

Marcin PLUTA*, Artur WYRWA**, Tomasz MIROWSKI**, Janusz ZYŚK*

Wyniki wstępnych badań nad długookresowym rozwojem krajowego systemu wytwarzania energii elektrycznej w Polsce

STRESZCZENIE. W artykule przedstawiono wyniki wstępnych badań nad długookresowym rozwojem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w Polsce. W szczególności zbadano wpływ cen uprawnień do emisji CO₂ (EUA) wynikających z dwóch scenariuszy Energetycznej Mapy Drogowej 2050 na zmiany w strukturze mocy wytwórczych oraz produkcji w KSE. Głównym narzędziem analitycznym wykorzystanym w pracy był generator modeli systemów energetycznych – TIMES. W artykule zaprezentowano zbudowany i wykorzystany do analizy referencyjny model krajowego systemu wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Przedstawiono podstawowe założenia obliczeniowe obejmujące prognozy:

- ⇨ cen i podaży nośników energii pierwotnej,
- ⇨ cen uprawnień do emisji CO₂,
- ⇨ zapotrzebowania na energię elektryczną oraz
- ⇨ parametrów techniczno-ekonomicznych stosowanych technologii energetycznych.

Otrzymane wyniki wskazują na istotne zmiany w strukturze paliwowej i technologicznej KSE do roku 2050 spowodowane polityką dekarbonizacyjną. Zmiany te pogłębia wzrost ceny EUA. Znacząco wzrosła rola źródeł niskoemisyjnych:

- ⇨ odnawialnych, głównie elektrowni wiatrowych i elektrociepłowni opalanych biomasą,
- ⇨ elektrowni jądrowych,
- ⇨ elektrowni opalanych węglem brunatnym wyposażonych w technologie CCS.

SŁOWA KLUCZOWE: krajowy system elektroenergetyczny, modelowanie matematyczne, badanie długookresowe, prognoza do 2050

* Mgr inż., ** Dr inż. – AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego, Kraków; e-mail: mirowski@agh.edu.pl

Wprowadzenie

W ostatnich latach analiza systemów energetycznych skupia coraz większą uwagę naukowców i decydentów. Dzieje się tak dlatego, że możliwość łatwego dostępu do usług energetycznych jest kluczowym elementem dla rozwoju gospodarczego krajów. Z drugiej strony coraz bardziej istotny wpływ na rozwój systemów energetycznych mają pojawiające się zagrożenia związane z ich oddziaływaniem na otoczenie. Można tu wymienić zagrożenia globalne związane ze zmianami klimatycznymi czy wyczerpywaniem się kopalnych nośników energii, jak również regionalne i lokalne zagrożenia związane z negatywnym oddziaływaniem zanieczyszczeń na zdrowie ludzkie i środowisko. Proces planowania rozwoju krajowego systemu energetycznego może być wsparty narzędziami analitycznymi, jakimi są modele energetyczne. Ma to szczególne znaczenie dla krajów takich jak Polska, w których konieczne staje się przestawienie gospodarki na ścieżkę niskoemisyjną. W ostatnich latach szereg instytucji prowadziło badania nad rozwojem krajowego systemu elektroenergetycznego. Przegląd ww. badań oraz otrzymanych wyników zamieszczony jest w (Bukowski, Śniegocki 2010). Zaledwie kilka z przeprowadzonych prac poświęcone było badaniom długookresowym. Należy również wspomnieć o pracach prowadzonych na szczeblu unijnym nad opracowaniem długoterminowej strategii energetycznej, której podwaliny zostały zawarte w „Energetycznej Mapie Drogowej 2050” opublikowanej w 2011 roku (Energy... 2011).

1. Cel i zakres badań

Głównym celem badań prezentowanych w niniejszej pracy było podjęcie próby określenia możliwych zmian w strukturze mocy wytwórczych oraz produkcji w krajowym systemie elektroenergetycznym w perspektywie długoterminowej. W szczególności zbadano wpływ ceny uprawnień do emisji CO₂ w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (ETS) wynikających z dwóch scenariuszy Energetycznej Mapy Drogowej 2050. Głównym narzędziem analitycznym wykorzystanym w pracy był generator modeli systemów energetycznych – TIMES. Analiza została przeprowadzona dla horyzontu czasowego 2008–2050 z pięcioletnim krokiem czasowym.

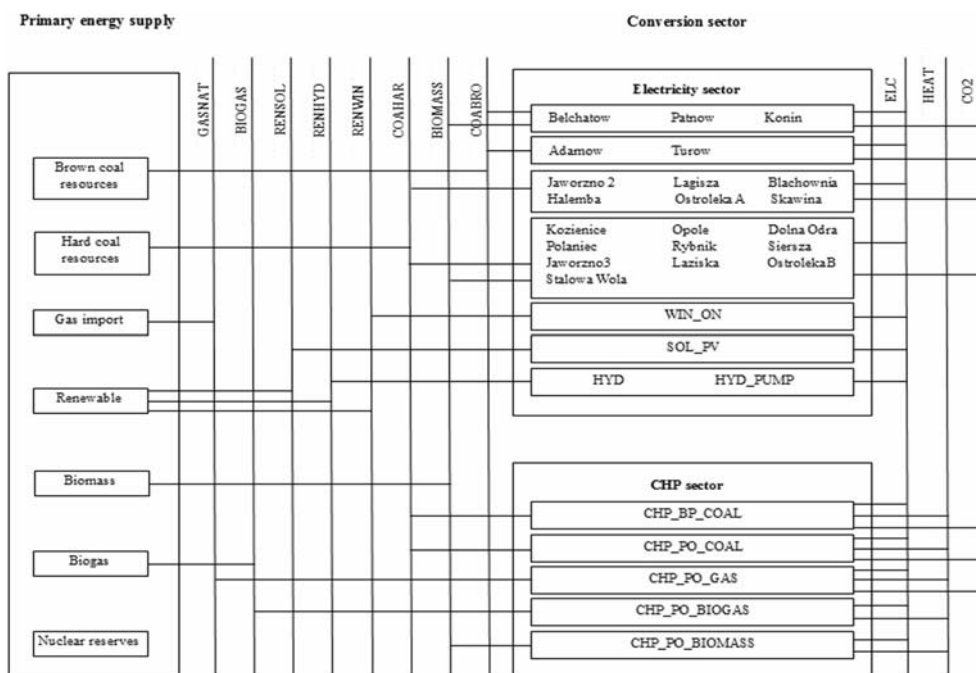
2. Opis metodyki badań

TIMES (zintegrowany system MARKAL-EFOM, zwany dalej modelem) jest generatorem modeli systemów energetycznych opracowanym w ramach porozumienia wdrożeniowego Międzynarodowej Agencji Energetycznej. TIMES znalazł zastosowanie w wielu projektach, jako narzędzie służące do analizy systemów energetycznych w różnej skali

przestrzennej (od lokalnych do globalnych) i czasowej. Właśnie tak szerokie zastosowanie modelu TIMES oraz dobrze opisana oraz weryfikowalna metodyka stanowi niewątpliwie jego wielką zaletę (Loulou i in. 2005). TIMES jest modelem równowagi cząstkowej. W warunkach konkurencji doskonałej w modelu ustala się równowaga rynkowa, tzn. model wyznacza przepływy energii i materiałów, jak również ich ceny w taki sposób, że dostawcy wytwarzają dokładnie ilości, które konsumenci są gotowi kupić. Wskazane optymalne rozwiązanie pozwala na zaspokojenie potrzeb na usługi energetyczne, maksymalizując całkowitą nadwyżkę netto (tj. suma nadwyżek producentów i konsumentów). Budowa TIMES'a oparta jest na dynamicznym programowaniu liniowym. Model pozwala na elastyczny podział roku na okresy czasowe. Możliwe jest uwzględnienie różnego typu ograniczeń np. środowiskowych, zasobowych, technicznych i politycznych. Cechy te są spójne z metodyką przedstawioną w pracy (Kamiński 2011).

3. Struktura wykorzystanego modelu

W pracy wykorzystano model krajowego systemu energetycznego, który rozwijany jest w środowisku TIMES na Wydziale Energetyki i Paliw AGH od 2010 r. Struktura części



Rys. 1. Struktura modelu elektroenergetyki
Źródło: opracowanie własne

Fig. 1. The structure of the Energy model

modelu obejmująca elektroenergetykę (istniejące obiekty) przedstawiona jest na rysunku 1. W skład struktury wchodzi: technologie (reprezentujące procesy przemian energetycznych) oraz dobra (ogół środków produkcji, materiałów, energii, zanieczyszczeń itp.). Ważnym elementem są przepływy lub strumienie dóbr, które generowane są dla zbudowanego systemu (Suwała 2011).

W modelowanym Referencyjnym Systemie Energetycznym uwzględniono istniejące elektrownie zawodowe o łącznej mocy brutto około 25 GWe. Są to głównie elektrownie na węgiel kamienny oraz brunatny. W niektórych węgiel współpalany jest z biomasą. Każda z elektrowni rozpatrywana jest w modelu oddzielnie. Istniejące elektrociepłownie zostały zagregowane w kilku kategoriach według zużywanego paliwa oraz typu zainstalowanej turbiny (tj. kondensacyjna lub przeciwprężna). Ich łączna moc elektryczna w roku bazowym wyniosła ponad 7 GWe. Ponadto uwzględniono technologie wykorzystujące odnawialne źródła energii, takie jak: ogniwa fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe oraz elektrownie wodne i szczytowo-pompowe. Całkowita moc elektryczna tych technologii w roku bazowym wyniosła około 2,6 GWe (Pluta i in. 2011). Uwzględniono planowane inwestycje w nowe moce m.in. w Pątnowie, Łagiszy oraz Bełchatowie jak również dane dotyczące likwidacji starych jednostek wytwórczych. Model może stosować również nowe technologie energetyczne, które scharakteryzowane są w dalszej części artykułu.

4. Prognoza cen paliw

Prognozy cen paliw mają duży wpływ na konkurencyjność technologii wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W pracy wykorzystano prognozę cen głównych nośników energii, tj. ropy naftowej, węgla kamiennego oraz gazu ziemnego na rynkach europejskich przedstawioną w (Energy... 2011). Przyjęto, że cena tych nośników na rynku krajowym

TABELA 1. Prognoza cen paliw przeliczonych na cenę energii zawartej w paliwie [EUR'08/GJ]

TABLE 1. Forecast of fuel prices expressed in price of energy content of fuels [EUR'08/GJ]

Paliwo/rok	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Ropa naftowa	10,9	9,5	9,0	9,8	11,3	11,8	12,3	12,9	13,3	14,1
Gaz ziemny	7,1	5,9	5,5	6,9	8,2	8,6	9,1	9,6	10,2	10,9
Węgiel kamienny	3,3	2,6	2,8	3,2	3,7	3,7	3,9	3,7	3,7	3,8
Węgiel brunatny	1,6	1,6	1,6	1,6	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Paliwo uranowe	0,68	0,68	0,68	0,74	0,74	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Biomasa*	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0

* Na podstawie cen w pracy: Energy... 2011; Jeleń, Cała, red. 2012

będzie na podobnym poziomie. Ceny węgla brunatnego oraz koszty paliwa uranowego przyjęto według (Aktualizacja... 2011). Prognozę uzupełniono o projekt cen pozostałych paliw wykorzystanych w modelowaniu (tab. 1).

Przewiduje się, że cena nośników importowanych do Polski wzrośnie w rozpatrywanym horyzoncie czasowym. W przypadku ropy naftowej cena w roku 2050 osiągnie wartość około 14 EUR'08/GJ. Cena gazu ziemnego podąży w ślad za ceną ropy naftowej, osiągając w 2050 r. cenę 10,9 EUR'08/GJ. Cena węgla kamiennego początkowo wzrośnie, osiągając wartość 3,7 EUR'08/GJ, po czym nastąpi jej stabilizacja.

5. Prognozy podaży nośników energii pierwotnej

W badaniu przyjęto wariant podaży węgla kamiennego zaprezentowany w (Jestin 2004). Zakłada on, że wielkość wydobycia węgla kamiennego zmniejszy się z poziomu około 82 mln ton w 2008 do około 46 mln ton w roku 2040. Dla węgla brunatnego przyjęto prognozę (Libicki, Tarasiewicz 2005) zakładającą podaż węgla brunatnego w 2040 r. na poziomie około 69 mln ton. Założono, że po 2040 roku wydobycie węgla kamiennego i brunatnego będzie ustabilizowane w kolejnych latach na poziomie roku 2040. Potencjał zasobów OZE przyjęto według ekspertyzy (Możliwości... 2007) wykonanej na zlecenie Ministerstwa Gospodarki. Z powodu braku wystarczających danych o kosztach wydobycia oraz wciąż trwających pracach nad oceną potencjału gazu łupkowego w Polsce w pracy nie uwzględniono możliwości wykorzystania tego paliwa. Nie zakładano ograniczeń w możliwościach importu ropy i gazu ziemnego.

6. Prognoza cen uprawnień do emisji CO₂ w systemie ETS

Ceny uprawnień do emisji CO₂ w ramach systemu ETS są kolejnym czynnikiem mającym duży wpływ na strukturę paliwowo-energetyczną naszego kraju. W pracy wykorzy-

TABELA 2. Prognoza cen uprawnień do emisji CO₂ w ramach systemu ETS [EUR'08/t_{CO2}]

TABLE 2. Forecast of CO₂ emission allowances under ETS [EUR'08/t_{CO2}]

Scenariusz	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
REF	10,0	13,0	18,0	28,0	40,0	48,0	52,0	51,0	50,0
ZTE	10,0	17,5	25,0	38,5	52,0	73,5	95,0	180,0	265,0

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Energy... 2011

stano prognozę cen uprawnień do emisji CO₂ wynikającą z realizacji scenariusza referencyjnego (REF) oraz Scenariusza Zróżnicowanych Technologii Energetycznych (ZTE) Energetycznej Mapy Drogowej 2050 (tab. 2). Scenariusz ZTE zakłada, że wszystkie źródła energii mogą konkurować na rynku bez żadnych szczególnych środków wsparcia.

Cena uprawnień do emisji CO₂ do 2020 roku rośnie stosunkowo nieznacznie, co spowodowane jest przede wszystkim istniejącymi derogacjami dla wytwórców energii elektrycznej. W przypadku Scenariusza REF w latach 2020–2040 następuje wzrost cen uprawnień do poziomu 52 [EUR'08/tCO₂], po czym następuje stabilizacja na poziomie około 50 [EUR'08/tCO₂]. Dla scenariusza ZTE cena uprawnień stale wzrasta osiągając wartość 265 [EUR'08/tCO₂] w 2050 roku.

7. Zapotrzebowanie na energię elektryczną

W rozważanym modelu zapotrzebowanie na energię elektryczną stanowiło zmienną egzogeniczną zaczerpniętą z (Sprawozdanie... 2011; Baza... 2012). Zgodnie z danymi przedstawionymi w tabeli 3, prognozuje się wzrost finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną z poziomu 117,6 TWh w 2008 r. do około 181 TWh w 2050 roku. Ten umiarkowany wzrost, wynoszący w rozpatrywanym czasie około 54%, wynika przede wszystkim z relatywnie niskiego tempa rozwoju gospodarczego kraju, zmniejszającego się udziału przemysłu energochłonnego oraz działań poprawy efektywności energetycznej u końcowego odbiorcy energii.

TABELA 3. Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną oraz zapotrzebowanie brutto [TWh]

TABLE 3. Final electricity demand and gross electricity demand [TWh]

Wyszczególnienie	2008	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Całkowite zapotrzebowanie finalne	117,6	119,5	129,4	139,4	151,9	161,0	163,7	169,0	175,1	181,1
Sektor energii	9,9	9,9	10,2	10,6	11,1	11,7	9,1	9,6	10,2	10,9
Straty przesyłu i dystrybucji	12,5	12,5	12,9	13,0	13,4	14,2	13,1	12,8	12,6	12,5
Potrzeby własne elektrowni	14,4	14,4	14,3	14,1	13,7	16,3	16,4	16,9	17,5	18,1
Zapotrzebowanie brutto	154,4	156,3	166,8	177,1	190,1	203,2	202,3	208,3	215,4	222,6

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Sprawozdanie... 2011; Baza... 2012

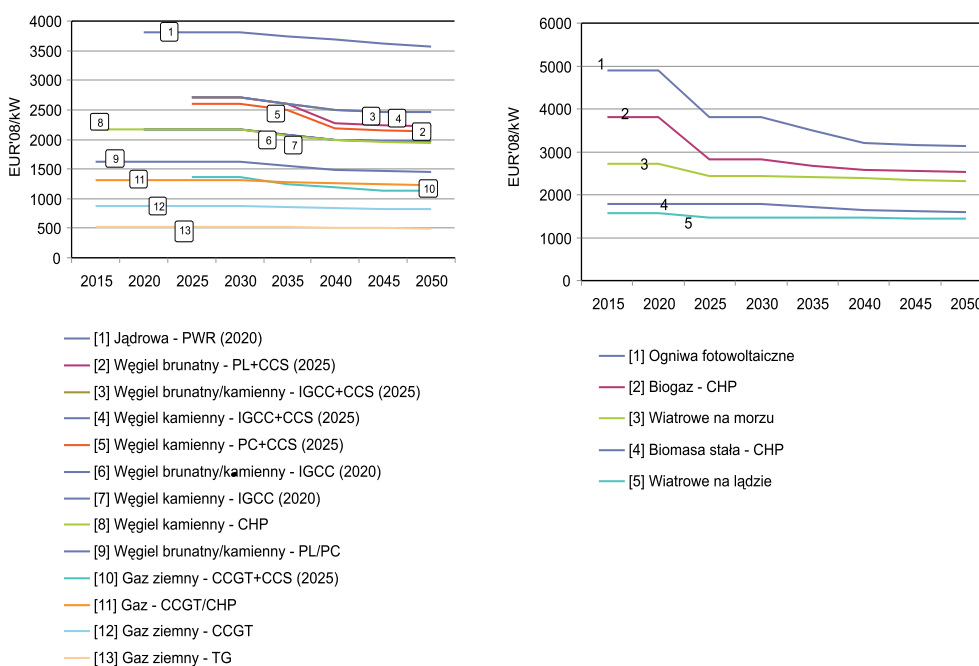
Zapotrzebowanie na energię elektryczną zostało następnie rozłożone w każdym roku modelowania na 224 jednostki czasowe niższego rzędu (ang. *time-slice*).

8. Parametry techniczno-ekonomiczne nowych technologii energetycznych

Parametry techniczno-ekonomiczne technologii energetycznych są jednym z najistotniejszych czynników determinujących strukturę mocy i wielkość produkcji. Stosowną charakterystykę obejmującą m.in. jednostkowe nakłady inwestycyjne, koszty O&M (stałe i zmienne), sprawności oraz czas ekonomicznego życia technologii zastosowanych w modelu energetycznym przedstawiono w tabeli 4.

Wielkości jednostkowych nakładów inwestycyjnych przedstawione w (Aktualizacja... 2011). obejmują czas do 2030 r. Z tego powodu przyjęto, że po tym czasie będą one podążały podobnym trendem do tego przedstawionego w (Energy... 2011) (rys. 2). W analizie została zastosowana 7% stopa dyskontowa.

Założono, że budowa elektrowni jądrowych możliwa będzie po roku 2020. Przyjęto również, że technologie wychwyty ditlenku węgla będą mogły być instalowane w skali przemysłowej po roku 2025. W związku z dość optymistycznymi szacunkami co do możliwości geologicznego magazynowania CO₂ w głębokich strukturach geologicznych w Polsce (Tarkowski, Uliasz-Misiak 2005) założono, że wychwycony gaz będzie mógł być w całości składowany.



Rys. 2. Jednostkowe nakłady inwestycyjne dla nowych technologii energetycznych
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Energy... 2011; Aktualizacja... 2011).

Fig. 2. Unit investment costs of new power technologies

TABELA 4. Charakterystyka nowych technologii energetycznych (ceny stałe EUR'08)

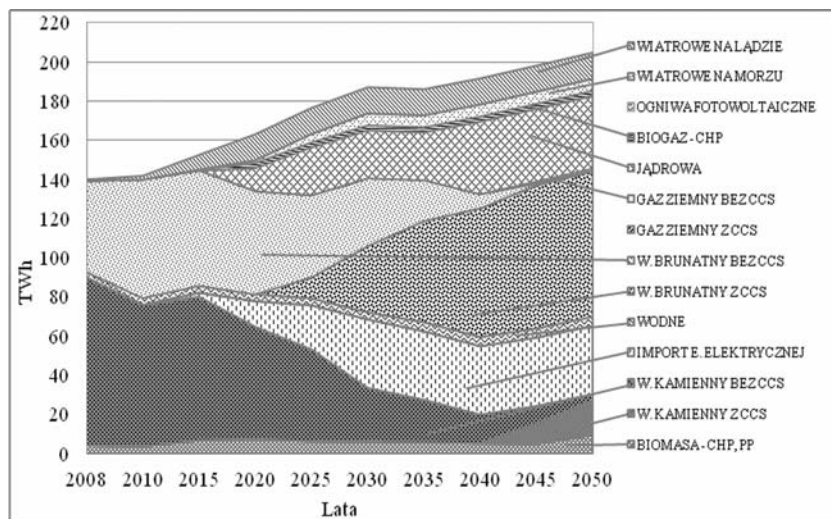
TABLE 4. Characteristics of new energy technologies for 2013 (real prices EUR'08)

Paliwo/Technologia	Nakłady Inwestycyjne OVN [EUR/kW _{netto}]	Koszty stałe [EUR/kW _{netto}]	Koszty zmiennie [EUR/GJ]	Sprawność netto elektr./całkowita [%]			Ekono- miczny czas życia [lata]	Wskaźnik emisji CO ₂ [kg/GJ]
				'15	'30	'50		
Węgiel brunatny – PL	1 628	29	1,1	45	47	47	35	110
Węgiel brunatny – PL+CCS	2 714	45	1,9	37	38	39	35	14
Węgiel brunatny – IGCC	2 171	33	1,4	44	51	52	35	110
Węgiel brunatny – IGCC+CCS	2 714	39	1,7	37	44	45	35	11
Węgiel kamienny – PC	1 628	26	1,0	46	47	47	35	94
Węgiel kamienny – PC+CCS	2 605	39	1,8	38	39	40	35	12
Węgiel kamienny – IGCC	2 171	33	1,4	45	53	53	35	94
Węgiel kamienny – IGCC+CCS	2 714	39	1,7	38	46	46	35	94
Węgiel kamienny – CHP	2 171	35	1,3	35/85	37/87	37/87	35	94
Gaz ziemny – GTCC	868	13	0,5	60	62	62	25	55
Gaz ziemny – GTCC+CCS	1 357	26	1,1	52	54	56	25	55
Gaz ziemny – TG	532	10	0,8	30	30	30	30	55
Gaz – GTCC/CHP	1 303	9	0,9	54/82	54/82	54/82	25	55
Jądrowa – PWR	3 800	76	0,2	36	37	38	40	0
Wiatrowe na lądzie	1 574	38	–	–	–	–	25	0
Wiatrowe na morzu	2 714	38	–	–	–	–	25	0
Małe wodne	2 605	54	–	–	–	–	30	0
Ogniwa fotowoltaiczne	4 885	54	–	–	–	–	25	0
Biogaz – CHP	3 800	195	–	35/85	35/85	35/85	25	0
Biomasa stała – CHP	1 791	103	–	20/80	20/80	20/80	25	0

Źródło: Agencja... 2011 i referencje tamże

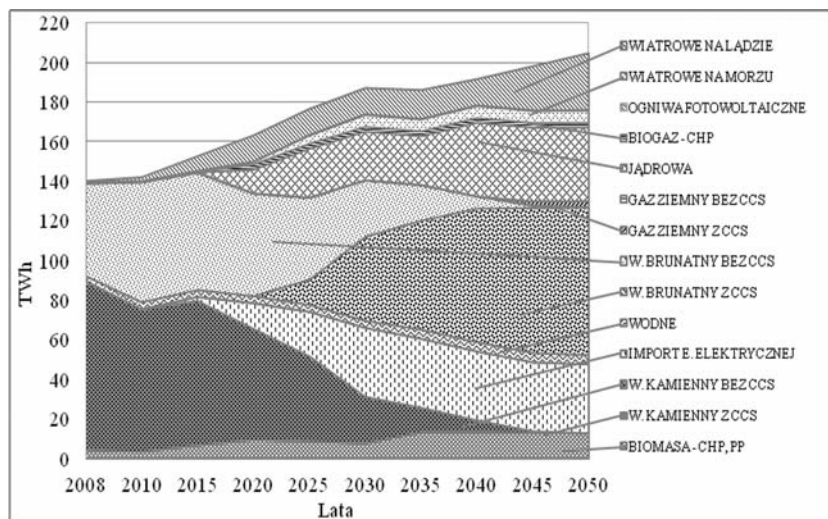
9. Wyniki badań

Wyniki przeprowadzonych symulacji przedstawiono na rysunkach 3–4.



Rys. 3. Produkcja energii elektrycznej netto [TWh] w rozbiciu na poszczególne technologie i paliwa dla scenariusza REF

Fig. 3. Net electricity generation [TWh] split into technologies and fuels for REF scenario



Rys. 4. Produkcja energii elektrycznej netto [TWh] w rozbiciu na poszczególne technologie i paliwa dla scenariusza ZTE

Fig. 4. Net electricity generation [TWh] split into technologies and fuels for ZTE scenario

Podsumowanie

W artykule zaprezentowano wyniki wstępnych badań nad długookresowym rozwojem KSE w Polsce. Należy zwrócić uwagę, że w tego typu badaniach ocena parametrów techniczno-ekonomicznych źródeł energii obarczona jest dużymi niepewnościami. Co więcej, w tak długim horyzoncie czasowym konkurencyjne mogą stać się technologie energetyczne, które obecnie są w fazie badań laboratoryjnych lub nawet w ogóle nie są brane pod uwagę. Pomimo tych mankamentów i szeregu założeń przeprowadzone badania umożliwiają wyciągnięcie pierwszych wniosków. Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ spowodowany polityką dekarbonizacyjną spowoduje do 2050 roku istotne zmiany w strukturze paliwowej i technologicznej polskiego systemu elektroenergetycznego. Zmiany te pogłębia wzrost ceny EUA, co przedstawiają uzyskane wyniki dla scenariusza REF oraz ZTE. Znacząco wzrośnie rola źródeł odnawialnych, głównie elektrowni wiatrowych i elektrociepłowni opalanych biomasą. Należy zauważyć, że w scenariuszu ZTE produkcja energii elektrycznej z tych źródeł w roku 2050 jest większa w porównaniu do scenariusza REF odpowiednio o około 100 i 40%. W obydwu scenariuszach elektrownie jądrowe są w maksymalnym stopniu wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej. W przypadku elektrowni konwencjonalnych jedynie produkcja w elektrowniach na węgiel brunatny utrzymuje się na podobnym poziomie, a nawet wzrasta w późniejszym okresie modelowania dzięki zastosowaniu technologii CCS. Zmniejsza się produkcja w elektrowniach na węgiel kamienny, przy czym w przypadku scenariusza ZTE spadek ten jest bardziej znaczący. Wnioski te wydają się być spójne z obserwacjami innych ekspertów zajmujących się tą tematyką. Badania nad określeniem optymalnej drogi przejścia do stanu odpowiadającego na wyzwania polityki klimatyczno-energetycznej UE będą kontynuowane. W tym kontekście niezmiernie ważnym obszarem jest możliwość poprawy efektywności energetycznej. W niniejszym artykule temu zagadnieniu nie poświęcono zbyt wiele uwagi. Niemniej jednak wkrótce opublikowane zostaną wyniki przeprowadzonych prac nad możliwością poprawy efektywności energetycznej ogrzewania w sektorze mieszkalnictwa otrzymane przy wykorzystaniu modelu TIMES. Dalsze prace poświęcone będą badaniom zmian, które zachodzą będą w sektorze transportu i przemyśle.

Praca została zrealizowana w ramach badań statutowych nr 11.11.210.217

Literatura

- Agencja Rynku Energii, 2011 – Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, Zamówienie Ministerstwa Gospodarki, Umowa nr IV/140/P/15004/4300/11/DEJ, Warszawa.
- Baza danych Energy System Analyses (ESA2), <http://www.esa2.eu/>.
- BUKOWSKI M., ŚNIEGOCKI A., 2010 – Mix energetyczny 2050 – Analiza scenariuszy dla Polski – Raport opracowany na zlecenie Ministerstwa Gospodarki w ramach umowy Nr II/183/P/75001/11/

- /DGR przez Instytut Badań Strukturalnych i demosEUROPA – Centrum Strategii Europejskiej, Warszawa.
- EC BREC IEO, 2007 – Możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce do roku 2020, Warszawa.
- European Commission, 2011 – Energy Roadmap 2050 – Impact assessment and scenario analysis, Bruksela.
- JELEŃ K. (red.), CAŁA M. (red.), 2012 – Zarys stanu i perspektywy energetyki polskiej. Studium AGH. Wydawnictwo AGH (w druku).
- JESTIN L., 2004 – Polish Power to 2030. Energetyka, Spec. Ed. No IV.
- KAMIŃSKI J., 2010 – Modelowanie systemów energetycznych: ogólna metodyka budowy modeli. Polityka Energetyczna t. 13, z. 2. Wyd. IGSMiE PAN. Kraków.
- LIBICKI J., TARASIEWICZ Z., 2005 – Projektowanie i budowa Kopalni Węgla Brunatnego Legnica. Węgiel Brunatny, Kwartalny Biuletyn Informacyjny nr 3/52, 2005, (<http://www.ppw.org.pl/wb/52/11.php>).
- LOULOU i in. 2005 – LOULOU R., REMME U., KANUDIA A., LEHTILA A., GOLDSTEIN G., 2005 – ETSAP Documentation for the TIMES Model – Part I; (<http://www.etsap.org/tools.htm>).
- Ministerstwo Gospodarki, 2011 – Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2009 r. do dnia 31 grudnia 2010 r. Warszawa.
- PLUTA i in. 2011 – PLUTA M., WYRWA A., ZYŚK J., 2011 – Impacts of new rules under EU emission trading system on the fuel and technology mix of the Polish power sector. 3rd International Youth Conference on Energetics, Leiria.
- SUWAŁA W., 2011 – Modelowanie systemów paliwowo-energetycznych. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- TARKOWSKI R., ULIASZ-MISIAK B., 2005 – Struktury geologiczne perspektywiczne do składowania CO₂ w Polsce. Polityka Energetyczna t. 8, z. spec. Wyd. IGSMiE PAN. Kraków.

Marcin PLUTA, Artur WYRWA, Tomasz MIROWSKI, Janusz ZYŚK

Results of preliminary studies on the long-term development of the power system in Poland

Abstract

This paper presents the results of preliminary studies on the long-term development of the power system in Poland. In particular, it analyzes the impact of the price of CO₂ emission allowances resulting from the two scenarios of the Energy Roadmap 2050 on the change in the structure of generating capacity and production. The main analytical tool used in the examination was the TIMES model generator. The paper further describes the Reference Energy System developed and used. The main computational assumptions include predictions of the following:

- ✧ prices and supply of primary energy sources,

- ✧ prices of CO₂ emission allowances (EUA),
- ✧ the demand for electricity,
- ✧ the technical and economic parameters of energy technologies.

The results revealed significant changes in the structure of fuels and technologies up to 2050 caused by the decarbonization policy. These changes deepen with the increase in the EUA price. The role of low carbon technologies such as:

- ✧ renewables, mainly wind turbines and biomass CHPs,
- ✧ nuclear power plants,
- ✧ brown coal power plants equipped with CCS will significantly increase.

KEY WORDS: national power system, mathematical modeling, long-term study, forecast to 2050