

CO OZNACZA INTELIGENTNA INFRASTRUKTURA W CYWILIZACYJNEJ TRANSFORMACJI ENERGETYKI I GDZIE JEST JEJ MIEJSCE ?

Jan Popczyk

Jeśli inteligentna infrastruktura w energetyce nie ma być pustym hasłem, to musi być traktowana w kategoriach głównego środowiska technologicznego (obejmującego informatykę, teleinformatykę, elektronikę, energoelektronikę, mechatronikę, ...) rynkowej innowacji przełomowej, którą w najszerszym sensie jest cała dokonująca się transformacja energetyczna. Bardziej szczegółowo, w aspekcie podmiotowym innowacją przełomową w energetyce jest energetyka EP (prosumencka) oraz NI (niezależnych inwestorów), a także struktury pochodne. Mianowicie, takie jak spółdzielnie energetyczne, klastry energetyczne, elektrownie wirtualne, i w najszerszym sensie wirtualne minisystemy elektroenergetyczne. A także nowe platformy biznesowe powstające w strefie alegalności (platformy wykorzystujące najbardziej zaawansowane technologie, takie np. jak blockchain).

W aspekcie przedmiotowym są to źródła OZE i infrastruktura techniczna, poza źródłami OZE, obejmująca rozległe środowisko nowoczesnych technologii (*ICT, LED, PH – dom pasywny, HP – pompa ciepła, EV- samochód elektryczny, UPS – układ gwarantowanego zasilania, ...*). Łącznie (źródła OZE i zasygnalizowana infrastruktura) stanowią bazowe środowisko integracji prosumenckich usług energetycznych, całkowicie na nowo ukształtowanych (skonsolidowanych). Inaczej, jest to bazowe środowisko technologiczne procesu transformacji współczesnej energetyki do mono rynku energii elektrycznej OZE, rys. 1.

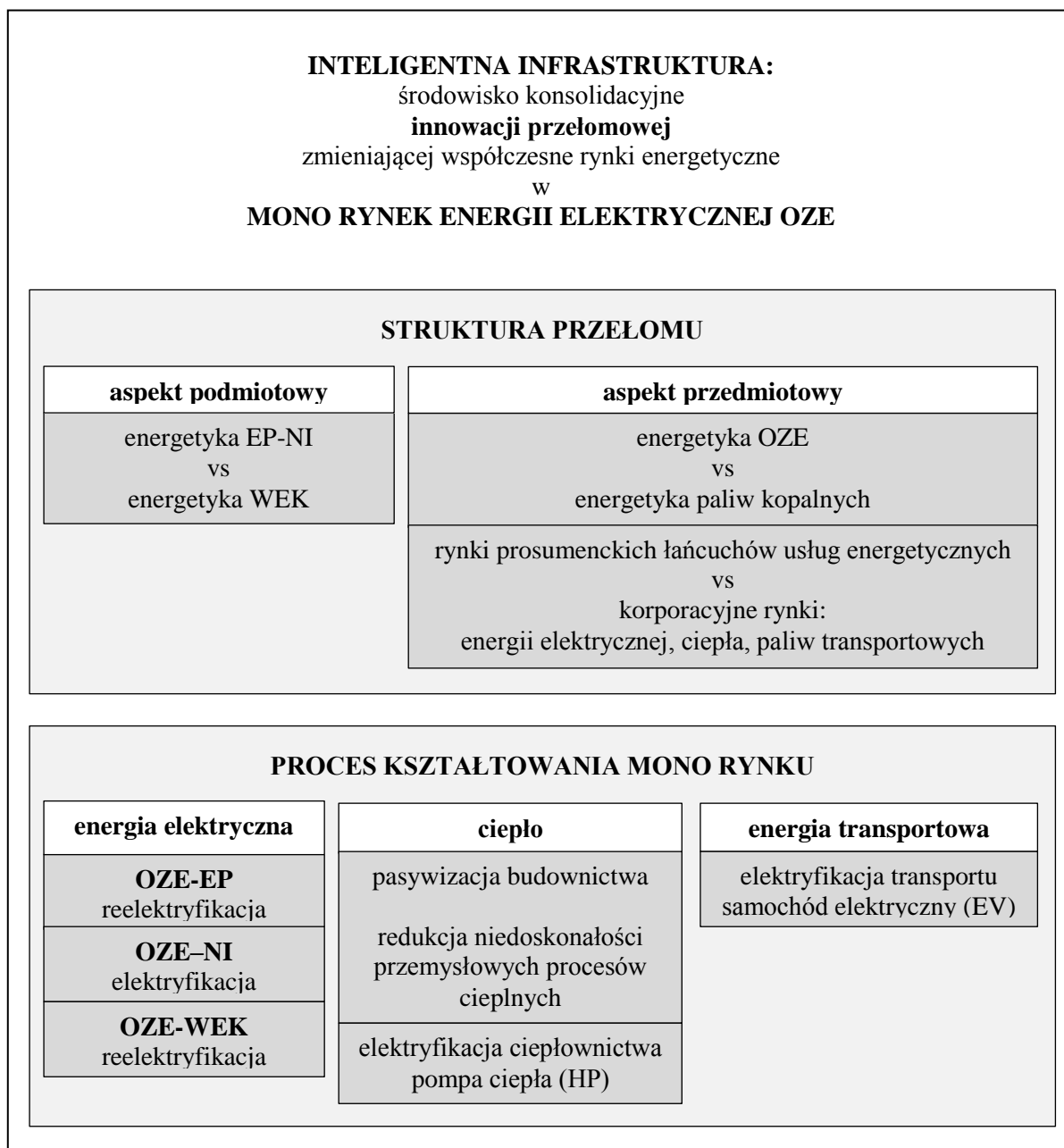
Alokacja inteligentnej infrastruktury w procesie transformacji energetyki przedstawiona w artykule, inna od powszechnie uznawanej, ma podstawę w wynikach badań przedstawionych w Cyklu Raportów BŹEP [1] do [12] (biblioteka BŹEP, Portal CIRE).

Inteligentna infrastruktura w energetyce a innowacja przełomowa

Przełomową jest taka innowacja, która przerywa tok rozwoju określonej branży (sektora), w odróżnieniu od innowacji przyrostowej zapewniającej kontynuację rozwojową (technologiczną oraz biznesową). W artykule nadaje się energetyce EP-NI status innowacji przełomowej, bo odwraca ona porządek ukształtowany na wielkich rynkach energii w całym dotychczasowym historycznym procesie ich rozwoju.

To odwrócenie porządku ma podstawowe znaczenie z punktu widzenia rozróżnienia innowacji przyrostowej i przełomowej. Mianowicie, innowacja przyrostowa zapewnia ulepszenie produktu/usługi, ale nie zmienia organizacji wielkiego rynku, w szczególności nie zmienia sposobu zachowania się klienta (w elektroenergetyce – odbiorcy). Innowacja przełomowa prowadzi zaś wprost do zmiany rynku, w szczególności do transformacji klienta w prosumenta; podkreśla się jednak, że innowacje przełomowe często mogą nie być, nawet w długim czasie, akceptowane przez klientów (obiorców energii elektrycznej).

Dlatego w energetyce EP-NI ważne jest jak najszybsze rozpoczęcie dopasowywania wschodzącego mono rynku energii elektrycznej do nowych technologii (źródła OZE, inteligentna infrastruktura). Na przykład, ważne jest współcześnie, aby zaniechać dopasowywania źródeł OZE z wymuszoną produkcją (bardzo istotna potencjalnie część energetyki EP-NI) do „głównych” (wielkich, sektorowych) rynków energii. I dalej: zaniechać traktowania kosztów dopasowywania źródeł OZE do sektorowych rynków energii w kategoriach wsparcia tych źródeł.



Rys. 1. Strategiczne znaczenie inteligentnej infrastruktury jako środowiska konsolidacyjnego innowacji przełomowej w procesie transformacji energetyki do mono rynku energii elektrycznej OZE

Przeciwnie, trzeba odwrócić dopasowywanie: zacząć w coraz większym stopniu dopasowywać rynek energetyki EP-NI (rynki energii użytecznej, jeszcze dalej – rynki nowych zintegrowanych usług energetycznych) do właściwości źródeł OZE [1,2]. W konsekwencji, trzeba ogólnie działać na rzecz budowy kompetencji prosumentów i niezależnych inwestorów w obszarze wykorzystywania nowych technologii, ale także na rzecz zmiany upodobań prosumentów. Nie ma natomiast już praktycznie szans na ukształtowanie odmiennych (od dotychczasowych) umiejętności korporacyjnych firm energetycznych, wyspecjalizowanych i zależnych od swoich historycznych praktyk w zakresie stosowania tradycyjnych technologii ukierunkowanych na tradycyjne energetyczne (paliwowe/branżowe) rynki.

Odwrócenie kierunku dopasowywania rynków energetycznych sprawia, że w artykule nadaje się inteligentnej infrastrukturze walor fundamentalnej infrastruktury technicznej rynku energii elektrycznej. Jest to zresztą skutek roboczej hipotezy, że właśnie na rynku energii elektrycznej zaczyna się rozgrywać w skali globalnej cywilizacyjna transformacja energetyki: „termodynamicznej” w „elektrotechniczną”. Czyli transformacja energetyki spalania paliw kopalnych i procesów cieplnych oraz rynków sektorowych (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych) w mono rynek energii elektrycznej OZE i rynki energii użytecznej (czyli rynki energii o najwyższej efektywności, zarządzanej inteligentną infrastrukturą, zapewniającą najwyższą społeczną wydajność pracy) [2].

Hipotezę roboczą potwierdza już dokonująca się na świecie reelektryfikacja wtórna OZE (blok państw i regionów OECD) oraz elektryfikacja pierwotna OZE (Indie, Afryka Subsaharyjska, a w dużej części elektryfikacji pierwotnej OZE podlegają jeszcze Chiny). Potwierdzają hipotezę roboczą również: dokonująca się elektryfikacja ciepłownictwa (pompa ciepła) i elektryfikacja transportu (samochód elektryczny).

Zatem rynek energii elektrycznej, na którym będzie kształtowana równowaga rynków wschodzącego i schodzącego, zyskuje walor głównego mechanizmu równoważącego (narzędzia podtrzymywania stabilnej równowagi) w obrębie procesu transformacji całej energetyki [3,4]. Stąd wynika związek inteligentnej infrastruktury ze sferą technologiczną energetyki i z architekturą rynku energii elektrycznej (z mechanizmami rynkowymi) [5].

Inteligentna infrastruktura w energetyce EP-NI a doświadczenia z implementacji magistrali KNX/BMS i technologia blockchain

Dopełnieniem uwag dotyczących, w kontekście innowacji przełomowej, miejsca inteligentnej infrastruktury w procesie transformacji energetyki jest odnotowanie historii rozwoju magistrali KNX/BMS (*European Installation Bus Association*) [11]. Technologia KNX, której właścicielem jest obecnie Stowarzyszenie KNX (wcześniej – EIB). Jest to pierwszy na świecie otwarty standard automatyki budynkowej. Jest efektem konwergencji kilku protokołów i rozwijających je organizacji. Dla systemu KNX charakterystyczna jest automatyka budynkowa rozproszona, tzn. w systemie tym nie ma jednostki centralnej. Każdy element magistralny podłączony do instalacji, wyposażony jest w procesor i elementy niezbędne do samodzielnej pracy. Dotychczasowy rozwój systemu KNX (ostatnie kilkanaście lat) był ukierunkowany przede wszystkim na komfort i bezpieczeństwo użytkowników budynku, na bezpieczeństwo samego budynku oraz na zarządzanie (poprawę efektywności)

w sferze użytkowania energii elektrycznej i ciepła, nie obejmował natomiast praktycznie integracji źródeł OZE z budynkiem.

Historia magistrali KNX pokazuje problem alokacji inteligentnej infrastruktury między odbiorniki (odbiorcy) oraz budynkową instalację elektryczną (elektroenergetyczną). Jest sprawą bezsporną, że inteligentna infrastruktura odbiorników rozwija się znacznie szybciej niż magistrala KNX (systemy BMS). Między innymi dlatego, że konkurencja wśród producentów odbiorników (źródła światła, zmywarki, pralki, lodówki, ...) zawsze była znacznie silniejsza niż konkurencja w środowisku magistrali KNX, w którym producenci odbiorników są zresztą w części obecni. (Podkreśla się, że jeszcze ciekawsze są doświadczenia z obszaru automatyzacji i sterowania przemysłowej infrastruktury energetycznej).

Oczywiście, analiza miejsca inteligentnej infrastruktury w budynku (inteligentne odbiorniki vs inteligentna magistrala KNX) jest, może być, źródłem cennych wskazówek odnośnie „umiejscowienia” inteligentnej infrastruktury na mono rynku energii elektrycznej OZE (energetyka EP-NI vs energetyka WEK) [6,7,8]. Mianowicie, alokacja inteligentnej infrastruktury (obecnie powszechnie utożsamianej z pojęciem *smart grid*) do energetyki EP-NI nie budzi wątpliwości (podobieństwo prosumenckiej mikro-, mini-, infrastruktury energetycznej do odbiorników budynkowych czy przemysłowych, niezwykle silnie wysyconych w układy energoelektroniczne i inne składowe inteligentnej infrastruktury, jest ewidentne).

Przy tym najbardziej ogólną rekomendacją w tym zakresie jest ta, która dotyczy stworzenia dla potrzeb energetyki EP-NI terminali dostępowych do sieci rozdzielczych nN-SN [9]. Chodzi w szczególności o terminale na podobieństwo gniazdek służących do przyłączania odbiorników AGD (i innych) oraz opraw oświetleniowych służących do „wkręcania” źródeł światła w wypadku tradycyjnych budynkowych instalacji elektrycznych.

Poszukiwanie funkcjonalności inteligentnej infrastruktury w obszarze energetyki EP-NI – warunkujących jej (energetyki EP-NI) integrację z sieciami nN-SN za pomocą terminali dostępowych – wśród rozwiązań dotyczących integracji inteligentnych odbiorników z tradycyjnymi instalacjami budynkowymi może być niezwykle płodne. Inteligentna infrastruktura pralki, zmywarki, i nie tylko tych urządzeń, umożliwia ich funkcjonowanie w środowisku Internetu IoT „ponad” instalacją budynkową. Inteligentne gniazdko („przedłużenie” gniazdko tradycyjnego) umożliwia zarządzanie ograniczeniami prądowymi (mocy) i napięciowymi instalacji budynkowej, ale także włączenie tradycyjnych odbiorników w środowisko Internetu IoT. Z kolei inteligentne źródło światła nie potrzebuje wyłącznika. Dla każdego z tych przypadków można budować liczne analogie w środowisku integracji energetyki EP-NI (o bardzo dużym potencjale wysycenia w układy energoelektroniczne) z sieciami nN-SN [10].

Odrębną sprawą, w kontekście alokacji inteligentnej infrastruktury na obszar wschodzącego mono rynku energii elektrycznej OZE jest infrastruktura inteligentnego kontraktu blockchain [12]. Wschodząca handlowa platforma technologiczna blockchain musi się łączyć ze zróżnicowanymi środowiskami wschodzącego mono rynku energii elektrycznej OZE za pomocą styków technologicznych, czyli za pomocą inteligentnej infrastruktury tego rynku.

Zatem powstaje unikatowa sytuacja, w której mono rynek energii elektrycznej OZE (i energii użytecznej) będzie się kształtował pod wpływem jego inteligentnej infrastruktury technologicznej, zapewniającej mu połączenie z zasobami technologicznymi KSE (połączenie poprzez terminale sieciowe), a potencjalnie także z infrastrukturą handlową blockchain (poprzez styki technologiczne). To tworzy całkowicie nowe możliwości w zakresie kształtowania struktury mono rynku energii elektrycznej OZE oraz mechanizmów cenotwórczych na tym rynku.

W pierwszym obszarze (struktury mono rynku) może (i powinien) być ukształtowany zbiór styków technologicznych obejmujących: prosumenta, a także elektrownię wirtualną (niezależnego inwestora), klaster energetyczny, spółdzielnię energetyczną, wirtualny minisystem elektroenergetyczny. Także zbiór styków technologicznych obejmujących: system podatkowy (Ministerstwo Finansów) i zasoby WEK (czyli wytwórców, operatora OSP, ale przede wszystkim operatorów OSD i sprzedawców zobowiązanych). Ponadto zbiór styków technologicznych obejmujących: niezależnych sprzedawców, niezależnych operatorów pomiarowych NOP, Internet IoT, kantory walut (krypto walut).

W drugim obszarze (mechanizmów cenotwórczych) może (i powinien) być ukształtowany na mono rynku energii elektrycznej OZE zbiór produktów rynkowych całkowicie nowej jakości. Mianowicie, w wyniku interakcji między inteligentną infrastrukturą technologiczną mono rynku, zapewniającą mu połączenie z zasobami technologicznymi KSE i infrastrukturą handlową blockchain może to być w szczególności taki produkt jak „okazjonalna paczka” (mikrowolumen) energii elektrycznej. Chodzi tu o energię elektryczną kupioną z „chmury”, cechującej się filozofią ryzyka dostaw energii elektrycznej całkowicie przeciwstawną względem dominującej obecnie powszechnie doktrynie bezpieczeństwa energetycznego.

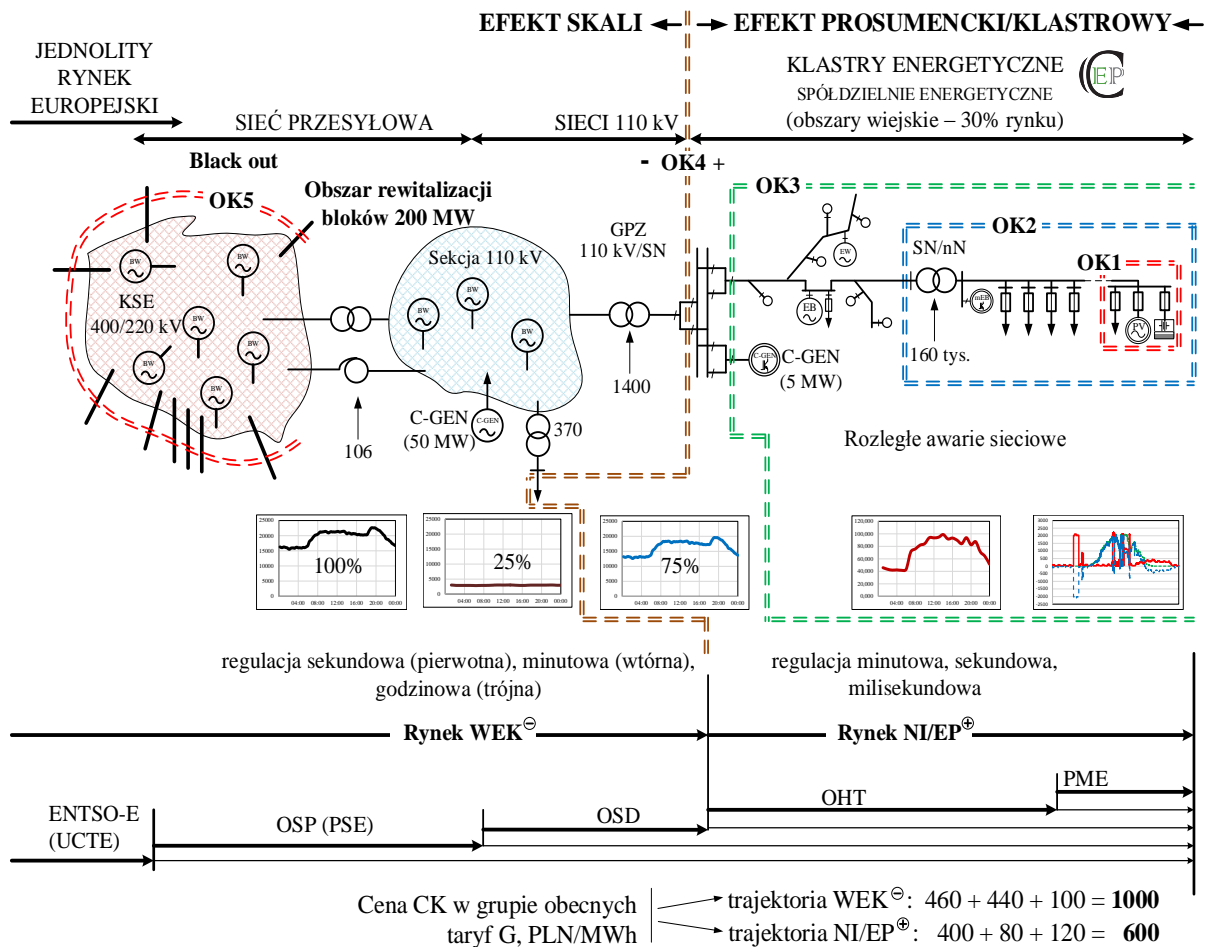
Współczesny KSE

(krajowy system elektroenergetyczny)

System elektroenergetyczny w formie przedstawionej na rys. 2 ukształtował się w historycznym procesie, obejmującym dwa etapy. Pierwszy trwał nieco ponad pół wieku, i obejmował okres od końca XIX w. do lat 50' XX w. Był to etap rozwoju elektroenergetyki od małych źródeł autogeneracyjnych (były to w gruncie rzeczy źródła prosumenckie, chociaż tak się nie nazywały) do elektrowni zasilających sieci miejskie i następnie regionalne. Źródła autogeneracyjne były potrzebne przemysłowcom budującym zakłady przemysłowe (były budowane przez tych przemysłowców. Z kolei elektrownie i zasilane przez nie sieci były budowane przez samorządy, ewentualnie przez przemysłowców, w ramach poszerzania przez nich swojego zakresu działalności gospodarczej. W jednym i drugim wypadku (własności samorządowej i prywatnej) była to infrastruktura z jednej strony o statusie monopolu technicznego, a z drugiej – o statusie użyteczności publicznej.

Drugi etap, liczony do obecnego przełomu, trwa już około 60 lat. Rozwój elektroenergetyki na tym etapie był uwarunkowany nacjonalizacją przeprowadzoną po II wojnie światowej (w Europie decydujące znaczenie miała nacjonalizacja elektroenergetyki we Francji, we Włoszech i w Wielkiej Brytanii, a ponadto nacjonalizacja ustrojowa w Europie Środkowej). Oczywiście, w środowisku własności państwowej rozwój elektroenergetyki

został bardzo szybko zdominowany przez efekt skali bloków wytwórczych i elektrowni (przede wszystkim węglowych oraz jądrowych) i efekt pochodny, mianowicie efekt systemowy realizowany za pomocą sieci przesyłowych (w Europie Zachodniej głównie 220/400 kV, a w Europie Środkowej 220/400/750 kV). Skutkiem było ukształtowanie się do końca lat 80' XX w. elektroenergetyki w postaci niezwykle silnego układu polityczno-korporacyjnego spójnego z ogromną skalą i złożonością techniczną systemu elektroenergetycznego i etatystycznym modelem biznesowym (w ogóle bez rynku, albo z bardzo szczegółowo regulowanym rynkiem energii elektrycznej).



Opracowanie: J. Popczyk
Opracowanie graficzne: M.Fice

Powiaty (na obszarach wiejskich, poza grodzkimi): 314
Spółdzielnie mieszkaniowe (miasta): 4000

Rys. 2. Synteza zagadnień związanych z przebudową systemu operatorskiego w KSE od scentralizowanego (OSP, OSD) do rozproszonego (zwłaszcza funkcjonującego w osłonach OK1 do OK2) [5]

Reforma elektroenergetyki w kierunku liberalizacji rynkowej (za pomocą zasady TPA) i prywatyzacji zapoczątkowana przez Wielką Brytanię w 1990 r., a następnie podjęta przez Unię Europejską, po Traktacie z Maastricht (1992), nie dała w pełni zadowalających wyników, ale przygotowała grunt pod transformację energetyki dokonującą się współcześnie pod wpływem przewrotu technologicznego.

Oslony kontrolne integrujące KSE z nową architekturą rynku energii elektrycznej

Oslona kontrolna [5-12] służy do wydzielenia charakterystycznej części KSE, rys. 2, umożliwiającej funkcjonowanie charakterystycznego segmentu rynku energii elektrycznej. Podkreśla się, że osłona integrująca infrastrukturę technologiczną KSE z rynkiem energii elektrycznej ma dużo wspólnego z osłonami stosowanymi w termodynamice oraz w informatyce. Jednoznaczne zdefiniowanie osłony kontrolnej w elektroenergetyce jest w szczególności niezbędne (tak jak w termodynamice) do sporządzania poprawnych bilansów mocy i energii dla potrzeb operatorskiego zarządzania ograniczeniami technicznymi (bezpieczeństwo samej infrastruktury i jej otoczenia) oraz do sporządzania poprawnych bilansów energii w procesach rynkowych. Jednocześnie, proponowane osłony mają kluczowe znaczenie (tak jak w informatyce) w kontekście ich wzajemnego komunikowania się; chodzi o zapewnienie komunikowania się osłon w procesie kształtowania infrastruktury sterowniczej oraz o wykorzystanie osłon do komunikowania się uczestników rynku (aspekt informatyczny, przedmiotowy i podmiotowy).

W [5] wprowadza się pięć osłon kontrolnych, rys. 2: OK1 – osłona prosumencka przecinająca przyłącze nN (wyodrębniająca prosumenta z segmentu ludnościowego), OK2 – osłona przecinająca pola liniowe nN stacji transformatorowej SN/nN (wyodrębniająca infrastrukturę nN), OK3 – osłona przecinająca pola przyłączeniowe (do infrastruktury SN/nN) źródeł oraz prosumentów/odbiorców (wyodrębniająca klastry, spółdzielnie, elektrownie wirtualne, wirtualne minisystemy elektroenergetyczne), OK4 – osłona przecinająca pola liniowe SN stacji transformatorowej 110 kV/SN (wyodrębniająca infrastrukturę nN-SN/), OK5 – osłona przecinająca połączenia transgraniczne KSE z systemem UCTE (wyodrębniająca rynek krajowy z jednolitego rynku unijnego/europejskiego). Koncepcja osłon kontrolnych jest kluczowa z punktu widzenia efektywnego wiązania ze sobą całkowicie nowych możliwości technologicznych z całkowicie nową architekturą rynkową.

Krytyczną sprawą w tym kontekście jest zapewnienie publicznej (w Internecie) obserwowalności profili poszczególnych osłon. Najpierw chodzi o dostępność profili zapotrzebowania energii elektrycznej na osłonach kontrolnych OK2, OK3 i OK4 (osłona OK1 jest tu wyłączona ze zbioru osłon ze względu na ochronę danych osobowych (odbiorców-prosumentów)). Znaczenie tych profili wynika z faktu, że stanowią one istotną podstawę jakościową do alokacji inwestycji wytwórczych ze schodzącego rynku WEK na wschodzący mono rynek energii elektrycznej OZE, a także do substytucji na tym ostatnim inwestycji sieciowych za pomocą inwestycji wytwórczych. Zapewnienie takiej obserwowalności, gdyby tylko była wola ze strony URE (Urzędu Regulacji Energetyki), jest możliwe przy obecnym poziomie technologii elektronicznych i energoelektronicznych (pomiarów) oraz teleinformatycznych i internetowych bez zwłoki czasowej (praktycznie natychmiastowo), na podstawie koncesji, które są podstawą funkcjonowania operatorów OSD.

Następnie, w miarę rozwoju energetyki EP-NI, chodzi o zapewnienie możliwości realizacji dwukierunkowej wymiany energii elektrycznej przez osłony kontrolne, czyli wprowadzenie bilansowania energii elektrycznej (w przedziałach czasowych 5-minutowych i dłuższych) realizowanego na podstawie dynamicznych kryteriów cenowych obejmujących kryteria niezawodnościowe zasilania odbiorów/odbiorników (na podstawie cenotwórstwa, które musi być coraz bardziej adekwatne do osiągalnego poziomu technologicznego inteligentnej infrastruktury, obejmującej układy energoelektroniczne i zindywidualizowane

układy UPS, czyli inaczej – do potencjalnego potencjału dyfuzji cenotwórstwa do inteligentnej infrastruktury).

Wreszcie, chodzi o regulację mocy na osłonach kontrolnych. Czyli o alokację regulacji wtórnej (minutowej) ze schodzącego rynku WEK na wschodzący mono rynek OZE. Podkreśla się natomiast, że otwartą sprawą jest zakres alokacji regulacji pierwotnej, czyli sekundowej. W tym wypadku dwie sprawy decydują. Otóż, niezbędne zasoby tej regulacji, odpowiedzialnej za bardzo wysoką jakość częstotliwości, czyli parametr systemowy, będą malały wraz z transformacją systemów elektroenergetycznych zdominowanych współcześnie przez układy wytwórczo-przesyłowe do postaci przyszłych elektroenergetycznych układów dosyłowych w korytarzach infrastrukturalno-urbanistycznych zarządzanych przez inteligentną infrastrukturę wysyconą w układy energoelektroniczne, rysunki 4 i 5, Raporty [5,10]. Z drugiej strony, koszt bilansowania sekundowego mocy – odbiornikom/odbiorom na ogół niepotrzebnego, potrzebnego natomiast systemowi KSE i UCPT z blokami wytwórczymi WEK – będzie gwałtownie się obniżał. Zatem strategia alokacyjna regulacji pierwotnej powinna polegać obecnie na stworzeniu podstaw umożliwiających zdefiniowanie mechanizmów rynkowych na rzecz racjonalizacji podziału regulacji pierwotnej między układy dosyłowe w korytarzach infrastrukturalno-urbanistycznych oraz indywidualne odbiorniki/odbioru.

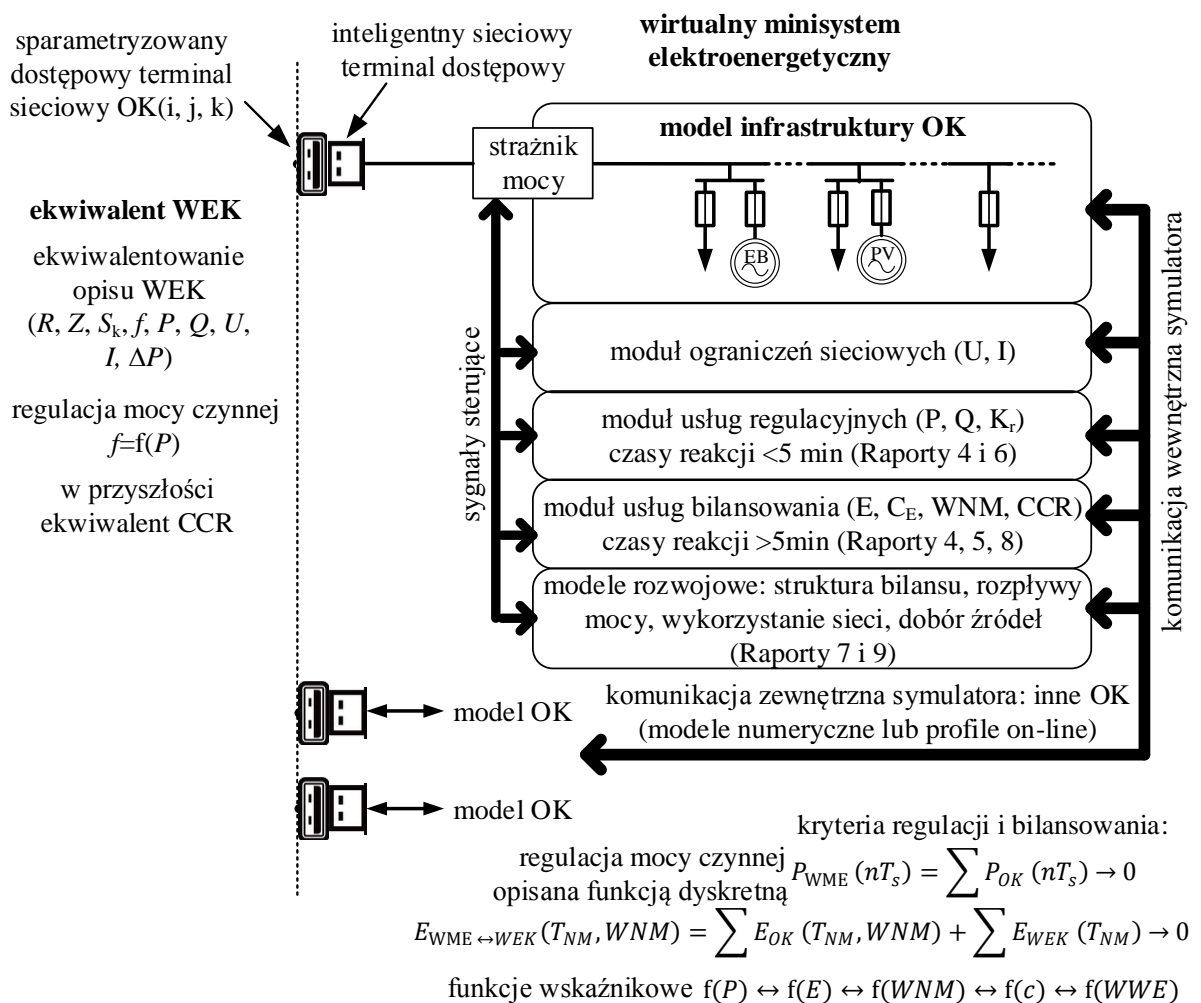
Wirtualny minisystem elektroenergetyczny, symulator WME

W artykule system WME oznacza system, którego działanie jest uwarunkowane pilotażową platformą prawno-regulacyjną dotyczącą dostępu do sieci rozdzielczych nN-SN według nowej zasady TPA+ (za pomocą sieciowych terminali dostępowych). System WME obejmuje (w sferze realnej) sieć rozproszonych rzeczywistych elektrowni bilansującą popyt rozproszonej sieci odbiorów z dokładnością do regulacji wtórnej (ewentualnie, w tendencji, do regulacji pierwotnej), działającą w środowisku rzeczywistych ograniczeń systemowo-sieciowych właściwych dla rzeczywistej infrastruktury nN-SN (sieci nN-SN i przyłączone do nich źródła) pracującej w układzie hiper-zamkniętym, czyli w układzie uwarunkowanym (uwzględniającym) rzeczywistą inteligentną infrastrukturę energetyki EP-NI gwarantującą dotrzymanie ograniczeń systemowo-sieciowych występujących w infrastrukturze nN-SN. Wymaga zatem podkreślenia, że system WME oznacza rzeczywistą inteligentną infrastrukturę łączącą rzeczywistych uczestników rynku, zgodnie z rzeczywistymi umowami (kontraktami).

W Raporcie przyznaje się systemowi WME (jego koncepcji) walor głównego mechanizmu rynkowego równoważenia rynków wschodzącego i schodzącego, racjonalizującego trajektorię transformacyjną całej polskiej energetyki w horyzoncie 2050. Horyzont ten ma oczywiście związek z „referencyjnymi” celami globalnej polityki klimatyczno-energetycznej (porozumienie paryskie 2015), z celami unijnymi (mapa drogowa 2050), ale przede wszystkim z uwarunkowaniami realnej gospodarki w Polsce. Zgodnie z tymi ostatnimi poszukiwanie racjonalnej trajektorii transformacyjnej w Polsce powinno mieć u podstaw wykorzystanie środowiska kosztów krańcowych długoterminowych i kosztów unikniętych oraz inteligentnej infrastruktury energetyki EP-NI jako podstawy zdecentralizowanego (rynkowego) wyboru inwestycji wytwórczych i sieciowych.

W kontekście równoważenia rynków wchodzącego i schodzącego podkreśla się, że koncepcja systemu WME, uwzględniająca uwarunkowania realnej gospodarki ma na celu wykorzystanie rozproszonych źródeł OZE jako alternatywnych (przy zastosowaniu kryterium kosztów unikniętych) dla inwestycji rozwojowych w źródła WEK i sieci przesyłowe (w szczególności chodzi o takie inwestycje wytwórcze jak blok na węgiel kamienny 1000 MW Ostrołęka, blok na węgiel brunatny 450 MW Turów, dwa bloki gazowe 450 MW Dolna Odra i Żerań, stopień wodny na Wiśle i elektrownia Siarzewo 80 MW, odkrywka Złoczew i inne odkrywki węgla brunatnego, program energetyki jądrowej oraz o inwestycje w sieci przesyłowe towarzyszące wymienionym inwestycjom wytwórczym).

Jednocześnie koncepcja WME ma na celu wyeliminowanie ryzyka niewykorzystania istniejących zasobów wytwórczych i sieciowych, przesyłowych i rozdzielczych (przy zastosowaniu kryteriów właściwych dla środowiska kosztów unikniętych i równoczesnym wykorzystaniu potencjału inteligentnej infrastruktury energetyki EP-NI). W szczególności zaś niedopuszczenie do budowy źródeł OZE wymagających nieuzasadnionych nakładów sieciowych (czyli źródeł zbyt dużych, źródeł ekstremalnie niedostosowanych do profili obciążenia, źródeł budowanych w „nadwyżkowych” obszarach sieciowych).



Rys. 3. Symulator (hardwarowo-sofwarowy) WME

(rysunek zaczerpnięty z [11], zespół autorski symulatora: J. Popczyk, K. Bodzek, M. Fice, R. Wójcicki)

Ważne jest zaakcentowanie, że w systemie WME rzeczywista infrastruktura nN-SN służy do realizacji rzeczywistych rozpliwów rzeczywistej energii elektrycznej. Warstwy handlowa i techniczna są oddzielone od siebie (są rozerwane). Platforma prawno-regulacyjna systemu WME określa zasady wirtualnego współistnienia warstw. Bardzo ważną część platformy prawno-regulacyjnej będą stanowić kodeksy sieciowe operatorów OSD określające techniczne (fizykalne) warunki użytkowania sieci. W gruncie rzeczy to one w dużym stopniu zadecydują o tym, czy inteligentna infrastruktura energetyki EP-NI zostanie wykorzystana do intensyfikacji wykorzystania sieci rozdzielczych nN-SN; byłoby to oczywiście w interesie energetyki WEK. Istnieje jednak duże ryzyko scenariusza przeciwnego, polegającego na tym, że energetyka WEK będzie blokować za pomocą kodeksów sieciowych wykorzystanie nowej zasady TPA+ przez energetykę EP-NI. Mianowicie, poprzez blokowanie dostępu „inwestycyjnego” do sieci nN-SN (dostępu za pomocą inwestycji w inteligentną infrastrukturę EP-NI). Wówczas nastąpi oczywiście przyspieszona autonomizacja energetyki EP-NI, co pociągnie za sobą zwiększenie jej nakładów rozwojowych. Jednak przede wszystkim zwiększy koszty restrukturyzacji energetyki WEK.

Ze względu na niezwykle szeroki (i zarazem rozmyty) zakres badawczy charakterystyczny dla systemu WME potrzebny jest – w celu zwiększenia efektywności badań, w tym ich przyspieszenia – odpowiedni symulator. Ogólna struktura takiego symulatora, jedna z wielu możliwych, jest pokazana na rys. 3. Jest to mianowicie struktura symulatora (*hardwarowo-sofwarowego*) tworzonego w ramach programu badawczego (niesformalizowanego), którego wyniki były prezentowane sukcesywnie w Raportach [1-12].

Oprócz faktu, że przedmiotowy symulator jest rozwijany jako *hardwarowo-sofwarowy*, to w idei jest on hybrydowy, tzn. łączy różne techniki badawcze i zagadnienia należące do zróżnicowanych dyscyplin badawczych. Mianowicie, ma on umożliwiać w założeniu (na razie umożliwia tylko częściowo) łączenie zagadnień techniczno-ekonomicznych z prawno-regulacyjnymi. W tym kontekście podkreśla się, że system WME jest najogólniejszym rozwiązaniem w całym zbiorze rozwiązań energetyki EP-NI wymagających odpowiednich platform prawno-regulacyjnych; czyli jest to zarazem „poligon” do tworzenia najogólniejszej platformy prawno-regulacyjnej niezbędnej do przeprowadzenia rynkowej transformacji polskiej energetyki w horyzoncie 2050). W artykule na zbiór ten enumeratywnie składają się: prosument ze swoją prosumencką infrastrukturą, niezależny inwestor z wirtualną elektrownią, spółdzielnia, klastr. Prosumenta z prosumencką infrastrukturą nie zalicza się do zbioru rozwiązań wirtualnych. (O tym, że rozwiązanie jest wirtualne decyduje sposób użytkowania (wykorzystania) rzeczywistej infrastruktury nN-SN. Mianowicie, warunkiem jest duże nasycenie silnoprądowej infrastruktury nN-SN oraz infrastruktury technicznej wschodzącego rynku energii elektrycznej OZE w infrastrukturę inteligentną). Symulator przedstawiony na rys. 3 służy wyłącznie do badań rozpoznawczych, umożliwiających lepsze ustrukturyzowanie badań na kolejnych etapach.

Centralne znaczenie przynależności inteligentnej infrastruktury

Synonimem inteligentnej infrastruktury w energetyce WEK (wielkoskalowa energetyka korporacyjna), zwłaszcza w elektroenergetyce jest licznik „inteligentny”, który ze sztuczną inteligencją nie ma nic wspólnego (a już na pewno mniej niż ta ostatnia z inteligencją

człowieka). Oczywiście, elektroniczny licznik ma istotny potencjał modernizacji rynku energii elektrycznej (również innych rynków energetycznych). Obecnie służy jednak jedynie do wydatkowania miliardów złotych i epatowania opinii publicznej jak bardzo innowacyjna jest korporacyjna energetyka. Faktury wystawiane są natomiast dalej na podstawie prognoz. A stany liczników odbiorcy nieobecni w czasie wizyty „odczytywacza” są zobowiązani przekazywać mu telefonicznie (można już niekiedy za pomocą sms-a). Są jeszcze trzy sprawy obrazujące wątpliwą rolę inteligentnej infrastruktury w strategii energetyki WEK.

Pierwszą jest cenotwórstwo. W tym zakresie rolą korporacyjnej „inteligentnej” infrastruktury, od pomiarów poprzez przetwarzanie danych i billing, jest socjalizacja taryf (którą regulator twórczo rozwija przez ostatnie dwadzieścia lat, chociaż uwolnienie rynku energii elektrycznej od zatwierdzania taryf miało nastąpić nieodwołalnie wraz z odejściem minionego wieku do historii). Zatem energetyka WEK „inteligentnie” wykorzystuje inteligentną infrastrukturę (za pomocą socjalizacji taryf) do blokowania jej dyfuzji do potencjalnych beneficjentów, czyli do najlepiej wykształconej części społeczeństwa. Oczywiście, na tej ścieżce „rozwojowej” oprócz rzekomej ochrony odbiorców wrażliwych (czyli również tych, którzy niespecjalnie się trudzą podwyższaniem swoich kompetencji) korzyści osiągają grupy interesów rozwijające „właściwą”, z ich punktu widzenia, inteligentną infrastrukturę. Jednak pożytku w dziedzinie podwyższania społecznej wydajności pracy z takiej inteligentnej infrastruktury nie ma. Przeciwnie – jest demoralizacja.

Drugą sprawą jest zasada TPA handlu „ponad siecią”. Otóż po tej, która rewolucjonizowała rynek energii elektrycznej w ostatniej dekadzie ubiegłego wieku (na świecie i praktycznie równolegle w Polsce) niewiele już zostało. Rząd, w tym regulator, i korporacja wyspecjalizowały się w „upychaniu” do opłaty systemowo-sieciowej wszystkich kosztów, które na rynku konkurencyjnym zostałyby natychmiast osierocone. Recentralizacja (rozpoczęta w 2000 r. utworzeniem Południowego Koncernu Energetycznego), a następnie „skutecznie” przeprowadzona (w połowie ostatniej dekady) konsolidacja grup wytwórczo-operatorско-sprzedazowych spowodowała, że inteligentna infrastruktura w „rękach” operatorów oznacza przede wszystkim niezwykle drogie systemy SCADA dla potrzeb obsługi awaryjnej (i dla potrzeb utrzymania) sieci rozdzielczych nN-SN. Koszty systemów SCADA można w zremonopolizowanej elektroenergetyce bezkarnie zwiększać, a same systemy prezentować jako inteligentną infrastrukturę (*smart grid*), chociaż w transformacji energetyki chodzi w rzeczywistości o zupełnie inną inteligentną infrastrukturę, mianowicie zwiększającą zdolność integracji tysięcy i milionów źródeł OZE z sieciami nN-SN. Tego celu nie da się osiągnąć już inaczej, jak tylko za pomocą zasady TPA+, która umożliwi prosumentom (energetyka prosumencka EP) i niezależnym inwestorom (energetyka NI) integrację własnej inteligentnej infrastruktury z istniejącymi sieciami rozdzielczymi poprzez terminale ZOS(I,U), do zarządzania ograniczeniami sieciowymi prądowymi I (gałęziowymi) i napięciowymi U (węzłowymi), oraz terminale ZOK(E,P) do zarządzania bilansami energii E i regulacją mocy P na osłonach kontrolnych (rys. 1). Jednakże trudno wyobrazić sobie na razie wprowadzenie zasady TPA+ jeśli regulator nic nie robi, aby wyegzekwować od operatorów OSD publiczną dostępność, w czasie rzeczywistym (namiastka inteligentnej infrastruktury), do profili przepływu mocy na osłonach kontrolnych OK2 i OK4.

Trzecią sprawą jest powiązanie z inteligentną infrastrukturą sprawy alokacji zdolności wytwórczych z rynku schodzącego na rynek wschodzący. Nie da się przeprowadzić tej

alokacji bez inteligentnej infrastruktury, ale ulokowanej w obszarze energetyki EP-NI, a nie WEK. Dlatego, bo jeśli sensem istnienia energetyki WEK jest efekt skali technologicznej i korporacyjnej oraz środowisko kosztów przeciętnych, to podkreśla się, że w tym obszarze inteligentna infrastruktura ma jednak drugorzędne znaczenie. Z kolei sensem istnienia energetyki EP-NI jest efekt fabryczny i koordynacji oraz środowisko kosztów krańcowych (krótkoterminowych, długoterminowych) i unikniętych, a to oznacza, że nie da się zbudować przewagi w tym obszarze bez inteligentnej infrastruktury.

W kontekście wszystkich trzech wymienionych spraw trzeba podkreślić, że inteligentnej infrastruktury, która jest (powinna być) motorem transformacji energetyki (całej, nie tylko elektroenergetyki) nie można absolutnie redukować do technologii informatycznych (w tym takich jak blockchain). Nie jest też wystarczające rozszerzenie tych technologii na technologie teleinformatyczne i elektroniczne (czujniki sensoryczne, sterowniki PLC i inne). Potrzebne jest włączenie do inteligentnej infrastruktury układów energoelektronicznych. Na wschodzącym mono rynku energii elektrycznej OZE układy te stanowią „silnoprowodowy” segment inteligentnej infrastruktury energetyki EP-NI służący do jej „równoległej” integracji z KSE na osłonach OK1 do OK5 za pomocą terminali sieciowych ZOS(I,U) oraz ZOK(E,P).

Praktyczny wniosek z analiz wykorzystania inteligentnej infrastruktury w energetyce WEK jest następujący: technologie pod względem potencjału nieprawdopodobnie wyprzedziły już przestarzałe koncepcje rynku energii elektrycznej. I właśnie ta luka stała się na świecie strukturalną przyczyną przełomu w energetyce, który ma taki a nie inny charakter.

Inteligentna infrastruktura: podstawa nowej architektury rynku energii elektrycznej

Mianowicie, o charakterze tym stanowią: pretendenci, a dalej – masowa innowacyjność w energetyce EP-NI, łącznie stanowiące innowację przełomową. Masowa innowacyjność, to w szczególności innowacje na mono rynku energii elektrycznej OZE (po stronie podażowej) oraz na rynku energii użytecznej po stronie popytowej (tu chodzi w szczególności o innowacje związane z elektryfikacją ciepłownictwa i transportu).

W takiej sytuacji cenotwórstwo w energetyce EP-NI funkcjonującej w środowisku inteligentnej infrastruktury nabiera szczególnego znaczenia. Trzy jego wymiary są kluczowe. Pierwszy, to nowa architektura rynku (ogólne mechanizmy – środowisko kosztów krańcowych, unikniętych; rynek wschodzący vs rynek schodzący) [5]. Drugi, to segmentacja EP-NI-WEK w cenotwórstwie (wyspecjalizowane mechanizmy ukierunkowane na spółdzielnie, klastry, wirtualne minisystemy elektroenergetyczne, ...). Trzeci, to ukierunkowanie inteligentnej infrastruktury energetyki EP-NI na potrzeby nowego cenotwórstwa i rozwój nowych technologii dedykowanych praktycznie wyłącznie handlowi energią elektryczną (przykładem jest choćby technologia blockchain [12]).

Nową architekturę rynku energii elektrycznej trzeba traktować jako warunek zahamowania pogłębiającego się rozwarcia między technologiami możliwymi potencjalnie do zastosowania na rynku, a z drugiej strony przestarzałymi koncepcjami rynkowymi. W tym aspekcie w nowej architekturze rynku widzi się w artykule narzędzie umożliwiające kontrolowane

osłabienie tempa degradacji (głębokiego kryzysu strukturalnego) energetyki WEK przez falę innowacji przełomowych.

Z drugiej strony nową architekturę osadza się bardzo wyraźnie w kontekście innowacji przełomowej. Mianowicie, nową architekturę rynkową, całkowicie odmienną od dotychczasową uznaje się za ważny dowód hipotezy, że energetyka EP-NI łącznie z jej inteligentną infrastrukturą stanowi innowację przełomową.

Osiem strukturalnych przesłanek radikalnej zmiany architektury rynku energii elektrycznej

Tak jak w wypadku przebudowy struktury bilansu energetycznego łatwiejsze jest zbudowanie nowej energetyki (energetyki OZE i energii użytecznej) niż zrestrukturyzowanie energetyki paliw kopalnych [1,2] tak i na rynku energii elektrycznej łatwiejszym może się okazać stworzenie szybkiego rynku w środowisku kosztów unikniętych i kosztów krańcowych (krótkotrwałych i długotrwałych/inwestycyjnych) niż zamiana zasady TPA na *net metering*, czyli zrestrukturyzowanie interesów, których nośnikiem jest opłata systemowo-sieciowa.

Punktem wyjścia do dyskusji w tym zakresie i do projektowania architektury nowego rynku energii elektrycznej są następujące przesłanki (w niektórych wypadkach hipotezy robocze zasługujące na odrębne badania) [5].

- 1.** Technologie ICT (obejmujące cyfryzację oraz technologie energoelektroniczne) wyprzedziły bardzo daleko koncepcje strukturalne i modele biznesowe, w energetyce w ogóle, a na rynku energii elektrycznej w szczególności.
- 2.** Niebezpiecznie rozwarły się nożyce między wielką falą technologicznej innowacyjności przełomowej w przemyśle AGD (przemysł masowych odbiorników energii elektrycznej), także w instalacjach przemysłowych (w tym wypadku kolejna fala innowacyjności, nieporównywalna z dotychczasowymi, będzie związana z przemysłem 4.0), a z drugiej strony wyłącznie przyrostowymi (mało znaczącymi współcześnie) innowacjami w tradycyjnych systemach elektroenergetycznych.
- 3.** Niebezpiecznie rozwarły się nożyce między bardzo przestarzałą (socjalną, realizującą transfery finansowe, bazującą na kosztach przeciętnych) ofertą taryfową przedsiębiorstw energetycznych zasiedziały na rynku energii elektrycznej oraz potencjałem dyfuzji innowacji przez odbiorców (potencjalnych prosumentów funkcjonujących w środowisku technologii ICT: od ludności aż po wielki przemysł, zwłaszcza zaś przyszły przemysł 4.0).
- 4.** Szybko narasta w Polsce deficyt powiązania gospodarki o obiegu zamkniętym, przede wszystkim w rolnictwie i w przemyśle przetwórstwa rolno-spożywczego, z działaniami na rzecz wykorzystania potencjału synergii biotechnologii oraz technologii energetycznych.
- 5.** Dostępny jest już wielki potencjał intensyfikacji wykorzystania istniejących sieci elektroenergetycznych, przesyłowych i rozdzielczych, za pomocą ich „doposażenia” technologiami ICT.
- 6.** Istnieje już wielki potencjał *selfdispatchingu*, który wymaga integracji z technologiami zasobnikowymi na poziomie prosumenta (realizującego sprzedaż sąsiedzką), na poziomie spółdzielni oraz klastra energii, na poziomie elektrowni wirtualnej będącej własnością

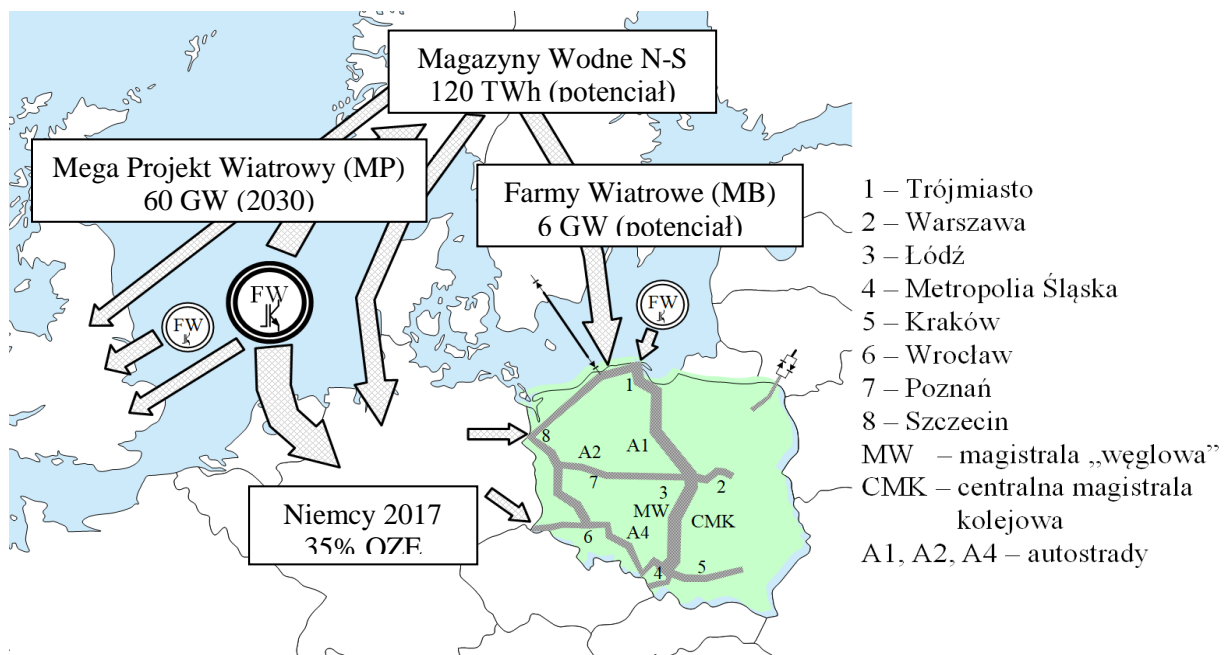
niezależnego inwestora, wreszcie na poziomie wirtualnego minisystemu elektroenergetycznego.

7. Istnieje dobrze rozwinięty w Polsce sektor przedsiębiorstw MSP, zdolny do inwestycji na rynku nowych usług energetycznych, a w szczególności na rynku energii elektrycznej, w tym w obszarze systemu elektroenergetycznego (jeśli zniesione zostaną obowiązujące przestarzałe regulacje prawne podtrzymujące monopol sieciowy).

8. Narasta gwałtownie dysfunkcyjność systemów podatkowych obowiązujących w energetyce WEK (w tym w szczególności akcyzy na paliwa ropopochodne) z jednej strony, a z drugiej systemów wsparcia energetyki OZE. Występuje w związku z tym pilna potrzeba zmiany tych systemów.

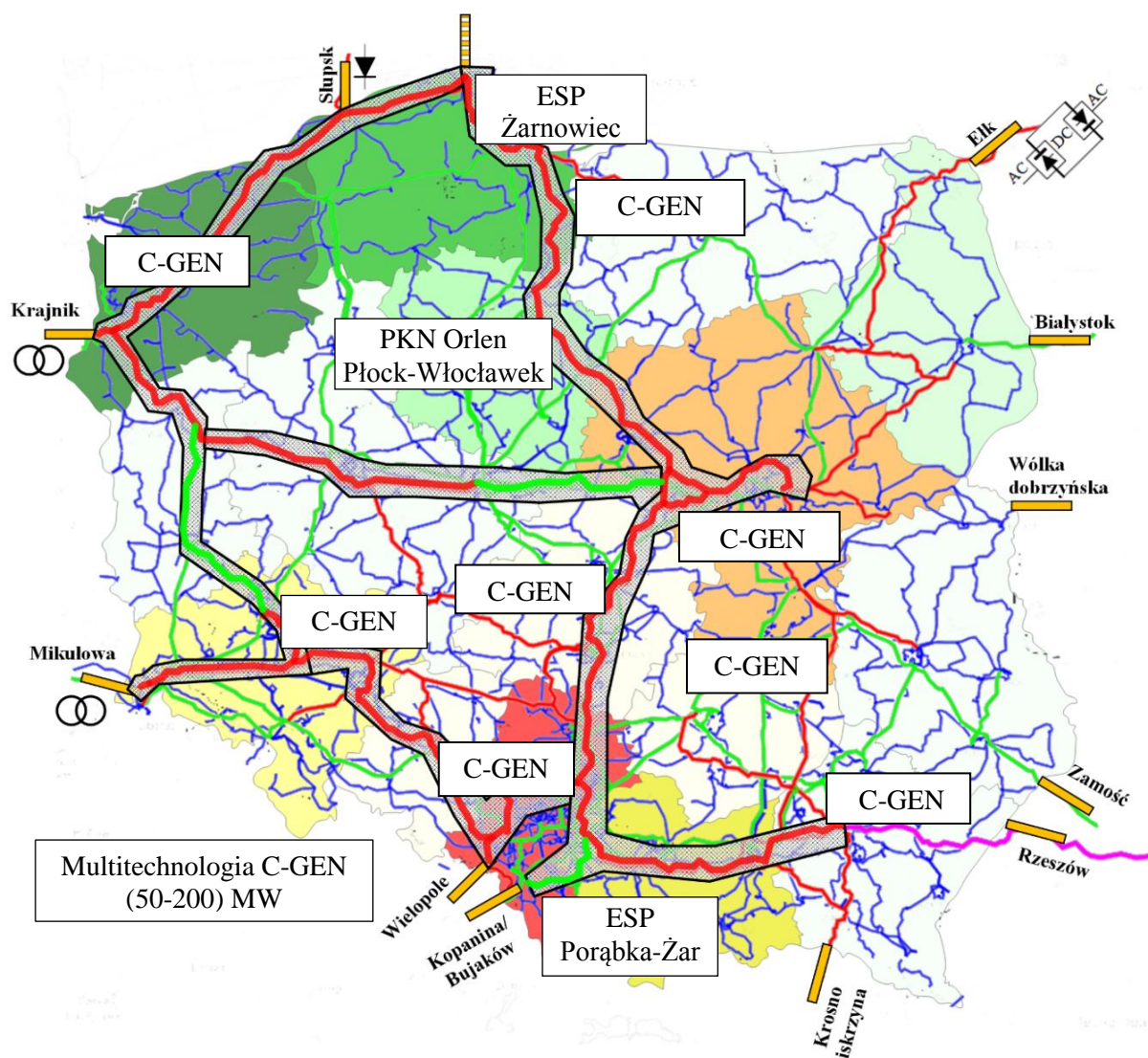
Dwa szczególne praktyczne uwarunkowania radykalnej zmiany architektury rynku energii elektrycznej i inteligentnej infrastruktury

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



Rys. 4. Antycypacja transformacji KSE i rynku schodzącego między osłonami OK5 i OK4 w kontekście północnoeuropejskiej strefy rynku energii elektrycznej [5]

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



Rys. 5. Hybrydowe (AC-DC) dostępne korytarze przesyłowe, otwierające polskim strefom/korytarzom urbanistycznym dostęp do północnoeuropejskich zasobów wiatrowych *offshore* (Morze Północne, Bałtyk) i skandynawskich (Norwegia, Szwecja) wodnych zasobów magazynowych (z tymi zasobami może potencjalnie konkurować multitechnologia C-GEN) [5]

Najważniejszym korytarzem urbanistycznym z punktu widzenia bilansu energetycznego jest oczywiście korytarz północ-południe: od Trójmiasta (0,8 mln mieszkańców), z odgałęzieniem obejmującym Warszawę (1,8 mln) i drugim obejmującym Łódź (0,7 mln), aż po Metropolię Górnośląsko-Zagłębiowską (2 mln), z odgałęzieniem obejmującym Kraków (0,8 mln) i Wrocław (0,7 mln), dalej nazywany korytarzem odwrócone „T”. W południowej części korytarza (od Krakowa, poprzez Metropolię Górnośląsko-Zagłębiowską do Wrocławia) zlokalizowana jest dominująca część polskiego wielkiego przemysłu; odzwierciedleniem tego po stronie elektroenergetyki jest około 200 GPZ-ów przemysłowych, na 370 w całym kraju, przyłączonych do sieci 110 kV należącej do OSD Tauron Dystrybucja. Korytarz odwrócone T obejmuje dwie najważniejsze magistrale kolejowe północ-południe: CMK („pasażerska” Centralna Magistrala Kolejowa) oraz MW („towarowa” Magistrala Węglowa). Ponadto dwie najważniejsze autostrady: A1 (północ-południe) i A4 (wschód-zachód).

W korytarzu infrastrukturalno-urbanistycznym odwrócone T usytuowany jest najsilniejszy krajowy układ przesyłowy 400 kV: Gdańsk – Pelplin (węzeł przyłączeniowy „zaniechanej” już definitywnie węglowej Elektrowni Północ 2 tys. MW i mającej ciągle warunki przyłączeniowe, ale na razie „oczekującej” na realizację, farmy wiatrowej 200 MW) – Płock – Rogowiec (Bełchatów) – Joachimów (Częstochowa) – Łagisza – Wielopole (Rybnik) – Nosovice (Republika Czeska), z „odgałęziającymi” się liniami 400 kV i 220 kV. Z punktu widzenia tworzenia (w horyzoncie 2050) krajowego mono rynku energii elektrycznej OZE i hybrydowych układów (korytarzy) przesyłowych na tym rynku kluczowe znaczenie ma fakt, że wymieniony, obecnie istniejący, układ 400 kV „spina” elektrownie szczytowo-pompowe Żarnowiec (600 MW) na północy i Żar-Porąbka (500 MW) na południu, a w środkowej części nowe bloki gazowe *combi*: Płock (klasy 600 MW z transformatorową poprzeczną regulacją napięcia) oraz Włocławek (klasy 450 MW).

Drugą kluczową sprawą jest stworzenie strategicznej (w horyzoncie 2050) koncepcji rozwojowo-inwestycyjnej kształtowania szkieletowej (w postaci hybrydowych korytarzy przesyłowych tworzących dwa oczka) struktury mono rynku energii elektrycznej OZE na infrastrukturze 400-220-110 kV. W strategii tej ważnymi elementami (oprócz głównego, północ-południe, układu przesyłowego 400 kV) są przesuwniki fazowe na przekroju zachodnim (niemieckim) w węzłach: południowym (Mikułowa) i północnym (Krajnik), a także układ SwePol Link na północnym przekroju skandynawskim (układ przesyłowy DC o przepustowości 600 MW, i sekundowych zdolnościach regulacyjnych w zakresie ± 600 MW). Ponadto ważne jest wpisanie do strategii (zaprojektowanie) mechanizmów rynkowych umożliwiających konkurencję między dostępem do zasobów *offshore* (mega projekty na Morzu Północnym i „polskie” projekty na Morzu Bałtyckim) oraz dostępem do zasobów multitechnologii C-GEN (w ostatnim wypadku chodzi o uwzględnienie w strategii komercjalizacji C-GEN) [2].

Oczywiście, w kontekście nowej architektury rynku energii elektrycznej formułuje się tu roboczą hipotezę, że jeśli ma być respektowana zasada racjonalności makroekonomicznej (i politycznej), to w koncepcji rozwojowo-inwestycyjnej hybrydowych korytarzy przesyłowych musi obowiązywać w stosunku do wytwórców (inwestorów źródeł) zasada pokrywania obecnej opłaty systemowo-sieciowej w obszarze do osłony OK4¹. Dlatego, bo na osłonie OK4 będzie się rozgrywała strukturalna konkurencja między schodzącym rynkiem WEK oraz zasobami rynku wschodzącego w hybrydowych korytarzach przesyłowych i rynku

wschodzącego w obrębie infrastruktury sieciowej nN-SN. Przy tym inwestorzy źródeł w hybrydowych korytarzach przesyłowych muszą mieć dostęp do istniejących sieci przesyłowych 400-220-110 kV w postaci nowej zasady TPA, mianowicie „TPA-inwestycje”.

Jest zrozumiałe, że bez inteligentnej infrastruktury w obszarze energetyki EP-NI (energetyka przemysłowa, inwestorzy w obszarze energetyki *offshore*) nie będzie możliwa realizacja strategicznej (w horyzoncie 2050) koncepcji rozwojowo-inwestycyjnej kształtowania szkieletowej (w postaci hybrydowych korytarzy przesyłowych) struktury mono rynku energii elektrycznej OZE. W tym wypadku zasadnicze znaczenie będzie miała oczywiście silnopiętowa inteligentna infrastruktura dosyłowych układów hybrydowych (wyprowadzających moc ze źródeł wytwórczych *offshore*, ewentualnie z przemysłowych źródeł wytwórczych gazowych, podobnych do bloku gazowego 600 MW zbudowanego przez PKN Orlen, posiadającego poprzeczną regulację mocy).

Pożądane cztery strukturalne zmiany na rynku energii elektrycznej

Wymienione przesłanki (tezy robocze zasługujące na dodatkowe badania), zarówno osiem strukturalnych jak i dwie praktyczne, wywołują potrzebę badań nad koncepcją rynku energii elektrycznej obejmującą liczne, bardzo istotne zmiany. Podstawowe z tych zmian (w artykule jest ich cztery) są następujące [5].

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

2. Konieczne jest w szczególności zredefiniowanie zasady TPA, a właściwie zdefiniowanie całkiem na nowo zasady TPA+. W tym wypadku chodzi o znaczne rozszerzenie zakresu podmiotowego i przedmiotowego dostępu do sieci elektroenergetycznych, mianowicie: 1 ° - wszystkim prosumantom (w tym realizującym sprzedaż sąsiedzką), spółdzielniom i klastrom energii, oraz niezależnym wytwórcom (właścicielom elektrowni wirtualnych) wirtualnym minisystemom elektroenergetycznym należy umożliwić *net metering*, łącznie z *selfdispatchingiem*, 2 ° - wielkim niezależnym inwestorom należy umożliwić dostęp do inwestycji technologiczno-kapitałowych w obrębie sieci elektroenergetycznych w zakresie hybrydyzacji (łączenie systemów prądu przemiennego i stałego) sieci elektroenergetycznych 400-220-110 kV, w celu wytworzenia selektywnych korytarzy przesyłowych (szczególnie łączących farmy wiatrowe *offshore* z wielkimi korytarzami urbanistycznymi, o bardzo dużej gęstości zużycia energii elektrycznej (metropolie, elektrochłonne wielkie zakłady przemysłowe, strategiczne magistrale kolejowe, autostrady), 3 ° - niezależnym inwestorom z segmentu MSP należy umożliwić dostęp do inwestycji technologiczno-kapitałowych w zakresie hybrydyzacji sieci rozdzielczych (średniego i niskiego napięcia) oraz ich automatyzacji, w celu zwiększenia powszechnego dostępu do tych sieci.

3. Pożądana jest w sferze regulacji (prawnych) integracja, na szeroką skalę, gospodarki obiegu zamkniętego z inwestycjami w obszarze technologii wytwórczych na rynku energii

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

4. Konieczne jest podjęcie działań na rzecz długofalowej modernizacji systemów podatkowych zapewniających równowagę tych systemów z (szybko wygaszanymi) systemami wsparcia. Potrzeba modernizacji systemów podatkowych jest związana z transformacją rynków paliw kopalnych (rynków energii pierwotnej) w mono rynek energii elektrycznej OZE i z transformacją rynków energii końcowej w rynki energii użytecznej (u podstaw tej ostatniej są: pasywizacja budownictwa, elektryfikacja ciepłownictwa oraz elektryfikacja transportu). W szczególności transformacja rynków energii końcowej w rynki energii użytecznej spowoduje utratę przez budżet państwa wpływów z podatku akcyzowego na paliwa transportowe. Z drugiej strony zmniejszy się obciążenie budżetu państwa subsydiami socjalnymi w ramach systemów emerytalno-rentowych górnictwa węgla kamiennego, a przede wszystkim rolnictwa (system KRUS – Kasa Rolniczego Ubezpieczenia Społecznego). Oczywiście, zwiększą się także wpływy z podatku CIT płacone przez przedsiębiorców (w segmencie produkcji i usług na rzecz energetyki EP-NI), a także podatku PIT z segmentu pracowniczego (pobudzenie zatrudnienia poprzez rozwój energetyki EP-NI).

Cykl Raportów BŻEP *Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050* : <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>

- [1] *Przełom w energetyce* (R1). Popczyk J. Październik 2017.
- [2] *Mono rynek energii elektrycznej (użytecznej) OZE* (R2). Popczyk J. Listopad 2017.
- [3] *Trajektoria transformacyjna 2018-2050 polskiej energetyki – zawężanie obszaru poszukiwań, etap 2* (R3). Popczyk J., Fice M. Listopad 2017.
- [4] *Struktura polskiego bilansu wytwórczego 2050 na mono rynku energii elektrycznej OZE – zawężanie obszaru poszukiwań, etap 3* (R4). Popczyk J., Bodzek K. Listopad 2017.
- [5] *Architektura wschodzącego rynku energii elektrycznej* (R5). Popczyk J. Listopad 2017.

- [6] *Techniczno-ekonomiczne ekwiwalentowanie osłon kontrolnych na mono rynku energii elektrycznej OZE i rynkach energii użytecznej – modele dla potrzeb inwestycyjnych i rozproszonego operatorstwa (R6)*. Fice M. Listopad 2017.
- [7] *Kierunki rewitalizacji technologiczno-systemowej sieci elektroenergetycznych na mono rynku energii elektrycznej OZE i rynkach energii użytecznej (R7)*. Popczyk J., Bodzek K. Grudzień 2017.
- [8] *Ekonomika prosumenckiej partycypacji w osłonach kontrolnych OK1, OK2 i OK3 na rynku wschodzącym energii elektrycznej w środowisku kosztów krańcowych długookresowych i kosztów unikniętych (R8)*. Wójcicki R. Grudzień 2017.
- [9] *Elektrownia EW+ (Elektrownia Wirtualna Plus) Rzeczywista elektrownia rozproszona bilansująca popyt i podaż z dokładnością do regulacji pierwotnej, działająca w rzeczywistych ograniczeniach systemowo – sieciowych kontrolowanych przez rzeczywistą inteligentną infrastrukturę energoelektroniczną zarządzaną przez Internet Rzeczy (R9)*. Popczyk J. Styczeń 2018.
- [10] *Intensyfikacja wydolności infrastruktury technicznej wschodzącego mono rynku energii elektrycznej OZE za pomocą układów energoelektronicznych, w środowisku nowych usług energetycznych (R10)*. Michałak J. Styczeń 2018.
- [11] *Raport zamykająco-otwierający (R11)*. Popczyk J. Styczeń 2018.
- [12] *Potencjalne zastosowania technologii blockchain na rynku energii elektrycznej (R12)*. Kiluk S. Styczeń 2018.

Datowanie Raportu: wersja beta 8 marca 2018 r.