

Wpływ rozwoju Odnawialnych Źródeł Energii na prace Krajowego Systemu Energetycznego oraz węglowych jednostek wytwórczych.

Opracował:
Szymon Kowalski
Ekspert Rynku Energii i OZE

Katowice 2020

Spis treści

1.	Wstęp	3
2.	Elektroenergetyka w Polsce – Stan Obecny	4
2.1	Opis otoczenia regulacyjnego.....	4
2.1.1	Europejski Zielony Ład	4
2.1.2	Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.	5
2.2	Krajowy System Energetyczny – charakterystyka	7
2.3	Rozwój technologiczny wytwarzania energii (węgiel i wybrane OZE).....	9
2.3.1.	Rozwój technologii węglowych	10
2.3.2	Rozwój technologii OZE	10
3.	Rozwój Odnawialnych Źródeł Energii i ich wpływ na Krajowy System Energetyczny	12
3.1	Wpływ OZE na rynek energii elektrycznej w Polsce	15
3.2	Współpraca OZE z węglowymi jednostkami wytwórczymi	20
3.3	Przyszłość jednostek węglowych w kontekście wzrastającej mocy OZE.....	23
4.	Podsumowanie	25

1. Wstęp

Przedmiotem niniejszego opracowania jest podsumowanie zmian, jakie zachodzą na rynku energii elektrycznej w Polsce, ze szczególnym uwzględnieniem analizy wpływu Odnawialnych Źródeł Energii (dalej OZE) na funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (dalej KSE) i węglowych jednostek wytwórczych. W opracowaniu znajduje się również analiza możliwości współpracy OZE z konwencjonalnymi jednostkami wytwarzania energii opartymi o paliwo węglowe.

Odchodzenie od wytwarzania energii w jednostkach węglowych już dzisiaj wydaje się niekwestionowanym faktem. Oczywiście nie oznacza to, że tego typu jednostki wytwórcze w ogóle nie będą powstawały. Wręcz przeciwnie, z uwagi na rosnące zapotrzebowanie na energię, zwłaszcza w krajach, które się bardzo dynamicznie rozwijają, jak Indie, czy Chiny, przez najbliższe lata będziemy jeszcze obserwowali wzrost wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach opartych o paliwa węglowe. Nie zmienia to jednak faktu, że zarówno te ww. wymienione kraje, jak i wszystkie rozwinięte gospodarki będą w przyszłości odchodziły od paliwa węglowego na rzecz innych źródeł wytwórczych, w szczególności OZE. W przypadku Polski, pomimo długiego okresu wiary, że uda się zachować status quo, trend ten również wydaje się zaakceptowany. Zasadniczy wpływ na te decyzje mają rosnące koszty wydobywania węgla w Polsce oraz rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂. Te z kolei przekłada się na ceny energii elektrycznej, a co za tym idzie – konkurencyjność Polskiej gospodarki.

Zatem okres, w którym obecnie się znajdujemy, jest okresem przejściowym. Z jednej strony podjęte zostały decyzje, że przyszłość wytwarzania energii nie będzie oparta o paliwa węglowe, z drugiej jednak strony nie jesteśmy jeszcze w pełni gotowi, aby całkowicie z węgla zrezygnować. Ponadto, w przypadku Polski, można sądzić, że nie zapadły jeszcze ostatecznie decyzje co do tego, jakie będą wiodące źródła energii w perspektywie następnych kilkudziesięciu lat. Obecnie toczą się dyskusje, czy podstawą funkcjonowania naszej energetyki powinien być atom, czy może powinny to być źródła odnawialne (w szczególności wiatrowe na morzu). Trendy światowe wskazują jednak, że od energii odnawialnej nie uciekniemy, a lawinowy postęp w rozwoju tej technologii spowoduje, że będzie ona wiodącym źródłem wytwarzania energii.

W niniejszym opracowaniu nie podejmuję się polemiki, czy lepszy jest węgiel, czy może wytwarzanie energii z OZE. Za rzecz oczywistą przyjmuję fakt, że odchodzimy od wytwarzania energii z węgla na rzecz Odnawialnych Źródeł Energii. Co więcej, biorąc pod uwagę dynamicznie rozwijającą się technologię OZE i poprawę przewidywalności oraz sprawności pracy takich źródeł, należy stwierdzić, że w przyszłości będą one wiodącym źródłem wytwórczym w Polsce i na świecie. Przedmiotem rozważań w niniejszym opracowaniu będzie także udzielenie odpowiedzi na pytanie, czy jednostki węglowe oraz Odnawialne Źródła Energii, w szczególności elektrownie wiatrowe, mogą w obecnym, przejściowym okresie współpracować ze sobą. Czy może jednak są to technologie, które się kanibalizują i nie mogą istnieć równolegle.

Pisząc o OZE, skupię się wyłącznie na dwóch wybranych technologiach: elektrowniach wiatrowych (zarówno lądowych jak i morskich) oraz na elektrowniach fotowoltaicznych. Technologie te wydają się być najbardziej perspektywiczne z punktu widzenia rozwoju OZE. Ponadto stanowią one również obecnie trzon źródeł odnawialnych w Polsce i na Świecie.

2. Elektroenergetyka w Polsce – Stan Obecny

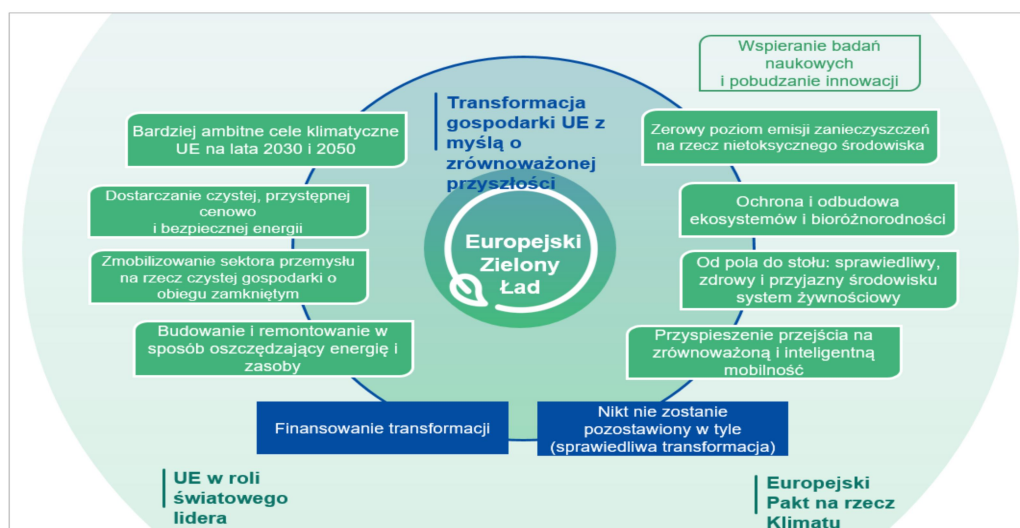
We wstępie do niniejszego opracowania została postawiona teza, iż obecnie w Polsce odchodzimy od wytwarzania energii z paliw węglowych. W tym rozdziale chciałbym tą tezę udowodnić poprzez pokazanie zmian jakie zachodziły w Krajowym Systemie Energetycznym oraz jak rozwijała się technologia OZE i węglowa na przestrzeni lat. Ponadto, na potrzeby dalszych rozważań wskażę kluczowe dokumenty, które będą miały wpływ na to, co wydarzy się w KSE w najbliższych dwóch dekadach i jakie są perspektywy jego rozwoju.

2.1 Opis otoczenia regulacyjnego

Z punktu widzenia rozwoju KSE najnowszymi i najbardziej istotnymi dokumentami są Europejski Zielony Ład oraz Polityka Energetyczna Polski do 2040r., które poniżej krótko charakteryzuję. Celowo pomijam opis powszechnie znanych regulacji stanowiących kolejne tzw. pakiety klimatyczne takie jak tzw. 3x20, czy nowsze regulacje z tzw. pakietu Czysta Energia Dla Wszystkich Europejczyków. Główne założenia tych dokumentów są mniej więcej znane szerokiej publiczności, a ich pogłębiona analiza wykraczałaby poza ramy tego opracowania. Na marginesie warto zaznaczyć też, że wpływ na kształt i funkcjonowanie KSE ma obecnie kilkaset dokumentów UE (Dyrektywy, Rozporządzenia, białe/zielone księgi, Stanowiska itp.) oraz Polskich (Polityka Energetyczna, ustawy, rozporządzenia itp.).

2.1.1 Europejski Zielony Ład

Europejski Zielony Ład¹ to akt mający bezpośredni wpływ na to jak będzie wyglądał KSE w przyszłości. Dokument ten zawiera kierunkowe podejście UE do tematyki związanej z rozwiązaniem problemów dotyczących ochrony środowiska i klimatu, w tym do takich zagadnień, jak rozwój energetyki odnawialnej, ograniczenie emisji szkodliwych substancji do atmosfery, czy efektywność energetyczna. Dokument i jego założenia najlepiej obrazuje przedstawiona w samym akcie infografika, którą postanowiłem zamieścić poniżej.



Rysunek 1. Europejski Zielony Ład

¹ Komunikat Komisji Do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Europejski Zielony Ład (Bruksela, dnia 11.12.2019 r. COM(2019) 640

W ramach rozwinięcia punktów, które nas najbardziej interesują należy wskazać dwie kluczowe z punktu widzenia kształtowania się przyszłego mixu energetycznego w UE i Polsce kwestie, tj. redukcja emisji oraz rozwój OZE:

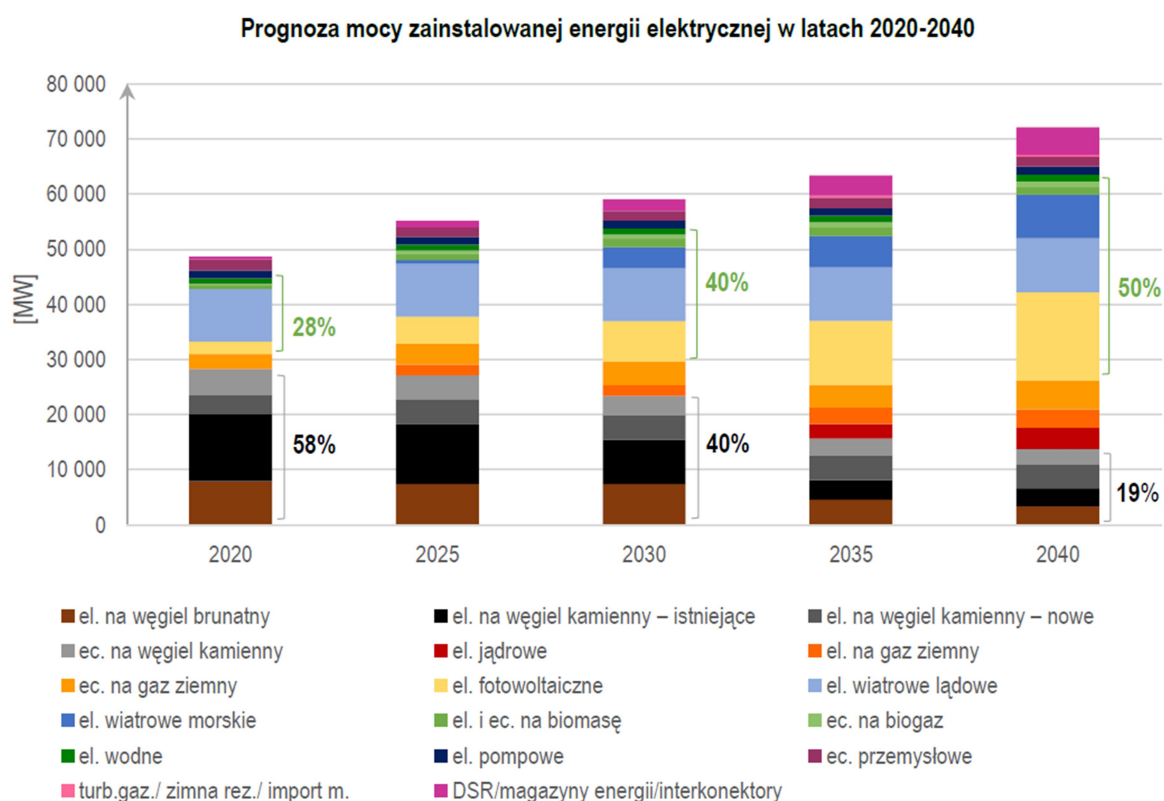
- Zwiększenie do co najmniej 50 %, a potencjalnie do 55 % w stosunku do poziomu w 1990 r. unijnego celu redukcji emisji CO₂ na 2030 r.;
- Efektywność energetyczna jako priorytetowe działanie dla obniżenia emisyjności gospodarki;
- Stworzenie sektora energetyczny bazującego w dużej mierze na źródłach odnawialnych, jednocześnie wycofując w szybkim tempie węgiel i obniżając emisyjność sektora gazu;
- Zwiększenie znaczenia Odnawialnych Źródeł Energii i wskazanie, że kluczowe znaczenie będzie miało zwiększenie produkcji energii wiatrowej na obszarach morskich.

Te powyższe tezy zawarte w dokumencie KE nie pozostawiają złudzeń, jaka będzie polityka UE w zakresie odchodzenia od węgla i promowania źródeł odnawialnych. Komisja Europejska, jako autor niniejszego dokumentu, zadeklarowała, że jeszcze w 2020 r. pojawi się znaczna część dokumentów, które pokażą w jakiej formie dokument ten powinien zostać zaimplementowany. Z przyczyn obecnej sytuacji związanej z pandemią koronawirusa (COVID-19) prace nad tymi dokumentami uległy spowolnieniu.

2.1.2 Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.

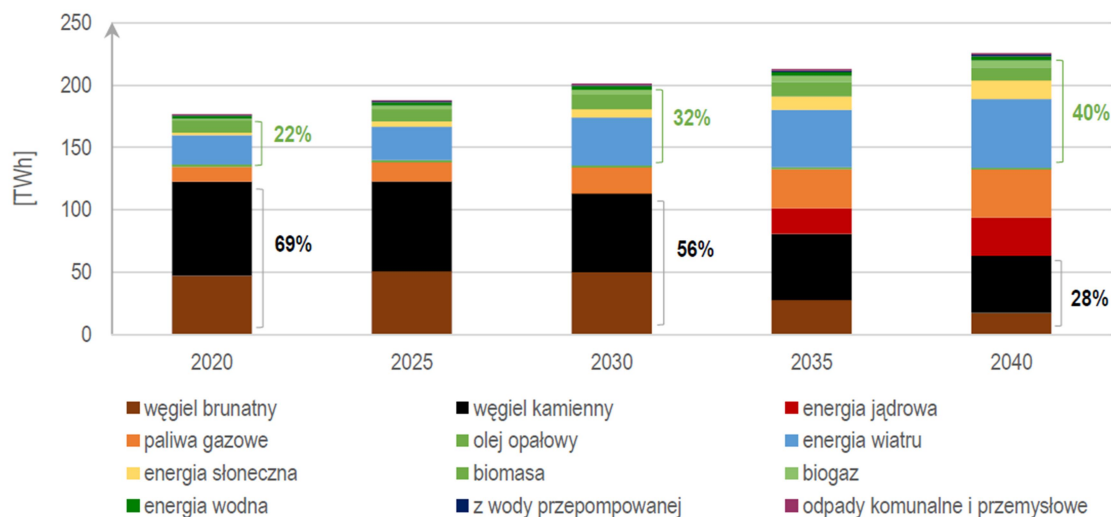
Drugi dokument, który chciałbym poddać analizie, to Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Dotychczas były jego dwie odsłony. Jedna w listopadzie 2019r., a druga we wrześniu 2020 r.² Oba te dokumenty różnią się nieznacznie i są zgodne co do jednego, tzn. przewidują dosyć szybkie odejście od produkcji energii w węglowych jednostkach wytwórczych oraz rozwój OZE (choć nie tak dynamiczny jak można by się tego spodziewać po tempie rozwoju tej technologii). Z przedstawionych dokumentów wynika, że w zależności od przyjętego scenariusza, w roku 2040 będziemy mieli w KSE znacznie zredukowane moce węglowe, które w skrajnym scenariuszu mogą osiągnąć poziom 19% ogólnej mocy zainstalowanej w KSE (sumarycznie węgiel kamienny oraz węgiel brunatny). Przewiduje ona również udział OZE w różnych technologiach na poziomie 50%. Ponadto zarówno pierwszy dokument, jak i drugi przewidują dosyć dynamiczny rozwój energetyki jądrowej: około 8% KSE. Taka struktura mocy przełoży się również w znacznym stopniu na wielkość produkcji energii z danych źródeł. W nowej strukturze jednostki węglowe mają produkować nie tak jak dzisiaj ponad 80% energii, ale maksymalnie ok 30%, a i to nie jest pewne z uwagi na szereg czynników, takich jak ceny CO₂, węgla itp., które wpływają na opłacalność produkcji energii z tego typu źródeł. Udział energetyki odnawialnej w produkcji energii ma w opisywanym czasie wzrosnąć do ponad 50%. Na rys. 2 przedstawiono projekt przyszłej struktury mocy w KSE w Polsce, a na rys. 3 jak będzie wyglądała planowana struktura produkcji energii w kolejnych latach. Wykresy te pochodzą z projektu PEP 2040, wersja z dnia 9.11.2019 r. Kolejna wersja projektu PEP 2040 z września 2020 r. nie zmienia istotnie przedstawionej na poniższych wykresach struktury mocy w KSE i udziału poszczególnych źródeł w wytwarzaniu energii.

² Pod szyldem Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. opublikowano jedynie jej Streszczenie



Rysunek 2. Prognoza mocy zainstalowanej energii elektrycznej w latach 2020-2040

Źródło: Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. z dnia 09.11.2019 r.



Rysunek 3. Prognoza Produkcji energii elektrycznej

Źródło: Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Projekt z dnia 08.11.2019 r.

Należy jednak zauważyć, że nowa wersja PEP 2040 nadal nie uwzględnia w pełni założeń opisanych wyżej wytycznych wynikających z dokumentu Europejskiego Zielonego Ładu, gdyż wskazuje ograniczenie emisji na GHG³ o 30% do 2030 r. w stosunku do 1990 r. W przypadku przyjęcia

³ Greenhouse Gas emission

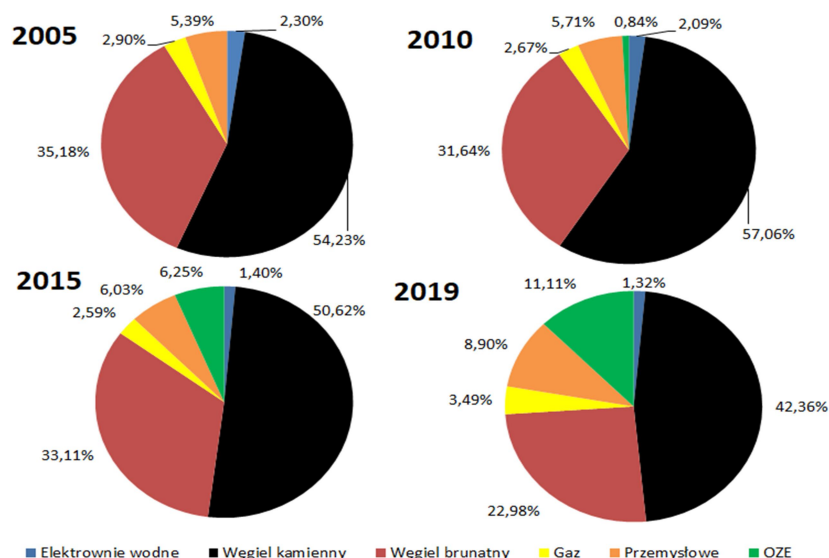
szczegółowych dokumentów implementujących zielony ład, może to spowodować konieczność kolejnej rewizji tego dokumentu.

Reasumując, Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. wyznacza kierunek odejścia od wytwarzania energii w węglowych jednostkach wytwórczych na rzecz m.in. odnawialnych źródeł energii i energii jądrowej. Dowodem tego, oprócz spadku mocy węglowych w KSE, jest również wpisanie do dokumentu założeń przewidujących znaczny przyrost mocy w źródłach odnawialnych (6GW instalacji offshore w 2030 r. i ok 8-11 GW w 2040 r.), czy rozwój instalacji PV (5-7GW do 2030 oraz 10-16 GW w 2040 r.). W mojej ocenie w przypadku jednego i drugiego źródła rozwój ten wydaje się mocno niedoszacowany. Jest to widoczne zwłaszcza w przypadku lądowej energetyki wiatrowej, której potencjał rozwoju w Polsce szacuje się na ok 22 GW, podczas gdy obecnie istnieje znacznie większy potencjał budowy mocy w tych technologiach. Podobnie zresztą jest również z instalacjami fotowoltaicznymi, gdzie np. wielkość na 2030 r. planowaną w PEP 2040 powinniśmy osiągnąć znacznie szybciej, zważywszy, że już dzisiaj w systemie jest ok 2,7 GW zainstalowanej mocy w tej technologii.

2.2 Krajowy System Energetyczny – charakterystyka

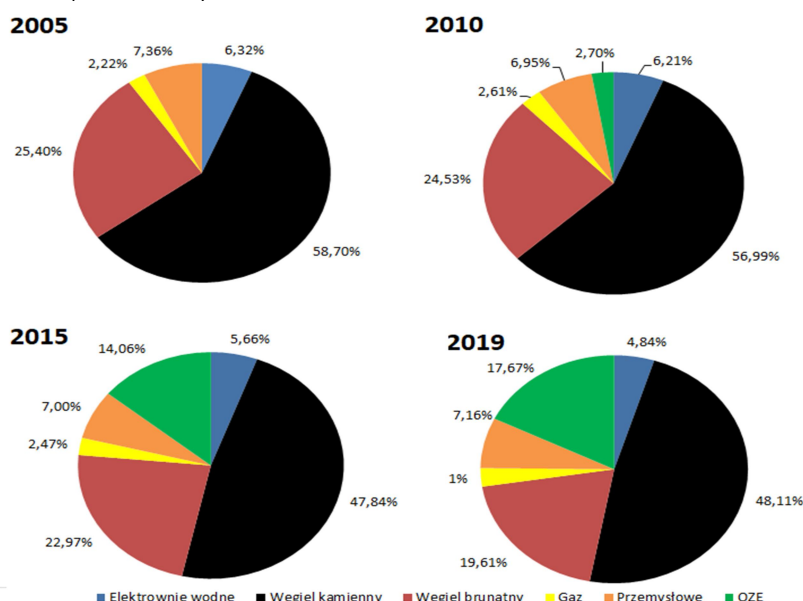
Opis Krajowego Systemu Energetycznego został już zarysowany przy omawianiu dokumentów dotyczących Polityki Energetycznej Polski do 2040. W tym punkcie chciałbym krótko tą charakterystykę pogłębić i opisać w jakim miejscu znajdujemy się obecnie i z jakiego punktu wyjściowego startujemy, aby osiągnąć przedstawione cele Unii Europejskiej i Polskiego dokumentu PEP 2040. Śledząc rozwój sektora energetycznego w Polsce przez ostatnie 20 lat i analizując na cele w zakresie mixu energetycznego Polski wskazane w na rok 2040 widzimy, że czas na spokojną i zrównoważoną ewolucję KSE już się skończył. Przed nami stoją wyzwania iście rewolucyjne, które całkowicie zmienią nie tylko KSE, ale również znaczną część krajowej gospodarki. Na rys. nr 4 i 5 przedstawiam jak do tej pory przebiegała ewolucja Polskiego sektora wytwarzania energii w stronę przechodzenia na produkcję energii z OZE. Dotychczas proces ten był stosunkowo wolny, a jego znaczne przyspieszenie widzimy mniej więcej od 2010 r. z drobnymi przerwami od roku 2017, kiedy to widać wpływ regulacji ograniczających rozwój energetyki wiatrowej⁴, czyli technologii, która do tego czasu rozwijała się najszybciej spośród wszystkich OZE w Polsce. W kolejnych latach przewiduję, że znowu będziemy obserwowali tendencje wzrostowe udziału OZE, co zostało szerzej omówione w rozdziale poświęconym projekcie PEP 2040. Na Rys. 4 i 5 pokazane są zmiany w strukturze wytwarzania energii w KSE oraz zmiany struktury mocy na przestrzeni ostatnich 15 lat wraz z informacją, jak struktura zainstalowanej mocy w systemie wygląda obecnie. Poniższe wykresy przygotowane są na podstawie danych na koniec 2019 r. i nie uwzględniają oddawanych w 2020 r. do eksploatacji bloku węglowego w Jaworznie, bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli, czy oddawanych do eksploatacji projektów wiatrowych wybudowanych dzięki aukcji OZE z 2018 r. W 2020 r. odnotowujemy również istotny przyrost mocy w źródłach fotowoltaicznych do ok 2,7 GW w październiku 2020 r.

⁴ Wprowadzono ustawę z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 298)



Rysunek 4. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na przestrzeni 15 lat

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS oraz ARE



Rysunek 5. Struktura mocy zainstalowanych w Polsce na przestrzeni 15 lat

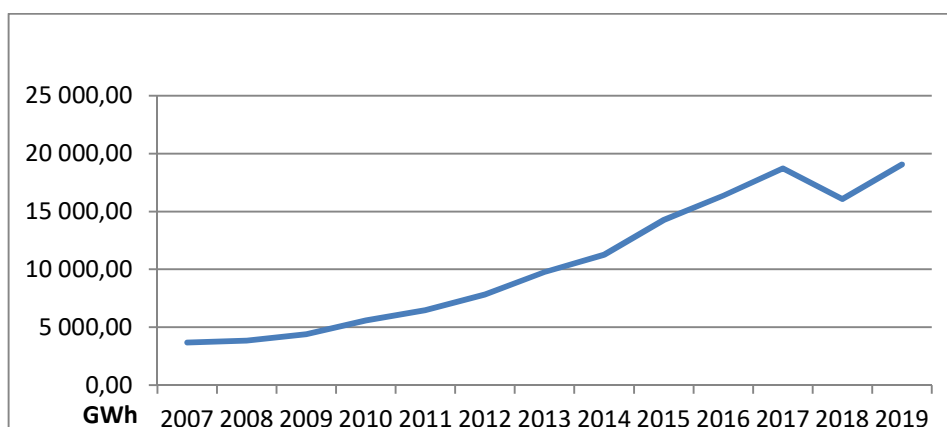
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS oraz ARE

Z powyższych wykresów wynika, że jednocześnie wraz ze wzrostem OZE obserwujemy spadek w KSE zainstalowanej mocy w jednostkach węglowych. Dzieje się to pomimo wybudowania w ostatnich latach (2017-2020) kilku nowoczesnych bloków węglowych o sumarycznej mocy ok. 4 GW (m.in. Kozienice, Opole, Jaworzno, Turów). Spadek mocy w KSE jednostek węglowych wynika w głównej mierze z powodu wyłączenia z eksploatacji kolejnych bloków węglowych. Bloki te w dużej mierze wyłączane są z powodu wieku tych jednostek (nierazko pracujących już od 50 lat) oraz z braku opłacalności dostosowania do tzw. konkluzji BAT⁵. Z końcem 2017 r. wycofana została z eksploatacji Elektrownia Adamów (5 × 120 MW), w kolejnych latach wycofane z eksploatacji mają być m.in. bloki w: Bełchatowie (2 × 370 MW), Łagiszy (240 MW), Łaziskach (2 × 125 MW), Sierszy (251 MW) i

⁵ Best available techniques - zgodnie z dyrektywą IED standard służący określanu wielkości emisji zanieczyszczeń dla większych zakładów przemysłowych w UE.

Stalowej Woli (250 MW). Do 2035 r. niezbędne będzie wyłączenie ponad 20 GW źródeł wytwórczych w jednostkach węglowych⁶. W miejsce wyłączanych z eksploatacji bloków przyłączane są do KSE nowe źródła wytwórcze, także węglowe, o których pisałem wcześniej. Wydaje się jednak, że wymienione wcześniej jednostki, to ostatnie nowe wielkoskalowe bloki węglowe w KSE. Kolejne już raczej nie będą oddawane do eksploatacji. Ostatnim, który miał być wybudowany to blok w Ostrołęce, ale spółka ORLEN, obecny właściciel ENERGA S.A. (głównego inwestora projektu), wycofał się z możliwości finansowania tego przedsięwzięcia i stwierdził, że w zamian jest gotowy na budowanie bloku gazowego⁷.

Spadającej mocy jednostek węglowych w KSE towarzyszy wzrost ilości zainstalowanej mocy OZE w systemie, jak również obserwujemy dynamiczny wzrost produkcji energii z tego typu źródeł. Na rys. 6 przedstawiono wykres wzrostu produkcji energii z OZE od 2007 r., czyli od momentu kiedy swoje oddziaływanie zaczął system wsparcia OZE w postaci tzw. zielone certyfikatów. Wykres ten w następnych latach na pewno będzie dla OZE wyglądał jeszcze korzystniej z uwagi na uruchomienie od 2018 r. aukcyjnego systemu wsparcia OZE, który wygenerował bodźce inwestycyjne do realizacji projektów wiatrowych (ponad 3 GW). Ponadto, dzięki aukcjom OZE oraz dofinansowaniu rządowemu do mikroinstalacji OZE, znacznemu wzrostowi uległy również inwestycje w obszarze fotowoltaiki (do października 2020 zainstalowano 2,7 GW).



Rysunek 6. Produkcja energii elektrycznej z OZE

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych GUS oraz ARE

2.3 Rozwój technologiczny wytwarzania energii (węgiel i wybrane OZE)

W ramach tego punktu przedstawiam informacje o zmianach, jakie zachodziły w technologii węglowej oraz OZE (wiatr, fotowoltaika) w ostatnim czasie. Zwłaszcza ta druga technologia uległa w ostatnim czasie dosyć intensywnemu rozwojowi.

⁶ Raport PSEW/DISE Współpraca konwencjonalnych źródeł węglowych i wielkoskalowego OZE, Warszawa 2019 r.

⁷ http://eko.org.pl/index_news.php?dzial=2&kat=20&art=2402

<https://filarybiznesu.pl/nowy-gazowy-blok-energetyczny-powstanie-w-ostrolece/a5914>

<https://serwisy.gazetaprawna.pl/energetyka/artykuly/1478244,orlen-wegiel-nowy-blok-gazowy-elektrownia-ostroleka.html>

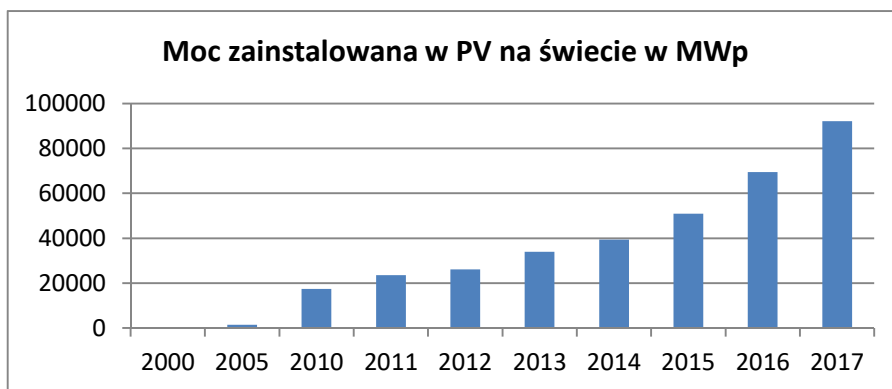
2.3.1. Rozwój technologii węglowych

Wytwarzanie energii z węgla jest technologią względnie starą, używaną w dużej skali od przeszło 100 lat. Okres największych i najdynamiczniejszych zmian ma już więc za sobą. Najszybszy rozwój w tym obszarze miał miejsce w XX w. Tytułem przykładu: sprawności kotłów wzrosły od 84% w 1975r. do 90% w 2001r, a dziś osiągają ok. 92%. Sprawności netto bloków energetycznych wzrastały w ostatnich dziesięcioleciach z poziomu 30% do 42-46%. Obecnie nowe inwestycje w bloki energetyczne opalane paliwami kopalnymi są realizowane z wykorzystaniem nowoczesnych wysokosprawnych technologii wytwarzania energii elektrycznej – są to bloki na parametry nadkrytyczne lub ultranadkrytyczne. Nadkrytyczne parametry pary umożliwiają osiągnięcie wysokiej sprawności obiegu cieplnego elektrowni. Dzięki zwiększeniu sprawności, bloki takie spalają mniej węgla i emitują mniej CO₂ w przeliczeniu na jednostkę produkowanej mocy. Są to bloki dużych mocy (rzędu 900-1000 MW), które charakteryzują się też większym zakresem regulacji (w zakresie 40-100% obciążenia) oraz krótszymi czasami rozruchów. Duży nacisk kładzie się na rozwój technologii oczyszczania spalin, np. procesy odsiarczania osiągają wydajność bliską 99%.

2.3.2 Rozwój technologii OZE

Fotowoltaika

Fotowoltaika, jako sektor energetyki wykorzystujący energię słoneczną do produkcji energii elektrycznej, jest dziedziną rozwijającą się niezwykle dynamicznie w ostatnich latach. Rozwój technologii połączony z obniżeniem kosztów sprawił, że dziś coraz więcej państw na świecie uwzględnia fotowoltaikę jako jeden z głównych sektorów niezbędnych przemian energetycznych. Na poniższym wykresie został pokazany wzrost mocy zainstalowanych w fotowoltaice na świecie. W ciągu 20 lat sumaryczna moc wzrosła ponad 800-krotnie. Tak szybki rozwój możliwy jest dzięki stale obniżającym się kosztom technologii. W latach 2010-2018 średnioważony koszt produkcji energii elektrycznej z PV na świecie spadł o 77%. Sama technologia również przeszła w tym czasie wiele przemian. 10 lat temu na rynku dominowały panele polikrystaliczne o jednostkowej mocy nieprzekraczającej 200 Wp i sprawności 10%, natomiast dziś spotyka się głównie panele monokrystaliczne o mocach 450-500 Wp i sprawnościach powyżej 23%. Równolegle znacząco wydłużył się czas pracy paneli, zmniejszyły się ich wymiary, wzrosła niezawodność. Nowe technologie takie jak panele bifacjalne czy panele zintegrowane z budynkami rozszerzyły możliwe zastosowania fotowoltaiki.

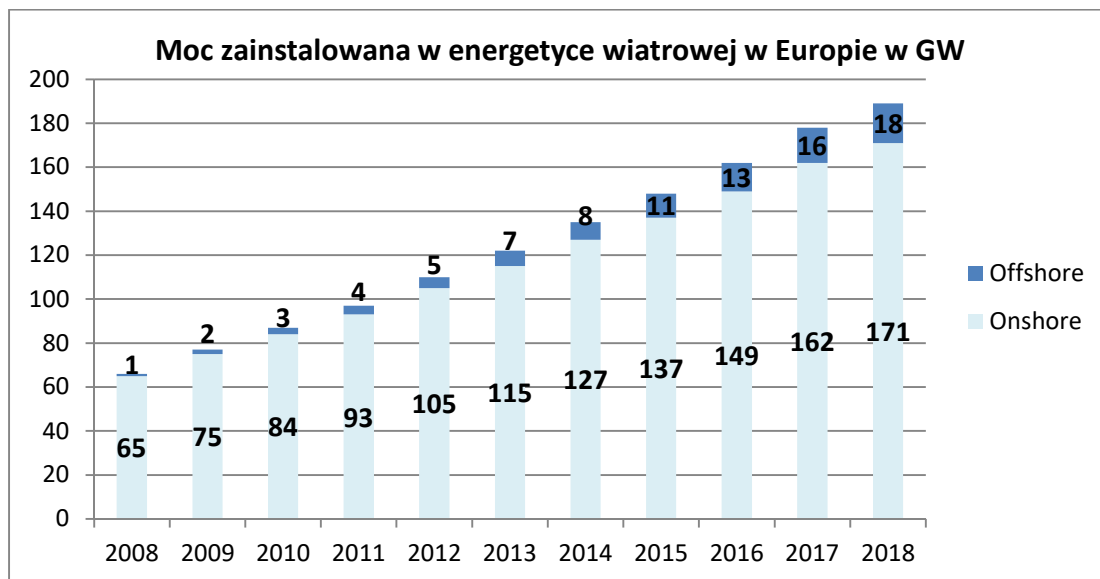


Rysunek 7. Moc zainstalowana w PV na świecie w MWp

Źródło: <https://globenergia.pl/20-lat-rynku-pv-historia-zmiany-i-rozwoj-kartka-z-historii/>

Energetyka wiatrowa

Energia wiatrowa należy do najtańszych źródeł odnawialnych, co dotyczy także przypadków, gdy instalowana jest na morzu jako tzw. off-shore. Jest to technologia, której postęp w ostatnim czasie był najszybszy. W latach 90-tych średnica okręgu utworzonego przez łopaty wirnika wynosiła 40-60m, a moc turbiny oscylowała ok. mieściła się między 0,5, a 2 MW. W 2009 r. średnice elektrowni wiatrowych miały ok. 100 m a osiągnięte moce wynosiły już ponad 3 MW. Dziś największe turbiny dostępne na rynku mają moc nawet kilkunastu MW i średnicę wirnika mierzącą ponad 200 m i są produkowane na potrzeby morskiej energetyki wiatrowej. Obecnie największą pracującą turbiną, co prawda testowo, jest turbina GE Heliade X 12 MW mocy i średnicy wirnika 222 m. W przypadku lądowej energetyki wiatrowej moce pojedynczej turbiny oscylują w granicach 5 MW. Największa z nich należy również do GE Renewable Energy o średnicy wirnika 158 m i wysokości wieży 161 m z mocą osiągalną 5,5 MW (GE Cypress 5.5-158). Ponadto rozwijają się wszystkie stosowane podczas produkcji technologie oraz logistyka procesu instalacji, co przekłada się na rosnące sprawności i malejące koszty. W ciągu 20 lat możliwa do osiągnięcia moc pojedynczej siłowni wiatrowej wzrosła kilkukrotnie, natomiast koszt wyprodukowania jednostki energii zmalał pięciokrotnie. Poniższy wykres przedstawia rozwój energetyki wiatrowej w Europie na przestrzeni ostatnich 10 lat. Obecnie przyjmuje się, że sprawność, jaką może osiągnąć turbina wiatrowa, to nawet poziom 80% w przypadku turbin zlokalizowanych na morzu, a elektrowni wiatrowej zlokalizowanej na lądzie - 50%. Morska energetyka wiatrowa charakteryzuje się o 15-30 proc. wyższą produktywnością niż lądowa (przy jednocześnie ponad 2-krotnie wyższych nakładach inwestycyjnych).



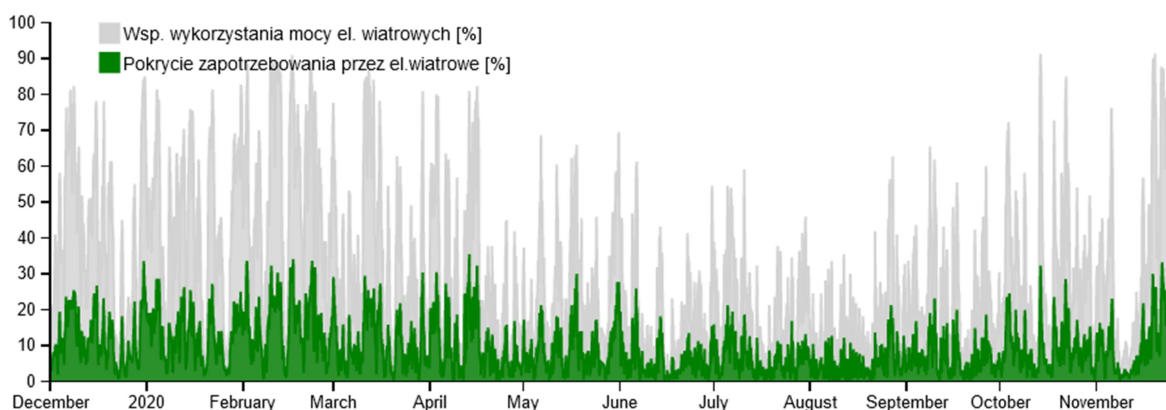
Rysunek 8. Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w Europie do 2018 r.

Źródło: P. Szymczak, P. Prajzencanc, A. Łosiewicz Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny „Zarys rozwoju elektrowni wiatrowych”⁸

⁸ <http://www.rynekinstalacyjny.pl/artukul/id4944,potencjal-rozwoju-i-problemy-energetyki-wiatrowej>
<https://www.gramwzielone.pl/energia-wiatrowa/21020/porownanie-efektywnosci-elektrowni-wiatrowych-w-polsce-i-niemczech>

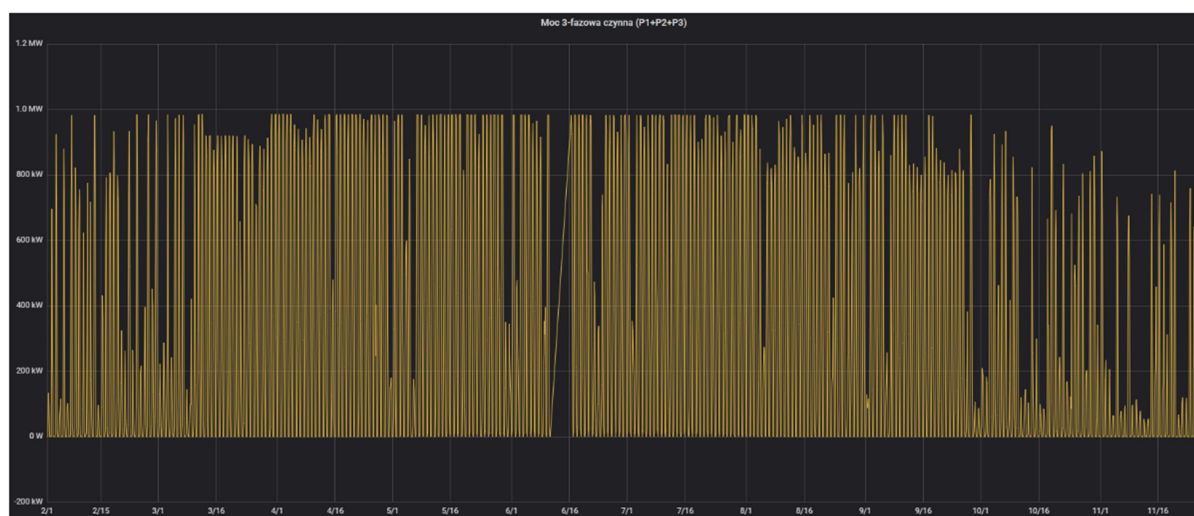
3. Rozwój Odnawialnych Źródeł Energii i ich wpływ na Krajowy System Energetyczny

Odnawialne Źródła Energii takie jak turbiny wiatrowe, czy instalacje fotowoltaiczne, cechują się stochastycznym charakterem pracy zależnym w głównej mierze od sytuacji pogodowej. Na poniższych wykresach przedstawiono charakterystykę pracy źródeł wiatrowych oraz fotowoltaicznych.



Rysunek 9. Przykładowa charakterystyka pracy źródeł wiatrowych.

Źródło: Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej⁹



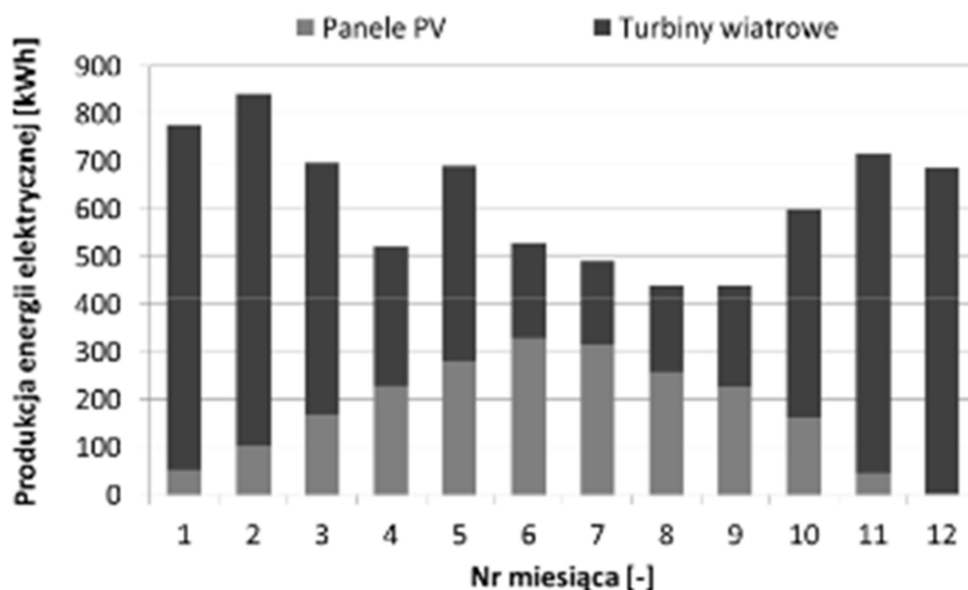
Rysunek 10. Roczna charakterystyka pracy źródła PV (1 MW)¹⁰

Źródło: Zasoby własne

Analiza charakterystyki pracy tych źródeł prowadzi do wniosku, że w skali roku źródła wiatrowe i fotowoltaiczne znakomicie się uzupełniają. Lądowe źródła wiatrowe zdecydowanie więcej i efektywniej pracują w pierwszym i w ostatnim kwartale roku, a źródła fotowoltaiczne w drugim

⁹ <http://psew.pl/jak-prognozowac-produkcje-energii-elektrycznej-przez-farmy-wiatrowe/>

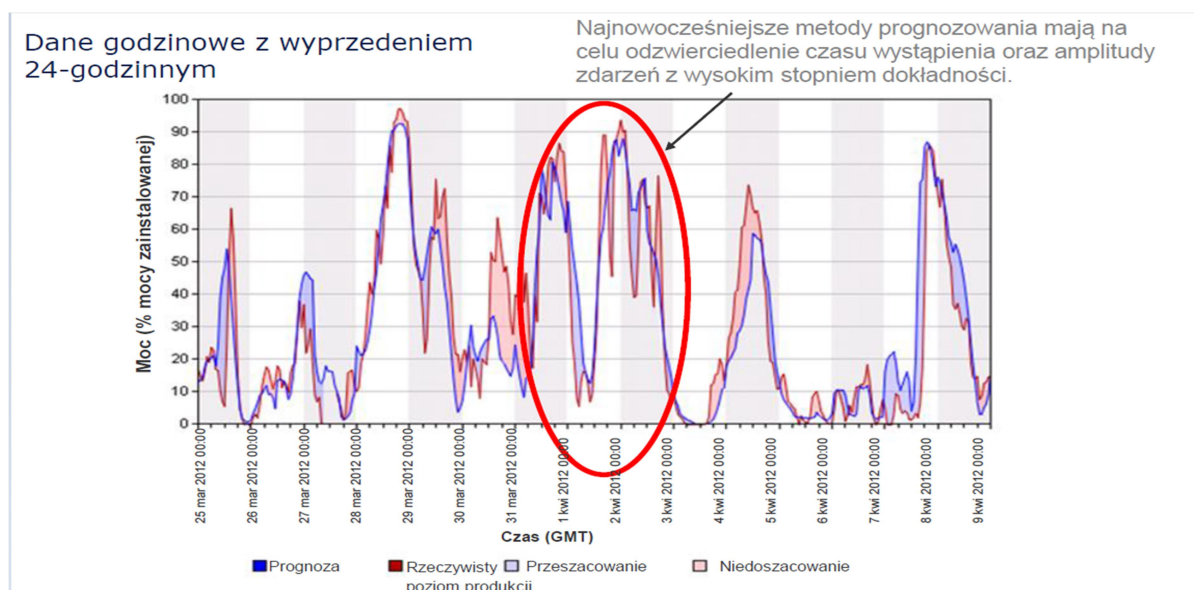
i trzecim, co doskonale pokazuje rys. 11. Dlatego tak bardzo ważne jest, aby w systemie energetycznym utrzymywać równowagę pomiędzy tymi źródłami.



Rysunek 11. Współpraca źródła PV z źródłem wiatrowym

Źródło: T. Jarmuda, A. Tomczewski „Modelowanie hybrydowego systemu zasilania typu solarno-wiatrowego”, Electrical Engineering No. 89 2017 Poznan University of Technology Academic Journals

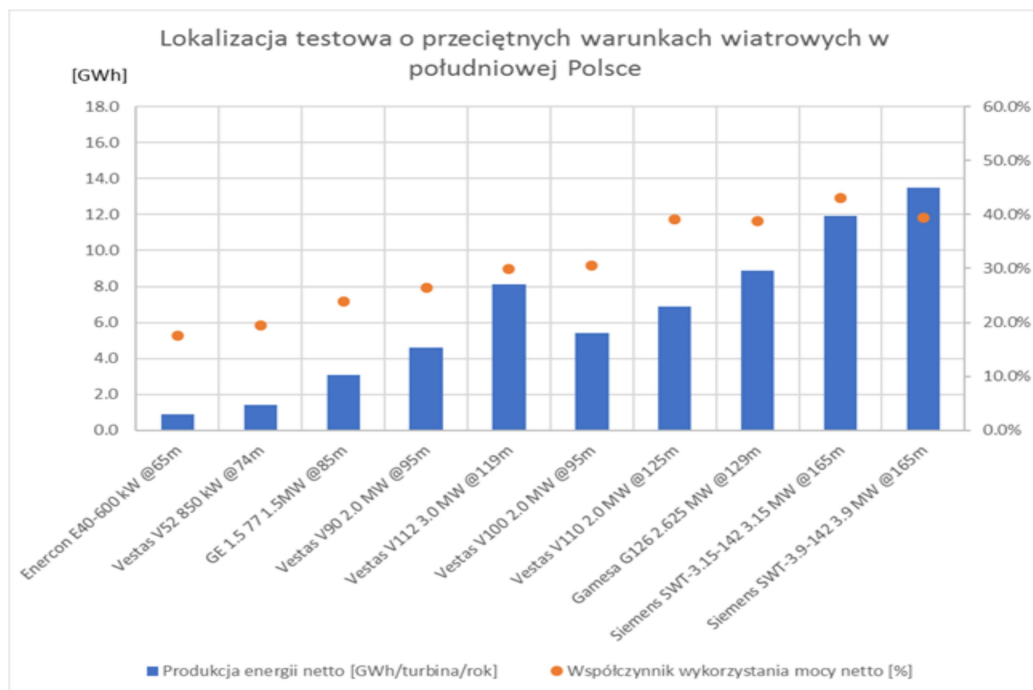
Analizując natomiast wykresy dobowej pracy omawianych dwóch technologii widzimy, że pracują one z dużą zmiennością. Potrzeba więc jednostek wytwórczych, które będą w stanie zmitigować ryzyka związane z zmienną charakterystyką ich pracy. Co prawda, dzisiaj pracę odnawialnych źródeł jest coraz łatwiej przewidzieć dzięki coraz bardziej zaawansowanym narzędziom progностycznym, które w dobie poprzedzającej dzień pracy są w stanie przewidzieć ich dyspozycyjność dla KSE z dokładności nawet 90%. Na poniższym wykresie prezentuję przykładową prognozę pracy źródła wiatrowego z wyprzedzeniem doby. Jednak nawet najlepsze narzędzia progностyczne nie zapewnią bezpieczeństwa systemu z taką skutecznością, jak możliwość skorzystania z alternatywnych jednostek wytwórczych.



Rysunek 12. Rysunek obrazuje dokładność danych prognostycznych

Źródło: PSEW/DISE współpraca konwencjonalnych źródeł węglowych i wielkoskalowego OZE

Podkreślenia wymaga, że OZE, a w szczególności źródła wiatrowe, na przestrzeni kilku ostatnich lat uległy olbrzymiemu postępowi technologicznemu, o czym pisałem w pkt 2.3.2 niniejszego opracowania. Nie tylko zwiększono jednostkową moc turbiny wiatrowej, ale także znacznie poprawiono sprawność ich pracy, co jest szczególnie ważne z punktu widzenia pracy KSE. Do tego doszedł jeszcze rozwój źródeł wiatrowych na morzu, których sprawność jest nawet kilkadziesiąt procent wyższa od ich odpowiednika na lądzie. Na rys. 13 przedstawiono, jak wygląda przykładowa produkcja energii netto i współczynnik wykorzystania mocy dla różnych typów turbin działających na lądzie. Widać z niego wyraźnie, że nowsze turbiny o większej mocy i z wyżej zlokalizowanym rotorem są w stanie nawet przy przeciętnych warunkach wietrzności osiągać sprawność na poziomie ponad 45%. Odpowiada to sprawności pracy nowoczesnych elektrowni węglowych o parametrach pracy tzw. nadkrytycznych, gdzie sprawność sięga poziomu ok 46%. Oczywiście dla sceptyków porównanie to może wydać się krzywdzące dla źródeł węglowych, ponieważ one pracują w sposób przewidywalny, nie mając stochastycznego parametru pracy. Niemniej jednak, jeżeli technologia wiatrowa będzie się rozwijała w takim tempie jak dotychczas, to zmienność pracy tych źródeł również będzie ulegała zmianie na ich korzyść. Ponadto, gdybyśmy do tego wykresu dodali jeszcze parametry mocy i pracy morskich turbin wiatrowych, dla których już dzisiaj powszechnie stosowana moc turbiny wynosi 9 MW oraz dodali sprawność w okolicach 60%, to wykres wyglądałby znacznie bardziej korzystnie dla OZE i tym mocniej przemawiał na korzyść energetyki wiatrowej. To właśnie w rozwoju morskiej energetyki wiatrowej sektor OZE obecnie upatruje największe szanse rozwoju. Ponadto, budowa tych źródeł wydaje się być również najbardziej pożądana z punktu widzenia KSE, ponieważ ich praca oprócz większych mocy i sprawności charakteryzuje się również mniejszą zmiennością pracy źródła od swoich lądowych odpowiedników.



Rysunek 13. Produkcja energii netto [GWh/turbina/rok] i współczynnik wykorzystania mocy netto [%] dla wybranych modeli turbin wiatrowych w lokalizacji testowej o przeciętnych warunkach wietrzności

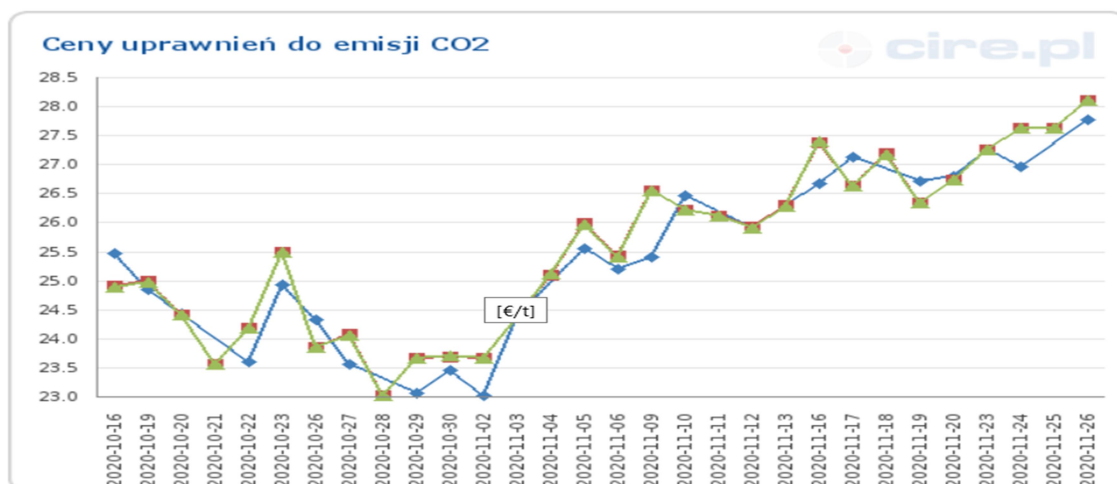
Źródło: DNV GL współczynnik wykorzystania mocy i produktywność różnych modeli turbin wiatrowych dostępnych na polskim rynku

Reasumując, pomimo dynamicznie rozwijającej się technologii, źródła odnawialne takie jak turbiny wiatrowe, czy instalacje fotowoltaiczne cechują się nadal zmienną charakterystyką pracy. Nawet przy bardzo szybkim postępie technologicznym, jeszcze długi czas będą one wymagały współpracy z innymi źródłami, które będą w stanie wypełnić lukę w KSE spowodowaną przerwą w pracy tych źródeł.

3.1 Wpływ OZE na rynek energii elektrycznej w Polsce

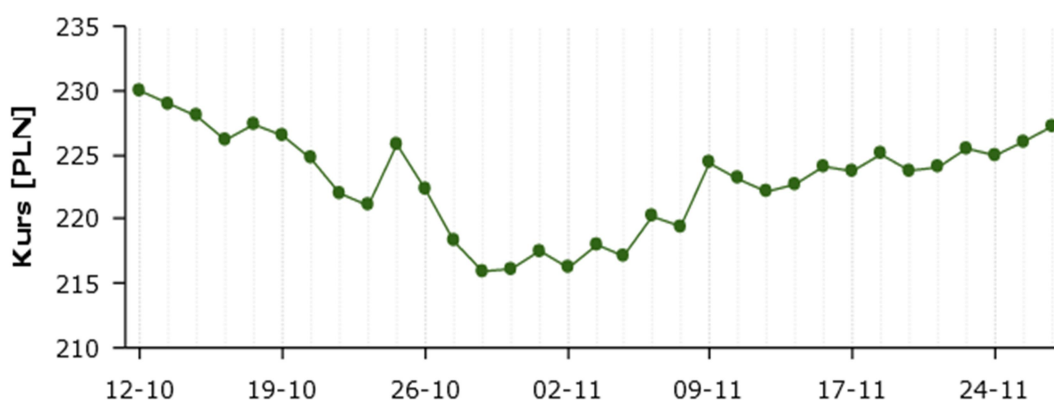
W niniejszym punkcie skupię się na analizie wpływu OZE na rynek energii elektrycznej w Polsce. Analizę zawęzę do wpływu OZE na hurtowe ceny energii elektrycznej. Aby te rozważania były pełne, w pierwszej kolejności należy opisać główny czynnik kształtujący ceny energii elektrycznej. Obecnie takim czynnikiem bardzo mocno wpływającym na hurtowe ceny energii są ceny uprawnień do emisji CO₂. Polski mix energetyczny oparty jest przede wszystkim na wytwarzaniu energii w węglowych jednostkach wytwórczych, dlatego tak istotny wpływ na ceny energii w Polsce mają wahania cen uprawnień do emisji CO₂. Bardzo dobrze to widać na rys. 14 i 15 gdzie przedstawiono historie notowań uprawnień emisji CO₂ i hurtowe ceny energii oparte na popularnych w Polsce kontraktach terminowych¹¹ na przestrzeni października i listopada 2020 r. Na tych wykresach widać, że wraz ze spadającą ceną uprawnień spada również cena energii elektrycznej i na odwrót, kiedy cena uprawnień rośnie to rośnie również cena energii.

¹¹ Wzięto pod uwagę wskaźnik BASE_Y_21 czyli wskaźnik ceny na rok 2021 r. Na potrzeby przeprowadzania niniejszej analizy wydaje się on być najbardziej miarodajny.



Rysunek 14. Notowania uprawnień emisji CO₂

Źródło: CIRE.pl¹²

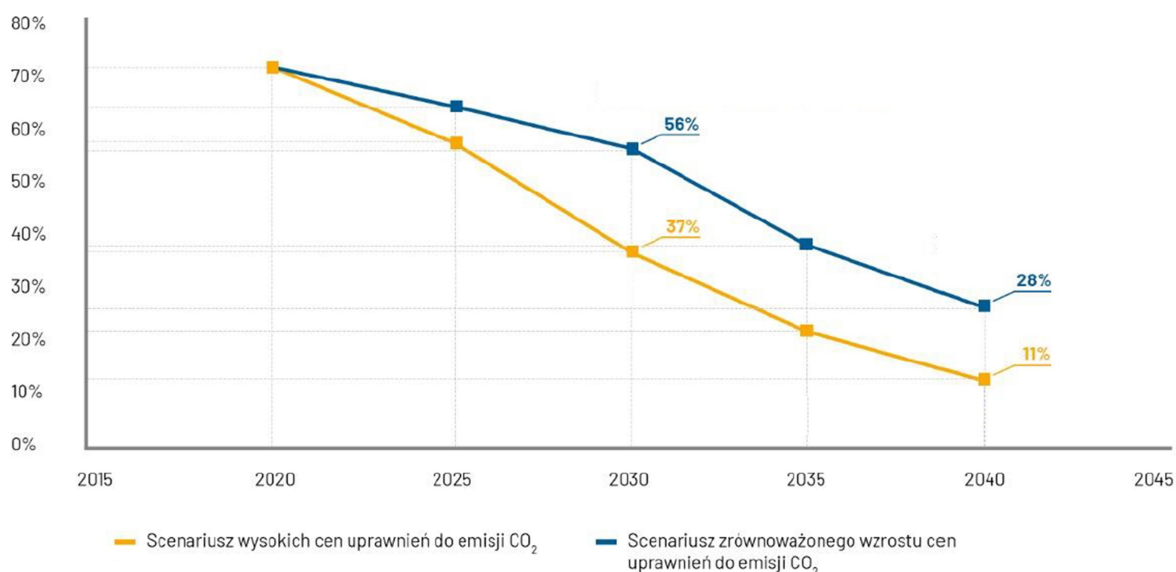


Rysunek 15. Notowania energii elektrycznej na TGE. Wskaźnik BASE_Y-21

Źródło: TGE

Ta zależność pomiędzy cenami uprawnień CO₂ a ceną energii na rynku będzie jeszcze w Polsce trwała przez kilka lat ponieważ zgodnie z prognozami rządowymi np. projekt PEP 2040, od produkcji energii z węgla zaczniemy rzeczywiście odchodzić w okolicach roku 2030. Na Rysunku nr 16 przedstawiono możliwe scenariusze tempa redukcji produkcji energii elektrycznej z węgla, w zależności od cen uprawnień do emisji CO₂. Z przedstawionego wykresu wynika, że im będą one droższe tym szybciej będziemy odchodzić od wytwarzania energii w jednostkach węglowych. Oczywiście tempo wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ w dużej mierze zależy od przyjętego przez Unię Europejską tempa redukcji tych emisji. Z opisanego w pkt 2.1.1. dokumentu dot. Europejskiego Zielonego Ładu wynika jednak, że możemy podążać w stronę zwiększenia celów redukcyjnych, a zatem realizacji scenariusza opisanego na poniższym wykresie żółtą linią.

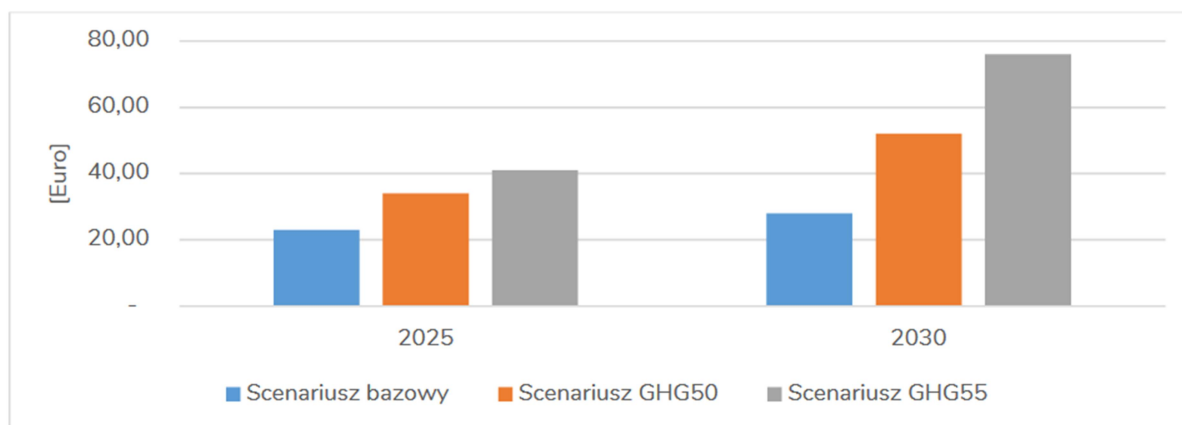
¹² <https://handel-emisjami-co2.cire.pl/>



Rysunek 16. Prognoza udziału węgla w produkcji energii elektrycznej do 2040 r.

Źródło: Ministerstwo Klimatu

Zgodnie z przeprowadzonymi analizami scenariuszy tempa redukcji emisji CO₂ w 2025 r., ceny uprawnień EUA mogą wzrosnąć o 50% w scenariuszu GHG50 i o 85% w scenariuszu GHG5513, a ceny uprawnień mogą osiągnąć w 2030 roku wysokość nawet 80 eur/tona¹⁴.



Rysunek 17. Bezwzględne zmiany cen uprawnień do emisji (w warunkach ogólnego poziomu cen z 2013 r.)

Źródło: Opracowanie „Zmiana celów redukcyjnych oraz cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu Europejski Zielony Ład”, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych

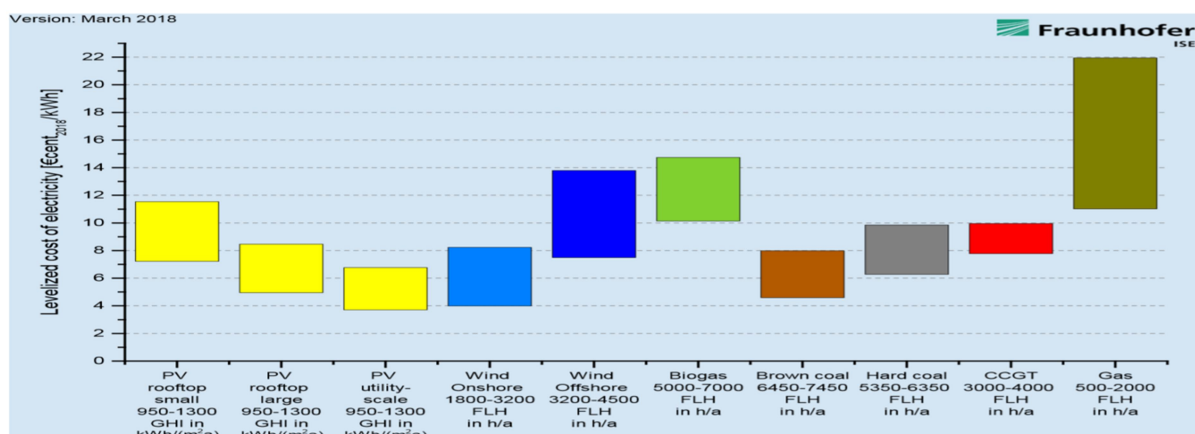
Powyższe zależności cen energii od kosztów emisji CO₂ oraz prognoza wzrostu cen emisji wskazują, że jeżeli nie przyspieszymy tempa odchodzenia od produkcji energii z paliw węglowych, to realnie cena energii będzie wzrastać. Oczywiście powyższa analiza jest bardzo uproszczona i cena energii zależy jeszcze oprócz ww. od szeregu innych czynników takich jak np. popyt na energię, import energii i oczywiście udział w produkcji tańszych jednostek wytwórczych, które będą wpływały na sumaryczne obniżenie cen energii dla odbiorców.

¹³ Scenariusz GHG 55 wydaje się być najbardziej realny co wynika choćby z doniesień prasowych:

<https://www.cire.pl/item,207859,1,0,0,0,0,propozycja-na-szczyt-ue-by-unia-podniosla-swoj-cel-klimatyczny-do-55-proc.html>

¹⁴ Opracowanie zmiana celów redukcyjnych oraz cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu „Europejski Zielony Ład”, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, Autor: Maciej Pyrka, Izabela Tobiasz, Jakub Boratyński, Robert Jeszke, Paweł Mzyk

Analizując obecną sytuację na rynku energii należy podkreślić, że technologią, która realnie może wpłynąć na obniżenie hurtowych cen energii jest technologia wiatrowa, która produkuje energię znacznie poniżej obecnych cen rynkowych oscylujących w granicach 230 zł/MWh. Dla przykładu: średnia cena aukcyjna w koszyku dla dużych projektów OZE, gdzie znalazły się praktycznie tylko źródła wiatrowe wyniosła w 2018 r. 196,17 zł/MWh (najniższa 157,8 zł/MWh), a w 2019 r. średnia cena z aukcji była na poziomie 208 zł/MWh. Powyższe wynika z rozwoju tej technologii i spadających kosztów budowy i eksploatacji tej technologii. Doskonale pokazuje to analiza wykonana przez Fraunhofer Institute w Niemczech z marca 2018, która wskazuje, że jednym z najtańszych sposobów wytwarzania energii elektrycznej są lądowe farmy wiatrowe dla których wartość LCOE¹⁵ kształtuje się w granicach 6-8 eurocentów/kWh oraz fotowoltaika dużej skali z LCOE na poziomie 4-7 eurocentów/kWh. Dla porównania, LCOE dla gazu wynosi 11-22 eurocent/kWh, a dla węgla kamiennego jest to wartość 7-10 eurocentów/kWh. Ponadto analiza wskazuje, że LCOE dla takich technologii jak wiatr, czy fotowoltaika będzie dynamicznie spadać nawet do poziomu 2 eurocent/kWh w przypadku fotowoltaiki. Szczegółowe zestawienia LCOE poszczególnych technologii prezentują na rys. nr 18.

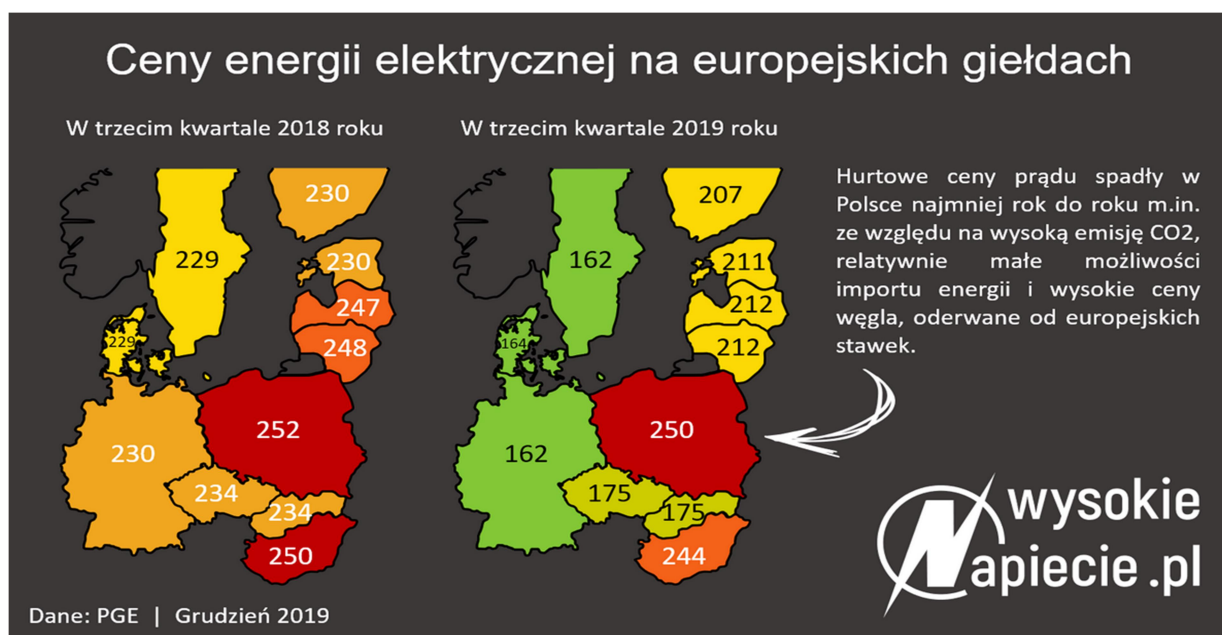


Rysunek 18. Uśredniony koszt wytworzenia energii z różnych typów generacji usytuowanych w różnych lokalizacjach na terenie Niemiec.

Źródło: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2018_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf

Do pozytywnego wpływu na ceny energii źródeł odnawialnych działających na rynku Polskim należy jeszcze dodać wpływ importu energii, który w przeważającej większości odbywa się z krajów o dużym współczynniku źródeł odnawialnych, a hurtowe ceny energii elektrycznej są tam dużo niższe niż w Polsce, co pokazuje poniższa infografika (rys. 19).

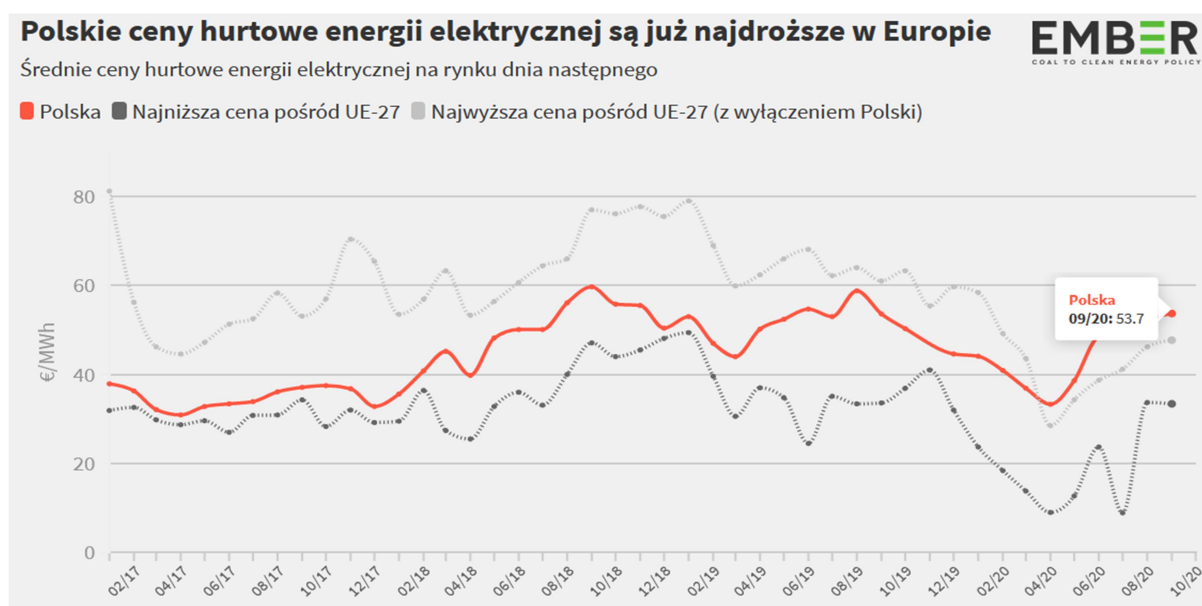
¹⁵ Obecnie wykorzystywanym w dyskusji na temat oceny kosztu wytwarzania energii dla różnych technologii jest współczynnik tzw. LCOE (ang. Levelized Cost of Energy) uśredniony koszt wytworzenia energii.



Rysunek 19. Ceny energii elektrycznej na europejskich giełdach.

Źródło: <https://wysokienapiecie.pl/31851-rzad-gornicy-mysla-jak-spalic-wiecej-wegla-ceny-pradu-wzrosna/>

Powyższe znajduje również potwierdzenie na poniższym rysunku (rys. 20) gdzie widać jak w 2020 kształtowały się hurtowe ceny energii w Polsce i UE.



Rysunek 20. Ceny energii na rynku hurtowym w Polsce i krajach UE

Źródło: <https://ember-climate.org/commentary/2020/10/23/ceny-energii-elektrycznej-w-polsce-najwyzsze-w-europie/>

Z powyższych danych jasno wynika, że wpływ OZE, w tym głównie energetyki wiatrowej, na hurtowe ceny energii jest bardzo istotny. Elektrownie wiatrowe, jako źródła o zerowych kosztach zmiennych tj. nie obejmujących wydatków na zakup paliwa etc., wykorzystywane są w systemie (w tzw. merit order¹⁶) jako pierwsze przed elektrowniami węglowymi, czy gazowymi, a także przed energią

importowaną. Zatem, im więcej jest w systemie energii z wiatru, tym niższe są ceny energii na rynku hurtowym. Dla przykładu, z szacunków wykonanych na zlecenie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej wynika, że jeśli cena energii kontraktowanej na 2019 rok na początku grudnia 2018 r. wynosiła 277 zł/MWh, to przy dodatkowych 2 GW mocy zainstalowanej w wietrze w systemie (i pozostałych czynnikach nie zmienionych) prognozowana szacunkowa cena hurtowa na 2019 roku wynosiłaby 265 zł/MWh, czyli byłaby niższa o 12 zł/MWh. Z kolei przy 4,5 GW więcej mocy z wiatru, cena hurtowa spadłaby o 27 zł/MWh, do 250 zł/MWh. Jak szacuje Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, łączny koszt energii elektrycznej w latach 2020-2040 mógłby być niższy niż w scenariuszu PEP 2040 o 25 mld zł i wynieść 1,44 bln zł. Zaoszczędzona kwota stanowi równowartość prawie półrocznego zużycia energii elektrycznej w całej polskiej gospodarce. W przypadku jednostkowego zużycia jest to oszczędność rzędu 10 zł/MWh w całym okresie, a w latach 30-tych – nawet 30 zł/MWh¹⁷.

Podsumowując powyższe rozważania należy podkreślić, że na ceny hurtowe energii elektrycznej wpływ ma szereg czynników, w tym przede wszystkim charakter mixu energetycznego. W Polsce, z uwagi na dużą ilość wytwarzania opartego o paliwa węglowe, hurtowe ceny energii zależą w dużym stopniu od cen uprawnień do emisji CO₂. W systemach energetycznych, gdzie jest duża ilość źródeł odnawialnych, hurtowe ceny energii są na dużo niższym poziomie niż w Polsce. Prowadzi to do konkluzji, że źródła odnawialne mają pozytywny wpływ na obniżenie cen energii na rynkach hurtowych.

3.2 Współpraca OZE z węglowymi jednostkami wytwórczymi

Na pytanie postawione w tytule niniejszego punktu nie ma prostej odpowiedzi. Należy rozpatrywać je na różnych płaszczyznach tzn. technicznej, rynkowej oraz z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego Państwa.

Analizując możliwość współpracy tych źródeł, na pierwszy rzut oka wydaje się, że potencjał do współpracy jest stosunkowo niewielki. W przytaczanym przeze mnie tutaj wielokrotnie opracowaniu przygotowanym przez PSEW/DISE pn. „Współpraca konwencjonalnych źródeł węglowych i wielkoskalowego OZE”, zostały opisane dwie potencjalne możliwości bezpośredniej współpracy źródeł wiatrowych z elektrowniami węglowymi z punktu widzenia KSE. Jeden z wariantów dotyczy sytuacji, w której zarówno elektrownia konwencjonalna jak i elektrownia wiatrowa są połączone wspólną siecią energetyczną i posiadają wspólne przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Biorąc pod uwagę wielkości jednostek wytwórczych miałyby to odczuwalne zastosowanie, gdy przy jednostkach konwencjonalnych o mocach rzędu 400MW funkcjonowałyby farmy wiatrowe o mocach rzędu 50 MW. Obiekty takie musiałyby charakteryzować się stosunkowo niewielką odległością między sobą. W takim scenariuszu regulacja odbywałaby się w relacji elektrownia konwencjonalna wobec elektrowni wiatrowej, a punktem pomiaru do systemu byłaby granica stron bez wnikania w zakres regulacyjny obiektów. Drugi scenariusz dotyczy sytuacji, gdzie elektrownie konwencjonalne posiadają niezależne przyłącza od elektrowni wiatrowych. W tym przypadku lokalizacji pomiędzy jednostkami wytwórczymi nie jest już tak istotna, a regulacja odbywa się z perspektywy całego systemu. Scenariusz drugi jest obecnie funkcjonującym, aczkolwiek z ograniczonymi uprawnieniami operatora do pełnej regulacji. Choć technicznie jest on w stanie wykonać zadania regulacyjne, z mocy

¹⁷ PSEW/DISE Współpraca wielkoskalowego OZE z elektrowniami węglowymi

prawa jest mu to zabronione. Pierwszy natomiast scenariusz jest rozwiązaniem teoretycznym, które przenosi zadania regulacyjne na wytwórcę, co w konsekwencji może wzbogacić rolę wytwórcy w systemie. Takie realizacje wychodzą naprzeciw idei rozproszonemu systemowi zarządzania.

Inny przykład wzajemnego oddziaływania pomiędzy tymi dwoma technologiami, to kwestia udziału OZE w świadczeniu systemowych usług regulacyjnych w KSE. Usługi regulacyjne świadczone są przez jednostki wytwórcze na rzecz Operatora Systemu Przesyłowego. Mają one na celu zagwarantowanie prawidłowego funkcjonowania KSE poprzez zapewnienie zachowania określonych wartości parametrów niezawodnościowych i jakościowych energii w sieci. Obecnie usługi te są domeną jednostek węglowych, które przejawiają dużo zdolności do regulacji. Niemniej jednak nowoczesne turbiny wiatrowe również oferują szerokie możliwości regulacyjne, które mogą być wykorzystywane w KSE w warunkach zmniejszającej się liczby pracujących równocześnie JWCD¹⁸. Są one obecnie niemal jedynym (oprócz Elektrowni Szczytowo Pompowych) dostawcą usług regulacyjnych na rzecz KSE. Z przeprowadzonych analiz wynika, że farmy wiatrowe z powodzeniem mogą świadczyć usługi takie jak:

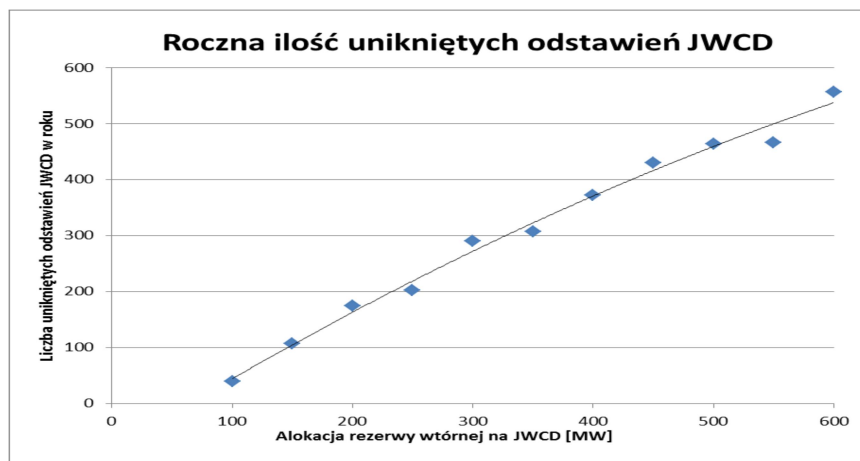
- Regulacja pierwotna częstotliwości (Frequency Containment Reserve - FCR)
- Regulacja wtórna częstotliwości i mocy czynnej (Frequency Restoration Reserves-FRR)
- Regulacja trójna (Replacement Reserves - RR)
- Regulacji napięcia i mocy biernej

Dodatkowo Instytut Energetyki w Gdańsku przeprowadził symulację¹⁹, której celem było zweryfikowanie udziału energetyki wiatrowej w pasmach rezerw i wpływu takiego zjawiska na koszty eksploatacji jednostek wytwórczych. W ramach przeprowadzonych badań zweryfikowano wpływ alokacji rezerw w sektorze energetyki wiatrowej, w przedziale od 100 do 600 MW w kroku 50 MW. Badania doprowadziły do wniosku, że dopuszczenie energetyki wiatrowej do świadczenia usług regulacyjnych:

- zmniejsza w roku średnią ilość odstawień JWCD w cyklu dobowym, w tym przede wszystkim jednostek węglowych, a co za tym idzie, obniża awaryjność tych źródeł oraz zwiększa długoterminową dyspozycyjność, na rys. 21 przedstawiono szacunkową roczną ilość uruchomień JWCD możliwych do uniknięcia;
- poprawia bezpieczeństwo i niezawodność pracy KSE. Rozwiązania techniczne wykorzystywane do automatycznej regulacji mocy czynnej farm wiatrowych dla potrzeb regulacji wtórnej mogą być również wykorzystywane w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa pracy KSE związanego z pracą JWCD wymuszoną ograniczeniami sieciowymi;
- Prowadzi do obniżenia kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, na rys. 22 przedstawiono potencjalne korzyści wynikające z braku konieczności uruchomień JWCD.

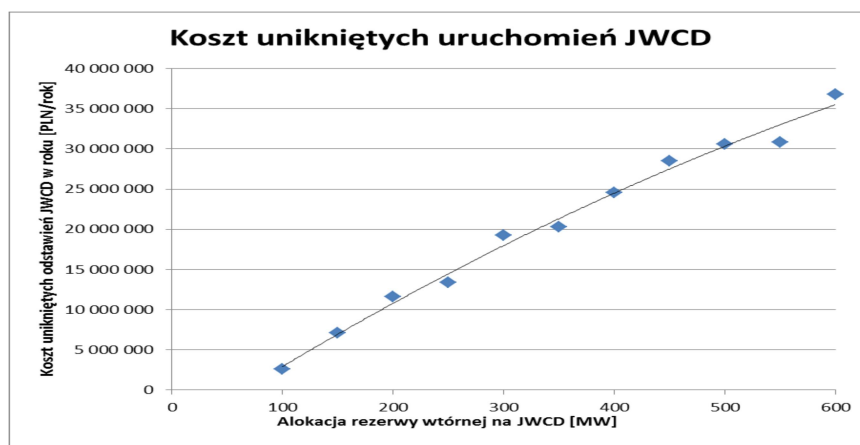
¹⁸ Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane to jednostka wytwórcza przyłączona do koordynowanej sieci elektroenergetycznej 110 kV, podlegająca centralnemu dysponowaniu przez operatora systemu przesyłowego.

¹⁹ Analiza ekonomiczna kosztów i korzyści udziału jednostek wiatrowych w świadczeniu usługi regulacji wtórnej w krajowym systemie elektroenergetycznym, IEN Oddział Gdańsk, Gdańsk 2017 r.



Rysunek 21. Szacunkowa roczna ilość uruchomień JWCD możliwych do uniknięcia w funkcji wielkości alokacji półpasma rezerwy wtórnej na FW

Źródło: Analiza ekonomiczna kosztów i korzyści udziału jednostek wiatrowych w świadczeniu usługi regulacji wtórnej w krajowym systemie elektroenergetycznym, IEN Oddział Gdańsk, Gdańsk 2017 r.



Rysunek 22. Szacunkowy roczny koszt związany z uruchomieniami JWCD możliwych do uniknięcia w funkcji wielkości alokacji półpasma rezerwy wtórnej na FW

Źródło: Analiza ekonomiczna kosztów i korzyści udziału jednostek wiatrowych w świadczeniu usługi regulacji wtórnej w krajowym systemie elektroenergetycznym, IEN Oddział Gdańsk, Gdańsk 2017 r.

Powyższe pokazuje, że nawet w warstwie technicznej można znaleźć pewien potencjał do współpracy albo raczej do wzajemnego pozytywnego oddziaływania pomiędzy tymi dwoma jakże różnymi technologiami.

Co więcej, obecnie z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy KSE nie ma innej alternatywy, jak współistnienie tych dwóch typów źródeł. Źródła OZE, jak wielokrotnie już w tym opracowaniu było wspomniane, mają zmienny charakter pracy uzależniony od warunków pogodowych, dlatego potrzebują one wsparcia ze strony innych źródeł w KSE. Na dzień dzisiejszy takie wsparcie mogą zapewnić wyłącznie jednostki węglowe. Oczywiście ze względu na swoje ograniczenia technologiczne, nie są one rezerwą idealną. Tutaj zdecydowanie lepiej sprawdzają się źródła gazowe, jednak takowych w Polskim KSE dzisiaj jest niewiele. Co prawda są plany budowy tego typu elektrowni w Dolnej Odrze i Ostrołęce, a TAURON oddał ostatnio budowany prawie 10 lat blok gazowo-parowy w Stalowej Woli. Niemniej jednak przy rosnącej ilości OZE w KSE te inwestycje mogą być nie

wystarczające. Zatem kluczem do pełni wykorzystania jednostek węglowych w charakterze wsparcia dla KSE jest dostosowanie ich do stanu, w którym:

- Możliwa będzie praca z większą niż obecnie zmiennością obciążenia, okresowo z możliwie niskim obciążeniem – zdolnością do szybszego zwiększania obciążenia, nie mniej niż 4% mocy nominalnej na minutę i zdolnością do szybszego zmniejszania obciążenia bez istotnych strat energii,
- zachowana będzie wymagana dyspozycyjność bloku przy określonym reżimie pracy ze zwiększoną liczbą odstawień i ponownych uruchomień,
- skrócony będzie czas rozruchu – pożądane czasy nie dłuższe niż 5h ze stanu zimnego, 3h ze stanu ciepłego i 2h ze stanu gorącego,
- obniżone zostanie minimum technicznym poniżej 40 % mocy nominalnej,
- podwyższona zostanie sprawność netto (zgodnie z konkluzjami BAT)²⁰.

Obecnie podejmowane są próby, które mają zwiększyć elastyczność bloków węglowych. Mam tutaj na myśli rozwój takich technologii jak np. duobloki, których budowa jest planowana w Niemczech.

Jeszcze inny przykład symbiozy omawianych dwóch technologii, to wpływ OZE na obniżenie hurtowych cen energii elektrycznej. W pkt 3.2 niniejszego opracowania zostały opisane elementy wpływające na hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce. Jak wspomiałem, obecnie ze względu na duży udział jednostek węglowych w Polskim mixie energetycznym w dużej mierze zależą one od cen emisji uprawnień CO₂. Udział OZE, zwłaszcza lądowych źródeł wiatrowych, ma pozytywny wpływ na obniżenie tej ceny. Dlatego z punktu widzenia rynkowego wydaje się, że źródła węglowe oraz OZE tworzą pewnego rodzaju symbiozę, tzn. te pierwsze odpowiadają w dużej mierze za bezpieczeństwo pracy KSE, a te drugie mają pozytywny wpływ na obniżenie cen hurtowych na rynku energii.

Podsumowując, dopóki w Polsce nie powstanie realna alternatywa dla źródeł węglowych potrzebna do stabilizacji pracy KSE w postaci np. elektrowni gazowych, czy jądrowych lub nie rozwiną się na skalę masową magazyny energii, to współpraca tych źródeł jest jedyną alternatywą dla stabilnej pracy KSE.

3.3 Przyszłość jednostek węglowych w kontekście wzrastającej mocy OZE

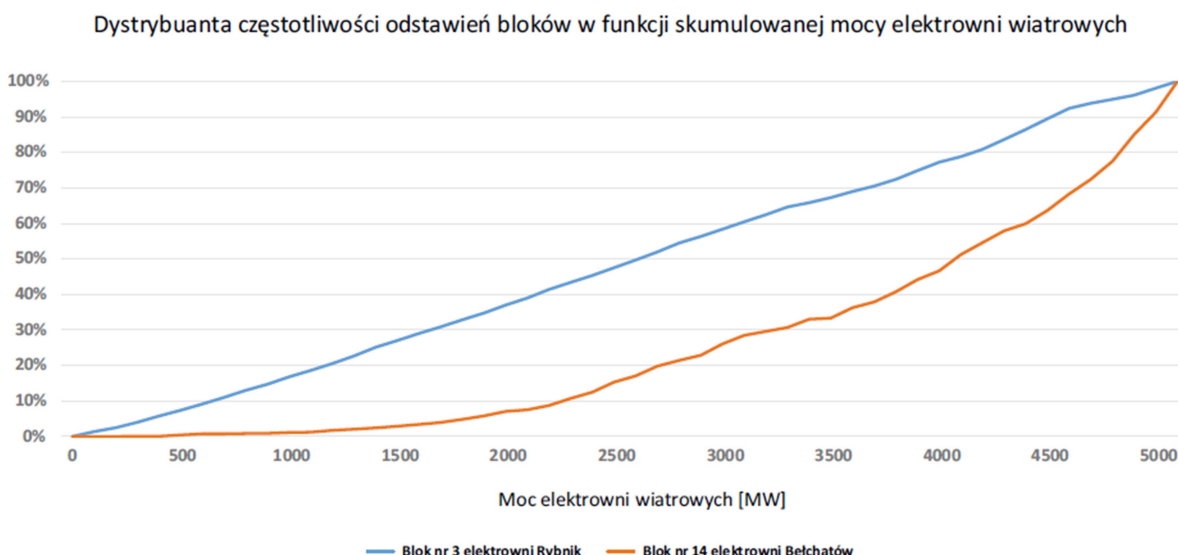
Przyszłość jednostek węglowych wydaje się być przesądzona i żywotność tej technologii powoli dobiega końca. Świadczą o tym chociażby kolejne projekty PEP 2040, które przewidują lawinowy spadek ilości jednostek wytwórczych wykorzystujących to paliwo do produkcji energii elektrycznej. Rodzi się pytanie, czy faktycznie jako kraj jesteśmy gotowi na takie tempo zmian?. Na dzień dzisiejszy trudno znaleźć alternatywę dla tych usług, które w KSE pełnią jednostki węglowe. W planach rządowych pojawia się energetyka jądrowa, która ma niejako zastąpić węgiel w naszym mixie energetycznym. Jednakże o budowie tego źródła słyszymy już od kilkunastu lat, nie licząc oczywiście okresu PRL gdzie zaczęto już nawet budowę takiej elektrowni i do chwili obecnej te

²⁰ Raport PSEW/DISE Współpraca wielkoskalowego OZE z elektrowniami węglowymi

kilkudziesięcioletnie prace nie przyniosły żadnego wymiernego efektu. PEP 2040 przewiduje, że pierwsze bloki jądrowe wejdą do pracy w KSE w roku 2033. Aby zrealizować ten scenariusz należałoby znacznie intensyfikować prace. Przypomnę, że do dnia dzisiejszego nawet nie jest znana lokalizacja pierwszej tego typu elektrowni. Wydaje się, że obecnie nadal nie ma konsensusu politycznego dot. rozwoju tego typu źródeł. Jednak rozważając budowę elektrowni jądrowej kwestią kluczową jest rozstrzygnięcie, czy elektrownie jądrowe są w stanie w pełni zastąpić jednostki węglowe. Technologia jądrowa w porównaniu z jednostkami węglowymi charakteryzuje się dosyć niskim stopniem elastyczności pracy, co przy stałym wzroście OZE może spowodować obniżenie elastyczności pracy całego KSE. Dlatego wydaje się, że zarysowany w PE 2040 scenariusz odchodzenia od węgla w tak szybkim tempie ma stosunkowo niewielkie szanse na realizację. Z drugiej jednak strony, po roku 2030 w systemie pozostaną już tylko jednostki węglowe, które zostały wybudowane i oddane do eksploatacji w XXI wieku, a jak wiemy ich moc jest ograniczona. Chociaż jak podkreślają eksperci te starsze bloki mogłyby jeszcze z powodzeniem kilkanaście lat pracować ponieważ biegiem lat podlegały one gruntownym modernizacjom. Stąd potrzeba szybkich działań, aby zapewnić wystarczalność mocy w systemie po roku 2030. Alternatywą do jednostek jądrowych mogłyby być źródła wiatrowe na morzu, których ogólna moc do wybudowania na Bałtyku szacuje się na kilkanaście GW. Chociaż i one w pełni nie rozwiązują problemu, ponieważ dla tych jednostek i tak będziemy potrzebowali źródeł, które z wyprzedzeniem będą mogły zareagować na zmieniające się warunki co się z tym wiąże – spadki w generacji w KSE.

W mojej ocenie, przyjęta za pewnik w opinii wielu ekspertów teza, że źródła OZE stanowią podstawowe zagrożenie dla źródeł węglowych, jest zbyt dużym uproszczeniem. Kluczowym problemem dla jednostek wytwórczych są bowiem coraz bardziej wyśrubowane normy środowiskowe i rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂. Oczywiście korzysta na tym energetyka odnawialna, która mając niższe koszty jest tańsza od tych źródeł i w sposób naturalny ma pierwszeństwo w merit order. Wielu sceptyków OZE podkreśli, że źródła te są od prawie 15 lat subsydiowana, podczas gdy jednostki węglowe obarczane są coraz to większymi kosztami. Zgadza się. Niemniej jednak należy mieć na uwadze, że powoli subsydia tracą znaczenie dla źródeł OZE i już za kilka lat z powodu spadających kosztów, źródła odnawialne będą budowane bez wsparcia. Zresztą już po ostatnich aukcjach widzimy, że technologia wiatrowa jest w stanie obronić się bez subsydiów, a start w aukcjach OZE bardzo często jest potrzebny do uwiarygodnienia i zabezpieczania inwestycji przez instytucje kredytowe (Banki, Fundusze).

Co do wpływu źródeł OZE na prace jednostek węglowych to bardzo ciekawy artykuł w tej materii przygotował Pan Kamil Maziarz „Nowy charakter pracy bloków – czy więcej mocy to mniej mocy?”, który ukazał się w styczniu 2020 r. w czasopiśmie Elektroenergetyka Współczesność i rozwój. W artykule tym Autor przeprowadził m.in. analizę wpływu źródeł wiatrowych na pracę bloków różnej mocy, w tym klasy 100 MW, 200 MW i 1000 MW. W przedmiotowym opracowaniu szczegółowej analizie poddane zostały blok w Rybniku (jako przedstawiciel bloków klasy 200 MW) i blok w Bełchatowie (przedstawiciel bloków klasa 1000 MW). Z przedstawionych wniosków wynika, że niezależnie od tego, jaka jest moc elektrowni wiatrowych, szansa na to, że blok klasy 200 MW będzie odstawiony, jest prawie identyczna. Zatem moc elektrowni wiatrowych nie determinuje częstotliwości odstawienia tego bloku. Sytuacja ma się inaczej w przypadku dużego bloku w Bełchatowie, gdzie wyraźnie widać, że im więcej mocy wiatrowych pracuje tym, to odstawienia będą częstsze. Na poniższym wykresie przedstawiono te zależności.



Rysunek 23. Dystrybuanta częstotliwości odstawień bloków w funkcji skumulowanej mocy elektrowni wiatrowych.

Źródło: Kamil Maziarz, Nowy charakter pracy bloków – czy więcej mocy to mniej mocy?, który ukazał się w styczniu 2020 r.

Podsumowując chciałbym jeszcze dodać, że wypieranie źródeł węglowych z KSE to nie tylko kwestia przez OZE. Źródła węglowe wypierają się również wzajemnie - co to oznacza? Nic innego jak wypieranie starszych mniej sprawnych bloków o wyższych kosztach przez nowsze sprawniejsze bloki węglowe. Z momentem przyłączenia do systemu nowoczesne węglowe zaczęły działać w tzw. podstawie pracy KSE. Jednocześnie bloki starsze, które dotychczas tą podstawę tworzyły, teraz pracują jako bloki regulacyjne, szczytowe lub podszczytowe.

4. Podsumowanie

Podsumowując niniejszą pracę należy podkreślić, że za 20 lat Polski KSE według rządowych planów ma wyglądać zupełnie inaczej niż jest to obecnie. W systemie ma pojawić się atom i energetyka wiatrowa na morzu, istotną rolę mają odgrywać również wielkoskalowe elektrownie fotowoltaiczne. W tym czasie węgiel ma stracić na swoim znaczeniu, a jego obecność w KSE i udział w Polskim mixie energetycznym ma zostać zredukowana maksymalnie do 30%, z zastrzeżeniem, że ceny uprawnień do emisji CO₂ będą się utrzymywały na względnie niskim poziomie. Jednak w okresie przejściowym jednostki węglowe mają do odegrania jeszcze bardzo ważną rolę, a mianowicie rolę stabilizatora pracy systemu energetycznego zapewniającego bezpieczeństwo energetyczne Państwa. W tym czasie, ze względu na rosnące koszty eksploatacji utrzymania jednostek i wzrost cen uprawnień emisji CO₂, źródła te będą stopniowo zmieniać swój charakter pracy podstawowej dla systemu do pracy regulacyjnej (co zresztą już się dzieje ze starszymi blokami). W tym czasie nastąpi dynamiczny rozwój źródeł odnawialnych, które dzięki postępującej technologii będą produkowały energię coraz sprawniej, a dzięki zastosowaniu ich do świadczenia usług regulacyjnych, będą również miały pozytywny wpływ na pracę KSE. Już od kilku lat właściciele farm wiatrowych domagają się dopuszczenia ich do świadczenia usług regulacyjnych na rzecz KSE, co spotyka się z umiarkowanym zrozumieniem Operatora Systemu Przesyłowego.

Wobec powyższego trudno mówić, żeby źródła OZE stały w jakiejś opozycji do źródeł węglowych. Wręcz przeciwnie, źródła te mogą współpracować i doskonale uzupełniać się w systemie, dzięki

czemu będziemy w stanie przejść przez tak zwaną zieloną rewolucję w bezpieczny sposób, unikając problemów związanych z brakiem mocy w systemie. Takie podejście widać również u naszych zachodnich sąsiadów, którym zarzuca się, że pod szyldem Energiewende²¹ budują elektrownie węglowe i wciąż są największym emitentem CO₂ w Europie. Moim zdaniem działanie prowadzone w Niemczech jest jak najbardziej racjonalne. Dojście do systemu opartego o bezemisyjną energetykę musi nastąpić w drodze ewolucji, a w trakcie tej ewolucji nie da się od razu uciec od energetyki węglowej. Dlatego w Polsce na przestrzeni następnych kilkudziesięciu lat węgiel pozostanie ważnym paliwem wykorzystywanym do produkcji energii elektrycznej. Tyle tylko, że jego znaczenie będzie spadać.

²¹ Nazwa transformacji Energetycznej w Niemczech.

Spis Rysunków:

Rysunek 1. Europejski Zielony Ład	4
Rysunek 2. Prognoza mocy zainstalowanej energii elektrycznej w latach 2020-2040.....	6
Rysunek 3. Prognoza Produkcji energii elektrycznej	6
Rysunek 4. Struktura wytwarzania energii elektrycznej w Polsce na przestrzeni 15 lat.....	8
Rysunek 5. Struktura mocy zainstalowanych w Polsce na przestrzeni 15 lat	8
Rysunek 6. Produkcja energii elektrycznej z OZE	9
Rysunek 7. Moc zainstalowana w PV na świecie w MWp	10
Rysunek 8. Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w Europie do 2018 r.....	11
Rysunek 9. Przykładowa charakterystyka pracy źródeł wiatrowych.....	12
Rysunek 10. Roczna charakterystyka pracy źródła PV (1 MW)	12
Rysunek 11 Współpraca źródła PV z źródłem wiatrowym	13
Rysunek 12. Rysunek obrazuje dokładność danych prognostycznych	14
Rysunek 13. Produkcja energii netto [GWh/turbina/rok] i współczynnik wykorzystania mocy netto [%] dla wybranych modeli turbin wiatrowych w lokalizacji testowej o przeciętnych warunkach wietrzności	15
Rysunek 14. Notowania uprawnień emisji CO2	16
Rysunek 15. Notowania energii elektrycznej na TGE. Wskaźnik BASE_Y-21.....	16
Rysunek 16. Prognoza udziału węgla w produkcji energii elektrycznej do 2040 r.....	17
Rysunek 17. Bezwzględne zmiany cen uprawnień do emisji (w warunkach ogólnego poziomu cen z 2013 r.)	17
Rysunek 18. Uśredniony koszt wytworzenia energii z różnych typów generacji usytuowanych w różnych lokalizacjach na terenie Niemiec.	18
Rysunek 19. Ceny energii elektrycznej na europejskich giełdach.	19
Rysunek 20. Ceny energii na rynku hurtowym w Polsce i krajach UE.....	19
Rysunek 21. Szacunkowa roczna ilość uruchomień JWCD możliwych do uniknięcia w funkcji wielkości alokacji półpasma rezerwy wtórnej na FW	22
Rysunek 22. Szacunkowy roczny koszt związany z uruchomieniami JWCD możliwy do uniknięcia w funkcji wielkości alokacji półpasma rezerwy wtórnej na FW	22
Rysunek 23. Dystrybuanta częstotliwości odstawień bloków w funkcji skumulowanej mocy elektrowni wiatrowych.	25