruktury w nowej energetyce; przełamywanie „muru” biznes-informatyka będzie w związku z tym w kolejnych latach poważnym problemem praktycznym. Zestawiona poniżej symbolika jest stosowana w środowisku symulatora hybrydowego rynku CCR w Centrum Energetyki Prosumenckiej Politechniki Śląskiej (CEP).

$RM(O) vs RM(W)$  *Filar (1)*

$RM(O)$  – rynek mocy odbiorców/prosumentów.

$RM(W)$  – rynek mocy wytwórców.

$BE(5)$  *Filar (2)*

$BE(5)$  – bilansowanie energii 5-minutowe (105120 bilansów w roku).

$ZOS(5) vs TP(TPA)$  *Filar (3)*

$ZOS(5)$  – zmienna opłata sieciowa 5-minutowa.

$TP(TPA)$  – taryfa przesyłowa (dystrybucyjna) na runku TPA.

$DSM/DSR(O, P) \rightarrow TD \rightarrow NM(5) \rightarrow CCR vs RUS(WEK)$  *Filar (4)*

$DSM/DSR(O, P)$  – zarządzanie popytem i źródłami rozproszonymi (odbiorcy/prosumenci).

$TD$  – taryfa dynamiczna.

$NM(5)$  – *net metering* 5-minutowy.

$CCR$  – cenotwórstwo czasu rzeczywistego.

$RUS(WEK)$  – regulacyjne usługi systemowe w energetyce WEK.

### **Cenotwórstwo opłaty sieciowej (wraz z jej kalibrowaniem)**

Uzmiennienie opłaty sieciowej, jej dzielenie między wytwórców i odbiorców, wyłączenie z opłaty sieciowej składnika w postaci kosztów usług systemowych, a z drugiej strony włączenie kosztów niedostarczonej energii są zadaniami wymagającymi wielkiego nakładu prac na modele i obliczenia. Symulator hybrydowy za pomocą którego zadania te są realizowane w CEP jest symulatorem wykorzystującym środowisko programistyczne *LabVIEW*. W symulatorze stosuje się w dużym stopniu heurystyczną technikę naśladowania technik opracowywania obecnych taryf dystrybucyjnych przez operatorów OSD.

Kluczową sprawą w modelowaniu jest zapewnienie dobrego odwzorowania długoterminowego procesu alokacji produkcji energii elektrycznej z wielkoskalowych źródeł WEK do źródeł w energetyce NI oraz EP. W wyniku tej alokacji zmienia się rola sieci elektroenergetycznych (następuje ich powolne zanikanie, czyli powolna autonomizacja gospodarki energetycznej prosumentów poprzez etap *semi off grid* do *off grid*).

**Podsumowanie** (do cz. 1). Uwzględniając dostępne technologie w obszarze inteligentnej infrastruktury stawia się tezę, że zaproponowana struktura rynku jest realistyczna, zwiększa bezpieczeństwo energetyczne całej gospodarki i prosumentów indywidualnie, a przy tym rozszerza znacznie konkurencję. Środowiskiem właściwym do funkcjonowania zaproponowanych filarów jest interaktywne środowisko obejmujące trzy segmenty energetyki, mianowicie: WEK, NI oraz EP (trójbiegunowy system bezpieczeństwa energetycznego). Siłą sprawczą wzrostu konkurencji są: innowacyjność przełomowa energetyki NI oraz partycypacja prosumencka, które razem są w gruncie rzeczy całkowicie nowym typem konkurencji na rynku energii elektrycznej, albo lepiej: **nowym typem rynku energii elektrycznej**.

Proponowany model rynku CCR jest modelem postulatywnym autora. To oznacza, że za modelem nie stoi rząd, żadna inna instytucja odpowiedzialna za bezpieczeństwo energetyczne w Polsce (URE, OSP-PSE), ani też żadne środowisko posiadające stosowny mandat społeczny (środowisko naukowe – np. PAN, środowisko gospodarcze – np. Krajowa Izba Gospodarcza, środowisko inżynierskie – np. SEP, czy jeszcze inne). Czyli za modelem nie stoi żadna realna siła decyzyjna ani realna siła lobbystyczna.

Z drugiej strony, autor wyraża przekonanie, że model ma duży potencjał w zakresie kształtowania nowej świadomości/mentalności i nowego układu sił związanego z zaspakajaniem gospodarki w energię elektryczną. W tym kontekście model może przyspieszać pełzające zmiany, które i tak są nieuchronne jako wynik napięcia między nadbudową i bazą, czyli jako wynik nieadekwatności rządowej polityki energetycznej i modelu biznesowego energetyki WEK względem nowego środowiska technologicznego, ekonomicznego i społecznego (w szczególności względem energetyki NI oraz EP).

Podkreśla się, że cztery filary dalekosiężnej koncepcji rynku energii elektrycznej, w swej istocie stanowiące interakcję względem nasilającego się w Polsce „ryнку grup interesów”, są osadzone głęboko w nowych technologiach, przełamujących (w tendencji) największą barierę techniczną wielkich systemów elektroenergetycznych, mianowicie barierę regulacji mocy i zarządzania energią w środowisku ograniczeń związanych z funkcjonowaniem sieci elektroenergetycznych.

## Część 2. **POTENCJAŁ PROCESU PEŁZAJĄCEGO W ŚRODOWISKU TRÓJBIEGUNOWEGO SYSTEMU BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO**

**Wprowadzenie** (do cz. 2). Horyzont ukształtowania dojrzałej postaci nowego rynku energii elektrycznej, z czterema filarami opisanymi w cz. 1, jest sprawą otwartą. Stawia się tu jednak tezę (choć się jej nie dowodzi), że u globalnych liderów przebudowy energetyki (USA, Niemcy i inni) rynki o podobnych właściwościach zaczną już działać w horyzoncie 2025 i taki sam horyzont przyjmuje się dla Polski. Podkreśla się przy tym, że chodzi o traktowanie przyjętego horyzontu w kategoriach celu, który umożliwi zapoczątkowanie i wyższą jakość dyskusji na temat kształtowania procesu przejściowego (wielu procesów przejściowych) na rzecz zmiany polskiego rynku energii elektrycznej, który przestał wypełniać rolę efektywnej alokacji zasobów gospodarczych.

### **1. STRATEGICZNA SEGMENTACJA RYNKU W MDELU IREE**

Model IREE jest modelem rynku konwergentnego, uwzględniającym potencjalną dynamikę interakcji istniejących mechanizmów rynku WEK oraz nowych mechanizmów: na powstającym rynku pretendentów/ inwestorów NI i w energetyce EP.

1.1. Podstawową **infrastrukturą** rynkową rynku WEK (istniejącą) są: 1<sup>o</sup> - operatorskie usługi przesyłowe (operator OSP i operatorzy OSD), 2<sup>o</sup> - RB (Rynek Bilansujący –

- OSP), 3° - TGE (Towarowa Giełda Energii), 4° - rynek kontraktów bilateralnych energii (grafikowanych, wymuszonych/OZE), 5° - operatorzy OH i OHT (ten segment ma kluczowe znaczenie z punktu widzenia rozwoju rynku IREE), 6° - taryfy SZ (sprzedawców zobowiązanych).
- 1.2. Kluczowymi graczami na rynku WEK w ujęciu podmiotowym są gracze istniejący: 1° - OSP (PSE, z rynkiem bilansującym RB), 2° - cztery „bazowe” grupy energetyczne (PGE, Tauron, Enea, Energa), 3° - inne grupy energetyki WEK (Grupa RWE, Grupa PKP Energetyka, Grupa EDF, Grupa Dalkia, Grupa GDF Suez).
  - 1.3. Segmenty rynkowe NI oraz EP w pierwszym etapie rozwoju rynku IREE będą się kształtować odrębnie, a następnie zaczną się przenikać w konwergentnym podprocesie rynkowym NI-EP. Sekwencja rozwojowa będzie następująca. Najpierw będą powstawać odrębne (budynkowe, i nie tylko) prosumenckie mikroinfrastruktury energetyczne PME, odrębne (lokalne: wiejskie, gminne, osiedlowe, przemysłowe, ...) prosumenckie inteligentne sieci energetyczne PISE, odrębne inwestycje wytwórcze NI oraz przemysłowe. Indywidualne mikroinfrastruktury PME, indywidualne sieci PISE, indywidualne inwestycje wytwórcze NI oraz przemysłowe będą na początku najczęściej przyłączone do KSE, a następnie będą się stopniowo autonomizować (zyskiwać zdolność pracy w trybie *semi off grid*); część indywidualnych PME, indywidualnych PISE, indywidualnych inwestycji NI będzie budowana od razu z przeznaczeniem do pracy autonomicznej. (Bazą do szybkiego wzrostu znaczenia energetyki NI-EP na rynku IREE są operatorze OSD, poza wymienionymi w p. 1.2, którzy już w niej istnieją; obecnie jest około 160 operatorów w energetyce NI-EP posiadających koncesje URE).
  - 1.4. Podproces rynkowy NI-EP, jako innowacja przełomowa (odrębna jakość) będzie się konsolidował głównie za pomocą inteligentnej infrastruktury (analogia do historycznej konsolidacji KSE i energetyki WEK za pomocą elektroenergetycznej sieci przesyłowej). W wyniku będą powstawały wirtualne „elektrownie” (NI), wirtualne „sieci” (PME, PISE, NI), aż do wysp konwergentnych w postaci „plastrów sera z dziurami, sklejonymi” z KSE.
  - 1.5. W Polsce kluczowymi inwestorami NI są, od połowy minionej dekady, inwestorzy w obszarze energetyki wiatrowej NI-WW (zrealizowali oni, praktycznie w ciągu 10 lat, inwestycje w postaci około 4000 MW mocy zainstalowanej, zapewniające 5% krajowej produkcji energii elektrycznej); w ostatnich latach duża część zagranicznych inwestorów NI-WW wycofała się z Polski, a ich rynek przejęły grupy PGE i Energa. Z drugiej strony grupa Tauron stara się sprzedać swoje aktywa wiatrowe, aby uzyskać poprawę wskaźnika EBITDA, ułatwiającą finansowanie bloku węglowego Jaworzno/Byczyna na rynkach kapitałowych.
  - 1.6. Kluczowymi prosumentami są prosumenci przemysłowi (PKN Orlen, Anwil, ..., KGHM, ..., JSW, ...; około 70 prosumentów o jednostkowej mocy elektrycznej źródeł kogeneracyjnych od 0,5 do 350 MW; łącznie około 1600 MW mocy zainstalowanej, 5% produkcji energii elektrycznej). Podkreśla się, że autokogeneracja staje się bardzo silnym nowym trendem w energetyce przemysłowej. Wiele źródeł autokogeneracyjnych jest w budowie. Najbardziej spektakularnym wśród nich jest blok gazowo-parowy 450 MW we Włocławku (Anwil, Grupa Kapitałowa PKN Orlen). W tym wypadku trzeba jednak mówić nie o czystym modelu prosumenckim, a o połączonym modelu EP-NI (moc elektryczna bloku przekracza potrzeby Grupy PKN Orlen).
  - 1.7. Kluczowymi potencjalnymi segmentami budynkowej energetyki EP są następujące segmenty: 6 mln domów jednorodzinnych (połowa na obszarach wiejskich), 450 tys. bloków mieszkalnych (6 mln mieszkań), ponad 300 tys. gospodarstw rolnych mało- i średnio-towarowych, 1,8 mln przedsiębiorstw MŚP.

- 1.8. Kluczowymi potencjalnymi segmentami instytucjonalnych **integratorów „biernych”** (prosumentów instytucjonalnych) na rynku EP są segmenty: 120 tys. wspólnot mieszkaniowych, 4 tys. spółdzielni mieszkaniowych, 400 urzędów miejskich, 500 urzędów gmin wiejsko-miejskich, 1600 urzędów gmin wiejskich, 16 urzędów wojewódzkich.
- 1.9. Pretendenci, traktujący energetykę EP jako innowację przełomową, będą sukcesywnie realizować funkcje **integratorów „aktywnych”** na rynku EP. Segment tych integratorów będzie się rozwijał w dużym stopniu w oparciu o segment inwestorów NI (ale nie tylko).

## **2. PROFILE BILANSOWE B (bazowe/referencyjne, dobowe Z/P; naturalne i aktywnie kształtowane)**

W kolejnych latach profile B (bilansowe) będą nabierać całkowicie nowego znaczenia, a przyczyną będzie inteligentna infrastruktura (inteligentny licznik, *smart grid*, systemy SCADA, aplikacje na przenośne urządzenia teleinformatyczne, IoT).

- 2.1. Profil B jest **dobowym profilem bilansowym** obejmującym dwie strony. Pierwszą jest strona popytowa Z – zapotrzebowanie (może to być → **zapotrzebowanie „naturalne”** – ZN, ale także **„aktywnie kształtowane”** – ZA). Drugą jest strona podażowa P – podaż obejmująca na rynku WEK produkcję w źródłach JWCD (Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana) i w pozostałych źródłach wytwórczych, a także dostępną energię w zasobnikach.
- 2.2. **Standardowymi przedziałami bilansowymi** charakterystycznymi dla tego profilu na rynku WEK są obecnie przedziały równe 60 minut, ale na rynku IREE będą to opcjonalnie przedziały 5, 10, 15, 30, 60 minut.
- 2.3. **Bazowym** profilem B w modelu IREE jest Profil KSE, będący domeną operatora OSP (przedział bilansowy dla tego profilu wynosi 15 minut, można oczekiwać, że w przyszłości będzie to przedział wynoszący 5 minut). Obecnie jest to praktycznie profil zapotrzebowania ZN, które jest bilansowane przez operatora OSP za pomocą mechanizmów rynku RB (**ostateczny** mechanizm bilansowania energii). Do celów eksploatacyjnych (operatorskich) profil B jest wykorzystywany w trybie „online” (na bieżąco – 364/365 profili w roku). Do celów planowania/inwestycyjnych wykorzystuje się **profile referencyjne** (charakterystyczne z punktu widzenia szczytu zimowego/letniego zapotrzebowania, maksymalnej/minimalnej produkcji źródeł OZE, ...; uzgodnienie profili referencyjnych jest na razie sprawą otwartą).
- 2.4. Zastosowanie profilu B, jako podstawowego narzędzia operatorskiego („poniżej” operatora OSP) będzie w szczególności związane z faktem, że profile naturalne (ZN) będą szybko zastępowane profilami aktywnie kształtowanymi (ZA). Będzie się w związku z tym gwałtownie rozszerzał krąg graczy rynkowych stosujących profile B. Oprócz operatora OSP będą to przede wszystkim operatorzy OSD, OHT, OH. Następnie (w kolejnych latach) integratorzy aktywni, tacy jak NI-IWW, instytucjonalni prosumenci, inni.
- 2.5. Będzie się także rozszerzał gwałtownie zakres zastosowania profili B w ujęciu przedmiotowym. Na przykład operatorzy OSD zaczną powszechnie stosować takie profile jak: Profil „OSD”, Profil „GPZ”, Profil „stacja SN/nN”. Integratorzy NI-IWW zaczną stosować swoje zróżnicowane profile B (Profile: „Wyspa *off grid*”, „Wyspa *semi off grid*”, „Wyspa konwergentna”, inne). Prosumenci instytucjonalni, prosumenci „bazowi” też będą stosowali swoje profile bazowe (Profile: „Urząd gminy”, „Wspólnota mieszkaniowa”, „Spółdzielnia mieszkaniowa”, „Biurowiec”, „MiŚP, inne).

### **3. RYNEK ENERGII (o czasach transakcyjnych wynoszących 5 minut i więcej; segmentacja i profile cenowe)**

Rozwój konkurencji wymaga (ogólnie) działania mechanizmu w postaci (jednoskładnikowej) ceny krańcowej. W warunkach rynku energii elektrycznej dochodzenie do tego mechanizmu jest związane z sukcesywnym pokonywaniem co najmniej pięciu barier. Trzy bariery techniczne, to: 1° – bariera rozwoju masowej infrastruktury (teleinformatycznej) do skracania czasów transakcyjnych (łącznie z billingiem) na rynku energii elektrycznej, 2° – bariera rozwoju inteligentnej infrastruktury do przekształcenia opłaty przesyłowej z monopolistycznej w rynkową, 3° – bariera decentralizacji technicznych systemów bilansowo-regulacyjnych. Czwarta bariera to bariera ekonomiczna – jest ona związana z kształtowaniem się ekonomiki wysokiego ryzyka w segmencie NI (obecnie pretendentów do rynku), a także behawioralnej w segmencie EP; jedna i druga sukcesywnie będą wypierały ekonomikę inwestorów WEK opartą na zwrocie (praktycznie bez ryzyka) długoterminowego kapitału inwestycyjnego. Piąta bariera to bariera społeczna – jest ona związana z kształtowaniem się gospodarki prosumenckiej i społeczeństwa prosumeckiego (bazą przekształceń gospodarki i społeczeństwa w kierunku prosumeryzmu jest ekonomika behawioralna, partycypacja prosumencka, kapitał społeczny).

- 3.1. W warunkach monopolu na dostawę energii elektrycznej konkurencja była niemożliwa (do tego stopnia, że ekonomiści uniwersyteccy, spoza korporacji, w ogóle nie zajmowali się mechanizmami konkurencji w elektroenergetyce).
- 3.2. Na współczesnym hurtowym rynku WEK ograniczenia dotyczące konkurencji są związane z centralizacją platform transakcyjnych oraz z podtrzymywaniem długiego podstawowego przedziału transakcyjnego (1 godzina). Mianowicie podkreśla się tu, że główne sygnały cenowe rynku hurtowego są związane z dwoma profilami. Są nimi: Profil C(RB) – profil cenowy rynku bilansującego RB oraz Profil C(RDN) – profil cenowy TGE z Rynku Dnia Następnego. Trzeci profil, którym jest Profil C(RDB) – profil cenowy TGE z Rynku Dnia Bieżącego, nie ma jeszcze praktycznego znaczenia, bo Rynek Dnia Bieżącego jest na razie bardzo płytki.
- 3.3. W modelu IREE dochodzi (na początek, w szczególności) nowy rozbudowany profil cenowy na rynku odbiorców końcowych. Jest to Profil C(TP) – profil cenowy taryfy programowej (taryfy TP sprzedawcy zobowiązanego). Drugim, ważniejszym, jest Profil C(TD) – profil cenowy taryfy dynamicznej (taryfy TD, czyli ceny przesyłanej, w trybie sygnału sterującego, do inteligentnego licznika odbiorcy/prosumenta).
- 3.4. Zasadniczą zmianą, warunkującą dalszy istotny rozwój konkurencji na rynku energii jest zmiana płatnika opłaty przesyłowej. Pod pojęciem tej zmiany rozumie się zmianę z odbiorcy/prosumenta na wytwórcę.

### **4. RYNEK USŁUG SYSTEMOWYCH (OSP, OSD; segmentacja)**

Rozwój mechanizmów rynku WEK (skracanie przedziałów transakcyjnych oraz rozliczeniowych taryfowych) zmienia całkowicie obraz usług systemowych. W szczególności zachodzi proces transformacji usług systemowych (np. w postaci regulacji trójnej) w rynek energii. Szczególnie podatnymi na tę transformację są usługi DSM/DSR oraz RZ (rezerwa zimna/chłodna). Proces ten, jeśli będzie realizowany, będzie miał także inne korzystne działanie, mianowicie będzie hamował presję na rozwój rynku mocy (w szczególności kontraktów różnicowych, które są rozwiązaniem osłabiającym konkurencję na rynku energii elektrycznej).

- 4.1. Usługę DSM/DSR w modelu IREE należy traktować jako usługę systemową konkurencyjną względem rynku mocy. Oczywiście, jest to usługa o charakterze przejściowym – na konkurencyjnym rynku wygra z tą usługą (zastąpi ją) np. taryfa dynamiczna TD. Wreszcie jest to ciągle usługa potencjalna – na razie została wdrożoną

przez operatora OSP jedynie eksperymentalnie (pierwsza umowa została podpisana po raz pierwszy w 2013 roku). Usługą są zainteresowani na szeroką skalę odbiorcy przemysłowi.

- 4.2. Dwa główne segmenty zasobów usługi rezerwy zimnej RZ to „stare” bloki węglowe energetyki WEK oraz potencjalnie układy UGZ gwarantowanego zasilania odbiorców wrażliwych na przerwy w zasilaniu. Są to zasoby, których konkurencyjność, zwłaszcza względem rynku mocy, powinna być skonfrontowana (na pierwszym, przejściowym etapie, czyli na etapie traktowania układów UGZ jako usługi systemowej) za pomocą formuły kosztu unikniętego, a w następnych etapach za pomocą rynku bilansującego RB i taryfy TD.
- 4.3. Rynek mocy (jako gwarancja zwrotu nakładów kapitałowych w wielkoskalowe bloki wytwórcze) jest koncepcją remonopolizacji rynku energii elektrycznej. Koncepcja ta nie mieści się w modelu IREE (w modelu IREE zwrot kapitału następuje za pomocą ogólnego mechanizmu rynku konkurencyjnego, tzn. ceny krańcowej).
- 4.4. Decentralizacja usług systemowych w modelu IREE jest naturalnym i nieodzownym kierunkiem rozwojowym. Chodzi przy tym o decentralizację poprzez dopuszczenie do rynku usług systemowych nowych, poza operatorem OSP, graczy, w szczególności operatorów OSD, OHT i OH.

## **5. RYNEK REGULACJI (rynek regulacji nadążnej mocy, traktowanej jako funkcja czasu, w przedziale do 5 minut; rodzaje regulacji i zasoby regulacyjne)**

W przeszłości (w warunkach monopolu) istniały trzy podstawowe rodzaje regulacji: pierwotna (sekundowa), wtórna (minutowa) i trójna (godzinowa). Rozwój mechanizmów rynku WEK (transakcje grafikowane, z przedziałem transakcyjnym skróconym do godziny, ograniczyły regulację godzinową. Dalsze skracanie przedziałów transakcyjnych (w tym taryfowych – taryfa TD), potencjalnie do 5 minut, przekształci dużą część rynku technicznego w rynek energii (całkowicie zostanie wyeliminowana potrzeba utrzymywania zasobów podpadających pod kategorię regulacji trójnej). Z kolei powszechne zastosowanie przekształtników energoelektronicznych w energetyce EP spowoduje pojawienie się „milisekundowych” procesów regulacyjnych. W rezultacie w modelu MREE rozróżnia się 3 rodzaje regulacji. Są to.

- 5.1. **Regulacja milisekundowa.** Regulacja nieistniejąca na rynku WEK, w energetyce EP realizowana przede wszystkim za pomocą przekształtników energoelektronicznych, ale także za pomocą indywidualnych/autonomicznych zasobników akumulatorowych i superkondensatorowych.
- 5.2. **Regulacja sekundowa.** Na rynku WEK realizowana z wykorzystaniem energii kinetycznej mas wirujących bloków wytwórczych w KSE, uwzględniająca „zagregowane” charakterystyki częstotliwościowo-mocowe obciążenia KSE. W energetyce EP natomiast realizowana głównie za pomocą zasobników akumulatorowych.
- 5.3. **Regulacja minutowa.** Na rynku WEK regulacja ta jest realizowana za pomocą regulatorów mocy mechanicznej bloków wytwórczych (regulatorów turbin wodnych, parowych, gazowych), a także zasobników wodnych (elektrownie szczytowo-pompowe, zdolne do zwiększenia mocy od zera do znamionowej w ciągu kilku minut). W energetyce EP jest realizowana natomiast (potencjalnie) głównie za pomocą agregatów kogeneracyjnych zasilanych gazem ziemnym, a także biogazem. Gazowe agregaty kogeneracyjne w połączeniu z zasobnikami akumulatorowymi stanowią bardzo efektywne źródło łącznej regulacji sekundowo-minutowej oraz silne rozwiązanie techniczne stanowiące bazę do pracy lokalnych sieci w trybie *semi off grid* (istnieje podobieństwo do systemu takiego jak system „start stop” w samochodzie). W wypadku

źródeł biogazowych zasobem regulacji minutowej jest zasobnik biogazu (magazyn biogazu zintegrowany z komorą biogazowni/mikrobiogazowni i biogazowym agregatem kogeneracyjnym).

## **6. BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROENERGETYCZNE W MIREE (12 wybranych filarów)**

Dwunastoma filarami bezpieczeństwa elektroenergetycznego w modelu MIREE są rozwiązania i technologie uwarunkowane globalnie. Przy tym są to rozwiązania i technologie już w pełni skomercjalizowane. Stanowią one potencjalną podstawę modeli biznesowych obecnych pretendentów (zwłaszcza inwestorów NI, a w nadchodzących latach także prosumentów), chociaż jeszcze nie zawsze są one konkurencyjne na ułomnych (niepłynnych) rynkach energii elektrycznej, charakterystycznych dla liderów na tych rynkach (energetyka WEK). Poniżej filary bezpieczeństwa przedstawia się w sekwencji wynikającej z łatwości ich zastosowania i szacunkowej efektywności (zwłaszcza w kategoriach ekonomiki behawioralnej). Są to:

**1. Masowa modernizacja oświetlenia.** Potencjał redukcji szczytu zimowego KSE wynoszący około 2000 MW jest związany w tym wypadku głównie z wymianą oświetlenia tradycyjnego (w tym także energooszczędnego) na oświetlenie LED. Oprócz wymiany lamp istotne znaczenie segmentu oświetleniowego w kontekście bezpieczeństwa elektroenergetycznego (w stanach deficytu mocy) będzie miała inteligentna infrastruktura przeznaczona do zarządzania oświetleniem (taryfa dynamiczna – licznik inteligentny, Internet IoT).

**2. Energetyka PV.** Potencjał redukcji szczytu letniego KSE za pomocą źródeł PV (w tym za pomocą zintegrowanych układów „klimatyzator – źródło PV”) jest w wypadku IREE już z samej istoty (zawsze) adekwatny do potrzeb, niezależnie od tego jakie są te potrzeby. Wynika to stąd, że szczyt letni związany jest z zapotrzebowaniem energii elektrycznej na cele klimatyzacyjne (ma tu znaczenie także fakt, że deficyt w szczycie letnim może mieć w Polsce przyczynę w obniżce zdolności wytwórczych bloków węglowych w bardzo wysokich temperaturach; obniżki takie są związane z trudnościami w układach chłodzenia tych bloków, zwłaszcza w wypadku otwartych obiegów chłodzenia).

**3. Usługa DSM/DSR.** Szacuje się, że potencjał tej usługi – rozpatrywanej w kontekście redukcji zapotrzebowania w szczycie zimowym KSE – w samym tylko przemyśle (ponad 50% krajowego zużycia energii elektrycznej) wynosi około 2000 MW. Możliwe jest przy tym praktycznie natychmiastowe przejście do sukcesywnego wykorzystania tego potencjału (istnieje infrastruktura techniczna – przemysłowe systemy SCADA, istnieją także po stronie przemysłu podmioty zainteresowane sprzedażą usługi), natomiast decyzja o wykorzystaniu potencjału na obecnym etapie zależy wyłącznie od operatora przesyłowego OSP-PSE.

**4. Usługa szybkiej rezerwy RZ** (rezerwy zimnej do krótkotrwałego wykorzystania). Szacuje się, że potencjał tej usługi w szczycie zimowym KSE tylko u odbiorców posiadających UGZ (układy gwarantowanego zasilania) wynosi około 1000 MW (szpitale, biurowce, supermarkety, banki, ...); jest to przy tym rezerwa zimna o bardzo krótkim czasie potencjalnego uruchomienia (właściwościami dynamicznymi rezerwa ta odpowiada właściwościom regulacji wtórnej w KSE). Praktyczne wykorzystanie usługi wymaga pogłębionej analizy ekonomicznej (z odniesieniem do cen na rynku bilansującym). Usługa wymaga także zastosowania nowych modeli biznesowych w segmencie NI (integracja). Wreszcie, usługa wymaga (dedykowanych temu segmentowi usług) prac rozwojowych na rzecz inteligentnej infrastruktury zarządczej oraz systemów regulacyjnych, umożliwiających efektywne wykorzystanie układów UGZ w trybie rezerwy RZ.

**5. Usługa RZ o długim czasie dostępu** (do wykorzystania w stanach przewlekłych deficytów mocy). Jest to usługa w postaci gotowości do pracy bloku węglowego WEK, który utracił konkurencyjność na bieżącym rynku energii elektrycznej, w stanach normalnych pracy KSE (blok o dużym stopniu wyeksploatowania, niskiej sprawności, wysokich wskaźnikach emisji CO<sub>2</sub>). Czas dojścia takiego bloku ze stanu zimnego do pracy z mocą znamionową wynosi kilka do kilkunastu godzin. Podstawą wykorzystania tej usługi jest kontrakt między operatorem przesyłowym OSP-PSE i wytwórcą WEK. Oszacowanie potencjału usługi jest też w gestii tego operatora, bo jest on ustawowo odpowiedzialny za prognozowanie ryzyka deficytu mocy w KSE. Ekspercko (bardzo grubo, „poza” operatorem OSP-PSE) można szacować, że potencjał ten nie przekracza mocy 1000 MW. (Podkreśla się, że usługa RZ w postaci bloku węglowego ma na rynku IREE alternatywę w postaci silnego mechanizmu konkurencji. Mianowicie, mechanizmem tym jest cena krańcowa na rynku energii – cena jednoskładnikowa na RDN).

**6. Efektywność elektroenergetyczna w przemyśle.** Szacuje się, że w przemyśle działania bezinwestycyjne i inwestycje w efektywność popytową o czasie zwrotu kapitału poniżej dwóch lat – czyli około 5-krotnie mniejszym niż okres zwrotu kapitału w źródła wytwórcze – umożliwiają redukcję zapotrzebowania na energię elektryczną wynoszącą około 20%.

**7. Kogeneracja gazowa** (w przemyśle, a także budynkowa). Kogeneracja gazowa (poza energetyką WEK) jest technologią ubezpieczającą i na obecnym etapie przebudowy elektroenergetyki polskiej ma obiektywnie najwyższy priorytet wśród (nowych) inwestycji wytwórczych. Potencjał tego filaru bezpieczeństwa energetycznego jest uwarunkowany rynkowo znacznie bardziej (lepiej) niż filaru w postaci nowych inwestycji w bloki węglowe, a zwłaszcza w bloki jądrowe. Wynika to z osiągalnego krótkiego czasu realizacji kogeneracyjnych bloków gazowych w przemyśle, a szczególnie kogeneracyjnych budynkowych agregatów gazowych.

**8. Rewitalizacja bloków węglowych klasy 200 MW** (ewentualnie klasy 120 MW). Ogólnie chodzi o intensyfikację wykorzystania istniejących zasobów całej energetyki WEK (bloków wytwórczych, ale także sieci elektroenergetycznych). Największe znaczenie ma jednak rewitalizacja bloków 200 MW. Potencjał tej rewitalizacji (wydłużenia ресурсu technicznego z około 200 nawet do 350 tys. godzin) obejmuje zbiór około 30 bloków 200 MW.

**9. Rolnictwo energetyczne i energetyka wiatrowa.** Chodzi tu o wirtualne hybrydowe źródła wytwórcze biogazowo-wiatrowe, z elektrowniami wiatrowymi klasy 3 MW oraz biogazowniami zintegrowanymi fizycznie z agregatami kogeneracyjnymi klasy 1 MW (moc elektryczna) i zasobnikami biogazu klasy 1600 m<sup>3</sup>. Potencjał tego segmentu, to nie mniej niż 2 tys. źródeł hybrydowych.

**10. Taryfa dynamiczna i zmiana płatnika opłaty przesyłowej.** Te dwa czynniki mają, w połączeniu, walor siły sprawczej (głównego mechanizmu napędowego) rozwoju całej energetyki EP. Jest to siła, która po 2020 roku jest zdolna, już bez systemów wsparcia finansowego, przekształcać sukcesywnie ułomny rynek energii elektrycznej w rynek w pełni konkurencyjny (interakcje EP-NI-WEK umożliwią trwale zapewnienie krajowego bezpieczeństwa elektroenergetycznego).

**11. Inteligentna infrastruktura.** Chodzi tu o infrastrukturę przeznaczoną ogólnie do zarządzania energetyką EP (*smart grid* EP), w szczególności zaś do kształtowania profilu KSE (w tym zakresie duży potencjał ma Internet IoT).

**12. Dwa transfery paliwowe, z rynków ciepła i transportowego.** Transfer gazu ziemnego (około 8 mld m<sup>3</sup>) z rynku ciepła (gaz ziemny wykorzystywany w kotłach gazowych) na rynek kogeneracji przemysłowej i budynkowej będzie wynikiem całkowitego wyparcia gazu



ziemnego w horyzoncie 2050 z rynku ciepła przez źródła biomasowe, kolektory słoneczne i pompy ciepła, ale głównie w wyniku redukcji zużycia ciepła grzewczego powodowanego rozszerzaniem się zastosowania technologii domu pasywnego. Transfer paliw transportowych na rynek kogeneracji przemysłowej i budynkowej będzie wynikiem rozwoju transportu elektrycznego; w wyniku transferu w horyzoncie 2050 będzie trafiać do kogeneracji budynkowej nie mniej niż 5 mln ton paliw transportowych rocznie, czyli 25% obecnego rynku tych paliw).

## 7. WYSPA (ELEKTROWNIA) WIRTUALNA W INTERAKCJI DO RYNKU MOCY WEK (do inwestycji w bloki na węgiel kamienny, na węgiel brunatny i jądrowe klasy 900-1600 MW, w elektrowniach o mocy do 4600 MW)

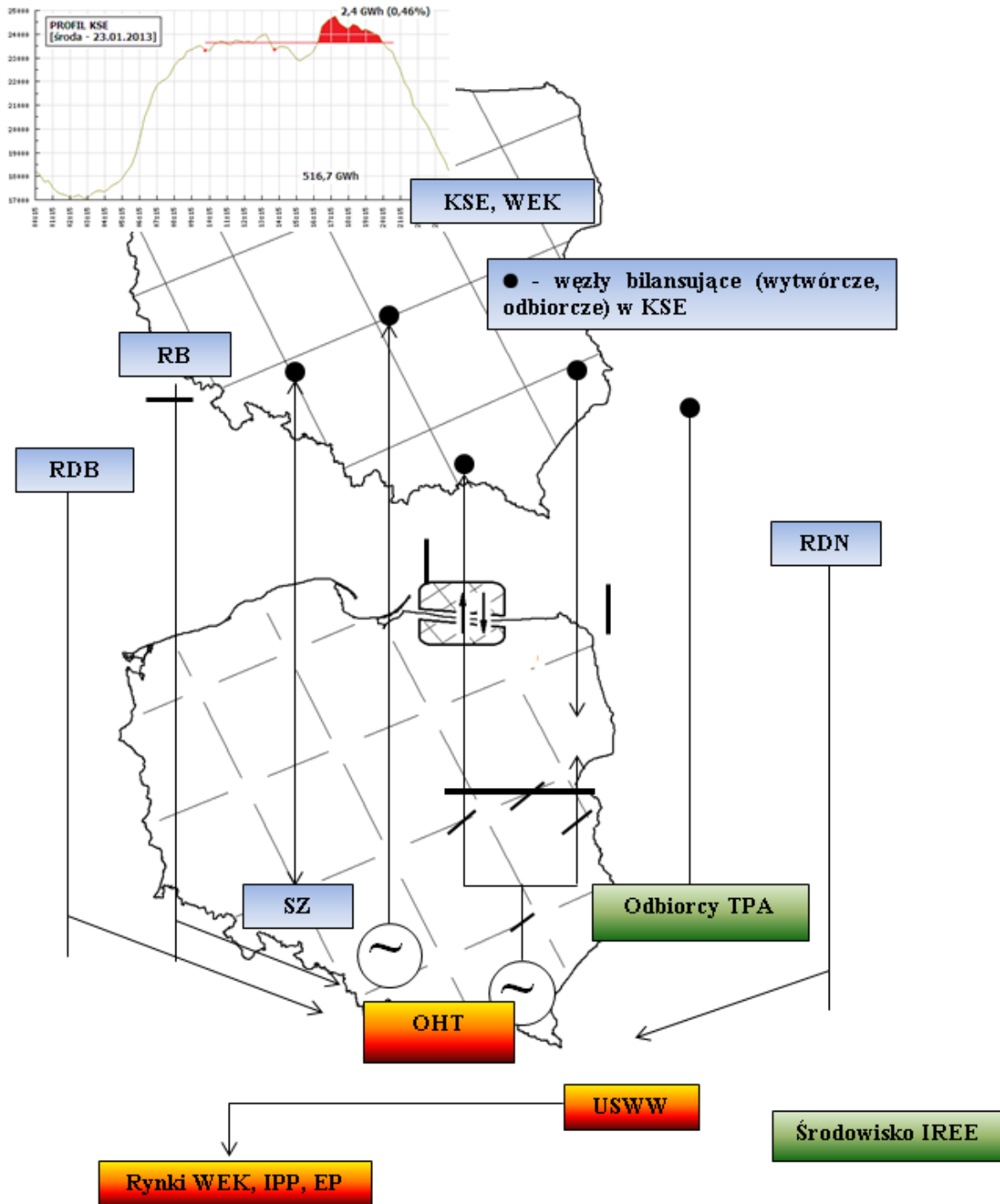
Rynek mocy WEK, na rzecz którego podsektor wytwórczy polskiej elektroenergetyki WEK rozpoczyna wielką ofensywę, jest, z procesowego punktu widzenia, zaprzeczeniem logiki nieuchronności zmian. Wyspa wirtualna (WW) wpisuje się natomiast w pełni w tę logikę. Są przy tym powody, aby wyspę WW traktować jako kolejny (czwarty), nieuchronny, ale też najbardziej radykalny etap procesu demonopolizacji elektroenergetyki; proces ten w bardzo uproszczony sposób został przedstawiony w tab. 3. W procesie, zapoczątkowanym przez ustawę PURPA, systematycznie rośnie w siłę segment niezależnych (względem korporacji elektroenergetycznej) inwestorów, zdolnych do wykorzystania zmieniających się warunków rynkowych. Niezależni inwestorzy łącznie z prosumentami, którzy stanowią całkowicie nową jakość na rynku energii elektrycznej, są siłą przyspieszającą efektywną konkurencję, zdolną zapewnić bezpieczeństwo elektroenergetyczne bez rynku mocy WEK.

**Tab. 3. Kolejne etapy demonopolizacji/przebudowy elektroenergetyki**

Podmioty (nowe)	Mechanizmy (rynkowe)	Technologie (rozwiązania)	Kraj	Regulacje (prawne) Programy (strategiczne)
<b>ETAP 1</b>				
NI-WK	koszty uniknięte	kogeneracja	USA	Ustawa <i>PURPA</i> (1978/1982)
<b>ETAP 2</b>				
NI-H Odbiorca TPA	zasada TPA	konkurencja	W. Brytania USA	<i>Electricity Act</i> (1990) <i>Energy Act</i> (1992)
<b>ETAP 3</b>				
NI-WW Prosument PV	wsparcie	OZE	Niemcy UE	Energiewende (2000) Dyrektywa 2009/28
<b>ETAP 4</b>				
NI-IWW Prosument	innowacja przełomowa	inteligentna infrastruktura	UE	Komunikat KE nt. polityki energetycznej (luty 2015)

**Akronimy/objaśnienia:** **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.

Ustawa PURPA, uchwalona przez Kongres USA w 1978 roku (ustawa weszła w życie dopiero w 1982 roku) 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 konkurencją na rynku ciepła).



Rys. 2. Symboliczna wizualizacja wyspy wirtualnej (ze źródłami rozproszonymi, bez sieci dystrybucyjnej, z funkcją OHT). Akronimy – zgodne z tekstem opisującym MIREE

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 bardzo dużej różnicy ceny energii elektrycznej na wschodzie i na zachodzie kraju, która była uznawana za „naturalną”, kiedy panował monopol).

Niemiecki program strategicznej przebudowy elektroenergetyki Energiewende (zapoczątkowany ustawą EEG o źródłach odnawialnych z 2000 roku, od 2014 roku obowiązującą w znowelizowanej postaci EEG 2.0) i unijna Dyrektywa 2009/28 zwiększyły gwałtownie rozwój energetyki OZE i nadały procesowi demonopolizacji elektroenergetyki nowy wymiar. Mianowicie, wykreowany został trzeci, silny segment niezależnych inwestorów NI-WW, czyli inwestorów w obszarze energetyki wiatrowej. Ponadto wykreowany został jakościowo nowy segment, mianowicie segment prosumentów inwestujących w budynkowe źródła PV.

Wreszcie, Komunikat Komisji Europejskiej nt. polityki energetycznej (luty 2015) otwiera drogę do powstania czwartego segment niezależnych inwestorów, mianowicie segmentu NI-IWW, czyli integratorów wysp WW. Powstanie tego segmentu (pretendentów) będzie miało oczywiście znaczenie przełomowe dla rozwoju rynku IREE.

Podkreśla się, że wyspa wirtualna jest środowiskiem, w którym pojawia się wiele nowych zagadnień optymalizacyjnych o podstawowym znaczeniu praktycznym, ale także bardzo ciekawych z teoretycznego punktu widzenia (teoretyczne modelowanie tych zagadnień jest ważne dla praktycznego kalibrowania rynku IREE). Jednym z takich zagadnień będzie zagadnienie ERP – Ekonomiczny Rozdział Produkcji. Chodzi tu o zagadnienie podobne (nawet w dużym stopniu analogiczne) do fundamentalnego zagadnienia optymalizacyjnego z przeszłości, mianowicie do zagadnienia/systemu ERO – Ekonomiczny Rozdział Obciążenia w KSE; system ERO był w energetyce WEK podstawowym mechanizmem optymalizacji kosztów zmiennych (paliwowych) w KSE. W nowym zagadnieniu ERP wystąpi całkowicie nowa struktura kosztów krańcowych: zerowy koszt krańcowy dla źródeł wiatrowych i PV oraz koszt krańcowy źródeł biogazowych równy kosztowi substratów (podkreśla się, że takich zagadnień, i wielu innych z obszaru wysp WW, dotychczas na rynku energii elektrycznej nie rozwiązywano).

## **8. TARYFA DYNAMICZNA I REGULACJA MOCY W WYSPIE WIRTUALNEJ W INTERAKCJI DO RYNKUMOCY W ENERGETYCE WEK (zasoby regulacyjne wyspy WW)**

W przedstawionym poniżej modelu centralne znaczenie z punktu widzenia zarządzania wyspą WW ma operator OHT WW (Operator Handlowo Techniczny Wirtualnej Wyspy) – jest to bezpośrednie nawiązanie do operatora OHT na funkcjonującym rynku WEK. Do funkcji handlowych operatora OHT WW należy bilansowanie energii według równania (1); przyjmuje się, że jest to bilansowanie w przedziałach transakcyjnych: 5, 10, 15, 30, 60 minut, opcjonalnie.

$$\sum_{i=1}^k E_{gi} - \sum_{i=1}^l E_{oi} = 0, \quad (1)$$

gdzie:  $E_{gi}$  – jest energią wyprodukowaną w źródle (wykorzystaną z zasobnika)  $i$ ,  $i = 1 \dots k$ ,  
 $E_{oi}$  – jest natomiast energią zużytą przez odbiorcę (pobraną przez zasobnik)  $i$ ,  $i = 1 \dots l$ .

Kryterium (1) oznacza, że wyspa WW jest „niewidoczna” na rynkach WEK: giełdowych, zarówno RDB jak i RDN, przede wszystkim jednak jest niewidoczna na technicznym rynku RB operatora OSP.

Z kolei do funkcji technicznych operatora OTH WW należy bilansowanie mocy chwilowych, będących funkcjami czasu, według równania (2), podobnego do równania (1).

$$\sum_{i=1}^m P(t)_{gi} - \sum_{i=1}^n P(t)_{oi} = 0 \quad (2)$$

Kryterium (2) oznacza, że wyspa WW jest „niewidoczna” dla współczesnych systemów regulacji pierwotnej i wtórnej KSE. Kryterium to (mocowo-regulacyjne) musi uwzględniać, że mikroinfrastruktura/infrastruktura prosumencka jest coraz intensywniej wyposażana w energoelektronikę, zarówno po stronie odbiorników jak i źródeł OZE (i nie tylko tych źródeł). Regulator mocy wyspy WW będzie działał w oparciu o wielowymiarowy sygnał sterowniczy do realizacji kryterium mocowo-regulacyjnego, kształtowany w środowiskach węzłów bilansujących rzeczywistej (elektroenergetycznej) sieci rozdzielczej, do których są przyłączone źródła (węzły wytwórcze) oraz odbiorcy TPA (węzły odbiorcze) i prosumenci (węzły prosumenckie) „należący” do wyspy WW.

Systemy regulacji wysp WW w najprostszej postaci (na początku) będą tworzone z jednej strony przy odwzorowaniu KSE (sieci rozdzielczych nN, SN, 110 kV) w postaci „miedzianej płyty”, z drugiej natomiast strony od początku powinny uwzględniać wielki potencjał kształtowania profili odbiorców, a przede wszystkim prosumentów.

**Tab. 4. Zasoby bilansowe energii i regulacyjne mocy wyspy WW**

	Bilansowanie energii (rynek / handel)	Bilansowanie mocy (regulacja / usługi systemowe)	
		Przedział 1 – regulacja milisekundowa	Przedział 2 – regulacja sekundowa
<b>NI-IWW</b>	1. Elektrownie biogazowe z zasobnikami biogazu 2. Taryfa dynamiczna	(-)	1. Elektrownie wiatrowe 2. Elektrownie biogazowe 3. Akumulatory
<b>Odbiorcy TPA, prosumenci</b>	1. DSM/DSR 2. IoT 3. Akumulatory 4. Agregaty kogeneracyjne	1. Przekształtniki energoelektroniczne 2. Superkondensatory	1. Akumulatory 2. Zasobniki kinetyczne 3. Agregaty kogeneracyjne

Koncepcja miedzianej płyty w odniesieniu do wyspy WW ma bezpośrednie odniesienie do identycznej koncepcji zastosowanej dwukrotnie w historii elektroenergetyki WEK. Po raz pierwszy było to w przypadku systemu ERO. Podkreśla się, że początki łączenia systemów regionalnych w system KSE miały miejsce w latach 60’ ubiegłego wieku. System ERO funkcjonował na miedzianej płycie (choć taka nazwa w odniesieniu do ERO nie była stosowana), czyli bez uwzględniania rozptyłów w sieci przesyłowej NN i zamkniętej sieci 110 kV, praktycznie aż do końca ubiegłego wieku. Po raz drugi koncepcja miedzianej płyty (jawnie już nazwana), została zastosowana w procesie tworzenia rynku energii elektrycznej w oparciu o zasadę TPA, znowu w obszarze sieci przesyłowej NN i zamkniętej sieci 110 kV. Podkreśla się, że dotychczasowe próby (przynajmniej dwukrotne: na przełomie lat 2003/2004 roku i na przełomie poprzedniej i obecnej dekady) zastąpienia koncepcji miedzianej płyty

w konstrukcji opłaty przesyłowej (w obszarze sieci zamkniętych NN i 110 kV) bardziej prokonkurencyjną koncepcją cen węzłowych nie dały na razie rezultatu.

Z punktu widzenia kształtowania profili odbiorców, przede wszystkim jednak profili prosumentów, w przypadku wysp WW należy mówić o wielkiej obfitości mechanizmów i rozwiązań technicznych, np. takich jak DSM/DSR, Internet IoT, ale przede wszystkim o mechanizmie w postaci taryfy dynamicznej (TD) kształtowanej (potencjalnie) przez operatora OHT WW. Trzema „segmentami” taryfy TD są:

1. Segment „taryfa prognostyczna”, jakościowa, *ex ante* (nawiązanie do rynków giełdowych RDB, RDN); taryfa koncepcyjnie powiązana ściśle z prognozami pogody (ważnymi ze względu na właściwości źródeł OZE).
2. Segment „taryfa *on line*”, tworzona przez OHT WW; na początku zapewne będzie to taryfa bez „pamięci” i bez antycypacji.
3. Segment „taryfa rozliczeniowa”, *ex post* (nawiązanie do rynku technicznego RB, zarządzanego przez operatora OSP); za sprawę otwartą w wypadku tego segmentu uznaje się podział ryzyka między niezależnego inwestora NI oraz odbiorcę/prosumenta.

**Środowisko rynkowe WEK – główne „startowe” uwarunkowanie taryfy dynamicznej TD.** Taryfa dynamiczna procesowo (w tendencji) będzie upraszczać rynek energii elektrycznej, i w ten sposób wzmacniać na nim konkurencję. Chodzi w szczególności o stopniowe zastępowanie rynków giełdowych (RDB, RDN), decentralizację bilansowania mocy i regulacji sekundowej (stopniowe zastępowanie rynku RB zarządzanego przez operatora OSP). Jednak na początku taryfa dynamiczna musi działać w dominującym środowisku rynkowym WEK. Poniżej przedstawia się odrębnie środowisko rynkowe WEK oraz środowisko rynkowe OZE, i przyszłe środowisko rynkowe IREE.

Obecne, dominujące środowisko rynkowe WEK (tworzone w okresie 1990-2010), obejmuje:

1. Taryfy końcowe: WN-A (A23) – 200/67 PLN/MWh; SN-B (B11, B21, B22, B23) – 227/103 PLN/MWh; nN-C (C11, C12, C21, C22) – 313/253 PLN/MWh; nN-G (G 11, G12) – 260/230 PLN/MWh; podane ceny (stawka za energię / opłata przesyłowa przeliczona na energię) są przeciętnymi cenami z 2014 roku (waga cen taryfowych wynika z faktu, że będą one bazą do wyznaczania taryf dynamicznych przez operatorów OHT-IWW).
2. Rynek hurtowy: kontrakty bilateralne średnioterminowe, rynki giełdowe (RDN, RDB); podkreśla się, że obecnie brakuje rynków inwestycyjnych.
3. Operator systemu przesyłowego – system informatyczny SOWE (System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami), instrukcja IRiESP, rynek techniczny (RB).
4. Operatorzy systemów dystrybucyjnych – instrukcja IRiESD, taryfy dystrybucyjne.
5. System informatyczny WIRE (Wymiana Informacji Rynku Energii).

Z kolei obecne środowisko rynkowe OZE (tworzone przez ostatnie 10 lat) obejmuje:

1. Certyfikaty (cała gama kolorów) – dotychczasowe systemy wsparcia.
2. Aukcja (system adresowany do WEK oraz do NI) i *feed-in tariff* dla prosumentów – uchwalona (i w nowelizacji, jeszcze przed wejściem w życie) ustawa OZE (2015).
3. Operator OHT – operator handlowo-techniczny (NI – pretendenci).

Przyszłe środowisko rynkowe IREE, to:

1. Wirtualna wyspa (WW) – domena niezależnych inwestorów NI-IWW (pretendentów).
2. Taryfa dynamiczna (TD) – domena niezależnych inwestorów NI-IWW (pretendentów).

3. Interfejs mikroinfrastruktury PME (budynkowej) pracującej w trybie: *on grid* → *semi off grid* → *off grid*.
4. Systemy integracji auto-kogeneracji i autonomicznych systemów OZE dedykowane do poszczególnych segmentów EP („od Kowalskiego po KGHM”).

**Podsumowanie** (do cz. 2). Druga część zawiera katalog zmian jakościowych na rynku energii elektrycznej – możliwych już do praktycznego wprowadzenia – związany z pełzającym (postępującym mimo braku formalnych regulacji prawnych) procesem konwergencji regulacji (technicznej) mocy i bilansowania energii (ten pełzający proces powinien być w praktyce położony jak najszybciej na bardzo głęboką decentralizację usług systemowych).

### Część 3. UZASADNIENIE/UWARUNKOWANIA

**Wprowadzenie** (do cz. 3). Podkreśla się, że sposób charakterystyki energetyki WEK w modelu MIREE coraz bardziej będzie zmieniał się w kierunku jego opisu za pomocą mechanizmów i infrastruktury rynkowej, bo to one (a nie opis ilościowy, dotychczas dominujący) będą decydować o interakcjach na rynku IREE<sup>2</sup>.

### ROZLEGŁE UWARUNKOWANIA PRZEJŚCIA DO RYNKU IREE

**Polskie przesłanki historyczne.** Rynek energii elektrycznej funkcjonujący w Polsce w 2016 roku ma początki w reformie decentralizacyjno-liberalizacyjnej elektroenergetyki rozpoczętej 25 lat wcześniej, w ramach zmian ustrojowych w 1989 roku. W reformie (lata 1990-1995) kluczowe znaczenie miało zastosowanie rozwiązań i wykreowanie mechanizmów uwalniających polską elektroenergetykę (sektor): po pierwsze – od podporządkowania polityczno-technicznego (w szczególności od rozwiązań i mechanizmów funkcjonujących w ramach Systemu POKÓJ, czyli w połączonym systemie obejmującym system ZSRR na obszarze obecnej Ukrainy oraz systemy krajów Europy Środkowej), po drugie – od pełnego monopolu techniczno-organizacyjnego, w ramach którego istniały: PDM (Państwowa Dyspozycja Mocy), rachunek wyrównawczy (ceny transferowe między przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi), taryfy urzędowe (i subsydiowanie skrócone między grupami odbiorców), wreszcie państwowe inwestycje centralne. W 1995 roku, na koniec reformy, krajowy system elektroenergetyczny (KSE) pracował już w zachodnio-europejskim systemie UCPTÉ (infrastruktura elektroenergetyczna była pierwszą kluczową infrastrukturą włączoną w przestrzeń ekonomiki i bezpieczeństwa europejskiego).

Ponadto, od początku 1995 roku zaczął funkcjonować hurtowy rynek energii elektrycznej; prace nad modelem tego rynku, skoncentrowane w PSE, rozpoczęły się już 1993 roku, a opracowany model był w pełni zgodny z generalnymi założeniami reformy decentralizacyjno-liberalizacyjnej. Podstawowymi mechanizmami wdrożonego rynku hurtowego były: 1° – taryfa hurtowa między PSE i spółkami dystrybucyjnymi; jednolita dla 33 spółek dystrybucyjnych, przenosząca prawidłowo strukturę kosztów wytwarzania energii elektrycznej poprzez zróżnicowanie stawek za energię elektryczną w trzech strefach doby (szczyt wieczorny, szczyt ranny, pozostała część doby) w dniach roboczych i świątecznych oraz w sezonach zimowym i letnim), 2° – opłata przesyłowa, na którą składały się: opłata za korzystanie z systemu przesyłowego (sterowanie systemem, przyłączenie do systemu

---

<sup>2</sup> Mimo uwagi o potrzebie koncentracji na mechanizmach ta część raportu zawiera bardzo liczne szczegółowe dane bez podania jeszcze liczniejszych ich źródeł. Podstawą konsolidacji danych, do postaci przedstawionej w raporcie, jest środowisko Biblioteki Źródłowej Energetyki Prosumenckiej, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl). W materiałach biblioteki BŻEP źródła danych są przytoczone.

przesyłowego, infrastruktura przesyłowa) oraz opłata za straty przesyłowe, 3° – kontrakty długoterminowe (KDT) między PSE i wytwórcami; były to kontrakty zapewniające warunki finansowania strategii rewitalizacyjnej najstarszych zasobów wytwórczych w KSE, w szczególności wymiany wyeksploatowanych bloków wytwórczych w elektrowniach i elektrociepłowniach (w koncepcji reformy realizowanej w latach 1990-1995 segment kontraktów KDT miał osiągnąć udział wynoszący 20% w całym rynku wytwarzania energii elektrycznej – ograniczenie segmentu KDT do takiego udziału miało na celu ochronę mechanizmów konkurencji na hurtowym rynku energii elektrycznej; w kolejnych latach, w ramach programowego odchodzenia od założeń prokonkurencyjnej reformy 1990-1995, udział segmentu KDT został zwiększony do ponad 80% całego rynku wytwórczego), 4° – kontrakty średnioterminowe (między PSE i wytwórcami), stabilizujące rynek paliwowy dla potrzeb produkcji energii elektrycznej, 5° – bardzo innowacyjnym mechanizmem była wdrożona reguła kosztów unikniętych przy zakupie od elektrociepłowni („zawodowych”) energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu. W 1995 roku oprócz wdrożonych mechanizmów bardzo zaawansowane były prace nad takimi mechanizmami jak: 6° – rynek giełdowy; w ogólnej koncepcji rynek ten dopełniał rynki: kontraktów długoterminowych (inwestycyjnych) i kontraktów średnioterminowych (modernizacyjnych, realizowanych w sferze działań eksploatacyjnych), w 1995 roku planowane było szybkie wdrożenie rynku giełdowego, jako mechanizmu zapewniającego przyspieszenie konkurencji, 7° – zaawansowane były także przygotowania do wdrożenia zróżnicowanych na terenie kraju taryf dla odbiorców końcowych – mianowicie, taryf zapewniających pokrycie rzeczywistych kosztów, czyli taryf ze stawkami określanymi w ramach indywidualnych kalkulacji poszczególnych spółek dystrybucyjnych.

Następnym istotnym impulsem rozwojowym rynku energii elektrycznej było uchwalenie ustawy Prawo energetyczne (ustawa, nad którą prace rozpoczęły się już w 1991 roku, weszła w życie w 1997 roku) i powołanie Prezesa URE (czerwiec 1997 roku). Znaczenie ustawy w pierwszym okresie jej funkcjonowania (do 2000 roku) polegało na tym, że zapewniała ona zgodność dalszego (po 1995 roku) rozwoju polskiego rynku energii elektrycznej z pierwszą dyrektywą liberalizacyjną dotyczącą unijnego rynku energii elektrycznej, mianowicie z dyrektywą 96/92 z 1996 roku (projekt dyrektywy został ogłoszony przez Komisję Europejską cztery lata wcześniej, w 1992 roku). Podkreśla się, że w tym okresie w koncepcji rynku energii elektrycznej mieściły się tak daleko idące rozwiązania prokonkurencyjne jak np. rynki lokalne, w tym lokalne giełdy energii elektrycznej oraz rynki usług systemowych na poziomie operatorów dystrybucyjnych i nieregulowany obrót energią elektryczną z udziałem niezależnych wytwórców i dostawców (we współczesnych realiach rynkowych odpowiednikiem byłaby energetyka NI; w opracowanej koncepcji mieściło się również takie rozwiązanie, jak całkowite uwolnienie cen dla odbiorców końcowych (zgodnie ze strategią rządową uwolnienie to miało nastąpić najpóźniej do 1999 roku).

**Unijny pakiet energetyczny** Dokonująca się konsolidacja (w horyzontach 2020, 2030 i 2050) unijnej koncepcji przebudowy energetyki znajduje bardzo jednoznaczny wyraz w ważnym dokumencie unijnym: Komunikat skierowany w lutym 2015 do konsultacji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europy, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Europejskiego Komitetu Regionów oraz do Europejskiego Banku Inwestycyjnego). W dokumencie tym wymienia się między innymi trzy kluczowe powody koniecznej przebudowy unijnej energetyki. Mianowicie, podkreśla się, że nie można przyszłości UE opierać na przestarzałych technologiach energetycznych (paliwa kopalne, nieefektywność energetyczna), na przestarzałym modelu biznesowym energetyki (bardzo silny korporacjonizm, niedostateczna konkurencja) i na imporcie paliw (400 mld €/rok). Za konieczne uznaje się natomiast zaoferowanie unijnym społeczeństwom (we wszystkich

krajach członkowskich) nowych modeli zaopatrzenia w energię, adekwatnych do istniejących już możliwości działania prosumentów. W braku innowacyjności w energetyce widzi się dla UE główne ryzyko gospodarcze, większe niż ryzyko ucieczki energochłonnego przemysłu z powodu polityki klimatycznej (zmienia się już radykalnie postrzeganie gospodarki chińskiej, jako coraz bardziej innowacyjnej).

## **PRZEGLĄD STRATEGICZNYCH DANYCH – POLSKA KONTRA RESZTA ŚWIATA**

Zmiana trajektorii rozwojowej energetyki na świecie była szansą na wyzwolenie się Polski po raz pierwszy w historii z modelu rozwoju naśladowczego. Jednak szansa ta została już przegrana.

**1.** Światowe inwestycje w 2015 roku w źródła OZE osiągnęły roczny poziom około 270 mld \$. Przy tym w segmencie fotowoltaicznym inwestycje o wartości 150 mld \$ zapewniły przyrost mocy około 51 GW i roczną produkcję energii elektrycznej przez co najmniej 25 lat wynoszącą ponad 50 TWh, natomiast w wiatrowym było to 100 mld \$ i 60 GW, 120 TWh odpowiednio. (Dla porównania, roczna produkcja energii elektrycznej z zainstalowanych w Europie w 2015 roku źródeł OZE, o zerowych kosztach krańcowych, będzie w kolejnych latach, przez minimum 25 lat, wynosić 40 TWh: około 30 TWh w źródłach wiatrowych i około 10 TWh w źródłach PV). Światowe inwestycje „odtworzeniowe” w źródła węglowe i gazowe wyniosły natomiast około 130 mld \$. Oznacza to, że źródła OZE wyparły praktycznie w całości tradycyjne źródła wytwórcze (węglowe, jądrowe) w segmencie rozwojowych inwestycji wytwórczych. Ostatnie stwierdzenie ma uzasadnienie w fakcie statystycznym, mianowicie pokrycie rocznego przyrostu produkcji energii elektrycznej w 2015 roku przez źródła OZE osiągnęło już na świecie prawie 90% (roczny przyrost w skali globalnej szacuje się na około 1%).

**2.** W USA konsoliduje się hipoteza, że możliwa jest już 100-procentowa penetracja elektroenergetycznego rynku inwestycyjnego przez źródła OZE. To oznacza, że świat jest już za punktem krytycznym na drodze od I do II trajektorii rozwojowej. Jest tak dlatego, bo na rynkach w pełni konkurencyjnych energia elektryczna w USA jest najtańsza na świecie. Zatem, jeśli w USA punkt krytyczny już nastąpił (źródła OZE wygrywają konkurencję w segmencie rozwojowym rynku energii elektrycznej), to przełom nastąpił na całym świecie. (W USA źródła OZE produkujące energię elektryczną osiągnęły w 2015 roku sieciowy parytet cenowy w 20 stanach i nie jest potrzebne żadne wsparcie dla całkowicie nowej energetyki. Antycypuje się, że do 2020 roku liczba takich stanów wzrośnie do 42).

**3.** Przedstawione dane mają ogromną wymowę w kontekście szacowanej tu rocznej globalnej wartości rynków energii elektrycznej wynoszącej około 2,5 bln \$ i podobnej wartości rynków paliw kopalnych (ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla kamiennego i brunatnego) z jednej strony oraz z drugiej strony szacowanych rocznych wydatków na zbrojenia wynoszących około 1,7 bln \$. Zestawienie jest dlatego ważne, bo wydatki na zbrojenia były w długiej historii świata głównym sposobem zdobywania przewagi technologicznej i przewagi konkurencyjnej (zbrojenia były poligonem postępu technologicznego). Przebudowa energetyki, politycznie uzasadniana efektem klimatycznym, oznacza historyczną zmianę poligonu postępu technologicznego. Wymiar rynków energetycznych, a w szczególności inwestycyjnych rynków energetycznych w pełni uwiarygadnia tę tezę.

**4.** Do energetycznego poligonu postępu technologicznego, zapoczątkowanego na wielką skalę energetyką wiatrową i następnie fotowoltaiczną, dołącza strukturalnie związany z przebudową energetyki rynek samochodów elektrycznych, które wymagają, w kontekście



polityki klimatyczno-energetycznej, zasilania energią elektryczną ze źródeł OZE. Jeśli w 2015 roku na świecie zostało sprzedanych około 0,9 mln nowych samochodów elektrycznych, to nabywcy zapłacili za nie (łącznie z podatkami) nie mniej niż 30 mld \$. Ważniejsze jest jednak to, że kolejne kraje przygotowują regulacje prawne zmierzające do wprowadzenie zakazu sprzedaży nowych samochodów z tradycyjnymi silnikami spalinowymi. Austria bada na przykład możliwość wejścia w życie odpowiednich przepisów od 2020 roku. Dołącza zatem do grupy krajów, które już wcześniej podjęły działania w tym kierunku (Indie, Holandia, Norwegia planują całkowity zakaz sprzedaży tradycyjnych samochodów pięć lat później, czyli w 2025 roku).

**5.** W czasie, kiedy rosną gwałtownie rynki energetyki fotowoltaicznej i wiatrowej oraz samochodów elektrycznych w USA w ciągu niecałego roku (od lipca 2015 roku) zbankrutowały największe grupy górnicze (*Walter Energy, Alpha Natural Resources, Arch Coal, Peabody Energy*; łączny udział w wydobywaniu w USA ponad 50%). Z kolei Chiny ogłosiły na początku 2016 roku przystąpienie do likwidacji 4300 kopalń węgla kamiennego (oznaczającej roczny ubytek wydobywania o 700 mln ton) i zastąpienia energii elektrycznej odpowiadającej temu ubytkowi (nie wyprodukowanej w źródłach węglowych) produkcją ze źródeł OZE. W odniesieniu do tej decyzji kluczowe znaczenie ma oświadczenie Liu Zhenya, szefa chińskich Państwowych Sieci Elektroenergetycznych, który powiedział, że PSE, największa firma elektroenergetyczna na świecie >... odrzuca strategię „inwestowania we wszystkie źródła energii”. Lepiej bowiem skupić się na rozwoju nowej generacji technologii energetycznych, a im szybciej się to zrobi, tym lepiej. Jedyną przeszkodą do pokonania jest sposób myślenia, a nie problemy technologiczne. Oświadczenie Liu Zhenya oznacza, że nawet w największym systemie elektroenergetycznym świata nie jest dopuszczalna współcześnie autarkia energetyczna z miksem energetycznym obejmującym wszystkie technologie.

**6.** W czasie, kiedy załamuje się światowy rynek węgla w Europie gwałtownie przyspiesza autonomizacja (samowystarczalność) elektroenergetyczna prosumentów, regionów i państw. Niemiecka elektroenergetyka (obciążenie szczytowe systemu 90 GW, moc zainstalowana źródeł wiatrowych – 45 GW, źródeł PV – 40 GW) zbudowała zdolności regulacyjne/bilansujące pozwalające efektywnie bilansować zmiany mocy/produkcji wymuszonej: w wypadku zmian w przedziałach 15-minutowych 1600 MW – źródła PV i 1400 MW – źródła wiatrowe oraz w wypadku zmian w przedziałach godzinowych 9700 MW – źródła wiatrowe i 5400 MW – źródła PV.

**7.** W bardzo dużym regionie, bo zamieszkałym przez 16 mln mieszkańców, mianowicie w północno-wschodnich Niemczech (praktycznie dawne NRD) zapotrzebowanie na energię elektryczną zostanie przekroczone przez jej produkcję w źródłach OZE w 2020 roku; oczywiście, przy dużej wymianie z regionami północno-zachodnim i południowym Niemiec (w całych Niemczech w 2015 roku produkcja w źródłach OZE przekroczyła 33% krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną; struktura technologiczna produkcji była następująca: źródła wiatrowe miały udział w rynku OZE wynoszący 33%; biomasowe, czyli biogazownie rolnicze łącznie ze źródłami w ochronie środowiska – 30%; PV – 24%; wodne – 13%).

**8.** Szwecja wyeliminowała już (w czasie od pierwszych kryzysów naftowych 1973/74) całkowicie paliwa kopalne z produkcji ciepła. Szwedzka elektroenergetyka (wodna, jądrowa i skojarzona z gospodarką odpadami) jest praktycznie całkowicie bezemisyjna. Przy tym nadmiar „zielonej” energii elektrycznej (związany ze skojarzeniem gospodarki elektroenergetycznej z gospodarką odpadami) sprawia, że Szwecja przygotowuje się do wyłączenia 3 bloków jądrowych klasy 1000 MW po 2017 roku. Będzie to musiała zrobić jeśli nie znajdzie sposobu na pokonanie barier uniemożliwiających jej eksport (między innymi do Polski) swojej bardzo taniej energii elektrycznej. Na rynku paliw transportowych Szwecja

realizuje skutecznie, jako jeden z nielicznych krajów członkowskich UE, cel zapisany w dyrektywie 2009/28 dotyczący udziału biopaliw na poziomie 10%.

**9.** Dania realizuje wielkie zobowiązania dotyczące energii odnawialnej i osiąga z tego tytułu wielkie korzyści. We wczesnych latach siedemdziesiątych (pierwszy, naftowy, kryzys energetyczny) Dania importowała 92% energii elektrycznej. Obecnie udział źródeł OZE w duńskim rynku energii elektrycznej wynosi już ponad 40%, a do roku 2035 udział ten wzrośnie do 100%. Do 2050 roku wszystkie rynki energetyczne (ciepła, energii elektrycznej, energii transportowej) zostaną przekształcone w rynki OZE (dominować będą źródła OZE produkujące energię elektryczną). Dania planuje także, bez wykorzystania darmowych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, zmniejszyć te emisje do 2020 roku, w porównaniu do poziomu z 1990 roku, o 40%. Będzie to oznaczać, że w 2020 roku osiągnie unijne cele 2030, czyli 10 lat przed terminem. Z drugiej strony, udostępnienie krajowego rynku energii elektrycznej inwestorom z obszaru energetyki wiatrowej umożliwiło firmie Vestas utrzymanie przez dziesięciolecie pozycji lidera na globalnym rynku producentów elektrowni wiatrowych, przed takimi firmami jak Siemens, General Electric i inne (dopiero na początku 2016 roku Vestas został pozbawiony pozycji lidera przez jednego, z wielu, producentów chińskich).

**10.** Dolna Austria, region zamieszkały przez 1,65 mln mieszkańców, całą energię elektryczną produkuje w źródłach OZE (udziały poszczególnych technologii są następujące: źródła wodne – 63%, wiatrowe – 26%, biomasowe – 9%, PV – 2%).

**11.** W Szkocji udział źródeł OZE (w dominującej części wiatrowych) w produkcji energii elektrycznej osiągnął w 2015 roku wartość ponad 50%; Szkocja jest przy tym eksporterem energii elektrycznej do „brytyjskiego” (Anglia i Walia) systemu elektroenergetycznego (udział eksportu w 2014 roku wynosił około 25%).

**12.** Osobnego omówienia wymaga realizowany w bardzo dużym tempie przez Niemcy, Holandię i Danię (na razie w dużym stopniu niezależnie) północny megaprojekt wiatrowy na Morzu Północnym (projekt off shore); w budowie i na końcowym etapie uzgodnień środowiskowych są farmy wiatrowe o łącznej mocy przekraczającej 10 GW. Projekt ten jest na pewno w opozycji do południowego megaprojektu słonecznego Desertec. O ile jednak projekt Desertec jest projektem futurystycznym, to północny projekt wiatrowy ma bardzo silne podstawy fundamentalne. Mianowicie, łączy on Kontynent (strona popytowa; połączony system elektroenergetyczny UTCE) z gigantycznymi magazynami energii elektrycznej (elektrownie szczytowo-pompowe i przepływowo-zbiornikowe; połączony system elektroenergetyczny NORDEL) w skandynawskiej energetyce wodnej (o zdolnościach magazynowych w Norwegii i Szwecji wynoszących 116 TWh i 12 TWh, odpowiednio).

**13.** Szczególnego omówienia w kontekście globalnej przebudowy elektroenergetyki wymaga Japonia, do katastrofy Fukushima w ogóle nie poddająca się nowym trendom. Jest to przypadek potwierdzający tezę, że każdy kryzys do którego współcześnie dopuści elektroenergetyka WEK (awaria jądrowa, systemowy black-out, rozległa awaria sieciowa, niewydolność inwestycyjna) oznacza przyspieszenie końca tej elektroenergetyki. W Japonii proces rozgrywa się w następujący sposób. Mimo usilnych dążeń rządu japońskiego w ciągu ostatnich pięciu lat do przywrócenia, choćby w części, roli energetyki jądrowej nadal pracują tylko 2 bloki jądrowe spośród 50 istniejących (przykład działań „reanimujących” energetykę jądrową w Japonii w 2016 roku: w styczniu został uruchomiony blok Takahama 3, a w lutym Takahama 4, ale w marcu obydwa bloki zostały wyłączone, jeden awaryjnie, a drugi pod wpływem żądań środowisk antyjądrowych). Równolegle Tokio przyspiesza realizację programu zwiększenia udziału energii elektrycznej ze źródeł OZE do poziomu 30% w 2030 roku (w 2014 roku udział ten wynosił około 8,7%, a moc źródeł PV wzrosła 5-krotnie względem bazowego roku 2008).

**14.** Dane według p. 1 do 13 obrazują strategiczne opóźnienie Polski w zakresie przebudowy energetyki. W stosunku do krajów w najbliższym regionie, obejmującym Niemcy i kraje skandynawskie (Dania, Norwegia, Szwecja) opóźnienie wynosi około 10 do 20 lat. Opóźnienie takie powstało w ciągu ostatnich 20 lat, w szczególności jako wynik błędnej strategii konsolidacyjnej w okresie 2000-2010 oraz błędów i zaniechań w zakresie realizacji dyrektywy 2009/28. Dla przeciwstawienia należy podkreślić, że w latach 1990-1995, czyli zaledwie w ciągu 5 lat, polska elektroenergetyka uwolniła się od swojej historycznej nieadekwatności względem elektroenergetyki Europy Zachodniej (wówczas), która to nieadekwatność miała związek z gospodarką centralnie planowaną w RWPG (Rada Wzajemnej Pomocy Gospodarczej). W szczególności w tym czasie KSE (Krajowy System Elektroenergetyczny) został przełączony ze Wschodu na Zachód. Została też zrealizowana reforma decentralizacyjno-rynkowa polskiej elektroenergetyki na wzór brytyjskiej reformy prywatyzacyjno-liberalizacyjnej, pierwszej na świecie, zrealizowanej w latach 1989/90.

**15.** W wyniku zaniechań w 2015 roku (w połowie roku, przed wystąpieniem sierpniowego 20. stopnia zasilania) porównanie cen energii elektrycznej na europejskim rynku hurtowym, kluczowe dla Polski (uwzględniające w szczególności Niemcy i Szwecję), wyglądało następująco: Polska – 160 PLN/MWh, Niemcy – 140 PLN/MWh (energia w 30% „zielona”), Szwecja – 80 PLN/MWh (energia zielona w ponad 50%). To oznacza, że strategia opóźniania przebudowy polskiej elektroenergetyki (petryfikacji elektroenergetyki węglowej) w celu ochrony gospodarki przed wzrostem cen energii elektrycznej jest już praktycznie zweryfikowana jako całkowicie błędna.

**16.** Błędem strategicznym jest także niezdolność rządu do wycofania się z trzeciego w historii polskiej elektroenergetyki programu energetyki jądrowej, ogłoszonego w 2009 roku. (Pierwszy program, trwający od połowy lat 60' do końca lat 80' ubiegłego wieku, polegający w końcowej fazie na budowie Elektrowni Żarnowiec, kosztował Polskę około 1 mld \$. Drugi, związany z udziałem kapitałowym w elektrownię jądrową Visaginas na Litwie, zastępującą dawną elektrownię Ignalina, funkcjonował w Polsce w latach 2006-2007 praktycznie tylko w sferze propagandowej, i nie doprowadził do istotnych kosztów). Nieracjonalność trzeciego polskiego programu energetyki jądrowej jest szczególnie drastyczna, jeśli uwzględnimy doświadczenia szwedzkie (p. 8).

**17.** Rozpatrując sytuację polską (etap rozwojowy) nie wolno w Europie nie widzieć dwóch placów budowy i jednej areny brutalnej obrony starych interesów jądrowych. Elektrownia Olkiluoto (Finlandia) na etapie rozpoczynania budowy (2005 rok) miała być wybudowana za 1,7 mln €/MW, ale w 2009 roku (planowany termin przekazania do eksploatacji) było to już 3,4 mln €/MW. Po katastrofie elektrowni Fukushima jednostkowe nakłady inwestycyjne gwałtownie jeszcze wzrosły, do około 5,1 mln €/MW, przy tym kolejny termin oddania do eksploatacji został przez dostawcę (francuska Areva) wyznaczony na 2018 rok. Prawie bliźniaczo podobne doświadczenia, pod względem wzrostu nakładów inwestycyjnych i czasu realizacji, są związane z elektrownią Flamanville we Francji (buduje ją Areva). Z kolei reprezentatywną europejską areną obrony interesów energetyki jądrowej są elektrownie Hinkley Point C oraz Sizewell C. Chociaż Wielka Brytania uzyskała zgodę Komisji Europejskiej na kontrakty różnicowe dla tych elektrowni, to wcale nie oznacza to, że zostaną one wybudowane; składa się na to bardzo wielu powodów. W szczególności podkreśla się tu, że ceny gwarantowane w kontraktach różnicowych są horrendalnie wysokie: wynoszą około 90 £/MWh, czyli ponad 500 PLN/MWh, w dodatku są to ceny gwarantowane inwestorom przez 35 lat. Mimo takich cen Francuzi (inwestorzy i dostawcy: EDF, Areva) nie rozpoczynają budowy (hipotetyczne powody: „niebankowalność” projektu, ryzyko związane z dwukrotnym

zaskarżeniem do Trybunału Sprawiedliwości zgody Komisji Europejskiej na kontrakty różnicowe).

### **ZAMIAST ZAKOŃCZENIA**

Poniżej przedstawia się cztery charakterystyczne przykłady pretendentów realizujących przełomowe koncepcje przebudowy energetyki (jeden przykład globalny, jeden z obszaru USA oraz dwa z obszaru Europy).

**Rząd Niemiec**, realizujący Program Energiewende.

**Elon Musk**, realizujący biznesowy łańcuch wartości na rzecz energetyki EP, obejmujący: samochód elektryczny (marka Tesla) → zasobniki energii elektrycznej (akumulatory litowo-jonowe; budowa największej na świecie fabryki takich akumulatorów zostanie zakończona już w 2018 roku) → budynkowe ogniwa PV (firma Solar City) → powiązanie energetyki prosumenckiej z inteligentną infrastrukturą (firma Google and SolarCity 2.0).

**IKEA**, wprowadzenie źródeł PV do sieci w Wielkiej Brytanii (powrót źródeł PV do sklepów Ikea w Wielkiej Brytanii po perturbacjach związanych z wielkimi cięciami dopłat do tych źródeł przez rząd brytyjski na początku 2016 roku otwiera nowy etap rozwoju energetyki EP, w jej segmencie budynkowym, mianowicie etap bez dopłat; nie ma wątpliwości, że na tym etapie Ikea przyspieszy gwałtownie rozwój przełomowych mikro-innowacji stowarzyszonych, zwiększających znaczenie partycypacji prosumenckiej, takich np. jak routery OZE maksymalizujące wykorzystanie produkcji w źródłach PV bez buforowych akumulatorów elektrycznych, za pomocą systemu DSM/DSR).

**Breakthrough Energy Coalition**, koalicja utworzona z inicjatywy Billa Gatesa, skupiająca ponad 20 miliarderów spoza energetyki (ponad połowa pochodzi z USA, ale są także z Chin, Indii, Wielkiej Brytanii, Niemiec, Francji, Japonii, Arabii Saudyjskiej, RPA i Nigerii), między innymi Marka Zuckerberga - Facebook, Jeffa Bezosa – Amazon i Richarda Bransona – Virgin, którzy zdecydowali się zainwestować co najmniej 2 mld \$ w R&D na rzecz przełomowych technologii energetycznych (głównie w obszarze wytwarzania i magazynowania energii elektrycznej, transportu, przemysłu, rolnictwa i efektywności energetycznej).