

OPTIMALIZACJA UDZIAŁU ELEKTROWNI JĄDROWYCH W KRAJOWEJ STRUKTURZE WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W PERSPEKTYWIE DO 2060 ROKU – REFERAT KONFERENCYJNY

Marcin JASKÓLSKI¹

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, ul. Narutowicza 11/12, 80-233 Gdańsk, Polska
tel:+48 58 347 12 54, fax: +48 58 347 18 98, e-mail: m.jaskolski@ely.pg.gda.pl

Streszczenie: W niniejszym referacie przedstawiono wyniki analizy systemowej z wykorzystaniem modelu MARKAL. Analiza ta miała na celu określenie optymalnego udziału elektrowni jądrowych, na tle innych opcji technologicznych, w krajowej strukturze wytwarzania energii elektrycznej w perspektywie do 2060 roku. Kryterium optymalizacyjnym była minimalizacja kosztów dostawy energii elektrycznej od wytwórcy do odbiorcy końcowego, z uwzględnieniem ograniczeń związanych z emisjami CO₂, SO_x i NO_x oraz obowiązkowego udziału energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz wytworzonej w wysoko-sprawnej kogeneracji. Wyniki modelu obejmowały optymalną, pod względem kosztu, strukturę wytwarzania energii elektrycznej i strukturę mocy osiągalnej, ze szczególnym uwzględnieniem energetyki jądrowej.

Słowa kluczowe: MARKAL, modelowanie systemów energetycznych, energetyka jądrowa.

1. WPROWADZENIE

W ostatnio opublikowanym artykule [1], autor niniejszego referatu opisał wpływ czynników ekonomicznych na opłacalność budowy i eksploatacji elektrowni jądrowej (EJ). Badania te pokazały, że uśredniony koszt energii elektrycznej z EJ będzie w zakresie od 70 do 101 EUR(2012)/MWh, a opłacalność EJ ściśle powiązana jest z ceną energii elektrycznej na rynku hurtowym, która powinna, w najtańszym wariantcie EJ, wynosić co najmniej 120 EUR(2012)/MWh [1]. Jednocześnie w konkluzji autor podkreślił, że należy przeprowadzić analizę porównawczą NPV, a nawet pójść o krok dalej i zastosować model matematyczny do badań rozwoju systemów energetycznych w horyzoncie długoterminowym. Takim modelem jest MARKAL-PL, który autor opracował i opisał w swoich poprzednich publikacjach. Strukturę i koncepcję modelu przedstawiono w [2], natomiast założenia modelu w [3].

W niniejszym artykule autor przeniósł rozważania nt. opłacalności EJ, zaprezentowane w [1], do modelu MARKAL. Zaprezentowano wyniki badań rozwoju systemu elektroenergetycznego Polski w zakresie źródeł wytwórczych w długoterminowym horyzoncie czasowym, czyli do roku

2060. Przeprowadzone wyniki badań modelowych mają charakter analizy wariantowej dla wybranych czynników, których potencjalny wpływ na wielkość produkcji energii elektrycznej w EJ w rozpatrywanej perspektywie czasu zostanie przedyskutowany.

W rozdziale 2 przeprowadzono dyskusję wartości parametrów wybranych do analizy wariantowej modelu MARKAL-PL. Rozdział 3 zawiera wyniki badań modelowych. Podsumowanie i wnioski końcowe zaprezentowano w rozdziale 4.

2. DYSKUSJA ZAŁOŻEŃ MODELU

W związku z zainteresowaniem energetyką jądrową w Polsce, w niniejszym artykule autor podejmuje problematykę badania wpływu jej wskaźników ekonomicznych na wyniki optymalizacji struktury wytwarzania energii elektrycznej, w szczególności w zakresie udziału EJ w krajowym bilansie energii, w długoterminowym horyzoncie czasowym. Badania obliczeniowe przeprowadzono wg wariantu B, opisanego w [3].

Do analizy wariantowej zaproponowano trzy wartości stopy dyskontowej, która jest charakterystyczna dla całego systemu energetycznego, obejmującego elektroenergetykę i ciepłownictwo oraz rynki paliw energetycznych. Wartości te to 6% (przypadek 1), 8% (przypadek 2) i 10% (przypadek 3).

Ponadto zaproponowano 3 warianty wskaźników jednostkowych nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych, charakterystycznych dla technologii opartych na reaktorach jądrowych generacji III+ i generacji IV. Technologie te w modelu MARKAL oznaczono odpowiednio jako E2A (EJ z reaktorami wodnymi ciśnieniowymi PWR generacji III+), E2B (EJ generacji IV z reaktorami GT-MHR – ang. Gas Turbine Modular Helium Reactor) oraz E2C (EJ generacji IV z reaktorami PBR – ang. Pebble Bed Reactor). Charakterystykę E2A opracowano na podstawie badań własnych [1], natomiast w przypadku E2B i E2C posłużono się bazą UK MARKAL [4]. W wariantcie BX1 (tanim) założono wskaźnik jednostkowych nakładów inwestycyjnych odpowiednio na

poziomie $k_n = 3529$ EUR(2009)/kW (E2A) i $k_n = 3384$ EUR(2009)/kW (E2B i E2C). Wariant BX2 (zrównoważony) dla wszystkich trzech technologii zakłada wskaźnik $k_n = 4500$ EUR(2009)/kW, a wariant BX3 (drogi) - $k_n = 5500$ EUR(2009)/kW. Wraz ze wzrostem nakładów założono wzrost kosztów eksploatacyjnych. Porównanie wariantów przedstawiono w tablicy 1.

Wyniki obliczeń modelowych przeprowadzono dla 9 kombinacji wskaźników ekonomicznych i wartości stopy dyskontowej, których zestawienie przedstawiono w tablicy 2.

Tablica 1. Zestawienie wskaźników ekonomicznych technologii reprezentujących elektrownie jądrowe generacji III+ i generacji IV (opracowanie własne)

| Wyszczególnienie | Symbol wskaźnika | Jednostka | Symbol technologii | Wariant BX1 (kn=3500) | Wariant BX2 (kn=4500) | Wariant BX3 (kn=5500) |
|--|-------------------|----------------|--------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Wskaźnik jednostkowych nakładów inwestycyjnych | k_n , INV-COS | EUR(2009)/kW | E2A | 3529 | 4500 | 5500 |
| | | | E2B | 3384 | 4500 | 5500 |
| | | | E2C | 3384 | 4500 | 5500 |
| Wskaźnik jednostkowych kosztów eksploatacyjnych stałych | k_{es} , FIXOM | EUR(2009)/kW/a | E2A | 103,1 | 123,8 | 151,3 |
| | | | E2B | 93,1 | 139,6 | 170,6 |
| | | | E2C | 93,1 | 139,6 | 170,6 |
| Wskaźnik jednostkowych kosztów eksploatacyjnych zmiennych (bez kosztów paliwa) | k_{ez} , VA-ROM | EUR(2009)/GJ | E2A | 0,00 | 0,56 | 0,69 |
| | | | E2B | 0,11 | 0,23 | 0,34 |
| | | | E2C | 0,44 | 0,56 | 0,68 |

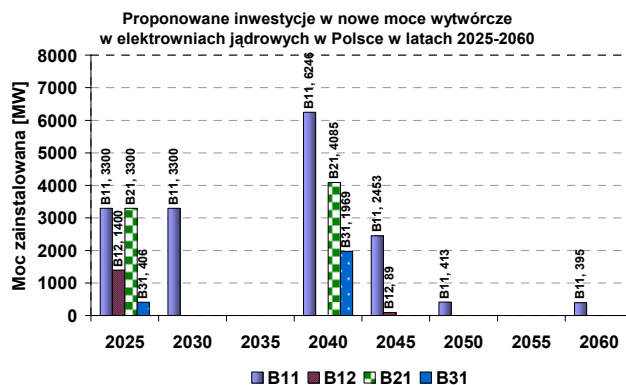
Tablica 2. Zestawienie kombinacji wariantów danych wybranych do analizy modelowej (opracowanie własne)

| | Nr wariantu | BX1 | BX2 | BX3 |
|--------------|-------------|--------------|--------------|--------------|
| Nr przypadku | | $k_n = 3500$ | $k_n = 4500$ | $k_n = 5500$ |
| Przypadek 1 | $p = 6\%$ | B11 | B12 | B13 |
| Przypadek 2 | $p = 8\%$ | B21 | B22 | B23 |
| Przypadek 3 | $p = 10\%$ | B31 | B32 | B33 |

3. WYNIKI BADAŃ MODELOWYCH

Na rysunku 1 przedstawiono zaproponowane przez procedurę optymalizacyjną modelu MARKAL inwestycje w nowe moce wytwórcze w elektrowniach jądrowych w Polsce w latach 2025-2060, w rozpatrywanych wariantach obliczeniowych. Elektrownie jądrowe generacji III+ (E2A) dostępne są od roku 2025, a EJ generacji IV (E2B, E2C) - od roku 2040.

Z obliczeń wynika, że technologia E2C, z uwagi na wyższe koszty niż pozostałe technologie jądrowe (E2A i E2B), nie została wybrana przez procedurę optymalizacyjną w żadnym wariantcie. Co więcej, w wariantach B13 (droga technologia, tani kapitał), B22 (zrównoważony), B23 (droga technologia), B32 (drogi kapitał) i B33 (droga technologia i drogi kapitał), żadna z technologii opartych na reaktorach jądrowych nie była konkurencyjna w stosunku do innych technologii energetycznych, więc zmienne reprezentujące moc zainstalowaną i produkcję energii elektrycznej dla tych opcji technologicznych przyjęły wartość równą 0. W związku z tym do dalszych rozważań wybrano tylko te warianty, w których inwestycje w EJ zostały zaproponowane przez pakiet optymalizacyjny MARKAL. Te przypadki odnoszą się do optymistycznych charakterystyk ekonomicznych EJ, zakładających niską realną stopę oprocentowania kapitału, równą 6% (B11, B12), a w przypadku wyższych wartości tej stopy, równych odpowiednio 8% i 10%, są opłacalne tylko przy założeniu niskich wartości wskaźników nakładów i kosztów (B21 i B31).

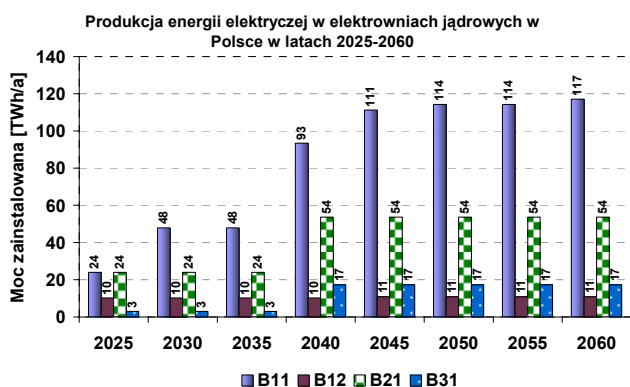


Rys. 1. Proponowane inwestycje w nowe moce wytwórcze w elektrowniach jądrowych w Polsce w latach 2025-2060 (opracowanie własne – model MARKAL)

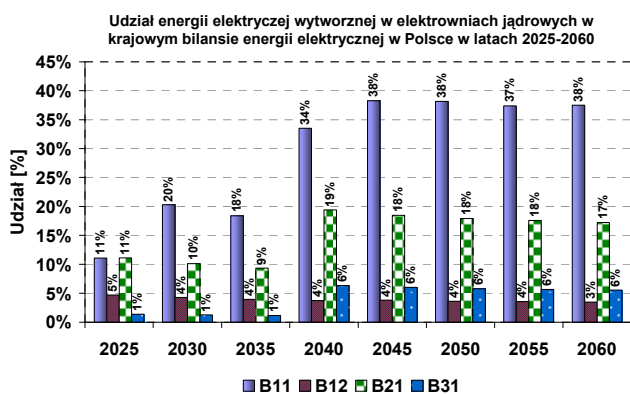
W roku 2025 model MARKAL proponuje uruchomienie elektrowni o łącznej mocy 3300 MW, co jest równe górnemu ograniczeniu. Wynik ten osiągnięto w wariantach B11 i B21, w których założono najniższe nakłady inwestycyjne ($k_n = 3520$ EUR(2009)/kW) i najniższe koszty eksploatacyjne, oraz koszt kapitału (realną stopę oprocentowania kapitału) na poziomie odpowiednio 6% i 8%. Należy to interpretować jako budowę jednej elektrowni o dwóch blokach o mocy 1650 MW lub obiektu o trzech blokach o mocy 1100 MW. W wariantcie B12 proponowana jest budowa elektrowni o mocy 1400 MW, co można interpretować jako budowę jednego bloku EJ. Nieco trudniej zinterpretować propozycję instalacji elektrowni o mocy 406 MW w wariantcie B31. Przyrost mocy jest zmienną ciągłą, przyjmującą wartości rzeczywiste większe od zera, stąd jej wartość może mieścić się pomiędzy dolnym ograniczeniem (0 MW) a górnym ograniczeniem

(3300 MW) w roku 2025. W kolejnym okresie (od roku 2030) tylko w wariantcie B11 proponowana jest inwestycja w EJ gen. III+ o łącznej mocy 3300 MW, co jest równe górnemu ograniczeniu. Po roku 2035 model nie proponuje już EJ z reaktorami PWR generacji III+ (E2A). Od roku 2040 wszystkie propozycje dotyczą generacji IV (E2B, E2C). Okazuje się, że po roku 2040 mogą zaistnieć bardziej sprzyjające warunki do inwestycji w EJ, w szczególności, gdy spojrzysz na wariant B12, w którym technologie nowoczesnych reaktorów jądrowych są najbardziej konkurencyjne.

Wielkość produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, w proponowanych wariantach, zaprezentowano na rysunku 2, a udział EJ w produkcji energii elektrycznej w Polsce na rysunku 3. W najtańszym wariantcie (B11) wielkość produkcji w roku 2060 osiąga wartość 117 TWh/a (38% w ilości energii elektrycznej wytworzonej w Polsce). Z kolei w wariantcie zrównoważonym (B12), proponowana do wytworzenia ilość wynosi 10-11 TWh/a (3-5% w krajowej produkcji).



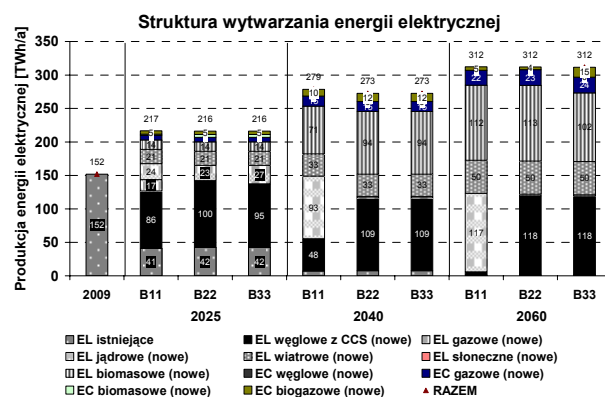
Rys. 2. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w Polsce w latach 2025-2060 (opracowanie własne – model MARKAL)



Rys. 3. Udział energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach jądrowych w bilansie energii elektrycznej w Polsce w latach 2025-2060 (opracowanie własne – model MARKAL)

W celu przedyskutowania wyboru zestawu technologii przez model MARKAL, opracowano strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce dla wariantów B11, B22, B33, które oprócz różnych wskaźników techniczno-ekonomicznych elektrowni jądrowych (B11 – najtańsze, B33

– najdroższe), charakteryzują się różnymi wartościami zastosowanych stóp dyskonta (B11 – 6%, B22 – 8% i B33 – 10%). Do porównania wybrano lata 2025 (pierwszy rok dostępności generacji III+ w Polsce), 2040 (pierwszy zakładany rok dostępności generacji IV w Polsce) i rok 2060 (ostatni rok modelu). Wyniki przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w wariantach B11, B22 i B33 w latach 2009, 2025, 2040 i 2060 (opracowanie własne – model MARKAL) EL – elektrownie, EC – elektrociepłownie, CCS – Carbon Capture and Storage (wychwytywanie i magazynowanie dwutlenku węgla)

Z przedstawionych rezultatów wynika, że produkcja z obecnie zainstalowanych i pozostających w eksploatacji do roku 2025 elektrowni powinna, wg przedstawionego planu, wynieść 41-42 TWh/a. W roku 2040 byłaby ona na poziomie 7-8 TWh/a, a w roku 2060 – zaledwie ok. 1 TWh/a. Z uwagi na wysokie koszty emisji CO₂, model MARKAL proponuje przeniesienie produkcji do technologii, charakteryzujących się zerowym wskaźnikiem emisji CO₂, w tym odnawialnych źródeł energii (elektrownie wiatrowe) lub elektrowni węglowych i gazowych z układem sekwestracji dwutlenku węgla (CCS – ang. Carbon Capture and Storage) oraz technologii opartych na wykorzystaniu biomasy, które nie ponoszą opłat za uprawnienia do emisji dwutlenku węgla. Elektrownia jądrowa wpisuje się w tą charakterystykę, nie emitując ani CO₂, ani SO_x, ani NO_x. Oczywiście emisje te mogłyby występować w całym cyklu życia, ale zakres niniejszej analizy nie obejmuje ich w całości i nie są one przedmiotem systemu handlu uprawnieniami do emisji, dotyczącego źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Z analiz zaprezentowanych na rysunkach 2-4 wynika, że w wariantcie B11 proponowany jest znaczący udział EJ w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Niskie koszty wytwarzania energii elektrycznej w EJ, spowodowałyby, że elektrownie oparte na węglu byłyby w stosunku do nich niekonkurencyjne, z uwagi na koszty emisji SO_x i NO_x, nawet przy zastosowaniu instalacji odsiarczania spalin. EJ nie mogą jednak konkurować z elektrowniami opartymi na biomasie i elektrowniami wiatrowymi, gdyż źródła te otrzymują wsparcie w postaci świadectw pochodzenia energii, a dodatkowo wyznaczono minimalny udział tego typu źródeł w finalnym zużyciu energii elektrycznej. W związku z tym istnieje pewien minimalny poziom produkcji w źródłach opartych na odnawialnych zasobach energii.

W wariantach B22 i B33 elektrownie jądrowe, których koszty są znacznie wyższe niż w przypadku B11, nie zostają wybrane przez procedurę optymalizacyjną, a ich miejsce zajmują elektrownie węglowe z sekwestracją CO₂. Głównym problemem, związanym z tą technologią, jest składowanie CO₂ lub jego utylizacja. Niewykluczone, że w charakterystyce tej technologii koszty związane z CCS nie zostały właściwie oszacowane i w rzeczywistości mogą być znacznie większe, co wpłynęłoby na konkurencyjność w stosunku do elektrowni jądrowych i gazowych.

4. WNIOSKI KOŃCOWE

Wyniki badań modelowych potwierdziły, że kluczowymi czynnikami dla opłacalności EJ będą nakłady inwestycyjne poniesione na jej budowę i stopa oprocentowania kapitału. Duży udział energetyki jądrowej mógłby być realny, gdyby wskaźnik nakładów inwestycyjnych na budowę elektrowni pozostał na poziomie 3300-3500 EUR(2012)/kW, przy jednoczesnym realnym oprocentowaniu kapitału na poziomie 6%. Dodatkowym warunkiem byłoby rozszerzenie systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ w taki sposób, aby kupowane były one na giełdzie w całości, a nie przyznawano je za darmo w planie alokacji. Oprócz CO₂, podobny system objąłby emisje NO_x i SO_x. W ten sposób EJ stałyby się jedną z opcji technologicznych „bezemisyjnego” systemu energetycznego. Efektem tych działań byłby jednak znaczący wzrost kosztu wytwarzania energii elektrycznej, co przełożyłoby się na wyższe ceny energii na rynku hurtowym. Niestety może okazać się, że osiągnięcie tak niskiego poziomu nakładów jednostkowych, jak w wariantach BX1, nie będzie możliwe.

Autor przypomina, że w założeniach modelu jest utrzymanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych i w wysokosprawnej kogeneracji co najmniej do roku 2060 - ostatniego roku analizy. To dość długi okres. W związku z tym należałoby się zastanowić nad narzędziami wsparcia, wymuszającymi zwiększenie innowacyjności w sektorze technologii OZE. Zwiastunem takiego systemu są proponowane zmiany w ustawie o OZE, zakładające istnienie współczynników korekcyjnych dla różnych technologii. Jednocześnie autor proponuje opracowanie scenariuszy, w których wsparcie dla źródeł kończyłoby się np. w roku 2030.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Jaskólski M.: Analiza czynników wpływających na ekonomiczną efektywność elektrowni jądrowej, Rynek Energii Nr 6 (103) – 2012, Str. 15-22, ISSN 1425-5960.
2. Jaskólski M.: Application of MARKAL model to optimisation of electricity generation structure in Poland in the long-term time-horizon. Part I – concept of the model, Acta Energetica 3/12 (2012), 15-20, ISSN 2080-7570.
3. Jaskólski M.: Application of MARKAL model to optimisation of electricity generation structure in Poland in the long-term time-horizon. Part II – Model and forecast assumptions, Acta Energetica 4/13 (2012), ISSN 2080-7570.
4. UK MARKAL Model v3.24: Documentation, http://www.ukerc.ac.uk/support/tiki-index.php?page=ES_MARKAL_Documentation_2010.

OPTIMIZATION OF NUCLEAR POWER SHARE IN THE STRUCTURE OF ELECTRICITY PRODUCTION IN POLAND IN TIME PERSPECTIVE BY 2060 – CONFERENCE PAPER

Key-words: MARKAL, energy system modelling, nuclear energy

In this paper, results of energy system analysis using MARKAL modeling framework were presented. The thrust of this study was the calculation of optimal share of nuclear power in the technological mix of electricity generation in Poland, in time perspective by 2060. Nuclear power was presented as one of the technological options in power system. The optimization criterion was the minimization of the objective function, i.e. total system cost, discounted back to the first year of the time horizon (2009). The optimization procedure account for not only the expenditures accompanying energy production and its distribution to the final consumer, but also take into account costs and constraints resulting from the implementation of CO₂, NO_x and SO_x emission trading schemes plus renewable and high-efficiency cogeneration quota obligations and tradable-certificates-based promotion mechanisms. MARKAL model results presented in this study include: fuel/technological mix of both electricity generation and installed capacity, calculated on a least-cost basis, with emphasis on nuclear power