

## **E7 – GLOBALNA PRZEBUDOWA ENERGETYKI W PERSPEKTYWIE SIEDMIU KRAJÓW/REGIONÓW (USA, Chiny, Niemcy, Indie, Japonia, UE i Afryka Subsaharyjska) i wnioski oraz propozycje dla Polski<sup>1</sup>**

Jan Popczyk, Robert Wójcicki, Mateusz Małyszczuk, Łukasz Kordas<sup>2</sup>

*Aby odpowiedzieć na pytanie,  
kto wygra konkurencję w przebudowie energetyki,  
i tym samym zajmie dobre miejsce w dokonujących się przemianach cywilizacyjnych,  
trzeba trafnie opisać przebudowę tradycyjnych rynków paliw i energii  
w nowe rynki prosumenckich łańcuchów usług energetycznych.  
W tym celu trzeba w szczególności analizować  
potencjał produkcyjny fabryk OZE/URE (dóbr inwestycyjnych dla nowej energetyki) na świecie,  
działania globalnych firm informatycznych,  
a także zdolność regionów (w skali globalnej) do dyfuzji wynalazków w obszarze energetyki  
prosumenckiej.*

---

<sup>1</sup> Raport z jednej strony jest, pod względem ogólnym, kontynuacją wcześniejszej zapowiedzi RAPORT-u: J. Popczyk, *E10 – energetyka w kluczowych/charakterystycznych krajach (regionach świata)*, zamieszczonego w Dziale 2.01.01 BŻEP, datowanego (wersja oryginalna) – 23.11.2014 r. Z drugiej strony, niniejszy Raport nie spełnia rygorów metodologicznych Raportu-zapowiedzi. W szczególności nie zawiera rozwiązania **zadania**, które zostało sformułowane z ramach Księgi Szkockiej w części dotyczącej Raportu-zapowiedzi, chociaż **tezę** w kategoriach jakościowych w dużym stopniu potwierdza. Dlatego niniejszy Raport jest samoistnym opracowaniem, mimo że ściśle powiązany z Raportem-zapowiedzią, ściślej niżby to wynikało z tradycyjnej formy cytowania.

<sup>2</sup> profesor Jan Popczyk – Politechnika Śląska; dr inż. Robert Wójcicki – Instytut Informatyki, Wydział Automatyki Elektroniki i Informatyki, Politechnika Śląska; mgr inż. Mateusz Małyszczuk, absolwent Politechniki Wrocławskiej (studia inżynierskie) Warszawskiej (studia magisterskie) – Polska Grupa Biogazowa, inż. Łukasz Kordas, absolwent Politechniki Krakowskiej (studia inżynierskie), student Politechniki Warszawskiej (studia magisterskie) – Polska Grupa Biogazowa.

## WPROWADZENIE

Jan Popczyk

W zapowiedzi RAPORT-u [W1] 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 „wylimitowane” 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 cenotwórczości czasu rzeczywistego na rynku energii elektrycznej. A z drugiej strony w ciągu niecałego roku (od lipca 2015 roku do czerwca 2016 roku) bankrutują największe grupy górnicze (Walter Energy, Alpha Natural Resources, Arch Coal, Peabody Energy - największa prywatna firma węglowa świata; łączny udział wymienionych firm w wydobywaniu w USA, to ponad 50%). **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 (realizują gigantyczny program 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 zejścia 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, odsuwa 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 wydobycia się Afryki ze strukturalnego zacofania.

## **W1. 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 Raporcie w celu nazwania tego, co należy rozumieć pod tytułową 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 energetycznych w historii energetyki, mianowicie ustawy PURPA) [W2].

## **W2. Uwarunkowania II trajektorii rozwojowej energetyki**

O ile trwającą przebudowę energetyki, uznaje się w Raporcie 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, ale także – i to jest najważniejsze – analizy inwestycyjne (przedsiębiorstw energetycznych) są podejmowane (realizowane) w horyzoncie 2050. W Raporcie horyzont ten odgrywa zasadniczą, ale nie jedyną rolę w kontekście zmiany trajektorii II na III. Bardziej szczegółowa perspektywa poznawcza, przyjęta w Raporcie w kontekście tej zmiany, jest następująca [W3].

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, osiągalne w tendencji) są związane z: domem pasywnym (w Polsce 5-krotne zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło grzewcze), z samochodem elektrycznym (3-krotne zmniejszenie zapotrzebowania energii napędowej na „kołach”), z pompą ciepła (3-krotne zmniejszenie energii napędowej w stosunku do energii użytkowej), z zasobnikiem ciepła jako substytutem akumulatora elektrycznego (możliwym do wykorzystania – poprzez DSM/DSR – w systemie zarządzania energią elektryczną ze źródeł OZE z produkcją wymuszoną), z 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. Mianowicie, 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 obecnych systemów elektroenergetycznych (energetyka WEK) i ze źródeł 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 elektroenergetyka WEK mogłaby 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*, 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.

### **W3. Segmentacja technologiczna II trajektorii rozwojowej energetyki**

Segmentacja ta będzie jeszcze długo sprawą otwartą [W4]. W szczególności trzeba przy jej budowaniu wykazać dużą dbałość w zakresie antycypacji zmiany trajektorii II na III, i to zarówno w horyzoncie czasowym jak i w aspekcie technologicznym. Z tego powodu nie wolno zwłaszcza (jednostronnie) utożsamiać obecnej przebudowy energetyki tylko z rozwojem energetyki OZE. Dlatego segmentacja technologiczna przedstawiona w tab. W1 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. W1 stanowią technologie efektywnościowe, a dopiero drugi technologie OZE.

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). Tym

samym przyszedł 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.

Segmenty 3 i 4 w tab. W1 trzeba z kolei 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, por. cz. 3 Raportu, który będzie trzecim wielkim etapem demonopolizacji rynku energii elektrycznej (po ustawie PURPA i wejściu do gry inwestorów NI oraz po wejściu do praktyki, ponad 20 lat temu, 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).

Tab. W1. Segmentacja nowej (II) trajektorii rozwojowej energetyki [W4]

Bazowa segmentacja nowej trajektorii rozwojowej energetyki	Segmentacja technologiczna (segmenty główne)	Komentarze
<b>Uwarunkowania środowiskowe transformacji I trajektorii (paliwa kopalne) w II trajektorię (główne obszary kosztów zewnętrznych we współczesnej energetyce)</b>		
1° – ochrona klimatu – emisja CO <sub>2</sub> , 2° – ochrona powietrza (1) – niska emisja, 3° – ochrona powietrza (2) – emisje SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , rtęci, 4° – utylizacja odpadów, 5° – ochrona ziemi, 6° – gospodarka wodna, 7° – ochrona krajobrazu		
<b>Segment 1</b> (efektywność energetyczna)	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.

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 mechanizmami, które umożliwią (przyspieszą) to włączenie będą: konsolidacja pojęcia „parytet sieciowy energetyki OZE” (sprawa nowej ekonomiki), mechanizmy takie jak *net metering* (sprawa rynkowej alokacji zasobów – ekonomicznego wykorzystania istniejących sieci) oraz rozwiązania takie jak (prosumencki, przede wszystkim) *self dispatching* (znowu sprawa rynkowej alokacji zasobów – w tym wypadku ekonomicznego, zrealizowanego za pomocą konkurencji, przemieszczania usług systemowych, łącznie z regulacyjnymi, z poziomu operatora przesyłowego OSP na poziom prosumencki. 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. W1. 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, sprowadzającej się do lepszego zarządzania w sferze użytkowania energii elektrycznej i jej produkcji, ale tylko w zakresie „poniżej” potrzeb własnych.

#### **W4. Liczbowy wymiar starej energetyki – dramatyczny spadek wartości rynków i przedsiębiorstw WEK**

Rola nakładów inwestycyjnych na nową energetykę (ich dynamika) jest niepodważalna w procesie antycypowania przebudowy energetyki. Ale zbagatelizowanie w tym procesie wymiaru starej energetyki, której podstawą są paliwa kopalne byłoby nierozumne. Dlatego w tab. W2 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).

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 trwale pracujących) pozostają one dalej wyłączone, mimo wielokrotnych prób mających na celu przywrócić większość z nich do pracy, bo rząd i korporacja elektroenergetyczna nie są w stanie przezwyciężyć

oporu społeczeństwa (np. w 2016 roku podjęte zostały trzy próby włączenia kolejnych reaktorów, dwie na początku i jedna w połowie roku, przy tym dwie pierwsze próby zakończyły się bardzo szybkim wyłączeniem reaktorów, trzeci reaktor na razie – wrzesień – pracuje). W **Chinach** z kolei po 2011 roku nastąpił gwałtowny zwrot w kierunku energetyki OZE (wiatrowej i PV), która jest już potencjalnie wystarczająca do wyeliminowania energetyki węglowej i jądrowej w konkurencji o rozwojowy rynek energii elektrycznej (inwestycje w energetykę OZE mogą już zapewnić w całości pokrycie przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną). Inną sprawą jest natomiast strategia Chin na rzecz zdobycia pozycji globalnego lidera w zakresie dostawcy dóbr inwestycyjnych, ale też inwestora, w obszarze energetyki jądrowej, w tym w obszarze technologii SMR (w związku z tą strategią, ekspansji zewnętrznej, wiele spraw w chińskiej wewnętrznej polityce energetycznej jest jeszcze otwartych).

**Tab. W2. Bilans energetyczny 2015 – świat (liczba ludności: 7 mld; liczba samochodów: 1,1 mld),** tabela zaczerpnięta z Raportu-zapowiedzi [W1], zaktualizowana (dane wyjściowe bilansowe ustalono w drodze krytycznego przeglądu i „krzyżowej” weryfikacji piśmiennictwa internetowego)

Roczne zużycie paliw kopalnych, na cele energetyczne <sup>(1)</sup>				
	<b>węgiel kamienny</b>	<b>węgiel brunatny</b>	<b>ropa</b>	<b>gaz</b>
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 <b>elektrowniach jądrowych</b> , 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 dziesięciolecia 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).

Drugim wskaźnikiem jest, w kontekście przyszłości energetyki, wartość rynków paliw kopalnych, wyrażona w \$ (odpowiednio do cen węgla i ropy notowanych na giełdach oraz „pochodnych” cen

dla gazu ziemnego). 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. W2), to w 2011 roku była ona 1,6 do 2 razy większa (była to wartość około 3,5-4 bln \$).

Trzeci ważny wskaźnik z punktu widzenia dokonującej się przebudowy energetyki, 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 \$ [1.5]. 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 Chinach, ale także w Europie (Republika Czeska, upadłość jedyne go czeskiego konsorcjum górniczego OKD, całkowite zakończenie wydobywania węgla kamiennego, wynoszącego obecnie 8 mln t/rok, 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).

## **W.5. Liczbowy wymiar nowej energetyki – dynamiczny wzrost inwestycji**

Rola nakładów inwestycyjnych w obszarze nowych technologii (aktualna wartość, ale także dynamika wzrostowa) wiąże się, w kontekście przebudowy energetyki, ze wzrostami rynków tych technologii, od których zależy obniżka cen technologii. Jednak trzeba pamiętać, że w środowisku „chaosu” rynkowego istnieje wiele innych wielkości, które są ważne z punktu widzenia trafności antycypowania przyszłości energetyki. Na przykład bardzo ważne są potencjały wzrostowe rynków popytowych (do ich wysycenia) związanych z poszczególnymi technologiami. Ważne są również różnice między inwestycjami realizowanymi przez inwestorów na rynku energii elektrycznej, produkcją dóbr inwestycyjnych w fabrykach (problem produkcji na magazyny), a zdolnościami produkcyjnymi tych fabryk (problem przeinwestowania fabryk).

Zastosowaną w cz. 1 Raportu strukturę prezentacji danych dotyczących globalnego potencjału produkcyjnego fabryk dostarczających dobra inwestycyjne dla nowej energetyki należy traktować jako pierwszą próbę w procesie przewycięzania tych barier. W ramach próby zastosowano kolejność prezentowania danych dla poszczególnych technologii uwarunkowaną licznymi

kompromisami dotyczącymi kryteriów uszeregowania technologii. W rezultacie, chociaż największa dynamika rozwojowa i największe nakłady inwestycyjne są związane już na trwałe ze źródłami fotowoltaicznymi, to na pierwszym miejscu na liście technologii uwzględniona została energetyka wiatrowa (na pewno tej energetyce należy się pierwszeństwo z uwagi na jej historyczną rolę w rozwoju całej energetyki OZE, i z uwagi na jej największą dojrzałość technologiczną, a także największą dojrzałość modeli biznesowych energetyki wiatrowej).

Zgodnie z danymi przedstawionymi przez Bloomberg New Energy Finance (BNEF) [W6] 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. W1 (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. 1 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 – przedstawioną w cz. 1 Raportu 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 pozostałych technologii przedstawionych w cz. 1 Raportu, od szóstej do jedenastej, 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 technologii, od szóstej do jedenastej, 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 najwyżej na drabinie rozwojowej), w miejsce dotychczasowego egzogenicznego (charakterystycznego dla energetyki WEK, stojącej najniżej 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).

## **W6. Metoda energetyki. Przebudowa energetyki jako poligon innowacyjności**

Celem przebudowy energetyki nie jest ochrona bezpieczeństwa energetycznego, bo bezpieczeństwo energetyczne jest już naturalną składową modelem 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, i strukturalnie niezdolnej do włączenia się w proces dynamicznego „uczenia” się.

Fundamentalnie chodzi o zmianę metody. Mianowicie, metoda całej energetyki WEK jest zakorzeniona, w kontekście naukowym 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 przejęcia 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 musi być zakorzeniona w konkurencji i w ekonomice behawioralnej, w kontekście społecznym – w kapitale społecznym i w partycypacji prosumenckiej (w kompetencjach społeczeństwa prosumenckiego), a w kontekście przyrodniczym – w zrównoważonym rozwoju (w tym w gospodarce bezodpadowej).

Zmiana metody tworzy uwarunkowania do ukształtowania się nowego układu sił wewnętrznych energetyki. Nowa energetyka tworzy z kolei uwarunkowania do ukształtowania się nowego globalnego poligonu innowacji przełomowych. Mianowicie, jest zrozumiałe, że poligon taki wymaga inwestycji (w tym miejscu podkreśla się: odwrotnej tezy, mianowicie, że innowacje przełomowe są tam gdzie wielkie inwestycje, nie da się obronić; inwestycje w energetyce WEK, co najwyżej przyrostowe, są przykładem). W całej historii ludzkości innowacje były związane ze zbrojeniami. Przez ostatnie 50 lat poligonem innowacji był przede wszystkim przemysł komputerowy, informatyka i telekomunikacja.

Obecnie rozpoczyna się wielka rola energetyki jako poligonu innowacji przełomowych. 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. Zatem szeroka analiza jednoznacznie pokazuje, że przebudowę energetyki trzeba traktować jako odpowiedź na bardzo ważne pytanie, gdzie świat szuka poligonów innowacyjności przełomowej, i gdzie je znajduje.

### **Źródła:**

- [W1] 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).
- [W2] 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).
- [W3] Popczyk J. *Węgiel, gaz i atom czy nowy rynek energii elektrycznej*. Datowanie Raportu – 31.08.2016. Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl).
- [W4] 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).
- [W5] *BP Statistical Review of World Energy*. June 2016. [bp.com/statisticalreview#BPstats](http://bp.com/statisticalreview#BPstats).
- [W6] 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)

## Część 1. GLOBALNY POTENCJAŁ PRODUKCYJNY FABRYK DOSTARCZAJĄCYCH DOBRA INWESTYCYJNE DLA NOWEJ ENERGETYKI

Mateusz Małyszczuk, Łukasz Kordas (współpraca Jan Popczyk)

### 1.1. Energetyka wiatrowa

W okresie 2004-2014, sektor energetyki wiatrowej odznaczył się bardzo dynamicznym wzrostem – sumaryczna moc zainstalowanych turbin wiatrowych osiągnęła w tym okresie wartość 371 GW. Rekordowe – 51 GW nowopowstałych mocy zostało zainstalowanych w roku 2014 (16% wzrost w stosunku do roku 2013) i pobiło ustanowiony w 2012 roku wynik 45 GW.

Dane odnośnie zainstalowanej mocy w sektorze energetyki wiatrowej, wyprodukowanej energii elektrycznej oraz czas wykorzystania mocy dla krajów/regionów z Grupy E7 zostały przedstawione w tab.1 (stan na 2014 rok).

**Tab. 1. Charakterystyka energetyki wiatrowej – stan na 2014 rok**

Kraj/region	Moc zainstalowana [GW]	Wyprodukowana energia elektryczna [TWh]	Roczny czas wykorzystania mocy zainstalowanej [h]
UE	129,0	247,0	1910
- w tym Niemcy	39,2	56,0	1430
USA	65,9	183,6	2780
Chiny	114,6	158,4	1380
Indie	22,5	38,4	1710
Japonia	2,8	5,1	1820
Afryka Subsaharyjska	0,6	1,1	1930
<b>Świat</b>	<b>371,0</b>	<b>706,2</b>	<b>1900</b>

Liderami na globalnym rynku energetyki wiatrowej w 2014 roku były: UE (jako wspólnota, ze znaczącym udziałem Niemiec), Chiny, a także USA. Swoją pozycję utrzymały również Indie. Spory wzrost zanotowały kraje Afryki Subsaharyjskiej, mające jednak póki, co marginalne znaczenie w sektorze

Różnice w czasie wykorzystania mocy zainstalowanej (jako miernika służącego do oceny stopnia wykorzystania zdolności wytwórczej elektrowni wiatrowej) związane są przede wszystkim z warunkami wietrznymi panującymi na danym terenie, rozkładem prędkości wiatru i ukształtowaniem terenu. Dodatkowo, kłopoty sieciowe (Chiny) i problemy z przesyłaniem energii elektrycznej na duże odległości (Niemcy) powodowały, że czas wykorzystania mocy był dla tych państw znacząco mniejszy w stosunku do reszty rozpatrywanych.

Istniała korelacja dodatnia pomiędzy zainstalowaną mocą w krajach/regionach z Grupy E7 (pomijając Japonię oraz Afrykę Subsaharyjską), a pochodzeniem producentów elektrowni wiatrowych (i ich zdolnościami produkcyjnymi).

Szczególnie dobrze widać to na przykładzie UE, w której przyrost nowych mocy w 2014 roku wyniósł 11,8 GW, a moc wyprodukowana przez firmy zlokalizowane w Europie osiągnęła 17,7 GW. Liderem byli Niemcy z rodzimymi firmami – Siemens (5 GW wyprodukowanej mocy) oraz Enercon (4 GW) – przy mocy zainstalowanej w Niemczech na poziomie 6,2 GW. Szczególnym przypadkiem



była duńska firma Vestas, która pomimo tego, że Dania nie jest czołowym państwem w sektorze, to piastowała pozycję lidera rynku producentów turbin wiatrowych (firma ta wykorzystała rodzimy rynek do rozpędu i ekspansji na rynku globalnym).

Również USA i firma GE, Chiny z czterema przedstawicielami (GoldWind, United Power, Ming Yang oraz Envision) czy Indie (REpower – dawniej będąca w niemieckich rękach spółka Senvion) idealnie wpasowały się w sytuację na rynku energetyki wiatrowej. Przy czym największa różnica w mocy wyprodukowanej, a mocy zainstalowanej (w GW) w 2014 roku należała do Chin (11,4 do 23,2). W USA stosunek ten (odpowiednio) wyniósł 4,6 do 4,9, a w Indiach 3,0 do 2,3.

W Tab. 2 zestawiono dane odnośnie mocy wyprodukowanej oraz mocy zainstalowanej (z podziałem na firmy/kraje/regiony Grupy E7).

**Tab. 2. Moc [GW] źródeł wiatrowych – stan na 2014 rok**

Kraj/region	Źródła	
	wyprodukowane	zainstalowane
UE - w tym Niemcy	Siemens (5,0) Enercon (4,0) Vestas (6,3) Gamesa (2,4) <b>Razem: 17,7</b>	11,8 6,2
USA	GE (4,6)	4,9
Chiny	GoldWind (4,6) United Power (2,6) Ming Yang (2,2) Envision (1,9) <b>Razem: 11,4</b>	23,2
Indie	REpower (Senvion) (3)	2,3
Japonia	-	0,13
Afryka Subsaharyjska	-	0,56
<b>Świat</b>	51,0	51,0

Pierwsze doniesienia odnoszące się do 2015 roku wskazują na utrzymujący się trend rozwojowy w sektorze energetyki wiatrowej. Według Bloomberg New Energy Finance (BNEF), w roku 2015 na całym świecie powstały farmy wiatrowe o mocy 62 GW (w tym UE – 12,8, z tego Niemcy 3,7) Chiny – 29,0, USA – 8,6, Indie – 2,6).

Wskazano również na znaczące przetasowania wśród producentów turbin wiatrowych. Liderem na rynku w 2015 roku była chińska firma Xinjiang Goldwind Science & Technology z mocą wyprodukowaną (w GW) na poziomie 7,8 (aż 7,7 zainstalowane na rodzimym rynku). Kolejne miejsca (w GW): dotychczasowy lider Vestas (Dania) – 7,3, GE (USA) – 5,9, Siemens (Niemcy) oraz Gamesa (Hiszpania) – 3,1, Enercon (Niemcy) – 3,0 i cztery chińskie firmy: Guodian - 2,8, Ming Yang oraz Envision mające po 2,7 oraz CSIS z 2,0.

Europejska Agencja Energetyki Wiatrowej (EWEA) przewiduje, że do 2030 roku sektor energetyki wiatrowej wśród państw UE urośnie do (z podziałem na wariant optymistyczny/

pośredni/pesymistyczny) do 392/320/251 GW. Pozwoli to na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną odpowiednio w 31/24,5/19%.

**Mikroelektrownie.** Łączna zainstalowana moc dla mikroturbin wiatrowych na koniec 2013 r. wyniosła 755 MW (12% wzrost w stosunku do roku 2012). Złożyło się na to niemal 870 tys. instalacji. Szacuje się (w krajach/regionach z Grupy E7) zainstalowaną moc w mikroturbinach wiatrowych w MW następująco: UE –ok. 170 , Chiny – 305 , USA – 221.

Udział mikroturbin w sektorze energetyki wiatrowej jest niewielki, wiąże się to przede wszystkim z łatwiejszym finansowaniem turbin wiatrowych dużych mocy.

### Źródła:

- [1.1] Quilter J., *Vestas stays number one in BTM Navigant Survey*, <http://www.windpowermonthly.com/article/1340513/vestas-stays-number-one-btm-navigant-survey>
- [1.2] *BP Statistical Review of World Energy*, <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-renewables-section.pdf>
- [1.3] REN 21, *Renewables 2015 Global Status Report*, <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>
- [1.4] *Obserwator przebudowy energetyki (EP-NI-WEK)*. Nr 12. BŻEP. [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl), podstrona BŻEP.
- [1.5] EurObserv'ER, *Wind Energy Barometer*, <http://www.eurobserv-er.org/wind-energy-barometer-2015/>
- [1.6] World Wind Energy Association, *Small Wind World Report*, [http://www.fcirce.es/static/2014\\_SmallWindWorldReport.pdf](http://www.fcirce.es/static/2014_SmallWindWorldReport.pdf)
- [1.7] WNP, *Chińczycy zdominowali światowy rynek turbin wiatrowych*, [http://energetyka.wnp.pl/chinczycy-zdominowali-swiatowy-rynek-turbin-wiatrowych,267953\\_1\\_0\\_0.html](http://energetyka.wnp.pl/chinczycy-zdominowali-swiatowy-rynek-turbin-wiatrowych,267953_1_0_0.html)
- [1.8] Veston D. *Offshore installations key to 2015 record*, <http://www.windpowermonthly.com/article/1381854/offshore-installations-key-2015-record>

## 1.2. Fotowoltaika

W roku 2014 na świecie przybyło ok. 40 GW nowych źródeł PV, a łączna moc zainstalowana przekroczyła 178 GW. Oszacowano, że w roku 2015 nastąpił przyrost co najmniej 51 GW, z czego ok. 15 GW przypadło na Chiny. Oznacza to, że dynamika wzrostu rynku podażowego wynosi ok. 28% w skali roku. Eksperci MAE prognozują roczny przyrost nowych źródeł PV w roku 2020 na poziomie 135 GW, natomiast w roku 2030 i 2050 szacują moc zainstalowaną odpowiednio na ponad 1720 GW i ok. 4674 GW [1.10].

W Tabeli 3 przedstawiono sytuację popytową fotowoltaiki w poszczególnych krajach/regionach E-7 – dotyczy ona roku 2014, ze względu na wciąż niekompletne lub niedostępne statystyki dot. roku 2015 oraz zachowanie spójności danych niniejszego Raportu (pozostałe dane również w większości dotyczą roku 2014).

**Tab. 3. Fotowoltaika w krajach/regionach E-7, cz. I**

Kraj/region	Moc zainstalowana sumaryczna (2014) [GW]	Moc zainstalowana w roku 2014 [GW]	Wyprodukowana energia [TWh]	Czas wykorzystania mocy [h]
UE - w tym Niemcy	88,0 38,2	7,0 1,9	91,3 32,8	1037,5
USA	18,3	6,2	32,6	1781,4
Chiny	28,2	10,6	-	-
Indie	3,2	0,6	-	-
Japonia	23,3	9,7	23,3	1000
Afryka Subsaharyjska	1,0	0,8	-	-
<b>Świat</b>	178	51,0	>200	>1125

Wśród powyższych krajów/regionów można wyróżnić te, które charakteryzują się znaczną dynamiką przyrostu mocy: bezwzględną (pow. 5 GW) oraz względną (Chiny, Japonia, USA – przyrost o ponad 1/3). Warto zauważyć, w przypadku wszystkich tych regionów (poza UE) kategorie te pokrywają się ze sobą. Pozwala to na wskazanie niekwestionowanych liderów w implementacji technologii fotowoltaicznej. Tak dynamiczny wzrost wynika z następujących czynników:

**Chiny** – władze najbardziej energochłonnego państwa świata zdają sobie sprawę, że znaczące zwiększenie udziału OZE spowoduje nie tylko redukcję emisji gazów cieplarnianych i poprawę jakości powietrza, ale również stanowi kluczowy filar bezpieczeństwa energetycznego. O ile tempo wzrostu zapotrzebowania na energię utrzyma się, nawet połączone siły energetyki kopalnej i jądrowej nie zaspokoją apetytu największej z gospodarek. Dlatego też inwestycje kraju w odnawialne źródła energii są największe spośród państw świata – dotyczy to nie tylko fotowoltaiki, ale niemal wszystkich pozostałych technologii OZE.

**Japonia** – gruntowne zmiany w portfelu energetycznym, spowodowane wyłączeniem bloków jądrowych po katastrofie w Fukushima.

**USA** – wzrost zainstalowanych mocy PV wynika ze zmian polityczno-legislacyjnych w tym kraju. Za przyrost nowych instalacji odpowiada upowszechniający się w Stanach system rozliczania przydomowych źródeł PV na zasadach *net-meteringu*, a także system kredytowania wielkoskalowych elektrowni słonecznych, umożliwiający podejmowanie takich inwestycji przez koncerny energetyczne.

W krajach Afryki Subsaharyjskiej większość źródeł PV (ponad 0,9 GW) zainstalowana jest w Republice Południowej Afryki, choć pozostałe kraje charakteryzują się bardziej sprzyjającymi warunkami słonecznymi. Ponadto, ubiegłoroczny przyrost na poziomie 0,8 GW praktycznie w całości przypada właśnie na RPA – w pozostałych krajach źródeł niemal nie przybyło. Wynika to z faktu, że RPA jest jednym z dwóch (obok Nigerii) najbardziej rozwiniętych krajów tego regionu i odpowiada za ok. 20% jego PKB. Prawdopodobnie w regionie subsaharyjskim istnieje wiele mikroinstalacji typu off-grid, służących do zaspokajania niewielkich potrzeb o charakterze lokalnym,

które nie zostały ujęte w statystykach, uznano jednak, że ich sumaryczna moc nie zmieni znacząco przedstawionych danych. Ponadto, w wielu krajach Afryki Subsaharyjskiej sieci energetyczne są nierozwinięte, a wręcz nie istnieją – według raportu Międzynarodowej Agencji Energii (MAE), 75% obywateli połowy państw tego regionu nie ma dostępu do elektryczności.

Rynek producentów urządzeń fotowoltaicznych, jak również potencjał jego wzrostu, można określać w oparciu o różne parametry np. produkcję krzemu, ogniw lub gotowych paneli. Jest to tym bardziej złożone, że producenci handlują pomiędzy sobą półproduktami, stanowiącymi bazę do finalnego złożenia gotowych urządzeń. Na dodatek, większość firm dysponuje potencjałem wytwórczym paneli przekraczającym ich finalną produkcję w danym roku, co świadczy o pewnym przewymiarowaniu mocy wytwórczych fabryk wobec zapotrzebowania rynku. Wynika to poniekąd z faktu, że produkcja gotowych paneli jest ograniczana przez podaż przemysłu produkcyjnego półprzewodników – wafli krzemowych. Wszystkie wspomniane parametry znacząco utrudniają klasyfikację, ponieważ wyniki poszczególnych firm publikowane są w sposób niekonsekwentny, a opisane wielkości mylone między sobą [1.16]. Dlatego też prezentowane dane (Tab. 4) powinny być traktowane jako poglądowe - rozbieżność między różnymi źródłami, uznawanymi powszechnie za wiarygodne, przekracza niejednokrotnie 10%.

W tabeli. 4 przyjęto analogie dla tab. 2, w której następujące wielkości zostały zmienione:

1. Źródła wyprodukowane – wielkość zastąpiona przez zdolności wytwórcze fabryk w zakresie paneli słonecznych.
2. Źródła zainstalowane – wielkość zastąpiona przez całkowitą sprzedaż paneli (przyjęto, że wprowadzenie paneli na rynek w znacznym stopniu odpowiada ich zainstalowaniu).

Wiele koncernów posiada fabryki nie tylko w kraju, z którego się wywodzi, ale także w innych regionach świata. Dlatego też wartości dot. globalnej produkcji, nie tylko w granicach danego państwa/regionu E-7, zostały oznaczone adnotacją „globalnie”.

W tabeli nie został ujęty drugi czołowy kraj produkujący urządzenia PV – Tajwan. Wśród 10-ciu największych wytwórców ogniw i paneli trzech (Neo Solar, Motech, Gintech) pochodzi z Tajwanu, a każdy z nich produkuje panele o łącznej mocy porównywalnej z wszystkimi wytwórcami niemieckimi. Łączny udział Chin i Tajwanu w produkcji fotowoltaiki stanowi 2/3 w skali globalnej – dla porównania udział Unii Europejskiej wynosi 6%, a Japonii i USA (wraz z Kanadą) po 4%. Całkowita światowa produkcja paneli PV została oszacowana przez Instytut Fraunhofera na ok. 45 GW.

Na każdym z etapów produkcyjnych (wafle krzemowe – ogniwa PV – gotowe panele) występuje pewne niedopasowanie zdolności produkcyjnych. Przykładowo: produkcja paneli PV jest ograniczona przez podaż ogniw - w roku 2014 globalny przemysł fotowoltaiczny dysponował przewymiarowaniem zdolności wytwórczych paneli na poziomie 2,7 GW w stosunku do możliwości produkcyjnych ogniw PV. Utrzymuje się ponadto trend rosnącej rozbieżności pomiędzy rzeczywistą produkcją paneli a potencjałem ich wytwarzania, który już w roku 2011 wynosił 66% [1.19]. Ma to jednak także pozytywne aspekty: dzięki tym nadwyżkom firmy mogą dostosowywać się do zmiennej dynamiki rynku i jego wahań w obrębie danego roku.

**Tab. 4. Fotowoltaika w krajach/regionach E-7, cz. II**

Kraj/region	Firma	Zdolność wytwórcza [GW]	Sprzedaż [GW]
UE - w tym Niemcy	Photowatt (Francja) Solar World (Niemcy/USA) <b>Razem:</b>	0,1 1,15 (globalnie)	<b>~2,70</b>
USA	First Solar <b>Razem:</b>	2,20 (globalnie)	1,60 (globalnie) <b>&lt;1,80</b>
Chiny	Trina Solar JA Solar Yingli Green Energy Holding Jinko Solar Holdings Co. Ltd. Hareon Solar Canadian Solar (Chiny/Kanada) <sup>3</sup> ReneSola Ltd. Suntech Ningbo Solar Electric <b>Razem:</b>	3,60 2,80 3,40 3,20 2,00 2,00 1,97 0,76 0,65 <b>&gt;33,0</b>	2,58 1,17 3,20   ~1,50   0,50
Indie	<b>Razem:</b>	<b>2,76</b>	<b>1,39</b>
Japonia	Kyocera (USA/Japonia) <sup>4</sup> Sharp Solar Panasonic Solar Kaneka Solar <b>Razem</b> <sup>5</sup> :	1,10 (globalnie) 0,7 0,12	1,20 (globalnie)   <b>~1,80</b>
Afryka Subsaharyjska	-	-	-

Należy zaznaczyć, że panele PV nie stanowią końcowego produktu w postaci zainstalowanego i przyłączonego do sieci źródła energii elektrycznej. Do poprawnego ich funkcjonowania niezbędny jest falownik (przekształtnik energoelektroniczny konwertujący prąd stały na przemienny i synchronizujący go z siecią elektroenergetyczną), a do optymalizacji także inteligentna infrastruktura, stanowiąca element tzw. sieci inteligentnych (*Smart Grid*). Niestety, wybór największych producentów źródeł fotowoltaicznych, choć logicznie najbardziej zasadny w niniejszej analizie, nastręcza trudności, ponieważ rynek paneli/ogniw i przekształtników są niemal odrębne. Dotychczas dominującą pozycję wśród producentów falowników zajmowały firmy europejskie (na czele z niemiecką SMA), choć w roku 2015, wraz z gigantycznym wzrostem liczby instalacji PV w Azji (zwłaszcza w Chinach) firmy te zaczynają powoli tracić swój udział w rynku na rzecz producentów azjatyckich.

Wyszczególnienie największych producentów PV, choć dotychczas stosowane, stopniowo coraz bardziej traci na znaczeniu jako sposób analizy rynku fotowoltaicznego. Wynika to z postępującej decentralizacji tej branży. Do roku 2005 dziesięć największych firm miało ponad 80-procentowy

<sup>3</sup> Dane dotyczą jedynie produkcji w fabrykach chińskich.

<sup>4</sup> Kyocera Solar Inc. jest zarejestrowaną w USA firmą fotowoltaiczną, należącą do japońskiego koncernu Kyocera. Posiada zakłady produkcyjne w USA, Japonii, Chinach i Europie (Czechy).

<sup>5</sup> Wśród firm japońskich nie wymieniono Mitsubishi Electric (będącej znaczącym graczem na rynku), ze względu na brak publicznie dostępnych danych o zdolnościach wytwórczych i sprzedaży urządzeń PV.

udział w rynku, natomiast w roku 2014 sumaryczna produkcja czołowych 10-ciu wytwórców odpowiadała jedynie połowie globalnej podaży paneli. Ponadto, wśród dziesiątki liderów następują częste przetasowania, ponieważ technologia klasycznych ogniw krzemowych została w znacznej mierze opanowana. Konkurencyjność produktu nie zależy zatem od *know-how*, a jedynie minimalizacji kosztów produkcji, które przekładają się na niższą cenę rynkową urządzeń. Stąd też wynika gwałtowny wzrost produkcji ogniw w Chinach oraz niemal równoczesna zapaść na rynku europejskim i amerykańskim, które to rynki nie były w stanie utrzymać konkurencyjności przy tak niskich cenach chińskich ogniw i paneli.

### **Źródła:**

- [1.9] *Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy, 2014 edition*, International Energy Agency, [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy\\_2014edition.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf),
- [1.10] REN 21: *Renewables 2015 Global Status Report*, <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>
- [1.11] Beetz B., *Renewables outpace nuclear in 2014 European power generation*, PV-magazine, [http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/renewables-outpace-nuclear-in-2014-european-power-generation\\_100019768/](http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/renewables-outpace-nuclear-in-2014-european-power-generation_100019768/)
- [1.12] *Growth of Photovoltaics*, Wikipedia. [https://en.wikipedia.org/wiki/Growth\\_of\\_photovoltaics#Deployment\\_by\\_country](https://en.wikipedia.org/wiki/Growth_of_photovoltaics#Deployment_by_country)
- [1.13] *Stromproduktion aus Solar und Windenergie*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2014.pdf>,
- [1.14] *2014 Renewable Energy Data Book*, U.S. Department of Energy, <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64720.pdf>,
- [1.15] Mints P., *The Top Ten PV Manufacturers in 2014 and Why This List Can Lack Meaning*, Renewable Energy World, 2015, <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2015/02/the-top-ten-pv-manufacturers-in-2014-and-why-this-list-can-lack-meaning.html>
- [1.16] Osborne M., *Who are the leaders and laggards of the top 10 PV module manufacturers in 2014?*, PV Tech, 2014, <http://www.pv-tech.org/editors-blog/who-are-the-leaders-and-laggards-of-the-top-10-pv-module-manufacturers-in-2>
- [1.17] *Photovoltaic Report*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2016, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>
- [1.18] *Global solar photovoltaic manufacturing production slows in recent years*, U.S. Energy Information Agency, 2015, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=22912>

### **1.3. Oświetlenie LED**

Na bazie raportu przygotowanego przez firmę TrendForce szacowało się, że globalny rynek oświetlenia LED rośnie stabilnie i osiągnie wartość 25,7 mld \$ w 2015 r., a w 2016 r. jego wartość przekroczy 30 mld \$. Wskaźnik penetracji rynku oświetlenia przez technikę LED wzrośnie z 31%

w 2015 r. do 36% w 2016 r. Prognozowane przez Departament Energii USA, ceny oświetlenia LED na 2015 r. na poziom 2 \$ za 1 tysiąc lumenów oznaczały spadek o 85% w stosunku do cen z 2010 r.

Firmy produkujące oświetlenie (Philips, GE, OSRAM, Cree i inne) rywalizują przede wszystkim na rynku europejskim, amerykańskim oraz japońskim. Niemniej jednak, potencjał rozwoju technologii w krajach/regionach rozwijających się jak np. Indie, Afryka i Azja Południowo-Wschodnia jest bardzo duży i związany jest przede wszystkim z regulacjami rządowymi. Na przykład indyjski rząd planuje zakup 200 mln źródeł światła LED do końca 2016 r. i ogłosił przetarg na projekt modernizacji oświetlenia ulicznego.

Również i w sektorze motoryzacyjnym globalny rynek oświetlenia LED przeżywa radykalne zmiany, które związane są przede wszystkim ze spadającymi cenami surowców, wzrastającą produkcją pojazdów i dążeniem do efektywności energetycznej. Światowy rynek samochodowego oświetlenia LED będzie rósł ze średnią roczną stopą wzrostu 27,9% do 2018 r. Ze względu na spadek cen LED, ich stosowanie zostanie rozszerzone z samochodów wysokiej klasy na modele klasy średniej.

#### **Źródła:**

- [1.19] *Główne trendy, które zdominują branżę LED w 2015 r.*, lighting.pl, [http://www.lighting.pl/Wydarzenia-branzowe/raporty-i-analizy/Glowne-trendy\\_-ktore-zdominuja-branze-LED-w-2015-r\\_](http://www.lighting.pl/Wydarzenia-branzowe/raporty-i-analizy/Glowne-trendy_-ktore-zdominuja-branze-LED-w-2015-r_)
- [1.20] *TrendForce przewiduje, że rynek oświetlenia LED osiągnie wartość 30,5 mld. USD w 2016 r.*, lighting.pl, [http://www.lighting.pl/Wydarzenia-branzowe/raporty-i-analizy/TrendForce-przewiduje\\_-ze-rynek-oswietlenia-LED-osiagnie-wartosc-30\\_5-mld\\_-USD-w-2016-r\\_](http://www.lighting.pl/Wydarzenia-branzowe/raporty-i-analizy/TrendForce-przewiduje_-ze-rynek-oswietlenia-LED-osiagnie-wartosc-30_5-mld_-USD-w-2016-r_)

#### **1.4. Samochody elektryczne**

Globalny rynek samochodów elektrycznych (ang. *electric vehicles* – EV) powiększył się w 2014 roku o ok. 320 tys. nowo zarejestrowanych pojazdów, co sumarycznie oznacza ok. 740 tys. samochodów na świecie.

Roczny przyrost rynku EV jest w przybliżeniu dwukrotny, co oznacza, że pod koniec roku 2015 na drogach miało się poruszać ok. 1,4 miliona samochodów elektrycznych. Zgodnie z przewidywaniami, w roku 2015 rzeczywiście nastąpiło podwojenie rynku, a liczba nowo zarejestrowanych pojazdów wyniosła ok. 750 tys. Po raz pierwszy w historii USA utraciło pozycję lidera w implementacji EV (zakupiono niemal tyle samo tych pojazdów co rok wcześniej) na rzecz Chin, które w stosunku do roku 2014 potroiły liczbę nowo zarejestrowanych pojazdów tego typu. Wprawdzie w odniesieniu do liczby samochodów spalinowych, która już w 2010 roku przekroczyła miliard, jest to tylko ułamek, niemniej jednak obecność pojazdów elektrycznych coraz wyraźniej zaznacza się na światowych drogach.

W tabeli 5 powyżej zdecydowano się na sumaryczną wartość wyprodukowanych pojazdów elektrycznych w Chinach, ponieważ na rynku tym obecne są liczne firmy o zasięgu krajowym, których roczna sprzedaż wynosi średnio ok. 2-3 tys. Warto wspomnieć, że w roku 2015 firma BYD stała się największym producentem samochodów elektrycznych, z liczbą ponad 43 tys. wyprodukowanych pojazdów (o 1 tys. więcej niż Nissan Leaf). Zorientowanie firmy na eksport swoich pojazdów (obecnie większość sprzedawana jest na rynku krajowym) spowoduje jeszcze dynamiczniejszy rozwój firmy.

**Tab. 5. Samochody elektryczne w krajach/regionach E-7 – dane dot. roku 2014.**

Kraj/region	Sumaryczna liczba zakupionych (tys.)	Liczba zakupionych w roku 2014 (tys.)	Firmy	Kluczowe modele	Produkcja wg marki (tys.)
UE	217,0	38,5	Renault	ZOE	18,1
- w tym Niemcy	24,4	8,5	BMW A.G. Volkswagen A.G.	i3 Volkswagen EV, Porsche EV, Audi EV	15,0 -
USA	275,1	118,7	Tesla General Motors Ford	Model S Chevrolet Spark EV Focus Electric	31,7 ~1,7 ~1,6
Chiny	83,2	45,0	BYD Kandi Chery Zotye BAIC <b>Razem:</b>	Qin EV QQ3 EV E20 E150/E200	14,7 10,0 ~7,8 7,3 5,2 <b>~59,0</b>
Indie	2,7	8,0	-	-	-
Japonia	108,2	~14,0 <sup>6</sup>	Nissan Mitsubishi	Leaf i-MiEV	61,0 ~1,7
Afryka Subsaharyjska	-	-	-	-	-
<b>Świat</b>	665,0	320,0	-	-	-

Globalnym celem branży EV jest wzrost liczby samochodów elektrycznych do 20 milionów do roku 2020, natomiast Niemcy dążą do tego, aby do tego czasu na ich drogi wyjechał milionowy samochód z tym rodzajem napędu. Jednak największy wskaźnik udziału samochodów elektrycznych notuje Norwegia, w której co piąty kupowany pojazd wyposażony jest w ten rodzaj napędu, a penetracja EV wśród wszystkich pojazdów stanowi 3%. Ponadto ok. 1/3 sprzedawanych w Europie samochodów elektrycznych kupowana jest przez Norwegów. Wynika to z bardzo sprzyjających regulacji prawnych dla tych pojazdów, w postaci np. ulg podatkowych, braku opłat parkingowych i opłat za wjazd do miasta, możliwość poruszania się po bus-pasach itp. Oszacowano, że korzyści z tytułu posiadanego samochodu elektrycznego względem spalinowego, przy założeniu 8 lat amortyzacji, przekraczają 8000 USD rocznie. Tak sprzyjające warunki powodują bardzo duży wzrost udziału EV, a ośrodki miejskie zaczynają borykać się z problemami niedostępności miejsc parkingowych i zakorkowaniem bus-pasów w godzinach szczytu, ponieważ przestrzenie te zawłaszczane są przez samochody elektryczne. Warto zwrócić uwagę, że ponieważ Norwegia produkuje ok. 96% energii elektrycznej w elektrowniach wodnych, pojazdy nią napędzane są niemal bezemisyjne.

Ważnym elementem, a niejednokrotnie i ograniczeniem, rozwoju elektrycznego transportu samochodowego jest infrastruktura stacji ładowania. Branża wciąż boryka się z problemem „jajka i kury”: niewielka liczba EV ogranicza liczbę nowopowstających ładowarek, a zatem istnieje

<sup>6</sup> Wartość oszacowana ze względu na brak rozgraniczenia w statystykach pomiędzy pojazdami elektrycznymi i hybrydowymi typu plug-in.



większe ryzyko rozładowania baterii i „utknięcia” podróżujących, co zniechęca do zakupu nowych samochodów elektrycznych. Z problemem tym jednak doskonale radzi sobie Japonia, w którym już w lutym 2016 roku liczba stacji ładowania przekroczyła liczbę konwencjonalnych stacji tankowania pojazdów spalinowych. Co prawda wiele ładowarek to prywatne, przydomowe gniazda elektryczne, natomiast pojedyncza stacja benzynowa zdolna jest obsłużyć kilka samochodów, tym niemniej porównanie to świadczy o bardzo szybko postępującej konwersji Japonii w kierunku samochodów z tym rodzajem napędu. Ponieważ jednak nowe modele biznesowe, tzw. wspólnej konsumpcji (ang. *sharing economy* – firmy takie jak Airbnb, Uber itp.) zyskują na popularności, rzeczywiste zastąpienie i wyparcie infrastruktury konwencjonalnej przez elektryczną nastąpi w najbliższych latach, co przyspieszy i tak już dynamicznie wzrastający popyt na samochody elektryczne. [1.26]

W kwietniu 2016 roku nastąpił precedens na rynku globalnym – firma Tesla Motors ogłosiła przyjmowanie rezerwacji na swój nowy produkt Model 3, kosztujący ok. 35 tys. \$ samochód dla klasy średniej. W ciągu tygodnia przyjęto ponad 300 tys. rezerwacji – odpowiada to niemal połowie rynku samochodów elektrycznych w roku 2015 i wyznacza historyczny precedens dot. skali zainteresowania pojedynczym produktem.

### Źródła:

- [1.21] *Global EV Outlook 2015 Update*, International Energy Agency, [http://www.iea.org/evi/Global-EV-Outlook-2015-Update\\_1page.pdf](http://www.iea.org/evi/Global-EV-Outlook-2015-Update_1page.pdf)
- [1.22] Meyer G., *Electric Mobility in Europe*, VDI/VDE Innovation + Technik GmbH, [https://www.irena.org/remap/IRENA\\_REmap\\_presentation\\_EVwebinar\\_Meyer\\_2015.pdf](https://www.irena.org/remap/IRENA_REmap_presentation_EVwebinar_Meyer_2015.pdf)
- [1.23] *New electric vehicle registrations in 2014*, European Automobile Manufacturers' Association, [http://www.acea.be/uploads/press\\_releases\\_files/ACEA\\_Electric\\_Vehicle\\_registrations\\_Q4\\_14-13.pdf](http://www.acea.be/uploads/press_releases_files/ACEA_Electric_Vehicle_registrations_Q4_14-13.pdf)
- [1.24] *In 2014, Renault Sold Over 18,000 Electric Vehicles, Including Over 3,300 In December*, Inside EVs, <http://insideevs.com/2014-renault-sold-18000-electric-vehicles-including-3300-december/>
- [1.25] *Japan has more car chargers than gas stations*, Bloomberg, <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-02-13/japan-has-more-car-chargers-than-gas-stations-carbon-climate>
- [1.26] EV Sales, <http://ev-sales.blogspot.ca/2015/01/china-december-2014.html>

## 1.5. Akumulatory

Z perspektywy niniejszego Raportu najważniejsze są dwa kluczowe rynki akumulatorów: w branży EV (samochody elektryczne i hybrydowe) oraz w gospodarstwach domowych – jako magazyny energii. Rynek akumulatorów EV jest rynkiem dojrzałym, który wyprodukował w roku 2014 baterie o sumarycznej pojemności 6,66 GWh. Dominują na nim koncerny japońskie. 41-procentowy udział firmy Panasonic oparty jest głównie na kontrakcie zawartym z firmą Tesla, na dostawę akumulatorów do produkowanych przez nią samochodów. Istnieje jednak ryzyko, że wraz z uruchomieniem fabryki Gigafactory w stanie Nevada, ok. roku 2020 Panasonic może utracić swoją pozycję na rynku, ponieważ nie dysponuje znaczącymi kontraktami z innymi producentami samochodów elektrycznych.

Firma AESC, o udziale wytwórczym na poziomie 24% w roku 2014, notowała w 2015 roku wyraźny spadek, wynikający m.in. z problemów dot. jakości produktów. Istnieje ryzyko jej całkowitego wypadnięcia z rynku, a koncern Nissan dąży do podjęcia współpracy z koreańskim LG Chem. Koncern ten wyprodukował w roku 2014 akumulatory o łącznej pojemności 0,89 GWh (13% rynku), lecz planuje w najbliższym czasie znaczne zwiększenie mocy wytwórczych.

Rynek domowych magazynów energii jest na etapie formowania się, choć w najbliższych latach przewiduje się duży wzrost w tym segmencie. Przełomowym wydarzeniem była prezentacja w 2015 roku magazynów energii Tesla Powerwall, których prognozowana cena poniżej 500 USD/kWh stanowiła zaskoczenie na globalnym rynku akumulatorów, definiując poniekąd zaporową (maksymalną) cenę tych rozwiązań dla gospodarstw domowych w horyzoncie kilku lat. Obecnie wiele firm, chcąc oferować konkurencyjne produkty, dąży do obniżenia kosztów wytwórczych w taki sposób, aby osiągnąć podobny poziom cen rynkowych. Już w 2015 roku pojawiły się rozwiązania mające szansę konkurować z Teslą, np. produkty firm SimpliPhi Power oraz Orison, a tacy potentaci jak Panasonic czy LG Chem również dopracowują swoje urządzenia. Jednocześnie produkty te tworzone są z myślą o ich potencjalnym wykorzystaniu w zastosowaniach przemysłowych, co znajduje odzwierciedlenie w ich modułowej konstrukcji, umożliwiającej niemal nieograniczoną skalowalność.

#### **Źródła:**

- [1.27] *Home Energy storage enters new era*, MIT Technology Review.  
<https://www.technologyreview.com/s/541336/home-energy-storage-enters-a-new-era/>
- [1.28] Jacques C., *Panasonic Leads in EV Batteries With 39% Market Share, But Others Aim for Its Crown*, Lux Research Inc., 2015, <http://www.luxresearchinc.com/news-and-events/press-releases/read/panasonic-leads-ev-batteries-39-market-share-others-aim-its>

### **1.6. Mikrogeneracja gazowa**

Liderem rynku światowego w roku 2012 w sektorze mikroagregatów kogeneracyjnych (mikro CHP o mocy mniejszej równej 5,5 kWe) była Japonia, z ok. 85% udziałem, z czego 54% przypadło Hondzie (120 tys. sprzedanych jednostek w latach 2002-2012). Był to efekt wsparcia ze strony rządu obejmujące zarówno prace badawcze jak i komercjalizację, a także połączenia sił największych graczy na rynku.

Dominującą rolę w Europie odgrywały Niemcy, w których największy udział miały następujące firmy: BDR Thermea (60% udział na rynku – 30 tys. sprzedanych jednostek) oraz Vaillant (16%). Swoją pozycję ugruntowały również: Viessmann, Bosch oraz Ariston.

Szacowany potencjał liczby systemów mikro CHP w gospodarstwach domowych oraz w sektorze SMA&Collective zestawiono w Tab.6 oraz Tab.7.

**Tab. 6. Potencjał liczby systemów mikro CHP w gospodarstwach domowych (w mln)**

Scenariusz	Rok				
	2020	2025	2030	2035	2040
Minimalny	0	0,5	6,0	13,0	17,0
Spodziewany	0	2,0	14,0	27,0	31,0
Maksymalny	0	8,0	33,0	52,0	54,0

**Tab. 7. Potencjał liczby systemów mikro CHP w sektorze SMA&Collective (w mln)**

Scenariusz	Rok				
	2020	2025	2030	2035	2040
Minimalny	0	0	0,15	0,32	0,45
Spodziewany	0	0,05	0,30	0,65	0,90
Maksymalny	0	0,25	1,05	1,90	2,30

*Agregaty prądotwórcze.* Niezwykle interesująca sytuacja w sektorze energetycznym występuje obecnie w Wielkiej Brytanii. Ze względu na zamknięcia kopalni węgla, okres zimowy, awarie sieciowe oraz znaczący udział niestabilnych przecież OZE (turbiny wiatrowe oraz ogniwa fotowoltaiczne) w miksie energetycznym rząd zdecydował o dotowaniu silników Diesla ze względu na konieczność pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną.

#### Źródła:

- [1.29] Dwyer S., *Seven things you need to know about Micro-CHP in Europe.*  
<http://www.delta-ee.com/easyblog/entry/seven-things-you-need-to-know-about-micro-chp-in-europe>,  
[https://www.di-verlag.de/media/content/GFE/issue\\_3\\_13/gfe\\_03\\_2013\\_Dwyer.pdf](https://www.di-verlag.de/media/content/GFE/issue_3_13/gfe_03_2013_Dwyer.pdf)
- [1.30] CODE2. *Micro-CHP potential analysis European level report.*  
[http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/D2.5-2014-12-micro-CHP-potential-analysis\\_final.pdf](http://www.code2-project.eu/wp-content/uploads/D2.5-2014-12-micro-CHP-potential-analysis_final.pdf)
- [1.31] Bastasch M. *UK Using Diesel Generators To Avoid Blackouts From Too Much Wind, Solar Energy.* <http://dailycaller.com/2015/11/04/uk-using-diesel-generators-to-avoid-blackouts-from-too-much-wind-solar-energy/>

### 1.7. Źródła biogazowe

Kluczowe znaczenie w sektorze biogazu ma Europa. Szacowana liczba biogazowni (rolniczych oraz innych) na koniec 2014 roku kształtowała się na poziomie 17,2 tys. instalacji (w tym Niemcy około 10,0 tys. instalacji), o łącznej mocy zainstalowanej zbliżonej do 8,3 GW – Niemcy ok. 3,9 GW (niemiecka produkcja energii elektrycznej na poziomie 29 TWh). Dominującą rolę odgrywały biogazownie rolnicze – 10,5 tys. instalacji (w tym Niemcy ok. 8,0 tys. instalacji). Dodatkowo, firmy zajmujące się biogazowniami (budową oraz eksploatacją) mają swoje siedziby głównie w Niemczech (m.in. Schmack Biogas GmbH, MT Energie, PlanET, EnviTec). Niemcy jako lider

europejskiego (oraz światowego) rynku biogazowni dużych mocy swój sukces w sektorze biogazu zawdzięcza przede wszystkim niemieckiej Ustawie o Odnawialnych Źródłach Energii (EEG – ErneuerbareEnergienGesetz) i szczególnie jej nowelizacji w roku 2004.

Z kolei, rozpoznana struktura rynku biogazowni w USA przedstawia się następująco (w tys.): 0,17 (biogazownie rolnicze – ok. 100 MW zainstalowanej mocy), 2,0 (biogazownie inne).

**Mikrobiogazownie.** Sektor biogazu poza Europą związany jest głównie z małymi przydomowymi instalacjami (Daleki Wschód – Chiny, Indie, Tajlandia, Wietnam), a powstający w nich biogaz wykorzystywany jest przede wszystkim do ogrzewania i przygotowywania posiłków. Szacuje się ich liczbę, w sztukach, następująco: Chiny – 43 mln (dodatkowo 100 tys. biogazowni dużych mocy), Indie – 5 mln.

### **Źródła:**

- [1.32] *Renewables 2015 Global Status Report*  
<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>
- [1.33] European Biogas Association. *EBA Biomethane & Biogas Report 2105*.  
<http://european-biogas.eu/2015/12/16/biogasreport2015/>
- [1.34] Linke B. *Country Report, Germany*.  
[http://www.iea-biogas.net/country-reports.html?file=files/daten-redaktion/download/publications/country-reports/2015/Germany\\_Country\\_Report\\_Berlin\\_10-2015.pdf](http://www.iea-biogas.net/country-reports.html?file=files/daten-redaktion/download/publications/country-reports/2015/Germany_Country_Report_Berlin_10-2015.pdf)
- [1.35] *Biogazownie na świecie*.  
<http://ioze.pl/energetyka-biogazowa/biogazownie-na-swiecie>
- [1.36] Wagner L. *Trends from the use of biogas technology in Germany*.  
[http://www.vivasia.nl/~media/vivasia/Files/Biogas%20presentations/03\\_FvB\\_Wagner\\_Biogas%20in%20Germany.pdf](http://www.vivasia.nl/~media/vivasia/Files/Biogas%20presentations/03_FvB_Wagner_Biogas%20in%20Germany.pdf)

## **1.8. Budownictwo pasywne**

Budynki wykonywane, jako domy pasywne charakteryzują się dużo mniejszym zużyciem energii (80-90%) w porównaniu do domów budowanych w sposób tradycyjny. Przyjmuje się, że zapotrzebowanie na ciepło grzewcze wynosi 15 kWh/m<sup>2</sup>/rok (dla Polski to aż 20 razy mniej w stosunku do budynków oddanych do użytku do końca lat siedemdziesiątych oraz 8 razy mniej w odniesieniu do aktualnych przepisów prawa budowlanego) – czyli ok. 1,5 l oleju opałowego lub 1,5 m<sup>3</sup> gazu ziemnego na m<sup>2</sup>/rok. Budynki te mogą spełniać zarówno funkcje mieszkalne jak i niemieszkalne (np. biurowe), wymagają poniesienia większych kosztów inwestycyjnych, co związane jest głównie z zastosowaniem odpowiednich materiałów budowlanych. Dla krajów Europy (klimat umiarkowany), koszt budowy domu pasywnego jest wyższy o ok. 10-35 % od tradycyjnego. Z kolei, termomodernizacja (z wykorzystaniem technologii domu pasywnego) budynków już istniejących pozwala na zredukowanie zużycia ciepła na cele grzewcze do poziomu 30-50 kWh/m<sup>2</sup>/rok, przy kosztach inwestycyjnych stanowiących 15-20% wartości budynku. Tradycyjna termomodernizacja (obejmująca w głównej mierze docieplenie ścian i stropów oraz wymianę okien, bez wymiany urządzeń grzewczych) w przypadku domu jednorodzinnego (kamienicy wspólnoty

mieszaniowej, bloku mieszkalnego spółdzielni mieszkaniowej) zapewnia redukcję zużycia ciepła grzewczego o 30-50%. Koszt takiej termomodernizacji wynosi około 10% wartości rynkowej domu.

Nie istnieją dokładne dane o liczbie domów pasywnych powstałych do tej pory. Szacunki Instytutu w Darmstadt podają, że do roku 2012 było ich ponad 37 tys., głównie w Europie, Stanach Zjednoczonych i Kanadzie oraz Japonii. Najprawdopodobniej, w Europie do początku 2009 r. wybudowano 12,5 tys. jednostek mieszkaniowych w takim standardzie, zwłaszcza w Niemczech (10 tys. jednostek) i Austrii. Co więcej, każdego roku przyrost nowych jednostek przekracza 100%.

**Austriackie i niemieckie wsparcie rządowe dla budownictwa pasywnego.** Stworzone w Austrii programy: Klima ActivHaus oraz Klima ActivPassihaus określają bardzo szczegółowo standardy jakie powinny spełniać domy, aby uzyskać od państwa dofinansowanie. Podobnie sytuacja wygląda w Niemczech. Istnieją trzy kategorie domów, które państwo może wspierać finansowo: KfW 60, KfW 40 i dom pasywny.

#### **Źródła:**

- [1.37] Płaziak M., *Domy energooszczędne i pasywne jako nieunikniona przyszłość budownictwa w Polsce*, Kraków, 2013 r.
- [1.38] Młecnik E., *Innovation Development for highly Energy energy-efficient housing*, 2013
- [1.39] RAPORT: J. Popczyk, E10 – energetyka w kluczowych/charakterystycznych krajach (regionach świata), zamieszczonego w Dziale 2.01.02 [BŹEP](#), datowanego (wersja oryginalna) – 23.11.2014 r.

### **1.9. Pompy ciepła**

W przeciwieństwie do kolektorów słonecznych, które są obecnie dojrzałą technologią, w szybkim okresie obecności na globalnym rynku, pompy ciepła wciąż znajdują się przed okresem dynamicznego wzrostu.

Ze względu na źródło dolne, pompy ciepła należy podzielić na:

**Powietrzne** (przekazujące ciepło otoczenia do wody lub powietrza w budynku) – w roku 2013 miały łącznie ponad 94-procentowy udział w rynku pomp ciepła.

**Geotermalne** (czerpiące ciepło z gruntu i źródeł geotermalnych) – ich sumaryczna moc cieplna została określona na poziomie 52,6 GW<sub>t</sub> w 2013 roku, a prognozowana moc cieplna w roku 2020 to 119,3 GW<sub>t</sub>. Rozwój tej technologii wymuszony będzie wzrostem cen energii i paliw, co spowoduje zwiększenie zainteresowania rozwiązaniami o wyższej efektywności wykorzystania tych dóbr.

Pompy geotermalne są droższe od powietrznych, ale jednocześnie zapewniają większy i stabilniejszy uzysk ciepła, niezależny od warunków atmosferycznych.

W roku 2013 w Europie zainstalowano ponad 762 tys. pomp ciepła, a ich sumaryczna liczba osiągnęła ponad 6,7 miliona urządzeń. Prognozowany wzrost rynku pomp ciepła do końca dekady szacowany jest na poziomie ok. 16% rocznie.

## Źródła:

- [1.40] *Growth in the world heat pump market*, BSRIA Inc., 2014, <https://www.bsria.com/news/article/growth-in-the-world-heat-pump-market/>
- [1.41] Ghumare N., *Global Geothermal Heat Pump Installed Capacity and Market Revenue is Anticipated to reach 119,303.66 MWt and USD 130.50 billion, respectively, by 2020*, Transparency Market Research, <https://globenewswire.com/news-release/2015/02/02/702002/10118074/en/Global-Geothermal-Heat-Pump-Installed-Capacity-and-Market-Revenue-is-Anticipated-to-reach-119-303-66-MWt-and-USD-130-50-billion-respectively-by-2020-Transparency-Market-Research.html>
- [1.42] *European Heat Pump Market and Statistics Report*, European Heat Pump Association, 2014, executive summary report, <http://www.ehpa.org/about/news/article/european-heat-pump-market-and-statistics-report-soon-available/>

### 1.10. Kolektory słoneczne

Technologia kolektorów słonecznych (solarów) wykorzystywana jest na dużą skalę w krajach o klimacie cieplejszym niż warunki polskie (np. rejon Morza Śródziemnego), ponieważ większe nasłonecznienie przekłada się na wyższe uzyski ciepła. Największy współczynnik wykorzystania kolektorów, mierzony jako sumaryczna moc cieplna na 1000 mieszkańców, osiągnął Cypr. W kraju tym współczynnik ten wynosił w 2013 roku 423 kW<sub>t</sub>/1000 mieszk. Rynek kolektorów słonecznych został przeanalizowany w oparciu o raport International Energy Agency (IEA) z 2015 roku, korzystający z danych o rynku do roku 2013. Wyraźnie widać, że poza Chinami, które zainstalowały wówczas 44,5 GW, pozostałe kraje nie przekroczyły nawet 1,5 GW. W skali globalnej zatem jedynie Chiny odgrywają zatem znaczącą rolę na rynku kolektorów słonecznych, a ich roczne zapotrzebowanie na nowe moce grzewcze w tym zakresie stanowi ponad 80% nowych instalacji na świecie. We wszystkich pozostałych krajach należy mówić o stagnacji, a wręcz schyłku technologii kolektorów słonecznych.

Rozwiązania oparte na kolektorach słonecznych są stopniowo wypierane np. przez ogniwa fotowoltaiczne, zwłaszcza współpracujące z pompą ciepła. Fotowoltaika, w odróżnieniu od kolektorów, generuje energię ze słońca także przy świetle rozproszonym, a jej rodzaj (en. elektryczna) jest „szlachetniejszy”<sup>7</sup> niż ciepło z solarów. Połączenie z pompą ciepła pozwala na zwielokrotnienie uzysku cieplnego, co stanowi kolejny argument na niekorzyść kolektorów. Czynnikiem przemawiającym za wyborem solarów jest oczywiście koszt inwestycyjny, jednakże cena rozwiązań alternatywnych będzie maleć wraz ich upowszechnianiem się.

## Źródła:

- [1.43] REN 21: *Renewables 2015 Global Status Report*  
<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>

---

<sup>7</sup> Energię elektryczną można przekształcić w dowolny inny rodzaj energii z bardzo wysoką sprawnością, w odróżnieniu od ciepła, zwłaszcza niskotemperaturowego, które stanowi uboższy jej rodzaj.

## 1.11. Biopaliwa

Biopaliwa uzyskiwane są poprzez szereg przemian (biochemicznych, termochemicznych i biologicznych), którym poddawana jest biomasa. Główne kryterium podziału – wykorzystywany surowiec, dzieli biopaliwa na biopaliwa pierwszej oraz drugiej generacji. Biopaliwa pierwszej generacji otrzymywane są z roślin żywnościowych takich jak: ziemniaki, trzcina cukrowa, rzepak i kukurydza. Biopaliwa drugiej generacji to te otrzymywane przy wykorzystaniu takich surowców jak biomasa lignocelulozowa (np. wierzba energetyczna), osady ze ścieków komunalnych, czy pozostałości rolnicze.

Globalna produkcja biopaliw pierwszej generacji w 2014 r. osiągnęła wartość 127,7 mld litrów (wzrost o 9% w stosunku do roku 2013, związany z niską ceną ropy naftowej oraz urodzajem kukurydzy i trzciny cukrowej), z czego 74% (525,0 TWh – 94,5 mld litrów) całkowitej produkcji stanowił bioetanol, 23% (265,0 TWh – 29,4 mld litrów) biodiesel (głównie FAME), a resztę olej roślinny (HVO).

Szacuje się, że produkcja bioetanolu w TWh w 2014 r. z podziałem na kraje/regiony z Grupy E7, wyglądała następująco (w nawiasach wartości w mld litrów): USA – 315,9 (54,0), Brazylia – 158,0 (27,0), UE – 32,2 (5,5), Chiny – 17,6 (3,0). Zwraca uwagę fakt, iż np. w USA w prawie 100 stacjach paliw sprzedawano mieszankę bioetanolu i benzyny w stosunku (%) – 15:85.

Rozpoznana w 2014 r. produkcja biodiesla w TWh wzrosła o 13% w stosunku do roku wcześniejszego. Z podziałem na kraje/regiony z grupy E7 (w nawiasach wartości w mld litrów): UE – 104,3 – w tym Niemcy 29,0 (11,5/3,2), USA – 42,6 (4,7), Brazylia – 29,0 (3,2), inne – 58,0 (6,4).

Światowi liderzy w produkcji biopaliw (USA oraz Brazylia) wykorzystują fakt swojego doświadczenia w zaawansowanych technologiach przetwarzania biomasy (kukurydzy – USA oraz trzciny cukrowej – Brazylia). Związane jest to w głównej mierze z niedoborem ropy naftowej – a zwłaszcza kryzysem naftowym z 1973 roku – co sprawiło, że Brazylia zainwestowała dużo środków w produkcję biopaliw.

**Technologie zgazowania biomasy.** Mimo tego, że biomasa (m.in. odpady drzewne, słoma oraz rośliny energetyczne uprawiane na plantacjach) trudniej ulega biodegradacji (ze względu na dużą zawartość związków ligninowo-celulozowych), ma duży potencjał techniczny, związany z procesami pirolizy i zgazowania (obróbki termicznej). W starych technologiach pirolizy i zgazowania biomasy zasadniczym problemem była mała stabilność procesowa, czego skutkiem były stosunkowo niskie uzyski gazu przy dużym udziale smół i innych mało użytecznych produktów. Obecnie – przy zastosowaniu nowych rozwiązań procesowych i aparaturowych - gaz wytwarzany ze zgazowania biomasy wykorzystywany jest głównie do produkcji ciepła i energii elektrycznej. Służyć może również jako surowiec do produkcji gazu syntezowego wykorzystywanego do wytwarzania paliw ciekłych (m.in. metanolu). Sektor ten dynamicznie się rozwija, a globalnym liderem na rynku zgazowania biomasy jest UE (głównie Niemcy) oraz USA.

### Źródła:

[1.44] *Renewables 2015 Global Status Report*

<http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>

[1.45] RAPORT: J. Popczyk, E10 – energetyka w kluczowych/charakterystycznych krajach (regionach świata), zamieszczonego w Dziale 2.01.02 **BŹEP**, datowanego (wersja oryginalna) – 23.11.2014 r.

- [1.46] *Biopaliwa - alternatywą dla rosnących cen na stacjach?*  
<http://laboratoria.net/artukul/12597.html>
- [1.47] Zgazowanie biomasy – przykłady nowych technologii,  
<http://www.awmep.org/index.php/index/help?journal=ago&page=article&op=download&path%5B%5D=64&path%5B%5D=5>



## Część 2. **MODYFIKACJA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ PRZEZ PRETENDENTÓW (FIRMY INFORMATYCZNE) PRZED PRZEJĘCIEM WSZYSTKICH RYNKÓW USŁUG ENERGETYCZNYCH**

Robert Wójcicki (współpraca Jan Popczyk)

Jest już widoczne, że pretendentami do nowych rynków usług energetycznych, powstających w wyniku zmiany trajektorii rozwojowej energetyki są globalne firmy informatyczne (Microsoft, Google, Cisco, Apple). Oczywiście, firmy te nie mają szans na wygranie konkurencji przez „czołowe” zderzenie z liderami (z firmami energetycznymi, zasiedzającymi na tradycyjnych rynkach paliw i energii). Ich droga do wygranej będzie na początku prowadziła przez modyfikację tradycyjnego modelu rynku energii elektrycznej, najbardziej skomplikowanego pod względem technicznym i najbardziej wrażliwego w kontekście bezpieczeństwa energetycznego. Wynikiem będzie nowy rynek usług energetycznych, z istotnym udziałem partycypacji prosumenckiej, a przemiany w tym kierunku w USA trwają już od wielu lat.

### **2.1. Ewolucja rynku energii w USA**

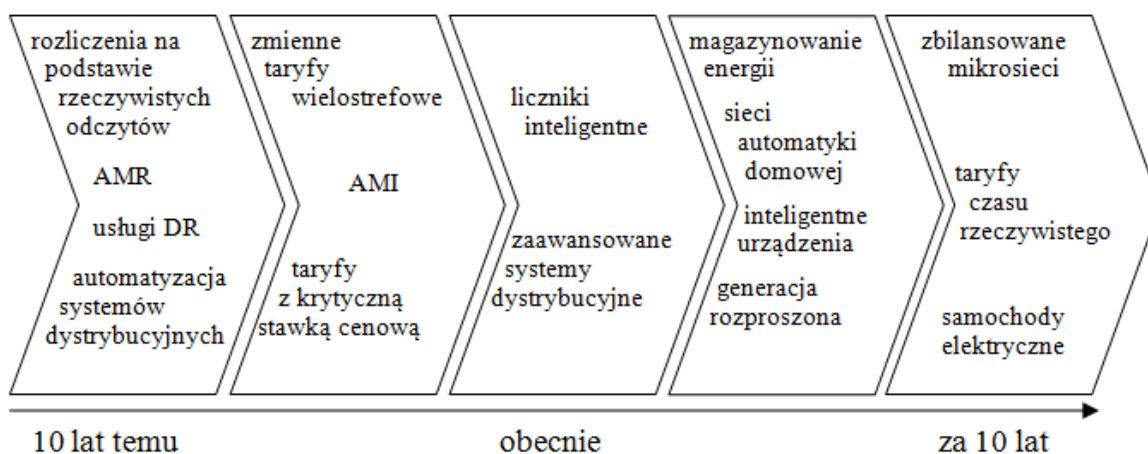
Zachodzące na świecie szybkie zmiany technologii informatycznych i półprzewodnikowych, w tym teletransmisji, przetwarzania danych, technologii mikroprocesorowych oraz powszechny dostęp do sieci Internet, silnie wpływają na rynek energii elektrycznej w USA, który ewoluje w kierunku ścisłej integracji systemu elektroenergetycznego z inteligentną infrastrukturą tworząc *Smart Grid*. Początkowo wpływ technologii informatycznych, a tym samym sektora IT na energetykę nie był wielki, lecz wraz z upływem czasu jego znaczenie gwałtownie rosło, przyczyniając się do przekształcenia tradycyjnej sieci elektroenergetycznej w sieć *Smart Grid* bazującą na przepływie energii i przepływie informacji. Rozwój technologii mikroprocesorowych, przekształtnikowych i półprzewodnikowych umożliwił również masowe wprowadzenie rozproszonych źródeł OZE na rynek energii elektrycznej, wprowadzając masową konkurencję dla istniejących przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Zachodzące zmiany przekształcają więc tradycyjny scentralizowany model sieci elektroenergetycznej w inteligentną, samo-monitorującą się i automatycznie bilansującą się sieć, której zasoby oparte są o heterogeniczną strukturę dowolnych źródeł wytwórczych, wliczając w to zarówno elektrownie konwencjonalne oparte o paliwa kopalne, jak i źródła wytwórcze OZE. W strukturze *Smart Grid* możliwe jest wykorzystanie różnego rodzaju topologii sieci zarówno rozproszonych, jak i scentralizowanych, korzystających ze źródeł o dowolnym rozmiarze począwszy od wielkich elektrowni o mocach wytwórczych wielu GW aż do mikroinstalacji prosumenckich o mocy rzędu kilku kW. Aby zapewnić efektywność i optymalizację kosztową funkcjonowania całego systemu z jak najmniejszą bezpośrednią ingerencją człowieka, tego rodzaju sieć korzysta z zasobów opartych o najnowsze technologie – zaawansowanych systemów pomiarowych, inteligentnych czujników, systemów zdalnej akwizycji i rozproszonego przetwarzania danych, hurtowni danych, centrów analitycznych i innych technologii informatycznych.

Smart Grid łączy szereg współpracujących ze sobą technologii:

1. Związanych z odbiorcami energii elektrycznej przekształcającymi się w prosumentów, jak np. fotowoltaiczne i wiatrowe rozproszone mikroźródła, lokalne magazyny energii, inteligentne urządzenia powszechnego użytku, podłączane do sieci samochody hybrydowe i elektryczne.

2. Wykorzystywanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych, jak np. systemy SCADA, sieci telekomunikacyjne, sensorowe, technologie sterowania, komunikacji bezprzewodowej, pomiarowe, zarządzania elementami sieci dystrybucyjnej.
3. Inteligentnych urządzeń pomiarowych, jak np. zaawansowanych liczników energii elektrycznej umożliwiających zdalne odczyty nie tylko zużycia energii elektrycznej, lecz również wielu innych parametrów, jak np. parametrów jakościowych, zdarzeń, profili.
4. Informacyjnych, przetwarzania danych, związanych z optymalizacją i zarządzaniem zużyciem energii elektrycznej zarówno w przemyśle, biurach jak i gospodarstwach domowych (sieci HAN – Home Area Network), ale również usługami analitycznymi dla operatorów sieci elektroenergetycznych wykorzystującymi hurtownie danych i wielkie centra obliczeniowe.

Wpływ technologii informatycznych na sieć elektroenergetyczną USA można zaobserwować od wielu lat. Wraz z rozwojem teletransmisji i upowszechnienia sieci Internet, w początkowej fazie rozwoju *Smart Grid*, wprowadzono zautomatyzowane systemy rozliczeniowe, ułatwiające prowadzenie rozliczeń pomiędzy dostawcą a odbiorcą energii elektrycznej. Prace nad zdalnym odczytem wskazań czujników i liczników energii elektrycznej rozpoczęły się w USA w latach 70-tych XX wieku, jednak ówczesny system telekomunikacyjny nie pozwalał na wprowadzenie takich usług na szeroką skalę.



**Rys. 1. Ewolucja systemu Smart Grid [2.8]**

Dopiero rozpowszechnienie się transmisji cyfrowej i sieci Internet na masową skalę pozwoliło wprowadzić pierwsze systemy zdalnego odczytu AMR (ang. Automated Meter Reading). Technologia AMR pozwala na zautomatyzowanie odczytów zużycia mediów i prowadzenie zdalnej diagnostyki urządzeń pomiarowych mediów takich jak energia elektryczna, ale również woda, czy gaz. Główną zaletą takiego systemu jest ograniczenie kosztów odczytów urządzeń pomiarowych przez operatora oraz rozliczanie odbiorców na podstawie danych zbliżonych do rzeczywistych. Wiele urządzeń AMR pozwala również na rejestrowanie danych okresowych umożliwiających profilowanie zużycia mediów, prognozowanie bieżącego i szczytowego zapotrzebowania. Część urządzeń AMR pozwala również na wprowadzenie prostych mechanizmów DSR. W tym modelu sieci elektroenergetycznej sektor IT pełnił tylko rolę dostawcy usług przesyłu danych i systemu teleinformatycznego.

Wraz z rozwojem technologii teletransmisji danych i urządzeń pomiarowych, system AMR przekształcił się w system AMI (ang. *Advanced Metering Infrastructure*) wykorzystujący tzw. liczniki inteligentne (ang. *smart meters*). Tego rodzaju liczniki umożliwiają nie tylko rejestrację zużycia mediów w zadanych interwałach czasowych, np. godzinowych lub mniejszych, rejestrację wielu zdarzeń (np. manipulacje przy liczniku), lecz również wyliczanie różnego rodzaju statystyk czy wykonywanie obliczeń na podstawie zaimplementowanej w liczniku logiki, a następnie przesyłanie informacji do operatora sieci w zadanych, stosunkowo krótkich okresach czasu (np. dobowych lub krótszych). Zasadniczą różnicą pomiędzy urządzeniami AMR i AMI jest możliwość dwustronnej komunikacji pomiędzy operatorem i urządzeniem licznikowym, a także większa częstotliwość komunikacji pomiędzy licznikiem, a bazą danych operatora sieci. Infrastruktura AMI pozwoliła na poprawę jakości rozliczania odbiorców energii elektrycznej i zmniejszenie ilości błędów rozliczeniowych. Umożliwiła również wprowadzenie nowego rodzaju usług korzystnych zarówno dla odbiorców, jak i sprzedawców energii elektrycznej. Można do nich zaliczyć m. in. rozliczenia w oparciu o rzeczywiste a nie szacunkowe dane, uelastycznienie okresów rozliczeniowych, wprowadzenie przedpłat za energię elektryczną, umożliwienie odbiorcom śledzenia swoich profili zużycia energii elektrycznej w celu optymalizacji kosztów jej zakupu, wprowadzenie nowych usług DSR, planów taryfowych z krytyczną stawką cenową, elastycznych taryf wielostrefowych. Oprócz korzyści dla odbiorców energii elektrycznej, infrastruktura AMI pozwala również na wprowadzenie zaawansowanych mechanizmów sterujących systemem dystrybucyjnym, gdyż nie ogranicza się ona tylko do odbiorców końcowych, lecz umożliwia bieżące monitorowanie poszczególnych komponentów sieci dystrybucyjnej, jak np. stacji SN/nn i innych.

Rozwój systemu AMI możliwy był dzięki rozwojowi systemów teletransmisyjnych i przetwarzania danych, których wzrastająca wydajność pozwoliła na szybkie przesyłanie i przetwarzanie dużo większych ilości informacji. Wraz ze zwiększaniem częstotliwości odczytów gwałtownie rośnie ilość informacji, które muszą zostać przesłane, zweryfikowane, zapisane, przeanalizowane, czy też przetransformowane do postaci zbliżonej do danych rzeczywistych w celu umożliwienia podejmowania decyzji i zarządzania siecią w czasie rzeczywistym. Spowodowało to rozwój systemów baz oraz hurtowni danych, wykorzystanie wielkich centrów składowania i przetwarzania informacji w których rozwoju biorą udział największe korporacje sektora IT jak Google, Oracle których rola znacząco wzrosła.

Systemy AMR i AMI wprowadziły wprawdzie szereg udogodnień zarówno dla operatorów jak i odbiorców, lecz nie zmieniły struktury sieci, która wciąż mogła być scentralizowana i oparta na modelu wielkich wytwórców energii elektrycznej oraz pasywnych lub częściowo pasywnych - korzystających z programów DSR, konsumentów. Zasadnicze zmiany w strukturze sieci rozpoczęły się dopiero wraz z rozwojem rozproszonej generacji OZE. Pojawienie się na rynku energii pochodzącej ze źródeł i mikroźródeł korzystających z zasobów odnawialnych (słońce, wiatr, biomasa) stało się możliwe dzięki spadkowi cen technologii półprzewodnikowych, mikroprocesorowych, przekształtnikowych, a masowa produkcja pozwoliła na dodatkowe, znaczące i systematyczne obniżanie ich cen, zwiększając dostępność technologii OZE dla przemysłu, usług i szerokich mas społecznych. Tendencja ta powoduje masowe pojawianie się w systemie elektroenergetycznym heterogenicznej generacji rozproszonej, przekształcając dotychczasowe scentralizowane systemy elektroenergetyczne w sieć mikrosieci, które muszą współpracować z całym systemem. Lokalna generacja pochodząca z niestabilnych źródeł (fotowoltaicznych, wiatrowych) cechuje się zwiększoną dynamiką zmian i generuje potrzebę modyfikacji sposobów bilansowania aktywnych zasobów i zarządzania siecią, co powoduje zastosowanie nowych, coraz

bardziej zaawansowanych technologii i przemodelowania dotychczasowej struktury sieci. Dotychczasowy odbiorca pełnił tylko rolę odbiorcy pasywnego, który konsumował energię elektryczną nie współpracując z siecią elektroenergetyczną. Pojawienie się heterogenicznych sieci z udziałem rozproszonej generacji wyzwała potrzebę zmiany roli pasywnego odbiorcy w aktywnego prosumenta, który reaguje na zewnętrzne bodźce pochodzące z systemu elektroenergetycznego, optymalizując wykorzystanie zasobów zarówno swoich jak i sieciowych. Prosumenta wspierają dynamicznie rozwijające się technologie magazynowania energii elektrycznej, zarówno w magazynach stacjonarnych (np. Tesla Powerwall), jak i w pojawiających się coraz szerzej na rynku amerykańskim samochodach elektrycznych. Współpracę z systemem elektroenergetycznym umożliwiają technologie informatyczne, łączące *Smart Grid* z systemami automatyki domowej/biurowej zarządzającej inteligentnymi urządzeniami odbiorczymi (w tym urządzeniami gospodarstwa domowego), sensorami, prowadząc prosumentów indywidualnych, instytucjonalnych i przemysłowych w stronę częściowej lub pełnej autonomizacji. Struktury mikrosieci, wysp, wysp wirtualnych integrujących lokalne zasoby wytwórcze z lokalnym zapotrzebowaniem, magazynami energii, samochodami elektrycznymi, połączone ze sobą więzami sieci teleinformatycznych będą w perspektywie 10-ciu lat dążyły w stronę systemów samobilansujących się, a tym samym rynek dla tradycyjnych dostawców energii będzie się kurczył. Zmiany topologii sieci, struktury generacji, zużycia energii elektrycznej, integracja systemu elektroenergetycznego z siecią teleinformatyczną, powodują wprowadzenie taryf czasu rzeczywistego, reagujących na dynamiczne zmiany popytu i podaży energii elektrycznej. Wielką rolę w przekształcaniu systemu elektroenergetycznego zaczynają pełnić firmy sektora IT, a kluczowe technologie, które umożliwią zmiany, to technologie sieci teleinformatycznych, Internet Rzeczy (ang. *Internet of Things*, IoT), Internet Wszechrzeczy (ang. *Internet of Everything*, IoE), *Fog Networking*, *Cloud Computing*, *Fog Computing*, hurtownie danych, wielkie centra przetwarzania danych (*Big Data*).

### Źródła:

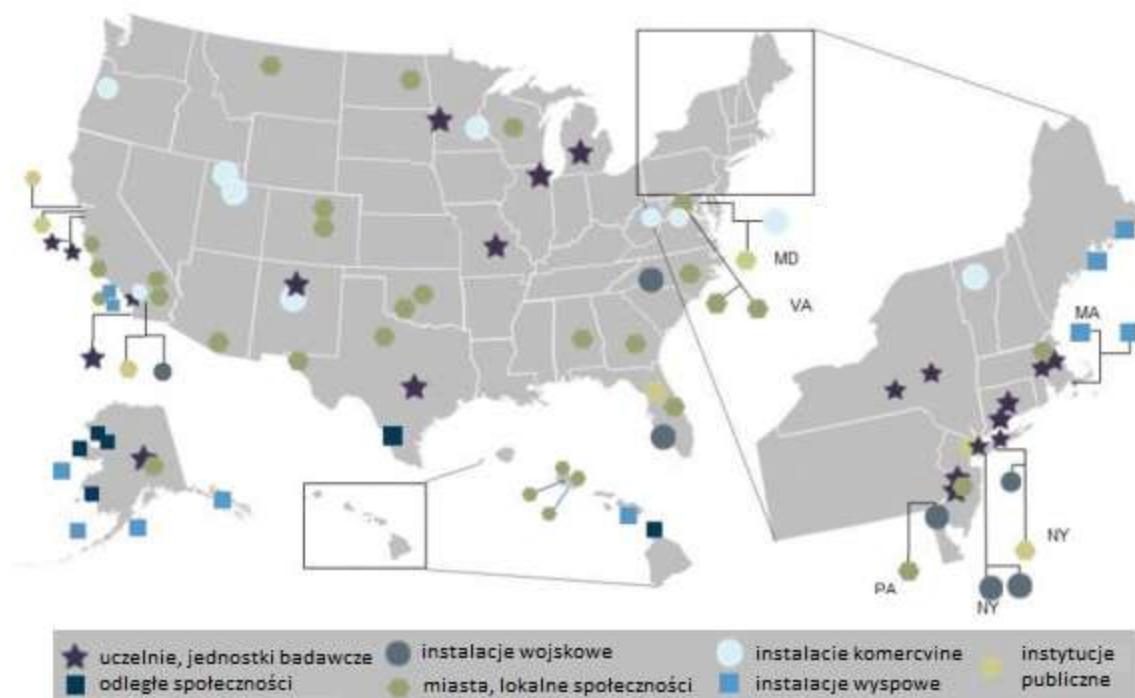
- [2.1] AWS IoT <http://aws.amazon.com/iot/>
- [2.2] GridBlocks Architecture  
[http://www.cisco.com/web/strategy/energy/gridblocks\\_architecture.html](http://www.cisco.com/web/strategy/energy/gridblocks_architecture.html)
- [2.3] Connected Grid Cisco Developer Network (CDN)  
[http://www.cisco.com/web/strategy/energy/connected\\_grid\\_cdn.html](http://www.cisco.com/web/strategy/energy/connected_grid_cdn.html)
- [2.4] *Facebook Inc Has Big Plans to Take Over the Internet of Thing*,  
<http://www.fool.com/investing/general/2015/03/28/facebook-inc-has-big-plans-to-take-over-the-intern.aspx>
- [2.5] McKinsey & Company, *The internet of things:mapping the value beyond the hype*  
[http://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/dotcom/insights/business%20technology/unlocking%20the%20potential%20of%20the%20internet%20of%20things/unlocking\\_the\\_potential\\_of\\_the\\_internet\\_of\\_things\\_executive\\_summary.ashx](http://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/dotcom/insights/business%20technology/unlocking%20the%20potential%20of%20the%20internet%20of%20things/unlocking_the_potential_of_the_internet_of_things_executive_summary.ashx)
- [2.6] Microsoft Co., *Creating the Internet of Your Things*,  
[http://download.microsoft.com/download/C/F/7/CF78575B-711E-4E1B-8BAB-3ED1657DFA82/Creating\\_the\\_Internet\\_of\\_Your\\_Things.pdf](http://download.microsoft.com/download/C/F/7/CF78575B-711E-4E1B-8BAB-3ED1657DFA82/Creating_the_Internet_of_Your_Things.pdf)
- [2.7] <http://www.marsdd.com/wp-content/uploads/2014/10/Oct28-MaRS-ConnectedWorld-ConnectedHome.pdf>
- [2.8] Oracle, *Solutions smart grid*, <http://www.oracle.com/us/industries/utilities/solutions-smart-grid-br-194388.pdf>

## 2.2. Mikro sieci

Mikro sieci pojawiły się wraz z energetyką, już w czasach Edisona, jednak na dalszym etapie rozwoju zostały pochłonięte przez duże systemy. Obecnie rozwijają się ponownie, na co wpływa kilka czynników. Są to:

1. Jednostki samorządu terytorialnego takie jak miasta, gminy, stany, dzięki elastyczności, niezawodności, niezależności, lokalnie kontrolowanej generacji energii elektrycznej i ciepła widzą w mikro sieciach element wspierający rozwój gospodarczy.
2. W ostatnich latach znacząco spadły ceny fotowoltaiki i gazu ziemnego, które to źródła wzajemnie się uzupełniają. Spadają również ceny magazynowania energii elektrycznej, co ułatwia bilansowanie mikro sieci.
3. Rozwój technologii informatycznych i telekomunikacyjnych umożliwił tworzenie monitorowanych na bieżąco sieci *Smart Grid*, zwiększając ich elastyczność i przewagę konkurencyjną.
4. Przemysł, jednostki rządowe oraz samorządowe wymagają wysokiego stopnia bezpieczeństwa i odporności na awarie systemu elektroenergetycznego spowodowane np. kataklizmami, atakami terrorystycznymi czy atakami hackerów, co staje się obecnie wysokim priorytetem w budowie infrastruktury krytycznej. Mikro sieci, dzięki rozproszonej generacji umożliwiają zabezpieczenie kluczowych struktur w energię elektryczną w przypadkach kryzysowych, gdyż po awarii systemu centralnego, mikro sieci mogą niezależnie funkcjonować na zasadach pracy wyspowej.
5. Mikro sieci pozwalają na poprawę efektywności energetycznej, lepsze wykorzystanie zasobów naturalnych i zmniejszenie niekorzystnego oddziaływania na środowisko. Jest to spowodowane tym, że rozproszone, dopasowane do potrzeb źródła wytwórcze (np. gazowe, biogazowe) mogą pracować w skojarzeniu z lokalnym odbiorem ciepła i chłodu. Mikro sieci mogą również elastycznie kojarzyć produkcję ze źródeł OZE (PV, wiatrowych) z odbiorem i magazynami energii elektrycznej, dynamicznie bilansując popyt i podaż energii. Lokalna generacja nie wymaga przesyłania energii elektrycznej na duże odległości i tym samym zmniejsza związane z tym straty przesyłowe. Zmniejszenie presji na środowisko związane jest z wykorzystaniem już zdegradowanych środowiskowo obszarów (jak np. dachów budynków mieszkalnych, biurów, hali przemysłowych) do generacji energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł OZE i tym samym zmniejszenie potrzeby degradacji środowiska związanego z budową nowych konwencjonalnych jednostek wytwórczych.

W najbliższych latach przewiduje się dynamiczny rozwój mikro sieci w USA, a nakłady na rozwój mikro sieci w latach 2016-2020 mogą przekroczyć 3,5 miliarda \$ pozwalając do 2020 roku na osiągnięcie 2,8 GW mocy, z czego ponad 26% będzie pochodziła ze źródeł OZE, a 44% mikro sieci będzie wyposażona w zasobniki akumulatorowe. Przykładowo w styczniu 2014 roku Departament Energii USA oferował granty badawcze dla prac związanych z mikro sieciami, ich projektowaniem i rozwojem, w tym. np. na utworzenie sterowników dla mikro sieci o mocach 1-10MW, z przeznaczeniem do zastosowań dla małych społeczności i krytycznej infrastruktury jak np. szpitali, czy oczyszczalni ścieków.



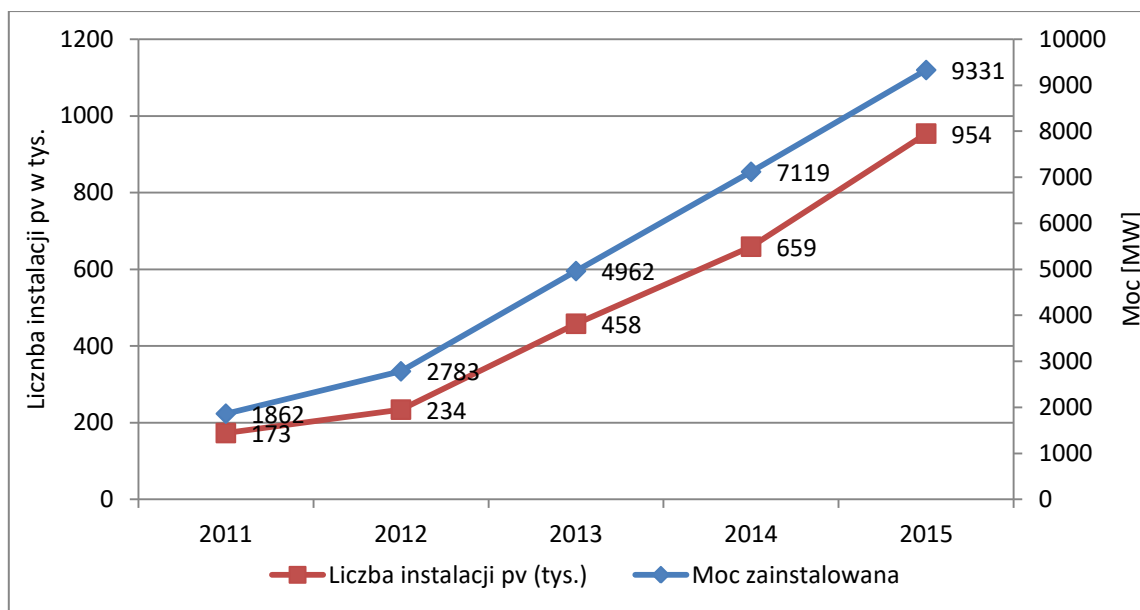
Rys. 2. Mikrosieci w USA

#### Źródła:

- [2.9] Center for Sustainable Energy, *Microgrids*, <https://energycenter.org/self-generation-incentive-program/business/technologies/microgrid>
- [2.10] Greentechmedia, *California Ready to Fund the Next Wave of Microgrids Paired With Renewables and Storage*, <http://www.greentechmedia.com/articles/read/California-Funds-the-Next-Wave-of-Microgrids-Armed-With-Renewables-and-Stor>
- [2.11] Greentechmedia, *North American Microgrids 2015: Advancing Beyond Local Energy Optimization*, <http://www.greentechmedia.com/research/report/north-american-microgrids-2015>

### 2.3. Net-metering

Kolejnym, istotnym dla transformacji rynku elektroenergetycznego czynnikiem, było wprowadzenie w większości stanów USA programu *net-meteringu*, co spowodowało gwałtowny wzrost liczby dachowych instalacji fotowoltaicznych, aż do tego stopnia, że *net-metering* został nazwany siłą napędową rynku fotowoltaiki w USA. Jak raportuje EIA w 2015 roku w USA zainstalowano 2212 MW instalacji fotowoltaicznych, z czego około 75% należało do użytkowników indywidualnych, reszta do sektora przemysłowego i komercyjnego.



**Rys. 3. Liczba i moc instalacji fotowoltaicznych uczestniczących w programach *net-meteringu* w USA**

Rysunek 3 przedstawia przyrost mocy i liczby instalacji uczestniczących w programie *net-meteringu* w ostatnich latach. Na wykresie można zauważyć dynamiczny przyrost zarówno mocy, jak i ilości uczestników programów *net-metering*. W roku 2015 liczba użytkowników korzystających z instalacji fotowoltaicznych w programach *net-meteringu* przekroczyła 954 tys., a ich moc 9300 MW, przy czym średnia moc instalacji fotowoltaicznej wynosiła niecałe 10kW.

W różnych stanach obowiązują różne zasady funkcjonowania programu *net-meteringu*, jednak często obowiązuje zasada obligująca przedsiębiorstwa energetyczne do zapłaty za nadwyżki energii elektrycznej wprowadzonej do sieci pełnej stawki za energię, takiej jaka obowiązuje przy jej zakupie przez odbiorcę indywidualnego (*net metering* 1:1). Przedsiębiorstwa energetyczne argumentując, że takie stawki są za wysokie, gdyż mogą dokonać zakupu energii po niższych cenach hurtowych oraz, że nie pokrywają kosztów inwestycji i utrzymania sieci dystrybucyjnych i przesyłowych, wywierają naciski na organy legislacyjne w celu zmniejszenia atrakcyjności programu *net-meteringu* i zahamowania rozwoju generacji rozproszonej. Naciski te odnoszą skutek i powodują wzrost opłat stałych za korzystanie z sieci, wprowadzanie dodatkowych opłat zmiennych za pobraną i zbilansowaną w programie *net-meteringu* energię, a także wprowadzanie ograniczeń sumarycznych mocy uczestniczących w programie.

Przykładowo w IV kwartale 2015 roku 61 przedsiębiorstw energetycznych operujących w 30 stanach zaproponowało wzrost opłat stałych dla wszystkich odbiorców indywidualnych, a dodatkowo 21 przedsiębiorstw w operujących w 13 stanach zaproponowało specjalne opłaty dla użytkowników fotowoltaiki, rozproszonej generacji i *net-meteringu* [2.12]. W III kwartale 2015 roku z 26 zaproponowanych zmian średni miesięczny wzrost opłat stałych dla użytkowników indywidualnych wzrósł z 9,61\$ do 15,76\$, co daje wzrost o około 70%, a w sześciu przypadkach wzrost wynosił ponad 100%.

Oprócz opłat stałych na szeroką skalę wprowadzane są opłaty za użytkowanie instalacji fotowoltaicznych i generacji rozproszonej, przykładowo w III kwartale 2015 roku regulator zatwierdził lub rozważał zatwierdzenie stawek przedstawionych przez 19 przedsiębiorstw energetycznych w 12 stanach. Struktura opłat rozciągała się od miesięcznych opłat stałych, opłat od

zainstalowanej mocy, przez opłaty od miesięcznych mocy szczytowych do opłat za kWh bilansowaną w programie *net-meteringu*. W 2015 roku silnie modyfikowano pozostałe regulacje prawne dotyczące *net-meteringu*, gdzie przykładowo w stanach Hawaiki i Newada program został wygaszony, natomiast w wielu stanach, np. Maine, Louisiana prowadzone są prace w kierunku zastąpienia programu *net-meteringu* innym rozwiązaniem. Oprócz wywierania nacisków na korzystne dla siebie rozwiązania legislacyjne, przedsiębiorstwa energetyczne poszukują także nowych modeli biznesowych uwzględniających posiadanie i eksploatację zasobów generacji rozproszonej (np. programy uruchomione w 3 kwartale 2015 roku w stanach Arizona, Georgia, Texas).

#### **Źródła:**

- [2.12] Clean Energy Technology Center, *The 50 States of Solar: A Quarterly Look at America's Fast-Evolving Distributed Solar Policy Conversation*, <https://nccleantech.ncsu.edu/resource-center-2/fact-sheets-publications/>
- [2.13] U.S. Energy Information Administration, *Form EIA-826 detailed data*, raporty roczne z lat 2011-2016, <https://www.eia.gov/electricity/data/eia826/>

#### **2.4. Konflikty i regulacje prawne**

Renewable Portfolio Standard (RPS) jest regulacją obligującą producentów energii elektrycznej do zwiększenia ilości produkowanej energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, lecz na poziomie federalnym USA nie wypracowało ogólnokrajowych wspólnych standardów w tym zakresie, a kluczowe regulacje znajdują się na poziomie stanowym. W wiodących stanach produkcja energii elektrycznej ze źródeł OZE zbliża się lub przekracza założone ambitne cele, lecz w innych polityka pro-ekologiczna skutecznie jest atakowana przez wpływowy przemysł związany z paliwami kopalnymi. Sektor ICT jest bardzo ważną i również wpływową gałęzią gospodarki, jest też znaczącym odbiorcą energii elektrycznej w USA. Bardzo duży udział w konsumpcji energii elektrycznej sektora ICT mają przedsiębiorstwa wykorzystujące centra przetwarzania danych, a znaczącą częścią kosztów ich działalności są koszty zużywanej energii elektrycznej. Przedsiębiorstwa ICT będąc liderem rozwoju technologii, widzą w źródłach OZE nie tylko sposób na ograniczenie kosztów swojej działalności, lecz również w perspektywie ogromny rynek energii, który wraz z gwałtownym rozwojem OZE, generacji rozproszonej i technologii informatycznych, ulega ogromnym przekształceniom, burząc dotychczasowe ramy zastalego, scentralizowanego systemu. Teletransmisja, rozproszenie, mobilność, elastyczność, ale i hurtowe przetwarzanie danych to przewagi konkurencyjne dające szansę nowym pretendantom do zaistnienia na nowym, przekształconym rynku energii. Przedsiębiorstwa sektora ICT realizują strategie przekształcania rynku energii poprzez inwestycje we własne źródła OZE, w projekty generacji rozproszonej, technologie zarządzania energią, lecz również wprowadzają silne naciski na poziomie stanowym i federalnym, mobilizując decydentów do wyznaczania i realizacji celów związanych z rozwojem odnawialnych źródeł energii.

W części stanów uwidoczniły się silne konflikty pomiędzy operatorami centrów przetwarzania danych, a dotychczasowymi dostawcami energii elektrycznej. W stanach takich jak North Carolina (Duke energy), Virginia (Dominion Power), Georgia (Southern Company) przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną z paliw kopalnych, głównie z węgla, starają się utrzymać swoją monopolistyczną pozycję i nie chcą inwestować w źródła odnawialne. Staje to



w konflikcie z dążeniami umiejscowionych na tym terenie operatorów centrów przetwarzania danych, do zwiększenia udziału energii pochodzącej z odnawialnych źródeł.

**Virginia:** W stanie Virginia zlokalizowane są centra przetwarzania danych należące m.in. do Amazon, DuPont, Fabros Technology. Ich operatorzy domagają się lepszego dostępu do źródeł OZE zarówno od Dominion Power, jak i miejscowych decydentów.

**North Carolina:** Kolejnym przykładem konfliktu są centra przetwarzania danych Apple, Facebook'a oraz Google zlokalizowane na terytorium stanu North Carolina. Lokalny zakład energetyczny Duke Carolina wytwarza tylko 2% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, natomiast resztę w większości z węgla, a w perspektywie roku 2029 planuje zwiększyć udział źródeł OZE do 4%. W celu pokrycia zapotrzebowania ze źródeł OZE Apple zdecydowało się na budowę 3 farm fotowoltaicznych wyposażonych również w ogniwa paliwowe, Facebook i Google wymusiły w 2013 roku na Duke wprowadzenie sprzedaży energii ze źródeł odnawialnych (do tego czasu taryfy były tak skonstruowane, aby zniechęcać do zakupów zielonej energii). W 2015 roku, legislator stanu North Carolina zdecydował się na regulacje (Energy Freedom Act) pozwalające na zakup zielonej energii od innych dostawców niż Duke, co otworzyło rynek m.in. dla instalacji fotowoltaicznych.

**Edison Electric Institute (EEI):** Właściciele przedsiębiorstw energetycznych na poziomie krajowym skupia organizacja Edison Electric Institute (EEI), która przyjęła strategię spowalniania rozwoju generacji rozproszonej poprzez wywieranie nacisków na prawodawców i komisje ds. energetyki w celu wprowadzenia regulacji zwiększających koszty instalacji fotowoltaicznych. EEI obawia się o kurczenie się tradycyjnego rynku energii elektrycznej i zmniejszenie potrzeb dodatkowych scentralizowanych mocy w systemie energetycznym, a tym samym spadku dochodów zakładów energetycznych.

**American Legislative Exchange Council (ALEC):** American Legislative Exchange Council jest wpływową organizacją reprezentującą interesy przemysłu aktywnie współpracującą z przemysłem energetycznym. Jej propozycje regulacyjne często dążyły do osłabienia sektora OZE, wspierając generację energii elektrycznej z paliw kopalnych. Ze względu na postawę ALEC negującą zmiany klimatu i atakującą źródła odnawialne, większość głównych przedsiębiorstw sektora IT, takich jak np. eBay, Facebook, Microsoft Google, Yahoo zrezygnowało z uczestnictwa w tej organizacji.

#### *2.4.1. Buffet kontra Musk: energetyka scentralizowana, czy rozproszona?*

Spektakularna walka o przyszłość energetyki rozegrała się w stanie Nevada. W ostatnich latach w stanie Nevada uwidocznił się bardzo silny konflikt pomiędzy dwoma koncepcjami rozwoju rynku energii elektrycznej w USA reprezentowanymi przez postawy miliarderów Warrena Buffeta i Elona Muska. W 2013 roku kontrolowana przez Warrena Buffeta Berkshire Hathaway Energy dokonała akwizycji przedsiębiorstwa NV Energy zajmującego się generacją, przesyłem oraz dystrybucją energii elektrycznej w stanie Nevada i obsługującego około 1,3 mln klientów. Miks energetyczny NV Energy zawiera generację z wielu źródeł, m.in. paliw kopalnych, z gazu ziemnego i źródeł odnawialnych, z czego w 2014 roku w północnej części Nevady źródła odnawialne stanowiły 33,6%, natomiast w południowej 20,2%, przekraczając wyznaczony przez stanowe regulacje Renewable Portfolio Standard cel w wysokości 18%. Zdaniem Buffeta regulowany monopol z gwarantowaną stopą zwrotu i teoretycznie brakiem konkurencji na lokalnym rynku był lukratywnym zakupem. W tym samym czasie Elon Musk, rozwijając przedsiębiorstwo SolarCity i budując fundamenty energetyki rozproszonej, zakwestionował dominującą pozycję NV Energy na rynku lokalnym. Głównym tematem sporu stały się koncepcje rynku energii elektrycznej w przyszłości: w jaki sposób

energia elektryczna będzie generowana i dystrybuowana, kto ma kontrolować rynek energii i ile będzie to kosztowało odbiorców. Koncepcja Buffeta, inwestującego w portfolio oparte o stabilną wartość, którą wg. zasad z XX wieku reprezentują m.in. linie kolejowe, lokalne gazety oraz tradycyjne systemy elektroenergetyczne, zderzyła się z koncepcją Muska łamiącego dotychczas obowiązujące zasady i śmiało inwestującego w nowoczesne technologie takie jak np. samochody elektryczne Tesla, zasobniki akumulatorowe Tesla PowerWall, rakiety kosmiczne wielokrotnego użytku i wiele innych. Koncepcja rynku energii elektrycznej Muska oparta została na rozproszonej generacji prosumenckiej (prosumenci indywidualni i biznesowi) wykorzystującej dachowe instalacje fotowoltaiczne oraz stworzeniu rynku dla produkowanych przez Teslę zasobników akumulatorowych PowerWall, pozwalających na przechowanie nadmiarów wygenerowanej z fotowoltaiki energii elektrycznej. Aktywna współpraca takich instalacji z lokalnymi zasobnikami i siecią elektroenergetyczną otwierałaby nowe możliwości i wielkie korzyści dla odbiorców, obniżając koszty zużycia energii elektrycznej, jednak bez sieci NV Energy system ten nie byłoby efektywny. Część zakładów energetycznych w rozwoju technologii zasobnikowych widzi zagrożenie, część szansę na dodatkowe przychody, natomiast w przypadku dachowych instalacji fotowoltaicznych wśród przedstawicieli tradycyjnych przedsiębiorstw energetycznych panuje podejście co najmniej sceptyczne, gdyż rozproszone fotowoltaiczne instalacje prosumenckie godzące w ich interesy, uważane są za nieefektywne, kosztowne i obciążające sieć. Podobne poglądy reprezentuje NV Energy, wg. której sieć powinna pozostać systemem scentralizowanym przesyłającym energię elektryczną z wielkoskalowych elektrowni, w tym farm fotowoltaicznych, do rozproszonych konsumentów. Obie strony konfliktu twierdzą, że ich rozwiązanie jest tańsze od konkurencyjnego. Buffet zarzuca generacji rozproszonej wyższą cenę jednostkową oraz wysoki koszt zakupu energii z instalacji prosumenckich wynoszący około 11 centów za kWh, po której NV Energy zobowiązane jest kupować energię w programie *net-meteringu*, przeciwstawiając jej generację z wielkich źródeł scentralizowanych o kosztach zakupu energii rzędu 4-5centów za kWh. Przedstawiciele SolarCity zarzucają konkurencji wysoki koszt przesyłu energii na duże odległości do rozproszonych odbiorców końcowych (ponad 4 centy za kWh), gdy koszt przesyłu energii na niewielkie odległości z generacji rozproszonej jest minimalny. Zarzuty skierowane pod adresem NV Energy dotyczą też tego, że z punktu widzenia strategii biznesowej budowa wielkoskalowych elektrowni uzasadnia rozbudowę sieci przesyłowych, które będąc monopolem regulowanym pozwalają na osiągnięcie stabilnych zysków chronionych zarówno przez monopolistyczną pozycję jak i przez regulacje prawne.

23 grudnia 2015 roku prawodawca stanu Nevada o 75% zmniejszył stawki za nadmiary energii elektrycznej wprowadzanej do sieci NV Energy przez prosumentów posiadających instalacje fotowoltaiczne. Był to znaczący cios dla przedsiębiorstw związanych z rynkiem fotowoltaiki takich jak SolarCity, Sunrun i Vivint, które ogłosiły zawieszenie działalności w tym stanie, jak i dla właścicieli instalacji, którzy uważali że posiadają prawa nabyte do wcześniejszych warunków programu *net-metering*. Odpowiedzią na drastyczne zmiany było przejście na drogę prawną ze względu na utratę praw nabytych właścicieli instalacji fotowoltaicznych, co spowodowało, że NV Energy częściowo wycofała się ze zmian zachowując poprzednie stawki dla dotychczasowych właścicieli instalacji pv.

#### 2.4.2. Hawaii

W stanie Hawaii osiągnięto rekordową liczbę dachowych instalacji fotowoltaicznych i wynosi ona 16%, natomiast na terytorium przedsiębiorstw HECO i MECO szczytowa generacja w programie *net-metering* przekracza od 30% do 53% szczytowego obciążenia. Pod koniec 2015 roku Hawaii Public Utilities Commission, wygasila program *net-metering* dla nowych klientów, uzasadniając swoją decyzję osiągnięciem planowanego nasycenia systemu elektroenergetycznego generacją rozproszoną. Dla obecnych uczestników programu jego zasady pozostały bez zmian. Dla nowych, wprowadzono taryfy „*self-supply*” oraz „*grid-supply*”. W rejonach wysokiego nasycenia fotowoltaiką obowiązywać zaczął program autokonsumpcji „*self-supply*”, w którym klienci mogą wysyłać do sieci ograniczoną ilość energii elektrycznej i nie otrzymują za nią rekompensaty. Uczestnicy programu „*grid-supply*”, funkcjonującego w mniej nasyconych fotowoltaiką obszarach, mogą wysyłać nadmiary energii do sieci i otrzymywać za nią rekompensatę wg określonych niewysokich stawek. Dodatkowo, dla użytkowników przyłączonych do sieci wprowadzono minimalną opłatę miesięczną w wysokości 25\$ i 50\$ odpowiednio dla użytkowników indywidualnych i firm.

#### Źródła:

- [2.14] Greenpeace. (2015). *Clicking Clean: A Guide to Building the Green Internet*. 2015 Update. Washington, D.C. Accessed June 12, 2015: <http://www.greenpeace.org/usa/wp-content/uploads/legacy/Global/usa/planet3/PDFs/2015ClickingClean.pdf>U.S.
- [2.15] NV Energy, <https://nvenergy.mediaroom.com/index.php?s=8838&item=136908>

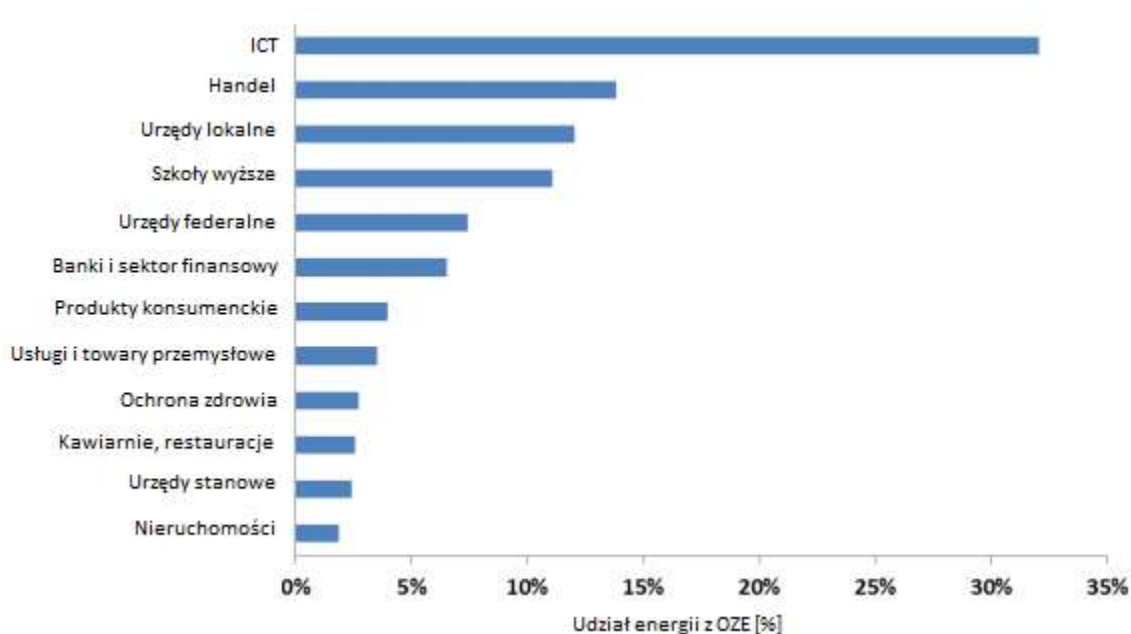
### 2.5. Struktura zużycia energii elektrycznej sektora ICT

Sektor ICT jest jednym ze znaczących odbiorców energii elektrycznej w USA, dokładane dane dotyczące udziału sektora ICT w rynku energii USA nie są znane, jednak same centra przetwarzania danych odpowiadały w 2013 roku za około 2,4% (91 TWh) zużycia energii elektrycznej w USA [2.18, 2.19]. Udział sektora ICT w rynku globalnym szacowany jest na 4,6%, czyli około 900 TWh, wliczając w to zużycie energii przez centra przetwarzania danych (29%), przemysł telekomunikacyjny (37%) oraz urządzenia użytkowników końcowych (34%). Nie ma pełnych danych dotyczących wykorzystania energii z OZE przez sektor ICT, gdyż przedsiębiorstwa nie są zobligowane do udostępniania takich informacji, jednak mimo to, część z nich to robi. W 2014 roku raporty przedstawiło 113 przedsiębiorstw sektora ICT (wyłączając z nich centra przetwarzania danych, które są odpowiedzialne za duży wolumen konsumowanej energii), których udział w rynku energii w USA przekroczył 1,5% (ponad 59 TWh rocznie) [2.16], raportując 8,3 TWh pochodzących ze źródeł odnawialnych, co stanowiło 14% całkowitej konsumpcji. Z próbki 113 przedsiębiorstw, 27 z nich korzystało w 100% ze źródeł OZE, a 35 w 100% z paliw kopalnych. Przedsiębiorstwa korzystały z zakupów zielonej energii od niezależnych inwestorów zewnętrznych, generacji własnej, „zielonych” produktów zakładów energetycznych oraz certyfikatów pochodzenia energii RECs. Prognozuje się, że do roku 2020 w analizowanej grupie 113 przedsiębiorstw udział energii elektrycznej pochodzącej z OZE osiągnie 31-48% (18,5 do 37 TWh) w scenariuszach od pesymistycznego do optymistycznego. Tabela 1 przedstawia podsumowanie zużycia energii elektrycznej z OZE przez 30 największych przedsiębiorstw sektora ICT.

**Tab. 1. Konsumpcja energii elektrycznej z OZE przez 30 największych przedsiębiorstw sektora ICT (2013/2014) [2.16]**

Nazwa firmy	Zużycie energii elektrycznej z OZE (MWh)	% energii z OZE w całkowitej konsumpcji
Intel Corporation	3,061,547	100%
Microsoft Corporation	1,363,235	50%
Google Inc.	879,153	38%
Apple Inc.	491,000	83%
Cisco	425,153	40%
Hewlett-Packard	280,560	14%
Dell Inc.	225,238	45%
Sprint	176,005	6%
Texas Instruments Incorporated	138,210	11%
EMC Corp	113,000	16%
International Business Machines	105,952	4%
Adobe Systems	98,697	234%
Yahoo Inc.	98,280	16%
Verizon Communications	89,000	1%
Sony Corporation of America	88,329	37%
SAP America	86,000	100%
Datapipe, Inc	75,190	100%
Applied Materials	75,000	34%
Motorola Mobility	62,260	100%
Advanced Micro Devices, Inc.	54,089	50%
Motorola Solutions	49,000	31%
Rackspace US Inc.	46,461	17%
Nokia Group	41,200	59%
1&1 Internet, Inc. / Kansas Data Center	22,000	100%
Workday	19,600	100%
Salesforce	15,187	18%
Pitney Bowes	13,043	13%
Freescale Semiconductor	12,996	3%
Lenovo	12,621	94%
Advantest	12,013	83%

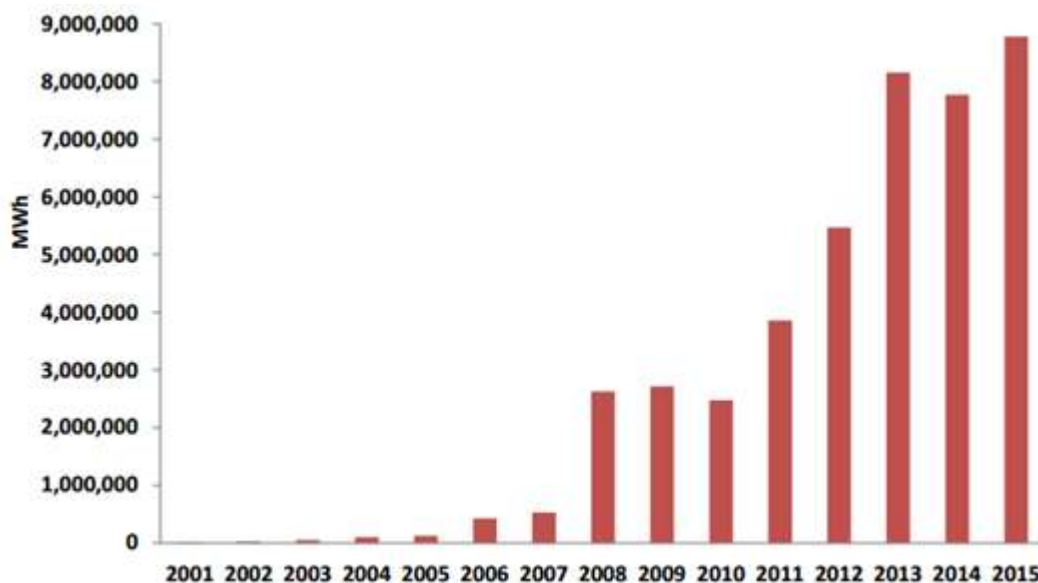
Aktywność sektora ICT na rynku OZE widać przez pryzmat programu EPA Green Power Partnership (EPA GPP), w którym partycypuje wiele znaczących przedsiębiorstw sektora ICT, będąc aktywnym liderem programu w zakresie wykorzystaniu energii odnawialnej (rys. 4).



**Rys. 4. Udział konsumpcji energii ze źródeł odnawialnych przedsiębiorstw uczestniczących w programie EPA GPP w 2014 roku w podziale na sektory [2.16]**

Gdy konsumowana przez nie ilość energii elektrycznej w latach 2007-2014 wzrosła o 203%, to w tym samym okresie ilość energii pochodzącej z OZE wzrosła o ponad 2000%. Dynamikę wzrostu wykorzystania energii elektrycznej ze źródeł OZE przedstawia rys. 5. W 2014 roku 68 przedsiębiorstw ICT biorących udział w programie EPA GPP zużyło ponad 17,6 TWh energii elektrycznej, z czego ze źródeł OZE pochodziło aż 44% (7,8 TWh). W latach 2007-2014 wzrosła również liczba uczestników sektora ICT w programie GPP z 17 w 2007 roku, przez 39 w 2009 roku do 68 w roku 2014.

Wiele przedsiębiorstw sektora ICT wprowadziło w długofalowej polityce zarządzania energią cele związane z redukcją emisji CO<sub>2</sub> i wykorzystania na swoje potrzeby energii z OZE. Z analizowanych 68 przedsiębiorstw 29 posiadało wyznaczone cele redukcji emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery, w granicach od 5% do ograniczenia całkowitego. Tabela 2 przedstawia cele emisyjne dla wybranych przedsiębiorstw.



Rys. 5. Ilość energii elektrycznej ze źródeł OZE konsumowanej przez uczestników programu EPA GPP z sektora ICT w latach 2001-2015 [2.16].

Tab. 2. Wyznaczone cele w polityce energetycznej wybranych przedsiębiorstw sektora ICT [2.16]

Przedsiębiorstwo	Cel OZE	Horyzont czasowy celu OZE	Cel redukcji śladu węglowego	Horyzont czasowy redukcji śladu węglowego
Amazon	100%	długoterminowy	-	-
Apple	100%	długoterminowy	-	-
Cisco	25%	2013-2017	40%	rok obrotowy 2017
Dell	50%	2020	50%	2020
eBay	8%	2015	10%	2013
Facebook	100%	długoterminowy	-	-
Google	100%	długoterminowy	neutralność	trwa
IBM	-	-	planowany	planowany
Intel	-	-	10% na chip	2020
Microsoft	100%	2014	neutralność	2014
Rackspace	5% roczny wzrost	2026	-	-
Sprint	10%	2017	20%	2017
Twitter	-	-	-	-
Vmware	-	-	40%	2050
Yahoo!	-	-	-	-

## 2.6. Przegląd strategii wybranych przedsiębiorstw sektora ICT

**Apple** – priorytetem własna generacja prosumencka. W 2014 roku drugi z największych prosumentów biorących udział w programie GPP.

**Autodesk** – utworzył narzędzie Corporate Finance Approach to Climate Stabilizing Targets (C-FACTS), które jest narzędziem open-source zachęcającym do redukcji emisji gazów cieplarnianych.

**Cisco Systems** – powołało managerów energii odpowiedzialnych za kształtowanie priorytetów polityki efektywności energetycznej i redukcji emisji. W ciągu ostatniej dekady zwiększyło transparentność dla własnego śladu węglowego.

**Dell** – włączył do długofalowej strategii biznesowej zasady odpowiedzialności za środowisko poprzez zwiększenie efektywności energetycznej oraz wykorzystania zielonej energii na potrzeby produkcji i pozostałej działalności. Wspiera również partnerów i klientów w inicjatywach zwiększania efektywności energetycznej i redukcji emisji gazów cieplarnianych.

**eBay** – powołał grupę „The Future of Internet Power”, promującą dobre praktyki wspierające rozwój platform dla innych przedsiębiorstw sektora ICT, sektora użyteczności publicznej, decydentów w oparciu o niskoemisyjne centra danych w USA.

**Google** – w celu realizacji długofalowej strategii powołał Google Energy, spółkę zależną, której celem jest produkcja i sprzedaż energii ze źródeł OZE, a także redukcja kosztów zakupu energii od dostawców zewnętrznych. Google prowadzi szerokie inwestycje zarówno w wielkoskalowe, jak i rozproszone źródła odnawialne, testują również rozwiązania wyspowe oraz mikrosieci oparte o lokalną generację z zasobów odnawialnych. Google jest jedną z najbardziej zaangażowanych w energię odnawialną korporacji IT.

### Źródła:

- [2.16] John Miller, Lori Bird, Jenny Heeter, and Bethany Gorham, *Renewable Electricity Use by the U.S. Information and Communication Technology (ICT) Industry*, National Renewable Energy Laboratory
- [2.17] Greenpeace. (2015). *Clicking Clean: A Guide to Building the Green Internet*. 2015 Update. Washington, D.C. Accessed June 12, 2015: <http://www.greenpeace.org/usa/wp-content/uploads/legacy/Global/usa/planet3/PDFs/2015ClickingClean.pdf>
- [2.18] Natural Resources Defense Council. (2014). *Data Center Efficiency Assessment: Scaling Up Energy Efficiency Across the Data Center Industry: Evaluating Key Drivers and Barriers*. Issue Paper: 14-08-A. New York, NY: Natural Resources Defense Council. Accessed February 6, 2015: <http://www.nrdc.org/energy/files/data-center-efficiency-assessment-IP.pdf>
- [2.19] Koomey, J. (2011). *Four reasons why cloud computing is more efficient*. Blog post: “Jonathan G. Koomey, Ph.D.”. July 24, 2011. <http://www.koomey.com/post/8014999803>.
- [2.20] *Growth in Data Center Electricity Use 2005 to 2010*. Oakland, CA: Analytics Press: <http://www.analyticspress.com/datacenters.html>.

## 2.7. Inwestycje, badania i rozwój

Światowy rynek energii elektrycznej szacowany jest obecnie na około 2 bln \$, a biorąc pod uwagę tendencje związane z ochroną klimatu i redukcją emisji CO<sub>2</sub> oraz przełomowymi zmianami

technologicznymi, rynek ten potencjalnie otwiera się dla nowych uczestników. Potencjał inwestycyjny zmian zachodzących na rynku energii elektrycznej porównywany jest wręcz do zmian zachodzących w sektorze IT na wczesnym etapie rozwoju tego sektora, obiecując inwestorom wieloletnie, ogromne zyski. Potencjał ten został zauważony przez twórców największych amerykańskich korporacji IT, m. in. Billa Gatesa [2.24], który analizuje potencjalne inwestycje zgodnie z następującymi zasadami:

- 1.** Inwestuj na wczesnym etapie. Inwestycje w obiecujące technologie na wczesnym etapie rozwoju, choć najbardziej ryzykowne, niosą ze sobą największy potencjał zysków. Innowacje przełomowe związane z energetyką odnawialną są obecnie na etapie wczesnego rozwoju i ze względu m. in. na zobowiązania do ochrony klimatu oraz niezależność energetyczną niosą ze sobą ogromny potencjał wzrostu.
- 2.** Inwestuj szeroko. W przypadku inwestycji wysokiego ryzyka trudno jest przewidzieć, który segment przyniesie największe korzyści. Gates widzi potencjał w następujących segmentach zastosowania OZE: generacja (w tym rozproszona) i magazynowanie energii elektrycznej, transport, przemysł, rolnictwo, systemy zwiększające efektywność energetyczną.
- 3.** Inwestuj śmiało. Masowa skala wdrożeń obiecujących technologii powoduje gwałtowne zmniejszenie ich kosztów, powodując zwiększenie dostępu danej technologii dla szerokich kręgów odbiorców. Dotychczasowe doświadczenia wskazują na to, że kluczowe jest znalezienie masowego odbiorcy, umożliwiające doskonałą skalowalność potencjalnych inwestycji i następnie szybki wzrost przychodów. Energetyka rozproszona posiada ogromny potencjał zarówno w krajach rozwiniętych stając się produktem masowym, jak i w krajach rozwijających się, gdzie brak wystarczającej infrastruktury przesyłowej, wysokie koszty jej wytworzenia powiązane ze wzrastającym zapotrzebowaniem na energię mogą skutkować rozwojem lokalnych i rozproszonych zasobów wytwórczych.
- 4.** Inwestuj rozsądnie. Każda inwestycja wymaga głębokiej analizy i zrozumienia skomplikowanych powiązań pomiędzy nauką, technologią, ale również polityką społeczną, wymaga także współpracy pomiędzy środowiskami naukowymi, biznesowymi oraz instytucjami publicznymi. Istotnym elementem umożliwiającym rozwój nowoczesnych technologii jest polityka gospodarcza danego kraju, która może bądź wspierać, bądź na pewien czas blokować innowacje przełomowe. Blokowanie rozwoju innowacji przełomowych wyklucza kraj z grona przyszłych sprzedawców technologii i stawia w roli klienta, osłabiając konkurencyjność na tle innych gospodarek. Historycznym przykładem blokowania rozwoju innowacji przełomowych przez państwo jest brytyjska Ustawa o czerwonej fladze (Red Flag Act) z XIX wieku, która zobowiązywała poprzedzenie pojazdu przez osobę biegnącą z czerwoną flagą. Ustawa ta spowodowała wykluczenie tego kraju z udziału w narodzinach motoryzacji i powstanie zapóźnień rozwojowych przemysłu motoryzacyjnego.
- 5.** Inwestuj wspólnie. Technologie przełomowe wymagają wielu badań naukowych prowadzonych na publicznych uczelniach i instytutach badawczych, a następnie w powiązaniu nauki z biznesem mogą z nich powstawać zastosowania i wdrożenia. Kluczem jest współpraca środowisk naukowych i biznesu w krajach, w których kładzie się nacisk na ochronę środowiska i rozwój czystych technologii.

Na świecie powstały szerokie koalicje krajów i inwestorów zainteresowanych rozwojem energetyki odnawialnej, można do nich zaliczyć inicjatywę Mission Innovation oraz koalicję



Breakthrough Energy Coalition. Wśród przedsiębiorstw inwestujących w energetykę odnawialną wyróżniają się wielkie korporacje z sektora IT, do których można zaliczyć (w kolejności alfabetycznej) Apple, Amazon, Cisco, Google, Microsoft, Oracle, które tworzą własną infrastrukturę umożliwiającą np. zasilanie centrów serwerowych ze źródeł OZE i uniezależnienie się od zewnętrznych dostawców energii elektrycznej. Inwestycje we własną infrastrukturę OZE w powiązaniu z magazynami energii stają się laboratoriami badawczymi i poligonami doświadczalnymi umożliwiającymi prowadzenie badań nad systemami autonomicznych mikrosieci, bilansowaniem, zarządzaniem, czy wprowadzaniem nowych usług.

## 2.8. Mission Innovation

Mission Innovation to globalna inicjatywa badawczo-rozwojowa, której celem jest akceleracja publicznych i prywatnych innowacji związanych z czystą energią. Program został ogłoszony na paryskiej konferencji ONZ dotyczącej zmian klimatu w 2015 roku przez Billa Gatesa wraz z prezydentami USA – Barackiem Obamą, Francji – François Hollandem oraz premierem Indii Narendrą Modi. Do programu przystąpiło 20 krajów, które są odpowiedzialne za 75% światowej emisji dwutlenku węgla emitowanego podczas produkcji energii elektrycznej, a których udział w projektach R&D na rzecz rozwoju technologii produkcji czystej energii wynosi ponad 80% światowych nakładów. Należą do nich również te najludniejsze jak Chiny, Indie, USA, Indonezja i Brazylia. Kraje te zobowiązały się do podwojenia nakładów na badania i rozwój technologii OZE w ciągu pięciu lat do 2020 roku. Dla amerykańskiego Departamentu energii przekłada się to na dodatkowe 4 miliardy \$ do końca 2020 roku.

## 2.9. Breakthrough Energy Coalition

W 2015 roku zawiązana została koalicja skupiająca 28 inwestorów z grupy najbogatszych inwestorów świata z 10 krajów, której celem jest finansowanie rozwoju technologii wytwarzania czystej energii i czystych przedsiębiorstw energetycznych, które pozwolą na stworzenie nowego bezemisyjnego miksu energetycznego. Koalicja współpracuje z krajami i uczestnikami projektu Mission Innovation. Członkowie koalicji wywodzą się w większości z sektorów ICT, finansowego i należą do nich:

**Mukesh Ambani** – Indie, prezes zarządu Reliance Industries, drugiej pod względem kapitalizacji i dochodów firma w Indiach: holding działający w branżach energetycznej, petrochemicznej, tekstylnej, zasobów naturalnych, handlowej i telekomunikacyjnej.

**John Arnold** – USA, założyciel Laura and John Arnold Foundation, miliarder z branży finansowej, zarządzający funduszami hedgnigowymi handlującymi m.in. gazem ziemnym.

**Marc Benioff** – USA, branża IT, założyciel Salesforce.com, jedna z ikon amerykańskiego *cloud computing*.

**Jeff Bezos** – USA, branża IT, prezes, dyrektor generalny i przewodniczący zarządu Amazon.com

**HRH Prince Alwaleed bin Talal** – Arabia Saudyjska, saudyjski magnat biznesowy, inwestor, filantrop, właściciel 95% Kingdom Holding Company, saudyjskiego wehikułu inwestycyjnego.

**Richard Branson** – Wielka Brytania, założyciel Virgin Group, skupiającej ponad 400 firm z różnych branż, m.in. podróże, rozrywka, styl życia, telekomunikacja (Virgin Mobile).

**Ray Dalio** – USA, branża inwestycyjna, założyciel Bridgewater Associates obsługującej klientów instytucjonalnych jak np. fundusze emerytalne, fundacje, banki centralne, rządy różnych krajów.

**Aliko Dangote** – **Nigeria**, założyciel Dangote Group, jednego z największych zachodnioafrykańskich koncernów o zdywersyfikowanej działalności obejmującej m.in. surowce (cement, cukier, fluor, sól, gaz ziemny, ropę naftową), przemysł spożywczy, nieruchomości, telekomunikację.

**John Doerr** – USA, branża finansowa, venture capital, Kleiner Perkins Caufield & Byers inwestująca w projekty wczesnego etapu rozwoju, w tym sektora ICT, od 1972 r. zainwestowała m.in. w AOL, Amazon.com, Navigenics, Citrix, Compaq, Electronic Arts, Genentech, Genomic Health, Geron Corporation, Google, Intuit, Juniper Networks, Nebula, Netscape, Sun Microsystems, Symantec, Verisign, WebMD, Zynga.

**Bill Gates** – USA, branża IT, informatyk, przedsiębiorca, współzałożyciel i były prezes zarządu Microsoft.

**Reid Hoffman** – USA, branża IT, venture capital, założyciel portalu społecznościowego LinkedIn.

**Chris Hohn** – **Wielka Brytania**, branża finansowa, zarządzający funduszami hedgingowymi The Children's Investment Fund Management inwestującego długoterminowo przedsięwzięcia o zasięgu globalnym

**Vinod Khosla** – USA, branża IT, współzałożyciel Sun Microsystems.

**Jack Ma** – **Chiny**, branża IT, założyciel i prezes wykonawczy Alibaba Group skupiającej przedsiębiorstwa z branży e-commerce.

**Patrice Motsepe** – **RPA**, branża wydobywcza, założyciel African Rainbow Minerals, zaangażowanej m.in. w wydobycie metali szlachetnych, węgla, rud żelaza, miedzi.

**Xavier Niel** – **Francja**, branża telekomunikacyjna, założyciel i większościowy akcjonariusz drugiego co do wielkości dostawcy usług internetowych we Francji, a trzeciego komunikacji mobilnej, działającego pod marką Free. Właściciel Monaco Telecom.

**Hasso Plattner** – **Niemcy**, branża IT, współzałożyciel SAP AG.

**Julian Robertson** – USA, branża finansowa, zarządzający funduszami hedgingowymi.

**Neil Shen** – **Chiny**, branża finansowa, venture capital, założyciel i zarządzający amerykańskim funduszem venture capital Sequoia Capital, który inwestował m.in. w Apple, Google, Oracle, PayPal, Stripe, YouTube, Instagram, Yahoo!, WhatsApp.

**Nat Simons, Laura Baxter-Simons** – USA, branża finansowa, zarządzający funduszami hedgingowymi.

**Masayoshi Son** – **Japonia**, branża IT, założyciel telekomunikacyjno-informatycznej korporacji SoftBank, Soft Bank-Mobile, prezes Sprint Corporation amerykańskiego holdingu związanego z telekomunikacją i Internetem.

**George Soros** – USA, amerykański finansista, spekulant walutowy – człowiek, który złamał Bank Anglii, prezes hedgingowego funduszu inwestycyjnego Soros Fund Management.

**Tom Steyer** - USA, finanse, założyciel firmy inwestycyjnej Farallon Capital.

**Ratan Tata** - **Indie**, prezes holdingu Tata, w którego skład wchodzi m.in. Tata Steel, Tata Motors, Tata Tea. Mistrz przejęć, zarządzane firmy przejęły m. in. giganta stalowego Corus oraz słynne marki samochodowe Jaguar i Land Rover, a także producenta herbaty Tetley.

**Margaret Cushing Whitman** – USA, IT, dyrektor generalny HP, wcześniej eBay.

**Ms. Zhang Xin, Mr. Pan Shiyi** – Chiny, nieruchomości, założyciele i zarządzający SOHO China, największego dewelopera nieruchomości komercyjnych w Pekinie.

**Mark Zuckerberg, Dr. Priscilla Chan** – USA, sektor IT, założyciel i prezes Facebook.

**University of California** – USA – sektor edukacyjny i badawczo rozwojowy.

## 2.10. Google inwestuje w OZE

Google jest jedną z wiodących amerykańskich korporacji zainteresowanych inwestycjami w energetykę odnawialną, rozbudowując własne zasoby wytwórcze OZE i pilotując nowe technologie. Obecnie firma zasila swoją infrastrukturę w 37% energią elektryczną pochodzącą ze źródeł odnawialnych [2.25], lecz w planach jest zwiększenie tego współczynnika do 100% w 2025 roku. Część energii elektrycznej pochodzi z własnej, wciąż rozbudowywanej na wielu kontynentach infrastruktury, której moc przekracza 2 GW, a część jest kupowana ze źródeł OZE zlokalizowanych w pobliżu centrów serwerowych. Rozbudowa własnej infrastruktury wytwórczej ma na celu nie tylko dostarczenie energii elektrycznej na potrzeby własne, lecz przede wszystkim utworzenie na terenie kampusów laboratoriów badawczych umożliwiających rozwijanie obiecujących nowych technologii. Oprócz inwestycji w wielkoskalowe elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne Google inwestują również w rynek indywidualnych instalacji prosumenckich, a także w systemy zarządzania energią dla odbiorców indywidualnych wykorzystujące systemy przetwarzania danych Big Data. Połączenie zarządzania energią elektryczną odbiorców indywidualnych oraz prosumentów z centrami przetwarzania danych Big Data pozwalają na opracowywanie i wdrażanie na szeroką skalę nowych usług efektywnego zarządzania energią elektryczną oraz bilansowania generacji OZE pochodzącej ze zdywersyfikowanych źródeł.

Dobór rozwijanych technologii wykonywany jest na podstawie kilku kryteriów: 1) sensu biznesowego umożliwiającego wysoką stopę zwrotu z zainwestowanego kapitału w rozsądnym okresie czasu, 2) dużego potencjału w dłuższym okresie, 3) znaczącego wpływu na przebudowę przemysłu – zasoby skierowane na rozwój nowych technologii lub stworzenie infrastruktury umożliwiającej innym firmom prowadzenie badań w kampusach Google, powinny umożliwić wdrożenie na rynku wysoko skalowalnych nowych technologii.

Inwestycje Google [2.26] w wielkoskalowe projekty związane z energetyką odnawialną (wiatrową i pv), ponad 2,9 GW, wartość około 2,5 miliarda \$, przykładowe inwestycje:

1. SolarCity (2015): inwestycja w fotowoltaiczne instalacje dachowe na budynkach mieszkalnych. Cel: przyspieszenie rozwoju fotowoltaiki w 15 stanach. Wartość projektu 300mln \$.
2. Balko Wind Farm (2015), farma wiatrowa o mocy 300MW w Beaver County, Oklahoma. Cel: produkcja energii elektrycznej dla 111tys. domostw, dodatkowa energia w sieci do której przyłączone jest centrum serwerowe w Mayes County. Wartość projektu 76 mln \$.
3. Red Hills Renewable Energy Park (2014): największa w Utah elektrownia fotowoltaiczna, o mocy 80 MW, umożliwiająca pokrycie rocznego zapotrzebowania przez 18500 domostw. Wartość projektu 84 mln \$.
4. Regulus: elektrownia fotowoltaiczna o mocy 82 MW w Kern County, California. Wybudowana na byłych polach roponośnych, umożliwia zasilanie dla 10 tys. domostw. Cel: wsparcie stanu Kalifornia w zwiększeniu produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Wartość projektu 145 mln \$.

5. SunPower (2014): inwestycja w instalacje dachowe fotowoltaiczne na budynkach mieszkalnych w kooperacji z SunPower Co. Cel: rozwój prosumenckiej fotowoltaiki. Wartość projektu 250 mln \$, z czego udział firmy SunPower wyniósł 150 mln \$.
6. Panhandle 2 Wind Farm (2013): farma wiatrowa w Teksasie, Carson County, Moc 182 MW, generacja energii dla 56 tys. domostw. Wartość projektu: 75mln \$.
7. Recurrent Energy (2013): elektrownie fotowoltaiczne w Kalifornii i and Arizonie. Moc 106 MW, zdolność zasilania 17tys. domostw. Udział w projekcie: 80 mln \$.
8. Mount Signal Solar (2013): elektrownie fotowoltaiczne o mocy 265,72 MW w Mount Signal, Imperial County, California. Umożliwia zasilanie dla 80 tys. domostw. Cel: wsparcie stanu Kalifornia w zwiększeniu produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, projekt utworzył 900 miejsc pracy. Udział w projekcie 103 mln \$.
9. Jasper Power Project (2013): pierwsza inwestycja w Afryce, elektrownia fotowoltaiczna o mocy 94 MW w prowincji Northern Cape RPA. Największa instalacja w Afryce umożliwiająca zasilanie 30 tys. domostw. Udział w projekcie 12 mln\$, jako część rządowego projektu RPA Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Program (REIPPPP). Program ma pomóc w transformacji sieci elektroenergetycznej kraju i pokazać potencjał produkcyjny OZE.
10. Spinning Spur Wind Farm(2012): farma wiatrowa o mocy 161MW w Oldham County, West Texas. 70 turbin po 2,3 MW każda produkcji Siemens umożliwia produkcję energii dla 60 tys domostw. Udział w projekcie 200 mln \$.
11. Rippey Wind Farm: farma wiatrowa o mocy 50 MW, 75 mln \$.
12. Recurrent Energy: elektrownia fotowoltaiczna o mocy 88 MW, 94 mln \$.
13. Clean Power Finance: Fundusz Clean Power Finance (CPF) wspierający instalację 3 tys. prosumenckich instalacji fotowoltaicznych. Stworzenie platformy kojarzącej instalatorów, inwestorów z właścicielami domostw
14. SolarCity: projekt zmniejszający barierę wejścia i umożliwiający leasing lub zakup prosumenckich instalacji fotowoltaicznych użytkownikom domów jednorodzinnych dopasowanych do ich potrzeb (ponad 15000 szt.). Udział w projekcie 280 mln \$.
15. BrightSource: największa na świecie elektrownia wykorzystująca technologię skupiania światła przez lustra.
16. Atlantic Wind Connection: sieć przesyłowa do transmisji zielonej energii.
17. Alta Wind Energy Center: wykorzystanie wiatrów na pustyni Mojave
18. Shepherd's Flat: jedna z największych farm wiatrowych na świecie.
19. Peace Garden Wind Farms: farma wiatrowa w stanie North Dakota.
20. Photovoltaics in Germany: zagraniczne inwestycje w OZE.

**Google Nest.** W 2014 roku Google za kwotę 3,2 miliarda \$ dokonało akwizycji spółki Nest Lab Inc. specjalizującej się w systemach monitoringu i automatyki budynkowej, w tym termostatach, systemach monitoringu wizyjnego i przeciwpożarowego. Projekt Google Nest to połączenie technologii Internetu Rzeczy z Big Data, które umożliwia wprowadzanie nowych usług zarządzania zasobami energetycznymi i wdrożenie ich na masową skalę. System składa się z rozmieszczonych wewnątrz budynku komunikujących się ze sobą elementów, jak czujniki temperatury, dymu, tlenu

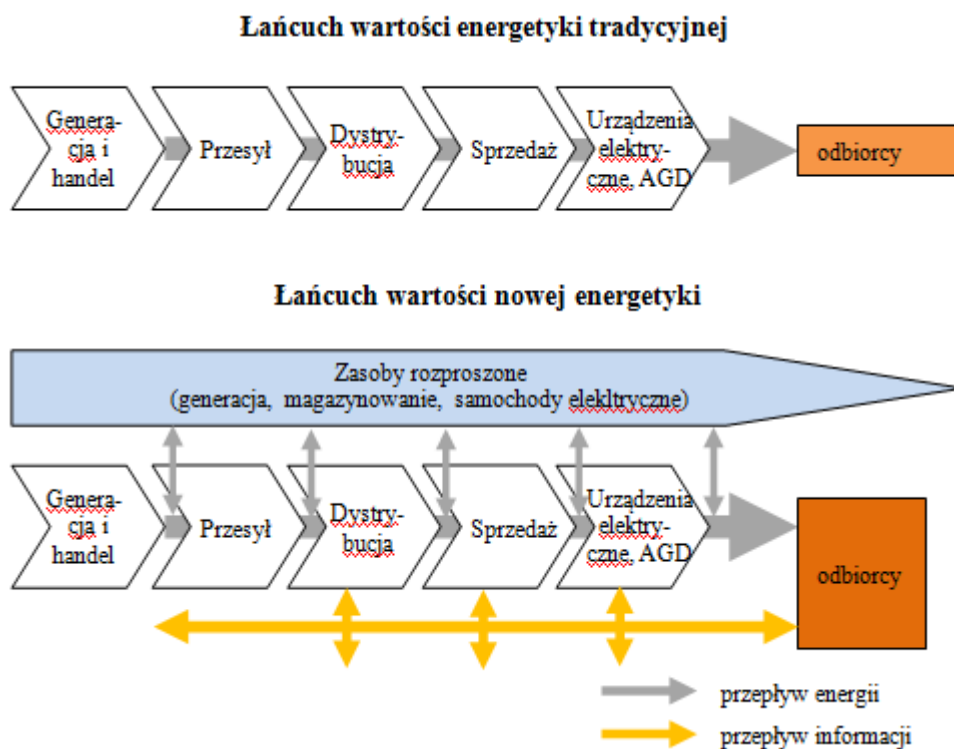
węgla, wody, które przesyłają dane do centrów obliczeniowych, gdzie analizowane są struktura zużycia energii elektrycznej, zwyczaje domowników, aktualna i prognozowana pogoda, ceny energii itd., a następnie do systemu automatyki domowej sterującej ogrzewaniem i klimatyzacją przekazywane są sygnały sterujące umożliwiające efektywne wykorzystanie energii. Dodatkowo dom może być monitorowany za pomocą kamer i w przypadku wykrycia zagrożenia takiego jak włamanie, pożar, spadek temperatury, zalanie itp. użytkownik jest informowany o zdarzeniach za pomocą określonych przez niego kanałów komunikacyjnych. Nowatorski produkt Google Nest integruje ze sobą kilka usług przeznaczonych zarówno dla użytkownika końcowego jak i operatora systemu elektroenergetycznego, wprowadzając wygodne dla użytkownika rozwiązanie pozwalające na obniżenie kosztów zużycia energii elektrycznej i monitorowanie domu, ale również od strony operatora na wprowadzenie na masową skalę usług DSR dla rozproszonego indywidualnego odbiorcy, a tym samym zmianę jego partycypacji w systemie produkcji i przesyłu energii elektrycznej. Pasywny do tej pory użytkownik - bierny konsument energii elektrycznej staje się użytkownikiem aktywnym, którego profil zapotrzebowania na energię elektryczną może być kształtowany przez operatora w zależności od np. cen energii, czyli poziomu równowagi pomiędzy podażą a popytem.

### **Źródła:**

- [2.21] Breakthrough Energy Coalition, <http://www.breakthroughenergycoalition.com/en/index.html>
- [2.22] Mission Innovation, <http://www.mission-innovation.net/>
- [2.23] *The State Of The "Smart Grid" Today, And Google's Future Role In It*, Fast Company, <http://www.fastcolabs.com/3025103/the-state-of-the-smart-grid-today-and-googles-future-role-in-it>
- [2.24] Gates, [http://www.gatesnotes.com/~media/Files/Energy/Energy\\_Innovation\\_Nov\\_30\\_2015.pdf](http://www.gatesnotes.com/~media/Files/Energy/Energy_Innovation_Nov_30_2015.pdf)
- [2.25] Google, <https://www.google.pl/green/energy/>
- [2.26] Google, <https://www.google.pl/green/energy/investments/>
- [2.27] Google, [https://services.google.com/fh/files/blogs/google\\_epa\\_comments\\_2014.pdf](https://services.google.com/fh/files/blogs/google_epa_comments_2014.pdf)

## **2.11. Nowy model biznesowy, energia jako usługa - Energy Service Utility (ESU)**

Obowiązujący od około 100 lat łańcuch wartości energetyki tradycyjnej (rys. 6) przekształca się w zupełnie inny łańcuch wartości, w którym kluczową rolę zamiast jednokierunkowego przepływu energii, przyjmuje obieg informacji [2.29]. Sięgając po analogie w innych dziedzinach, jak serwisy telewizji internetowej podobne do Netflix burzą tradycyjny rynek telewizji kablowej i satelitarnej, Uber wywraca rynek taxi, tak mikrosieci i generacja rozproszona oparta mikroźródła OZE, przekształcają rynek energii w heterogeniczną strukturę, stającą się alternatywą dla tradycyjnego rynku energii i kreującą na nim nowych graczy.



**Rys. 6. Łańcuchy wartości energetyki tradycyjnej i nowej**

Dotychczasowy model biznesowy przedsiębiorstw energetycznych oparty był na systemie dostarczania produktu, jakim jest energia elektryczna z wykorzystaniem własnej infrastruktury przesyłowo-dystrybucyjnej. Zmieniający się model rynku energii, w którym pojawia się coraz większa liczba niezależnych podmiotów, generuje potrzebę przekształcenia modelu produktowego na model zorientowany na klienta, dostarczający przede wszystkim usług, a nie tylko produktu. Przedsiębiorstwa energetyczne w nowym modelu biznesowym Energy Service Utility (ESU) wciąż będą produkować energię elektryczną, lecz ich produkty widziane będą nie jako kWh, lecz jako usługa dostarczania energii elektrycznej, ciepła, oświetlenia itp. Usługi realizowane będą za pomocą infrastruktury sprzętowej, lecz również softwarowej, doradczej, a kWh dostarczane w postaci zindywidualizowanych pakietów. Dochód nie będzie bazował na wolumenie sprzedanych kWh, lecz na iloczynie ceny jednostkowej usługi i wykorzystanych przez klienta jednostek danej usługi. Pozostałe role jak. np. dostawcy energii elektrycznej, czy operatora sieci smart grid pozostają bez zmian. Nowy model biznesowy, niosący ze sobą większe ryzyko, wymagający innowacyjności i wykorzystania najnowszych technologii, bliższy jest dynamicznym przedsiębiorstwom sektora IT, takim jak np. Google, niż statycznym i posiadającym dużą inercję przedsiębiorstwom energetycznym, których działalność od wielu lat nie ulegała większym zmianom.

#### **Źródła:**

- [2.28] IBM Institute for Business Value, *Switching perspectives, Creating new business models for a changing world of energy*,  
[http://www.ibm.com/smarterplanet/global/files/es\\_es\\_es\\_cities\\_switching\\_perspectives.pdf](http://www.ibm.com/smarterplanet/global/files/es_es_es_cities_switching_perspectives.pdf)
- [2.29] Savenije D., *Is Google becoming an energy company?*, Utility dive, 2014,  
<http://www.utilitydive.com/news/is-google-becoming-an-energy-company/216848/>

### Część 3. ZDOLNOŚĆ REGIONÓW (W SKALI GLOBALNEJ) DO DYFUZJI WYNALEZKÓW

Łukasz Kordas, Mateusz Małyszczuk (współpraca Jan Popczyk)

W kolejnych latach kluczowe znaczenie ma zdolność ludności (gospodarstw domowych) do dyfuzji wynalazków (w obszarze energetyki prosumenckiej). W takiej perspektywie nowego wymiaru nabiera Afryka Subsaharyjska (z liczbą ludności w 2050 roku wynoszącą około 1,7 mld), a także Indie (z liczbą ludności w 2050 roku podobną do liczby ludności w Afryce Subsaharyjskiej).

Afryka Subsaharyjska (region z największą dynamiką wzrostu rynku telefonii komórkowej na świecie) będzie budować nową energetykę w trybie *green field*. Jest przy tym zrozumiałe, że nowa energetyka jest jedyną szansą pokonania bariery rozwojowej, którą jest dla subkontynentu (na obecnym etapie niedorozwoju) brak dostępu do energii elektrycznej. Wynika to z faktu, że subkontynentowi znacznie łatwiej będzie pokonać barierę kompetencyjną i mentalnościową występującą w przypadku nowej energetyki niż w wypadku tradycyjnej elektroenergetyki sieciowej (systemowej). Część technologii tradycyjnej elektroenergetyki trzeba zresztą uznać za praktycznie niedostępną dla subkontynentu. Dotyczy to zwłaszcza energetyki jądrowej (nie podważa tej tezy, w wymiarze praktycznym, jedyna funkcjonująca obecnie w Afryce (RPA) elektrownia jądrowa (z dwoma blokami 900 MW każdy). Z kolei większość technologii nowej energetyki, ale zwłaszcza fotowoltaika, zapewnia subkontynentowi, ze względu na naturalną różnicę nasłonecznienia, istotnie tańszą energię elektryczną niż to jest osiągalne dla Północy.

Z kolei Indie (światowe centrum usług informatycznych) podjęły już decyzję o radykalnej przebudowie swojej elektroenergetyki uzależnionej dotychczas głównie od węgla, ale w niewielkim stopniu także od energetyki jądrowej (około 4% krajowej produkcji energii elektrycznej). Mianowicie, wybrały energetykę OZE (fotowoltaiczną, wiatrową) oraz samochód elektryczny jako koło zamachowe gospodarki i sposób na przemiany społeczne w kierunku prosumeryzmu, przy biegunowo różnych, w stosunku do krajów OECD, uwarunkowaniach w zakresie kondycji ekonomicznej społeczeństwa. Oczywiście, Indie będą beneficjentem rozwoju nowej energetyki z powodów podobnych do tych, które są charakterystyczne, ze znacznie większą intensywnością, dla Afryki Subsaharyjskiej. Ponadto, trzeba także pamiętać, że Indie, jako światowe centrum usług informatycznych, będą miały naturalną przewagę w nowej energetyce wynikającą z jej cyfryzacji (zresztą dla gospodarki nie mniej ważna będzie synergia między rozwojem nowej energetyki i wzrostem sektora usług informatycznych).

#### 3.1. Indie

Indie są jednym z najważniejszych krajów świata z perspektywy transformacji energetyczno-gospodarczej, regionem bezprecedensowych przemian, wielkich kontrastów i aspiracji. Już obecnie jest to najszybciej rozwijająca się gospodarka, a także państwo o wzrastającej pozycji lidera w zakresie kształtowania kierunku rozwoju międzynarodowej polityki energetycznej.

Populacja Indii wynosi 1,3 miliarda, z perspektywą wzrostu do ok. 1,7 miliarda w roku 2050 – staną się wówczas najludniejszym krajem świata (populacja Chin w 2050 roku szacowana jest na 1,34 mld). ONZ szacuje, że ok. 2025 roku liczebność Hindusów przekroczy liczebność Chińczyków. Jednocześnie Indie to najszybciej rozwijająca się gospodarka, z perspektywą wzrostu PKB na poziomie 7-8% rocznie (tempo wzrostu Indii wynoszące 7,5% w roku 2015 przekroczyło tempo Chin na poziomie 6,9%) [3.1]. Co prawda indyjskie PKB (produkt krajowy brutto) stanowi

mniej niż 1/5 chińskiego, tym niemniej z perspektywy długoterminowej kraj ten ma realne szanse stać się pierwszą światową gospodarką.

Dynamika indyjskiej gospodarki jest ewenementem na skalę światową. Wiele wskaźników świadczy o tym, że rozmaite branże i sektory indyjskiej gospodarki są obecnie w dość wczesnym stadium wzrostu. Stwarza to duży potencjał do podejmowania działań i inwestycji „od razu” w rozwiązania docelowe, co ograniczy późniejszą konieczność transformacji, zaistniałą w krajach OECD. Zapotrzebowanie Indii na energię podwoiło się od roku 2000, natomiast ze względu na ogromną gęstość zaludnienia i ograniczenia systemu energetycznego, średnie zużycie energii na mieszkańca jest niższe niż na kontynencie afrykańskim. Wzrost liczby mieszkańców miast, szacowany na poziomie 315 milionów do roku 2040 stanowi okazję do efektywnego rozwoju i planowania przestrzennego metropolii, m.in. z wykorzystaniem budownictwa nisko- i zero-energetycznego. Rozwój systemów transportowych, podążający za potrzebami komunikacyjnymi Hindusów (wzrastającymi od 2001 roku w tempie 16% rocznie), stanowi potencjał do rozbudowy środków komunikacji zbiorowej, a także infrastruktury samochodów elektrycznych (Indie stały się 3-cim konsumentem paliw ciekłych na świecie, a  $\frac{3}{4}$  zużycia pokrywane jest z importu). Systemy dystrybucji i gospodarowania zasobami na szczeblu lokalnym i krajowym mają szanse stać się efektywne już od momentu powstania.

Ikona indyjskiej transformacji i rozwoju, nie tylko gospodarczego, jest obecny premier Narendra Modi. Wśród wielu podjętych przez niego inicjatyw na uwagę zasługuje program „Make in India”, którego celem jest zachęcenie globalnych wytwórców do podjęcia inwestycji i działalności produkcyjnej w Indiach. „Make in India”, uruchomiony we wrześniu 2014 roku, był odpowiedzią na kryzys wschodzących gospodarek, zwłaszcza grupy BRICS, w roku 2013. Jest to nie tylko program zachęt i wsparcia dla rozwoju przemysłu i gospodarki, ale także proces gruntownych przemian w strukturach i sposobie funkcjonowania władz państwowych w kraju. W ramach tej inicjatywy tworzone są ambitne plany dla indyjskiej gospodarki (m.in. zwiększenie udziału przemysłu do 25% PKB w roku 2020), a jednocześnie Indie podejmują współpracę m.in. ze Stanami Zjednoczonymi Ameryki oraz Bankiem Światowym (w zakresie identyfikacji kluczowych sektorów o potencjale rozwoju i budowania strategii ekonomiczno-gospodarczej). W ramach „Make in India” planowana jest m.in. budowa sześciu korytarzy przemysłowych w różnych regionach kraju, w obrębie których powstaną tzw. Miasta Przemysłowe (ang. Industrial Cities). Cała inicjatywa jest mocno popierana przez społeczeństwo indyjskie, a jej efekt stanowi rosnąca wiarygodność gospodarcza Indii na poziomie międzynarodowym.

**Indyjska energetyka.** Tak dynamiczny wzrost wiąże się z rosnącym zapotrzebowaniem na energię, obecnie kształtującym się na poziomie 5% rocznie. Warto zaznaczyć, że Indie mają 18-procentowy udział w globalnej populacji, a jedynie 6% w konsumpcji energii. Ponad połowa jej zużycia pokrywana jest z węgla. Całkowita moc zainstalowana w indyjskim systemie elektroenergetycznym wynosi 302,8 GW<sup>8</sup>, bez uwzględnienia źródeł *off-grid*. 72% zapotrzebowania zaspokajają paliwa kopalne, 28% źródła odnawialne, a pozostała część pokrywana jest przez elektrownie jądrowe. Krajowa energetyka boryka się z licznymi problemami, m.in. niską sprawnością sieci (ok. 40% strat), niestabilnością systemu (największy w historii *blackout* 31 lipca 2013 roku pozbawił prądu ok. 620 milionów ludzi), powszechną kradzieżą prądu (nawet do 40% wolumenu), a także wynikającą z powyższych problemów koniecznością subsydiowania koncernów energetycznych ze względu na relatywnie wysokie koszty produkcji i dostarczania energii.

---

<sup>8</sup> Stan na 30 kwietnia 2016.



Obecne plany Indii dot. gospodarki niskoemisyjnej określono następująco:

- 1) Do roku 2022: 100 GW źródeł fotowoltaicznych<sup>9</sup>, 60 GW wiatrowych i 15 GW w pozostałych technologiach OZE.
- 2) Do roku 2030: 250 GW źródeł PV i 100 GW wiatrowych, umożliwiających łącznie 40% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej oraz redukcja emisyjności gospodarki (emisja CO<sub>2</sub> na jednostkę PKB) o 35% (względem roku 2005) – jest to indywidualne zobowiązanie kraju, podjęte w ramach globalnego Porozumienia Klimatycznego w Paryżu w 2016 roku.

Towarzyszącym celem na rok 2022 jest umożliwienie wszystkim obywatelom dostępu do energii elektrycznej. Warto zaznaczyć, że już obecnie energia z wiatru jest tańsza od produkowanej z węgla, natomiast fotowoltaika osiągnie tzw. *grid-parity*<sup>10</sup> najpóźniej ok. roku 2019 (choć w regionach niezelektryfikowanych źródła PV są niemal bezkonkurencyjne). Obecnie premier Modi dąży do utworzenia międzynarodowego sojuszu 107-miu tzw. państw słonecznych (znajdujących się, całkowicie lub częściowo, między zwrotnikami Koziorożca i Raka), którego celem jest wspólny rozwój energetyki słonecznej. Inicjatywa ta została oficjalnie ogłoszona podczas COP21 w Paryżu, wspólnie z premierem Francji Francois Hollande'm.

Jednocześnie Indie nie zamierzają rezygnować z węgla. Jednym z celów gospodarczych jest podwojenie zużycia węgla w tej dekadzie – do 1,5 miliarda ton. Kierunek ten uzasadniany jest przez fakt, że węgiel wciąż stanowi najtańsze źródło energii dla procesu szybkiej industrializacji. Ta ostatnia natomiast daje szansę na postępujące wyzwalamie społeczeństwa od ubóstwa (skalę ubóstwa w Indiach szacuje się obecnie na ok. 363 milionów ludzi). Przyjęte w Paryżu zobowiązania Indii dot. redukcji emisyjności nie ograniczają wzrostu emisji tej gospodarki, a jedynie wymuszają znaczną poprawę efektywności energetycznej i zwiększenie udziału alternatywnych źródeł energii w miksie.

Strategia rozwoju Indii, obecnie ojczyzny dla co szóstego mieszkańca Ziemi (a udział ten wzrośnie), będzie mieć kluczowy wpływ na kierunek rozwoju światowej gospodarki. Szacuje się, że „ponad połowa Indii roku 2030 dopiero powstanie” [3.5]. Od przyjętej koncepcji, np. odejścia lub rozwoju wykorzystania paliw kopalnych, zależeć będzie również globalny rynek paliw i energii, a także wielkość i trend emisji CO<sub>2</sub>.

Ze względu na bardzo dobre warunki słoneczne w Indiach i relatywną łatwość wykorzystania tych źródeł, a także bardzo niską sprawność i niewystarczający stopień rozbudowy sieci elektroenergetycznych, kraj ten dysponuje bardzo sprzyjającymi warunkami do rozwoju energetyki słonecznej. Jej szacowany potencjał na poziomie 5 mln TWh/rok (5 EWh/rok) przekracza potencjał wszystkich zasobów kopalnych będących w posiadaniu tego państwa. Indyjskie władze dążą do wykorzystania potencjału fotowoltaiki poprzez realizację narodowego programu Jawaharlal Nehru National Solar Mission, będącego częścią Narodowego Planu na Rzecz Zmian Klimatu. Pierwotnie ustalony w 2010 roku cel rozwoju branży PV zakładał osiągnięcie 20 GW mocy zainstalowanej do roku 2022 (przy całkowitej ówczesnej mocy PV na poziomie 160 MW). Cel ten jednak został w kwietniu 2015 roku podniesiony do 100 GW (przez premiera Narendę Modiego). Przy rosnącej dynamice instalacji nowych źródeł (przedstawionej w Tab. 1 i jak dotąd konsekwentnie realizowanej) cele te, choć ambitne, wydają się osiągalne i stanowią ogromną szansę w rozwoju gospodarczym Indii.

<sup>9</sup> Cel omówiony szczegółowo w dalszej części pracy.

<sup>10</sup> Zrównanie cen energii w systemie z ceną energii z danego źródła – oznacza moment, w którym technologia staje się konkurencyjna na rynku i nie wymaga dalszego wsparcia.

**Tab. 1. Roczne cele w ramach National Solar Mission – MW mocy zainstalowanej [3.3]**

Rok podatkowy	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20	2020-21	2021-22	RAZEM
Instalacje dachowe	200	4 800	5 000	6 000	7 000	8 000	9 000	40 000
Instalacje gruntowe	1 800	7 200	10 000	10 000	10 000	9 500	8 500	57 00
Sumarycznie	2 000	12 000	15 000	16 000	17 000	17 500	17 500	97 000 <sup>11</sup>

Celem pobudzenia rozbudowy własnych mocy produkcyjnych w branży PV, w National Solar Mission uwzględniono klauzulę o priorytecie wykorzystania produktów krajowych (DCR – ang. domestic content requirement). Obecnie panele słoneczne produkowane są w Indiach z krzemu lub gotowych ogniw sprowadzanych z Chin, co rzutuje na ich niższą jakość i wyższe o ok. 8-10 % ceny; dąży się jednakże do usamodzielnienia branży w całym łańcuchu technologicznym. Ponadto oszacowano, że krajowy przemysł fotowoltaiczny będzie w stanie wyprodukować jedynie 1/5 z potrzebnych 100 GW – pozostałe będą importowane. Tym niemniej, zasada DCR została zakwestionowana przez Światową Organizację Handlu (WTO) jako łamiąca międzynarodowe umowy handlowe. Indie zamierzają prowadzić rozmowy w tej kwestii, dążąc do przynajmniej częściowego wykorzystania DCR, celem pobudzenia rozwoju wciąż raczkującej branży PV na rynku wewnętrznym. Ma to znaczenie również ze względu na fakt, że kraj ten postrzegany jest jako jeden z najbardziej atrakcyjnych dla przemysłu fotowoltaicznego.

**Indie - globalne centrum informatyczne.** Kluczowym sektorem dla gospodarki indyjskiej jest branża informatyczna - obecnie jeden z najdynamiczniej rozwijających się, a jednocześnie wymagających największej innowacyjności globalnych rynków. Sektor IT stanowi koło zamachowe i jedno z głównych dóbr eksportowych (40% udziału w usługach eksportowanych) tego kraju – przychody z eksportu kompensują ok. 70% wydatków na import paliw ciekłych. Rynek usług informatycznych w Indiach, szacowany obecnie na ok. 150 miliardów USD, rozwija się w tempie 13% rocznie. W roku 1998 stanowił 1,2%, w 2012 już 7,5%, a w 2015 aż 9,5% PKB – udział ten wciąż rośnie. Początki branży IT w tym kraju datuje się ok. roku 1991, a jej rozwój spowodował transformację Indii z powolnej, zbiurokratyzowanej gospodarki na innowacyjną i dynamiczną.

Domeną indyjską jest świadczenie usług w ramach tzw. Business Process Outsourcing (BPO), polegającego na zlecaniu określonych procesów biznesowych zewnętrznym firmom, odpowiedzialnym za jakość świadczonych usług. Obecnie BPO jest zastępowane przez Business Process Management (BPM), charakteryzujący się większą odpowiedzialnością i ingerencją w struktury firmy korzystającej z usług, ponieważ dotyczy nieraz bezpośrednio zdalnego zarządzania aktywami firmy. Indie mają 55-procentowy udział w globalnym rynku BPM (2016), a zatrudnienie w nim znajduje blisko 3,5 miliona ludzi. Największym ośrodkiem informatycznym Indii jest Bangalore - miasto nazywane „indyjską doliną krzemową”, w którym 3/4 usług IT świadczonych jest dla firm zagranicznych.

Ważną rolę w rozwoju sektora IT odgrywa inicjatywa „Digital India”, zapoczątkowana przez premiera Narendę Modiego w 2015 roku. Jej główne cele to:

<sup>11</sup> 3,7 GW zainstalowane do roku podatkowego 2014-15.

- 1) Wspieranie sektora poprzez rozbudowę infrastruktury informatycznej i komunikacyjnej,
- 2) Świadczenie i dostępność usług władz państwowych z poziomu cyfrowego,
- 3) Rozwój tzw. alfabetyzmu cyfrowego – wspieranie nauki i rozwoju obywateli w zakresie wykorzystywania dobrodziejstw Internetu i urządzeń mobilnych.

„Digital India” identyfikuje kluczowy sektor dla indyjskiej gospodarki i wprowadza regulacje prawne sprzyjające jego rozwojowi.

**Potencjał dyfuzji dóbr technologicznych.** Indyjskie społeczeństwo bardzo szybko adaptuje nowe technologie i rozwiązania. Wynika to z podstawowej różnicy względem krajów rozwiniętych, polegającej na niedostatecznym rozbudowaniu infrastruktury, a więc jednocześnie braku konieczności jej przebudowy (zjawisko jeszcze wyraźniejsze w przypadku Afryki Subsaharyjskiej). Ponadto, obecne rozwiązania technologiczne są w znacznej mierze efektem wzrostu gospodarczego innych krajów, a Indie, korzystając z ich potencjału, rozwijają się w nowy, bardziej dynamiczny sposób. Jednocześnie kapitał zagraniczny, podejmując inwestycje w Indiach, sprowadza do kraju zdobyte kompetencje i umiejętności (know-how), co również napędza gospodarkę tego kraju we wszystkich branżach: przemyśle wytwórczym, medycynie, rolnictwie, komunikacji, energetyce, usługach itp. Z perspektywy pojedynczych obywateli najbardziej namacalne i najszybciej adaptowalne są rozwiązania z obszaru energetyki odnawialnej i rozproszonej oraz technologii transportowych i komunikacyjnych. Obecnie ok. 75% obywateli Indii posiada telefon komórkowy, a 278 milionów korzysta z Internetu (więcej niż w USA). Ponadto w 2016 roku rząd przyjął cel: 100% samochodów elektrycznych w 2030 roku. Choć jest to bardzo ambitne zobowiązanie, zwłaszcza biorąc pod uwagę ubogie indyjskie społeczeństwo, podjęcie działań w tym kierunku, przy jednoczesnym rozwoju globalnego rynku EV, wyraźnie ilustruje dążenia władz państwa i przewidywany kierunek rozwoju tego kraju. Sprzyjają temu rządowe inicjatywy takie jak „Make in India” i „Digital India”.

Indie są krajem ulokowanym w głównym nurcie obecnych przemian gospodarczych, a jednocześnie dysponują potencjałem i dążą do osiągnięcia statusu lidera w tym obszarze. Stąd też wynika ich obecność w grupie E-7. Szybki przyrost populacji, przemiany i rozwój energetyki, ogromny potencjał i ugruntowana pozycja na rynku usług IT, a także wielki potencjał dyfuzji dóbr technologicznych stanowią jednocześnie wyzwania i atuty tego kraju. Ze względu na specyficzne wciąż zmieniające się uwarunkowania globalne, trudno jest jednoznacznie określić kierunek i tempo rozwoju Indii. Warto jednak zaznaczyć, że jego dynamika pozwoliła Indiom na stosunkowo szybko postępującą konwersję z gospodarki rolniczej na opartą na wiedzy.

#### **Źródła:**

- [3.1] *India outpaces China in 2015 economic growth*, BBC News, 2016, <http://www.bbc.com/news/business-35519671>
- [3.2] *India Energy Outlook*, International Energy Agency, [http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2015/IndiaEnergyOutlook\\_WEO2015.pdf](http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/2015/IndiaEnergyOutlook_WEO2015.pdf)
- [3.3] Vishnoi A., *Is Modi government's target to increase solar power capacity to five-fold in seven years achievable?*, The Economic Times, 2015, [http://articles.economictimes.indiatimes.com/2015-08-22/news/65739641\\_1\\_indian-railways-solar-power-solar-energy-corporation](http://articles.economictimes.indiatimes.com/2015-08-22/news/65739641_1_indian-railways-solar-power-solar-energy-corporation)

- [3.4] Make in India <http://www.makeinindia.com/about>
- [3.5] <http://www.theguardian.com/world/2015/oct/02/india-pledges-40-percent-electricity-renewables-2030>
- [3.6] Wikipedia, [https://en.wikipedia.org/wiki/Sunshine\\_countries](https://en.wikipedia.org/wiki/Sunshine_countries);
- [3.7] Wikipedia, [https://en.wikipedia.org/wiki/Electricity\\_sector\\_in\\_India](https://en.wikipedia.org/wiki/Electricity_sector_in_India)
- [3.8] Wikipedia, [https://en.wikipedia.org/wiki/Jawaharlal\\_Nehru\\_National\\_Solar\\_Mission](https://en.wikipedia.org/wiki/Jawaharlal_Nehru_National_Solar_Mission)
- [3.9] Ministry of New and Renewable Energy, <http://www.mnre.gov.in/>
- [3.10] Digital India, <http://www.digitalindia.gov.in/>
- [3.11] NASSCOM, <https://www.nasscom.in/>
- [3.12] *India aims to become 100% e-vehicle nation by 2030: Piyush Goyal*, The Economic Times, 2016, <http://economictimes.indiatimes.com/industry/auto/news/industry/india-aims-to-become-100-e-vehicle-nation-by-2030-piyush-goyal/articleshow/51551706.cms>
- [3.13] Beachy B., Solomon I., *The WTO Just Ruled Against India's Booming Solar Program*, The Huffington Post, 2016, [http://www.huffingtonpost.com/ben-beachy/the-wto-just-ruled-against\\_b\\_9307884.html](http://www.huffingtonpost.com/ben-beachy/the-wto-just-ruled-against_b_9307884.html)

### 3.2. Afryka Subsaharyjska

Kraje tego regionu, dotknięte wieloma problemami politycznymi, ale także społecznymi i gospodarczymi w 2014 roku wypracowały wzrost PKB na poziomie 5% i w tym względzie ustąpiły jedynie Chinom i Indiom. Jest to związane przede wszystkim z szybko rosnącą klasą średnią.

Perspektywy gospodarcze Afryki Subsaharyjskiej są dziś lepsze niż przez minionych 20 lat. Bank Światowy postawił tezę, że gospodarcza ekspansja regionu może być zbliżona do chińskiej sprzed 30 lat, a także indyjskiej sprzed 20. Przewiduje się, że w 2060 roku klasa średnia w krajach Afryki Subsaharyjskiej ma osiągnąć 1,1 mld ludności (poziom wzrostu produktywności na kontynencie wzrasta o 3 % rocznie). Ekonomiści twierdzą, że demografia to jeden z kluczy do sukcesu gospodarczego Afryki. Rynek konsumencki krajów subsaharyjskich zwiększa się dwa – trzy razy szybciej niż w krajach OECD, a jego wartość jest szacowana na 1 bln \$.

Głównym problemem ludności krajów Afryki Subsaharyjskiej jest brak powszechnego dostępu do energii elektrycznej. Region zamieszkuje 13% światowej populacji, a zapotrzebowanie na energię stanowi jedynie 4% globalnej wartości. Warty podkreślenia jest fakt, że popyt na energię elektryczną w okresie 2000–2012 wzrósł o ponad 45%.

Niewystarczający stan techniczny infrastruktury elektroenergetycznej (duże straty na przesyłach), ale przede wszystkim jej brak stanowią podstawowy czynnik hamujący wzrost gospodarczy i społeczny regionu. Dostawy energii są często zawodne, co powoduje konieczność używania generatorów zasilanych benzyną i olejem napędowym. Co więcej, taryfy za energię elektryczną są jednymi z najwyższych na świecie. Programy modernizacyjne sektora energetyki na obszarze Afryki Subsaharyjskiej związane są w głównej mierze z pozyskiwaniem zagranicznego kapitału. Szacuje się, że przyrost jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci wzrośnie z 90 GW (z tym połowa w RPA) obecnie do 360 GW w 2040 roku, przy czym połowa wzrostu produkcji energii elektrycznej ma pochodzić z Odnawialnych Źródeł Energii.

**Źródła energii odnawialnej.** Aktualnie, w krajach Afryki Subsaharyjskiej dominujące znaczenie ma bioenergia pozyskiwana głównie z drewna opałowego i węgla drzewnego. Szacuje się, że aż 4 na 5 osób (720 mln ludzi) wykorzystuje biomasę do gotowania posiłków. Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną (i związana z tym presja na gospodarkę leśną), spowodują odejście od

wykorzystania drewna, szczególnie na obszarach miejskich. Mimo tego 650 milionów ludzi – ponad 1/3 rosnącej populacji – w dalszym ciągu będzie wykorzystywać biomasę do gotowania w niewydajny i szkodliwy sposób w 2040 roku.

Do głosu coraz odważniej dochodzą inne sektory energetyki odnawialnej i trend ten ma nieustannie wzrastać. Rosnące znaczenie w zasilaniu terenów wiejskich (ale nie tylko) przy pomocy mini-sieci i systemów poza sieciowych ma energetyka: słoneczna (780 MW nowopowstałych mocy w Afryce Południowej w okresie 2013-2014), wodna, geotermalna (580 MW zainstalowanej mocy w Kenii, przy zidentyfikowane potencjale dla kraju na poziomie 3 GW i całego regionu na poziomie 15 GW) oraz wiatrowa (w rejonie Afryki Subsaharyjskiej kluczową rolę odgrywa Afryka Południowa o łącznej zainstalowanej mocy na poziomie 570 MW – w tym 560 MW w roku 2014).

Obecnie, zdolności produkcyjne energetyki wodnej osiągnęły poziom 20% – 100 TWh rocznie w stosunku do całkowitej produkcji energii elektrycznej w regionie Afryki Subsaharyjskiej. Niemniej jednak wykorzystanie jej potencjału nie przekracza 10% (szacowanego na 1400 TWh rocznie). Głównym beneficjentem programów inwestycyjnych kapitału zagranicznego w sektorze energetyki wodnej jest Demokratyczna Republika Konga, wspierana przez Chiny, a także wzrastającą aktywność rynku rodzimego. Nowe moce w energetyce wodnej powstają również w Etiopii, Mozambiku oraz Gwinei.

O potencjale dyfuzji innowacji technologicznych w wypadku Afryki Subsaharyjskiej świadczy gwałtowny rozwój rynku telefonii komórkowej. Liczba użytkowników telefonów komórkowych przekroczyła już 1 miliard, a w 2000 roku liczba ta wynosiła tylko 10 milionów.

#### **Źródła:**

- [3.14] Zajązkowski K., Afryki Subsaharyjskiej łatwo się nie zdobędzie  
<http://www.obserwatorfinansowy.pl/tematyka/makroekonomia/afryki-subsaharyjskiej-latwo-sie-nie-zdobedzie/>
- [3.15] Szukalski S., *Uwarunkowania i perspektywy rozwoju ekonomicznego Afryki Subsaharyjskiej*  
[http://www.inepan.waw.pl/pliki/studia\\_ekonomiczne/Studia\\_2013\\_2\\_4\\_Szukalski.pdf](http://www.inepan.waw.pl/pliki/studia_ekonomiczne/Studia_2013_2_4_Szukalski.pdf)
- [3.16] *Afryka Subsaharyjska w 2015 r.*  
<http://ceedinstitute.org/attachments/411/cc71bbeef1ba38546ed22a9da0887da7.pdf>
- [3.17] International Energy Agency, *Africa Energy Outlook, A focus on energy prospects in Sub-Saharan Africa*  
[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO\\_Africa\\_ES\\_Polish.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO_Africa_ES_Polish.pdf)
- [3.18] International Renewable Energy Agency, *Africa 2030: Roadmap for a Renewable Energy Future*  
[http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Africa\\_2030\\_REmap\\_2015\\_low-res.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Africa_2030_REmap_2015_low-res.pdf)

## **ZAKOŃCZENIE: synteza i wyjście na metodę nowej energetyki oraz model rynku energii elektrycznej i propozycja 6 programów restrukturyzacyjno-rozwojowych dla Polski**

Jan Popczyk

*Największą nieefektywnością  
jest efektywne robienie tego, czego w ogóle nie powinno się robić,  
to powiedzenie P. Druckera opisuje bardzo dobrze ryzyko współczesnej energetyki WEK  
(na świecie, a zwłaszcza w Polsce)*

Wyniki rozpoznania istniejącego układu sił i uwarunkowań (I trajektoria vs II trajektoria rozwojowa energetyki) w ramach E7 przedstawione w trzech częściach Raportu upoważniają do nadania niniejszemu Zakończeniu specjalnej postaci, mianowicie postaci syntezy wszystkich trzech części, jednak z wyjściem poza te części.

Wyjście to polega na wykorzystaniu Zakończenia Raportu do zapoczątkowania konsolidacji metody nowej energetyki, w tym do zaprezentowania ogólnej koncepcji całkowicie nowego rynku energii elektrycznej, jako konsekwencji rozwoju globalnej sytuacji. Mianowicie, skumulowane efekty zmian na świecie wymagają przejścia od drugiego etapu rozwoju konkurencji na rynkach energii elektrycznej do trzeciego; zasada TPA – dostęp do sieci, drugi etap konkurencji – w obecnej postaci jest już niewystarczająca, potrzebny jest rynek CCR. Rynek CCR nie rozwinie się jednak przy obecnym sposobie rozliczania kosztów infrastruktury sieciowej oraz usług systemowych, który przekształcił się w ostatnich 20 latach w główny czynnik hamujący rozwój konkurencji na rynku energii elektrycznej. *Net metering* jest natomiast zasadą (rozwiązaniem, narzędziem) umożliwiającym rozumne (ewolucyjne) wzmacnianie konkurencji w okresie przejściowym (stawia się tu roboczą tezę, że powstanie silnie konkurencyjnego rynku CCR jest osiągalne w horyzoncie 2025). Oczywiście, dobre skonstruowanie *net meteringu* i dobre dynamiczne kalibrowanie jego współczynników jest warunkiem skuteczności zasady (jest to warunek skuteczności każdej zasady; dobra zasada źle stosowana nie może dać dobrych wyników).

Mimo, że konsolidacja metody nowej energetyki i ogólna koncepcja całkowicie nowego rynku energii elektrycznej mają charakter ogólny, to w Zakończeniu nawiązują ściśle do sytuacji polskiej. Pokazanie, że metoda nowej energetyki, wynikająca z globalnych trendów, łatwo daje się wykorzystać w kraju spoza Grupy E7 jest ważne, bo oznacza jej uniwersalność (możliwość wykorzystania przez małe kraje, także opóźnione w rozwoju). Oznacza tym samym całkowitą nieskuteczność polityki energetycznej małych krajów (których reprezentatywnym przykładem jest Polska), także zapóźnionych (Afryka, Indie) na II trajektorii rozwojowej (czyli polityki ukierunkowanej na podtrzymywanie energetyki WEK). Jest bowiem jasne, że kraje te w modelu energetyki WEK nie miałyby szans na jej endogeniczny rozwój.

Wnioskowanie w przeciwną stronę byłoby niesłuszne. Jaskrawego przykładu na poparcie tej roboczej tezy w Europie dostarczają Bułgaria i Dania. W latach 70' i 80' ubiegłego wieku te dwa małe kraje (9 i 6 mln ludności, odpowiednio) obrały dwa przeciwstawne modele rozwojowe energetyki. Bułgaria zrealizowała (w dużym stopniu ze względów politycznych) model rozwojowy energetyki WEK i zbudowała (tzn. były ZSRR zbudował) dominującą w (bułgarskim) systemie elektroenergetycznym elektrownię jądrową Kozłoduj (o łącznej mocy 3800 MW), która w ostatnich 20 latach jest jednym z głównych czynników hamujących rozwój kraju. Dania, której import energii elektrycznej na początku lat 70' przekraczał 90% zapotrzebowania, rozpoczęła natomiast realizację programu rozwojowego energetyki wiatrowej; w wyniku kraj w 2035 roku pokryje za pomocą

własnych źródeł OZE pełne zapotrzebowania na tę energię (w 2050 roku na całą zapotrzebowaną energię), a firma Vestas zbudowała, wykorzystując duński rynek wewnętrzny energii elektrycznej, swoją globalną potęgę.

## **Z1. Wyróżniki (hasła wiodące) opisujące państwa/regiony Grupy E7, i te które odpadły z Grupy E10**

**USA** – pretendenci i innowacje przełomowe zmieniają istniejącą amerykańską energetykę (George Mitchell – gaz łupkowy, założyciel Grupy Mitchell Energy. Elon Musk – biznesowy łańcuch wartości obejmujący: samochód elektryczny i fabrykę Tesla → akumulatory litowo-jonowe i fabrykę Gigafactory → budynkowe ogniwa PV i firmę Solar City → konsolidacja energetyki prosumenckiej z inteligentną infrastrukturą i firma Google and SolarCity 2.0. Bill Gates – miliardowe, w \$, inwestycje w przełomowe technologie energetyczne (np. Terra Power), założyciel globalnej koalicji (Breakthrough Energy Coalition) na rzecz przebudowy energetyki.

**Chiny** – światowa fabryka dóbr inwestycyjnych dla energetyki OZE (także samochodów elektrycznych), ale również wyjście z historycznego modelu naśladowczego rozwoju energetyki; największy, w skali globalnej, rynek inwestycyjny źródeł OZE (wiatrowych i PV).

**UE** – Polityka klimatyczno-energetyczna (cywilizacyjna zmiana globalnego priorytetu: z bezpieczeństwa energetycznego na przyrodnicze), zmiana paradygmatu rozwoju energetyki; budowa jednolitego rynku energii elektrycznej, odchodzenie od modelu biznesowego energetyki ukształtowanego na I trajektorii rozwojowej.

**Niemcy** – Energiewende (największy, po planie Marshalla, rządowy program rozwojowy Niemiec po II wojnie światowej, stworzenie „środowiska” do rozwoju przemysłu 4.0).

**Japonia** – zmiana trajektorii rozwojowej energetyki po katastrofie Fukushima, silne pobudzenie rozwoju energetyki prosumenckiej (w ciągu 5 lat od katastrofy tylko 2 bloki jądrowe, z 50 istniejących, przywrócone zostały na trwałe do eksploatacji); historyczna utrata wiarygodności sojuszu polityczno-korporacyjnego dominującego w obszarze elektroenergetyki na I trajektorii rozwojowej.

**Indie** – realizacja (na potrzeby własne, już obecnie) endogenicznego modelu na II trajektorii rozwojowej energetyki w największym wymiarze w skali globalnej, jednocześnie centrum (o zasięgu globalnym) usług informatycznych dla energetyki na II trajektorii rozwojowej (cyfryzacja energetyki); w horyzoncie 2050 jeden z dwóch największych światowych regionów (1,7 mld ludzi) dyfuzji technologii energetycznych charakterystycznych dla II trajektorii rozwojowej.

**Afryka Subsaharyjska** – w horyzoncie 2050 jeden z dwóch największych (1,7 mld ludzi) światowych regionów dyfuzji technologii energetycznych charakterystycznych dla II trajektorii rozwojowej; duże prawdopodobieństwo na wykorzystanie szansy wydobycia się subkontynentu za pomocą nowej energetyki z ubóstwa energetycznego i uzyskania statusu regionu „wschodzącego”.

Do haseł wiodących opisujących siły sprawcze zmian w Grupie E7 dołącza się hasła opisujące utratę szans na odegranie roli w kreowaniu zmian w energetyce przez trzy państwa:

**Rosja** – ofiara wielkich zasobów paliw kopalnych oraz podporządkowanego im modelu gospodarki surowcowej, i w konsekwencji braku otwarcia się na II trajektorię rozwojową energetyki.

**Francja** – ofiara energetyki jądrowej, a w szczególności związanego z tą energetyką paramilitarnego modelu biznesowego elektroenergetyki, i w konsekwencji braku otwarcia na II trajektorię rozwojową energetyki.

**Brazylia** – ofiara wewnętrznego kryzysu politycznego spowodowanego gigantyczną aferą korupcyjną w Petrobrasie, czyli w biznesie naftowym i w konsekwencji braku otwarcia się na II trajektorię rozwojową energetyki.

## **Z2. Cztery robocze tezy dotyczące nowej energetyki na świecie oraz ich transpozycja na warunki polskie**

Przedstawiona w Raporcie analiza zdolności produkcyjnych dóbr inwestycyjnych dla nowej energetyki i danych dotyczących inwestycji w obszarze przebudowy energetyki w Grupie E7 nie pozostawia wątpliwości, że polska polityka energetyczna jest w opozycji do dokonującej się cywilizacyjnej przebudowy energetyki. Mimo wszystko, a właściwie dlatego konieczne jest poszukiwanie szans na zmianę. To oznacza, że potrzebne są propozycje racjonalnych rozwiązań, których sojusz polityczno-korporacyjny nigdzie na świecie nie może zignorować, pod groźbą całkowitej utraty wiarygodności, ale też utraty zdolności do dalszego cynicznego manipulowania opinią publiczną (w sensie nauki o manipulacji społecznej jako czynnika destrukcji kapitału społecznego).

W takim kontekście muszą to być propozycje dobrze udokumentowane, zrozumiałe dla społeczeństwa. Stąd wynika w szczególności, że muszą one być uwolnione od hermetycznej metody (i języka) energetyki, szczególnie po stronie technicznej oraz ekonomicznej (służącej obecnie, chociaż nie zawsze tak było, do manipulacji). W celu ułatwienia tak postawionego zadania formułuje się poniżej cztery główne tezy dotyczące nowej energetyki.

Pierwsza teza mówi o fundamentalnej potrzebie **zmiany metody energetyki**. Ta potrzeba wynika z dostępności nowych technologii w obszarze energetyki, ale jeszcze bardziej jest związana z nowym profilem kompetencji społeczeństwa (społeczeństwo prosumenckie zanurzone w inteligentnej infrastrukturze) oraz z nowymi zdolnościami wytwórczymi przemysłu (przemysł 4.0). Zmianę metody energetyki potwierdza już w bardzo dużym stopniu praktyczny rozwój sytuacji w Niemczech i w USA (inteligentna infrastruktura, energetyka EP, przemysł 4.0). Jednak konsolidacja metody nowej energetyki (mniej racjonalne/efektywne/uprawnione jest mówienie o nowej metodzie energetyki) jest sprawą łatwą; stawia się tu roboczą hipotezę, że metoda nowej energetyki będzie się kształtować w całym procesie zmiany I trajektorii rozwojowej w II trajektorię, ale jądro metody ukształtuje się już w horyzoncie 2030.

Jeśli bezpieczeństwo energetyczne jest powodem, na całym świecie, podejmowania, decyzji politycznych o ogromnym znaczeniu, to sojusz polityczno-korporacyjny musi na nowo **zdefiniować to bezpieczeństwo** w terminach nowej metody energetyki, zrozumiałej dla społeczeństwa o nowym profilu kompetencji, i uwzględniającym nowe zdolności produkcyjne przemysłu. Jest to przedmiot drugiej tezy.

Trzecia teza dotyczy odpowiedzi na pytanie, **do czego władzy (imperium) potrzebne jest współcześnie władztwo nad energetyką?** Czyli, czy energetykę rozwijać według paramilitarnego modelu WEK po to, aby sojusz polityczno-korporacyjny mógł podtrzymywać (jeśli nawet w coraz mniejszym stopniu) władzę nad społeczeństwem, czy też po to, aby za pomocą demokratycznych-rynkowych modeli NI oraz EP społeczeństwo otrzymało szansę upodmiotowienia się w jednym z najbardziej wrażliwych obszarów jego funkcjonowania? Rozwój sytuacji w całej Grupie E7 wskazuje jednoznacznie na drugą odpowiedź.

Trzecia teza prowadzi wprost do tezy czwartej, która ma zasadnicze znaczenie w wymiarze makroekonomicznym. Jest ona związana z potrzebą odpowiedzi na pytanie, czy energetyka na



obecnym etapie musi być rozwijana wyprzedzająco po to, aby tworzyć „zewnętrzne” warunki rozwoju kraju (**jest dla gospodarki czynnikiem egzogenicznym**: jest tyle gospodarki ile wynika z możliwości energetyki). Czy też przeciwnie, energetyka może być współcześnie kształtowana przez siły rozwojowe gospodarki (**jest czynnikiem endogenicznym**: jest tyle energetyki ile wynika z potrzeb gospodarki, i jest ona taka jakiej gospodarka dokładnie potrzebuje).

W odniesieniu do czterech sformułowanych (roboczych) tez można podać wiele rozszerzeń i komentarzy o bardzo zróżnicowanym charakterze: doprecyzowujących te tezy, uwiarygodniających je, wytyczających kierunki ich dowodzenia. Poniżej przedstawia się obszerny komentarz poświęcony metodzie energetyki (teza pierwsza). Komentarze dotyczące też drugiej, trzeciej i czwartej są natomiast bardzo ograniczone.

**Metoda nowej energetyki (w aspekcie prognozowania).** Obecny sektorowy model energetyki ukształtował się w długim historycznym procesie. Wraz z modelem sektorowym kształtowała się metoda energetyki, również sektorowa. Jest to bez wątpienia najsilniejsza bariera przebudowy energetyki, bo stawia w energetyce po stronie *status quo* świat nauki, i oznacza połączenie po jednej stronie korporacji politycznej, energetycznej i naukowej.

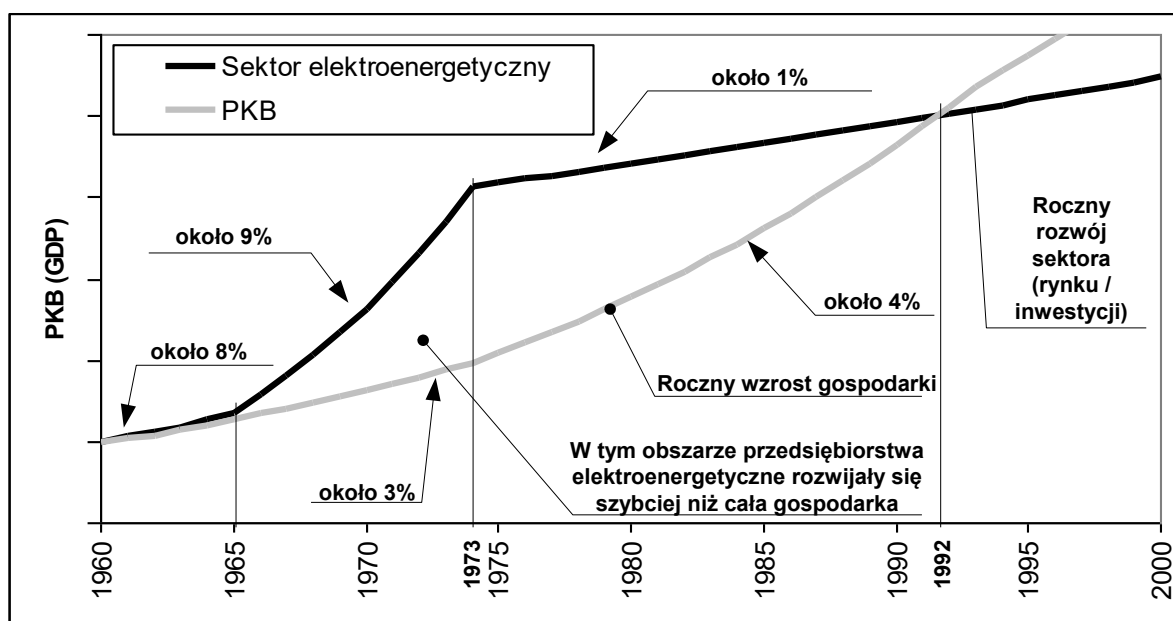
Kwintesencją metody obowiązującej na I trajektorii rozwojowej energetyki były długoterminowe prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną, energię transportową i ciepło, a w ślad za tym na paliwa kopalne. W wypadku Polski prognozy 25-letnie publikowane (obowiązujące w polityce energetycznej) w 1975 roku, czyli prognozy na 2000 rok, roku były następujące [Z1]: moc źródeł wytwórczych (węglowych i jądrowych) – 115 GW (temu odpowiadała prognoza mocy zapotrzebowanej 105 GW i rocznej produkcji energii elektrycznej około 700 TWh, czyli większej niż obecna produkcja w Niemczech); roczne wydobycie węgla kamiennego i brunatnego – 270 i 120 mln ton, odpowiednio; import ropy naftowej – 90 mln ton; import gazu ziemnego – brak danych. Gdyby 25-letnie prognozy obowiązujące w 1975 roku ekstrapolować na prognozy 40 letnie, to w 2015 roku liczby byłyby następujące: moc źródeł wytwórczych (węglowych i jądrowych) – ponad 300 GW (temu odpowiadałaby prognoza rocznej produkcji energii elektrycznej około 2 tys. TWh, czyli równej połowie obecnej produkcji USA); roczne wydobycie węgla kamiennego i brunatnego – 800 mln ton i 350 mln ton, odpowiednio (zatem przytoczona prognoza polskiego wydobycia węgla kamiennego jest około 8-krotnie wyższa od obecnego całkowitego wydobycia europejskiego, w którym udział Polski wynosi zresztą nie mniej niż 70%, a prognoza polskiego wydobycia węgla brunatnego jest 1,5-krotnie wyższa od obecnego całkowitego wydobycia europejskiego, w którym udział Polski wynosi około 30%); import ropy naftowej – 250 mln ton; import gazu ziemnego – brak danych.

W tym miejscu należy bardzo mocno podkreślić, że polskie prognozy energetyczne z lat 70' ubiegłego wieku [Z1], dramatycznie zweryfikowane przez rzeczywistość, mają wiele wspólnego z obecną sytuacją. Chodzi o to, że Polska popełnia po raz drugi praktycznie ten sam historyczny błąd, bo nie jest zdolna do wykorzystania współczesnych globalnych trendów do skorygowania swojej polityki w energetyce, tak jak nie była zdolna w latach 70' do skorygowania prognoz energetycznych na 2000 rok, mimo że były już bardzo silne przesłanki do korekty (do bardzo silnego obniżenia prognoz).

Mianowicie, polskie nierealistyczne prognozy 2000 były tworzone w czasie, kiedy na świecie rozpoczynała się już pierwsza zmiana strukturalna (polegająca na odwróceniu dynamiki wzrostu rynku energii elektrycznej i PKB (GDP), w wielkim uproszczeniu przedstawiona na rys. Z1. Była to zmiana spowodowana czterema traumatycznymi wydarzeniami, które wystąpiły w okresie 1965-

1979 w USA. Pierwszy był wielki *blackout* na rynku energii elektrycznej (1965 rok), który doprowadził do silnego wzrostu kosztów rozwoju systemów elektroenergetycznych. Drugim było arabskie embargo naftowe, czyli dwa pierwsze globalne kryzysy naftowe, kluczowe dla gospodarki USA (lata 1973-1974), które doprowadziło w całej energetyce do makroekonomicznej alokacji zasobów ze strony podaży na popyt. Trzecim był krach giełdowy amerykańskich *utilities* spowodowany przeinwestowaniem, na skutek błędnych (zawyżonych) prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną, zapoczątkowany przez przedsiębiorstwo elektroenergetyczne *Consolidated Edison* niewypłaceniem inwestorom dywidendy (1974 rok), który to krach spowodował po raz pierwszy w USA utratę zaufania inwestorów giełdowych do elektroenergetyki. Czwartym była awaria elektrowni atomowej *Three Mile Island* (1979 rok), która spowodowała zmianę wymagań w zakresie bezpieczeństwa jądowego i całkowite zablokowanie rozwoju energetyki jądowej w USA. Skutkiem procesu, w który ułożyły się wymienione wydarzenia była ustawa PURPA, uchwalona w 1978 roku przez amerykański Kongres, zaskarżona do Sądu Najwyższego przez *utilities* i ogłoszona w 1982 roku przez ten ostatni za ważną.

Mechanizm odwrócenia dynamiki wzrostu rynku energii elektrycznej, czyli jej sprzedaży (zapotrzebowania), oraz inwestycji na tym rynku z jednej strony i PKB (GDP) z drugiej przedstawia, w sposób dydaktyczny, rys. Z1. Jest to przy tym mechanizm, który należy traktować jako bardziej uniwersalny, mianowicie jako mechanizm długotrwałej erozji monopolu i formuły użyteczności publicznej, ogólnie w sektorach infrastrukturalnych.



**Rys. Z1. Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w porównaniu ze wzrostem PKB [Z2]**

Na rysunku Z1 wyróżniono, uciekając się do dużego uproszczenia, trzy fazy związane z opisaną w skrócie zmianą strukturalną elektroenergetyki. Były to:

1. Pierwsza faza do 1965 roku, charakteryzująca się dynamiką rozwojową elektroenergetyki rzędu 6...8%, przewyższającą rozwój gospodarki wynoszący około 3%.
2. Druga faza od 1965 roku do 1973 roku, charakteryzująca się dynamiką rozwojową elektroenergetyki około 9% (zwiększoną w wyniku realizacji rozszerzonych programów

inwestycyjnych po *blackoucie* w 1965 roku), znacznie przewyższającą rozwój gospodarki, dalej wynoszący około 3%.

- Trzecia faza, od 1973 roku do końca lat osiemdziesiątych ubiegłego wieku (do punktu przecięcia się krzywych rozwojowych elektroenergetyki i gospodarki), charakteryzująca się obniżoną dynamiką rozwoju elektroenergetyki wynoszącą około 1% oraz podwyższoną dynamiką rozwoju gospodarki wynoszącą około 4% (będącą między innymi skutkiem alokacji zasobów ekonomicznych ze strony podażowej w elektroenergetyce na stronę popytową reprezentowaną przez odbiorców końcowych).

**Tab. Z1. Prognozy i rzeczywistość (na przykładzie Polski), opracowanie własne**

	Rzeczywistość	Prognoza		Rzeczywistość	
	1975	2000 [Z1]	2016 <sup>1</sup>	1990 (1998)	2015
Moc szczytowa zapotrzebowania i produkcja energii elektrycznej					
Moc, GW	15	105		23	25
Zużycie, TWh	100	700		150	160
Wydobycie węgla, mln t/rok					
Węgiel kamienny	170	270	800	150	70
Węgiel brunatny	35	120	350	75	60
Zużycie (import) ropy, mln t/rok					
	12	90	270	13	25
Zużycie gazu ziemnego (na cele energetyczne i do produkcji nawozów), mld m <sup>3</sup> /rok					
	6,5	(-)	(-)	10	15

<sup>1</sup> Jest to prognoza 2000 „wydłużona” wykładniczo do 2016 roku (takie wydłużenie ma uzasadnienie w metodologii, za pomocą której prognoza 2000 została uzyskana).

Mimo, że ilustracja na rys. Z1 ma tylko charakter poglądowy (nie zachodzi pełna ciągłość matematyczna w obrębie przedstawionego modelu), to opisuje ona jednak w sposób bardzo realistyczny zjawiska w najważniejszym sektorze infrastrukturalnym w najpotężniejszej gospodarce świata. Na tym polega znaczenie ilustracji.

Metoda nowej energetyki musi jednoznacznie sprzeciwić się przyjmowaniu hipotez (prognoz) dotyczących wzrostu zapotrzebowania na energię/paliwa za prawdę. Potrzeba taka wynika drastycznie z porównania prognoz z rzeczywistością, przedstawionego dla Polski w usystematyzowany sposób w tab. Z1. Właśnie w tym obszarze (zderzenia prognoz z rzeczywistością) ujawnia się największa spoistość korporacji: politycznej, energetycznej i naukowej, i największa siła ich sojuszu. Hipotezy dotyczące wielkiego wzrostu zapotrzebowania, leżące u podstaw interesów sojuszu – bo pociągające przecież za sobą wielkie nakłady inwestycyjne nie podlegające weryfikacji przez konkurencję – są tak często powtarzane w nauce, w dydaktyce (na wyższych uczelniach), a wreszcie przez media, że społeczeństwo, praktycznie w całości, uznaje je za prawdę.

**Tab. Z2. Potencjał redukcji paliw/energii związany z przejściem energetyki z I (2016 rok) na II trajektorię rozwojową (w tendencji – horyzont 2050), opracowanie własne (wykorzystujące dane i modele [Z3], po dokonaniu ich aktualizacji)**

<b>Bilanse dla energetyki bazującej na paliwach kopalnych (I trajektoria rozwojowa)</b>		
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
	<b>Energia, TWh</b>	<b>Technologie przełomowe</b>
<b>Energia elektryczna</b>	450/440/160/120/80	<b>Oświetlenie LED</b>
<b>Ciepło</b>	250/240/230/200/40	<b>Dom pasywny, pompa ciepła</b>
<b>Transport</b>	280/240/220/200/55	<b>Samochód elektryczny</b>
<b>Razem</b>	980/920/610/520/175 TWh	
<b>Bilans dla energetyki bazującej na źródłach energii elektrycznej OZE i przełomowych technologiach efektywnościowych (II trajektoria rozwojowa)</b>		
<b>Usługi energetyczne, łącznie</b>	200-175 TWh	

Pierwsza liczba i kolejne w kolumnie 2 oznaczają odpowiednio: 1° - energia chemiczna paliw w miejscu wydobycia (kopalnie węgla kamiennego/brunatnego, instalacje wydobywcze ropy naftowej i gazu ziemnego); 2° - energia chemiczna w paliwie przetransportowanym do miejsca jej przetworzenia (elektrownie, instalacje petrochemiczne, gazoporty) do postaci nośnika końcowego/sektorowego (energia elektryczna, ciepło, paliwa transportowe, ale także gaz sieciowy); 3° - energia wytworzona przez źródła wytwórcze nośnika końcowego/sektorowego, łącznie z częścią potrzebną na pokrycie potrzeb własnych źródeł i sieci przesyłowych/dystrybucyjnych (elektroenergetycznych, ciepłowniczych, paliw transportowych, bez sieci gazowych); 4° - energia nośnika „zakupionego” przez odbiorców/prosumentów; 5° - energia wykorzystana zredukowana (w tendencji) do poziomu po wykorzystaniu technologii proefektywnościowych, przede wszystkim przełomowych.

Prawdy należy jednak szukać w zupełnie przeciwstawnej hipotezie, orzekającej o bardzo wielkim potencjale redukcyjnym przejścia z I na II trajektorię rozwojową energetyki. Potencjał ten obrazuje tab. Z2. W tabeli przedstawione są, na przykładzie Polski, bardzo grubo oszacowane rzeczywiste bilanse charakterystyczne dla I trajektorii i hipotetyczne dla II trajektorii. Oczywiście, struktura polskich bilansów jest podobna do struktury bilansów globalnych, jednak z jedną różnicą. Mianowicie, Polska jest jeszcze ciągle zakładnikiem „kosmetycznych” działań zmieniających bilanse I trajektorii za pomocą innowacji przyrostowych. Świat jest już skoncentrowany na osiągnięciu celów II trajektorii za pomocą innowacji przełomowych.

W uproszczeniu można stwierdzić, że metoda I trajektorii była skoncentrowana na poprawie efektywności ekonomicznej łańcucha obejmującego pięć ogniw technologiczno-logistycznych: 1° - wydobycie paliw (kopalnie węgla kamiennego i brunatnego, instalacje wydobywcze ropy naftowej i gazu ziemnego), 2° - transport paliw „surowych” (węgla i gazu sieciowego) do źródeł wytwórczych energii elektrycznej i ciepła oraz (ropy naftowej i gazu LNG) do przetwórczych instalacji petrochemicznych i do gazoportów, 3° - wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła (elektrownie kondensacyjne, elektrociepłownie, kotłownie), 4° - systemy przesyłowe i dystrybucyjne energii elektrycznej (i ciepła), 5° - systemy transportowe przetworzonych paliw ropopochodnych (transportowych). Czyli do istoty metody należała **minimalizacja rynkowa kosztów** wydobycia,

transportu/logistyki i przetwórstwa paliw kopalnych, **procesowa optymalizacja termodynamiczna** wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (łącznie z przesyłem/dystrybucją ciepła), wreszcie **systemowa optymalizacja elektrotechniczna** wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej.

Z bilansu przedstawionego w tab. Z2 wynika wyraziście, że na I trajektorii rozwojowej energetyki bogactwo naturalne, którym są paliwa kopalne jest wykorzystane zaledwie w około 50% (520 TWh / 980 TWh). Barięą lepszego wykorzystania jest w tym wypadku niska sprawność źródeł energii elektrycznej, straty sieciowe w sieciach elektroenergetycznych oraz zużycie paliw konieczne do ich transportu. To niskie wykorzystanie paliw kopalnych można jeszcze inaczej interpretować jako mające główną przyczynę w niskiej egzergii paliw kopalnych [Z4], zwłaszcza węgla, w produkcji energii elektrycznej.

Na II trajektorii rozwojowej bogactwem naturalnym jest energia odnawialna, ale jest zrozumiałe, że istota/znaczenie tej trajektorii wychodzi znacznie poza źródła OZE. Szczególnie dobitnie wskazuje na to bilans charakterystyczny dla II trajektorii rozpatrywany przez pryzmat usług energetycznych zaspakajających potrzeby końcowe odbiorców/prosumentów, a z drugiej strony przez pryzmat egzergii różnych rodzajów paliw i różnych rodzajów energii produkowanej w źródłach OZE w procesach zaspakajających potrzeby końcowe odbiorców/prosumentów.

Mianowicie, potrzebami końcowymi nie są przecież energia elektryczna, ciepło i paliwa transportowe (energia transportowa). Potrzebami tymi są: napęd elektryczny (zwłaszcza w przemyśle), grzejnictwo elektryczne (też w przemyśle), działające urządzenia AGD (przede wszystkim w segmencie ludnościowym), oświetlenie (czyli ogólnie potrzeby zaspakajane za pomocą energii elektrycznej). Ponadto, są to: komfort cieplny (w tym klimatyzacja) i ciepła woda użytkowa w budynkach (segment ludnościowy, a także segment przedsiębiorców MSP i samorządowy) oraz realizacja procesów przemysłowych (przemysł chemiczny i inne). Wreszcie są to usługi transportowe.

Technologie użytkowania energii mają w kontekście egzergii nie mniejsze znaczenie niż technologie OZE. Mianowicie, bogactwa naturalne, którymi w sensie energetycznym jest strumień promieniowania słonecznego i strumień wiatru (także strumień wody), umożliwiają bezpośrednią produkcję energii elektrycznej (o największej egzergii; egzergia energii biomasowej jest bez porównania mniejsza, ale jej wykorzystanie może być nieodzowne w źródłach wytwórczych energii elektrycznej regulacyjno-bilansujących). Oczywiście, nowe/przełomowe technologie użytkowania energii, takie jak technologia LED, dom pasywny, pompa ciepła i samochód elektryczny, znacznie jeszcze zwiększają przewagę „egzergetyczną” energii elektrycznej. W rezultacie odnawialne źródła energii elektrycznej połączone z przełomowymi technologiami użytkowania energii elektrycznej zapewniają 5-krotną redukcję energii traktowanej w kategoriach bogactwa naturalnego (200 TWh / 980 TWh, tab. Z1). W dodatku jest to zamiana wyczerpywalnych paliw kopalnych (980 TWh), powodujących wielkie koszty zewnętrzne (środowiska) na źródła OZE produkujące energię elektryczną (200 TWh) o niewielkich kosztach zewnętrznych.

Jest zrozumiałe, że analiza, podobna do egzergetycznej, układów energetycznych na II trajektorii, obejmująca źródła OZE, w szczególności energii elektrycznej, i użytkowanie energii elektrycznej (z wykorzystaniem technologii przełomowych) będzie ważną częścią metody energetyki prosumentckiej (analizy prosumentckich łańcuchów energetycznych), tak jak obecnie bilanse egzergii są bardzo ważną częścią metody termodynamiki technicznej (procesów cieplnych). Analiza ta musi wyeliminować obecny dotkliwy deficyt spójnego opisu prosumentckich łańcuchów energetycznych między źródłami OZE oraz potrzebami końcowymi odbiorców. Uzupełnieniem zasygnalizowanej tu

analizy semi-egzergetycznej prosumenckich łańcuchów energetycznych musi być analiza ekonomiczna (nakładów inwestycyjnych). W analizie tej inwestycje w źródła regulacyjno-bilansujące muszą stale konkurować z rozwiązaniami DSM/DSR wykorzystującymi zróżnicowane zasobniki energii oraz z zarządzaniem procesami DSM/DSR za pomocą inteligentnej infrastruktury (cyfryzacja nowej energetyki), Wprowadzenie, tab. W1, segmenty 3 i 4 tabeli.

**Komentarze do tezy drugiej, trzeciej i czwartej.** Teza druga, dotycząca odpowiedzialności za bezpieczeństwo energetyczne kraju, mówi głównie o potrzebie zastąpienia polityki energetycznej w kształcie takim jak dotychczasowy całkiem nowymi rozwiązaniami. Mianowicie, dotychczasowa polityka energetyczna – zdominowana jeszcze w wielu regionach na świecie, a w Polsce w szczególności – przez metodę właściwą dla planowania gospodarki centralnie sterowanej musi ustąpić bardziej adekwatnym do współczesnej sytuacji sposobom zaangażowania Imperium (władzy) na rzecz ochrony bezpieczeństwa energetycznego. W szczególności uznaje się tu za właściwe zastąpienie polityki energetycznej nowoczesną doktryną energetyczną [Z5], powiązaną z odpowiednimi regulacjami rynkowymi.

To jest możliwe z uwagi na dokonującą się zmianę strukturalną (fundamentalną) relacji między rynkiem i bezpieczeństwem elektroenergetycznym. Fundamentem zachodzącej zmiany strukturalnej jest trójbiegunowy system bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Biegunami wchodzącymi w trójbiegunowym systemie w bardzo silne interakcje są: elektroenergetyka WEK, rosnący szybko w całej energetyce segment energetyki NI oraz energetyka EP. Nowa relacja między rynkiem i bezpieczeństwem elektroenergetycznym oznacza „przeniesienie” 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. Przestaje zatem działać system, w którym bezpieczeństwo energetyczne było wynikiem polityki energetycznej i działania korporacji, a rynek energii elektrycznej miał co najwyżej rolę wspomagającą. Zaczyna natomiast działać system, w którym konkurencja na rynku energii elektrycznej ma znaczenie podstawowe, a doktryna energetyczna i regulacje prawne, coraz słabsze, tworzą środowisko umożliwiające racjonalne działanie przedsiębiorcom (niezależnym inwestorom) i prosumentom (oraz odbiorcom energii elektrycznej).

Teza trzecia, dotycząca potrzeby upodmiotowienia się społeczeństwa, czyli przejęcia przez społeczeństwo dużej części odpowiedzialności za swoje bezpieczeństwo energetyczne, ma uzasadnienie w wielkim, wielowymiarowym potencjale energetyki EP. Jeden z tych wymiarów dotyczy zasobów kapitałowych ludności, które w Polsce ocenia się na około 1,2 mld PLN. Są to przy tym zasoby dotychczas bardzo słabo wykorzystane (w postaci lokat bardzo nisko oprocentowanych, a nawet wręcz w postaci gotówki). Z drugiej strony są one na obecnym etapie rozwoju technologicznego źródeł PV i inteligentnej infrastruktury (cyfryzacji nowej energetyki) całkowicie wystarczające do energetycznego upodmiotowienia społeczeństwa.

Wynika to choćby z zestawienia kilku liczb. Mianowicie, z jednej strony wartość zasobów mieszkaniowych w Polsce, to około 2,8 bln PLN, a roczna wartość rynku budowlanego, to około 190 mld PLN. Z drugiej strony roczna wartość rynku prosumenckich źródeł PV, zapewniająca całkowite wysycenie tego rynku (w tendencji: 12 mln źródeł budynkowych o mocy 3 kW każde)

w ciągu 25 lat kształtuje się poniżej 10 mld PLN. Oczywiście, jest wiele spraw do decyzji politycznych (np. związanych z *net meteringiem* jako substytutem opłaty dystrybucyjnej na rynku energii elektrycznej). Bezsprzeczne jest jednak to, że w ostatnich kilku latach upodmiotowienie energetyczne społeczeństwa stało się już tylko problemem mentalnościowym oraz przedmiotem działania grup interesów, natomiast na pewno nie jest to już problem technologiczny i ekonomiczny.

Dalsze blokowanie rozwoju energetyki prosumenckiej w segmencie ludnościowym rodzi ryzyko strukturalne. Oznacza ono w szczególności osłabienie tempa akumulacji kapitału inwestycyjnego oraz procesu tworzenia się klasy średniej w Polsce. Z drugiej strony oddaje bezpieczeństwo narodowe (w części związanej z bezpieczeństwem energetycznym) w ręce globalnych dostawców technologii i dóbr inwestycyjnych (wielkoskalowe bloki węglowe i jądrowe) oraz powoduje całkowite uzależnienie od globalnego kapitału inwestycyjnego (wartość rynku inwestycyjnego w horyzoncie 2035, to ponad 200 mld PLN).

W odniesieniu do tezy czwartej, mianowicie do egzogeniczności i endogeniczności, można z całą pewnością już stwierdzić, że II trajektoria rozwojowa energetyki jest trajektorią rozwoju endogenicznego (w odróżnieniu od rozwoju egzogenicznego na I trajektorii). To oznacza, że przebudowa energetyki w Polsce musi być traktowana w trójpoziomowej strategii gospodarczej i społecznej (kraj, województwo/region, gmina/powiat) jako siła sprawcza, wspomagająca rozwój każdego z tych poziomów, nie może natomiast na żadnym z nich być czynnikiem ryzyka rozwojowego. Rozwój endogeniczny oznacza wykorzystanie zasobów własnych, na każdym z poziomów, w szczególności bogactwa naturalnego w postaci odnawialnych zasobów energii, ale też zasobów ludzkich. Rozwój ten musi ponadto rozwiązywać żywotne problemy na danym poziomie. Powinien też pobudzać innowacyjność charakterystyczną (osiągalną) dla danego poziomu. W tym kontekście obszary wiejskie należy widzieć jako kolebkę przebudowy całej energetyki w Polsce [Z6] (i szansę na bardzo potrzebną modernizację tych obszarów oraz absolutnie niezbędną restrukturyzację rolnictwa). Z kolei budowa bezpieczeństwa energetycznego poprzez petryfikację energetyki WEK, czyli kontynuacja modelu endogenicznego charakterystycznego dla I trajektorii rozwojowej energetyki, z paliwami kopalnymi i technologiami wielkoskalowymi jako podstawą, oznacza współcześnie dla Polski model rozwoju postkolonialnego (oddanie rynku wewnętrznego zagranicznym dostawcom dóbr inwestycyjnych, uzależnienie od globalnego kapitału inwestycyjnego, zablokowanie wykorzystania zasobów lokalnych i pojawiającego się potencjału innowacyjności).

### **Z3. Wstęp do koncepcji nowego rynku energii elektrycznej w kontekście historycznych (na świecie) rozwiązań i współczesnych (polskich) potrzeb, w szczególności w kontekście koniecznej przebudowy systemu operatorskiego**

***Punkt wyjścia – kolejne etapy konkurencji na rynku energii elektrycznej.*** Nowy rynek energii elektrycznej trzeba traktować jako trzeci etap konkurencji na tym rynku. Jest przy tym już oczywiste, że znaczenie trzeciego etapu znaczenie przewyższy znaczenie dwóch pierwszych etapów, chociaż te miały wagę historyczną.

Pierwszy etap, zapoczątkowany ustawą PURPA, to było pobudzenie konkurencji jedynie w wytwarzaniu energii elektrycznej. Z drugiej strony, opór amerykańskich *utilities* przeciwko ustawie był tak silny, że jej wdrażanie w życie trwało w USA aż cztery lata (były to lata 1978-1982). Podstawą konkurencji zapoczątkowanej przez ustawę PURPA była zasada kosztów unikniętych

zastosowana w ekonomice źródeł kogeneracyjnych na rynku *single buyer* i wejście do gry inwestorów NI [Z2].

Drugi historyczny etap konkurencji na rynku energii elektrycznej był związany z ustawowym wejściem do praktyki zasady TPA; było to ponad 20 lat temu, najpierw w Wielkiej Brytanii (ustawa *Electricity Act*, 1990), a następnie w USA (ustawa *Energy Act*, 1992). Ten etap polegał na otwarciu rynku energii elektrycznej dla odbiorców, ale przy zachowaniu całkowitego monopolu systemowo-sieciowego (obejmującego: usługi sieciowe – całą strukturę sieciową: od sieci przesyłowych do rozdzielczych nN – oraz scentralizowane, na poziomie operatora OSP, usługi systemowe, w tym rynek bilansujący) [Z2].

Trzeci etap oznacza przejście do cenotwórstwa czasu rzeczywistego (CCR) [Z7]. Rynek CCR ma fundamentalne uzasadnienie we współczesnych uwarunkowaniach obejmujących postęp techniczny/technologiczny, nową ekonomię i przede wszystkim zmiany społeczne (zmieniająca się struktura preferencji społeczeństwa i zarazem nowa struktura kompetencyjna). Rozwój inteligentnej infrastruktury (*Advanced Metering Infrastructure* – AMI, *smart grid*, *Internet of Things* – IoT), ale także gwałtowny wzrost zastosowań energoelektroniki (przekształtników energoelektronicznych) w energetyce prosumenckiej (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.

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 środowisko regulacyjno-bilansujące rynku energii elektrycznej zmienia się w sposób przełomowy. Nawiązując do tab. W1 wskazuje się tu trzy nowe segmenty tego środowiska: 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”) umożliwiającą funkcjonowanie rynku CCR.

***Cztery bariery na obecnym rynku grup interesów, które muszą być przezwyciężone przez nowy rynek energii elektrycznej.*** Chociaż koncepcja nowego rynku musi być dalekosiężna (horyzont



2025), to jednak musi też być bardzo silnie zakotwiczona w najbardziej aktualnych (czterech) problemach, wymagających rozwiązania.

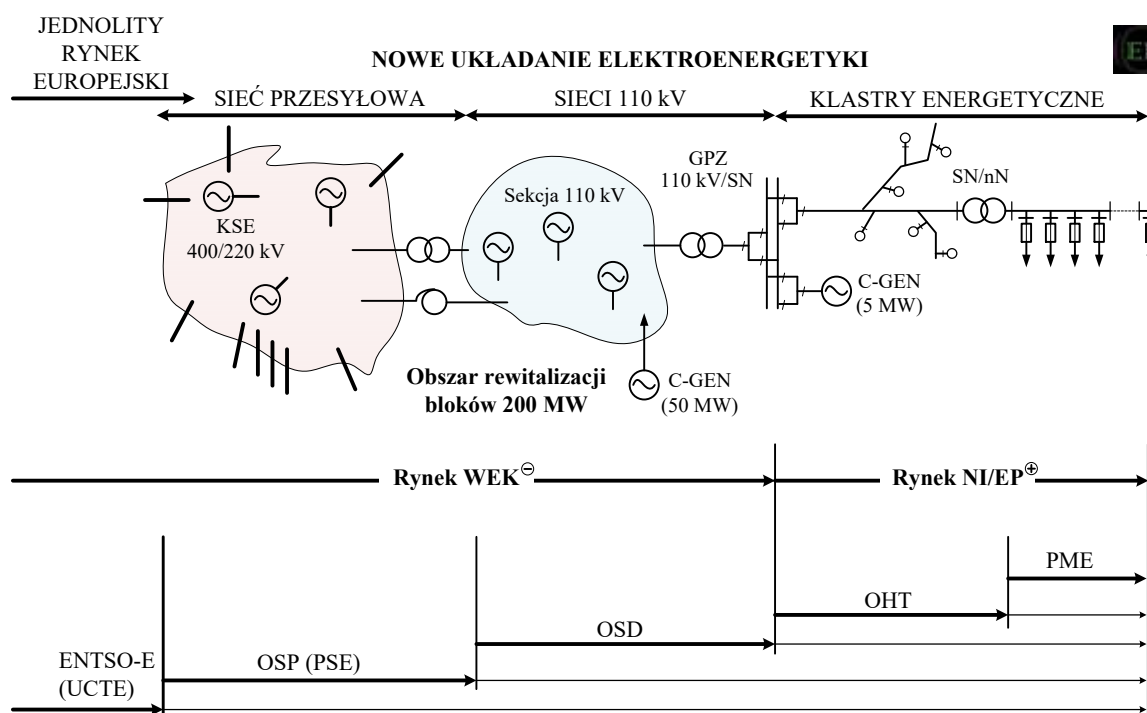
1. Pierwszym jest rynek mocy, o który walczą wytwórcy; taki rynek jest największym zagrożeniem dla przebudowy elektroenergetyki, a z drugiej strony jest obciążony bardzo wielkim ryzykiem przyszłych *stranded costs*.
2. Drugim są inwestycje w „inteligentne” liczniki, które realizują operatorzy OSD, i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

**Potrzeba przebudowy systemu operatorskiego elektroenergetyki WEK.** Warunkiem przejścia, ogólnie na świecie, do nowego etapu (po wyczerpaniu się potencjału zasady TPA) konkurencji na rynku energii elektrycznej, jako efektywnej gwarancji bezpieczeństwa elektroenergetycznego w systemie trójbiegunowym, jest przebudowa usług systemowo-sieciowych energetyki WEK, czyli przebudowa systemu operatorskiego elektroenergetyki. Do ilustracji koniecznych zmian w tym zakresie wykorzystano na rys. W2 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 odnośnie potrzeby nowego podziału kompetencji w 5-segmentowym systemie operatorskim w UE (obejmującym sieć powiązań transgranicznych na jednym biegunie i prosumencki *self dispatching na drugim biegunie*), a 4-segmentowym systemie 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 zmywy 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>).



Opracowany przez:  
J. Popczyk, M.Fice

**Rys. Z2. Łańcuch 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) [Z8] 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.

## **Z5. Cenotwórstwo czasu rzeczywistego**

Dojście do rynku CCR w horyzoncie 2025 jest możliwe w formie przejściowego rynku IREE (interaktywny rynek energii elektrycznej), funkcjonującego w środowisku strategicznym (politycznym) określonym przez (postulowaną) doktrynę energetyczną [Z5], powiązaną ściśle z trójbiegunowym systemem bezpieczeństwa elektroenergetycznego. Zgodnie z tą doktryną rynek energii elektrycznej, rozwijający się po 2020 roku bez nowych systemów wsparcia, stanowi fundament bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski. Rynek IREE, jako fundament bezpieczeństwa elektroenergetycznego, stanowi w dynamicznej koncepcji nowego rynku energii elektrycznej mapę drogową dochodzenia do rynku CCR (mapa drogową rynku CCR 2025).

Proponowana koncepcja rynku energii elektrycznej, stanowiąca rozwinięcie koncepcji [Z7] ma generalnie charakter „nadążny” względem koncepcji rozwijanych w USA czy też w Niemczech (a nawet względem realizowanej już w tych krajach praktyce). Z drugiej natomiast strony jest to koncepcja radykalna względem polskich działań związanych np. z dążeniem do wdrożenia rynku mocy wytwórców [Z9]. Trzeba przy tym wziąć pod uwagę fakt, że rządowa propozycja rynku mocy wytwórców jest tylko kontynuacją psucia rynku energii elektrycznej postępującego w Polsce wraz z recentralizacją elektroenergetyki WEK, zapoczątkowaną w 2000 roku, która przekreśliła szanse na realizację wcześniejszych koncepcji konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w elektroenergetyce zdecentralizowanej [Z10], wychodzących naprzeciw obecnym globalnym trendom.

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

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

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

2. Drugim filarem jest 5-minutowy okres transakcyjny (**105120 okresów bilansowych dla każdego odbiorcy na rynku**) jako środowisko dla stosowania mechanizmu DSM/DSR, taryfy TD i (w tendencji) cenotwórstwa CCR. Ponieważ okres transakcyjny nie jest na rynku energii elektrycznej żadną wielkością fundamentalną, to czas jego trwania jest zawsze sprawą umowną. Oczywiście, czas ten jest wynikiem złożonych uwarunkowań i licznych kompromisów, i jako taki musi być szczegółowo zweryfikowany. Przy tym podkreśla się, że wprowadzenie 5-minutowego okresu transakcyjnego byłoby racjonalnym wykorzystaniem potencjału tworzonego w ramach programu AMI realizowanego przez dystrybutorów OSD. Ponadto podkreśla się, że zaproponowany okres 5-minutowy jest z jednej strony dobrze uwarunkowany zdolnościami obliczeniowymi możliwej już do zastosowania infrastruktury pomiarowej oraz przetwarzania i przesyłania danych. Z drugiej strony granica tego okresu (czas 5 minut) jest strefą silnej konwergencji regulacji mocy (obecnie *semi*/ułamny rynek usług systemowych operatora OSP) i bilansowania energii (konkurencyjny rynek energii). Mianowicie, w energetyce WEK czasy poniżej 5 minut, to strefa regulacji wtórnej KSE. W energetyce NE i EP jest to strefa rogu obfitości (zróżnicowanych) bardzo szybkich zasobów regulacyjnych/bilansujących.
3. Trzecim filarem jest uzmienniona „czysta” (czyli bez usług systemowych) **nowa opłata sieciowa**, płacona przez odbiorców i/lub wytwórców. (Obecnie opłaty przesyłowe, za korzystanie z sieci przesyłowych i rozdzielczych, są płacone tylko przez odbiorców. Jednak podkreśla się, że w ramach strukturalnej reformy elektroenergetyki, która została zrealizowana w pierwszej połowie lat 90. XX wieku, była już stosowana opłata przesyłowa, za korzystanie z sieci przesyłowych, dzielona w proporcji 20/80, a następnie 50/50 odpowiednio między wytwórców i – wówczas – spółki dystrybucyjne. Zaawansowane były także przygotowania do wdrożenia zróżnicowanych na terenie kraju taryf dla odbiorców końcowych –, taryf zapewniających pokrycie rzeczywistych kosztów, czyli taryf ze stawkami określanymi w ramach indywidualnych kalkulacji poszczególnych spółek dystrybucyjnych, wówczas były to 33 spółki). W nowej opłacie sieciowej „nośnikiem” kosztów sieciowych – stałych (kapitałowych i eksploatacyjnych) oraz zmiennych (związanych z sieciowymi stratami energii) – jest moc 5-minutowa (moc odbiorcy, wytwórcy). W opłacie sieciowej uwzględnia się upust związany z niedostarczoną przez operatora energią elektryczną (zakłócenia i awarie pojedynczych układów zasilających, rozległe awarie sieciowe); upust oblicza się na podstawie referencyjnego profilu zakupu energii elektrycznej przez odbiorcę oraz obowiązującego (określonego np. przez URE) kosztu jednostkowego niedostarczonej energii elektrycznej. Zaproponowana nowa opłata sieciowa ma właściwości innowacji przełomowej, w szczególności jest odpowiednia dla kształtowania IoT na rynku energii elektrycznej nasyconym źródłami OZE.
4. Czwarty filar to **net metering mocy niezbilansowanej** między prosumentem i operatorem sieciowym w każdym 5-minutowym okresie transakcyjnym. To rozwiązanie (możliwe do szczegółowego ukształtowania na bardzo różne sposoby) jest kluczowe dla prosumentów. W szczególności ma ono wielką siłę rynkową, która może być wykorzystana na rzecz decentralizacji usług systemowych. Masowe włączenie prosumentów do konkurencji na rynku usług systemowych należy traktować w kategoriach innowacji przełomowej, podobnie jak nową

opłatę sieciową, bo przełamuje ono najsilniejszą, techniczną barierę zmian w elektroenergetyce. Podkreśla się, że *net metering* funkcjonuje w większości stanów USA, gdzie jest zresztą obecnie przyczyną licznych konfliktów – tu uznawanych za nieuchronne w procesie radykalnej przebudowy energetyki – związanych między innymi z szokowym wzrostem segmentu budynkowych źródeł PV z jednej strony, a z drugiej – próbami *utilities* zmierzającymi do tworzenia rynku wielkich źródeł PV; przykład – konflikt „Musk-Buffer” w stanie Nevada. W Polsce mechanizm po raz pierwszy został zastosowany w ustawie OZE [Z11]. Przy tym przedstawia się go tu jako bardzo efektywny i bardzo prosty mechanizm, a zatem mający potencjalnie dużą siłę działania.

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

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

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

$RM(W)$  – rynek mocy wytwórców.

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

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

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

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

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

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

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

$TD$  – taryfa dynamiczna.

$NM(5)$  – net metering 5-minutowy.

$CCR$  – cenotwórstwo czasu rzeczywistego.

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

**Cenotwórstwo opłaty sieciowej (wraz z jej kalibrowaniem).** Uzmiennienie opłaty sieciowej, jej dzielenie między wytwórców i odbiorców, wyłączenie z opłaty sieciowej składnika w postaci kosztów usług systemowych, a z drugiej strony włączenie kosztów niedostarczonej energii, są zadaniami wymagającymi wielkiego nakładu prac na modele i obliczenia. Symulator hybrydowy, za pomocą którego zadania te są realizowane w CEP, jest symulatorem wykorzystującym środowisko programistyczne *LabVIEW* [Z12]. W symulatorze stosuje się w dużym stopniu heurystyczną

technikę naśladowania technik opracowywania obecnych taryf dystrybucyjnych przez operatorów OSD.

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

**Zakończenie do p. Z5.** Uwzględniając dostępne technologie w obszarze inteligentnej infrastruktury, stawia się tezę, że zaproponowana struktura rynku jest realistyczna, zwiększa bezpieczeństwo energetyczne całej gospodarki i prosumentów indywidualnie, a przy tym rozszerza znacznie konkurencję. Środowiskiem właściwym do funkcjonowania zaproponowanych filarów jest interaktywne środowisko WEK-NI-EP (trójbiegunowy system bezpieczeństwa energetycznego). Siłą sprawczą wzrostu konkurencji są: innowacyjność przełomowa energetyki NI oraz partycypacja prosumencka, które razem są w gruncie rzeczy całkowicie nowym rodzajem konkurencji na rynku energii elektrycznej, albo lepiej: **nowym rodzajem rynku energii** elektrycznej.

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

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

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

## **Z.6. Rynki regulacyjno-bilansujące NI/EP<sup>⊕</sup> na infrastrukturze sieciowej SN/nN vs rynek energii WEK<sup>⊖</sup> na infrastrukturze sieciowej NN/110 kV**

Poprzez modyfikację ogólnego modelu rynku MIREE [Z7] można tworzyć w procesie przejściowym (w horyzoncie 2025) zbiór nowych modeli rynków energii elektrycznej, jako odpowiedzi na dynamiczne zmiany uwarunkowań. Za najważniejszą klasę nowych modeli uznaje się tu modele rynków regulacyjno-bilansujących NI/EP<sup>⊕</sup> na infrastrukturze sieciowej SN/nN, z wykorzystaniem *net meteringu* jako mechanizmu zastępującego obecne opłaty systemowo-sieciowe. Drogę do takich modeli otworzyła ustawa OZE [Z11], mianowicie poprzez wprowadzenie prosumenckiego *net*

*meteringu* (na razie tylko takiego) oraz rozwiązań w postaci klastrów energii i spółdzielni energetycznych.

***Net metering i self dispatching – osłona kontrolna (bilansująco-regulacyjna).*** Już obecne doświadczenia – zwłaszcza amerykańskie (USA) – podpowiadają, że narzędziami/mechanizmami, które umożliwią (przyspieszą) tworzenie modeli rynków regulacyjno-bilansujących NI/EP<sup>⊕</sup> na infrastrukturze sieciowej SN/nN 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 w odniesieniu do źródeł prosumenckich o mocy do 40 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” [Z6]. 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).

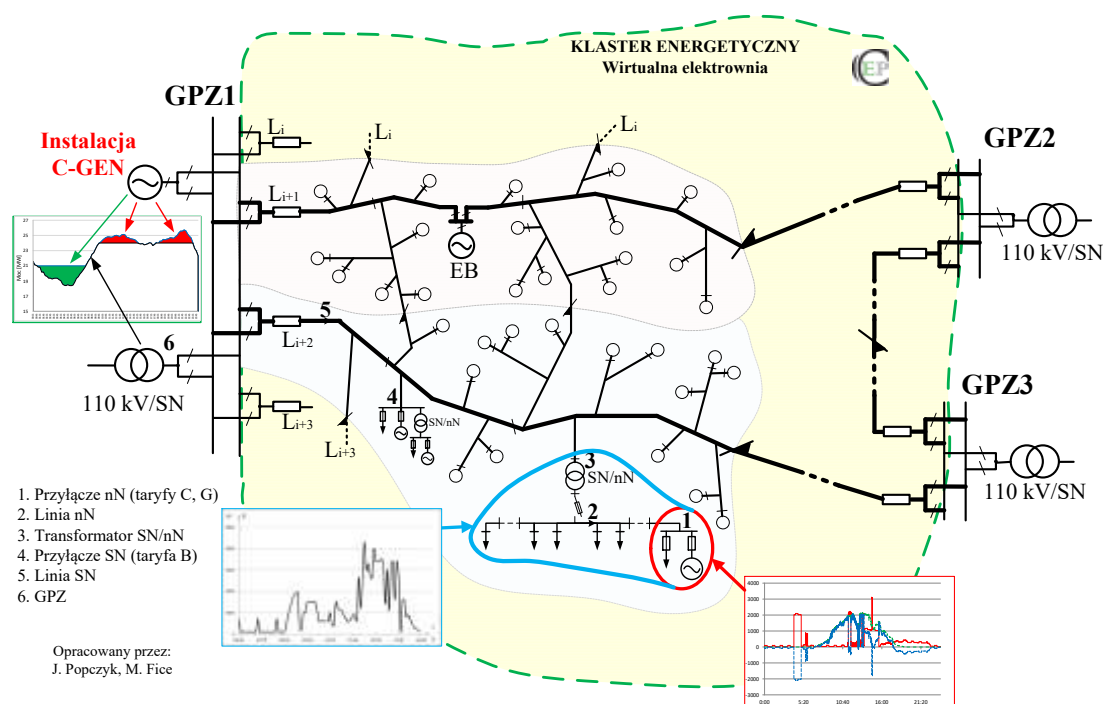
Drugim kluczowym rozwiązaniem/mechanizmem jest (prosumencki, przede wszystkim) *self dispatching* [Z6]. W tym wypadku chodzi znowu o rynkową alokację zasobów, mianowicie o ekonomiczne, realizowane za pomocą konkurencji, przemieszczanie usług systemowych, łącznie z regulacyjnymi, z poziomu operatora przesyłowego 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. W1. Na pewno poziom rozwoju technologii w tych dwóch segmentach

umożliwia 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, sprowadzającej 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).

**Potencjalna przełomowa innowacja w modelu rynku energii elektrycznej w Polsce.** Strategiczna analiza sytuacji w polskiej elektroenergetyce, a także wyniki zupełnie wstępnych badań (przedstawione w [Z6] i [Z12]) prowadzą do bardzo ważnej roboczej hipotezy. Mianowicie, budowa rynku CCR będzie prowadzić nieuchronnie do nowej fundamentalnej segmentacji rynku energii elektrycznej. W wyniku ukształtują się dwa segmenty: segment „rynków regulacyjno-bilansujących NI/EP<sup>⊕</sup> na infrastrukturze sieciowej SN/nN” oraz „rynek energii WEK<sup>⊖</sup> na infrastrukturze sieciowej NN/110 kV”; przyjęte pełne nazwy segmentów traktuje się tu jako ich nazwy opisowe. Dalej stosuje się nazwy skrócone: rynki/rynek NI/EP<sup>⊕</sup> oraz rynek WEK<sup>⊖</sup>. Segment rynków NI/EP<sup>⊕</sup> jest oczywiście segmentem rynków „wschodzących”. Rynek WEK<sup>⊖</sup> jest natomiast rynkiem „schodzącym”.

Przykładem rynku NI/EP<sup>⊕</sup> jest rynek reprezentatywnego klastra KE [Z6], rys. Z3. Osłona kontrolna tego klastra przechodzi przez pola liniowe SN w trzech GPZ-ach. Oczywiście, osłony kontrolne rzeczywistych klastrów KE będą znacznie bardziej skomplikowane.



**Rys. Z3. 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

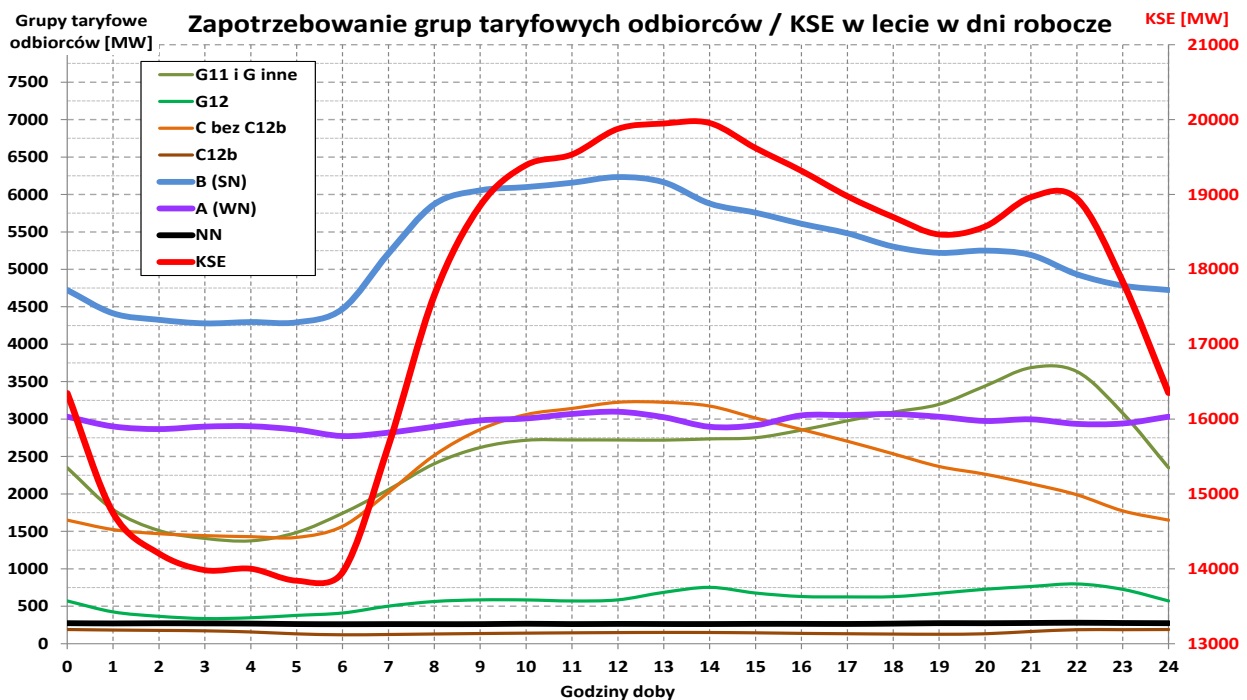


i parlament) prawa do stosowania taryf dynamicznych na energię oraz dobrego wykorzystania współczynnika WNMW, stanowiącego ekwiwalent opłaty dystrybucyjnej (sprawa taryfowania współczynnika WNMW, pod nadzorem URE, musi oczywiście pozostać w gestii operatorów OSD).

W tendencji (horyzont 2040 [Z6]) 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  $WNM_{KE}$ . 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).

Poza klastrami KE istnieje wielki potencjał rynków NI/EP<sup>⊕</sup>, takich jak spółdzielnia energetyczna (zdefiniowana, na razie wstępnie, w ustawie OZE [Z11]), elektrownia wirtualna (zdefiniowana, również wstępnie, w [Z7]), i innych. Osłona kontrolna każdego takiego rzeczywistego rynku będzie plastrzem „dziurawego” sera.



Rys. Z4. Profile dobowe zapotrzebowania grup (taryfowych) odbiorców (źródło: PSE)

Oślona kontrolna rozdzielająca w KSE rynek WEK<sup>⊖</sup> i rynki NI/EP<sup>⊕</sup> przechodzi przez wyłączniki SN w polach transformatorowych w GPZ-ach zasilających sieci SN/nN (około 1400 GPZ-ów, zapotrzebowanie wynoszące około 75% całego krajowego zapotrzebowania) oraz w polach transformatorowych 110 kV stacji zasilających wielkich odbiorców przemysłowych (około 25% krajowego zapotrzebowania, 370 odbiorców). Na rysunku Z.4 pokazano profile dobowe zapotrzebowania grup (taryfowych) odbiorców odpowiadające tej osłonie. Ich analiza powinna być podstawą modelowania rozwiązań rynkowych zapewniających „przeniesienie” zdolności regulacyjno-bilansujących z poziomu operatora OSP na poziom rynków NI/EP<sup>⊕</sup>.

Wstępna analiza w tym zakresie prowadzi do bardzo ważnych wniosków praktycznych dla Polski. W szczególności są to następujące wnioski, dotyczące strategicznego „zarządzania” przebudową (transformacją) rynku WEK<sup>⊖</sup> w rynki NI/EP<sup>⊕</sup>.

1. Nie ma w KSE przestrzeni dla inwestycji w nowe bloki węglowe. Bloki węglowe istniejące i w budowie wystarczają z nadmiarem do pełnej ochrony bezpieczeństwa elektroenergetycznego w horyzoncie 2050. Wynika to z bilansu zapotrzebowania i bilansu zasobów wytwórczych bloków węglowych.
2. Roczne zapotrzebowanie mocy elektrycznej w podstawie wynosi w KSE około 11 GW. Odpowiada temu roczne zużycie energii elektrycznej w podstawie wynoszące około 96 TWh, czyli prawie 80% całkowitego zapotrzebowania odbiorców (122 TWh). Zapotrzebowanie energii elektrycznej w podstawie tworzy maksymalne zapotrzebowanie na produkcję z bloków węglowych, uwarunkowane względami ekonomicznymi. Zgodnie z tab. Z2 w horyzoncie 2050 łączne zapotrzebowanie na energię elektryczną (ekwiwalentne względem wszystkich obecnych rynków końcowych – energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych – będzie wynosić 175 TWh. Zapotrzebowanie w podstawie (zresztą także ekwiwalentne zapotrzebowanie, to które tu zostało określone jako 175 TWh) będzie się kształtować dynamicznie w długim procesie

interakcji rynkowych, stosownie do rozwoju technologii źródeł OZE, kondycji ekonomicznej Polski i zmian stylu życia społeczeństwa).

3. Rewitalizacja 30 bloków 200 MW (wydłużenie ресурсu technicznego bloku o 150 tys. godzin) w okresie do 2030 roku zapewnia skumulowane zasoby wytwórcze w horyzoncie 2055 rzędu 900 TWh. Zasoby wytwórcze bloków węglowych w budowie (4 bloki klasy 1000 MW każdy, ресурс techniczny bloku, z uwzględnieniem potencjalnej rewitalizacji, 350 tys. godzin), to skumulowane zasoby około 1400 TWh w horyzoncie 2060. Skumulowane, jeszcze istniejące, zasoby wytwórcze nowych bloków węglowych, oddanych do eksploatacji w okresie ostatnich 8 lat (z uwzględnieniem potencjalnej ich rewitalizacji), to około 500 TWh w horyzoncie 2040. Razem, na potencjalne skumulowane zasoby wytwórcze na rynku WEK<sup>⊖</sup> składają się (tylko w trzech wymienionych grupach bloków): 12 tys. MW mocy zainstalowanej (około 10 tys. MW mocy dyspozycyjnej), osiągalna roczna produkcja energii elektrycznej wynosząca około 85 TWh, całkowite skumulowane zasoby produkcyjne około 2800 TWh, do wykorzystania w horyzoncie 2060 (inną sprawą jest zapewnienie dostaw węgla do bloków w horyzoncie 2040, zwłaszcza brunatnego do bloków Pątnów 460 MW i Bełchatów 860 MW). Wykorzystanie tych zasobów, obciążonych dużym względnym śladem węglowym, jest potencjalnie możliwe w ramach marginesu (do 20%), który uwzględnia obecna unijna klimatyczno-energetyczna mapa drogowa 2050.
4. Priorytetem inwestycyjnym w segmencie OZE, w kontekście ochrony bezpieczeństwa elektroenergetycznego Polski do 2020 roku, jest zainstalowanie na rynkach NI/EP<sup>⊕</sup> w energetyce EP (przez prosumentów) źródeł PV o łącznej mocy 2 tys. MW (moc jednostkowa źródła – źródło budynkowe do 40 kW). Realizację tego priorytetu należy zapewnić za pomocą *net meteringu* (jego konstrukcja i kalibracja są sprawą otwartą, w stosunku do rozwiązań wprowadzonych przez ustawę OZE).
5. Drugim programem inwestycyjnym OZE, do zrealizowania w horyzoncie 2025, jest zainstalowanie na rynkach NI/EP<sup>+</sup> źródeł  $\mu$ EB regulacyjno-bilansujących o łącznej mocy 1 tys. MW (moc jednostkowa źródła 10-40 kW) w energetyce EP/NI (przez prosumentów produkujących duże nadwyżki energii w stosunku do potrzeb własnych). Realizację programu należy zapewnić za pomocą *net meteringu* na osłonach kontrolnych spółdzielni energetycznych obejmujących stacje transformatorowe SN/nN zasilające linie nN (regulacje dotyczące spółdzielni energetycznych zapisane w ustawie OZE powinny być zmodyfikowane; konstrukcja i kalibracja *net meteringu* na osłonie kontrolnej spółdzielni energetycznej muszą być opracowane od podstaw).
6. Trzecim programem inwestycyjnym OZE, do zrealizowania w horyzoncie 2030, jest zainstalowanie na rynkach NI/EP<sup>+</sup> elektrowni EB regulacyjno-bilansujących o łącznej mocy 3 tys. MW (moc jednostkowa źródła 0,5-1 MW) w energetyce NI (przez niezależnych inwestorów). Realizację programu należy zapewnić za pomocą aukcji, a także za pomocą *net meteringu* na osłonach kontrolnych klastrów energii funkcjonujących na infrastrukturze sieciowej SN/nN (regulacje dotyczące klastrów energii zapisane w ustawie OZE powinny być zmodyfikowane; konstrukcja i kalibracja *net meteringu* na osłonie kontrolnej klastra energii muszą być opracowane od podstaw).
7. Czwartym programem inwestycyjnym OZE, do zrealizowania w horyzoncie 2035, jest zainstalowanie na rynkach NI/EP<sup>⊕</sup> elektrowni EW o łącznej mocy 2 tys. MW (moc jednostkowa źródła 2-3 MW) w energetyce NI (przez niezależnych inwestorów). Realizację programu należy

zapewnić, tak jak w wypadku programu trzeciego, za pomocą aukcji (stosowanych nie dłużej niż w horyzoncie 2025), a także za pomocą *net meteringu* na osłonach kontrolnych klastrów energii funkcjonujących na infrastrukturze sieciowej SN/nN (ustawowe regulacje odległościowe dotyczące elektrowni wiatrowych muszą być zmodyfikowane; regulacje dotyczące klastrów energii zapisane w ustawie OZE powinny być zmodyfikowane; konstrukcja i kalibracja *net meteringu* na osłonie kontrolnej klastra energii muszą być opracowane od podstaw).

8. Ważnym programem rozwojowym, który musi być realizowany równolegle z programami inwestycyjnymi OZE, p. 4 do 8, jest program integracji gospodarki odpadami z rynkami energii elektrycznej NI/EP<sup>⊕</sup>. Potencjał tej integracji, jest związany z zasobami „substratów” pochodzących z gospodarki odpadami, możliwych do wykorzystania w technologiach o dużym efekcie synergicznym. Jedną z tych technologii jest polska technologia C-GEN (nazwa własna). Jest to przy tym technologia wymagająca dopiero komercjalizacji (komercjalizacja jest osiągalna do 2020 roku). Wstępne oszacowania wskazują, że osiągalna (w horyzoncie 2030) roczna produkcja energii elektrycznej powiązana z gospodarką odpadami, to około 3 TWh.
9. Programem restrukturyzacyjnym o dużej wadze są dwa wielkie transfery paliwowe: gazu ziemnego oraz paliw transportowych na rynki energii elektrycznej NI/EP<sup>⊕</sup> [Z5]. Transfery te będą się dokonywać wraz z elektryfikacją ciepłownictwa i transportu, i wraz z integracją gospodarki odpadami z rynkami NI/EP<sup>⊕</sup> [Z13], [Z14]. Potencjał pierwszego z tych transferów, to roczna produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego około 60 TWh. Z tego 40 TWh, to potencjał transferu gazu ziemnego z rynku produkcji ciepła w kotłach gazowych oraz z rynku kogeneracji gazowej, w tym w źródłach *combi*, na rynku WEK<sup>⊖</sup>. Dodatkowe 20 TWh, to transfer gazu ziemnego z rynku jego zastosowań procesowych w przemyśle chemicznym, w szczególności nawozów sztucznych. Ten transfer będzie możliwy, jeśli produkcja mocznika z gazu ziemnego w przemyśle chemicznym zostanie zastąpiona produkcją mocznika w instalacjach energetyczno-utylicacyjnych, których przykładem jest technologia C-GEN (ale także inne, podobne, synergiczne technologie). Drugi transfer na rynki NI/EP<sup>⊕</sup>, związany z produkcją energii elektrycznej z paliw transportowych, jest możliwy dzięki mikro-źródłom wytórczym, napędzanym między innymi silnikami dieslowskimi o sprawności około 45%; są to źródła o dużych możliwościach regulacyjno-bilansujących. Potencjał rocznej produkcji z energii elektrycznej związanej z drugim transferem, to około 90 TWh. Realizację programu restrukturyzacyjnego (dwóch transferów paliwowych) należy umożliwić za pomocą *net meteringu* na osłonach kontrolnych klastrów energetycznych, spółdzielni energetycznych, elektrowni wirtualnych i innych rozwiązań organizacyjno-technologicznych funkcjonujących na infrastrukturze sieciowej SN/nN; do realizacji programu mogą być wykorzystane także aukcje (jednak w okresie nie dłuższym niż do 2025 roku).
10. Wykorzystanie *net meteringu* i rozwiązań takich jak klastry energetyczne, spółdzielnie energetyczne, elektrownie wirtualne do wspomagania realizacji poszczególnych programów (bez dotacji, natomiast w ramach ekonomicznie uzasadnionej restrukturyzacji rynku WEK<sup>⊖</sup>) jest ściśle związane z nową rolą sieci elektroenergetycznych na rynkach NI/EP<sup>⊕</sup>. Z technicznego punktu widzenia, sieci elektroenergetyczne na tych rynkach będą się zmieniały z sieci otwartych (jednostronnie zasilanych) w zwarte sieci zamknięte, z bardzo dużą liczbą przyłączonych źródeł nasyconych energoelektroniką, o właściwościach elektromagnetycznych (elektrodynamicznych)

całkowicie różnych od właściwości dotychczasowych źródeł wytwórczych WEK. To będzie pociągać za sobą zmiany metod obliczeniowych w projektowaniu i w eksploatacji tych sieci, ale przede wszystkim zmianę zakresu ich wyposażenia w aparaturę łączeniową i w automatykę zabezpieczeniową. Wszystkie te zmiany (ich zapoczątkowanie jest konieczne od zaraz) przyspieszą bardzo cyfryzację sieci elektroenergetycznych na rynkach NI/EP<sup>⊕</sup>. Drugi obszar zmian w podejściu do roli sieci elektroenergetycznych na rynkach NI/EP<sup>⊕</sup>, to ekonomika, związana z opłatami przesyłowymi. Punktem wyjścia do analizy potencjału tych zmian jest struktura ceny energii elektrycznej dla najbardziej licznego segmentu odbiorców, mianowicie, ludnościowego (taryfa G), czyli odbiorców o najmniejszym zużyciu energii elektrycznej. Wartości poszczególnych składników w łańcuchu taryfowym G (przeciętne dla kraju) są następujące, w PLN/MWh: zakup energii elektrycznej od wytwórców – 182, wartość praw majątkowych związanych ze wspieraniem OZEE – 23, wartość praw majątkowych związanych ze wspieraniem kogeneracji wykorzystującej metan kopalniany – 0,5, wartość praw majątkowych związanych ze wspieraniem efektywności energetycznej -2,5, podatek akcyzowy – 20, koszty własne i marża sprzedawców – 53, opłata jakościowa OSP – 8,5, opłata przejściowa KDT – 5,0, koszty OSP (opłata stała i zmienna) – 29, koszty OSD (opłata stała i zmienna) – 184, podatek VAT – 116 (razem 624 PLN/MWh). Przedstawiona struktura wskazuje jednoznacznie na monopolistyczno-polityczny charakter struktury ceny energii elektrycznej, blokujący rozwój konkurencji. *Net metering* ma potencjalną siłę przełamania tego ograniczenia.

## Z7. Przegląd strategicznych danych – Polska kontra reszta świata (przynajmniej na razie)

Zmiana trajektorii rozwojowej energetyki na świecie jest kluczem do wyzwolenia się Polski, po raz pierwszy w historii, z modelu rozwoju naśladowczego. Jednak wykorzystanie tej szansy jest coraz mniej prawdopodobne, bo świat szybko przekracza kolejne punkty krytyczne w procesie zmiany I trajektorii rozwojowej na II trajektorię. Poniżej (p. 2-4, i kolejne) przedstawia się charakterystyczne argumenty (wynikające z analizy sytuacji w Grupie E7) na rzecz postawionej roboczej hipotezy. Bazę do sformułowania argumentów stanowią oczywiście Wprowadzenie i Części 1-3 Raportu. Poniżej rozszerza się jednak środowisko stanowiące podstawę do przeprowadzenia porównania sytuacji w Polsce i na świecie o dodatkowe, charakterystyczne aspekty, obrazujące przede wszystkim dynamikę zdarzeń. Lista argumentów/aspektów jest następująca.

1. O intensywności zdarzeń i ich wadze można na pewno wnioskować na podstawie trzech bardzo różnych, ale bez wątpienia głęboko strategicznie ze sobą powiązanych, wydarzeń z połowy 2016 roku. Otóż **USA i Chiny** są już po ratyfikacji układu z Paryża, czyli w polityce energetyczno-klimatycznej wyszły przed UE (w której Polska jako jedyna chce realizować bezpieczeństwo elektroenergetyczne za pomocą energetyki węglowej). **Wielka Brytania** jest z kolei już po Brexicie, czyli można oczekiwać zmiany brytyjskiej polityki energetycznej. Na razie nie dotyczy to jednak Elektrowni Hinkley Point C (dwa bloki, 1600 MW każdy). Oczywiście, to że nowy rząd brytyjski wyraził zgodę (po wahaniach) na realizację inwestycji przez konsorcjum państwowych, zagranicznych (francusko-chińskich), inwestorów nie oznacza wcale, że projekt ten zostanie zrealizowany; raczej dołączy on do dwóch „pokrewnych” projektów – *Olkiluoto* w Finlandii i *Flamanville* we Francji – będących w Europie w realizacji od 2005 roku, ciągle bez sukcesu. Z drugiej strony, budowa tej elektrowni, będąca kwintesencją polityki energetycznej brytyjskiego rządu przed Brexitem, będzie musiała być od tej pory w znacznie większym stopniu

niż dotychczas rozpatrywana przez rząd i parlament Wielkiej Brytanii w kategoriach bezpieczeństwa narodowego [Z15]. Czyli będą musiały być brane pod uwagę takie fakty jak to, że technologia i urządzenia dla elektrowni są francuskie, większościowy kapitał inwestycyjny (w całości wynoszący 18 mld £) jest francusko-chiński, operatorem elektrowni będzie operator francuski, ceny (kontrakt różnicowy na 35 lat z cenami 92,5 £/MWh, gwarantowanymi przez rząd brytyjski) będą 2-krotnie wyższe niż na bieżącym rynku hurtowym. Trzecim wydarzeniem jest komunikat firmy **IKEA**, która ogłosiła już, że wchodzi w Polsce (w 2017 roku) w prosumencki biznes PV. Te trzy wydarzenia pokazują, że poziom decyzji politycznych (pierwsze wydarzenie), polityczno-gospodarczych (wydarzenie drugie) i biznesowych-mikroekonomicznych (wydarzenie trzecie) konsolidują się w jednorodne globalne środowisko rozwojowe energetyki: ze źródłami OZE, ale w tendencji bez energetyki węglowej, i z energetyką jądrową (znaną w dotychczasowej postaci) jako tematem "zastępczym", jednak mającym ciągle wielką siłę destrukcyjną.

2. Dynamika inwestycji w źródła OZE, i w inne segmenty nowej energetyki, Wprowadzenie (W5), osiągnęła poziom, który zamknie na świecie pierwszy spośród trzech charakterystycznych stanów/etapów nierównowagi. Pierwszy, jeszcze trwający, to etap rozwoju komercyjnego źródeł OZE prowadzący do takich ich możliwości rynkowych, które umożliwiają pokrycie za pomocą inwestycji w te źródła globalnych przyrostów zapotrzebowania na energię elektryczną, czyli umożliwiają przejście przez źródła OZE części **rozwojowej** globalnego rynku energii elektrycznej. W drugim etapie inwestycje w źródła OZE będą stopniowo wypierać, aż do całkowitego wyparcia w skali globalnej, **odtworzeniowe** inwestycje wytwórcze na rynku energii elektrycznej realizowane w technologiach I trajektorii rozwojowej, w szczególności w technologiach węglowych, ale także w technologiach jądrowych (w dotychczasowej postaci); w mniejszej skali – ale mimo wszystko w wielu krajach, zwłaszcza europejskich – ten etap już trwa. Trzecim etapem będzie wytworzenie przez inwestycje OZE na dużą skalę **kosztów osieroconych** (*stranded costs*) w segmencie niezamortyzowanych inwestycji I trajektorii (źródłem tych kosztów będą kolejno bloki wytwórcze jądrowe, węglowe i gazowe, a stopniowo także elektroenergetyczne sieci przesyłowe). Ten etap rozpoczął się już w najbardziej spektakularnej formie w Niemczech, na dużą skalę występuje w Hiszpanii, ale także w USA.
3. Przy tym wszędzie rośnie opór przeciw stosowaniu formuły kosztów osieroconych w takiej postaci jaka została historycznie wytworzona przez zasadę TPA, różnej w USA oraz w UE. W USA była to zasada, która ukształtowała się w latach 90' ubiegłego wieku pod wpływem konstytucyjnej ochrony własności prywatnej (własności kapitałowej udziałowców amerykańskich *utilities*); roczna wartość odszkodowań dla inwestorów osiągała wówczas, przejściowo, poziom 30 mld \$. Z kolei w UE jest to zasada, która ukształtowała się już w obecnym stuleciu pod wpływem zasad o dopuszczalnej pomocy publicznej na jednolitym/konkurencyjnym rynku energii elektrycznej. Należy przyjąć, że koszty osierocone spowodowane szybkim rozwojem nowej energetyki (na II trajektorii rozwojowej), inaczej niż w wypadku kosztów osieroconych spowodowanych zasadą TPA, będą finansowane przez inwestorów (w ramach ryzyka rynkowego), głównie za pomocą mechanizmów restrukturyzacyjnych stosowanych względem przedsiębiorstw WEK.
4. Punktem wyjścia do analizy stanów/etapów, zdefiniowanych w p. 2, jest w skali globalnej następujący uśredniony obraz statystyczny. W horyzoncie długoterminowym roczny przyrost globalnego zapotrzebowania na energię elektryczną szacuje się na około 2,5% (prognozy IEA), czyli na około 650 TWh (oszacowanie na podstawie danych przedstawionych w tab. W2).

Inwestycje zrealizowane w 2015 roku w źródła OZE (wiatrowe o łącznej mocy ponad 60 GW, PV o łącznej mocy ponad 50 GW) zapewniają roczną produkcję ponad 170 TWh, czyli pokrycie przyrostu zapotrzebowania na poziomie ponad 25%. Zatem przy dynamice rocznej globalnych inwestycji w energetykę wiatrową około 10%, a w energetykę PV około 15% nowa energetyka (w szczególności OZE) przejmie całkowicie rynek inwestycji rozwojowych w horyzoncie 2030, a inwestycji odtworzeniowych najpóźniej w horyzoncie 2040. To oznacza, że po 2030 roku koszty osierocone w obszarze technologii (obecnie wykorzystywanych) bazujących na paliwach kopalnych będą zjawiskiem masowym. W horyzoncie 2050 tradycyjne technologie wygasną zupełnie (zakończy się ich wypieranie w trybie *stranded costs*).

***Przykłady stanów nierównowagi, p. 2-4, w krajach posiadających najbardziej dojrzałą starą energetykę: dwóch (Niemcy, USA) będących liderami przebudowy energetyki i trzecim (Japonia) dotkniętym katastrofą nuklearną***

5. W Niemczech przyrosty produkcji w źródłach OZE są znacznie większe od przyrostów zapotrzebowania (bo dynamika rozwoju OZE nie słabnie, chociaż na obecnym etapie rozwoju zdolności regulacyjno-bilansujących w energetyce WEK rynek OZE zbliżył się do wysycenia), a wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną jest silnie ograniczany przez inwestycje proefektywnościowe). W rezultacie ujawniły się już na wielką skalę koszty osierocone w elektroenergetyce WEK, o czym świadczy gwałtowny spadek wartości giełdowej przedsiębiorstw elektroenergetycznych WEK, i rozpoczęty już drastyczny proces ich restrukturyzacji.
6. Obecny, bardzo wysoki, poziom wysycenia niemieckiego rynku źródeł OZE jest związany ze zdolnościami regulacyjno-bilansującymi elektroenergetyki WEK. Podstawowe dane, niezbędne do zrozumienia wagi tego zagadnienia, są następujące. Roczne zużycie energii elektrycznej około 600 TWh, obciążenie szczytowe systemu – około 90 GW. Moc zainstalowana źródeł wiatrowych, to około 45 GW, źródeł PV – 40 GW; ich roczna produkcja wynosi ponad 120 TWh (80 TWh + 40 TWh, odpowiednio), czyli ich udział w całym rynku energii elektrycznej przekracza 20% (łączy udział źródeł OZE, z biogazowymi i wodnymi, w łącznej produkcji energii elektrycznej przekracza 30%). Rozbudowane w ostatnich latach zdolności regulacyjno-bilansujące niemieckiej elektroenergetyki WEK pozwalające efektywnie bilansować zmiany mocy/produkcji wymuszonej osiągnęły następujące poziomy. W wypadku zdolności 15-minutowych są to poziomy: 1600 MW – źródła PV i 1400 MW – źródła wiatrowe. W wypadku zdolności godzinowych są to natomiast poziomy: 9700 MW – źródła wiatrowe i 5400 MW – źródła PV. Oczywiście, poziom wysycenia rynku źródeł OZE jest, w każdym systemie elektroenergetycznym, wielkością dynamiczną. W Niemczech dalszy, w kolejnych latach, poziom wysycenia będzie się zmieniał (będzie się powiększał) pod wpływem konkurencyjnych działań w trzech segmentach rynkowych, obejmujących: energetykę EP, elektroenergetykę NI oraz elektroenergetykę WEK. Będzie to w szczególności konkurencja między zasobnikami energii (ogólnie systemami DSM/DSR) w energetyce prosumenckiej EP, zasobami regulacyjno-bilansującymi źródeł biogazowych energetyki NI oraz zasobami regulacyjno-bilansującymi właściwymi dla elektroenergetyki WEK. Będzie to do działań, zarówno eksploatacyjnych (systemy DSM/DSR) jak i inwestycyjnych (zasobniki, systemy regulacyjno-bilansujące) będzie kształtował rynek cenotwórstwa czasu rzeczywistego (CCR) mającego korzenie w USA.
7. W USA przyrosty produkcji w źródłach OZE są porównywalne z przyrostami zapotrzebowania, albo je przekraczają. Wynika to z inwestycji OZE, które mają bardzo wysoką dynamikę,

a z drugiej strony z niskich albo zerowych rocznych przyrostów zapotrzebowania na energię elektryczną, czyli takich jakie są obecnie charakterystyczne dla gospodarek najwyżej rozwiniętych. Podkreśla się przy tym, że amerykański rynek OZE jest daleki od wysycenia, takiego jakie jest już charakterystyczne dla Niemiec. Udział źródeł OZE z produkcją wymuszoną, głównie wiatrowych, bez wodnych, w łącznej produkcji energii elektrycznej w USA (roczna produkcja – około 4 tys. TWh) wynosi zaledwie 8%; elektrownie wodne mają dodatkowy udział wynoszący około 6%). Przy tym główne konsekwencje amerykańskiego modelu przebudowy energetyki ponosi na razie górnictwo (por. Wprowadzenie), podobnie jak w Chinach, p. 12. Amerykańskie *utilities* (przedsiębiorstwa elektroenergetyki WEK) ponoszą natomiast konsekwencje procesów rozgrywających się na II trajektorii w bardziej skomplikowany sposób (inny niż w Niemczech i w Chinach). Mianowicie, poprzez innowację przełomową, którą jest nowa technologia pozyskiwania gazu łupkowego. Na razie to właśnie ta technologia, w silniejszym stopniu niż OZE, wypiera źródła węglowe z rynku energii elektrycznej (roczna produkcja z tych źródeł zmniejszyła się w obecnej dekadzie już o około 50% i w 2015 roku była mniejsza od produkcji ze źródeł gazowych). Przy tym odbywa się to w ramach konkurencji (koszty osierocone w pełnym zakresie ponoszą *utilities*, w ramach ryzyka rynkowego, i finansują za pomocą mechanizmów restrukturyzacyjnych).

8. W USA konsoliduje się hipoteza, że jest już możliwa (w USA) 100-procentowa penetracja elektroenergetycznego rynku inwestycyjnego przez źródła OZE; źródła OZE produkujące energię elektryczną osiągnęły w 2015 roku sieciowy parytet cenowy w 20 stanach USA i nowa energetyka praktycznie nie potrzebuje wsparcia (antycypuje się, że do 2020 roku liczba takich stanów wzrośnie do 42). To oznacza, że na całym świecie inwestycje w źródła OZE są konkurencyjne względem inwestycji, zarówno rozwojowych jak i odtworzeniowych, o ile tylko energetyka WEK opłaca w pełni koszty zewnętrzne (środowiskowe). Jest tak dlatego, bo na rynkach w pełni konkurencyjnych energia elektryczna w USA jest najtańsza na świecie. Zatem, jeśli w USA źródła OZE wygrywają konkurencję, to jest to możliwe już na całym świecie.
9. **Japonia**, czwarty (po Chinach, USA i Indiach) kraj pod względem zużycia energii elektrycznej na świecie (roczne zużycie w 2010 roku wynosiło około 1100 TWh), z najbardziej konserwatywnym, do katastrofy Elektrowni Fukushima, modelem biznesowym elektroenergetyki (I trajektoria rozwojowa) realizuje szokową przebudowę rynku energii elektrycznej pod „przymusem” ze strony społeczeństwa, a nie w wyniku rządowo-korporacyjnej polityki/strategii starającej się odpowiedzieć na globalne, cywilizacyjne wyzwanie. Na tym polega znaczenie japońskiego doświadczenia w globalnej skali: pokazuje ono, że problemem na obecnym etapie rozwoju technologicznego nie jest bezpieczeństwo elektroenergetyczne jako takie, ale skrajnie nieefektywny i nieracjonalny (w sensie etycznym) model biznesowy elektroenergetyki ukształtowany na II trajektorii rozwojowej).
10. Rozwój sytuacji w Japonii pokazał, że drastyczny ubytek produkcji energii elektrycznej z elektrowni jądrowych (spowodowany ich wyłączeniem), wynoszący około 20% całej produkcji, był możliwy do pokrycia w sposób trwały (w okresie pięciu lat po katastrofie Fukushima) za pomocą (nadmiarowych) zasobów energetyki WEK. To już zmusiło rząd i energetykę WEK do otwarcia się na nowe długoterminowe scenariusze rozwojowe (*Institute of Energy Economics, Japan*), z ograniczonym udziałem energetyki jądrowej nawet do zera (w żadnym scenariuszu nie większym niż 30%), za to z udziałem energii elektrycznej ze źródeł OZE sięgającym 35% (w żadnym scenariuszu nie mniejszym niż 20%). Przy tym ważniejsze znaczenie ma fakt, że do wielkiej gry o zapewnienie sobie bezpieczeństwa



elektroenergetycznego weszły japońskie miasta. Tokio na przykład zdecydowało się na zwiększenie, w horyzoncie 2030, udziału źródeł OZE w dostawach energii elektrycznej na własne potrzeby do 30%.

***Przykłady stanów nierównowagi, p. 2-4, w Chinach – kraju posiadającym największą tradycyjną elektroenergetykę i będącym jednocześnie globalnym liderem inwestycji w źródła OZE oraz w Indiach – kraju wschodzącej nowej energetyki***

- 11.** W Chinach przyrosty produkcji w źródłach OZE są porównywalne z przyrostami zapotrzebowania, bo inwestycje w źródła OZE gwałtownie przyspieszyły, a wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną został stłumiony przez zmianę struktury gospodarki w kierunku mniej elektrochłonnej, a także przez ogólne spowolnienie gospodarki (roczne zapotrzebowanie Chin na energię elektryczną, największe na świecie, wynosi około 5,5 tys. TWh, roczne przyrosty rynku, to około 3%, czyli około 165 TWh). Główne konsekwencje chińskiego modelu przebudowy energetyki ponosi na razie górnictwo, w mniejszym natomiast stopniu chińskie przedsiębiorstwa elektroenergetyczne WEK. Jedną z przyczyn jest fakt, że przedsiębiorstwa te są głównym graczem na rynku OZE, inaczej niż na świecie, gdzie inwestycje w źródła OZE realizują przede wszystkim niezależni inwestorzy NI.
- 12.** Na początku 2016 roku Chiny ogłosiły przystąpienie do likwidacji 4300 kopalń węgla kamiennego (oznaczającej roczny ubytek wydobywania o 700 mln ton) i zastąpienia energii elektrycznej odpowiadającej temu ubytkowi, wynoszącej około 1,7 tys. TWh/rok produkcją ze źródeł OZE (w drugiej połowie roku program został częściowo złagodzony). W odniesieniu do tej decyzji kluczowe znaczenie ma oświadczenie Liu Zhenya, szefa chińskich Państwowych Sieci Elektroenergetycznych, który powiedział, że PSE, największa firma elektroenergetyczna na świecie „... odrzuca strategię inwestowania we wszystkie źródła energii. Lepiej bowiem skupić się na rozwoju nowej generacji technologii energetycznych, a im szybciej się to zrobi, tym lepiej. Jedyną przeszkodą do pokonania jest sposób myślenia, a nie problemy technologiczne”. Oświadczenie Liu Zhenya oznacza, że nawet w największym systemie elektroenergetycznym świata nie jest dopuszczalna współcześnie autarkia energetyczna z miksem energetycznym obejmującym wszystkie technologie.
- 13.** Indie, trzecia krajowa gospodarka świata (po Chinach i USA), mają udział w globalnym zużyciu energii elektrycznej wynoszący zaledwie 6%, co przekłada się jednak na jej roczną produkcję wynoszącą aż 1600 TWh. Głównym ograniczeniem rozwojowym Indii jest fakt, że 20% ludności (czyli około 240 mln spośród 1,3 mld mieszkańców) nie ma dostępu do energii elektrycznej.
- 14.** Hinduska strategia rozwoju energetyki ma podstawę w innowacyjnej i społecznej strategii rządowej. Charakterystyczną cechą rządowej polityki energetycznej Indii jest wykorzystanie historycznej szansy uwolnienia się od naśladowczego modelu rozwoju energetyki, czyli wejście na II trajektorię rozwojową, z pominięciem, w dużym stopniu, I trajektorii. W szczególności, Indie zastępują tradycyjną elektryfikację kraju (polegającą na wykorzystaniu tradycyjnych dla systemu elektroenergetycznego technologii wytwórczych i sieciowych, oraz tradycyjnych technologii użytkowania energii w ogóle, charakterystycznych dla I trajektorii rozwojowej) elektryfikacją, łącznie z elektryfikacją transportu, za pomocą inwestycji w źródła OZE, przy ograniczonych inwestycjach w sieci elektroenergetyczne, za to z inwestycjami w inteligentną infrastrukturę.

## ***Unikatowe szanse Europy (UE realizującej unijną politykę energetyczno-klimatyczną)***

- 15.** Roczna produkcja energii elektrycznej z zainstalowanych w Europie w 2015 roku źródeł OZE, o zerowych kosztach krańcowych, będzie w kolejnych latach (przez minimum 25 lat) wynosić 40 TWh (około 30 TWh w źródłach wiatrowych i około 10 TWh w źródłach PV). Zatem roczne inwestycje w źródła OZE (o produkcji wymuszonej i zerowych kosztach krańcowych) przekroczyły poziom zapewniający im udział w pokryciu 1,3% rynku (roczna całkowita produkcja energii elektrycznej w Europie kształtuje się na poziomie około 3 tys. TWh). Z drugiej strony, przyrosty rynku kształtują się na poziomie zerowym, albo rynek się nawet zmniejsza (za przyczyną coraz większej liczby krajów realizujących dynamiczną strategię poprawy efektywności użytkowania energii elektrycznej). To oznacza, że Europa, jako całość, weszła na trwałe w etap wypierania inwestycji odtworzeniowych w obszarze technologii właściwych dla I trajektorii rozwojowej inwestycjami właściwymi dla II trajektorii rozwojowej. Konsekwentnie, oznacza to, że wszystkie kolejne inwestycje odtworzeniowe zrealizowane w Europie w starych technologiach będą nieuchronnie źródłem kosztów osieroconych (sprawą otwartą jest tylko, kiedy zostanie ujawniony próg ich niekonkurencyjności).
- 16.** Europa staje obecnie przed szansą wykorzystania unikatowych możliwości dotyczących technologii zasobnikowych: elektrowni szczytowo-pompowych (i zbiorników zaporowych) oraz akumulatorów. Możliwości te wiążą się z zasobami magazynowymi energetyki wodnej w systemach Austrii i Szwajcarii oraz Norwegii i Szwecji wynoszących 12 TWh i 116 TWh, odpowiednio. Zasoby te umożliwiają, uwzględniając sytuację geograficzną i potencjał energetyki wiatrowej w Niemczech, Dani oraz Szkocji, realizację europejskiego północnego megaprojektu wiatrowego (*offshore*), z systemem podmorskich rewersyjnych układów przesyłowych prądu stałego. Oczywiście, ten megaprojekt „otwiera” w Europie drogę do konkurencji między energetyką wiatrową *offshore* powiązaną z zasobnikami w energetyce wodnej oraz prosumencką energetyką PV powiązaną z zasobnikami akumulatorowymi. (Obecnie jednostkowe nakłady inwestycyjne na pojemność zasobnika są w przypadku elektrowni szczytowo pompowych kilkakrotnie razy wyższe niż w akumulatorach, ale koszt magazynowania energii elektrycznej jest kilkakrotnie niższy, z uwagi na to, że liczba cykli „przeładowania” zasobnika jest w przypadku elektrowni szczytowo-pompowych nawet kilkunastokrotnie większa niż dla akumulatorów).
- 17.** Oprócz unikatowych możliwości dotyczących magazynowania energii Europa ma również unikatowe możliwości związane z rozwojem jednolitego rynku energii elektrycznej, obecnie trzeciego na świecie (po Chinach i USA), a w kolejnej dekadzie czwartego (po Indiach), z perspektywą utrzymania tej pozycji w horyzoncie 2050. Warunkiem efektywnej konkurencyjności na europejskim hurtowym rynku energii elektrycznej jest budowa nowych transgranicznych zdolności (połączeń) przesyłowych. Doprowadzenie do zwiększenia transgranicznych zdolności przesyłowych jest przedmiotem intensywnych działań Komisji Europejskiej; do 2030 roku muszą one zwiększyć się w każdym kraju członkowskim, zgodnie z unijnymi celami, do 15% mocy szczytowej zapotrzebowania. Realizacja tego celu zapewni Europie największą spójność hurtowego rynku energii elektrycznej w wymiarze globalnym. Jednocześnie umożliwi efektywne, za pomocą konkurencji, wykorzystanie istniejących nadmiarów zdolności wytwórczych w poszczególnych krajach. W konsekwencji w całej Europie (sieciowe) węzłowe hurtowe ceny energii elektrycznej będą mogły być utrzymane w wąskim

paśmie, szacowanym tutaj na  $\pm 10\%$  (szerokość pasma jest związana z opłatą przesyłową); obecne hurtowe ceny energii elektrycznej różnią się w Europie ponad 2-krotnie.

- 18.** Europa wyraźnie wchodzi już w model endogeniczny rozwoju energetyki. Wyeliminowanie w długim horyzoncie importu paliw kopalnych (na potrzeby wszystkich rynków: energii elektrycznej, ciepła i transportu) za około 400 mld €/rok ma na celu poprawę bilansu płatniczego Europy. Drugim wymiarem endogenicznego rozwoju energetyki jest wykorzystanie zasobów pracy – ten aspekt staje się dla Europy sprawą pierwszorzędnej wagi. W tym kontekście ważne jest, że w 2014 roku energetyka OZE odpowiadała za zatrudnienie ponad miliona pracowników w Europie (głównie w Niemczech, Francji, Wielkiej Brytanii, Włoszech i Hiszpanii) oraz wytworzyła obroty o wartości prawie 150 mld €.

*Przykłady stanów nierównowagi, p. 2-3, w poszczególnych krajach i regionach Europy (w UE realizującej unijną politykę subsydiarności)*

- 19. Hiszpania**, chociaż w przebudowie energetyki jest mniej widoczna medialnie od Niemiec, to udział względny produkcji ze źródeł OZE w całym swoim rynku energii elektrycznej ma znacznie wyższy. W pierwszych ośmiu miesiącach 2016 roku udział źródeł OZE w hiszpańskim miksie energetycznym wyniósł prawie 50%, przy całkowitym zapotrzebowaniu w tym czasie wynoszącym około 170 TWh (to oznacza w Hiszpanii roczną bezwzględną produkcję energii elektrycznej w źródłach OZE około 125 TWh, w porównaniu z roczną bezwzględną produkcją w Niemczech wynoszącą około 200 TWh). Największym segmentem hiszpańskiej energetyki OZE jest energetyka wiatrowa – około 22% całej hiszpańskiej produkcji energii elektrycznej (większy udział w całej produkcji krajowej ma tylko energetyka jądrowa – około 25%). Drugim segmentem energetyki OZE są elektrownie wodne (ich udział w całej produkcji energii elektrycznej wynosi około 18%), a trzecim – źródła PV (około 6% całej produkcji energii elektrycznej). Charakterystycznym celem Hiszpanii w zakresie rozwoju źródeł OZE na rynku energii elektrycznej, do zrealizowania w 2020 roku, jest udział energetyki wiatrowej w całym rynku wynoszący 40%.
- 20.** W bardzo dużym regionie, bo zamieszkałym przez 16 mln mieszkańców, mianowicie w **północno-wschodnich Niemczech** (praktycznie dawne NRD) zapotrzebowanie na energię elektryczną zostanie przekroczone przez jej produkcję w źródłach OZE już w 2020 roku; oczywiście, przy dużej wymianie z regionami północno-zachodnim i południowym Niemiec.
- 21. Szwecja** (prawie 10 mln ludności) wyeliminowała już (w czasie od kryzysów naftowych 1973-74) całkowicie paliwa kopalne z produkcji ciepła, elektroenergetykę ma praktycznie całkowicie bez emisji CO<sub>2</sub>, a na rynku paliw transportowych realizuje skutecznie cel zapisany w dyrektywie 2009/28 dotyczący udziału biopaliw na poziomie 10%.
- 22. Dania** (prawie 6 mln ludności) zrealizowała już wielki program rozwoju źródeł OZE na rynku energii elektrycznej: we wczesnych latach 70' ubiegłego wieku Dania importowała 92% energii elektrycznej, a obecnie ponad 40% zapotrzebowania pokrywa produkcją ze źródeł OZE. W 2035 roku pokrycie to ma wynosić już pełne 100%. W horyzoncie 2050 Dania planuje natomiast pełną elektryfikację rynku energii (czyli łącznie z ciepłownictwem i transportem), za pomocą energii elektrycznej produkowanej w źródłach OZE. Etapowo Dania planuje redukcję emisji CO<sub>2</sub> do 2020 roku o 40%, względem poziomu z 1990 roku. Praktycznie będzie to oznaczać, że osiągnie unijne cele 10 lat przed terminem.

- 23. Dolna Austria**, region zamieszkały przez 1,7 mln mieszkańców, całą energię elektryczną na własne cele produkuje już w źródłach OZE. Udziały poszczególnych technologii są następujące: źródła wodne – 63%, wiatrowe – 26%, biomasowe – 9%, PV – 2%.
- 24. W Szkocji** udział źródeł OZE (w dominującej części wiatrowych) w produkcji energii elektrycznej wynosił w 2015 roku już ponad 50%. Przy tym Szkocja jest eksporterem energii elektrycznej do „brytyjskiego” (Anglia i Walia) systemu elektroenergetycznego (udział eksportu w 2014 roku wynosił około 25%).

***Potrzeba przekierowania polskiej energetyki na II trajektorię rozwojową – propozycja 6 programów restrukturyzacyjno-rozwojowych, przedstawiona pod rozważę, do ewentualnej realizacji w środowisku doktryny [Z5] oraz rynku [Z7]***

- 25.** Dane/informacje przedstawione w p. 1 do 24 obrazują strategiczne opóźnienie Polski w zakresie przebudowy energetyki. W stosunku do krajów w najbliższym regionie, obejmującym Niemcy i kraje skandynawskie (Dania, Norwegia, Szwecja) opóźnienie wynosi około 10 do 20 lat. Opóźnienie takie powstało w ciągu ostatnich 20 lat, w szczególności jako wynik całkowicie błędnej strategii konsolidacyjnej w okresie 2000-2010 oraz błędów i zaniechań w zakresie realizacji dyrektywy 2009/28. Dla przeciwstawienia należy podkreślić, że w latach 1990-1995, czyli zaledwie w ciągu 5 lat, polska elektroenergetyka uwolniła się od swojej historycznej nieadekwatności względem elektroenergetyki Europy Zachodniej (wówczas), która to nieadekwatność miała związek z gospodarką centralnie planowaną w RWPG (Rada Wzajemnej Pomocy Gospodarczej). W szczególności w tym czasie KSE (Krajowy System Elektroenergetyczny) został przełączony ze Wschodu na Zachód. Została też zrealizowana reforma decentralizacyjno-rynkowa polskiej elektroenergetyki na wzór brytyjskiej reformy prywatyzacyjno-liberalizacyjnej, pierwszej na świecie, zrealizowanej w latach 1989/90.
- 26.** Petryfikacja elektroenergetyki, realizowana w imię ochrony kraju przed wzrostem cen energii elektrycznej, została w bardzo krótkim czasie obnażona w druzgocący sposób, na razie na rynku cen hurtowych. Mianowicie, już w 2015 roku (w połowie roku, przed wystąpieniem sierpniowego 20. stopnia zasilania) porównanie cen energii elektrycznej na europejskim rynku hurtowym, kluczowe dla Polski (uwzględniające w szczególności Niemcy i Szwecję), wyglądało następująco: Polska – 160 PLN/MWh, Niemcy – 140 PLN/MWh (energia w 30% „zielona”), Szwecja – 80 PLN/MWh (energia zielona w ponad 50%).
- 27.** Złożoność polskiej sytuacji w drugiej połowie 2016 roku obrazuje (poza uwarunkowaniami strategicznymi w Grupie E7, które są głównym tematem Raportu) przyspieszenie inicjatyw dotyczących energetyki, krajowych i unijnych. Dokumentem krajowym o wielkiej wadze jest w tym kontekście strategia rozwojowa dla Polski [Z16], w której proponuje się petryfikację polskiej energetyki w horyzoncie 2100 (przedłużenie, za pomocą gigantycznych inwestycji w elektroenergetykę węglową i jądrową oraz w sieci przesyłowe, dalsze funkcjonowanie polskiej energetyki na I trajektorii rozwojowej). Dwoma charakterystycznymi dokumentami poświęconymi z kolei w całości modelowi rynku energii elektrycznej (rozwiązaniom na tym rynku), które ukazały się praktycznie w tym samym czasie (koniec września), są: dokument Ministerstwa Energii dotyczący stworzenia w Polsce rynku mocy wytwórców [Z9] oraz dokument Komisji Europejskiej dotyczący oceny jednolitego rynku energii elektrycznej (trzeciego pakietu liberalizacyjnego) [Z17]. Proponowany przez Ministerstwo Energii rynek mocy jest w dużym stopniu powrotem do zasady gwarantowanego zwrotu kapitału, czyli zasady

obowiązującej w przeszłości w monopolistycznej elektroenergetyce WEK, i zablokowaniem, za pomocą regulacji prawnych dotyczących opłat systemowo-sieciowych, dostępu prosumentom i niezależnym inwestorom do rynku inwestycyjnego w nowoczesne technologie wytwórcze. Dokonana przez Komisję Europejską ocena trzeciego pakietu liberalizacyjnego idzie natomiast w całkiem przeciwną stronę: wskazuje, że pakiet ten jest już niewystarczający i konieczne jest radykalne przemodelowanie mechanizmów, w sposób uaktywniający niezależnych inwestorów i prosumentów oraz kreujących usługi energetyczne w miejsce coraz większej produkcji energii elektrycznej. Poniżej przedstawia się (2016) propozycję 6 programów rewitalizacyjno-rozwojowych dla Polski na perspektywę 2030-2040-2050. Propozycja jest uwarunkowana historią ilościowego rozwoju polskiej monopolistycznej elektroenergetyki w okresie od 1945 roku do końca lat 80' minionego stulecia [Z8], przebiegiem reformy strukturalnej 1990-1995, następnie doświadczeniami okresu stabilizacji 1996-2000 i okresu recentralizacji oraz zaniechań 2001-2016, i wreszcie przedstawioną w raporcie analizą sytuacji w E7 jak również wynikami cząstkowych analiz prezentowanych w środowisku Biblioteki Źródłowej Energetyki Prosumenckiej oraz Konwersatorium Inteligentna Energetyka, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl) (z tego uwarunkowania wynika, że propozycja ma tylko charakter hasłowy; podkreśla się też, że propozycja jest całkowicie spójna z propozycją przedstawioną w [Z5], chociaż ma inną postać).

- 28.** Integracja gospodarki odpadami komunalnymi (około 12 mln t/rok), a także przemysłowymi z gospodarką energetyczną, w tym utylizacja mułów węglowych (nie mniej niż 1 mln t/rok) oraz węgla bardzo niskiej jakości (kilka mln t/rok) jest pierwszym programem. W programie tym chodzi o pobudzenie rozwoju gospodarki w obiegu zamkniętym. Przykładami technologii z tego obszaru są elektrownie biogazowe utylizacyjne (już o wysokim poziomie dojrzałości technologicznej, nabytym przez energetykę NI w ciągu ostatnich 10 lat) oraz technologia C-GEN. Potencjał pierwszego programu szacuje się na około 6 GW łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej regulacyjno-bilansującej, w dominującej części w źródłach klasy 0,5-5 MW. (Horyzont wysycenia rynku inwestycyjnego 2030, horyzont skutków – działanie trwałe).
- 29.** Rozwój połączeń transgranicznych jest drugim programem. Potencjał tego programu, to  $\pm 15\%$  zdolności importowo-eksportowych w stosunku do całego krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną (horyzont wysycenia rynku inwestycyjnego 2030, horyzont skutków 2060). W tym kontekście ważnym transgranicznym układem przesyłowym jest w szczególności nowe połączenie ze Szwecją, nawiązujące do układu przesyłowego Gdańsk-Pelplin-Grudziądz-Płock-Belchatów. Takie połączenie pozwoliłoby ograniczyć koszty osierocone związane z wybudowaniem układu przesyłowego (szczególnie stacji najwyższych napięć Pelplin) pod potrzeby Elektrowni Północ, która z bardzo dużym prawdopodobieństwem nigdy nie zostanie wybudowana, a także umożliwiłoby, między innymi, dostęp do taniej energii elektrycznej z trzech bloków jądrowych (klasy 1000 MW każdy) w Szwecji (jeśli Szwecja nie znajdzie dostępu do rynku kontynentalnego, to po 2018 roku przystąpi do trwałego wycofania bloków z eksploatacji). Istnieje ciągle wielki potencjał związany z wykorzystaniem połączenia 750 kV Polska-Ukraina o zdolności przesyłowej około 2000 MW (wykorzystanie układu jest teoretycznie możliwe przy zastosowaniu trzech potencjalnych rozwiązań, którymi są: budowa sprzęgła *back to back* w węźle krańcowym układu na Ukrainie, wydzielenie bloków eksportowych w Ukrainie do pracy synchronicznej z układem UCTE, wydzielenie wyspy w Polsce do współpracy z systemem ukraińskim); ten projekt oprócz wymiarów biznesowego i związanego z bezpieczeństwem energetycznym Polski ma współcześnie także wymiar geopolityczny.

- 30.** Rewitalizacja (w horyzoncie 2030) bloków 200 MW przyłączonych do sieci 110 kV i NN jest trzecim programem. Program ten może objąć około 30 bloków. Potencjał programu, to roczna produkcja około 45 TWh, w ciągu „zastępczego” czasu równego 20 lat, czyli łączna produkcja energii elektrycznej równa około 900 TWh. Podkreśla się, że w koncepcji sześciu proponowanych programów zrewitalizowane bloki 200 MW pełniłyby głównie rolę bloków podstawowych. (Horyzont wysycenia rynku inwestycyjnego 2030, horyzont skutków 2050).
- 31.** Klastry KE na obszarach wiejskich są czwartym programem. Ten program, dotyczący 30% krajowego rynku energii elektrycznej, ma potencjał umożliwiający osiągnięcie przez obszary wiejskie samowystarczalności energetycznej w horyzoncie 2040 [Z6]. Jego znaczenie polega na tym, że jest to reelektryfikacja za pomocą źródeł OZE, co może być zrealizowane tylko wraz z wdrożeniem do praktyki całkowicie nowego modelu rynku energii elektrycznej. (Horyzont wysycenia rynku inwestycyjnego 2040, horyzont skutków – działanie trwałe).
- 32.** Elektryfikacja i uspołecznienie transportu oraz pasywizacja i elektryfikacja ciepłownictwa w miastach, bez wielkiego przemysłu, są piątym programem. Waga tego programu jest związana z faktem, że miasta są odpowiedzialne za około 55% całego obecnego krajowego rynku energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych, a dodatkowo wynika stąd, że Polska praktycznie ma obecnie najgorsze wskaźniki niskiej emisji w całej Europie (emisje z punkowych emitorów w postaci kotłowni z kominami o wysokości poniżej 40 m, z emitorów powierzchniowych – budynkowe źródła ciepła i z emitorów liniowych – spaliny z samochodów). (Horyzont wysycenia rynku inwestycyjnego 2050, horyzont skutków – działanie trwałe; przy tym antycypuje się tu, że w horyzoncie 2030 zostanie dokonana rewizja technologii wytwórczych energii elektrycznej właściwych dla potrzeb miast, w szczególności w obszarze technologii jądrowych SMR i ewentualnie innych jądrowych oraz w obszarze technologii wodorowych).
- 33.** Prosumeryzm w wielkim przemyśle jest szóstym programem. Waga tego programu jest związana z faktem, że wielki przemysł ma udział w rynku energii elektrycznej wynoszący około 35% całego obecnego rynku krajowego. Program oznacza w gruncie rzeczy przejście do endogenicznego modelu energetyki przemysłowej: tyle energetyki (w przemyśle) ile nowych pomysłów na produkcję, a nie tyle produkcji ile starej energetyki. Inaczej, jest to program odpowiedzi po stronie rozwoju energetyki na restrukturyzację/strategię przemysłu, a nie odwrotnie – wyprzedzającego rozwoju energetyki na potrzeby nieznanego przemysłu. Program taki wynika z faktu, że współcześnie czas i złożoność realizacji inwestycji energetycznych są porównywalne z czasem i złożonością inwestycji w infrastrukturę przemysłową; zatem wymagane (adekwatne do potrzeb) inwestycje energetyczne powinny być częścią składową studiów wykonalności (wielkich) projektów przemysłowych. (Horyzont stabilizacji programu i wysycenia rynku inwestycyjnego 2050, horyzont skutków – działanie trwałe; przy tym antycypuje się tu, że w horyzoncie 2030 zostanie dokonana, podobnie jak w wypadku miast, rewizja technologii wytwórczych energii elektrycznej właściwych dla potrzeb przemysłu – zwłaszcza chemicznego i metalurgicznego – w szczególności w obszarze technologii podobnych do technologii C-GEN, a także w obszarze technologii jądrowych SMR i ewentualnie innych jądrowych oraz w obszarze technologii wodorowych).
- 34.** Wielkie znaczenie ma fakt, że każdy z 6 zaprezentowanych programów jest spójny ze strukturą obecnego rynku energii elektrycznej i strukturą bilansu energii końcowej (rozumianej zgodnie z definicjami w dyrektywie 2009/28), obejmującej energię elektryczną, ciepło, paliwa transportowe. W wielkim uproszczeniu struktury te wyrażają trzy reguły. Pierwsza z nich, mianowicie „30-45-25” mówi o procentowym udziale obszarów wiejskich, miast i wielkiego

przemysłu w krajowym rynku zapotrzebowania na energię elektryczną. Druga reguła, mianowicie „75-25” mówi o zapotrzebowaniu na energię elektryczną odbiorców przyłączonych do sieci SN/nN i 110 kV, odpowiednio. Trzecia reguła „30-35-35” jest identyczna jak pierwsza, ale charakteryzuje ona udział, odpowiednio, energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych w bilansie energii końcowej.

### Źródła:

- [Z1] Mejro Cz. i inni. *Wybrane problemy rozwoju energetyki w Polsce do roku 2000*. Polska Akademia Nauk – Komitet Przestrzennego Zagospodarowania Kraju. Studia, Tom LIII. PWN, Warszawa 1975.
- [Z2] Popczyk J. *Zarządzanie i ekonomika na rynkach usług infrastrukturalnych (w świetle reprezentatywnych doświadczeń elektroenergetyki)*. Skrypt na prawach rękopisu. Politechnika Śląska, Gliwice 2006.
- [Z3] Popczyk J. *Energetyka rozproszona – od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej*. Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki. Warszawa 2011.
- [Z4] Szargut J. *Termodynamika techniczna*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2011.
- [Z5] Popczyk J. *Doktryna energetyczna*. Ostatnia, trzecia wersja – 31.12.2015 (pierwsza wersja – 10.09.2014). Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl).
- [Z6] Popczyk J. *Klastry energetyczne – tak. Energetyka jądrowa i rynek mocy – nie. Nowy rynek energii elektrycznej – tak, na ten jest już najwyższy czas !!!* Datowanie: 8.08.2016. Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl).
- [Z7] Popczyk J. *Model interaktywnego rynku energii elektrycznej. Od rynku grup interesów do cenotwórstwa czasu rzeczywistego*. Ostatnia, piąta wersja – 6.05.2016 (pierwsza wersja – 20.02.2015). Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl). Ostatnia wersja jest także dostępna jako artykuł (str. 149-182) w monografii *Cyfryzacja gospodarki i społeczeństwa – szanse i wyzwania dla sektorów infrastrukturalnych*. Europejski Kongres Finansowy. Gdańsk 2016.
- [Z8] *Historia elektryki polskiej. Elektroenergetyka*. Pod redakcją profesora Lucjana Nehrebeckiego. WNT, Warszawa 1992.
- [Z9] *Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy*. Ministerstwo Energii. Warszawa, 30 września 2016 r.
- [Z10] Popczyk J. *Szok przyszłości w doświadczeniu elektroenergetyków* (str. 13-58). Publikacja Polskiej Akademii Nauk (Komitet Elektrotechniki – Sekcja Systemów Elektroenergetycznych). Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 202.
- [Z11] Ustawa OZE, obowiązująca od 1 lipca 2016 r.
- [Z12] Bodzek K. *Analiza symulacyjna możliwości pracy samowystarczalnego klastra energetycznego*. Datowanie: 5.09.2016. Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl).
- [Z13] Popczyk J., Wałek T., Kaleta P., Juszczyk J., Skrzypek A. *Referencyjne zastosowania gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI w prosumenckiej energetyce budynkowej*. Datowanie: 24.03.2014. Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl).
- [Z14] Popczyk J. *Czy chcemy mieć polski samochód elektryczny na węgiel?* Datowanie: 8.08.2016. Biblioteka BŻEP, [www.klaster3x20.pl](http://www.klaster3x20.pl).
- [Z15] *National Security Strategy and Strategic Defence and Security Review 2015*. House of Lords House of Commons Joint Committee on the National Security Strategy. First Report of Session 2016–17. July 2016 (Raport Parlamentu Wielkiej Brytanii).

- [Z16] *Strategia na rzecz odpowiedzialnego rozwoju*. Projekt do konsultacji społecznych. Ministerstwo Rozwoju. Warszawa, 29 lipca 2016 r.
- [Z17] *Ocena wpływu regulacji prawnych trzeciego pakietu liberalizacyjnego na przebudowę rynku energii elektrycznej w UE* (tytuł opisowy, JP). Dokument zespołu roboczego Komisji Europejskiej w postaci projektu, przed nadaniem mu oficjalnego charakteru).