



Jakościowa ocena wpływu wprowadzenia rynku mocy na emisyjność krajowego systemu elektroenergetycznego

Warszawa, maj 2017

Spis treści

Streszczenie	3
Stosowane skróty	5
Spis tabel i rysunków	5
Uzasadnienie wprowadzenia rynku mocy	6
Model zjawisk na dwutowarowym rynku energii i mocy.	6
Scenariuszowo – wariantowe oszacowania emisji CO ₂ z generacji energii elektrycznej na potrzeby KSE ..	10
Założenia wyjściowe	10
Scenariusz 1. (centralny) wariant 1. (wiatr i słońce)	15
Scenariusz 1. (centralny) wariant 2. (jądrowy)	16
Scenariusz 1. (centralny) wariant 3. (węglowy)	16
Scenariusz 2. (zdecentralizowany) wariant 1. (wyczerpujący aktualnie dostępne zasoby węglowe).....	16
Scenariusz 2. (zdecentralizowany) wariant 2. (z importem).....	17
Scenariusz 2. (zdecentralizowany) wariant 3. (wiatr i słońce).....	17
Porównanie scenariuszy	18
Podsumowanie	18
Literatura	20
Załączniki	21

Streszczenie

Celem opracowania jest ocena wpływu zastosowania przewidywanych mechanizmów rynku mocy na emisję CO₂, związaną z procesami wytwarzania energii elektrycznej.

Propozycja rządowa wprowadzenia rynku mocy winna być analizowana jako integralny element systemu regulacji krajowego systemu elektroenergetycznego, a jego wpływ na ten system należy analizować kompleksowo, łącznie z innymi regulacjami. Jeżeli regulacje rynku mocy byłyby adresowane do inwestycji w źródła wytwórcze, które mogą uczestniczyć w podstawowej warstwie rynku energii miałyby to długoterminowy wpływ na strukturę wytwarzania energii elektrycznej. Szczególnie ważny jest kontekst polityki energetycznej kraju, który determinuje poziom zapotrzebowania na energię, poziom i profil zapotrzebowania na moc oraz pozwala zdefiniować zbiór możliwych, różnorodnych działań w całej gospodarce (zarówno po stronie podażowej jak i popytowej) i jej międzynarodowym otoczeniu, możliwych do alternatywnego wykorzystania dla racjonalnego zaspokojenia tych potrzeb.

Z ww. powodów opracowanie składa się z części poświęconej jakościowemu zdefiniowaniu hipotetycznych scenariuszy i wariantów rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego, oceny zapotrzebowania na inwestycje stymulowane mechanizmami rynku mocy oraz części poświęconej oszacowaniu emisyjności elektroenergetyki w ramach scenariuszy i wariantów.

W każdym scenariuszu i wariacie rynek mocy stymuluje pomocniczo inwestycje i modyfikuje stopień wykorzystania źródeł wytwórczych w KSE. Ze względu na zróżnicowanie poziomu i profili zapotrzebowania na moc, a także kosztów krańcowych energii w każdym scenariuszu i wariacie prowadzi on łącznie z innymi regulacjami do odmiennej struktury aktywów, poziomu ich wykorzystania i na koniec emisji CO₂.

Wykonane oszacowania liczbowe należy traktować jakościowo, jedynie jako reprezentację oczekiwanych kierunków zmian emisyjności i bezwzględnych poziomów CO₂ emitowanych w związku z krajową produkcją energii elektrycznej, zależnej od przyjętych scenariuszy rozwoju gospodarki narodowej oraz wariantów struktur źródeł wykorzystywanych do zaspokojenia jej zapotrzebowania na energię i moc elektryczną (w tym z importu).

Poziom emisji CO₂ w wyniku wprowadzenia planowanego rynku mocy zależęć będzie w szczególności od jego wpływu na strukturę majątku wytwórczego pracującego przez długie okresy tj. na zaspokojenie podstawowych potrzeb gospodarki na energię. Wpływ struktury źródeł pracujących dla zbilansowania zmiennych potrzeb mocy będzie mniejszy ze względu na krótkie czasy pracy tych źródeł. **Szczególnie niekorzystne (z punktu widzenia emisji CO₂) jest wykorzystanie mechanizmów rynku mocy do budowy nowych źródeł węglowych z przeznaczeniem do pracy w podstawie potrzeb systemu, przy jednoczesnym wykorzystaniu starych (zmodernizowanych) źródeł węglowych do bilansowania potrzeb zmiennych (podszczytowych lub kompensujących utratę mocy z innych źródeł).**

Decentralizacja systemu elektroenergetycznego, przy wykorzystaniu technik teleinformatycznych i automatyzacji oraz odpowiedniej regulacji prawnej z dużym

prawdopodobieństwem pozwala na pozyskanie znaczących korzyści w procesie bilansowania mocy systemu przez uruchomienie aktywności prosumenckiej tj. wykorzystanie licznych możliwości generacji oraz kształtowania popytu (wolumen i profil), a także synergii z innymi procesami gospodarczymi, takimi jak elektromobilność, ogrzewanie czy też zagospodarowanie odpadów. **Łączna emisja CO₂ w latach 2021-2035 w wariantcie najkorzystniejszym (zdecentralizowanym o dużym udziale odnawialnych zasobów energii) jest o 29% niższa niż w wariantcie (zcentralizowanym o dużym udziale węgla) o największej emisji. Oznacza to, że średniorocznie emisja byłaby niższa o 16,9 mln ton CO₂, co stanowi ponad 10% emisji w roku 2015 z sektora.**

Import stanowi atrakcyjne źródło bilansowania zmiennego zapotrzebowania na moc elektryczną. Ze względu na ceny import jest silnie konkurencyjny względem wielkoskalowych źródeł krajowych na rynku energii elektrycznej i prowadzi do ich marginalizacji. Import jest istotnie mniej konkurencyjny w stosunku do krajowych źródeł rozproszonych.

Stosowane skróty

CAPEX	- wydatki kapitałowe
DSR	- odpowiedź strony popytowej
EC	- elektrociepłownie
EJ	- elektrownie jądrowe
GJ	- gigadzule
GN	- gospodarka narodowa
ICT	- technologie teleinformatyczne
KSE	- krajowy system elektroenergetyczny
kV	- kilowolty
MW, GW	- megawaty, gigawaty
MWh	- megawatogodziny
NN, WN, SN, nN	- sieci o różnych poziomach napięciowych: N – najwyższych, W – wysokich, S – średnich, n – niskich
OPEX	- wydatki operacyjne
OSP	- operator systemu przesyłowego
OZE	- odnawialne zasoby energii
PKB	- produkt krajowy brutto
RH	- rynek hurtowy
RM	- rynek mocy
SC1, SC2	- scenariusz 1., scenariusz 2.
UE	- Unia Europejska
WB	- węgiel brunatny
WK	- węgiel kamienny

Spis tabel i rysunków

Lp.	Tytuł	Strona
<u>Rysunki</u>		
1.	Potrzeba pozyskania zdolności bilansowych	11
<u>Tabele</u>		
1.	Wskaźniki emisji CO ₂ na podstawie wytycznych do raportowania w 2017 roku na bazie statystyki za rok 2014	14
2.	Średnia sprawność netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ich emisyjność	14-15
zał. 1.	Łącznie oczekiwana produkcja brutto źródeł dostarczających energię przez sieci najwyższych (NN) i wysokich (WN) napięć	22
zał. 2.	Wypadkowy wskaźnik emisyjności w scenariuszu 1 - centralnym wariant 1 – wiatr i słońce	23
zał. 3.	Wypadkowy wskaźnik emisyjności w scenariuszu 1 - centralnym wariant 2 – jądrowy	24
zał. 4.	Wypadkowy wskaźnik emisyjności w scenariuszu 1 - centralnym wariant 3 – węglowy	25
zał. 5.	Wypadkowy wskaźnik emisyjności w scenariuszu 2 – zdecentralizowany wariant 1 – wyczerpujący aktualne dostępne zasoby węglowe	26
zał. 6.	Wypadkowy wskaźnik emisyjności w scenariuszu 2 – zdecentralizowany wariant 2 - z importem	27
zał. 7.	Wypadkowy wskaźnik emisyjności w scenariuszu 2 – zdecentralizowany wariant 3 – wiatr i słońce	28
zał. 8.	Wypadkowy wskaźnik emisyjności – porównanie scenariuszy i wariantów	29
zał. 9.	Wypadkowy wskaźnik emisyjności – wartości uśrednione	30

Uzasadnienie wprowadzenia rynku mocy

Projektodawca w uzasadnieniu [2] do projektu ustawy o rynku mocy [1] uzasadnia następująco potrzebę jego wprowadzenia:

Obowiązkiem państwa jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego rozumianego jako stan gospodarki umożliwiający pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy zachowaniu wymagań ochrony środowiska.

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej zleży w pierwszej kolejności od dostępności źródeł jej wytwarzania. W przeciągu dwóch dekad w Polsce może wystąpić znaczny niedobór mocy wytwórczych wynikający z jednej strony z przewidywanego wzrostu zapotrzebowania szczytowego na moc i energię elektryczną, z drugiej – znaczącego zakresu planowanych wycofań jednostek wytwórczych z eksploatacji.

Niedobór mocy może spowodować konieczność wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przez odbiorców.

Zidentyfikowane przez ustawodawcę wyzwania stojące przed państwem wydają się prawdziwe. Wynikają one z procesów rozwoju gospodarczego, przewidywanej stopniowej substytucji energią elektryczną innych nośników energii (np. paliw płynnych w wyniku rozwoju elektromobilności), co powoduje wzrost popytu na energię elektryczną, a także rozwoju źródeł OZE o bardzo niskich kosztach produkcji energii, ale o fluktuującej dyspozycyjności co powodować będzie dodatkowy (do wynikającego ze wzrostu zapotrzebowania na energię) wzrost zapotrzebowania na moc elektryczną. Jednocześnie stan aktualny krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) powoduje, że nie jest on dobrze przygotowany na te rozwojowe wyzwania.

Model zjawisk na dwutowarowym rynku energii i mocy.

Inwestycje w klasyczne wielkoskalowe źródła wytwórcze¹ energii elektrycznej charakteryzują się bardzo wysokim, skoncentrowanym poziomem nakładów kapitałowych i długim czasem życia technicznego. Dynamiczne zmiany zachodzące w otoczeniu tego typu procesów inwestycyjnych zarówno o charakterze technologicznym jak i regulacyjnym, powodują wzrost prawdopodobieństwa obniżania cen energii, wzrostu kosztów wytwarzania, a w konsekwencji prawdopodobne ograniczanie udziału w rynku konkurencyjnym oraz skracanie ekonomicznego czasu życia takich aktywów produkcyjnych. Łącznie determinuje to wzrost ryzyka przypisywanemu zaangażowanemu kapitałowi i dalej, że takie inwestycje nie są podejmowane komercyjnie. W związku z tym ze strony interesariuszy klasycznej wielkoskalowej elektroenergetyki wzrasta presja na wsparcie publiczne adresowane do kosztów kapitałowych (CAPEX) lub/i kosztów operacyjnych (OPEX), w tym np. tanie kredyty, gwarancje dochodów, gwarancje ceny energii elektrycznej itp.

Mając na uwadze opisaną powyżej niedostateczność bodźców inwestycyjnych do komercyjnego rozwoju klasycznych źródeł energii elektrycznej w KSE, płynących z

¹ Klasyczne wielkoskalowe źródła wytwórcze: tu elektrownie o mocach powyżej 200 MW, wykorzystujące obiegi cieplne do wytwarzania energii elektrycznej.

jednotowarowego rynku energii projektodawca zaproponował wprowadzenie mechanizmu rynku mocy, który gwarantowałby dochody z tytułu gotowości do zbilansowania potrzeb KSE. Jest on generalnie wsparciem adresowanym do kapitału zaangażowanego w procesie budowy źródeł energii elektrycznej lub zdolności do trwałej redukcji zapotrzebowania lub modyfikacji charakterystyk czasowych zapotrzebowania. Jako mechanizm o charakterze administracyjnym, adresowany do wysokonakładowych inwestycji niesie on w sobie ryzyko błędnej alokacji znacznych zasobów publicznych, które źle wydatkowane mogą spowolnić lub wręcz zahamować długoterminowo właściwy rozwój tak ważnej dla społeczeństwa i jego gospodarki dziedziny jak elektroenergetyka. Dlatego wymaga on wieloaspektowych analiz, dyskusji publicznej i transparentności.

Mechanizm zaproponowany w projekcie ustawy ma stymulować działania, których skutek jest dwoisty:

1. Umożliwić ma bilansowanie mocy w strefach czasowych wyjątkowo wysokiego zapotrzebowania na moc (szczytowych i ewentualnie podszczytowych) lub w okresach gdy z powodów technicznych, pogodowych lub innych część mocy w KSE jest krótkoterminowo niedostępna,
2. Zapewnić ma opłacalność inwestycji zwiększających moce produkcyjne przeznaczone do pracy długoczasowej w podstawie zapotrzebowania na energię.

Taka dwoistość celów powoduje, że kryteria wyboru sposobów ich realizacji nie są oczywiste.

Dla jednostek przeznaczonych do pracy krótkookresowej (szczytowej, podszczytowej, zastępczej) szczególnie istotnym jest bowiem niski CAPEX, wysoka elastyczność pracy i możliwie płaskie charakterystyki sprawności w całym zakresie obciążeń. OPEX jest mniej istotny, głównie ze względu na krótki właśnie czas pracy, ale także wysokie w takich warunkach ceny energii elektrycznej. Problemem dla takich źródeł jest uzyskanie odpowiedniego zwrotu wydatkowanego kapitału, ponieważ długotrwałe pozostawanie jedynie w gotowości pracy nie daje przychodów na rynku jednotowarowym. Racjonalność ekonomiczną można osiągnąć jedynie dzięki bardzo niskim nakładom, bardzo wysokiej cenie w okresach pracy, częstemu przywoływaniu do pracy w wyniku częstego występowania problemów z bilansem mocy. Generalnie gospodarka broni się zarówno przed ekstremalnie wysokimi cenami jak i częstym występowaniem ekstremalnych potrzeb. Dla inwestorów jedyną pewną metodą na uzyskanie racjonalności ekonomicznej takich nowych źródeł mocy pozostaje więc redukcja CAPEX.

Ze względu na oszczędność nakładów inwestycyjnych funkcje źródeł mocy szczytowej, a zwłaszcza podszczytowej często pełnią względnie stare i względnie mało sprawne urządzenia, które utraciły zdolność konkurencji na rynku podstawowym i są z niego w sposób naturalny wypierane. Niewątpliwą ich zaletą jest brak nakładów lub nakłady o ograniczonej skali związane z modernizacją. Niestety ich funkcjonalność w zakresie usług dostaw mocy jest często ograniczona ze względu na cechy techniczne, które utrudniają lub wręcz uniemożliwiają pracę w dużym zakresie szybkozmiennych obciążeń, częste odstawienia i uruchomienia. Praca taka prowadzi do znaczącego pogorszenia sprawności i przyspieszonego zużycia. Dlatego też preferowanym segmentem ich pracy są strefy podszczytowe, co pozwala nieco wydłużyć okresy nieprzerwanej pracy. Dla emisji CO₂ nie jest to korzystne, ponieważ urządzenia o względnie niskiej sprawności pracują relatywnie długo.

Bilans mocy może być również uzupełniany importem, oczywiście o ile istnieją odpowiednie wolne zdolności produkcyjne i przesyłowe. Inną alternatywą, szczególnie dla okresów gdy świadczone są usługi grzewcze, może być wykorzystanie źródeł wytwarzających energię elektryczną w skojarzeniu z ciepłem (współpracujących z KSE i lokalnymi systemami ciepłowniczymi). Źródła takie mogą w pewnym zakresie różnicować moc swojej pracy pomiędzy energią elektryczną i ciepłem, korzystając ze zdolności akumulacyjnych systemów ciepłowniczych.

Niezależnie od tego jakie źródła uruchamiane są (dodatkowo do podstawowych) w strefach szczytowych i podszczytowych, **dla emisji CO₂ pierwszorzędne znaczenie ma to jakie źródła będą długotrwale pracować jako podstawowe**. To zaś będzie konsekwencją sposobu realizacji drugiego celu proponowanego rynku mocy.

Dla jednostek przeznaczonych do pracy w podstawie (z reguły długotrwałej), szczególnie istotnym jest konkurencyjny OPEX osiągany dla pracy w warunkach bliskich nominalnych, gwarantujący stabilny udział w rynku, a także niska awaryjność oraz niska szkodliwość dla środowiska. Tak jak powiedziano wcześniej, aktualnie funkcjonujący jednotowarowy rynek energii nie zachęca do inwestycji w wielkoskalowe klasyczne źródła energii, bilansujące jednocześnie moc w podstawowej warstwie zapotrzebowania (inaczej mówiąc potrzebne jest praca mocy podstawowych, aby również w czasie występowania krótkotrwałych potrzeb zbilansować moc za pomocą dodatkowych źródeł podszczytowych i szczytowych). **Ponieważ w elektroenergetyce mamy do czynienia praktycznie z rewolucją technologiczną i zmianą modelu funkcjonowania KSE, to ryzyko wadliwości administracyjnie podejmowanych decyzji o pomocy publicznej jest tu szczególnie wysokie.**

Na to bardzo wysokie ryzyko składają się w szczególności:

1. Skala nakładów i długoterminowość konsekwencji inwestycji wielkoskalowych (elektrownie gazowe: 20-40 lat, elektrownie węglowe: 30-50 lat, elektrownie jądrowe: 60-80 lat, elektrownie wodne: 100-200 lat), które raz podjęte blokować mogą możliwość rozwoju w alternatywny sposób, pogarszając pozycję gospodarczą całego kraju.
2. Dynamiczny rozwój technologii małej i mikro skali, rozproszonych – zlokalizowanych w rejonach odbioru, połączonych z rozproszonymi zdolnościami akumulacji, o bardzo szybko spadających kosztach.
3. Dynamiczne zmiany na rynkach paliw kopalnych skutkujące zmianami cen. Np. oczekiwać można, że w wyniku rozwoju światowej elektromobilności pojawi się nadpodaż węglowodorów, a ich ceny spadną. W konsekwencji spadać będą ceny węgla, co podniesie opłacalność wytwarzania energii elektrycznej z tych nośników, ale też spowoduje zapaść krajowego górnictwa głębinowego.
4. Niepewności związane z oszacowaniem popytu na energię elektryczną z uwzględnieniem przeciwnie oddziaływujących przyczyn takich jak transport lub ogrzewanie elektryczne, a z drugiej strony efektywność rozwiązań technicznych, pro-środowiskowa zmiana zachowań użytkowników.

Biorąc chociażby te niepewności pod uwagę nie ma możliwości stwierdzić jednoznacznie, które technologie mogą dominować w realizowaniu podstawowych potrzeb KSE. Silnie zależeć będzie to od przyjętych kryteriów decyzyjnych. Te z kolei zależeć będą w znacznej części od interesów krótkoterminowych, w tym tylko po części ekonomicznych.

Jedynie jakościowo kryteria te związane będą z realizacją takiej lub innej długoterminowej polityki energetycznej kraju. Ta, kierunkowo, może być np. polityką podporządkowaną:

1. Kontynuacji dotychczasowego, tradycyjnego modelu, w której:
 - a. Dominującym paliwem pozostanie węgiel, w pewnym czasie stopniowo uzupełniany przez energetykę jądrową.
 - b. Zmiana struktury źródeł następować będzie głównie na drodze zastępowania przez źródła o wyższej sprawności (np. aktualnie netto ok. 45-46%), źródeł o sprawności niższej. Oczekiwać można także rosnącego udziału kogeneracji oraz pojawienia się ograniczonej liczby źródeł gazowych (o sprawności 57-59% netto) o ile ceny gazu będą spadać.
 - c. Względnie mały system krajowy będzie wrażliwy na zbyt dużą koncentrację mocy, więc utrzymywany będzie udział modernizowanych jednostek klasy 200-500 MW przy zgodzie na nieco niższą sprawność generacji (w relacji do jednostek klasy 1000 MW).
 - d. System będzie wrażliwy na duży udział źródeł wiatrowych i solarnych (fotowoltaicznych) o fluktuującej mocy generacji, więc ich udział będzie administracyjnie ograniczany.
 - e. Energia w takim przypadku będzie relatywnie droga, co ograniczy zarówno poziom jej zużycia jak i w konsekwencji dynamikę wzrostu PKB, a także może wpłynąć na wzrost udziału kosztów energii w budżetach domowych; lub
2. Szybkiej integracji w ramach UE w ramach tradycyjnego modelu, w której:
 - a. Struktura paliw użytkowanych do generacji będzie konsekwencją konkurencyjności na dużym rynku europejskim, co oznacza, że generalnie rola węgla będzie szybko ograniczana. Wielkoskalowe źródła krajowe spalające paliwa kopalne będą miały docelowo funkcjonalności bilansowania mocy (rezerwowe, szczytowe, podszczytowe) na dużym rynku europejskim. Ich rozwiązania techniczne powinny być do takich funkcji dopasowane. Z tego względu oczekiwać można rozwoju mocy gazowych i olejowych.
 - b. Udział importu energii elektrycznej będzie znacząco wzrastał.
 - c. Atrakcyjność zachowują krajowe źródła o charakterze lokalnym: gminnym i przemysłowym zdolne dzielić koszty pomiędzy różne usługi (dostawa ciepła technologicznego, usługa grzewcza, zagospodarowanie odpadów, transport itp.), a także ograniczające koszty realizacji dostaw (bliskość dostawców i końcowego użytkownika).
 - d. Cena energii elektrycznej będzie niska, a popyt na nią wysoki; lub
3. Transformacji technologicznej w nowym modelu KSE, w której:
 - a. Szybko będzie wzrastał udział bilansowania potrzeb elektroenergetycznych ze źródeł przyłączonych do sieci o napięciach, na których identyfikowana jest większość zapotrzebowania, które zaspokajają, w tym autoprodukcja.
 - b. Znacząco wzrosnie udział różnorodnych, rozproszonych metod magazynowania energii zintegrowanych technicznie ze źródłami wytwarzania lub powiązane ze sposobami użytkowania energii.
 - c. Rozwój technologii teleinformatycznych (ICT) umożliwi wdrożenie taryf dynamicznych i dostosowanie profili użytkowania energii do aktualnych zdolności wytwórczych. Aktywni uczestnicy rynku, zdolni odsprzedać swoje nadwyżki, będą

stosować rozwiązania o wyższej efektywności w zakresie użytkowania energii, zwiększając w ten sposób zdolności sprzedaży.

- d. Cena energii elektrycznej będzie bardzo niska, o jakości rozwoju decydować będzie jakość energii (poziom napięcia, stabilna częstotliwość, harmoniczne, ilość i czas przerw itp.) związany z odpowiednio rozwiniętą infrastrukturą dostaw.
- e. Tradycyjne źródła będą stopniowo marginalizowane. Będą one miały charakter stabilizująco – rezerwowy.

Każda z tych polityk prowadzi długoterminowo do innych poziomów zapotrzebowania na energię elektryczną a także do innych poziomów i charakterystyk zapotrzebowania na moc. Determinować to będzie inne wybory technologii wytwórczych, potrzebę innego poziomu wsparcia ze strony RM, a w konsekwencji także emisji CO₂. **Reasumując, propozycje związane z wprowadzeniem rynku mocy nie są możliwe do jednoznacznej, obiektywnej oceny bez wiedzy o kontekście polityki energetycznej, w ramach której ma on być wdrażany.**

Scenariuszowo – wariantowe oszacowania emisji CO₂ z generacji energii elektrycznej na potrzeby KSE

Założenia wyjściowe

W dalszej części analizy skupiono się na oszacowaniu poziomu emisji CO₂ wynikających z alternatywnych sposobów (scenariuszy i wariantów) realizacji celów wskazanych w projekcie ustawy, nie wchodząc w dalszą analizę zaproponowanych rozwiązań rynku mocy, nie podejmując również analiz ekonomicznych. Oszacowania emisji wykonano dla okresu 15 letniego: od roku 2021 do roku 2035.

Emisja CO₂ następuje w wyniku generacji energii elektrycznej przez źródła działające w oparciu o technologie spalania paliw. Tak więc nie zależy ona bezpośrednio od poziomu i struktury mocy zainstalowanych w KSE, ale od poziomu i struktury mocy przywoływanej do pracy i produkcji energii elektrycznej. Może to być realizowane wyłącznie w oparciu o fizycznie istniejące źródła (w tym zagraniczne), do których istnieje odpowiedni dostęp. W tym zakresie decyzje inwestycyjne stymulowane mechanizmami rynku mocy wpływają na skład zbioru urządzeń, spośród których możliwy będzie wybór tych pracujących. Kryteria wyboru źródeł do produkcji zależą od kompletu regulacji (administracyjne, techniczne, ekonomiczne, ekologiczne).

Skoro o emisji CO₂ decyduje generacja energii, to jednym z jej powodów jest poziom i rozkład w czasie zapotrzebowania na energię przez GN. Generalnie im niższe zapotrzebowanie tym emisje będą niższe. Poziom zapotrzebowania zależy od wielu czynników, wśród których jako najważniejsze wymienić należy: poziom PKB, demografię, strukturę GN, penetrację gospodarki nowoczesnymi technologiami, zachowania użytkowników energii. W średnim, a zwłaszcza długim horyzoncie czasowym zależą one od ukierunkowania takich podstawowych czynników rozwoju jak kapitał i skorelowana z nim praca o odpowiednim poziomie jakościowym. Kluczową jest tu edukacja wsparta odpowiednią informacją, która determinuje nie tylko jakość pracy, ale także zachowania jako użytkowników energii. Wszystko to odbywa się w środowisku modeli regulacyjnych, których emanacją są w szczególności ceny (model rynkowy) lub nakazy-zakazy (model administracyjny). Te spostrzeżenia są tylko pozornie trywialne, ponieważ optymalne, z

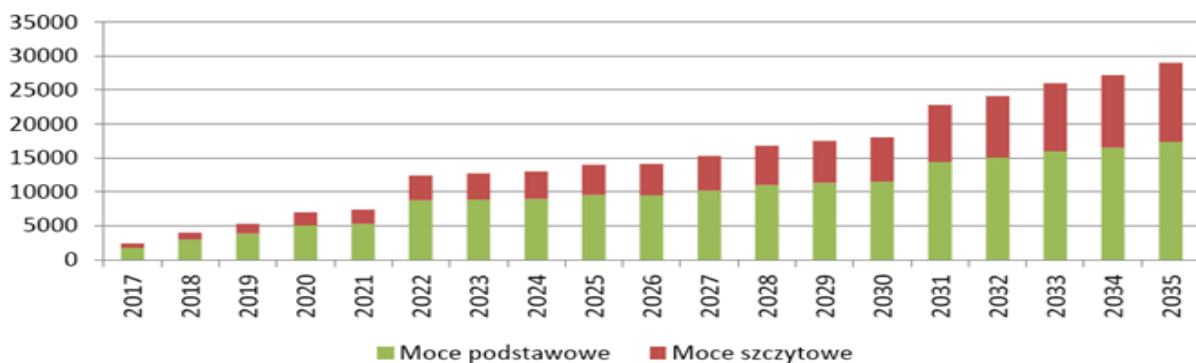
perspektywy dłuższych horyzontów czasu, decyzje naruszają najczęściej bieżące interesy i są trudne do akceptacji politycznej. To z kolei powoduje, że alokacja zasobów może być wadliwa i ograniczać rozwój (o czym pisano wcześniej).

Rozkład zapotrzebowania w czasie (czyli bieżąca moc potrzeb) ma znaczenie o tyle, że im bardziej jest on wyrównany (graficznie, zbliżający się do kształtu prostokąta) tym częściej można wykorzystywać urządzenia o wyższej sprawności, a więc niższej emisyjności. Ten czynnik jest zaburzany przez ograniczoną dyspozycyjność źródeł, na którą wpływ mają np. planowe odstawienia, awarie jak również brak odpowiednich warunków przyrodniczych (wiatru, słońca, wody itp.). Im większy jest bodziec zaburzający skład pracujących urządzeń tym większe jest odejście od zbioru optymalnego w danej chwili.

Do czasu aż udział źródeł, których działanie powoduje emisję CO₂ będzie znaczący w bilansie energii elektrycznej, poziom zapotrzebowania na nią będzie miał kluczowe znaczenie dla tejże emisji. Gdyby w tym bilansie rósł udział źródeł bezemisyjnych znaczenie poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną dla emisji CO₂ malałoby. W okresie najbliższych kilkunastu lat źródła o istotnym poziomie emisji CO₂ będą niewątpliwie dominować w zbiorze dostępnych do produkcji energii elektrycznej w Polsce mocy, a więc kwestia wielkości popytu jest ważna.

Jako wyjściową do analizy przyjęto ilościową ocenę przewidywanej do 2035 roku sytuacji w KSE zaprezentowaną przez OSP [4].

Wychodząc z definicji bezpieczeństwa energetycznego i biorąc pod uwagę rozwijające się różne możliwości bilansowania mocy w KSE, do dalszych badań przyjęto pojęcie „poziomu potrzeby pozyskania zdolności bilansowej przez KSE” w miejsce uproszczonego pojęcia „wymagane inwestycje w źródła wytwórcze KSE”. W scenariuszu bazowym jest on w kolejnych latach jakościowo równy wartościom rocznych maksimów niedoborów wymaganej nadwyżki mocy, określonych przez OSP. Z tych wartości wyodrębniono moce, które będą niezbędne tylko w szczytowych i podszczytowych okresach zapotrzebowania. Przyjęto, że będą to sposoby, które do bilansowania potrzeb KSE będą używane przez okresy krótsze niż 2000 godzin w roku (średnio ok. 1000 godz./rok) . Przyjęto także, że ze względu na prawdopodobny wzrost udziału fluktuujących źródeł OZE w bilansach oraz rosnącą potrzebę utrzymywania wysokiej jakości energii elektrycznej oraz elastycznej reakcji na sytuacje na rynku udział źródeł szczytowych i podszczytowych będzie rósł od 25 do 40% w okresie 2017-2035 (rys. 1).



Źródło. Rynek mocy, projekt rozwiązań funkcjonalnych, E. Kłosowski, PSE S.A. 04.07.2016

Rys. 1. Potrzeba pozyskania zdolności bilansowych [MW]

W nawiązaniu do tej prognozy zapotrzebowania na moc ze źródeł krajowych dokonano oszacowania bazowej prognozy produkcji brutto energii elektrycznej w kraju, względem której oceniane będą zmiany emisji CO₂, wynikające z różnorodnych założeń dotyczących sposobów realizacji tej produkcji.

Ponieważ nie jest celem niniejszej pracy prowadzenie badań ekonomicznych, dalszemu badaniu poddano pewien prawdopodobny scenariusz (SC1) zapotrzebowania na energię elektryczną do roku 2035, który powiązany jest z tradycyjnym modelem elektroenergetyki, z dominującymi źródłami centralnie dostarczającymi tę energię do odbiorców poprzez sieci elektroenergetyczne różnych napięć, wymagającymi odpowiednich poziomów mocy wytwórczych i rezerw. W scenariuszu tym przyjęto „naturalne” tempo modernizacji GN, a także poprawę efektywności w ramach KSE odpowiadającą aktualnie dostępnemu postępowi technologicznemu w tradycyjnych źródłach energii elektrycznej. Jest to scenariusz w znacznej mierze autarkiczny.

Drugim rozpatrywanym scenariuszem jest scenariusz (SC2), który zakłada taki sam poziom PKB i demografii jak w SC1, ale charakteryzuje się narastającą zdolnością wytwarzania energii elektrycznej w źródłach rozproszonych, przyłączonych do KSE na poziomach napięciowych jakościowo odpowiadającym poziomom napięciowym, na których identyfikowane jest główne dla nich zapotrzebowanie. Oczekuje się w nim szybszego (niż w SC1) rozwoju energetyki prosumenckiej oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła na poziomie gminnym i przemysłowym. Z powodu aktywnego uczestnictwa odbiorców w rynku energii elektrycznej w SC2 oczekiwana jest także rosnąca skłonność do poprawy efektywności (produktywności) użytkowania energii elektrycznej oraz aktywnego, dynamicznego reagowania na bieżącą sytuację w bilansach mocy w oparciu o techniki akumulacyjne i zarządzania mocą. Konsekwencją takich założeń jest:

1. Redukcja potrzeb wytwórczych na rynku źródeł wielkoskalowych:
 - a) O część pokrytą ze źródeł rozproszonych.
 - b) O zredukowane potrzeby pokrycia strat przesyłowych.

Straty sieciowe energii [za 5] obserwowane w sieci NN (400 i 220 kV) oraz WN (110 kV) wynoszą ok. 1,6%, w sieciach SN ok. 3,1%, a w sieciach nN (do 1 kV) ok. 5,7%. Energia przesyłana od źródeł do odbiorcy generuje straty kolejno na wszystkich poziomach napięciowych, przez które musi być przesyłana oraz straty transformacji między-napięciowej. Łączne straty energii w KSE wynoszą ok. 6,5%.

Straty mocy nie są jednak tożsame stratom energii, ponieważ zgodnie z prawami fizyki straty sieciowe powstają w drugiej potęgzie do przepływającego prądu oraz oporności przewodów (I^2R). Wartość przepływającego prądu zależy od napięcia, ale także od przesyłanej mocy. Stąd liniowy wzrost mocy przesyłanej powoduje wykładniczy wzrost strat mocy w procesie transportu. Ponadto prowadzi to do ogrzewania przewodów i dalszego wzrostu strat ze względu na zmiany oporności sieci z tym związane. Do dalszych obliczeń przyjęto, że na średni poziom strat 6,5% energii w KSE składać może się od 3% w dolinach zapotrzebowania do 12% chwilowych strat energii (mocy) w okresach bardzo wysokiego obciążenia sieci zimą oraz do 15% chwilowych strat energii w okresach bardzo wysokiego obciążenia sieci latem. Założone w tym scenariuszu narastające (masowe) rozpraszanie źródeł wytwarzania energii elektrycznej powoduje ograniczanie maksymalnych jej obciążeń

w pracy przesyłowej, a więc modyfikuje profil zapotrzebowania sieci na energię do ich pokrycia, redukując potrzeby bilansowe na rynku źródeł wielkoskalowych.

Do analizy emisyjności założono, że do roku 2035 moc źródeł rozproszonych przyłączonych do sieci nN i SN będzie wzrastać do 7000 MW (uwzględnia łącznie prosumentów, źródła gminne, mały przemysł i usługi). Dzięki możliwościom magazynowania od roku 2021 do 25% tej mocy będzie uczestniczyć w usługach bilansowania mocy w KSE (szczytowych). Niezależnie od aktywności produkcyjnej, ograniczenia długodystansowych potrzeb przesyłowych w KSE spowodują, że straty sieciowe mocy w szczytach będą ograniczane stopniowo z 15% do połowy tj. poziomu 7,5% w stosunku do całego zasobu mocy.

2. Zmiana poziomu i profili zapotrzebowania na moc. Konsekwencją aktywności wytwórczej na poziomie rozproszonym jest większa świadomość wartości energii elektrycznej w funkcji sytuacji bilansowej mocy. Założono, że powodować to będzie przyspieszanie inwestycji odbiorców w bardziej efektywne energetycznie sposoby osiągania własnych potrzeb oraz przesuwanie czasu realizacji niektórych czynności możliwych do zautomatyzowania w strefy, w których moc w KSE jest tania i dostępna (choćby po to, aby ją uwolnić do sprzedaży lokalnej w okresach wysokich cen). Przewiduje się też wykorzystanie lokalnie dostępnych magazynów energii, w tym akumulatorów dedykowanych transportowi.

Do analiz emisyjności założono, że stopniowo do roku 2035 ok. 10% zapotrzebowania maksymalnego na moc będzie przesuwane w czasie i realizowane w okresach niższego obciążenia KSE.

3. Zmiana struktury energii pierwotnej i emisyjności. Przewiduje się, że wzrastający poziom inteligencji użytkownika energii elektrycznej będzie stymulował wykorzystane różnych form OZE oraz energii odpadowej do wytwarzania energii elektrycznej. W szczególności będzie to lepiej korelowane z występowaniem przyczyn jej użytkowania (np. energia słoneczna w usłudze klimatyzacji).

Do analiz emisyjności przyjęto, że 50% (w trendzie rosnącym) w mocy źródeł rozproszonych przyłączonych do sieci nN i SN (jak w p. 2) będzie bezemisyjnych, 20% będzie bilansowo bezemisyjnych (biomasa), 20% (w trendzie malejącym) będzie użytkowało węgiel kamienny w technologiach EC, a pozostałe 10% będzie miało charakter rezerwowo-szczytowy i będzie wykorzystywać olej opałowy jako paliwo.

4. Przyjęto, że aktywny udział w rynkach energii i chęć uzyskania korzyści z handlu energią i mocą spowoduje stopniową poprawę efektywności elektroenergetycznej do 5% na koniec okresu.
5. Przyjęto, że stopień wykorzystania mocy wynosi dla urządzeń szczytowych 1000 godz./rok, a podstawowych 4000 godz./rok.

W konsekwencji SC2 charakteryzuje się zarówno niższym o do 5% do roku 2035 poziomem końcowego zapotrzebowania na energię elektryczną (podniesiona efektywność) jak i ograniczonym z ok. 6,5% do ok. 4,5% do roku 2035 zapotrzebowaniem na pokrycie strat przesyłowych (zwłaszcza w sieciach najniższych napięć). Przyjęto, że rozpraszanie źródeł generacji wpłynie szczególnie silnie na redukcję potrzeby dostaw mocy w strefach czasowych zapotrzebowania szczytowego i podszczytowego, ponieważ to wtedy ceny energii będą najwyższe i to wtedy warto użyć energii z własnych magazynów lub przesunąć czas realizacji wybranych potrzeb.

Ostatecznie łącznie oczekiwana produkcja brutto źródeł dostarczających energię przez sieci najwyższych (NN) i wysokich (WN) napięć, uczestniczących w obrocie na poziomie rynku hurtowego (RH) jest w SC2 mniejsza o 4,7%, 10,0%, 15,2% i 20,0% odpowiednio w 2020, 2025, 2030 i 2035 roku (zał. 1)².

Do wszystkich obliczeń scenariuszowych i wariantowych przyjęto następujące założenia związane ze sposobami wytwarzania energii elektrycznej, warunkujące poziom emisji CO₂:

1. Wskaźniki emisji CO₂ na podstawie wytycznych [8] do raportowania w 2017 roku na bazie statystyki za rok 2014 (tab. 1)

Tab. 1 Wskaźniki emisji CO₂ na podstawie wytycznych do raportowania w 2017 roku na bazie statystyki za rok 2014

Wyszczególnienie		Wartość opałowa	kg CO ₂ /GJ w paliwie	kg CO ₂ /MWh w paliwie
Elektrownie elektrociepłownie zawodowe	Węgiel kamienny [MJ/kg]	21,77	92,3	332,3
	Węgiel brunatny [MJ/kg]	8,12	110,8	398,8
Elektrociepłownie przemysłowe	Węgiel kamienny [MJ/kg]	22,81	94,7	340,9
Pozostałe wskaźniki	Gaz ziemny [MJ/m ³]	36,30	56,1	202,0
	Olej opałowy [MJ/kg]	40,40	77,4	278,6
	Drewno opałowe [MJ/kg]	15,60	112,0	403,2
	Biogaz [MJ/kg]	50,40	54,6	196,6

Źródło: Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2014 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2017, KOBiZE 2016

2. Średnie sprawności netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ich emisyjność, szacunki własne na podstawie literatury [6,7,9,10] (tab. 2).

Tab. 2. Średnia sprawność netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ich emisyjność

Źródło energii elektrycznej	Sprawność netto [%]	Emisyjność [kg/MWh] energii elektrycznej
Nowy blok klasy 1000 MW na węglu kamiennym	45,6	730
Nowy blok klasy 450 MW na węglu brunatnym	41,6	960
Pozostałe istniejące bloki na węglu kamiennym	38,5	860
Blok klasy 1000 MW na węglu brunatnym	45,2	880
Inne istniejące bloki na węglu brunatnym	38,8	1030
Blok parowo – gazowy klasy 600 MW	57,0	350

² Szczegółowe wyniki przeprowadzonych analiz zawierają załączniki.

Bloki gazowe	47,0	430
Elektrociepłownie na biomasę	65,0	620 (0) ³
Istniejące elektrociepłownie na węglu kamiennym	70,0	480
Istniejące elektrociepłownie gazowe	72,0	280
Modernizowany blok na węgiel kamienny klasy 200 MW, praca w podstawie	41,0	810
Modernizowany blok na węgiel kamienny klasy 200 MW , praca w szczycie	38,0	880
Elektrociepłownie przemysłowe	48,0	690
Elektrownia jądrowa	37,0	0
Import netto ⁴	98,0	0

- Modernizowane jednostki klasy 200 MW osiągną średnią początkowo sprawność 41% co wynika z założenia o równomiernym obciążeniu w pracy w podstawie. W okresie późniejszym nastąpi jej spadek do 38%, co jest konsekwencją przerywanej pracy w podszczytach i szczytach zapotrzebowania na moc.
- Źródła mocy rozproszonej w SC2 stanowią mix źródeł sterowalnych (biomasa, woda, różne gazy, węgiel, paliwa odpadowe) i o fluktuującym (słońce, wiatr) charakterze, przy założeniu rosnącej zdolności magazynowania energii elektrycznej w korelacji do rozwoju elektromobilności, a także przeznaczenie generowanej energii do celów grzewczych. Do oceny emisji CO₂ z tych źródeł przyjęto następującą strukturę: 50% bezemisyjne OZE, 20% biomasa bilansowo bezemisyjna, 20% węgiel i koks spalane głównie w elektrociepłowniach ze sprawnością 30% przypisaną do energii elektrycznej, 10% olej opałowy ze sprawnością 30%. Średni czas pracy dla ww. zbioru źródeł rozproszonych założono na poziomie 1000 godz./rok dla źródeł aktywnych w szczytach potrzeb systemowych (25% mocy) i 4000 h dla aktywnych w podstawie (75% mocy), średnio 3250 godz./rok. Wypadkowo emisyjność oszacowano na poziomie 148 kg CO₂/MWh produkcji netto.

Scenariusz 1. (centralny) wariant 1. (wiatr i słońce)

Przyjęto założenie o podtrzymaniu znaczenia węgla kamiennego przez budowę źródeł klasy 1000 MW mocy przy intensywnym rozwoju energetyki wiatrowej na morzu i solarnej na lądzie z perspektywą rozwoju energetyki jądrowej. Po roku 2025 nie podejmuje się inwestycji w duże źródła węglowe w oczekiwaniu na pierwszy blok jądrowy o mocy 1500 MW pod koniec okresu. Szczytowe potrzeby i rezerwy mocy pokrywane są ze źródeł gazowych i wymianą międzynarodową połączeniami o mocy do 4,2 GW (zał. 2).

W wariantcie 1. scenariusza 1. następuje względnie szybka redukcji emisyjności i systematyczna redukcja bezwzględnego poziomu emisji CO₂ związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej. **Łączna emisja w 15-leciu 2021-2035 wynosi ok. 1518 mln t CO₂.**

³ Do obliczeń przyjęto emisję zerową

⁴ Przyjęto założenia, że ewentualna emisja gazów cieplarnianych związanych z produkcją energii elektrycznej obciąża kraj dostawcy a nie kraj odbiorcy.

Średnia emisyjność KSE spada z poziomu ok. 813 kg CO₂/MWh w roku 2015 do ok. 448 kg CO₂/MWh w roku 2035.

Scenariusz 1. (centralny) wariant 2. (jądrowy)

Przyjęto założenie, że podtrzymanie znaczenia węgla kamiennego nastąpi przez konsekwentną modernizację istniejących bloków klasy 200+ jako technologii pomostowej do intensywnego rozwoju energetyki jądrowej. Pierwsze źródła jądrowe klasy 1000 MW pojawią się w początkowych latach 30-tych, oddawane do ruchu po dwa rocznie. Inwestycje w duże źródła węglowe zostaną zaniechane (poza znajdującymi się aktualnie w zaawansowanej fazie realizacji). Rozwój dużych fluktuujących źródeł OZE będzie wyhamowany. Potrzeby szczytowe i rezerwy mocy pokrywane będą z wyremontowanych źródeł węglowych klasy 200+, źródeł gazowych i wymianą międzynarodową połączeniami o mocy do 4,2 GW. W okresie późnych lat 20-tych istniejący majątek krajowy będzie silnie obciążony (zał. 3).

W wariantcie 2. scenariusza 1. redukcja emisyjności jest wolniejsza, a bezwzględny poziom emisji utrzymuje się na ustabilizowanym poziomie do czasu, gdy w bilansie energii elektrycznej pojawiają się źródła jądrowe. Wtedy spadek emisyjności przyspiesza, a bezwzględny poziom emisji zaczyna się obniżać. **Łączna emisja w 15-leciu 2021-2035 wynosi ok. 1681 mln t CO₂ i jest o ok. 163 mln t wyższa, niż w wariantcie 1. Średnia emisyjność KSE spada z poziomu ok. 813 kg CO₂/MWh w roku 2015 do ok. 397 kg CO₂/MWh w roku 2035. Na koniec badanego okresu emisyjność spada poniżej tej z wariantu 1, ale w pozostałych latach jest wyższa.**

Scenariusz 1. (centralny) wariant 3. (węglowy)

Przyjęto założenie, że źródła spalające węgiel utrzymają priorytet w decyzjach inwestycyjnych. Wiąże się to z przyjęciem hipotez badawczych o nowych inwestycjach w węglowe źródła wielkoskalowe klasy 1000 MW, wykorzystaniu modernizowanych źródeł klasy 200+, a także rozwojem generacji ze źródeł kogeneracyjnych, w części również w oparciu o węgiel. Zakłada się ponadto nieznaczny wzrost źródeł wykorzystujących biomasę oraz źródeł wiatrowych. Potrzeby szczytowe i rezerwy mocy pokrywane będą z wyremontowanych źródeł węglowych klasy 200+, źródeł gazowych i wymianą międzynarodową połączeniami o mocy do 4,2 GW (zał. 4).

W wariantcie 3. scenariusza 1. redukcja emisyjności jest najwolniejsza, a bezwzględny poziom emisji utrzymuje się na ustabilizowanym poziomie w całym badanym okresie. **Łączna emisja w 15-leciu 2021-2035 wynosi ok. 1789 mln t CO₂ i jest o ok. 271 mln t wyższa niż w wariantcie 1. oraz wyższa o ok. 108 mln t niż w wariantcie 2. Średnia emisyjność KSE spada z poziomu ok. 813 kg CO₂/MWh w roku 2015 do ok. 642 kg CO₂/MWh w roku 2035.**

Scenariusz 2. (zdecentralizowany) wariant 1. (wyczerpujący aktualnie dostępne zasoby węglowe)

Przyjęto założenie o dynamicznym rozwoju generacji zdecentralizowanej z wszystkimi (wcześniej omówionymi) konsekwencjami dla wielkości i kształtu (profile) popytu. W rynku hurtowym znaczącą rolę odgrywać będą bloki 200+ konsekwentnie modernizowane i pracujące do technicznego zużycia (bez kolejnych modernizacji), znaczenie mieć będą elektrociepłownie biomasowe, udział innych zawodowych, o dużej skali źródeł OZE współpracujących z KSE z wykorzystaniem sieci przesyłowych będzie niewielki (dalej OZE

centralne). W tym wariantcie istniejące bloki klasyczne pracują pod wysokim i narastającym obciążeniem. DSR i import stanowią główne źródła rezerwowe. Dla bilansu mocy szczególne ryzyko stanowią awarie największych, aktualnie budowanych, bloków klasy 1000 MW, jak również utrata mocy źródeł ciepłych w wyniku pogorszonych warunków chłodzenia. OZE o fluktuującej dyspozycyjności nie jest obciążone takim ryzykiem. (zał. 5).

W wariantcie 1. scenariusza 2. redukcja emisyjności jest jakościowo porównywalna do wariantu 1. scenariusza 1. **Bezwzględny poziom emisji systematycznie maleje w całym badanym okresie. Łączna emisja w 15-leciu 2021-2035 wynosi ok. 1540 mln t CO₂. Średnia emisyjność KSE spada z poziomu ok. 813 kg CO₂/MWh w roku 2015 do ok. 588 kg CO₂/MWh w roku 2035.**

Scenariusz 2. (zdecentralizowany) wariant 2. (z importem)

Przyjęto założenie o dynamicznym rozwoju generacji zdecentralizowanej z wszystkimi (wcześniej omówionymi) konsekwencjami dla wielkości i kształtu (profile) popytu. Podobnie jak w wariantcie 1. w rynku hurtowym znaczącą rolę odgrywać będą bloki 200+ modernizowane, elektrociepłownie biomasowe, i w niewielkiej skali OZE centralne współpracujące z KSE z wykorzystaniem sieci przesyłowych. Natomiast praca źródeł węglowych z upływem czasu stopniowo substytuowana będzie importem (w tym w szczególności uzupełnienie bilansu mocy po zakończeniu pracy źródeł zmodernizowanych w początkowej części badanego okresu). Import, obok DSR, jest również głównym źródłem mocy szczytowych. W tym wariantcie bloki klasyczne są umiarkowanie obciążone – powinny posiadać odpowiednio podwyższoną elastyczność pracy. W tym wariantcie import energii elektrycznej substytuuje pośrednio część importu gazu ziemnego przez uniknięcie jego zużycia do pracy krajowych źródeł gazowych (zał. 6).

W wariantcie 2. scenariusza 2. redukcja emisyjności jest znacząco głębsza niż w wariantcie 1. scenariusza 2. **Bezwzględny poziom emisji maleje szybciej w całym badanym okresie. Łączna emisja w 15-leciu 2021-2035 wynosi ok. 1321 mln t CO₂. Średnia emisyjność KSE spada z poziomu ok. 813 kg CO₂/MWh w roku 2015 do ok. 415 kg CO₂/MWh w roku 2035.**

Scenariusz 2. (zdecentralizowany) wariant 3. (wiatr i słońce)

Przyjęto założenie o dynamicznym rozwoju generacji zdecentralizowanej z wszystkimi (wcześniej omówionymi) konsekwencjami dla poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną i jego zmienności w czasie (profilu). Podobnie jak w wariantcie 1. i 2. w rynku hurtowym znaczącą rolę odgrywać będą bloki 200+ modernizowane oraz elektrociepłownie biomasowe. Natomiast rola importu będzie ograniczona przez rosnący udział OZE centralnych (przy zachowaniu tej samej co w wariantcie 2. mocy połączeń międzynarodowych). Te źródła OZE będą ograniczać także pracę źródeł węglowych (w tym bilansując KSE po wycofaniu zmodernizowanych i pracujących w początkowym okresie źródeł węglowych). W tym wariantcie bloki klasyczne są umiarkowanie obciążone, ważnym byłoby aby posiadały zdolność do możliwie elastycznej zmiany obciążeń. Import, obok DSR, jest również głównym źródłem mocy szczytowych (zał. 7).

W wariancie 3. średnia redukcja emisyjności jest największa spośród wszystkich rozpatrywanych wariantów scenariusza 2., a na koniec okresu jest porównywalna (nieco wyższa) z wariantem jądrowym scenariusza 1. **Łączna emisja w 15-leciu 2021-2035 wynosi ok. 1269 mln t CO₂. Średnia emisyjność KSE spada z poziomu ok. 813 kg CO₂/MWh w roku 2015 do ok. 415 kg CO₂/MWh w roku 2035.**

Porównanie scenariuszy

Porównanie scenariuszy i w ramach nich poszczególnych wariantów wyraźnie pokazuje, że najbardziej korzystne rozwiązania z punktu widzenia ograniczenia emisji CO₂ prezentują dwa warianty w ramach scenariusza zdecentralizowanego tzn. „wiatr i słońce” oraz „importowy”. Najmniej korzystne są warianty w ramach scenariusza scentralizowanego tzn. „węglowy” i „jądrowy”, przy czym „jądrowy” ze względu na odległe w czasie uruchomienie źródeł jądrowych. Wartości pośrednie osiągalne są w wariantach „wiatr i słońce” w ramach scenariusza scentralizowanego i „wyczerpywania dostępnych zasobów węgla” w ramach scenariusza zdecentralizowanego (zał. 8). **Łączna emisja CO₂ w latach 2021-2035 w wariancie najkorzystniejszym (zdecentralizowanym o dużym udziale odnawialnych zasobów energii) jest o 29% niższa niż w wariancie zcentralizowanym (o dużym udziale węgla) o największej emisji. Oznacza to, że średniorocznie emisja byłaby niższa o 16,9 mln ton CO₂, co stanowi ponad 10% emisji w roku 2015 z sektora [11].**

Bardzo istotnym czynnikiem wpływającym zarówno na zapotrzebowanie na energię jak i moc (profil) elektryczną jest sposób rozwoju gospodarki narodowej (GN), reprezentowany różnymi scenariuszami. W tym kontekście wariantowa struktura źródeł energii elektrycznej ma znaczenie wtórne. Dlatego zaprezentowano jakościowo siłę wpływu sposobu rozwoju GN na emisję CO₂, uśredniając analizowane wcześniej szczegółowe przypadki struktur bilansowania KSE w wyniku polityki wprowadzania mechanizmów rynku mocy (zał. 9).

Analiza uśrednionych wyników scenariuszowych wskazuje na:

1. Znacznie niższy (ok. 17%) łączny w latach 2021-2035 uśredniony poziom emisji CO₂ związany z realizacją rozwoju gospodarczo-społecznego wg scenariusza 2., przy czym największe różnice sięgające ok. 21-23% występują po roku 2028.
2. Ograniczanie różnic emisyjności pomiędzy scenariuszami pod koniec badanego okresu, gdyby do ruchu weszły duże moce źródeł odnawialnych i/lub jądrowych w realizacji scenariusza 1.

Podsumowanie

1. Ze względu na brak zweryfikowanej (obejmującej chociażby zadania stawiane przed planowanym rynkiem mocy czy też wpływ na KSE rozwoju elektromobilności) całościowej polityki energetycznej państwa, przedstawione analizy mogą być traktowane jedynie jakościowo.

2. Poziom emisji CO₂ będzie zależał istotnie od poziomu i czasowej charakterystyki (profilu zmienności) zapotrzebowania na energię elektryczną tak długo, jak długo istotny udział w strukturze źródeł KSE będą zajmować źródła oparte o procesy spalania paliw kopalnych.
3. Poziom emisji CO₂ w wyniku wprowadzenia planowanego rynku mocy zależęć będzie w szczególności od jego wpływu na strukturę majątku wytwórczego pracującego przez długie okresy tj. na zaspokojenie podstawowych potrzeb KSE. Wpływ struktury źródeł pracujących dla zbilansowania zmiennych potrzeb mocy KSE będzie względnie mniejszy ze względu na krótkie czasy pracy tych źródeł.
4. **Szczególnie niekorzystne (z punktu widzenia emisji CO₂) jest wykorzystanie mechanizmów rynku mocy do budowy nowych źródeł węglowych z przeznaczeniem do pracy w podstawie potrzeb KSE, przy jednoczesnym wykorzystaniu starych (zmodernizowanych) źródeł węglowych do bilansowania potrzeb zmiennych (podszczytowych lub kompensujących utratę mocy z innych źródeł).**
5. Wymuszeniem do pozyskania zdolności bilansowania zmiennych potrzeb mocy, poza zmiennością zapotrzebowania, są w szczególności źródła o dużej, skoncentrowanej mocy (klasy 1000 MW), zorganizowane w duże zespoły - elektrownie (o sumarycznej mocy rzędu 4-5 GW) oraz generalnie w okresach letnich energetyka oparta o obiegi cieplne wymagająca zdolności chłodzenia, a także energetyka wiatrowa i solarna.
6. **Decentralizacja KSE, przy wykorzystaniu ICT i automatyzacji oraz odpowiedniej regulacji prawnej z dużym prawdopodobieństwem pozwala na pozyskanie znaczących korzyści w procesie bilansowania KSE przez uruchomienie aktywności prosumenckiej tj. wykorzystanie licznych możliwości generacji oraz kształtowania popytu (wolumen i profil), a także synergii z innymi procesami gospodarczymi, takimi jak elektromobilność, ogrzewanie czy też zagospodarowanie odpadów.**
7. Import stanowi atrakcyjne źródło bilansowania zmiennego zapotrzebowania na moc elektryczną w KSE. Ze względu na ceny import jest silnie konkurencyjny względem wielkoskalowych źródeł krajowych na rynku energii elektrycznej i prowadzi do ich marginalizacji. Import jest istotnie mniej konkurencyjny w stosunku do krajowych źródeł rozproszonych.

Literatura

1. *Ustawa o rynku mocy, rządowy (Ministerstwo Energii) projekt ustawy z dn. 30.11.2016*
2. *Uzasadnienie rządowego projektu Ustawy o rynku mocy z dn. 30.11.2016*
3. *Ocena Sutrów Regulacji do rządowego projektu Ustawy o rynku mocy z dn. 30.11.2016*
4. *Rynek mocy, projekt rozwiązań funkcjonalnych, E. Kłosowski, PSE S.A. 04.07.2016*
5. *Analiza statystyczna strat energii elektrycznej w KSE w ostatnim piętnastoletciu, Niewiedział i Niewiedział, WSKM, Konin, 2016*
6. *Technologie wytwarzania energii elektrycznej dla polskiej elektroenergetyki, Bolesław Zaporowski, Polityka Energetyczna, Tom 18, Zeszyt 4, 2015*
7. *Przyszłościowe technologie wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, Bolesław Zaporowski, Politechnika Poznańska, 2015*
8. *Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2014 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2017, KOBiZE 2016*
9. *Technology Roadmap, IEA, 2012*
10. *Zagregowane dane dotyczące przewidywanych kierunków rozwoju zrównoważonego i technologii zero emisyjnych – raport zbiorczy. Katowice, GIG 2009*
11. http://cdr.eionet.europa.eu/pl/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envwrahza/POL_2017_2015_080_52017_113429.xlsx/manage_document



Załączniki

ZAŁĄCZNIK 1

łącznie oczekiwana produkcja brutto źródeł dostarczających energię przez sieci najwyższych (NN) i wysokich (WN) napięć

SC1 = Scenariusz 1 (założenia własne)				SC2 = Scenariusz 2 (założenia własne)						
Rok	Prognoza produkcji brutto energii [TWh]	Prognoza produkcji netto energii [TWh]	Prognoza strat sieciowych [TWh]	Moce rozproszone z akumulacją [MW]	Redukcja szczytów przez zachowania odbiorców [%]	Redukcja podstawy przez inwestycje odbiorców [%]	Popyt na przesył [TWh]	Prognoza strat sieciowych [TWh]	Prognoza produkcji na RH netto energii [TWh]	Prognoza produkcji na RH brutto energii [TWh]
2017	164	150	9,8	300	0%	0,0%	139	9,1	149	162
2018	166	152	9,9	672	0,6%	0,3%	140	8,9	148	162
2019	168	154	10,0	1044	1,1%	0,6%	140	8,8	148	162
2020	170	156	10,1	1417	1,7%	0,8%	140	8,6	148	162
2021	172	158	10,3	1789	2,2%	1,1%	140	8,5	149	162
2022	174	160	10,4	2161	2,8%	1,4%	140	8,3	149	162
2023	176	161	10,5	2533	3,3%	1,7%	141	8,2	149	162
2024	178	163	10,6	2906	3,9%	1,9%	141	8,1	149	162
2025	180	165	10,7	3278	4,4%	2,2%	141	7,9	149	162
2026	182	167	10,9	3650	5,0%	2,5%	142	7,8	149	162
2027	184	169	11,0	4022	5,6%	2,8%	142	7,6	149	161
2028	186	171	11,1	4394	6,1%	3,1%	142	7,5	150	162
2029	188	172	11,2	4767	6,7%	3,3%	142	7,3	150	162
2030	190	174	11,3	5139	7,2%	3,6%	143	7,2	150	161
2031	192	176	11,4	5511	7,8%	3,9%	143	7,0	150	161
2032	194	178	11,6	5883	8,3%	4,2%	143	6,9	150	161
2033	196	180	11,7	6256	8,9%	4,4%	143	6,7	150	160
2034	198	182	11,8	6628	9,4%	4,7%	143	6,6	150	160
2035	200	183	11,9	7000	10%	5,0%	144	6,5	150	160

ZAŁĄCZNIK 2

Wypadkowy wskaźnik emisyjności w scenariuszu 1 - centralnym wariant 1 – wiatr i słońce

Rok	Założone ubytki i przyrosty mocy [GW]								Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]
	Bloki 1000 WK	Blok 450 WB	Istniejące elektrownie WK	Istniejące elektrownie WB	Bloki parowo- gazowe	Bloki gazowe	Elektrownia jądrowa	Elektrownie wiatrowe i solarne		
2021	3,8	0,45	-5,3	-2,0	1,55	0	0	3,3	115,7	732
2022	3,8	0,45	-5,6	-2,3	1,55	0	0	4,5	115,0	720
2023	3,8	0,45	-6,0	-2,6	2,15	0	0	6,1	112,6	697
2024	4,8	0,45	-6,5	-2,8	2,75	0	0	7,6	109,8	671
2025	4,8	0,45	-7,0	-3,0	2,75	0	0	9,1	107,4	656
2026	4,8	0,45	-7,5	-3,4	2,75	0,2	0	10,7	106,6	638
2027	5,8	0,45	-8,5	-4,4	2,75	0,4	0	12,2	104,2	617
2028	6,8	0,45	-9,5	-4,9	2,75	0,6	0	13,7	102,4	600
2029	6,8	0,45	-10,0	-5,8	2,75	0,8	0	15,3	99,4	576
2030	7,8	0,45	-11,0	-6,3	3,35	1,0	0	16,8	95,6	547
2031	7,8	0,45	-11,8	-6,6	3,35	1,2	0	18,3	93,3	530
2032	7,8	0,45	-12,1	-6,7	3,35	1,4	0	19,8	92,3	519
2033	7,8	0,45	-12,5	-7,0	3,35	1,6	0	21,3	91,4	508
2034	7,8	0,45	-13,0	-7,2	3,35	1,8	0	22,8	90,4	497
2035	7,8	0,45	-13,4	-7,5	3,35	2,0	1,5	24,3	82,1	448

ZAŁĄCZNIK 3

Wypadkowy wskaźnik emisyjności w scenariuszu 1 - centralnym wariant 2 – jądrowy

Rok	Założone ubytki i przyrosty mocy [GW]									Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]
	Blok 1000 WK	Blok 450 WB	Istniejące elektrownie WK	Istniejące elektrownie WB	Bloki parowo - gazowe	Blok gazowy	Bloki modernizo- wane WK	EJ	Elektrownie wiatrowe i solarne		
2021	3,8	0,45	-5,3	-2,0	1,55	0	4,3	0	1,5	116,9	740
2022	3,8	0,45	-5,6	-2,3	1,55	0	4,8	0	1,8	118,2	740
2023	3,8	0,45	-6,0	-2,6	1,55	0	5,5	0	2,1	119,2	737
2024	3,8	0,45	-6,5	-2,8	1,55	0	6,1	0	2,4	120,1	736
2025	3,8	0,45	-7,0	-3,0	1,55	0	6,7	0	2,7	120,8	731
2026	3,8	0,45	-7,5	-3,4	1,55	0,2	7,7	0	3,0	120,1	720
2027	3,8	0,45	-8,5	-4,4	1,55	0,4	8,7	0	3,3	120,4	713
2028	3,8	0,45	-9,5	-4,9	1,55	0,6	9,6	0	3,6	121,4	712
2029	3,8	0,45	-10,0	-5,8	1,55	0,8	10,7	0	3,9	121,3	703
2030	3,8	0,45	-11,0	-6,3	1,55	1,0	11,6	0	4,2	121,4	697
2031	3,8	0,45	-11,8	-6,6	1,55	1,2	10,7	0	4,5	118,8	674
2032	3,8	0,45	-12,1	-6,7	1,55	1,4	9,7	2,0	4,8	109,	618
2033	3,8	0,45	-12,5	-7,0	1,55	1,6	8,7	4,0	5,1	96,9	539
2034	3,8	0,45	-13,0	-7,2	1,55	1,8	7,7	6,0	5,4	83,4	460
2035	3,8	0,45	-13,4	-7,5	1,55	2,0	6,7	8,0	5,7	72,7	397

ZAŁĄCZNIK 4

Wypadkowy wskaźnik emisyjności w scenariuszu 1 - centralnym wariant 3 – węglowy

Rok	Założone ubytki i przyrosty mocy [GW]										Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]
	Blok 1000 WK	Blok 450 WB	Istniejące elektrownie WK	Istniejące elektrownie WB	Bloki parowo- gazowe	Blok gazowy	EC biomasowe	EC WK	Bloki modernizo- wane WK	Elektrownie wiatrowe i solarne		
2021	3,8	0,45	-5,3	-2,0	1,55	0	0	0	4,3	1,5	117,0	740
2022	3,8	0,45	-5,6	-2,3	1,55	0	0	0	4,8	1,6	118,6	743
2023	3,8	0,45	-6,0	-2,6	1,55	0	0,1	0,2	5,5	1,7	119,5	740
2024	3,8	0,45	-6,5	-2,8	1,55	0	0,2	0,4	6,1	1,8	120,4	736
2025	3,8	0,45	-7,0	-3,0	1,55	0	0,3	0,6	6,7	1,9	121,0	733
2026	4,8	0,45	-7,5	-3,4	1,55	0,2	0,3	0,6	7,7	2,0	120,5	721
2027	4,8	0,45	-8,5	-4,4	1,55	0,4	0,4	0,8	8,7	2,1	119,7	709
2028	5,8	0,45	-9,5	-4,9	1,55	0,6	0,4	0,8	9,6	2,2	119,0	696
2029	5,8	0,45	-10,0	-5,8	1,55	0,8	0,6	1,0	10,7	2,3	119,5	693
2030	6,8	0,45	-11,0	-6,3	1,55	1,0	0,6	1,0	11,6	2,4	120,6	692
2031	6,8	0,45	-11,8	-6,6	1,55	1,2	0,8	1,2	10,7	2,5	117,8	668
2032	7,8	0,45	-12,1	-6,7	1,55	1,4	0,8	1,2	9,7	2,6	120,1	676
2033	7,8	0,45	-12,5	-7,0	1,55	1,6	1,0	1,4	8,7	2,7	119,7	665
2034	7,8	0,45	-13,0	-7,2	1,55	1,8	1,0	1,4	7,7	2,8	117,6	647
2035	8,8	0,45	-13,4	-7,5	1,55	2,0	1,2	1,6	6,7	2,9	118,1	642

ZAŁĄCZNIK 5

Wypadkowy wskaźnik emisyjności w scenariuszu 2 – zdecentralizowany wariant 1 – wyczerpujący aktualne dostępne zasoby węglowe

Rok	Założone ubytki i przyrosty mocy [GW]											Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]
	Blok 1000 WK	Blok 450 WB	Istniejące elektrownie WK	Istniejące elektrownie WB	Bloki parowozowe	Blok gazowy	EC biomasowe	Bloki modernizowane WK	Elektrownie wiatrowe i solarne	Dodatkowe źródła rozproszone pracujące w szczycie	Dodatkowe źródła rozproszone pracujące w podstawie		
2021	3,8	0,45	-5,3	-2,0	1,55	0	0	4,3	1,5	0,2	1,6	109,6	735
2022	3,8	0,45	-5,6	-2,3	1,55	0	0	4,8	0,2	0,3	1,9	109,7	735
2023	3,8	0,45	-6,0	-2,6	1,55	0	0,1	5,5	0,2	0,4	2,2	108,9	730
2024	3,8	0,45	-6,5	-2,8	1,55	0	0,2	6,1	0,2	0,5	2,4	108,2	725
2025	3,8	0,45	-7,0	-3,0	1,55	0	0,3	6,7	0,2	0,6	2,7	107,6	721
2026	3,8	0,45	-7,5	-3,4	1,55	0,2	0,4	7,7	0,2	0,7	3,0	106,6	714
2027	3,8	0,45	-8,5	-4,4	1,55	0,4	0,5	8,9	0,2	0,7	3,3	104,8	701
2028	3,8	0,45	-9,5	-4,9	1,55	0,6	0,6	9,6	0,2	0,8	3,6	104,2	694
2029	3,8	0,45	-10,0	-5,8	1,55	0,8	0,7	10,7	0,2	0,9	3,8	102,6	682
2030	3,8	0,45	-11,0	-6,3	1,55	1,0	0,8	11,6	0,2	1,0	4,1	101,9	677
2031	3,8	0,45	-11,8	-6,6	1,55	1,2	0,9	10,7	0,2	1,1	4,4	100,9	672
2032	3,8	0,45	-12,1	-6,7	1,55	1,4	1,0	9,7	0,4	1,2	4,7	98,5	655
2033	3,8	0,45	-12,5	-7,0	1,55	1,6	1,3	8,7	0,4	1,3	5,0	95,3	634
2034	3,8	0,45	-13,0	-7,2	1,55	1,8	1,6	7,7	0,4	1,4	5,2	92,5	615
2035	3,8	0,45	-13,4	-7,5	1,55	2,0	1,7	6,7	0,4	1,5	5,5	88,6	588

ZAŁĄCZNIK 6

Wypadkowy wskaźnik emisyjności w scenariuszu 2 – zdecentralizowany wariant 2 - z importem

Rok	Założone ubytki i przyrosty mocy [GW]											Import netto	Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]
	Blok 1000 WK	Blok 450 WB	Istniejące elektro-wanie WK	Istniejące elektro-wnie WB	Bloki parowo-gazowe	Blok gazowy	EC bioma-sowe	Bloki modernizo-wane WK	Elektro-wnie wiatro-we i solarne	Dodatko-we źródła rozprosz-one pracują-ce w szczycie	Dodatko-we źródła rozprosz-one pracują-ce w podsta-wie			
2021	3,8	0,45	-5,3	-2,0	1,55	0	0	4,3	1,5	0,2	1,6	1,0	107,7	721
2022	3,8	0,45	-5,6	-2,3	1,55	0	0	4,8	0,2	0,3	1,9	2,0	105,6	708
2023	3,8	0,45	-6,0	-2,6	1,55	0	0,1	5,5	0,2	0,4	2,2	3,0	102,7	689
2024	3,8	0,45	-6,5	-2,8	1,55	0	0,2	6,1	0,2	0,5	2,4	4,0	100,1	671
2025	3,8	0,45	-7,0	-3,0	1,55	0	0,3	6,7	0,2	0,6	2,7	5,0	97,3	652
2026	3,8	0,45	-7,5	-3,4	1,55	0,2	0,4	7,7	0,2	0,7	3,0	6,0	94,1	631
2027	3,8	0,45	-8,5	-4,4	1,55	0,4	0,5	8,7	0,2	0,7	3,3	7,0	91,0	610
2028	3,8	0,45	-9,5	-4,9	1,55	0,6	0,6	9,6	0,2	0,8	3,6	8,0	89,4	595
2029	3,8	0,45	-10,0	-5,8	1,55	0,8	0,7	10,7	0,2	0,9	3,8	9,0	86,1	573
2030	3,8	0,45	-11,0	-6,3	1,55	1,0	0,8	11,6	0,2	1,0	4,1	10,0	83,9	559
2031	3,8	0,45	-11,8	-6,6	1,55	1,2	0,9	10,7	0,2	1,1	4,4	11,0	83,3	555
2032	3,8	0,45	-12,1	-6,7	1,55	1,4	1,0	9,7	0,4	1,2	4,7	11,0	79,6	529
2033	3,8	0,45	-12,5	-7,0	1,55	1,6	1,3	8,7	0,4	1,3	5,0	11,0	71,4	475
2034	3,8	0,45	-13,0	-7,2	1,55	1,8	1,6	7,7	0,4	1,4	5,2	11,0	66,4	443
2035	3,8	0,45	-13,4	-7,5	1,55	2,0	1,7	6,7	0,4	1,5	5,5	11,0	62,3	415

ZAŁĄCZNIK 7

Wypadkowy wskaźnik emisyjności w scenariuszu 2 – zdecentralizowany wariant 3 – wiatr i słońce

Rok	Założone ubytki i przyrosty mocy [GW]												Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]
	Blok 1000 WK	Blok 450 WB	Istnie- jące elek- trow- nie WK	Istnie- jące elek- trow- nie WB	Bloki paro- wo- gazo- we	Blok gazowy	EC biomas owe	Bloki moderni- zowane WK	Elektro- wnie wiatro- we i solarne	Dodat- kowe źródła rozpro- szone pracu- jące w szczyście	Dodat- kowe źródła rozpro- szone pracu- jące w podsta- wie	Import netto		
2021	3,8	0,45	-5,3	-2,0	1,55	0	0	4,3	1,5	0,2	1,6	1	107,7	722
2022	3,8	0,45	-5,6	-2,3	1,55	0	0	4,8	2,0	0,3	1,9	2	105,6	708
2023	3,8	0,45	-6,0	-2,6	1,55	0	0,1	5,5	2,5	0,4	2,2	3	102,7	688
2024	3,8	0,45	-6,5	-2,8	1,55	0	0,2	6,1	3,0	0,5	2,4	4	98,7	662
2025	3,8	0,45	-7,0	-3,0	1,55	0	0,3	6,7	3,5	0,6	2,7	5	92,9	622
2026	3,8	0,45	-7,5	-3,4	1,55	0,2	0,4	7,7	4,0	0,7	3,0	6	88,9	596
2027	3,8	0,45	-8,5	-4,4	1,55	0,4	0,5	8,7	4,5	0,7	3,3	7	84,4	566
2028	3,8	0,45	-9,5	-4,9	1,55	0,6	0,6	9,6	5,0	0,8	3,6	8	83,0	553
2029	3,8	0,45	-10,0	-5,8	1,55	0,8	0,7	10,7	5,5	0,9	3,8	9	80,0	533
2030	3,8	0,45	-11,0	-6,3	1,55	1,0	0,8	11,6	6,0	1,0	4,1	10	77,4	516
2031	3,8	0,45	-11,8	-6,6	1,55	1,2	0,9	10,7	6,5	1,1	4,4	11	73,9	492
2032	3,8	0,45	-12,1	-6,7	1,55	1,4	1,0	9,7	7,0	1,2	4,7	11	72,3	481
2033	3,8	0,45	-12,5	-7,0	1,55	1,6	1,3	8,7	7,5	1,3	5,0	11	70,6	470
2034	3,8	0,45	-13,0	-7,2	1,55	1,8	1,6	7,7	8,0	1,4	5,2	11	68,1	453
2035	3,8	0,45	-13,4	-7,5	1,55	2,0	1,7	6,7	8,5	1,5	5,5	11	62,4	415

ZAŁĄCZNIK 8

Wypadkowy wskaźnik emisyjności – porównanie scenariuszy i wariantów

Rok	S1 W1		S1 W2		S1 W3		S2 W1		S2 W2		S2 W3	
	(wiatr i słońce)		(jądrowy)		(węglowy)		(wyczerpujący zasoby węglowe)		(import)		(wiatr i słońce)	
	Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]
2021	115,7	732	116,9	740	117,0	740	109,6	735	107,7	721	107,7	722
2022	115,0	720	118,2	740	118,6	743	109,7	735	105,6	708	105,6	708
2023	112,6	697	119,2	737	119,5	740	108,9	730	102,7	689	102,7	688
2024	109,8	671	120,1	736	120,4	736	108,2	725	100,1	671	98,7	662
2025	107,4	656	120,8	731	121,0	733	107,6	721	97,3	652	92,9	622
2026	106,6	638	120,1	720	120,5	721	106,6	714	94,1	631	88,9	596
2027	104,2	617	120,4	713	119,7	709	104,8	701	91,0	610	84,4	566
2028	102,4	600	121,4	712	119,0	696	104,2	694	89,4	595	83,0	553
2029	99,4	576	121,3	703	119,5	693	102,6	682	86,1	573	80,0	533
2030	95,6	547	121,4	697	120,6	692	101,9	677	83,9	559	77,4	516
2031	93,3	530	118,8	674	117,8	668	100,9	672	83,3	555	73,9	492
2032	92,3	519	109,0	618	120,1	676	98,5	655	79,6	529	72,3	481
2033	91,4	508	96,9	539	119,7	665	95,3	634	71,4	475	70,6	470
2034	90,4	497	83,4	460	117,6	647	92,5	615	66,4	443	68,1	453
2035	82,1	448	72,7	397	118,1	642	88,6	588	62,3	415	62,4	415
Suma 2021-2035	1518,2	X	1680,6	X	1789,1	X	1539,9	X	1320,9	X	1268,6	X

ZAŁĄCZNIK 9

Wypadkowy wskaźnik emisyjności – wartości uśrednione

Rok	Scenariusz 1 uśredniony		Scenariusz 2 uśredniony		Różnice między uśrednionymi scenariuszami			
	Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	Bezwzględna= S1-S2		Względna= (S1-S2)/S1	
					Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	Emisja CO ₂ [%]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [%]
2015	122,3	812	122,3	812	0,0	0	0,0%	0,0%
2021	116,5	737	108,3	726	8,2	11	7,0%	1,5%
2022	117,3	734	107,0	717	10,3	17	8,8%	2,4%
2023	117,1	725	104,8	702	12,3	22	10,5%	3,1%
2024	116,8	714	102,3	686	14,4	28	12,4%	4,0%
2025	116,4	707	99,3	665	17,1	42	14,7%	5,9%
2026	115,7	693	96,5	647	19,2	46	16,6%	6,6%
2027	114,8	680	93,4	626	21,4	54	18,6%	7,9%
2028	114,3	669	92,2	614	22,1	55	19,3%	8,3%
2029	113,4	657	89,6	596	23,8	61	21,0%	9,3%
2030	112,5	645	87,7	584	24,8	61	22,0%	9,5%
2031	110,0	624	86,0	573	23,9	51	21,8%	8,2%
2032	107,1	604	83,5	555	23,7	49	22,1%	8,2%
2033	102,7	571	79,1	526	23,6	44	23,0%	7,8%
2034	97,1	535	75,7	504	21,5	31	22,1%	5,8%
2035	91,0	496	71,1	473	19,9	23	21,8%	4,6%
Suma 2021-2035	1662,6	X	1376,5	X	286,2	X	17,2%	X