



Centrum Analiz  
Klimatyczno-Energetycznych

# SCENARIUSZE NISKOEMISYJNEGO SEKTORA ENERGII W POLSCE I UE W PERSPEKTYWIE ROKU 2050

## #PODSUMOWANIE

Autorzy:

Igor Tatarewicz, Michał Lewarski, Sławomir Skwierz

# LIFEClimateCAKEPL



Warszawa, Październik 2019 r.



## AUTORZY I PRAWA AUTORSKIE

**Igor Tatarewicz, Michał Lewarski, Sławomir Skwierz**

Raport przygotowany pod redakcją Roberta Jeszke.

Autorzy dziękują Pawłowi Mzykowi, Anecie Tylce, Maciejowi Cyglerowi, Marcie Rostaniec, Izabeli Tobiasz, Janowi Witajewskiemu-Baltvilks, Eugeniuszowi Smolowi, Przemysławowi Sikorze, Sebastianowi Lizakowi oraz Maciejowi Pyrcze za cenny wkład i uwagi do Raportu.

Copyright © 2019 Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy (IOŚ-PIB). Wszelkie prawa zastrzeżone. Udzielono licencji na rzecz Unii Europejskiej (pod określonymi warunkami).

Dokument ten został przygotowany w Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE) utworzonym w Krajowym Ośrodku Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), który jest częścią Instytutu Ochrony Środowiska - Państwowego Instytutu Badawczego (IOŚ-PIB).

Niniejszy dokument został przygotowany w ramach projektu: "System dostarczania i wymiany informacji w celu strategicznego wspierania wdrażania polityki klimatyczno-energetycznej (LIFE Climate CAKE PL)" - LIFE16 GIC/PL/000031 – LIFE Climate CAKE PL.

Prosimy o przesyłanie uwag, pytań lub komentarzy do dokumentu na adres: [cake@kobize.pl](mailto:cake@kobize.pl)

Dokument został ukończony w październiku 2019 roku.

Niniejszy dokument zawiera jedynie podstawowe wyniki przeprowadzonej analizy i jest wyciągiem z pełnego Raportu „Scenarios of low-emission Energy sector for Poland and the EU until 2050” dostępnego na stronie: <http://climatecake.pl/>.

**Zastrzeżenie:** Ustalenia, interpretacje i wnioski wyrażone w tym dokumencie są ustaleniami autorów, a niekoniecznie organizacji, z którą autorzy są powiązani. Niniejszy dokument jest rozpowszechniany w nadziei, że będzie przydatny, ale IOŚ-PIB nie ponosi odpowiedzialności za jakiegokolwiek szkody powstałe w wyniku korzystania z jego treści.

### KONTAKT:

**Adres:** Chmielna 132/134, 00-805 Warszawa  
**WWW:** [www.climatecake.pl](http://www.climatecake.pl)  
**E-mail:** [cake@kobize.pl](mailto:cake@kobize.pl)  
**Tel.:** +48 22 56 96 570  
**Twitter:** @climate\_cake



Projekt " System dostarczania i wymiany informacji w celu strategicznego wspierania wdrażania polityki klimatyczno-energetycznej" - LIFE16 GIC/PL/000031 (LIFE Climate CAKE PL) jest współfinansowany z programu UE LIFE i współfinansowany ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.



## Spis treści

Najważniejsze wnioski .....	4
1. Wprowadzenie i założenia .....	5
2. Opis scenariuszy analitycznych.....	5
3. Wyniki dla poszczególnych scenariuszy i wnioski .....	6
4. Inne wnioski.....	10

## Najważniejsze wnioski:

- ❖ Całkowita redukcja emisji CO<sub>2</sub> sektorze energii w Polsce w latach 2015-2050 osiąga **34%** dla scenariusza bez wymuszonych redukcji (scen. REF), **78%** w scenariuszu wymuszonych redukcji (scen. BAU), **96%** w scenariuszu z głęboką redukcją emisji (scen. DEEP), oraz **97%** w scenariuszu z głęboką redukcją emisji bez możliwości budowy nowych elektrowni jądrowych w UE (scen. DEEPNN). Natomiast dla UE zakres różnic osiąganey redukcji między scenariuszami jest zdecydowanie mniejszy od **58%** do **95%**. Wynika to z ze znacznej redukcji osiąganey w UE już w wypadku kontynuacji bieżącej polityki klimatyczno-energetycznej.
- ❖ Wyniki analiz pokazują, że już w scenariuszu REF w skali całej UE następuje bardzo istotny spadek emisji CO<sub>2</sub> (o blisko 50%) do 2030 r. przy czym w późniejszym okresie tempo dalszej redukcji w tym scenariuszu wyraźnie spada. Spadek tego tempa sugeruje, że największy potencjał redukcji zostaje wykorzystany poprzez wymuszone wycofanie węgla a dalsze redukcje są efektem głównie rosnących cen uprawnień do emisji oraz założeń dotyczących wymaganego udziału OZE w miksie energetycznym.
- ❖ **Redukcje emisji są łatwiejsze do osiągnięcia w wytwarzaniu energii elektrycznej niż w przypadku ciepła sieciowego.** Może to prowadzić do zastępowania w przyszłości ciepła sieciowego źródłami indywidualnymi – ogrzewaniem elektrycznym oraz pompami ciepła – wówczas następuje „przesunięcie” emisji do sektora wytwarzania energii elektrycznej, lub np. kotłami gazowymi – wtedy może dochodzić do swego rodzaju „ucieczki” emisji spod systemu EU ETS.
- ❖ **Znaczący wzrost średnich kosztów wytwarzania w Polsce występuje we wszystkich scenariuszach.** Wzrost o ponad **40%** w stosunku do poziomu z roku bazowego, występuje już w scenariuszu REF. W scenariuszach wymuszonych redukcji wzrost średniego kosztu wytwarzania w stosunku do kosztu z roku bazowego jest jeszcze wyższy i wynosi ok. **60%** w BAU, **75%** w DEEP i ok. **100%** w DEEPNN.
- ❖ Scenariusze głębokich redukcji prowadzą do bardzo wysokich kosztów redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Wykorzystanie węgla w energetyce staje się nieopłacalne już w scenariuszu BAU a w scenariuszach DEEP i DEEPNN, pod koniec analizowanego okresu, nawet źródła gazowe przestają być opcją uzasadnioną ekonomicznie (pomijając ich rolę regulacyjną i rezerwową).
- ❖ **W scenariuszach wymuszonych głębokich redukcji emisji bardzo istotną rolę w zmniejszaniu kosztów redukcji emisji w UE pełnią jednostki jądrowe.** W przypadku braku możliwości budowy elektrowni jądrowych (scen. DEEPNN) w Polsce następuje dalsze zwiększenie wykorzystania źródeł OZE, w tym morskich farm wiatrowych i biogazu a także bloków gazowo-parowych wyposażonych w CCS. Zwiększa się również uzależnienie od energii elektrycznej z importu.

## 1. Wprowadzenie i założenia

1. Model liniowy optymalizujący pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło sieciowe w UE28 o nazwie MEESA<sup>1</sup> jest jednym z narzędzi wykorzystywanych i rozwijanych w ramach projektu LIFE Climate CAKE PL przez KOBiZE – część IOŚ-PIB specjalizujący się w bilansowaniu emisji zanieczyszczeń. Narzędzie analityczne zostało zaprojektowane w celu szczegółowej analizy roli istniejących i przyszłych technologii energetycznych w osiągnięciu celów, jakie wyznacza sektorowi energii polityka klimatyczno-energetyczna UE. Model, obejmujący 28 krajów UE oraz Szwajcarię i Norwegię, minimalizuje łączne zdyskontowane koszty pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło sieciowe w całym okresie analizy obejmującym lata 2015-2055. MEESA wykorzystuje do tego ponad 50 technologii, z jakich może korzystać w każdej z 18 stref obciążenia rozpatrywanych dla każdego roku analizy.
2. Obecne i przyszłe zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło sieciowe<sup>2</sup> pokrywane jest w oparciu o obecną strukturę mocy i generacji w roku bazowym 2015<sup>3,4,5</sup>, aktualne projekcje kosztów paliw i emisji CO<sub>2</sub><sup>6</sup>, technologiczno-ekonomiczne założenia dotyczące rozwoju jednostek wytwórczych i ich zmianę w czasie<sup>7</sup>, potencjały rozwoju technologii OZE<sup>2,4,8,9</sup> oraz deklaracji dotyczących rozwoju, jego braku, bądź zaprzestania wykorzystywania określonego źródła energii<sup>2,4,10,11</sup>.

## 2. Opis scenariuszy analitycznych

3. W oparciu o wyżej wymienione założenia oraz założenie utrzymania polityki ukierunkowanej na systematyczne zmniejszanie emisji CO<sub>2</sub> i wzrost udziału OZE (do poziomu minimum 50% zapotrzebowania na energię elektryczną w każdym z analizowanych krajów do 2050 roku), przeprowadzono analizę 4 scenariuszy niskoemisyjnego sektora energii elektrycznej i ciepła sieciowego UE:
  - **REF – Reference** – żaden dodatkowy cel redukcji emisji CO<sub>2</sub> nie jest nałożony. Redukcja emisji o około 60% w 2050 r. względem 2015 roku jest osiągnięta na skutek zadeklarowanych wycofań poszczególnych krajów z użycia węgla, wzrostu udziału OZE oraz pod presją założonych cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.
  - **BAU - Business As Usual** - cel 80% redukcji emisji CO<sub>2</sub> w 2050 roku względem 2015. Pozostałe założenia spójne ze scenariuszem Reference.
  - **DEEP - Deep Energy Emission Reduction Programme** - cel 95% redukcji emisji CO<sub>2</sub> w 2050 roku względem 2015 (ponad 96 % redukcji względem poziomu w 1990 – spójnie z Energy Roadmap 2050 dla sektora energii). Pozostałe założenia spójne ze scenariuszem Reference.
  - **DEEPNN - Deep Energy Emission Reduction Programme with No new Nuclear reactors** – w scenariuszu tym wszystkie założenia są spójne ze scenariuszem

DEEP, za wyjątkiem braku możliwości budowy nowych elektrowni jądrowych. Jedynie bloki obecnie funkcjonujące lub będące na końcowym etapie budowy mogą funkcjonować do końca założonego dla nich czasu eksploatacji.

### 3. Wyniki dla poszczególnych scenariuszy i wnioski

4. Poniżej zaprezentowano kluczowe wyniki obliczeń modelem MEESA dla Polski, dla czterech analizowanych scenariuszy – w tym wielkości emisji CO<sub>2</sub>, strukturę wytwarzania energii elektrycznej, nakłady inwestycyjne oraz średnie koszty wytwarzania pod koniec analizowanego okresu obliczeniowego.

**Tabela 1. Emisje CO<sub>2</sub> w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego dla UE i Polski dla poszczególnych scenariuszy.**

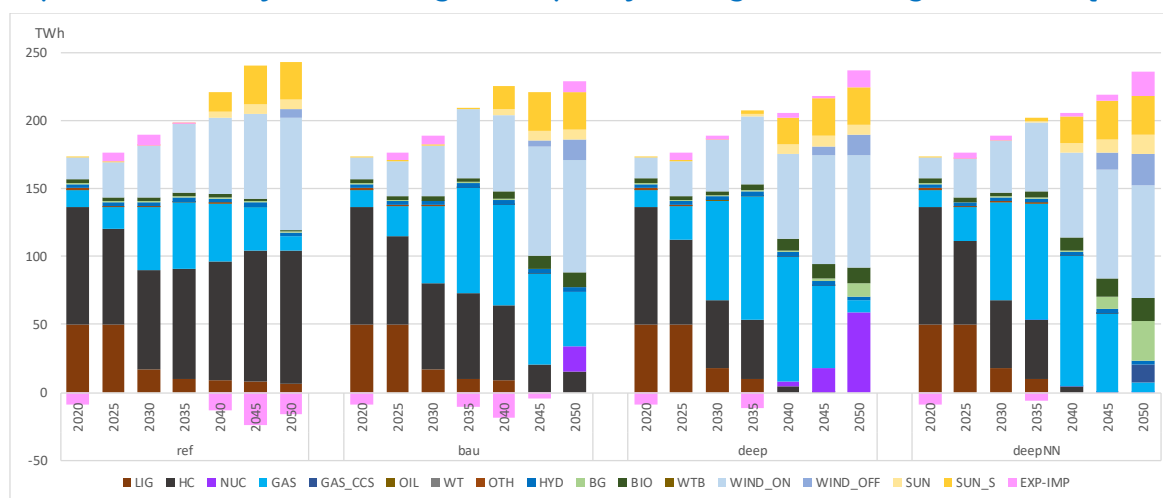
				2015	2030	2040	2050	
UE	REF	emisja	mln t CO <sub>2</sub>	1165	615	522	489	
		redukcja	%		47	55	58	
	BAU	emisja	mln t CO <sub>2</sub>	1165	611	488	233	
		redukcja	%		48	58	80	
	DEEP	emisja	mln t CO <sub>2</sub>	1165	603	374	58	
		redukcja	%		48	68	95	
	DEEPNN	emisja	mln t CO <sub>2</sub>	1165	602	374	58	
		redukcja	%		48	68	95	
	POL	REF	emisja	mln t CO <sub>2</sub>	152	118	110	101
			redukcja	%		22	28	34
BAU		emisja	mln t CO <sub>2</sub>	152	113	94	34	
		redukcja	%		26	38	78	
DEEP		emisja	mln t CO <sub>2</sub>	152	110	49	6	
		redukcja	%		28	68	96	
DEEPNN		emisja	mln t CO <sub>2</sub>	152	109	50	5	
		redukcja	%		28	67	97	

Źródło: Prezentacja własna CAKE/KOBIZE

5. Wyniki analiz pokazują, że już w scenariuszu referencyjnym w skali całej UE następuje bardzo istotny spadek emisji CO<sub>2</sub> (o blisko 50%) do 2030 r. przy czym w późniejszym okresie tempo dalszej redukcji w tym scenariuszu wyraźnie spada. Wskazuje to na fakt, że głównym czynnikiem wpływającym na spadek emisji są plany poszczególnych członków UE odnośnie wycofania się z wykorzystania paliw węglowych w energetyce. **Spadek tempa redukcji emisji po 2030 r. w scenariuszu REF sugeruje także, że największy potencjał redukcji zostaje wykorzystany poprzez wymuszone wycofanie węgla a dalsze redukcje są efektem głównie rosnących cen uprawnień do emisji oraz założeń dotyczących wymaganego udziału OZE w miksie energetycznym.**

6. Relatywnie wysokie tempo ograniczania emisji w początkowym okresie w scenariuszu REF powoduje, że wyniki wszystkich scenariuszy do 2030 r. są bardzo zbliżone (założone polityki wycofania węgla na podstawie deklaracji poszczególnych krajów są jednakowe we wszystkich scenariuszach). Większe różnice zaczynają się pojawiać po 2040 r. gdy następuje ponowne przyspieszenie wysiłku redukcyjnego w scenariuszach zakładających 80% (BAU) i 95% (DEEP, DEEPNN) redukcji do 2050 r. w skali UE.
7. **Nieco inaczej wygląda scenariusz referencyjny dla Polski, co wynika z faktu, że Polska nie deklaruje wycofania jednostek węglowych.** W scenariuszu REF emisje dla Polski do 2030 r. spadają o nieco ponad 20% głównie wskutek poprawy efektywności (rośnie udział nowych bloków w wytwarzaniu i elektrociepłowni) oraz rozwoju źródeł odnawialnych. **Do 2050 r. w scenariuszu REF Polska osiąga niecałe 35% redukcji emisji czyli procentowo znacznie mniej niż UE jako całość (blisko 60% redukcji), pomimo założenia rosnących cen uprawnień do emisji do 2050 r. (ok. 35 euro/tCO<sub>2</sub> w 2040 r. i 47 euro/tCO<sub>2</sub> w 2050 r.)**
8. **Z kolei w scenariuszach wymuszonych dodatkowych redukcji w skali UE (scen. BAU, DEEP, DEEPNN) w Polsce następuje bardzo znacząca procentowa redukcja emisji, na poziomie zbliżonym lub nawet nieco przekraczającym średnią unijną.** Wydaje się to naturalne o tyle, że w Polsce ze względu na duży udział węgla w wytwarzaniu potencjał redukcji jest znaczny (należy pamiętać, że model MEESA znajduje rozwiązanie optymalne dla całego rynku UE a nie dla poszczególnych krajów). **Scenariusze głębokich redukcji prowadzą do bardzo wysokich marginalnych kosztów emisji CO<sub>2</sub> co sprawia, że wykorzystanie węgla w energetyce staje się nieopłacalne już w scenariuszu BAU a w scenariuszach DEEP i DEEPNN, pod koniec analizowanego okresu, nawet źródła gazowe przestają być opcją uzasadnioną ekonomicznie (pomijając ich rolę regulacyjną i rezerwową).** Dobrze obrazuje to wykres 1.

Wykres 1. Produkcja netto energii elektrycznej według źródeł energii dla Polski [TWh].



Źródło: Prezentacja własna CAKE/KOBiZE

9. **We wszystkich scenariuszach dla Polski następuje szybkie zmniejszanie wykorzystania węgla brunatnego w latach 2025-2030.** Ma to związek z rosnącymi cenami CO<sub>2</sub>, rozwojem farm wiatrowych, dostępnością energii z importu. W scenariuszu REF w dłuższej perspektywie utrzymane jest tylko wytwarzanie z nowych bloków na węglu brunatnym, węgiel kamienny utrzymuje się dłużej, ale także głównie w nowych jednostkach, natomiast wzrost wykorzystania węgla kamiennego po 2030 r. dotyczy elektrociepłowni. We wszystkich scenariuszach zakładających dalsze ograniczenia emisji, węgiel kamienny jest stopniowo wycofywany, a nowe jednostki nie są budowane.
10. **We wszystkich scenariuszach dynamicznie rozwijają się farmy wiatrowe,** ale trzeba zaznaczyć, że rozwój farm wiatrowych na lądzie w świetle przepisów ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 654, 1524) byłby znacznie skromniejszy. Znacząco **rośnie także wykorzystanie źródeł fotowoltaicznych** - przede wszystkim instalacji dachowych, małej skali. **Rozwój wytwarzania energii elektrycznej z biomasy jest ograniczony,** gdyż to paliwo wykorzystywane jest przede wszystkim na potrzeby wytwarzania ciepła sieciowego.
11. **W scenariuszach wymuszonych głębokich redukcji emisji bardzo istotną rolę pełnią jednostki jądrowe.** W modelu uruchamiane są one relatywnie późno, po 2040 r., gdyż do tego momentu do osiągnięcia wymaganych redukcji wystarczająca jest generacja z OZE w połączeniu z jednostkami gazowymi. Dodatkowo zimną rezerwę systemu stanowią istniejące jednostki węglowe. Jednak przy założeniu mniej optymistycznego tempa budowy kolejnych bloków pierwszy blok jądrowy należałoby uruchomić z pewnością przed 2040 r. (obecne wyniki nie biorą pod uwagę potencjalnych opóźnień).
12. W przypadku braku możliwości budowy elektrowni jądrowych (**scen. DEEPNN**) następuje dalsze **zwiększenie wykorzystania źródeł OZE, w tym morskich farm wiatrowych i biogazu a także bloków gazowo-parowych wyposażonych w CCS.** Zwiększa się również **uzależnienie od energii elektrycznej z importu.**
13. W scenariuszach głębokich redukcji emisji gaz ziemny pełni rolę paliwa przejściowego pomiędzy źródłami węglowymi a technologiami zeroemisyjnymi. Ale trzeba zaznaczyć, że we wszystkich scenariuszach, pomimo małego udziału w wytwarzaniu, źródła gazowe pozostają istotnym elementem systemu ze względu na bezpieczeństwo dostaw energii i rezerwowanie jednostek OZE a udział jednostek gazowych w mocy zainstalowanej jest znaczący.
14. **We wszystkich scenariuszach wymuszonych redukcji import energii elektrycznej przez Polskę przewyższa eksport.**



**Tabela 2. Łączne nakłady inwestycyjne\* w latach 2021-2050 na nowe moce w Polsce.**

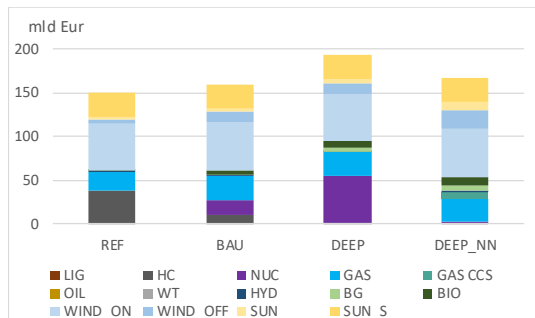
	REF	BAU	DEEP	DEEPNN
<b>Nakłady inwestycyjne [mld euro]</b>	153	169	206	179

\*nakłady obejmują nowe jednostki wytwórcze w tym elektrownie, elektrociepłownie, źródła odnawialne a także ciepłownie. Powyższe liczby nie uwzględniają kosztów modernizacji istniejących jednostek ani kosztów rozbudowy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

Źródło: Prezentacja własna CAKE/KOBiZE

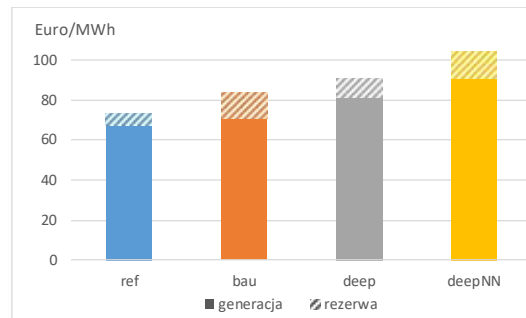
15. Nakłady inwestycyjne na nowe moce wytwórcze są znacząco wyższe dla scenariuszy wymuszonych redukcji emisji. **W przypadku scenariusza DEEP nakłady inwestycyjne są o prawie 35% wyższe niż w scenariuszu referencyjnym. Nieco niższy jest przyrost nakładów w scenariuszu DEEPNN (ok. 17% wyższe niż w scen. REF), gdyż scenariusz ten nie przewiduje inwestycji w kapitałochłonne źródła jądrowe.**
16. Porównując skalę nakładów inwestycyjnych w poszczególnych scenariuszach trzeba pamiętać, że już w scenariuszu referencyjnym ponoszone są bardzo znaczne nakłady na rozwój źródeł odnawialnych, co jest wynikiem z jednej strony rosnących znacząco (już w scen. REF) cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> jak również celów dotyczących udziału OZE w przyszłym miksie energetycznym. Dodatkowym czynnikiem, który zmniejsza różnice między scenariuszami jest fakt, że duża część pracujących obecnie jednostek wytwórczych zbliża się do technicznego czasu życia i sektor będzie na przestrzeni najbliższych dwóch dekad wymagał znacznych inwestycji i modernizacji, niezależnie od wymogów polityki klimatyczno-energetycznej. Można to postrzegać jako szansę na podjęcie racjonalnych działań inwestycyjnych uwzględniających z jednej strony uwarunkowania krajowe jak i długofalowe cele polityki UE.
17. Analizując strukturę nakładów inwestycyjnych (wykres 2. poniżej) widać, że we wszystkich scenariuszach przeważają nakłady na źródła odnawialne. W scenariuszu DEEP istotną część stanowią nakłady na bloki jądrowe i dlatego ten scenariusz jest inwestycyjnie najkosztowniejszy – ale trzeba pamiętać, że jednostki jądrowe będą pracowały przez kolejnych 50 lat stabilizując koszty wytwarzania w systemie (wykres 3).

**Wykres 2. Łączne nakłady inwestycyjne w latach 2021-2050 na nowe moce\* dla Polski**



\*bez ciepłowni

**Wykres 3. Średni koszt wytwarzania w roku 2050\* dla Polski.**



\*średnia z lat 2048-2052, bez małej fotowoltaiki

Źródło: Prezentacja własna CAKE/KOBiZE

18. Średnie koszty wytwarzania energii w Polsce rosną najszybciej w scenariuszach głębokiej redukcji emisji. **W perspektywie 2050 r. w porównaniu do scenariusza REF, koszty wytwarzania w scenariuszu DEEP będą o blisko 25% wyższe, natomiast w scenariuszu DEEPNN o ponad 40% wyższe.**
19. Należy zaznaczyć, że znaczący wzrost średnich kosztów wytwarzania, o ponad 40% w stosunku do poziomu z roku bazowego, występuje już w scenariuszu REF. W scenariuszach wymuszonych redukcji wzrost średniego kosztu wytwarzania w stosunku do kosztu z roku bazowego jest oczywiście jeszcze wyższy i wynosi ok. 60% w BAU, 75% w DEEP i ok. 100% w DEEPNN.
20. Fakt, że największy wzrost kosztów występuje w scenariuszu DEEPNN, pokazuje istotną rolę elektrowni jądrowych w wypełnieniu celu redukcyjnego i łagodzeniu wzrostu kosztów wytwarzania.

## 4. Inne wnioski

21. Oprócz wymienionych wyżej aspektów rozwoju struktury wytwarzania i kosztów warto wspomnieć o kilku dodatkowych obserwacjach i wnioskach na podstawie przeprowadzonych analiz:

- Przy założonym tempie spadku kosztów w większości krajów źródła OZE rozwijają się dynamicznie już w scenariuszu referencyjnym.
- W scenariuszach głębokich redukcji koszty marginalne redukcji rosną bardzo szybko w latach 2045-2050 osiągając bardzo wysoki poziom, ale w kolejnych latach stabilizują się a nawet stopniowo zmniejszają, przy założeniu, że cele redukcyjne nie są dalej pogłębiane.

- Do 2035 r. głównym czynnikiem prowadzącym do redukcji emisji w skali UE są polityki krajowe związane z wycofywaniem paliw węglowych z mixu, oraz założenia dotyczące rozwoju OZE. Bezpośrednie koszty związane z nabywaniem uprawnień do emisji mają mniejsze znaczenie (choć w istocie będą wpływały na decyzje inwestycyjne także w krajach, które nie deklarują wycofania z węgla).
- **Redukcje emisji są łatwiejsze do osiągnięcia w wytwarzaniu energii elektrycznej niż w przypadku ciepła sieciowego. Może to prowadzić do zastępowania w przyszłości ciepła sieciowego źródłami indywidualnymi – ogrzewaniem elektrycznym oraz pompami ciepła – wówczas następuje „przesunięcie” emisji do sektora wytwarzania energii elektrycznej, lub np. kotłami gazowymi – wtedy może dochodzić do swego rodzaju „ucieczki” emisji spod systemu EU ETS.**
- Rola wymiany transgranicznej rośnie w miarę zwiększania ambicji redukcyjnych – przy czym największa jest w scenariuszu DEEP, ze względu na nierównomierne rozłożenie elektrowni jądrowych w UE. **Kraje o dużym wytwarzaniu z elektrowni jądrowych i/lub znaczącym potencjale OZE będą eksporterami energii, podczas gdy kraje, które rezygnują z energii jądrowej lub mają niedostateczne zasoby źródeł odnawialnych – będą importować znaczną część potrzebnej energii.**

---

<sup>1</sup> Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S. (2019). The MEESA model documentation. National Centre for Emissions Management (KOBiZE), Institute of Environmental Protection – National Research Institute (IOS-PIB), Warsaw.

<sup>2</sup> European Commission, Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for Mobility and Transport (2016). EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050. Brussels.

<sup>3</sup> European Commission. EUROSTAT Database. Luxembourg, <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>

<sup>4</sup> ENTSO-E (2018). Ten Year Network Development Plan 2018. Brussels.

<sup>5</sup> IEA. OECD.Stat. Paris, <https://stats.oecd.org>

<sup>6</sup> IEA (2017a). “World Energy Outlook”, annual. Paris, <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2017>.  
[Current Policies Scenario](#)

<sup>7</sup> Tractebel, E3Modelling, Ecofys (2018). Technology pathways in decarbonisation scenarios. July 2018

<sup>8</sup> Elbersen, B., Startisky, I., Hengeveld, G., Schelhaas, M.J, Naeff, H., Böttcher, H. (2012). Atlas of EU biomass potentials. Spatially detailed and quantified overview of EU biomass potential taking into account the main criteria determining biomass availability from different sources. February 2012.

<sup>9</sup> Ruiz, P., Sgobbi, A., Nijs, W., Thiel, C., Longa, F.D., Kober, T., Elbersen, B., Hengeveld G. (2015). The JRC-EU-TIMES model. Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries. Luxembourg.

<sup>10</sup> European Commission. Brussels, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/governance-energy-union/national-energy-climate-plans>

<sup>11</sup> World Nuclear Association. London, <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx>