

*Jerzy Majcher
Marek Pronobis
Józef Sołtys
Andrzej Strupczewski*

UTOPIA POLITYKI „NET ZERO” - MEANDRY ZIELONEJ TRANSFORMACJI ENERGETYKI I JEJ (NIE)PRZEWIDYWALNE SKUTKI



SPIS TREŚCI

OD AUTORÓW	1
WSTĘP	2
POLITYKA ENERGETYCZNA PAŃSTWA, A TRANSFORMACJA POD DYKTANDO ZIELONEGO ŁADU Z DĄŻENIEM DO „NET ZERO EMISSIONS”	5
ZOBIEKTYWIZOWANY WYBÓR EFEKTYWNEJ TECHNOLOGII WYTWARZANIA ENERGII	6
ASPEKTY RYNKOWE STANOWIENIA CEN HURTOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ	13
EKONOMIA ENERGETYKI JĄDROWEJ, A POLITYKA „NET ZERO EMISSION”	19
WNIOSKI	22
LITERATURA	24

OD AUTORÓW

Przedstawiamy Państwu unikalne opracowanie naukowe, zawierające podstawowe zastrzeżenia techniczne i ekonomiczne w opozycji do natłoku informacji upowszechnianych aktualnie w mediach odnośnie zielonej transformacji energetyki. Tzw. „eksperci”, a w ślad za nimi dziennikarze, tendencyjnie pomijają w swoich publikacjach tak istotne zjawiska dynamiczne i statyczne wynikające z braku równowagi w niekontrolowanym rozwoju źródeł bezemisyjnych, przy jednoczesnym wygaszaniu źródeł konwencjonalnych. Zjawiska te wywołują bardzo niekorzystne skutki dla systemu elektroenergetycznego i odbiorców końcowych energii.

Rozważany jest również dylemat prawidłowych wyborów rozwoju i korzyści, które wynikają z bezstronnej, a więc obiektywnej racjonalizacji decyzji inwestycyjnych w technologie faktycznie odnawialne i faktycznie dyspozycyjne strategicznie dla gospodarki Kraju.

Przytaczane są również analizy zjawisk, braku zrównoważonego rozwoju infrastruktury technicznej w wytwarzaniu energii, na wybranych przykładach w Niemczech, Wielkiej Brytanii oraz w USA.

WSTĘP

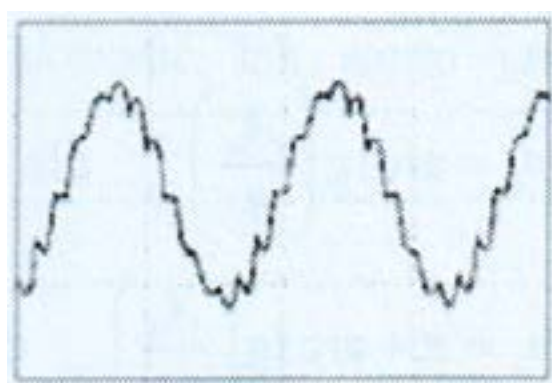
Niezwykle trudnym i jak dotąd nierozwiązanym w skali świata problemem jest realne ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, które mogą powodować przewidywane zagrożenia dla dalszego rozwoju społeczeństw. Mimo wielu działań, które są podejmowane dla zmniejszenia śladu węglowego w dziedzinie energetyki, nie udaje się zatrzymać stałego wzrostu stężenia CO₂ w atmosferze. Paradoksalnie, wiele z tych działań, chociaż pozornie pozytywnych, jedynie generuje ogromne koszty, nie przynosząc oczekiwanych efektów środowiskowych. Takim szczególnie drastycznym tego przykładem jest ostatnio gwałtowny przyrost mocy farm wiatrowych FW i fotowoltaiki PV. Okazuje się jednak, że ich właściwości, jako elementów krajowych systemów energetycznych, są na tyle niekorzystne, że potrzebna jest obiektywna ocena sensu dalszego rozwijania takich technologii, w tak dużej skali. Dowodem małej efektywności rozmaitych OZE, są coraz liczniejsze bankructwa firm oferujących je, jak np. . Jednocześnie nie ma już powrotu do powszechnego spalania paliw kopalnych, ponieważ wskazuje się, że to właśnie takie technologie spowodowały obecny kryzys klimatyczny. Istnieje natomiast szansa opłacalnego wykorzystania istniejących elektrowni węglowych do produkcji energii z biomasy pochodzącej z upraw [Agro]. Taka biomasa jest nie tylko OZE, ale jej uprawy i składowiska stanowią długotrwałe magazyny energii odnawialnej .

Konieczna jest zatem obiektywna analiza różnych technologii, pozwalająca wybrać optymalną ścieżkę dalszego rozwoju energetyki. Jest to o tyle trudne, że zagadnienie wiąże się bezpośrednio z polityką na najwyższym szczeblu, a także interesami potężnych firm, co przejawia się w efekcie ich skutecznym lobbingiem w postaci rozwiązań, obiektywnie szkodliwych dla konsumentów energii.

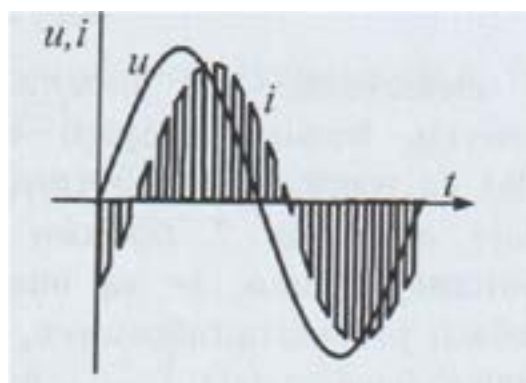
Należy tutaj z całą stanowczością podkreślić, że **energia elektryczna nie jest towarem**, jak większość osób, w tym polityków sądzi, ponieważ zgodnie z charakterystyką towarów opisaną już dawno przez J. S. Milla, J. M. Keynesa i innych twórców teorii gospodarek rynkowych, nie spełnia ona niemal większości cech towaru tam wyszczególnionych. Zatem nie poddaje się również prawom rządzącym rynkami towarowymi, pomimo budzących wątpliwości zabiegów politycznych związanych z liberalizacją branży.

Energia, jako mierzalne medium homogeniczne [o jednakowych cechach], technologicznie musi spełniać ściśle określone wymagania w zakresie niezawodności zasilania i jakości jej podstawowych parametrów - napięcia i częstotliwości oraz innych parametrów pochodnych od tych podstawowych. Nie ma wątpliwości, że zasilanie odbiorników energii elektrycznej powinno przebiegać w sposób ciągły. Tymczasem w skomplikowanej strukturze technicznej systemu elektroenergetycznego, ulega ona degradacji pod wpływem zaburzeń elektromagnetycznych, a więc zjawisk, które sprawiają, że wartości wybranych wskaźników liczbowych opisujących parametry jakości energii, różnią się od znamionowych, odnoszących się do stanów ustalonych, zgodnych z przebiegami klasycznymi - sinusoidalnie zmiennymi krzywymi prądów i napięć występujących w symetrycznych układach trójfazowych. Takie przebiegi idealnie sinusoidalne powstają w źródłach z generatorami wirującymi ze stałą prędkością 3000 obrotów na minutę, czyli dającymi stałą częstotliwość 50 Hz.

Prawidłowe działanie urządzeń elektrycznych wymaga, aby wartość napięcia zasilającego była jak najbliższa wartości znamionowej, na jakie te urządzenia zostały zaprojektowane i zbudowane. Wiele obecnie użytkowanych odbiorników, ale i wybranych źródeł OZE [FW i PV] jest często przyczyną odkształceń napięcia zasilającego, ponieważ z powodu nieliniowości swoich charakterystyk napięciowo-prądowych pobierają lub dostarczają prądy niesinusoidalne, przy wymaganym bezwzględnie sinusoidalnym zasilaniu. Odkształcone krzywe napięcia i prądu, zgodnie z teorią Fouriera, dają się rozłożyć na szeregi tzw. harmoniczne, czyli wiele innych sinusoid o różnych częstotliwościach i innych amplitudach. Te harmoniczne są powodem wielu zakłóceń pracy odbiorników i istotnych strat energii oraz groźnych dla elementów systemu elektroenergetycznego zjawisk niszczących, jeśli nie zastosujemy dodatkowych zabezpieczeń przed ich skutkami.



a)



b)

Rys. 1 a) Przykład zniekształconej sinusoidy napięcia w wyniku pracy przekształtnika prądu stałego (DC) na prąd zmienny (AC), jako źródła powstawania niekorzystnych harmonicznych powodujących straty energii i zakłóceń pracy odbiorników b) Nieliniowa charakterystyka prądowo napięciowa inwertera - przekształtnika DC/AC Źródło: Z. Żagan, A. Smolarczyk *Harmoniczne w systemach elektroenergetycznych* - Oficyna Wydawnicza. Politechnika Warszawska

Trzeba wiedzieć, że wspomniane źródła OZE [FW i PV] generują prąd stały lub zmienny, ale o innych częstotliwościach niż źródła synchroniczne i mimo to, są przyłączone do wspólnego systemu elektroenergetycznego zmiennie-prądowego. Przyłączanie takie ma miejsce na różnych poziomach napięć: od niskiego, poprzez średnie, aż po sieci najwyższego napięcia i odbywa się z wykorzystaniem statycznych inwerterów, przekształcających prąd stały na zmienny. Inwertery te są źródłami energii elektrycznej wykorzystującymi układy tyrystorowo- kondensatorowe i są przyłączone do sieci przez cały rok, czyli 8760 godzin, dostarczając stale moc bierną pojemnościową i napięcie, nie z gładką lecz złożoną z szeregu słupków „stopni” krzywą o wysokościach zbliżonych do kształtu sinusoidy [Rys. 1b]. Gładkość takiej sinusoidy zależy od częstości próbkowania układu tyrystorowo-kondensatorowego, a zatem nie mając kształtu gładkiej sinusoidy jest bez wątpienia przyczyną występowania składowych harmonicznych.

Występujące koszty generowanej mocy biernej pojemnościowej powstającej z FW o mocy ok. 6,5GW oraz ponad 1,5 mln instalacji PV [łącznie ok. 18GW] szacowane rocznie w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [KSE], przekraczają 16 mld PLN! A wydawać by się mogło, że energia bierna pochodząca z tych źródeł, prawie nic nie kosztuje, jak to sugeruje się często w różnych przekazach. [Jej kosztami są obciążani na fakturach wytwórcy przemysłowi, na poziomie ok. 0,5zł/kVarh, co przekłada się na wzrost cen u ostatecznego odbiorcy]. Wymieniona powyżej kwota kosztów rocznych, odpowiada ponad dwukrotnej cenie budowy bloku węglowego planowanego w Ostrołęce [ok. 6,5 mld zł], albo inaczej, stanowi ok. połowę kosztu budowy bloku jądrowego planowanego na Pomorzu!

W konkluzji należy stwierdzić, że źródła energii pochodzącej z wiatru i słońca są poważnym powodem niestabilności pracy systemu i źródłem strat przesyłowych [liczonych nawet na poziomie 2% łącznego zużycia w KSE] oraz wielu zakłóceń w systemie elektroenergetycznym. Te niszczące oddziaływania zmuszają do stosowania relatywnie drogich układów filtrujących wymienione wcześniej harmoniczne oraz użycia układów źródeł konwencjonalnych, kompensujących moce bierne i niwelujących szybkie zmiany mocy biernych i czynnych wytwarzanych w takt szybkich zmian pogody.

Odnawialne źródła energii, w tym elektrownie wiatrowe, zazwyczaj maksymalizują moc wytwarzaną, ale niestety nie uczestniczą w regulacji częstotliwości. Zadanie to wykonują elektrownie konwencjonalne na swój koszt. Przy dalszym zwiększaniu generacji odnawialnych źródeł energii, konieczne stanie się jeszcze większe wykorzystywanie elektrowni konwencjonalnych do regulacji częstotliwości elektrowni wiatrowych pracujących na sieci wysokiego napięcia. Wymaganie takie opisuje publikacja . Problem jednak nie tylko w tym, że możliwości regulacji mocy i częstotliwości FW ogranicza się zaledwie do 30s i najczęściej mają charakter redukcyjny, a ograniczony zasób zmian mocy przez zmianę kąta ustawienia łopat turbiny wiatrowej nie pozwala na udział w regulacji wtórnej minutowej.

Jakże wymowny jest fakt, że do ogłoszonej aukcji przez Operatora Sieci Przesyłowych na zakup mocy regulacyjnych pozyskiwanych z krajowych FW, nie przystąpiła żadna z istniejących jednostek wytwórczych w tej technologii, pomimo teoretycznej możliwości udziału generacji wiatrowej w regulacji częstotliwości. Regulacyjność taka w zakresie tworzenia wirtualnej inercji w sekundowej regulacji pierwotnej częstotliwości jest niezbędnie potrzebna w KSE. Mamy więc do czynienia z dość egoistyczną postawą właścicieli technologii wiatrowych, dla których nie wiedzieć czemu, zarządzający systemem elektroenergetycznym, odstąpili od zasady, że **powodujący zakłócenia powinien ponosić odpowiedzialność za ich eliminację!**

O rynkowych aspektach tych zjawisk będzie dalej.

POLITYKA ENERGETYCZNA PAŃSTWA, A TRANSFORMACJA POD DYKTANDO ZIELONEGO ŁADU Z DAŻENIEM DO „NET ZERO EMISSIONS”

Obiektywna analiza podejmowanych obecnie przez MKiŚ [Ministerstwo Klimatu i Środowiska] działań w zakresie zmiany struktury technologicznej [„Net Zero” do 2050] w branży energetycznej, jednoznacznie wskazuje, że prowadzą one do wysokich, realnych kosztów energii elektrycznej i ciepła oraz narastającej zależności od importu energii i jej nośników.

Należy zwrócić uwagę, że w podejmowanych decyzjach gospodarczych i klimatycznych nie powinno się w tym względzie opierać na bieżących cenach aukcyjnych Towarowej Giełdy Energii [rynek godzinowy „spot” tylko energii pozyskiwanej ze źródeł PV i FW], nie uwzględniając przy tym otwartych i ukrytych subwencji dla tych źródeł. Tendencyjnie pomija się również realne koszty pośrednie i następne, wynikające ze stochastycznego charakteru ich pracy. Wątpliwość powinno budzić również, rzekomo dobre rozwiązanie dla chwilowych nadprodukcji energii elektrycznej z tych stochastycznych źródeł, poprzez przekierowywanie chwilowego nadmiaru energii do pozyskiwania tzw. zielonego wodoru np. w procesie elektrolizy wody. Czyż można traktować ten niezwykle niebezpieczny gaz jako zbawczy magazyn energii, gdy jego pozyskanie ma zaledwie kilku procentową sprawność, stanowiącą w następstwie o jego wysokiej cenie?

Trzeba wiedzieć, że w wyniku chwilowych nadprodukcji energii z OZE, rosną następco koszty stałe elektrowni konwencjonalnych (wbrew logice i kalkulacjom, są spychane do rezerwy) i to wg zależności hiperbolicznej, jako wynik zaniżania ich wskaźnika obciążenia. Koszty te są skutkiem konieczności utrzymywania dyspozycyjnych źródeł energii z paliw kopalnych, więc muszą się przekładać na wielokrotnienie jej cen dla odbiorców końcowych - takie są zależności ekonomiczne i żadna ideologia ekologiczna ich zmienić nie może!

Oficjalnie liczone i używane do polityki OZE wskaźniki LCOE [Levelised Costs of Energy], niezaprzeczalnie wprowadzają w błąd tych, którzy nie potrafią liczyć prawidłowo ekonomii całej ścieżki dostawy energii - od źródła do odbiorcy, jak również nie uwzględniają okresu życia tych urządzeń i roli w analizach opłacalności wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej CF [Capacity Factor].

Propagandowo nadużywany wskaźnik LCOE całkowicie je pomija i jest ogłaszany jako ten, który ma rozstrzygać o atrakcyjności inwestycji w technologie wiatrowe i słoneczne. Wskaźnik LCOE jest obciążony błędem metody, polegającym na separatystycznym rachunku, pomijającym wielokrotnie większe, od kosztów czysto związanych z tymi technologiami, koszty które muszą wystąpić w sieciach oraz w źródłach konwencjonalnej energetyki, pozostających w rezerwie lub zmuszanych do pracy regulacyjnej. **I to jest główna przyczyna odmów chaotycznego przyłączania tych źródeł do wspólnej sieci, a nie głoszona przez deweloperów niechęć do „innowacyjnego postępu”, przypisywana naturalnym monopolistom - właścicielom sieci przesyłowej lub rozdzielczej.**

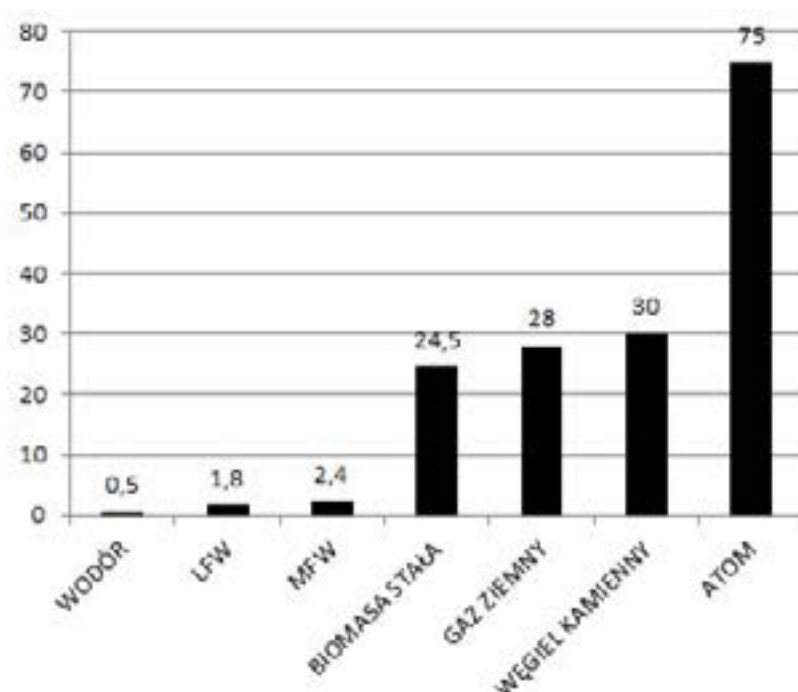
ZOBIEKTYWIZOWANY WYBÓR EFEKTYWNEJ TECHNOLOGII WYTWARZANIA ENERGII

Popatrzmy zatem na zobiektywizowany mechanizm porównywalności i atrakcyjności inwestycji w energetyce, jakim powinni posługiwać się rzetelni i profesjonalni analitycy. Jest nim uznany przez zawodowe gremia analityków technicznych i ekonomicznych względny wskaźnik EROI [Energy Return on Investment] ujawniający, jaki zwrot otrzymuje użytkownik energii z określonej technologii wytwarzania wg .

W przypadku tego wskaźnika warto nie ulegać sugestiom lub opiniom podyktowanym ideologią ekologiczną, ponieważ wypracowano zobiektywizowaną miarę porównywalności efektywności energetycznej dla różnych źródeł pochodzenia energii użytecznej dla odbiorców. Tę miarę obrazującą porównywalność reprezentuje wskaźnik, który jasno przedstawia ile energii użytkownik uzyskuje z jednej jednostki inwestycyjnej. EROI jest definiowany jako współczynnik opisujący ilość energii efektywnej [użytkowej] dostarczonej ze źródła energii w porównaniu z jej ilością zużytą do uzyskania tego zasobu energetycznego wg prostej zależności:

$$EROI = E_{ef} / E_{zuż}$$

Przykładowe zestawienie graficzne wskaźnika EROI różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej przedstawia Rys. 2:



Rys. 2 Względny wskaźnik efektywności energetycznej EROI [Energy Return On Investment] dla różnych źródeł energii wg [7]

Wskaźnik jest bezwymiarowy, zatem ma wydźwięk względny i obiektywizujący porównywalność, ale jego wielkość zależy od wielu czynników, jak np. zdyskontowany koszt inwestycji źródła energii, ceny paliwa pierwotnego, rodzaj technologii przetwarzania paliwa, sprawność tego przetwarzania. Koszty te są analizowane całościowo – zatem jest to podejście holistyczne z uwzględnieniem wszystkich kosztów, aż do odbiorcy, a nie separatystyczne, tylko i wyłącznie dla wyseparowanego źródła.

Na rys. 2 warto zwrócić uwagę na ogromną dysproporcję wartości EROI, która np. dla technologii jądrowej jest 150 razy lepsza od energii uzyskiwanej z wodoru. Natomiast dwie technologie wytwarzania energii z paliw kopalnych - węgla kamiennego i gazu ziemnego są tu wartościami bliskimi sobie, ale niestety w praktyce rynkowej i politycznej, obciążone parapodatkami opłaty emisyjnej w systemie handlu emisjami ETS. Natomiast takiej opłaty nie wnosi się od faktycznie odnawialnej biomasy stałej i to jest jej niezaprzeczalna przewaga nad pozostałymi. Technologia jądrowa jest tu bezkonkurencyjna, a o potrzebie jej budowy będzie dalej.

Jaki powinien być zatem wybór technologii wytwarzania bezemisyjnego?

Z rys. 2 wynika wprost, że zastąpienie węgla i gazu ziemnego biomasą stałą Agro w istniejących elektrowniach węglowych, stworzyłoby dyspozycyjne źródła energii nieobciążone opłatami ETS za emisję CO₂, utrzymując jednocześnie stabilność KSE w źródłach dyspozycyjnych oraz wymaganą jakość parametrów energii elektrycznej. Wspomniane wcześniej źródła stochastyczne psują te parametry, tak w zakresie ciągłości zasilania, jak i podstawowych jej parametrów tj. napięcia i związaną z nim kosztowną mocą bierną pojemnościową, częstotliwości i związaną z nią mocą czynną oraz zakłóceniami sinusoidalnego kształtu prądu i napięcia oraz związanymi z tymi nieregularnymi kształtami harmonicznymi odpowiedzialnymi za straty energii lub zakłócenia pracy odbiorników domowych tj. radia, telewizji i innych sprzętów.

Kotły energetyczne są urządzeniami, do których nie można wrzucić dowolnego paliwa stałego, ponieważ są projektowane i budowane na określony rodzaj paliwa pierwotnego. Dlatego w celu, w miarę realnego programu przebudowy wielu istniejących kotłów w blokach węglowych (np. o mocy 200 MW i mniejszych w ciepłownictwie), można by było dokonać ich konwersji, z wykorzystaniem krajowych zasobów i myśli technicznej, na biomasę Agro pochodzącą z upraw rolniczych na ziemiach V i VI klasy, nie szkodząc uprawom służącym produkcji żywności. Tu najlepszy efekt miałby program modernizacji w ogrzewnictwie indywidualnym, wciąż opartym na uciążliwych środowiskowo paleniskach domowych tzw. kopciuchach.

Za zwiększeniem znaczenia biomasy stałej w energetyce świadczyć może również fakt, że zgodnie z danymi NFOŚiGW od lutego 2024r. zainteresowanie małymi kotłami na biomasę prześcignęło pompy ciepła, które z kolei zanotowały drastyczny spadek mimo ich agresywnej reklamy. Zachowania użytkowników ciepła są całkowicie zrozumiałe, bo wbrew pozorom, Polak umie liczyć koszty przy tak nierozsądnej polityce taryfowej energii elektrycznej. W maju br. kotły na biomasę stanowiły 46% wszystkich wniosków o wymianę źródła ciepła, a pompy ciepła 29%, co jest wymiernym efektem kalkulacji realnych kosztów ogrzewania przez inwestorów.

Niestety, z niezrozumiałych i niczym nieuzasadnionych powodów, na tzw. liście urządzeń ZUM ogłoszonej przez MKiŚ, uprawniającej do uzyskania dofinansowania są tylko kotły na biomasę leśną, a nie zostały wpisane kotły na biomasę Agro, czyli pochodzącą z upraw rolniczych, mimo spełniania przez nie wszystkich obowiązujących wymogów norm emisyjnych. Należy wziąć pod uwagę, że ilość krajowej biomasy leśnej jest ograniczona [ok. 3-5 mln ton rocznie], podczas gdy ilość biomasy Agro marnującej się każdego roku [głównie słoma] wynosi 8-10 mln ton, a potencjał jej pozyskania jest 2-3 krotnie większy i energetycznie porównywalny ze zużyciem wydobywanego węgla brunatnego wykorzystywanego w największej polskiej elektrowni kondensacyjnej w Bełchatowie i zaspokajającej ok. 30% zapotrzebowania Polski na energię elektryczną.

Brak zmian prawnych w tym zakresie nieuchronnie prowadzi m.in. do wielomiliardowych strat w budżecie państwa ponoszonych niepotrzebnie każdego roku na opłaty emisyjne w systemie handlu emisjami ETS i mających dominujący wpływ na wysokość cen energii elektrycznej oraz ciepła na niebagatelnym poziomie ok. 60% - jak pokazują to statystyki.

Polityka gospodarcza Polski dotycząca wykorzystania biomasy w energetyce może budzić uzasadnione wątpliwości, jeśli porówna się ją z polityką takich krajów jak Wielka Brytania, Szwecja, Dania czy Austria. W tych krajach świadomie i programowo korzysta się z faktu, że spalanie biomasy to nie tylko możliwość redukcji opłat ETS, ale biomasę z własnych upraw jest jedynym OZE, które umożliwia uzyskanie nawet ujemnego bilansu CO₂ przy zastosowaniu podziemnego składowania tego gazu [schemat BECCS]. Korzyści zatem mogą być podwójne. Należy tu zauważyć, że np. rząd Szwecji przeznaczy na ten cel w najbliższych latach ponad 3 mld EURO, podczas gdy w Polsce rozwiązanie to, tak korzystne dla gospodarki i środowiska, jest praktycznie niemożliwe, bo z pełną świadomością pomijane w programach rozwojowych, mających na celu transformację struktury wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Twierdzenie, że „przecież to jest spalanie i emituje CO₂”, w tym przypadku jest nie do obrony, ponieważ spalanie suchej biomasy Agro w bilansie chłonności tego gazu, pokazuje iż wegetacja roślin energetycznie użytecznych pochłania więcej CO₂, niż powstaje z jej spalania. Tak więc bilans emisyjny jest zawsze dodatni i jest to pierwotny nośnik energii chemicznej sprawdzający się w obiegu zamkniętym, ponieważ popioły są najlepszym nawozem wracającym na pola z uprawą takich roślin, gdzie system korzenny roślin zwiększa ilość węgla w glebie poprawiając jej bonitację.

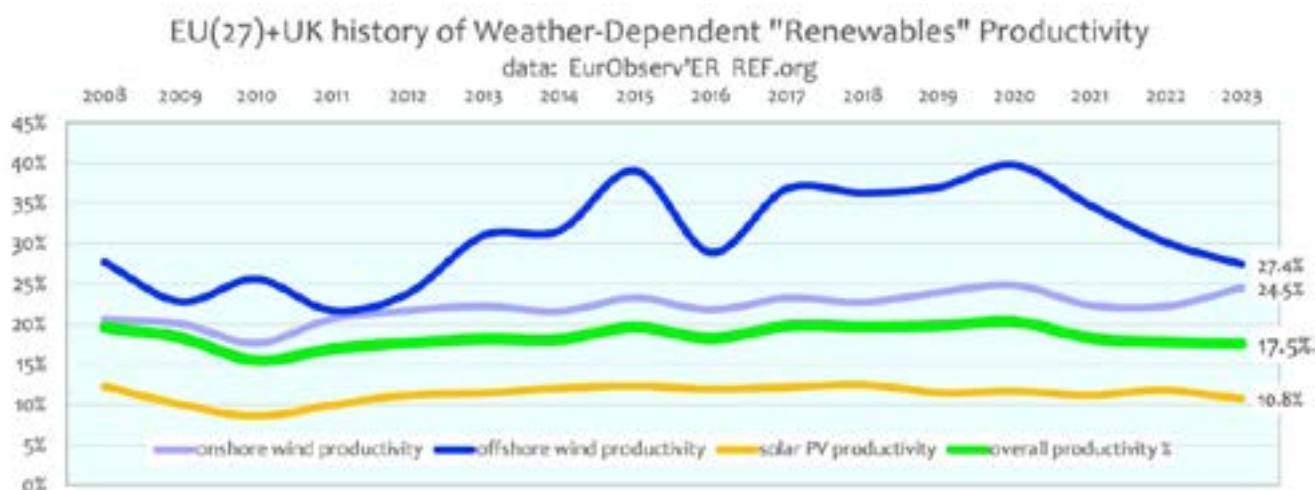
Powróćmy zatem do stochastycznych źródeł OZE.

W przypadku lądowych LFW lub morskich MFW, koszt zmienny [zależny od ilości energii] wytworzenia jest faktycznie prawie zerowy, a w jednej z ostatnich publikacji [8] autor podaje nawet cenę... 0,25 gr/kWh! Jest to niestety zwykle naciąganie odbiorców, ponieważ w rzeczywistości koszty stałe, zależne głównie od nakładów kapitałowych [a zatem proporcjonalne do mocy zainstalowanej] są w rzeczywistości bardzo wysokie. Np. ze względu na słabą jakość wykonania oraz trudne warunki pracy, rosną one niebotycznie i prowadzą nierzadko do bankructwa eksploatujących je firm, bo rzeczywisty czas użytkowania jest rzędu 12-13 lat, a nie jak donoszą studia wykonalności i prospekty emisyjne, trwałość FW ma być na poziomie 25-30 lat!? Czas użytkowania bywa jeszcze krótszy dla MFW z racji usytuowania na morzach,

gdzie występują częste opady gradu lub krupy lodowej. Wtedy to niespodziewane, do ogólnych kosztów rzeczywistych, nagle dochodzi koszt trudnego do utylizacji materiału konstrukcyjnego. Jest więc to kolejna i na dodatek świadoma dezinformacja, nie tylko dla akcjonariuszy firm, ale i chociażby dla opinii publicznej.

Takie urealnianie cen produkcji energii z FW i PV spowodowało, że z tych projektów rozwojowych OZE wycofują się takie firmy jak: Siemens Gamesa, Vattenfall, Oersted (Oersted-Eversource, Shell Ocean Winds) EDF, BP-Equinor, Avangrid .

Tymczasem, ze zrealizowanych w ostatnich latach elektrowni konwencjonalnych, średnie ceny jednostkowe wynikające z przetargów pokazują, że średni nakład inwestycyjny wyniósł ok. 6,2 zł/W [ceny roku 2019], przy dyspozycyjności mocy tych źródeł na poziomie 98%. W przypadku LFW i MFW w naszych warunkach [wg URE] średni współczynnik wykorzystania mocy wynosi 0,272 .



Rys. 3 Średni wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej CF w źródłach stochastycznych (LFW, MFW, PV) w krajach UE-27- na ogół nie przekracza 20% **[dokładnie 17,5% w 2023 r]**

Zatem, z punktu widzenia dyspozycyjności [17,5%] i sprowadzając sprawę do porównywalności kosztów inwestycyjnych z elektrowniami konwencjonalnymi [98% dyspozycyjność] wychodzi nam z prostego liczenia rzeczywisty nakład:

$$6,2 \text{ zł/W} \times 98\% / 17,5\% = 34,72 \text{ zł/W}$$

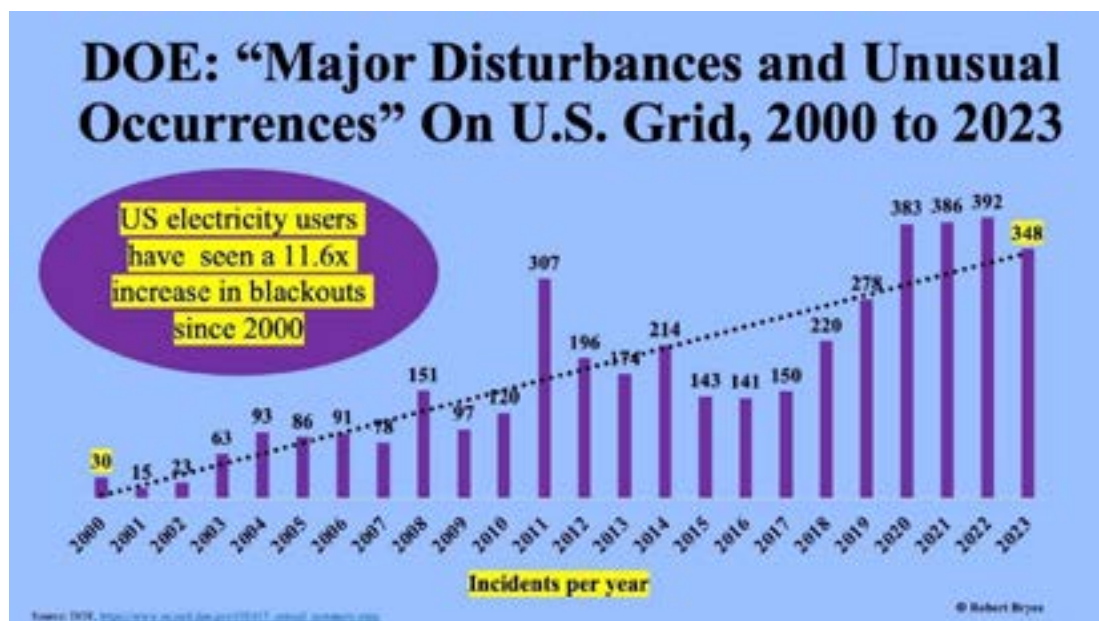
Czyli jednostkowy nakład jest tutaj nawet większy niż ten potrzebny na elektrownię jądrową [EJ]. Taka refleksja nasuwa się z punktu widzenia nakładów kapitałowych stanowiących główny koszt stały EJ. Zaznaczyć jednak trzeba, że EJ w okresie swojego życia wytworzy ok. pięciokrotnie więcej energii niż LFW+MFW i PV razem wzięte. **Niezbędne jest zatem póki co, utrzymanie energetyki konwencjonalnej oraz intensywne inwestowanie w jądrową.**

Do tego wszystkiego należy dołożyć wiedzę o wartościach wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej tzw. Capacity Faktor [CF] - dla LFW ok. 0,22 a dla MFW ok. 0,34 [optimistycznie]. Widać z tego, że one w większości czasu [66% do 78% w ciągu roku] stoją bezproduktywnie, podnosząc jeszcze bardziej koszty stałe i tak już większe od EJ. Czyli mamy ich pracę tylko przez ok. 2000 h/r z LFW i ok. 4500 h/r z MFW. Zatem, **skąd ma być dostarczana energia w pozostałym, bezproduktywnym czasie czyli przez 8760 h? To niewygodne pytanie, zwolennicy polityki „Net Zero” kwitują milczeniem!**

Rzeczywistość jest taka, że wszystkie aparaty łączeniowe, transformatory z przekładniami i linie przewodzące, muszą być zaprojektowane na maksymalną moc zwarciovą tych źródeł, co powoduje, że to przewymiarowanie jest zwielokrotnione przy bardzo niskim wykorzystaniu czasu ich pracy. Ponadto w połączonych systemach elektroenergetycznych, aby powstrzymać niekontrolowane przepływy między systemami, stało się konieczne zainstalowanie w stacjach transgranicznych ogromnych przesuwników fazowych, a jest to koszt porównywalny z nakładem na źródło konwencjonalne (elektrownię konwencjonalną gazową). Gdy się jeszcze uwzględni koszty koniecznych nakładów dla obsługi FW, PV i niezbędne linie dystrybucyjne oraz przesyłowe, które trzeba było przewymiarować, aby były zdolne do przesyłu maksymalnych, chwilowych mocy z FW i PV, przy ich średnim wykorzystaniu przez mniej niż 0,31% czasu w roku, to w sumie koszty stałe są tu bliskie nakładom na EJ. Musi się rodzić logiczne pytanie: **gdzie tu jest sens ekonomiczny?**

W przypadku PV jest jeszcze gorzej ze względu na niższą produktywność. Tutaj koszt przesyłu i rozdziálu energii, liczony aż do odbiorcy, trzeba w nakładach kapitałowych niemal potroić. Dlatego rozwój ponad miarę źródeł zależnych od pogody, a na dodatek pozbawiony równowagi, będzie powodował nieuchronnie wzrost cen energii dla odbiorców końcowych.

Szokujące fakty: brak stabilności pracy systemu elektroenergetycznego i towarzyszący im nie zrównoważony strukturalnie rozwój stochastycznych OZE, doprowadził w USA do poważnych awarii systemowych z wielogodzinnymi przerwami dostaw energii, powodujących wielomiliardowe straty gospodarcze. Na dowód tego wystarczy odnotować, że w ciągu niespełna dwóch dekad rozwoju systemów z udziałem tych OZE w wytwarzaniu, roczna liczba awarii kwalifikowanych jako katastrofalny blackout wzrosła prawie 12 razy [10]. Długotrwałe pozbawienie zasilania zmuszało użytkowników do zakupu indywidualnych generatorów zasilania awaryjnego, zwielokrotniającego im koszty energii użytecznej.



Rys. 4 Zestawienie statystyk Departamentu Energii w USA - wzrost rocznej liczby awarii 11,6 razy

Jeśli wg zasad księgowania tworzony jest plan kont, to dla energetyki konwencjonalnej mamy tylko trzy pozycje kosztowe, a dla OZE jest ich jednaście, jak poniżej:

W systemie ze źródłami tylko konwencjonalnymi, wystąpią następujące składniki kosztów:

1. koszty stałe elektrociepłowni i ciepłowni sterowalnych,
2. koszty zmienne [paliwa] elektrociepłowni i ciepłowni sterowalnych,
3. koszty łączne sieci przesyłowych i dystrybucji.

W systemie ze 100% OZE [FW+PV] i z magazynowaniem energii w wodorze wystąpią następujące składniki kosztów:

1. koszty stałe elektrowni sterowalnych [rosną hiperbolicznie],
2. koszty paliwa [zerowe - zakładamy ideał],
3. koszty łączne sieci i przesyłu istniejących źródeł wytwarzania energii,
4. koszty łączne sieci i przesyłu zbudowanych dla maksymalnej mocy wytwarzania z OZE,
5. koszty stałe elektrolizerni,
6. koszty stałe kompresorowni wodoru,
7. koszty stałe magazynów wodoru,
8. koszty sieci wodoru,
9. koszty stałe wiatraków,
10. koszty stałe fotowoltaiki.

Logicznie oceniając fakty z poziomu księgowości, trzeba spytać: skąd ma być tańsza energia dla odbiorcy, jeśli jeszcze w obrocie handlowym są dodatkowo pośrednicy?

Należy się poważnie zastanowić, czy optując za strategią transformacji energetyki z celem „Net Zero”, rzeczywiście tego chcą końcowi odbiorcy, niekoniecznie świadomi z powodu agresywnej propagandy, co do skutków technicznych i ekonomicznych jakie niewątpliwie ich wkrótce dotkną?

Trzeba bowiem wiedzieć, że powstaną dodatkowe koszty następne, a więc i społeczne, gdy w źródłach dyspozycyjnych [konwencjonalnych] ich wskaźnik CF obniży się z poziomu 0,9 do np. 0,12 w wyniku spychania ich do rezerwy przez losowo pracujące OZE, to wtedy jednostkowe koszty stałe [zł/MWh] wzrosną aż 7,5 razy. Niestety, takie analizy wydają się być pomijane w krajowych programach rozwojowych.

Jak powyższe fakty przełożą się na EJ?

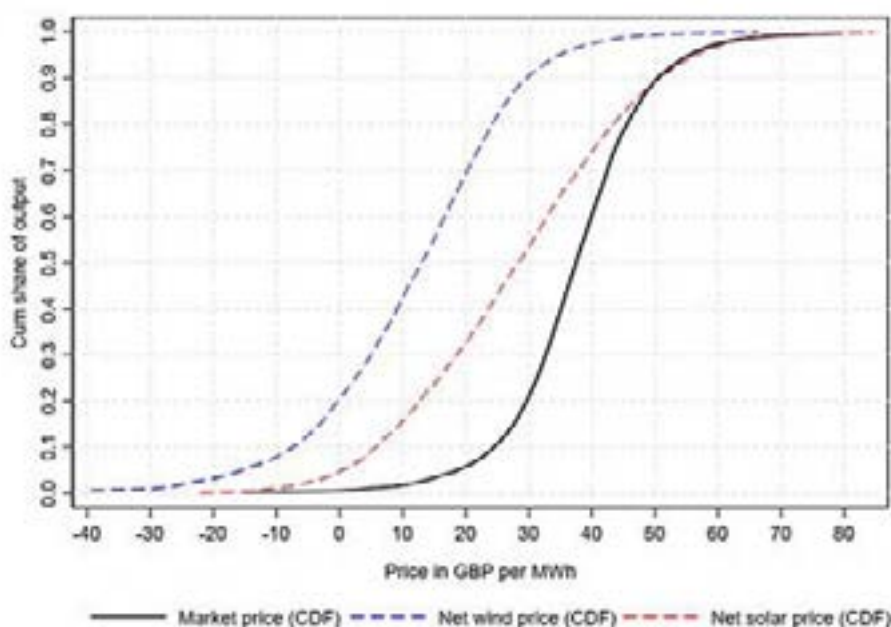
W przypadku, kiedy FW i PV będą miały nielimitowane pierwszeństwo odbioru energii, a droga inwestycyjnie EJ będzie nisko obciążana, bo odstawiana do rezerwy, to zbudujemy system produkujący niewyobrażalnie droga energię. Normalnie wysokie koszty stałe w EJ, wzrosną po kilkakroć w wyniku niskiego jej wykorzystania. Dopiero wtedy podniesie się larum, że jest drogo, a wszystkiemu winna... EJ! I niestety, przy takiej polityce musi być drogo, bo ekonomia nie kłamie i nie konfabuluje, że mamy tanią energię z darmowego wiatru i słońca.

ASPEKTY RYNKOWE STANOWIENIA CEN HURTOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Paradoksem jest chory mechanizm wyznaczania cen giełdowych (rynek godzinowy, spot na TGE), gdzie FW i PV dostają cenę nie tę ze swej oferty (zerową lub nawet ujemną), tylko cenę najdroższego źródła zamykającego bilans w danej godzinie! Jest to kolejny, delikatnie mówiąc, rażący przywilej dla OZE.

Tego oficjalnie się nie mówi, ale nadal upowszechnia informację o rzekomo o niskich cenach z OZE, a ponadto „lobbuje” się przywileje odległościowe, żeby nakłady na niezbędną infrastrukturę sieciową były jak najniższe: jak najbliższej zabudowań, gdzie taka sieć istnieje, są drogi dojazdowe, transformatory i wszystko, co ułatwia inwestycję wiatrową. A gdzie w tym wszystkim człowiek? Dlaczego pomija się przeróżne zagrożenia i dyskomfort nazywany przez lekarzy syndromem udręczenia wiatrakowego, gdy odległość jest mniejsza niż 500 m? Tej dokuczliwości zdrowotnej z reguły nie podlegają deweloperzy FW, bo w pobliżu takich inwestycji z zasady nie mieszkają.

Na czym polega paradoks rynkowy obrotu tylko energią na giełdach, obrazuje wykres sporządzony przez analityka ekonomicznego, obserwującego rynkowe aspekty cenowe energii w Wielkiej Brytanii i krajach Skandynawii z danymi ze sprawozdań fiskalnych spółek celowych posiadających ponad 350 FW, w okresie ostatnich 20 lat. Rys. 5 przedstawiający udział FW (niebieski) i PV (czerwony) oraz pozostałych źródeł (czarny) w wytwarzaniu energii w funkcji cen rynkowych wyrażonych w funtach GBP .



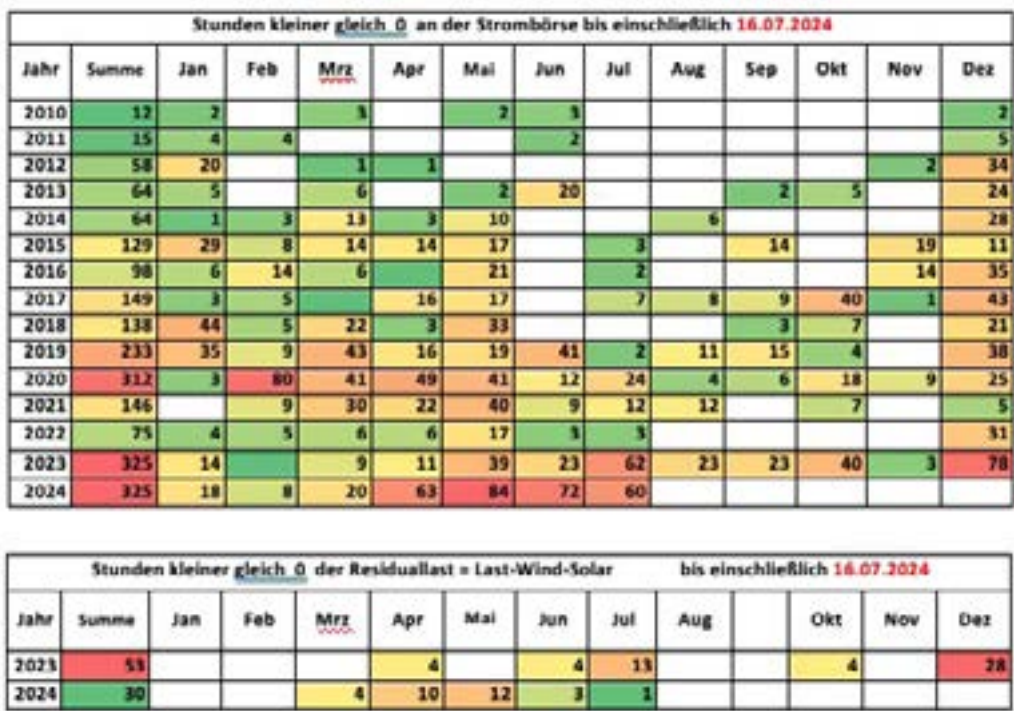
Rys. 5 Udział poszczególnych technologii w wytwarzaniu energii elektrycznej na rynkach hurtowych w funkcji cen giełdowych z giełdy energii w Londynie

Z Rys. 5 warto odnotować, że wytwórcy technologii OZE oferują na rynku SPOT także ceny ujemne. Mamy tu więc do czynienia z niczym innym, jak z patologią dumpingu na rynku! Jak należy to zjawisko kwalifikować na rynku energetycznym, skoro jest wśród działań zakazanych, co do zasady na rynku towarowym?

Można wyciągnąć wnioski, iż na rynku SPOT, ci wytwórcy wcześniej osiągnęli zyski nadzwyczajne, co pozwala im teraz na dumping cenowy. Taki przypadek z mocy prawa powinien być ścigany przez urząd nadzoru konkurencji i ochrony konsumentów. Faktycznie, to nic takiego się nie dzieje i nikt nie jest napiętnowany!

Analizując powyższy wykres np. dla wybranej ceny rynkowej np. 30 GBP/MWh, widzimy, że dla spełnienia tej ceny wystarczy tylko 20% udział wytwarzania konwencjonalnego w rynku, natomiast dla zapewnienia tej samej ceny potrzebny jest już 45% udział źródeł PV lub aż 90% udział energii z wiatru. Tu ujawnia się jednoznaczny mechanizm konieczności przeinwestowania technologii OZE w celu spełnienia określonej ceny rynkowej wynikającej z kontraktów różnicowych CfD [Contract for Difference]. Jak widać z wykresu różnice te zacierają się dopiero przy wysokich cenach rynkowych przekraczających 90 GBP/MWh. Zastrzec należy, że wykres sporządzony był dla cen w czasach przed pandemią i wojną na Ukrainie.

Jaki wpływ ma przeinwestowanie w stochastyczne źródła energii na rynek elektryczności w Niemczech, gdzie dramatycznie rośnie zjawisko patologii występowania cen ujemnych, przedstawia Rys. 6.



Rys. 6 Liczba godzin w miesiącu, gdy cena energii elektrycznej na giełdzie w Niemczech spadła poniżej zera – jest to obraz dramatu gospodarczego [14] Intensywność kolorów oznacza głębokość spadku cen poniżej „0”, tj. zero - zielony, niewiele poniżej pomarańczowy, czerwony - głęboka zapaść ceny; cyfry oznaczają liczbę godzin.

Deweloperzy stochastycznych OZE i towarzyszący im „zieloni” politycy (również w Polsce), co pewien czas podają triumfalnie, że dzięki intensywnej generacji paneli fotowoltaicznych lub wskutek występowania silnych wiatrów, hurtowe ceny energii elektrycznej spadły bardzo nisko, a nawet doszły do wartości ujemnych. Piszący o tym dziennikarze, bezkrytyczni i nierozumiejący mechanizmów rządzących elektroenergetyką, podkreślają to jako sukces. W wyniku takiej bezrefleksyjnej propagandy, naiwny, indywidualny odbiorca energii elektrycznej spodziewa się, że takie sytuacje doprowadzą do obniżenia jego rachunków za prąd. W Wielkiej Brytanii narasta świadomość skutków gospodarczych dezinformacji w zakresie ekonomii i ekologii stochastycznych OZE, uprawianej przez tzw. główny nurt. Coraz częściej ta polityka nie jest nazywana polityką, a zwykłym oszustwem wiatrowo - słonecznym.

Jaka jest niemiecka rzeczywistość?

Przekazywanie deweloperom OZE coraz większych dotacji, w ramach m.in. transformacji energetyki, na budowę FW i PV doprowadziło do sytuacji braku zrównoważonego rozwoju, w której łączna, znamionowa moc tych instalacji jest wielokrotnie większa od zapotrzebowania przemysłu i komunalnych odbiorców indywidualnych.

Jak niemiecka energetyka „eksportuje” swój problem nadmiaru energii, widać na wykresie Rys. 7.



Rys. 7 Zestawienie cen energii eksportowanej i importowanej z/do Niemiec w ostatnich 13 latach

Z wykresu wynika, że aby nie wyłączać źródeł stochastycznych w Niemczech, eksportuje się niechcianą energię do krajów sąsiednich po cenach niższych niż obowiązują w imporcie. To zjawisko przeczy zdrowemu rozsądkowi obrotu energią. Jeśli polski import ma w tym wykresie udział na poziomie 1/3, to i tak stanowi to niezaprzeczalny fakt, że **polscy odbiorcy energii dokonują zwrotu dotacji udzielanych niemieckim deweloperom farm wiatrowych i fotowoltaiki.**

W końcu lipca 2024 moc zainstalowanych FW na lądzie w Niemczech wyniosła 62,053 GW, MFW - 8,952 GW, a instalacji PV 89,25 GW, czyli razem 160 GW, podczas gdy średnie zapotrzebowanie na moc w Niemczech dochodziło zaledwie do poziomu 65 GW. Do tego energię elektryczną wytwarzały elektrownie węglowe [44,8 TWh], gazowe [25,8 TWh] i inne [32,1 TWh].

Wynika z tego, że cały system energetyczny w wytwarzaniu był przewymiarowany - około 4 razy większy niż potrzeba. Nic dziwnego, że chwilowa i słabo kontrolowana [z racji warunków pogodowych] produkcja energii elektrycznej była znacznie większa niż było na nią zapotrzebowanie i w wyniku braku zrównoważonego rozwoju w strukturze mocy wytwórczej, trzeba było dopłacać, by inne państwa zgadzały się przejąć ten nadmiar energii. Ponadto hurtowi gracze rynkowi, w celu obrony ich nadmiarowych źródeł z bieżącego wytwarzania oferowali ceny ujemne [gotowość dopłaty] do energii przez nich wytwarzanej. W wyniku realizacji bezrefleksyjnej i nieopartej na opiniach gremiów zawodowych polityce, decydenci akceptowali i nadal dofinansowywali działania wdrażające cel: „Net Zero Emission” - zerowej emisji netto. Efekt tego rynkowego dramatu widać na Rys. 6 i 7, zaś gospodarczy efekt dla subsektora wytwarzania energii z biogazowni w Niemczech przełożył się na całkowitą nieopłacalność tej produkcji, powodując powszechne bankructwa biogazowni i małych elektrociepłowni w lokalnych samorządach, dotychczas opłacalnych i faktycznie ekologicznych.

W Niemczech wartość eksportowanej energii malała, a cena płacona przy imporcie rosła [Rys. 7]. Ta różnica powodowała dalsze koszty dla odbiorców w Niemczech, bo to oni faktycznie subsydiowali taki stan. Wg raportu przygotowanego przez Rolfa Schustera [14], ceny energii elektrycznej w Niemczech od 2021r. do 2024r. wzrosły od 2 do 3 razy. Wobec wysokich cen energii elektrycznej, wiele zakładów przemysłowych zamierza przenieść swą produkcję z Niemiec do innych krajów.

W Polsce, naśladowując bezrefleksyjnie ten trend i zwalczając ideę przyspieszania budowy EJ oraz źródeł z biomasą Agro, uzyskamy wkrótce dokładnie taki sam efekt zwijania gospodarki i obniżania bezpieczeństwa energetycznego kraju.

W Niemczech, jak wynika z najnowszych danych, w ciągu roku produkcja przemysłowa odnotowała spadek o 4%. Jednocześnie kontynuował spadki niemiecki eksport. W czerwcu 2024 eksport spadł o 3,4% miesiąc do miesiąca, dokładając do majowego spadku 3,1% w stosunku miesięcznym.

Co więcej, brytyjskie analizy ekonomiczne [11, 12, 13] dla Niemiec wykazują, że wycofanie dotacji do stochastycznych źródeł energii spowodowałoby wzrost cen rynkowych aż sześciokrotnie, co oczywiście doprowadziłoby do bankructwa tej gospodarki. **Niemcy są więc zakładnikami subwencji dla FW i PV, przy rozwoju których zatarcili wymóg zachowania równowagi technologicznej.**

Tymczasem w Wielkiej Brytanii, Gordon Hughes [Uniwersytet Edynburski], autor wielu badań i raportów z analiz ekonomicznych ujawniających rzeczywistość kosztów energii wiatrowej, w raporcie [11] napisał wprost: „**Oczywiste jest i coraz powszechniej uznawane, że twierdzenia branży wiatrowej dotyczące kosztów i wydajności FW nie powinny być traktowane poważnie. Bardzo wysokie koszty są wyraźnie**

widoczne od dłuższego czasu w danych finansowych i nie są wynikiem niedawnej inflacji czy trudności w łańcuchu dostaw, chociaż mogą one jeszcze bardziej pogorszyć tę złą sytuację. Krytycznie ważne jest, aby rząd Wielkiej Brytanii nie uległ milczącemu szantażowi firmy Vattenfall ogłaszającej żądania wysokich dotacji do MFW o mocy 4,2 GW. Eksperyment z wiatrem na morzu się nie powiódł. Nie można oczekiwać, że konsument będzie nadal wspierał tę rozwijającą się katastrofę”.

W dyskusji w Wielkiej Brytanii [UK] o rozwoju MFW, także w publicznie dostępnych artykułach i badaniach, ujawniano fakty na temat nierealistycznych ofert aukcyjnych dla cen energii z MFW i wyniku takiej polityki.

Znamienne w UK są publiczne dyskusje ujawniające manipulacje danymi pokazywanymi w przestrzeni publicznej, gdzie przykładowo: Fundacja Net Zero Watch w liście z 16 września 2024 skierowanym do Sekretarza departamentu Bezpieczeństwa Energetycznego i Zerowych Emisji wykazała, że twierdzenia w raporcie DESNZ [Department for Energy Security and Net Zero] o oczekiwanym spadku kosztów energii z nowych MFW do 44 GBP/MWh są sprzeczne z danymi empirycznymi, szczególnie z wynikami finansowymi przetargu AR6 [roczna aukcja nr 6], w którym gwarantowane ceny w kontraktach różnicowych CfD wyniosły 82 GBP/MWh.

Warto tu zwrócić uwagę, że twierdzenie DESNZ jest oparte na następujących założeniach:

- Koszt budowy MFW o mocy 1 MW wyniesie około 1,5 miliona GBP = Tymczasem średnie koszty budowy ostatnich 10 MFW wyniosły ponad 3 mln GBP/MW. Liczba podana przez DESNZ może być więc zaniżona dwukrotnie.
- Wydatki na eksploatację MFW o mocy 1 MW wyniosą 43 000 GBP/rok = W przypadku najnowszych MFW średnie wydatki eksploatacyjne wyniosły 160 000 GBP/rok w pierwszych latach eksploatacji, a więc 4 razy więcej.
- Wydatki na eksploatację MFW nie rosną w ciągu życia MFW = Dane statystyczne z istniejących MFW pokazują, że to nieprawda. Nawet przy najbardziej optymistycznych założeniach średnie koszty wyniosą ponad 200 000 GBP/MW w ciągu życia MFW. Liczba podana w informacji sprawozdawczej DESNZ jest zaniżona około 5 razy.
- MFW ma średni współczynnik wykorzystania mocy nominalnej równy 61% = Współczynnik ten wyniósł średnio dla MFW w W. Brytanii ok. 40% przez wiele lat i rośnie bardzo wolno z racji niewielkich zmian w technologii wiatrowej.

Najważniejszym współczynnikiem wejściowym w obliczeniach ekonomicznych jest uśredniony koszt energii w ciągu życia MFW. Przy użyciu liczb podanych w raporcie DESNZ otrzymuje się wydatki na Net Zero równe około 600 miliardów GBP do 2050 roku. Po użyciu realnych danych, otrzymuje się koszt 1200 miliardów GBP, to jest dwukrotnie większy od publicznej deklaracji. Przed takim skutkiem dla odbiorców ostrzega brytyjski regulator OFGEM.

W Wielkiej Brytanii ujawniane są naciski polityczne lobbystów na ceny różnicowe w wieloletnich kontraktach, jako narzędzi finansowych do realizacji tych inwestycji. Narzędzie to zostało przez KE UE uznane jako jedynie

dopuszczalne z wykorzystaniem środków publicznych pod warunkiem poddania ich mechanizmowi oceny zasadności wydatkowania takich kosztów nazywanych Taksonomią. Popatrzmy uważnie na fakty związane z rodzącym się w bólach rozwojem energetyki jądrowej jako alternatywy dla preferowanych OZE.

EKONOMIA ENERGETYKI JĄDROWEJ, A POLITYKA „NET ZERO EMISSION”

W przestrzeni publicznej zderzają się bardzo różne opinie na temat rozdmuchiwanego do katastroficznych rozmiarów, rzekomych kosztów inwestycyjnych potrzebnych na budowę EJ, na które nie stać jest takiego kraju jak Polska. Tymczasem, nie wiedzieć jak, realizuje taką inwestycję mała Słowenia.

Bezrefleksyjne i wielokrotnie powtarzane informacje, mogą w świadomości osób zawodowo nieanalizujących ich sensowności, stać się „obowiązującym, samoistnym bytem” mającym znamiona prawdy absolutnej.

Prawda ta zaś, w odniesieniu do wizji rozwoju wielkoskalowej i małej energetyki jądrowej, jest łatwa do ujęcia w następujących stwierdzeniach popartych faktami:

- Energia jądrowa jest konkurencyjna kosztowo w porównaniu z innymi formami wytwarzania energii elektrycznej, z wyjątkiem sytuacji, gdy istnieje bezpośredni dostęp do tanich i nie zabronionych paliw kopalnych lub innych węglowodorowych paliw stałych.
- Koszty paliwa dla elektrowni jądrowych stanowią niewielką część całkowitych kosztów wytwarzania, chociaż koszty kapitałowe są wyższe niż w przypadku elektrowni węglowych czy elektrowni gazowych, które niestety nie mają akceptacji rozwoju, w myśl doktryny „Zero Net do 2050r”.
- Ceny i dostępność paliwa jądrowego na świecie od lat wykazują nieporównywalną do innych towarów stałość.
- Koszty systemowe dla EJ są znacznie niższe niż w przypadku zależnych od pogody stochastycznych, odnawialnych źródeł energii.
- Finansowa skłonność banków i funduszy inwestycyjnych do długoterminowych, wysokokapitałowych inwestycji na zliberalizowanych rynkach energii napędzanych krótkoterminowymi sygnałami cenowymi godzinowych rynków hurtowych stanowi zagrożenie bezpieczeństwa dla niezawodnego i bezpiecznego systemu dostaw energii elektrycznej.
- Ekonomia EJ w pełni uwzględnia koszty wycofania obiektu z eksploatacji i składowania odpadów.
- Budowa EJ jest typowa dla dużych projektów infrastrukturalnych na całym świecie, których koszty i wyzwania związane z dostawą i zarządzaniem projektem inwestycyjnym są zwykle niedoszacowane.
- Dla ograniczenia ryzyk rynkowych dla inwestorów i odbiorców energii w Wielkiej Brytanii, powszechnym narzędziem w obrocie energią elektryczną stał się Kontrakt Różnicowy [CfD], jeszcze zaakceptowany przez KE UE kiedy UK była członkiem Unii. Jest to najprostszy mechanizm uzgodnionej ceny odniesienia energii między kupującym i sprzedawcą. Mechanizm ten jest odnoszony do bieżących cen na rynku konkurencyjnym notowanym na giełdzie. Jeśli cena giełdowa wykracza lub spada od uzgodnionej ceny, to jej różnicę strony sobie zwracają, lub dopłacają odpowiednio do sytuacji rynkowej. Mechanizm relatywnie słaby rynkowo, ponieważ nie uwzględnia bieżącej konkurencyjności źródeł o różnych technologiach. Lepszym mechanizmem byłby model kontraktu kołnierzego [Collar Contract] ze stałym zakresem cen maksymalnych i minimalnych, po przekroczeniu, których obowiązywałby zwrot nadwyżki nad maksimum lub dopłata do poziomu minimum. W tym przypadku rosłaby konkurencyjność EJ.

Tymczasem w prostym CfD cena uzgodniona tzw. „Strike Price” obowiązuje w długim okresie i jest indeksowana corocznie oraz nadzorowana przez państwowego regulatora w porozumieniu z rządem. To narzędzie jednak jest zaakceptowaną dźwignią inwestycyjną w budowie EJ w UK.

- Należy jednak odnotować, że już obecnie w Polsce zdarzenie losowe polegające na wypadnięciu z wytwarzania bloku jądrowego o mocy rzędu 1 GW będzie mniej groźnym przypadkiem dla bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego niż gwałtowny zanik wytwarzania energii, jednocześnie ze wszystkich FW i PV, gdy zapada zmrok i ustaje przed wieczorem wiatr. Wówczas ujawnia się wpływ całkowitego ubytku ponad 24 GW łącznej mocy, który jest wynikiem niezrównoważonego rozwoju. Taką moc muszą zachować konwencjonalne źródła pozostające w kosztownej rezerwie.

Uwzględnienie kosztów społecznych, zdrowotnych i środowiskowych paliw kopalnych zwiększa konkurencyjność EJ. Podstawowym miernikiem ekonomicznym dla każdej elektrowni jest nawet ułomny, uśredniony koszt energii elektrycznej (LCOE), pomimo wcześniejszych zastrzeżeń dotyczących pomijania kosztów następczych i pośrednich dla FW i PV.

W analizie LCOE dotyczącej potrzebnych nakładów, jest rozważany całkowity koszt budowy i eksploatacji tylko elektrowni w całym okresie jej użytkowania, podzielony przez całkowitą ilość energii elektrycznej wysłanej z elektrowni w tym okresie do odbiorców, stąd zazwyczaj wyrażony jest ten koszt na jednostkę energii czyli 1 MWh. Uwzględnia on koszty finansowania części odnoszącej się do kapitału inwestycyjnego, kosztów operacyjnych i kosztów finansowych.

W ujęciu dyskontowym [tj. przez cały okres użytkowania] EJ jest ekonomicznym źródłem wytwarzania energii elektrycznej, łączącym w sobie zalety bezpieczeństwa, niezawodności i śladowo niskiej emisji gazów cieplarnianych. Co niepodważalne, istniejące elektrownie funkcjonują dobrze i charakteryzują się wysokim stopniem przewidywalności, regulacyjności, stabilnej pracy oraz charakteryzują się najwyższym wskaźnikiem inercyjności, nieosiągalnym przez źródła stochastyczne OZE.

Koszty operacyjne tych elektrowni są niższe niż u niemal wszystkich konkurentów korzystających z paliw kopalnych, przy bardzo niskim ryzyku inflacji kosztów operacyjnych. Obecnie oczekuje się, że EJ będą działać przez minimum 60 lat, a w przyszłości nawet dłużej.

Główne ryzyko ekonomiczne dla istniejących EJ wiąże się z naruszeniem zasad uczciwej konkurencji rynkowej związanej z dotowaniem niestabilnej produkcji energii elektrycznej ze stochastycznych źródeł odnawialnych i relatywnie taniej produkcji wykorzystującej gaz ziemny jako tylko paliwo „przejściowe” z ograniczonym w czasie dopuszczalnej działalności.

Trzeba powiedzieć, że istnieje jeszcze ryzyko polityczne podyktowane ingerencją państwową związaną z wyższymi podatkami, szczególnie mogącymi dotyczyć energii jądrowej. Wówczas może zwiększać takie ryzyko przekładające się na ekonomię EJ.

Politykę podatkową kształtuje rząd, ale nie jest on ciałem wszytkowiedzącym i może się przy tworzeniu regulacji pomylić albo też działać na korzyść dobrze umocowanej grupy lobbystycznej. Wtedy stary monopol zostanie zastąpiony nowym, stochastycznym i wtedy u tracą wszyscy.

WNIOSKI

1. Energia elektryczna nie jest zwykłym towarem i w jej obrocie handlowym nie sprawdzają się prawidłowości rynków towarowych, mimo naiwnych usiłowań ekologów i polityków.
2. Niezrównoważony rozwój tylko wybranych technologii OZE [stochastycznych źródeł energii z FW i PV] prowadzi wprost do zgubnych technicznie i ekonomicznie skutków dla odbiorców energii elektrycznej i jest zaprzeczeniem zasad zachowania bezpieczeństwa energetycznego, a w konsekwencji bezpieczeństwa gospodarczego Kraju.
3. Przy dalszym niezrównoważonym zwiększaniu generacji odnawialnych źródeł energii, konieczne stanie się wykorzystywanie do regulacji częstotliwości, również elektrowni wiatrowych pracujących na sieci wysokiego napięcia. Problem jednak nie tylko w tym, że możliwość regulacyjna mocy i częstotliwości FW ogranicza się zaledwie do 30 sekund przy dłuższej panujących zakłóceniach, ale w fakcie, że do ogłoszonej aukcji w 2024 r. przez Operatora Sieci Przesyłowych na zakup mocy regulacyjnych od krajowych FW, nie zgłosił się żaden operator takiej farmy.
4. Analiza współczynnika EROI dla różnych źródeł OZE wykonana dla różnych warunków geograficznych i ekonomicznych, wskazuje jednoznacznie, że biomasa jest i jeszcze długo pozostanie paliwem OZE z wyraźną przewagą konkurencyjną w porównaniu z PV i FW, a tym bardziej z biopaliwami ciekłymi i gazowymi, a także z wodorem. Należy podkreślić przy tym, pozytywny wpływ rodzimej biomasy na rozwój rolnictwa i przemysłu maszynowego oraz możliwość likwidacji w krótkim czasie ok. 2,5 mln palenisk domowych z niską emisją gazów cieplarnianych uznawanych za najbardziej szkodliwe.
5. Analizy dostępnych informacji o efektywności ekonomicznej FW oraz PV podkreślają nieznaczny spadek kosztów inwestycyjnych, co miałooby świadczyć o ich atrakcyjności. Spadek ten jest niwelowany jednak przez zjawiska inflacyjne, natomiast najistotniejszy eksploatacyjnie wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej CF dla tych źródeł, pomimo zakłęt lobbyistów, pozostaje na stale niskim poziomie, co w konsekwencji oznacza niską konkurencyjność kosztową i konieczność dotowania ich działalności.
6. Pomijanie i lekceważenie w planach transformacji energetyki w Polsce powyższego wniosku, doprowadzi w efekcie do wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła, co ujemnie będzie się odbijać na konkurencyjności gospodarki narodowej i poziomie życia ludności. Poza tym, pomijanie rodzimej biomasy stałej w energetyce będzie powodować wzrost zależności od importu energii i zmniejszeniem dyspozycyjności źródeł mocy w całym systemie.
7. Elektrownie jądrowe, jak wskazują analitycznie bezstronne parametry ekonomiczne i techniczne oraz społeczne, powinny mieć takie same, a nawet lepsze priorytety gospodarcze długoterminowego rozwoju jako technologia bezemisyjna, niezależnie od prób jej dyskredytowania przez lobbyistów innych technologii ekologicznych.
8. W Polsce, brakuje otwartej dyskusji i rzetelnej informacji o przewagach budowy EJ i jej współczesnego, najwyższego spośród dostępnych technologii bezpieczeństwa. Obserwujemy natomiast niewytłumaczalne zachowanie mediów, które wręcz epatują emocjonalnymi przekazami historycznych awarii, tendencyjnie i nieprofesjonalnie je interpretując, a przede wszystkim sztucznie je wyolbrzymiając.
9. Mamy w Polsce sytuację znacznie spóźnionego rozwoju EJ i braku jasnej polityki jej finansowania jak i wprowadzenia rynkowych zasad zapewnienia bezpieczeństwa ekonomicznego tych inwestycji,

natomiast demonizowany jest obraz wysokich nakładów inwestycyjnych, na które rzekomo nie stać jest 38 milionowego państwa, chociaż np. stać jest na nią małą Słowenię.

10. Istnieje szereg możliwości finansowania budowy EJ: od bezpośredniego finansowania rządowego z zachowaniem pełnej własności, finansowania przez dostawców (często z pomocą kredytową rządu, eksportera technologii), finansowania przez przedsiębiorstwa użyteczności publicznej lub wg fińskiego modelu Mankala dla kapitału spółdzielczego (niezaakceptowanego przez KE UE).
11. Koszty inwestycyjne są w branży EJ zwykle finansowane długiem. Wyniki ekonomiczne inwestycji wykazywane w używanych modelach finansowych będą zależeć od tego, czy rynek energii elektrycznej jest regulowany, czy zliberalizowany.
12. Oprócz gospodarek centralnie planowanych, wiele projektów budowy EJ może być pewną kombinacją rządowych zachęt finansowych, kapitału prywatnego i długoterminowych umów zakupu energii z uwzględnieniem nawet ułomnych mechanizmów rynkowych, ale zapewniających bezpieczeństwo energetyczne.
13. Rosnące zaangażowanie w badania i rozwój dostawców reaktorów w technologiach małych reaktorów modułowych SMR, powinno brać pod uwagę w realizacji, nie tylko fakt ich prototypowości, ale mieć głównie na uwadze, że warunkiem ich dojrzałości komercyjnej są udzielone certyfikaty i licencje właściwych nadzorów jądrowych.

LITERATURA

- [1] <https://brusselssignal.eu/2024/03/icy-blast-of-bankruptcies-loom-for-swedish-windpower-sector-experts-warn/>
- [2] <https://derrattenfanger.io/biogas-ist-unrentabel-der-groeste-produzent-ist-bankrott>
- [3] Pronobis M.: *Kierunki modernizacji kotłów pyłowych w krajowym systemie energetycznym*. Energetyka 3/2024, 93-101, ISSN 0013-7294.
- [4] Pronobis M.: *Biomass as a renewable energy source for power boilers*. *Heat Transfer Engineering*, 2024.
- [5] Hanzelka Z.: *Jakość dostawy energii elektrycznej* Wydawnictwa AGH, Kraków 2013 ISBN 978-83-7464-566-9.
- [6] Machowski J., Robak S.: *Techniczne możliwości udziału generacji wiatrowej w regulacji częstotliwości w systemach elektroenergetycznych*. Wiadomości Elektrotechniczne 07.2024, nr 9.
- [7] Weißbach D., Ruprecht G., Huke A., Czerski K., Gottlieb S., Hussein A.: *Energy intensities, EROIs [energy returned on invested], and energy payback times of electricity generating power plants*. *Energy*, Volume 52, 2013, 210-221, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.01.029>
- [8] Zadrożniak M.: *Kompendium wiedzy o elektrowniach wiatrowych, słonecznych, węglowych i atomowych*. Biblioteka Wolności 3S MEDIA, ISBN 978-83-67135-08-5 Warszawa 2023.
- [9] https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-10-31/basf-heralds-german-industrial-retrenchment-with-investment-cuts?utm_source=substack&utm_medium=email.
- [10] Bryce R.: *Renewables, Natural Gas, and the Fragilization of the US Electric Grid*. Kansas Senate Committee on Utilities, January 19, 2022.
- [11] Hughes G., Aris C., Constable J.: *Offshore Wind Strike Prices: Behind the Headlines*. GWPF: London, 2017.
- [12] Hughes G.: *Who's the Patsy? Offshore wind's high-stakes poker game*. GWPF: London, 2019.
- [13] Aldersey-Williams J., Broadbent I.D., Strachan P.I.: *Better estimates of LCOE from audited accounts—A new methodology with examples from United Kingdom offshore wind and CCGT*. *Energy Policy*, 128 [2019], 25-35.
- [14] Schuster R.: <https://www.vernunftkraft-odenwald.de/grafiken-von-rolf-schuster-zurenergiewende/>
- [15] <https://www.borenius.com/insights/2022/10/17/what-is-the-mankala-model-found-in-finnish-power-production/>.