

## ARCHITEKTURA TRANSFORMACYJNA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ<sup>1</sup>

Jan Popczyk

*Technologie szokowo wyprzedziły  
przestarzałe koncepcje rynku energii elektrycznej.  
I właśnie ta luka stała się strukturalną przyczyną przełomu w energetyce,  
który ma taki a nie inny charakter.  
Ten charakter, to pojawienie się pretendentów łącznie z innowacjami przełomowymi.  
A dalej, innowacje masowe w energetyce prosumenckiej:  
na mono rynku energii elektrycznej OZE (po stronie podażowej)  
oraz na rynku energii użytecznej (po stronie popytowej).*

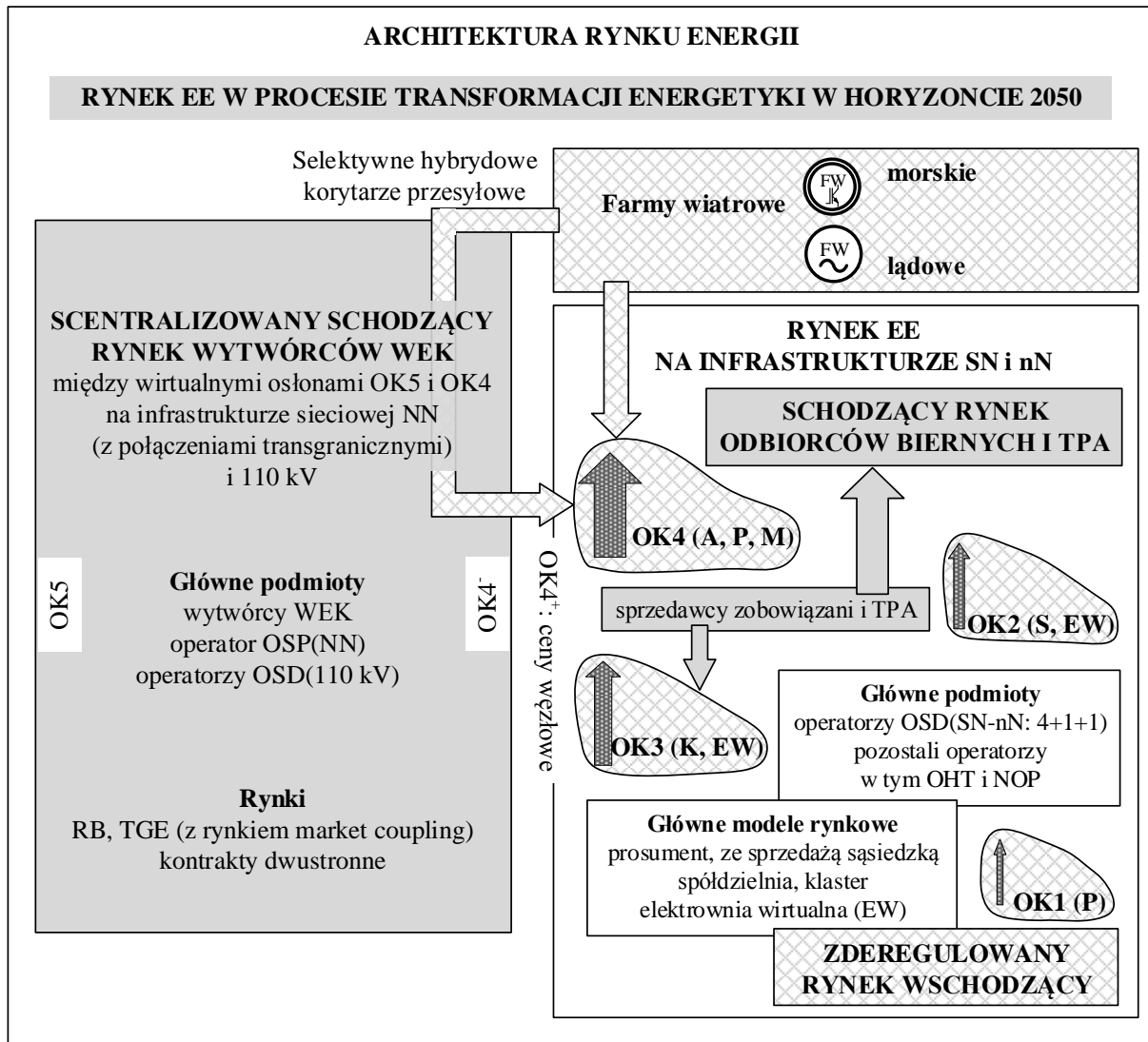
*I tak jak w wypadku przebudowy struktury bilansu energetycznego  
łatwiejsze jest zbudowanie nowego niż zrestrukturyzowanie starego [1]  
tak i na rynku energii elektrycznej łatwiejsze jest stworzenie szybkiego rynku  
w środowisku kosztów unikniętych i kosztów krańcowych (krótkotrwałych  
i długotrwałych/inwestycyjnych) niż zrestrukturyzowanie interesów, których nośnikiem jest  
opłata systemowo-sieciowa.*

*To oznacza, że zamiana zasady TPA na net metering oraz rozproszone operatorstwo  
(selfdispatching) w osłonach kontrolnych OK1 do OK4  
znajdują się w centrum transformacji rynku energii elektrycznej.*

Podstawą operacjonalizacji zarysowanego w Raporcie nowego rynku energii elektrycznej jest architektura przedstawiona w skrajnym uproszczeniu na rys. 1. Operacjonalizacja nowej architektury musi koncentrować się na całkowitej przebudowie cenotwórstwa. Na rynku schodzącym (w obrębie całego KSE) chodzi o przebudowę w kierunku cenotwórstwa CCR (cenotwórstwo czasu rzeczywistego), przeznaczonego zarówno dla odbiorców „biernych” jak i korzystających z zasady TPA. Na rynku wschodzącym, funkcjonującym na infrastrukturze SN/nN (i na hybrydowych układach przesyłowych) jest to przebudowa w kierunku zróżnicowanych systemów cenotwórstwa uwzględniających lokalne uwarunkowania (modele rynku rozproszonego).

<sup>1</sup> Do opracowania Raportu autor wykorzystał zasoby biblioteki BŻEP (<http://klaster3x20.pl>), głównie w postaci Raportów własnych, bez szczegółowego powoływania się na nie (wyjątek stanowią powołania na Raporty [5, 6] oraz na wcześnie prace autora, znacznie wyprzedzające utworzenie biblioteki BŻEP). Dane z Raportów własnych autor skonfrontował z danymi dostępnymi w otwartych bieżących zasobach internetowych. Bezpośrednie powołania na źródła literaturowe ze spisu zamieszczonego na końcu Raportu (stosowane w Raporcie w trybie wyjątkowym) odnoszą się do dwóch charakterystycznych sytuacji. Po pierwsze, są to odwołania do czterech pierwszych Raportów Cyklu [4,3,2,1] (w spisie źródeł na końcu Raportu stosuje się numerację przeciwnie do sekwencji czasowej ich ukazywania się) – w tym wypadku chodzi o potwierdzenie spójności tematycznej i danych we wszystkich Raportach. Po drugie, są to powołania na dane źródłowe wykorzystane przez autora w badaniach z zakresu tematyki Raportu – w tym wypadku chodzi z kolei o ochronę praw autorskich innych autorów niż autor Raportu. Za cały Raport wyłączną odpowiedzialność ponosi tylko autor.

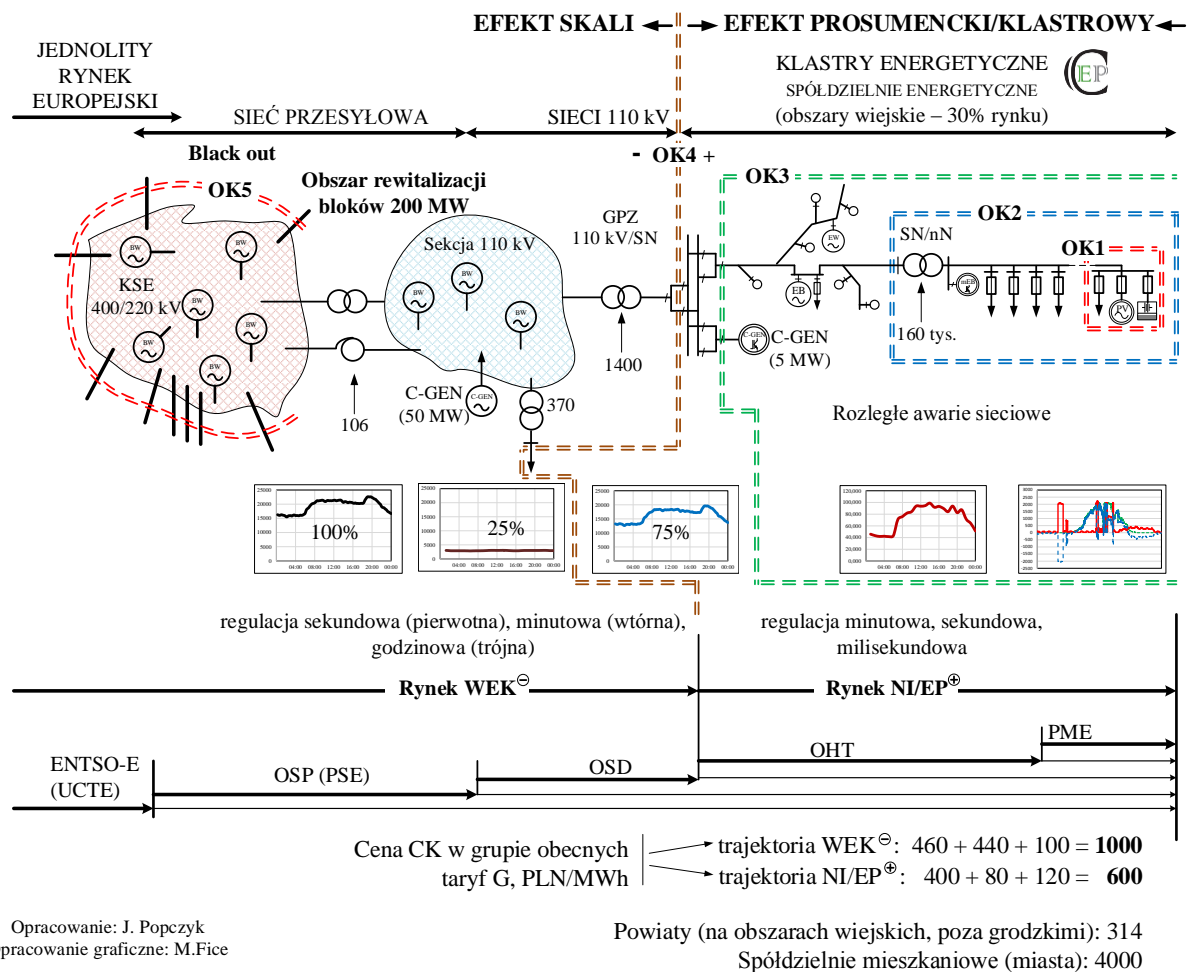
W architekturze nowego runku przedstawionej na rys. 1 zasadnicze znaczenie mają osłony kontrolne OK1 do OK5; ich miejsce w KSE przedstawione zostało na rys. 2. Osłona kontrolna służy generalnie do wydzielenia charakterystycznej części infrastruktury elektroenergetycznej (IEE) umożliwiającej funkcjonowanie rynku energii elektrycznej.



**Rys. 1. Architektura runku energii elektrycznej w procesie transformacji w horyzoncie 2050, z dwoma rynkami przeciwbieżnymi: schodzącym i wschodzącym**

Proponowana w raporcie osłona kontrolna na rynku energii elektrycznej ma dużo wspólnego z osłonami stosowanymi w termodynamice oraz w informatyce. Jednoznaczne zdefiniowanie osłony kontrolnej jest w szczególności niezbędne (podobnie jak w termodynamice) do sporządzania poprawnych bilansów mocy i energii dla potrzeb operatorskiego zarządzania ograniczeniami technicznymi (bezpieczeństwo samej infrastruktury i jej otoczenia) oraz do sporządzania poprawnych bilansów energii w procesach rynkowych. Jednocześnie, proponowane osłony mają kluczowe znaczenie w rozproszonym operatorstwie na rynku energii elektrycznej, w tym w kształtowaniu infrastruktury sterowniczej oraz w komunikowaniu się uczestników rynku (aspekt informatyczny: przedmiotowy –

charakterystyczny szczególnie w wypadku Internetu IoT oraz całkowicie nowych technik transakcyjnych, np. takich jak *blockchain* – i podmiotowy).



**Rys. 2. Synteza zagadnień związanych z przebudową systemu operatorskiego w KSE od scentralizowanego (OSP, OSD) do rozproszonego (zwłaszcza w osłonach OK1 do OK2)**

Zaproponowana architektura rynku obejmuje pięć osłon. Osłona OK1 jest osłoną prosumencką przecinającą przyłączy nN (wyodrębnia ona, w dominującej części, prosumenta z segmentu ludnościowego). Osłona OK2 jest osłoną przecinającą pola liniowe nN stacji transformatorowej SN/nN (wyodrębniającą infrastrukturę nN zasilaną ze stacji). Osłona OK3 jest wirtualną osłoną przecinającą pola przyłączeniowe (do infrastruktury SN/nN) źródeł oraz prosumentów/odbiorców (wyodrębniającą klastry i spółdzielnie energii, a także elektrownie wirtualne). Osłona K4 jest osłoną przecinającą pola liniowe SN stacji transformatorowej 110 kV/SN (wyodrębniającą infrastrukturę SN-nN zasilaną ze stacji). Osłona OK5 jest osłoną przecinającą połączenia transgraniczne łączące KSE z systemem UCTE (rynek krajowy z jednolitym rynkiem unijnym/europejskim).

Koncepcja osłon kontrolnych jest kluczowa z punktu widzenia efektywnego wiązania ze sobą nowych możliwości technologicznych (informatyka, energoelektronika, ...) z mechanizmami rynkowymi. Krytyczną sprawą w tym kontekście jest niezwłoczne

zapewnienie publicznej (w Internecie) obserwowalności profili: najpierw zapotrzebowania energii elektrycznej na osłonach kontrolnych OK2, OK3 i OK4, a następnie (w miarę rozwoju energetyki NI oraz EP) dwukierunkowej wymiany przez te osłony. Zapewnienie takiej obserwowalności, gdyby tylko była wola ze strony URE, jest możliwe bez zwłoki czasowej, na podstawie koncesji, które są podstawą funkcjonowania operatorów OSD.

## **STRATEGICZNE ZNACZENIE NOWEJ ARCHITEKTURY RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

Nową architekturę rynku energii elektrycznej trzeba traktować jako warunek zahamowania pogłębiającego się rozwarcia między technologiami możliwymi potencjalnie do zastosowania na rynku, a z drugiej strony przestarzałymi koncepcjami rynkowymi. W tym aspekcie w nowej architekturze rynku widzi się w raporcie narzędzie umożliwiające kontrolowane osłabienie tempa degradacji (głębokiego kryzysu strukturalnego) energetyki WEK przez falę innowacji przełomowych. Dalej nową architekturę osadza się bardzo wyraźnie w kontekście innowacji przełomowej oraz dwóch przyczyn strukturalnych zmian rynkowych.

**Innowacja przełomowa.** Jest to innowacja, która przerywa tok rozwoju określonej branży (sektora), w odróżnieniu od innowacji przyrostowej zapewniającej kontynuację rozwojową (technologiczną oraz biznesową). W raporcie nadaje się energetyce prosumenckiej status innowacji przełomowej, bo odwraca ona porządek ukształtowany na wielkich rynkach energii w całym dotychczasowym historycznym procesie ich rozwoju; to odwrócenie porządku ma podstawowe znaczenie z punktu widzenia rozróżnienia innowacji przyrostowej i przełomowej. Mianowicie, innowacja przyrostowa zapewnia ulepszenie produktu/usługi, ale nie zmienia organizacji wielkiego rynku, w szczególności nie zmienia sposobu zachowania się klienta (w elektroenergetyce – odbiorcy). Innowacja przełomowa prowadzi zaś wprost do zmiany rynku, do transformacji klienta w prosumenta; podkreśla się jednak, że innowacje przełomowe często mogą nie być, nawet w długim czasie, akceptowane przez klientów.

Dlatego w energetyce prosumenckiej ważne jest jak najszybsze rozpoczęcie dopasowywania rynku do nowych technologii. Na przykład, ważne jest współcześnie, aby zaniechać dopasowywania źródeł OZE (bardzo istotna potencjalnie części energetyki prosumenckiej) do „głównych” (wielkich, sektorowych) rynków energii. Trzeba natomiast zacząć dopasować rynek energetyki prosumenckiej (rynki energii użytecznej, jeszcze dalej – rynki nowych zintegrowanych usług energetycznych) do źródeł OZE. W konsekwencji, trzeba ogólnie działać na rzecz zmiany upodobań prosumentów. Nie ma natomiast już praktycznie szans na ukształtowanie odmiennych, od dotychczas stosowanych, umiejętności korporacyjnych firm energetycznych, wyspecjalizowanych i zależnych od swoich historycznych praktyk w zakresie stosowania tradycyjnych technologii ukierunkowanych na tradycyjne energetyczne (paliwowe) rynki.

**Dwie przyczyny strukturalne zmian rynkowych.** Pierwsza główna przyczyna uprawniająca do tego, aby mówić o strategicznym znaczeniu nowej architektury rynku energii elektrycznej związana jest z dwoma składowymi procesami transformacyjnymi tego rynku, druga związana jest natomiast z makro- i mikro-ekonomicznym wymiarem transformacji całej

energetyki. Razem są to powody, które dotyczą przyszłości całego społeczeństwa i ogarniają całą gospodarkę.

Mianowicie, transformacja rynku energii elektrycznej oznacza w obszarze jej pierwszej składowej (pierwszego procesu) transformację rynku paliw kopalnych (węgla, ropy, gazu) i końcowych rynków energetycznych (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych) w mono rynek energii elektrycznej OZE. W obszarze drugiej składowej (drugiego procesu) oznacza zaś transformację od rynków końcowych energii do rynku energii użytecznej (usług zaspakajających wszystkie potrzeby energetyczne ludności i gospodarki w nowych środowiskach: technologicznym, ekonomicznym, biznesowym i społecznym).

Z kolei makro- i mikro-ekonomiczny wymiar transformacji energetyki polega przede wszystkim na tym, że zmienia ona w podstawowym stopniu typ rozwoju gospodarczego, z egzogenicznego (tyle gospodarki ile energii, ile bezpieczeństwa energetycznego) na endogeniczny (tyle energii ile pomysłów na gospodarkę). Oczywiście, pierwszy typ rozwoju jest zdominowany przez energetykę WEK. W wymiarze przedmiotowym są to paliwa kopalne, skrajnie nierównomiernie i skrajnie niekorzystnie rozmieszczone na świecie (głównie w krajach niedemokratycznych). Są to technologie wielkoskalowe, również skrajnie nierównomiernie rozwijające się na świecie (w tym wypadku jednak głównie w krajach wysoko rozwiniętych, demokratycznych). Wreszcie są to bilanse płatnicze, skrajnie niezrównoważone w wypadku krajów skazanych na import paliw i import dóbr inwestycyjnych dla energetyki WEK. Przykładem jest Polska, która skazana jest na import ropy naftowej (bezpieczeństwo energetyczne transportu) oraz gazu ziemnego (bezpieczeństwo energetyczne ciepłownictwa) i na import dóbr inwestycyjnych dla energetyki WEK, w tym przede wszystkim dla elektroenergetyki węglowej (a potencjalnie dla elektroenergetyki jądrowej). W wymiarze podmiotowym energetyka WEK oznacza struktury korporacyjne i sojusz polityczno-korporacyjny. W konsekwencji oznacza to niestety paramilitarny porządek w sferze organizacji i zarządzania, czyli przeciwieństwo porządku rynkowego i demokratycznego.

W drugim typie rozwoju (czyli w rozwoju endogenicznym) charakterystyczny jest 3-biegunowy system bezpieczeństwa, z silnymi interakcjami między biegunami [5,6]. W przypadku tego rozwoju prosumenci ponoszą główną odpowiedzialność (poprzez partycypację prosumencką) za swoje bezpieczeństwo energetyczne (obszar energetyki EP). Bezpieczeństwo to współtworzą, na zasadach ogólnie charakterystycznych dla silnie konkurencyjnych rynków, niezależni inwestorzy (dynamicznie rozwijająca się energetyka NI). W okresie przejściowym (transformacyjnym) trzeci biegun bezpieczeństwa energetycznego tworzy energetyka WEK (podlegająca bardzo dynamicznej restrukturyzacji).

W aspekcie przedmiotowym rozwój endogeniczny oznacza odwołanie się, w obszarze energetyki, w maksymalnym zakresie do zasobów własnych według następującej sekwencji. Najpierw wykorzystuje się zasoby prosumenckie. W wypadku niezbilansowania zasobów i potrzeb na poziomie prosumenckim wykorzystuje się zasoby niezależnych inwestorów na rynku wschodzącym. W wypadku niewystarczającej podaży inwestycji ze strony niezależnych inwestorów na rynku wschodzącym wykorzystuje się istniejące (na rynku schodzącym) zasoby krajowej energetyki WEK. Wreszcie, w wypadku niewystarczającej podaży energii elektrycznej na krajowym rynku schodzącym WEK wykorzystuje się konkurencyjną (oferowaną na połączeniach transgranicznych) podaż energii elektrycznej z jednolitego rynku europejskiego/unijnego.

W innym ujęciu aspekt przedmiotowy rozwoju endogenicznego sprowadza się do łańcuchów wartości w synergetyce, umożliwiających uzyskiwanie w skali lokalnej efektów zastępujących/przewyższających efekt skali technologicznej i ekonomicznej w rozwoju egzogenicznym. Najważniejsze efekty synergiczne uzyskuje się w obszarze pięciu strukturalnie nieefektywnych sektorów gospodarczych: rolnictwa, budownictwa, transportu, energetyki i gospodarki odpadami (gospodarki w obiegu zamkniętym). W tym obszarze dokonuje się też integracja podstawowych rodzajów bezpieczeństwa, mianowicie: żywnościowego, mieszkaniowego, transportowego, energetycznego i środowiskowego. W ślad za tym dokonuje się integracja kosztów zewnętrznych w obszarze całej synergetyki, i niezwykle ważne, rynkowa koordynacja opłat tych kosztów.

Zagadnieniom transformacji energetyki w przedstawionym ujęciu, zwłaszcza dotyczącym takich nowych kategorii jak mono rynek energii elektrycznej OZE oraz rynki energii użytecznej, poświęcone zostały Raporty [4,3,2,1]. Jednak akcent jest postawiony w tych Raportach na modelach (na badaniach symulacyjnych) potwierdzających, że transformacja jest możliwa. Raporty nie odpowiadają natomiast na pytanie jak, za pomocą jakich środków i jakimi sposobami, tę transformację przeprowadzić.

W niniejszym Raporcie stawia się roboczą hipotezę, że złożoność transformacji energetyki (w zaprezentowanym zakresie, zwłaszcza uwzględniając dynamikę procesów transformacyjnych) uniemożliwia jej przeprowadzenie za pomocą rządowych (etatystycznych) programów gospodarczych. Przeprowadzenie transformacji jest możliwe jedynie za pomocą rynku. Dlatego wielką wagę przywiązuje się do zaprojektowania właściwej jego architektury i mechanizmów (o dużym zakresie zdolności adaptacyjnych). Zaproponowaną architekturę traktuje się jako punkt wyjścia do zaprojektowania struktury operacyjnej rynku energii elektrycznej, która mogłaby stanowić ewentualną podstawę (do stworzenia przez rząd i uchwalenia przez parlament) nowego systemu odpowiednich regulacji prawnych. Oczywiście, brak rządowego centrum kompetencji w zakresie transformacji energetyki na razie utrudnia realizację tak sformułowanej propozycji. Z drugiej strony, uniknięcie odpowiedzialności przez rząd za brak działań na rzecz stworzenia regulacji prawnych całkowicie nowego rynku energii elektrycznej nie jest możliwe. Dlatego należy oczekiwać, że rząd podejmie jednak potrzebne działania na rzecz wprzęgnięcia rynku energii elektrycznej do przebudowywania całej gospodarki.

## **FUNDAMENTALNE UWARUNKOWANIA, PROPOZYCJE KIERUNKOWYCH ZMIAN I CELE DO OSIĄGNIĘCIA**

Wszystkie propozycje dotyczące nowej architektury rynku energii elektrycznej zaprezentowane w Raporcie mają u podstaw roboczą hipotezę mówiącą o tym, że na obecnym etapie transformacji energetyki mechanizmy rynkowe mają dostateczny potencjał wydolności umożliwiający im pełną ochronę bezpieczeństwa energetycznego: krajowego/wojewódzkiego (w tym w szczególności bezpieczeństwa energetycznego głównych korytarzy/stref urbanistycznych, rysunki 3 i 4), powiatowego i gminnego na obszarach wiejskich oraz indywidualnego prosumenckiego (zarówno na obszarach wiejskich jak i w głównych korytarzach/strefach urbanistycznych). Potwierdzają to zwłaszcza wstępne wyniki uzyskane dla Polski w zakresie: bilansu wytwórczego OZE 2050 [1], analizy trajektorii

transformacyjnej 2018-2050 od rynku energii końcowej do rynku energii użytecznej [2,3]. Hipotezę uwiarygodniają także ukształtowane już cztery środowiska, mianowicie technologiczne, ekonomiczne, biznesowe (organizacja i zarządzanie) oraz społeczne (społeczeństwo prosumenckie) [3], i wreszcie przełom globalny w energetyce [3,4].

Ponadto, wszystkie propozycje respektują stan wyjściowy w postaci struktury technicznej KSE przedstawionej na rys. 2. Z tą strukturą są z kolei związane dwie kolejne hipotezy robocze. Pierwsza dotyczy spójności struktury technicznej KSE ukształtowanej w historycznym procesie rozwoju KSE oraz segmentacji prosumenckiej [3]. Druga dotyczy natomiast istnienia wielkiego potencjału dostosowawczego infrastruktury sieciowej do potrzeb rozpoczynającej się transformacji rynku energii elektrycznej: schodzącego w rynek wschodzący. Potencjał ten istnieje zarówno po stronie sieci otwartych (rozdzielczych nN-SN) jak i sieci zamkniętych (przesyłowych 400-220 kV i rozdzielczych 110 kV).

Oczywiście, wzrost zdolności integracyjnych sieciowo-źródłowych po stronie infrastruktury sieciowej nN-SN będzie możliwy dzięki ich „doposażeniu” w infrastrukturę energoelektroniczną, mechatroniczną i teleinformatyczną służącą do sterowania (zarządzania ograniczeniami sieciowymi, gałęziowymi i węzłowymi, oraz źródłowymi). Przy tym podkreśla się, że transformacja otwartych sieci nN-SN w zamknięte będzie miała ekstremalny charakter, i będzie wymagała metod (analiz rozwojowych, metod projektowania i analiz operatorskich) całkowicie odmiennych od współczesnych metod charakterystycznych dla sieci zamkniętych 400-220-110 kV (będzie to również całkowicie inne podejście do zamykania sieci nN-SN niż tradycyjne podejście stosowane w sieciach nN-SN mające na celu głównie poprawę ich właściwości niezawodnościowych, poprawę jakości napięcia (generalnie poprawę jakości energii elektrycznej) i obniżanie strat sieciowych [7]).

Z kolei transformacja sieci zamkniętych 400-220-110 kV w bardzo selektywne układy przesyłowe służące do zasilania korytarzy urbanistycznych energią elektryczną z wiatrowych mega projektów *offshore* będzie się odbywać (to jest hipoteza robocza) poprzez hybrydyzację istniejących współcześnie silnych ciągów liniowych prądu przemiennego. Koncepcje, właściwości (w tym istotne zalety) takiej hybrydyzacji były znane już dawno temu [8]. Jednak dopiero obecnie występują sprzyjające warunki do hybrydyzacji (poziom technologiczny i ekonomika układów energoelektronicznych), a z drugiej strony pojawiły się potrzeby związane z rozwojem mono rynków energii elektrycznej. Usytuowanie opisanego rozwiązania na północnoeuropejskim rynku energii elektrycznej i jego ogólna koncepcja dla Polski są pokazane na rysunkach 3 i 4.

Przy tym na rys. 4 uwzględniona została także, jako właściwa dla korytarzy urbanistycznych, multitechnologia C-GEN, Raport [2]. Oczywiście, wykorzystanie technologii będzie możliwe (zarówno w korytarzach urbanistycznych, jak i na obszarach wiejskich) po jej komercjalizacji. W wypadku korytarzy urbanistycznych racjonalna elektryczna moc jednostkowa źródeł C-GEN jest naturalnie znacznie wyższa (wynosi 50-200 MW) od mocy na obszarach wiejskich (5 MW). Podkreśla się, że unikatowe potencjalne miejsce multitechnologii C-GEN w całej gospodarce (w energetyce/elektroenergetyce, rolnictwie, w gospodarce obiegu zamkniętego, a także w przemyśle chemicznym) powoduje pilną potrzebę pogłębionych systemowych

badan studialnych nad multitechnologią (brak wyników takich badan juz obecnie rodzi ryzyko utraty wielkich korzyści, jak również kosztów osieroconych).

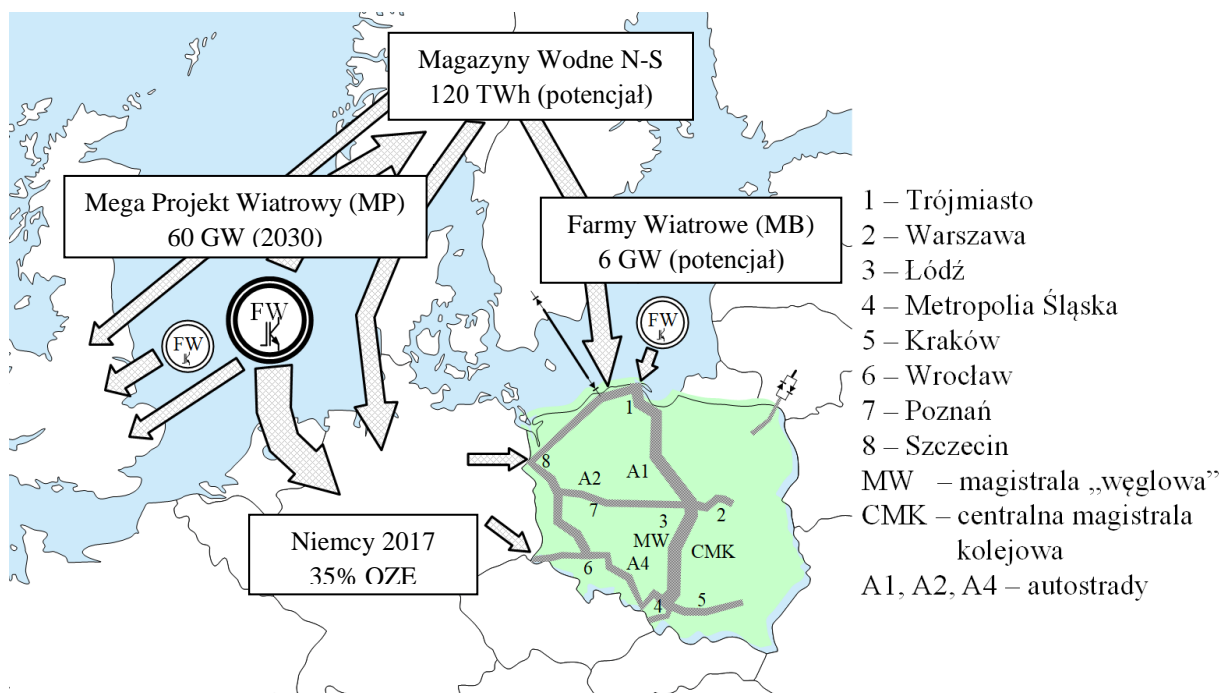
**Osiem strukturalnych przeslanek i dwa szczegolne praktyczne uwarunkowania radykalnej zmiany architektury rynku energii elektrycznej.** Punktem wyjścia do projektowania architektury nowego runku energii elektrycznej są następujące przesłanki (w niektórych wypadkach hipotezy robocze zasługujące na odrębne badania).

- 1.** Technologie ICT (obejmujące cyfryzację oraz technologie energoelektroniczne) wyprzedziły bardzo daleko koncepcje strukturalne i modele biznesowe, w energetyce w ogóle, a na rynku energii elektrycznej w szczególności.
- 2.** Niebezpiecznie rozwarły się nożyce między wielką falą technologicznej innowacyjności przełomowej w przemyśle AGD (przemysł masowych odbiorników energii elektrycznej), także w instalacjach przemysłowych (w tym wypadku kolejna fala innowacyjności, nieporównywalna z dotychczasowymi, będzie związana z przemysłem 4.0), a z drugiej strony wyłącznie przyrostowymi (mało znaczącymi współcześnie) innowacjami w tradycyjnych systemach elektroenergetycznych.
- 3.** Niebezpiecznie rozwarły się nożyce między bardzo przestarzałą (socjalną, realizującą transfery finansowe, bazującą na kosztach przeciętnych) ofertą taryfową przedsiębiorstw energetycznych zasiedziały na rynku energii elektrycznej oraz potencjałem dyfuzji innowacji przez odbiorców (potencjalnych prosumentów funkcjonujących w środowisku technologii ICT: od ludności aż po wielki przemysł, zwłaszcza zaś przyszły przemysł 4.0).
- 4.** Szybko narasta w Polsce deficyt powiązania gospodarki o obiegu zamkniętym, przede wszystkim w rolnictwie i w przemyśle przetwórstwa rolno-spożywczego, z działaniami na rzecz wykorzystania potencjału synergii biotechnologii oraz technologii energetycznych.
- 5.** Dostępny jest już wielki potencjał intensyfikacji wykorzystania istniejących sieci elektroenergetycznych, przesyłowych i rozdzielczych, za pomocą ich „doposażenia” technologiami ICT.
- 6.** Istnieje już wielki potencjał *sefdispatchingu*, który wymaga integracji z technologiami zasobnikowymi na poziomie prosumenta (realizującego sprzedaż sąsiedzką), na poziomie spółdzielni oraz klastra energii, wreszcie na poziomie elektrowni wirtualnej będącej własnością niezależnego inwestora.
- 7.** Istnieje dobrze rozwinięty w Polsce sektor przedsiębiorstw MSP, zdolny do inwestycji na rynku nowych usług energetycznych, a w szczególności na rynku energii elektrycznej, w tym w obszarze systemu elektroenergetycznego (jeśli zniesione zostaną obowiązujące przestarzałe regulacje prawne podtrzymujące monopol sieciowy).
- 8.** Narasta gwałtownie dysfunkcyjność systemów podatkowych obowiązujących w energetyce WEK (w tym w szczególności akcyzy na paliwa ropopochodne) z jednej strony, a z drugiej systemów wsparcia energetyki OZE. Występuje w związku z tym pilna potrzeba zmiany tych systemów.

Do ośmiu przeslanek o charakterze strukturalnym należy dołączyć dwa szczegolne uwarunkowania praktyczne. Pierwsze dotyczy usytuowania KSE w północnoeuropejskiej



strefie rynku energii elektrycznej (rys. 3), gdzie w 2017 r. zachodzą niezwykle istotne zmiany związane z mega projektami *offshore* na Morzu Północnym realizowanymi przez inwestorów w środowisku politycznym tworzonym przez zainteresowane rządy (głównie Niemiec, Wielkiej Brytanii, Belgii, Danii), z uwzględnieniem potencjału magazynów wodnych w energetyce wodnej Norwegii, a także Szwecji. Oczywiście, Polska ze swoim potencjałem *offshore* na Morzu Bałtyckim jest w strefie „zasięgu” mega projektów na Morzu Północnym, zarówno poprzez magazyny norwesko-szwedzkie oraz podmorski układ przesyłowy SwePol Link jak i poprzez Niemcy (węzły sieciowe Krajnik i Mikułowa).

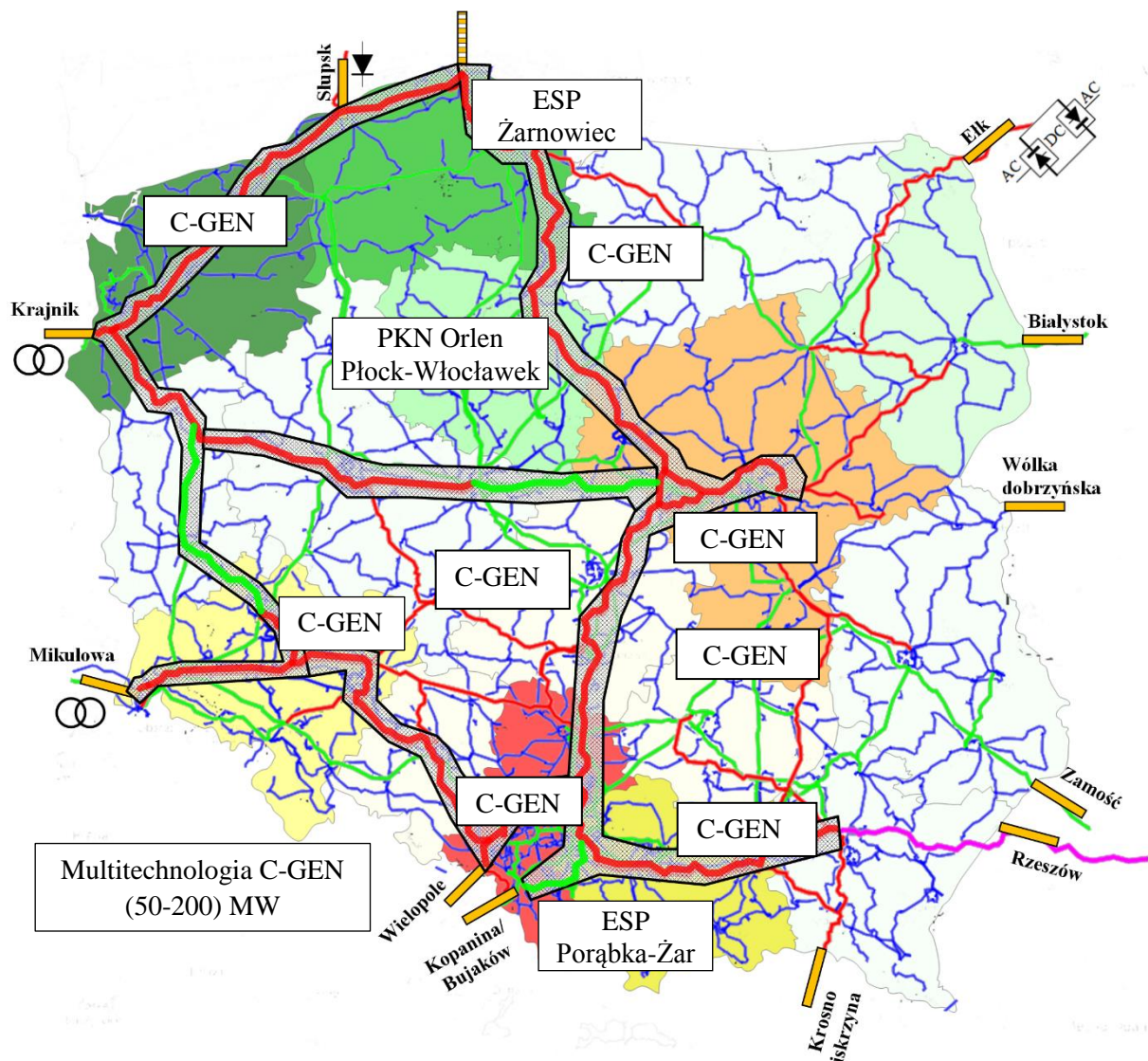


**Rys. 3. Antycypacja transformacji KSE i rynku schodzącego między osłonami OK5 i OK4 w kontekście północnoeuropejskiej strefy rynku energii elektrycznej**

Drugie szczególne uwarunkowanie praktyczne, powiązane ściśle z pierwszym, jest zilustrowane na rys. 4. Rysunek obrazuje mianowicie powiązanie (pokrywanie się) selektywnych hybrydowych układów przesyłowych (tworzących dwa „oczka”) z siecią korytarzy infrastrukturalno-urbanistycznych, obejmujących główne magistrale kolejowe i autostrady oraz największe miasta i największe zakłady przemysłowe (tworzące również dwa „oczka”). Do korytarzy przedstawionych na rys. 4 należą w szczególności wszystkie miasta, w tym Metropolia Silesia, mające (0,5-2) mln mieszkańców, z (obecnym) rocznym zużyciem na energię elektryczną wynoszącym, bez wielkiego przemysłu (2-8) TWh, każde. Korytarze obejmują także wszystkie największe zakłady przemysłowe, z których każdy zużywa (obecnie) rocznie (0,5-3) TWh energii elektrycznej.

Najważniejszym korytarzem urbanistycznym z punktu widzenia bilansu energetycznego jest oczywiście korytarz północ-południe: od Trójmiasta (0,8 mln mieszkańców), z odgałęzieniem obejmującym Warszawę (1,8 mln) i drugim obejmującym Łódź (0,7 mln), aż po Metropolie Silesia (2 mln), z odgałęzieniem obejmującym Kraków (0,8 mln) i Wrocław (0,7 mln), dalej nazywany korytarzem odwrócone „T”. W południowej części korytarza (od

Krakowa, poprzez Metropolię Silesia do Wrocławia) zlokalizowana jest dominująca część polskiego wielkiego przemysłu; odzwierciedleniem tego po stronie elektroenergetyki jest około 200 GPZ-ów przemysłowych, na 370 w całym kraju, przyłączonych do sieci 110 kV należącej do OSD Tauron Dystrybucja. Korytarz odwrócone T obejmuje dwie najważniejsze magistrale kolejowe północ-południe: CMK („pasażerska” Centralna Magistrala Kolejowa) oraz MW („towarowa” Magistrala Węglowa). Ponadto dwie najważniejsze autostrady: A1 (północ-południe) i A4 (wschód-zachód).



**Rys. 4. Hybrydowe (AC-DC) dostępne korytarze przesyłowe, otwierające polskim strefom/korytarzom urbanistycznym dostęp do północnoeuropejskich zasobów wiatrowych *offshore* (Morze Północne, Bałtyk) i skandynawskich (Norwegia, Szwecja) wodnych zasobów magazynowych (z tymi zasobami może potencjalnie konkurować multitechnologia C-GEN)**

W korytarzu infrastrukturalno-urbanistycznym odwrócone T usytuowany jest najsilniejszy krajowy układ przesyłowy 400 kV: Gdańsk – Pelplin (węzeł przyłączeniowy „zaniechanej” już definitywnie węglowej Elektrowni Północ 2 tys. MW i mającej ciągle warunki przyłączeniowe, ale na razie „oczekującej” na realizację, farmy wiatrowej 200 MW) – Płock – Rogowiec (Bełchatów) – Joachimów (Częstochowa) – Łagisza – Wielopole (Rybnik) –

Nosovice (Republika Czeska), z „odgałęziającymi” się liniami 400 kV i 220 kV. Z punktu widzenia tworzenia (w horyzoncie 2050) krajowego mono rynku energii elektrycznej OZE i hybrydowych układów (korytarzy) przesyłowych na tym rynku kluczowe znaczenie ma fakt, że wymieniony, obecnie istniejący, układ 400 kV „spina” elektrownie szczytowo-pompowe Żarnowiec (600 MW) na północy i Żar-Porąbka (500 MW) na południu, a w środkowej części nowe bloki gazowe *combi*: Płock (klasy 600 MW z transformatorową poprzeczną regulacją napięcia) oraz Włocławek (klasy 450 MW).

Drugą kluczową sprawą jest stworzenie strategicznej (w horyzoncie 2050) koncepcji rozwojowo-inwestycyjnej kształtowania szkieletowej (w postaci hybrydowych korytarzy przesyłowych tworzących dwa oczka) struktury mono rynku energii elektrycznej OZE na infrastrukturze 400-220-110 kV. W strategii tej ważnymi elementami (oprócz głównego, północ-południe, układu przesyłowego 400 kV) są przesuwniki fazowe na przekroju zachodnim (niemieckim) w węzłach: południowym (Mikułowa) i północnym (Krajnik), a także układ SwePol Link na północnym przekroju skandynawskim (układ przesyłowy DC o przepustowości 600 MW, i sekundowych zdolnościach regulacyjnych w zakresie  $\pm 600$  MW). Ponadto ważne jest wpisanie do strategii (zaprojektowanie) mechanizmów rynkowych umożliwiających konkurencję między dostępem do zasobów *offshore* (mega projekty na Morzu Północnym i „polskie” projekty na Morzu Bałtyckim) oraz dostępem do zasobów multitechnologii C-GEN (w ostatnim wypadku chodzi o uwzględnienie w strategii komercjalizacji C-GEN).

Oczywiście, w kontekście nowej architektury rynku energii elektrycznej formułuje się tu roboczą hipotezę, że jeśli ma być respektowana zasada racjonalności makroekonomicznej (i politycznej), to w koncepcji rozwojowo-inwestycyjnej hybrydowych korytarzy przesyłowych musi obowiązywać w stosunku do wytwórców (inwestorów źródeł) zasada pokrywania obecnej opłaty systemowo-sieciowej w obszarze do osłony OK4<sup>1</sup>. Dlatego, bo na osłonie OK4 będzie się rozgrywała strukturalna konkurencja między schodzącym rynkiem WEK oraz zasobami rynku wschodzącego w hybrydowych korytarzach przesyłowych i rynku wschodzącego w obrębie infrastruktury sieciowej nN-SN. Przy tym inwestorzy źródeł w hybrydowych korytarzach przesyłowych muszą mieć dostęp do istniejących sieci przesyłowych 400-220-110 kV w postaci nowej zasady TPA, mianowicie „TPA-inwestycje”.

**Pożądane cztery strukturalne (główne) kierunkowe zmiany na rynku energii elektrycznej.** Wymienione przesłanki (tezy robocze zasługujące na dodatkowe badania), zarówno osiem strukturalnych jak i dwie praktyczne, wywołują potrzebę badań nad koncepcją rynku energii elektrycznej obejmującą liczne, bardzo istotne zmiany. Podstawowe z tych zmian (w Raporcie jest ich cztery) są następujące.

**1.** Konieczne jest zredefiniowanie całego systemu regulacji biznesu sieciowego na rynku energii elektrycznej pod kątem jego nowej architektury, mianowicie architektury uwzględniającej równoległe działanie rynku „schodzącego” (w dużym stopniu scentralizowanego, głównie ze względu na pozostawienie go w sferze silnej regulacji) i rynku „wschodzącego” (zdergulowanego, o architekturze rozproszonej, zdolnej absorbować przełomowe innowacje technologiczne i rynkowe).

**2.** Konieczne jest w szczególności zredefiniowanie zasady TPA (a właściwie zdefiniowanie całkiem na nowo). W tym wypadku chodzi o znaczne rozszerzenie zakresu podmiotowego

i przedmiotowego dostępu do sieci elektroenergetycznych, mianowicie: → wszystkim prosumentom (w tym realizującym sprzedaż sąsiedzka), spółdzielniom i klastrom energii oraz niezależnym wytwórcom (właścicielom elektrowni wirtualnych) należy umożliwić *net metering*, łącznie z *selfdispatchingiem*, → wielkim niezależnym inwestorom należy umożliwić dostęp do inwestycji technologiczno-kapitałowych w obrębie sieci elektroenergetycznych w zakresie hybrydyzacji (łączenie systemów prądu przemiennego i stałego) sieci elektroenergetycznych 400-220-110 kV, w celu wytworzenia selektywnych korytarzy przesyłowych (szczególnie łączących farmy wiatrowe *off shore* z wielkimi korytarzami urbanistycznymi, o bardzo dużej gęstości zużycia energii elektrycznej (metropolie, elektrochłonne wielkie zakłady przemysłowe, strategiczne magistrale kolejowe, autostrady), → niezależnym inwestorom z segmentu MSP należy umożliwić dostęp do inwestycji technologiczno-kapitałowych w zakresie hybrydyzacji sieci rozdzielczych (średniego i niskiego napięcia) oraz ich automatyzacji, w celu zwiększenia powszechnego dostępu do tych sieci.

**3.** Pożądana jest w sferze regulacji (prawnych) integracja, na szeroką skalę, gospodarki obiegu zamkniętego z inwestycjami w obszarze technologii wytwórczych na rynku energii elektrycznej posiadających zdolności regulacyjno-bilansujące, np. z inwestycjami w prosumenckie utylizacyjne mikroźródła biogazowe. W praktyce chodzi o obligatoryjny obowiązek wyposażania w takie mikroźródła instalacji technologicznych w całym segmencie gospodarki odpadami, a przede wszystkim w rolnictwie, w tym w segmencie hodowlanym (obory, chlewnie, kurniki), a także w przemyśle przetwórstwa rolno-spożywczego (mleczarnie, ubojnie, ...). Rozwiązanie to, napędzające innowacje w obszarze biotechnologii oraz regulacyjno-bilansujących technologii wytwórczych na rynku energii elektrycznej zapewniłoby optymalne rynkowe finansowanie kosztów zewnętrznych gospodarki odpadami, żywnościowej i energetycznej (na mono rynku energii elektrycznej). W bardzo szerokim zakresie potrzeba synergicznej integracji na poziomach procesowych dotyczy technologii w energetyce, rolnictwie i gospodarce odpadami (baza synergetyki) oraz w przemyśle chemicznym. Przykładem synergicznej technologii przełamującej narastający deficyt łańcuchów wartości w podstawowych produkcyjnych procesach technologicznych jest multitechnologia C-GEN „spinająca” wymienione cztery obszary, cechujące się na razie strukturalną trwałą nieefektywnością charakterystyczną dla ich sektorowego funkcjonowania. Dlatego nieprzypadkowo instalacje multitechnologiczne C-GEN są na rys. 4, obrazującym korytarze infrastrukturalno-urbanistyczne, zlokalizowane w strefach przemysłu petrochemicznego (Lotos; PKN Orlen, łącznie z ZA Anwil) oraz w strefach przemysłu nawozowego (ZA Puławy, ZA Tarnów, ZA Kędzierzyn, ZA Police).

**4.** Konieczne jest podjęcie działań na rzecz długofalowej modernizacji systemów podatkowych zapewniających równowagę tych systemów z (szybko wygaszanymi) systemami wsparcia. Potrzeba modernizacji systemów podatkowych jest związana z transformacją rynków paliw kopalnych (rynków energii pierwotnej) w mono rynek energii elektrycznej OZE i z transformacją rynków energii końcowej w rynki energii użytecznej (u podstaw tej ostatniej są: pasywizacja budownictwa, elektryfikacja ciepłownictwa oraz elektryfikacja transportu). W szczególności transformacja rynków energii końcowej w rynki energii użytecznej spowoduje utratę przez budżet państwa wpływów z podatku akcyzowego na paliwa transportowe. Z drugiej strony zmniejszy się obciążenie budżetu państwa

subsydiami socjalnymi w ramach systemów emerytalno-rentowych górnictwa węgla kamiennego, a przede wszystkim rolnictwa (system KRUS – Kasa Rolniczego Ubezpieczenia Społecznego). Oczywiście, zwiększą się także wpływy z podatku CIT płacone przez przedsiębiorców (w segmencie produkcji i usług na rzecz energetyki EP-NI), a także podatku PIT z segmentu pracowniczego (wzrost zatrudnienia pobudzony przez rozwój energetyki EP-NI).

**Dwa podstawowe cele strukturalne i cel praktyczny.** Istota dokonującej się globalnej transformacji energetycznej polega na odwróceniu porządku, w czym tkwi zresztą trudność jej zrozumienia. Pretendenci do nowych rynków usług energetycznych nie chcą przejmować starych rynków sektorowych (energii elektrycznej, ropy, gazu, ciepła) od gigantycznych przedsiębiorstw korporacyjnych zasiedziały na tych rynkach. Pretendenci uznając, że „mniej to lepiej” tworzą nową rzeczywistość, na miarę prosumeryzmu, przemysłu 4.0, Internetu rzeczy IoT, *blockchain-u* (technologia internetowa nie do „złamania”, mająca potencjał zrewolucjonizowania sposobu zarządzania, rozliczania, zapisywania transakcji na skrajnie zdecentralizowanym rynku energii elektrycznej).

Rząd w Polsce – ale w dużej części również energetycy i „odbiorcy” energii elektrycznej, a także nabywcy paliw – na razie nie są w stanie zmierzyć się z istotą transformacji. Mianowicie, widzą zahamowanie galopującego kryzysu w polskiej energetyce w kategoriach wzrostu ilościowego na dotychczasowej ścieżce jakościowej. Co zatem trzeba zrobić według rządzących? Zapewnić więcej paliw kopalnych (węgla, ropy, gazu). Zbudować nowe elektrownie węglowe i jądrowe, rozbudować sieci elektroenergetyczne najwyższych napięć, rozbudować infrastrukturę gazowniczą, zwiększyć inwestycje w sektor paliw płynnych. Wprowadzić więcej regulacji państwowych (takich jak np. rynek mocy w elektroenergetyce). Zwiększyć ratunkowe przepływy kapitałowe (odtworzające socjalistyczną strukturę sektorową), itd.

Ten kierunek działań, mający charakter etatystyczny, w Raporcie całkowicie się odrzuca. Proponowana w jego miejsce nowa architektura rynku energii elektrycznej wyzwala, bez utraty bezpieczeństwa dostaw tej energii, silną konkurencję, jednak za cenę zmiany „mapy” interesów: z elitarnych (korporacyjnych) na powszechne (prosumenckie i niezależnych inwestorów).

Oczywiście, proponowane zmiany, po ich operacjonalizacji (wymagającej jeszcze rozległych wyprzedzających badań modelowo-symulacyjnych) powinny zapewnić realizację strategicznych celów transformacyjnych wymaganych od efektywnie działającego rynku energii elektrycznej (zapewniającego efektywną makroekonomiczną alokację zasobów). W tym zakresie w Raporcie formułuje się dwa strukturalne cele. Są to.

**1.** Zapewnianie zrównoważonej alokacji istniejących zasobów (kompetencji, infrastruktury energetycznej, przemysłowych zasobów produkcyjnych, bankowych zasobów kapitałowych, partycypacji prosumenckiej, kapitału społecznego) pomiędzy: przedsiębiorstwami zasiedziały na rynku energii elektrycznej oraz pretendentami do uczestnictwa w rozproszonym (zdecentralizowanym) rynku usług energetycznych, powstającym w wyniku pasywizacji budownictwa, elektryfikacji ciepłownictwa i elektryfikacji transportu.

**2.** Wytworzenie synergii innowacyjności między elektroenergetyką korporacyjną, obecnymi odbiorcami energii elektrycznej, samorządami, przemysłem AGD, segmentem MSP,

zwłaszcza w obszarze pięciu strukturalnie nieefektywnych obszarów gospodarki (energetyka, budownictwo, rolnictwo, transport, gospodarka obiegu zamkniętego), rozważanych na poziomie makroekonomicznym w powiązaniu z przemysłem chemicznym.

**Tab. 1. Oszacowania skutków transformacji energetycznej gospodarstwa domowego, gminy wiejskiej i kraju w aspekcie bilansów energetycznych i kosztów usług energetycznych**

Potrzeby energetyczne	2016		Horyzont czasowy: 2020(2025) / 2030(2040) / 2050	
	MWh/GWh/TWh	tys./mln/mld PLN	MWh/GWh/TWh	tys./ mln/mld PLN
<b>Gospodarstwo domowe (dom jednorodzinny) – 2020(2025)</b>				
<b>Energia elektryczna</b>	4 MWh	3 tys. PLN	~3 MWh	< 2 tys. PLN
<b>Potrzeby ciepłownicze</b>	35 MWh (ciepło)	7 tys. PLN	~3 MWh (energia elektryczna)	< 2 tys. PLN
<b>Potrzeby transportowe</b>	10 MWh (paliwo)	5 tys. PLN	~3 MWh (energia elektryczna)	< 2 tys. PLN
<b>Razem</b>	~50 MWh	15 tys. PLN	~10 MWh	< 6 tys. PLN
<b>Gmina wiejska – 2030(2040)</b>				
<b>Energia elektryczna</b>	10 GWh	6 mln PLN	8 GWh	< 5 mln PLN
<b>Potrzeby ciepłownicze</b>	90 GWh	10 mln PLN	10 GWh (energia elektryczna)	5 mln PLN
<b>Potrzeby transportowe</b>	30 GWh	20 mln PLN	10 GWh (energia elektryczna)	5 mln PLN
<b>Razem</b>	130 GWh	35 mln PLN	28 GWh	< 15 mln PLN
<b>Kraj – 2050</b>				
<b>Energia elektryczna</b>	125 TWh	60 mld PLN	95 TWh	60 mld PLN
<b>Potrzeby ciepłownicze</b>	200 TWh	30 mld PLN	30 TWh (energia elektryczna)	20 mld PLN
<b>Potrzeby transportowe</b>	200 TWh	100 mld PLN	50 TWh (energia elektryczna)	30 mld PLN
<b>Razem</b>	525 TWh	180 mld PLN	175 TWh	110 mld PLN

Z kolei najważniejszym celem praktycznym zmiany architektury rynku energii elektrycznej jest niedopuszczenie do utraty szans związanych z obniżką kosztów usług energetycznych, w ujęciu mikro- i makroekonomicznym, możliwą dzięki transformacji energetyki. Przy tym korzyści z transformacji to już nie jest tylko jakościowa hipoteza. Pojawiają coraz silniejsze przesłanki do oszacowań liczbowych szybko narastającego rozwarcia między kosztami nawrotu państwowego/propagandowego „rozmachu” inwestycyjnego, a z drugiej strony utraconymi korzyściami, które przyniosłaby Polsce transformacja energetyczna. Są to oczywiście oszacowania bardzo grube, obarczone wielką niepewnością, a w dodatku dotyczą samej energetyki. Z całą pewnością szacunki trzeba wykonywać, i dyskutować uzyskiwane wyniki. Jednak z drugiej strony nie wolno zapominać, że dokonująca się transformacja energetyki ma wymiar geopolityczny, a zatem znacznie szerszy od tego, co obecnie da się zamodelować i wyliczyć.

Badania rozpoznawcze pozwalają (wstępnie, Raporty [3,2,1]) oszacować skutki transformacji dla Polski przedstawione w tab. 1. Według przeprowadzonych oszacowań

obecne roczne zużycie energii pierwotnej (chemicznej: węgla kamiennego i brunatnego, ropy naftowej i gazu ziemnego) wynoszące około 1000 TWh – czemu, po przetworzeniu paliw kopalnych na energię elektryczną, ciepło i paliwa transportowe odpowiada energia końcowa około 530 TWh – można zastąpić w 2050 r. energią elektryczną równą około 200 TWh. Musi to być energia elektryczna w dominującej części wyprodukowana w źródłach OZE (w badaniach na razie nie uwzględniono multitechnologii C-GEN), i w około 25% (łącznie) w małych źródłach gazowych (kogeneracyjnych i typu *combi*) oraz w mikroźródłach dieslowskich (zasilanych z paliw przetransferowanych na rynek wytwórczy energii elektrycznej z obecnych rynków ciepła i paliw transportowych). Taka transformacja zapewni zaspokojenie potrzeb energetycznych całej gospodarki przy koszcie rocznym (w cenach stałych) ponad 1,6 razy mniejszym od obecnego.

Jeszcze bardziej szokujące są oszacowania dotyczące skutków transformacji dla gospodarstwa domowego. Na przykład, gospodarstwo domowe – 4 osoby zamieszkujące dom jednorodzinny zbudowany w latach 1970. o powierzchni 150 m<sup>2</sup> – można poprzez jego energetyczną rewitalizację zmienić z gospodarstwa kupującego rocznie w energetyce WEK około 50 MWh energii i paliw za około 15 tys. PLN w gospodarstwo samobilansujące się energetycznie, z produkcją własną energii elektrycznej w źródłach OZE wynoszącą około 10 MWh (produkcja własna 5-krotnie mniejsza od obecnej energii kupowanej przez gospodarstwo od energetyki WEK), przy 2,5-krotnie mniejszych kosztach (po transformacji nakładów inwestycyjnych na koszty), wynoszących rocznie około 6 tys. PLN.

Potencjał obniżki kosztów usług energetycznych w gminie wiejskiej – zamieszkałej przez około 12 tys. mieszkańców – kształtuje się pomiędzy potencjałem charakterystycznym dla gospodarstwa domowego i dla kraju, mianowicie koszty dla takiej gminy można obniżyć 2,3 razy.

## **SYNTEZA ZASAD CENOTWÓRSTWA ENERGII ELEKTRYCZNEJ RETROSPEKCJA i STAN OBECNY**

Przez ostatnie 20 lat rynek energii elektrycznej w dużym stopniu utożsamiany był z rynkiem hurtowym, a w szczególności z rynkami: bilansującym, giełdowym, systemami wsparcia OZE (i innymi systemami wsparcia) oraz rynkiem uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Rynki te były dostosowywane do szybko postępującej recentralizacji elektroenergetyki, zapoczątkowanej utworzeniem w 2000 r. Południowego Koncernu Energetycznego (PKE). W dostosowywaniu brał udział regulator rynku (URE), który całkowicie zaniedbał przebudowę rynku taryfowego dla odbiorców końcowych. Zaniedbanie to ma już charakter strukturalny, zwłaszcza uwzględniając fakt, że ostatnie 20 lat jest okresem cywilizacyjnej dyfuzji nowych technologii internetowych do gospodarstw domowych. Stąd – a także z niewydolności inwestycyjnej energetyki WEK z jednej strony oraz z przełomu, który nastąpił w rozwoju technologii OZE, i dokonującej się przebudowy modeli biznesowych na rynkach energii – wynika, że nie ma już miejsca na kosmetyczne zmiany rynku energii elektrycznej, potrzebne są natomiast zmiany fundamentalne.

**Retrospekcja.** Konceptyjne podstawy rynku energii elektrycznej funkcjonującego w Polsce tworzone były w ramach reformy ustrojowej. W elektroenergetyce była to reforma

decentralizacyjno-rynkowa przeprowadzona w pierwszej połowie lat 1990. ubiegłego wieku (tu stosuje się następujące datowanie reformy: 1990 – utworzenie Polskich Sieci Elektroenergetycznych i wprowadzenie trójpodziału funkcjonalnego wytwarzanie-przesył-dystrybucja, 1995 – zakończenie rozpoczętego w 1992 r. procesu odłączania KSE od Systemu POKÓJ funkcjonującego w ramach Rady Wzajemnej Pomocy Gospodarczej kontrolowanej przez ZSRR i przyłączenie do Systemu UCPTPE tworzącego przestrzeń europejskiego bezpieczeństwa elektroenergetycznego). Zatem był to czas, kiedy praktycznie nie było jeszcze Internetu.

Koncepcja rynku energii elektrycznej stanowiąca integralną część reformy ustrojowej 1990-1995 była koncepcją rynku silnie zdecentralizowanego i silnie konkurencyjnego, zarówno w odniesieniu do rynku hurtowego jak i końcowego. Ponadto była to, stosownie do poziomu technologicznego i obowiązującego paradygmatu sektorowego, koncepcja homogenicznego rynku energii elektrycznej, działającego równolegle z wieloma innymi sektorowymi rynkami energetycznymi.

W ramach reformy decentralizacyjno-rynkowej (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 Środowej), 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 skrośne między grupami odbiorców), wreszcie państwowe inwestycje centralne. W 1995 r., na koniec reformy, krajowy system elektroenergetyczny (KSE) pracował już w zachodnio-europejskim systemie UCPTPE (infrastruktura elektroenergetyczna była pierwszą kluczową infrastrukturą włączoną w przestrzeń ekonomiki i bezpieczeństwa europejskiego).

Ponadto, od początku 1995 r. zaczął funkcjonować hurtowy rynek energii elektrycznej; prace nad modelem tego rynku, skoncentrowane w PSE, rozpoczęły się już 1993 r., 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 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 r. 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 r. 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 r., weszła w życie w 1997 r.) i powołanie Prezesa URE (czerwiec 1997 r.). Znaczenie ustawy w pierwszym okresie jej funkcjonowania (do 2000 r.) polegało na tym, że zapewniała ona zgodność dalszego (po 1995 r.) rozwoju polskiego rynku energii elektrycznej z pierwszą dyrektywą liberalizacyjną dotyczącą unijnego rynku energii elektrycznej, mianowicie z dyrektywą 96/92 z 1996 r. (projekt dyrektywy został ogłoszony przez Komisję Europejską cztery lata wcześniej, w 1992 r.). 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 r.).

**Stan istniejący.** Obecne, dominujące środowisko rynkowe WEK, obejmuje koncepcję (wraz z rozwiązaniami pilotażowymi) tworzoną w latach 1990-1995 oraz mechanizmy i infrastrukturę (fizyczną) tworzone w okresie 1995-2010. Składają się na to środowisko w największym uproszczeniu rozwiązania z obszaru taryf końcowych, mechanizmy rynku hurtowego oraz rozwiązania z obszaru operatorstwa.

**1.** Taryfy końcowe kształtują się następująco (grube szacunki, 2016): 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 (ceny x/y oznaczają: przeciętne ceny jednoskładnikowe, bez podatku VAT, energii/przesyłu). Podkreśla się, że taryfy końcowe istniały przed 1990 r., ale były to taryfy realizujące na wielką skalę mechanizm subsydiowania skrośnego. Na przykład ceny energii dla odbiorców z segmentu

ludnościowego, zasilanych z sieci nN (taryfy G) były 3-krotnie niższe niż dla przemysłu zasilanego z sieci 110 kV (taryfy A); jednak ceny dla przedsiębiorców zasilanych z sieci nN (taryfy C) były znacznie wyższe od cen dla ludności. W okresie do 1993 r. została przeprowadzona wielka modernizacja taryf końcowych. W rezultacie po 1993 r. cenotwórstwo dla odbiorców końcowych było już, z wyjątkiem taryf G, realizowane z wykorzystaniem zasady „cena odzwierciedla koszt” (elektroenergetyka mentalnie nie była natomiast wówczas gotowa jeszcze na zasadę „cena odzwierciedla wartość”, o którą chodzi obecnie). Restrukturyzacja taryf G została całkowicie zatrzymana po 1995 r. Obecnie rodzą się na nowo koncepcje wykorzystania taryf końcowych do subsydiowania skrośnego (w takim kierunku zmierza procedowana w sejmie ustawa o rynku mocy).

**2.** Rynek hurtowy obejmuje kontrakty bilateralne średnioterminowe, rynki giełdowe RDN (rynek dnia następnego), RDB (rynek dnia bieżącego). Nie ukształtował się natomiast nigdy rynek inwestycyjny źródeł wielkoskalowych (podkreśla się, że to nie jest tylko polski problem). Oczywiście, brak tego rynku ma podstawy fundamentalne, czego nie rozumieją aktywizujący się współcześnie promotorzy rynku mocy (wytwórców), dążący do odbudowania etatystycznego modelu energetyki.

**3.** Operator systemu przesyłowego – system informatyczny SOWE (system operatywnej współpracy z elektrowniami), instrukcja IRiESP (instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej), rynek techniczny (RB).

**4.** Operatorzy systemów dystrybucyjnych – instrukcja IRiESD (instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej), taryfy dystrybucyjne.

**5.** System informatyczny WIRE (system wymiany informacji rynku energii).

**Tab. 2. Szacunkowe ceny jednoskładnikowe w poszczególnych taryfach (2016)**

<b>Taryfa</b>	<b>Cena, PLN/MWh</b>		
<b>A</b> (bez VAT)	300		
	<b>taryfy/ceny socjalne</b> (bez istotnego różnicowania dla miast i obszarów wiejskich)		
<b>B</b> (bez VAT)	370		
<b>C</b> (bez VAT)	630		
<b>G</b> (z VAT)	650		
	<b>taryfy/ceny odwzorowujące koszty</b>		
	miasta		obszary wiejskie
<b>B</b> (bez VAT)	350		400
<b>C</b> (bez VAT)	610		700
<b>G</b> (z VAT)	blok mieszkalny	dom	dom
	440	650	800

Synteza cen jednoskładnikowych energii elektrycznej – stanowiąca punkt wyjścia do oszacowań stopnia socjalizacji (podtrzymywania subsydiowania skrośnego) taryf końcowych B, C, G – została przedstawiona w tab. 2. Istotą tej syntezy są ceny w wymienionych taryfach mające podstawę w zasadzie „ceny odzwierciedlają koszty”. Przedstawione oszacowania uwzględniają w szczególności dostosowanie taryf B i C do zróżnicowanych kosztów

systemowo-sieciowych (przede wszystkim sieciowych) na obszarach wiejskich i w miastach. W wypadku taryfy G w miastach dodatkowo został wprowadzony podział na taryfę G dla odbiorców w blokach mieszkalnych oraz w domach jednorodzinnych; w pierwszym wypadku wyłącza się z taryfy składową opłaty związaną z siecią nN, bo bloki mieszkalne są, w dominującej części, zasilane ze stacji transformatorowych SN/nN.

### **3-BIEGUNOWY SYSTEM INTERAKCJI W NWEJ ARCHITEKTURZE RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

System interakcji trzeba rozpatrywać w kontekście definicji innowacji przełomowej. Wówczas trzema biegunami są: nowa energetyka, metoda energetyki i nowy rynek energii elektrycznej. Interakcje to: nowa energetyka ↔ metoda (pierwsza interakcja), metoda ↔ nowy rynek energii elektrycznej (druga interakcja), nowy rynek energii elektrycznej ↔ nowa energetyka (trzecia interakcja). Tak stworzona lista (uszeregowanie interakcji na liście ma podstawowe znaczenie) jest punktem wyjścia do uporządkowania opisu transformacji energetyki i jest ważne zarówno z punktu widzenia sekwencji sił sprawczych transformacji i dynamiki procesów transformacyjnych, jaki i z punktu widzenia nauczalności nowej energetyki oraz planowania badań na rzecz jej rozwoju.

Zastosowane uporządkowanie uwzględnia polskie uwarunkowania. Potrzeba dostosowania uporządkowania (w konkretnym wypadku uszeregowania interakcji) do warunków poszczególnych krajów/regionów wynika ze zróżnicowania ich wyjściowych uwarunkowań transformacyjnych. (Wprawdzie cywilizacyjny wymiar transformacji energetyki spowoduje, że w tendencji, po transformacji, metoda do badania tego, co obecnie jest nazywane energetyką będzie jedna. Ale początkowemu uporządkowaniu nie można nadać uniwersalnego charakteru, czyli nie może ono być przyjęte jako takie samo dla wszystkich krajów/regionów, bo zróżnicowanie wyjściowych uwarunkowań transformacji jest bardzo silne).

**Energetyka-metoda-rynek: trzy bieguny interakcji.** Poniżej przedstawia się trzy najważniejsze zagadnienia ilustrujące tezę o znaczeniu, charakterystycznym dla Polski, wskazanego/tytułowego trójkąta interakcji.

**1.** Pierwsze zagadnienie, to nowa energetyka. Przede wszystkim trzeba odpowiedzieć, dlaczego wywołuje ona potrzebę stworzenia metody (domena interakcji: nowa energetyka ↔ metoda). Zwłaszcza jeśli wiadomo, że energetyce traktowanej w kategoriach realnej gospodarki, metoda nie jest koniecznie potrzebna – bez metody może ona również wypełniać skutecznie, nawet przez długi czas, swoje praktyczne zadania. Tak zresztą było w wypadku energetyki WEK, która dotychczas nie dorobiła się usystematyzowanego opisu swojej metody. I chociaż trzeba zapytać o złe strony braku metody energetyki WEK (czyli o wynaturzenia), to przecież przeszłe praktyczne sukcesy energetyki WEK nie budzą najmniejszych wątpliwości.

Sytuacja zmienia się, kiedy dochodzi do zmiany paradygmatu rozwojowego. Wówczas znaczenie metody gwałtownie rośnie ze względu na dynamikę procesów. Jasne jest przy tym, że sprawa ma drugą stronę. Wielka dynamika procesów zmniejsza szansę na ukształtowanie dobrej metody. Mimo takiego ryzyka metodę nowej energetyki w Polsce trzeba budować.

Dlatego bo sama hipoteza robocza, że energetyka EP-NI może zastąpić w horyzoncie 2050 energetykę WEK jest dla układu polityczno-korporacyjnego w Polsce ciągle groźną nowością. Oczywiście w świetle praktycznych doświadczeń unijnych (europejskich) i światowych trzeba ten fakt traktować z drugiej strony jako groźną dysfunkcjonalność, zagrażającą stosunkom społeczno-politycznym i gospodarczym kraju. Z drugiej strony tylko na poziomie metody można dysfunkcjonalność tę w sposób trwały zredukować; każdy inny sposób będzie związany z ryzykiem nawrotu dysfunkcjonalności (na tej zasadzie po reformie 1990-1995 rozpoczęła się w 2000 r. recentralizacja elektroenergetyki).

**2.** Drugie tytułowe zagadnienie, to metoda. W tym wypadku trzeba odpowiedzieć, jaki rynek energii elektrycznej wynika z metody energetyki, przede wszystkim w części dotyczącej nowej energetyki (domena interakcji: metoda ↔ nowy rynek energii elektrycznej). W tym kontekście dla układu polityczno-korporacyjnego w Polsce groźną nowością jest również hipoteza, że rynek może – po wyeliminowaniu systemów wsparcia w horyzoncie 2025 – zapewnić to, co w energetyce WEK nazywane jest bezpieczeństwem energetycznym.

Fakt, że układ polityczno-korporacyjny za groźne nowości uznaje hipotezę o możliwości zastąpienia w horyzoncie 2050 paliw kopalnych energią elektryczną ze źródeł OZE oraz hipotezę o tym, że w horyzoncie 2025 rynek stanie się wystarczającym sposobem stabilizowania bezpieczeństwa energetycznego jest przesłanką kolejnej hipotezy roboczej. Mianowicie, że metoda nowej energetyki, jeśli ma być skuteczna praktycznie, nie może być tworzona poza uwarunkowaniami społeczno-politycznymi i gospodarczymi. To pociąga za sobą wniosek praktyczny, że metoda nowej energetyki zdolna objaśnić dysfunkcjonalność rządowo-korporacyjnej polityki energetycznej jest Polsce bardziej potrzebna, niż np. Niemcom, gdzie rząd ogłosił *Energiewende* jako program (nie metodę), i nadał mu wymiar drugiego, po planie Marshalla, największego niemieckiego programu gospodarczego po II wojnie światowej.

Całkiem inny przykład zapotrzebowania na metodę ma związek ze stwierdzeniem typu publicystycznego, że dokonująca się transformacja energetyki ogarnia wszystkie dziedziny życia. Jeśli nawet stwierdzenie to jest prawdziwe, to przy braku metody energetyki jest ono banalne. Jeśli istnieje typologia energetyki, w tym (przede wszystkim) nowej energetyki, to waga stwierdzenia jest zupełnie inna, bo staje się ono weryfikowalne.

Oczywiście, metoda uwarunkowana szeroko rozumianymi siłami społeczno-politycznymi i gospodarczymi, objaśniająca dysfunkcjonalność rządowo-korporacyjnej polityki energetycznej, zapewniająca rozległy opis typologiczny nowej energetyki musi prowadzić do całkowicie nowego rynku, odwołującego się do: nowych sił, nowej ekonomiki, nowych technologii. Rynkiem tym jest w horyzoncie 2050 są rozproszone mono rynki energii elektrycznej OZE po stronie podażowej oraz prosumenckie rynki energii użytecznej po stronie popytowej.

**3.** Z takimi rynkami jest związane trzecie tytułowe zagadnienie. Przy tym, o ile mono rynki energii elektrycznej i rynki energii użytecznej (będące efektem pasywizacji budownictwa, reelektryfikacji OZE oraz elektryfikacji pierwotnej OZE, elektryfikacji ciepłownictwa i elektryfikacji transportu) są w horyzoncie 2050 realistyczny w kategoriach tendencji, to kluczową sprawą jest odpowiedź na pytanie: ile rynku (respektującego metodę) a ile polityki energetycznej (również respektującej metodę) jest potrzebne w horyzoncie 2025 (wcześniej zasygnalizowanym jako horyzont wygaszania systemów wsparcia w energetyce).

**Dziewięć fundamentalnych cech nowej architektury rynku energii elektrycznej zapewniających jego (ryнку) adaptacyjność w procesie transformacyjnym.**

W przedstawionej optyce nowy rynek energii elektrycznej, kształtowany w pierwszym etapie przez metodę, w następnym przejmie rolę głównej siły sprawczej przekształcającej energetykę (domena interakcji: nowy rynek energii elektrycznej ↔ nowa energetyka). W tym kontekście podkreśla się, że nazwa „mono rynek energii elektrycznej OZE” (Raporty 4,3,2,1) jest potrzebna tylko na użytek okresu przejściowego, do modelowania rynkowych mechanizmów transformacyjnych, powodujących alokację zadań (celów) energetyki WEK w obszar energetyki NI-EP. Inaczej, jest to alokacja polegająca na sukcesywnym zastępowaniu przedsiębiorstw zasiedziałych na sektorowych rynkach energetyki WEK, realizujących co najwyżej innowacje przyrostowe, przez pretendujących do rynków usług multienergetycznych, wykorzystujących innowacje przełomowe.

Nazwa mono rynek energii elektrycznej OZE nie może krępować w długim okresie rozwoju nowej energetyki. Stawia się tu hipotezę, że już w horyzoncie 2025 nazwa „rynek energii elektrycznej” będzie oznaczać to czego skonsolidowanie jest niezwykle trudne, i dlatego wymaga na obecnym etapie rozszerzenia nazwy. Niezależnie od złożoności modelowania mono rynku energii elektrycznej OZE, i konieczności ciągłego pozostawiania w tym zakresie wielu spraw otwartymi, wyróżnia się, na mocy założenia, dziewięć fundamentalnych cech (FC1, ..., FC9) rynku, zapewniających jego niezbędną adaptacyjność w procesie transformacyjnym.

Fundamentalną cechą 1 (**FC1**) całego rynku jest jego dwutorowość w procesie transformacyjnym. W praktyce oznacza ona, że rynek energii elektrycznej jest w tym procesie rynkiem „hybrydowym”, funkcjonującym na infrastrukturze sieciowej WEK (ze zdefiniowanymi osłonami kontrolnymi OK1 do OK5, rys. 2). Pod nazwą rynek hybrydowy kryje się kompozycja dwóch rynków składowych: „wschodzącego” EP-NI (rynek „operatorski” z inwestycjami prosumenckimi i rynkiem inwestycyjnym w energetyce NI) oraz „schodzącego” WEK (bez rynku inwestycyjnego, tylko z inwestycjami restrukturyzacyjnymi, modernizacyjnymi, pomostowymi/dostosowawczymi).

Cechą **FC2** – odnoszącą się do rynku wschodzącego, wykorzystującego zasoby energetyki WEK, głównie w postaci infrastruktury sieciowej nN-SN, ale także w postaci zasobów regulacji mocy) jest adekwatność architektury tego rynku i jego mechanizmów do tej części potrzeb prosumenckich, których sami prosumenci (indywidualnie, ale także z uwzględnieniem sprzedaży sąsiedzkiej, spółdzielni i klastrów stosujący zasadę kosztów unikniętych na osłonach kontrolnych OK1 do OK4 nie są w stanie zaspokoić i korzystają z zakupu energii elektrycznej (usług, w tym przede wszystkim regulacyjnych) na rynku WEK-NI (w tym z elektrowni wirtualnych inwestorów NI).

Cechą **FC3**, odnoszącą się do rynku schodzącego, jest adekwatność architektury tego rynku i jego mechanizmów do potrzeb związanych z efektywnym wykorzystaniem istniejących zasobów energetyki WEK z jednej strony, a z drugiej z potrzebą zapewnienia trwałej alternatywy dla biernych odbiorców, którzy nie chcą zmieniać swojego statusu na

prosumencki, chcą natomiast korzystać z umowy kompleksowej z dostawcą zobowiązanym na dostawę energii elektrycznej, ewentualnie z zasady TPA (i godzą się na kryteria bezpieczeństwa energetycznego obowiązujące w energetyce WEK w procesie jej restrukturyzacji).

Cecha **FC4** jest związana z przełomową restrukturyzacją istniejącego systemu operatorskiego. Chodzi o restrukturyzację będącą warunkiem realizowalności koncepcji rynku hybrydowego (dwóch rynków składowych). Restrukturyzacja ta oznacza rozdzielanie istniejącego operatorstwa (procesów technicznych) na systemowej osłonie OK4, traktowanej w kategoriach miedzianej płyty, jak i osłon węzłowych (na GPZ-tach). Sieci 400-220-110 kV, wraz z połączeniami transgranicznymi (KSE po stronie OK4<sup>-</sup>) stają się w wyniku restrukturyzacji domeną operatora OSP(WEK). Sieci SN-nN (KSE po stronie OK4<sup>+</sup>) stają się domeną operatorów OSD(WEK). Głównym zadaniem operatora OSP(WEK) jest wytworzenie selektywnych hybrydowych korytarzy przesyłowych, rys. 4, o indywidualnych zdolnościach przesyłowych rzędu (1-3) GW, umożliwiających efektywne wykorzystywanie połączeń transgranicznych, wygaszanie elektrowni węglowych i przyłączanie morskich farm wiatrowych. Głównym zadaniem operatorów OSD(WEK) jest intensyfikacja wykorzystania infrastruktury sieciowej nN-SN w procesie masowego przyłączania do niej źródeł wytwórczych energetyki EP-NI o mocach jednostkowych od około 2 kW do około 3 MW. Zarówno operator OSP(WEK) jak i operatorzy OSD(WEK) realizują swoje zadania za pomocą hybrydyzacji i automatyzacji infrastruktury sieciowej. W wypadku sieci 400-220-110 kV jest to głównie hybrydyzacja polegająca na „kojarzeniu” (szeroko rozumianym) systemu prądu AC z systemem DC. W wypadku infrastruktury sieciowej nN-SN jest to natomiast głównie automatyzacja z masowym wykorzystaniem układów energoelektronicznych do zarządzania rozplływami na osłonach OK1 do OK4 i do kontroli ograniczeń sieciowych (napięciowych/węzłowych oraz prądowych/gałęziowych). Ponadto, jest to także hybrydyzacja, efektywna zwłaszcza w wypadku sieci kablowych (z uwagi na korzystną wytrzymałość izolacji linii kablowych na składową stałą napięcia).

Cechą **FC5**, odnoszącą się (w części pozainwestycyjnej) do rynku odbiorców końcowych, zwłaszcza na rynku schodzącym, jest cenotwórstwo CCR (cenotwórstwo czasu rzeczywistego) będące skutkiem stopniowej restrukturyzacji taryf końcowych. Cenotwórstwo CCR może mieć różną postać. Ciąg Raportów BŻEP koncentruje się na cenotwórstwie CCR jako na mechanizmie, który ujawnia elastyczność cenową popytu na energię elektryczną. W tym kontekście cecha FC5 oznacza przyspieszanie rynku polegające na skracaniu długości okresów transakcyjnych nawet do 5 minut. Z drugiej strony, podkreśla się jednak, że zasadniczy potencjał nowej architektury rynku energii elektrycznej tkwi w konkurencji ze strony rynku wschodzącego, na którym cenotwórstwo będzie skrajnie zdecentralizowane. To oznacza, że może ono być bardzo zróżnicowane. W związku z tym cenotwórstwo CCR będzie jednym z wielu, obok np. cenotwórstwa „pakietowego” (wykorzystanie technik transakcyjnych *blockchain* [9]), które na rynku rozproszonym może się okazać bardziej efektywne ze względu na mniejsze koszty transakcyjne.

Cechą **FC6**, odnoszącą się do rynku wschodzącego (w części pozainwestycyjnej), bardzo silnie powiązaną z cechą FC5, jest nowa koncepcja opłaty systemowo-sieciowej. Istnieją przy tym dwie główne możliwości restrukturyzacji opłaty. Pierwsza jest związana z uzmiennieniem opłaty i zintegrowaniem, w ramach cenotwórstwa CCR, przekształconej opłaty z kosztem wytwarzania energii elektrycznej [5]; to rozwiązanie jest właściwe jednak głównie dla rynku schodzącego, na którym nie ma prosumentów, i w Ciąg Raportów BŻEP ma status innowacji przyrostowej. Drugim rozwiązaniem restrukturyzacyjnym jest ekwiwalentowanie opłaty systemowo-sieciowej za pomocą *net meteringu* [6]. Jest to rozwiązanie właściwe dla rynku wschodzącego, gdzie dominujące są rozwiązania prosumenckie oraz w postaci spółdzielni, klastrów i elektrowni wirtualnych (należących do inwestorów NI). *Net metering*, połączony z rozproszonym *selfdispatchingiem*, wyczerpujący znamiona innowacji przełomowej, i jest kluczowy w kontekście wzrostu konkurencji na rynku wschodzącym. W tym rozwiązaniu opłaty za wykorzystanie infrastruktury sieciowej nN-SN (w obszarze OK4<sup>+</sup>), łącznie z opłatami za usługi systemowe, są kalibrowane za pomocą 4-wskaźnikowego współczynnika *net meteringu*  $WNM_{i,j,k,l}$ , gdzie wskaźniki  $i, j, k, l$  określają: osłonę kontrolną, rodzaj/technologię źródła wytwórczego, okres bilansowania/grafikowania, okres taryfowania, odpowiednio. Opłaty systemowo-sieciowe w obszarze OK4<sup>-</sup> są natomiast ponoszone przez wytwórców (w praktyce chodzi obecnie o niezależnych inwestorów morskich farm wiatrowych). Podkreśla się, że zasygnalizowane rozwiązanie w obszarze operatorstwa i opłat systemowo-sieciowych, mające postać *net meteringu* połączonego z rozproszonym *selfdispatchingiem*, idzie znacznie dalej niż szła wdrażana na początku lat 1990. zasada TPA. A ponieważ siłą przewyższa znacznie zasadę TPA, to jest rzeczywiście przełomowe.

Cecha **FC7** ma związek z mechanizmami wschodzącego rynku inwestycyjnego, będącego częścią całego rynku wschodzącego. Są to mechanizmy, które kształtują się w odpowiedzi na skomplikowany przebieg dwóch pierwszych etapów historycznych reform rynkowych w elektroenergetyce (zapoczątkowanych kolejno: liberalizacyjną ustawą PURPA w USA dopuszczającą do rynku niezależnych inwestorów w podsektorze wytwórczym oraz liberalizacyjno-prywatyzacyjną w Wielkiej Brytanii, wprowadzającą zasadę dostępu do sieci TPA) i trzeciego etapu reformy transformacyjnej (zapoczątkowanej Pakietem 3x20 przez UE, wprowadzającym systemy wsparcia dla energetyki OZE). Pierwsze trzy etapy reform nie wytworzyły (w Polsce, również w Europie i na świecie) na rynku energii elektrycznej nieufomych (bez wsparcia) rynków inwestycyjnych. Jednak osiągnięty etap zaawansowania transformacji rynków energii elektrycznej na świecie pokazuje, że rynki takie są już możliwe (symptomatyczny jest pod tym względem przypadek Danii). W wypadku Polski stawia się hipotezę roboczą, że aukcyjne systemy wsparcia mogą być wyeliminowane na wschodzącym rynku inwestycyjnym w horyzoncie 2025). Wymaga to jednak ukształtowania fundamentalnej cechy tego rynku (FC7) w postaci zasady, że alokacja inwestycji wytwórczych odbywa się zgodnie z sekwencją, którą rządzi ekonomia kosztów krańcowych (długoterminowych) i kosztów unikniętych. Jest to sekwencja: na pierwszym miejscu jest zakup energii z rynku WEK (na którym nie realizuje się ani inwestycji rozwojowych ani odtworzeniowych), następnie są inwestycje rozwojowe EP, i na końcu inwestycje rozwojowe w energetyce NI. Zasada obejmuje też powiązanie inwestycji wytwórczych z równoważeniem popytu i podaży

w węzłowych i wirtualnych osłonach OK1 do OK4 (prosumenckich, spółdzielczych, klastrowych i elektrowni wirtualnych), z ekwiwalentowaniem opłaty systemowo-sieciowej w obszarze OK4<sup>+</sup>, na rzecz operatorów OSD(WEK). Ekwiwalentowanie jest realizowane za pomocą właściwego kalibrowania współczynnika  $WNM_{i,j,k,l}$  dla każdej z osłon, z uwzględnieniem *selfdisaptchingu* realizowanego, w tendencji, z dokładnością do regulacji mocy; kalibrowanie *net meteringu* jest podstawą decyzji inwestycyjnych w źródła wytwórcze zgodnie z kryterium cenowego parytetu sieciowego. Cały system funkcjonuje w środowisku rozproszonego operatorstwa, które jest podstawą współpracy operatorów OSD(WEK) z prosumentami oraz niezależnymi inwestorami (w trybie relacji dwustronnych, albo w formule spółdzielczej, klastrowej, innej).

Cecha **FC8** jest związana ze specjalną rolą systemowej osłony OK4. Jest to rola głównej osłony równoważącej, za pomocą konkurencji, proces alokacji zadań schodzącej energetyki WEK w obszar wschodzącej energetyki EP-NI. Systemowa osłona OK4, traktowana w kategoriach miedzianej płyty, rozdziela rynek hurtowy wytwórców WEK (w szczególności rynki: TGE, RB, *market coupling*) i rynek taryfowy odbiorców końcowych (segment dostawców zobowiązanych oraz segment TPA), transformowany stopniowo w rynek jednoskładnikowego (z uzmiennioną opłatą systemowo-przesyłową) cenotwórstwa CCR. Zadaniem tej osłony jest z jednej strony umożliwienie funkcjonowania na wspólnej infrastrukturze sieciowej WEK, w części obejmującej sieci rozdzielcze SN i nN, rynków: wschodzącego EP-NI oraz schodzącego WEK. Z drugiej natomiast, ochrona rynku wschodzącego EP-NI przed kosztami osierocnymi na rynku schodzącym WEK, ale także przed pozaracjonalnymi (większymi niż wynikają z konkurencji) kosztami osierocnymi energetyki WEK.

Cecha **FC9**, odnoszącą się do rynku wschodzącego, polega na całkowicie nowej konsolidacji struktury rynkowej (podmiotowej i przedmiotowej) ze strukturą techniczną (obejmującą odbiorniki, źródła i infrastrukturę sieciową). Skutkiem tej nowej konsolidacji jest rozproszenie rynku wschodzącego, podążające za *net meteringiem* i rozproszeniem operatorstwa. To ostatnie trzeba, w kontekście rozproszenia rynku wschodzącego, widzieć pod względem właściwości jako 3-segmentowe. Pierwszym z segmentów jest operatorstwo sieciowe realizowane przede wszystkim przez operatorów OSD(WEK). Drugim jest *selfdispatching prosumencki* i elektrowni wirtualnych skoncentrowany na operatorstwie odbiornikowo-źródłowym. Trzecim jest niezależne operatorstwo pomiarowe (NOP). Tak ukształtowane operatorstwo jest wyłączone z regulacji *ex ante* (podlega jedynie regulacji antymonopolowej *ex post*). W ślad za tym modele transakcyjne (mikrynki) na rozproszonym rynku wschodzącym są modelami głęboko zderegulowanymi. To pociąga za sobą zróżnicowanie (indywidualizację) rozwiązań. Rozwiązania nazywane obecnie prosumenckimi (w tym z realizacją sprzedaży sąsiedzkiej), spółdzielczymi, klastrowymi, elektrowniami wirtualnymi, a także inne będą wymagały adekwatnych mikromodeli rynkowych. Cechą takich mikromodeli będą zminimalizowane ograniczenia regulacyjne – umożliwiające np. łączenie wytwarzania, sprzedaży i operatorstwa, z wyłączeniem operatorów OSD(WEK) – za to powiązane ściśle z umowami cywilno-prawnymi.



*Selfdispatching* na mikrorynkach energii elektrycznej będzie się przekształcał z formuły operatorskiej w formułę automatyki i sterowania (realizowaną za pomocą sterowników PLC). Warunkiem rozwoju mikrorynków będzie ukształtowanie się właściwych dla nich modeli ubezpieczeniowych.

## **PODSTAWOWE MODELE ROZPROSZONEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

Podmiotowa segmentacja energetyki EP [2] może/powinna być jednym z najsilniejszych kryteriów służących do tworzenia regulacji na rzecz architektury nowego rynku energii elektrycznej. Kluczowymi potencjalnymi segmentami instytucjonalnych integratorów „rynkowych” (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 marszałkowskich (w województwach).

Te segmenty energetyki EP mają ważną rolę do odegrania w odwróceniu głównego strukturalnego procesu dostosowawczego. Obecnie wszystkie rozwiązania nowej energetyki rząd dostosowuje, w sferze regulacyjnej, do starego rynku. Jest to w interesie sojuszu polityczno-korporacyjnego stanowiącego podstawę energetyki WEK, ale ze szkodą dla efektywności rynkowej alokacji zasobów (stanowiącej najbardziej ogólny sens każdego rynku). Ten stan rzeczy trzeba odwrócić. Trzeba mianowicie zmienić rynek: dostosować go do nowych technologii, i do modelu partycypacji prosumenckiej, w szczególności do ustroju samorządowego kraju. Do tego potrzebna jest całkowita zmiana modelu rynkowego opłaty systemowo-sieciowej.

***Net metering i selfdispatching* – trzeci etap konkurencji na rynku energii elektrycznej.** Znaczenie *net-meteringu* na rynku energii elektrycznej jest porównywalne do dwóch historycznych zasad, które ukształtowały pierwszy i drugi etap demonopolizacji elektroenergetyki, czyli też pierwszy i drugi etap konkurencji na rynku energii elektrycznej. Były to zasady kosztów unikniętych oraz TPA, odpowiednio [3]. Pierwsza z nich otworzyła niezależnym inwestorom dostęp do rynku wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji. Druga otworzyła na rynku energii elektrycznej dostęp do usług systemowo-sieciowych odbiorcom oraz wytwórcom i firmom handlowym.

Nie ma wątpliwości, że *net-metering* i *selfdispatching* (rozproszone operatorstwo) otwierają trzeci etap konkurencji na rynku energii elektrycznej. Stosowanie pierwszego z mechanizmów rozciąga się tu potencjalnie na całą sieć nN-SN (po stronie OK4<sup>+</sup>). Z kolei *selfdispatching* może być prosumencki, spółdzielczy, klastrowy, a także może obejmować elektrownię wirtualną w segmencie energetyki NI. Znaczenie *net-meteringu* i *selfdispatchingu*, jako mechanizmów rynkowych, wynika w połowie drugiej dekady XXI w. z interakcji wielu procesów i okoliczności. Najważniejsze z nich są następujące.

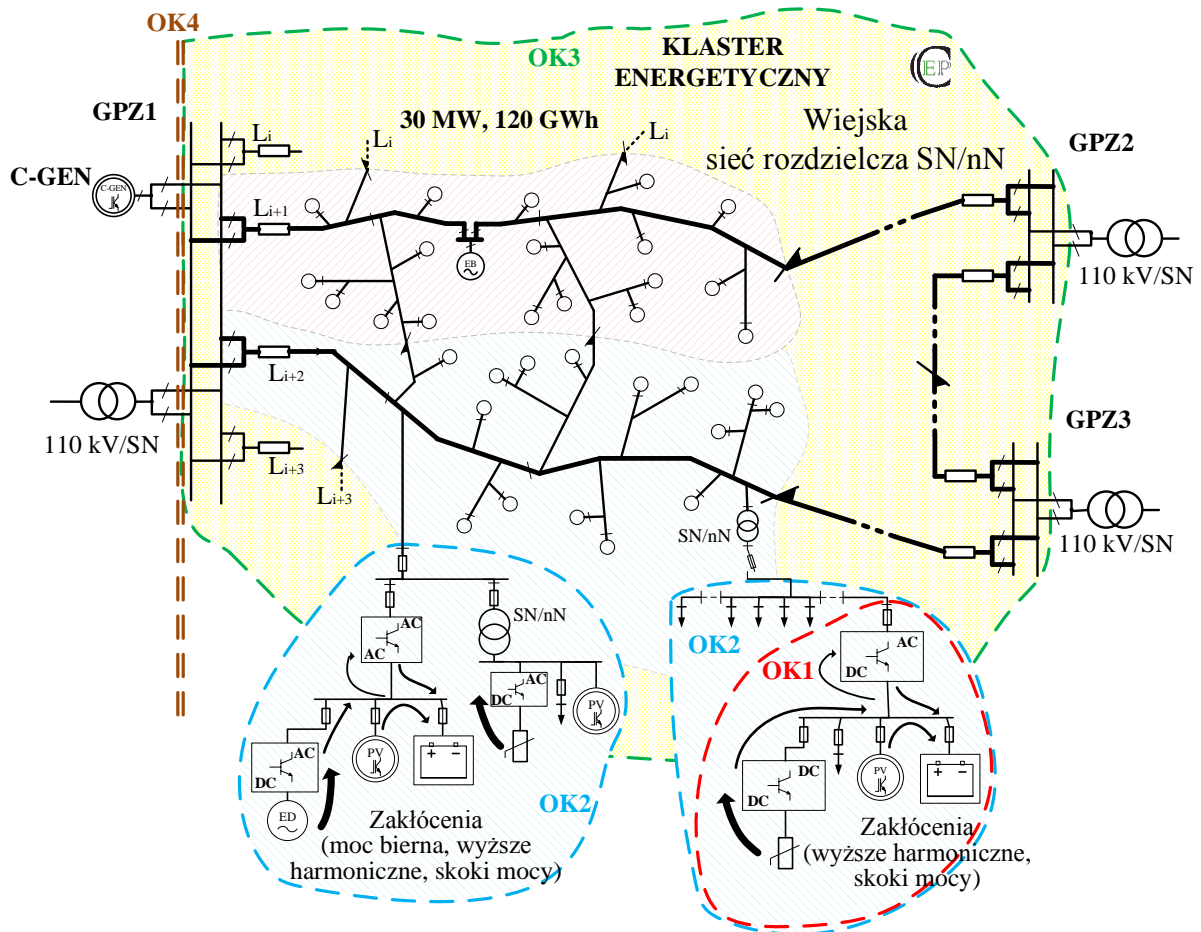
**1.** *Net mterinig* jest bardzo prostym, intuicyjnym (wymiana barterowa), przejrzystym i bardzo efektywny mechanizm makroekonomicznym i mikroekonomicznym, umożliwiającym rządowi zmianę rynku energii elektrycznej przy pomocy pretendentów w trybie przełomowym.

2. Makroekonomiczny wymiar oznacza możliwość wykorzystania *net-meteringu* przez rząd do strategicznego zainicjowania alokacji zasobów w trójbiegunowym systemie bezpieczeństwa elektroenergetycznego WEK-NI-EP.
3. Mikroekonomiczny wymiar oznacza możliwość zainicjowania przejrzystej konkurencji między „magazynem” systemowo-sieciowym, obejmującym cały pakiet usług systemowych, na poziomie energetyki WEK oraz *selfdispatchingiem* na rynkach energii użytecznej, rozwijających się w procesach pasywizacji budownictwa oraz elektryfikacji ciepłownictwa i elektryfikacji transportu, w obszarze energetyki EP-NI.
4. Potencjał dyfuzji *net-meteringu* i *selfdispatchingu* na rynek energii elektrycznej jest związany bezpośrednio z rozwojem technologii teleinformatycznych i energoelektronicznych, a także mechatronicznych, czyli jest bardzo duży. Zwłaszcza, że mechanizmy te łącznie traktowane stanowią bardzo dobre środowisko do rozwoju Internetu IoT oraz technik transakcyjnych *blockchain*. Czyli prowadzą do bardzo heterogenicznego, z drugiej strony poddającego się pewnej ograniczonej integracji za pomocą inteligentnej infrastruktury (jednak bardzo daleko wykraczającej poza licznik „inteligentny” rozumiany w sposób charakterystyczny dla operatorów, w szczególności dystrybucyjnych, w energetyce WEK).
5. *Net metering* i *selfdispatching* łącznie traktowane umożliwiają ponadto płynne przejście do szybkiego jednotowarowego rynku energii elektrycznej, co jest warunkiem pobudzenia silnej konkurencji i tym samym rynkowej transformacji energetyki, bez istotnego ryzyka utraty kontroli nad procesem transformacyjnym (w szczególności kalibrowanie *net meteringu* jest stosunkowo proste, i można go realizować w trybie nadążnym, czyli *ex post*, w miejsce taryfowania opłaty systemowo-sieciowej w trybie *ex ante*).

**Klastry i spółdzielnie na obszarach wiejskich.** Sekwencja pobudzania aktywności prosumenckiej jest sprawą otwartą ze względu na wielką dynamikę procesów rynkowych. Jednak z przyczyn fundamentalnych obszary wiejskie powinny być kolebką energetyki prosumenckiej i mono rynku energii elektrycznej OZE. Dlatego, bo na tych obszarach przebudowa energetyki jest najłatwiejsza i może być źródłem największych korzyści. Mianowicie, przebudowę po stronie podaży można zrealizować w krótkim czasie, w horyzoncie 2040, za pomocą źródeł OZE przyłączanych do sieci nN-SN, mianowicie: źródeł PV (przede wszystkim dachowych), pojedynczych źródeł wiatrowych o mocy do 3 MW (głównie klasy 3 MW), oraz biogazowych źródeł kogeneracyjnych (klasy 1 MW<sub>el</sub> i mikro-źródeł o mocy do 50 kW<sub>el</sub>) [1]. Taka struktura bilansu wytwórczego (mono rynek energii elektrycznej OZE), w pełni możliwy do sfinansowania przez niezależnych inwestorów i prosumentów (energetyka EP-NI), jeśli tylko nie będą oni narażeni na ryzyko polityczne, zapewnia w tendencji ponad 2-krotne obniżenie kosztów energii użytecznej na obszarach wiejskich.

Rysunek 5 przedstawia w sposób syntetyczny referencyjny „zupełny” klaster KE na obszarach wiejskich (jest to klaster w granicach powiatu; w Polsce na obszarach wiejskich jest 314 powiatów, bez powiatów grodzkich). Osłony kontrolne OK1, OK2 i OK3 pokazane na rys. 5 mają kluczowe znaczenie z punktu widzenia budowy rynków wschodzących EP-NI, bo do tych osłon jest/będzie alokowana produkcja energii elektrycznej i w tych osłonach będzie realizowany *selfdispatching*, przez prosumentów oraz przez operatora OHT (czyli do

tych osłon będą alokowane zasoby regulacyjno-bilansujące, obecnie usługi „systemowe”). Z kolei racjonalny *net metering* na zewnątrz osłony OK1 i wewnątrz osłon OK2 i OK3 jest warunkiem dynamicznej równowagi procesu alokacji (ogólnie w kraju) w horyzoncie 2050 (wytwórczych, sieciowych i regulacyjno-bilansujących) zasobów z rynku schodzącego WEK na rynki wschodzące EP-NI.



**Rys. 5. Klaster energetyczny na obszarach wiejskich. Integracja sieci SN z infrastrukturami energetycznymi nowego typu w osłonach OK1 i OK2**

Jedną z najważniejszych przesłanek transformacji energetyki obszarów wiejskich w mono rynek energii elektrycznej OZE jest niska gęstość powierzchniowa zapotrzebowania na energię elektryczną na tych obszarach, wyrażana w MWh/(km<sup>2</sup>·rok). Jest to gęstość, która powoduje w szczególności strukturalną nieefektywność tradycyjnej (w Europie) reelektryfikacji „sieciorowej” obszarów wiejskich, zapewnia natomiast racjonalność reelektryfikacji OZE. Tę hipotezę należy rozpatrywać współcześnie przynajmniej w dwóch aspektach. W wymiarze historycznym najbardziej charakterystycznym przykładem potwierdzającym słuszność hipotezy jest dotychczasowy model autonomicznych źródeł wytwórczych w rolnictwie USA (ponad 10 mln źródeł), głównie w postaci agregatów prądotwórczych zasilanych olejem napędowym i w postaci minielektronii wiatrowych.

Drugi wymiar, to współczesna elektryfikacja wschodzących krajów/regionów strefy równikowej (w szczególności Indii, Afryki Subsaharyjskiej). W tym wypadku dzięki źródłom

wytwórczym OZE, w szczególności PV, ale także wiatrowym i biogazowym możliwe stało się przełamanie bariery dostępu do energii elektrycznej na obszarach nie posiadających wielkich/zwartych/sieciowych systemów elektroenergetycznych, zasilanych z wielkich bloków wytwórczych (z wielkich elektrowni) na paliwa kopalne.

Oczywiście, jeśli zgodnie z amerykańskim pragmatyzmem (ekonomiką rynkową) rolnictwo w USA było elektryfikowane (pierwotnie) za pomocą źródeł autonomicznych, a obecnie za pomocą źródeł prosumenckich OZE i mikrosieci zasilanych źródłami OZE jest realizowana elektryfikacja (pierwotna) krajów/regionów wschodzących, to nie powinno być już wątpliwości, że reelektryfikacja obszarów wiejskich w Polsce, konieczna ze względu na potrzeby modernizacji tych obszarów i restrukturyzacji rolnictwa, powinna być reelektryfikacją OZE typu *semi off grid*, z rolą istniejącej infrastruktury SN/nN sprowadzającą się coraz bardziej do roli *backup-u*.

Taka rola pociąga za sobą poważne konsekwencje. W ujęciu makroekonomicznym oznacza ona nowy model inwestycyjny, mianowicie przekierowanie dotychczasowych bezpośrednich inwestycji w linie elektroenergetyczne (SN, nN) i stacje SN/nN w obszar ich automatyzacji. Z tym jest związana w szczególności konieczność realizacji dwóch celów.

W warstwie badawczej w wypadku sieci rozdzielczych SN/nN chodzi po pierwsze o opracowanie modelu przekształcającego tradycyjne zasoby „przyłączeniowe” tych sieci w nowe zasoby „integracyjne”, czyli o opis objaśniający na nowo wartość użytkową sieci (linii, stacji transformatorowych) na mono rynku energii elektrycznej OZE. Zasoby przyłączeniowe oznaczają oczywiście zdolność (jednostronnego) przyłączania odbiorców do KSE. Zasoby integracyjne oznaczają natomiast właściwość infrastruktury SN/nN umożliwiającą pracę równoległą źródeł WEK-NI-EP (udział tych źródeł w bilansie produkcji energii elektrycznej). Waga przekształcenia wynika z oszacowania mówiącego o tym, że zasoby integracyjne są, w kontekście wykorzystania długotrwałej obciążalności prądowej linii elektroenergetycznych i mocy znamionowej transformatorów, wielokrotnie, nawet dziesięciokrotnie, większe od zasobów przyłączeniowych.

**Tab. 3. Charakterystyka wiejskich sieci rozdzielczych SN/nN**

Lp.	Wielkość	Wartość liczbowa	Komentarz
1	Długość linii nN	260 tys. km	stopień umorzenia 55%
2	Długość linii SN	210 tys. km	stopień umorzenia 50%
3	Liczba stacji SN/nN	160 tys. stacji	moc 100 kVA, stopień umorzenia 55%
4	Liczba odbiorców zasilanych ze stacji SN/nN	25 odbiorców	(-)
<b>Wskaźniki niezawodności</b>			
5	Roczna liczba przerw u odbiorcy	5-10	(-)
6	Czas pojedynczej przerwy w godzinach	2-3	(-)
7	Wskaźnik zawodności	$(1-2) \cdot 10^{-4}$	stosunek energii dostarczonej do niedostarczonej

Drugim celem jest fizyczne przekształcenie obecnych sieci rozdzielczych SN/nN (prostych pod względem technicznym) w zautomatyzowaną infrastrukturę, technicznie złożoną, posiadającą zdolność adaptowania się do bardzo dynamicznie zmieniających się warunków pracy normalnej, posiadającą także zdolność odbudowy poawaryjnej, przede wszystkim jednak bardzo wrażliwą w kontekście bezpieczeństwa przeciwporażeniowego.

Krótką charakterystyka sieci rozdzielczych na obszarach wiejskich w Polsce, jest następująca (podane oszacowania mają charakter autorski, do ich wykonania zostały wykorzystane zróżnicowane materiały źródłowe, zweryfikowane przez autora oszacowań).

**1.** Długość linii nN – 260 tys. km (65 % łącznej długości wszystkich krajowych linii nN; przy tym udział wiejskich linii napowietrznych nN w krajowych sieciach napowietrznych wynosi aż 80%, a kablowych tylko 20%).

**2.** Długość linii SN – 210 tys. km (75% łącznej długości wszystkich krajowych linii SN; przy tym udział wiejskich linii napowietrznych SN w krajowych sieciach napowietrznych wynosi aż 90%, a kablowych zaledwie 13%).

**3.** Liczba stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN – 160 tys. (65 % ogólnej liczby stacji SN/nN w kraju; przy tym przeciętna wartość mocy znamionowej wiejskiej stacji/transformatora wynosi 100 kVA i jest ponad 3-krotnie mniejsza od przeciętnej mocy znamionowej stacji miejskiej – 330 kVA).

**4.** Liczba odbiorców (domów/gospodarstw) zasilanych z jednej stacji wiejskiej wynosi około 25 (około 100 mieszkańców) i jest 4-krotnie mniejsza niż liczba odbiorców (w tym wypadku głównie mieszkań) zasilanych z jednej stacji miejskiej.

**5.** Wskaźniki charakteryzujące (poza rozległymi awariami sieciowymi) zawodność zasilania odbiorców z sieci wiejskich: roczna liczba przerw wynosi 5-10, czas trwania pojedynczej przerwy wynosi 2-3 godziny; syntetyczny wskaźnik nieciągłości zasilania rozumiany jako prawdopodobieństwo braku zasilania w czasie wynosi  $(1-2) \cdot 10^{-4}$  – jest to wskaźnik około 5-krotnie gorszy (większy) niż w przypadku sieci miejskich.

**6.** Rozległe awarie sieciowe stają się coraz większym problemem na obszarach wiejskich. Lista takich awarii w ostatnich latach wydłuża się niezwykle szybko. Najbardziej charakterystyczne przykłady są następujące: kilkunastogodzinne przerwy zasilania, które dotknęły 700 tys. mieszkańców Mazowsza i północno-wschodniej części kraju – październik 2009; kilkudziesięciogodzinne przerwy zasilania, odczuło je 120 tys. mieszkańców Małopolski i Śląska oraz dwutygodniowe, które objęły 20 tys. mieszkańców Śląska – styczeń 2010; kilkunastogodzinne i dłuższe przerwy dotykające ponad 20 tys. mieszkańców północno-zachodniej części kraju – grudzień 2010; kilkunastogodzinne i dłuższe przerwy zasilania, odczuło je 500 tys. mieszkańców w kraju, głównie na Pomorzu, Pomorzu Zachodnim oraz w Wielkopolsce – grudzień 2013. Po wymienionych przykładach był liczne kolejne wielkie awarie sieciowe, aż po dwie w październiku 2017 r. Mianowicie, kilkudziesięciogodzinne i dłuższe przerwy dotknęły 720 tys. odbiorców na Kujawach oraz 290 tys. odbiorców na Ziemi Lubuskiej).

**7.** Stopień umorzenia sieci (linie, transformatory): linie SN – około 55%, linie nN – około 50%, transformatory SN/nN – około 55% (w przypadku miejskich sieci stopień umorzenia wynosi: 40%, 45%, 55%, odpowiednio).

Zasadniczy wniosek wynikający z przedstawionych uwarunkowań jest w kontekście architektury nowego rynku energii elektrycznej, następujący. Efektywność ekonomiczna fundamentalna, nawet ta rozpatrywana w tradycyjnych kategoriach, przebudowy elektroenergetyki wielkoskalowej w energetykę prosumencką (rozproszoną) jest na obszarach wiejskich zdecydowanie większa niż na obszarach miejskich. Dlatego na obszarach wiejskich należy ją pobudzić w pierwszej kolejności. Ten kluczowy wniosek znajduje uzasadnienie w faktach, którymi są.

- 1.** Nieadekwatność zasilania obszarów wiejskich w energię elektryczną w stosunku do potrzeb potencjalnych inwestorów zainteresowanych inwestowaniem na tych obszarach (niska jakość zasilania, brak możliwości przyłączania nowych odbiorców) oraz wynikająca stąd niekwestionowana potrzeba reelektryfikacji wsi i przede wszystkim rolnictwa, jako warunku jego restrukturyzacji i modernizacji.
- 2.** Większa efektywność i skuteczność reelektryfikacji obszarów wiejskich za pomocą energetyki prosumenckiej, w porównaniu z reelektryfikacją „sieciovą”, co wynika bezpośrednio ze strukturalnej nieefektywności elektryfikacji obszarów wiejskich za pomocą dotychczasowych technologii sieciowych oraz z osiągniętego już poziomu rozwoju prosumenckich technologii energetycznych.
- 3.** Rozwój energetyki prosumenckiej na obszarach wiejskich jest dla Polski najefektywniejszym sposobem realizacji celów Pakietu Zimowego. Wykorzystanie tego sposobu jest bardzo ważne z punktu widzenia potrzeby odwrócenia destrukcyjnych skutków dotychczasowego sposobu realizacji celów Pakietu 3x20 (w szczególności za pomocą współspalania, przy całkowitym pominięciu możliwości realizacji celów za pomocą prosumenckich źródeł ciepła).
- 4.** Rozwój energetyki prosumenckiej na obszarach wiejskich jest dla Polski najefektywniejszym sposobem (pod względem wykonalności w ogóle i pod względem ekonomicznym w szczególności) realizacji celu cywilizacyjnego w odniesieniu do 15 mln ludzi w Polsce (rewitalizacja zasobów budynkowych i trwałe wejście w model społeczny zrównoważonego rozwoju energetyczno-środowiskowego, trwałe wejście w model ekonomiczny zdywersyfikowanego rozwoju rolniczo-energetycznego, trwałe wejście w obszar technologii smartgridowych (teleinformatycznych, internetowych), trwałe wejście obszar prosumenckich łańcuchów wartości i na związany z nimi rynek innowacyjnych usług.
- 5.** Przy tym trzeba uwzględnić, że w przypadku energii elektrycznej samowystarczalność prosumencka oznacza zarazem ogólną zasadę ograniczenia podaży do poziomu popytu, albo niewielkie tylko przekroczenie popytu przez podaż (praktyczne procedury stosowania tej ogólnej zasady muszą mieć podstawy w analizach rozptylowych energii elektrycznej wykonanych dla indywidualnych/modelowych linii nN).

Potencjał efektywności rynkowej reelektryfikacji obszarów wiejskich za pomocą źródeł OZE pokazuje dobitnie tab. 3. Tabela pokazuje w szczególności, że istnieje już duży potencjał rynku inwestycyjnego na obszarach wiejskich w segmencie źródeł prosumenckich w osłonach kontrolnych OK1 i OK2, nie wymagający żadnego wsparcia. Potrzebne jest jednak usunięcie (zastąpienie za pomocą *net meteringu*) najbardziej obecnie nieefektywnego – w kontekście

alokacji zasobów ekonomicznych, zarówno mikro- jak i makroekonomicznych – rozwiązania na rynku energii elektrycznej w postaci monopolistycznej opłaty systemowo-sieciowej, do której „upycha” się wszystkie koszty niemożliwe do opłacenia na rynku konkurencyjnym. (Oszacowania zakresu subsydiowania poprzez opłatę systemowo-sieciową, wytwarzającego fałszywe sygnały cenowe, przedstawione zostały w tab. 2).

**Tab. 3. Szacunkowe ceny jednoskładnikowe w poszczególnych taryfach (2016)**

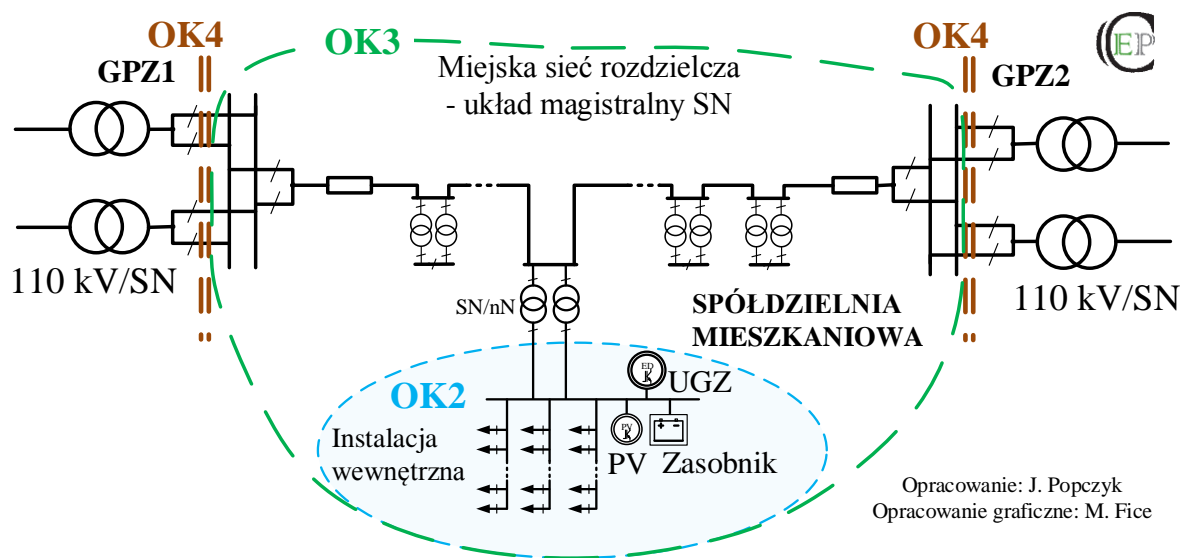
Segment EP/NI	Oslona	Koszt uniknięty, jednostkowy PLN/MWh	WNM (roczny)	Maksymalny jednostkowy koszt produkcji PLN/MWh	Minimalny jednostkowy CAPEX PLN/MWh
<b>Źródła PV (moc 2-50 kW)</b>					
EP (dom jednorodzinny)	OK1	650 ... 800	0,9	600 ... 720	200
EP (blok mieszkalny)	OK2	440	0,8	350	300
EP (MSP1)	OK1	610 ... 700	0,9	550 ... 630	400
EP (MSP2)	OK2	350 ... 400	0,8	280 ... 320	400
<b>Źródła mikrobiogazowe <math>\mu</math>EB (klasy 10-50 kW)</b>					
EP 1 (wysypisko odpadów, odpady biodegradowalne)	OK2	400	0,8	320	250
EP 2 (oczyszczalnia ścieków)					
EP 3 (kurnik)					
EP 4 (chlewnia)					
EP 5 (obora)					
EP 6 (gospodarstwo rolne średniotowarowe)					

**Spółdzielnie energetyczne w miastach.** Obszary wiejskie mają, w obrębie infrastruktury sieciowej SN, duży potencjał eksportowy energii ze źródeł OZE do małych i średnich miast (do 100 tys. mieszkańców). Dla miast 100-500 tys. mieszkańców (35 miast) transformacja energetyczna musi uwzględniać większe wykorzystanie transferów paliwowych do źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci SN.

W wypadku dużych miast (powyżej 500 tys. mieszkańców), a w szczególności w aglomeracji Warszawskiej i Metropolii Silesia (każda około 2 mln mieszkańców) transformacja będzie trudniejsza; przede wszystkim będzie wymagała połączenia mechanizmów rynkowych na mono rynkach wschodzących OZE charakterystycznych dla korytarzy infrastrukturalno-urbanistycznych (z wykorzystaniem sieci 400-220-110 kV energetyki WEK) z mechanizmami charakterystycznymi dla wschodzących mono rynków energii elektrycznej rozwijanych na infrastrukturze nN-SN z wykorzystaniem transferów paliwowych).

Z drugiej jednak strony w wielkich miastach istnieją bardzo dobre uwarunkowania do transformacji, od zaraz, modelu rynkowego zasilania bloków mieszkalnych. Jest to związane

z faktem, że bloki te w dominującej części są zasilane ze stacji transformatorowych SN/nN; charakterystyczny schemat miejskiego układu sieciowego SN przedstawia rys. 6.



**Rys. 6. Miejski magistralny układ sieciowy SN**

Zatem istnieje szczególna możliwość „przeniesienia” umów mieszkańców z dostawcami zobowiązanymi energii elektrycznej do spółdzielni mieszkaniowej (sposób „przeniesienia” jest sprawą otwartą). A dalej, do zmiany taryf G dla mieszkańców na taryfę B dla spółdzielni mieszkaniowej. I jeszcze dalej, do wejścia w intensywny model prosumencki dla bloku mieszkaniowego (pasywizacja budynku, instalacja dachowych źródeł PV, instalacja gazowego źródła kogeneracyjnego, car sharing z wykorzystaniem samochodów elektrycznych).

### Cykl Raportów BŻEP *Transformacja energetyki w rynku energii użytecznej OZE*

– *perspektywa 2050* : <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>

- [1] *Struktura polskiego bilansu wytwórczego 2050 na mono rynku energii elektrycznej OZE – zawężanie obszaru poszukiwań (etap 3)*. Popczyk J., Bodzek K. Listopad 2017.
- [2] *Trajektoria transformacyjna 2018 - 2050 polskiej energetyki – zawężanie obszaru poszukiwań (etap 2)*. Popczyk J., Fice M. Listopad 2017.
- [3] *Mono rynek energii elektrycznej (użytecznej) OZE*. Popczyk J. Listopad 2017.
- [4] *Przełom w energetyce*. Popczyk J. Październik 2017.

### Inne źródła

- [5] Popczyk J.: *Model interaktywnego rynku energii elektrycznej. Od modelu WEK-NI-EP do EP-NI-WEK*. BŻEP. <http://klaster3x20.pl>. Luty 2015 (wersja startowa) – maj 2015 (wersja czwarta).



- [6] Popczyk J. *Model interaktywnego rynku energii elektrycznej. Od rynku grup interesów do cenotwórstwa czasu rzeczywistego*. <http://klaster3x20.pl>. Maj 2016 (Raport [5] istotnie zmieniony).
- [7] Popczyk J. *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*. Skrypt Uczelniany. Wydawnictwa Politechniki Śląskiej. Gliwice 1980.
- [8] Popczyk J. *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*. Skrypt Uczelniany. Wydawnictwa Politechniki Śląskiej. Gliwice 1984.
- [9] Materiały Konwersatorium Inteligentna Energetyka (prezentacje : Popczyk J., Kiluk S., Wójcicki R., Bodzek K., Fice M.). <http://klaster3x20.pl>. Listopad 2017.