

MODEL INTERAKTYWNEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ. Od modelu WEK-NI-EP do modelu EP-NI-WEK

Jan Popczyk

*Być w Polsce energetykiem, to żyć w świecie interakcji, którego tworzywem są:
pro/anty korporacyjna i pro/anty rosyjska,
anty/pro obywatelska, anty/pro gospodarcza i anty/pro unijna
rządowa polityka energetyczna.
Czy da się z tego tworzywa zbudować bezpieczeństwo energetyczne?
Da się. Sposobem jest interaktywny rynek energii elektrycznej.*

WPROWADZENIE

Polskie przesłanki historyczne (1). Rynek energii elektrycznej funkcjonujący w Polsce w 2015 roku ma początki w reformie decentralizacyjno-liberalizacyjnej elektroenergetyki rozpoczętej 25 lat wcześniej, w ramach zmian ustrojowych w 1989 roku [[Popczyk 1](#)]. W reformie (lata 1990-1995) kluczowe znaczenie miało zastosowanie rozwiązań i wykreowanie mechanizmów uwalniających polską elektroenergetykę (sektor): po pierwsze – od podporządkowania polityczno-technicznego (w szczególności od rozwiązań i mechanizmów funkcjonujących w ramach Systemu POKÓJ, czyli w połączonym systemie obejmującym system ZSRR na obszarze obecnej Ukrainy oraz systemu krajów Europy Środowej), po drugie – od pełnego monopolu techniczno-organizacyjnego, w ramach którego istniały: PDM (Państwowa Dyspozycja Mocy), rachunek wyrównawczy (ceny transferowe między przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi), taryfy urzędowe (i subsydiowanie skrócone między grupami odbiorców), wreszcie państwowe inwestycje centralne. W 1995 roku, na koniec reformy, krajowy system elektroenergetyczny (KSE) pracował już w zachodnio-europejskim systemie UCPT (infrastruktura elektroenergetyczna była pierwszą kluczową infrastrukturą włączoną w przestrzeń ekonomii i bezpieczeństwa europejskiego).

Ponadto, od początku 1995 roku zaczął funkcjonować hurtowy rynek energii elektrycznej; prace nad modelem tego rynku, skoncentrowane w PSE, rozpoczęły się już 1993 roku, a opracowany model był w pełni zgodny z generalnymi założeniami reformy decentralizacyjno-liberalizacyjnej. Podstawowymi mechanizmami wdrożonego rynku hurtowego były: 1° – taryfa hurtowa między PSE i spółkami dystrybucyjnymi; jednolita dla 33 spółek dystrybucyjnych, przenosząca prawidłowo strukturę kosztów wytwarzania energii elektrycznej poprzez zróżnicowanie stawek za energię elektryczną w trzech strefach doby (szczyt wieczorny, szczyt ranny, pozostała część doby) w dniach roboczych i świątecznych oraz w sezonach zimowym i letnim), 2° – opłata przesyłowa; opłata za korzystanie z systemu przesyłowego (sterowanie systemem, przyłączenie do systemu przesyłowego, infrastruktura przesyłowa) oraz opłata za straty przesyłowe, 3° – kontrakty długoterminowe (KDT) między PSE i wytwórcami; były to kontrakty zapewniające warunki finansowania strategii rewitalizacyjnej najstarszych zasobów wytwórczych w KSE, w szczególności wymiany wyeksploatowanych bloków wytwórczych w elektrowniach i elektrociepłowniach (w koncepcji reformy realizowanej w latach 1990-1995 segment kontraktów KDT miał osiągnąć udział wynoszący 20% w całym rynku wytwarzania energii elektrycznej –

ograniczenie segmentu KDT do takiego udziału miało na celu ochronę mechanizmów konkurencji na hurtowym rynku energii elektrycznej; w kolejnych latach, w ramach programowego odchodzenia od założeń prokonkurencyjnej reformy 1990-1995, udział segmentu KDT został zwiększony do ponad 80% całego rynku wytwórczego), 4° – kontrakty średnioterminowe (między PSE i wytwórcami), stabilizujące rynek paliwowy dla potrzeb produkcji energii elektrycznej, 5° – bardzo innowacyjnym mechanizmem była wdrożona reguła kosztów unikniętych przy zakupie od elektrociepłowni („zawodowych”) energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu. W 1995 roku oprócz wdrożonych mechanizmów bardzo zaawansowane były prace nad takimi mechanizmami jak: 6° – rynek giełdowy, w ogólnej koncepcji rynku dopełniający rynki (inwestycyjnych) kontraktów długoterminowych i (modernizacyjnych, realizowanych w sferze działań eksploatacyjnych) kontraktów średnioterminowych (planowane w 1995 roku szybkie wdrożenie rynku giełdowego miało zapewnić przyspieszenie konkurencji), 7° – zaawansowane były także przygotowania do wdrożenia zróżnicowanych na terenie kraju taryf dla odbiorców końcowych – mianowicie, taryf ze stawkami określanymi w ramach indywidualnych kalkulacji poszczególnych spółek dystrybucyjnych.

Następnym istotnym impulsem rozwojowym rynku energii elektrycznej było uchwalenie ustawy Prawo energetyczne (ustawa, nad którą prace rozpoczęły się już w 1991 roku, weszła w życie w 1997 roku) i powołanie Prezesa URE (czerwiec 1997 roku). Znaczenie ustawy w pierwszym okresie jej funkcjonowania (do 2000 roku) polegało na tym, że zapewniała ona zgodność dalszego (po 1995 roku) rozwoju polskiego rynku energii elektrycznej z pierwszą dyrektywą liberalizacyjną dotyczącą unijnego rynku energii elektrycznej, mianowicie z dyrektywą 96/92 z 1996 roku (projekt dyrektywy został ogłoszony przez Komisję Europejską cztery lata wcześniej, w 1992 roku). Podkreśla się, że w tym okresie w koncepcji rynku energii elektrycznej mieściły się tak daleko idące rozwiązania prokonkurencyjne jak np. rynki lokalne, w tym lokalne giełdy energii elektrycznej oraz rynki usług systemowych na poziomie operatorów dystrybucyjnych i nieregulowany obrót energią elektryczną z udziałem niezależnych wytwórców i dostawców (we współczesnych realiach rynkowych odpowiednikami byłyby segmenty: niezależnych inwestorów/wytwórców NI-WK, na wzór amerykańskich inwestorów IPP – *Independent Power Producer*, oraz niezależnych przedsiębiorców NI-H w obrocie energią elektryczną na rynku hurtowym); w opracowanej koncepcji mieściło się również takie rozwiązanie, jak całkowite uwolnienie cen dla odbiorców końcowych (zgodnie ze strategią rządową uwolnienie to miało nastąpić najpóźniej do 1999 roku) [Popczyk 2].

Zdecydowany odwrót od reform w elektroenergetyce, i od strategii na rzecz rynku konkurencyjnego, rozpoczął się w Polsce wraz z procesem recentralizacji elektroenergetyki (pierwszym działaniem w tym procesie było utworzenie w 2000 roku koncernu PKE – Południowy Koncern Energetyczny). Najistotniejszą cechą polskiego stanowiska, charakterystycznego dla sojuszu polityczno-korporacyjnego po 2000 roku jest przeciwstawianie się unijnej polityce klimatyczno-energetycznej poprzez blokowanie, opóźnianie i „markowanie” rozwiązań zawartych w kolejnych pakietach liberalizacyjnych (dyrektywy „elektryczne” 2003/54 i 2009/72), celów Pakietu 3x20 (dyrektywa 2009/28), celów dyrektywy 2010/31 w zakresie domów zero-energetycznych i innych celów ukierunkowanych na unowocześnienie (przebudowę) energetyki.

Współczesne uwarunkowania strategiczne (1) – nieuchronność przebudowy energetyki w kategoriach dialektyki. Prezentowany poniżej model MIREE (Model Interaktywnego Rynku Energii Elektrycznej) ma podstawę w trendach rozwojowych, występujących na świecie, ale w szczególności w Niemczech; także w dynamicznie zmieniającym się układzie sił, charakterystycznym dla segmentów WEK – NI (zał. 2) – EP; wreszcie, w poziomie

rozwoju inteligentnej infrastruktury. Przede wszystkim jednak – w potencjale dyfuzji innowacji do segmentu prosumenckiego (od ludności poczynając na przemyśle kończąc). Ponadto, model ten jest spójny z referencyjnym bilansem zasobów na polskim rynku energii elektrycznej [[Popczyk 3](#)] (istotą tego bilansu jest intensyfikacja – niskoinwestycyjna, uwzględniająca tylko inwestycje „korekcyjne” – wykorzystania istniejących zasobów w segmencie WEK oraz rozwój/inwestycje w segmentach NI i EP). Model jest także spójny z doktryną energetyczną [[Popczyk 4](#)], w której przebudowę polskiej energetyki wiąże się ściśle z sześcioma programami gospodarczo-energetycznymi; istotą doktryny jest pierwszeństwo polityki gospodarczej i służebna rola energetyki (tak rozumiana doktryna redukuje rolę polityki energetycznej, z drugiej strony jest adekwatna do współczesnych zmian cywilizacyjnych).

Model IREE ma podstawę w historycznej (dialektycznej) analizie rozwoju systemów elektroenergetycznych oraz w zasadzie dualności rozwoju. Teza w analizie dialektycznej (a właściwie syntetyzacja tezy, która dotychczas nie została dokonana i ma tu charakter autorski) orzekała w odniesieniu do rozwoju elektroenergetyki (w Polsce w latach 60' minionego wieku), że efekt skali (budowa coraz większych bloków wytwórczych) i łączenie, za pomocą sieci przesyłowych, jednoźródłowych (kilkuźródłowych) lokalnych „wysp” elektroenergetycznych w wielkie systemy elektroenergetyczne (regionalne, krajowe, kontynentalne, z natury monopolistyczne) zapewniają wzrost efektywności elektroenergetyki; z tym wiązała się konieczność rozwiązywania bardzo trudnych technicznych problemów bilansowych i regulacyjnych [Jasicki, Bogucki, Szymik, Saferna], [Cegielski]. Antyteza (formalnie dotychczas niesformułowana – podobnie jak teza – ale dająca się zsyntetyzować), która pojawiła się w latach 80' (rozwój kogeneracji – segment wytwórczy IPP w USA) i została rozwinięta w latach 90' (wejście w życie zasady TPA – W. Brytania, Norwegia, USA, ...) orzekała z kolei, że lepsze efekty ekonomiczne niż w monopolu osiąga się na rynku konkurencyjnym. Wreszcie synteza konsolidująca się od początku XXI wieku (ostatni etap rozpatrywanego cyklu dialektycznego) oznacza autonomizację realnej infrastruktury energetycznej, ale też jej wirtualną integrację (za pomocą inteligentnej infrastruktury).

Nowe możliwości technologiczne. Autonomizacja realnej infrastruktury energetycznej stawia na nowo problemy techniczne bilansowe i regulacyjne, w tym związane z identyfikacją charakterystyk mocowo-napięciowych i mocowo-częstotliwościowych węzłów (bilansujących). Powrót do rozwiązań z przeszłości ([Jasicki, Bogucki, Szymik, Saferna], [Cegielski]), rozumiany jako potrzeba ich ponownej analizy, może skutecznie przyspieszyć rozwiązywanie nowych problemów, ale wymaga otwarcia się na nowe możliwości technologiczne. Przede wszystkim powinno to być otwarcie na wielkie możliwości zarządzania prosumenckimi łańcuchami wartości za pomocą inteligentnych liczników EP [[Dębowski](#)], w szczególności na możliwości kształtowania profili: zapotrzebowania, produkcji prosumenckiej, magazynowania prosumenckiego, wymiany z siecią elektroenergetyczną (oczywiście przy masowym wykorzystaniu elektroniki: sensorów, sterowników elektronicznych, ...). Ponadto, musi to być otwarcie na teleinformatykę [[Wójcicki](#)]. Na pewno chodzi o otwarcie na wirtualne sieci różnych rodzajów (wirtualne wyspy WW niezależnych inwestorów NI – pretendentów, ale również podobne wyspy instytucjonalnych prosumentów, np. takich jak duże, wielozakładowe grupy przemysłowe, urzędy miejskie i zarządy spółdzielni mieszkaniowych w miastach, urzędy gminne w gminach miejskich, i inne). Chodzi też o otwarcie na całkowicie nową jakość, którą jest Internet IoT, ...

Oprócz potrzeby otwarcia się na nowe technologie (jak wyżej) istnieje także potrzeba respektowania nowej rzeczywistości technologicznej w użytkowaniu energii elektrycznej (również w produkcji tej energii w źródłach OZE). Szczególne znaczenie w tym kontekście ma masowe zastosowanie przekształtników energoelektronicznych w odbiornikach energii

elektrycznej (i w źródłach OZE) [[Michalak, Zygmantowski 1](#)]; przekształtniki energoelektroniczne powodują całkowitą zmianę właściwości charakterystyk odbiorników [[Michalak, Zygmantowski 2](#)], ale także infrastruktury segmentów NI i EP, a w konsekwencji także węzłów infrastruktury elektroenergetycznej WEK.

Istnieje również potrzeba respektowania nowej rzeczywistości technologicznej w obszarze regulacji mocy oraz bilansowania energii. Jedną stroną tej rzeczywistości są tradycyjne systemy elektroenergetyczne (czyli wielki i bardzo skomplikowany obszar zjawisk elektromagnetycznych i elektromechanicznych, także zjawisk termodynamicznych, ale również zjawisk w obszarze automatyki zabezpieczeniowej, regulacji pojedynczych źródeł wytwórczych i układów regulacyjnych nadrzędnych/systemowych) [[Nocoń](#)]. Ta rzeczywistość ma podstawowe znaczenie w kontekście możliwości tworzenia na rynku energii elektrycznej wysp wirtualnych/konwergentnych, które w krótkim czasie (krótkim w perspektywie procesów zachodzących w elektroenergetyce) pobudzą nowy jakościowo, bardzo silny etap konkurencji.

Jeszcze ważniejsze znaczenie ma rozpoczynający się już proces autonomizacji infrastruktury energetycznej na najniższym poziomie, mianowicie w masowym segmencie energetyki prosumenckiej, którym jest segment domów jednorodzinnych. Potencjał w tym zakresie jest trudny do przecenienia. Jest zrozumiałe, że uwolnienie potencjału wymaga uwolnienia się od „gorsetu” koncepcji regulacji mocy oraz bilansowania energii obowiązującego dotychczas w sposób bezdyskusyjny ogólnie (na całym świecie) w systemach elektroenergetycznych. Oczywiście, wykorzystanie tego potencjału wymaga innowacyjnego (w kategoriach innowacji przełomowej) podejścia do PME (Prosumencka Mikroinfrastruktura Energetyczna) jako obiektu regulacji/sterowania [[Fice](#)].

Współczesne uwarunkowania strategiczne (2) – inteligentna infrastruktura jako narzędzie redukcji nieokreśloności. Zasada dualności oznacza z kolei ścieranie się natury deterministycznej i losowej procesów zachodzących w eksploatacji infrastruktury elektroenergetycznej, w obszarze użytkowania energii elektrycznej oraz w produkcji energii elektrycznej w źródłach OZE. W latach 70' minionego wieku modele stochastyczne (najczęściej statystyczno-probabilistyczne) stały się istotnym narzędziem przewyżczania (częściowego) losowej natury procesów w eksploatacji sieci elektroenergetycznych oraz w obszarze użytkowania energii elektrycznej [[Popczyk 5](#)]. Współcześnie, w następstwie szokowego rozwoju sensoryki i teleinformatyki, bariery związane z identyfikacją procesów w czasie rzeczywistym znacznie w elektroenergetyce się obniżyły (w kontekście losowego charakteru produkcji energii elektrycznej w źródłach OZE obniżenie to ma oczywiście dodatkowe znaczenie). W ślad za obniżaniem się barier identyfikacji procesów w czasie rzeczywistym powstaje środowisko do funkcjonowania rynku energii elektrycznej w takim (rzeczywistym) czasie. Model IREE uwzględnia ten fakt.

Obszary wiejskie, smart city, energetyka przemysłowa – trzy główne segmenty rynku IREE. Oczywiście, model IREE ma największy początkowy potencjał rozwojowy na obszarach wiejskich, które są naturalną kolebką energetyki EP. Wynika to z właściwości zapotrzebowania na energię elektryczną na obszarach wiejskich (mała gęstość powierzchniowa zapotrzebowania), z zasobów charakterystycznych dla tych obszarów (rolnictwo energetyczne) oraz ze względu na potrzebę ich pilnej reelektryfikacji [[Popczyk 6](#)]. Wymienione trzy czynniki będą w kolejnych latach przyczyną bardzo silnych interakcji między segmentami rynkowymi EP, NI oraz WEK.

Trzeba także uwzględnić, że model IREE ma bardzo duży naturalny potencjał rozwojowy w środowisku smart city. Decyduje o tym wiele czynników, ale jednym z najważniejszych jest (będzie) Internet rzeczy (IoT). Istoty Internetu rzeczy na rynku energii elektrycznej trzeba

upatrywać w jego bardzo silnym interaktywnym powiązaniu z taryfami dynamicznymi. Te z kolei są kluczem do przebudowy energetyki miejskiej charakteryzującej się wielkim nasyceniem małych odbiorników energii elektrycznej w gospodarstwach domowych i dużym potencjałem przebudowy transportu w kierunku elektrycznego (samochód elektryczny, ale także *car sharing*, zarządzanie ruchem miejskim). Wielki potencjał przebudowy energetyki miejskiej zgodnej z unijną (klimatyczno-energetyczną) mapą drogową 2050 nie budzi wątpliwości [Kordas]. A taryfa dynamiczna w kolejnych latach pobudzi (po wprowadzeniu) bardzo silne interakcje między segmentami rynkowymi EP i NI oraz WEK.

Kluczowe znaczenie z punktu widzenia modelu IREE mają zachowania prosumenckie (partycypacja, zmiana stylu życia, ekonomia behawioralna) i segmentacja energetyki EP, a także całkowicie nowe modele biznesowe energetyki NI. W tym obszarze istnieje jeszcze dużo spraw otwartych. Zasadniczą wśród nich jest segmentacja energetyki EP. Obecnie do energetyki EP zalicza się na ogół tylko gospodarstwa domowe (12 milionów gospodarstw, wobec około 17 milionów odbiorców energii elektrycznej). W modelu IREE przyjmuje się jednak, że energetyka EP potencjalnie pokrywa pełny zbiór odbiorców na obecnym rynku energii elektrycznej, łącznie z przemysłowymi, czyli 17 milionów, od „Kowalskiego” do KGHM [Popczyk 7]. Z drugiej strony przyjmuje się, że w procesie przekształcania rynku odbiorców (klientów/konsumentów) w rynek prosumentów nastąpi istotna zmiana struktury podmiotowej rynku. Mianowicie, 6 milionów gospodarstw domowych w blokach mieszkalnych potencjalnie może przekształcić się, w tendencji, w 4 tysiące instytucjonalnych prosumentów w postaci zarządów spółdzielni mieszkaniowych. Wielki potencjał zmiany (nowej integracji) struktury podmiotowej rynku energii elektrycznej po stronie prosumentów wywoła zmiany dostosowawcze w segmencie inwestorów NI. W szczególności oprócz inwestorów-wytwórców NI-WK i NI-WW pojawią się inwestorzy-integratorzy NI-IWW. Niezależnie od złożoności segmentacji energetyki EP i złożoności procesów transformacji rynku WEK – NI – EP w rynek EP – NI – WEK trzy różne, jakościowo i fundamentalnie, obszary interakcji względem rynku WEK to: obszary wiejskie (w przybliżeniu około 15% zużycia krajowego energii elektrycznej), miasta – bez przemysłu (około 35% zużycia krajowego) i przemysł (około 50% zużycia krajowego); podane w nawiasach procentowe udziały uwzględniają znacznie bardziej szczegółową segmentację przedstawioną w [Popczyk 7], chociaż nie wprost.

Ustawa OZE – opór ze strony energetyki WEK i konsekwencja w postaci pobudzenia prosumeryzmu. Model IREE jest obiektywną nieuchronnością. Dynamika interakcji na rynkach energii elektrycznej będzie oczywiście na świecie bardzo zróżnicowana. W Polsce 2015 rok może mieć przełomowe znaczenie z punktu widzenia tej dynamiki. Przyczyną jest uchwalenie przez Sejm ustawy OZE (z ponad czteroletnim opóźnieniem w stosunku do wymagań dyrektywy 2009/28). Przy tym nie jakość ustawy ma znaczenie (bo ta jest absolutnie nieadekwatna do wielkiego już potencjału dyfuzji technologii OZE do energetyki EP). Znaczenie ma ruch społeczny, który się ukształtował w czteroletnim procesie blokowania rozwoju tej energetyki OZE przez sojusz polityczno-korporacyjny. (Odrzucenie, dzięki temu ruchowi, 20 lutego 2015 roku przez Sejm poprawek senackich, wbrew interesom rządowo-korporacyjnym, otwarło rynek inwestycyjny energetyki EP o wartości rzędu 10 mld PLN; przyjęto tu, do wykonania bardzo grubego oszacowania nakładów inwestycyjnych, że 600 MW mocy elektrycznych prosumenci zainstalują w źródłach PV, a 200 MW w mikrobiogazowniach zintegrowanych z agregatami kogeneracyjnymi klasy 10 kW). Ogólnie, z punktu widzenia dalszych zmian na rynku energii elektrycznej, znaczenie ustawy OZE dla rozwoju rynku IREE jest nie do przecenienia. Mianowicie, znaczenie to może być takie jak ustawy Prawo energetyczne dla rozwoju rynku WEK (rozwijającego się w po 1997 roku pod wpływem zasady TPA). Jest tak, jeśli nawet mało kto widzi obecnie takie właśnie

konsekwencje ustawy OZE. (Chociaż ustawa ta jest adresowana głównie do energetyki WEK, to stawia się tu tezę, że głównie wykorzystają ją jednak niezależni wytwórcy NI, w „koalicji” – przynajmniej w pierwszym etapie – z segmentem EP dysponującym potencjalnie, zakłada się tu skuteczne wejście ustawy w życie, nowym rynkiem inwestycyjnym o wartości nawet 10 mld PLN).

Ruch społeczny, który doprowadził do „symbolicznego” przełomu w procedurze uchwalania ustawy OZE jest zarazem początkiem ruchu na rzecz energetyki EP w wymiarze praktycznym, potwierdzającym teoretyczne przesłanki prosumeryzmu w energetyce [Popczyk 8], [Bylok]. Analiza struktury ruchu (o którym jest mowa) w kontekście motywacyjnym – a trzeba podkreślić, że jest to w dużym stopniu ruch na rzecz rozwoju zrównoważonego – prowadzi do tezy, że przebudowa energetyki w kolejnych latach będzie w coraz większym stopniu wiązana z ogólną zmianą stylu życia ludności. Zatem widać już, że proces rozwoju energetyki prosumenckiej nie jest procesem głównym, jest natomiast integralną częścią znacznie silniejszego procesu. Mianowicie, chodzi tu o proces transformacji całej gospodarki w kierunku prosumenckiej i rozwój społeczny (w ogóle) w kierunku społeczeństwa prosumenckiego. I właśnie stąd wynikają fundamentalne przesłanki dotyczące perspektyw energetyki EP.

Uwarunkowania cywilizacyjne/globalne. Ostatnie kilkanaście lat jest na świecie okresem gwałtownego przyspieszenia konsolidacji koncepcji przebudowy energetyki traktowanej w kategoriach procesu cywilizacyjnego. Jest przy tym wiele sił sprawczych tej konsolidacji. Najważniejszą z nich jest potrójna nieadekwatność: technologiczna, społeczna i przyrodnicza. Każda z tych nieadekwatności jest w bardzo silnej interakcji z pozostałymi dwoma, stąd ich znaczenie zmienia się w czasie. Oczywiście, fundamentalnie najważniejsza jest nieadekwatność przyrodnicza – właśnie ta nieadekwatność wymusiła politykę klimatyczną, której początki sięgają traktatu z Rio de Janeiro (1992) [Müller]. Ta z kolei wymusza szybko rozprzestrzeniającą się refleksję dotyczącą ryzyka przekroczenia równowagi ziemskiego systemu klimatycznego, ekonomiki i stylu życia [Popkiewicz]. Interakcja tej refleksji z osiągniętym w ostatnich dziesięcioleciach postępem w dziedzinie elektroniki i teleinformatyki wytycza kierunek zmian cywilizacyjnych (trzecia fala przemysłowa [Rifkin], piąta fala innowacyjności [Popczyk 9]).

Bardzo ważne znaczenie dla przebudowy energetyki w ogóle, i elektroenergetyki w szczególności, ma narastająca nieadekwatność modelu biznesowego energetyki, ale przede wszystkim procesy degradacyjne zachodzące w korporacjach energetycznych (kryzys dobrych praktyk biznesowych). Degradacja korporacji elektroenergetycznej ujawniła się z całą siłą w Japonii po katastrofie Elektrowni Fukushima [Bernardyn]; stopień demoralizacji japońskiej korporacji elektroenergetycznej, który został ujawniony po katastrofie doprowadził do szokowej transformacji japońskiego społeczeństwa w kierunku obywatelskiego. Chociaż skala zjawiska zaskoczyła całe społeczeństwo japońskie, to z drugiej strony zjawisko to jest jednym z etapów procesu „zwykłego” procesu zmian dialektycznych (w tym procesie fundamentalna zmiana modelu biznesowego energetyki z korporacyjnego na prosumencki musi, wcześniej lub później, się dokonać).

Polskie przesłanki historyczne (2). Jest duże podobieństwo sytuacji elektroenergetyki w połowie obecnej dekady i w połowie lat 80' minionego wieku. W najdynamicznym ilościowym okresie rozwojowym (1965-1985) polska elektroenergetyka nie podjęła refleksji na temat światowych zmian [Praca zbiorowa, pod redakcją Nehrebeckiego, rozdz. 29: *Uwagi na temat polskiej elektroenergetyki w przeszłości (1965-1985) – osiągnięcia, błędy, zagrożenia oraz postulaty co do komplementarnego prognozowania rozwoju*

elektroenergetyki; autor – profesor Lucjan Nehrebecki] i nie była zdolna do dostosowania się do nich w trybie wewnętrznych działań naprawczych.

W szczególności nie była zdolna do refleksji dotyczącej możliwości poprawy efektywności elektroenergetycznej (i ogólnie energetycznej) oraz ograniczania nietrafionych inwestycji. Tej sprawy dotyczy następujący długi cytat z [Pracy zbiorowej ..., str. 597]: > *Specyficzną kategorią ... było porównywanie energetyki polskiej – w tym szczególnie zużycia energii elektrycznej na mieszkańca – z krajami rozwiniętymi. Tym „narzędziem” posługiwali się niektórzy radośni twórcy w celu uzasadnienia w Komisji Planowania żądań finansowych w myśl powszechnie stosowanej zasady, że aby otrzymać trochę trzeba żądać wiele. Jest zrozumiałe, że w tej psychozie kierownictwo Zjednoczenia Energetyki i dyrekcja Instytutu Energetyki w pierwszej połowie omawianego okresu¹ nie zezwalały nawet na wzmiankę o oszczędzaniu energii elektrycznej. Duży wzrost zużycia, pomimo braku uzasadnienia, był ich zdaniem wyrazem twórczego rozmachu <.*

Niezależnie od ustrojowych uwarunkowań (socjalizm, gospodarka centralnie planowana) spuścizną braku otwarcia się w omawianym okresie na procesy zachodzące na świecie były „monumentalne” nietrafione inwestycje; najbardziej charakterystyczne, to: linia 750 kV Winnica (Elektrownia Jądrowa Chmielnicka) – Widelka k. Rzeszowa; Elektrownia Jądrowa Żarnowiec 2x440 MW; Elektrownia Szczytowo-Pompowa Młoty 750 MW.

Współczesny apetyt na inwestycje wielkoskalowe w Polsce i presja inwestorów na stworzenie gwarancji prawnych dotyczących zwrotu na kapitale (rynek mocy) ma podobne przesłanki u podstaw jak te z okresu 1965-1985 („twórczy” rozmach trzeba tylko zamienić na „twórczy” biznes).

Unijny Pakiet energetyczny 2015. Dokonująca się konsolidacja koncepcji przebudowy energetyki (w horyzontach 2020, 2030 i 2050) znajduje bardzo jednoznaczny wyraz w ważnym dokumencie unijnym [Komisja Europejska] dotyczącym energetyki. W dokumencie tym (datowanym 25 lutego 2015) wymienia się między innymi trzy kluczowe powody koniecznej przebudowy unijnej energetyki. Mianowicie, podkreśla się, że nie można przyszłości UE opierać na przestarzałych technologiach energetycznych (paliwa kopalne, nieefektywność energetyczna), na przestarzałym modelu biznesowym energetyki (bardzo silny korporacjonizm, niedostateczna konkurencja) i na imporcie paliw (400 mld €/rok; w Polsce import paliw i dóbr inwestycyjnych dla energetyki należy szacować na około 76 mld PLN [Popczyk 3]). Za konieczne uznaje się natomiast zaoferowanie unijnym społeczeństwom (we wszystkich krajach członkowskich) nowych modeli zaopatrzenia w energię, adekwatnych do istniejących już możliwości działania prosumentów. W braku innowacyjności w energetyce widzi się dla UE główne ryzyko gospodarcze, większe niż ryzyko ucieczki energochłonnego przemysłu z powodu polityki klimatycznej (zmienia się już radykalnie postrzeganie gospodarki chińskiej, jako coraz bardziej innowacyjnej).

1. STRATEGICZNA SEGMENTACJA RYNKU W MIREE

Model IREE jest modelem rynku konwergentnego, uwzględniającym potencjalną dynamikę interakcji mechanizmów istniejącego rynku WEK oraz mechanizmów powstającego rynku pretendenta – niezależnych inwestorów (NI) i prosumentów (EP).

1.1. Podstawową **infrastrukturą** rynkową rynku WEK (istniejącą) są: operatorskie usługi przesyłowe (operator OSP i operatorzy OSD), RB (Rynek Bilansujący – OSP), TGE (Towarowa Giełda Energii), rynek kontraktów bilateralnych energii (grafikowanych, wymuszonych/OZE), operatorzy OH i OHT (ten segment ma kluczowe znaczenie z punktu widzenia rozwoju rynku IREE), taryfy SZ (sprzedawców zobowiązanych).

¹ Chodzi o lata 1975-1985 (przypis autora).

- 1.2. Kluczowymi graczami na rynku WEK w ujęciu podmiotowym są gracze istniejący: OSP (PSE, z rynkiem bilansującym RB), cztery „bazowe” grupy energetyczne (PGE, Tauron, Enea, Energa), Grupa RWE, Grupa PKP Energetyka, Grupa EDF, Grupa Dalkia, Grupa GDF Suez.
- 1.3. Segmenty rynkowe NI oraz EP w pierwszym etapie rozwoju modelu IREE będą się kształtować odrębnie, a następnie zaczną się przenikać w konwergentnym podprocesie rynkowym NI-EP. Sekwencja rozwojowa będzie następująca. Najpierw będą powstawać odrębne (budynkowe, i nie tylko) prosumenckie mikroinfrastruktury energetyczne PME, odrębne (lokalne: wiejskie, gminne, osiedlowe, przemysłowe, ...) prosumenckie inteligentne sieci energetyczne PISE, odrębne inwestycje wytwórcze NI. Indywidualne mikroinfrastruktury PME, indywidualne sieci PISE, indywidualne inwestycje wytwórcze NI będą na początku najczęściej przyłączone do KSE, a następnie będą się stopniowo autonomizować (zyskiwać zdolność pracy w trybie *semi off grid*); część indywidualnych PME, indywidualnych PISE, indywidualnych inwestycji NI będzie budowana od razu do pracy autonomicznej.
- 1.4. Podproces rynkowy NI-EP, jako innowacja przełomowa (odrębna jakość) będzie się konsolidował głównie za pomocą inteligentnej infrastruktury (analogia do historycznej konsolidacji KSE za pomocą elektroenergetycznej sieci przesyłowej). W wyniku będą powstawały wirtualne „elektrownie” (NI), wirtualne „sieci” (PME, PISE, NI), aż do wysp konwergentnych w postaci „plastrów sera z dziurami, sklejonymi” z KSE.
- 1.5. W Polsce kluczowymi inwestorami IP są, od połowy minionej dekady, inwestorzy w obszarze energetyki wiatrowej NI-WW (zrealizowali oni, praktycznie w ciągu 10 lat, inwestycje w postaci 3800 MW mocy zainstalowanej, zapewniające 5% krajowej produkcji energii elektrycznej); w ostatnich latach duża część zagranicznych inwestorów NI-WW wycofała się z Polski, a ich rynek przejęły grupy PGE i Energa. Z drugiej strony grupa Tauron stara się sprzedać swoje aktywa wiatrowe, aby uzyskać poprawę wskaźnika EBITDA, ułatwiającą finansowanie bloku węglowego (910 MW w Jaworznie) na rynkach kapitałowych.
- 1.6. Kluczowymi prosumentami są prosumenci przemysłowi (PKN Orlen, Anwil, ..., KGHM, ..., JSW, ...; około 70 prosumentów o jednostkowej mocy elektrycznej źródeł kogeneracyjnych od 0,5 do 350 MW; łącznie około 1600 MW mocy zainstalowanej, 5% produkcji energii elektrycznej). Podkreśla się, autokogeneracja staje się bardzo silnym nowym trendem w energetyce przemysłowej. Wiele źródeł autokogeneracyjnych jest w budowie. Najbardziej spektakularnym wśród nich jest blok gazowo-parowy 450 MW we Włocławku (Anwil, Grupa Kapitałowa PKN Orlen). W tym wypadku trzeba jednak mówić nie o czystym modelu prosumenckim, a o połączonym modelu EP-NI (moc elektryczna bloku przekracza potrzeby Grupy PKN Orlen).
- 1.7. Kluczowymi potencjalnymi segmentami budynkowej energetyki EP są następujące segmenty: 6 mln domów jednorodzinnych, 450 tys. bloków mieszkalnych (6 mln mieszkań), 300 tys. gospodarstw rolnych małotowarowych, 1,8 mln MiŚP.
- 1.8. Kluczowymi potencjalnymi segmentami instytucjonalnych **integratorów „biernych”** na rynku EP są segmenty: 120 tys. wspólnot mieszkaniowych, 4 tys. spółdzielni mieszkaniowych, 400 urzędów miejskich, 500 urzędów gmin wiejsko-miejskich, 1600 urzędów gmin wiejskich, 16 urzędów wojewódzkich.
- 1.9. Pretendenci, traktujący energetykę EP jako innowację przełomową, będą sukcesywnie realizować funkcje **integratorów „aktywnych”** na rynku EP. Segment tych integratorów będzie się rozwijał w dużym stopniu w oparciu o segment inwestorów NI (ale nie tylko).

2. PROFILE BILANSOWE B (dobowe Z/P; naturalne i aktywnie kształtowane)

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

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

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

Rozwój konkurencji wymaga (ogólnie) działania mechanizmu w postaci (jednoskładnikowej) ceny krańcowej. W warunkach rynku energii elektrycznej dochodzenie do tego mechanizmu jest związane z sukcesywnym pokonywaniem co najmniej pięciu barier. Trzy bariery techniczne, to: 1° – bariera rozwoju masowej infrastruktury (teleinformatycznej) do skracania czasów transakcyjnych (łącznie z billingiem) na rynku energii elektrycznej, 2° – bariera rozwoju inteligentnej infrastruktury do przekształcenia opłaty przesyłowej z monopolistycznej w rynkową, 3° – bariera decentralizacji technicznych systemów bilansowo-regulacyjnych. Czwarta bariera to bariera ekonomiczna – jest ona związana z kształtowaniem się ekonomiki wysokiego ryzyka w segmencie NI (obecnie pretendentów do rynku), a także

behawioralnej w segmencie EP; jedna i druga sukcesywnie będą wypierały ekonomikę inwestorów WEK opartą na zwrocie (praktycznie bez ryzyka) długoterminowego kapitału inwestycyjnego. Piąta bariera to bariera społeczna – jest ona związana z kształtowaniem się gospodarki prosumenckiej i społeczeństwa prosumeckiego (bazą przekształceń gospodarki i społeczeństwa w kierunku prosumeryzmu jest ekonomika behawioralna, partycypacja prosumencka, ...).

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

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

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

- 4.1. Usługę DSM/DSR w modelu IREE należy traktować jako usługę systemową konkurencyjną względem rynku mocy. Oczywiście, jest to usługa o charakterze przejściowym – na konkurencyjnym rynku wygra z tą usługą (zastąpi ją) np. taryfa dynamiczna. Wreszcie jest to ciągle usługa potencjalna – na razie została wdrożoną przez operatora OSP jedynie eksperymentalnie (pierwsza umowa została podpisana po raz pierwszy w 2013 roku). Usługą są zainteresowani na szeroką skalę odbiorcy przemysłowi.
- 4.2. Dwa główne segmenty zasobów usługi rezerwy zimnej RZ to „stare” bloki węglowe energetyki WEK oraz układy UGZ gwarantowanego zasilania odbiorców wrażliwych na przerwy w zasilaniu. Są to zasoby, których konkurencyjność, zwłaszcza względem rynku mocy, powinna być skonfrontowana (na pierwszym, przejściowym etapie, czyli na etapie traktowania układów UGZ jako usługi systemowej) za pomocą formuły kosztu unikniętego, a w następnych etapach za pomocą rynku bilansującego RB i taryfy dynamicznej TD.

- 4.3. Rynek mocy (jako gwarancja zwrotu nakładów kapitałowych w wielkoskalowe bloki wytwórcze) jest koncepcją remonopolizacji rynku energii elektrycznej. Koncepcja ta nie mieści się w modelu IREE (w modelu IREE zwrot kapitału następuje za pomocą ogólnego mechanizmu rynku konkurencyjnego, tzn. ceny krańcowej).
- 4.4. Decentralizacja usług systemowych w modelu IREE jest naturalnym i nieodzownym kierunkiem rozwojowym. Chodzi przy tym o decentralizację poprzez dopuszczenie do rynku usług systemowych nowych, poza operatorem OSP, graczy, w szczególności operatorów OSD, OHT i OH.

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

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

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

6. BEZPIECZEŃSTWO ELEKTROENERGETYCZNE W MIREE (12 wybranych filarów)

Dwunastoma filarami bezpieczeństwa elektroenergetycznego w modelu MIREE są rozwiązania i technologie uwarunkowane globalnie. Przy tym są to rozwiązania i technologie już w pełni skomercjalizowane. Stanowią one potencjalną podstawę modeli biznesowych obecnych pretendentów (zwłaszcza wytwórców IPP, a w nadchodzących

latach także prosumentów), chociaż jeszcze nie zawsze są one konkurencyjne na ułomnych (niepłynnych) rynkach energii elektrycznej, charakterystycznych dla liderów na tych rynkach (energetyka WEK). Poniżej filary bezpieczeństwa przedstawia się w sekwencji wynikającej z łatwości ich zastosowania i szacunkowej efektywności (zwłaszcza w kategoriach ekonomiki behawioralnej). Są to:

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

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

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

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

6.5. Usługa RZ o długim czasie dostępu (do wykorzystania w stanach przewlekłych deficytów mocy). Jest to usługa w postaci gotowości do pracy bloku węglowego WEK, który utracił konkurencyjność na bieżącym rynku energii elektrycznej, w stanach normalnych pracy KSE (blok o dużym stopniu wyeksploatowania, niskiej sprawności, wysokich wskaźnikach emisji CO₂). Czas dojścia takiego bloku ze stanu zimnego do pracy z mocą znamionową wynosi kilka do kilkunastu godzin. Podstawą wykorzystania tej usługi jest kontrakt między PSE i wytwórcą WEK. Oszacowanie potencjału usługi jest w gestii operatora przesyłowego PSE, który ustawowo jest odpowiedzialny za prognozowanie ryzyka deficytu mocy w KSE. Ekspercko (bardzo grubo, „poza” operatorem PSE) można szacować, że potencjał ten nie przekracza mocy 1000 MW. (Podkreśla się, że usługa RZ

w postaci bloku węglowego ma na IREE alternatywę w postaci silnego mechanizmu konkurencji. Mianowicie, mechanizmem tym jest cena krańcowa na rynku energii – cena jednoskładnikowa na RDN).

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

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

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

6.9. Rolnictwo energetyczne i energetyka wiatrowa. Chodzi tu o wirtualne hybrydowe źródła wytwórcze biogazowo-wiatrowe, z elektrowniami wiatrowymi klasy 2 MW oraz biogazowniami zintegrowanymi fizycznie z agregatami kogeneracyjnymi klasy 1 MW (moc elektryczna) i zasobnikami biogazu klasy 1600 m³. Potencjał tego segmentu, to nie mniej niż 2 tys. źródeł hybrydowych.

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

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

6.12. Dwa transfery paliwowe, mianowicie z rynków ciepła i transportowego. Chodzi tu o transfer gazu ziemnego (około 8 mld m³) z rynku ciepła (gaz ziemny wykorzystywany w kotłach gazowych) na rynek kogeneracji przemysłowej i budynkowej (transfer ten będzie wynikiem całkowitego wyparcia gazu ziemnego w horyzoncie 2050 z rynku ciepła przez źródła biomasowe, kolektory słoneczne i pompy ciepła, ale głównie w wyniku redukcji zużycia ciepła grzewczego powodowanego rozszerzeniem się zastosowania technologii domu pasywnego). Ponadto, chodzi o transfer paliw transportowych, który będzie następował na rynek kogeneracji przemysłowej i budynkowej (ten transfer będzie z kolei wynikiem rozwoju transportu elektrycznego; w wyniku transferu w horyzoncie 2050 będzie trafić do kogeneracji budynkowej nie mniej niż 5 mln ton paliw transportowych rocznie, czyli około 25% obecnego rynku tych paliw).

Powołania

- [Popczyk 1] [Słownictwo i inne \(encyklopedyczne\) podstawy z obszaru przebudowy energetyki.](#) BŻEP, Dział 1.1.06, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Popczyk 2] *Elektroenergetyka (... Rynek energii elektrycznej ... Cenotwórstwo ...) 1997 i później.* Partner na Rynku Energii (Sp. z o. o.), wrzesień-październik 1997.
- [Popczyk 3] [REFERENCYJNY BILANS ZASOBÓW NA POLSKIM RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ. Model interakcji EP i WEK \(w kontekście zarządzania i sterowania\) w ramach II trajektorii rozwoju.](#) BŻEP, Dział 2.2.01, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Popczyk 4] [Doktryna energetyczna.](#) BŻEP, Dział 1.1.06, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Jasicki, Szymik, Bogucki, Saferna] *Praca układów elektroenergetycznych.* WNT, Warszawa 1965.
- [Cegielski] *Sieci i systemy elektroenergetyczne.* PWN, Warszawa-Wrocław 1979.
- [Dębowski] [Licznik inteligentny EP wg iLab EPRO.](#) BŻEP, Dział 1.2.02, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Wójcicki] [Informatyka w EP.](#) BŻEP, Dział 1.2.06, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Michalak, Zygmantowski 1] [Przekształtniki energoelektroniczne w EP.](#) BŻEP, Dział 1.2.07, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Michalak, Zygmantowski 2] [Charakterystyki obciążenia typowych odbiorników energii w gospodarstwach domowych.](#) BŻEP, Dział 1.3.03, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Nocoń] [Regulacja rozproszonych źródeł energii elektrycznej w instalacjach on/off grid.](#) BŻEP, Dział 1.3.04, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Fice] [Prosumencka mikroinfrastruktura energetyczna jako obiekt regulacji/sterowania.](#) BŻEP, Dział 1.1.06, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Popczyk 5] *Modele probabilistyczne w sieciach elektroenergetycznych.* WNT, Warszawa 1991.
- [Popczyk 6] [Energetyka prosumencka jako innowacja przełomowa.](#) BŻEP, Dział 1.4.04, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Kordas] [Referencyjny bilans energetyczny 2050 miasta 100-500 tys. mieszkańców. Case-study Bielsko-Biała.](#) BŻEP, Dział 2.2.04, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Popczyk 7] [ENERGETYKA PROSUMENCKA. Od sojuszu polityczno-korporacyjnego do energetyki prosumenckiej w prosumenckim społeczeństwie.](#) BŻEP, Dział 1.1.06, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Popczyk 8] [Energetyka prosumencka jako skutek konwergencji postępu technologicznego i rozwoju społecznego.](#) BŻEP, Dział 1.1.05, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Byłok] [Prosumpcja na rynku energii elektrycznej w perspektywie teoretycznej.](#) BŻEP, Dział 1.1.05, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Müller] [OD NAUKI O KLIMACIE DO GEOPOLITYKI. Perspektywa porozumienia klimatyczno-energetycznego w skali globalnej.](#) BŻEP, Dział 1.1.06, www.klaster3x20.pl, podstrona CEP.
- [Popkiewicz] *Świat na rozdrożu.* Sonia Draga, 2013 (wydanie II).
- [Rifkin] *Trzecia rewolucja przemysłowa.* Sonia Draga, 2012.

- [Popczyk 9] *Postprzemysłowa energetyka – piąta fala innowacyjności*. Wykład inauguracyjny 65 roku akademickiego w Politechnice Śląskiej. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice, październik 2009.
- [Popczyk 10] *Ameryka wygrywa konkurencję XXI wieku*. Cz. I. *Jak myśleć o energii?* Cz. II. *A co w Polsce?* Rzeczpospolita, Nr 186, 190 (11, 18 sierpnia) 1995.
- [Bernardyn] *SŁOŃCE jeszcze nie weszło. Tsunami. Fukushima*. Helion, 2014.
- [Praca zbiorowa, pod redakcją Nehrebeckiego] *Historia elektryki polskiej*. Elektroenergetyka. WNT, 1992.
- [European Commission] *ENERGY UNION PACKAGE. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE, THE COMMITTEE OF THE REGIONS AND THE EUROPEAN INVESTMENT BANK. A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*. Brussels, 25.2.2015. COM(2015) 80 final.

Zał. 1. **POLITYKA GOSPODARCZA, W MIEJSCU ENERGETYCZNEJ** (Program modernizacyjny dla przemysłu jako jeden z filarów bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju)

Ogólna polityka gospodarcza. Na obecnym etapie (do 2020 roku) racjonalne jest, na poziomie strategicznym, równoprawne traktowanie dwóch kategorii kosztów: 1° – kosztów wsparcia prorozwojowego (zgodnego z mechanizmami unijnej polityki klimatyczno-energetycznej), czyli efektywności energetycznej, energetyki OZE i inteligentnej infrastruktury do zarządzania w energetyce, 2° – kosztów niezbędnej restrukturyzacji istniejącego przemysłu, także energetyki WEK. Realizacja takiej polityki gospodarczej jest oczywiście wielkim wyzwaniem dla rządu, jest też niezwykle trudna ze względu na uwarunkowania unijne (dotyczące konkurencji i niedozwolonej pomocy publicznej). Ale uchylanie się rządu od sformułowania polityki gospodarczej będzie przyspieszać kryzysy podobne do tego, który objął już w bardzo destrukcyjny sposób górnictwo. Poniżej przedstawia się (tylko „wywoławczo”) bardzo ogólną propozycję 10-cio punktowej koncepcji polityki gospodarczej, tylko w aspekcie jej powiązania z energetyką.

1. Polski rząd powinien określić przede wszystkim politykę gospodarczą (w tym przemysłową). Określenie polityki gospodarczej jako pierwszej jest już absolutną koniecznością; rozwój energetyki musi być natomiast pochodną polityki gospodarczej. Możliwe jest przy tym stworzenie z przebudowy energetyki ważnej części polityki gospodarczej (przypadek Niemiec). Przy nieznaney polityce gospodarczej niedopuszczalne jest natomiast przyspieszanie inwestycji w przestarzałe (moralnie) technologie WEK, bo takie inwestycje nie są w interesie gospodarki (przeciwnie są wielkim zagrożeniem dla gospodarki).

2. Polityka gospodarcza powinna rozróżniać: potrzebę restrukturyzacji (wraz z potrzebnym wsparciem) istniejącego przemysłu oraz potrzebę wskazania kierunków rozwojowych (również wraz z potrzebnym wsparciem). Systemy wsparcia (ogólnie rozumiane, nie tylko dotyczące energii elektrycznej) w jednym i drugim przypadku muszą być zgodne z regulacjami unijnymi dotyczącymi konkurencji (dotyczącymi zakazu niedozwolonej pomocy publicznej).

3. Wsparcie dla przemysłu ukierunkowane na obszar związany z energią elektryczną może dotyczyć tylko tych przedsiębiorstw (zarówno restrukturyzowanych, jak i kwalifikowanych do rozwojowych), w których udział kosztu tej energii w kosztach całkowitych przekracza 10%.

4. Pod pojęciem przemysłu (tu traktowanego podmiotowo) rozumie się dalej jego reprezentację w obszarze kapitału społecznego (stowarzyszenia, izby gospodarcze); to kapitał społeczny, reprezentujący przemysł (bez energetyki) powinien być partnerem rządu w pracach nad polityką gospodarczą.
5. Przemysł nie może się koncentrować na walce z polityką klimatyczno-energetyczną UE, powinien natomiast koncentrować się na żądaniach (kierowanych do rządu) dotyczących rozwiązań, które stosują w odniesieniu do przemysłu Niemcy (wybór kraju referencyjnego jest tu sprawą otwartą).
6. Przemysł wymagający restrukturyzacji powinien dla uwiarygodnienia się opracować (i następnie wdrażać) własną strategię sanacyjną (powinna to być strategia ukierunkowana przede wszystkim na efektywność energetyczną).
7. Cały przemysł powinien w obszarze polityki klimatyczno-energetycznej żądać (od rządu) całkowitej eliminacji nierównoprawnego traktowania energetyki WEK, w szczególności zaprzestania preferowania tej energetyki względem przemysłu. Na przykład, za niedopuszczalne uznaje się rozwiązanie, z którego chciałaby korzystać energetyka WEK, polegające na wprowadzeniu rynku mocy (gwarancja zwrotu na kapitale).
8. Przemysł restrukturyzujący się nie powinien ponosić kosztów rozwoju OZE (restrukturyzację i rozwój OZE traktuje się równorzędnie).
9. Przemysł rozwojowy powinien realizować strategię rozwoju kogeneracji gazowej (i w ten sposób stabilizować bezpieczeństwo energetyczne kraju; rozwiązania w zakresie polityki gospodarczej powinny uniemożliwiać inwestycje w bloki kondensacyjne dopóki istnieje potencjał rozwoju autokogeneracji przemysłowej).
10. Przemysł rozwojowy powinien realizować w zakresie zasilania w energię (ogólnie, nie tylko w energię elektryczną) strategię prosumencką, w szczególności uwzględniającą aspekt partycypacyjny prosumeryzmu (w tym powinien realizować inwestycje OZE na ogólnych warunkach).

Załącznik 2. WYSPA (ELEKTROWNIA) WIRTUALNA W INTERAKCJI DO RYNKU MOCY WEK (do inwestycji w bloki na węgiel kamienny, na węgiel brunatny i jądrowe klasy 900-1600 MW, w elektrowniach o mocy do 4600 MW)

Rynek mocy WEK, na rzecz którego podsektor wytwórczy polskiej elektroenergetyki WEK rozpoczyna wielką ofensywę, jest, z procesowego punktu widzenia, zaprzeczeniem logiki nieuchronności zmian. Wyspa wirtualna (WW) wpisuje się natomiast w pełni w tę logikę. Są przy tym powody, aby wyspę WW traktować jako kolejny (czwarty), nieuchronny, ale też najbardziej radykalny etap procesu demonopolizacji elektroenergetyki; proces ten w bardzo uproszczony sposób został przedstawiony w tab.1. W procesie, zapoczątkowanym przez ustawę PURPA, systematycznie rośnie w siłę segment niezależnych (względem korporacji elektroenergetycznej) inwestorów, zdolnych do wykorzystania zmieniających się warunków rynkowych. Niezależni inwestorzy łącznie z prosumentami, którzy stanowią całkowicie nową jakość na rynku energii elektrycznej, są siłą przyspieszającą efektywną konkurencję, zdolną zapewnić bezpieczeństwo elektroenergetyczne bez rynku mocy WEK.

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

Zasada TPA wykreowała kolejny (drugi) segment niezależnych inwestorów NI-H, czyli przedsiębiorców handlujących na własne ryzyko energią elektryczną na rynku WEK, w środowisku stworzonym przez tę zasadę (amerykańscy „marketersi” [Popczyk 10] wykorzystali zasadę TPA do przebudowy hurtowego rynku USA korzystając z bardzo dużej różnicy ceny energii elektrycznej na wschodzie i na zachodzie kraju, która była uznawana za „naturalną”, kiedy panował monopol).

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

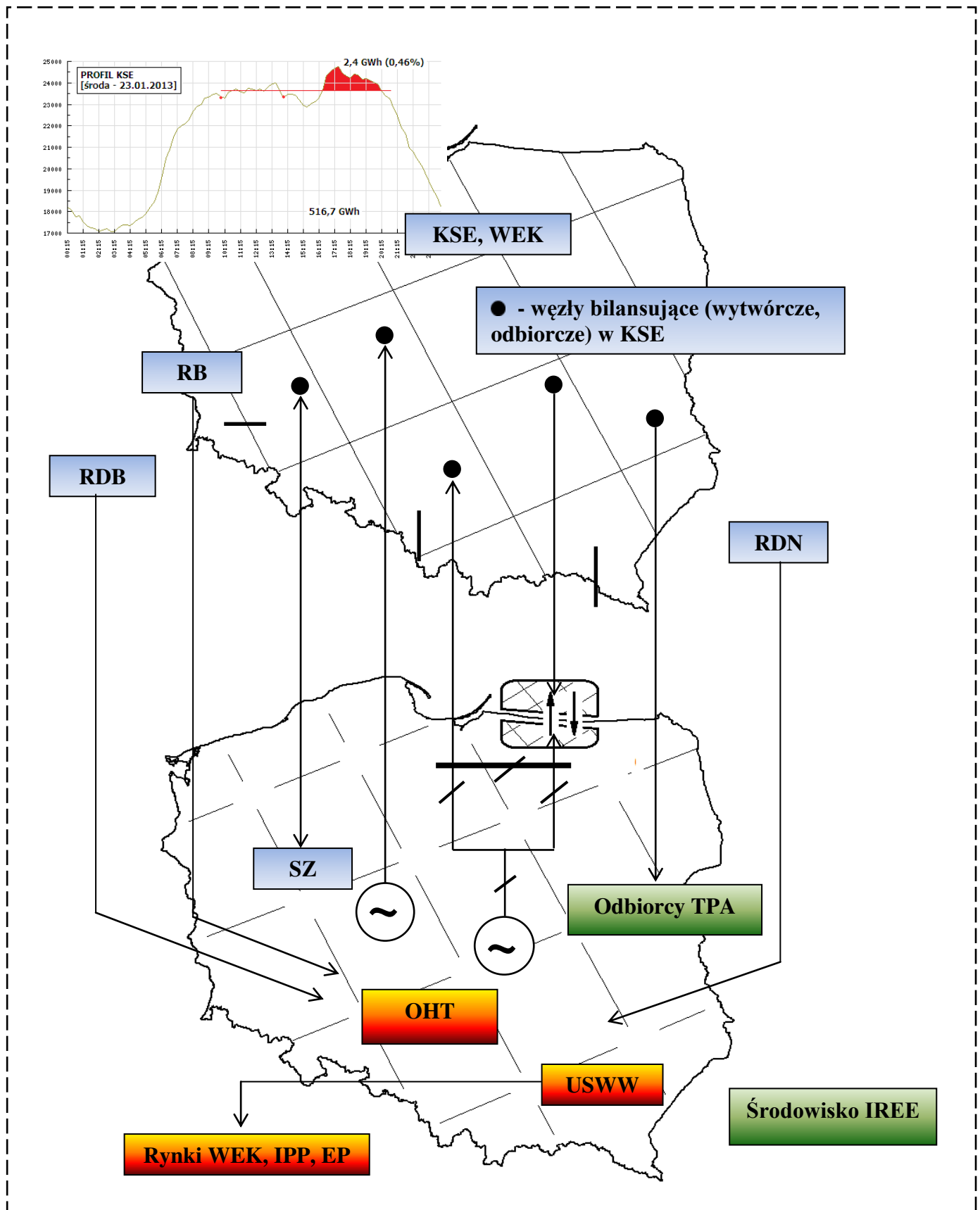
Wreszcie, Komunikat Komisji Europejskiej nt. polityki energetycznej (luty 2015) otwiera drogę do powstania czwartego segment niezależnych inwestorów, mianowicie segmentu NI-IWW, czyli integratorów wysp WW. Powstanie tego segmentu (pretendentów) będzie miało oczywiście znaczenie przełomowe dla rozwoju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

Wytworzone w długim procesie segmenty niezależnych inwestorów, coraz bardziej prorynkowych, i nowego segmentu prosumenckiego, tworzą silne podstawy pod rozwój rynku IREE. Równoważenie sił (segmenty WEK, NI, EP) przez rynek IREE będzie polegało w kolejnych latach głównie na racjonalizowaniu rzeczywistości (jej „odklamywaniu”) w zakresie inwestycji w energetyce WEK. Taka rola rynku IREE jest potrzebna w świetle niesłabnącego „apetytu” inwestycyjnego ze strony grup interesów w energetyce WEK.

Tab. Kolejne etapy demonopolizacji/przebudowy elektroenergetyki

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

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



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

Główne z tych grup, to przede wszystkim grupy reprezentujące: energetykę na węgiel kamienny (cztery bloki na węgiel kamienny o mocy jednostkowej od 900 do 1100 MW w budowie, i wiele innych bloków na „gieldzie” inwestycyjnej), energetykę jądrową (dwie elektrownie, każda po dwa bloki o mocy jednostkowej 1600 MW, łącznie 6400 MW), a także energetykę na węgiel brunatny (wykorzystanie kompleksu złożowego węgla brunatnego Złoczew, po wyczerpaniu się złoża Szczerców, dla potrzeb istniejącej Elektrowni Bełchatów; budowa dwóch elektrowni o mocy 6400 MW, każda z czterema blokami o mocy jednostkowej 1150 MW – według artykułu „Koszty zewnętrzne produkcji energii elektrycznej z projektowanych elektrowni dla kompleksów złożowych węgla brunatnego Legnica i Gubin oraz sektora energetycznego w Polsce”, M. Kudelko, AGH, październik 2012).

Przedstawione dane wskazują na całkowite rozkojarzenie środowiska, w którym funkcjonuje elektroenergetyka WEK (w zakresie sygnałów rozwojowych nie działa rządowa polityka energetyczna i nie działają strategie przedsiębiorstw korporacyjnych, nie działają badania naukowe i nie działa rynek). Dane te pokazują w szczególności brak respektowania realiów w zakresie kształtowania się zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce (realia te, to brak wzrostu zapotrzebowania w każdej sytuacji: nie tylko w przypadku stagnacji gospodarczej, ale również w przypadku rozwoju, bo jeśli ten będzie, to wyłącznie w warunkach znacznie wyższej efektywności energetycznej od obecnej). Dane pokazują także brak respektowania realiów w zakresie narastającej niekonkurencyjności polskiej energii elektrycznej na rynku europejskim, i w zakresie wielu innych spraw.

Odrębną sprawą jest niedostosowanie bloków o mocy jednostkowej 900-1100 MW i elektrowni o mocach jednostkowych do 6400 MW (zbyt dużych) do wielkości (małej) KSE i do profilu zapotrzebowania KSE (cechującego się dużymi, w ciągu roku, różnicami między dolinami i szczytami zapotrzebowania dobowego mocy: 13 GW – najniższe, 25 GW – najwyższe).

Niedostosowanie to musi skutkować wielkimi problemami regulacyjnymi i obniżką sprawności bloków. Przede wszystkim rodzi ono wielkie ryzyko *stranded costs*. Nie powoduje natomiast takiego ryzyka energetyka EP oraz energetyka NI-IWW. Problemy regulacyjne będą natomiast coraz skuteczniej rozwiązywane w formule wysp wirtualnych, które będą naturalnym środowiskiem wykorzystania/integracji takich zróżnicowanych zasobów jak: źródła wytwórcze o wymuszonej, losowej produkcji w postaci elektrowni wiatrowych klasy 2 MW z jednej strony i „dachowych” źródeł PV z drugiej strony, ale także biogazowe źródła regulacyjne (z zasobnikami biogazu) klasy 1 MW. Innymi zasobami wysp wirtualnych będą zintegrowane usługi DSM/DSR, zimnej rezerwy UGZ, wreszcie taryfa dynamiczna.

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

Załącznik 3. TARYFA DYNAMICZNA I REGULACJA MOCY W WYSPIE WIRTUALNEJ W INTERAKCJI DO RYNKU MOCY W ENERGETYCE WEK (zasoby regulacyjne wyspy WW)

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

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

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

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

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

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

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

Systemy regulacji wysp WW w najprostszej postaci (na początku) będą tworzone z jednej strony przy odwzorowaniu KSE (sieci rozdzielczych nN, SN, 110 kV) w postaci „miedzianej płyty”, z drugiej natomiast strony od początku powinny uwzględniać wielki potencjał kształtowania profili odbiorców, a przede wszystkim prosumentów. Koncepcja miedzianej płyty w odniesieniu do wyspy WW ma bezpośrednie odniesienie do identycznej koncepcji zastosowanej dwukrotnie w historii elektroenergetyki WEK. Po raz pierwszy było to w przypadku systemu ERO. Podkreśla się, że początki łączenia systemów regionalnych w system KSE miały miejsce w latach 60' ubiegłego wieku. System ERO funkcjonował na miedzianej płycie (choć taka nazwa w odniesieniu do ERO nie była stosowana), czyli bez uwzględniania rozptyłów w sieci przesyłowej NN i zamkniętej sieci 110 kV, praktycznie aż do końca ubiegłego wieku. Po raz drugi koncepcja miedzianej płyty (jawnie już nazwana), została zastosowana w procesie tworzenia rynku energii elektrycznej w oparciu o zasadę TPA,

znowu w obszarze sieci przesyłowej NN i zamkniętej sieci 110 kV. Podkreśla się, że dotychczasowe próby (przynajmniej dwukrotne: na przełomie lat 2003/2004 roku i na przełomie poprzedniej i obecnej dekady) zastąpienia koncepcji miedzianej płyty w konstrukcji opłaty przesyłowej (w obszarze sieci zamkniętych NN i 110 kV) bardziej prokonkurencyjną koncepcją cen węzłowych nie dały na razie rezultatu.

Tab. Zasoby bilansowe energii i regulacyjne mocy wyspy WW

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

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

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

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

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

1. Taryfy końcowe: WN-A (A23) – 200/67 PLN/MWh; SN-B (B11, B21, B22, B23) – 227/103 PLN/MWh; nN-C (C11, C12, C21, C22) – 313/253 PLN/MWh; nN-G (G 11, G12) – 260/230 PLN/MWh; podane ceny (stawka za energię / opłata przesyłowa przeliczona na

energię) są przeciętnymi cenami z 2014 roku (waga cen taryfowych wynika z faktu, że będą one bazą do wyznaczania taryf dynamicznych przez operatorów OHT-IWW).

2. Rynek hurtowy: kontrakty bilateralne średnioterminowe, rynki giełdowe (RDN, RDB); podkreśla się, że obecnie brakuje rynków inwestycyjnych.
3. Operator systemu przesyłowego – system informatyczny SOWE (System Operatywnej Współpracy z Elektrowniami), instrukcja IRiESP, rynek techniczny (RB).
4. Operatorzy systemów dystrybucyjnych – instrukcja IRiESD, taryfy dystrybucyjne.
5. System informatyczny WIRE (Wymiana Informacji Rynku Energii).

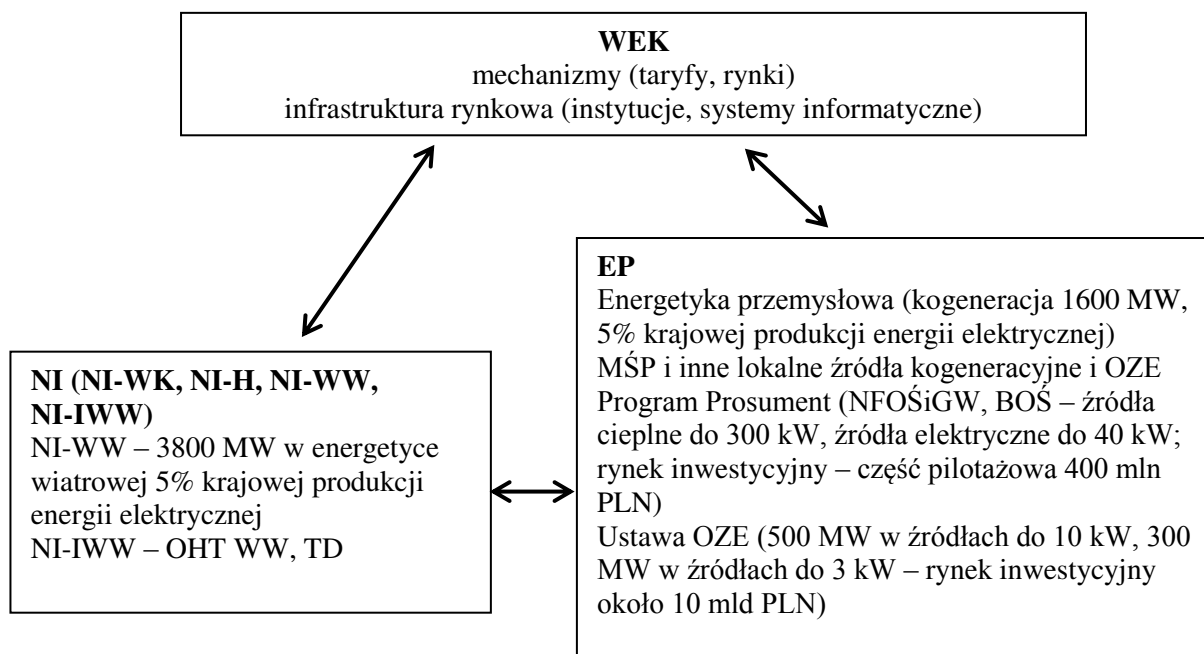
Z kolei obecne środowisko rynkowe OZE (tworzone przez ostatnie 10 lat) obejmuje:

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

Przyszłe środowisko rynkowe IREE, to:

1. Wirtualna wyspa (WW) – domena niezależnych inwestorów NI-IWW (pretendentów).
2. Taryfa dynamiczna (TD) – domena niezależnych inwestorów NI-IWW (pretendentów).
3. Interfejs mikroinfrastruktury PME (budynkowej) pracującej w trybie: *on grid* → *semi off grid* → *off grid*.
4. Systemy integracji auto-kogeneracji i autonomicznych systemów OZE dedykowane do poszczególnych segmentów EP („od Kowalskiego po KGHM”).

Ogólna charakterystyka segmentów WEK, NI, EP w MIREE. Trzy segmenty elektroenergetyki (WEK, NI, EP) są na razie bardzo niezrównoważone pod względem siły, ale także pod względem fundamentalnych perspektyw rozwojowych. Energetyka WEK potężna pod względem bieżącej siły nie ma żadnych perspektyw rozwojowych; w Polsce jest to wielki „statek” skierowany w ostatnich latach na rafę.



Rys. Ogólna charakterystyka segmentów WEK, NI, EP w MIREE

Zwłaszcza po uruchomieniu inwestycji w cztery bloki węglowe klasy 1000 MW (Kozienice, 2xOpole, Jaworzno), o łącznych nakładach inwestycyjnych ponad 25 mld PLN, i inwestycji sieciowych w sieci przesyłowe, na które PSE zawarło już kontrakty z wykonawcami na ponad 8 mld PLN, oraz po zrealizowaniu konsolidacji PGE z Energa oraz Tauronu z Eneą (w celu ratowania Kompanii Węglowej), nikt nie będzie w stanie zmienić kursu statku na bezpieczny.

Energetyka EP, na razie najsłabsza, ma natomiast perspektywy wynikające z megatrendów rozwojowych, które obejmują: 1° – technologie zasobnikowe, w tym powiązane z samochodem elektrycznym (w tym kontekście ważny jest prosumencki łańcuch wartości firmy Tesla obejmujący: samochód elektryczny, budynkowe źródło PV, dodatkowy stacjonarny zasobnik akumulatorowy, a wszystko zarządzane inteligentną infrastrukturą EP), 2° – Internet rzeczy (IoT), 3° – zmiany stylu życia ludzi.

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

Fundamentalne sygnały prokonkurencyjne z obszaru jednolitego unijnego rynku energii elektrycznej. Wskazuje się tu na trzy sygnały skumulowane w bardzo krótkim okresie, zaledwie 5 miesięcy (grudzień 2014 – kwiecień 2015). Są to bardzo silne sygnały z Wielkiej Brytanii i Niemiec, bez wątplenia odmieniające dotychczasowy obraz rynków inwestycyjnych w wytwarzaniu energii elektrycznej kształtowany przez energetykę WEK, zainteresowaną inwestowaniem na wielką skalę w tradycyjne, wielkoskalowe źródła wytwórcze, w tym węglowe, bez własnego ryzyka, na ryzyko odbiorców. Są to sygnały w postaci aukcji (wszystkie trzy aukcje – jedna na rynku mocy, dwie w obszarze źródeł OZE – uzyskały zgodę Komisji Europejskiej, badającej je w kontekście jednolitych zasad konkurencji i niedopuszczalności pomocy publicznej).

Pierwszą była brytyjska aukcja na moce (grudzień 2014), z horyzontem wsparcia od roku do 15 lat, obejmująca zakresem przedmiotowym moce wytwórcze (w tradycyjnych blokach), DSR i zasobniki. Niezwykle symptomatyczny był bardzo silny spadek ceny mocy w czasie aukcji, z 75 £/kW do 19 £/kW. Z tym spadkiem wiązała się struktura zakontraktowanych mocy, która pokazuje przełom na rynku inwestycyjnym w odniesieniu do źródeł wytwórczych energii elektrycznej. Mianowicie, nowe źródła, głównie węglowe, na koniec aukcji miały zaledwie 5-procentowy udział w zakontraktowanym wolumenie (wynoszącym prawie 50 GW). Dominujący udział w wolumenie miały natomiast źródła istniejące, „potrzebujące” jedynie remontu, modernizacji, ewentualnie rewitalizacji. Taki wynik brytyjskiej aukcji na moce potwierdza zasadniczą tezę, że również Polska powinna koncentrować się na intensyfikacji wykorzystania istniejących zasobów energetyki WEK, a nie na gigantycznych nowych inwestycjach WEK ([[Popczyk 3](#)], [Popczyk 4](#)).

Dwie aukcje w obszarze źródeł OZE, to aukcja brytyjska (luty 2015) oraz niemiecka (kwiecień 2015). Znaczenie tych aukcji polega na tym, że zmieniają one generalnie systemy wsparcia OZE, takie jak *feed-in tariff*, „zielone” certyfikaty, na system bardziej prokonkurencyjny. Podkreśla się, że obydwie aukcje (duże źródła) zostały skierowane do niezależnych inwestorów (NI), i oczywiście do energetyki WEK.

Brytyjska aukcja dotyczyła źródeł wiatrowych, w tym *offshore*, oraz (dużych) źródeł PV. Szczególnie interesujące są wyniki tej aukcji w segmencie źródeł PV. W wyniku aukcji (już po szczegółowej weryfikacji ofert) ukształtowały się dwa charakterystyczne poziomy cen: 79 £/MWh oraz 50 £/MWh. Druga z tych cen okaże się jednak najprawdopodobniej, na obecnym etapie rozwoju technologii PV, jeszcze nierealistyczna (inwestorzy wycofają się z inwestycji).

Niemiecka aukcja, na duże źródła PV (powyżej 10 MW) miała dopuszczalną cenę maksymalną energii, ogłoszoną przed aukcją, wynoszącą 110 €/MWh. Nie Oferty (złożone z nadmiarem) praktycznie gwarantują, że cena 110 €/MWh jest nie tylko realistyczna, ale jest atrakcyjna dla inwestorów.

Siła trzech, scharakteryzowanych w największym skrócie, aukcji polega na tym, że wprowadziły one po raz pierwszy jednolity (w UE, i nie tylko) poziom odniesienia na rynku inwestycyjnym źródeł wytwórczych energii elektrycznej. Jest to szczególnie ważne w wypadku niedojrzałego jeszcze rynku źródeł PV. Otóż, w wypadku tych źródeł podkreśla się tu, że brytyjska cena 79 £/MWh i niemiecka 110 €/MWh są praktycznie równe (dla warunków polskich jest to około 440 PLN/MWh). Tego poziomu nikt już nie będzie mógł łatwo zakwestionować. A to oznacza, że w UE rynek IREE praktycznie zaczął już działać.

Księga Szkocka

Teza. Ekonomiczny (efektywnościowy) potencjał rynku IPP-EP i względy bezpieczeństwa elektroenergetycznego uzasadniają pilną potrzebę przebudowy rynku energii elektrycznej w Polsce. Przy tym właściwości rynku NI-EP, jako interaktywnego względem obecnego rynku WEK, umożliwiają ewolucyjną przebudowę całego rynku energii elektrycznej (nie jest potrzebna przebudowa rewolucyjna). Istotą modelu IREE jest „przejście” do mechanizmów rynkowych opartych na ciągłych profilach dobowych: zapotrzebowania odbiorców, produkcji źródeł OZE, energii w zasobnikach, węzłów bilansujących (wytwórczych, odbiorczych, prosumenckich).

Zadanie do rozwiązania. Zadaniem, które się tu formuluje, jest zbudowanie prostego modelu IREE, możliwego do sukcesywnego (nie szokowego) wdrażania w kolejnych latach, aż do pełnego praktycznego wdrożenia w horyzoncie 2020. Ważnym zadaniem szczegółowym jest stworzenie algorytmów przekształceń profili dobowych (dodawanie, odejmowanie, grafikowanie, całkowanie, ...). Ważnym zadaniem szczegółowym jest także opracowanie charakterystyk (częstotliwościowych, napięciowych) węzłów bilansujących odbiorczych (szczególnie w kontekście działania operatorów rynkowych OHT), a także węzłów infrastruktury elektroenergetycznej NI i EP (w kontekście technicznych systemów regulacyjnych). Wreszcie, ważnym zadaniem szczegółowym jest stworzenie metodyki modelowania wyspy wirtualnej (ze źródłami odnawialnymi o wymuszonej losowej produkcji i źródłami odnawialnymi regulacyjnymi, a także z taryfą dynamiczną), a także metodyki szacowania wpływu takich wysp na profil KSE (jego spłaszczanie).

Jan Popczyk

Datowanie Zapowiedzi RAPORTU (wersja oryginalna) – 20.02.2015 r. Wersja zmodyfikowana (1) – 1.03.2015 r. (W ramach modyfikacji nr 1 rozszerzono istotnie WPROWADZENIE. Rozdział 6 przeredagowano i dodano dwa filary bezpieczeństwa energetycznego, mianowicie 6.5 i 6.7; rozszerzono opis filarów 6.3, 6.4). Powołania rozszerzono o pozycję [Dębowski]. Dodano zał. 1). Wersja zmodyfikowana (2) – 10.03.2015 r. (W ramach modyfikacji nr 2 rozszerzono po raz drugi w istotny sposób WPROWADZENIE. Powołania rozszerzono o pozycje: [Nocoń], [Müller], [Popkiewicz], [Rifkin], [Bernardyn], [Praca zbiorowa, pod redakcją Nehrebeckiego], [European Commission]. Dodano zał. 2. Rozszerzono zadania do rozwiązania w Księdze Szkockiej – dodano zadanie związane z wyspą wirtualną).

Datowanie RAPORTU (wersja oryginalna) – 4.05.2015 r.