

Cykl rozmów z prof. Janem Popczykiem poświęconych koncepcji Elektroprosumeryzmu

Rozmowa tematyczna 1

Tytuł rozmowy: „Prof. Popczyk: Elektroprosumeryzm po prostu opłaca się społeczeństwu, gospodarce i środowisku” (ROZMOWA)

Nie można nazywać obecnych niezbornych działań państwa transformacją energetyczną. Takimi działaniami na jednym biegunie są w szczególności te na rynku węgla potrzebnego doraźnie w segmencie najmniejszych nabywców o największej sile politycznej. Na drugim biegunie, mianowicie sojuszu polityczno-korporacyjnego, są to fuzje PKN Orlen oraz Lotosu i PGNiG. Jedne i drugie działania nie uwalniają nas od natłoku bieżących kłopotów; za to pogłębiają negatywne uwarunkowania realizacji racjonalnych działań długoterminowych – mówi prof. Jan Popczyk w rozmowie z BiznesAlert.pl.

Witold Szwagrún: Często wskazuje Pan na chaos w realizowanych obecnie działaniach związanych z transformacją energetyczną. Wydaje się, że różne działania przynoszące oczywiście określone korzyści ekonomiczne podejmowane są głównie ze względu na aktualne trendy. Na przykład źródła ciepła o określonych parametrach instaluje się w obiektach, w których nie wykorzystano do końca potencjału ich pasywizacji. Brak jest przygotowania sieci do instalacji paneli fotowoltaicznych, co w szczególnych warunkach powoduje ich czasowe odłączanie. Trudno nie zauważyć, że brak jest w tych wszystkich działaniach spójności. Jaki ma Pan pomysł na „ogarnięcie” tego chaosu?

Prof. J. Popczyk: Uważam, że jest jeszcze gorzej. Pan pyta o chaos w działaniach związanych z transformacją energetyczną. Ale gdzie, w czym można by doszukać się działań godnych nazwania ich transformacją energetyczną? Gdybyśmy byli na trajektorii transformacji energetycznej, gdyby rząd miał jej koncepcję, to nie miotalibyśmy się jak ryba złapana w sieć. Przecież od dwóch dekad wiadomo, że chodzi o transformację przełomową, o żadnej transformacji w trybie naśladowczym (trochę lepiej niż jest, ale za to dużo więcej) nie może być mowy. Otóż gdyby rząd miał koncepcję, to nie tylko COVID-19, ale również napaść Rosji na Ukrainę nie pozbawiłaby państwa możliwości dobrego zarządzania trajektorią transformacyjną w pętłach sprzężenia zwrotnego. A społeczeństwo miałoby zaufanie do państwa, i byłoby przygotowane do działania, bo miałyby już dawno nabytą odporność kryzysową.

Dlatego nie można nazywać obecnych niezbornych działań państwa transformacją energetyczną. Takimi działaniami na jednym biegunie są w szczególności te na rynku węgla potrzebnego doraźnie w segmencie najmniejszych nabywców o największej sile politycznej.

Na drugim biegunie, mianowicie sojuszu polityczno-korporacyjnego, są to fuzje PKN Orlen oraz Lotosu i PGNiG. Jedne i drugie działania nie uwalniają nas od natłoku bieżących kłopotów; za to pogłębiają negatywne uwarunkowania realizacji racjonalnych działań długoterminowych.

A co podpowiada koncepcja transformacji TETIP? Po pierwsze, że nie dotacje węglowe są rozwiązaniem – jednakowe dla biednych i bogatych (w postaci ustawowej, zarządzane operacyjnie przez państwo, za pomocą „cepa”). Rozwiązaniem są kredyty z systemem umorzeń powiązanych z rozporządzalnym dochodem kredytobiorców oraz z wyborem rozwiązań budujących jego kryzysową odporność elektroprosumencką. Jest jasne, że większość potencjalnych kredytobiorców nie rozumiałaby na początku tego rozwiązania, bo rząd nie zrobił nic, aby pojęcie odporności elektroprosumenckiej (jednej z centralnych kategorii transformacji TETIP) zakorzeniło się w przestrzeni publicznej. Dlatego operacyjna realizacja wsparcia kredytowego (łącznie z niezbędnymi środkami finansowymi) musi zostać przekazana ustawowo przez państwo na niższy poziom subsydiarności (zasady kluczowej w warunkach kryzysowych), czyli na poziom samorządów. Bo to one są bliżej problemu, który trzeba rozwiązać, mają lepsze jego rozpoznanie, wreszcie same muszą nabyć jak najszybciej (w kolejnych miesiącach) potrzebne kompetencje w zakresie budowy kryzysowej odporności elektroprosumenckiej w swoich osłonach kontrolnych OK (JST). Między innymi poprzez budowę nowych miejsc pracy w sektorze MMSP. Tych których transformacja TETIP potrzebuje w kraju (mogłaby wytworzyć!) około pół miliona.

**Synteza praktycznego wymiaru transformacji TETIP: trajektoria dochodzenia do neutralności klimatycznej (wygaszania energetyki WEKPK) w osłonach elektroprosumenckich
OK(JST/S), OK(JST 1,..., 4), OK(EP/P), OK(IK/T)**

Segment (prosumencki)	Napięcie autonomizacji (względem KSE)	Udział w ogólnej liczbie ludności	Udział w rynku energii el. w stanie B	Podstawowe technologie	Horyzont neutralności klimatycznej
sołectwo (do 1000 mieszkańców), 40 tys. sołectw	nN	22%	10%	PV, μEW, μEB,	2035
gmina wiejska (1500) i miejsko-wiejska (650)	nN-SN	28%	16%	PV, μEW, EWL, μEB, EB	2040
miasto do 50 tys. mieszkańców (1700)	nN-SN	12%	9%	PV, μEW, EWL, μEB, EB	2040
miasto 50 do 500 tys. mieszkańców (70)	nN-SN-110 kV	18%	16%	PV, μEW, EWL, μEB, EB	2045
aglomeracje powyżej 500 tys. mieszkańców (8 aglomeracji)	nN-SN-110 kV -NN	20%	25%	PV, μEW, EWL, μEB, EB, GOZ, offshore, europejski jednolity rynek energii el. (JREE)	2050
elektroprosument w segmencie wielkiego przemysłu	110kVNN -(AG-DC-AC)	(-)	10%	PV, μEW, EWL, μEB, EB, GOZ, offshore, europejski jednolity rynek energii el. (JREE)	2050
elektroprosument w segmencie krytycznej infrastruktury transportowej	SN-110kVNN -(AG-DC-AC)	(-)	15%	PV, μEW, EWL, μEB, EB, GOZ, offshore, europejski jednolity rynek energii el. (JREE)	2050

Oznaczenia skrótów w tabeli: μEW – mikroelektrownie wiatrowe; μEB – mikroelektrownie biogazowe, EB – elektrownie biogazowe; EWL – elektrownie wiatrowe lądowe; PV - źródła

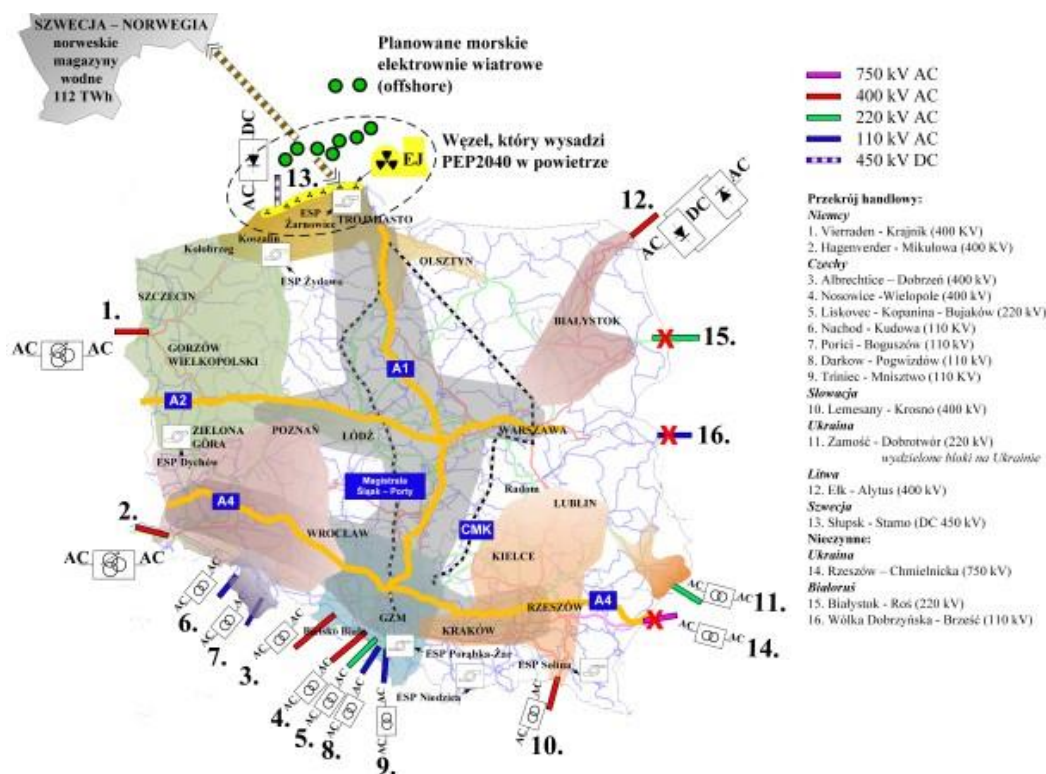
fotowoltaiczne, głównie dachowe; GOZ – źródła energii elektrycznej wykorzystujące substraty pochodzące z gospodarki obiegu zamkniętego

A co z kolei jest w transformacji TETIP rozwiązaniem w miejsce fuzji PKN Orlen oraz Lotosu i PGNiG? Tym rozwiązaniem jest restrukturyzacja, oddzielna każdej z grup. Czyli niedopuszczenie do zwyrodnienia korporacji paliw kopalnych (na drodze ich konsolidacji) w stopniu zagrażającym państwu. Takie rozwiązanie jest absolutnie konieczne jako „dopełnienie” restrukturyzacji operatorów – OSP i OSD – obecnego schodzącego (w dużym stopniu już niewydolnego) rynku energii elektrycznej (ryнку krytycznego dla bezpieczeństwa państwa; celowo nie wykorzystuję w tym miejscu pojęcia „bezpieczeństwo energetyczne”, bo rządowa polityka energetyczna całkowicie to pojęcie zdewaluowała).

O kierunku restrukturyzacji operatorów OSP i OSD mówiłem w drugiej części naszej rozmowy głównej tydzień temu. Jest ona potrzebna do wytworzenia dwóch elektroprosumentkich wschodzących sieciowych rynków energii elektrycznej, z których pierwszy – funkcjonujący w obszarze sieci dystrybucyjnych (nN – SN – 110 kV) – ma znaczenie krytyczne w początkowej fazie transformacji TETIP; dlatego bo to ten rynek jest bramą do wytworzenia (skonsolidowania) w całkowicie nowy sposób wielkiego segmentu (obszaru) świata potransformacyjnego, do którego prowadzi oddolna transformacja energetyczna. Drugi rynek, funkcjonujący w obszarze sieci NN ma znaczenie przede wszystkim w transformacji odgórnej.

Stąd wynikają warunki potrzebnej, według koncepcji transformacji TETIP, restrukturyzacji PKN Orlen oraz Lotosu i PGNiG. Mianowicie, powinna to być restrukturyzacja ukierunkowana na kształtowanie rynków paliw transportowych (PKN Orlen, Lotos) oraz gazu ziemnego (PGNiG) w sposób dynamizujący rozwój wschodzących rynków energii elektrycznej zarówno w transformacji oddolnej jak i odgórnej, ale w zróżnicowany sposób. Restrukturyzacja PKN Orlen i Lotos powinna być skoncentrowana na (dynamicznym) rynkowym budowaniu (praktycznie bezinwestycyjnym) minimalnej, ale uznanej za dopuszczalną, odporności kryzysowej rynku paliw transportowych.

W JAKIEJ SYTUACJI ZNALAZŁA SIĘ POLSKA W HISTORYCZNEJ PERSPEKTYWIE ENERGETYKI?



Ponadto, obydwie grupy paliwowe powinny uczestniczyć – konkurując między sobą oraz z grupą gazową PGNiG o inwestycje offshore na rynku kontraktów PPA, w których drugą stroną będą metropolie z liczbą mieszkańców powyżej 500 tys. mieszkańców oraz krytyczna infrastruktura transportowa (autostrady i magistrale kolejowe) w korytarzu infrastrukturalno-urbanistycznym Północ-Południe typu „kotwica”. Chodzi o korytarz, w którym zlokalizowane są: Trójmiasto → Warszawa → Łódź → GZM → oraz Kraków na wschodzie i Wrocław na zachodzie (dodatkowo Poznań oraz Szczecin).

Grupa PGNiG, ale także grupa PKN Orlen w ramach restrukturyzacji powinny zdecydowanie wyjść na konkurencyjne rynki gospodarki surowcowej w przebudowie technologicznej przemysłów chemicznego i petrochemicznego oraz hutniczego i cementowego. W tym segmencie mieści się także wyjście na rynki produkcji wodoru dla potrzeb energetycznych, głównie dla transkontynentalnego transportu lotniczego. Ale nawet w tym segmencie, ekstremalnie trudnym do transformacji, obydwie grupy muszą być bardzo ostrożne odnośnie łączenia w swoich strategiach restrukturyzacyjnych produkcji wodoru i jego transportu sieciowego (za pomocą sieci gazowych). Muszą też bardzo ostrożnie podchodzić do potencjału rynków popytowych na wodor energetyczny wykorzystywany w segmencie źródeł bilansująco-regulacyjnych na sieciowych rynkach energii elektrycznej, zwłaszcza na pierwszym. Powodem jest bardzo wysoki koszt elektroekologiczny tych źródeł, ograniczający ich konkurencyjność względem innych technologii bilansująco-regulacyjnych, istniejących już i potencjalnych.

I na koniec, czym jest wspomniany wcześniej wielki segment świata potransformacyjnego? Otóż kryje się on najczęściej pod nazwą „ranking efektywności pięciu obszarów transformacji

TETIP". Są to: 1° - pasywizacja budownictwa; 2° - elektryfikacja ciepłownictwa; 3° - elektryfikacja transportu; 4° - użytkowanie energii elektrycznej, rozwój elektrotechnologii, przemysł 4.0, gospodarka GOZ; 5° - reelektryfikacja OZE. Dodatkowy obszar gospodarczy (związany pośrednio z elektroprosumeryzmem, poprzez ślad węglowy i gospodarkę GOZ), to: 6° - rolnictwo i hodowla.

Pięć wymienionych obszarów, systemowo konsolidujących się w transformacji TETIP, odpowiadało w 2020 r., według IEA (Międzynarodowa Agencja Energetyczna), za światową roczną emisję CO₂ ze spalania paliw kopalnych wynoszącą 31,5 mld t (w 2019 r. było to 33,3 mld t). Według B. Gatesa („Jak ocalić świat”, Warszawa 2021) łączna emisja – w pięciu obszarach elektroprosumenckich i dodatkowo w rolnictwie i hodowli – to 51 mld t (domyślne datowanie: 2019 r.), a udziały procentowe poszczególnych działów gospodarki w emisji, to: zaopatrzenie w energię elektryczną – 27 proc.; produkcja dóbr materialnych (surowce, AGD) – 31 proc.; rolnictwo (uprawy i hodowla) – 19 proc.; transport – 16 proc.; ciepłownictwo – 7 proc.

Zestawienie dotychczasowych niestabilnych celów politycznych transformacji energetycznej w UE, ale również w Stanach Zjednoczonych oraz przedstawionych danych dotyczących emisji CO₂ (IEA, Gates) wskazuje na to, że nie można na razie ładu w obszarze transformacji energetycznej pozostawić w rękach polityków (którzy „produkuja” jej cele polityczne), ani w rękach uznanych agencji (które zbyt mocno mentalnie i poprzez interesy są powiązane ze starym porządkiem energetycznym), ani w rękach najbogatszych przedstawicieli korporacji („zatroskanych” o losy świata). Dlatego konieczne jest poszukiwanie jej podstaw fundamentalnych, jeśli ma ona dopomóc w odczytaniu potrzebnego nowego ładu.

Jednym z celów proponowanej przez Pana transformacji energetycznej jest zmniejszenie ilości energii potrzebnej do zaspokojenia potrzeb energetycznych ogółu odbiorców. Ile według Pana energii zaoszczędzimy dzięki realizacji koncepcji Elektroprosumeryzmu?

Prof. J. Popczyk: Przychodzi pora, abyśmy w naszych rozmowach zaczęli przybliżać się do istoty elektroprosumeryzmu. W tym kontekście jedną z pierwszych spraw, którą musimy uporządkować jest rozumienie energii. Nie chcę wdawać się tu w różnice termodynamiczne między pracą, ciepłem i energią. Konieczne jest jednak podkreślenie, że praca i ciepło, które są potrzebne ludziom, całej gospodarce są nazywane powszechnie energią, chociaż nią nie są. Podkreślenia wymaga w szczególności fakt, że energia jest własnością materii, funkcją stanu układu termodynamicznego wyodrębnionego za pomocą osłony kontrolnej. Praca przestaje natomiast istnieć po jej zrealizowaniu, tak jak ciepło przestaje istnieć po zakończeniu jego przepływu.

Z praktycznego punktu widzenia bardzo ważny jest fakt, że chociaż praca, ciepło i energia są różnymi wielkościami, to wszystkie trzy wyraża się za pomocą jednostek energii. Z kolei te ostatnie, to jednak jednostki różniące się bardzo między sektorami/silosami energetycznymi. Praktycznie każdy sektor paliw kopalnych w historycznym procesie swojego rozwoju

wytworzył własne hermetyczne systemy jednostek, ignorując zasady tworzenia jednostek pochodnych z jednostek podstawowych obowiązujących w układach normatywnych. Górnictwo węgla kamiennego stosuje np. jednostkę (mającą zasięg światowy) nazywaną toną paliwa umownego (t p.u.). W wypadku ropy naftowej stosowane są w różnych sektorach sektora naftowego (bilanse geologiczne zasobów, globalny handel giełdowy, transport i procesy przeróbki) w szczególności dwie jednostki o zasięgu światowym: TOE – *Tonne of Oil Equivalent* oraz BOE – *Barrel of Oil Equivalent*. W wypadku paliw transportowych powszechną jednostką jest 1 l benzyny oraz 1 l oleju napędowego w handlu detalicznym, a w handlu hurtowym jest to 1 t. W wypadku gazu ziemnego powszechną jednostką w handlu detalicznym jest 1 m³ – w Polsce od 2014 r. jest to kWh (MWh); w handlu hurtowym i w bilansach krajowych są to w granicznych wypadkach mld m³. Kaloria (cal) jest pozaukładową historyczną jednostką ciepła. Jednak w sektorze ciepłowniczym powszechnie stosowaną jednostką ciepła jest GJ – jednostka pochodna wtórna jednostki podstawowej, którą jest dżul (J) – jednostka pracy.

Powszechne pomieszanie pojęć (energii, pracy, ciepła), brak wyczulenia na różnice w ich znaczeniu oraz kakofonia jednostek sektorowych na pewno nie służą jakości dyskusji dotyczącej transformacji energetycznej. Wręcz przeciwnie, dają pole do systemowych nadużyć w tym obszarze. Aby zmniejszyć ryzyko takich nadużyć konsekwentnie stosuję w bilansach energii standard, w którym wyraźnie rozróżniam rynki schodzące energetyki WEK-PK(iEJ) i rynki wschodzące elektroprosumeryzmu. Pierwsze dzielą się na rynki pierwotne paliw kopalnych oraz rynki końcowe. Rynki pierwotne, to rynki energii chemicznej – węgla, ropy i gazu – oraz energii jądrowej. Rynki końcowe, to trzy rynki: energii elektrycznej, ciepła i paliw transportowych. Z kolei wschodzące rynki elektroprosumeryzmu skutkują: bilansami energii elektrycznej produkowanej w źródłach OZE należących do elektroprosumentów i do niezależnych wytwórców (nowych podmiotów rynkowych) oraz bilansami zużycia tejże energii elektrycznej przez elektroprosumentów.

W tak ustrukturyzowanym środowisku na krajowy bilans energetyczny 2019 r. (poza surowcowym/procesowym wykorzystaniem paliw kopalnych) składają się, w wielkim uproszczeniu: energia pierwotna (chemiczna) paliw kopalnych równa 1100 TWh (węgiel kamienny – 500 TWh, węgiel brunatny – 250 TWh, ropa naftowa – 250 TWh, gaz ziemny – 100 TWh) oraz wytworzona z niej energia końcowa (powiększona o 15 TWh energii elektrycznej wyprodukowanej w źródłach OZE) równa 600 TWh (energia elektryczna – 170 TWh brutto i 130 TWh netto, ciepło – 210 TWh brutto, paliwa transportowe – 220 TWh brutto).

Na antycypowany bilans elektroprosumeryzmu (monizmu elektrycznego OZE) 2050 r. w wielkim przybliżeniu składają się: energia napędowa elektryczna OZE netto równa 175 TWh (brutto równa 200 TWh), energia użyteczna 205 TWh (energia napędowa elektryczna OZE netto pomniejszona o 15 TWh potrzebnych do zasilania pomp ciepła i powiększona o 45 TWh ciepła produkowanego przez te pompy na potrzeby grzewcze i produkcji ciepłej wody użytkowej). Zostanie to osiągnięte za pomocą: wzrostu efektywności w dotychczasowych

(tradycyjnych) obszarach użytkowania energii elektrycznej (wzrost o ok. 30 proc.), a dalej za pomocą technologii domu pasywnego (5-krotne zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło grzewcze w budownictwie), za pomocą pompy ciepła (3-krotne zwiększenie ciepła użytecznego w stosunku do elektrycznej energii napędowej) i za pomocą samochodu elektrycznego (3-krotnie wyższa sprawność w stosunku do samochodu z silnikiem spalinowym).

HEURYSTYKA 1 –bilansowa elektroprosumeryzmu (stan B)

POLSKI BILANS ENERGETYCZNY 2019 (energetyka węgla, ropy i gazu)

energia chemiczna – 1100 TWh
energia końcowa – 600 TWh

zaspakajanie usług energetycznych w środowisku MONIZM ELEKTRYCZNY OZE 2050

energia (elektryczna) napędowa OZE (brutto/netto) – 200/175 TWh
energia użyteczna – 205 TWh

Reelektryfikacja OZE		
	Energia (%)	Moc (GW)
GOZ	5	1,2
μEB	5	1,2
EB	10	2,5
EW	25	12,5
PV	30	60
offshore	25	10

tradycyjny (obecny) rynek energii elektrycznej
130 TWh → 95 TWh

pasywizacja budownictwa
150 TWh → 30 TWh

elektryfikacja ciepłownictwa
(30+15) TWh → 15 TWh

elektryfikacja transportu
200 TWh → 65 TWh

Przedstawione heurystyki bilansowe i naszkicowany problem jednostek pokazują, że szerokie społeczne otoczenie, które podejmie trud pogłębionego zrozumienia swojej elektroprosumenckiej sytuacji narażone jest na zderzenie z systemem stworzonym i stosowanym przez energetykę paliw kopalnych. Systemem, który zrodził w długim czasie przestrzeń do hermetyzacji tej energetyki. Za tą idą często niestety nadużycia. Słabnie zawsze konkurencja. Poszerza się przestrzeń błędów poznawczych transformacji.

Niestety UE mająca na swojej fladze neutralność klimatyczną 2050 nie ułatwia eliminacji chaosu mającego przyczynę w kakofonii jednostek energii stosowanych w obszarze transformacji energetycznej realizowanej w trybie celów politycznych. A zwłaszcza wtedy, gdy odstępuje od wykorzystania jednostek energii elektrycznej, których powszechne zastosowanie w transformacji energetycznej ma fundamentalne uzasadnienie (wynikające z podstaw teoretycznych monizmu elektrycznego). Otóż unifikuje ona (UE) jednostki energii, ale nie do TWh (na poziomie makroekonomicznym potrzebne są duże jednostki wielokrotne). Widać to dobitnie na podstawie unijnych dokumentów o znaczeniu strategicznym, mianowicie ram

programowych 2030 transformacji energetycznej. W dokumentach tych „zunifikowaną” jednostką energii 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 jednostka energii elektrycznej. Na pewno, wyrażanie energii elektrycznej – do jedyności której w elektroprosumeryzmie trzeba z całą siłą dążyć – za pomocą ton oleju ekwiwalentnego nie służy transformacji energetyki. Służyłoby za to zunifikowanie jednostek energii do MWh, i większych.

W swoich wcześniejszych publikacjach zwraca Pan uwagę, że oprócz aspektu środowiskowego i bezpieczeństwa energetycznego, elektroprosumeryzm jest również bardziej efektywny ekonomicznie niż, tradycyjna energetyka poszerzona również o energetykę jądrową. Proszę to wykazać.

Prof. J. Popczyk: Mogę tu posłużyć się heurystykami, które uzyskałem w 2019 r. (i prezentuję je na platformie PPTe2050). Podstawą do oszacowania kosztów rocznych zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju w wypadku tych heurystyk, jest bilans energii końcowej i przeciętne ceny jednostkowe poszczególnych rodzajów energii (uwzględniające podatki i paropodatki). Tak oszacowane wynoszą one 200 mld PLN.

Z kolei podstawą do oszacowania bazowych rocznych kosztów 2050 r. zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju w elektroprosumeryzmie (monizmie elektrycznym OZE) jest bilans energii napędowej elektrycznej OZE i amortyzacja źródeł OZE uwzględniająca ich strukturę technologiczną. Racjonalna (antycypowana na obecnym etapie komercjalizacji technologii) polska struktura wytwórcza energii napędowej OZE 2050 (udziały procentowe) ma postać: 5 – 5 - 10 – 25 – 30 – 25; podane udziały odnoszą się do następujących technologii wytwórczych, odpowiednio: źródła wykorzystujące substraty gospodarki GOZ; mikroelektrownie biogazowe (μ EB), elektrownie biogazowe (EB), elektrownie wiatrowe lądowe (EWL), źródła PV dachowe (PV), farmy offshore (EWM). Struktura nie uwzględnia technologii wodorowych i jądrowych. O ich roli w transformacji TETIP powiem więcej w kolejnych rozmowach (dla pierwszych jest miejsce z udziałem kilku procentowym w produkcji energii elektrycznej OZE, większe miejsce jest w elektrotechnologiach, zwłaszcza w przemysłach hutniczym i chemicznym; dla drugich nie ma miejsca).

Uwzględniając przedstawioną strukturę źródeł i ceny (nakłady jednostkowe) 2019 r. dla poszczególnych technologii wytwórczych uzyskuje się oszacowanie bazowych kosztów 2050 r. zaspokojenia potrzeb energetycznych wynoszące 20 mld PLN (w cenach stałych, poziom cen 2019 r.). Dla oszacowania całkowitych kosztów 2050 r. wykorzystuje się (autorski) współczynnik zwiększający koszty bazowe równy 2; współczynnik uwzględnia wymagany „margines” zdolności wytwórczych źródeł, amortyzację silnie zredukowanej (w modelu monizmu elektrycznego OZE) infrastruktury sieciowej, amortyzację inteligentnej infrastruktury oraz koszty serwisowe i zarządcze całej infrastruktury wytwórczo-dostawczej

monizmu elektrycznego OZE. Po zastosowaniu tego współczynnika całkowite koszty 2050 r. zaspokojenia potrzeb energetycznych kraju wynoszą 40 mld PLN (poziom cen 2019 r.).

Oszacowanie skumulowanych (2020 do 2050 r.) bazowych krajowych nakładów inwestycyjnych wygląda następująco. Skumulowane bazowe nakłady inwestycyjne niezbędne do realizacji modelu monizmu elektrycznego OZE 2050 szacuje się na poziomie 500 mld PLN (poziom cen 2019 r.). Oszacowanie to respektuje następujące uwarunkowania: 1° - zapotrzebowanie na energię napędową brutto wynosi 200 TWh; 2° - struktura wytwórcza jest taka jak wcześniej przedstawiona; 3° - z kolei energia napędowa brutto i jej struktura wytwórcza implikują następującą bazową strukturę mocy źródeł wytwórczych: μ EB – 1,3 GW, EB – 2,5 GW, EWL – 16 GW, PV – 60 GW, EWM – 12 GW; 4° - rynkowe jednostkowe nakłady inwestycyjne 2019 r. dla poszczególnych źródeł (technologii wytwórczych) wynoszą: μ EB – (250, 750) tys. PLN za mikroelektrownię o mocy podstawowej (10, 50) kW, EB – 13 mln PLN za elektrownię o mocy podstawowej 1 MW, EWL – 2,1 mln €/MW, PV – 1 tys. €/kW, EWM (z wyprawdzeniem na ląd) – 2,5 mln €/MW.

Dla oszacowania skumulowanych całkowitych nakładów inwestycyjnych niezbędnych do realizacji modelu monizmu elektrycznego OZE 2050 wykorzystuje się (autorski) współczynnik zwiększający nakłady bazowe równy 1,5 (współczynnik uwzględnia wymagany „margines” zdolności wytwórczych źródeł oraz nakłady inwestycyjne na silnopiędową infrastrukturę sieciową i inteligentną systemową infrastrukturę zarządczą). Zatem skumulowane całkowite nakłady inwestycyjne niezbędne do realizacji modelu monizmu elektrycznego OZE 2050 wynoszą 750 mld PLN.

Podkreśla się, że tak oszacowane skumulowane całkowite nakłady inwestycyjne odnoszą się do pierwszej kompletnie zrealizowanej „pętli” inwestycyjnej reelektryfikacji OZE. Jest to oczywiście pętla sprzężona bardzo silnie z transformacją polskiej energetyki 2019 r. do monizmu elektrycznego OZE 2050. Jednak osi czasowe reelektryfikacji OZE i transformacji do monizmu elektrycznego OZE 2050 nie są tożsame. W szczególności, pierwsza pętla inwestycyjna reelektryfikacji OZE (realizowanej poza energetyką wodną) rozpoczęła się już w 2005 r. I będzie się kończyć wraz z upływem czasu życia nowych technologii (który wynosi 20-25-30 lat), czyli często przed upływem roku 2050.

Skumulowane (2020 do 2050 r.) krajowe oszczędności w procesie transformacji energetyki do monizmu elektrycznego OZE oblicza się jako sumę różnic rocznych kosztów zaspokajania wszystkich potrzeb energetycznych na dwóch trajektoriach mających wspólny początek w 2019 r. Są to: trajektoria „kontynuacji” wynikająca z polityki PEP2040 oraz trajektoria transformacji przełomowej do monizmu elektrycznego OZE 2050. Początkowe roczne koszty zaspokojenia wszystkich potrzeb energetycznych, jednakowe dla obydwu trajektorii, wynoszą 200 mld PLN.

W wypadku polityki PEP2040 jest to zarazem koszt 2050 r. pokrycia zapotrzebowania na paliwa (węgiel – 40 mln ton, paliwa transportowe – 26 mln ton, gaz ziemny 22 mld m³) powiększony o podatki, opłaty za emisje CO₂ oraz o koszty kapitałowe niezamortyzowanych

elektrowni jądrowych (w oszacowaniach uwzględniono, że wszystkie inwestycje wielkoskalowe energetyki WEK – elektroenergetyki, sektora paliw płynnych i gazownictwa – poza elektrowniami jądrowymi będą w horyzoncie 2050 r. sflacone i zamortyzowane).

Uwzględniając początkowe (2019 r.) roczne koszty zaspokojenia wszystkich potrzeb energetycznych na poziomie 200 mld PLN, a końcowe (2050 r.) na poziomie 200 mld PLN w wariantcie polityki PEP2040 oraz 40 mld PLN w wariantcie transformacji do monizmu elektrycznego OZE skumulowaną różnicę kosztów w horyzoncie 2050 szacuje się na około 2 bln. PLN na korzyść monizmu elektrycznego. (Jest to oszacowanie „wywoławcze”, mające na celu wywołanie szerszego zainteresowania transformacją energetyki do monizmu elektrycznego OZE 2050 i pobudzenie badań nad taką transformacją. Ma charakter ekspercki. Zostało zrobione głównie w środowisku funkcji wykładowych, z wykorzystaniem daleko idącej linearyzacji odcinkowej procesów transformacyjnych).

Oszacowania rynkowej alokacji nadwyżki skumulowanych oszczędności (2 bln PLN) nad potrzebnymi skumulowanymi nakładami inwestycyjnymi na reelektryfikację OZE (750 mld PLN) uprawniają hipotezę roboczą, że istnieją bardzo silne podstawy mikro- i makroekonomicznego rynkowego „samofinansowania” się (z pełną ochroną „płynności finansowej”) transformacji obecnej energetyki paliw kopalnych do monizmu elektrycznego OZE 2050, w tym sfinansowania w niezbędnym zakresie programu sprawiedliwej transformacji.

Mianowicie ze środków uwalnianych sukcesywnie w procesie ograniczania zużycia paliw kopalnych i zakupu dóbr inwestycyjnych dla energetyki WEK (jednych i drugich pochodzących w dominującej części z importu), rynkowo najbardziej „płynnych”, można w pełni sfinansować reelektryfikację OZE (kosztującą nie więcej niż 750 mld PLN). Dalej pasywizację zasobów budowlanych (obejmujących obecnie 6 mln domów jednorodzinnych oraz 6 mln mieszkań w 450 tys. budynków wielorodzinnych) kosztującą nie więcej niż 500 mld PLN (20 proc. wartości zasobów mieszkaniowych Polaków wycenianych przez rynek na około 2,5 bln PLN). Reelektryfikację budownictwa (kosztującą nie więcej niż 350 mld PLN potrzebnych na inwestycje w systemy ciepłownicze bazujące na pompach ciepła. Wreszcie na reelektryfikację transportu (kosztującą nie więcej niż 200 mld PLN, potrzebnych do pobudzenia transformacji 20-milionowego rynku samochodów poprzez jednostkowe wsparcie zakupu wynoszące 10 tys. PLN dla pierwszych 5 milionów samochodów elektrycznych).

HEURYSTYKA 2 - ekonomiczna inwestycji na trajektorii transformacyjnej (A → B), w cenach stałych, przedinflacyjnych

stan B (2050)	koszt wytworzenia i „dostawy” energii elektrycznej OZE – 40 mld PLN
vs	
stan A (2020)	koszt pokrycia potrzeb energetycznych na trzech rynkach końcowych – 200 mld PLN
heurystyka skumulowanej rynkowej nadwyżki finansowej na trajektorii TETIP (A → B) i propozycja jej rynkowej alokacji	
Trajektoria TETIP (A → B) (stan B nie zależy od stanu A, natomiast koszty i owszem)	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

28

Zatem na program sprawiedliwej transformacji całej energetyki paliw kopalnych WEK „pozostaje” 200 mld PLN. Jest to „niewiele” w świetle dotychczasowych kosztów restrukturyzacji górnictwa węgla kamiennego, znacznie „mniejszego” od całej energetyki: na około 200 mld PLN oceniane jest (WiseEuropa) wsparcie górnictwa (bezpośrednie i pośrednie) tylko w okresie 1990 - 2016. Ta dysproporcja daje się jednak racjonalizować. Filarem takiej racjonalizacji są następujące trzy uwagi. Restrukturyzacja górnictwa nie stworzyła żadnego koła zamachowego gospodarki, w tym nie pobudziła rynku pracy i nie ograniczyła importu (paliw i dóbr inwestycyjnych), a wielkie wsparcie górnictwa wynikało z jego wielkiej historycznej siły politycznej (i zostało bezkrytycznie przeniesione do współczesnej rzeczywistości). Transformacja energetyki paliw kopalnych do monizmu elektrycznego OZE jest natomiast kołem zamachowym gospodarki, pobudza rynek pracy i ogranicza do zera import paliw, a także ogranicza w zasadniczym stopniu import dóbr inwestycyjnych dla energetyki, mający bardzo istotne znaczenie w imporcie dóbr inwestycyjnych dla całej gospodarki. Zatem transformacja energetyki tworząca bardzo silne środowisko prorozwojowe, i wytwarzająca nadwyżkę bilansową, umożliwia w naturalny sposób redukcję kosztów programu sprawiedliwej transformacji

Rozmawiał Witold Szwagrún

Nota biograficzna

Jan Popczyk. Profesor tytularny nauk technicznych od 1987 r. Dyscypliny badawcze: elektrotechnika, energetyka. Główny autor koncepcji pierwszej ustrojowej reformy polskiej elektroenergetyki (PURE) stanowiącej część transformacji ustrojowej państwa. Współtwórca i pierwszy prezes Polskich Sieci Elektroenergetycznych (1990-1995). Autor doktryny monizmu elektrycznego, fundamentalnej podstawy gospodarki elektroprosumenckiej. Współpracuje z samorządami i sektorem MMSP na rzecz transformacji energetycznej do elektroprosumeryzmu (Powszechna Platforma Transformacyjna Energetyki 2050).

Rozmowa opublikowana 3 sierpnia 2022 na portalu [Biznes Alert](#)