

Wodór. Krytyka idei zastosowania.

Hydrogen. Criticism of the idea of application.

Grzegorz Kwiecień

Osoba prywatna, nie reprezentująca żadnej instytucji,
mgr inż. elektroenergetyki z doświadczeniem
w zakresie eksploatacji elektrociepłowni

Streszczenie: Autor wskazuje na trudności w produkcji zielonego wodoru wynikłe z samej natury odnawialnych źródeł pogodowo zależnych. Wykonano szereg symulacji pracy w pełni zrównoważonego systemu energetycznego opartego wyłącznie o wiatraki, fotowoltaikę i magazynowanie w wodorze, wykazując, że oferuje on niekorzystne wskaźniki gospodarcze. Zbadano przebiegi wymaganych zapasów magazynowych wodoru w skali wieloletniej. Wskazano na ideowe nieścisłości, czy wręcz błędne oczekiwania, co do efektów zastosowania wodoru.

Summary: The author points out the difficulties in the production of green hydrogen resulting from the very nature of weather-dependent renewable sources. A number of simulations of the operation of a fully sustainable energy system based only on windmills, photovoltaics and storage in hydrogen were performed, showing that it offers unfavorable economic indicators. The level of necessary hydrogen storage stocks was examined on a multi-year scale. Ideological inaccuracies or even wrong expectations regarding the effects of using hydrogen were pointed out.

Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii, magazynowanie energii w wodorze, krytyka.
Keywords: renewable energy sources, hydrogen storage, criticism.

1. Wstęp.

Naukowa krytyka możliwości zastosowania wodoru przede wszystkim w ogóle jest niedostateczna. Jeśli już takie głosy się pojawiają, to pochodzą głównie ze strony specjalistów od termodynamiki i ograniczone są do krytyki fatalnych właściwości fizykochemicznych wodoru. Autor próbuje dokonać spojrzenia bardziej ogólnego, a główne zastrzeżenia wywodzi z analizy fundamentalnych słabości samego projektu oparcia się o OZE i wodór.

2. Przegląd literatury.

W literaturze naukowej możemy zaobserwować albo brak krytyki zastosowania wodoru, albo jest ona na tyle słabo rozwinięta, że byłoby nieuzasadnione poświęcanie czasu na kwerendę. Istnieje pewna krytyka w literaturze popularnej, ale głównie w mediach nieprzychylnych głównemu nurtowi z powodów politycznych, co siłą rzeczy umniejsza jej odbiór.

3. Materiały i metody badań.

3.1. Odnawialne źródła energii na wykresach uporządkowanych.

Metodykę sporządzania wykresów uporządkowanych wypracowano w ciepłownictwie, które od zawsze borykało się z problematyką obrazowania produkcji silnie zależnej pogodowo. Dla oceny zjawisk o takim charakterze jest to metodyka niezwykle użyteczna i nie pozostaje nic innego, jak tylko zalecić możliwie szerokie z niej korzystanie także w innych dziedzinach nauki.

Rysunek 3.1. Ilustracja zasady tworzenia wykresów uporządkowanych.

	A	B	C	D	E	F
1		Foto PL			Foto PL	
2		chronolog.			uporządk.	
3		MW			MW	
4	01.01.2023 01:00	0		01.01.2023 12:00	2 399	
5	01.01.2023 02:00	0		01.01.2023 13:00	2 217	
6	01.01.2023 03:00	0		01.01.2023 11:00	1 975	
7	01.01.2023 04:00	0		01.01.2023 14:00	1 602	
8	01.01.2023 05:00	0		01.01.2023 10:00	1 116	
9	01.01.2023 06:00	0		01.01.2023 15:00	714	
10	01.01.2023 07:00	0		01.01.2023 09:00	351	
11	01.01.2023 08:00	8		01.01.2023 16:00	141	
12	01.01.2023 09:00	351		01.01.2023 08:00	8	
13	01.01.2023 10:00	1 116		01.01.2023 01:00	0	
14	01.01.2023 11:00	1 975		01.01.2023 02:00	0	
15	01.01.2023 12:00	2 399		01.01.2023 03:00	0	
16	01.01.2023 13:00	2 217		01.01.2023 04:00	0	
17	01.01.2023 14:00	1 602		01.01.2023 05:00	0	
18	01.01.2023 15:00	714		01.01.2023 06:00	0	
19	01.01.2023 16:00	141		01.01.2023 07:00	0	
20	01.01.2023 17:00	0		01.01.2023 17:00	0	
21	01.01.2023 18:00	0		01.01.2023 18:00	0	
22	01.01.2023 19:00	0				
23	01.01.2023 20:00	0				
24	01.01.2023 21:00	0				
25	01.01.2023 22:00	0				
26	01.01.2023 23:00	0				
27	02.01.2023 00:00	0				

Sortowanie ? X

Sortuj według

Kolumna E

Rosnąco

Malejąco

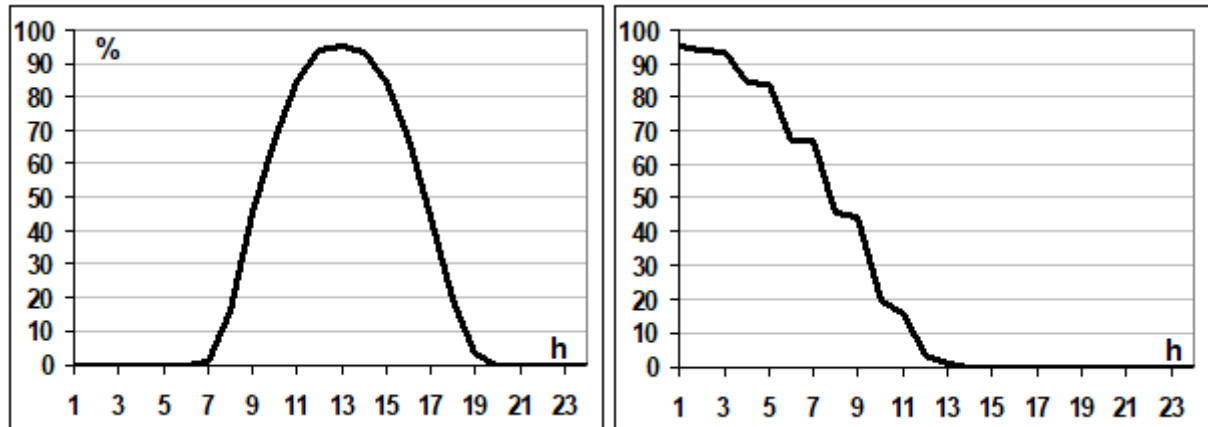
następnie według

Mechanizm sporządzania wykresów uporządkowanych jest niezwykle prosty, jak wiadomo wystarczy zaznaczyć obszar w arkuszu Excela i nacisnąć przycisk „Sortuj”. Autor od razu wyjaśnia, dlaczego tak dużo miejsca poświęcił na opis banalnej przecież czynności: otóż tym sposobem otrzymane wyniki badań będą rażąco odbiegać od popularnego przekonania o dużej dostępności odnawialnych źródeł energii. Autor chce tym samym mieć pewność, że efekty jego pracy już na wstępie nie zostaną uznane, jako błędne, niewiarygodne, czy też zmanipulowane.

Na potrzeby niniejszej analizy autor wprowadza własną definicję mocy osiągalnej: tu będzie to moc maksymalna odnotowana. Ze względu na dokładność dostępnych danych będzie to moc średnia godzinowa. Dla analizy OZE tak jest bardziej praktycznie. Między mocami: zainstalowaną, a osiągalną zawsze istnieją rozbieżności, zawsze będą ubytki eksploatacyjne, remontowe i błędy w interpretacji regulaminów definiowania mocy. Wyniki obliczeń autora

należy zawsze odczytywać z dopiskiem „co najmniej”. Aby osiągnąć wymaganą produkcję musimy zainstalować jeszcze więcej, niż wylicza autor.

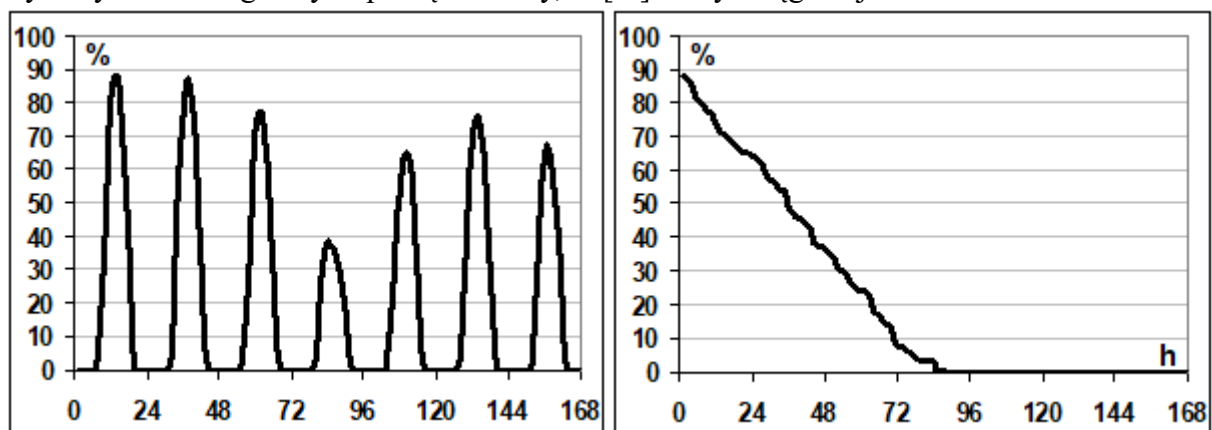
Rysunek 3.2. Generacja fotowoltaiczna w Polsce, w dniu 21.09.2023, wykresy: chronologiczny i uporządkowany, w [%] mocy osiągalnej.



Uwagi: 100 % odpowiada 9275 MW, max 95,3 %, średnia 29,8 %, min 0,0 %
 Źródło: dane z serwera PSE.

Na rys. 3.2 pokazuje się przykładowy przebieg generacji fotowoltaicznej w dniu 21.09.2023 w Polsce - wybrano dzień silnie nasłoneczniony i bliski równonocy. Patrząc na wykres chronologiczny nieuwważny obserwator może ulec złudzeniu, że słońce było w tym dniu dostępne przez „większość dnia”. Jednak po uporządkowaniu jednoznacznie stwierdzimy, że jest na odwrót: pole pod wykresem (pole produkcji) wynosi zaledwie 29,8 %. Jak sprawdzono, nawet w dniu 09.07.2023 (dzień największej w tym roku produkcji dobowej) pole pod wykresem wyniosło niewiele ponad 38 %.

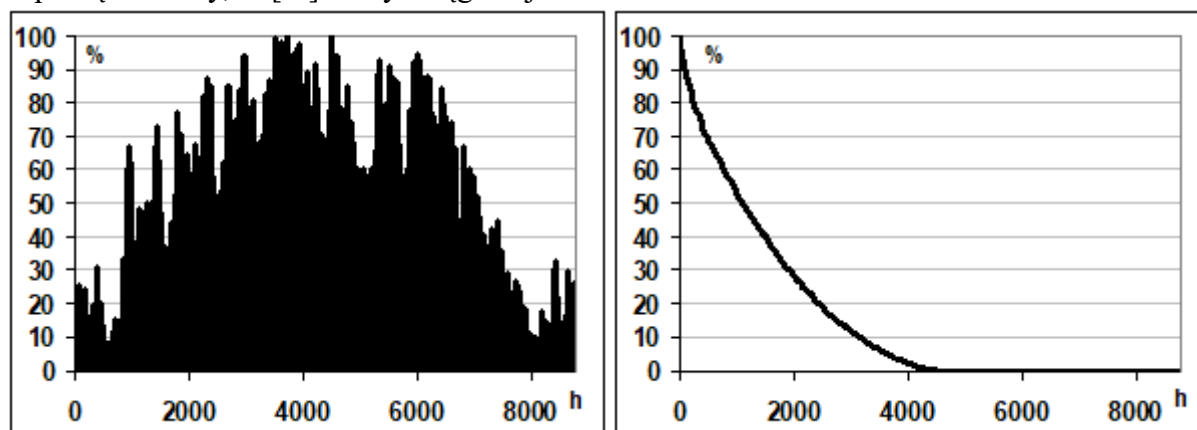
Rysunek 3.3. Generacja fotowoltaiczna w Niemczech, w okresie 15-22 września 2023, wykresy: chronologiczny i uporządkowany, w [%] mocy osiągalnej.



Uwagi: 100 % odpowiada 40674 MW, max 88,5 %, średnia 21,4 %, min 0,0 %
 Źródło: dane z serwera ENTSOE.

Tym bardziej łatwo ulec przekonaniu o dużej dostępności słońca w przykładowym tygodniu 15-22 września 2023, patrz rys. 3.3, gdzie pokazuje się generację fotowoltaiczną dla Niemiec. Jednak po uporządkowaniu z łatwością zauważymy, że na tym wykresie przez większość badanego tygodnia słońca nie ma.

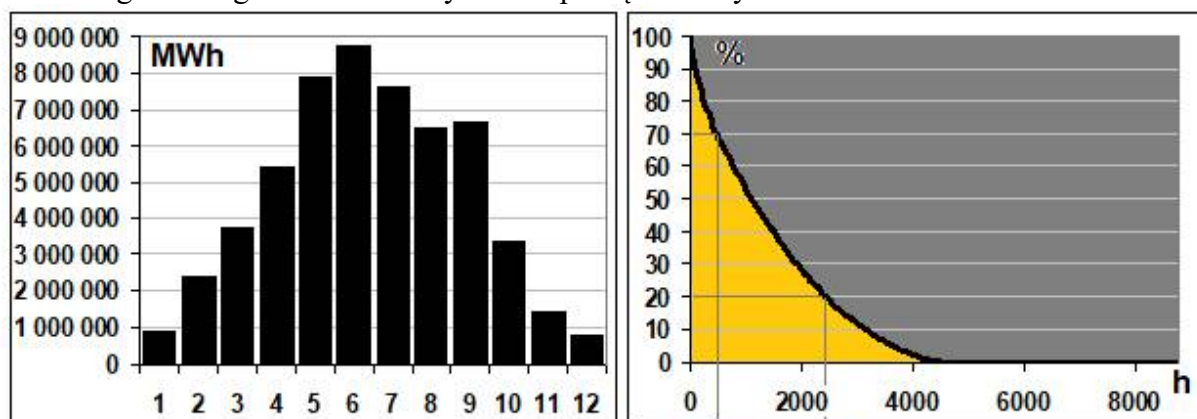
Rysunek 3.4. Generacja fotowoltaiczna w Niemczech za rok 2023, wykresy: chronologiczny i uporządkowany, w [%] mocy osiągalnej.



Uwagi: 100 % odpowiada 40674 MW, max 100 %, średnia 15,5 %, min 0,0 %
 Źródło: dane z serwera ENTSOE.

I wreszcie, patrząc na rys. 3.4 po lewej z łatwością ulegniemy złudzeniu, że fotowoltaika prowadziła produkcję prawie przez cały rok. Po prostu w dostępnej skali na wydruku lub monitorze dane za 8760 h się zlewają i gubimy „szczegółne” zjawisko nocy. Tymczasem po uporządkowaniu przekonamy się, że przez większość roku w sensie ekonomicznym słońca nie ma. Pole pod wykresem ma wielkość 15,5 % i jest to jednocześnie wskaźnik wykorzystania mocy osiągalnej dla tego typu instalacji. Wynika on z uwarunkowań astronomicznych i geograficznych i w zasadzie nie jest do poprawienia w drodze postępu naukowo technicznego. Znanie są doniesienia o próbach budowy instalacji fotowoltaicznych na alpejskich szczytach, co pozwala na zmniejszenie negatywnych skutków zachmurzenia, ale parametrów wynikających bezpośrednio z długości i szerokości geograficznej tym sposobem rzecz jasna poprawić się nie da.

Rysunek 3.5. Generacja fotowoltaiczna w Niemczech za rok 2023, dane miesięczne chronologicznie i godzinowe na wykresie uporządkowanym.

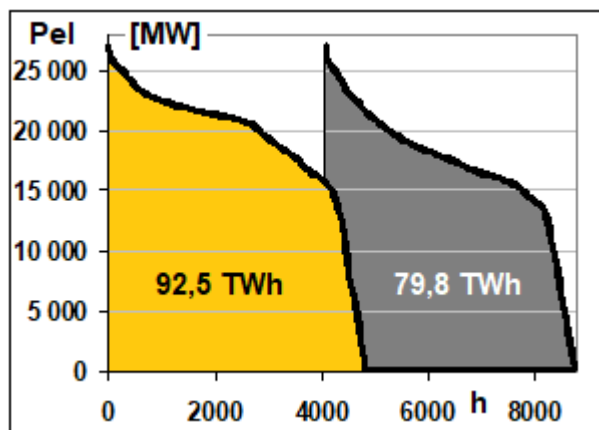


Powszechnie publikowane słupkowe wykresy produkcji fotowoltaicznej dokonywane w kwantyzacji miesięcznej dają w efekcie taki sam manipulacyjny skutek, jak wykres chronologiczny pokazany na rys. 3.4 po lewej: przy odpowiednio szerokich słupkach pole produkcyjne powierzchni wypełnia nieadekwatnie dużą część rysunku, sugerując nadmiernie optymistyczne oceny możliwości generacji fotowoltaicznej, patrz rys. 3.5.

Żrenica oka ludzkiego rozszerza się w zakresie 2-8 milimetrów, co przekłada się na zmienność czułości oka w proporcji 1:16, a po uwzględnieniu możliwości adaptacji fotochemicznej jest to już zmiana czułości o wiele rzędów wielkości. A zatem, czy słońce świeci z natężeniem umożliwiającym generację na poziomie 20 %, czy 70 % mocy, dla naszego umysłu będzie „jednakowo widno” – być to może to jest przyczyną złudzenia na temat powszechnej dostępności słońca. Jednak „mędrca szkiełko i oko” zadaje powyższemu kłam.

Złudzeniu dużej dostępności energii z fotowoltaiki sprzyja także przekonanie, że dzień jest wtedy, kiedy nie śpimy: niestety, dzięki postępowi techniki godziny naszej aktywności życiowej zostały znacząco przesunięte. Chodzimy spać o północy i później, tymczasem wtedy już od pół nocy trwa noc. W rzeczywistości zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce w porze nocnej wynosi około 46 % całego zapotrzebowania rocznego i jest to zapotrzebowanie, którego żadną miarą nie da się pokryć za pomocą fotowoltaiki, patrz rysunek 3.6.

Rysunek 3.6. Roczne, uporządkowane wykresy zapotrzebowania na moc w Polsce w roku 2022, w rozbiciu na dzień i noc.



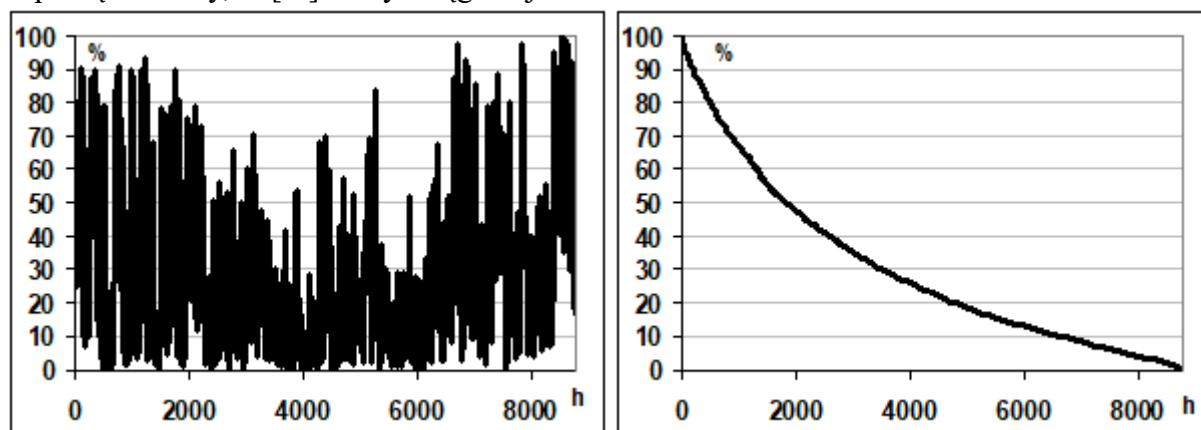
Mylnie utożsamiamy noc tylko z nocną doliną obciążenia, tymczasem noc obejmuje wieczorne szczyty energetyczne, które na dodatek największe są porą zimową, kiedy fotowoltaika praktycznie nie istnieje.

Źródło: na danych PSE.

Warto także podkreślić, że wsp. korelacji Pearsona między generacją fotowoltaiczną i zapotrzebowaniem obliczony np. na danych godzinowych Niemcy 2021 wynosi zaledwie 0,30, a obliczony na danych dobowych -0,36. Czy dla dokonania takich ustaleń potrzebny był aż taki aparat matematyczny? Przecież najwięcej energii potrzebujemy wtedy, kiedy jest zimno i słońca nie ma... Wg. szacunków autora aby zgromadzić energię z lata na zimę z panelu fotowoltaicznego o mocy 5,3 kWp tylko dla zasilania pompy ciepła potrzebny byłby magazyn bateryjny o pojemności 4352 kWh. Jest to pojemność 54 baterii dla samochodu Tesla, wymagany byłby wydatek kilku mln zł tylko na potrzeby jednej rodziny. Dla porównania rzeczony 4352 kWh to zaledwie 950 kg węgla 22 GJ/t dla kotła o sprawności 0,75.

Wiatr oferuje około dwa razy lepszy, niżli dla fotowoltaiki wskaźnik wykorzystania mocy osiągalnej, dane dla wiatraków polskich za rok 2023 przedstawia się na rys. 3.7. Niestety, minimum generacji wiatrowej w badanym roku wyniosło 0,23 %, co uniemożliwia wycofanie z eksploatacji jakiegokolwiek elektrowni sterowalnej, w praktyce elektrowni na paliwa kopalne.

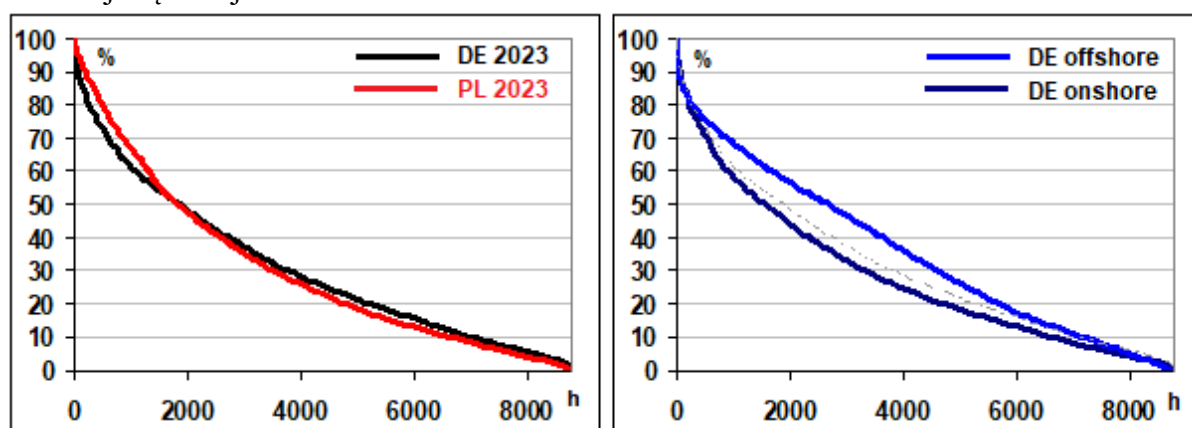
Rysunek 3.7. Generacja wiatrowa w Polsce, za rok 2023, wykresy: chronologiczny i uporządkowany, w [%] mocy osiągalnej.



Uwagi: 100 % odpowiada 8384 MW, max 100 %, średnia 30,1 %, min 0,23 %
 Źródło: dane z serwera PSE.

Rysunek 3.8. Porównanie rocznych, uporządkowanych wykresów generacji wiatrowej dla Polski i Niemiec za rok 2023

Rysunek 3.9. Porównanie rocznych, uporządkowanych wykresów generacji wiatrowej morskiej i lądowej dla Niemiec za rok 2023.



Uwagi:

100 % PL odpowiada 8384 MW,	max 100 %,	średnia 30,1 %,	min 0,23 %
100 % DE odpowiada 52856 MW,	max 100 %,	średnia 30,7 %,	min 0,29 %
100 % DE offshore 7633 MW,	max 100 %,	średnia 35,2 %,	min ~ 0 %
100 % DE onshore 48484 MW,	max 100 %,	średnia 27,9 %,	min 0,30 %

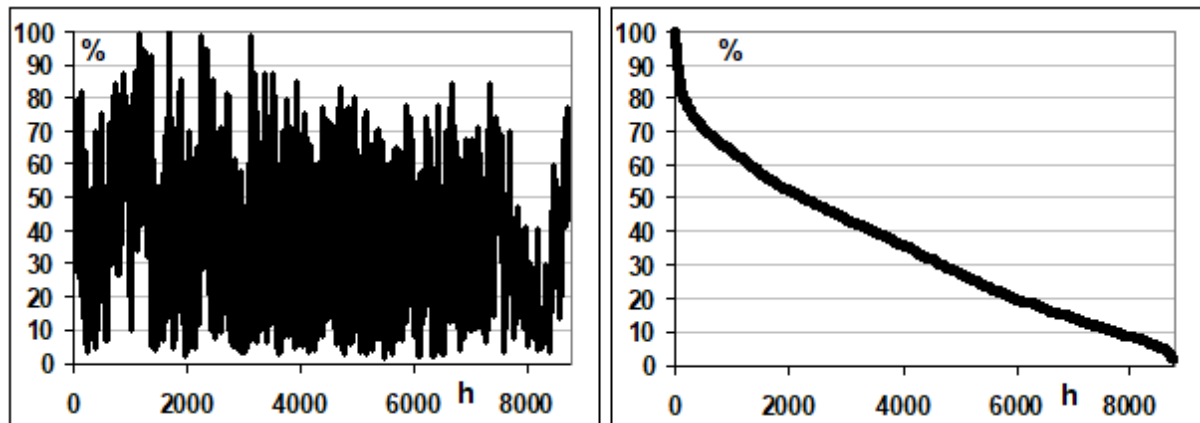
Źródło: dane z serwera PSE oraz ENTSOE

Różnice między osiąganiami wiatraków Polskich i Niemieckich są niewielkie. Wg. obserwacji autora za lata 2016-2023 wsk. wykorzystania mocy osiągalnej wiatraków w obu porównywanych krajach wahają się między 27 – 31 %.

Na rysunku 3.9 możemy zobaczyć także porównanie wiatraków lądowych i morskich dla Niemiec za rok 2023. Jest prawdą, że wiatraki morskie są wyraźnie lepsze od lądowych, ale bez wahania możemy powiedzieć, że inwestycyjnie są około dwa razy droższe. Dla Niemiec dominujący jest udział wiatraków lądowych, stąd wykres generacji łącznej zaznaczony na rys. 3.9. linią przerywaną układa się znacznie bliżej wykresu dla wiatraków lądowych. Za rok 2023 wiatraki morskie w Niemczech osiągnęły wskaźnik wykorzystania

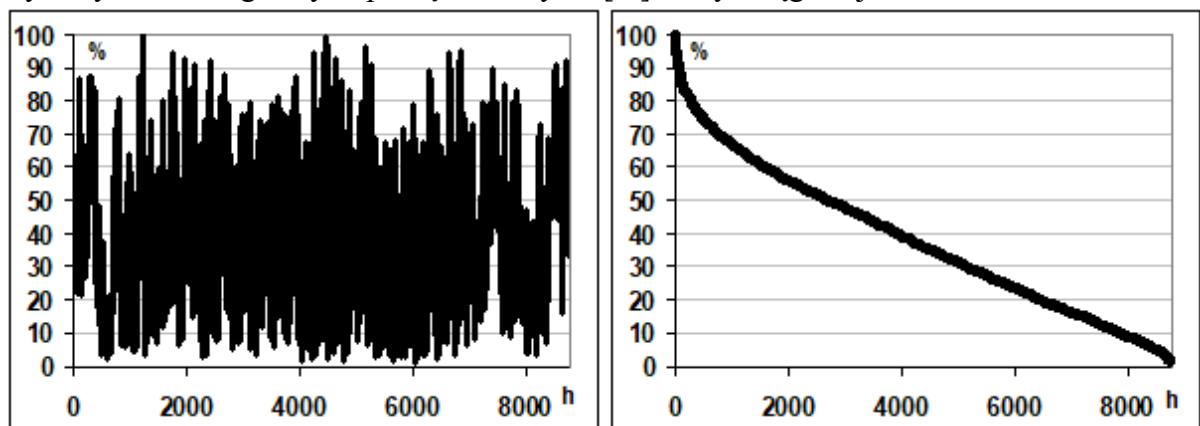
mocy osiągalnej 35 %, za 2022 rok 39 %. Najnowsze wiatraki morskie mogą osiągnąć znacznie lepsze wskaźniki wykorzystania, mówi się tu o 50 %, ale ich sprawność szybko spada z powodu erozji łopatek w trudnych warunkach eksploatacji na morzu. Ostatecznie, średnie między 35-39 % to wynik 20 lat budowy wiatraków w kraju z ogromnym potencjałem inżynierskim i ogromnym zaangażowaniem w budowę farm wiatrowych, więc należy zauważyć, że wartości średnie całej grupy wiatraków są znacznie gorsze od opisów podawanych w ofercie dla jednostek najnowszych.

Rysunek 3.10. Jednoczesna generacja wiatraków i fotowoltaiki w Niemczech za rok 2022, wykresy: chronologiczny i uporządkowany, w [%] mocy osiągalnej.



Uwagi: 100 % odpowiada 59231 MW, max 100 %, średnia 34,8 %, min 1,39 %
 Źródło: dane z serwera ENTSOE.

Rysunek 3.11. Jednoczesna generacja wiatraków i fotowoltaiki w Niemczech za rok 2023, wykresy: chronologiczny i uporządkowany, w [%] mocy osiągalnej.

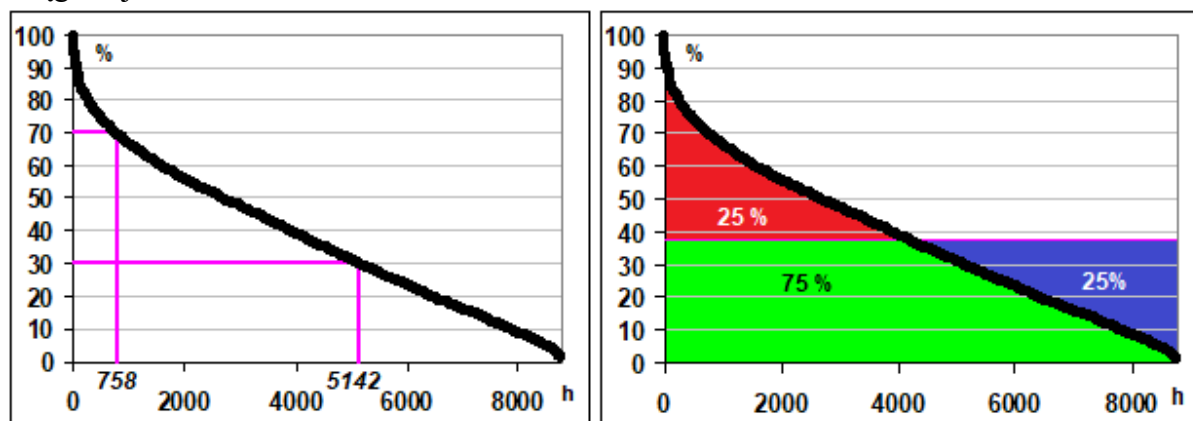


Uwagi: 100 % odpowiada 59662 MW, max 100 %, średnia 37,8 %, min 0,95 %
 Źródło: dane z serwera ENTSOE.

Dla pełnego obrazu pogodowo zależnej generacji odnawialnej potrzebna jest nam jeszcze znajomość rocznych uporządkowanych wykresów jednoczesnej generacji wiatraków i fotowoltaiki, tu możemy je zobaczyć przykładowo na rysunkach 3.10 i 3.11. Wykresy uporządkowane pokazują nam tu w pełni swoją wyższość nad chaosem wykresów chronologicznych. Generalnie, największe piki generacji odnawialnej występują na początku wiosny: dla ich wystąpienia konieczne są dni jednocześnie wietrzne i słoneczne, a „słoneczny front atmosferyczny” to raczej rzadkość, niżli norma. Latem fotowoltaika ma gorszą sprawność tak samo, jak elektrownia węglowa. Dla roku 2022 znamienny jest okres między

godzinami 7700-8450. Przez ponad miesiąc nad Europą musiał wtedy panować mglisty, ponury, bezwietrzny wyż atmosferyczny gwarantujący brak wiatru i słońca jednocześnie. Osobom przekonanym, że w Niemczech udziały OZE przekraczają 50 % zwracamy uwagę, że tutaj mowa tylko o generacji OZE pogodowo zależnej. W Niemczech mamy bardzo duży udział zielonej energii pochodzącej ze spalania biomasy, dla której, zgodnie z unijnymi regulacjami emisja dwutlenku węgla nie jest zaliczana do emisji CO₂.

Rysunek 3.12. Roczne uporządkowane wykresy jednoczesnej generacji wiatru i fotowoltaiki dla Niemiec za rok 2023 z zaznaczonymi wielkościami charakterystycznymi, w [%] mocy osiągalnej.



Na rys. 3.12 pokazuje się, że z zakresem mocy produkcyjnych 70-100 % instalacje odnawialne pracowały przez zaledwie 758 h/a. Dla odmiany z mocami w zakresie 0-30 % przedmiotowe instalacje pracowały przez 3618 h/a: krzywa generacji OZE jest silnie nierównomierna.

Przy wartości średniej 37,8 % zrównują się wynoszące 25 % generacji rocznej pola nadwyżki powyżej oraz niedoboru poniżej średniej. Gdyby tak miał pracować „zrównoważony” system elektroenergetyczny, to 75 % produkcji OZE dałoby się skierować do bezpośredniego zużycia, a ¼ część produkcji rocznej trzeba by przerzucić z pola nadwyżki do pola niedoborów, ale uwaga: wykres na rysunku 3.12 po prawej to jeszcze nie jest rozwiązanie naszego zadania. Jest on wyidealizowany, nieuwzględniający szeregu zastrzeżeń technicznych. W szczególności będziemy musieli uwzględnić wysokie straty w proponowanej tutaj gospodarce wodorowej, a analizie będzie musiał podlegać znacznie dłuższy okres czasu, niż jeden rok. Niemniej, już na podstawie obserwacji samej natury źródeł odnawialnych możemy zauważyć, jak karkołomnym zadaniem ma być wyrównanie podaży i popytu za pomocą gospodarki magazynowej. Przez magazyny energii teoretycznie musi przejść najmniej ¼ całej rocznej produkcji, w praktyce tylko więcej, i ta wielkość będzie podlegać silnym stratom gospodarki magazynowej zwrótnie powiększając zapotrzebowanie na energię do procesów magazynowych.

3.2. Ocena idei produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych w warunkach nie spełnienia chwilowego udziału 100 % OZE, oraz w instalacjach wydzielonych.

Patrząc tylko z pkt. widzenia układu elektroenergetycznego obie idee: produkcji wodoru w instalacjach wydzielonych oraz eksportu energii do innych podukładów gospodarczych zawierają w sobie błędy logiczne.

Udział generacji wiatrowej i fotowoltaicznej w Polsce za rok 2023 wyniósł 21 %, w Niemczech 38 %, (jak już wcześniej zaznaczono - nie mylić z całym udziałem OZE w Niemczech, gdzie duże znaczenie ma biomasa, ale to inny, sterowalny typ źródła). Zatem, przy globalnych udziałach OZE znacznie mniejszych od 100 % nie jest możliwe, aby istniał odbiorca energii zasilany w 100 % zieloną energią, nie też jest możliwe, aby energia skierowana do elektrolizera była w pełni zielona nawet, gdyby instalacja została zbudowana szeregowo w sieci wydzielonej galwanicznie, ponieważ niedobór zielonej energii występuje globalnie.

Zatem, każda ilość zielonej energii nie skierowanej do sieci, a zamienionej w bezużyteczne ciepło w stratnych procesach wielokrotnych konwersji cieszy serca górników. Zasada zachowania energii jest tutaj dość bezlitosna. Każda zbędna przemiana jest wyprowadzeniem części energii poza osłonę bilansową zatoczoną wokół systemu energetycznego. Zatem, dopóki nie występują chwilowe udziały OZE > 1,0 każda budowa dowolnej elektrolizerni o dowolnym wskaźniku wykorzystania mocy zainstalowanej jest przedwczesna i przedłuża żywot energetyki węglowej, czyni jej tylko dobrze, wyrównując jej bieg. Zauważmy przy tej okazji, że w takich warunkach wszelkie umowy na dostawę 100 % zielonej energii są samooszukiwaniem się z punktu widzenia polityki klimatycznej. W rozliczeniu globalnym efekt klimatyczny jest ten sam, niezależnie od tego, czy odbiorca kupił zieloną energię z sieci publicznej z udziałem chwilowym 21 %, czy też z wydzielonej sieci prywatnej z udziałem 100 %. Powtórzmy: mowa o sytuacji, gdy rzeczywisty, chwilowy udział OZE < 1,0. Mamy gotowy prąd, na którym możemy „jechać” i... nie korzystamy z niego. Kierujemy go do procesów stratnych konwersji tylko po to, aby na końcu otrzymać taki sam prąd, tyle, że w mniejszej ilości.

Przedwczesne uruchamianie elektrolizerni, nawet tylko eksperymentalnych, a także wyspowa praca elektrolizerni lub praca nieskoordynowana z pracą systemu elektroenergetycznego stwarzają per saldo zapotrzebowanie na prąd z węgla i ten błędny stan będzie trwać dopóki nie wystąpią globalne nadwyżki OZE. Jeśli elektrolizernia będzie zużywać zieloną energię w czasie, kiedy jej brakuje, to jej pobór zapewnia zapotrzebowanie na prąd z węgla.

3.3. Ocena idei produkcji wodoru ze źródeł odnawialnych w warunkach chwilowych udziałów OZE 100 % i większych.

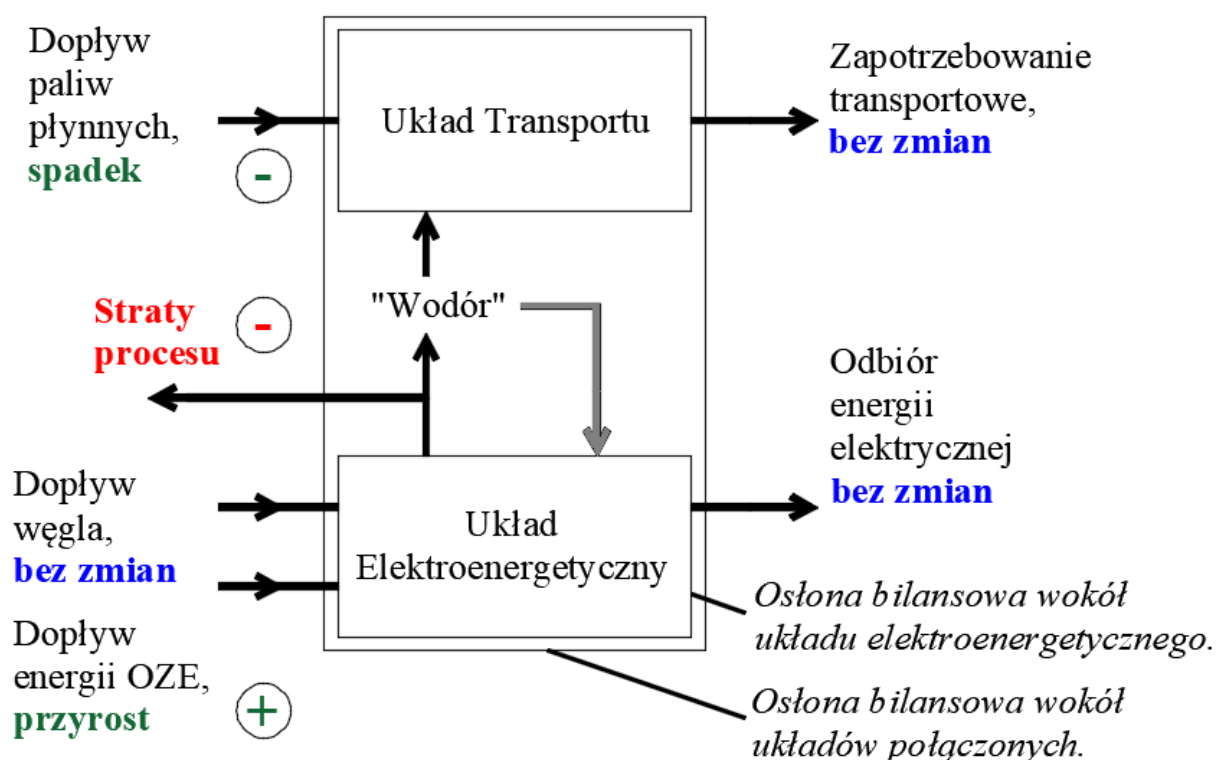
Przy spojrzeniu szerszym, uwzględniającym istnienie obok układu elektroenergetycznego także układów innych analiza będzie nieco bardziej złożona. Wodór miał być pomysłem na „przechwycenie energii słońca o godz. 13:00 i oddanie o 20:00”. Jeśli dokonamy wyprowadzenia energii z układu poza osłonę bilansową, to tej energii w układzie nie będzie. **Eksport energii z układu elektroenergetycznego w okresach chwilowych nadwyżek OZE (jeśli powstaną) oznacza automatyczny niedobór energii w okresach niedostępności OZE.**

Uwadze poleca się rysunek 3.13. W każdym przypadku proces prąd-wodór-prąd generuje wyprowadzenie znaczących strat do otoczenia. Zlekceważywszy rzeczone straty możemy wyprowadzić energię z układu elektroenergetycznego do innych układów, np. transportu, chemii lub hutnictwa. Przy takim założeniu ustala się, że doprowadzenie do układu elektroenergetycznego energii odnawialnej skutkuje zmniejszeniem poboru paliw w układach będących beneficjentami procesu. W ten sposób „klimat będzie ratowany” przez samochody wodorowe, natomiast nie zostanie zrealizowane wyparcie elektrowni węglowych z systemu w okresach niedoboru OZE. Czy takie rozwiązanie jest opłacalne pod względem

ekonomicznym i ekologicznym – to powinno być przedmiotem osobnej oceny. Emisja CO₂ z paliw płynnych jest mniejsza od emisji z węgla, sprawność nowoczesnych elektrowni węglowych jest wyższa od sprawności samochodowych silników spalinowych, a skomplikowany łańcuch przemian uniemożliwia udzielenie szybkiej odpowiedzi.

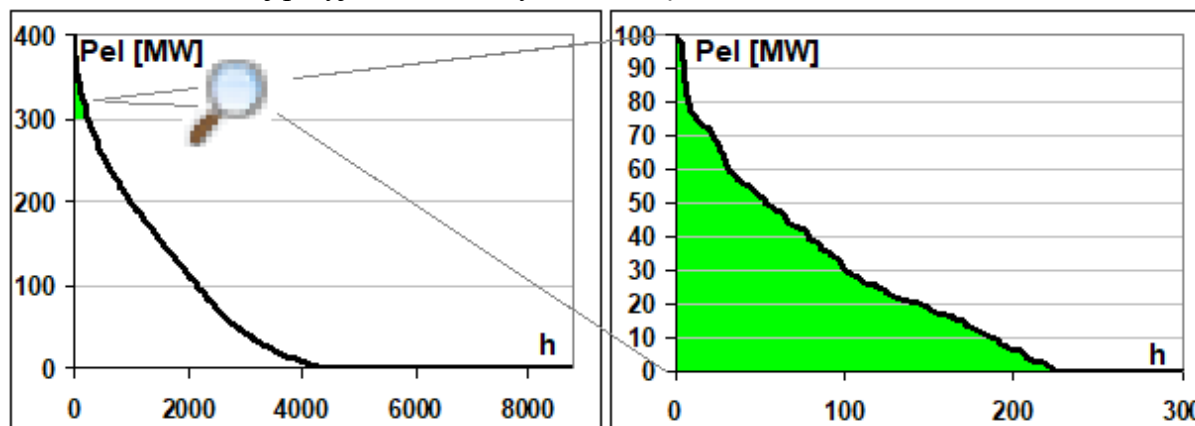
Właściwym celem uruchomienia energetyki odnawialnej, w tym także procesów wodorowych ma być redukcja emisji CO₂. Z uwagi na zaangażowanie emocjonalne zwolenników OZE możemy też odnieść wrażenie, że rozumianym literalnie celem jest likwidacja górnictwa. Niestety, zamysł eksportu nadwyżek energii elektrycznej za pomocą wodoru do innych podukładów gospodarki narodowej dla górnictwa zagrożenia nie stanowi.

Rysunek 3.13. Diagram rozplywu energii w przypadku eksportu energii z układu elektroenergetycznego do układu transportu.



Dla dalszej analizy wyobraźmy sobie, że posiadamy farmę fotowoltaiczną o mocy 400 MW, w przypadku której nie było możliwe skierowanie do sieci mocy większych, niż 300 MW, czyli układ, w którym moc nadwyżek do przerobienia na wodór może wynosić 25 %. Jednak, patrz rys. 3.14, elektrolizernia o mocy przerobowej pozwalającej na przyjmowanie aż 25 % nadwyżki mocy farmy fotowoltaicznej osiągnie roczny wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej 0,84 %. Jest to wskaźnik dyskwalifikujący opłacalność takiej instalacji. Zwraca się uwagę na nieskuteczne próby zobrazowania tak małej produkcji: na wykresie generacji fotowoltaiki pole produkcji zaznaczono kolorem zielonym z trudem, a czytelnik będzie musiał włożyć sporo uwagi, by je dostrzec. W powiększeniu proszę zauważyć, że ós „x” rozciągnięto z 8760 h do 300 h.

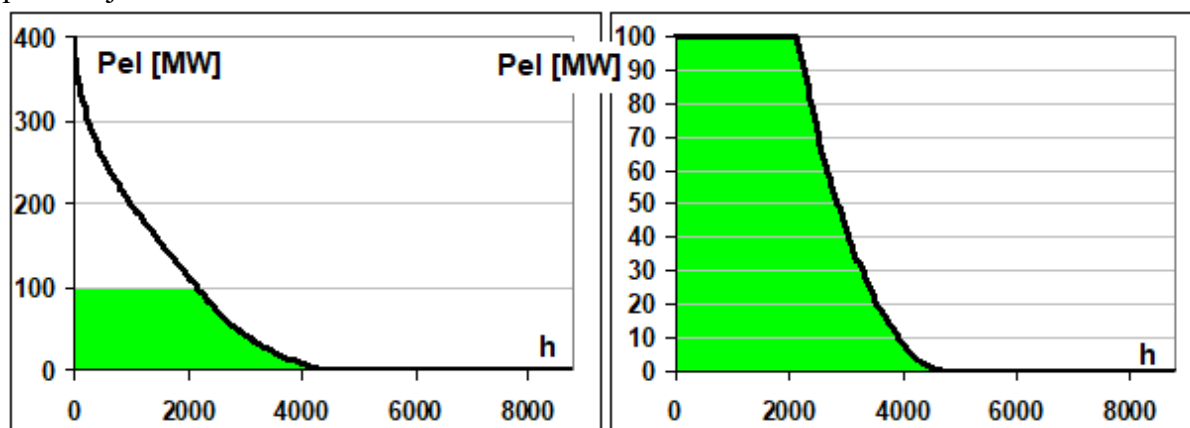
Rysunek 3.14. Po lewej roczny, uporządkowany wykres produkcji farmy fotowoltaicznej o mocy 400 MW, po prawej roczny uporządkowany wykres pracy połączonej z nią szeregowo elektrolizerni zdolnej przyjmować nadwyżki z mocą 100 MW.



Uwagi: dla elektrolizerni max odpowiada 100 MW, średnia roczna **0,84** MW, min 0,0

Szacunkowo można powiedzieć, że jeśli nadwyżki z fotowoltaiki wystąpią w godzinach 11-15 przez całe lato, to mówimy o okresie 90 dni * 4 godziny, a więc 360 godzin. Trudno spodziewać się, aby przy takich czasach pracy za ekonomiczny został uznany dowolny pomysł na rozwiązanie problematyki nadwyżek, zarówno w obszarze regulacji mocy biernej w sieciach niskiego napięcia, czy też stosowania dowolnych magazynów pozwalających utrzymać w ryzach bilans mocy czynnej. Uwaga, w rzeczywistości poziom nadwyżek będzie też zależał do tego, czy dzień słoneczny na trafi na dzień wolny od pracy.

Rysunek 3.15. Praca instalacji fotowoltaicznej i elektrolizerni, w której priorytetem jest produkcja wodoru.



Można dla odmiany przyjąć założenie, że tworzymy instalację składającą się z fotowoltaiki o mocy 400 MW i elektrolizerni, dla której priorytetem jest produkcja wodoru z mocą maksymalną 100 MW, a do sieci oddawane są tylko nadwyżki energii elektrycznej. Wtedy elektrolizernia osiągnie wsk.wykorzystania 34% i ewentualnie możliwe jest osiągnięcie jakichś efektów ekonomicznych, natomiast jest to pomysł w zasadzie niedorzeczny, ponieważ nie rozwiązuje problemu nadwyżek w systemie elektroenergetycznym, tylko wręcz je tworzy. To właśnie jest przykład pracy elektrolizerni nieskoordynowanej z resztą systemu.

Ogólnie możemy powiedzieć, że dla elektrolizera o mocy nieskończenie małej, połączonego szeregowo z fotowoltaiką największy możliwy wskaźnik wykorzystania wyniesie 58 %,

(będzie on większy od 50 %, ponieważ występuje szczytkowa generacja także przed wschodem i po astronomicznym zachodzie słońca). Oczywiście elektrolizer o mocy nieskończenie małej nie będzie miał znaczenia gospodarczego. W przypadku przeznaczenia całej generacji fotowoltaicznej na potrzeby produkcji wodoru elektrolizer osiągnie wsk. wykorzystania, jak całe źródło, czyli około 15 %.

A zatem, abstrahując od sensowności takich rozwiązań:

- instalacja fotowoltaiki i elektrolizera pracująca w sposób skoordynowany z potrzebami układu elektrycznego i przerabiająca na wodór tylko nadwyżki, może osiągnąć, zależnie od proporcji mocy wskaźniki wykorzystania w zakresie 0-15 %,
- instalacja fotowoltaiki i elektrolizera pracująca z priorytetem produkcji wodoru (wbrew potrzebom układu elektrycznego), czyli oddająca do sieci elektrycznej tylko nadwyżki może osiągnąć, zależnie od proporcji mocy wskaźniki wykorzystania w zakresie 15-58 %.

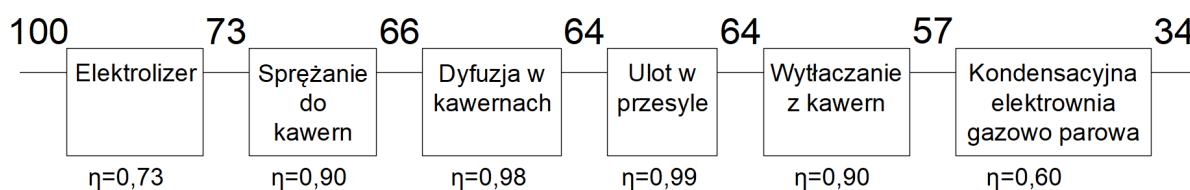
Podobne rozumowanie możemy przeprowadzić dla wiatraków:

- instalacja farmy wiatrowej i elektrolizera pracująca z priorytetem na wytwarzanie prądu i oddająca do przerobienia na wodór tylko nadwyżki może osiągnąć, zależnie od proporcji mocy wskaźniki wykorzystania w zakresie 0-35 %,
- instalacja farmy wiatrowej i elektrolizera pracująca z priorytetem na wytwarzanie wodoru i oddająca do sieci elektrycznej tylko nadwyżki może osiągnąć, zależnie od proporcji mocy wskaźniki wykorzystania w zakresie 35-99 %.

W danej chwili tylko jeden podmiot, konkretnie operator w Krajowej Dyspozycji Mocy może powiedzieć, czy aktualnie występuje nadwyżka energii elektrycznej do przerobienia na wodór, tylko ta osoba posiada w czasie rzeczywistym komplet przyrządów pomiarowych pozwalających to ustalić i wydać ewentualną decyzję ruchową, co do uruchomienia lub odstawienia elektrolizerni. (Osoba lub podległe jej układy automatyczne). Jest to więc typowe zadanie do realizacji metodami sterowania centralnego. Ponieważ jednak w okresie ostatnich dwóch dekad OZE rozwija się na zasadach silnie liberalnych, istnieje duże prawdopodobieństwo produkcji chaotycznej, niezgodnej z nadrzędnym celem ochrony klimatu. Dlatego przypadki działania, w których priorytetem będzie produkcja wodoru autor przeanalizował (powtórzmy, że w tym niewłaściwym schemacie działania elektrolizer może osiągnąć wsk. wykorzystania mocy zainstalowanej 15-58 % przy odbiorze prądu z fotowoltaiki oraz 35-99 % przy odbiorze z wiatraków) i przy takich stopniach obciążenia elektrolizernia może teoretycznie osiągnąć dobre wyniki gospodarcze. Jednak górne wartości wskaźników są podane dla mocy elektrolizerów nieskończenie małej, a więc nie mającej znaczenia gospodarczego, oraz jest to schemat działania, który nie usuwa, a powiększa fundamentalną wadę OZE – wzmacnia problem pojawiania się nadwyżek energii elektrycznej w okresach nadpodaży OZE.

Właściwym schematem działania elektrolizerni ma być przejmowanie tylko nadwyżek energii elektrycznej, a tutaj pokazano, że z natury rzeczy możliwe są osiągi 0-15 % dla współpracy z fotowoltaiką oraz 0-35 % dla współpracy z wiatrakami i są to osiągi już z założenia gwarantujące niską opłacalność elektrolizerni nawet przy podanych górnych granicach zakresu. Wsk. wykorzystania znacznie powyżej 35 % możliwe byłyby tylko przy bezpośrednim zasilaniu elektrolizerni z najnowszych farm wiatrowych, ale powtórzmy po raz kolejny przy schemacie działania oderwanym od globalnej sytuacji w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym KSEE, czyli w sytuacji, w której niezależny przedsiębiorca produkuje wodór nie patrząc na to, że w danej chwili OZE de facto brakuje.

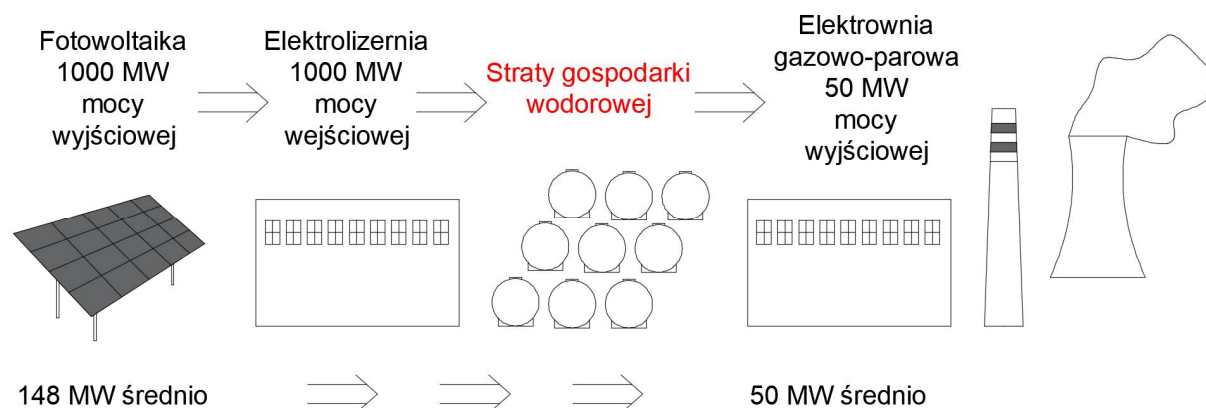
Rysunek 3.16. Założone sprawności instalacji w procesie prąd-wodór-prąd.



Dla potrzeb niniejszej analizy przyjęto dla procesu prąd-wodór-prąd sprawności instalacji, jak na rysunku 3.16. Rzeczne sprawności podaje się w wartościach bezwzględnych, natomiast ilości energii po każdym z fragmentów procesu w procentach wielkości początkowej. Założono spalanie wodoru w zawodowej elektrowni gazowo parowej o sprawności 60 % - jest to wielkość osiągalna praktycznie, ale możemy sobie wyobrazić, że wodór będzie spalany w elektrociepłowni o sprawności mniejszej. Można też spalić wodór w ogniwie paliwowym o sprawności obiecanej w przyszłości do 60 %, ale jak powiedziano, wielkoskalowe elektrownie gazowo parowe są już faktem dokonany, a możliwe jest, że wodór będzie spalany, jako domieszka do gazu ziemnego i jego udział cząstkowy będzie przetwarzany ze sprawnością właściwą dla całej elektrowni. (Trwa dysputa techniczna, czy będzie możliwe spalanie wodoru w turbinie gazowej, ale dla potrzeb niniejszej analizy nie ma to znaczenia – w obu przypadkach mowa o takiej samej sprawności konwersji wodoru na prąd, do 60 %).

Autor sugeruje, aby nie stosować w piśmiennictwie nazwy P2P. Ma ona cechy dobrego marketingu i sugeruje nieprawemu obserwatorowi, że w takim procesie dzięki zastosowaniu wodoru możemy dostać, mówiąc żargonowo, jeszcze większego „pałeru”. Właściwym jest stosowanie czytelnego opisu prąd-wodór-prąd. Opis ten już na wstępie uświadamia nam, że jest to robienie prądu z prądu, a po drodze musimy ponieść koszty konwersji wodorowych.

Rysunek 3.17. Symboliczne przedstawienie mocy instalacji w procesie prąd-wodór-prąd opartym w części źródłowej na fotowoltaice.



Musimy mieć świadomość, że dla przykładowej farmy fotowoltaicznej o szczytowej mocy wyjściowej 1000 MW konieczne jest dla przejęcia całej jej generacji zbudowanie elektrolizerni o mocy wejściowej również 1000 MW. Fotowoltaika o takiej mocy będzie produkowała z mocą średnią roczną 148 MW. Po przepuszczeniu jej przez proces prąd-wodór-prąd otrzymamy średnio 50 MW, np. na wyjściu ze sterowalnej elektrowni gazowo parowej. **Podsumowując musimy powiedzieć, że kosztem budowy instalacji o łącznej mocy 2050 MW oraz odpowiednio dużych magazynów wodoru otrzymamy średnio 50**

MW sterowalnej mocy elektrycznej. Analogiczny przewód myślowy dla instalacji prąd-wodór-prąd opartej na farmie wiatrowej o dwa razy lepszym wskaźniku wykorzystania doprowadzi nas do wniosku, że kosztem budowy 2100 MW otrzymamy średnio 100 MW sterowalnej mocy elektrycznej. Są to parametry dla instalacji pracującej szeregowo, wydzielonej, lub pracującej w oderwaniu od aktualnych potrzeb KSEE, w której dogmatycznie cała produkcja OZE zostanie skierowana do procesów wodorowych i przetworzona ponownie na prąd, tylko już generowany sterowalnie, na każde życzenie odbiorców. Jeśli patrząc na podane moce instalacji zauważymy, że są to proporcje skrajnie niekorzystne biznesowo i przypomnimy sobie, że nie chcemy tak działać – przecież do procesów wodorowych miała być kierowana tylko nadwyżka, to musimy przyznać, że tym bardziej elektrolizernie będą musiały pracować na wskaźnikach wykorzystania niższych od wskaźników właściwych dla instalacji źródłowych.

3.4. Symulacje systemu elektroenergetycznego „100% OZE na wodorze” przy zapotrzebowaniu, jak w Polsce za rok 2023.

3.4.1. Symulacja przy realnych wymuszeniach minimów od EC i JWCD, na danych polskich.

W tym badaniu symuluje się pracę teoretycznego systemu opartego wyłącznie o wiatraki, fotowoltaikę i magazynowanie w wodorze.

Założenia

- * Rzeczywiste, historyczne osiągi wiatraków za rok 2023.
- * Rzeczywiste, historyczne osiągi fotowoltaiki za rok 2023.
- * Rzeczywiste, historyczne osiągi zapotrzebowania w Polsce za rok 2023.
- * Charakterystyka generacji elektrociepłowni utworzona na podstawie realnego przykładu produkcji ciepła za rok 2023, zmienna od 2467 MW (e) latem do 5535 MW (e) zimą.
- * Minimum techniczne Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych ustalane co 24 h na poziomie 0,45 zapotrzebowania maksymalnego, jakie może się wydarzyć, lecz nie mniej, niż 5000 MW. Odpowiada to założeniu, że jeśli operator systemu wie, że w ciągu maksymalnie 23 h gwałtownie przestanie wiać, to nie zdecyduje się na wygaszanie kotłów parowych.
- * Po każdej badanej godzinie, jeśli wystąpiła nadwyżka OZE, to w magazynie znajdzie się $0,73 \cdot 0,90 \cdot 0,98$ energii skierowanej do procesu, patrz rys.3.16.
- * Po każdej badanej godzinie, jeśli wystąpił niedobór OZE, to zapas magazynowy zostanie zmniejszony o pobór wodoru z mocą potrzebne_{netto} / $(0,99 \cdot 0,90 \cdot 0,60)$
- * Końcowy zapas magazynowy ma być równy początkowemu zapasowi magazynowemu.
- * Minimalny zapas – zero.

Zatem, podsumowując, nie posługujemy się pojęciem jakiegoś teoretycznego, uśrednionego roku klimatycznego dla zasymulowania warunków pogodowych. Tyle wiatru, słońca i zapotrzebowania realnie było, a celem obliczeń jest tylko ustalenie wymaganej krotności mocy wymienionych źródeł tak, by osiągnąć 100 % OZE. Warunki: zapasu minimalnego oraz zrównania zapasu początkowego i końcowego są konieczne dla zapewnienia porównywalności wyników badań z wynikami innych symulacji. W rzeczywistości dopuszczenie do zerowego stanu zapasów magazynowych jest niemożliwe,

ponieważ nie można sobie wyobrazić, że dowolny operator (lub rząd) zagra losami całego kraju przewidując, że ostatnia chwila chłodna i bezwietrzna wydarzy się np. 26 lutego 2035 o godz. 8:58, a potem zapas magazynowy będzie już tylko narastał. Zatem w rzeczywistości należy mieć na uwadze, że zapas magazynowy zawsze musi być przewymiarowany z poprawką na nieprzewidziane okoliczności, a jak wielka ta poprawka ma być zależy już tylko od zasobności danego państwa.

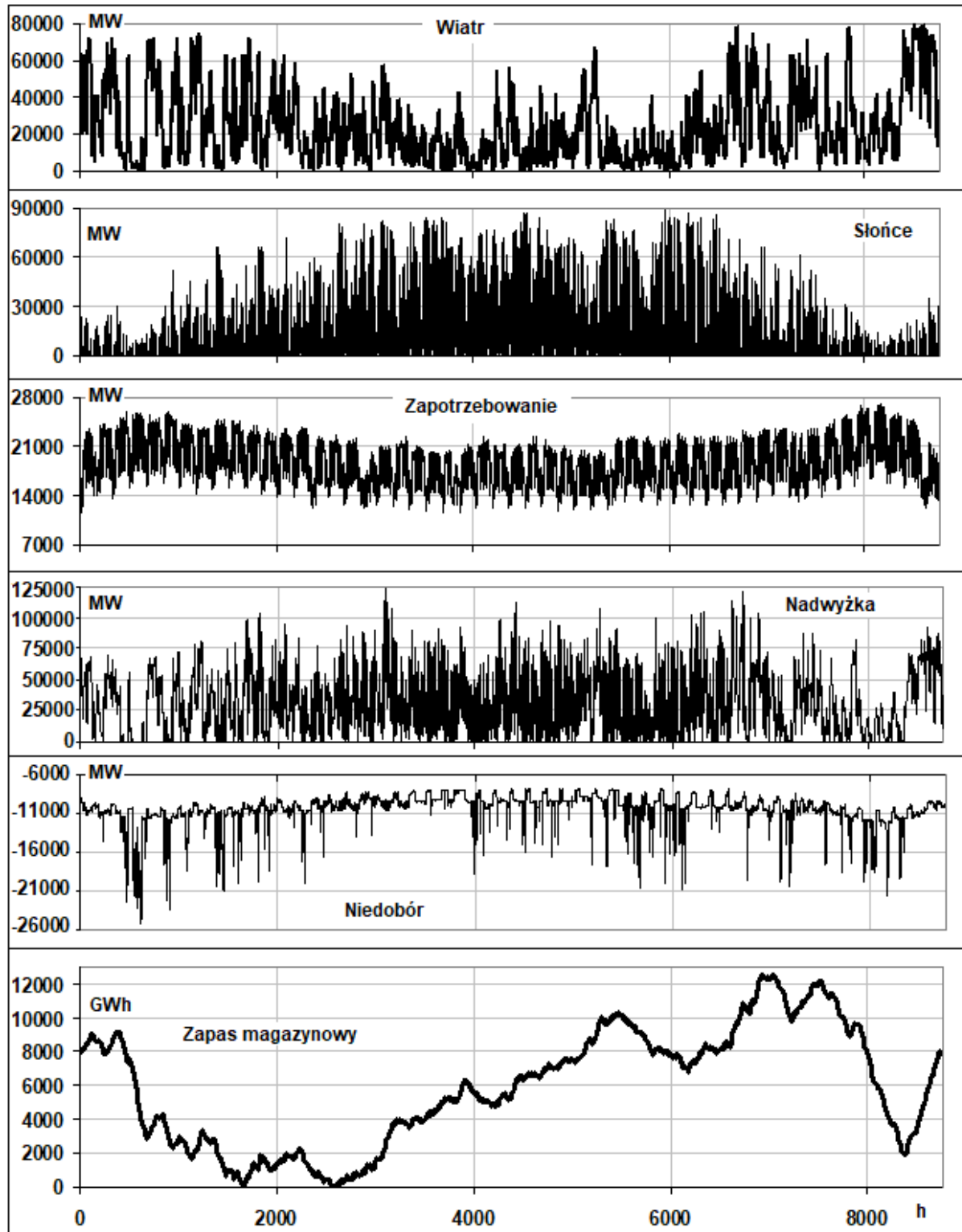
Z punktu widzenia środowisk popierających OZE najbardziej dyskusyjne są założenia dotyczące mocy minimalnej elektrociepłowni i elektrowni sterowalnych, ale celem niniejszego badania nie jest zaprojektowanie systemu, którego przy dzisiejszym stanie wiedzy nikt jeszcze nie zaprojektował. Wydaje się pewne, że najprostszym sposobem sterowanej rezerwacji OZE jest posiadanie przez operatora centralnego elektrowni wielkoskalowych, a nie ma instalacji energetycznej jednakowo sprawnej technicznie w całym zakresie regulacyjnym 0-100%. Nawet elektrownia wodna posiada w tym względzie ograniczenia techniczne, mają je także i elektrolizery i ogniwa paliwowe. Elektrociepłownie wymagają osobnej dysputy: nie da się oczywiście zrezygnować z ogrzewania. Ciepło można wytwarzać produkując prąd (tradycyjna kogeneracja) lub pobierając prąd (elektrolizernie). Ze względu na brak przewidywalnej koordynacji między możliwościami nadmiaru lub niedoboru OZE oraz zapotrzebowania na ciepło nie da się tego zadania w sposób prosty technicznie rozwiązać, nawet przy założeniu istnienia elektrolizerów odwracalnych. Można też wytwarzać ciepło spalając wodór w kotłach wodnych, albo można pompami ciepła, ale masowe zastosowanie tych ostatnich, szczególnie w dużych aglomeracjach jest mało realne ze względu na znaczne zapotrzebowanie na prąd w warunkach szczytowych. Istnieje także inicjatywa stosowania kotłów elektrodowych do bezpośredniego zużywania nadwyżki OZE, ale jej właściwości są takie, jak opalanie kotłów pszenicą w celu opanowania nadwyżki płodów rolnych. Najbardziej szlachetny nośnik energii – prąd elektryczny zostanie tu zużyty do bezpośredniego ogrzewania w proporcji 1:1, przy czym nadmiar OZE owszem zostanie z rynku usunięty, natomiast nie zostanie zmagazynowany na czas niedoborów.

Powtórzmy, że celem badania nie jest zaprojektowanie układów niesprawdzonych, czy też futurystycznych, tylko symulacja w warunkach najbardziej realnych.

Wyniki wstępne

Uwadze poleca się rysunek 3.18. Proszę spojrzeć na stan zapasów magazynowych w okolicach 2000 godziny roku, a także nieco wcześniej, na okres 416-703 godziny roku. Rok 2023 to był właściwie rok bez zimy. Jednak koincydencja niskiej produkcji energii z wiatru, słońca oraz wzmożonego zapotrzebowania na energię w zupełności do gwałtownego rozładowania magazynów wystarczyła. Równie gwałtowne rozładowanie magazynów wystąpiło w okresie od 7930 do 8374 godziny roku, tj. w dniach 27.11.2023 g.7:00 – 15.12.2023 g.22:00. W pierwszym przypadku dla rozładowania magazynów wystarczyło zaledwie 1,7 tygodnia, w drugim 2,6 tygodnia. Tymczasem w naszych warunkach geograficznych jest całkowicie normalne wystąpienie pogody mglistej, pochmurnej i bezwietrznej nawet przez 3-5 tygodni. Powyższe determinuje konieczność utrzymywania pełnoskalowego systemu elektrowni sterowalnych ze standardowym magazynowym zapasem energii pierwotnej na 30 dni. Zatem OZE pogodowo zależne, niezależnie od tego, w jakiej mocy by ich nie zbudowano zawsze będzie tylko dodatkiem ponad część obligatoryjną.

Rys.3.18 Wyniki symulacji systemu 100 % OZE na wodorze za rok 2023 na danych PL.

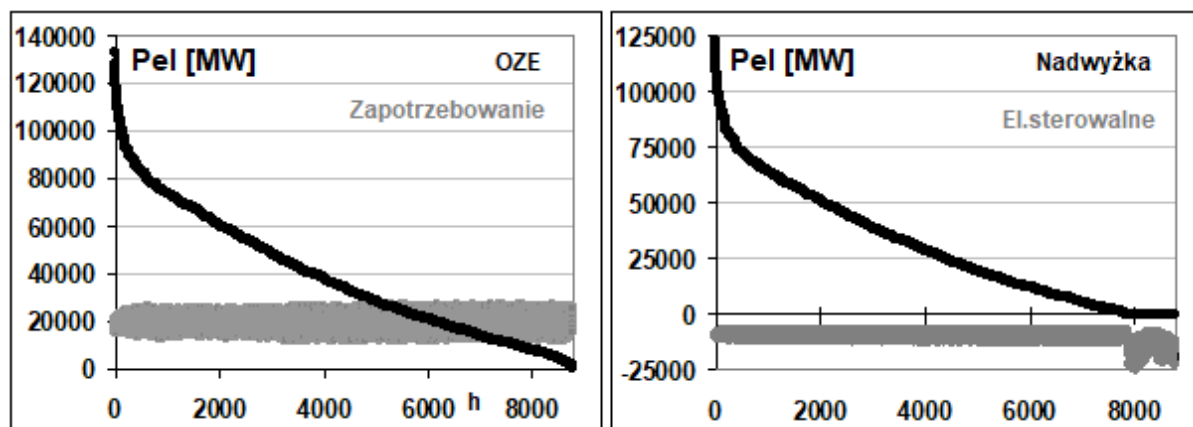


Uwagi: w [MW] moce elektryczne Pel.

Wykres opisany, jako „Niedobór” oznacza jednocześnie moc elektrowni sterowalnych stale pobierających z magazynu wodór. Zwraca się uwagę, że wykresy nadwyżki i niedoboru są wykonane w różnej skali. O ile moc elektrowni sterowalnych nie jest dla nas zaskoczeniem (jest to po prostu zakres mocy odpowiadający zmienności zapotrzebowania), o tyle chwilowe moce nadwyżki stanowią w stosunku do zapotrzebowania wielokrotność. Powyższe możemy

zobaczyć dokładniej na rys. 3.19. Na tymże rysunku pokazujemy, że największa, jednoczesna generacja wiatraków i fotowoltaiki wynosiła 132,6 GW. Byłby to akurat 10.05.2023 g.12:00. Przy wcale niemałym zapotrzebowaniu 19,4 GW i przy przyjętym, jako nieusuwalne minimum elektrowni sterowalnych 9,5 GW, wystąpiła o tej godzinie nadwyżka 122,7 GW, którą przyjmuje się, jako największą, wymaganą moc przyjmowania do elektrolizerni. Zauważmy, że przy generacji 133 GW i zapotrzebowaniu 19 GW, to nie moc minimum technicznego elektrowni sterowalnych jest problemem.

Rys.3.19. Roczne, uporządkowane wykresy generacji i nadwyżki OZE w symulacji 100 % OZE na wodrze za rok 2023.



Na rys.3.19. poleca się także uwadze porównanie mocy OZE i zapotrzebowania – szare pasmo na dole, to jednocześnie zakres zmian mocy konwencjonalnego systemu elektrowni bez OZE. Tutaj poleca się także uwadze porównanie mocy nadwyżki OZE (mocy wejściowej elektrolizerni) z mocą niedoborów OZE, czyli mocą elektrowni sterowalnych zasilanych wodorem. Zgodnie z przyjętymi do symulacji założeniami pracują one na minimum przez większość roku, jednak przez 884 godziny, kiedy nadwyżka wynosi zero muszą zwiększać moc do poziomu pokrycia pełnego zapotrzebowania. OZE tworzy więc konieczność utrzymywania przez cały rok majątku kosztownego, majątku który z większą mocą będzie zarabiał na siebie przez tylko ułamkową część roku i jednocześnie majątku nieusuwalnego z łącznych kosztów systemu. Wg. częstych, a błędnych interpretacji krótki czas właściwego wykorzystania mocy elektrowni sterowalnych miałyby oznaczać „oszczędność”, tymczasem jest to rażąca nieprawidłowość ekonomiczna.

Pozostałe wyniki tej symulacji w zestawieniach poniżej.

Zestawienie mocy maksymalnych

Wiatr	80 314 MW
Słońce	88 844 MW
OZE jednocześnie	132 665 MW
OZE suma	169 158 MW
Nadwyżka / wejściowa elektrolizerni	122 739 MW
Elektrownie sterowalne	25 125 MW
Instalacje suma	317 023 MW
Zapotrzebowanie	27 106 MW

Zestawienie mocy średnich

Wiatr	24 184 MW
Słońce	14 460 MW

OZE jednocześnie	38 644 MW	
OZE bezpośrednio do sieci	8 639 MW	
OZE do magazynu (elektrolizerni)	30 005 MW	
Elektrownie sterowalne	10 322 MW	
Elektrownie sterowalne na wodorze	10 314 MW	
Odnawialna użyteczna	18 953 MW	
Strata magazynowa	19 961 MW	
Zapotrzebowanie	18 961 MW	
Udział energii zielonej		100 %
Wsk.wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizerni		24,4 %
Wsk.wykorzystania elektrowni sterowalnych		41,1 %

Zapasy początkowy	7 881 114 MWh
Zapasy końcowy	7 881 114 MWh
Zapasy maksymalny	12 561 412 MWh
Zapasy maksymalny	354 h średniego zapotrzebowania
Zapasy maksymalny	14,8 d średniego zapotrzebowania
Zapasy minimalny	0 MWh

Krotność mocy osiągalnej OZE PL 2023	9,58
Krotność mocy OZE do zapotrzebowania średniego	16,7
Krotność mocy OZE do zapotrzebowania maksymalnego	11,7

Wyżej podane wyniki odczytamy następująco. Dla realizacji wizji systemu opartego wyłącznie o wiatraki, fotowoltaikę, elektrolizernie i elektrownie wodorowe, przy dzisiejszym stanie techniki wymienionych czterech typów urządzeń, potrzebne byłoby 80 GW wiatraków i 88 GW fotowoltaiki ze zdolnością jednoczesnej generacji 133 GW. Zapewnienie przyjęcia każdej nadwyżki OZE bez wyłączeń wymagałoby 123 GW mocy wejściowej elektrolizerni, a powyższe zapewniłoby zasilenie w wodór niezbędnego systemu elektrociepłowni i elektrowni sterowalnych o mocy 25 GW. Łączna moc wszystkich instalacji:

$$P_{\text{wiatr}} + P_{\text{foto}} + P_{\text{elektrolizerni}} + P_{\text{el.sterowalnych}} = 80+88+123+25$$

wyniosłaby 317 GW, a byłaby to prawie 17-to krotność mocy zapotrzebowania średniego PL. (Podaje się wyniki z zaokrągleniem końcówek w Excelu. Także i obliczenia są realizowane z akceptowalną dokładnością, proszę porównać np. udział elektrowni wodorowych w stosunku do mocy wszystkich elektrowni sterowalnych. Obliczenia wymagają zgrania wsp. krotności mocy na wiele miejsc po przecinku i zapasów magazynowych mierzonych w mln MWh).

Średnia generacja OZE wyniosłaby 38,6 GW, konieczne byłoby skierowanie na magazyn średnio 30,0 GW, z magazynu pobrano by użytecznie 10,3 GW, zatem na gospodarce magazynowej poniesiono by stratę średnio 20 GW. (Proszę porównać z zapotrzebowaniem średnim 18,9 GW).

Zapasy początkowy równy zapasowi końcowemu wyniósł 7881 GWh, wymagana pojemność magazynów 12561 GWh, albo, w przeliczeniu na zapotrzebowanie średnie 14,8 dnia. Wyniki obliczeń uzyskano przy krotności 9,58 w stosunku do mocy wiatraków i fotowoltaiki PL2023.

Elektrolizernie osiągnęłyby wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej (mocy przyjmowania) 24,4 %. Elektrownie sterowalne i elektrociepłownie wykorzystujące wyłącznie wodór osiągnęłyby wsk. wykorzystania 41 %. Nadmieniamy, że w systemie bez OZE osiągnęłyby średni wsk. wykorzystania taki, jak średnie zapotrzebowanie, czyli 70 %.

Niewątpliwie negatywnym zjawiskiem, zjawiskiem wynikającym z przyjętych założeń jest tutaj konieczność jednoczesnej produkcji i jednoczesnego zużywania wodoru, którego to zjawiska nie można opisać inaczej, jak tylko zjadaniem własnego ogona. W szerszym ujęciu należy analizować badaną problematykę nie tylko pod względem technicznym i ekonomicznym, ale także pod względem społecznym. Energetycy to ludzie względnie dobrze wykształceni, z konieczności w kilku dziedzinach wiedzy. Ci ludzie zawsze będą negatywnie ustosunkowani do procesów charakteryzujących się opisaną nielogicznością. Zapewne w pewnym stopniu poprawa jest tu możliwa, jednak istnieją wyraźne przeszkody, by zamysł „likwidacji elektrociepłowni” i obniżenia minimum elektrowni sterowalnych do zera zrealizować.

3.4.2. Symulacja przy nierealnych minimach technicznych, na danych polskich.

Założenia

Założono zerową moc elektrociepłowni i zerowe minimum techniczne JWCD. Zarówno likwidacja elektrociepłowni, jak i sprowadzenie minimum elektrowni sterowalnych do zera są niemożliwe. Ta symulacja jest przeprowadzana tylko w celu określenia ram badawczych. Nie można oczywiście przerwać ogrzewania mieszkańców aglomeracji. Sprowadzenie minimum elektrowni sterowalnych do zera oznacza zlekceważenie zasad bezpieczeństwa i stabilności systemu elektroenergetycznego na wielu płaszczyznach, tu omówimy tylko dwa wybrane aspekty. Możemy np. sobie wyobrazić, że przez chwilę moc OZE i zapotrzebowania rzeczywiście są jednakowe. Ale w przypadku każdego odchylenia częstotliwości w górę lub w dół trzeba by dokonywać rozruchu albo elektrolizerni albo ogniwa paliwowego. A regulację w trybie automatycznym i pod nadzorem centralnym można prowadzić tylko na instalacji uruchomionej i będącej w paśmie swoich możliwości. Mając nadmiar mocy wiatru regulację na zasadzie redukcji generacji można by prowadzić wiatrakami, ale usługa redukcyjna oznacza utracone korzyści. Proklimatyczny system finansowania energetyki zakłada, aby tę stratę ponosiły kosztowne i niezbędne elektrownie sterowalne, a nie źródła odnawialne. Omówimy także jeden z aspektów bezpieczeństwa, mianowicie inercyjność źródeł energii. Przykładowo dla fotowoltaiki wynosi ona zero sekund, dla konwencjonalnego generatora w bloku energetycznym do 9 sekund. Zakłócenie w systemie elektroenergetycznym potrafimy wyłączyć w czasie 100-150 milisekund. Szkopuł w tym, że fotowoltaika w reakcji na zwarcie wyłączy się szybciej, niż aparatura sieciowa potrafi je wykryć i wyłączyć. Natomiast generator o podanym czasie inercji 9000 ms \gg 150 ms przejdzie przez okres zakłócenia po prostu siłą inercji. A zatem uwarunkowania pracy systemu elektroenergetycznego mają podstawy głęboko fizyczne – wirnik turbosespołu ma po prostu masę mierzoną w dziesiątkach ton i to ona zapewnia wymaganą inercyjność. System oparty na fotowoltaice rozpadalby się, jak domek z kart po każdym zakłóceniu w sieci, choćby po uderzeniu pioruna, które normalnie jest wykrywane i wyłączane w czasie do 2 sek. Albo inaczej: samą potęgą umysłu tworzącego algorytm sterowania fotowoltaiki nie da się zastąpić właściwości kilkudziesięciu ton wirującej masy.

Pozostałe założenia są takie, jak w symulacji opisanej w pkt. 3.4.1.

Wyniki wstępne

Po usunięciu realnych ograniczeń technicznych wystąpiły niżej opisane zmiany.

Wymagana osiągalna moc wiatraków spadła	z 80 GW	do 54 GW.
Wymagana osiągalna moc fotowoltaiki spadła	z 89 GW	do 60 GW.
Wymagana moc jednocześnie osiągalna OZE spadła	ze 132 GW	do 90 GW.
Wymagana moc wejściowa elektrolizerni spadła	ze 123 GW	do 71 GW.
Łączna moc instalacji spadła	z 317 GW	do 210 GW.
Wymagana pojemność magazynów spadła	z 14,8 doby	do 13,5 doby.
Średnia moc wejściowa elektrolizerni spadła	z 30 GW	do 11 GW.
Średnia moc elektrowni sterowalnych spadła	z 10 GW	do 4 GW.
Średnia moc straty magazynowej spadła	z 20 GW	do 7 GW.

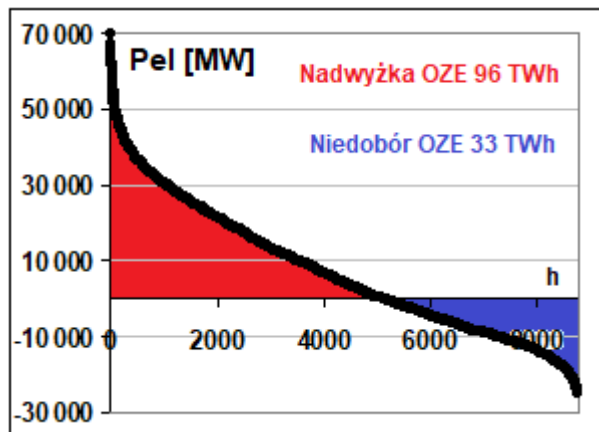
Wskaźnik wykorzystania mocy osiągalnej elektrowni sterowalnych spadł z 41 do 15 %.

Wskaźnik wykorzystania mocy wejściowej elektrolizerni spadł z 24 do 15 %.

Podsumowując: po teoretycznej likwidacji problematyki generacji wymuszonej elektrowni sterowalnych uzyskano poprawę polegającą na spadku łącznej mocy instalacji z 317 GW do 210 GW. Jednak logiczną konsekwencją zmniejszenia przewymiarowania mocy OZE jest spadek zapotrzebowania na pracę elektrolizerni, więc wsk. wykorzystania tych ostatnich stanie się jeszcze bardziej niekorzystny. Problem utrzymania elektrowni sterowalnych tylko się zaostrzy – będą potrzebne, ale ze wsk. wykorzystania również zaledwie 15 %.

Przy zerowym minimum technicznym generacji sterowalnej możliwe jest zaprezentowanie na jednym wykresie uporządkowanym nadwyżki i niedoboru OZE w formie, jak na rysunku 3.20. Jest to wykres stworzony przy nierealnych założeniach, ale jednocześnie niezwykle poglądowy.

Rys.3.20. Roczny, uporządkowany wykres nadwyżki i niedoboru OZE w symulacji zakładającej brak wymuszeń od generacji sterowalnej.



Pole nadwyżki OZE do elektrolizerni wynosi 96 TWh, pole generacji elektrowni rezerwowo regulacyjnych 33 TWh. Znacząca dysproporcja pól obrazuje rozmiary straty magazynowej procesu prąd-wodór-prąd. W tym procesie znakomita większość wiatraków kręci się na pokrycie strat i bezużyteczne wprowadzenie ciepła strat prosto do atmosfery.

Straty wynoszące średnio 7 GW w tym przypadku odpowiadają mniej więcej dwukrotnej, rocznej produkcji Elektrowni Bełchatów. Nie powstawałoby przy tym CO₂, a jednak

zasadność pracy takiej instalacji budzi zrozumiałe wątpliwości. Po urealnieniu założeń technicznych strata magazynowa będzie tylko większa, jak to wcześniej wykazano.

W tej symulacji wyniki obliczeń uzyskano przy krotności 6,48 w stosunku do obecnej mocy wiatraków i fotowoltaiki PL.

3.4.3. Symulacja przy rezygnacji ze stosowania magazynowania w wodorze, na danych polskich.

Założenia

Narzucamy arbitralnie posiadanie 80 GW wiatraków i 89 GW fotowoltaiki będących wynikiem obliczeń dla symulacji z pkt. 3.4.1. W tamtej symulacji założono istnienie gospodarki wodorowej umożliwiającej realizację celu 100 % OZE. Teraz z wodoru rezygnujemy w celu sprawdzenia, jakie byłyby osiągi bez możliwości magazynowania.

Wyniki wstępne

W zawiązku z założeniem nienaruszalności mocy minimalnej generacji wymuszonej, w obu symulacjach, zarówno z wodorem, jak i bez, elektrownie sterowalne pokryły średnio 10,3 GW spośród wszystkich 18,9 GW, czyli 54,4 % zapotrzebowania.

W obu symulacjach bezpośrednio do sieci skierowano średnio 8,6 GW spośród 18,9 GW zapotrzebowania, czyli 45,6 %.

W symulacji „bez wodoru” wskaźnik 45,6 % jest jednocześnie maksymalnym udziałem energii zielonej. Nadmiar wiatraków i fotowoltaiki był tu wyłączany.

W symulacji „z wodorem” osiągnięto pokrycie 100 % zapotrzebowania za pomocą zielonej energii, ponieważ nadmiar OZE kierowano do magazynów, a następnie generacja sterowalna zasilana była wyłącznie wodorem z magazynów.

Bez wodoru koszt budowy 169 168 MW OZE byłby poniesiony, ale uniknięto by kosztów budowy 122 739 MW elektrolizerni i towarzyszącej gospodarki magazynowej.

Wskaźnik wykorzystania mocy osiągalnej wiatraków spadłby z 30,1 do 7,3 %.

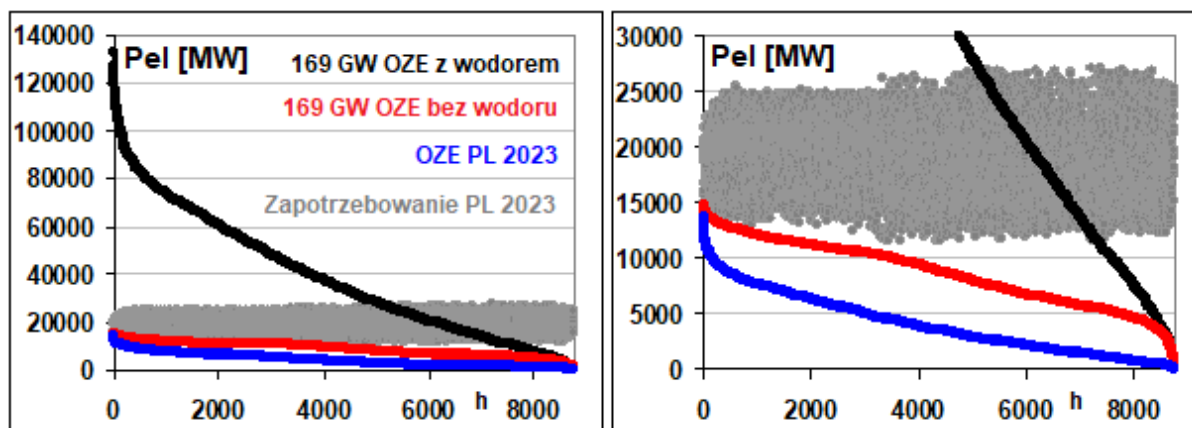
Wskaźnik wykorzystania mocy osiągalnej fotowoltaiki spadłby z 16,3 do 3,1 %.

Z powyższego nie wynika, że bez magazynów zwiększenie udziału OZE powyżej 45 % nie jest możliwe, ale niniejsze opracowanie dotyczy tylko wiatraków i fotowoltaiki. Generacja sterowalna może być zasilana paliwami alternatywnymi, w tym zieloną biomasą. (W Niemczech udział biomasy stanowi 8 %). Mając pewność, co do nadmiaru wiatru można wiatrakom w pewnym zakresie zlecić działania regulacyjne i dzięki temu zaryzykować wyłączenie bloków sterowalnych. Ale tu zastrzega się: na samym wstępie do symulacji założono, że algorytm co 24 godziny sprawdza, czy nie nastąpi spadek mocy wiatru i blokuje możliwość obniżenia minimum technicznego generacji sterowalnej.

Na rysunku 3.21. możemy zobaczyć roczne uporządkowane wykresy generacji odnawialnej zarówno w wariantcie z magazynowaniem w wodorze, jak i bez magazynowania. Dodatkowo, dla porównania pokazuje się realny wykres generacji OZE 2023 PL. W roku 2023 OZE o

łączonej mocy osiągalnej 17,6 MW produkowało ze średnią mocą 4034 MW, natomiast symulowane 169 GW OZE bez możliwości przyjęcia nadwyżki wyprodukowałyby średnio 8639 MW. Zatem bez magazynów 12-krotny wzrost mocy osiągalnej zapewniłby zaledwie 2 wzrost średniej produkcji odnawialnej.

Rys.3.21. Uporządkowane wykresy generacji OZE „z” i „bez” magazynowania w wodorze.



Uwagi: oba rysunki prezentują te same dane. Na rysunku po prawej rozszerzono skalę osi Y do interesującego nas zakresu.

3.4.4. Symulacja przy realnych wymuszeniach minimów od EC i JWCD, na danych niemieckich.

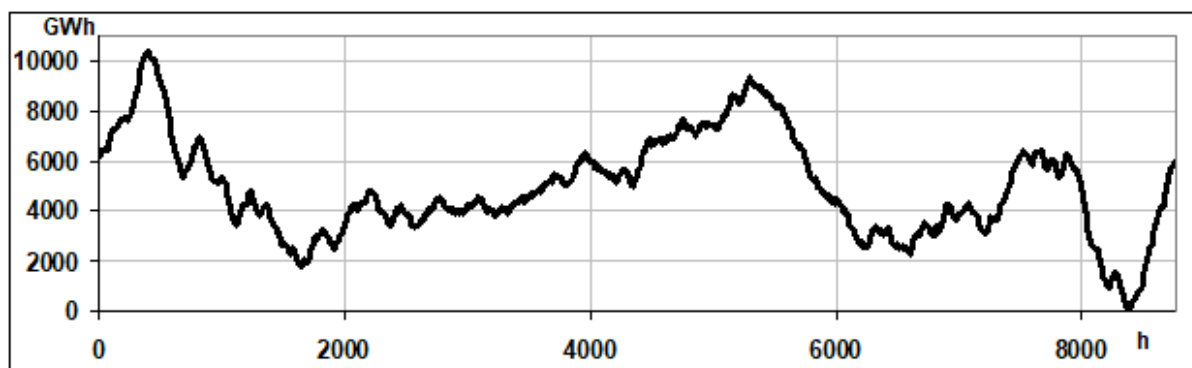
Założenia

Podobnie, jak w pkt. 3.4.1. próbujemy ustalić parametry teoretycznego systemu opartego wyłącznie o wiatraki, fotowoltaikę i magazynowanie w wodorze. Zmiana polega na tym, że zamiast osiągnięć źródeł polskich wykorzystane zostaną rzeczywiste, historyczne osiągnięcia wiatraków i fotowoltaiki niemieckiej za rok 2023. Wszystkie założenia symulacji pozostają takie same.

Wyniki wstępne

Przebieg zapasów magazynowych wodoru pokazany na rys. 3.22 należy porównywać z analogicznym, pokazanym na rysunku 3.18. W okresach, gdy OZE staje się zawodne również następuje gwałtowne rozładowanie magazynów, natomiast patrząc na całość – otrzymany przebieg jest nieco łagodniejszy. Już nie potrzebowalibyśmy magazynów o maksymalnej pojemności 12 561 GWh - wystarczy pojemność 10 396 GWh. Już nie potrzebowalibyśmy instalacji o łącznej mocy 317 023 MW – wystarczyłoby nam posiadanie instalacji o mocy 271 563 MW.

Rys.3.22. Przebieg zapasów magazynowych wodoru przy założeniu posiadania wiatraków i fotowoltaiki niemieckiej o mocy przeskalowanej do zapotrzebowania PL.



Zestawienie zmian poniżej

Wymagana osiągalna moc wiatraków wzrosła	z 80 GW	do 90 GW.
Wymagana osiągalna moc fotowoltaiki spadła	z 89 GW	do 69 GW.
Wymagana moc jednocześnie osiągalna OZE spadła	ze 132 GW	do 101 GW.
Wymagana moc wejściowa elektrolizerni spadła	ze 123 GW	do 90 GW.
Łączna moc instalacji spadła	z 317 GW	do 271 GW.

Wymagana pojemność magazynów spadła z 14,8 doby do 12,2 doby.

Wskaźnik wyk. mocy wejściowej elektrolizerni wzrósł z 24,4 do 32,8 %.

Wyniki otrzymano przy krotności mocy niemieckich wiatraków i fotowoltaiki 1,70.

W stosunku do sumy mocy osiągalnych OZE PL 2023 jest to wskaźnik krotności 9,02.

Czy zabieg podłożenia danych niemieckich zamiast polskich jest słuszny? Osiągi wiatraków są podobne, fotowoltaika, z pominięciem niewielkiego przesunięcia wynikłego z długości geograficznej generuje w takich samych godzinach. Inne są proporcje mocy wiatraków do fotowoltaiki.

W Niemczech proporcja mocy wiatru do foto wynosi $89,8:69,2= 1,30$

W Polsce proporcja mocy wiatru do foto wynosi $80,3:88,8= 0,90$

Wiatraki lepiej się wpisują w zapotrzebowanie – generują w chłodniejszej połowie roku, kiedy dodatkowo mamy zapotrzebowanie grzewcze, a aktywność gospodarcza jest wyższa. Oczywiście, nie rozwiązują to problematyki całkowitego braku OZE, niemniej to wiatraki są urządzeniem nieco bardziej doskonałym. Fotowoltaika jest tańsza inwestycyjnie i jednocześnie mniejsze są z niej korzyści. Pokusa gwałtownego rozwoju fotowoltaiki jest duża, ponieważ łatwo wykazać przyrost mocy odnawialnych, natomiast łączne efekty produkcyjne są gorsze.

Zdaniem autora proporcje mocy wiatraków i fotowoltaiki w Niemczech i w Polsce są w dużym stopniu przypadkowe. Rozwój OZE jest sterowany systemami wsparcia, na które oczywiście w jakiś sposób reaguje, ale jednocześnie jest to odpowiedź chaotyczna. Prawidłowością jest to, że najpierw buduje się wiatraki, jako bardziej użyteczne, fotowoltaika natomiast reaguje na systemy wsparcia bardziej żywiołowo.

Wyniki symulacji uzyskanych na danych niemieckich należy uznać za stabilniejsze, ponieważ dane trzeba przeskalować tylko 1,7 razy, zamiast 9,6 razy, warunkiem wszakże jest utrzymanie korzystniejszej proporcji mocy wiatraków do fotowoltaiki. W odniesieniu do

danych polskich musimy zrobić uwagę, że gwałtowność rozwoju fotowoltaiki jest taka duża, że może fałszować wyniki nawet w obrębie jednego roku.

3.4.5. Symulacja przy nierealnych minimach technicznych, na danych niemieckich.

Założenia

Założono że posiadamy OZE o mocy odpowiednio przeskalowanych wiatraków i fotowoltaiki niemieckiej, natomiast dla celów badawczych założono nierealne, zerowe minima techniczne elektrowni sterowalnych i elektrociepłowni.

Wyniki wstępne

Po usunięciu realnych ograniczeń technicznych wystąpiły niżej opisane zmiany.

Wymagana osiągalna moc wiatraków spadła	z 89 GW	do 59 GW.
Wymagana osiągalna moc fotowoltaiki spadła	z 69 GW	do 45 GW.
Wymagana moc jednocześnie osiągalna OZE spadła	ze 101 GW	do 67 GW.
Wymagana moc wejściowa elektrolizerni spadła	z 90 GW	do 46 GW.
Łączna moc instalacji spadła	z 271 GW	do 174 GW.

Wymagana pojemność magazynów spadła	z 12,2 doby	do 11,6 doby.
Średnia moc wejściowa elektrolizerni spadła	z 30 GW	do 9 GW.
Średnia moc elektrowni sterowalnych spadła	z 10 GW	do 3 GW.
Średnia moc straty magazynowej spadła	z 19 GW	do 6 GW.

Wskaźnik wykorzystania mocy osiągalnej elektrowni sterowalnych spadł z 46 do 14 %.

Wskaźnik wykorzystania mocy wejściowej elektrolizerni spadł z 33 do 21 %.

3.4.6. Zbiorcze zestawienie wyników symulacji na danych, polskich, niemieckich, przy realnych i nierealnych założeniach minimów technicznych generacji wymuszonej.

Tabela 3.1. Zestawienie wyników symulacji systemu „100 % OZE” w czterech badanych wariantach.

Nazwa wariantu	Dane DE		Dane PL	
	Minima zerowe	Minima realne	Minima zerowe	Minima realne
Moc max MW				
Wiatr	59 035	89 997	54 353	80 314
Słońce	45 428	69 254	60 126	88 844
OZE jednocześnie	66 635	101 584	89 775	132 655
Elektrolizernie	45 956	90 230	70 715	122 739
El.sterowalne	23 251	22 082	25 196	25 125
OZE suma	104 463	159 252	114 479	169 158
Instalacje suma	173 669	271 563	210 390	317 023
Zapotrzebowanie	27 106	27 106	27 106	27 106

Moc średnia MW				
Wiatr	18 128	27 637	16 367	24 184
Słońce	7 043	10 736	9 786	14 460
OZE jednocześnie	25 171	38 373	26 153	38 644

OZE bezpośr. do sieci	15 702	8 773	15 187	8 639
OZE do magazynu	9 469	29 600	10 966	30 005
El.sterowalne razem	3 259	10 189	3 775	10 322
El.sterowalne na wodorce	3 259	10 189	3 775	10 314
Odnawialna użyteczna	18 961	18 961	18 961	18 953
Strata magazynowa	6 210	19 412	7 191	19 691
Zapotrzebowanie	18 961	18 961	18 961	18 961

Udział energii zielonej	100,0	100,0	100,0	100,0
Wsk.wykorzyst. elektrolizerni	20,6	32,8	15,5	24,4
Wsk.wykorzyst. el.sterowalnych	14,0	46,1	15,0	41,1

Zapas początkowy [MWh]	5 535 495	6 083 931	7 009 831	7 881 114
Zapas końcowy [MWh]	5 535 495	6 083 931	7 009 831	7 881 114
Zapas max [MWh]	9 861 326	10 396 664	11 476 180	12 561 412
Zapas max [h śr.zapotrz]	278	293	324	354
Zapas max [d śr.zapotrz]	11,6	12,2	13,5	14,8

Krotność mocy obecnej OZE	1,12	1,70	6,48	9,58
Krotność mocy obecnej OZE PL	5,92	9,02	6,48	9,58
Krotność zapotrzebowania śr.	9,16	14,32	11,10	16,72
Krotność zapotrzebowania max	6,41	10,02	7,76	11,70

Niezależnie od tego, czy mówimy o wariantach na danych niemieckich, polskich, z realnymi i nierealnymi uwarunkowaniami technicznymi mówimy o bardzo dużej krotności wymaganych mocy instalacji w stosunku konwencjonalnego systemu opartego na elektrowniach sterowalnych. Poruszamy się w obszarze badań od 174 do 317 GW łącznej mocy instalacji. W takiej sytuacji przestaje mieć znaczenie dokładność badań autora, czy też dysputa o stopniu sztuczności założeń. Przy 200 GW wymaganej mocy instalacji błąd przewidywań rzędu 20 GW to błąd zaledwie dziesięcioprocentowy, a przecież to moc większa, niż obecne polskie średnie zapotrzebowanie.

W najbardziej optymistycznym wariantcie elektrolizernie osiągnęłyby 32,8 % wykorzystania mocy zainstalowanej. Jednocześnie zaznaczamy, że nasz uznany za najlepszy z możliwych wskaźnik 32,8 % jest przecież z punktu widzenia gospodarczego wskaźnikiem bardzo złym. Zauważmy, że inwestując w dowolny rodzaj działalności gospodarczej nie życzylibyśmy sobie, aby 2/3 naszych zakładów, czy też linii produkcyjnych przez cały rok po prostu stało.

W każdym z wariantów wymagana pojemność magazynów oscyluje nieco poniżej 15 dni średniego zapotrzebowania i to przy akademickim założeniu zezwalającym na rozładowanie magazynów do zera. Mowa tutaj tylko o idealnym zbilansowaniu systemu elektroenergetycznego, bez eksportu do innych podukładów gospodarczych.

3.4.7. Symulacje osiągnięć systemu złożonego wyłącznie z wiatraków, fotowoltaiki i magazynowania w wodorze w okresie dochodzenia do udziału 100 % OZE.

Założenia

Wzorem poprzednich symulacji, przyjęto do badań rok 2023 przy zapotrzebowaniu, jak w Polsce, a dane OZE, jako nieco bardziej optymistyczne wykorzystano niemieckie.

Wyniki wstępne

Prezentuje się w tabeli 3.2.

Jak łatwo zauważyć, przy krotności mocy OZE =1, a więc przy obecnych udziałach wiatraków i fotowoltaiki teoretycznie wystąpiłoby zapotrzebowanie na pracę elektrolizerni ze wsk. wykorzystania 1,9 %. Nie jest to obraz stanu obecnego, raczej sprawdzenie poprawności algorytmu. Taki poziom nadwyżek, mimo, że medialnie spektakularny nie uprawnia do budowy elektrolizerni. Dlatego w warunkach realnych przejmujemy się go albo za pomocą elektrowni wodnych szczytowo pompowych, albo eksportuje prawdopodobnie ze stratą. Brak też jest doniesień, aby przy prawie 2x większych udziałach OZE na magazynowanie w wodorze zdecydowali się Niemcy. Dla porównania podamy dwa najlepsze wskaźniki wykorzystania mocy zainstalowanej za rok 2022 dla polskich elektrowni szczytowo pompowych: blok Żarnowiec H1 osiągnął wsk.wykorzystania 10,4 %, blok Dychów H2 osiągnął wsk.wykorzystania 9,1 %. Blok najgorszy Solina H3 wsk. wykorzystania 5,5 %. Nadmieniamy, że elektrownie szczytowo pompowe, mimo, że posiadają wyposażenie, jak w elektrowni wodnej nie są per saldo elektrowniami. To stratne instalacje magazynujące, w których ponosimy około 30 % straty zielonej energii. Dlatego nawet, jeśli ich właściciel dobrze wykorzystuje spread cenowy między doliną, a szczytem zapotrzebowania, to ich praca jest wykorzystywana z rozmysłem. Nikt nie zamierza ponosić niepotrzebnych strat, zwłaszcza, gdy z przymusu te magazyny muszą być naładowane prądem z węgla. Albowiem ich podstawową rolą nie jest magazynowanie zielonej energii, a przede wszystkim awaryjne uzupełnienie mocy w systemie. Elektrownie szczytowo pompowe potrafimy uruchomić w ciągu 2 minut, tymczasem czas na zwiększenie mocy bloków parowych w rezerwie wirującej w zakresie od minimum do max to około 40 minut. Pojemności elektrowni szczytowych rzędu 4 godziny były do realizacji opisanych celów wystarczające. Przy okazji tej dysputy wyjaśniamy, dlaczego autor posługuje się pojęciem łącznej mocy instalacji. Otóż, jeśli instalacje ładowania i rozładowania magazynów to systemy o mocy, wyposażeniu i koszcie porównywalnym z kosztem elektrowni, to słusznym jest, aby to w bilansie mocy wymaganych instalacji uwidocznili. Decydent musi mieć świadomość, że w koszt tworzonego przez niego systemu nie wchodzi tylko fotowoltaika o koszcie inwestycyjnym rzędu 3 mln zł/MW, ale także elektrolizernia o koszcie 9 mln zł/MW i elektrownia gazowa 6 mln zł/MW. (Koszty przykładowe). Pojęcie sumy mocy instalacji dobrze więc obrazuje potrzeby inwestycyjne.

Tabela 3.2. Osiągnięcia systemu elektroenergetycznego opartego wyłącznie o wiatraki, fotowoltaikę i wodór w okresie dochodzenia do udziału 100 % OZE.

Moc max MW										
Wiatr	0	9 980	19 959	29 939	39 919	49 898	59 878	69 858	79 837	89 997
Słońce	0	7 680	15 359	23 039	30 718	38 398	46 077	53 757	61 436	69 254
OZE jednocześnie	0	11 265	22 529	33 794	45 058	56 323	67 587	78 852	90 116	101 584
Elektrolizernie	0	4 826	14 189	23 552	33 962	45 175	56 388	67 601	78 814	90 230
El.sterowalne	27 106	25 824	25 141	24 658	24 175	23 693	23 210	22 787	22 438	22 082
OZE suma	0	17 659	35 318	52 978	70 637	88 296	105 955	123 614	141 274	159 252
Instalacje suma	27 106	48 310	74 648	101 187	128 774	157 163	185 553	214 003	242 526	271 563
Zapotrzebowanie	27 106	27 106	27 106	27 106	27 106	27 106	27 106	27 106	27 106	27 106

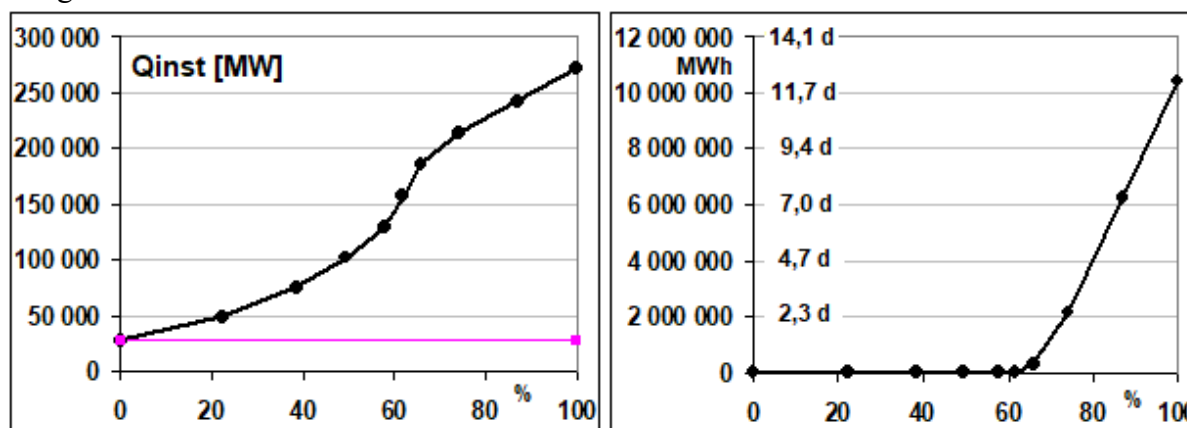
Moc średnia MW										
Wiatr	0	3 065	6 129	9 194	12 258	15 323	18 388	21 452	24 517	27 637
Słońce	0	1 191	2 381	3 572	4 762	5 953	7 143	8 334	9 524	10 736
OZE jednocześnie	0	4 255	8 510	12 765	17 020	21 276	25 531	29 786	34 041	38 373
OZE bezpośr. do sieci	0	4 162	6 652	7 598	8 059	8 325	8 499	8 619	8 706	8 773
OZE do magazynu	0	93	1 858	5 168	8 961	12 950	17 032	21 167	25 335	29 600
El.sterowalne razem	18 961	14 799	12 309	11 364	10 902	10 636	10 462	10 343	10 255	10 189
El.sterowalne na wodorze	0	32	639	1 779	2 911	3 374	3 997	5 467	7 776	10 189
Odnawialna użyteczna	0	4 194	7 292	9 376	10 970	11 699	12 496	14 085	16 482	18 961
Strata magazynowa	0	61	1 218	3 389	6 050	9 576	13 035	15 701	17 559	19 412
Zapotrzebowanie	18 961	18 961	18 961	18 961	18 961	18 961	18 961	18 961	18 961	18 961

Udział energii zielonej %	0,0	22,1	38,5	49,5	57,9	61,7	65,9	74,3	86,9	100,0
Wsk.wykorzyst. Elektrolizerni %	0,0	1,9	13,1	21,9	26,4	28,7	30,2	31,3	32,1	32,8
Wsk.wykorzyst. el.sterowalnych %	70,0	57,3	49,0	46,1	45,1	44,9	45,1	45,4	45,7	46,1
Zapas początkowy [MWh]	0	0	0	0	0	0	0	1 036 488	3 550 061	6 083 931
Zapas końcowy [MWh]	0	0	0	0	0	0	0	1 036 488	3 550 061	6 083 931
Zapas max [MWh]	0	0	0	0	0	0	281 752	2 164 041	6 245 681	10 396 664
Zapas max [h śr.zapotrz]	0	0	0	0	0	0	8	61	176	293

Krotność mocy obecnej OZE DE	0,00	0,19	0,38	0,57	0,76	0,94	1,13	1,32	1,51	1,70
Krotność zapotrzebowania śr.	1,4	2,5	3,9	5,3	6,8	8,3	9,8	11,3	12,8	14,3
Krotność zapotrzebowania max	1,0	1,8	2,8	3,7	4,8	5,8	6,8	7,9	8,9	10,0
Krotność mocy obecnej OZE PL	0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0

Rys.3.23. Wymagana łączna moc instalacji w zależności od udziału zielonej energii.

Rys.3.24. Wymagana pojemność magazynów wodoru w zależności od udziału zielonej energii.



Uwagi: pojemność magazynów wyrażona w MWh i dniach średniego zapotrzebowania PL w roku 2023.

Na rysunku 3.23 kolorem magenta pokazano wymaganą moc elektrowni sterowalnych w systemie bez OZE i magazynowania zielonej energii. Ponieważ zawsze może nie wiać i nie świecić ubytek wymaganych mocy elektrowni rezerwowo regulacyjnych jest znikomo mały. Wykazane bardzo duże krotności mocy instalacji odnawialnych obiektywnie zawsze są zaledwie dodatkiem ponad obligo.

Przy udziałach OZE powyżej 65 % możemy zaobserwować nieco korzystniejsze nachylenia charakterystyki wymaganej mocy instalacji w funkcji udziałów OZE. Niestety w tym samym obszarze pojawia się konieczność budowy magazynów o coraz większej pojemności. W przypadku przyjęcia przez OZE pełnej odpowiedzialności za pracę systemu wymagane pojemności magazynowe praktycznie niczym nie różniłyby się od pojemności magazynowych w znanych nam z autopsji systemach konwencjonalnych. Między innymi w Polsce wymóg 30-dniowego zapasu węgla (20-dniowego na Śląsku) jest oficjalnie zadekretowany w stosownych regulacjach prawnych. Przypominamy, że symulacje autora zakładają niedopuszczalne w praktyce rozładowanie do zera.

Korzystnym jest ustalenie, że do udziałów OZE rzędu 65 % nie występuje potrzeba magazynowania wodoru w przypadku skierowania go do bezpośredniego zużycia w elektrowniach sterowalnych. Nielogiczne zjawisko jednoczesnego produkowania i zużywania wodoru przynajmniej w części znalazłoby tutaj swoje usprawiedliwienie.

Jednak w zakresie udziałów OZE od 20 do 65 % elektrolizernie pracujące tylko na nadwyżkach osiągałyby wskaźniki wykorzystania od 2 do 30 %. Przykładowo przy trzykrotności obecnej mocy OZE byłyby to wskaźnik 21,9 %. Łączna moc instalacji przekraczałaby tu 100 GW, moc samych elektrolizerni 23 GW byłaby większa od średniego zapotrzebowania 18,9 GW. A przypomnijmy, że w rzeczywistości będziemy się bronili przed zastosowaniem elektrolizerni, chociażby dlatego, że inne sposoby magazynowania są mniej stratne, więc elektrolizerniom zostanie przyznane pasmo pracy z wykorzystaniem 5-10 %.

Ponieważ autor moce elektrolizerni zalicza do mocy instalacji zadajemy pytanie, czy słuszne byłoby narysowanie kreski 75 GW reprezentującej np. moc całego kompleksu paliwowo energetycznego bez OZE? (Byłaby to suma mocy chemicznej w węglu i mocy elektrycznej

elektrowni). Odpowiedź – tylko w niewielkim stopniu. W przypadku np. pensji - tak, taki zabieg reprezentowałby w jakiś sposób koszty zatrudnienia górników. W przypadku mocy elektrycznej - nie. Zapotrzebowanie na moc elektryczną do wydobycia i przewozu węgla kryje się w zużyciu obecnym. Poza tym moce elektryczne potrzebne do magazynowania węgla są pomijalnie małe. Dla przeładowania strumienia węgla odpowiadającego w przeliczeniu tysiącom MW potrzebne jest przecież kilka taśmociągów z silnikami o mocy kilkunastu kW i zwałowarka o mocy rzędu 100 kW.

Dla przeładowania do magazynu 1000 MW prądu elektrolizernia musi mieć moc 1000 MW. Dla przeładowania 1000 MW w węglu potrzebujemy 0,13 MW. Dlatego właśnie zamysł magazynowania prądu, a więc wyrobu gotowego, a nie surowca jest tak bardzo niekorzystny. Dlatego właśnie autor uwypatnia w zestawieniach łączną moc instalacji źródłowych i przeładunkowych do i z magazynu.

3.5. Symulacja systemu elektroenergetycznego „100% OZE na wodorze” przy zapotrzebowaniu, jak w Polsce za lata 2015 – 2023.

Założenia

- * Rzeczywiste, historyczne osiągi wiatraków w Niemczech w latach 2015-2023.
- * Rzeczywiste, historyczne osiągi fotowoltaiki w Niemczech w latach 2015-2023.
- * Rzeczywiste, historyczne osiągi zapotrzebowania w Polsce w latach 2015-2023.

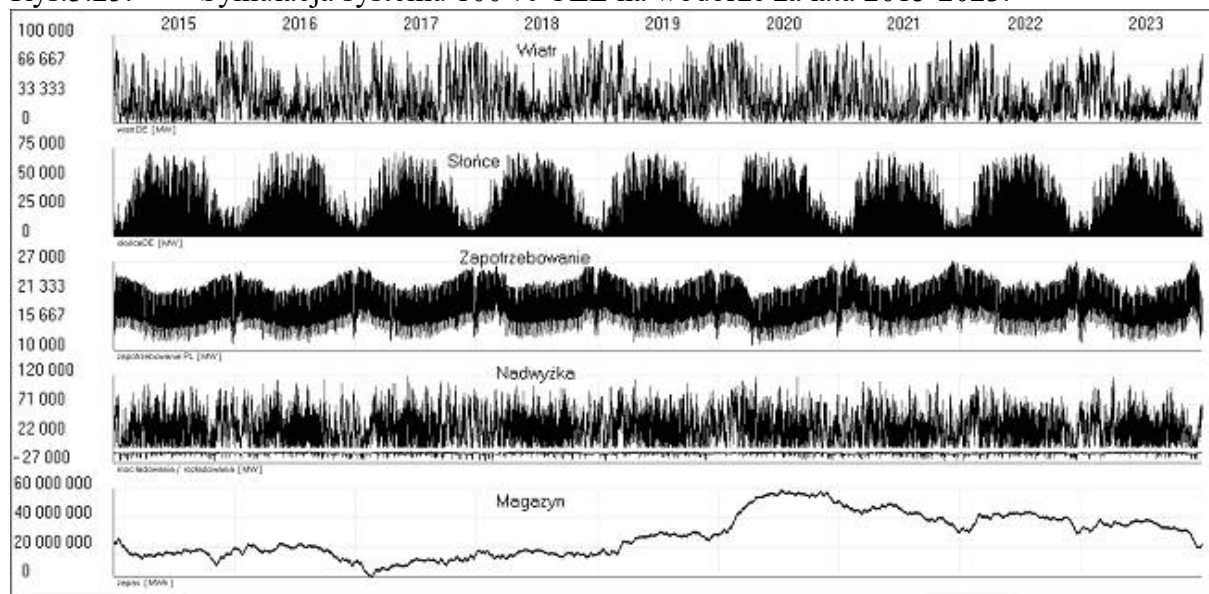
Osiągi wiatraków i fotowoltaiki z lat poprzednich zostaną wstępnie przeskalowane na moce osiągalne, jak w roku 2023. W ten sposób odstroimy się od zafałszowania, jakie wynikałoby z ciągłego rozwoju OZE w badanym okresie, przynajmniej w obszarze mocy osiągalnych. Nie przeliczymy w ten sposób zmiany stopnia doskonałości tych źródeł, jeśli taka nastąpiła. Należy więc przyjąć, że im starsze dane, tym nasze założenia są mniej dokładne. Za lata 2015-2016 autor dysponował dobowymi, a nie godzinowymi zapotrzebowaniami na ciepło do celów grzewczych, co również mogłoby nieco osłabić jakość symulacji w pierwszych dwóch latach, jednak otrzymane wyniki są spójne i nie potwierdzają obaw autora.

Wyniki wstępne

Uwadze poleca się rysunek 3.25.

Badany okres to 78888 godzin, dlatego zbiorcze przedstawienie pięciu przebiegów na jednym rysunku rodzi określone trudności. Niemniej z łatwością dostrzeżemy charakterystyczne zmienności przebiegów generacji z wiatru, słońca i zapotrzebowania. Bez trudu zauważymy też, że co do zasady, wiatr i słońce generują na przemienne, oraz, że w okresie największego zapotrzebowania fotowoltaika zawodzi. Wobec dysproporcji mocy nadwyżki i niedoboru OZE wykres mocy rozładowania magazynów jest na prezentowanej grafice tylko wąskim paskiem na dole, ale prezentuje on moc całego polskiego zapotrzebowania.

Rys.3.25. Symulacja systemu 100 % OZE na wodorze za lata 2015-2023.



Uwagi: moce elektryczne w [MW], zapas magazynowy w [MWh].

Rys.3.26. Wymagany przebieg stanu zapasów magazynowych wodoru w symulacji za lata 2015-2023 dla gospodarki opartej wyłącznie o wiatraki, fotowoltaikę i wodór.



Wymagany przebieg stanu zapasów magazynowych wodoru w symulacji za lata 2015-2023 dla gospodarki opartej wyłącznie o wiatraki, fotowoltaikę i wodór pokazujemy nieco dokładniej na rysunku 3.26. W dalszym ciągu charakterystyczne są tu okresy gwałtownego rozładowania magazynów w przypadku wystąpienia zimowego ochłodzenia i braku wiatru. W dniu 9 stycznia 2017 g.3:00 temperatura zewnętrzna wyniosła $-17,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ i to oczywiście znalazło swoje odzworowanie w postaci rozładowania magazynów do zera. Być może tutaj należałoby się odwołać do całej szeroko rozumianej kultury wszystkich ludów mieszkających na naszych szerokościach geograficznych: zapasy na zimę trzeba po prostu mieć. Uczymy się tego od dziecka choćby na przykładzie bajek o zaradnych zwierzątkach. Nawet jeśli przyjmemy, że w związku z ociepleniem klimatu tak surowa zima już nigdy nie wystąpi, to i tak o wymaganym poziomie zapasów magazynowych zawsze decyduje możliwość

wystąpienia 3-5 tygodni bez wiatru i słońca w okresie największego zapotrzebowania grzewczego.

Oceniając tylko graficznie przebieg wykresu na rys. 3.26. możemy powiedzieć, że zapas magazynowy wodoru zapewniający przetrwanie zimy musiałyby wynosić ponad 20 TWh (23 dni zapotrzebowania średniego) chociaż pasmo robocze mieściłoby się w zakresie 10 TWh (12 dni zapotrzebowania średniego).

Jednak najważniejsze na rysunku 3.26 wydarzenie możemy zaobserwować na początku roku 2020 – jest to COVID. Dekoniunktura gospodarcza spowodowała wzrost stanu zapasów magazynowych z 35 do 68,5 dni średniego zapotrzebowania. Ponieważ dogmatycznie założono konieczność przejścia całej nadwyżki OZE, przeto wymagane byłyby magazyny o pojemności minimum 58 947 836 MWh wodoru. W rzeczywistości problem rozwiązano w ten sposób, że oprócz sypania węgla na zwał przy elektrowniach drugie tyle można było nasypać na zwał przy kopalniach, powiększając w ten sposób dwukrotnie dostępne pojemności magazynów. Takie podejście z pewnością wywołało protesty górników i określone perturbacje gospodarcze, ale jako całość – systemowo działało. Co prawda infrastruktura zawodowego składowiska węgla to nie tylko siatka ogrodzeniowa, niemniej sypanie węgla na zwał jest znacznie prostsze od magazynowania wodoru. W przypadku tego ostatniego przy takim wydarzeniu, jak COVID nie byłoby możliwe „szybkie zbudowanie” skomplikowanych magazynów wodoru. Nadwyżka OZE po prostu nie byłaby przejęta, natomiast w przypadku ożywienia gospodarczego wystąpiłby niedobór energii.

Pozostałe wyniki tej symulacji w zestawieniach poniżej.

Zestawienie mocy maksymalnych

Wiatr	96 807 MW
Słońce	72 085 MW
OZE jednocześnie	129 596 MW
OZE suma	168 982 MW
Nadwyżka / wejściowa elektrolizerni	117 870 MW
Elektrownie sterowalne	23 644 MW
Instalacje suma	310 496 MW
Zapotrzebowanie	27 375 MW

Zestawienie mocy średnich

Wiatr	27 544 MW
Słońce	11 229 MW
OZE jednocześnie	38 773 MW
OZE bezpośrednio do sieci	8 886 MW
OZE do magazynu (elektrolizerni)	29 887 MW
Elektrownie sterowalne	10 287 MW
Elektrownie sterowalne na wodorze	10 287 MW
Odnawialna użyteczna	19 173 MW
Strata magazynowa	19 600 MW
Zapotrzebowanie	19 173 MW

Udział energii zielonej	100 %
Wsk.wykorzystania mocy zainstalowanej elektrolizerni	25,4 %
Wsk.wykorzystania elektrowni sterowalnych	43,5 %

Wsk.wykorzystania fotowoltaiki	15,6 %
Wsk.wykorzystania wiatraków	28,4 %

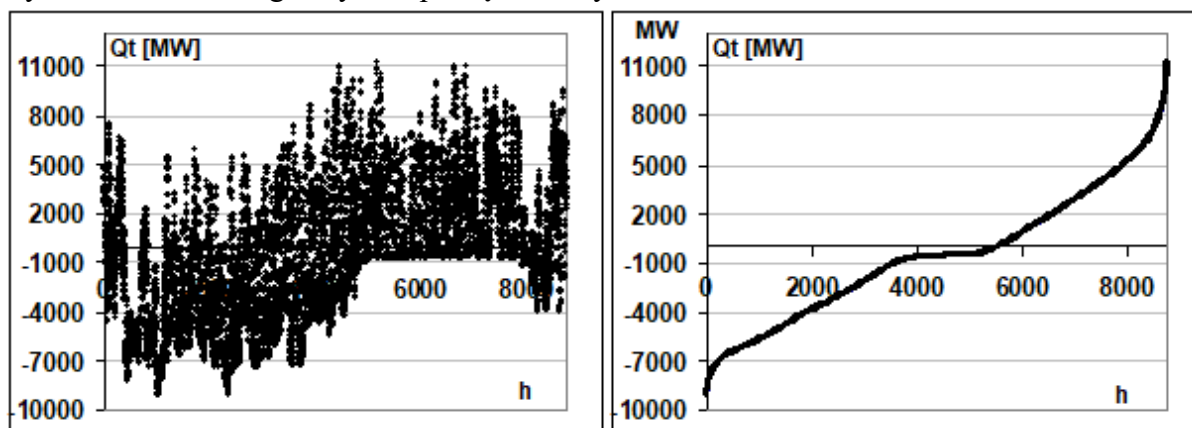
Zapas początkowy	22 439 049 MWh
Zapas końcowy	22 439 049 MWh
Zapas maksymalny	58 947 836 MWh
Zapas maksymalny	1644 h średniego zapotrzebowania
Zapas maksymalny	68,5 d średniego zapotrzebowania
Zapas minimalny	0 MWh

3.6. Dysputa na temat elektrociepłowni opartych na elektrolizerniach.

Dla rozważań przyjęto, że posiadamy zespół elektrolizerni o wejściowej mocy elektrycznej 45,9 GW i odbiory ciepła o łącznej mocy szczytowej 9,5 GW.

Na rysunku 3.27 pokazuje się różnicę między ciepłem strat elektrolizerni, a zapotrzebowaniem na ciepło. Jak łatwo zauważyć, latem zawsze wystąpi nadwyżka ciepła strat nad zapotrzebowaniem na ciepło. A zimą, dla odmiany, zawsze mogą się zdarzyć okresy bez wiatru i słońca, więc i nadwyżek OZE do elektrolizerni nie będzie w godzinach największego zapotrzebowania na ciepło. A zatem podsumowując dane na rysunku 3.27. powiemy, że przez niecałe 4000 h zimy pomysł, aby odzyskiwać ciepło strat z elektrolizy jest zawodny w stopniu pokazanym na wykresie. Przy średnim zapotrzebowaniu na ciepło w sezonie 4,6 GW możliwe jest odzyskanie z elektrolizerni 2,7 GW ciepła.

Rys.3.27. Różnica między ciepłem strat elektrolizerni i zapotrzebowania na ciepło na wykresach: chronologicznym i uporządkowanym.



Uwagi: znamionowa moc wejściowa elektrolizerni 45,9 GW, szczytowa moc cieplna 9,5 GW.

W swoich badaniach autor nie rozważał wszystkich możliwych wariantów, jakie tu można sobie wyobrazić, tj. wytwarzania ciepła przy poborze i produkcji prądu oraz przy produkcji i poborze wodoru. Najbardziej pożądanym byłoby, aby wzorem elektrowni wodnych szczytowo pompowych opracować elektrolizernie odwracalne, ale brak jest doniesień, aby takie rozwiązania znane były na skalę komercyjną.

Zauważamy przy tym także inne trudności. Aby zmniejszyć rozmiary sieci elektrycznych do elektrolizerni należałoby te ostatnie budować przy wiatrakach. Ale wielkoskalowe magazynowanie wodoru byłoby możliwe tylko w zawodowych kawernach, więc albo sieci

elektryczne, albo wodorowe musiałyby ulec wydłużeniu. Ale jeśli chcemy do produkcji wodoru wykorzystywać lokalne elektrociepłownie, to mówimy o przesyłce energii elektrycznej po całym kraju z mocami o wykazanej już wielokrotności mocy dotychczasowych i budowie magazynów wodoru w setkach lokalizacji bez warunków geologicznych. Blok ciepłowniczy BC50 wytwarza 50 MW prądu i 100 MW ciepła. Elektrolizernia o sprawności 0,70 musi dla wytworzenia 100 MW ciepła pobierać 143 MW prądu, więc po stronie elektrycznej zamiast generacji 50 MW mamy pobór 143 MW. Sieć elektryczna do takiej elektrociepłowni musiałaby przenieść trzy razy większą moc. A jeśli mowa nie tylko o produkcji ciepła, ale przejściu całej nadwyżki OZE to sieci elektryczne na terenie całego kraju musiałyby mieć przepustowość większą z wykazanymi krotnościami od 6 do 9 razy.

Na dodatek, aby na dużą skalę wykorzystywać ciepło strat z elektrolizerni trzeba posiadać sieci ciepłownicze. Tymczasem wszystkie unijne regulacje uderzają w pierwszej kolejności w zawodowe elektrociepłownie właśnie. Elektrociepłownie pierwsze wypadają z rynku energii elektrycznej w okresie letnim, a brak tego zarobku zostaje przeniesiony na ceny ciepła, co przeczy idei rozwoju tego rynku. Elektrociepłownie wyposażone w podwójny park maszynowy (do produkcji ciepła przy poborze lub produkcji prądu) byłyby też po prostu droższe, a wszelkie skutki stosowania wysoko stratnej gospodarki wodorowej spadłyby bezpośrednio na społeczności lokalne.

3.7. Ocena idei produkcji wodoru w elektrowniach atomowych.

Jak to wcześniej zaznaczono, wodór miał być pomysłem na „złapanie” słońca o godz. 13:00 i oddanie z powrotem do sieci o godz. 20:00. W przypadku posiadania elektrowni atomowych jest to operacja niepotrzebna – chwila zachodu słońca przestaje być cezurą. Elektrownia atomowa może produkować równo i nie trzeba wyrównywać jej biegu, a przynajmniej nie jest to potrzebne w takim stopniu, jaki wymuszają OZE. Do dyskusji jest nocna dolina obciążenia w systemie, trwająca od północy do godziny 6:00 – ponownie jest to czas zbyt krótki, by uzasadnić inwestycje w elektrolizernie.

Mówi się też o produkcji wodoru bez elektrolizy w reaktorach jądrowych bezpośrednio z końcówką chemiczną – to chyba byłaby najdalej wyobrażona przyszłość. Z natury rzeczy mielibyśmy tutaj nagromadzenie wszystkich czynników ryzyka, tj. atomu, wybuchowego wodoru i wysokiej temperatury, co rodzi poważne problemy techniczne. Są to czynniki, których inżynierowie unikają choćby z powodu konieczności stosowania trudnych w obsłudze materiałów. Najlepszą rolą dla reaktorów wysokotemperaturowych jest wysokosprawna produkcja energii elektrycznej, albowiem reaktory typu HTGR umożliwiają wytworzenie pary o temperaturze, jak dla klasycznych, dopracowanych turbin w elektrowniach parowych, co znacznie upraszcza ich konstrukcję. Między innymi, w tym słusznym kierunku poszli Chińczycy, a ich reaktor Shandong Shidao Bay HTR-PM 200 MW elektrycznych w dniu 9 grudnia 2022 osiągnął pełną moc (pierwsza synchronizacja 20.12.2021).

Jednocześnie autor przestrzega przed pomysłami na stworzenie systemu opartego o wiatraki, fotowoltaikę i atomowe elektrownie regulacyjne! To antyteza ekonomii – nie budujemy elektrowni atomowych po to, żeby stały. Ten niezwykle kosztowny majątek nie może służyć do zregulowywania wyczynów wiatraków, on musi na siebie zarabiać. W tym przypadku codzienna zamiana energii zero emisyjnej na bezemisyjną byłaby tylko niezwykle kosztowną grą słów. Nie potrzebujemy systemu zwielokrotnionych mocy różnych nisko wydajnych źródeł – źle rozumiany mix energetyczny staje się przyczyną drożyzny. Rozsądny gospodarz

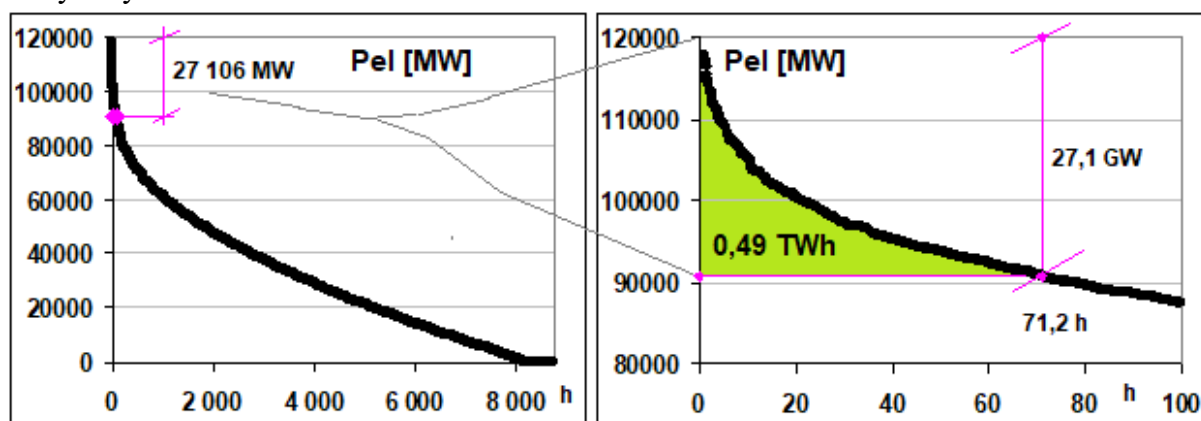
buduje tylko tyle, ile trzeba. Rozwiązaniem jest seryjna budowa jednego typu elektrowni.

4. Wyniki i dyskusja

W pierwszej kolejności autor skupił się na właściwej prezentacji natury pogodowo zależnych źródeł odnawialnych. Tutaj zalecane jest rozpowszechnienie metodyki wykorzystywania uporządkowanych wykresów generacji. W ten sposób najłatwiej jest zobrazować podstawową wadę OZE, którą w języku elektryków nazwiemy dysproporcją między mocą, a energią. W języków ekonomistów będzie to dysproporcja między potencjałem zainstalowanych mocy produkcyjnych, a rzeczywistą sprzedażą. Wykonano cztery symulacje pracy hipotetycznego systemu elektroenergetycznego przy zapotrzebowaniu, jak w Polsce, opartego wyłącznie o wiatraki, fotowoltaikę i magazynowanie w wodorze. Badano ten system przy założeniu realnych i nierealnych (zerowych) wymuszeń pochodzących od wymaganych minimumów elektrowni sterowalnych i elektrociepłowni, badano na podstawie osiągnięć wiatraków i fotowoltaiki polskich oraz niemieckich za rok 2023. Na danych niemieckich wykonano dodatkowo badanie za 9 lat. We wszystkich przypadkach znamienne jest żądanie wielokrotnego zwiększenia mocy instalacji. Dla budowy w pełni zrównoważonego systemu elektroenergetycznego opartego tylko o wiatraki, fotowoltaikę i wodór moc instalacji musiałaby być od 6,5 do 11,7 razy większa od mocy systemu elektrowni sterowalnych.

Uwadze poleca się rysunki 4.1 i 4.2 Na rys. 4.1 zaznaczono na osi „Y” pierwsze od góry 27 GW. Nadwyżki OZE o takiej mocy byłyby spektakularne, to moc największego godzinowego zapotrzebowania PL w badanym okresie. Jednak taka moc wystąpiłaby przez 71 h rocznie. Wobec niemożności pokazania pola produkcji elektrolizerni, która miałaby przejmować nadwyżkę o takim kształcie pokazuje się ją w powiększeniu na rysunkach po prawej stronie. Instalacja o zdolności przyjmowania 237 TWh energii elektrycznej rocznie otrzymałaby do przerobienia 0,5 TWh.

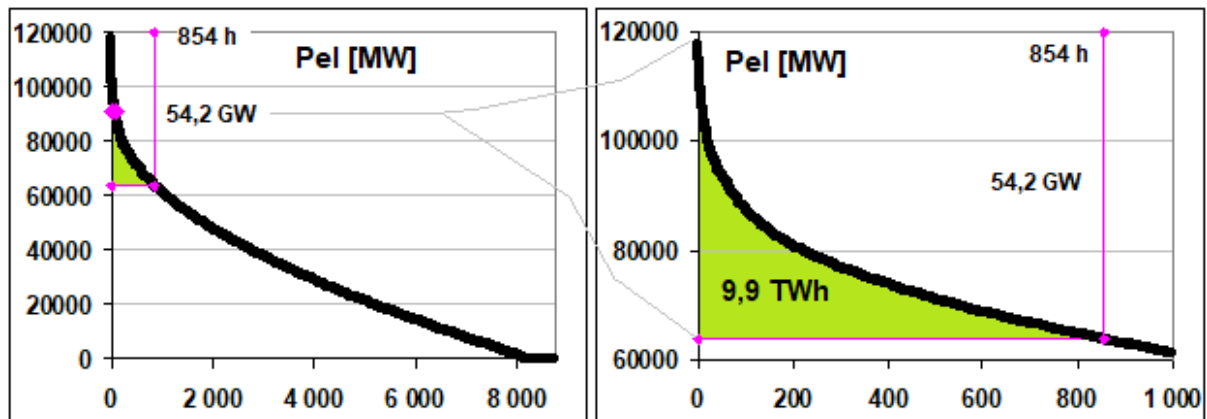
Rys.4.1. Roczny, uporządkowany wykres nadwyżki OZE skierowanej do elektrolizerni w symulacji systemu 100 % OZE na danych niemieckich za 9 lat z zaznaczonym okresem szczytowym 27 GW.



Na następnym rysunku pokazuje się, że „pierwsze od góry” 54 GW wystąpiłoby przez 854 h rocznie. Instalacja o zdolności przyjmowania 475 TWh/a przyjąłaby 9,9 TWh/a. Rezygnacja z pierwszych 27 GW podniosłaby wsk. wykorzystania utworzonych w ten sposób elektrolizerni podszczytowych z 0,2 % do 2,1 %. W związku z powyższym nie musimy stosować retoryki osłabiającej siłę przekazu, pisząc na przykład, że zbudowanie systemu w

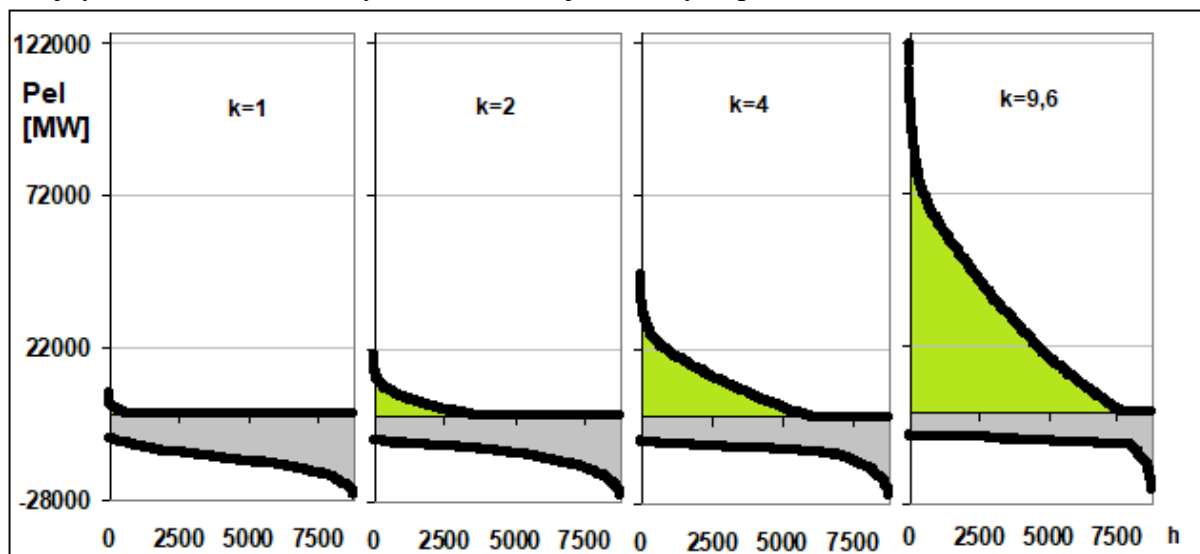
pełni odnawialnego o takiej konstrukcji jest „niemal niemożliwe”. To jest na pewno niemożliwe, ponieważ nie jest możliwe, aby zbudować i utrzymać instalacje o mocy całej Polski pracujące przez 71 godzin w roku. Powyższe wynika z natury rzeczy, z czynników astronomicznych i geograficznych i, jak już to wielokrotnie powiedziano, nie można tego poprawić w drodze postępu naukowo technicznego.

Rys.4.2. Roczny, uporządkowany wykres nadwyżki OZE skierowanej do elektrolizerni w symulacji systemu 100 % OZE na danych niemieckich za 9 lat z zaznaczonym okresem szczytowym 54 GW.



Autor wykonał badania trzymając się dogmatycznie założenia 100 % OZE, ponieważ jakieś ramy badawcze należało określić, a i takie są żądania najbardziej radykalnie usposobionych środowisk pro-klimatycznych. Od skrajnego radykalizmu łatwo odstąpić, ale problem polega na tym, że taki sam kształt nadwyżki, jak w warunkach szczytowych dla 100 % OZE wystąpi także przy każdym innym udziale OZE, np. przy udziałach obecnych. Mowa o „pierwszych megawatach, jakie pojawią się nad kreską”. Aby dojść do takiego poziomu nadwyżek OZE, aby praca elektrolizerni miała jakiegokolwiek szanse na samofinansowanie się musimy najpierw przejść przez zakres obciążeń zupełnie nieopłacalnych. Przedtem musiałyby bardzo długo narastać straty właścicieli wiatraków i fotowoltaiki powstające na skutek wyłączeń regulacyjnych.

Rys 4.3. Roczne uporządkowane wykresy nadwyżki OZE i generacji sterowalnej przy kolejnych krotnościach mocy zainstalowanej. Na danych polskich za rok 2023.



Uwagi: generacja sterowalna po wartościach ujemnych.

Dla przykładu za rok 2023, w którym wychodzimy od obecnych osiągnięć OZE i obecnego stanu KSEE pokazuje się narastanie nadwyżki dla elektrolizerni przy kolejnych krotnościach mocy zainstalowanej OZE.

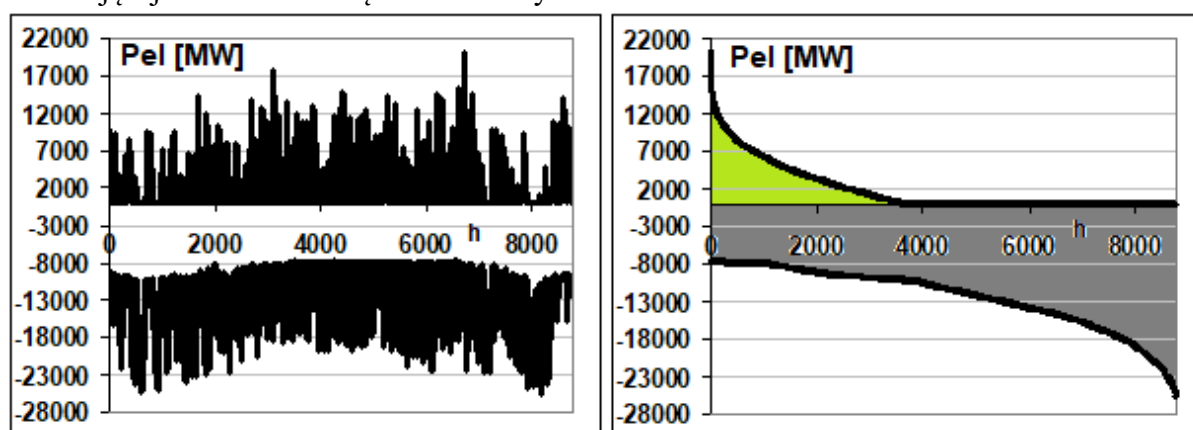
Dla $k=1,0$ moc max nadwyżki wynosi 7 GW, średnia 106 MW.

Dla $k=2,0$ moc max nadwyżki wynosi 20 GW, średnia 1830 MW.

Dla $k=4,0$ moc max nadwyżki wynosi 47 GW, średnia 8422 MW.

Dla $k=9,6$ moc max nadwyżki wynosi 122 GW, średnia 30005 MW.

Rys.4.4. Chronologiczne i uporządkowane przebiegi nadwyżki i niedoboru w symulacji zakładającej dwukrotne zwiększenie mocy OZE w stosunku do roku 2023.



Przykład dla $k=2$ rozrysujemy dokładniej, ponieważ z takim wzrostem mocy OZE możemy się spotkać i pokazujemy przy tym po raz kolejny ogromną przydatność wykresów uporządkowanych do analizy procesów związanych z OZE: oba rysunki prezentują dokładnie te same dane. Zaznaczone kolorem zielonym pole nadwyżki możliwej do skierowania do elektrolizerni odpowiadające średniej wielkości 1830 MW to 16 TWh, z których można zrobić 10 TWh wodoru, czyli przy wskaźniku 39,4 kWh/kg będzie to 262 tys. ton/a.

Jednak powinniśmy to odczytać następująco: dwukrotne zwiększenie mocy wiatraków i fotowoltaiki teoretycznie umożliwiłoby powstanie nadwyżki 1830 MW, z której po procesie prąd-wodór-prąd możemy uzyskać średnio 610 MW mocy elektrycznej sterowalnych, ale odbędzie się to kosztem zbudowania elektrolizerni o mocy 20000 MW. Przy czym opracowanie autora ma charakter teoretyczny, a w rzeczywistości będziemy się bronić przed taką niegospodarnością korzystając z instalacji OZE sterowalnych, np. biomasowych, z możliwości magazynowania w bateriach elektrycznych, elektrowniach szczytowo pompowych i, co najprostsze, z eksportu energii elektrycznej i wyłączeń nadmiaru OZE. Dodatkowo autor przestrzega przed pokusą przedwczesnego uruchamiania instalacji wodorowych, szczególnie w pracy nieskoordynowanej z pracą KSEE – byłoby to zaproszenie do poboru prądu z węgla.

5. Wnioski.

Krytycy idei zastosowania wodoru podnoszą na forach jego dwie wady: trudności techniczne w obsłudze (wszak wodór ucieka przez metal) i fatalną sprawność procesu prąd-wodór-prąd.

Już te dwie wady wystarczyłyby, aby wodoru nie stosować. Ale jest jeszcze wada trzecia, wada nie rozumiana, a zdaniem autora jest to wada największa i nie tkwi ona w wodorze, tylko w krzywej dostępności, czy też raczej niedostępności wiatraków i fotowoltaiki. Charakteryzuje się ona silną dysproporcją mocy do produkcji. Nadwyżki OZE, jeśli występują, są spektakularne, z mocami nie do przejęcia w żadnej racjonalnej technologii. Jednocześnie są to okresy krótkie, uniemożliwiające uzyskanie produkcji zapewniającej rentowność. Mowa o wskaźnikach wykorzystania mocy zainstalowanej od 1,5 % obecnie do 20-30 % docelowo, przy czym te lepsze parametry osiągniemy dopiero w systemach o mocy rzędu 300 GW instalacji w stosunku do średniego zapotrzebowania 18,9 GW.

Owszem, istnieją obszary aktywności gospodarczej, dla których niskie wskaźniki wykorzystania nie stanowią przeszkody, są to m.in. rynek towarów luksusowych (produkcja jednego jachtu na rok może zapewnić rentowność) oraz rolnictwo, gdzie zbiory mogą trwać tydzień, a sprzedaż cały rok. Ale my nie chcemy, aby energia była towarem luksusowym, a rolnictwo dla odmiany zostało obudowane wydajnym systemem magazynowym. Tymczasem w przypadku technologii prąd-wodór-prąd mówimy o budowie elewatora zbożowego, w którym z założenia myszy mają pożreć 70 % ziarna.

Niski wskaźnik wykorzystania nie musi być podstawą do negatywnej oceny biznesu także, gdy mamy nadzieję na obniżkę kosztów stałych. Czy w przypadku elektrolizerni możemy się ludziom, że nastąpi poprawa w wyniku np. uruchomienia produkcji seryjnej – autor nie widzi takiej szansy. Elektrolizernia wielkoskalowa musiałaby posiadać naczynia ciśnieniowe podlegające pod Dozór Techniczny, stacje przygotowania wody, pompownie i układy elektryczne, jak w elektrowni parowej. Jest to koszt kotłowni bez turbiny.

Jeśli chodzi o koszt zmienny, to przy sprawności procesu prąd-wodór-prąd rzędu 1/3 prąd kupiony po 300 zł/MWh trzeba sprzedawać najmniej po 900 zł/MWh (zawsze trzy razy drożej). Jeśli chodzi o koszt stały, to składniki kosztowe pochodzące od kosztów stałych przy wskaźniku wykorzystania 15 % będą pięć razy wyższe, niż w przypadku zakładu o takich samych kosztach, ale z czasem wykorzystania 75 %. Czy potrzebne są szczegółowe kalkulacje i kosztowne opracowania, a nawet zadajmy pytanie, czy godzi się je sporządzać, skoro wynik jest z góry znany?

Antytezą ekonomii jest po prostu sam zamiar magazynowania energii elektrycznej. Magazyn to zamrożony kapitał. Jeśli już coś musimy magazynować, to surowce, które są tańsze i mniej wymagające w przechowywaniu. Magazynowania wyrobów gotowych musimy unikać, jak ognia, gotowe wyroby powinny się sprzedawać na pniu, a nie zalegać półki magazynowe. Wyobraźmy sobie, że posiadamy zakład, który latem w południe produkuje telewizory 340 cali, ale nie posiada w magazynie półek, na których te telewizory miałyby się zmieścić. Zatem telewizory nie odpowiadające popytowi należy zmielić, przetrwać chemicznie i odzyskać najcenniejsze surowce typu srebro, złoto i miedź elektrotechniczną. Te surowce możemy już magazynować, a w oparciu o nie możemy prowadzić rytmiczną produkcję telewizorów 40 cali, na które popyt jest. Tym właśnie jest zamiar przerabiania, dosłownie zmielenia gotowego prądu na surowiec (na dodatek paliwo trudno przechowywane) i ponowne wytworzenie prądu w kolejnym, stratnym procesie spalania.

O ile w trakcie badań autor dość beznamyślnie operował wielokrotnościami mocy systemów energetycznych do zbudowania, o tyle we wnioskach zmuszeni jesteśmy zająć stanowisko. Przypomnijmy tylko, że system w pełni zrównoważony składałby się z co najmniej 97 GW wiatraków, 72 GW fotowoltaiki, 118 GW elektrolizerni oraz 24 GW elektrociepłowni

i elektrowni sterowalnych o wskaźnikach wykorzystania mocy zainstalowanej kolejno 28, 16, 25 i 43 %. Byłoby to zatem 311 GW instalacji o ekstremalnie niskich wskaźnikach wykorzystania, do realizacji celu, jakim jest pokrycie 18,9 GW zapotrzebowania średniego i 27 GW zapotrzebowania maksymalnego. Ten monstrualny system być może byłby w pełni zrównoważony pod względem bieżącej produkcji bez CO₂, natomiast w rzeczywistości oznaczałoby gigantyczne niezrównoważenie gospodarcze. W warunkach niestabilnych dla wywołania niepokojów społecznych wystarczą podwyżki cen o kilkanaście procent, bogate społeczeństwa znoszą spokojniej znacznie wyższe podwyżki cen. Jednak zamiar budowy 12 razy za dużej instalacji, nawet przy zerowych kosztach paliwa na pewno nie byłby obojętny dla gospodarki. Także i ślad węglowy takiego systemu i zajętość terenu pod budowę kazałaby się nam zastanowić nad jego ekologicznością.

W tej sytuacji szczególnego znaczenia nabiera budowa źródeł sterowalnych. Każda elektrownia stabilna znacząco zmniejsza monstrualne rozmiary systemów źródeł odnawialnych pogodowo zależnych i negatywne skutki ich stosowania. Niestety, wszystkie dokładnie regulacje prawne i finansowe są odwróceniem potrzeb. Promowane są źródła niestabilne, a najniższy zarobek przyznaje się najbardziej potrzebnym i jednocześnie najbardziej skomplikowanym elektrowniom sterowalnym. W szczególności mamy tu myśli wadliwość finansowania energetyki za pomocą połączonych mechanizmów: cen krańcowych i podbijania cen za pomocą ETS CO₂. Dla odmiany, najbardziej oczekiwane rozwiązania, to finansowanie elektrowni sterowalnych za pomocą kontraktów długoterminowych i rozszerzenie obowiązku posiadania magazynów 30-to dniowych z elektrowni tylko węglowych na wszystkie typy elektrowni.

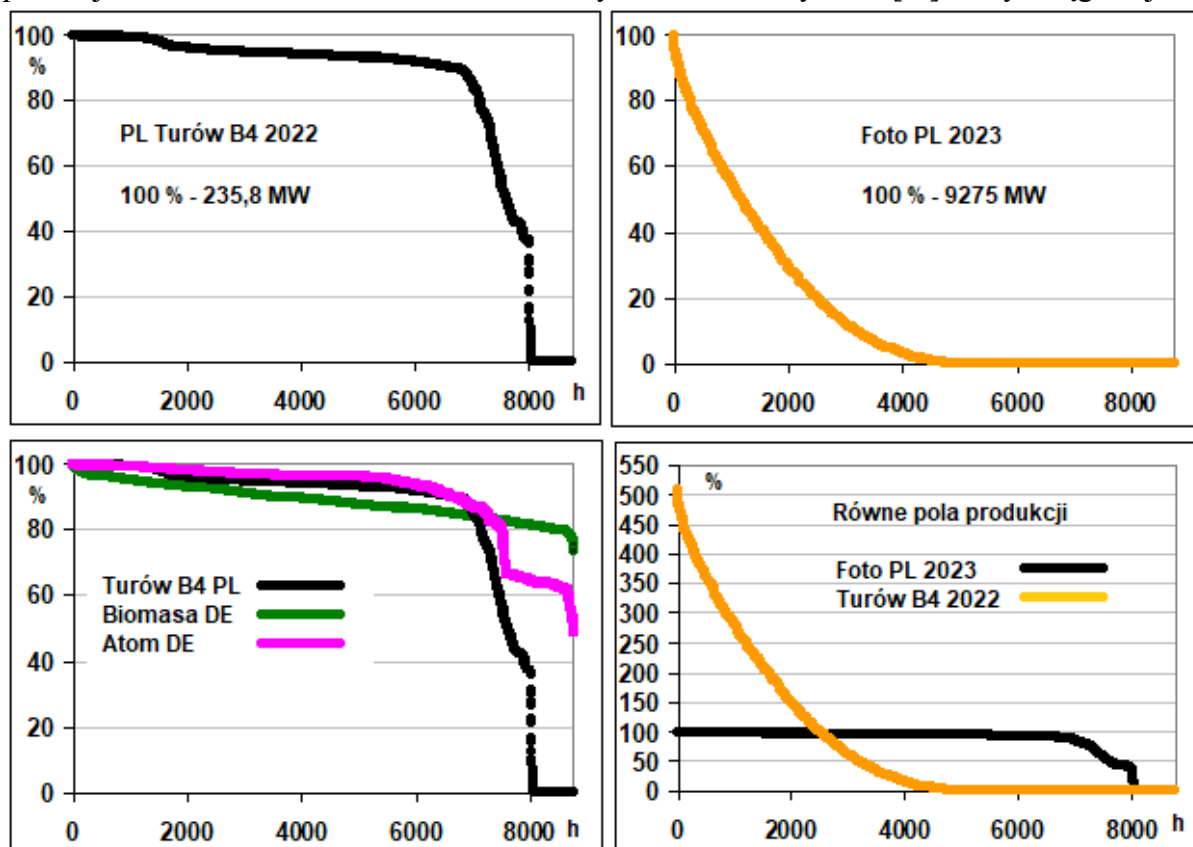
Notabene skutki jednoczesnego zastosowania mechanizmu cen krańcowych i magazynowania energii w wodorze byłyby już apokaliptyczne: wieczorne, prawdopodobnie dziesięciokrotnie wyższe ceny energii „tylko uzupełniającej z magazynów” byłyby zgodnie z zasadą merit order przenoszone na wszystkie inne typy źródeł, choćby i tych „darmowych”. Tutaj przypomnijmy kalendarium wydarzeń w scenariuszu już niestety sprawdzonym w praktyce. 1 stycznia 2019 zostało wprowadzone oblige uczestnictwa w giełdzie z mechanizmem cen krańcowych. W dniu 17 sierpnia 2022 g.20:00 chwilowa cena energii sięgnęła 3516 zł/MWh. W dniu 3 listopada 2022 weszła w życie ustawa „antyspekulacyjna” Dz.U. poz. 2243 ograniczająca marże wszystkich typów źródeł do 50 zł/MWh! Zaznaczmy przy tym stanowczo, że agresja na Ukrainę była tylko dobrym pretekstem: jednoznacznie przyczyną wzrostu cen był i jest regulamin obierania ceny zawsze najdroższej, który nie tylko nie broni, ale wręcz zaprasza do spekulacji. Widać z powyższego, że jednoczesne zastosowanie wszystkich postulowanych przez „zielonych” rozwiązań (OZE, magazynowanie, ETS i oblige giełdy z merit order) nie jest możliwe do zaakceptowania. Trudno nawet znaleźć uzasadnienie, dlaczego wiatrak miast dostarczać darmową energię miałby otrzymywać zwielokrotnioną cenę prądu z gospodarki magazynowej i to na skutek spekulacji, którą sam wywołał z powodu braku wiatru... Nietrudno przy tym zauważyć, że wbrew nawoływaniom do giełdowej „transparentności” właśnie mechanizm cen krańcowych transparentność zaburza najbardziej: wszak producent OZE, aby zdobyć miejsce na rynku może formalnie oferować dowolnie niską cenę – nie ma to znaczenia, gdy ma zagwarantowaną cenę prądu z węgla lub co gorsza z wodoru.

Inwestor oczekuje stosownej stopy zwrotu kapitału. Oczekuje więc, że jego firma będzie produkowała obciążona z wydajnością na „102 %” i miejmy tylko nadzieję, że chodzi o maszyny, a nie o ludzi. Zastanówmy się zatem, który profil produkcji jest najbardziej

korzystny dla inwestora: czy ten, w którym kapitał zarabia na sobie przez 15 %, czy też przez 85 % czasu?

Na rysunku 5.1 możemy porównać roczne, uporządkowane profile produkcji dla bloku Turów B4 i fotowoltaiki. Czy przykład wybrany przez autora jest tendencyjny? Możemy profil produkcji Turowa porównać z osiągnięciami niemieckich elektrowni biomasowych, czy też nawet niemieckiego atomu i to w okresie wyłączania!

Rys.5.1. Roczne, uporządkowane wykresy generacji dla bloku Turów B4, fotowoltaiki polskiej, oraz niemieckich elektrowni atomowych i biomasowych, w [%] mocy osiągalnej.



Natomiast porównanie Turowa i fotowoltaiki na rysunkach u góry jest wykonane w skali nie odwzorowującej wszystkich aspektów. Dlatego na rysunku po prawej na dole pokazuje się profile dla bloku sterowalnego i fotowoltaiki przy równych polach produkcji. Zatem, aby osiągnąć taką samą produkcję, jak instalacja sterowalna z jakimś nawet okresem remontu fotowoltaika musi mieć moc osiągalną 550 % instalacji sterowalnej, przy czym i tak pozostaje problem, kto ma produkować prąd codziennie po zachodzie słońca.

Praca autora nie jest dla odmiany apologią energetyki atomowej. Przy zaprezentowanym poziomie krytycyzmu możemy atomistom zadać szereg pytań niewygodnych. Ale jest prawdą, że atom spełnia jednocześnie warunki stawiane przez energetyków i przez obrońców klimatu. OZE zawsze może zawieść, więc dowolna ilość źródeł odnawialnych zawsze wymaga rezerwacji w źródłach sterowalnych o mocy całego obecnego systemu, tj. 27 GW plus inżynierskie wsp. zapasu. Tymczasem awaria bloku atomowego 1 GW wymaga od pozostałych elektrowni systemowych podjazdu o 27/26 części. W ten sposób rezerwacja w systemie sterowalnym wymaga 27 razy mniej mocy rezerwowych, niżli w systemie OZE. To jest przewaga, której żadną miarą nie można pokonać oferując korzystanie z darmowego

paliwa, bowiem koszt paliwa zawsze był tylko jakąś ułamkową częścią kosztów całego systemu.

Mająca się dopiero urodzić gospodarka wodorowa jest otoczona medialnym nimbem świętości i z tej otoczki trzeba ją jak najszybciej obedrzeć. Jednym z najważniejszych elementów pracy autora jest pokazanie wieloletniego przebiegu zapasów magazynowych w energetyce odnawialnej. Pokazano, że wodorowa gospodarka magazynowa podlegałaby tym samym prawom gospodarczym, jak każda inna. Byłaby to gospodarka o cechach rolniczych, silnie zależna od wieloletnich cykli pogodowych. Nasza codzienność w jeszcze większym stopniu wypełniona byłaby niekończącymi, naprzemiennymi się utyskiwaniami bądź to na klęski urodzaju, bądź to na spekulantów zarabiających na niedoborach w okresie oczekiwań na przyplnięcie statku z wodorem.

Największą wadą wodoru jest sam zamysł magazynowania nadwyżki z procesów o ekstremalnie niekorzystnych proporcjach mocy do produkcji. Chcemy przechwytywać nadwyżkę, czyli ułamkową część produkcji z urządzeń o ułamkowych czasach wykorzystania. Chcemy przechwycić np. 0,15 produkcji z fotowoltaiki już pracującej ze wsk. wykorzystania 0,15. Dlatego zachowując szacunek dla zwolenników tego typu źródeł energii musimy powiedzieć, że nawet w warunkach daleko posuniętego interwencjonizmu unijnego nie jest możliwe utrzymanie instalacji ze wskaźnikiem wykorzystania 0,0225. Zdefiniowana przez autora „trzecia wada wodoru”, wada wynikająca z dysproporcji chwilowych mocy nadwyżek OZE do przerobienia na wodór w stosunku do produkcji rocznych ma charakter fundamentalny i nie jest możliwa do poprawienia w drodze postępu naukowo technicznego.

Na zakończenie autor przestrzega, że zgodnie ze swoim pierwszym założeniem operował własnym pojęciem mocy osiągalnej, zatem wyniki jego pracy mogą być zaniżone: wymagana moc zainstalowana siłą rzeczy musi być większa.

Grzegorz Kwiecień 22.05.2024, rev. 14.09.2024.