

## **Węgiel, gaz i atom czy nowy rynek energii elektrycznej**

Jan Popczyk

**Wprowadzenie.** Polska energetyka potrzebuje wstrząsu. Chodzi o wstrząs, który przerwie pasmo błędów i zaniechań rządowych po 2000 roku. Najłagodniejszą formą potrzebnego wstrząsu byłaby natychmiastowa radykalna zmiana rynku energii elektrycznej, czyli ogólniej: fundamentalna przebudowa modelu biznesowego energetyki. Jednak prawdopodobieństwo zgody posolidarnościowej korporacji politycznej na taką zmianę jest niewielkie. Alternatywą jest ostry kryzys w krótkim czasie (jeszcze w tej dekadzie). Dlatego potrzebna jest szybka kompetencyjna konsolidacja sił proreformatorskich, które będą przygotowane do przeprowadzenia reformy. Najważniejszym zadaniem do wykonania jest konsolidacja metody nowej energetyki (to po stronie strategicznej) oraz opracowanie koncepcji nowego rynku energii elektrycznej (jest to zadanie praktyczne).

### **Jeszcze jeden przegląd przyczyn kryzysu w polskiej energetyce**

Dramat górnictwa został już ujawniony. W szczególności dramat ten pokazują: spadek wartości giełdowej Jastrzębskiej Spółki Węglowej (o 90 %), zakończony w kwietniu 2016 roku proces przekształcania Kompanii Węglowej w Polską Grupę Górniczą i dalsze kłopoty PGG, trwający proces ratunkowy dla Katowickiego Holdingu Węglowego (jego przekształcanie w Polski Holding Węglowy). Śmiertelny kryzys w elektroenergetyce jest jeszcze maskowany, ale spadek wartości giełdowej indeksu WIG Energia od maja 2015 roku o ponad 50% (a w wypadku Grupy Energa nawet o 65%) oznacza przecież rzecz fundamentalną w praktyce: utratę przez elektroenergetykę WEK zdolności inwestycyjnych w bloki wytwórcze węglowe klasy 1000 MW, a jeszcze znacznie bardziej w bloki jądrowe klasy 1600 MW.

Pierwotnej przyczyny dramatycznej sytuacji górnictwa i elektroenergetyki trzeba szukać w „płynnej” (rozciągniętej praktycznie na całą pierwszą dekadę nowego stulecia, zakończonej ukształtowaniem się czterech grup energetycznych, w kolejności: Enea, PGE, Tauron, Energa) recentralizacji elektroenergetyki, i szokowej recentralizacji górnictwa w 2003 roku (utworzenie Kompanii Węglowej). Jedna i druga recentralizacja oznaczała zaniechanie reform z pierwszej dekady po zmianach ustrojowych. Było to możliwe, i zostało skrzętnie zdyskontowane przez posolidarnościową klasę polityczną we własnym interesie, w drodze wykorzystanie (przedwczesnego) efektów reform, jeszcze dalekich (w pierwszej dekadzie obecnego stulecia) od strukturalnego utrwalenia. Oczywiście, po recentralizacji nastąpiło pasmo dalszych zaniechań kolejnych rządów, nad którymi korporacje górnicza i elektroenergetyczna znacznie zwiększyły swoją przewagę polityczną.

### **WĘGIEL, ROPA, GAZ i ATOM (świat)**

#### **Liczbowy wymiar starej energetyki – dramatyczny spadek wartości rynków i przedsiębiorstw WEK**

W tabeli 1 przedstawiony został najbardziej syntetyczny globalny obraz paliw kopalnych (ich rynków). Dane bilansowe i wartości rynków zestawione w tabeli, chociaż bardzo przybliżone,

pozwalają z całą pewnością lepiej zrozumieć wagę z jednej strony, a z drugiej trudności związane z przebudową energetyki (tworzą wiarygodny punkt odniesienia do tej przebudowy). Są też pomocne w analizie dynamiki procesów na globalnych rynkach paliw kopalnych, w tym ich powiązania z sytuacją na rynkach energii elektrycznej.

Pierwszym „wymiarem” dynamiki jest dynamika wielkości rynków paliw kopalnych wyrażonych w jednostkach energii chemicznej. Wielkość ta po 2010 roku praktycznie nie zmienia się, albo tylko nieznacznie rośnie [4]. W szczególności rynek węgla w 2015 roku był dokładnie taki jak w 2011 roku (w 2014 roku był wprawdzie o 2,5% większy, ale spadek w 2015 roku całkowicie skompensował wcześniejszy wzrost). Rynek ropy rósł w okresie 2011-2015 o około 1,5% rocznie (łącznie około 8%). Rynek gazu ziemnego (sieciowego i LNG) zwiększał się nawet wolniej, rocznie o około 1,4% (łącznie około 7%).

**Tab. 1. Bilans energetyczny 2015 – świat (liczba ludności: 7 mld; liczba samochodów: 1,1 mld),** tabela zaczerpnięta z Raportu-zapowiedzi [1], zaktualizowana (dane wyjściowe bilansowe ustalono w drodze krytycznego przeglądu i „krzyżowej” weryfikacji piśmiennictwa internetowego)

	Roczne zużycie paliw kopalnych, na cele energetyczne <sup>(1)</sup>			
	węgiel kamienny	węgiel brunatny	ropa	gaz
Jednostki naturalne	7 mld ton	1 mld ton	4 mld ton	2 bln m <sup>3</sup>
Wartość (giełdowa), mld \$	380 <sup>(2)</sup>	35 <sup>(3)</sup>	1300 <sup>(2)</sup>	320-600 <sup>(4)</sup>
Energia chemiczna, tys. TWh	35	3	45	20
Emisja CO <sub>2</sub> <sup>(5)</sup> , mld ton	15	1	9	4
Energia użyteczna, tys. TWh	10 <sub>e</sub> + 5 <sub>c</sub> (energia el. + ciepło)	1 <sub>e</sub> (energia el.)	7 <sub>t</sub> + 3 <sub>c</sub> + 1 <sub>e</sub> (energia na kołach)	6 <sub>e</sub> + 5 <sub>c</sub> (energia el. + ciepło)
Roczna produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, tys. TWh				
3 <sub>e</sub>				
Roczna produkcja energii w źródłach OZE, tys. TWh				
<b>wodne</b>	<b>wiatrowe</b>	<b>PV</b>	<b>biomasowe</b>	
4 <sub>e</sub>	1 <sub>e</sub>	0,3 <sub>e</sub>	(0,03 <sub>e</sub> + 0,03 <sub>c</sub> ) <sub>Niemcy</sub> + (0,6 <sub>t</sub> ) <sub>USA+Brazylia</sub> <sup>(6)</sup>	

<sup>(1)</sup> w szczególności bez zużycia węgla kamiennego i gazu ziemnego na cele procesowe (koksownictwo, przemysł chemiczny, ...); <sup>(2)</sup> przyjęto jednostkowe ceny giełdowe: węgiel kamienny – 55 \$/t, ropa – 330 \$/t (45 \$/baryłka); gaz 160 \$/(tys. m<sup>3</sup>); <sup>(3)</sup> do oszacowania wartości węgla brunatnego, który nie jest notowany na giełdach, przyjęto praktyczną regułę, zgodnie z którą cena jednostki energii chemicznej w węglu brunatnym jest równa 0,7 ceny jednostki energii chemicznej w węglu kamiennym; <sup>(4)</sup> wartość rynku gazu, który praktycznie jeszcze nie podlega pełnej wycenie giełdowej (choć specyficzne formy wyceny giełdowej, globalnej w przypadku gazu płynnego oraz lokalnej w postaci habów gazu sieciowego, są już stosowane) oszacowano w postaci przedziału: dolna wartość przedziału jest związana z krótkotrwałym mechanizmem rynkowym, który ukształtował się w USA pod wpływem boomu gazu łupkowego (boom ten spowodował zrównanie się cen energii chemicznej w gazie i w węglu kamiennym), górna wartość jest z kolei charakterystyczna dla reguły, która obowiązywała przez dziesięciolecie w dostawach sieciowych rosyjskiego gazu ziemnego do Europy i polegała na indeksowaniu (z 9-cio miesięcznym opóźnieniem) cen gazu w kontraktach długoterminowych *take or pay* cenami giełdowymi ropy naftowej; <sup>(5)</sup> oszacowania wykonane przy założeniu spalania stechiometrycznego; <sup>(6)</sup> w oszacowaniu uwzględniono dane dla trzech światowych liderów w zaawansowanych technologiach energetycznego wykorzystania biomasy (poza spalaniem nieprzetworzonej biomasy drzewnej oraz innej stałej), mianowicie dla Niemiec (produkcja energii elektrycznej i ciepła w biogazowniach połączonych ze źródłami kogeneracyjnymi) oraz dla USA i Brazylii (produkcja paliw transportowych w biorafineriach).

W uzupełnieniu do rynków węgla, ropy i gazu podaje się tu informację dotyczącą rynku energetyki jądrowej (energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowniach jądrowych). W wypadku tej energetyki kluczowe znaczenie mają dwie katastrofy jądrowe: Czarnobyl

(1986) oraz Fukushima (2011). Katastrofa elektrowni Czarnobyl zahamowała rozwój energetyki jądrowej, mianowicie ustabilizowała na 35 lat (do katastrofy elektrowni Fukushima) jej globalne zasoby na poziomie 430 bloków jądrowych, a udział w produkcji energii elektrycznej na poziomie około 13% (moc bloków jądrowych wzrosła w tym okresie z około 300 do około 360 GW). Katastrofa elektrowni Fukushima spowodowała natomiast przełom, mianowicie zapoczątkowała schyłek energetyki jądrowej w postaci wielkich bloków wytwórczych (o mocy do 1600 MW). Największy wpływ na ten przełom miała oczywiście koincydencja katastrofy i wielkie wejście do „gry” energetyki PV (drugiego wielkiego segmentu energetyki OZE, oprócz energetyki wiatrowej). W rezultacie produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w okresie 2010-2015 zmalała o 7%, a udział tych elektrowni w światowej produkcji energii elektrycznej skurczył się do około 11%. Ważniejsze jednak znaczenie ma wpływ katastrofy elektrowni Fukushima na procesy, które dobrze charakteryzuje sytuacja w trzech krajach grupy E7. W Niemczech katastrofa zadecydowała o całkowitej likwidacji energetyki jądrowej (o natychmiastowym wyłączeniu 8 reaktorów i o wyłączeniu pozostałych 9 reaktorów w okresie do 2022 roku). W Japonii po katastrofie nastąpiło wyłączenie wszystkich 50 reaktorów, i praktycznie wszystkie (bez dwóch) pozostają one dalej wyłączone, mimo wielokrotnych prób mających na celu przywrócenie większości z nich do pracy (rząd i korporacja elektroenergetyczna nie są w stanie przezwyciężyć oporu społeczeństwa). W Chinach z kolei po 2011 roku nastąpił gwałtowny zwrot w kierunku energetyki OZE (wiatrowej i PV), w której inwestycje są już całkowicie wystarczające do wyeliminowania energetyki węglowej i jądrowej w konkurencji o rozwojowy rynek energii elektrycznej (cały przyrost zapotrzebowania na energię elektryczną jest już pokrywany przez energetykę OZE).

Drugi wymiar dynamiki jest związany z wartością rynków paliw kopalnych, wyrażoną w \$ (związaną z cenami węgla i ropy notowanymi na giełdach oraz „pochodnymi” cenami dla gazu). W okresie 2011-2015 (przez 5 lat) wartość globalnych rynków paliw kopalnych zmniejszała się, przy niezmiennych praktycznie wielkościach rynków, tak jak ceny, czyli łącznie o około 40-50%. To oznacza, że o ile wartość ta w 2015 roku wynosiła około 2,1 bln \$ (tab. 1), to w 2011 roku była ona 1,6 do 2 razy większa (była to wartość około 3,5-4 bln \$).

Trzeci wymiar dynamiki, wiążący rynki paliw kopalnych i rynek energii elektrycznej, obejmuje trzy składowe. Po pierwsze, jest to wartość (giełdowa) przedsiębiorstw elektroenergetycznych WEK (ze źródłami wytwórczymi jądrowymi, węglowymi i gazowymi; źródła na ropę naftową obecnie nie mają praktycznego znaczenia). Reprezentatywne w tym aspekcie, największe przedsiębiorstwa europejskie (francuski EDF oraz niemieckie przedsiębiorstwa RWE i EOn) straciły w 2015 roku na wartości około 50%, każde z osobna.

Druga składowa, to wartość inwestycji w źródła wytwórcze energii elektrycznej na paliwa kopalne (węglowe i gazowe). Inwestycje te zostały oszacowane w skali świata na około 130 mld \$ [5]. Przy łącznej wartości rynków energii elektrycznej na świecie, wynoszącej około 3 bln \$, jest to poziom poniżej niezbędnych inwestycji odtworzeniowych w obszarze źródeł na paliwa kopalne (łączną wartość rynków energii elektrycznej oszacowano przyjmując jej jednostkową przeciętną cenę dla odbiorców końcowych, bez podatków, równą około 110 \$/MWh). Taka sytuacja jest całkowicie zrozumiała w świetle wielkich obniżek wartości elektroenergetycznych przedsiębiorstw WEK (utraciły one przecież już zdolność inwestycyjną), ale z drugiej strony jest symptomatyczna w świetle wielkiej obniżki cen paliw kopalnych, bo oznacza, że mimo tych niskich cen nie nastąpi już odbudowa popytu na paliwa kopalne wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej.

Dlatego zrozumiała jest wielka fala bankructw przedsiębiorstw górniczych w USA (w ciągu niecałego roku, od lipca 2015 roku do czerwca 2016 roku, zbankrutowały największe grupy górnicze: Walter Energy, Alpha Natural Resources, Arch Coal, Peabody Energy – największa prywatna firma węglowa świata; łączny udział wymienionych firm w wydobyciu w USA, to ponad 50%). Chiny z kolei ogłosiły na początku 2016 roku przystąpienie do likwidacji 4300 kopalń węgla kamiennego (oznaczającej roczny ubytek wydobycia o 700 mln ton) i zastąpienia energii elektrycznej odpowiadającej temu ubytkowi (nie wyprodukowanej w źródłach węglowych) produkcją ze źródeł OZE. Bankructwa nie omijają także górnictwa w Europie; w pierwszej połowie 2016 roku w Republice Czeskiej, ostatnim kraju (oprócz Polski), który wcześniej nie podjął decyzji politycznej o likwidacji górnictwa, nastąpiła upadłość jedyne go czeskiego konsorcjum górniczego OKD (całkowite zakończenie wydobycia węgla kamiennego przez konsorcjum, wynoszącego obecnie 8 mln t/rok, nastąpi już w 2023 roku).

Trzecią składową, są ceny dóbr inwestycyjnych dla energetyki jądrowej. W tym wypadku ponad 2-krotny dotychczasowy wzrost cen jednostkowych w wypadku sztandarowych projektów europejskich, których budowa została rozpoczęta w 2005 roku (bloki 1600 MW: Olkiluoto – Finlandia, Flamanville – Francja), do około 6,7 mln €/MW, praktycznie zamyka drogę rozwojową dotychczasowej energetyki jądrowej (wzrost cen był oczywiście spowodowany w dużym stopniu, ale nie tylko, wzrostem wymagań bezpieczeństwa jądrowego po katastrofie Fukushima).

## **JAK SOBIE RADZIĆ Z OPISEM ZMIAN (na świecie) Środowisko nowego rynku energii elektrycznej**

W zapowiedzi RAPORT-u [1] zaproponowano (w końcu 2014 roku) opis energetyki w 10 krajach/regionach świata (USA, Chiny, Indie, Japonia, Niemcy, Francja, Rosja, Brazylia, UE, Afryka/Afryka Subsaharyjska) jako podstawę do opisu/antycypacji trajektorii rozwoju energetyki w horyzoncie 2050. Jednak ogromne przyspieszenie zmian w energetyce przesądziło w ostatnim czasie wiele spraw, które w tamtym czasie miały jeszcze charakter otwarty. Tym samym „wyliminowane” zostały z gry o przyszły, innowacyjny, model funkcjonowania energetyki kolejne państwa. W szczególności z wyścigu odpadła praktycznie Francja, bo energetyka jądrowa w obecnej postaci – nie mówi się tu o wykorzystaniu małych i średnich reaktorów jądrowych (reaktory SMR) – zdecydowanie nie jest przyszłością świata (choć z drugiej strony będzie, przez najbliższe dziesiątki lat, przyczyną wielkich kłopotów). Odpadła Rosja, bo paryski szczyt klimatyczny 2015, ale również inne wydarzenia (mniej znaczące, ale symptomatyczne, np. szczyt G7, który odbył się w Japonii w maju 2016 roku) pokazują, że przyszłość nie należy do paliw kopalnych, ale w konsekwencji przyszłość nie należy też do państw, których model gospodarczy jest ufundowany na tych paliwach (na ich eksporcie, ale także na ich wykorzystaniu na potrzeby własne). Odpadła także Brazylia, bo kryzys wewnętrzny spowodował utratę jej zdolności do kreowania globalnych standardów w zakresie równoważenia bezpieczeństwa żywnościowego i energetycznego; przy tym trzeba podkreślić, że kryzys został wywołany w dużym stopniu patologiami wytworzonymi przez sojusz polityczno-korporacyjny w „biznesie” naftowym (przez państwowy monopol naftowy Petrobras) po uzyskaniu przez Brazylię dostępu do wielkich złóż ropy na Atlantyku.

Ciągle natomiast trzeba analizować siedem krajów/rejonów. **USA** dlatego, bo amerykańskie/globalne firmy informatyczne przygotowują się do wejścia na rynki energetyczne za pomocą innowacji przełomowych, w szczególności w obszarze inteligentnej infrastruktury (stanowiącej podstawę cenotwórstwa czasu rzeczywistego na rynku energii elektrycznej). **Chiny**, bo są obecnie największą na świecie areną zderzenia gigantów w postaci energetyki OZE i energetyki węglowej (w obszarze pierwszej wymienionej energetyki jeden z licznych chińskich producentów elektrowni wiatrowych objął na początku 2016 roku pozycję globalnego lidera po duńskiej firmie Vestas – dotychczasowej ikonie przemysłu elektrowni wiatrowych, natomiast w obszarze drugiej, czyli w obszarze energetyki węglowej, rząd chiński ogłosił na początku 2016 roku największy/najintensywniejszy program likwidacyjny w całej historii światowego górnictwa węglowego). **Indie** dlatego, że są światowym centrum usług informatycznych, kluczowych w nowej energetyce; ponadto dlatego, że ogłosiły rewolucję energetyczną (realizację gigantycznego programu inwestycji w energetykę OZE i w efektywność energetyczną).

Dalej, trzeba obserwować **Niemcy**, bo w kolejnym etapie przebudowy energetyki, zatwierdzonym przez obydwie Izby Parlamentu (Bundestag i Bundesrat) na początku lipca 2016 roku, obejmującym trzy filary – znowelizowaną ustawę OZE (EEG), ustawę o nowym rynku energii elektrycznej oraz cyfryzację transformacji energetycznej – będą tworzone unikatowe kompetencje w zakresie zarządzania produkcją wymuszoną ze źródeł OZE w jednym z najbardziej zaawansowanych na świecie systemów elektroenergetycznych pod względem technicznym, i z tego powodu trudnym do przebudowy (źródła OZE, pokrywające ponad 30% niemieckiego rynku energii elektrycznej charakteryzują się na razie praktycznie wszystkie – nie tylko PV i wiatrowe, ale również biogazowe i wodne – produkcją wymuszoną). **Japonię** trzeba obserwować, bo katastrofa w elektrowni Fukushima w 2011 roku doprowadziła do ekstremalnej dynamiki transformacyjnej japońskiego społeczeństwa w kierunku społeczeństwa obywatelskiego, a ponadto dlatego, że kraj ten przechodzi drogę szokowego dostosowania się do warunków powstałych po wyłączeniu elektrowni jądrowych z eksploatacji (tworzy nową strukturę technologiczną, ale też strukturę biznesową elektroenergetyki).

**Unię Europejską** trzeba dalej analizować z powodu jej zaangażowania w wielki (o globalnym zasięgu) projekt polityczny w postaci polityki klimatyczno-energetycznej, stającej się przedmiotem coraz ostrzejszych ataków polskiego sojuszu polityczno-korporacyjnego. Oczywiście, po Brexicie unijna sytuacja bardzo się skomplikowała. W szczególności dlatego, że Wielka Brytania już zapowiedziała rewizję swojej polityki energetycznej. Paradoksalnie jednak, rewizja ta może oznaczać przyspieszenie schodzenia Europy (i świata) z I trajektorii rozwojowej energetyki (wykorzystanie paliw kopalnych, nieefektywny model biznesowy WEK) i wejścia na II trajektorię (polityka klimatyczno-energetyczna – efektywność energetyczna, OZE, cyfryzacja, nowy model biznesowy energetyki). Taka możliwość wynika choćby z faktu, że nowy rząd brytyjski krytycznie odnosi się na przykład do projektu w postaci Elektrowni Hinkley Point, jako skrajnie nieefektywnego ekonomicznie. Mianowicie, odsunął wejście w życie kontraktu różnicowego dla tej elektrowni. A trzeba pamiętać, że jest to sztandarowy projekt jądrowy w Europie i na świecie (projekt ma przecież być realizowany przez Wielką Brytanię i Francję, z udziałem inwestycyjnym Chin). Perspektywy energetyki węglowej są oczywiście w Europie jeszcze bardziej pesymistyczne niż w energetyce jądrowej. Tempo jej likwidacji jest niezwykle szybkie. O tej szybkości świadczą daty: 2018, 2022 – zamknięcie ostatnich kopalń węgla

kamiennego w Niemczech i w Czechach, odpowiednio; 2025 – zamknięcie ostatniej elektrowni na węgiel kamienny w Wielkiej Brytanii. To wszystko oznacza pogłębiającą się energetyczną izolację Polski stawiającą na energetykę węglową i jądrową.

Odrębnej refleksji na ogólnym poziomie wymaga **Afryka Subsaharyjska**, którą trzeba analizować, bo może się ona okazać wielkim potencjalnym beneficjentem zmiany trajektorii rozwoju globalnej energetyki i największym rynkiem popytowym. Pojawienie się tam 1,2 mld telefonów komórkowych w okresie zaledwie kilku lat oznacza zdolność kontynentu/społeczeństwa do dyfuzji na wielką skalę wynalazków charakterystycznych dla nowej trajektorii rozwojowej energetyki. Wielki potencjał dyfuzyjny Afryki Subsaharyjskiej może mieć bardzo liczne pozytywne następstwa: od przyspieszenia globalnego rozwoju nowych technologii energetycznych i nowych modeli biznesowych energetyki aż do wydobywania się Afryki ze strukturalnego zacofania.

### **Bariery w zakresie opisu przebudowy energetyki, w tym dostępności i jakości/wiarygodności danych wykorzystywanych do tego opisu**

Każda próba ilościowego scharakteryzowania obecnego etapu przebudowy technologicznej energetyki napotyka na dwie podstawowe bariery w zakresie dostępności i jakości (wiarygodności) danych. Pierwszą (ściśle związaną z drugą) jest brak metodyki w postaci opisu porządkującego te zmiany, w tym brak języka do opisu (słownictwa, definicji). Drugą jest szokowa dynamika zmian.

Jest to oczywiście sytuacja charakterystyczna dla zmiany paradygmatu rozwojowego w każdym obszarze o wadze oraz złożoności takiej jaka cechuje energetykę, i nie ma nadziei na szybkie i pełne przewyciężenie wymienionych barier. Zmiana paradygmatu rozwojowego (rozumiana w sensie struktury rewolucji naukowej Thomasa Kuhna) jest określeniem właściwym dla rozważań nad stroną badawczo-naukową przebudowy energetyki, w szczególności nad metodą nowej energetyki. Jest to jednak tylko jedno z trzech głównych określeń stosowanych w celu nazwania tego, co należy rozumieć pod przebudową energetyki.

Drugie określenie dla trwającej przebudowy energetyki, to zmiana trajektorii rozwojowej z I na II. Jest to określenie pozwalające analizować główny mechanizm rynkowy przebudowy energetyki od paliw kopalnych, liderów (przedsiębiorstw zasiedziały na rynku paliw i energii) oraz innowacji przyrostowych (ewolucyjnych) do nowej jakości, którą są: źródła OZE, pretendenci (przedsiębiorstwa spoza energetyki, np. informatyczne, dążące do zmodyfikowania branżowych rynków paliwowo-energetycznych w rynki nowoczesnych usług energetycznych i do ich przejęcia) oraz innowacje przełomowe.

Trzecim określeniem jest rewolucja energetyczna. To określenie nadaje się do analizy przebudowy energetyki w przestrzeni społecznej. Mianowicie, przebudowa energetyki na świecie jest wstępem sygnalizującym wejście procesów społecznych w etap kształtowania się społeczeństwa prosumenckiego, piątego nowożytnego ustroju społeczno-gospodarczego, po interwencjonizmie, korporacjonizmie, subsydiaryzmie i liberalizmie. Wynika to z faktu, że istotą dokonującej się przebudowy energetyki jest zmiana modelu bezpieczeństwa energetycznego, zawłaszczonego dotychczas całkowicie przez wielkoskalową energetykę korporacyjną (WEK). Jest to zmiana na model trójbiegunowy WEK-NI-EP. W tym modelu energetyka porosumencka (EP), stanowiąca nową kategorię, jest jedną z sił sprawczych budowy społeczeństwa prosumenckiego; podkreśla się tu, że energetyka NI (niezależni

inwestorzy) są na świecie w „grze” już prawie od 40 lat (od wejścia w życie jednej z najważniejszych ustaw w historii energetyki, mianowicie ustawy PURPA) [1].

## **Uwarunkowania II trajektorii rozwojowej energetyki**

O ile trwającą przebudowę energetyki, uznaje się za zmianę trajektorii z I na II, to zmianę trajektorii II na III wiąże się z sytuacją, w której energetyka węglowa, naftowa, gazowa i jądrowa (w postaci takiej jak obecna) ulegnie praktycznej likwidacji. Dodatkowo, wyczerpany zostanie potencjał efektywności energetycznej (tkwiący w procesach energetycznych). Wyczerpany zostanie także potencjał obniżki zużycia energii poprzez zmianę stylu życia. A z drugiej strony pojawią się nowe technologie OZE (np. wodorowe) i/lub rozproszone technologie jądrowe (o całkowicie nowych systemach bezpieczeństwa jądrowego).

Z punktu widzenia horyzontu czasowego ważne jest, że na świecie przyjęła się (w ciągu kilku ostatnich lat) powszechna praktyka, zgodnie z którą globalne decyzje polityczne (np. unijna klimatyczno-energetyczna mapa drogowa, ale praktycznie także globalny cel polityki klimatycznej przyjęty na konferencji COP 21), regionalne/krajowe strategiczne analizy rozwojowe, również – i to jest najważniejsze – analizy inwestycyjne (przedsiębiorstw energetycznych) są podejmowane/realizowane w horyzoncie 2050. Horyzont ten odgrywa zasadniczą, ale nie jedyną rolę w kontekście zmiany trajektorii II na III. Bardziej szczegółowa perspektywa poznawcza, przyjęta w kontekście tej zmiany, jest następująca.

Po pierwsze, każda decyzja inwestycyjna, która obecnie zostanie podjęta, dotycząca budowy wielkoskalowego bloku wytwórczego węglowego klasy 1000 MW za 1,8 mld €, a jeszcze bardziej jądrowego klasy 1600 MW za 11 mld € (z kosztami likwidacji jest to nie mniej niż 13 mld €) oraz niezbędnych sieci przesyłowych miałyby sens tylko wtedy, gdyby horyzont zmiany trajektorii II na III dało się odsunąć aż na koniec stulecia. Wynika to z następującego rachunku: czas budowy bloku 10-15 lat, resurs techniczny bloku nie mniejszy niż 300 tys. godzin, roczny czas wykorzystania mocy znamionowej bloku nie większy niż 5000 godzin (czyli czas życia bloku nie mniejszy niż 60 lat); czas życia linii przesyłowych około 80 lat.

Z drugiej strony, czas życia charakterystycznych technologii nowej energetyki, to: zaledwie kilka lat w przypadku inteligentnej infrastruktury, kilka do kilkunastu w przypadku samochodów elektrycznych, przekształtników energoelektronicznych, akumulatorów i superkondensatorów, dwadzieścia kilka w przypadku źródeł OZE, oraz ponad 50 lat w przypadku domów pasywnych. Z kolei jednostkowe nakłady inwestycyjne w przypadku źródeł OZE w energetyce NI (maksymalne, w elektrownię wiatrową 3 MW), to 5 mln €. A jednostkowe nakłady w technologii prosumenckie EP, to 5 tys. € w przypadku źródeł OZE (źródło PV o mocy 4 kW), 30 tys. € w przypadku samochodu elektrycznego i 100 tys. € w przypadku domu pasywnego. To oczywiście całkowicie zmienia zasady ekonomiki w nowej energetyce. Przede wszystkim zaś przyspiesza innowacyjność, nie tylko technologiczną, ale także organizacyjną/zarządczą. Tym samym czyni odsunięcie zmiany trajektorii II na III aż na koniec stulecia mało prawdopodobnym (założenie o tym, że takie odsunięcie nastąpi i można dalej petryfikować energetykę, tzn. nie podejmować w niej reform, jest już zbyt ryzykowne nawet z koniunkturalnej/wyborczej, krótkowzrocznej perspektywy politycznej).

Po trzecie, potencjał II trajektorii rozwojowej obejmuje energetykę OZE łącznie z przebudową dotychczasowych rynków branżowych energii/paliw w całkowicie nowy rynek holistycznych usług energetycznych. W tym kontekście ważne jest postrzeganie zmiany trajektorii II na III jako horyzontu wyczerpania potencjału efektywnościowego, w tym w podstawowym stopniu związanego z redukcją niedoskonałości procesów energetycznych z dominującym jednym tylko efektem użytkowym (odpowiednio: energią elektryczną, ciepłem, energią transportową). Oczywiście, największe możliwości redukcji (zwymiarowane hasłowo) są związane z: domem pasywnym (w Polsce 5-krotne zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło grzewcze), samochodem elektrycznym (3-krotne zmniejszenie zapotrzebowania energii napędowej na „kołach”), pompą ciepła (3-krotne zmniejszenie energii napędowej w stosunku do energii użytkowej), zasobnikiem ciepła jako substytutem akumulatora elektrycznego (możliwym do wykorzystania – poprzez DSM/DSR – w systemie zarządzania energią elektryczną ze źródeł OZE z produkcją wymuszoną), routerem OZE (w Polsce nawet 5-krotne zwiększenie wykorzystania energii produkowanej przez źródło PV na potrzeby własne prosumenta). Duże możliwości redukcji zużycia energii elektrycznej są związane z wykorzystaniem technologii Led na rynku oświetlenia. Zastąpienie tradycyjnej żarówki źródłem LED obniża zużycie energii elektrycznej prawie 10-krotnie; oczywiście, całkowity potencjał redukcyjny technologii Led na rynku energii elektrycznej jest mocno ograniczony (robocza teza, że jest to około 5% jest racjonalna).

Po czwarte, potencjał II trajektorii rozwojowej wiąże się bezpośrednio z porównaniem cen energii elektrycznej z obecnymi systemami elektroenergetycznymi (energetyka WEK) i ze źródłami OZE (energetyka NI, energetyka EP). Obecnie można przyjąć 350 PLN/MWh jako cenę referencyjną energii elektrycznej z nowego bloku węglowego klasy 1000 MW (cena z polskiego, największego rynku budowy bloków węglowych klasy 1000 MW w Europie) oraz 92 £/MWh z nowego bloku jądrowego klasy 1600 MW (cena z kontraktu różnicowego dla elektrowni Hinkley Point). Przy zrównoważonej strukturze produkcji energii elektrycznej z nowych bloków węglowych i jądrowych (50%/50%, przypadek polski) otrzymuje się cenę, którą energetyka WEK będzie mogła oferować na II trajektorii rozwojowej, w tendencji, odbiorcom zasilanym z sieci rozdzielczych nN równą około 1000 PLN/MWh (cena stała, z podatkiem VAT, sprowadzona do warunków polskich, uwzględniająca opłatę przesyłową obejmującą sieci przesyłowe oraz rozdzielcze 110 kV, SN, nN). Z drugiej strony, porównywalną (przeznaczoną dla odbiorców zasilanych z sieci rozdzielczych nN) cenę energii elektrycznej możliwą do zaoferowania przez energetykę NI, wyprodukowaną w elektrowniach wiatrowych i biogazowych (z wystarczającymi zdolnościami bilansująco-regulacyjnymi), przyłączonych do sieci SN/nN autonomicznych klastrów energetycznych KE, realizujących *self dispatching* [3], szacuje się na około 700 PLN/MWh. Wreszcie, koszt energii elektrycznej wyprodukowanej w prosumenckim źródle PV, wykorzystanej na potrzeby własne, szacuje się tu na około 400 PLN/MWh. Oczywiście, ceny/koszty energii elektrycznej będą głównym czynnikiem określającym dynamikę II trajektorii rozwojowej energetyki, i horyzont jej przejścia w trajektorię III. W tym kontekście podkreśla się, że o ile ceny energetyki WEK (węglowej, jądrowej) nie mają żadnego potencjału spadkowego (poza mechanizmem spadku cen możliwym w trybie upadłościowym przedsiębiorstw WEK), to ceny inwestycyjne źródeł OZE mają jeszcze wielki potencjał spadkowy wynikający z wzrostu rynków. Mianowicie, w wypadku elektrowni wiatrowych każde podwojenie rynku prowadzi do obniżek ich cen inwestycyjnych sięgających 10%, a w wypadku źródeł PV obniżki przekraczają 20%.



Piąta szczegółowa uwaga dotyczy nowych technologii podaźowych na rynku energii elektrycznej, które będą zmieniać trajektorię rozwojową II w trajektorię III. Będą to z dużym prawdopodobieństwem rozproszone nuklearne „baterie”, o mocy do kilku MW (odpowiednie do współpracy z zamkniętą siecią SN), ale także małe i średnie reaktory jądrowe SMR, o mocy w przedziale 25-200 MW (odpowiednie do współpracy z zamkniętą siecią 110 kV), z całkowicie nowymi systemami bezpieczeństwa jądrowego i nowymi właściwościami ruchowymi (regulacyjnymi), jedne i drugie nadające się do wykorzystania w modelu prosumenckim, w tym w energetyce przemysłowej). Mogą to być technologie nuklearne wykorzystujące paliwo wypalone we współczesnych elektrowniach jądrowych (technologia *TerraPower*). Mogą to być także technologie wodorowe (w tym ogniwa paliwowe), i inne technologie. Podkreśla się, że nuklearne „baterie” oraz reaktory SMR mogą uzyskać niezbędne dopuszczenia rynkowe (homologacje) już w kolejnym dziesięcioleciu. Między innymi dlatego w horyzoncie 2030 przewiduje się na świecie (w szczególności w Niemczech) rewizję programów rozwojowych nowej elektroenergetyki.

### Segmentacja technologiczna II trajektorii rozwojowej energetyki

Segmentacja ta będzie długo sprawą otwartą. W szczególności przy jej budowaniu potrzebna jest dbałość w zakresie antycypacji zmiany trajektorii II na III, i to zarówno w horyzoncie czasowym jak i technologicznym. Z tego powodu nie wolno (jednostronnie) utożsamiać obecnej przebudowy energetyki tylko z rozwojem energetyki OZE. Dlatego segmentacja technologiczna przedstawiona w tab. 2 różni się w zasadniczy sposób od powszechnego jeszcze standardu, którym jest stawianie znaku równości między przebudową energetyki WEK i rozwojem energetyki OZE. W rezultacie pierwszy segment technologiczny w tab. 2 stanowią technologie efektywnościowe, a dopiero drugi technologie OZE.

**Tab. 2. Segmentacja nowej (II) trajektorii rozwojowej energetyki [3]**

Bazowa segmentacja nowej trajektorii rozwojowej energetyki	Segmentacja technologiczna (segmenty główne)	Komentarze
<b>Uwarunkowania środowiskowe transformacji I trajektorii (paliwa kopalne) w II trajektorię (główne obszary kosztów zewnętrznych we współczesnej energetyce)</b>		
1° – ochrona klimatu – emisja CO <sub>2</sub> , 2° – ochrona powietrza (1) – niska emisja, 3° – ochrona powietrza (2) – emisje SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , rtęci, 4° – utylizacja odpadów, 5° – ochrona ziemi, 6° – gospodarka wodna, 7° – ochrona krajobrazu		
Segment 1 (efektywność energetyczna)	Źródła światła LED	Najwyższy priorytet wykorzystania, potencjał stabilizacji rynku energii końcowej co najmniej w horyzoncie 2050
	Samochody elektryczne	
	Domy pasywne	
	Procesowa efektywność energetyczna (przemysł)	

<b>Segment 2</b> (źródła OZE)	Źródła PV (budynkowe)	(W Polsce potencjał pokrycia 80% rynku energii końcowej w horyzoncie 2050)
	Źródła wiatrowe lądowe (klasy 2 ... 3 MW) i <i>off shore</i> (klasy 3 ... 5 MW)	
	Pompy ciepła (budynkowe)	
	Biogazowe źródła kogeneracyjne (biogazownie i inne), klasy kilkaset kW	
	Biogazowe mikroźródła kogeneracyjne (mikrobiogazownie i inne), klasy kilkanaście ... kilkadziesiąt kW	
	Biopaliwa, pierwszej i kolejnych generacji	
	Technologie zgazowania termicznego biomasy/odpadów, w tym technologie zintegrowane	
	<sup>1</sup> Agregaty kogeneracyjne i źródła szczytowe wykorzystujące transferowane paliwa kopalne z rynków ciepła (gaz ziemny) i paliw transportowych (ropa)	
<b>Segment 3</b> (zasobniki: energii elektrycznej, ciepła, paliw odnawialnych)	Akumulatory elektryczne samochodowe	Przełom w akumulatorach elektrycznych (ceny poniżej 200 € za kWh pojemności) jest antycypowany już w 2018 roku
	Akumulatory elektryczne stacjonarne (w energetyce EP, w segmencie budynkowym)	
	Zasobniki ciepła, w tym ogrzewanie podłogowe i inne zasobniki	
	Zasobniki paliw gazowych	
	Zasobniki paliw płynnych	
	Zasobniki paliw stałych	
*UGZ (układy gwarantowanego zasilania)	-	
<b>Segment 4</b> (inteligentna infrastruktura)	Przekształtniki energoelektroniczne (regulacja mocy)	Bazowa infrastruktura rynku IREE, w tendencji rynku CCR. Horyzont dojrzałości technologicznej 2025
	Taryfy dynamiczne, cenotwórstwo czasu rzeczywistego (AMI, DSM/DSR)	
	Zarządzanie prosumenckimi łańcuchami wartości (sterowniki PLC, systemy SCADA w energetyce EP)	
	IoT (internet, sensoryka, urządzenia wykonawcze)	
	Teleinformatyka	
	„Chmura” (bazy danych)	

\*Technologie paliw kopalnych, wykorzystane tylko w okresie przejściowym.

Tym samym uznaje się (ryzykownie), że technologie efektywnościowe mają nawet większe znaczenie z punktu widzenia pobudzenia sił sprawczych dalszej przebudowy całej energetyki (energia elektryczna, ciepło, energia transportowa) niż technologie OZE na rynku energii elektrycznej. Uzasadnia się to tym, że te ostatnie (w energetyce NI, ale także w energetyce EP) osiągnęły już dojrzałość rynkową względem technologii WEK (mowa o dojrzałości na prawdziwym rynku energii i paliw, który jest czym innym niż rynek interesów polityczno-korporacyjnych). Zatem przyszedł już czas na ukształtowanie równowagi rynkowej między technologiami OZE oraz efektywnościowymi.

Oczywiście, ta równowaga musi się ukształtować w energetyce EP, poprzez masowy wzrost kompetencji energetycznych prosumentów (w wyniku którego prosumenci będą zdolni do rozstrzygania, co jest dla nich bardziej właściwe: działania na rzecz produkcji energii w źródłach OZE, czy działania proefektywnościowe). Jest jasne, że wzrost kompetencji w energetyce EP będzie się dokonywał w procesie silnych interakcji z przemysłem AGD i innymi przemysłami dóbr inwestycyjnych dla energetyki EP.

## Liczbowy wymiar nowej energetyki – dynamiczny wzrost inwestycji

Zgodnie z danymi przedstawionymi przez Bloomberg New Energy Finance (BNEF) [5] inwestycje w źródła OZE na świecie w 2014 roku osiągnęły wartość 270 mld \$. Dominujący udział w tych inwestycjach miały: energetyka fotowoltaiczna – 150 mld \$ oraz energetyka wiatrowa – 100 mld \$. Udział trzeciej technologii w rankingu, którą były biopaliwa, wynosił tylko 5 mld \$. BNEF podkreśla przy tym bardzo silny wzrost inwestycji (o 34%) w sektorze rozproszonej energetyki odnawialnej – do 74 mld \$. Wiarygodność tej informacji jest jednak niezwykle niska, bo nie ma jednoznacznej (uznanej) definicji energetyki rozproszonej. (Jeśli dosyć powszechnie przyjmuje się, że 70% energetyki PV stanowią dachowe źródła budynkowe, to inwestycje w energetykę rozproszoną w 2014 roku należałoby utożsamiać właśnie z inwestycjami w dachowe źródła budynkowe PV, ale wtedy tylko w tym segmencie ich wartość należałoby szacować na około 105 mld \$).

Jeszcze większy problem dotyczący wiarygodności, i znaczenia danych z punktu widzenia ich wykorzystania do antycypowania przebudowy energetyki, pojawia się w wypadku inwestycji w segmentach zaliczonych przez BNEF do grupy *Smart Technologies*, do której BNEF zalicza: magazynowanie energii, efektywność energetyczną, samochody elektryczne. Według BNEF rynek *Smart Technologies* zwiększył się w 2014 roku o 10%, do poziomu 37 mld \$. Jednak „skład” technologiczny grupy czyni te dane w dużym stopniu bezużytecznymi z punktu widzenia antycypowania przebudowy energetyki. Krzyżowe testy potwierdzają tę roboczą tezę.

Mianowicie, zgodnie z klasyfikacją zastosowaną przez BNEF rynek *Smart Technologies* obejmuje pierwszy i trzeci segment technologiczny według tab. 2 (efektywność energetyczna, magazynowanie energii), ale nie obejmuje czwartego segmentu (inteligentna infrastruktura). Nie ma wątpliwości, że klasyfikacja ta nie utrzyma się. Przede wszystkim musi być pokonana niejednoznaczność pojęcia efektywność energetyczna. W tym kontekście propozycja składu technologicznego pierwszego segmentu w tab. 2 ma cechy racjonalności. Akceptując tę propozycję trzeba w konsekwencji szacować, ze względu na wagę, wartość każdego podsegmentu odrębnie. Wtedy okazuje się, że wartość samego tylko rynku źródeł Led w 2014 roku osiągnęła poziom około 20 mld \$ (dosyć powszechne oszacowanie); w 2020 roku może to być prawie 100 mld \$ (podstawą do takiej prognozy jest ciągle jeszcze duży potencjał spadku cen źródeł Led, chociaż już nie tak wielki jak w latach 2010-2015, kiedy ceny spadły o 85%). Oczywiście, wartość 100 mld \$ będzie wartością rynku bliskiego wysycenia, czyli w ciągu zaledwie 20 lat technologie Led zmienią w całości rynek oświetlenia, który kształtował się w trybie innowacji przyrostowych przez ponad 100 lat. W tym kontekście podkreśla się tu, że technologie przełomowe (ogólnie, nie tylko źródła Led), które są istotą dokonującej się przebudowy energetyki, mają niezwykle wielki potencjał i wielką dynamikę dyfuzji do energetyki prosumenckiej.

O ile rynek technologii Led jest już bliski wysycenia, to biegunowo różna jest sytuacja rynku samochodów elektrycznych, który jest ciągle jeszcze rynkiem wschodzącym. Wartość tego rynku w 2014 roku osiągnęła poziom około 15 mld \$ (320 tys. sprzedanych samochodów; do oszacowania wartości rynku przyjęto cenę samochodu równą 50 tys. \$). W 2015 roku jest antycypowany ponad 100-procentowy wzrost liczby sprzedanych samochodów, do około 700 tys. (i podobny wzrost wartości rynku, bo mechanizm obniżki cen samochodów związany ze wzrostem rynku jeszcze nie działa).

Piątą technologią – po energetyce wiatrowej, fotowoltaice, źródłach światła Led i samochodach elektrycznych – są akumulatory, jako zasobniki energii elektrycznej. Bez wątplenia jest to kluczowa technologia z punktu widzenia bilansowania losowego zapotrzebowania na energię elektryczną ze strony odbiorców i jej losowej produkcji w źródłach OZE. Jest jednak wiele powodów, które uzasadniają dopiero piąte miejsce akumulatorów elektrycznych, rozpatrywanych „poza” samochodami elektrycznymi, na obecnej (w połowie 2016 roku) liście przełomowych technologii. Najważniejszym jest to, że rozwój technologii akumulatorowych jest już napędzany przede wszystkim przez rynek samochodów elektrycznych, a nie przez potrzeby systemów bilansujących na rynku energii elektrycznej. Oczywiście te ostatnie też są bardzo ważne, ale nie wolno już akumulatorów elektrycznych traktować zbyt jednostronnie, jako jedyne źródła bilansującego, i tym samym dominującego czynnika warunkującego proces przebudowy energetyki.

Sześć dalszych technologii, to na razie technologie „niszowe” w dokonującej się przebudowie energetyki. Są to: gazowe budynkowe mikroźródła poligeneracyjne, biogazowe źródła klasy 1 MW i mikroźródła klasy 10 kW, technologie domu pasywnego, pompy ciepła, kolektory słoneczne oraz biopaliwa. Większość tych technologii, to typowe technologie prosumenckie, a tylko dwie (źródła biogazowe klasy 1 MW oraz biopaliwa), to typowe technologie właściwe dla modeli biznesowych energetyki NI. Część z sześciu rozpatrywanych tu technologii, to technologie właściwe do wykorzystania zarówno w energetyce miejskiej jak i wiejskiej, część nadaje się jednak głównie do energetyki miejskiej (gazowe budynkowe mikroźródła poligeneracyjne), a część tylko do energetyki wiejskiej (źródła i mikroźródła biogazowe).

Chociaż żadna z wymienionych sześciu technologii nie ma obecnie istotnego makroekonomicznego wymiaru inwestycyjnego, to dwie sprawy z nimi związane warto podkreślić. Po pierwsze, tworzą one, łącznie z technologiami od drugiej do piątej, różnorodność, która pozwala rozwijać się nowej energetyce w zmienionym trybie: endogenicznym (charakterystycznym przede wszystkim dla energetyki EP, stojącej najwyższej na drabinie rozwojowej), w miejsce dotychczasowego egzogenicznego (charakterystycznego dla energetyki WEK, stojącej najniższej na drabinie rozwojowej). Model endogeniczny (możliwy dzięki różnorodności przełomowych technologii energetycznych) pozwoli na płynną adaptację obszarów wiejskich i miast (także przemysłu, ale za pomocą innych technologii) do nowych uwarunkowań (w szczególności pozwoli na stopniową budowę potrzebnych kompetencji prosumenckich w energetyce wiejskiej i miejskiej). Po drugie, za pomocą (w obrębie) tych technologii będą mogły w horyzoncie 2050 odbyć się (najpierw się rozwinąć, a następnie wygasnąć) dwa wielkie transfery paliwowe, ważne z punktu widzenia ochrony efektywności makroekonomicznej alokacji zasobów. Transfer paliw transportowych, spowodowany wejściem do „gry” samochodu elektrycznego, musi oczywiście być powiązany z przebudową systemów podatkowych. Bazą technologiczną po stronie „popytowej” tego transferu będzie natomiast silnik samochodowy jako jednostka napędowa prosumenckich źródeł poligeneracyjnych (podstawowych) oraz źródeł regulacyjno-bilansujących na rynkach energii elektrycznej kreowanych na infrastrukturze sieciowej SN/nN przez niezależnych inwestorów z energetyki NI, ale także przez prosumenckich instytucjonalnych, np. przez gminy. „Zaadoptowanie” silnika samochodowego do potrzeb rynku energii elektrycznej nie będzie oczywiście wielkim problemem technologicznym (z drugiej strony będzie źródłem licznych innowacji, ale tylko przyrostowych). Transfer gazu będzie wynikiem wejścia do „gry” domu pasywnego oraz pompy ciepła. Bazą technologiczną po stronie „popytowej” tego

z kolei transferu będą bardzo już dojrzałe (technologicznie) prosumenckie gazowe agregaty poligeneracyjne (pracujące jako podstawowe).

Duże znaczenie informacyjne z punktu widzenia przebudowy energetyki ma rozkład nakładów inwestycyjnych na źródła OZE (PV, wiatrowe) między poszczególne kraje/regiony E7. Otóż 92% tych nakładów przypada obecnie na: Chiny, UE, USA i Japonię; obecnie około 2,5 mld ludności, 36% populacji światowej. Wartościowo, w mld \$, nakłady kształtują się następująco: Chiny – 89,5, UE – 66,0, USA – 51,8, Japonia – 41,3. To oznacza, patrząc tylko w perspektywie wschodzących rynków E7 (wytwarzających popyt na dobra inwestycyjne dla nowej energetyki) możliwość utrzymania w horyzoncie 2050 ogromnej globalnej dynamiki wzrostowej inwestycji w źródła OZE. Mianowicie, w 2050 roku Indie i Afryka Subsaharyjska z łączną liczbą około 3,5 mld mieszkańców, będą miały udział w światowej populacji wynoszący również około 36% (tak jak obecnie Chiny, UE, USA i Japonia).

### **Przebudowa energetyki jako poligon innowacyjności**

Celem przebudowy energetyki nie jest ochrona bezpieczeństwa energetycznego, bo bezpieczeństwo energetyczne jest już naturalną składową modelu endogenicznego rozwoju całej gospodarki; w tym modelu zbudowanie (wtórne) bezpieczeństwa energetycznego jest znacznie łatwiejsze niż wykreowanie (pierwotne) pomysłu biznesowego. W konsekwencji, wielka trudność przebudowy energetyki nie leży po stronie braku zasobów i nie jest związana z ryzykiem zbudowania nieefektywnej nowej energetyki. Trudność jest związana z siłą starej energetyki broniącej swoich interesów.

Z drugiej strony przebudowa energetyki jest absolutnie potrzebna, jako wielki poligon innowacji przełomowych. W całej historii ludzkości innowacje były związane ze zbrojeniami. Przez ostatnie 50 lat poligonem innowacji był przede wszystkim przemysł komputerowy, informatyka i telekomunikacja.

Rynek inwestycyjny, na którym nakłady w same tylko źródła OZE w 2016 roku bez wątpienia przekroczą 350 mld \$ (dla porównania obecne roczne światowe wydatki na zbrojenia wynoszą 1,75 bln \$) może być (jest) takim poligonem. (Wielkie inwestycje w energetykę WEK nie tworzą poligonu innowacji przełomowych, co najwyżej umożliwiają innowacje przyrostowe).

Zatem szeroka analiza jednoznacznie pokazuje, że potrzeba przebudowy energetyki nie podlega ocenie w perspektywie tradycyjnej ekonomii. Musi ona być rozważana w perspektywie szans i zagrożeń cywilizacyjnych.

### **RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

Kluczowe znaczenie rynku energii elektrycznej na II trajektorii rozwojowej energetyki wynika ze znaczenia makroekonomicznego obecnych systemów elektroenergetycznych (SEE) jako takich (i z wagi wymiaru krajowego bezpieczeństwa elektroenergetycznego), a z drugiej strony ze znaczenia mikroekonomicznego energii elektrycznej w bilansie egzergii dla prosumenckiej infrastruktury energetycznej (w jej, infrastruktury, osłonie kontrolnej). W takiej perspektywie nowy rynek energii elektrycznej powinien być odpowiedzią na dwie potrzeby: potrzebę racjonalnego wykorzystania zasobów makroekonomicznych w postaci istniejących SEE oraz potrzebę stworzenia środowiska dla wykorzystania mikroekonomicznego, przez prosumenckich (w mikroinfrastrukturze prosumenckiej), egzergii

źródeł OZE (szczególnie źródeł energii elektrycznej), najbardziej pożądanego dobra naturalnego (bardziej niż dobra naturalnego w postaci paliw kopalnych). Efektywna odpowiedź musi oznaczać nowe rozwiązania na rynku energii elektrycznej, zapewniające systemowe spięcie rozwiązań umożliwiających realizację obydwu potrzeb.

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

Proponowany nowy model rynku energii elektrycznej spełnia postulat wymaganej obecnie innowacyjności (adekwatnej do opisanej w artykule skali przebudowy energetyki). Koncepcja docelowa, osiągalna w tendencji, uwarunkowana postępem technologicznym, nową ekonomią, i przede wszystkim zmianami społecznymi (zmieniającą się strukturą preferencji społeczeństwa i zarazem nową strukturą kompetencyjną) jest skrótowo opisana w Raporcie [6]. Jest to koncepcja rynku cenotwórstwa czasu rzeczywistego (CCR). Rozwój inteligentnej infrastruktury (ang. *Advanced Metering Infrastructure – AMI, smart grid, Internet of Things – IoT*), ale także gwałtowny wzrost zastosowań energoelektroniki (przekształtników energoelektronicznych) w energetyce EP i rozwój całej infrastruktury ICT uprawniają do postawienia szczegółowej hipotezy badawczej, że dojrzała postać rynku CCR jest osiągalna na świecie w horyzoncie 2025, i że jest to horyzont pożądaný również dla Polski.

Do rynku CCR trzeba oczywiście dojść poprzez praktyczne zmiany składające się na trudny proces, który nazywa się przejściowym interaktywnym rynkiem energii elektrycznej (IREE). Jego podstawą jest doktryna energetyczna powiązana z trójbiegunowym systemem bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Zgodnie z (postulowaną) doktryną, rynek energii elektrycznej, rozwijający się po 2020 roku bez nowych systemów wsparcia, stanowi fundament bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski.

Rynek IREE, jako fundament bezpieczeństwa elektroenergetycznego, stanowi w dynamicznej koncepcji mapę drogową dochodzenia do rynku CCR (mapa drogową rynku CCR 2025). Rynek IREE jest szeroko opisany w Raporcie [6] znacznie szerzej niż rynek CCR, ale też tylko koncepcyjnie.

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

### **Metoda nowej energetyki**

Nowy rynek energii elektrycznej (IREE, CCR) musi stanowić odzwierciedlenie metody nowej energetyki. Jako punkt wyjścia w tym kontekście (metody) wykorzystuje się bilans energii/paliw „3x4”. Jest to bilans charakterystyczny dla energetyki ufundowanej w całości na

paliwach kopalnych (dla pierwszej trajektorii rozwojowej energetyki), z odniesieniem do potencjału nowej energetyki (na drugiej trajektorii rozwojowej). Najbardziej syntetyczny i uproszczony (bo pomijający np. potrzebę wykorzystania bilansów egzergii w wielu energetycznych łańcuchach) roczny bilans 3x4 dla Polski ma postać:

Energia elektryczna	450/160/120/ <b>80</b> (TWh)	
Ciepło	300/240/220/ <b>40</b> (TWh)	(1)
Transport	220/200/180/ <b>55</b> (TWh)	

W tym bilansie pierwsza liczba oznacza zawsze energię chemiczną paliwa kopalnego wykorzystanego na danym rynku. Na polskim rynku energii elektrycznej jest to głównie węgiel kamienny i węgiel brunatny, a także gaz ziemny. Na rynku ciepła jest to głównie węgiel kamienny i gaz ziemny, a także gaz płynny LPG oraz olej opałowy. Na rynku paliw transportowych jest to energia chemiczna w wydobytej ropie (za instalacją wydobywczą, przed systemem transportowo-przeróbczym, czyli na wejściu do instalacji petrochemicznych).

Druga liczba w bilansie energii elektrycznej oznacza energię elektryczną wyprodukowaną w źródłach wytwórczych WEK. W bilansie ciepła oznacza ona ciepło wyprodukowane w źródłach kogeneracyjnych WEK i w wielkich kotłowniach zasilających sieciowe systemy ciepłownicze, a także ciepło wyprodukowane w indywidualnych kotłach i piecach grzewczych. W bilansie paliw transportowych druga liczba oznacza energię chemiczną paliw transportowych wyprodukowanych w instalacjach petrochemicznych (głównie benzyny, oleju napędowego i paliwa lotniczego JET), a także gazu płynnego LPG. Podkreśla się, że w dyrektywie 2009/28 druga liczba ma „status” energii końcowej.

Trzecia liczba oznacza wymiar danego rynku popytowego energii/paliw, czyli rynku końcowego rozumianego tradycyjnie (bez potrzeb własnych wytwórców i strat sieciowych w energetyce WEK), inaczej – rynku zakupowego energii/paliw (zakupów energii/paliw przez odbiorców).

Wreszcie czwarta liczba, najważniejsza z punktu widzenia metody nowej energetyki, oznacza wymiar danego rynku w tendencji, po wykorzystaniu istniejącego już potencjału technologicznego II trajektorii rozwojowej energetyki. Symboliczne znaczenie mają, w kontekście tego potencjału, źródła Led na rynku energii elektrycznej, dom pasywny na rynku ciepła i samochód elektryczny na rynku energii transportowej.

Z bilansu (1) wynika niezwykle istotny wniosek. Przedziałem oddającym właściwość energetyki na jej pierwszej trajektorii rozwojowej jest, w przypadku Polski (na obecnym etapie), bardzo szeroki przedział **970-520 TWh**, z wartością pośrednią 600 TWh. Oczywiście energetyka WEK ma szanse kosmetycznie (za pomocą innowacji przyrostowych) zawęzić ten przedział (w ujęciu względnym), ale prawdziwe szanse daje (za pomocą innowacji przełomowych) dopiero nowa energetyka (II trajektoria rozwojowa). Granice, które określają obszar aktywności nowej energetyki, to **200-175 TWh** (w wielkim przybliżeniu szacuje się, że potrzeby własne prosumenckich instalacji/infrastruktury wynoszą około 10%).

<b>I trajektoria</b>	970-520 TWh	(2a)
<b>II trajektoria</b>	200-175 TWh	(2b)

Rządowo-korporacyjna polityka energetyczna w Polsce jest skupiona na zapewnieniu wzrostu produkcji energii/paliw w energetyce WEK (obecne 600 TWh). Deklaratywnie jest to ponadto dążenie do poprawy sprawności przemian energetycznych w samej energetyce (daje to

szansę, że zapotrzebowanie na energię chemiczną paliw kopalnych wynoszące obecnie 970 TWh będzie nieco wolniejsze od wzrostu produkcji energii/paliw w energetyce WEK). Deklaratywnie jest to również dążenie do poprawy efektywności energetycznej u odbiorców (daje to szansę, że dynamika wzrostu rynku zakupowego energii/paliw wynoszącego obecnie 520 TWh będzie nieco wolniejsza od wzrostu produkcji energii/paliw w energetyce WEK).

Świat jest natomiast skupiony na osiągnięciu celu, który w wypadku Polski symbolizuje obecnie bardzo wąski przedział (2b). Porównanie tego celu z bardzo szerokim przedziałem (2a) bilansu energetycznego mającego podstawę w paliwach kopalnych pokazuje, że I i II trajektoria rozwoju energetyki, to kompletnie różne rzeczywistości. Niedostrzeżenie tego rodzi ryzyko strategiczne dla kraju. Oczywiście, brak otwarcia sojuszu korporacyjno-politycznego na nową energetykę ma przyczyny, których łatwo nie da się pokonać: obecny sektorowy model energetyki WEK ukształtował się w długim historycznym procesie (sektor węglowy kształtował się od początku XVIII wieku; „łagodne” początki sektora gazowego, to połowa XIX wieku; sektory naftowy i elektroenergetyczny zaczęły się gwałtownie rozwijać na przełomie XIX/XX wieku). Wraz z modelem sektorowym kształtowała się metoda energetyki, oczywiście również sektorowa. Obecnie jest to najsilniejsza bariera przebudowy energetyki, bo stawia w energetyce po stronie *status quo* świat nauki (i oznacza w szczególności połączenie po jednej stronie korporacji politycznej, energetycznej i naukowej).

W szerokim kontekście metoda całej energetyki WEK jest zakorzeniona, z punktu widzenia naukowego przede wszystkim w termodynamice i elektrotechnice. Metoda samej elektroenergetyki w kontekście ekonomicznym jest z kolei całkowicie zakorzeniona w monopolu, w kontekście społecznym – w naturze ludzkiej (ucieczka od wolności, syndrom sztokholmski), a w kontekście przyrodniczym – w prymacie bezpieczeństwa energetycznego nad bezpieczeństwem ekologicznym. Metoda pretendentów do przejścia rynków usług energetycznych – czyli energetyki NI oraz EP – musi być, z natury rzeczy, zakorzeniona inaczej. W kontekście naukowym musi być (jest) zakorzeniona w teleinformatyce, elektronice, energoelektronice, biotechnologii środowiskowej. W kontekście ekonomicznym – w konkurencji i w ekonomice behawioralnej. W kontekście społecznym – w kapitale społecznym i w partycypacji prosumenckiej (w kompetencjach społeczeństwa prosumenckiego). Wreszcie, w kontekście przyrodniczym – w zrównoważonym rozwoju (w tym w gospodarce bezodpadowej).

Przedstawione uwagi dotyczące metody nowej energetyki mają wielkie znaczenie z punktu widzenia nowego rynku energii elektrycznej. Chodzi w szczególności o konieczny radykalizm wykorzystania istniejących już technologii potrzebnych do przebudowy rynku energii elektrycznej, ale także o skuteczną likwidację rozwarcia kompetencyjnego między społeczeństwem oraz sojuszem polityczno-korporacyjnym, którego kwintesencją są bilanse: (2a) – charakterystyczny dla myślenia sojuszu polityczno-korporacyjnego oraz (2b) – charakterystyczny dla funkcjonowania społeczeństwa prosumenckiego.

### **Cenotwórstwo czasu rzeczywistego**

Segmenty 3 i 4 w tab. 2 trzeba widzieć w kontekście ich potencjału przebudowy rynku energii elektrycznej (oraz ochrony bezpieczeństwa energetycznego) na II trajektorii w charakterystycznym horyzoncie czasowym 2025. Jest to horyzont związany z perspektywami rynku cenotwórstwa czasu rzeczywistego (CCR) w USA, który będzie



trzecim wielkim etapem demonopolizacji rynku energii elektrycznej: po ustawie PURPA (proces jej wejścia w życie w USA rozegrał się w latach 1978-1982) i wejściu do gry zasady kosztów unikniętych oraz inwestorów NI z technologią kogeneracyjną w wytwarzaniu energii elektrycznej oraz po wejściu do praktyki, ponad 20 lat temu (najpierw w Wielkiej Brytanii, a następnie w USA) zasady TPA. Jasne jest, że rynek CCR musi odpowiedzieć w szczególności na wielkie nowe wymagania regulacyjno-bilansujące.

Mianowicie, zmiana struktury regulacyjno-bilansującej musi być znacznie głębsza niż w wypadku wdrażania zasady TPA na początku lat 90' ubiegłego stulecia. Wówczas rzecz sprowadzała się do wytworzenia technicznego rynku bilansującego w nowotworzonych strukturach operatorów systemów przesyłowych (OSP), przy wykorzystaniu starych zasobów regulacyjno-bilansujących w blokach uczestniczących w systemach regulacji pierwotnej (sekundowej), wtórnej (minutowej) i trójnej (godzinowej). Czyli chodziło o nową „organizację” starych zasobów w energetyce WEK, albo inaczej o nowe relacje rynkowe w „tradycyjnym/materialnym” obszarze obejmującym: 1° - losową stronę popytową, 2° - infrastrukturę sieciową/systemową (właśnie tej infrastruktury, nowego sposobu jej wykorzystania, dotyczyła zasada TPA), oraz 3° - źródła wytwórcze energetyki WEK, zapewniające odpowiednią podaż energii elektrycznej, w tym źródła regulacyjno-bilansujące (umożliwiające funkcjonowanie technicznego rynku bilansującego), ale także źródła nie posiadające takich zdolności, zwłaszcza bloki jądrowe i źródła węglowe kogeneracyjne.

W nowej energetyce WEK-NI-EP dochodzą: 1° - źródła OZE z losową produkcją wymuszoną (źródła PV i wiatrowe), ale także takie jak kogeneracyjne źródła biogazowe („biogazownie”), które mogą pracować jako podstawowe (z niezmienną produkcją w ciągu całego roku), ale również jako regulacyjno-bilansujące, po ich wyposażeniu w zasobniki biogazu, 2° - zróżnicowane zasobniki (energii elektrycznej, ciepła, paliw) w prosumenckich łańcuchach wartości (integrujących procesy termodynamiczne o wielu energetycznych efektach użytkowych z procesami zarządzania o wielu efektach funkcjonalnych), 3° - inteligentna infrastruktura (którą coraz częściej nazywa się „cyfryzacją”) umożliwiająca funkcjonowanie rynku CCR.

Rynek CCR, jako trzeci etap konkurencji na rynku energii elektrycznej, będzie miał znacznie większe znaczenie niż dwa pierwsze etapy. Pierwszy etap, ustawa PURPA i energetyka NI, to było tylko pobudzenie konkurencji w wytwarzaniu energii elektrycznej; podstawą tej konkurencji była zasada kosztów unikniętych zastosowana w ekonomice źródeł kogeneracyjnych na rynku *single buyer*. Drugi etap, zasada TPA, to było otwarcie rynku energii elektrycznej dla odbiorców, ale przy zachowaniu całkowitego monopolu systemowo-sieciowego (usługi sieciowe, obejmujące całą strukturę sieciową, od sieci przesyłowych do rozdzielczych nN, łącznie ze scentralizowanym, na poziomie operatora OSP, systemem usług systemowych, w tym rynek bilansujący).

Trzeci etap, rynek CCR, wyzwoli całkowicie nowe rodzaje konkurencji, obejmujące całą energetykę. W tym miejscu akcentuje się jednak właściwości rynku CCR dotyczące rynku energii elektrycznej. W tym kontekście kluczowe będzie włączenie do konkurencji dotychczas wyłączonych z niej zasobów sieciowych i usług systemowych.

Już obecne doświadczenia – zwłaszcza amerykańskie (USA) – podpowiadają, że narzędziami/mechanizmami, które umożliwią (przyspieszą) to włączenie będzie kilka kluczowych pojęć, z przynależnymi im rozwiązaniami. Szczególnie dwa z nich są ważne, zwłaszcza w kontekście niezwykle potrzebnej konsolidacji (w terminach metody nowej energetyki) pojęcia „parytet sieciowy energetyki OZE”.

Po pierwsze, jest to bardzo silny mechanizm taki jak *net metering*, który „pilotażowo” został zastosowany w ramach ostatniej (połowa 2016 roku) nowelizacji ustawy OZE (dalej ustawa OZE) w odniesieniu do źródeł prosumenckich o mocy do 10 kW. Mechanizm ten może mieć – będzie miał, jeśli tylko zostanie powszechnie wykorzystany – podstawowe znaczenie w rynkowej (realizowanej za pomocą konkurencji) alokacji zasobów (w ekonomicznym wykorzystaniu istniejących sieci elektroenergetyki WEK). Z punktu widzenia budowania nowego rynku energii elektrycznej bardzo ważną sprawą będzie dopuszczenie do stosowania w klastrach energetycznych KE, przez operatorów OHT<sub>KE</sub>, taryf dynamicznych na energię oraz dobre wykorzystanie współczynnika WNMW (NMW – *net metering* węzłowy), stanowiącego ekwiwalent opłaty dystrybucyjnej, jako wielkości „4-wymiarowej” [6]. Mianowicie, chodzi o współczynnik WNMW, a na osłonie bilansowej klastra KE współczynnik WNM<sub>KE</sub>, jako wielkość: **1** - zróżnicowaną dla różnych prosumenckich technologii OZE z produkcją wymuszoną (w szczególności dla źródeł PV na jednym biegunie i na drugim biegunie dla mikroelektrowni biogazowych  $\mu$ EB pracujących ze stałą mocą, niezdolnych do pracy w trybie bilansująco-regulacyjnym) oraz dla całego klastra KE (dla koordynatora KE), **2** - kalibrowanej/taryfowanej dynamicznie w czasie (w długiej perspektywie, w skrajnym wypadku aż do 2050 roku), np. na okresy 3-letnie, **3** – zmiennej w „przestrzeni” sieciowej, tzn. zróżnicowanej dla węzłów sieciowych (dla pewnych klas węzłów, w szczególności dla: przyłączy prosumenckich nN, stacji transformatorowych SN/nN, przyłączy prosumenckich SN, stacji transformatorowych 110 kV/SN, ..., rys. 2), w których *net metering* będzie stosowany, **4** – zróżnicowanej dla czasów rozliczeniowych *net meteringu* (pół roku, doba, godzina, 15 minut, 5 minut).

Drugim kluczowym rozwiązaniem/mechanizmem jest (prosumencki, przede wszystkim) *self dispatching*. W tym wypadku chodzi znowu o rynkową alokację zasobów, mianowicie o ekonomiczne, realizowane za pomocą konkurencji, przemieszczanie usług systemowych, łącznie z regulacyjnymi, z poziomu operatora przesyłowego OSP aż na poziom prosumencki. O ile prosumenckie współczynniki WNMW są przypisane do fizycznych węzłów sieci rozdzielczej SN/nN (do węzłów przyłączeniowych prosumenckich), to współczynnik WNM<sub>KE</sub> jest współczynnikiem wirtualnego *net meteringu*, na osłonie bilansowej/kontrolnej klastra KE. Zarówno współczynniki prosumenckie WNMW, jak i klastrowy WNM<sub>KE</sub>, stanowią przy tym niezwykle przejrzysty mechanizm rynkowy napędzający *self dispatching*. U prosumenckich będzie to w szczególności *self dispatching* w postaci: najpierw systemu DSM/DSR, zarządzanego routerem OZE, a następnie dodatkowego wykorzystania akumulatora jako zasobnika (w miarę jak akumulatory będą wygrywały konkurencję z „magazynem” sieciowym). W całym klastrze KE będzie to z kolei *self dispatching* realizowany przez operatora OHT<sub>KE</sub>.

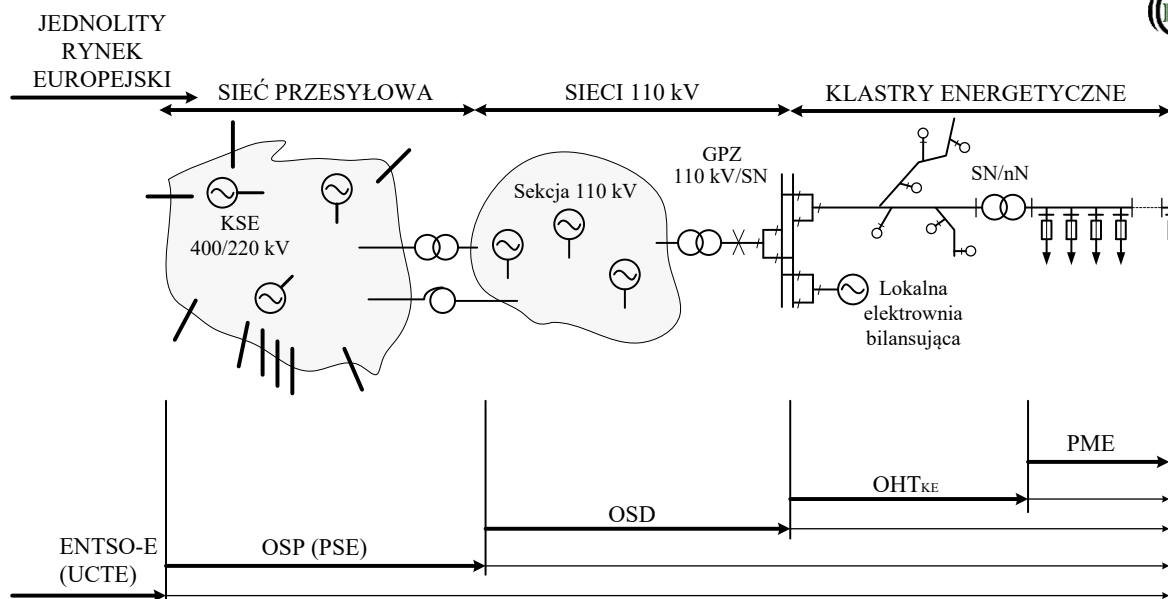
Oczywiście, *net meteringu* i *self dispatchingu* nie da się skutecznie stosować bez rozwoju segmentów technologicznych 3 (zasobniki) i 4 (inteligentna infrastruktura) w rozumieniu wynikającym z tab. 2. Na pewno poziom rozwoju technologii w tych dwóch segmentach umożliwi już efektywną zmianę struktury regulacyjno-bilansującej rynku energii elektrycznej, a tym samym ochronę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej bez powrotu do tradycyjnego rynku mocy, z wykorzystaniem natomiast partycypacji prosumenckiej, prowadzącej się do lepszego zarządzania w sferze użytkowania energii elektrycznej (DSM/DSR) i jej produkcji, ale tylko w zakresie poniżej potrzeb własnych (czyli zamykającej się w prosumenckiej osłonie bilansowej/kontrolnej).

## Zarys koncepcji rynku energii elektrycznej w kontekście infrastruktury sieciowej i usług systemowych

Rysunek 1 obrazuje istotę zmian, które już intensywnie zachodzą na świecie. Przy tym do ilustracji koniecznych zmian w obszarze infrastruktury operatorskiej wykorzystano na rys. 1 sytuację Polski, gdzie takie zmiany są niezbędne, ale są jeszcze skutecznie blokowane przez sojusz polityczno-korporacyjny. Niezależnie od tego należy tworzyć podstawy pod potrzebne zmiany mentalnościowe. Kluczowa z tego punktu widzenia jest intensywna budowa szerokiej świadomości, że potrzebny jest nowy podział kompetencji w 4-segmentowym systemie operatorskim w UE, a 3-segmentowym w Polsce (i w innych krajach członkowskich).

Na poziomie jednolitego rynku europejskiego chodzi o Europejską Sieć Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ang. ENTSO-E) skupiającą 41 operatorów z 34 krajów, i w pewnym zakresie o stowarzyszenie UCTE (europejskie stowarzyszenie operatorów sieci przesyłowych z 20 krajów Europy zachodniej i wschodniej). Te dwie organizacje mają bardzo wysoką rangę (nadaną przez Parlament Europejski i Radę Europy) w obszarze funkcjonowania jednolitego rynku europejskiego, a także rozwoju europejskiego systemu elektroenergetycznego. Dlatego ważne jest zbudowanie w nich silnej pozycji Polski

Polski operator OSP (PSE) musi się skoncentrować na zarządzaniu siecią przesyłową KSE (sieci 220/400 kV), wraz z przyłączonymi do niej wielkimi blokami węglowymi (istniejącymi, po rewitalizacji i całkiem nowymi, 360-450-500-850 MW, a także blokami klasy 1000 MW będącymi w budowie). Po drugie, musi się skoncentrować na właściwym reprezentowaniu polskich interesów w UE, czyli na zarządzaniu połączeniami transgranicznymi w ramach jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej. Dobrze wykorzystane połączenia transgraniczne są gwarancją zarówno efektywności energetycznej jak i bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski w horyzoncie 2050. Jest tak, bo połączenia aż z pięcioma bardzo zróżnicowanymi pod względem elektroenergetyki krajami członkowskimi eliminują zagrożenie ich zmowy na szkodę Polski. Ponadto, zdecydowane działania Komisji Europejskiej na rzecz zwiększenia w horyzoncie 2030 przez każdy kraj członkowski zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych do poziomu wynoszącego 15% mocy szczytowej zapotrzebowania otwiera dla Polski możliwość wykorzystania nadmiarowych zasobów w energetyce jądrowej krajów sąsiadujących (zwłaszcza zasobów szwedzkich, ale także czeskich i słowackich) oraz biegunowo różnych zasobów niemieckich w energetyce OZE. Operator OSP ma odpowiednie kompetencje i umocowanie prawne do realizacji zadań na rzecz ochrony polskich interesów na jednolitym europejskim rynku energii elektrycznej. Z drugiej strony jest absolutnie konieczna likwidacja wyłączności PSE w zakresie zarządzania całym rynkiem technicznym KSE, czyli jest potrzebna bardzo daleko posunięta decentralizacja usług systemowych (w tym wypadku kompetencje PSE są w istotnej części za wysokie, i nie ma potrzeby ich marnowania; do ich zastąpienia wystarczające są kompetencje operatorów OSD oraz operatorów OHT<sub>KE</sub>).



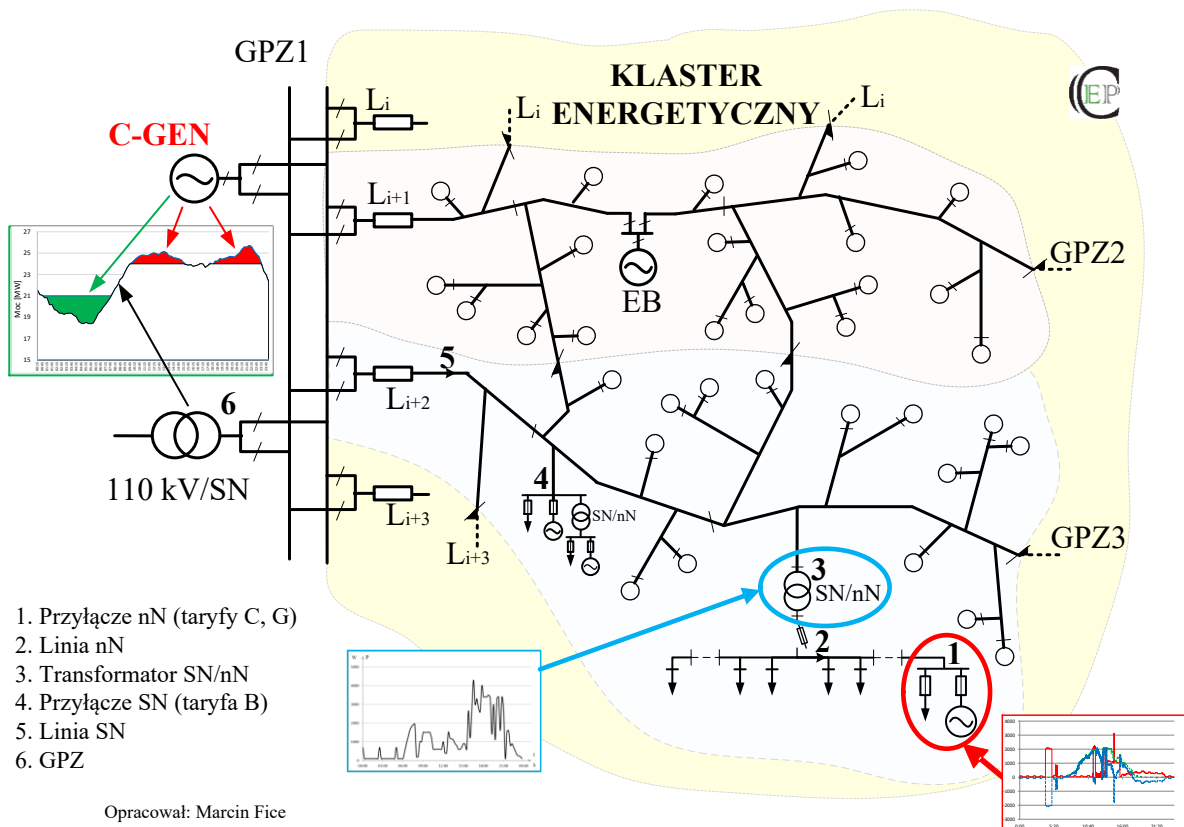
Rys. 1. Łącuch przebudowy operatorsko-sieciowej elektroenergetyki

Sieć 110 kV powinna być z kolei traktowana w KSE w horyzoncie 2050 jako podstawowa infrastruktura umożliwiająca realizację wielkiego programu rewitalizacji około trzydziestu istniejących bloków węglowych 200 MW (w elektrowni Rybnik i w wielu innych elektrowniach [7]) nadających się do głębokiej rewitalizacji (program powinien być zrealizowany do 2030 roku). W tym wypadku trzeba wyjaśnić, że większość bloków 200 MW jest przyłączona do sieci przesyłowej. Jednak przyłączenie czterech bloków klasy 1000 MW (będących w budowie) do sieci przesyłowej i dynamiczna realizacja programu rewitalizacji bloków 200 MW rodzi ryzyko fali ograniczeń sieciowych w sieciach 110 kV. Dlatego ważne jest, aby operatorzy OSD skoncentrowali się na rozwoju sieci 110 kV właśnie w kontekście zarządzania ryzykiem ograniczeń sieciowych w tych sieciach. Muszą oni przy tym zbudować od początku potrzebne do tego kompetencje (i szerzej: kompetencje potrzebne do przejścia od PSE dużej części innych usług systemowych charakterystycznych dla elektroenergetyki WEK).

Z drugiej strony, nie ma powodu, aby dłużej podtrzymywać obecną wyłączność korporacyjnych operatorów OSD (funkcjonujących w strukturach elektroenergetyki WEK) na operatorstwo sieci SN/nN. Wynika to z faktu, że zmienia się całkowicie rola sieci SN/nN, do której masowo przyłączane są rozproszone (rozsiane) źródła wytwórcze o właściwościach zupełnie nieznanymi (albo mało znanymi) w elektroenergetyce WEK.

### Nowy rynek energii elektrycznej na infrastrukturze sieciowej SN/nN

Klasy energetyczne (KE), wprowadzone przez ustawę OZE, są potencjalnie bardzo ważnym etapem w budowie nowego rynku energii elektrycznej w Polsce. Decydują o tym trzy charakterystyczne regulacje. Pierwszą jest regulacja zgodnie z którą klasy KE wykorzystują do swojego funkcjonowania sieci SN/nN (są ograniczone do tych sieci). Drugą jest regulacja wprowadzająca po raz pierwszy w Polsce *net metering*. Trzecią jest regulacja ograniczająca funkcjonowanie klastrów KE do granic powiatów.



**Rys. 2. Infrastruktura sieciowa SN/nN klastra energetycznego**

Z punktu widzenia (rynkowej) efektywności ekonomicznej klastrów KE bardzo ważną sprawą będzie nadanie operatorom OHT<sub>KE</sub> w ramach nowelizacji ustawy OZE (zamierzonej przez rząd i parlament) prawa do stosowania taryf dynamicznych na energię oraz dobrego wykorzystania współczynnika WNMW, stanowiącego ekwiwalent opłaty dystrybucyjnej (sprawa taryfowania współczynnika WNMW, pod nadzorem URE, musi oczywiście pozostać w gestii operatorów OSD).

W tendencji (horyzont 2040) trójbiegunowy (WEK-NI-EP) system bezpieczeństwa energetycznego będzie prowadził, poprzez bardzo silne interakcje, do trzech efektów: 1° - intensyfikacji wykorzystania zdolności przesyłowych istniejących sieci rozdzielczych SN/nN i nowego sposobu ich kształtowania, całkowicie odmiennego od dotychczasowego, 2° - rozwoju energetyki EP poprzez inwestycje w prosumenckie źródła OZE, głównie PV i  $\mu$ EB, oraz prosumencki/indywidualny *self dispatching* (zarządzanie prosumenckimi łańcuchami wartości), 3° - rozwoju energetyki NI poprzez inwestycje w źródła OZE, w szczególności bilansująco-regulacyjne, i *self dispatching* klastrów. Generalnym skutkiem będzie praktyczne wyeliminowanie (horyzont 2040) przepływów energii i usług regulacyjnych na osłonach bilansowych/kontrolnych klastrów KE (między danym klastrem KE oraz: systemem KSE w obecnych GPZ-tach oraz sąsiadującymi klastrami KE).

Oczywiście, w praktyce musi być zapewniona bardzo duża prostota wykorzystania współczynników prosumenckich WNMW, jak i współczynnika WNM<sub>KE</sub>. Z drugiej strony regulacje dotyczące tych współczynników muszą zapewniać efektywną konkurencję („zbieżność” procesów rozwojowych obejmujących istniejącą sieć rozdzielczą SN/nN, energetykę EP i energetykę NI do procesu takiej konkurencji), oznaczającą efektywne wykorzystanie istniejącej sieci rozdzielczej SN/nN oraz budowę nowych zasobów bilansująco-regulacyjnych energetyki EP i NI w osłonie bilansującej/kontrolnej. (Stawia się tu

przy tym ogólną tezę, że rynek energii elektrycznej w klastrach KE będzie kierunkowo rozwijał się podobnie jak rynek 2.0 zapisany w nowelizacji Programu Energiewende, o której zdecydował niemiecki Parlament 7 lipca 2016 roku).

## **ZAKOŃCZENIE. Polska na rozdrożu**

W (poselskiej) ustawie OZE, która weszła w życie od połowy 2016 roku, wprowadzony został (na razie bardzo wąsko) *net metering*, który jest początkiem całkowicie nowego podejścia do wynagrodzenia za usługi sieciowe i systemowe (prowadzi do daleko idącego uzmiennienia tego wynagrodzenia). Z drugiej strony rząd zapowiada ustawę o rynku mocy, która oznaczałaby powrót do dwuskładnikowego wynagrodzenia za produkcję energii elektrycznej, czyli opłatę za energię (przenosząc koszty paliwa) oraz odrębne, gwarantowane wynagrodzenie inwestorów (zainwestowanego kapitału).

Te dwa kierunki zmian są systemowo sprzeczne. Kierunkiem właściwym, zgodnym z globalnymi trendami jest przyspieszenie radykalnej przebudowy rynku energii elektrycznej. Narzędziem, które mogłoby zapoczątkować przebudowę rynku energii elektrycznej w Polsce jest zapowiadana przez rząd kolejna nowelizacja ustawy OZE, ukierunkowana na stworzenie środowiska regulacyjnego potrzebnego do zdynamizowania rozwoju klastrów energetycznych, które są historyczną szansą obszarów wiejskich.

Podkreśla się, że klastry energetyczne, rozwijające się pod wpływem nowego rynku energii elektrycznej, mają wystarczający potencjał efektywnej ekonomicznie ochrony bezpieczeństwa energetycznego Polski w krótkim (2020), średnim (2025) i długim (2040) horyzoncie czasowym [6]. To oznacza, że odważna nowelizacja ustawy OZE czyni zbędną ustawę o rynku mocy.

## **Przywołane źródła**

- [1] Popczyk J. *E10 - energetyka w kluczowych/charakterystycznych krajach (regionach świata)*. Datowanie zapowiedzi Raportu – 23.11.2014. Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl).
- [2] Popczyk J. *Model interaktywnego rynku energii elektrycznej. Od modelu WEK-NI-EP do modelu EP-NI-WEK*. Datowanie Raportu – 4.05.2015 (pierwsza wersja zapowiedzi Raportu – 20.02.2015). Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl).
- [3] Popczyk J. *Model interaktywnego rynku energii elektrycznej. Od rynku grup interesów do cenotwórstwa czasu rzeczywistego*. Datowanie Raportu – 6.05.2016. Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl).
- [4] *BP Statistical Review of World Energy*. June 2016. [bp.com/statisticalreview#BPstats](http://bp.com/statisticalreview#BPstats).
- [5] Frankfurt School-UNEP Centre, Bloomberg New Energy Finance, *Global trends in renewable energy investment*, [http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/attachments/key\\_findings.pdf](http://fs-unep-centre.org/sites/default/files/attachments/key_findings.pdf)
- [6] Popczyk J. *Klastry energetyczne – tak. Energetyka jądrowa i rynek mocy – nie. Nowy rynek energii elektrycznej – tak, na ten jest już najwyższy czas !!!* Datowanie zapowiedzi Raportu – 8.08.2016. Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl).
- [7] *Historia elektryki polskiej. Elektroenergetyka*. Pod redakcją Komitetu Redakcyjnego kierowanego przez prof. Lucjana Nehrebeckiego WNT, Warszawa 1992.

*Datowanie (wersja oryginalna) – 31.08.2016 r.*