

POWSZECHNA PLATFORMA TRANSFORMACYJNA ENERGETYKI 2050

www.ppte2050.pl



Redakcja portalu

redaktor naczelny: Jan Popczyk

zastępca redaktora naczelnego: Krzysztof Bodzek

e-mail: redakcja@ppte2050.pl

Serwis internetowy webmaster: Andrzej Piechocki, e-mail: it@ppte2050.pl

Konwersatorium e-mail: konwersatorium@ppte2050.pl

Pojawienie się Biuletynu **PPTE2050 nr 1/2020** w *Energetyce* w tym samym czasie, w którym następuje przebudowa Powszechnej Platformy Transformacyjnej Energetyki 2050 (w kierunku czterech platform elektroprosumeryzmu: wiedzy, edukacji, pretendenta-innowatora, pretendenta zbiorowego) ma ważne przyczyny. Najważniejsza, to koincydencja procesowa: proces przecinania się w wielu punktach, na wielu płaszczyznach i w wielu przestrzeniach dwóch wielowymiarowych trajektorii transformacyjnych – schodzącej i wschodzącej.

Na pierwszej widoczna jest już nieuchronność przełomu, jeśli nawet podmioty zasiedziały na rynkach WEK paliw kopalnych ciągle bronią się przed pełną akceptacją tej nieuchronności. Na drugiej natomiast wzbiera fala zdeterminowanych pretendentów-innowatorów do czterech wschodzących rynków elektroprosumeryzmu; te rynki, to rynek wschodzący 1 energii elektrycznej (rynek czasu rzeczywistego RCR), dwa rynki bezsieciowe (urządzeń i usług), rynek wschodzący 2 energii elektrycznej (off shore – rynek morskiej energetyki wiatrowej, dostępny dla Polski w zakresie wynikającym z położenia geograficznego i dynamiki rozwojowej megaprojektów na Morzu Północnym).

Metafora fal rozprzestrzeniania się elektroprosumeryzmu, mająca przyczynę i rodząca konsekwencje, pozwala łatwiej zrozumieć potrzebę pilnej umowy społecznej w sprawie akceptacji na rynkach sieciowych energii elektrycznej zasady współużytkowania zasobów KSE przez konkurujące ze sobą rynki energii elektrycznej.

Istota zasady współużytkowania zasobów KSE polega w rzeczywistości na pełnym rozdzieleniu warstwy technicznej, którą jest system KSE, od warstw rynkowych: rynku schodzącego i rynków wschodzących 1 i 2, przy zachowaniu dwóch kardynalnych rozwiązań. Pierwszego, polegającego na nowym podziale odpowiedzialności za to, co obecnie jest nazywane bezpieczeństwem energetycznym (za bezpieczeństwo techniczne infrastruktury operatorskiej odpowiadają operatorzy KSE, rynki zapewniają rynkową adekwatność pokrycia potrzeb prosumentów w zakresie energii elektrycznej). I drugiego, dotyczącego zmian zakresu władztwa i zakresu pomocniczości państwa oraz samorządów w stosunku do prosumentów, odbiorców i odbiorców „wrażliwych”.

Drogą prowadzącą do nowego rozwiązania, będącego zarazem drogą do rynku wschodzącego 1 energii elektrycznej oraz do rynków urządzeń i usług, jest wdrożenie (spokojnie, bez wywoływania wielkich napięć społecznych) zasady współużytkowania zasobów KSE. Podkreśla się, że nawet w doraźnej perspektywie to rozwiązanie jest bardzo korzystne dla operatorów OSD (bardzo istotnej części podmiotów zasiedziały na rynku schodzącym); dla elektrowni węglowych jest korzystne w perspektywie średnioterminowej (zapewnia przewidywalność restrukturyzacji tego segmentu), a dla operatora OSP – w długoterminowej.

Podkreśla się także fakt, że reforma systemu operatorskiego OSD sektora elektroenergetycznego, bazująca na zasadzie współużytkowania zasobów KSE, o wielkim znaczeniu dla Polski, włącza w korzyści płynące z niej bardzo wielkie grupy społeczne, w tym ze względu na jej zasięg i wymiar inwestycyjny jest najskuteczniejszą drogą do budowy w Polsce klasy średniej, bez której żadne współczesne państwo nie może funkcjonować. Jest też drogą do nowoczesnej alokacji zasady pomocniczości z poziomu państwowego na poziom samorządowy. Wreszcie nie niesie z sobą zagrożenia wykluczenia żadnych grup społecznych – zainteresowanych poprawą swojej sytuacji – z korzyści związanych z reformą. Dlatego, chociaż pretendenci-innowatorzy będą mieli co robić nawet bez tej reformy, to działając na rzecz jej realizacji (przez wywieranie spójnej presji na rząd) i ponosząc zwiększony własny wysiłek, dobrze zastępują się Polsce.

Jan Popczyk

20 maja 2020

OD DZIAŁAŃ KRYZYSOWYCH 2020 DO ELEKTROPROSUMERYZMU 2050

Transformacja energetyki w trybie przełomowym

FROM EMERGENCY MEASURES IN 2020 TO ELECTROPROSUMERISM IN 2050

Transformation of energy industry in the breakthrough mode

Tematyka artykułu dotyczy transformacji energetyki – od działań kryzysowych 2020 do elektroprosumeryzmu 2050. Jest szczególnie uzasadniona na obecnym etapie, gdy jej przyczyny zostały niezwykle wzmocnione przez kryzys pandemiczny. Wiele uwagi poświęcono unifikacji niespójnej jednorodności opisu wielkoskalowej energetyki korporacyjnej (WEK) oraz spójnej różnorodności elektroprosumeryzmu. Stwierdzono, że do wdrożenia niemałej części rozwiązań/koncepcji wystarczy budowa własnych, indywidualnych kompetencji, wytworzenie własnych mikroinnowacji, zbudowanie kapitału społecznego. Główny nurt transformacji przełomowej musi jednak wytworzyć pretendent zbiorowy poprzez zastosowanie presji na państwo, które jest zobowiązane ustrojowo do równoważenia obywatelskich praw wolnościowych i zasady pomocniczości.

Słowa kluczowe: energetyka, transformacja, tryb przełomowy, elektroprosumeryzm

The subject matter of this article refers to energy industry transformation – from crisis measures in 2020 to the electroprosumerism in 2050. This transformation is particularly justified at the present stage when its reasons have been extremely strengthened by the pandemic crisis. A lot of attention has been paid to unification of inconsistent uniformity of the large-scale corporate energy industry description and the consistent variety of electroprosumerism. It is stated that for implementation of a large part of solutions/concepts it is quite enough to build one's own, individual competences, create own microinnovations and build the social capital. But the mainstream of the breakthrough transformation must be created by a collective pretender by means of exerting pressure on the State which is constitutionally obliged to balance citizens' liberties and the principle of subsidiarity.

Keywords: energy industry, transformation, breakthrough mode, electroprosumerism

SŁOWNIK ENCYKLOPEDYCZNY TEORII I ZARYS KONCEPCJI RYNKU WSCHODZĄCEGO 1 NA POZIOMIE PRAKTYKI¹⁾

Niniejszy artykuł jest kierowany do pretendentów mających potencjał do budowania pierwszych trzech rynków elektroprosumeryzmu, jest jednak skoncentrowany na rynku wschodzącym 1 energii elektrycznej.

Tematyka artykułu jest szczególnie uzasadniona na obecnym etapie (II kwartał 2020), gdy jej trzy przyczyny zostały niezwykle wzmocnione przez kryzys pandemiczny:

- pierwsza – to kryzysowa sytuacja, w której już się znalazła duża część sektora MSP;
- druga – to doświadczenie samorządów, które muszą się mierzyć w czasie pandemii z wyzwaniem niewspółmiernie większym niż to wynika z obowiązującej zasady pomocniczości (z konieczności przejęcia w trybie kryzysowym dużej części realnej odpowiedzialności spoczywającej na rządzie);
- trzecia – to wielopłaszczyznowa zmiana sytuacja ludności, choćby ta, która powoduje przeniesienie na nią zapotrzebowania energii elektrycznej w części związanej z pracą wykonywaną zdalnie.

¹⁾ Niniejszy artykuł stanowi część II obszernego opracowania autora pt. OD DZIAŁAŃ KRYZYSOWYCH 2020 DO ELEKTROPROSUMERYZMU 2050. Transformacja energetyki w trybie przełomowym. Część I. Rozległe uwarunkowania i punkt oddolnego praktycznego startu, dostęp: ppte2050.pl/platforma/, portal CIRE.

Te trzy przyczyny potraktowane łącznie tworzą unikatowego zbiorowego (trój-segmentowego) pretendenta do trzech pierwszych rynków elektroprosumeryzmu, który musi wziąć na siebie tę rolę pod przymusem, ale któremu historia przynosi zarazem historyczną szansę skorzystania z niej (z tej roli).

Zbiorowy pretendent oznacza z samej natury przekształcenie fizycznych pretendentów w proces społeczny. Aby w tej postaci pretendent zaczął efektywnie działać, pilnie potrzebna jest krytyczna przestrzeń pojęciowa elektroprosumeryzmu dla potrzeb zbiorowego, w postaci procesu społecznego, pretendenta do trzech pierwszych rynków elektroprosumenckich.

Musi to być przestrzeń niezbędna, ale też minimalna (spełniająca kryterium brzytwy Ockhama).

Musi to być przestrzeń spójna, gwarantująca efektywność społeczną procesu.

Musi to być przestrzeń „obsługująca” (to jest bardzo ważne w aspekcie praktycznym) całą trajektorię transformacyjną: od stanu początkowego A(2020), czyli współczesnej energetyki paliw kopalnych, do stanu końcowego B(2050), a więc do elektroprosumeryzmu (w dojrzałej postaci).

Zbiorowy pretendent w postaci procesu społecznego oznacza w szczególności konieczność doprecyzowania innowacji przełomowej z punktu widzenia transformacji energetycznej (rozszerzenia jej opisu). Mianowicie, nie jest już wystarczająca w tym kontekście definicja zawężająca innowację przełomową do pretendentów klasy Elona Muska i podobnych. Oni byli niezbędni do zainicjowania transformacji energetycznej. Dla podtrzymania

dynamiki procesu potrzebne są miliony bezimiennych prosumentów, razem tworzących pretendenta zbiorowego do rynków elektroprosumeryzmu.

Stąd kluczowe znaczenie prostoty przestrzeni pojęciowej potrzebnej do opisu elektroprosumeryzmu: pojęcia tworzące tę przestrzeń muszą być zrozumiałe przez pretendentów poziomu mikroekonomicznego i jednocześnie zapewniać efektywność makroekonomiczną pretendenta zbiorowego (procesu społecznego), czyli również adekwatny (i tylko taki) zakres/wymiar zasady pomocniczości na poziomie państwa i wyżej.

Komentarz 1

W tym miejscu nie sposób uniknąć nawiązania do sekwencji tego, co powiedzieli w połowie XIX wieku Thomas Carlyle (filozof historii) i zaraz potem Herbert Spencer (socjolog). Według Carlyle'a historię tworzą (wybitne) jednostki. W odpowiedzi Spencer stwierdził, że historia to procesy. Odpowiedź na pytanie o pretendentów do rynków na trajektorii transformacyjnej od stanu początkowego A (rynków energetyki WEK) do stanu końcowego B (rynków elektroprosumeryzmu) jest zaskakująco podobna. Te dwie odpowiedzi zasługują – mimo nadmiernej wiary, zarówno Carlyle'a jak i Spencera, w dynamikę zmian historycznych zawsze ku lepszemu – na poważną analizę transformacji energetycznej w trybie innowacji przełomowej w trwającym procesie zmian cywilizacyjnych.

Zaskakująco istotna jest na przykład krytyczna analiza porównawcza hipotez Spencera łączących postęp z rosnącą złożonością procesów (społecznych i niższych rządów, w szczególności biologicznych) z jednej strony, ale/i hipotez dotyczących złożoności (choćby takich jak rozproszenie – w tym: wzrost liczby aktywnych podmiotów oraz rozproszenie technologiczne, wzrost dynamiki procesów, lawinowy wzrost interakcji bardzo różnych rodzajów) w obszarze transformacji energetycznej – z drugiej strony.

Jeśli nawet do hipotez Spencera trzeba podchodzić bardzo krytycznie, to jedna, mianowicie, że „... *materia przechodzi od stanu nieokreślonej, niespójnej jednorodności ku określonej, spójnej różnorodności* ...” jest niezwykle ciekawa w dociekaniu, czym jest złożoność (prawdziwa fizycznie/przyrodniczo, zadekretowana prawnie, również zakodowana w przestrzeni publicznej w postaci błędów poznawczych) systemu KSE oraz całej energetyki WEK i jej rynków w kontekście prostoty makroekonomicznej (konceptyjnej) elektroprosumeryzmu i jego różnorodności (złożoności) mikroekonomicznej. W gruncie rzeczy niniejsza część artykułu jest w dużej części poświęcona unifikacji „niespójnej jednorodności” opisu energetyki WEK (samej energetyki WEK) oraz „spójnej różnorodności” elektroprosumeryzmu.

Z punktu widzenia tej ostatniej, czyli spójnej różnorodności elektroprosumeryzmu, na poważne studia zasługuje rola sztucznej inteligencji na rynku wschodzącym RCR 1 energii elektrycznej, którą trzeba (tę rolę) dopiero ukształtować. W artykule zagadnienie to nie zostało podjęte. Jego nieobecność nie może się jednak przeciągać w czasie. A wręcz od zaraz musi być podjęte zarówno w kontekście błędów poznawczych jak i empirycznych badań socjologicznych; przecież źle zaprojektowane empiryczne badania socjologiczne mogą utrzymywać błędy poznawcze.

Źle zaprojektowane rozwiązania rynku wschodzącego 1 energii elektrycznej mogą sprawić, że sztuczna inteligencja będzie je potem utrzymywała (te złe rozwiązania), czyli będzie źródłem nowych błędów poznawczych (innych, ale jednak).

Słownik encyklopedyczny teorii

Słownik konsoliduje wybrane (najbardziej podstawowe) pojęcia z przestrzeni pojęciowej transformacji energetyki w trybie innowacji przełomowej, potrzebne do zapoczątkowania opisu koncepcji rynku wschodzącego 1 na poziomie praktyki. Słownik jest przy tym obciążony na obecnym etapie wszystkimi skutkami faktu jego „zawieszenia” między częścią I artykułu i całymmi zasobami platformy PPTe2050, a dalej – skutkami bardzo silnych ograniczeń ram czasowych, w których musiał być zredagowany. Skutkiem najważniejszym jest pominięcie (na razie) w prezentowanych definicjach ich części, które są już zamieszczone bądź to w części I artykułu, bądź w zasobach PPTe2050. Przy tym sygnalizuje się ten fakt jedynie za pomocą bardzo skrótowych wyjaśnień, chociaż w trzech wypadkach (punkty 3, 6 i 7) sięga się w sposób istotny do zasobów platformy (podkreśla się zarazem, że redakcja scalająca słownik do dojrzałej postaci pozostaje ciągle zadaniem do wykonania).

Zastosowane rozwiązanie (przejściowe) umożliwiło autorowi skoncentrowanie się na tym, co jest najważniejsze dla pilnych praktycznych działań zbiorowego pretendenta. A jest to: unifikacja niespójnej (głęboko kryzysowej, przekształcającej się już procesowo w schodzącą) „jednorodności” (silosowej całej energetyki WEK) w rzeczywistość spójną (rozwojową, wschodzącą) niejednorodność (elektroprosumeryzmu). W ślad za tym wprowadza się tu bazową definicję do słownika encyklopedycznego teorii, według której tytułowa (tytuł artykułu) transformacja energetyki w trybie przełomowym, to:

transformacja niespójnej spójności

(energetyki paliw kopalnych WEK, sektorowej)

w spójną różnorodność (elektroprosumeryzmu OZE)
zrealizowana przez pretendentów.

Ta definicja tworzy podstawę pod siedem haseł przedstawionych w dalszej części artykułu, w części teoretycznej. Jest to minimalny zbiór haseł umożliwiający przejście w następnym kroku do katalogu zagadnień z podstawowymi rozwiązaniami/koncepcjami sformułowanymi dla pretendentów już w nowym języku. Jest jednak jasne, że ostatecznie to pretendenci (osoby fizyczne, podmioty prawne) korzystając z legitymacji pretendenta zbiorowego – działając poza przestrzenią energetyki WEK (obok tej przestrzeni) – i mając do dyspozycji katalog praktycznych rozwiązań/koncepcji, przede wszystkim jednak wykorzystując własne doświadczenia, będą te rozwiązania/koncepcje wdrażali odpowiednio do uwarunkowań.

Do wdrożenia niemałej części rozwiązań/koncepcji wystarczy budowa własnych (indywidualnych) kompetencji, wytworzenie własnych mikroinnowacji, zbudowanie kapitału społecznego. Główny nurt transformacji przełomowej musi jednak wytworzyć pretendent zbiorowy poprzez zastosowanie presji na państwo, które jest zobowiązane ustrojowo do równoważenia obywatelskich praw wolnościowych i zasady pomocniczości.

Gdyby pretendenci do czterech rynków elektroprosumeryzmu pozostali w przestrzeni pojęciowej WEK, to deklarując budowę tych rynków za pomocą państwowych systemów finansowania innowacji (dotacji dla startupów) w koegzystencji z podmiotami zasiedzającymi niczym nie różniłby się od zwolenników demokracji proponujących w fazie walącego się (przed reformą ustrojową 1989) socjalizmu budowę tej demokracji w koegzystencji z socjalistycznym państwem, poprzez ulepszenie socjalizmu (do postaci socjalizmu demokratycznego) – państwem, które będzie rozdzielało sprawiedliwie pieniądze (nie wiadomo skąd pozyskane) między „pretendentów” (tworzących innowacje), których samo sobie „upatrzy”.

1. Błędy poznawcze energetyki

Bez redukcji błędów poznawczych w całej przestrzeni społecznej nie jest możliwe pobudzenie pretendentów mikroekonomicznych. Głębszy namysł nad tą sprawą i zastąpienie poglądów funkcjonujących w przestrzeni publicznej prostymi badaniami oraz budowa zrębów krytycznej przestrzeni pojęciowej elektroprosumeryzmu prowadzi do zaskakującego wniosku. I na tym wniosku koncentruje się pierwsze hasło prezentowanego słownika. Nie wprowadza się natomiast do hasła jego szerszych aspektów, zwłaszcza z istniejących (choć jeszcze nieusystematyzowanych) wcześniejszych zasobów platformy PPTe2050.

1.1. Siedem błędów krytycznych to:

- 1° – błąd prognozy,
- 2° – błąd liczby odbiorców,
- 3° – błąd nieadekwatności źródeł OZE,
- 4° – syndrom sieciowo-systemowy KSE,
- 5° – błąd ceny przeciętnej,
- 6° – dwubiegunowy błąd nieadekwatności sieci nN-SN,
- 7° – błąd oceny oddziaływania na środowisko krajobrazowe i zapotrzebowania na teren.

Siedem błędów krytycznych blokujących transformację energetyki „zawdzięcza” swoją siłę temu, że funkcjonuje w przestrzeni pojęciowej energetyki WEK, a w dominującym stopniu elektroenergetyki WEK. Istotę pierwszego z błędów, kluczowego w kontekście transformacji energetyki w trybie przełomowym, pokazuje się w pp. 1.2. Błąd siódmy z kolei jest zasygnalizowany w szerszym problemie ochrony środowiska w pp. 5.5.

1.2. Przykłady prognoz dotyczących szczytowej elektrycznej mocy zapotrzebowanej KSE, a dalej węgla (kamiennego i brunatnego) oraz ropy naftowej, ogłoszone na początku lat 70’ minionego wieku i uzupełniająco prognozy dotyczące gazu ziemnego, ogłoszonej na początku lat 90’, przedstawione są w tabeli 1. Pierwsze zostały ogłoszone przez Polską Akademię Nauk – Komitet Przestrzennego Zagospodarowania Kraju i były to prognozy na rok 2000. Prognoza gazowa została ogłoszona na rok 2010 i była to prognoza rządowa. Podkreśla się, że datowanie prognoz (czas opracowania każdej z nich jak i horyzont obowiązywania), a również autorstwo są bardzo ważne dla odkrywania, czym jest błąd poznawczy prognozy w energetyce.

Otóż, jedną z fundamentalnych spraw w kontekście prognozowania stosowanego w przeszłości było (i nadal jest) prognozowanie zapotrzebowania na energię/paliwa mające przyczynę w gigantycznych energetycznych interesach inwestycyjnych (prognozy były takie, jak interesy i dlatego wymykały się na ogół spod działania kryteriów racjonalności ekonomicznej, natomiast miały potężne wsparcie w polityczno-korporacyjnej propagandzie bezpieczeństwa energetycznego). Z tego punktu widzenia ważne jest, aby każdy, kto chce skutecznie zajmować się transformacją energetyki w trybie przełomowym nie rozpoczął kształcenia, tak jak to jest obecnie, od przyswajania sobie prognoz „dynamicznego” wzrostu zapotrzebowania na paliwa kopalne, i w szczególności na energię elektryczną. Trzeba przy tym podkreślić, że nie jest to łatwe. Dlatego, bo „uwodzicielskie” w tych prognozach jest to, że mają one na ogół podstawy metodyczne w zaawansowanych modelach matematycznych, takich jak ekstrapolacja zapotrzebowania energii/paliw za pomocą modeli regresyjnych oraz modeli przepływów międzygałęziowych gospodarki centralnie planowanej. Śmiertelne niebezpieczeństwo mentalne związane z takim prognozowaniem, będące pułapką dla wszystkich, którzy chcieliby je wykorzystać w transformacji przełomowej energetyki wynika ze sprzeczności metodycznej, zawierającej się w tym, że podstawą transformacji przełomowej energetyki są nowe technologie (fabryczne, małoskalowe, inteligentne – umożliwiające zastąpienie efektu skali efektem sieciowym), prosumenci, pretendenci-innowatorzy, konkurencja na rynku, kapitał społeczny, a nie centralizm i planowanie.

W przełamaniu dramatycznej rozbieżności prognoz i rzeczywistości, takiej jak pokazana w tabeli 1, upatruje się głównej szansy na racjonalizację transformacji energetyki w horyzoncie 2050 (czyli w horyzoncie, który w ostatnich kilku latach utrwalił się w wymiarze globalnym jako standard w analizach transformacyjnych).

Tabela 1

Przykłady dwóch prognoz energetycznych dla Polski, opracowanych na początku lat 70’ i 90’ minionego wieku – porównanie prognoz z rzeczywistością

Wyszczególnienie	Prognozy 2000	Rzeczywistość 2019
Elektryczna moc zapotrzebowana, GW	105	26
Wydobycie węgla kamiennego, mln ton	270	70
Zużycie węgla kamiennego, mln ton	240	70
Wydobycie/zużycie węgla brunatnego, mln ton	120	65
Import ropy naftowej, mln ton	90	25
Zużycie gazu ziemnego, mld m ³	Opracowanie PAN nie zawiera prognoz dla gazu ziemnego. Według prognoz rządowych z 1990 roku zapotrzebowanie na to paliwo miało wynosić w 2000 roku około 27 mld m ³ , a w 2010 roku około 40 mld m ³ (wariant wysoki rozwoju gospodarki). Rzeczywistość 2019 w zakresie zużycia gazu na cele energetyczne, to niewiele więcej niż 10 mld m ³ .	

Oprac. własne

Elektroprosumeryzm przełamuje tę rozbieżność, bo ignoruje stare prognozowanie.

1.3. Jest zaskakujące, że siła błędów poznawczych współczesnej energetyki WEK zdecydowanie maleje w przestrzeni pojęciowej elektroprosumeryzmu ze względu na jego mikroekonomiczne ukierunkowanie. Oczywiście trzeba pamiętać (w tym wypadku jest to ważne), że błędy poznawcze są błędami fałszywej świadomości (P. Ruskowski). Skuteczność ich redukcji w przestrzeni pojęciowej elektroprosumeryzmu nie bierze się znikąd.

1.4. Wynika wprost z adekwatności tej przestrzeni do potrzeb zbiorowego pretendenta. Z drugiej strony wynika ze zgodności przestrzeni pojęciowej elektroprosumeryzmu z paradygmatami monizmu elektrycznego. Jest to bardzo ważny przyczynek potwierdzający potrzebę unifikacji niespójnej jednorodności całej energetyki WEK ze spójną niejednorodnością elektroprosumeryzmu.

2. Trzy paradygmaty: prosumencki, egzergetyczny i wirtualizacyjny

W tym miejscu paradygmaty traktuje się jako podstawę do unifikacji, o której jest mowa w pp. **1.4** w zakresie dotyczącym błędów poznawczych energetyki. Podkreśla się jednak, że problem unifikacji elektroprosumeryzmu z paradygmatami monizmu elektrycznego wykracza daleko poza te błędy. Obejmuje wręcz całą transformację energetyki w trybie innowacji przełomowej (TETIP), ujawnia się przykładowo we wszystkich segmentach przestrzeni pojęciowej, których dotyczą punkty od **2** do **7**.

2.1. Szczególne znaczenie paradygmatu **prosumenckiego** ujawnia się w segmentach: ekonomicznym oraz prawnym, a wynikowo w najbardziej ogólnym segmencie społecznym. Stąd jest to najważniejszy paradygmat w kontekście badań (modelowania) całej trajektorii transformacyjnej A→B.

2.2. Z kolei szczególne znaczenie paradygmatu **egzergetycznego** ujawnia się w segmentach technicznym (bilansowym), ale też ekonomicznym. Przede wszystkim jest on podstawą zbudowania w stanie początkowym A heurystyki praktycznego potencjału (!) elektroprosumeryzmu, w stanie B, i na całej trajektorii transformacyjnej A→B (heurystyki, to ogólnie oszacowania, które chociaż nie są doskonałe, bo są wykonane w warunkach dużej niepewności informacji, to dają wiarygodne wyniki, a to dzięki zrekompensowaniu niepewności doświadczeniem, intuicją oraz wyobraźnią badaczy wykonujących oszacowania). Ze względu na wyjątkową wagę teoretyczną paradygmatu w monizmie elektrycznym, poświęca mu się specjalne miejsce w punkcie **3**.

2.3. Wreszcie szczególne znaczenie paradygmatu **wirtualizacyjnego** ujawnia się w segmentach: najbardziej w segmencie technicznym (w obszarze całej inteligentnej infrastruktury, przede wszystkim jednak w koncepcji współużytkowania sieci rozdzielczych nN-SN-110 kV) oraz w mniejszym zakresie, wynikowo, w segmentach ekonomicznym, prawnym i społecznym.

3. Skalowanie monizmu elektrycznego

W skalowaniu monizmu elektrycznego opisanym w różnych aspektach w zasobach platformy PPE2050 tu eksponuje się aspekt powiązania skalowania mikroekonomicznego i makroekonomicznego na całej trajektorii transformacyjnej A→B. Dlatego, bo to powiązanie daje lepszy obraz działania poszczególnych paradygmatów.

3.1. Paradygmat egzergetyczny ma największą siłę w skalowaniu mikroekonomicznym. W skalowaniu makroekonomicznym największe znaczenie ma paradygmat prosumencki, ale dopiero na poziomie pretendenta zbiorowego, czyli procesu społecznego, p. **4**. Stąd wynika, że paradygmat egzergetyczny pozwala stworzyć bardzo dobrą heurystykę potencjału monizmu elektrycznego poprzez wykorzystanie do tego celu stanu początkowego transformacji A (metody indukcyjnej). Inaczej, pozwala przeskalować rzeczywisty bilans energetyczny stanu A w hipotetyczny dla tego stanu bilans monizmu elektrycznego i zarazem jego (monizmu elektrycznego) „rzeczywisty” potencjał (!). Trajektorię A→B kształtuje natomiast cały triplet paradygmatyczny, w szczególności prosumencki. Czyli od całego tripletu (podejścia dedukcyjnego) zależy jakość heurystyki bilansowej dla napędowej energii elektrycznej OZE, jedynej w stanie końcowym B i jakości ekonomicznych heurystyk trajektoriowych.

3.2. Z tripletu paradygmatycznego transformacji energetycznej wynikają zatem wprost ramy ustalania praktycznych rozwiązań na rynku energii elektrycznej stanowiącym główną siłę sprawczą kształtującą trajektorię transformacji energetycznej A→B. W tym kontekście podkreśla się, że (ewolucyjna, odbywająca się pod wpływem sił rynkowych) transformacja energetyczna nie jest mechanicznym odtwarzaniem programu zawartego w warunkach początkowych (stan A). Stanowi natomiast proces twórczy, w którym jest miejsce na kreację, jednak za pomocą mechanizmów rynkowych (decyzji mikroekonomicznych), a nie za pomocą polityki energetycznej narzucanej z poziomu makroekonomicznego przez państwo, które utraciło jednak już potrzebne do tego celu kompetencje (jest to zjawisko, które dotyka jeszcze wiele państw na świecie, ale państwo polskie w szczególności).

3.3. Stanów A i B w transformacji energetycznej rządzonej przez trzy paradygmaty nie da się bezpośrednio traktować w kategoriach równania stanu termodynamicznego, które jest opisem tego stanu, wykorzystującym trzy parametry termiczne: ciśnienie, temperaturę i objętość właściwą (oczywiście, tylko dwa z nich są niezależne); przy tym kardynalną właściwością równania stanu jest to, że nie jest ono wrażliwe na trajektorię przejścia układu z jednego stanu w drugi. Z drugiej strony pożyteczne jest szukanie inspiracji w działaniu równania stanu do potrzeb kształtowania trajektorii transformacyjnej energetyki między stanami A i B.

3.4. Mianowicie, stan B (pełna reelektryfikacja OZE, monizm elektryczny) jest w obecnej rzeczywistości technologicznej, ekonomicznej i społecznej dostatecznie odległy, aby stwierdzić, że niezależnie od trajektorii zostanie on osiągnięty. Zestawienie praktycznych współczynników transformacji energetycznej do monizmu elektrycznego w pierwszym podejściu (wymagającym jeszcze surowej weryfikacji) jest bardzo proste (tab. 2).

Praktyczne (szacunkowe) współczynniki transformacji energetycznej do monizmu elektrycznego

Rynek energetyczny		„Czynnik” napędowy	Jednostka „wiążąca”	Oszacowanie	
				wzór	liczbowe
Energia elektryczna		ludność, gospodarka	kWh/(os., PKB)	(-)	1
Ciepło	grzewcze, CG	ludność, mieszkalnictwo	kWh/m ²	$\frac{E_{PH}}{E_g} \cdot \frac{1}{COP}$	$\frac{1}{3} \cdot \frac{1}{3} = 0,1$
	CWU	ludność	kWh/os.	$\frac{1}{COP}$	$\frac{1}{3} = 0,3$
Transport		ludność, transport	kWh/sam.	$\frac{\eta_s}{\eta_{EV}}$	$\frac{0,2}{0,6} = 0,3$

3.5. Centralną kategorią monizmu elektrycznego jest energia użyteczna E_{uz} . Jest to energia potrzebna do zaspokojenia wszystkich prosumenckich potrzeb energetycznych i jest równą napędowej energii elektrycznej netto (równej energii brutto wytworzonej w źródłach OZE pomniejszonej o straty w infrastrukturze między tymi źródłami i odbiornikami) powiększonej o egzerge zewnętrzne (powietrza, wody, gruntu) źródła ciepła (pomp ciepła). Celem powiązania energii użytecznej E_{uz} (wyrażonej w jednostkach mianowanych, w praktyce w kWh i w jednostkach wielokrotnych) ze współczynnikami w tabeli 2 pożyteczne jest wprowadzenie – do modelowania trajektorii transformacyjnej bilansów energetycznych – unormowania względnej (indeks górny *) energii użytecznej, za pomocą współczynnika struktury bilansu energetycznego energii końcowej E_k , właściwego dla charakterystycznych przypadków (np. dla domu jednorodzinnego, dla kraju, dla świata) w stanie A:

$$w = \sum_{i=1}^4 w_i = 1, \quad (1)$$

gdzie:

- $w_1 = w_{el}$ – udział względny energii elektrycznej w bilansie,
- $w_2 = w_{CG}$ – udział względny ciepła grzewczego w bilansie,
- $w_3 = w_{CWU}$ – udział względny ciepła grzewczego wykorzystywanego do produkcji ciepłej wody użytkowej,
- $w_4 = w_t$ – udział względny energii chemicznej paliw transportowych.

Korzystając ze współczynników (1) oraz ze współczynników zapisanych w tabeli 2 można energię użyteczną w stanie B ekwiwalentną energii (unormowanej) końcowej w stanie A wyrazić za pomocą wzoru (2):

$$E_{uz}^{B*} = E_k^{A*} \left(w_{el} + w_{CG} \cdot \frac{E_{PH}}{E_g} \cdot \frac{1}{COP} + w_{CWU} \cdot \frac{1}{COP} + w_t \cdot \frac{\eta_s}{\eta_{EV}} \right). \quad (2)$$

Równanie (2) jest niezależne od czasu, czyli od trajektorii transformacyjnej. Zależy jest jedynie od stanów: początkowego A (przedtransformacyjnego) i końcowego B (potransformacyjnego). Czyli równanie to jest swoistego rodzaju równaniem stanu. W zagadnieniach praktycznych jest wygodnie przyjąć, że w stanie A energia $E_k^{A*} = 1$ (jest to bardzo naturalne podejście metodyczne). Wówczas struktura w , wzór (2), staje się zmienną sprzężoną napędową (tylko od tej struktury zależy energia użyteczna E_{uz}^{B*} w stanie B.

4. Tryb innowacji przełomowej w transformacji energetyki

Zbiorowy pretendent w postaci procesu społecznego oznacza konieczność redefinicji innowacji przełomowej dla potrzeb transformacji energetycznej realizowanej w trybie innowacji przełomowej (TETIP) w trzech aspektach.

4.1. Innowacja przełomowa (ogólnie rozumiana) jest to innowacja, która przerywa tok rozwoju określonej branży (sektora, obecnie korporacji), w odróżnieniu od innowacji przyrostowej, zapewniającej kontynuację rozwojową (w szczególności technologiczną). W wypadku innowacji przełomowej chodzi przy tym o zmianę przez pretendentów wielkich rynków będących w posiadaniu bardzo silnych podmiotów zasiedziały, stosujących innowacje przyrostowe (naśladowcze), w całkowicie nowe rynki (z przełomowymi innowacjami technologicznymi, z nową ekonomią i z nowymi modelami biznesowymi).

4.2. W wypadku transformacji TETIP, czyli transformacji do elektroprosumeryzmu, pojęcie innowacji przełomowej znacznie się jeszcze radykalizuje przez to, że obejmuje bezosobowego pretendenta zbiorowego, czyli proces społeczny. Taki pretendent wytwarza zapotrzebowanie na nowy język, ale sam też tworzy własną przestrzeń pojęciową. Pojęcia w tej przestrzeni muszą być zrozumiałe i skutecznie stosowane przez pretendentów poziomu mikroekonomicznego. Pretendentowi zbiorowemu muszą natomiast zapewniać jego efektywność makroekonomiczną (chodzi o efektywność procesu społecznego).

4.3. W całej przestrzeni pojęciowej transformacji TETIP status innowacji przełomowej nadaje się zarówno energetyce prosumenckiej jak i elektroprosumeryzmowi, bo odwracają one w sposób trwały porządek ukształtowany na wielkich rynkach energetycznych w dotychczasowym historycznym procesie ich rozwoju. Energetyce prosumenckiej status innowacji przełomowej przysługuje zwłaszcza w odniesieniu do czasu minionego i będzie przysługiwał w początkowej fazie transformacji TETIP, kiedy decydujące będzie ujęcie mikroekonomiczne tej transformacji. Elektroprosumeryzmowi natomiast status innowacji przełomowej przysługuje w sposób fundamentalny (w ujęciu mikroekonomicznym i makroekonomicznym, na całej trajektorii transformacyjnej A→B).

4.4. Odwrócenie porządku rynkowego 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 zmienia organizację wielkiego rynku i całkowicie zmienia sposób zachowania się podmiotów na tym rynku. W wypadku rynków energetycznych jest to w początkowej fazie podmiotowa transformacja klienta w prosumenta, a w dojrzałej fazie jest to transformacja licznych rynków w obszarze paliw kopalnych w cztery rynki elektroprosumeryzmu. Podkreśla się, że innowacje przełomowe często mogą nie być, nawet w długim czasie, akceptowane przez klientów (tych, do których są adresowane). Dlatego w energetyce prosumenckiej ważne jest obecnie jak najszybsze rozpoczęcie dopasowywania rynku (modeli biznesowych) do nowych technologii. Na przykład, ważne jest współcześnie, aby zaniechać dopasowywania OZE (bardzo istotna potencjalnie części energetyki prosumenckiej) do „głównych” (wielkich, sektorowych) rynków energii, a zacząć dopasować rynek energetyki prosumenckiej do OZE (ogólnie trzeba działać na rzecz zmiany upodobań prosumentów. Nie ma natomiast już praktycznie szans na ukształtowanie odmiennych, od dotychczas stosowanych, umiejętności korporacyjnych firm energetycznych, wyspecjalizowanych i zależnych od swoich historycznych praktyk w zakresie stosowania tradycyjnych technologii na tradycyjne energetyczne (paliwowe) rynki.

5. Unifikacja energetyki paliw kopalnych (WEK) do elektroprosumeryzmu

Jest to unifikacja stanowiąca klucz do praktycznej transformacji energetyki spełniającej wymagania jej racjonalności w szerokim sensie. Aby ta unifikacja doprowadziła nas do przestrzeni pojęciowej tego, co w artykule nazywa się spójną różnorodnością, to musi objąć pięć obszarów: **technikę, ekonomię, prawo, nauki społeczne (socjologię), środowisko przyrodnicze i klimat.**

5.1. W **technice** jest to – po pierwsze – unifikacja gigantycznych systemów energetyki WEK (poszczególnych paliw kopalnych) – wydobywczych, transportowych, wytwórczych (przetwórczych), przesyłowych/rozdzielczych (sieciowych) i transportowych wraz z infrastrukturą rynkową poszczególnych sektorów paliw kopalnych i trzech rynków końcowych energii (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych) – zawsze o zasięgu krajowym, często kontynentalnym i sub-kontynentalnym, a również globalnym – do fabrycznej (produkowanej masowo w fabrykach) mikroekonomicznej infrastruktury prosumenckiej i ogólnie infrastruktury elektroprosumeryzmu (czyli na potrzeby dwóch rynków bez-sieciowych elektroprosumeryzmu, mianowicie urządzeń oraz usług i rynku wschodzącego 1 energii elektrycznej); mniejsza skala efektu fabrycznego odnosi się do rynek wschodzącego 2 energii elektrycznej (offshore), ale też jest nieporównywalnie większa niż w wypadku energetyki WEK.

Po drugie – absolutnie krytycznym podobszarem w unifikacji technicznej w sektorze elektroenergetycznym jest unifikacja systemowych rynków technicznych: rynku regulacji często-

liwościowej, rynku bilansującego i ogólnie rynku technicznego, funkcjonującego dla potrzeb samego systemu elektroenergetycznego oraz całkowicie biernych systemów użytkownika energii elektrycznej przez odbiorców z jednej strony i całkowicie odmiennych sposobów bilansowania popytu i podaży na rynku wschodzącym 1 energii elektrycznej oraz odmiennych aktywnych sposobów użytkowania i zarządzania bilansami energii elektrycznej przez prosumentów.

W tym kontekście podkreśla się praktycznie niedostrzegany dotychczas w Polsce, bardzo ważny aspekt. Mianowicie polegający na tym, że unifikacja techniczna na poziomie systemowym (KSE w Polsce, UCPT E w Europie) przebiega przy niezwykle dużym indywidualnym oporze krajowych operatorów systemowych. Jednocześnie unifikacja rynków elektroprosumeryzmu w przestrzeni jednolitego rynku europejskiego przebiega bardzo równomiernie pod wpływem samych prosumentów na wschodzących rynkach 1 energii elektrycznej (na rynkach czasu rzeczywistego RCR), ale także na rynkach wschodzących 2 (offshore, z kontraktami PPA). W obecnej fazie przede wszystkim jednak pod wpływem wielkiej dynamiki pretendentów do rynków bez-sieciowych urządzeń i usług (przedsiębiorców).

Po trzecie – w tym miejscu zwraca się uwagę na potrzebę tak fundamentalnej unifikacji jak unifikacja jednostek energii, za pomocą których opisuje się energetykę paliw kopalnych WEK i elektroprosumeryzm (jest to ostatni przykład, który sygnalizuje się w artykule, chociaż ich lista jest jeszcze bardzo długa). Otóż daleko w obszarze jednostek energii od pilnego przekroczenia bariery unifikacji (do przestrzeni pojęciowej elektroprosumeryzmu) jest jeszcze sama UE mająca na swojej fladze neutralność klimatyczną 2050. Widać to na podstawie unijnych dokumentów (fundamentalnych) ram programowych 2030 transformacji energetycznej. Mianowicie, „zunifikowaną” jednostką we wszystkich bilansach energii końcowej (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych) oraz w bilansach paliw (węgla kamiennego i brunatnego, ropy naftowej, gazu ziemnego i łupkowego oraz innych paliw) jest tona oleju ekwiwalentnego (toe, TOE), a nie MWh (i wielokrotne). Stąd wynika, jak długa jeszcze jest droga (i jak niezbędne jest jej pokonanie) do unifikacji sektorowych systemów jednostek (MWh, MJ, kcal, l, kg, m³, BTU, toe, tpu, ...) do MWh (oraz podwielokrotnych i wielokrotnych).

5.2. Znaczenie i zarazem trudność unifikacji **ekonomicznej** wynika z faktu, że elektroenergetyka WEK (najważniejsza obecnie w całej energetyce WEK) była pomijana jako przedmiot poważnych zainteresowań badawczych ekonomistów i z konieczności jej ekonomią zajmowali się sami elektroenergetycy. Bariery w badaniach ekonomicznych stanowił dla ekonomistów monopol naturalny (sieciowy, techniczny) elektroenergetyki; przez dziesiątki lat nie były tego w stanie zmienić technologiczne innowacje przyrostowe (monopol regulacyjny, za którym stały grupy interesów, czyli podmioty zasiedziały, był w stanie blokować konkurencję, której potencjał tworzyły technologiczne innowacje przyrostowe). Rynki wschodzące energii elektrycznej, szczególnie rynek RCR 1, mają potencjał, którego zablokować się już nie da. Jest natomiast ciągle szansa na racjonalizację transformacji TETIP (punkt 6) i obniżenie jej (procesu, pretendenta zbiorowego) kosztów społecznych. Wykorzystanie szansy wymaga unifikacji (na rynkach energii elektrycznej: dwóch wschodzących i na rynku schodzącym) całego zbioru kategorii ekonomicznych.

Najważniejsze obszary tej unifikacji to:

- 1° – unifikacja mikroekonomii i makroekonomii; znaczenie tej unifikacji wykracza daleko poza granice transformacji TETIP,
- 2° – unifikacja kosztów krańcowych krótkookresowych (RCR) i długookresowych (inwestycyjnych); najtrudniejszy problem teoretyczny tej unifikacji wiąże się z dowodem (hipotezą), że optymalna transformacja powinna gwarantować równość kosztów krańcowych krótkookresowych i długookresowych na całej trajektorii transformacyjnej,
- 3° – unifikacja na rynku energii elektrycznej; jest to unifikacja w całej przestrzeni tego rynku, obejmującej również rynek PPA, cenotwórstwa rynków technicznych, systemów cenowych DSM/DSR, elastyczności cenowej popytu na energię elektryczną.

5.3. Krytyczne znaczenie ma unifikacja **prawna** władstwa i pomocniczości. Bardziej konkretnie, w wypadku transformacji TETIP trzeba mówić o unifikacji od ustawy *Prawo energetyczne* przez → sandboxy → zasadę TPA+ do → *Prawa elektrycznego* (po unifikacji technicznej i ekonomicznej, z uwzględnieniem unifikacji socjologicznej).

5.4. Najbardziej ogólna unifikacja **socjologiczna** to unifikacja sześciu kategorii, którymi są:

- 1° – sektory w energetyce paliw kopalnych WEK,
- 2° – odbiorcy (nabywcy, klienci) w energetyce WEK,
- 3° – prosumenci w energetyce prosumenckiej współistniejącej z energetyką WEK (na całej praktycznej trajektorii transformacji TETIP),
- 4° – pretendenci w początkowej fazie transformacji TETIP,
- 5° – elektroprosumenci w dojrzałej fazie elektroprosumeryzmu oraz
- 6° – uczestnicy rynków elektroprosumeryzmu.

W każdym z sześciu obszarów występują charakterystyczne wewnętrzne procesy unifikacji. Największe znaczenie, wykraczające poza transformację energetyki, ma unifikacja opisu pretendentów fizycznych z opisem pretendenta zbiorowego.

5.5. Środowisko **przyrodnicze** jest kategorią słabo zdefiniowaną. Z kolei **klimat** został, jako kategoria, zbyt jednostronnie w ostatnich trzydziestu latach zredukowany do efektu cieplarnianego, mającego przyczynę w emisji gazów cieplarnianych, polegającego na ociepleniu klimatu. Ta sytuacja zarówno ułatwia jak i utrudnia unifikację energetyki paliw kopalnych (WEK) do elektroprosumeryzmu w kontekście środowiska naturalnego i klimatu. Przykładów trudności z tym związanych, zupełnie obecnie niedostrzeganych, jest niemało.

Jednym z bardziej jaskrawych jest błąd poznaczy polegający na fałszywym poglądzie, że gaz ziemny jest paliwem dużo bardziej przyjaznym dla klimatu niż węgiel. Jednak pełna analiza egzergetyczna (W. Stanek) pokazuje, że przy dużych odległościach przesyłu gazu (tysiące kilometrów) i wiążących się z tym wyciekach gazu do atmosfery emisja CO₂ do atmosfery związana z wytwarzaniem energii elektrycznej z gazu ziemnego może być tylko kilka procent mniejsza niż w przypadku wytwarzania z węgla kamiennego.

Drugim, jeszcze bardziej drastycznym przykładem potrzeby unifikacji paliw kopalnych w kontekście ochrony środowiska i efektu cieplarnianego jest energetyka jądrowa.

Jest ona lansowana często jako bezemisyjna, ale przecież stwarza ryzyko wielkich katastrof środowiskowych (jeśli nawet jest ono bardzo małe, to jest jednak rzeczywiste – *Czarnobyl* i *Fukushima* to są fakty). Ponadto powszechnie jest pomijany fakt, że egzergia energii jądrowej jest zbliżona do zera. Z tym się zresztą wiąże wielki problem kilkusetletniego zagrożenia związanego ze składowaniem (ciągle nie w pełni rozwiązany) wypalonego paliwa.

Trzecim przykładem jest problem niskiej emisji. Mianowicie, spalanie biopaliw (drewna, biopaliw pochodzących z upraw energetycznych), chociaż pomijane w bilansach emisji CO₂, nie stanowi w żadnym wypadku rozwiązania w segmencie powierzchniowych źródeł emisji pyłów zawieszonych PM_{2,5} i PM₁₀.

Przykładem *czwartym* jest gospodarka obiegu zamkniętego GOZ. Otóż, spalanie odpadów (energetyczna utylizacja odpadów) również nie jest rozwiązaniem, jeśli nawet emisja pyłów zawieszonych w wypadku dużych spalarni (segment źródeł punktowych pyłów) jest praktycznie wyeliminowana. Jest tak zarówno ze względu na brak w tym wypadku (odpady PRE-RDF, RDF, MSW, osady ściekowe) efektu cykliczności obiegu CO₂, jak i na ekonomię. Rozwiązaniem jest unifikacja technologii biogazowych (odpady biodegradowalne, podlegające efektowi cykliczności obiegu CO₂) oraz rozwój nowych technologii (multitechnologii, np. C-GEN nazwa własna) niskotemperaturowej mineralizacji odpadów niepodlegających efektowi cykliczności obiegu CO₂.

W tym wypadku ujawnia się w szczególny sposób właściwość paradygmatu egzergetycznego. Jest to ta sama właściwość, która występuje w procesach cieplnych rządzonych przez zasady termodynamiki makroskopowej. Mianowicie, właściwość mówiąca o tym, że barierą redukcji niedoskonałości procesów cieplnych jest brak odpowiednich, rynkowych technologii – i że dopiero rozwój takich technologii otwiera drogę do redukcji niedoskonałości procesów cieplnych za pomocą zasad termodynamiki (J. Szargut). W tym miejscu nasuwa się natrętnie inne skojarzenie: tak jak innowacyjne technologie pozwalają redukować niedoskonałość procesów cieplnych i procesów spalania, tak innowacyjne kompetencje pozwalają redukować niedoskonałość procesów unifikacji energetyki paliw kopalnych WEK i elektroprosumeryzmu.

Piątym przykładem (w artykule przytaczanym jako ostatni, chociaż ich lista jest jeszcze długa) jest ochrona krajobrazu oraz powierzchni gruntów wyłączonych z użytkowania (całkowitego lub częściowego). W tym zakresie ciągle nie dostrzega się w Polsce fundamentalnej potrzeby unifikacji ochrony zasobów, tych, które pochłania energetyka paliw kopalnych WEK i tych, które są potrzebne elektroprosumeryzmu.

Porównanie poniżej uwzględnia zasoby dla jednego tylko sektora, elektroenergetycznego, i tylko w aspekcie sieci przesyłowych NN (220 i 400 kV, łączna długość 14 tys. km) oraz sieci rozdzielczych 110 kV (łączna długość 35 tys. km) oraz dla elektroprosumeryzmu (w całości) w aspekcie energetyki wiatrowej (udział elektrowni wiatrowych lądowych i morskich w całym bilansie elektroprosumeryzmu, to 30% i 20%, odpowiednio). Otóż, liczba pręseł w sieciach NN i 110 kV wynosi 40 tys. i 150 tys., odpowiednio. Liczba turbin wiatrowych lądowych i morskich wynosi 2 tys. i 400 turbin, odpowiednio. Podkreśla się, że system uproszczeń przyjętych do przeprowadzenia porównania jest skrajnie niekorzystny dla elektroprosumeryzmu.

Ale główny problem polega na jeszcze czym innym niż tylko niekorzystnym systemie uproszczeń osłabiającym siłę i tak niezmiernie wymownego porównania. Mianowicie, w tym porównaniu nie ma zasobów środowiskowych, na które tworzą zapotrzebowanie sektorowe infrastruktury energetyczne poza elektroenergetyką (i ciągle w minimalnym jedynie stopniu są objęte rachunkiem kosztów zewnętrznych).

Najważniejsze z nich są następujące:

- infrastruktura wydobywcza ropy naftowej i gazu (w Polsce gazu zaazotowanego, na świecie gazu ziemnego i łupkowego);
- infrastruktura transportowa i przesyłowa ropy naftowej (transport morski: floty tankowców, porty przeładunkowe), transport kolejowy, rurociągi surowcowe;
- infrastruktura sektora naftowego w części rozpoczynającej się na rafineriach (zakładach petrochemicznych), dedykowana paliwom transportowym; są to (poza rafineriami): infrastruktura przesyłowa (rurociągi produktowe), magazyny paliwowe, infrastruktura dystrybucyjna (transport drogowy, infrastruktura sprzedażowa (sieci stacji paliwowych));
- infrastruktura sektora gazowego (znacznie mniej skomplikowana niż naftowego, ale też nieprosta, zwłaszcza po wejściu do gry gazu LNG oraz terminali eksportowych i importowych tego gazu);
- infrastruktura sektora ciepłowniczego (w Polsce z największymi w Europie i na świecie sieciami ciepłowniczymi – sieci: warszawska, łódzka, krakowska, wrocławska, trójmiejska, ...).

Zasygnalizowany problem unifikacji ochrony zasobów środowiskowych pokazuje, jak zła jest kondycja kompetencyjna i etyczna polskich polityków, którzy uchwalają ustawę wiatrakową wprowadzającą warunek dopuszczalności wybudowania lądowej elektrowni wiatrowej w Polsce w postaci kryterium 10H.

6. Heurystyki TETIP (transformacja energetyki w trybie innowacji przełomowej)

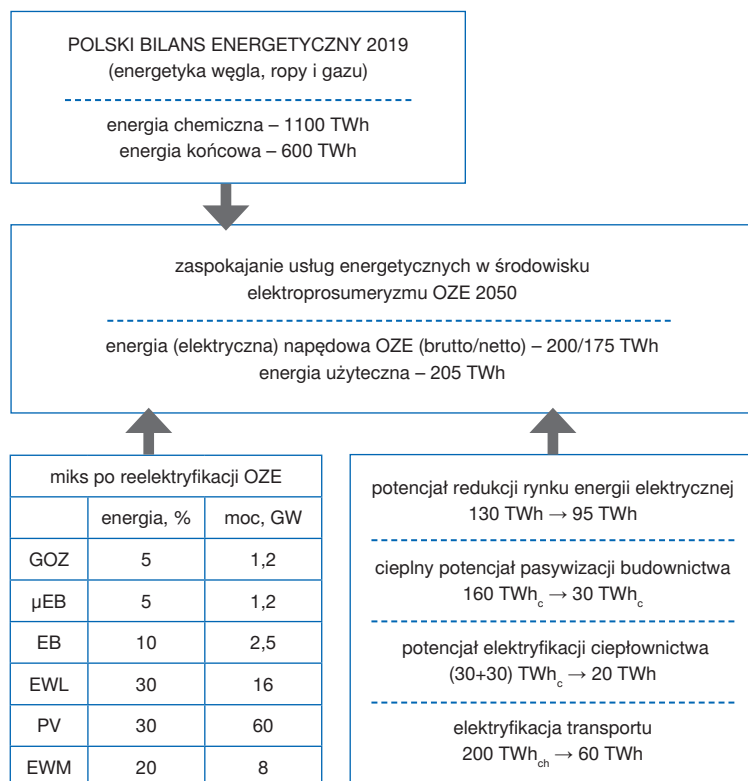
Zbudowanie kanonicznego zbioru heurystyk transformacji TETIP jest sprawą bardzo pilną, a jednocześnie całkowicie jeszcze otwartą. W zasobach platformy PPTE2050 dostępne są na razie cztery heurystyki dla kraju (stanowią one punkt wyjścia do dalszych pogłębianych badań, w każdym razie taki status nadaje się im w artykule). Są to heurystyki dotyczące:

- 1° – bilansów energii dla stanu końcowego B(2050),
- 2° – kosztów napędowej energii elektrycznej w stanie B (oraz ich porównanie z kosztami trzech końcowych rynków energii w stanie A) i trzech końcowych rynków w stanie B dla polityki energetycznej PEP2040 (projekt),
- 3° – skumulowanych oszacowań ekonomicznych (obejmujących eksploatację i inwestycje) dla całej trajektorii A→B(TETIP)
- 4° – równoważenia mechanizmów podatkowych i systemów wsparcia na trajektorii A→B(TETIP).

6.1. Dostępną w stanie początkowym (A) heurystykę bilansową stanu końcowego (B) przedstawia dla Polski tabela 3. Punktem wyjścia do przeprowadzonych oszacowań są rzeczywiste, chociaż bardzo przybliżone, bilanse retrospektywne do 2019 dla rynku energii pierwotnej (chemicznej węgla kamiennego, węgla brunatnego, gazu ziemnego i ropy naftowej) oraz rynków końcowych brutto (energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych). Uprawniona jest hipoteza, zwłaszcza jeśli uwzględnia się następstwa pandemii koronawirusa, że maksima globalne 2019 (w rozumieniu matematycznym) na rynkach paliw ropopochodnych (zwłaszcza na tych rynkach: lekkich i ciężkich olejów napędowych oraz olejów opałowych) i rynkach gazu (ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego oraz ciekłego) oznaczają, że wszystkie rynki paliw kopalnych weszły w Polsce w trwałą, bardzo dynamiczną fazę schodzącą (nigdy już nie będą większe). To oznacza, że energia pierwotna (paliw kopalnych) wynosząca w 2019 około 1100 TWh (tab. 3), z orientacyjnym podziałem: na węgiel kamienny – 450 TWh, węgiel brunatny – 200 TWh, ropa naftowa – 300 TWh, gaz ziemny, łącznie z płynnym – 150 TWh, będzie podlegać na trajektorii A→B(TETIP) właściwości teoretycznej, ważnej z praktycznego punktu widzenia. Mianowicie, będzie to trajektoria lekko wklęsła w dół, zbliżona do prostoliniowej (malejącej). Dlatego, bo lekko wypukłe w górę trajektoria naftowa i gazowa będą się „składać” z dominującą trajektorią węglową wklęsłą w dół. Wklęsłość trajektorii węglowej jest konsekwencją tego, że jej maksimum wystąpiło w roku 1980, czyli czterdzieści lat temu – wówczas produkcja węgla kamiennego zapewniała energię chemiczną (pierwotną) na rynek krajowy około 1100 TWh (czyli równą całej energii pierwotnej w roku 2019). Przy tym całkowite wydobycie węgla kamiennego w roku 1980 osiągnęło poziom 193 mln ton, eksport wynosił wówczas 30 mln ton, natomiast zapewnienie energii pierwotnej z węgla kamiennego w roku 2019 wymagało importu 18 mln ton.

Tabela 3

Tablica heurystyk bilansowych Polski dla stanów początkowego A(2020) i końcowego B(2050) transformacji TETIP



6.2. W wypadku rynków końcowych sprawa jest bardziej skomplikowana. Całkowity rynek energii końcowej brutto w ostatnich czterdziestu latach był rynkiem bardzo stabilnym, o bardzo łagodnej tendencji wzrostowej (całkowity jego wzrost nie przekroczył kilkunastu procent). Był to jednak rynek, którego struktura niezwykle mocno się zmieniła. Przede wszystkim nastąpiło zwielokrotnienie rynku paliw transportowych (nie mniejsze niż 5-krotne). Dalej, nastąpiło bardzo silne zmniejszenie rynku ciepła, uzyskane przede wszystkim – mimo dynamicznego rozwoju budownictwa mieszkaniowego – w wyniku poprawy efektywności energetycznej ciepłownictwa sieciowego, jak i zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło grzewcze w budownictwie mieszkaniowym, będące skutkiem programów termomodernizacyjnych. Wreszcie, nastąpiło niewielkie zwiększenie rynku energii elektrycznej, po wcześniejszej silnej obniżce w wyniku reformy ustrojowej gospodarki zapoczątkowanej w 1989 roku.

Przyszłość poszczególnych rynków końcowych na trajektorii A→B(TETIP), zdeterminowana przez monizm elektryczny, jest następująca.

Na krytycznym, w kontekście elektroprosumeryzmu, rynku końcowym energii elektrycznej brutto – na którym maksimum (w ostatnich czterdziestu latach) wynoszące 170 TWh wystąpiło w roku 2018 (była to energia elektryczna produkowana prawie w 90% z paliw kopalnych – węgiel kamienny i brunatny był podstawą produkcji prawie 80% energii elektrycznej, a z gazu wytworzono jej prawie 10%; wciąż jeszcze tylko niewiele ponad 12% pochodziło ze źródeł OZE) – dokona się proces rozstrzygający o całej transformacji A→B(TETIP).

W pierwsze fazy będzie to proces konkurencji między rynkiem wschodzącym 1 energii elektrycznej OZE (o największej dynamice) i rynkiem schodzącym WEK. Rynki końcowe ciepła i paliw transportowych, bazujące na paliwach kopalnych (pierwszy w dominującym stopniu na węglu kamiennym, gazie i w niewielkim stopniu na oleju opałowym, drugi w całości na paliwach transportowych), wejdą w trwałą fazę schyłkową. Najsilniejsza dynamika spadkowa dotknie rynek ciepła – zdecydują o tym dwa procesy: pasywizacji budownictwa oraz elektryfikacji ciepłownictwa. Duża dynamika spadkowa dotknie też rynek paliw transportowych. W tym wypadku dwoma powodami będą: elektryfikacja transportu, ale także rozbudowa transportu zbiorowego i proces racjonalizowania swoich potrzeb przez ludzi (autoograniczania się społeczeństw). Mniejsza dynamika spadkowa dotknie rynek końcowy energii elektrycznej, bazujący na paliwach kopalnych – znowu zdecydują dwa powody/procesy: z jednej strony rynek ten będzie pod ogromną presją dynamiki spadkowej ze względu na jego węglową strukturę, ale z drugiej strony będzie jednak beneficjentem wielkiej dynamiki wzrostowej elektroprosumeryzmu (elektryfikacji ciepłownictwa i transportu).

Punktem wyjścia do budowy heurystyki stanu końcowego B transformacji A→B(TETIP) jest bilans rynków końcowych energii brutto. W roku 2018, i bardzo podobnie w 2019, roczne rynki końcowe brutto wynosiły około 600 TWh (na tę energię oprócz 170 TWh energii elektrycznej złożyło się około 210 TWh ciepła – z podziałem na 170 TWh dla potrzeb grzewczych i 40 TWh dla potrzeb produkcji ciepłej wody użytkowej – oraz 220 TWh energii chemicznej w paliwach transportowych).

6.3. Od rocznych rynków końcowych brutto trzeba przejść do rynków końcowych netto: w stanie A (u odbiorców) i ich „ekwiwalentów” w stanie B (u samoograniczających się prosumentów wykorzystujących innowacje przyrostowe w obecnym środowisku energetyki paliw kopalnych, natomiast nie u elektroprosumentów, korzystających z innowacji przełomowych). Otóż rynki te w stanie A (rzeczywiste wartości) wynoszą: 130 TWh – energia elektryczna, 190 TWh – ciepło i około 200 TWh – transport. Ich ekwiwalenty w stanie B, uwzględniające potencjał tradycyjnej efektywności energetycznej (w gospodarkach energią elektryczną, ciepłowniczą i transportową), procesy rozwojowe w całej gospodarce i samoograniczanie się prosumentów wynoszą: 95 TWh – energia elektryczna, 190 TWh – ciepło i 200 TWh – transport.

Zmniejszenie w wypadku energii elektrycznej ekwiwalentu względem wartości rzeczywistej o ponad 25% ma przyczynę w wielkiej elektrochłonności gałęzi gospodarki, które będą re-strukturyzowane (hutnictwo, przemysł chemiczny), a w dużej części całkowicie wygaszane (energetyka paliw kopalnych). Utrzymanie się ekwiwalentów na poziomie wartości rzeczywistych w wypadku ciepła i energii chemicznej paliw transportowych odzworowuje bardzo ostrożne założenia (zachowawcze) dla transformacji energetyki w trybie innowacji przyrostowych, czyli takiej, jaka była prowadzona w Polsce w ciągu ostatnich dwudziestu lat, a z drugiej strony zamykanie się, w tym na skutek sytuacji demograficznej, przestrzeni rozwojowej dla wzrostu ilościowego transportu indywidualnego oraz budownictwa mieszkaniowego.

6.4. Wykorzystując oszacowane ekwiwalenty (p. 6.3), a dalej współczynniki transformacji energetycznej do monizmu elektrycznego przedstawione w tabeli 2, zbudowano przedstawioną w tabeli 3 początkową (A) heurystykę bilansową stanu końcowego (B) dla Polski. Zgodnie z tą heurystyką energia (elektryczna) napędowa OZE brutto i netto wynoszą w stanie (B): 200 i 175 TWh, odpowiednio. Energia użyteczna (pozyskiwana dzięki napędowej energii elektrycznej wynosi natomiast 205 TWh (oczywiście są to wartości w pełni dojrzałego już elektroprosumeryzmu). Podkreśla się, że ta wartość energii użytecznej uwzględnia przyrost egzergii zewnętrznych źródeł ciepła, który szacuje się na około 40 TWh. Taka wartość egzergii wynika z potencjału pasywizacji budownictwa wynoszącego około 130 TWh (zmniejszenie ciepła grzewczego ze 160 TWh do 30 TWh), tabela 3. Zatem po pasywizacji zapotrzebowanie na ciepło wynosi: 30 TWh na potrzeby grzewcze oraz 30 TWh na potrzeby produkcji ciepłej wody użytkowej. Uwzględniając eksploatacyjny współczynnik COP równy 3 (jest to wartość oszacowana bardzo ostrożnie dla współczesnych pomp ciepła powietrze-woda) otrzymuje się zapotrzebowanie na napędową energię elektryczną potrzebną po pasywizacji budownictwa równą 20 TWh.

6.5. Odrębnego skomentowania wymaga heurystyka przedstawionego w tabeli 3 miksu technologicznego źródeł wytwórczych OZE w stanie końcowym (B), zapewniającego pełną reelektryfikację OZE, aż do poziomu produkcji energii elektrycznej brutto równej 200 TWh. Tej heurystyce poświęcony jest p. 6.6..

6.6. Heurystyka kosztowa (w cenach stałych) elektroprosumeryzmu stanu końcowego B(2050) w postaci kosztu energii elektrycznej napędowej produkowanej w źródłach OZE

w elektroprosumeryzmie 2050, po transformacji A→B(TETIP), po jej zrealizowaniu, przedstawiona jest w tabeli 4 – jest to 40 mld PLN. Podstawą do jej zbudowania był bilans elektroprosumeryzmu w stanie B(2050), czyli przedstawione w tabeli 3: krajowy mix wytwórczy źródeł OZE i roczna napędowa energia elektryczna brutto 200 TWh, a ponadto ceny (stałe) dóbr inwestycyjnych, zgodne z ich poziomem 2019 (czyli istnieje jeszcze potencjał obniżki tych cen, zatem również obniżki kosztu pokrycia tego, co współcześnie nazywa się potrzebami energetycznymi, w całości). Dla porównania w tabeli 4 podano również wartości trzech rynków końcowych (energii elektrycznej, ciepła, paliw transportowych): rzeczywistą w 2019 roku i szacunkową wartość w stanie B, po zrealizowaniu programu rozwojowego energetyki, zgodnie z polityką energetyczną PEP2040, zwłaszcza po zakończeniu rozpoczętych już inwestycji w elektroenergetykę węglową (na węgiel kamienny i brunatny) oraz po zrealizowaniu programu inwestycyjnego w energetykę jądrową – w jednym i drugim wypadku jest to 200 mld PLN.

Tabela 4

Tablica heurystyki kosztowej (w cenach stałych) stanu końcowego B(2050), po transformacji TETIP

Wartość rynków końcowych: energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych 2019 (z podatkami i paropodatkami)	200 mld PLN
Koszt energii elektrycznej napędowej produkowanej w źródłach OZE w elektroprosumeryzmie 2050, po transformacji A→B(TETIP)	40 mld PLN
Wartość rynków końcowych 2050, wariant PEP2040 (projekt)	200 mld PLN

6.7. Heurystyka ekonomiczna (komplet heurystyk) transformacji A→B(TETIP) dotycząca całej trajektorii A→B została przedstawiona w tabeli 5. Skumulowana nadwyżka na całej trajektorii, wynosząca 2 bln PLN, została oszacowana w następujący sposób. Wzrost rynku energii elektrycznej (brutto) ze źródeł OZE odbywa się od poziomu 15 TWh w stanie A(2020) do poziomu 200 TWh w stanie B(2050) według krzywej lekko wypukłej w górę, linearyzowanej odcinkowo. Z kolei redukcja rynku energii elektrycznej (brutto) produkowanej ze źródeł węglowych (i gazowych) odbywa się przez wypieranie tej energii od poziomu 155 TWh w stanie A(2020) do poziomu zero w stanie B(2050) według krzywej lekko wklęsłej w dół, linearyzowanej odcinkowo. Suma tych rynków daje krzywą „zmieszanej” energii elektrycznej brutto rosnącej od poziomu 170 TWh w stanie A(2020) do poziomu 200 TWh w stanie B(2050) według krzywej nieznacznie tylko wypukłej w górę, linearyzowanej odcinkowo.

Tabela 5

Tablica heurystyk trajektorii A(2020)→B(2050) transformacji TETIP (w cenach stałych)

Skumulowana (2020-2050) nadwyżka	2 bln PLN
Nakłady inwestycyjne na reelektryfikację OZE	750 mld PLN
Pasywizacja budownictwa i elektryfikacja ciepłownictwa	(500+350) mld PLN
Elektryfikacja transportu	200 mld PLN
Na „sprawiedliwą” transformację pozostaje	200 mld PLN

6.8. Jeśli energię elektryczną uczynić (dla celów badawczych) nośnikiem wartości wszystkich trzech rynków końcowych, na całej trajektorii A→B, to uzyskuje się – w środowisku cen krańcowych na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, a dalej konkurencyjnych mechanizmów w pasywizacji budownictwa oraz w elektryfikacji ciepłownictwa i transportu – bardzo intuicyjną heurystykę nadwyżki powstającej w transformacji do elektroprosumeryzmu w postaci różnicy cen w kolejnych latach. Jak łatwo wyliczyć, cena w stanie początkowym A wynosi 1,2 tys. PLN/MWh, a w stanie końcowym B jest to 0,2 tys. PLN/MWh. Ta ostatnia cena, jako krańcowa, w 2020 roku już nie szokuje nawet w Polsce, gdzie „przebiły” ją źródła PV (ceny krańcowe energii elektrycznej ze źródeł OZE są niższe od parytetu sieciowego cen energii elektrycznej z paliw kopalnych już w 2/3 świata).

6.9. Skumulowana nadwyżka wynosząca 2 bln PLN pozwala przede wszystkim sfinansować potrzebne nakłady inwestycyjne na reelektryfikację OZE na całej trajektorii A→B, wynoszące 750 mld PLN, tabela 5. Ponadto pozwala sfinansować wsparcie (lepsze są mechanizmy podatkowe od wsparcia bezpośredniego) na pasywizację budownictwa (500 mld PLN), elektryfikację ciepłownictwa (350 mld PLN), elektryfikację transportu (200 mld PLN) oraz „sprawiedliwą” transformację, w całej energetyce WEK (200 mld PLN); są to kwoty, które mają obecnie tylko symboliczne znaczenie (kierunkowe założenia do ich szacowania są przedstawione w pp. 6.10).

6.10. Obszarami pilnej weryfikacji wystarczalności sił rynkowych do zrealizowania transformacji TETIP są: **reelektryfikacja OZE, pasywizacja budownictwa, elektryfikacja ciepłownictwa i elektryfikacja transportu.** Do weryfikacji (jakościowo-ilościowej) wykorzystuje się głównie zestaw narzędzi w postaci funkcji wykładniczych powiązanych z oszacowaniami przedstawionymi w tabelach 3, 4 i 5. Ponadto zestaw autorskich hipotez dotyczących kształtowania się trajektorii A→B(TETIP) zasobów (rynków) budownictwa mieszkaniowego i transportu. Wreszcie doświadczenie własne, obejmujące okres 1970-2020 (50 lat) w zakresie dynamiki rozwojowej różnorodnych segmentów wszystkich sektorów energetyki paliw kopalnych WEK i okres 1995-2020 (25 lat) w zakresie dynamiki rozwojowej różnorodnych segmentów źródeł wytwórczych OZE oraz różnorodnych segmentów działań proefektywnościowych na wszystkich trzech rynkach końcowych energii.

Reelektryfikacja OZE. Bazą (2019) weryfikacji w wypadku reelektryfikacji OZE jest produkcja energii elektrycznej w źródłach OZE wynosząca 15 TWh (w uproszczeniu jest to rynek wschodzący 1). Roczny przyrost na rynku wschodzącym 1 równy 8,5% daje potrzebną roczną produkcję energii elektrycznej na rynku wschodzącym 1 w stanie B(2050) równą 160 TWh. Z kolei budowa na rynku wschodzącym 2 jednej farmy 1,2 GW co około 4 lata zapewnia potrzebną produkcję wynoszącą 40 TWh. Zatem są to zadania całkowicie realistyczne w realizacji (na skali trudności inwestycyjnych lokalizują się na pewno poniżej poziomu przeciętnego).

Pasywizacja budownictwa. Bazą do weryfikacji wystarczalności sił rynkowych w tym wypadku jest stan 2019, który tu określa się za pomocą trzech liczb: 6 mln istniejących domów jednorodzinnych i 6 mln istniejących mieszkań w budownictwie

wielorodzinnym oraz roczny rynek domów i mieszkań przekazywanych do użytkowania około 150 tys. Stabilizacja rynku budowlanego (na poziomie do 2019) zapewni 4,5 mln nowych domów i mieszkań w horyzoncie 2050. Ta liczba równoważy antycypowany potrzebny wzrost liczby domów i mieszkań wynoszący około 1 mln oraz zakres wyburzeń wynoszący 30%, czyli 3,6 mln (w wypadku wyburzeń jest to zmiana – pod wpływem ogłoszonego w drugiej połowie 2019 stanowiska UE – w stosunku do Raportu bazowego 2018 w zasobach PPT2050, w którym uwzględniony zakres wyburzeń wynosił aż 50% i był większy od zakresu ogłoszonego w UE, wynoszącego jedynie 20%; sprawa jest jednak ciągle otwarta).

Jeśli pasywizacja budownictwa w horyzoncie 2050 ma być zrealizowana, to nowe domy i budynki wielorodzinne muszą być budowane jako pasywne (istnieją pełne podstawy do stworzenia systemu regulacji prawnych i mechanizmów rynkowych umożliwiających już obecnie budowę nowych pasywnych domów i budynków wielorodzinnych o kosztach porównywalnych z bieżącymi kosztami rynkowymi). Trudniejszym zadaniem jest rewitalizacja zasobów istniejących (poza zasobami, które będą poddane wyburzeniom) do standardu pasywnego – około 8,5 mln domów i mieszkań. Wymagany stabilny rynek rewitalizacyjny (280 tys. rewitalizowanych domów i mieszkań w ciągu roku) jest około 2-krotnie większy od istniejącego rynku nowych domów i mieszkań. Przy tym alokowana na rynek osiągalna skumulowana nadwyżka rynkowa (nie bezpośrednie wsparcie) wynosząca 500 mld PLN oznacza jednostkową nadwyżkę (na zastępczy dom/mieszkanie) wynoszącą prawie 60 tys. PLN. Jest to nadwyżka wystarczająca (z dużym „zapasem”) do zrealizowania programu rewitalizacyjnego, pod warunkiem, że każda jednostkowa rewitalizacja jest docelową (do standardu pasywnego), a nie etapową.

Elektryfikacja ciepłownictwa. Bazą jest rynek sprzedaży pomp ciepła (praktycznie rozwijający się w ostatnich 10 latach bez systemów wsparcia z roczną dynamiką wynoszącą 15%). W 2019 na rynku sprzedano 25 tys. pomp (rynek pomp powietrze-woda w 2018 zwiększył się, względem 2017, o 31%). Według prognoz stowarzyszenia PORT PC liczba pomp ciepła w 2030 wyniesie 1 mln. Docelowa liczba pomp w procesie transformacyjnym to około 6 mln (jest to liczba skorelowana z liczbą rzeczywistych przyłączy elektrycznych domów jednorodzinnych oraz, w wypadku budynków wielorodzinnych, liczbą przyłączy elektrycznych i liczbą węzłów wymiennikowych w sieciach ciepłowniczych zasilających te budynki). Wzrost liczby pomp ciepła (pomija się tu zróżnicowanie ich mocy) od 1 mln w 2030 do 6 mln w 2050 jest do zrealizowania przy dynamice rocznej rynku wynoszącej 10%. Zatem skumulowana nadwyżka transformacyjna (jej część), alokowana rynkowo do segmentu elektryfikacji ciepłownictwa, wynosząca 350 mld PLN, jest wystarczająca (z dużym „zapasem”). Jest to pełne potwierdzenie racjonalności elektryfikacji ciepłownictwa.

Elektryfikacja transportu. Baza (2019) to 20 mln istniejących samochodów; roczny rynek sprzedaży nowych samochodów 0,6 mln; przeciętna cena zakupu nowego samochodu tradycyjnego 80 tys. PLN; prognoza (na 2025) liczby samochodów elektrycznych według programu rządowego 1 mln (program z 2017) oraz 300 tys. (informacja z 2019); osiągalna rynkowa cena zakupu samochodu elektrycznego (po uwzględnieniu deklarowanego przez państwo wsparcia w sferze mechanizmów

podatkowych): 90 tys. PLN. Charakterystyka stanu bazowego wskazuje jednoznacznie, że konieczna jest jego fundamentalna racjonalizacja.

Podstawą racjonalizacji jest skumulowana nadwyżka transformacyjna (jej część), alokowana rynkowo do segmentu elektryfikacji transportu, wynosząca 200 mld PLN. Wsparcie (rynkowe) możliwe dzięki tej nadwyżce zapewni jednostkową „ekstensywną” obniżkę ceny (każdego „pierwszego” samochodu elektrycznego na rynku 20 milionowym) równą 10 tys. PLN (obniża cenę rynkową samochodu elektrycznego do poziomu obecnej ceny samochodu z silnikiem spalinowym). Jeśli jednak cały rynek samochodów skurczy się w horyzoncie 2050 do 10 mln (jest to całkowicie racjonalne, bardzo potrzebne; chodzi przy tym o zmniejszenie liczby samochodów związane ze stylem życia, wywołujące ograniczony wzrost inwestycji substytucyjnych), to obniżka ceny każdego pierwszego samochodu (na jedynym rynku samochodów elektrycznych) wynosi 20 tys. PLN. Jest to potwierdzenie racjonalności elektryfikacji transportu elektrycznego – elektryfikacji zapewniającej zużycie energii elektrycznej wynoszące tylko 20 kWh na 100 km przebiegu (jest to wartość dla średniego samochodu bez ogrzewania, bez klimatyzacji i należy ją stale weryfikować w wielu aspektach), w porównaniu z obecnym, wynoszącym 60 kWh.

6.11. Wydzielona (szczegółowo potraktowana) heurystyka podatkowo-bodźcowa, równoważąca ochronę dochodów budżetu państwa, realizację zasady pomocniczości (głównie na poziomie UE i państw członkowskich) i dyfuzję innowacji w obszar transformacji energetycznej, wspomaganą mechanizmami podatkowymi zastępującymi dedykowane systemy wsparcia, koncentrująca się przede wszystkim na oszacowaniach transformacji dedykowanych systemów wsparcia w mechanizmy podatkowe – jest dotychczas całkowicie nieobecna w debacie dotyczącej transformacji TETIP, mimo że ma dla niej kluczowe znaczenie, i oczekuje dopiero na stworzenie. Heurystyka podatkowo-bodźcowa musi być sprzężona z heurystykami przedstawionymi w pp. od **6.1** do **6.9**, ale musi uwzględniać rozległe środowisko makroekonomiczne: *przedpandemiczne i popandemiczne*.

Poniżej przedstawia się w bardzo ogólny sposób środowisko *przedpandemiczne*.

GDP UE 2018 (z Wielką Brytanią) wyniosło 14 bln €.

Budżet roczny UE w perspektywie 2021-2027, to około 115 mld € (GDP UE bez Wielkiej Brytanii, to ok. 11,5 bln €; udział procentowy budżetu UE w GDP UE, to ok. 1%). Dla porównania: **PKB Polski 2019**, to 2 bln PLN, **budżet/podatki**, to 420/390 mld PLN.

Podatki w polskiej energetyce (całej), to około 85 mld PLN (w tym akcyzowy wynosi nie mniej niż 38 mld PLN, VAT nie mniej niż 35 mld PLN), jest to ponad 20% wpływów podatkowych do budżetu (wartość rynków końcowych energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych w PKB, to około 10%).

Dopłaty do górnictwa (w całym okresie restrukturyzacji (1990-2019), czyli począwszy od reformy ustrojowej państwa, to około 250 mld PLN).

Systemy bezpośredniego wsparcia źródeł OZE (po 2005) to: certyfikaty – bardzo grube oszacowanie – 30 mld PLN (system zdegenerowany przez polityczno-korporacyjne, ale również biznesowe grupy interesów, odpowiedzialne za takie rozwiązania,

jak współspalanie biomasy w blokach węglowych, dotowanie produkcji energii elektrycznej w zamortyzowanych wielkich elektrowniach wodnych).

Ceny gwarantowane to mechanizm bezpośredniego wsparcia, nieprzydatny dla transformacji TETIP na obecnym etapie; w UE presja grup interesów na ich stosowanie praktycznie już zanikła.

Aukcje w UE również szybko wychodzą z praktyki (na rzecz rynkowej konkurencji). **Net metering** jest dobrym system, wymaga jednak dynamicznego rozwoju koncepcyjnego (przejścia do net meteringu dynamicznego).

Rynek mocy, w UE niemający już praktycznie zastosowania, w Polsce pochłonął już wielkie zasoby (czasowe, administracyjno-organizacyjne, finansowe; rozwiązanie nie przyniesie żadnych pozytywnych efektów, takich które można już było osiągnąć za pomocą konkurencyjnego rynku inwestycyjnego (ale też nie zostanie w całości skonsumowany).

7. Skalowanie elektroprosumeryzmu

Monizm elektryczny i jego trzy paradygmaty prowadzą bezpośrednio do teoretycznych (dedukcyjnych) podstaw skalowania elektroprosumeryzmu o podstawowej wadze praktycznej dla transformacji TETIP. Tę praktyczną wagę potwierdza rosnąca dynamika współzależności trzech czynników:

- rozwoju technologicznego (narastającej fali innowacji przełomowych w inteligentnej infrastrukturze oraz skali integracji technologicznej źródeł wytwórczych OZE),
- technologii zasobnikowych i użytkowania energii elektrycznej, następnie procesów społecznych (w rozległym obszarze prosumeryzmu i zasady pomocniczości społecznej),
- malejącej roli państwa (rosnącej szkodliwości jego interwencji na poziomach, na których – przy istniejącym poziomie technologicznym i poziomie rozwoju procesów społecznych – wystarczająca jest realizacja zasady pomocniczości na poziomach niższych).

7.1. W obszarze technologicznym przywołuje się tu kolejny etap (2019) rozwoju lądowych elektrowni wiatrowych, mimo że jest to tylko innowacja przyrostowa, a nie przełomowa; dlatego, bo ma on kluczowe znaczenie w aspekcie skalowalności elektroprosumeryzmu, szczególnie w aspekcie narastającej skali integracji technologiczno-prosumenckiej, Mianowicie, nowa generacja lądowych elektrowni wiatrowych, która weszła na rynek w 2019 roku, powoduje ogólnie konieczność korekty skalowania bilansów energii w ostonach kontrolnych KSE. Elektrownie wiatrowe o jednostkowej mocy 6 MW i rocznym czasie wykorzystania mocy zainstalowanej przekraczającym 4 tys. godzin, które weszły na rynek w 2019 roku, kolejny raz zmieniają dotychczasowe wyobrażenia o źródłach OZE.

Łatwo wyliczyć, że dla miasta z 75 tys. mieszkańców w 2050 roku – wirtualna ostoną kontrolną OK(JST) – siedem elektrowni wiatrowych jest wystarczającą liczbą do pokrycia potrzeb miasta. I praktycznie tylko tyle się zmieści (po stronie popytowej) w ostonie elektroprosumenckiej OK(JST), po zrationalizowaniu przez jednostkę JST miksu technologicznego źródeł OZE. I z pewnością energia elektryczna produkowana w tych elektrowniach – po ich zbudowaniu i przyłączeniu do sieci 110 kV zgodnie z nową zasadą TPA+, czyli dostępu do zasobów KSE, czyli zgodnie z zasadą współużytkowania zasobów KSE – będzie tańsza (w cenach stałych) od energii elektrycznej z systemu KSE.

7.2. Trzy bazowe współczynniki skalowalności (powiązane z liczbą ludności oraz z paradygmatami prosumenckim i wirtualizacyjnym) przedstawia się tu (sygnalnie) w następujący sposób:

- 1° – w formie wywoławczego katalogu współczynnika ludnościowego powiązanego z podziałem administracyjnym (współczynnika ludnościowo-samorządowego),
- 2° – w formie wywoławczego zbioru szeroko rozumianych prosumenckich oston wirtualnych OK(W) dających prawo (uprawniających) do korzystania z zasady współużytkowania zasobów KSE (z zasady TPA+) na poszczególnych poziomach napięciowych (nN, SN, 110 kV, NN),
- 3° – w formie wywoławczego katalogu zestandaryzowanych mikсів technologicznych źródeł wytwórczych OZE sprzężonych z ostonami OK(W); do skalowania monizmu elektrycznego (opisanego w dalszej części artykułu) i przede wszystkim szeroko opisanego w różnych aspektach w zasobach platformy PPTE2050 – tu wprowadza się do jego (skalowania) opisu istotne rozszerzenie.

7.3. Przykład rozszerzenia dotychczasowego skalowania miksu technologicznego źródeł wytwórczych na ostonę OK(JST) miasta z 75 tys. mieszkańców przedstawiono w tabeli 6. Jest to rozszerzenie stosowanego dotychczas na platformie PPTE2050 skalowania ograniczonego do rynków 1 i 2 energii elektrycznej. Przy tym tabela 6 została wykorzystana do modyfikacji dostosowawczej, w zakresie wynikającym z wejścia na rynek nowej generacji lądowych elektrowni wiatrowych 6 MW, technologicznych mikсів źródeł wytwórczych OZE dla kraju, kotwicy, czyli korytarza infrastrukturalno-urbanistycznego północ-południe i dla obszarów wiejskich (odbyło się bez naruszenia podstaw fundamentalnych kształtowania rynku wschodzącego energii elektrycznej za pomocą podziału na rynki 1 i 2).

Tabela 6

Skalowanie elektroprosumeryzmu w czterech ostonach kanonicznych, w wypadku czwartej ostony kanonicznej OK(JST) – charakterystyczny przykład

Technologia	Kraj (OK5)		Kotwica (układy dosyłowe DC-AC, współużytkowanie zasobów KSE na poziomie napięciowym NN)		Obszary wiejskie (współużytkowanie zasobów KSE na poziomach napięciowych: nN-SN-110 kV)		Miasto – 75 tys. mieszkańców, ostoną OK(JST), obszary wiejskie	
	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%	GWh
GOZ	5	10	3	6	2	4	4	16
μEB	5	10	1	2	4	8	6	24
EB	10	20	1	2	9	18	15	60
EWL	30	60	5	10	25	50	40	160
PV	30	60	10	20	20	40	35	140
EWM	20	40	20	40	0	0	0	0
	100	200	40	80	60	120	100	400

Triplet paradygmatyczny monizmu elektrycznego pozwala wyprowadzić bardzo jednoznaczne przesłanie ze słownika encyklopedycznego teorii (p. od 1 do 7) do praktyki elektroprosumeryzmu.

Po pierwsze, jedyność energii elektrycznej ze źródeł OZE (monizm elektryczny OZE) w zaspokajaniu wszystkich potrzeb obecnie nazywanych potrzebami energetycznymi – wynikająca z jej egzergii przewyższającej egzergie wszystkich innych rodzajów energii i powiększona w radykalny sposób o egzergie zewnętrzne w procesach pasywizacji budownictwa oraz elektryfikacji ciepłownictwa – powoduje, że energia elektryczna staje się dobrem podobnym do najbardziej niezbędnych dla człowieka, takich jak bezpieczeństwo żywnościowe, mieszkaniowe, transportowe, ale także zdrowie (dostęp do opieki zdrowotnej), wykształcenie (dostęp do edukacji), bezpieczeństwo publiczne i prawne (ogół instytucji chroniących życie i mienie obywateli oraz majątek narodowy, ustrój i suwerenność państwa).

Po drugie, możliwość zdefiniowana pretendenta zbiorowego (jako procesu społecznego stanowiącego rezultat rozwoju energetyki prosumenckiej) do trzech rynków elektroprosumeryzmu – o wartości przewyższającej, albo co najmniej porównywalny każdy z rynków/budżetów stowarzyszonych z wymienionymi, krytycznymi dla funkcjonowania człowieka, obszarami – czyni współcześnie elektroprosumeryzm największą siłą sprawczą przemian cywilizacyjnych.

Po trzecie przełamanie monopolu technicznego za pomocą zasady współużytkowania zasobów KSE (ogólnie zasobów systemów elektroenergetycznych SEE) czyni transformację energetyki TETIP poligonem do równoważenia konkurencji i zasady pomocniczości (na jej wszystkich szczeblach) rozciągającej się na wszystkie wymienione krytyczne obszary.

Zatem przesłanie jest następujące: rozwiązania praktyczne dla rynku wschodzącego 1 energii elektrycznej muszą być na miarę kontekstu historycznego. Na koniunkturalne nie ma już czasu. I najważniejsze: rozwiązania muszą być ufundowane na wartościach, dalej na wiedzy i dopiero na końcu na pieniądzu. W takim środowisku rozwiązania dla rynku wschodzącego 1 energii elektrycznej mogą być przejrzyste koncepcyjnie, proste technicznie, efektywne ekonomicznie.

[Praktyka, katalog zagadnień z podstawowymi rozwiązaniami/koncepcjami](#)

Ośmiopunktowy katalog obejmuje propozycje (rozwiązania/koncepcje) znane hasłowo z części I artykułu. Podstawy pod te propozycje były tworzone przez ponad 10 lat i są zgromadzone w postaci zasobów dostępnych na platformie PPTe2050 (na pewno wymagają one uporządkowania). Autor przez wszystkie te lata traktował propozycje jako punkt wyjścia do dyskusji. Ponieważ dyskusja nie została podjęta, żadne rządowe propozycje adekwatne do potrzeb transformacji TETIP się nie pojawiły, brak działań w energetyce staje się groźny dla państwa, to katalog kieruje się do pretendentsów-innowatorów (osób fizycznych i podmiotów prawnych) oraz w przestrzeń pretendenta zbiorowego. Uznaje się przy tym, że pretendenci-innowatorzy mają już elitarną kompetencje techniczne (głównie w zakresie inteligentnej infrastruktury z obszaru ICT), ekonomiczne, prawne, społeczne i przyrodnicze. W konsekwencji pretendenci zbiorowi (pretendenci innowatorzy

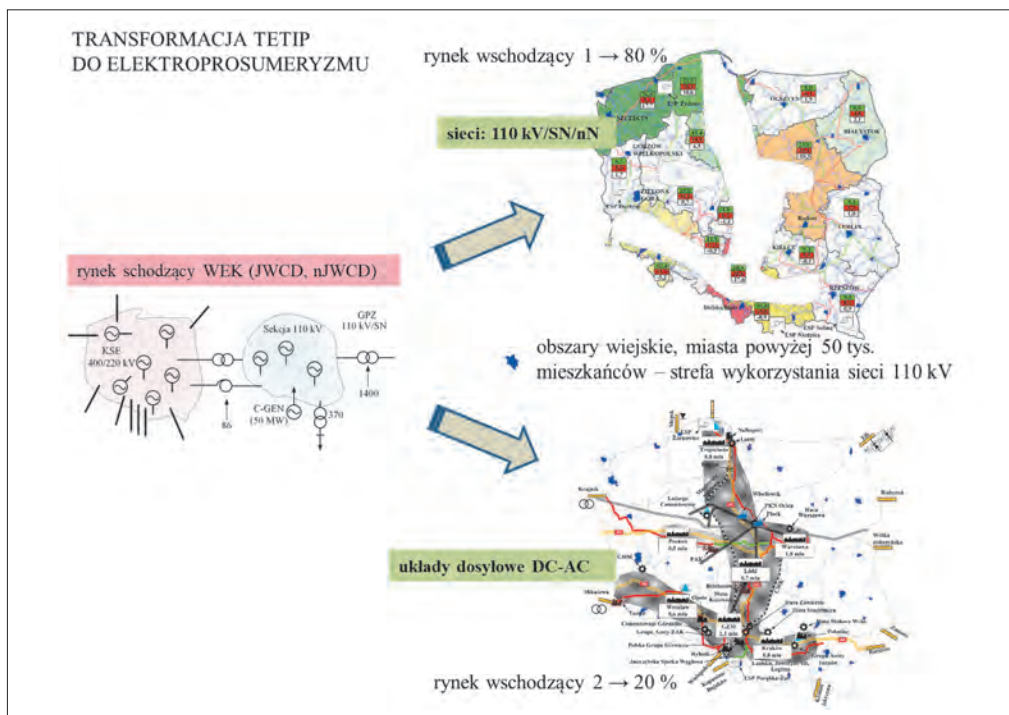
działający w przestrzeni pretendenta zbiorowego) ma już w Polsce kompetencje wystarczające do zapewnienia procesowej dyfuzji rozwiązań/koncepcji w obszar transformacji TETIP. Dotychczasowy język z przestrzeni pojęciowej energetyki paliw kopalnych WEK w niewielkim tylko stopniu jednak jest przydatny dla pretendentsów: pretendentsów innowatorów jak i pretendenta zbiorowego. Dlatego propozycje i rozwiązania przedstawia się głównie w języku elektroprosumeryzmu (ten jest niestety ciągle jeszcze bardzo kulawy, w początkowej fazie rozwoju).

8. Architektura rynku energii elektrycznej. Rynki: wschodzące 1 i 2 vs schodzący WEK

Dotychczas rynki: wschodzące 1 i 2 oraz rynek schodzący WEK, jak również relacje między nimi były (na platformie PPTe2050) traktowane tylko sygnalnie. Do pogłębionego poniżej (a jednocześnie znacznie skróconego) opisu architektury dla pretendentsów innowatorów wprowadza się przede wszystkim pogłębienie kalibracji skalowania bilansów zapotrzebowania na energię elektryczną brutto ze źródeł OZE w stanie końcowym B dla charakterystycznych oston OK(.) oraz pogłębienie opisu relacji między rynkami za pomocą oston OK(-).

8.1. Przede wszystkim podkreśla się, że zasada współużytkowania zasobów KSE nie redukuje żadnego z rynków (wschodzących 1, 2 oraz schodzącego WEK) za pomocą kryterium terytorialnego. Zgodnie z tą zasadą rynek wschodzący 1 jest determinowany przez zasadę współużytkowania zasobów KSE wewnątrz sieciowej ostony OK(\leq 110 kV), a rynek wschodzący 2 przez zasadę współużytkowania zasobów KSE w ostonie sieciowej OK(NN) na terenie całego kraju. Zasady współużytkowania zasobów KSE wewnątrz oston sieciowych OK(\leq 110 kV) oraz OK(NN) są w *Prawie elektrycznym* (docelowo, na całej trajektorii transformacyjnej) zróżnicowane stosownie do właściwości fizycznych systemu KSE (rozwiązań operatorskich), stosunków właścicielskich i rozwiązań rynkowych (handlowych) w ostonach.

8.2. W szczególności oznacza to, że pogładowa struktura rynków prezentowana dotychczas (w bardzo uproszczony sposób) na platformie PPTe2050 (rys. 1) będzie szybko ewoluować pod wpływem zróżnicowania zasady współużytkowania zasobów KSE w zróżnicowanych, ale zestandaryzowanych ostonach. Na przykład w wypadku oston OK(JST) zasoby KSE w ostonie OK(NN) są gwarantowane obligatoryjnie do 2050 roku dla miast powyżej 500 tys. mieszkańców zamieszkujących jednostkę JST. Wykaz tych jednostek obejmuje: metropolię GZM (2 mln mieszkańców), miasto stołeczne Warszawę (1,8 mln mieszkańców), Trójmiasto (1 mln mieszkańców) oraz Kraków, Wrocław, Łódź, Poznań (z liczbą mieszkańców, malejąco: od 800 do 550 tys.). Roczne zużycie energii elektrycznej wynosi, w porządku malejącym: od około 13 TWh do około 2,6 TWh. (Dolny graniczny przypadek, mianowicie miasta Poznań pokazuje, że jego dostęp do sieci NN w 2050 roku, czyli dostęp do zasobów offshore, nie ma krytycznego znaczenia. Dla udziału elektrowni EWL w miksie technologicznym źródeł wytwórczych OZE wynoszącym 40% graniczna liczba elektrowni o mocy 6 MW, to nie więcej niż 50. Nie jest to liczba nieracjonalna nawet dla obecnej perspektywy, a wraz z upływem czasu perspektywa ta będzie coraz bardziej przyjazna.



Rys. 1.
Rynki energii elektrycznej:
wschodzące 1 i 2
oraz schodzący WEK

8.3. Sieciowe zasoby KSE w ostłonach OK(≤ 110 kV), czyli w ostłonach operatorskich obecnych operatorów OSD na rynku schodzącym WEK udostępniane są (gwarantowane obligatoryjnie) do 2050 roku dla rynku wschodzącego 1 w pełnym zakresie (obejmującym odrębnie każdą z sieci nN, SN i 110 kV) dla ostłon samorządowych OK(JST) z liczbą mieszkańców 50-500 tys. Ostłonom tym odpowiada w 2050 roku roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto ze źródeł OZE, w porządku malejącym: od około 2,6 TWh do około 260 GWh. Dolny graniczny przypadek, mianowicie miasta 50-tysięcznego pokazuje jednak, że jego dostęp do sieci 110 kV w 2050 roku nie ma krytycznego znaczenia. Dlatego, bo graniczna liczba elektrowni EWL o mocy 6 MW, wymagających ewentualnego przyłączenia do sieci 110 kV, to nie więcej niż 5. Racjonalnym jest zatem miks technologiczny źródeł wytwórczych OZE z elektrowniami EWL o mocy 3 MW, które mogą być przyłączone do sieci SN. Wówczas ich liczba zwiększa się do 12, co jest racjonalnym rozwiązaniem.

8.4. Dostęp gwarantowany obligatoryjnie do 2050 roku do zasobów KSE poprzez sieć 110 kV (w formule rynku wschodzącego 1) wystarczający jest dla wszystkich prosumentów przemysłowych w spójnych terytorialnie ostłonach prosumenckich OK(P) zlokalizowanych poza ostłonami OK(JST). W szczególności dlatego, że w 2050 roku nie będzie prosumentów przemysłowych o rocznym zużyciu całkowitym energii elektrycznej choćby tylko zbliżonym do wartości granicznej równej 2,5 TWh (akurat takie zużycie ma obecnie KGHM, ale w 2050 roku takich kombinatów nie będzie).

8.5. Dla ostłon OK(JST) z liczbą mieszkańców do 50 tys., czyli dla gmin wiejskich i wiejsko-miejskich oraz dla małych miast, wystarczający jest całkowicie na całej trajektorii transformacyjnej TETIP dostęp do zasobów KSE poprzez ostłony sieciowe OK(\leq SN). Przy tym z dużym prawdopodobieństwem systemy elektryczne w tych ostłonach będą (a w każdym razie będą mogły być) jesz-

cze przed rokiem 2050 systemami autonomicznymi (off grid), funkcjonującymi na infrastrukturze sieciowej nN-SN.

8.6. Obszary wiejskie z jednostkami osadniczymi (wsie, osady, kolonie, przysiółki) zamieszkałymi przez mniej niż 1000 mieszkańców (nie mniej niż 40 tys. jednostek o urzędowo ustalonych nazwach) wymagają reelektryfikacji OZE do układów autonomicznych dla tych jednostek, funkcjonujących na infrastrukturze sieciowej co najwyżej nN, czyli do układów off gridowych względem sieci SN i całego KSE. Ten segment transformacji „energetyki” jest najtrudniejszy ze względu na skalę niezbędnego zastosowania zasady pomocniczości już na najniższym poziomie (gminy wiejskiej). Z drugiej strony, znacznie łatwiej go rozwiązać w środowisku elektroprosumeryzmu, w tym za pomocą jego rynków bezsieciovych, niż w środowisku energetyki paliw kopalnych WEK, a przede wszystkim elektroenergetyki WEK bazującej na paliwach kopalnych. W takim sensie transformacja do elektroprosumeryzmu może w tym wypadku wspomagać dwa główne zadania z obszaru pomocniczości i władztwa, mianowicie: przebudowę społeczną i ład urbanistyczny takich obszarów wiejskich.

9. Zasada TPA+ dostępu do zasobów KSE na rynku schodzącym WEK

Chociaż dotychczas zasada TPA+ była (na platformie PPTe2050) traktowana (przejściowo) jako hasło, to jednak zawsze w powiązaniu z koncepcjami (pojęciami, kategoriami) zakotwiczonymi w paradygmatach: jawnie przede wszystkim w paradygmacie wirtualizacyjnym, ale także prosumenckim, a w sposób ukryty także w paradygmacie egzergetycznym. W tym kontekście bardzo ważne są liczne odniesienia zasady TPA+ do zasady TPA, ale też (i to przede wszystkim) wnioski z analiz porównawczych tych zasad prowadzące do zmiany hasłowej nazwy „zasada TPA+” w nazwę „zasada współużytkowania zasobów KSE”.

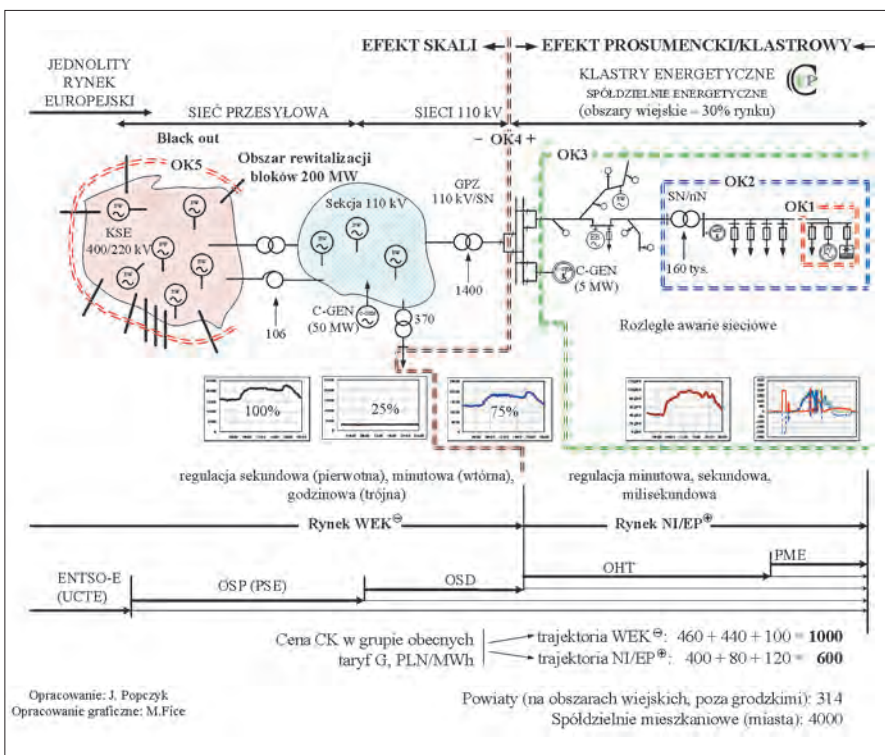
9.1. Zasada TPA była zasadą dostępu kierowaną do odbiorców (całkowicie pasywnych) do sieci w fizycznych węzłach przyłączeniowych. Kryterium dostępu była (w pierwszym zastosowaniu w Wielkiej Brytanii) moc odbiorcy (umowna), w późniejszych zastosowaniach (Finlandia, ..., i przede wszystkim dyrektywy UE odnoszące się do jednolitego rynku europejskiego) była to energia. W zasadzie TPA+ w najprostszym wypadku chodzi o dostęp (już aktywnych) prosumentów do zasobów KSE obejmujących sieci i usługi regulacyjne (przede wszystkim regulacją częstotliwościową), a w ogólnym wypadku o to, aby dostęp do tych zasobów (KSE) miały wirtualne systemy elektryczne WSE obejmujące rozproszone źródła OZE.

9.2. Tu się pojawia pierwsza zasadnicza różnica. W zasadzie TPA chodziło o uruchomienie konkurencji między wielkoskalowymi wytwórcami, czyli koordynację warstwy technicznej KSE z nowo wprowadzoną warstwą rynkową (sprzedawcy) za pomocą rynku technicznego zarządzanego przez operatora OSP.

W zasadzie TPA+ chodzi o coś zupełnie innego: o dzielenie zasobów, które jest podstawową cechą systemów rozproszonych, na przykład w sieciach komputerowych jest to dzielenie pamięci komputerowych, zdolności transmisyjnych połączeń i inne.

9.3. W tym miejscu dochodzi się do sedna zasady TPA+, mianowicie: chodzi w niej o współużytkowanie zasobów KSE (sieciowych i rynku technicznego, czyli usług systemowych, przede wszystkim zaś regulacji częstotliwościowej) przez rynek wschodzący 1, czyli rozproszone prosumenckie zasoby wytwórcze OZE zorganizowane w systemy WSE na tym rynku oraz przez rynek schodzący WEK. Współużytkowanie takie nie byłoby możliwe, w wypadku rynku wschodzącego 1, bez inteligentnej infrastruktury: bez sieciowego terminala dostępowego STD(WSE), platformy pomiarowo-rozliczeniowej OIRE(WSE), systemu nadzoru SCADA(WSE).

9.4. Podkreśla się zatem: ponieważ istota hasłowo dotychczas nazywanej zasady TPA+ jest zbliżona do zasady współdzielenia zasobów w sieciach komputerowych, to zmienia się tu nazwę zasada TPA+ na zasadę współużytkowania (współdzielenia) zasobów KSE.



Rys. 2. Synteza zagadnień związanych z przebudową systemu operatorskiego KSE od scentralizowanego (OSP, OSD) do rozproszonego w osłonach OK(W) i OK(W)

9.5. Kanoniczny system osłon kontrolnych w KSE, rysunek 2, był dotychczas (na platformie PPTe2050) kompromisem do ilustrowania zasady TPA i zasady współużytkowania zasobów KSE (zasady TPA+). Osłona kontrolna, zdefiniowana w ramach kompromisu po raz pierwszy, służy (ogólnie) do wydzielenia części infrastruktury elektroenergetycznej (IEE) umożliwiającej funkcjonowanie rynku wschodzącego 1. Jest to osłona mająca dużo wspólnego z osłonami stosowanymi w termodynamice oraz w informatyce (paradygmaty monizmu elektrycznego: egergetyczny i wirtualizacyjny).

Jednoznacznie zdefiniowanie osłony kontrolnej OK(R), odnoszącej się do rzeczywistej infrastruktury systemu KSE, 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). Zdefiniowanie osłony kontrolnej wirtualnej OK(W), mające na celu sporządzanie poprawnych bilansów energii w procesach rynkowych i billing, a zatem w kształtowaniu inteligentnej infrastruktury rynku wschodzącego 1 (w tym sterowniczej) oraz w komunikowaniu się uczestników tego rynku ma odniesienie do osłony w informatyce (nie wyłączając Internetu). Tu dochodzi się do podstaw informatycznych osłony OK(W). Dalej, do jej aspektów: przedmiotowego i na koniec podmiotowego, czyli też do zakorzenienia osłony w pierwszym paradygmacie monizmu elektrycznego, mianowicie prosumenckim.

9.6. W pierwszym cyklu Raportów BŻEP na platformie PPTe2050 wykorzystuje się pięć osłon kontrolnych, rysunek 2. Są to osłony:

- OK1 – osłona prosumencka przecinająca przyłączy nN (wyodrębniająca w dominującej części prosumenta z segmentu ludnościowego),
- OK2 – osłona przecinająca pola liniowe nN stacji transformatorowej SN/nN (wyodrębniająca infrastrukturę nN zasilaną ze stacji),
- OK3 – osłona przecinająca pola przyłączeniowe (do infrastruktury SN/nN) źródeł oraz prosumentów/odbiorców (wyodrębniająca klastry i spółdzielnie energii, a także elektrownie wirtualne),

- OK4 – osłona przecinająca pola liniowe SN stacji transformatorowej 110 kV/SN (wyodrębniająca infrastrukturę SN/nN zasilaną ze stacji),
- OK5 – osłona przecinająca połączenia transgraniczne KSE z systemem UCTE (rynek krajowy z jednolitym rynkiem unijnym/europejskim).

9.7. Koncepcja osłon kontrolnych jest kluczowa z punktu widzenia efektywnego wiązania ze sobą całkowicie nowych możliwości technologicznych (informatyka, energoelektronika, ...) z całkowicie nową architekturą rynkową. Krytyczną sprawą w tym kontekście jest niezwłoczne zapewnienie publicznej (w Internecie) obserwowalności profili: najpierw zapotrzebowania energii elektrycznej na osłonach kontrolnych OK2, OK3 i OK4, a następnie (w miarę rozwoju energetyki NI oraz EP) dwukierunkowej wymiany przez te osłony. Zapewnienie takiej obserwowalności, gdyby tylko była wola ze strony URE, jest możliwe bez zwłoki czasowej, na podstawie koncesji, które są podstawą funkcjonowania operatorów OSD (jeśli woli nie będzie, pretendenci-innowatorzy muszą wywrzeć dostatecznie silną presję na urząd).

9.8. Dostęp do regulacji częstotliwościowej jest w ramach zasady współużytkowania zasobów KSE sprawą podstawową. Trzeba jednak podkreślić, że nawet w tym obszarze, absolutnie krytycznym od ponad sześćdziesięciu lat – od światowych początków połączonych systemów SEE, zwłaszcza zaś od pierwszego wielkiego blackoutu w listopadzie 1964 roku, który dotknął zachodnie wybrzeże USA, powodując odcięcie od dostaw elektryczności ponad 30 mln ludzi – trzeba w transformacji TETIP postąpić biegunowo inaczej. Wówczas rozwiązanie znaleziono w redundancji zasobów sieciowych i w zwiększaniu marginesu (rezerw) mocy, czyli zwiększaniu mocy zainstalowanej ponad obciążenie szczytowe systemu. Było to najkosztowniejsze rozwiązanie (i mało skuteczne, uwzględniając późniejszą serię historycznych blackoutów w USA i w Europie). Obecne rozwiązanie, możliwe dzięki nowym technologiom (źródła OZE, inteligentna infrastruktura, w kontekście regulacji częstotliwościowej przede wszystkim jednak energoelektronika) jest lepsze dlatego, bo efekt skali (i gigantycznych placów budowy), redundancję, konkurencję (prowadzącą do wtórnego wzrostu efektu skali) zmienia w efekt rozproszenia, współużytkowania i skalowalności (fabryczny).

9.9. To te efekty (ostatnie wymienione w p. **9.8**) powodują, że elektroprosumeryzm jest dobry dla Warszawy (p. **8.2**) i dla off gridowych mikrosystemów WSE (p. **8.6**). Kryterium ludnościowe (p. **8**) zastosowane w zasadzie współużytkowania zasobów KSE (dostępu do tych zasobów) do zbioru osłon wirtualnych OK(JST), rozciągnięte na wewnętrzne rozproszone osłony wirtualne OK(W), w których procesami techniczno-handlowymi zarządzają operatorzy (WSE) czyni tych operatorów najbardziej pożądanymi pretendentami-innowatorami na obecnym etapie transformacji TETIP.

* * *

Słownik encyklopedyczny teorii elektroprosumeryzmu i dwa pierwsze punkty praktycznego katalogu zagadnień z podstawowymi rozwiązaniami/koncepcjami zostały tak zredagowane, aby w następnych sześciu punktach tego katalogu (p. od **10** do **15**) przedstawić, korzystając z aparatu pojęciowego elektroprosu-

meryzmu (słownik teorii oraz p. **8** i **9**), główne praktyczne rozwiązania adresowane do pretendentsów-innowatorów, a także (ale w ograniczonym zakresie) do pretendenta zbiorowego. Podmioty zasiedziały i państwo, jeśli chcą skorzystać ze swojej coraz bardziej już historycznej szansy na konstruktywne włączenie się w proces społeczny, którym jest pretendent zbiorowy – i wyjść naprzeciw temu pretendentowi – muszą sami, bez wciskania im tego na siłę, odnaleźć i nauczyć się języka elektroprosumeryzmu (z własnej woli i dla własnego interesu, podejmując trud nauki). Udział państwa i podmiotów zasiedziały w procesie transformacji TETIP byłby jeszcze użyteczny dla przekształcenia ogromnego kosztu oporu podmiotów zasiedziały transformacji energetyki w trybie przyrostowym za pomocą państwowej polityki energetycznej w najbardziej opłacalną w XXI wieku historyczną inwestycję pretendenta zbiorowego w elektroprosumeryzm.

W rękach państwa i podmiotów zasiedziały jest uzgodnienie zasady TPA+ w zakresie dotyczącym współużytkowania zasobów KSE (dalej zasady współużytkowania ...) przez rynek schodzący WEK (dalej rynek schodzący) i rynek wschodzący 1 energii elektrycznej (dalej rynek wschodzący). Inaczej, zasady współużytkowania zasobów KSE przez podmioty zasiedziały i pretendentsów-innowatorów na zasadach XXI, a nie XX wieku. Zasady korzystnej dla każdej z tych stron, ale przede wszystkim dla pretendenta zbiorowego. Bez tego uzgodnienia pretendenci-innowatorzy przeprowadzą transformację energetyki do elektroprosumeryzmu, tylko koszt będzie wyższy, a poniesie go pretendent zbiorowy. Podmioty zasiedziały i państwo przegrają (w ciągu „roku”, albo lat „dwóch”), jednak zablokować transformacji TETIP już nie są w stanie.

* * *

10. Organizacyjna restrukturyzacja segmentu operatorskiego OSD na rynku schodzącym WEK

Jest to restrukturyzacja realizowana niezależnie od stanu (środowiska) własnościowego, w którym funkcjonują operatorzy OSD, w trybie regulacji stanowiących przez urząd regulacyjny URE i właściwego ministra, zapewniająca rozdzielenie modeli biznesowych – operatorskich (eksploatacyjnych), inwestycyjnych i rozwojowych – sieci nN, SN i 110 kV dla potrzeb konkurencji między rynkiem schodzącym WEK i rynkiem wschodzącym 1. Podstawowym celem tej restrukturyzacji jest uniemożliwienie dalszego subsydiowania skrośnego taryf (opłat sieciowych) na podstawie skonsolidowanego bilansu finansowego każdemu z operatorów OSD.

10.1. Każdy z suboperatorów, mianowicie OSD(nN), OSD(SN), OSD(110 kV) jest zobowiązany do publicznego udostępniania profili w trybie on line – od 1 stycznia 2021 roku 15-minutowych, a od 2025 roku 5-minutowych – na swoich zbiorczych osłonach sieciowych OK(1Σ), OK(2Σ), OK(3Σ), odpowiednio.

10.2. Operator OSP – poza realizowanym już obowiązkiem publicznego udostępniania profili bilansowych całego KSE (na osłonie OK5 w szczególności) – jest zobowiązany do publikowania profili bilansowych na krajowej osłonie OK(NN-110 kV) i na osłonie OK4 przecinającej pola transformatorowe GPZ-ów po stronie 110 kV.

10.3. Każdy z suboperatorów OSD jest zobowiązany do publicznego udostępniania informacji o obszarach nadwyżkowych i deficytowych w zakresie zdolności przyłączeniowych do swoich sieci (standard informacji ustala regulator URE).

10.4. W ramach nowego modelu zarządzania wprowadza się dopuszczalność odpłatnego zbycia przez operatora OSD wydzielonej części sieci nN na rzecz operatora (WSE) posiadającego koncesję (URS).

11. Ekwiwalentowanie opłat sieciowych za usługi operatorskie OSD(SN-nN) w ramach zasady współużytkowania zasobów KSE (zasady TPA+)

Zasobami stanowiącymi ogólnie przedmiot zasady współużytkowania są zasoby sieciowe obejmujące odrębnie sieci nN, SN, 110 kV i NN oraz usługi systemowe w postaci regulacji częstotliwościowej.

11.1. Zasady realizują operatorzy (WSE) na rzeczywistych (węzłowych) dynamicznych ostonach kontrolnych OK(R) wyposażonych w terminale sieciowe STD na podstawie koncesji (URS) przyznanych przez urząd regulacyjny URS.

11.2. Opłata za usługę częstotliwościową jest opłatą taryfową, jednolitą na terenie całego kraju, zatwierdzaną przez urząd regulacyjny URE.

11.3. Opłata za usługę sieciową wynika z mechanizmów konkurencji na ostonach OK(R) uzgodnionych między operatorem (WSE) i właściwym operatorem OSD. W wypadku braku takiego uzgodnienia obowiązuje na każdej ostonie OK(R) arbitraż urzędu regulacyjnego URS w postaci jednolitej na terenie całego kraju opłaty roamingowej dla transakcji zakupowych (deficyt) i sprzedażowych (nadwyżka) obsługiwanych (tych transakcji) przez operatora (WSE).

11.4. Ekwiwalentowanie regulowanych opłat za regulację częstotliwościową jest właściwością operatora OSP, nadzór nad tymi opłatami sprawuje urząd URE.

11.5. Ekwiwalentowanie stosowanych w arbitrażu opłat za współużytkowanie sieci w modelu roamingu jest właściwością operatorów OSD, nadzór nad tymi opłatami sprawuje urząd URS.

11.6. Ekwiwalentowanie opłat transakcyjnych (w ofertach sprzedażowych i zakupowych) stosowanych w konkurencyjnym handlu na ostonach OK(R) i na ostonach OK(W) realizują (niezależnie) dla swoich potrzeb operatorzy OSD i operatorzy (WSE).

12. Nowy rynek bilansujący RB(SN-nN)

Są to rynki konkurencyjno-kooperacyjne operatorów OSD(SN) oraz operatorów(WSE) w obrębie sandboksów (do czasu wejścia w życie ustawy *Prawo elektryczne*). Przy tym zasada nadrzędna określającą sposób funkcjonowania tego rynku

wynika z zasady przenoszenia kosztów rynku bilansującego na rynku schodzącym WEK (obecnie rynku bilansującego zarządzanego przez operatora OSP) na rynek schodzący WEK na ostonach OK4 przecinających pola transformatorowe GPZ-ów po stronie 110 kV i na rynek wschodzący 1 w ostonach wirtualnych OK(W) operatorów(WSE).

12.1. Nowe rynki bilansujące RB(SN-nN) wspomagają w Polsce cele rynku bilansującego, który będzie jednolicie obowiązywał państwa członkowskie UE od 1 stycznia 2021 w ramach jednolitego (europejskiego) rynku energii (elektrycznej). Takie rozwiązanie, progresywne, ma uzasadnienie, a zarazem jest konieczne ze względu na ekstremalnie trudną w Europie sytuację kryzysową w elektroenergetyce WEK, a z drugiej strony istotny już potencjał pretendentów-innowatorów.

12.2. Rynek wschodzący 1 w ostonach wirtualnych OK(W) jest zarządzany przez operatorów (WSE). Na rynku tym operator (WSE) wykorzystuje zróżnicowane mechanizmy (wykraczające poza zbiór dotychczasowych, tradycyjnych rozwiązań stosowanych na rynkach bilansujących).

12.3. W szczególności operator (WSE) wykorzystuje układy gwarantowanego zasilania UGZ w ostonach kontrolnych OK (WSE); dotychczasowy brak wykorzystania potencjału układów UGZ był wielką stratą dla elektroenergetyki WEK.

12.4. Operator (WSE) wykorzystuje także mobilną usługę bilansującą z trzeciego rynku bezsieciowego elektroprosumeryzmu (bezsieciowy rynek usług). Na dotychczasowym rynku WEK, czyli niemającym jeszcze statusu rynku schodzącego, mobilne agregaty operatorów OSD były wykorzystywane jedynie do poprawiania wskaźników SAIDI, SAIFI, a nie na rynku bilansującym, gdzie dopuszczalne granice ceny energii elektrycznej wynosiły +/- 50 tys. PLN/MWh (jest to przykład nieefektywności zbiurokratyzowanej elektroenergetyki WEK, jak i każdej innej takiej organizacji).

12.5. Zbiór stosowanych przez siebie rozwiązań operator (WSE) uzgadnia z podmiotami systemu (WSE), albo odwrotnie: podmioty systemu (WSE) decydują, jaki to jest zbiór, odpowiednio do stosunków umownych (umów cywilno-prawnych) uzgodnionych przez podmioty systemu (WSE).

12.6. Działalność operatora (WSE) na wewnętrznym rynku bilansującym jest nadzorowana w trybie regulacji ex post przez urząd URS.

13. Operator (WSE)

Jest to podmiot działający na podstawie koncesji urzędu regulacyjnego URS, będący kreatorem dynamicznych oston handlowych OK(R) na rynku wschodzącym 1, obsługujący podmioty systemu (WSE) za pomocą certyfikowanych terminali STD, platformy OIRE (WSE) i systemów SCADA (WSE).

13.1. W procesie kreowania oston kontrolnych OK(R) kupujących i sprzedających obowiązuje zasada uczestniczenia w czasie tylko na platformie jednego operatora (WSE).

13.2. Operator (WSE) posiada potrzebne kompetencje, dla których teoretyczne podstawy są już tworzone w zakresie modelowania bilansów (profilu) zarówno na osłonach OK(R) jak i na osłonach wirtualnych OK(W) (K. Bodzek), w powiązaniu z działaniem inteligentnej infrastruktury systemu (WSE) oraz modelami analiz do wyceny opłat za korzystanie z zasobów KSE w ramach zasady współużytkowania tych zasobów przez rynki: wschodzący i schodzący.

13.3. O utworzeniu operatora (WSE) decydują uczestnicy założyciele (podmioty prawne) systemu (WSE) w trybie umów cywilno-prawnych.

13.4. Kompetencje operatora (WSE) koncentrują się na wykorzystaniu potencjału inteligentnej infrastruktury rynku wschodzącego 1 – terminale(STD), platformy(OIRE), systemy(SCADA) – do integracji warstw technicznej KSE oraz rynkowej rynku wschodzącego 1.

14. Przebudowa regulacji kosztowej ex ante w antymonopolową ex post na rynku schodzącym. Zanikająca rola URE

14.1. Jednak w praktyce trzeba dopuścić bardzo szeroki przedział czasu na realizację (dokonanie się) zanikającej roli URE: od wejście w życie ustawy *Prawo elektryczne* (dla której racjonalnym terminem z punktu widzenia dynamiki zmian w UE jest rok 2025, aż do stanu końcowego B(2050) transformacji).

14.2. Z drugiej strony pilnie, jeszcze przed wejściem w życie ustawy *Prawo elektryczne*, pożądana jest na rynku schodzącym WEK zmiana regulacji kosztowej ex ante w antymonopolową ex post. To poprawi z jednej strony sytuację elektroenergetyki WEK, z drugiej zdynamizuje doświadczenia w zakresie funkcjonowania rynku wschodzącego 1. Korzyść odniesie Polska.

15. Sandboxy – regulacja wschodząca. URS (Urząd Regulacji Sandboxów) – droga do Prawa elektrycznego

Urząd URS współistnieje z urzędem URE tak jak rynek wschodzący 1 współistnieje z rynkiem schodzącym; brakiem logiki, podkopującym całkowicie wiarygodność transformacji (TETIP) byłoby włączenie regulacji sandboxów w kompetencje urzędu URE.

15.1. Urząd URS jest odpowiedzialny za opracowanie segmentacji sandboxów i zbioru kodeksów operatorskich (właściwych dla poszczególnych segmentów) do stosowania (w ramach koncesji) przez operatorów (WSE) składających wnioski o utworzenie sandboxu.

15.2. Ciężar przygotowań do utworzenia sandboxu (wystąpienia z wnioskiem o utworzenie do urzędu URS) spoczywa na operatorze (WSE).

15.3. Operator (WSE) jest tworzony – przez członków założycieli systemu (WSE) w trybie umów cywilno-prawnych – jako jednostka wewnętrzna (nieposiadająca osobowości prawnej) jednego z uczestników systemu (WSE) lub jako odrębny podmiot prawny.

15.4. W drugim wypadku może to być podmiot zależny od jednego z członków założycieli systemu (WSE), od części z nich lub od wszystkich.

15.5. W wypadku operatora (WSE) nieposiadającego osobowości prawnej, ale posiadającego odpowiednie kompetencje, z wnioskiem o koncesję operatora (WSE) występuje członek założyciel, który go utworzył i tenże członek założyciel nabywa prawa koncesyjne.

Zakończenie

1. Zderzenie heurystyk transformacji A→B(TETIP) bazującej na monizmie elektrycznym (i jego trzech paradygmatach) z błędami poznawczymi energetyki, zwłaszcza prognozami, jest pierwszym szokującym doświadczeniem dla autora.
2. Heurystyki transformacji A→B(TETIP), przedstawione dla Polski w niniejszym artykule (w p. 6), tylko nieznacznie musiały być skorygowane (głównie w części opisowej) w stosunku do tych, które po raz pierwszy (heurystyki bilansowe 2018, heurystyki kosztowe 2019) były prezentowane przez autora na platformie PPTE2050. Jest to efekt neutralizowania się dwóch przeciwstawnych czynników. Z jednej strony szybszego globalnego rozwoju technologicznego (w którym Polska nie uczestniczy) i spadku cen dóbr inwestycyjnych (urządzeń na potencjalne rynki elektroprosumeryzmu). Z drugiej strony – odkładania transformacji TETIP na „potem”.
3. Drugim szokującym doświadczeniem jest dla autora zderzenie koncepcji rynku energii elektrycznej wdrażanej w ramach reformy ustrojowej elektroenergetyki od 1990 roku do czasu połączenia systemów Europy Centralnej w 1995 roku z systemem europejskim UCPT. Innowacyjne wykorzystanie rozwiązań tej reformy często podpowiada rozwiązania transformacji TETIP. Najcenniejszymi podpowiedziami są te, które w reformie ustrojowej dotyczyły zasady TPA (dostępu do sieci), a w transformacji TETIP dotyczą zasady TPA+ (dostępu do zasobów KSE, inaczej zasady współużytkowania zasobów KSE). Dalej te, które w reformie ustrojowej były związane z tworzeniem ustawy *Prawo energetyczne*, a w transformacji TETIP będą dotyczyły tworzenia rozwiązań prawnych ustawy *Prawo elektryczne*. Przy tym innowacyjne wykorzystanie starych rozwiązań w nowej sytuacji nie byłoby możliwe bez monizmu elektrycznego i jego tripletu paradygmatycznego.

Na przykład, nie byłoby możliwe przetworzenie dostępu węzłowego (fizycznego) do sieci w zasadzie TPA we współużytkowanie zasobów KSE za pomocą wirtualnych osłon kontrolnych OK(W), w szczególności osłon OK(JST) w ramach zasady współużytkowania zasobów KSE. Dalej, nie byłoby możliwe również przetworzenie wykorzystania zasady pomocniczości polegające na wprowadzeniu odpowiedzialności samorządów za założenia do planów zaopatrzenia w energię elektryczną, ciepło i paliwa gazowe w 1997 roku do *Prawa energetycznego* w odpowiedzialność (w artykule na poziomie koncepcji) za dostęp miast w osłonach OK(JST) w *Prawie elektrycznym*, jak np. kryterium ludnościowe dla zasady współużytkowania zasobów KSE przez operatorów (WSE) w wirtualnych osłonach samorządowych OK(JST) oraz prosumenckich w segmencie ludnościowym OK(P).

Wersja alpha – Gliwice, 13 maja 2020



Wirtualny system elektryczny

Virtual electric system

Celem artykułu jest pierwsza symulacyjna weryfikacja założeń elektroprosumeryzmu. W artykule rozważa się przejście od modelu obecnego energetyki, poprzez bilansowanie wydzielonego obszaru sieci (klastra), do wirtualnego systemu elektrycznego (WSE) ze współdzieloną siecią i współdzieloną opłatą sieciową między wytwórcę i odbiorcę (roaming elektryczny). Artykuł poprzez koncepcje jak i użyte słownictwo bezpośrednio nawiązuje do artykułu profesora Jana Popczyka „Od działań kryzysowych 2020 do elektroprosumeryzmu 2050. Transformacja energetyki w trybie przełomowym” (*Energetyka 2020*, nr 5, s....).

Słowa kluczowe: elektroprosumeryzm, symulacyjna weryfikacja, wirtualny system elektryczny

The article aims at the first simulative verification of electroprosumerism assumptions. Considered is transition from the present model of the energy industry, through balancing of a separated network area (cluster) to the virtual electric system with the network and network fee shared among energy producers and customers (electrical roaming). The article, through its concepts and vocabulary, refers directly to Professor Jan Popczyk article: “From emergency measures in 2020 to electroprosumerism in 2050. Energy industry transformation in the breakthrough mode” (*Energetyka 2020*, nr 5, s....).

Keywords: electroprosumerism, simulative verification, virtual electric system

Słownik używanych pojęć

Elektroprosumeryzm – nowy sektor gospodarki, zastępujący całą współczesną energetykę paliw kopalnych – Wielkoskalową Energetykę Korporacyjną (WEK). Elektroprosumeryzm jest innowacją przełomową, która pozwoli pretendantom zdobyć cztery rynki elektroprosumeryzmu, zastępujące wszystkie rynki paliw kopalnych, mianowicie: 1° – rynek wschodzący 1 energii elektrycznej czasu rzeczywistego na infrastrukturze sieciowej nN-SN, 2° – rynek bezsieciowy urządzeń elektroprosumeryzmu, 3° – rynek bezsieciowy usług elektroprosumeryzmu, 4° – rynek offshore dla potrzeb korytarza infrastrukturalno-urbanistycznego północ-południe (kotwica).

Operator (WSE) – operator wykorzystujący inteligentną infrastrukturę do zarządzania dwoma procesami: alokacją bezpieczeństwa oraz współdzieleniem sieci. Pierwszy proces to odpowiedzialność operatora za bezpieczeństwo techniczne sieci (jest to odpowiedzialność opłacana rynkowo). Drugi proces to rynkowe współdzielenie (między rynek schodzący podmiotów zasiedziały i wschodzący rynek 1 pretendentów) istniejących zasobów KSE (sieciowych i w postaci systemowych usług bilansująco-regulacyjnych).

Ośłony kontrolne – osłona kontrolna służy generalnie do wydzielania charakterystycznej części infrastruktury elektroenergetycznej, umożliwiającej funkcjonowanie rynku energii elektrycznej.

Terminal STD – sieciowy terminal dostępowy to certyfikowane przez niezależny urząd certyfikacyjny urządzenie wyposażone we własne układy pomiarowe (liczniki), a także infrastrukturę silnoprądową (w tym energoelektroniczną), które posiada prosument (odbiorca, niezależny inwestor).

OIRE (WSE) – operator informacji rynku energii elektrycznej, który za pomocą jednolitego pod względem standardów systemu pozyskuje, gromadzi, przetwarza oraz udostępniania informacje pomiarowe energii elektrycznej. Operator OIRE (WSE) umożliwia wymianę informacji na rynku energii elektrycznej oraz w ramach integracji rynku detalicznego i rynku bilansującego, w obszarze danych pomiarowych; umożliwia także tworzenie sygnałów rynkowych dla operatora (WSE).

Roaming elektryczny – to koncepcja opłaty sieciowej, której istotą jest jej podział na dwie części: część, którą płaci odbiorca (w węźle poboru energii) i część, którą płaci wytwórca (w węźle wytwórczym), za każdym razem tylko za sieć do punktów spływu (czyli za sieć wykorzystaną fizycznie).

Wstęp

Tytułowy wirtualny system elektryczny (WSE) jest podstawowym (niezbędnym) elementem w transformacji elektroenergetyki do elektroprosumeryzmu [1]. Charakterystyczne dla elektroprosumeryzmu bezsieciowe rynki urządzeń i usług w obecnym pojmowaniu elektroenergetyki nie mają racji bytu, ponieważ polska energetyka WEK (Wielkoskalowa Energetyka Korporacyjna) jest mało zainteresowana wykorzystaniem lokalnych zasobów wpływających na działanie systemu KSE (Krajowy System Elektroenergetyczny). Spowodowane jest to przede wszystkim tym, że kontrola tego typu rozwiązań z poziomu jednej (co najwyżej kilku) central dyspozycyjnych przerosłaby możliwości nawet najwydajniejszych systemów SCADA.

Jednocześnie, obecnie instalowane źródła muszą spełniać wymagania zgodne z IRiESD (Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej), co przekłada się na konieczność implementowania w urządzenia kolejnych funkcjonalności. Tworzenie wymagań ma na celu ochronę sieci dystrybucyjnej, co jest uzasadnione, ale przyczynia się do tego, że innowacje wprowadzane są przez producentów urządzeń, a korzystają z nich operatorzy. Można więc postawić tezę, że to właśnie producenci będą coraz bardziej zainteresowani wprowadzeniem systemu (WSE), w którym wykorzystanie funkcjonalności urządzeń będzie można przenieść na znacznie wyższy poziom. Co więcej, wynikające z tych funkcjonalności korzyści nie będą zarezerwowane wyłącznie dla operatorów, ale będą z nich korzystać prosumenci, czyli właściciele urządzeń (ponoszący koszty ich zakupu).

Bilans energii

Bilansowanie energii jest największym wyzwaniem w każdym systemie elektroenergetycznym. W klasycznym podejściu zapotrzebowanie pokrywane jest przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) kontraktujące energię na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) oraz rynek techniczny (bilansujący), odpowiedzialny za utrzymanie częstotliwości w sieci, który obejmuje regulację pierwotną oraz wtórną, charakteryzującą się czasami reakcji poniżej 30 s oraz od 30 s do 5 min odpowiednio (regulacja trójna w węglowym KSE już została zunifikowana z bilansowaniem na TGE). Model ten dedykowany jest dla dużych źródeł (niezbyt licznych) oraz przepływowi energii zawsze w kierunku odbiorcy, a lokalna generacja za pomocą mikroźródeł traktowana jest jako zaburzenie.

Powiązane z takim modelem taryfy energii elektrycznej nie są w żaden sposób skorelowane z aktualną ceną na TGE, a dostęp do rynku energii zarezerwowany jest jedynie dla dużych przedsiębiorstw. W takim otoczeniu bardzo wyraźnie uwidacznia się jeden z podstawowych błędów poznawczych, mianowicie błąd nieadekwatności źródeł OZE [1], potocznie określane jako „a co jak słońce nie świeci, a wiatr nie wieje”. Uwzględnienie wymuszonej, ale dobrze prognozowanej produkcji źródeł OZE w celu zapewnienia pokrycia potrzeb elektrycznych wymaga na nowo zdefiniowania sposobu użytkownika (nie dostarczania) energii, która w elektroprosumeryzmie będzie jedynie energią elektryczną.

Bilans w klastrze

Wdrożenie systemu (WSE) wymaga poznania lokalnych uwarunkowań (tu na przykładzie klastra, ale ogólnie spółdzielni energetycznej, lokalnego obszaru bilansowania...) oraz mechanizmów, które wykorzystując te uwarunkowania będą adekwatne do potrzeb i pozwolą na lokalne zbilansowanie. W pierwszej kolejności rozważa się więc bilans energii w klastrze działającym na rzeczywistej wydzielonej części systemu w osłonie OK, tzn. obejmujący wszystkie punkty przyłączeniowe oraz sieć wydzielonego fragmentu systemu KSE. W kolejnym kroku funkcjonalności te zostaną rozszerzone i uzupełnione dla systemu (WSE).

Udział źródeł OZE z produkcją wymuszoną (źródła PV, elektrownie wiatrowe) w klastrach musi być duży, dlatego tak istotne staje się wprowadzenie mechanizmów użytkownika energii elektrycznej, które pomogą zmaksymalizować wykorzystanie energii w chwilach, gdy jest ona dostępna i ograniczyć, gdy występują deficyty. Dodatkowo koncentracja mikroinstalacji powoduje, że instalacje te nie mogą być dysponowane przez operatora OSD, ale zarządzane lokalnie i to w sposób zautomatyzowany.

Podstawą koncepcji takiego bilansowania jest wprowadzenie nowej architektury rynku obejmującej pięć osłon [1]:

- osłona OK1 jest osłoną na przyłączy nN (prosumenci),
- osłona OK2 jest osłoną przecinającą pola liniowe stacji transformatorowej SN/nN (spółdzielnie energetyczne),
- osłona OK3 jest wirtualną osłoną przecinającą pola przyłączeniowe źródeł oraz prosumentów/odbiorców (klastr),

- osłona OK4 jest osłoną przecinającą pola liniowe SN stacji transformatorowej 110 kV/SN,
- osłona OK5 przecina połączenia transgraniczne łączące KSE z UCTE.

Koncepcja bilansowania polega na tworzeniu profili niezbilansowania na osłonach kontrolnych od osłon OK1 aż po osłonę OK5.

W ogólnym przypadku bilans dla każdej osłony kontrolnej można opisać za pomocą równania (1):

$$E_{OK} |_{t(s,min,h,d,m,r)} = \sum E_p |_{t(s,min,h,d,m,r)} \pm \sum E_M |_{t(s,min,h,d,m,r)} + \sum E_o |_{t(s,min,h,d,m,r)} \quad (1)$$

gdzie:

$\sum E_p$ – energia generowana w źródłach,

$\sum E_M$ – energia magazynowana (pobierana lub oddawana),

$\sum E_o$ – energia odbiorów/odbiorników.

Bilans może być modelowany w różnych okresach w zależności od potrzeb. Dla przykładu, okres sekundowy (milisekundowy) konieczny jest dla stabilizowania napięcia i częstotliwości, minutowy (5-minutowy lub 15-minutowy) dla handlu energią pomiędzy podmiotami klastra, a roczny w zagadnieniach związanych z analizą kosztów funkcjonowania.

Klastr w tendencji dąży do pełnego zbilansowania, a więc ograniczenia przepływów na klastrowej osłonie OK3. Rozważmy osiągnięcie zbilansowanie w czterech stanach, mianowicie:

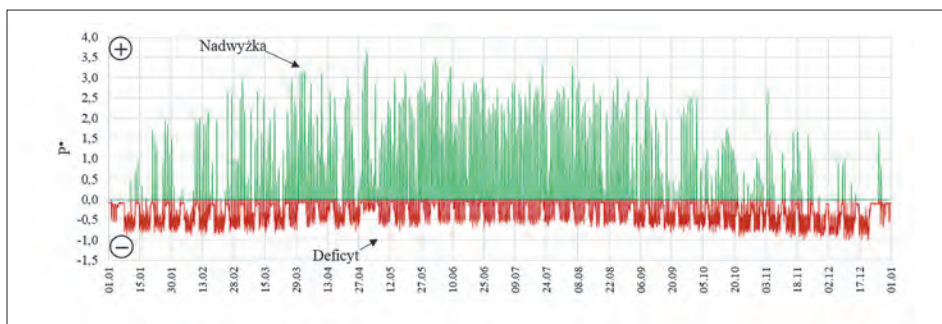
- 1) wykorzystanie źródeł PV,
- 2) struktura wytwórcza charakterystyczna dla obszarów miejsko-wiejskich i obejmująca technologie OZE, takie jak źródła PV, elektrownie wiatrowe (pojedyncze) oraz mikroelektrownie i elektrownie biogazowe,
- 3) wykorzystanie magazynów energii (akumulatorów) pracujących indywidualnie oraz jako wirtualny magazyn energii,
- 4) zmiana sposobu użytkowania energii (reakcja na sygnał cenowy).

Każdy kolejny stan jest rozwinięciem poprzedniego, tzn. wprowadza nowe funkcjonalności do już istniejących. Zakłada się dodatkowo, że w każdym stanie saldo rocznego bilansu jest równe zero (możliwa jest nadwyżka i deficyt energii). Analizę uogólnia się wprowadzając wielkości względne energii oraz mocy, odnosząc je do maksymalnej wartości energii i mocy (15-minutowej) zapotrzebowania bez źródeł:

$$E^* = \frac{E}{\max(E) |_{\sum E_p=0}}; P^* = \frac{P}{\max(P) |_{\sum E_p=0}} \quad (2)$$

Pozwala to na łatwe skalowanie wyników do rzeczywistego zużycia, a przez to łatwe szacowanie profilu oraz kosztów.

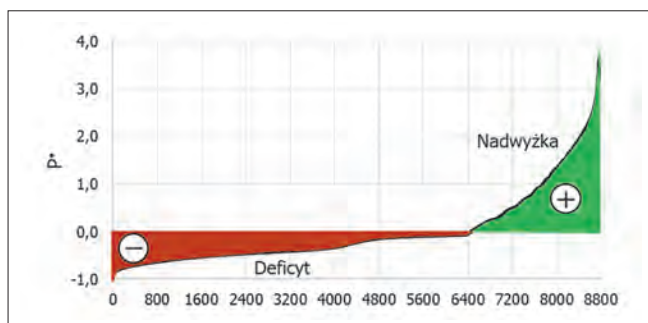
Na rysunku 1 przedstawiono bazowy profil niezbilansowania uzyskany na bazie rzeczywistych profili zapotrzebowania (roczne zapotrzebowanie 120 GWh, czas wykorzystania mocy szczytowej CWMS = 3500 h – charakterystyczny dla klastra obejmującego powiat) oraz produkcji w źródłach PV w roku 2019. Przedstawiony profil jest profilem bazowym wykorzystywanym w dalszych analizach.



Rys. 1.
Względny profil
niezbilansowania klastra

Na podstawie profilu bazowego wykreślono względny uporządkowany profil niezbilansowania (rys. 2), który pozwala na ocenę sposobu pokrywania potrzeb. Dąży się do zerowego salda, czyli w tendencji do wyeliminowania nadwyżek produkcji \oplus (wynikających z wymuszonej produkcji w źródłach OZE) oraz pokrycia deficytów \ominus . Inną sprawą jest konwencja znakowania \pm (plus-minus). W artykule (inaczej jak w energetyce WEK) konsekwentnie stosuje się w wypadku obciążenia i deficytu znakowanie $-$, a wypadku produkcji i nadwyżki znakowanie $+$. Inwersja potrzebna jest ze względu na konieczność koncentracji na deficycie energii na ostonach kontrolnych OK (w energetyce WEK chodzi o pełne pokrycie zapotrzebowania).

Przedstawiony pierwszy stan pokrywania potrzeb nie pozwala na wyeliminowanie deficytu (pomimo rocznego zbilansowania energii), a dodatkowo powoduje, że moc na ostonie jest ponad trzykrotnie wyższa od mocy zapotrzebowania. Może to prowadzić do pogłębienia błędu nieadekwatności źródeł OZE oraz wymusza inwestycje w sieci elektroenergetyczne (błąd poznawczy – syndrom sieciowy) [1].



Rys. 2. Względny uporządkowany profil niezbilansowania klastra

W stanie drugim potrzeby energetyczne pokrywa się za pomocą czterech podstawowych technologii OZE. Są to:

- 1) źródła PV (CWMS = 1000 h),
- 2) elektrownie wiatrowe lądowe najnowszych generacji (pojedyncza elektrownia o mocy powyżej 5 MW, CWMS > 3500 h),
- 3) elektrownie biogazowe rolniczo-uzylizacyjne klasy 1 MW z zasobnikiem gazu (CWMS \approx 8000 h),
- 4) mikroelektrownie biogazowe od 10 kW do 50 kW (CWMS \approx 8000 h).

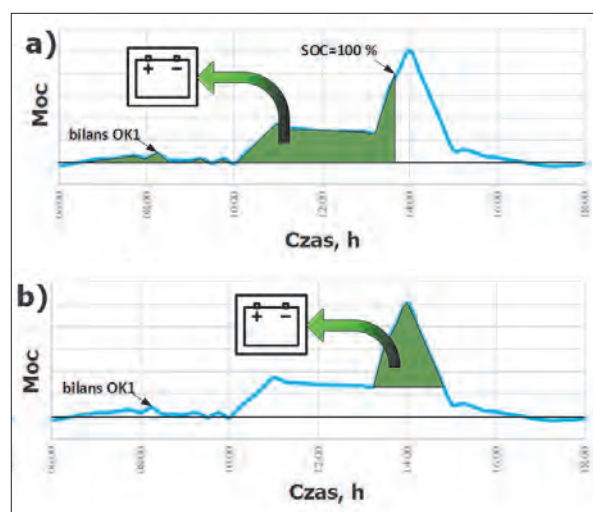
Wykorzystanie wielu technologii znacznie poprawiło zbilansowanie klastra ograniczając deficyt do 22%. Istotne jest zmniejszenie maksymalnej mocy na ostonie (rys. 5, tab. 1) do względnej wartości około 1,25 (zredukowano moc źródeł PV),

tym samym ograniczono konieczność inwestycji w sieć (błąd poznawczy – syndrom sieciowy).

W kolejnym, trzecim stanie wykorzystano akumulatory powiązane ze źródłami PV (struktura wytwórcza nie uległa zmianie) o pojemności wynoszącej 1 kWh na 1 kW zainstalowanej mocy w źródłach PV, które pracowały w dwóch trybach:

- stan 3a (rys. 3a), praca indywidualna – standardowy i najprostszy tryb pracy akumulatorów, w którym energia gromadzona jest w przypadku nadwyżki; w tym trybie sterowania wartości szczytowe mocy źródeł PV mogą nie być ograniczane;
- stan 3b (rys. 3b), wirtualny magazyn – w którym rozproszone (w powiązaniu ze źródłami PV) akumulatory sterowane są na podstawie prognozy bilansu w systemie (WSE); tryb ten wymaga prognozowania podaży (w powiązanych źródłach PV), natomiast pełne wykorzystanie wirtualnego magazynu możliwe jest dla prognozy zarówno podaży jak i popytu (bilansu).

W artykule wyniki uzyskano wykorzystując metodę bilansu energii.



Rys. 3. Sposób pracy akumulatorów
a) indywidualny magazyn – gromadzenie energii w przypadku nadwyżki,
b) wirtualny magazyn – sterowanie przez operatora (WSE)
w celu wyeliminowania deficytu ostony kontrolnej
(na podstawie prognozy bilansu)

Tryb 3b wymaga wprowadzenia operatora (WSE), który na podstawie pomiarów oraz modeli matematycznych wykorzystujących sztuczną inteligencję (szczególnie do prognozowania popytu [3, 4]) będzie mógł zarządzać wirtualnym magazynem.

W przeprowadzonej analizie zakłada się, że profil produkcji źródeł jest możliwy do prognozowania z dużą dokładnością w okresie 24 h (mniej dokładnie nawet w okresie 2, 3 dni) [5, 6]. Do prognozowania użyto heurystycznych metod wykorzystujących bazowe profile. Wynikiem metody jest godzinowy wektor energii pobieranej:

$$E_o|_h = [E_o^1, E_o^2, \dots, E_o^{24}] \quad (3)$$

w którym dla każdej godziny obliczane są wartości obciążenia na podstawie profili bazowych ośłon:

$$E_o^{T_h} = \sum_{h=1}^{T_h} O_i^{(h)}, T_h = [1, 2, \dots, 24] \quad (4)$$

Wirtualny magazyn, bez zwiększania pojemności, pozwolił na ograniczenie deficytu o 6 p.p., a dodatkowo wpłynął na obniżenie maksymalnej mocy do wartości mocy pobieranej w stanie bez źródeł OZE. Doposażenie infrastruktury klastra w system SCADA zmniejsza niezbilansowanie, jednak w dalszym ciągu deficyt występuje przez blisko 800 h w roku.

W stanie czwartym zmianie uległ sposób użytkowania energii elektrycznej. W stanach od 1 do 3 profil obciążenia nie zmieniał się, wykorzystano technologie do pokrycia zapotrzebowania, jednak założono, że podmioty w klastrze nie reagują na profil niezbilansowania (cena energii jest stała niezależnie od zmiennego kosztu produkcji uzależnionego od chwilowej struktury produkcji w źródłach) [7]. W stanie 4 wprowadza się klastrowego operatora (WSE), który wykorzystuje technologie wymiany informacji pomiędzy poszczególnymi podmiotami (operatora informacji rynku energii OIRE), kompatybilnego z systemem SCADA. Wymiana informacji, ale również reakcja na zmianę ceny energii, musi być realizowana w sposób zautomatyzowany za pomocą sieciowych terminali dostępowych [8].

Do analizy wykorzystano prognozowane profile produkcji oraz zapotrzebowania klastra. Na podstawie zależności od (1) do (4) można napisać równanie pozwalające obliczyć dzienne saldo energii:

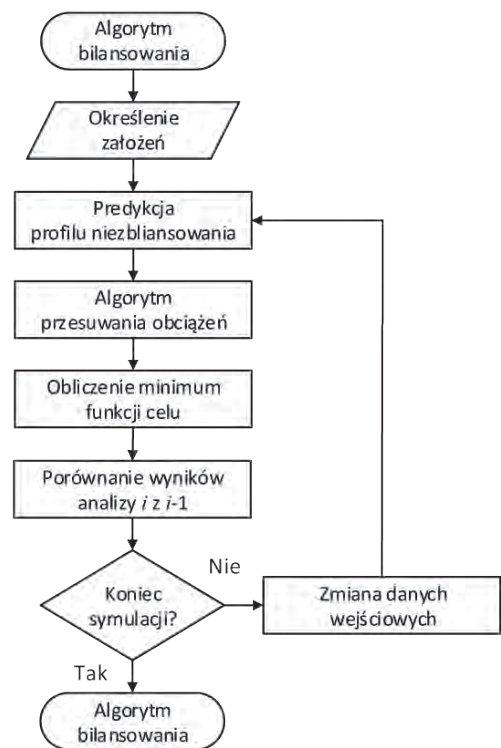
$$E_d^* = \sum_{t=1}^{T_h} \sum_{i=1}^n (t, E_{OKi}^*) \quad (5)$$

Dla funkcji tej przeprowadza się procedurę optymalizacji uwzględniającą algorytm przesuwania obciążeń z ograniczeniami wynikającymi z podatności na zmianę energii wynoszącą 15% oraz maksymalnym horyzontem redukcji obciążenia 24 h. Uwzględniając ograniczenia, sformułowano funkcję celu minimalizującą występujące deficyty energii.

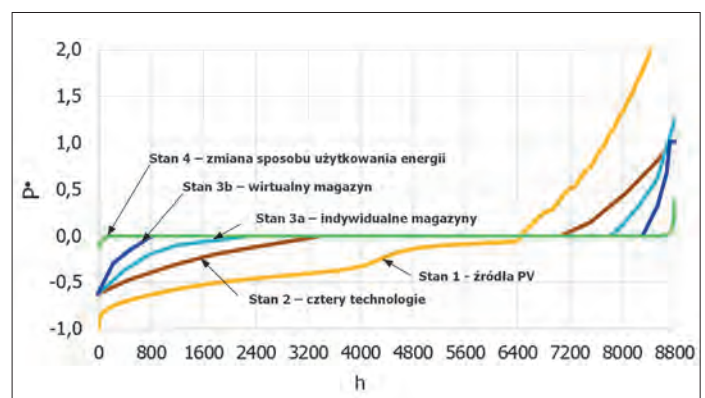
$$f(E_d^*) = f(t, E_{OKi}^*) = \min(D) \quad (6)$$

Algorytm uzyskania wyników w stanie czwartym przedstawiono na rysunku 4. Do minimalizacji funkcji celu wykorzystano heurystyczną procedurę optymalizacyjną przeszukiwania siatki.

Uzyskane wyniki pozwalają na zbilansowanie klastra w taki sposób, że występujący deficyt nie przekracza 1%. Maksymalna moc deficytu to 20% mocy pobieranej, a czas trwania nie przekracza 20 h (rys. 5, tab. 1).



Rys. 4. Algorytm kształtowania profilu (stan 4)



Rys. 5. Względne uporządkowane profile niezbilansowania klastra dla czterech stanów

Tabela 1

Względna struktura energii w podziale na źródła oraz bilans energetyczny klastra dla czterech analizowanych stanów

Wyszczególnienie	Stan				
	1	2	3a	3b	4
Źródła PV	1,00	0,32	0,32	0,32	0,32
Elektrownie wiatrowe	0,00	0,38	0,38	0,38	0,38
Elektrownie i mikroelektrownie biogazowe	0,00	0,30	0,30	0,30	0,30
Suma	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Bilans energetyczny					
Saldo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nadwyżka	0,70	0,22	0,12	0,06	0,01
Deficyt	-0,70	0,22	0,12	0,06	0,01

Bilans w systemie (WSE)

Bilansowanie klastra energetycznego prowadzone było „na miedzianej płycie” (bez uwzględnienia sieci elektroenergetycznej). Przechodząc do systemu (WSE) koszty sieciowe nie mogą być pomijane.

Do określenia opłaty sieciowej przyjęto uśrednione jednostkowe koszty operatorów OSD, mianowicie:

- 40 PLN/MWh – sieć WN,
- 60 PLN/MWh – sieć SN,
- 100 PLN/MWh sieć nN [9].

Koszty te sumują się, to znaczy dla taryfy G (nN) koszt opłaty sieciowej wynosi 200 PLN/MWh (bez podatków), ponieważ zakładają dostarczenie energii od elektrowni węglowej poprzez sieci WN, SN i nN.

Podstawą opłaty sieciowej jest analiza kosztów dostawy z uwzględnieniem poziomu napięcia, czyli fizycznego wykorzystania sieci przez wytwórcę i odbiorcę (tab. 2). Jeżeli zarówno odbiorca jak i wytwórca znajdują się w ciągu liniowym nN, nie angażują oni sieci SN oraz WN, dlatego opłata powinna być niższa. W koncepcji tej dochodzi do rynkowej rywalizacji pomiędzy umiejscowieniem źródeł oraz rozbudową sieci. W tendencji „włączając” źródła w osłony kontrolne systemu (WSE), możliwie blisko odbiorców.

Tabela 2

Analiza kosztów opłaty sieciowej (PLN/MWh) odpowiadająca fizycznemu wykorzystaniu sieci

Odbiorca \ Wytwórca	nN (gospodarstwa domowe, mikro i mali przedsiębiorcy)	SN (spółdzielnie mieszkaniowe, sektor MSP)	WN (przemysł energochłonny)
nN (źródła PV, mikroelektrownie biogazowe)	100	160	–
SN (elektrownie biogazowe, pojedyncze elektrownie wiatrowe lądowe)	160	60	100
WN (farmy wiatrowe, elektrownie offshore, elektrownie węglowe)	200	100	40

Strategia klastra może zakładać współdzielenie sieci (zgodnie z zasadą TPA+ [1]) lub budowę własnej. W przypadku własnej inwestycji w końcowej cenie energii elektrycznej uwzględnia się opłatę sieciową w sposób pokrywający koszt budowy i funkcjonowania linii.

Rozważmy koszty linii SN przy założeniu kosztu inwestycyjnego wynoszącego 400 tys. PLN/km, obejmującej linie kablowe (kabel 240 mm²) oraz roboty ziemne na terenie o niskim wskaźniku urbanizacji (powiat miejsko-wiejski). W oszacowaniu przyjęto dwa modele inwestycyjne:

- 1) model NI (niezależny inwestor) – w którym czas zwrotu inwestycji wynosi 12 lat,
- 2) model elektroprosumeryzmu – w którym czas zwrotu wynosi 25 lat (czas życia linii kablowych to co najmniej 40 lat).

Przyjęto moc szczytową 5 MW, a szacowanie wykonano dla dwóch wariantów rocznego czasu wykorzystania mocy szczytowej 1000 h (farma fotowoltaiczna) oraz 4000 h (klastr wiejsko-miejski). Odpowiada to przesłanej mocy 5 GWh i 20 GWh odpowiednio. Na podstawie założeń opracowano tabelę jednostkowego kosztu opłaty sieciowej dla nowej linii SN (tab. 3).

Tabela 3

Jednostkowe koszty sieci SN (bez marży) w dwóch modelach inwestycyjnych dla różnych czasów wykorzystania mocy szczytowej

Model	Czas zwrotu inwestycji, lata	Czas wykorzystania mocy szczytowej, PLN/MWh/km	
		1000 h	4000 h
Niezależny inwestor	12	6,7	1,7
Elektroprosumeryzm	25	3,2	0,8

Uzyskane koszty opłaty sieciowej są mniejsze od uśrednionych kosztów operatorów OSD (60 PLN/MWh) dla 9 km w modelu NI (1000 h) oraz 75 km w modelu elektroprosumeryzmu (4000 h). Wnioskiem z prostego oszacowania jest to, że opłacalność budowy nowej linii silnie zależy od sposobu jej użytkowania.

Należy podkreślić, że koszty budowy sieci na terenach zurbanizowanych drastycznie wzrastają lub ze względu na ograniczenia nie mogą być zrealizowane. W takim przypadku zwiększenie wykorzystania jest konieczne ze względów ekonomicznych, a nawet niezbędne w przypadku braku możliwości inwestycji. W tym kontekście istotny jest błąd poznawczy związany z syndromem sieciowym, w którym w przypadku problemów (obecnie spowodowanych głównie instalacjami PV o niskim czasie wykorzystania mocy szczytowej i współczynnika jednoczesności bliskim jedności) proponowanym rozwiązaniem jest konieczność rozbudowy sieci. Nie analizuje się innych metod, takich jak zarządzanie produkcją czy lokalne bilansowanie, bez których przejście do elektroprosumeryzmu będzie bardzo kosztowne (ze względu na konieczność zapewnienia dużej rezerwy mocy).

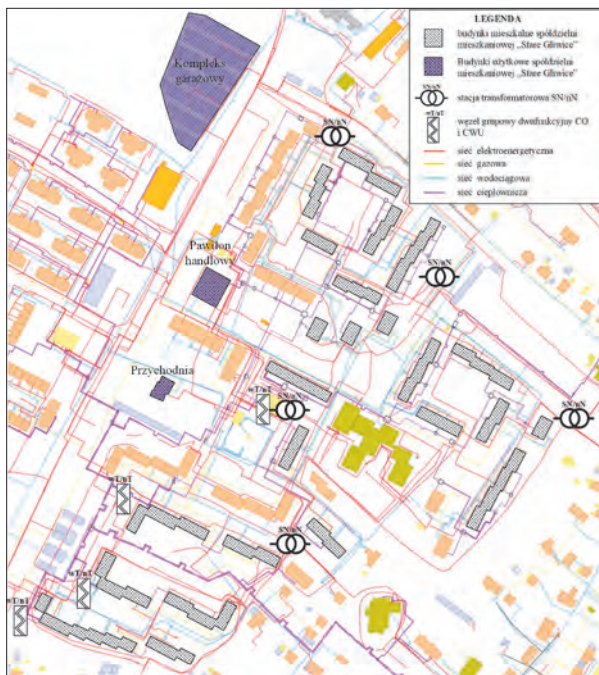
W systemie (WSE) konieczne jest rozważenie jeszcze jednego aspektu. W pierwszej analizie zakładano, że osłona OK była osłoną rzeczywistą, a cała energia dostarczana była wydzielonym rzeczywistym fragmentem sieci, pozbawiając podmioty możliwości rezygnacji z członkostwa w klastrze (nie jest to dopuszczalne). W systemie (WSE) osłona jest wirtualna, tzn. na jednym obszarze geograficznym mogą znajdować się podmioty powiązane z systemem (WSE) oraz nienależące do niego. W tym przypadku budowa drugiej sieci powodowałaby dublowanie infrastruktury, a przez to koszty byłyby jeszcze większe.

W kontekście tworzenia systemu (WSE) duże kompetencje i doświadczenie mają spółdzielnie mieszkaniowe, obecnie odpowiedzialne za rozliczenie dostaw wody, ciepła, a nawet energii elektrycznej w częściach wspólnych.

Funkcjonowanie i możliwość tworzenia spółdzielczego systemu (WSE) można pokazać na przykładzie spółdzielni mieszkaniowej „Stare Gliwice”. Spółdzielnia rozpoczęła w 2015 r. duży program termomodernizacyjny połączony z gruntowną modernizacją gospodarki ciepłowniczej (sposobem użytkowania ciepła grzewczego i CWU). Już w pierwszym etapie modernizacji (zrealizowanym) dane o aktualnym zużyciu energii są monitorowane i archiwizowane. Umożliwia to zarządowi i członkom (mieszkańcom) dostęp do aktualnych i archiwalnych profili ciepła

grzewczego i CWU. Inwestycją towarzyszącą było nabycie przez spółdzielnię sieci internetowej, która pozwala na łatwe przesyłanie informacji potrzebnych do monitorowania zużycia ciepła, a dodatkowo umożliwia spółdzielni świadczenie usług telekomunikacyjnych dla mieszkańców.

Budynki spółdzielni zasilane są z pięciu stacji transformatorowych SN/nN, a sieć nN jest współdzielona (częściowo) z innymi podmiotami (rys. 6). Na dachach istnieje potencjał instalacji źródeł PV, które mogą pokryć 25% rocznego zapotrzebowania energii elektrycznej. Spółdzielnia „Stare Gliwice” jest w dobrej sytuacji wyjściowej do utworzenia (w ramach sandboxu) systemu (WSE), w którym za dostawę energii elektrycznej byłby odpowiedzialny zarząd (rozszerzając, nie tworząc na nowo swoich kompetencji) poprzez powołanego operatora (WSE). Należy podkreślić, że istniejącą infrastrukturę monitorującą zużycie ciepła należy włączyć w spółdzielcze OIRE (WSE), co pozwoli doświadczenia w zmianie sposobu użytkowania energii cieplnej przenieść na zmianę użytkowania energii elektrycznej (w monizmie).



Rys. 6. Infrastruktura sieciowa WEK i spółdzielcza, do której przyłączone są budynki spółdzielni mieszkaniowej „Stare Gliwice”

Roaming elektryczny

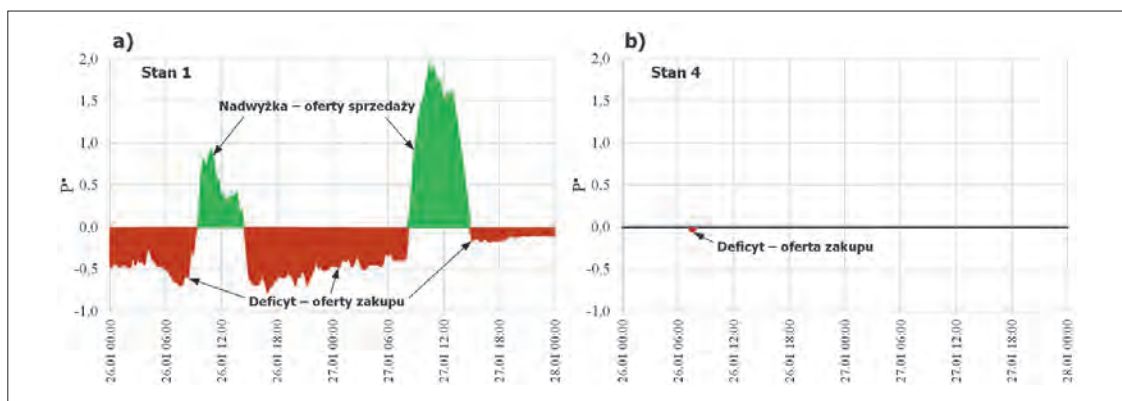
System (WSE) musi być wyposażony w terminale STD, pozwalające na zmianę użytkowania energii elektrycznej. Terminal taki, instalowany w osłonie każdego podmiotu aktywnego (pretendenta na rynku energii współodpowiedzialnego za bilans i bezpieczeństwo energetyczne) udostępnia dane pomiarowe oraz jest wyposażony w strażnika mocy z możliwością kontroli przepływu w sposób bierny (sterowanie odbiornikami) lub aktywny z pełną kontrolą przepływu na osłonie (przekształtniki). Funkcjonalności te pozwalają operatorowi (WSE) zarządzać bilansem energii na wirtualnej osłonie (WSE) oraz oferować nadwyżki energii i pokrywać deficyty. Wystawiania ofert sprzedaży i zakupu energii elektrycznej z rynku wschodzącego 1, czyli wykorzystanie dostępnych zasobów rynku schodzącego, realizowane jest na podstawie prognozowanego profilu niezbilansowania.

System (WSE), w którym występują tylko źródła PV (stan 1 – tab. 1) ze względu na ich wymuszoną produkcję, będzie charakteryzował się okresami z nadwyżką oraz okresami z deficytem energii. Dla przykładu w prezentowanym na rysunku 7a okresie dwóch dni (26.01 i 27.01) deficyty i nadwyżki będą się wzajemnie przeplatały. Operator (WSE), mając do dyspozycji prognozę wystąpienia niezbilansowania, handluje z podmiotami rynku schodzącego.

W tendencji, ze względu na wykorzystanie innych technologii OZE, magazynów i zmianę sposobu użytkowania energii (stan 4, tab. 1), niezbilansowanie systemu (WSE) dąży do zera (rys. 7b). Jednak osiągnięcie zdolności do pełnego zbilansowania wymaga czasu, a redukcja przepływów na osłonie systemu (WSE) jest powiązana z trajektorią wygaszania źródeł węglowych WEK.

Należy podkreślić, że osłony niższego rzędu wewnątrz klastra (OK1, OK2) nie będą zbilansowane, konieczne są przepływy pomiędzy wieloma podmiotami w celu wykorzystania efektu synergii i pokrycia potrzeb energetycznych w elektroprzemysle [11].

Brak powiązania geograficznego pomiędzy podmiotami systemu zmienia sposób użytkowania sieci (opłat za to użytkowanie). W roamingu elektrycznym proponuje się model współużytkowania sieci, gdzie opłaty byłyby dostosowane do obszaru, w którym sieć jest fizycznie (zgodnie z prawami fizyki) wykorzystywana [8], zarówno przez wytwórcę jak i odbiorcę. Wymaga to doposażenia terminali STD powiązanych z wirtualnymi



Rys. 7. Profil ofertowo-zakupowy na osłonie klastra: a) stan 1, b) stan 4

podmiotami (oderwanymi od wydzielonych obszarów) w systemy informacji geograficznej (GIS), pozwalające na określenie położenia. Dla takiej sytuacji bilans (5) musi uwzględniać dodatkowo zmienną zależną od miejsca przyłączenia X :

$$E_d^* = \sum_{t=1}^{T_h} \sum_{i=1}^n (t, E_{OKi}^*, X) \quad (7)$$

W ogólnym przypadku (np. samochód elektryczny) miejsce przyłączenia może zmieniać się (korzystanie z różnych stacji ładowania). Koszty sieciowe w roamingu elektrycznym muszą być podzielone pomiędzy wytwórcę oraz odbiorcę energii.

Dla przykładu rozważmy prosumenta z dwoma lokalizacjami, przy czym w jednej ma instalację PV (punkt A), a w drugiej nie (punkt B). Obecnie, ze względu na prawo, energia w każdym punkcie rozliczana jest osobno. W roamingu elektrycznym prosument traktowany jest jak podmiot wirtualny. Wprowadzenie energii do sieci w punkcie A związane jest z opłatą sieciową adekwatną do wykorzystywanej sieci (sprzedaż sąsiedzka), analogicznie pobierana jest opłata za energię zużytą w punkcie B. Wstępnie proponuje się w takiej sytuacji podział opłaty sieciowej proporcjonalnie pomiędzy wytwórcę i odbiorcę energii. Należy podkreślić, że sumarycznie opłaty sieciowe będą takie same (część płaci wytwórca, a część odbiorca) pod warunkiem, że inwestycje w źródła będą uwzględniać lokalne potrzeby. W sytuacji niedostosowania podaży i popytu, opłaty zwiększą się.

Podsumowanie

Elektroprosumeryzm to koncepcja, w której użytkowanie energii elektrycznej nie ogranicza się jedynie do jej poboru (w przypadku odbiorców) i produkcji (w przypadku inwestorów). Konieczne staje się wykorzystanie zdolności bilansowania energii w każdej osłonie kontrolnej, co nie będzie możliwe bez dwóch bezsieciowych rynków urządzeń (terminal STD, przekształtniki...) i usług (instalacje, utrzymanie sieci...). Efekt synergii wielu rozwiązań pozwala na zbilansowanie systemu (WSE) i przyczyni się do zmniejszenia błędu nieadekwatności źródeł OZE (z produkcją wymuszoną) oraz syndromu sieciowego (tylko inwestycja w sieci pozwoli na zachowanie jej bezpieczeństwa).

Należy podkreślić, że analizy w artykule były prowadzone dla technologii, które są obecnie dostępne. Prowadzone prace rozwojowe nad magazynami energii (nie tylko w postaci energii elektrycznej) [12, 13] tworzą „róg obfitości” zasobów bilansujących, który w powiązaniu z coraz wydajniejszymi i dokładniejszymi systemami prognozowania bilansu oraz bezpiecznymi, zaawansowanymi technologiami wymiany informacji są podstawą działania systemów(WSE) i prowadzą do transformacji polskiej energetyki (całej) do Elektroprosumeryzmu.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Popczyk J., *Od działań kryzysowych 2020 do elektroprosumeryzmu 2050. Transformacja energetyki w trybie przejściowym*, <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [2] Popczyk J., *Architektura transformacyjna rynku energii elektrycznej*, listopad 2017, <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [3] Khan Z.A., Jayaweera D., *Approach for forecasting smart customer demand with significant energy demand variability*, 1st International Conference on Power, Energy and Smart Grid (ICPESG), Mirpur Azad Kashmir, 2018, pp. 1-5.
- [4] Yan G., Han T., Zhang W., Zhao S., *Short-Term Load Forecasting of Smart Grid Based on Load Spatial-Temporal Distribution*, IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT Asia), Chengdu, China 2019, pp. 781-785.
- [5] Hao-Ran Xue, Ling-Ling Li, Kuei-Hsiang Chao, Chao Fu., *Short-Term Wind Power Prediction Based on Improved Chicken Algorithm and Support Vector Machine*, International Symposium on Computer, Consumer and Control (IS3C), 6-8 December 2018, Taichung, Taiwan.
- [6] Bottieau J., Vallée F., De Grève Z., Toubeau J.-F., *Leveraging provision of frequency regulation services from wind generation by improving day-ahead predictions using LSTM neural networks* IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), 3-7 June 2018, Limassol, Cyprus.
- [7] Popczyk J., Bodzek K., Fice M., Pilsniak A., Sztymelski K., Wojcicki R., *Cenotwórstwo 2*, <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [8] Popczyk J., Bodzek K., Fice M.: *Wirtualny minisystem elektroenergetyczny*, <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [9] Popczyk J., Bodzek K., Dębowski K., Fice M., Wójcicki R., *Cenotwórstwo 1*, <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [10] Popczyk J., Bodzek K., W. Szczeciński, Wesołowski T., *Spółdzielnia energetyczna dopełniająca spółdzielnię/wspólnotę mieszkaniową oraz budownictwo deweloperskie: kluczowa prosumencka platforma transformacyjna energetyki w miastach*, <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [11] Popczyk J., Bodzek K., Grześkowiak J., *Wirtualny minisystem elektroenergetyczny*. Wielkopolska Południowa. <https://www.cire.pl>, <http://ppte2050.pl/>
- [12] Crotagino F., Schneider G-S., Evans D.J., *Renewable energy storage in geological formations*, Journal of Power and Energy, Energy Sources and Carbon Sinks Underground, Volume 232, Issue 1, Luty 2018.
- [13] Bottenfield G., Hatipoglu K., Panta Y., *Advanced rail energy and storage: analysis of potential implementations for the State of West Virginia*, 2018 North American Power Symposium (NAPS), 9-11 Sierpień 2018, Fargo, ND, USA.

