ARE 2022
Agencja Rynku Energii

Krajowa elektroenergetyka w perspektywie 2050 r.

Autorzy

Sławomir Skwierz

Główny Specjalista Energetyk

Dr inż. Sławomir Skwierz jest jednym z głównych analityków i prognostów ARE z ogromną wiedzą i doświadczeniem w zakresie planowania rozwoju systemów paliwowo-energetycznych.

Tytuł doktora nauk technicznych w dyscyplinie energetyka został Mu nadany na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej. Jest także absolwentem Wydziału Paliw i Energii Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie oraz Wydziału Ekonomicznego Uniwersytetu Warszawskiego.

Członek Polskiego Komitetu Światowej Rady Energetycznej i Ekspert w Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych KOBiZE. Twórca wielu modeli dedykowanych badaniom systemów paliwowo-energetycznych, w tym modelu krajowego zapotrzebowania na paliwa i energię STEAM_PL. Autor lub współautor szeregu prac z zakresu polityki energetycznej i funkcjonowania rynków paliwowo-energetycznych na potrzeby administracji rządowej i przedsiębiorstw energetycznych.

Uroš Radović

Główny Specjalista Energetyk

Dr inż. Uroš Radović posiada wieloletnie praktyczne doświadczenie w opracowywaniu i stosowaniu narzędzi komputerowych oraz modeli ekonomicznych i matematycznych służących do analizy i planowania systemów paliwowo-energetycznych, studiów nad polityką energetyczną, prognozowania zapotrzebowania na energię, prognozowania emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza oraz rozwoju technologii energetycznych.

Dyplom inżyniera w dziedzinie systemów energetycznych uzyskał na Uniwersytecie Belgradzkim, magistra informatyki i doktora nauk technicznych w dziedzinie systemów, sterowania sieci uzyskał na Uniwersytecie George'a Washingtona w Stanach Zjednoczonych.

Ekspert Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA) w zakresie wykorzystania narzędzi planowania systemów energetycznych MAEA (ENPEP/BALANCE, WASP, MAED, MESSAGE, SIMPACTS). Autor lub współautor szeregu prac z zakresu polityki energetycznej i funkcjonowania rynków paliwowo-energetycznych na potrzeby administracji rządowej i przedsiębiorstw energetycznych

Wstęp

Celem analizy zawartej w Opracowaniu, które mamy przyjemność Państwu zaprezentować przy okazji Konferencji ARE 2022 pt. „Prognozujemy przyszłość w Energetyce", jest wsparcie dyskusji o kierunkach rozwoju sektora w perspektywie 2050 r. Analiza koncentruje się na sektorze wytwarzania energii elektrycznej, który w trybie pilnym oczekuje na podjęcie szeregu kluczowych decyzji inwestycyjnych i dokonanie strategicznych rozstrzygnięć: czy uruchomić w Polsce elektrownie jądrowe, a jeśli tak, to w jakim zakresie i według jakiego harmonogramu, które technologie OZE chcemy rozwijać i w jaki sposób zapewnić stabilność funkcjonowania KSE w warunkach wysokiego ich udziału, w jaki sposób zabezpieczyć dostawy energii elektrycznej po 1 lipca 2025 r., czyli po wyjściu jednostek niespełniających wymogów emisyjnych z rynku mocy*, jaką rolę ma pełnić gaz ziemny w procesie transformacji energetycznej oraz jak długo chcemy/możemy bazować na węglu, który jest gwarantem naszego bezpieczeństwa energetycznego, szczególnie w obliczu zawirowań geopolitycznych? Musimy sobie odpowiedzieć jednocześnie na pytanie, w jaki sposób chcemy wywiązać się z naszych zobowiązań ekologicznych, szczególnie w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych i czy mamy jakiekolwiek alternatywy w tym zakresie? Równie ważnym zagadnieniem jest ochrona odbiorców końcowych przed nieuniknionym wzrostem kosztów dostaw, a przede wszystkim utrzymanie w takich warunkach konkurencyjności polskich przedsiębiorstw działających na globalnych rynkach towarów i usług. Jedno wiemy na pewno. Utrzymanie status quo w energetyce jest niemożliwe w kontekście zaostrzającej się polityki energetyczno-klimatycznej UE i rosnących kosztów zakupu uprawnień do emisji CO_2. Pomimo zawirowań z jakimi mamy do czynienia od wybuchu wojny na Ukrainie, polityka klimatyczna będzie kontynuowana, aczkolwiek podejście do kwestii redukcji gazów cieplarnianych może zostać nieco złagodzone w najbliższych latach, w których na pierwszy plan wysunięty zostanie cel uniezależnienia się od dostaw paliw kopalnych z kierunku rosyjskiego. Pomimo głosów mówiących, że od węgla powinniśmy odejść jak najszybciej, w nadchodzących latach trudno będzie zbilansować system bez energetyki węglowej. W długiej perspektywie będzie musiał jednak być wycofywany, nie tylko ze względu na politykę UE, ale również ze względu na starzenie się majątku wytwórczego oraz ograniczenia surowcowe.

W obliczu dużej niepewności potrzebny jest plan działania, opracowany na podstawie możliwie największej liczby różnych projekcji rozwoju sektora energetycznego, tak aby w sposób najpełniejszy rozpoznać przyszłe warunki i ograniczyć ryzyko nietrafionych inwestycji. W ostatnich latach Agencja Rynku Energii S.A. przygotowała wiele różnych scenariuszy, w tym na potrzeby Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030 z wizją do 2040 r. oraz jeden ze scenariuszy zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r.. W kontekście założeń Europejskiego Zielonego Ładu i propozycji rozwiązań prawnych zawartych w pakiecie „Fit for 55", wydaje się zasadnym uzupełnienie tych analiz o dodatkowe scenariusze, które uwzględniają zarówno nowe cele unijne, wysokie ceny uprawnień do emisji CO_2, jak również napiętą sytuację na rynku paliw.

* Rozporządzenie o wewnętrznym rynku energii elektrycznej wprowadza zapisy dotyczące ograniczeń w zakresie pomocy w ramach rynku mocy dla nowych źródeł wytwarzania, których emisje przekraczają 550 g CO_2/kWh i średniorocznie 350 kg CO_2 na 1 kW mocy zainstalowanej.

Do tych scenariuszy dołączamy zatem kolejne dwa scenariusze, zakładające osiągnięcie neutralności węglowej w elektroenergetyce w perspektywie 2050 r. Mogą one stanowić cenne uzupełnienie przeprowadzonych przez nas do tej pory analiz i punkt wyjścia do dyskusji o możliwości pełnej dekarbonizacji elektroenergetyki w perspektywie 2050 r., optymalnych ścieżkach dojścia do tego celu, preferowanych technologiach, koniecznych rozwiązaniach prawnych i rynkowych, kosztach realizacji i wielu innych.

1 Opis scenariuszy

Opracowane przez nas scenariusze zakładają osiągnięcie neutralności węglowej w elektroenergetyce w perspektywie 2050 r. zgodnie z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu, ale z łagodniejszym podejściem do redukcji emisji GHG w perspektywie 2030 r., aniżeli wynikałoby to z propozycji regulacji przedstawianych w pakiecie „Fit for 55". Oczywiście elektroenergetyka nie funkcjonuje w oderwaniu od innych sektorów gospodarki, zatem uwzględniliśmy jednocześnie dekarbonizację również takich sektorów jak: przemysł, transport, usługi gospodarstwa domowe czy rolnictwo. Konsekwencją tego jest m.in. wyższe zapotrzebowanie na energię elektryczną wynikające z założenia elektryfikacji wielu kierunków użytkowania energii, co wpływa na wymagany poziom dostaw i stronę podażową.

Scenariusz WPP (węgiel jako paliwo przejściowe) – zakłada wykorzystanie węgla jako paliwa przejściowego w procesie transformacji energetycznej. Wysokie ceny uprawnień do emisji CO_2 w systemie EU-ETS, wysokie ceny paliw kopalnych na europejskich rynkach, w tym przede wszystkim gazu ziemnego, wojna Ukrainy z Rosją i dążenie do rezygnacji z importu rosyjskiej ropy i gazu, powodować będą konieczność przesunięcia w czasie procesu trwałych wyłączeń bloków węglowych w energetyce, do momentu zastąpienia tych bloków źródłami bez- i niskoemisyjnymi. Celem na 2050 r. w tak skonstruowanym scenariuszu jest osiągnięcie neutralności węglowej, niemniej jednak z łagodniejszym podejściem do redukcji gazów cieplarnianych w okresie do 2030.

Scenariusz GPP (gaz jako paliwo przejściowe) – zakłada wykorzystanie gazu jako paliwa przejściowego w procesie transformacji energetycznej. W scenariuszu tym założono przyspieszony harmonogram trwałych wyłączeń węglowych jednostek wytwórczych, który wynika z deklaracji przedsiębiorstw energetycznych przed wybuchem wojny na Ukrainie. Ceny paliw i uprawnień do emisji CO_2 przyjęte zostały na tym samym poziomie, jak w Scenariuszu WPP.

2

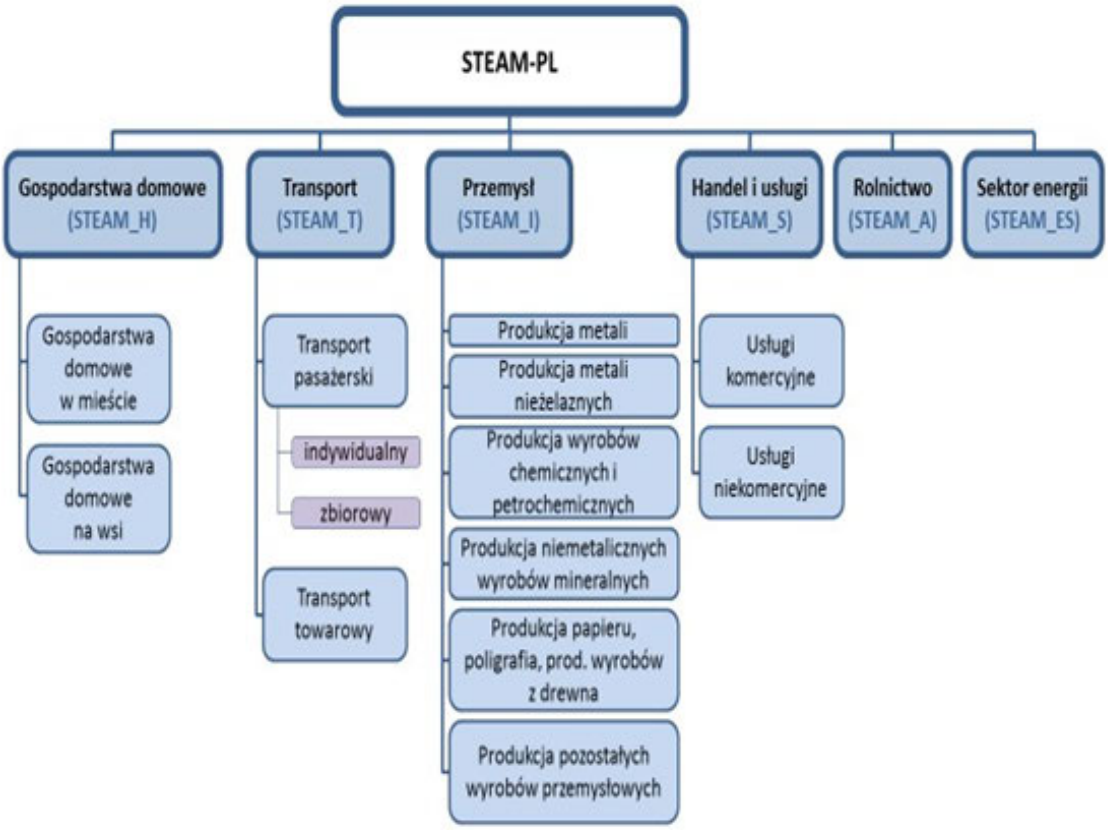
Zastosowana metodyka i narzędzia

Do celów analizy zastosowaliśmy metodykę, która bazuje na wieloletnim doświadczeniu ARE S.A. i współpracy z uznanymi ośrodkami badawczymi z całego świata. Na podstawie tej metodyki, wykonywane były najbardziej prestiżowe prace analityczno-prognostyczne na potrzeby administracji rządowej oraz krajowych i zagranicznych przedsiębiorstw energetycznych.

Do określenia projekcji wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju wykorzystano model STEAM-PL (ang. Set of Tools for Energy Demand Analysis and Modeling), który jest modelem autorskim ARE S.A., powstałym w 2016 r. Jest to model "bottom-up" będący w dużym uproszczeniu połączeniem dwóch modeli: MAED i ENPEP-BALANCE, które w od lat 90-tych ubiegłego stulecia były wykorzystywane w Departamencie Statystyki i Prognoz w pracach prognostycznych. Modele te były rozwijane w ramach współpracy Argonne National Laboratory (Chicago, USA) z Międzynarodową Agencją Energii Atomowej (Wiedeń, Austria). Eksperci z ARE S.A. zajmowali się dostosowaniem tych modeli do warunków polskich. W modelu STEAM-PL znacznie rozszerzono funkcjonalności modeli MAED i BALANCE. Głównym celem prac było bowiem uwzględnienie zmieniającego się otoczenia prawnego, regulacyjnego i przede wszystkim postępu technologicznego jaki się dokonał w ostatnim czasie. Chodziło głównie o uwzględnienie, oprócz wpływu wzrostu PKB na poziom zapotrzebowania na energię, także takich czynników jak poprawa efektywności energetycznej, rozwój rozproszonych źródeł energii, rozwój technologii magazynowania energii, reakcji strony popytowej DSM.

W modelu odzwierciedlony został również wpływ zmian relacji cenowych nośników energii, zmian demograficznych, społecznych i behawioralnych na poziom zużycia energii. Model STEAM-PL bazuje na algorytmie obliczeniowym, za pomocą którego dokonywana jest symulacja zachowań konsumentów energii, reagujących na zmiany relacji cenowych paliw i technologii, co umożliwia analizę substytucji technologii energetycznych i nośników w oparciu o koszty związane dostawą określonych usług energetycznych. Do tego celu model wykorzystuje ekonometryczne modelowanie udziałów w rynku w postaci funkcji logit (market share alghoritm). Jest to podejście matematyczne stosowane m.in. w modelach BALANCE, i WEM (ang. World Energy Model). STEAM-PL posiada strukturę modułową, tzn. każdemu zdefiniowanemu w nim sektorowi gospodarki krajowej dedykowany jest odpowiedni moduł, uwzględniający w swoich algorytmach obliczeniowych szereg charakterystycznych cech wyróżniających dany sektor (rysunek 1).

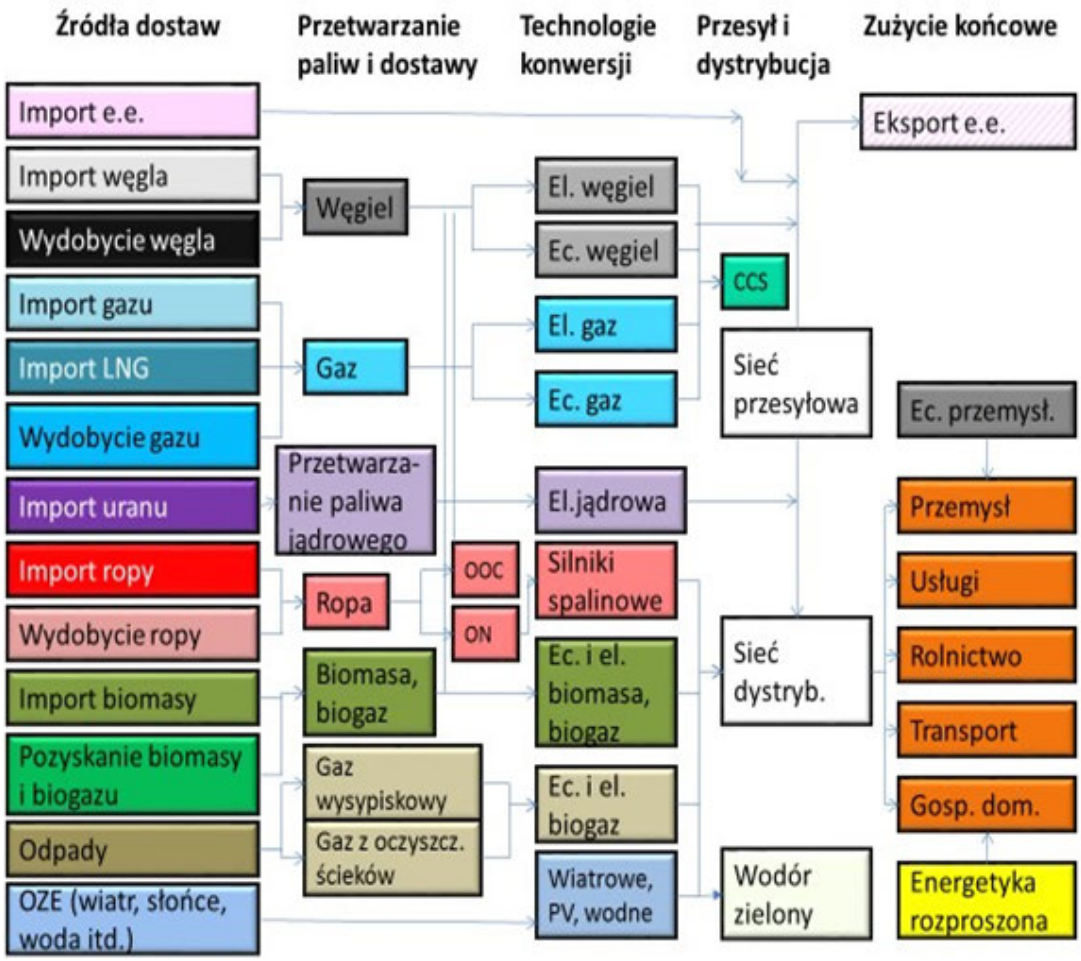
Model w pierwszej kolejności określa poziom zapotrzebowania na energię użyteczną na podstawie przyjętego tempa rozwoju gospodarczego kraju oraz czynników o charakterze demograficznym, technicznym i behawioralnym (np. intensywność wykorzystania urządzeń). W następnym kroku określany jest zestaw technologii i urządzeń umożliwiających pokrycie zapotrzebowania na poszczególne usługi energetyczne. Dobór tych technologii opiera się na porównaniu kosztów dostaw przy zadanych ograniczeniach o charakterze surowcowym, technologicznym czy regulacyjnym.



Rysunek 1. Podział na sektory w modelu STEAM-PL (struktura modułowa)

Wyniki modelu STEAM-PL stanowią dane wejściowe do kolejnego z modeli stosowanych w ARE S.A., czyli modelu MESSAGE (ang. Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts), który służy do optymalizacji źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego oraz wymaganej zapotrzebowaniem produkcji z poszczególnych jednostek wytwórczych. Dobór optymalnej z punktu widzenia gospodarki struktury wytwarzania (mix energetyczny) w modelu MESSAGE opiera się na minimalizacji sumarycznych zdyskontowanych kosztów systemowych w całym rozpatrywanym przedziale czasowym. Wspomniane narzędzie, wykorzystuje metody programowania liniowego lub, dla pewnych zadań, metody programowania całkowito-liczbowego (np. dobór agregatów o określonej mocy - duże jednostki węglowe i jądrowe). MESSAGE działa na zdefiniowanej przez użytkownika sieci przepływów energii (rysunek 2), począwszy od wydobycia lub dostawy energii pierwotnej, poprzez przemiany (np. wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła), przesył i dystrybucję, aż do odbiorców w przemyśle, rolnictwie, sektorze transportu, sektorze usług i gospodarstw domowych.

Zarówno technologie istniejące, jak i nowe jednostki wytwórcze są częścią sieci. Obecnie model zawiera ponad 80 istniejących jednostek wytwórczych oraz nowych rodzajów technologii (m.in. wysokosprawne technologie węglowe i gazowe bez- oraz z wychwytem CO_2, technologie wykorzystania źródeł odnawialnych - OZE, elektrownie jądrowe, technologie kogeneracyjne). Model uwzględnia długoterminowe cele odnośnie emisji zanieczyszczeń powietrza i emisji CO_2 (w tym, ograniczenia odnośnie pozwoleń do emisji wynikające z Europejskiego Systemu Handlu Emisjami) oraz instrumenty polityki państwa

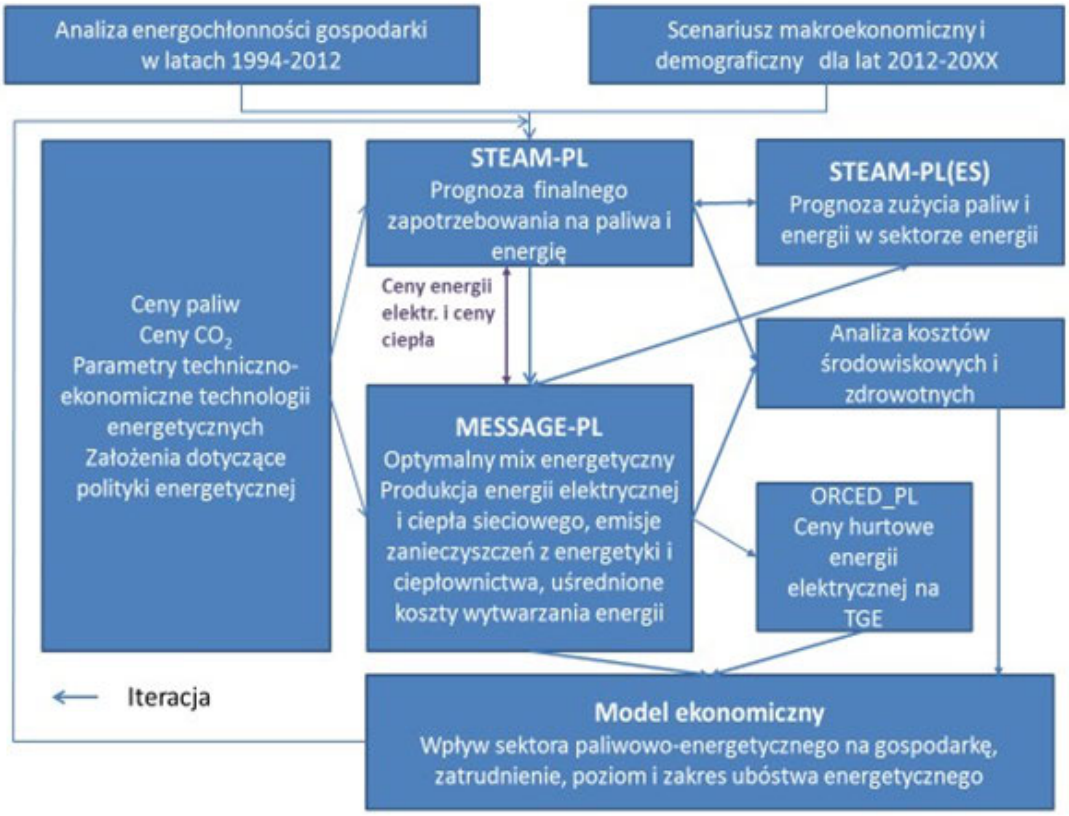


Rysunek 2. Uproszczony schemat systemu energetycznego w modelu MESSAGE

promujące OZE i skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła. Istotną zaletą modelu MESSAGE jest możliwość różnicowania poziomu zapotrzebowania na dany nośnik energii według pór roku, rodzajów dni oraz pór dnia. Informacja ta jest podstawą do określenia mixu technologicznego oraz trybu pracy zainstalowanych jednostek (praca w podstawie, pod-szczycie i szczycie obciążenia). Stosowana w modelu MESSAGE ekwiwalentna krzywa obciążenia w KSE tworzona jest na podstawie danych z PSE S.A odnośnie poziomu obciążenia dla okresów historycznych oraz prognoz zmian tej krzywej.

W ostatnich latach w modelu wdrożono szereg rozwiązań mających na celu pełniejsze uchwycenie dynamiki transformacji systemu energetycznego. Udoskonalenia dotyczyły w szczególności implementacji nowych technologii w elektroenergetyce i ciepłownictwie (w tym elektrolizerów, technologii wodorowych, magazynów energii elektrycznej i ciepła, pomp ciepła i kotłów elektrycznych w ciepłownictwie systemowym, magazynów ciepła, usług DSR itp.).

Ogólny schemat procedury obliczeniowej stosowanej w ARE S.A. prezentuje rysunek 3. Jak widać z załączonej grafiki, procedura obliczeniowa jest dość złożona, ale konieczna w celu uchwycenia kluczowych interakcji pomiędzy poszczególnymi elementami systemu i uwzględnienia wpływu na gospodarkę, środowisko i społeczność. Wyniki obliczeń są rezultatem wielu iteracji przeprowadzonych w ramach całej procedury obliczeniowej.



Rysunek 3. Uproszczony schemat procedury obliczeniowej stosowanej w ARE S.A. w pracach prognostycznych

Bardzo ważnym elementem procedury obliczeniowej jest przygotowanie spójnego zbioru założeń wejściowych tworzących dany scenariusz. W tym przypadku, główne założenia korespondują z przyjętym w procesie formułowania zadania badawczego dążeniem do osiągnięcia celu neutralności klimatycznej w perspektywie 2050 r. Przyjęte w scenariuszach ceny paliw i uprawnień do emisji CO_2 nie są naszymi przewidywaniami w tym zakresie. Są one przede wszystkim zbieżne z przyjętym celem badania, więc nie należy ich traktować jako wyznacznik, tego co będzie miało miejsce w przyszłości, a jedynie jako prawdopodobne trajektorie, które mogą mieć zastosowanie w rzeczywistości w warunkach realizacji celu neutralności, zgodnie z założonymi w zaprezentowanych scenariuszach przesłankami.

3 Założenia

Poniżej zestawiono kluczowe założenia, które są spójne z przyjętymi celami strategicznymi dla rozpatrywanych scenariuszy (przykładowo, scenariusze zakładające głęboką dekarbonizację siłą rzeczy muszą opierać się na projekcjach wysokich cen uprawnień do emisji CO_2). W tego rodzaju analizach wyniki są ściśle od nich uzależnione i nie powinny być rozpatrywane w oderwaniu od nich. Przyjęte przez nas założenia są uzasadnione z punktu widzenia celu analizy, ale mogą zasadniczo odbiegać od rzeczywistej realizacji w przyszłości. W przypadku analiz, które prezentujemy w niniejszym Opracowaniu, nie było naszą intencją wskazanie najbardziej prawdopodobnych trajektorii rozwojowych poszczególnych parametrów wejściowych do modelu, a jedynie zaprezentowanie możliwych stanów w przyszłości. Modele, które wykorzystujemy w pracach prognostycznych mają za zadanie udzielać nam odpowiedzi typu: „co jeśli", „co będzie gdy". W ten sposób pozwalają użytkownikowi na wgląd w przyszłe możliwie stany systemu energetycznego w przyszłości oraz ocenę roli poszczególnych technologii i nośników energii i skutków wprowadzanych regulacji. W tym konkretnym wypadku szukamy np. odpowiedzi na pytanie jakie są optymalne ścieżki rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce w warunkach kontynuacji polityki energetyczno-klimatycznej UE.

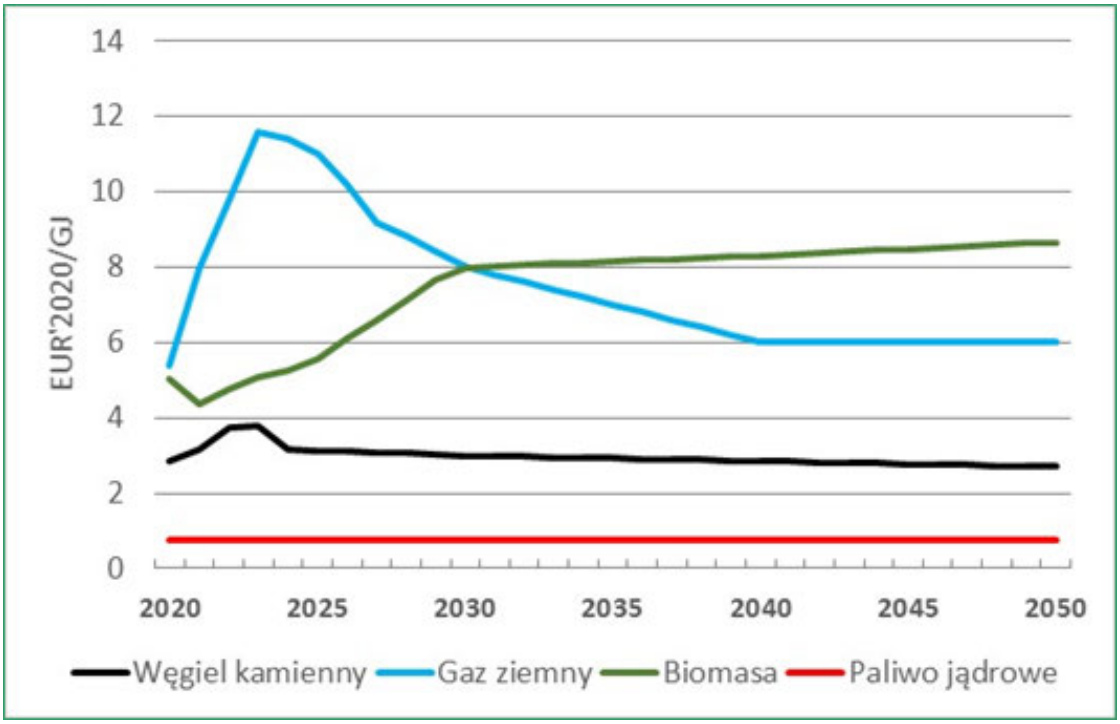
3.1 Założenia makroekonomiczne

Analiza bazuje na najnowszych projekcjach wzrostu PKB Ministerstwa Finansów opublikowanych w sierpniu 2021 r. w „Wytycznych dotyczących stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw." Zawarta tam ścieżka została skorygowana w początkowym okresie, w celu uwzględnienia przewidywanego przez większość ośrodków badawczych i instytucji finansowych spowolnienia gospodarczego, wywołanego rosnącą inflacją oraz wojną na Ukrainie. Przyjęto w analizie średnioroczne tempo wzrostu PKB w latach 2021-2050 na poziomie 2,5%.

3.2 Ceny paliw i uprawnień do emisji CO_2

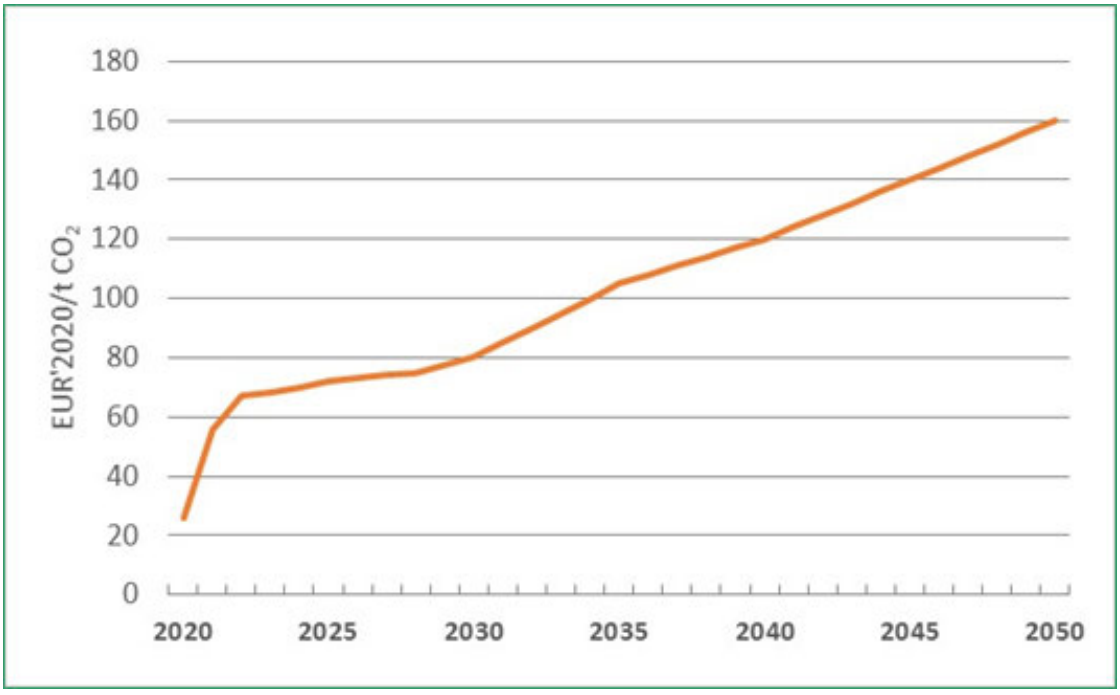
Ceny paliw i uprawnień do emisji CO_2 przyjęto zgodnie z projekcjami zakładającymi podobne cele w zakresie redukcji emisji GHG (czyli osiągnięcie neutralności węglowej do 2050 r.), sporządzonymi w ostatnim czasie przez uznane instytucje/ośrodki badawcze międzynarodowe, wśród których należy wymienić: IEA (World Outlook 2021), European Commission (Model PRIMES Reference Scenario 2020), World Bank (Commodity Markets Outlook 2021), ENTSOG/ENTSO-E (TYNDP 2022 Scenarios), ENERDATA (European Power Market Outlook 2021). Generalnie wśród powyższych prognoz istnieje zgoda co do tego, że przejściu na gospodarkę niskoemisyjną będą towarzyszyć niższe ceny węgla

oraz wyższe ceny emisji dwutlenku węgla. Wysokie ceny gazu obserwowane obecnie powinny w dłuższej perspektywie ustabilizować się na niższych poziomach (rysunek 4).



Rysunek 4. Ceny paliw dla polskiej energetyki

Ceny uprawnień do emisji CO_2 zależą od limitu emisji, który decydenci ustalają w Europejskim Systemie Handlu (ETS), w celu realizacji planów w zakresie redukcji emisji dwutlenku węgla. Przewiduje się, że rygorystyczne cele Unii Europejskiej (55% redukcja emisji GHG do 2030 r. odnośnie emisji w 1990 r., oraz osiągnięcie zerowej emisji netto w 2050 r.) mogą prowadzić do znacznego wzrostu cen emisji CO_2. Jeżeli nie zostanie przeprowadzona reforma systemu ETS prowadząca do wycofania podmiotów finansowych z rynku, co biorąc pod uwagę obecną sytuację wydaje się być niezwykle pożądane, wówczas wysokie ceny uprawnień mają wysokie prawdopodobieństwo zmaterializowania się.



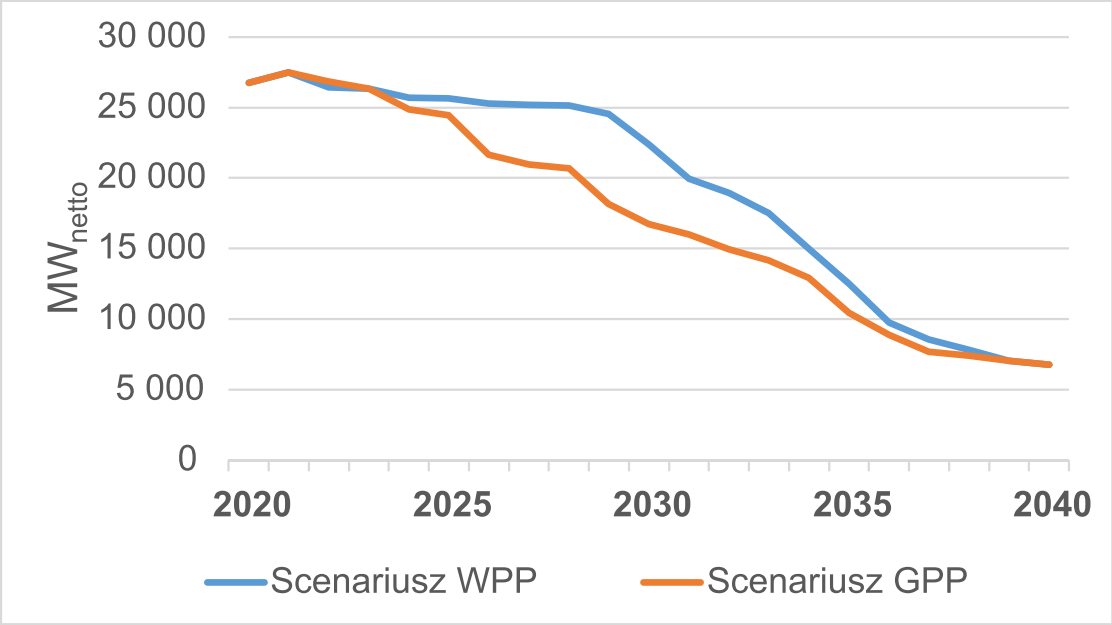
Rysunek 5. Ceny uprawnień do emisji CO_2 w systemie EU ETS

3.3
Moce istniejących bloków węglowych

Przedstawione poniżej warianty w zakresie mocy zainstalowanej w KSE są w dużej mierze zgodne z przedstawionymi w opracowaniu PSE S.A. pt. „Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2023-2032” .

Zgodnie z informacjami zebranymi w ramach ankietyzacji przeprowadzonej przez PSE S.A. na przełomie lat 2020 i 2021, terminy odstawień wielu jednostek opalanych węglem będą uzależnione od ich prognozowanej rentowności po 1 lipca 2025 r. Po tej dacie, zgodnie z obowiązującymi przepisami jednostki wytwórcze cieplne emitujące powyżej 550 g CO_2/kWh oddane do eksploatacji przed 4 lipca 2019 r. nie będą mogły uczestniczyć na rynku mocy, co może znacznie przyspieszyć ich trwałe odstawienia. W scenariuszu WPP założono wydłużenie pracy jednostek węglowych o kolejnych 5-10 lat po 01.07.2025 r. (okres ten może być dłuższy dla części jednostek przy odpowiednich aktywnościach modernizacyjnych). Założono, że rentowność tych jednostek zostanie utrzymana po 1 lipca 2025, a węgiel będzie przez to mógł pełnić rolę paliwa przejściowego w transformacji. Pozostanie dłużej przy węglu, a następnie przejście na OZE, mieści się w parametrach polityki energetyczno-klimatycznej UE.

W scenariuszu GPP założono harmonogram trwałych wyłączeń z eksploatacji jednostek węglowych zgodnie z deklaracjami przedsiębiorstw energetycznych, zakładającymi brak utrzymania rentowności tych jednostek po 2025 r. Wiąże się to z szybszym tempem wyłączeń jednostek węglowych i koniecznością zasypywania luki mocowej jednostkami gazowymi. W takiej sytuacji rolę paliwa przejściowego odgrywać będzie gaz ziemny.



Rysunek 6. Moc istniejących bloków węglowych (JWCD) uwzgledniająca trwałe wyłączenia z eksploatacji

Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032. Dokument główny kierowany do konsultacji z zainteresowanymi stronami. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Konstancin-Jeziorna, 31 marzec 2022 r.

4

Wyniki

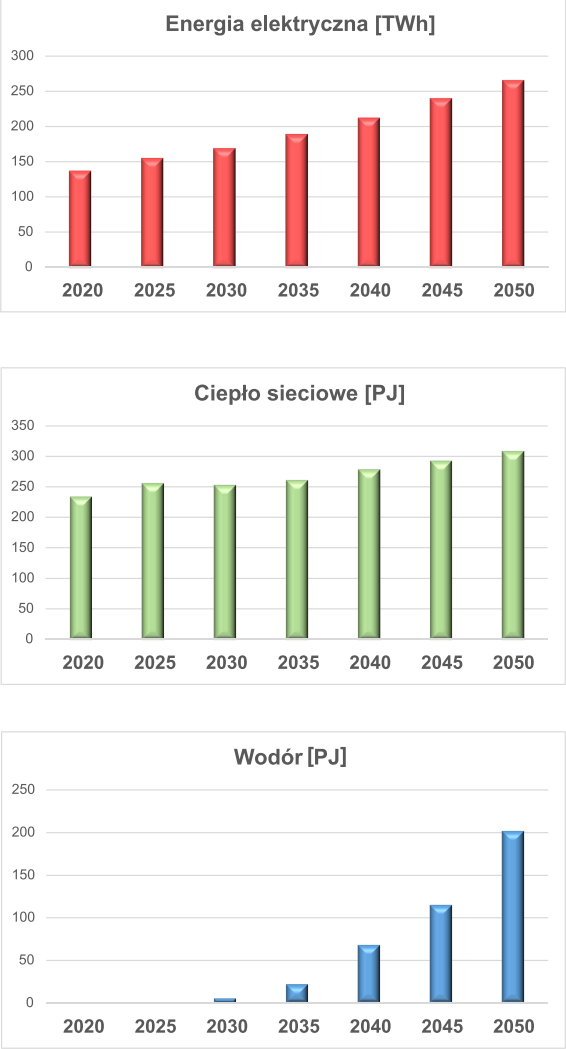
4.1

Zapotrzebowanie finalne na energię elektryczną, ciepło sieciowe i wodór

Punktem wyjścia do analiz rozwoju sektora elektroenergetycznego jest określenie poziomu finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną, ciepło sieciowe oraz wodór w rozpatrywanym horyzoncie czasowym. Jak już wspomniano we wstępie, transformacja energetyczna wymagać będzie istotnego zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej, szczególnie w transporcie, ciepłownictwie oraz zastosowania wodoru w obszarach, w których dostępne obecnie technologie nie gwarantują osiągnięcia wyśrubowanych celów dekarbonizacji. Projekcje zapotrzebowania na energię elektryczną, ciepło sieciowe i wodór zostały wygenerowane w modelu STEAM_PL (rysunek 7). Zakładają one dążenie do neutralności węglowej we wszystkich sektorach gospodarki krajowej. Zaprezentowane poniżej projekcje dotyczą sektorów: przemysłu, transportu, usług, rolnictwa i gospodarstw domowych. Nie uwzględniają natomiast energii elektrycznej zużywanej do produkcji wodoru w elektrolizerach oraz w pompach ciepła i kotłach elektrycznych pracujących w scentralizowanych systemach ciepłowniczych. Wspomniane składowe zapotrzebowania określane są w modelu optymalizacyjnym MESSAGE i uwzględniane w produkcji energii elektrycznej.

Działania na rzecz dekarbonizacji całej gospodarki powodują podwojenie finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną do 2050 roku. Określone w modelu finalne zapotrzebowanie na wodór na poziomie 200 PJ wymaga dodatkowych ok. 75 TWh energii elektrycznej do jego produkcji w elektrolizerach.

Ponieważ w modelu uwzględniono produkcję szarego i niebieskiego wodoru, istotna produkcja wodoru z elektrolizerów zaczyna się dopiero w ostatniej dekadzie analizy, przy dostatecznie niskim koszcie energii z OZE i wysokich cenach CO_2.



Rysunek 7. Zapotrzebowanie finalne na energię elektryczną, ciepło sieciowe i wodór

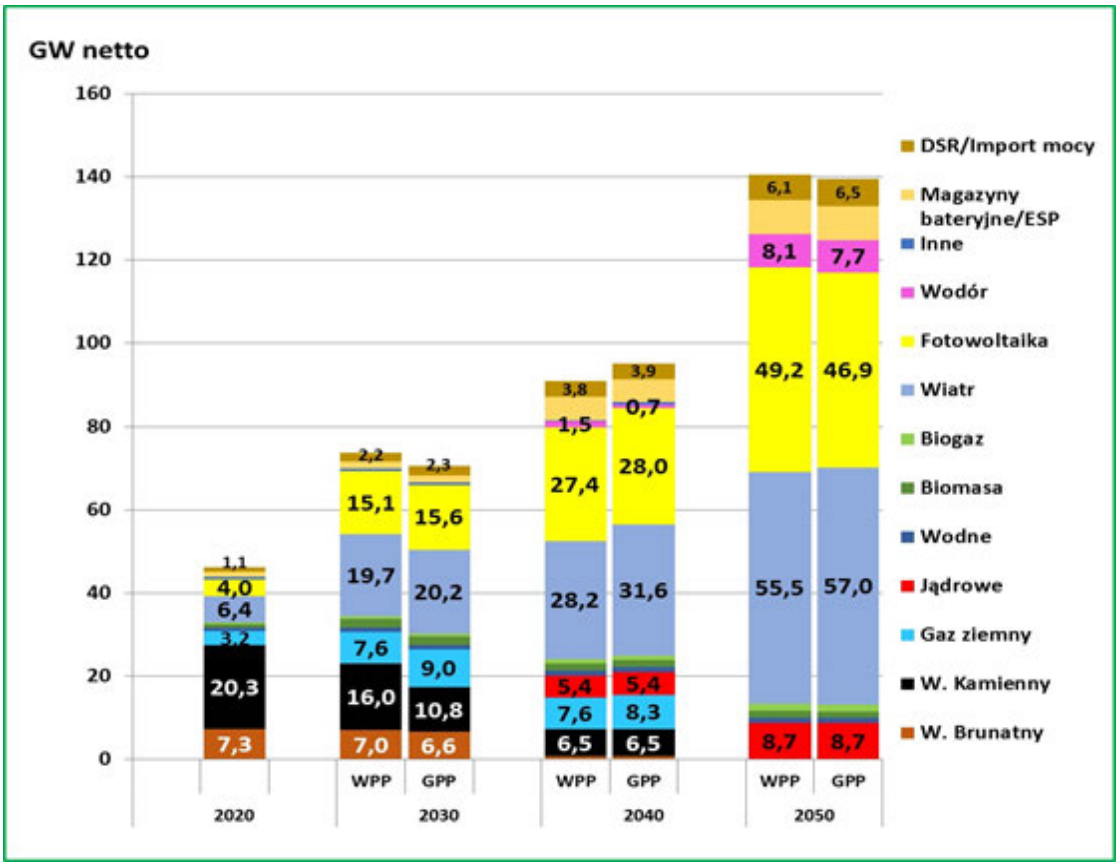
4.2

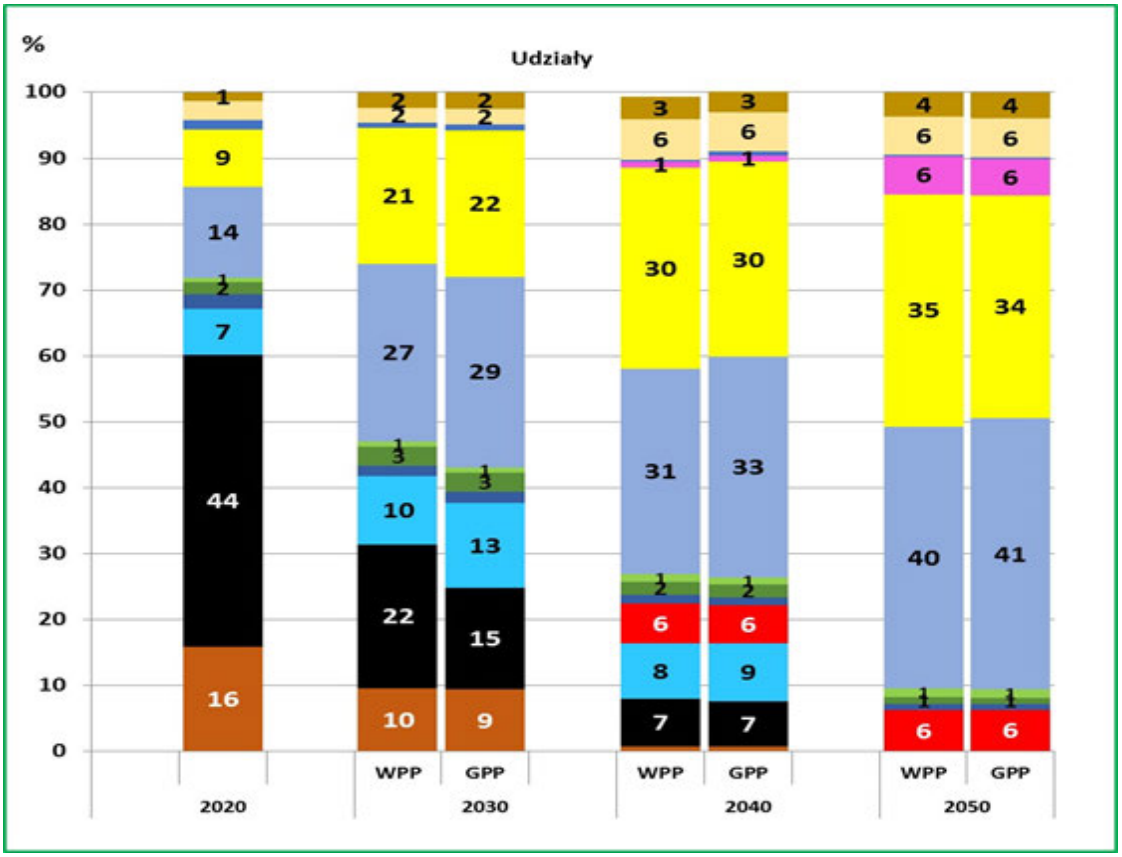
Prognoza mocy wytwórczych i produkcji energii elektrycznej

Na rysunku 8 zaprezentowano uzyskane wyniki w zakresie optymalnych ścieżek rozwoju mocy wytwórczych w KSE dla rozpatrywanych scenariuszy. Oba scenariusze charakteryzują głębokie zmiany w strukturze mocy wytwórczych, przejawiające się stopniowym zastępowaniem jednostek opartych na paliwach kopalnych, jednostkami bez- lub niskoemisyjnymi (głównie OZE i jądrowymi). Wypełnienie celów unijnych w zakresie dekarbonizacji wymaga rozwoju na szeroką skalę energetyki wiatrowej, słonecznej i dodatkowo w celu zapewnienia stabilnych dostaw bezemisyjnej energii w przyszłości, również energetyki jądrowej. Energetyka jądrowa odgrywa w obu scenariuszach jednocześnie ważną rolę w zapewnieniu dostaw energii elektrycznej na potrzeby rozwoju gospodarki wodorowej. Ponieważ nie zakładano możliwości budowy instalacji uchwytu i magazynowania CO_2 (CCS, CCU, BECCS, DACCS), większość dodatkowego popytu w systemie energetycznym w Polsce musi być pokrywana przez odnawialne źródła energii i moce jądrowe.

Zwiększanie udziału niesterowalnych źródeł OZE w systemie energetycznym będzie wymagało znacznej poprawy jego elastyczności. Rolę jednostek zdolnych do szybkiego reagowania na wahające się zapotrzebowanie na energię elektryczną w warunkach zmiennej podaży będą pełnić przede wszystkim jednostki gazowe, a dodatkowo w scenariuszu WPP bloki węglowe klasy 200 MW, które po modernizacji i odpowiednim dostosowaniu, mogą z powodzeniem uczestniczyć w tym procesie. Niezwykle ważną kwestią w kontekście utrzymania „dwusetek" w systemie jest zapewnienie im przychodów na poziomie pokrywającym koszty działalności (niezbędnym wydaje się dążenie do zmiany zapisów Rozporządzenia o wewnętrznym rynku energii, umożliwiających wydłużenie możliwości uczestnictwa tych jednostek w rynku mocy po 1 lipca 2025 r., bądź wdrożenie innego systemu wynagradzania za dostępność mocy, np. rezerwy strategicznej).

W dłuższej perspektywie zapotrzebowanie na elastyczność będzie wzrastać, podobnie jak zakres technologii, które będą dostępne w sensie technicznym i kosztowym. Znacznie większą rolę, jako jednostki rezerwowe, będą odgrywać bateryjne magazyny energii i turbiny wykorzystujące w procesie spalania wodór, wygenerowany z nadwyżek energii pochodzącej z OZE. Pożądanym kierunkiem jest również dalszy rozwój usług DSR, czyli elastyczności strony popytowej. Również pojazdy elektryczne, pompy ciepła i elektryczne kotły wyposażone w magazyny ciepła oraz elektrolizery mogą zapewnić dużą ilość elastycznego popytu, niezbędnego do efektywnego wykorzystania zmiennych, zależnych od warunków pogodowych, źródeł odnawialnych.



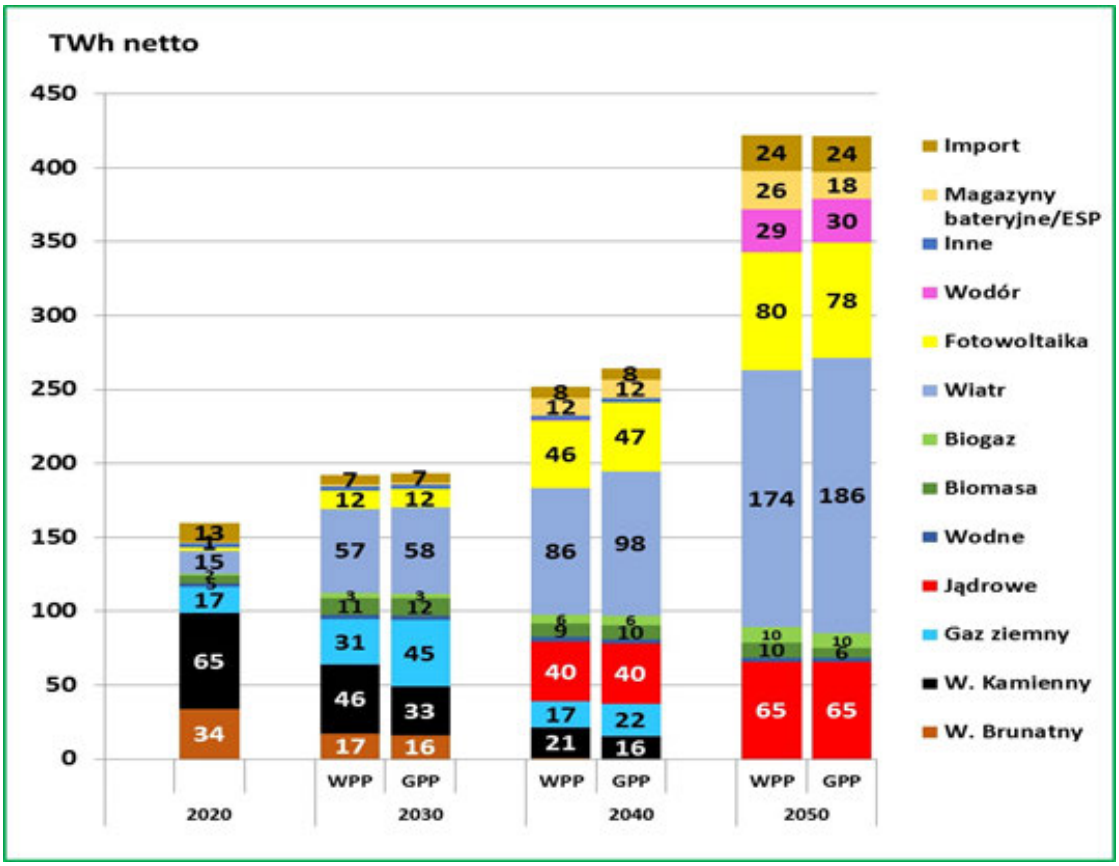


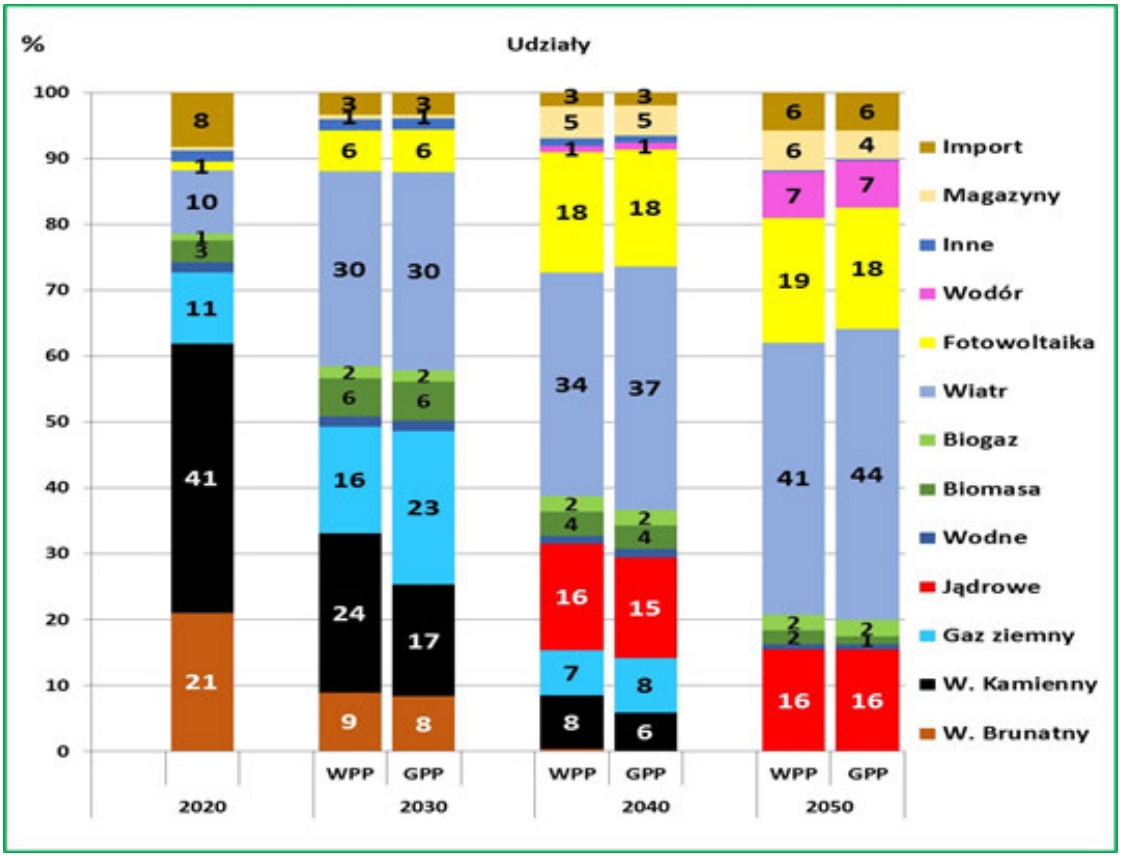
Rysunek 8. Moc osiągalna netto w KSE – Scenariusz WPP i GPP

Ważnym wnioskiem płynącym z przeprowadzonych analiz jest nie tylko konieczność przyspieszenia prac nad budową energetyki jądrowej (za równo duże reaktory PWR generacji III+, jak i małe reaktory modułowe SMR), ale w bliższej perspektywie odblokowanie możliwości rozwoju farm wiatrowych na lądzie (jako najtańszego źródła wytwarzania energii elektrycznej z OZE, mającej znaczny potencjał do łagodzenia wzrostu cen energii elektrycznej na rynku hurtowym) i rozwoju farm wiatrowych na morzu. Kluczową technologią na drodze do osiągnięcia celów emisyjnych jest także fotowoltaika. Szczególnie duży potencjał skoncentrowany jest w małych, przydomowych instalacjach, jednakże w pierwszej kolejności środki finansowe powinny zostać skierowane na rozbudowę i modernizację sieci dystrybucyjnych, w celu odblokowania możliwości rozwoju energetyki prosumenckiej. Słusznym kierunkiem rozwoju energetyki obywatelskiej jest wspieranie autokonsumpcji, poprzez dofinansowanie do zakupu w pakiecie instalacji PV połączonych z pompami ciepła, czy samochodowymi ładowarkami elektrycznymi.

Trzeba podkreślić, że zaspokojenie dodatkowego zapotrzebowania na energię elektryczną będzie wymagało oprócz inwestycji w sektorze wytwarzania również rozbudowy i modernizacji sieci elektroenergetycznej i infrastruktury wodorowej.

Na rysunku 9 przedstawiono projekcje produkcji energii elektrycznej w perspektywie 2050 r., będące konsekwencją zdefiniowanej w procesie optymalizacji struktury mocy wytwórczych. Elementem zasadniczo różnicującym analizowane scenariusze jest większy poziom produkcji energii elektrycznej jednostek węglowych w scenariuszu WPP, a niższy z gazu ziemnego, co jest naturalną konsekwencją założenia dotyczącego wydłużenia technicznego czasu życia jednostek węglowych. Wyniki w zakresie uśrednionych kosztów wytwarzania, całkowitych nakładów inwestycyjnych i całkowitych emisji CO_2 z energetyki (patrz rozdz. 4.4-4.5), potwierdzają zasadność zastosowania takiego rozwiązania. W świetle celu dotyczącego uniezależnienia się od dostaw gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej, wydłużenie działania bloków węglowych i oparcie wytwarzania w nieco dłuższej perspektywie na krajowych zasobach węgla kamiennego jest jak najbardziej uzasadnione. W długiej perspektywie nie koliduje to z celami polityki klimatycznej i nie powoduje wzrostu średnich kosztów wytwarzania w systemie.





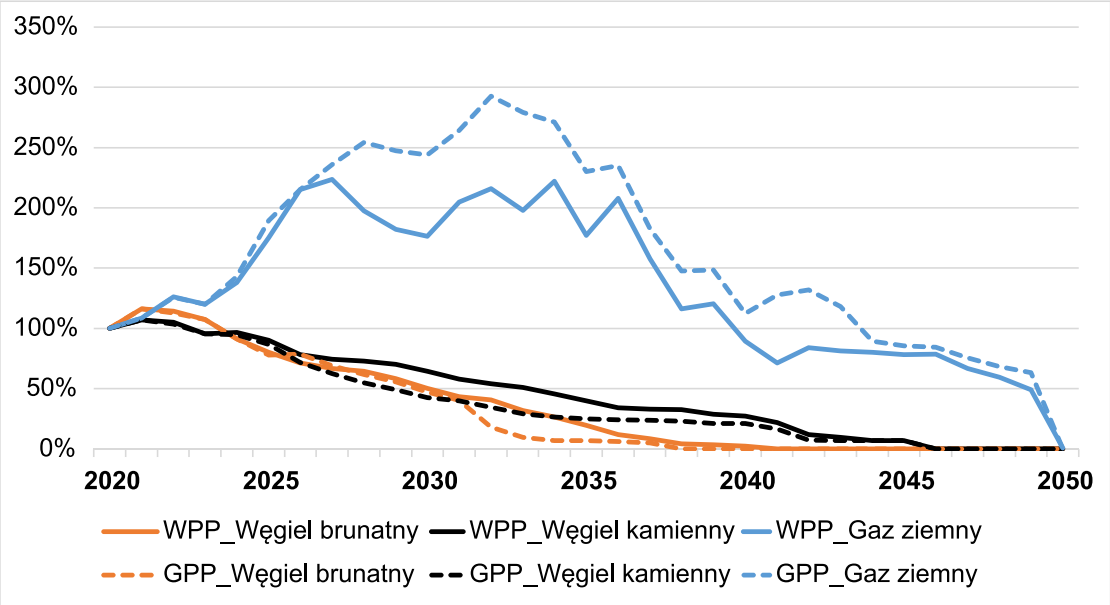
Rysunek 9. Produkcja energii elektrycznej w KSE – Scenariusz WPP i GPP

Zaprezentowane wyniki wskazują na 2,5 – krotny wzrost produkcji energii elektrycznej w perspektywie 2050 r. Jest to spowodowane głównie głęboką elektryfikacją większości sektorów, a także rosnącym zapotrzebowaniem ze strony elektrolizerów. W analizie nie zakładano możliwości importu wodoru, który jeśli będzie dostępny, przy odpowiedniej cenie może odegrać istotną rolę.

4.3

Ceny paliw i uprawnień do emisji CO_2

Jak widać na załączonym poniżej rysunku, wydłużenie czasu życia jednostek węglowych spowoduje znaczące ograniczenie zapotrzebowania na gaz ziemny w energetyce, co jest zbieżne z celami w zakresie uniezależniania się Polski od dostaw gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej. Spadek zużycia gazu ziemnego odbywa się kosztem wzrostu zużycia krajowego węgla kamiennego. Wzrost zużycia gazu w okresie 2020-2025 wynika z założenia budowy jednostek gazowych, co do których zostały podjęte decyzje inwestycyjne.

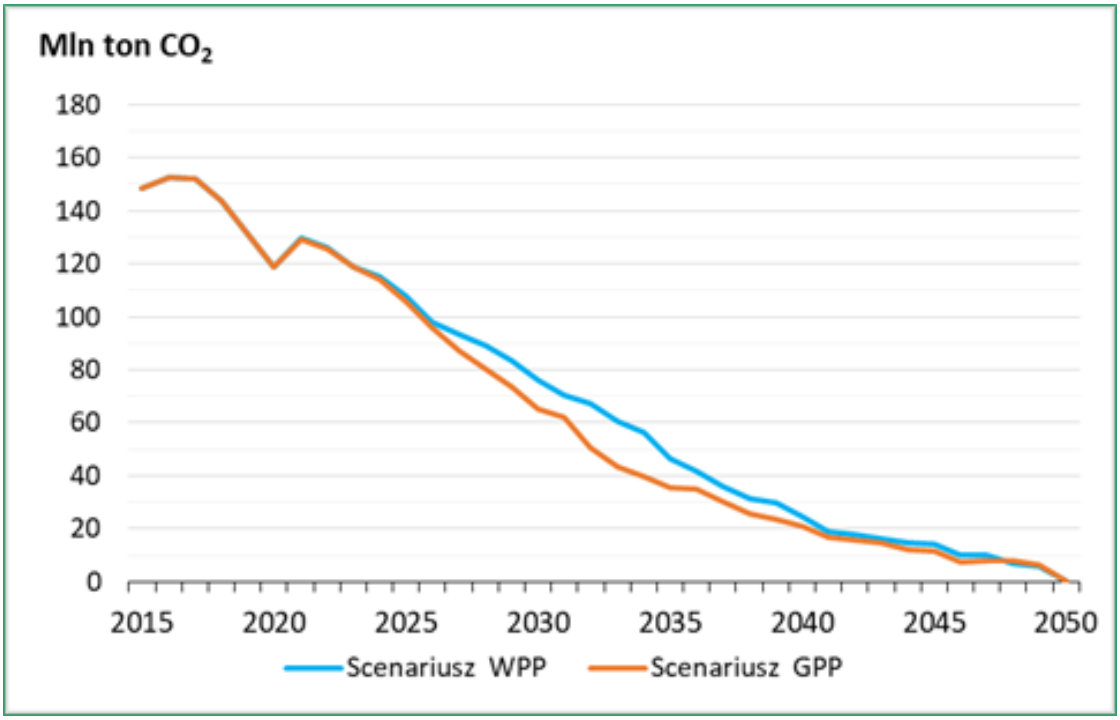


Rysunek 10. Trendy zużycia węgla i gazu ziemnego w rozpatrywanych scenariuszach

4.4

Emisje CO_2 w elektroenergetyce

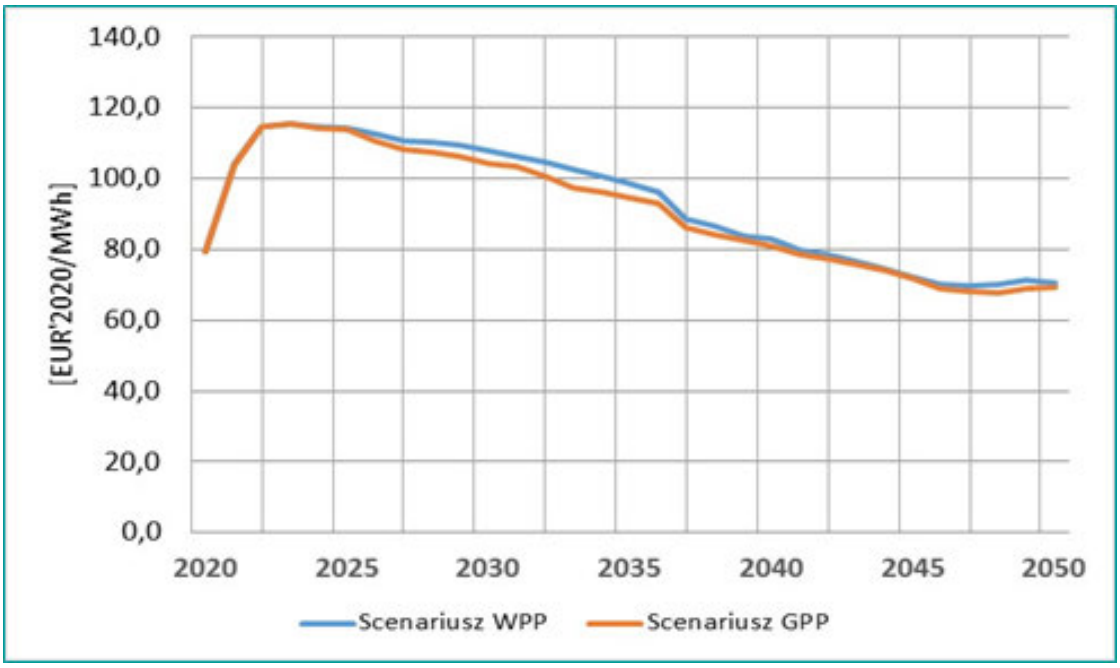
Konsekwencją wydłużenia pracy bloków węglowych są wyższe emisje CO_2 z energetyki w perspektywie 2040 r. (rysunek 11). Cel neutralności węglowej na 2050 r. jest jednak osiągnięty, co mieści się w parametrach polityki energetyczno-klimatycznej UE. W celu łagodzenia skutków, związanych z wyższą emisją i kosztami zakupu uprawnień, równolegle z uzyskaniem zgody z UE na dłuższą eksploatację jednostek węglowych, należy forsować reformę systemu EU ETS, tak aby powstrzymać dalszy spekulacyjny wzrost tych instrumentów. W wyniku zastępowania jednostek węglowych przez źródła bez- lub niskoemisyjne, tempo spadku emisji CO_2 wynosi średnio 8%/rok. Po 2040 r. proces dekarbonizacji spowalnia i staje się coraz droższy i trudniejszy w realizacji.



Rysunek 11. Emisje CO_2 w energetyce

4.5 Systemowe koszty wytwarzania

Trajektoria wzrostu kosztów wytwarzania energii elektrycznej w systemie jest podobna dla obu rozpatrywanych scenariuszy. Wzrost kosztów inwestycyjnych w nowe źródła OZE i gazowe oraz wzrost kosztów pozwoleń do emisji CO_2 wyraźnie rzutuje na koszty wytwarzania w okresie 2021-2030. W kolejnych okresach, koszt ten będzie spadać wraz z malejącym zapotrzebowaniem na pozwolenia do emisji CO_2. Koszt wytwarzania energii elektrycznej w zdekarbonizowanym systemie w 2050 r. powinien być niższy niż obecnie.



Rysunek 12. Uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w systemie

5

Wnioski

Przeprowadzone analizy i uzyskane wyniki dla dwóch scenariuszy zakładających osiągnięcie neutralności węglowej w energetyce w perspektywie 2050 r., zgodnie z celami zawartymi w Europejskim Zielonym Ładzie skłaniają do wielu wniosków. Nie chcemy jednak, aby były one przez nas w jakikolwiek sposób narzucane. Mamy nadzieje, że zostaną wyciągnięte w toku dyskusji, w której będą brali udział przedstawiciele administracji rządowej, prezesi największych spółek energetycznych, przedstawiciele świata nauki i wybitni specjaliści energetycy. Po ich zebraniu, zostaną one opublikowane na naszej stronie internetowej CIRE.PL.

Należy podkreślić, że istnieje cały szereg niepewności, które wpłyną na kształt przyszłego systemu energetycznego, np.: przyszły rozwój technologii zapewniający bezemisyjność i elestyczność, tempo rozwoju źródeł OZE, terminowe wdrożenie programu energetyki jądrowej, tempo i zakres rozwoju infrastruktury wodorowej i jej integracja z infrastrukturą energetyczną, rozwój zdolności przesyłowych i dystrybucyjnych sieci energetycznych. Równie ważnymi czynnikami niepewności są: decyzje polityczne, struktura rynków energii, taryfy, podatki i regulacje itd.

Zaprezentowane w materiałach konferencyjnych scenariusze mają z założenia stanowić punkt wyjściowy do dyskusji nad perspektywami rozwojowymi polskiej energetyki. Być może dla części odbiorców są one kontrowersyjne, dla innych mniej. Podkreślamy, że zaprezentowane w nich analizy mają jedynie charakter badawczy. Nie są naszymi prognozami, na których można formułować jakiekolwiek cele strategiczne, czy inwestycyjne, ani tym bardziej przewidywaniami dotyczącymi przyszłości. Głównym celem analiz scenariuszowych jest pokazanie w sensie ilościowym potencjalnych skutków zmaterializowania się przyjętych założeń. Takie informacje są niezwykle istotne w procesie podejmowania decyzji. Oczywiście zaprezentowane w Opracowaniu scenariusze nie dają pełnego obrazu przyszłych możliwych zdarzeń. Aby taki pełny obraz uzyskać, należałoby sporządzić dodatkowo od kilku do nawet kilkunastu scenariuszy. Tym właśnie zajmuje się Agencja Rynku Energii od 25 lat!