



Górnictwa Izba Przemysłowo-Handlowa

Redakcja naukowa: Lidia Gawlik

Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe

Katowice 2013

*Węgiel dla polskiej energetyki
w perspektywie 2050 roku –
analizy scenariuszowe*

Redakcja naukowa:

dr hab. inż. Lidia Gawlik – IGSMiE PAN

AUTORZY:

dr hab. inż. Lidia **GAWLIK** – IGSMiE PAN

dr inż. Zbigniew **GRUDZIŃSKI** – IGSMiE PAN

dr hab. inż. Jacek **KAMIŃSKI** – IGSMiE PAN

mgr inż. Przemysław **KASZYŃSKI** – IGSMiE PAN

mgr inż. Dominik **KRYZIA** – IGSMiE PAN

dr inż. Urszula **LORENZ** – IGSMiE PAN

dr inż. Tomasz **MIROWSKI** – AGH w Krakowie

prof. dr hab. inż. Eugeniusz **MOKRZYCKI** – IGSMiE PAN

dr inż. Tadeusz **OLKUSKI** – AGH w Krakowie

dr inż. Urszula **OZGA-BLASCHKE** – IGSMiE PAN

mgr inż. Marcin **PLUTA** – AGH w Krakowie

dr inż. Andrzej **SIKORA** – ISE

dr inż. Katarzyna **STALA-SZLUGAJ** – IGSMiE PAN

dr hab. inż. Wojciech **SUWAŁA** – AGH w Krakowie

dr inż. Adam **SZURLEJ** – AGH w Krakowie

dr inż. Artur **WYRWA** – AGH w Krakowie

mgr inż. Janusz **ZYCK** – AGH w Krakowie

Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe

Redakcja naukowa: Lidia Gawlik

Katowice, październik 2013 r.

RECENZENCI

Prof. dr hab. inż. Wiesław **BLASCHKE**

Dr Jacek Henryk **JEZIERSKI**

Praca zrealizowana na zamówienie
Górnictwej Izby Przemysłowo-Handlowej w Katowicach



W:

Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energi¹ Polskiej Akademii Nauk w Krakowie

we współpracy z:

Akademii¹ Górniczo-Hutniczej¹ im. St. Staszica w Krakowie – Wydziału³ Energetyki i Paliw (AGH w Krakowie)

Instytutem Studiów Energetycznych Sp. z o.o. w Warszawie (ISE)

ADRES REDAKCJI

Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energi¹ PAN

31-261 Kraków, ul. Józefa Wybickiego 7

tel. 12-632-33-00, fax 12-632-35-24

Redaktor Wydawnictwa: mgr Danuta Nikiel-Wroczyńska

Redaktor techniczny: Barbara Sudo³

Projekt okładki: Drukarnia Archidiecezjalna

Zdjęcia na okładce: Jarosław Galusek/Trybuna Górnictwa

© Copywrite – Górnictwa Izba Przemysłowo-Handlowa

Katowice 2013

Printed in Poland

ISBN 978-83-904195-6-5

Spis treści

1. Wstęp	9
2. Sektor węgla kamiennego i brunatnego w polityce energetycznej państwa – rys historyczny	13
2.1. Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego w dokumentach strategicznych	13
2.2. Sektor energii w Polsce na tle UE	19
2.3. Uzależnienie Polski od importu nośników energii na tle UE	22
3. Opis zastosowanej metodyki badawczej	25
3.1. Wprowadzenie	25
3.2. Metodyka modelowania systemów paliwowo-energetycznych	26
3.3. Model TIMES	28
3.3.1. Główne cechy modelu TIMES	29
3.3.2. Opis modelu referencyjnego systemu energetycznego	30
3.4. Model POLPOWER	32
3.5. Model POLYPHEMUS	35
3.6. Opis współpracy wykorzystanych modeli	36
3.7. Podstawowe założenia obliczeniowe	37
3.7.1. Prognoza popytu na energię elektryczną ¹ do 2050 roku	37
3.7.2. Prognoza popytu na ciepło do ogrzewania pomieszczeń oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej w sektorze gospodarstw domowych do 2050 roku	41
3.7.3. Emisja CO ₂ – limity i koszty emisji	44
3.7.4. Emisja SO ₂ , NO _x , PM	46
3.7.5. Zobowiązania w zakresie użytkowania OZE	48
3.7.6. Produkcja energii elektrycznej ze Źródeł odnawialnych	49
3.7.7. Stopa dyskontowa, poziom cen	51
4. Dostępność krajowych nośników energii pierwotnej	53
4.1. Węgiel kamienny	53
4.1.1. Stan sektora produkcji węgla kamiennego energetycznego	53
4.1.1.1. Sprzedaż krajowa – ceny dla energetyki	58
4.1.1.2. Import węgla energetycznego	59
4.1.1.3. Główne kierunki wykorzystania węgla kamiennego	62
4.1.1.4. Sektor wytwarzania energii elektrycznej	64
4.1.2. Uwarunkowania rozwoju – szanse i zagrożenia	66
4.1.2.1. Szanse rozwoju – mocne strony	67
4.1.2.2. Zagrożenia dla rozwoju – słabe strony	68
4.1.3. Prognozy możliwości podaży węgla kamiennego w perspektywie 2050	70
4.1.3.1. Założenia	70
4.1.3.2. Wyniki prognoz możliwości podaży węgla kamiennego	71
4.1.4. Prognozy cen węgla kamiennego energetycznego	72
4.1.4.1. Ważniejsze prognozy długoterminowe cen węgla energetycznego	72
4.1.4.2. Założenia	74
4.1.4.3. Sposób oszacowania cen w prognozie	75
4.1.4.4. Założenia do prognozy cen dla grupy „sektor drobnych odbiorców”	76

4.1.4.5. Wyniki prognozy cen węgla kamiennego energetycznego	77
4.1.4.6. Zagadnienie kosztów transportu węgla w prognozie cen	78
4.2. Węgiel brunatny	79
4.2.1. Stan sektora produkcji węgla brunatnego	79
4.2.1.1. Ceny węgla brunatnego	82
4.2.2. Uwarunkowania rozwoju – szanse i zagrożenia	83
4.2.2.1. Szanse	83
4.2.2.2. Zagrożenia	84
4.2.3. Prognozy możliwości podaży węgla brunatnego w perspektywie 2050	84
4.2.3.1. Założenia	84
4.2.3.2. Wyniki prognoz możliwej podaży węgla brunatnego	85
4.2.4. Prognozy cen węgla brunatnego	86
4.3. Gaz ziemny	87
4.3.1. Stan sektora	87
4.3.2. Uwarunkowania rozwoju – szanse i zagrożenia	94
4.3.3. Prognozy cen gazu ziemnego	99
4.3.4. Prognozy możliwości podaży gazu w perspektywie 2050 roku	102
4.4. Ropa naftowa	105
4.4.1. Międzynarodowy rynek ropy naftowej	105
4.4.2. Rynek ropy naftowej w Polsce	107
4.5. Odnawialne Źródła energii	114
4.5.1. Zasoby OZE, wykorzystanie i możliwości rozwoju	116
4.5.1.1. Biomasa	118
4.5.1.2. Biogaz	120
4.5.1.3. Energia wiatru	123
4.5.1.4. Energia wody	124
4.5.1.5. Energia Słońca	125
4.5.1.6. Energia geotermalna	126
4.5.2. Moce zainstalowane i produkcja energii elektrycznej	127
4.6. Paliwo jądrowe	129
4.6.1. Założenia dotyczące budowy elektrowni jądrowych w Polsce	129
4.6.2. Ocena możliwości pozyskiwania uranu ze Źródeł krajowych	129
4.6.2.1. Zasoby uranu	130
4.6.2.2. Metoda wyznaczenia kosztów wydobycia	131
4.6.3. Prognoza cen paliwa jądrowego w perspektywie 2050	135
5. Jednostki wytwórcze energii elektrycznej i ciepła	143
5.1. Wprowadzenie	143
5.2. Funkcjonujące elektrownie i elektrociepłownie	144
5.3. Inwestycje w nowe moce wytwórcze realizowane po 2011 roku	147
5.4. Nowe elektrownie ciepłone	148
5.4.1. Elektrownie na węgiel kamienny i brunatny	149
5.4.2. Elektrownie gazowe	150
5.4.3. Elektrownie z systemami wychwytu i separacji CO ₂	151
5.4.3.1. Wychwyt CO ₂	153
5.4.3.2. Transport CO ₂	155
5.4.3.3. Sekwestracja CO ₂	158
5.4.3.4. Podsumowanie analiz dotyczących wdrażania technologii z CCS	159
5.5. Elektrownie jądrowe	160
5.6. Odnawialne Źródła energii	161
5.6.1. Elektrownie wiatrowe	162
5.6.2. Elektrownie wodne	163
5.6.3. Elektrownie słoneczne	163
5.6.4. Elektrownie biogazowe	164

5.7. Elektrociepłownie	165
5.8. Ciepłownie i technologie grzewcze małej mocy	167
5.9. Postęp techniczny – krzywe uczenia dla wybranych technologii	169
5.10. Czas budowy oraz koszty likwidacji obiektów	170
6. Analiza scenariuszowa – ogólne zestawienie wyników	173
6.1. Scenariusz REF	173
6.2. Scenariusz REF-WYSOKI	178
6.3. Scenariusz REF-NISKI	180
6.4. Scenariusz REF-CO2WYS	182
6.5. Scenariusz REF-PLUS	185
6.6. Scenariusz WYSOKI	187
6.7. Scenariusz STATUSQUO	189
6.8. Scenariusz ZAŁAMANIA	191
6.9. Scenariusz GAZOWY	194
6.10. Scenariusz GAZOWY-CO2WYS	196
6.11. Scenariusz JĄDROWY-MIX	199
6.12. Scenariusz JĄDROWY-MAX	201
6.13. Scenariusz CCS	204
6.14. Scenariusz BEZ-CCS	206
6.15. Scenariusz OZE	209
6.16. Scenariusz BEZ-OZE	211
7. Sytuacja sektora elektroenergetycznego i górnictwa w świetle wyników badań modelowych	215
7.1. Wprowadzenie	215
7.2. Analiza bezpieczeństwa energetycznego w poszczególnych scenariuszach	215
7.3. Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych	217
7.4. Emisje CO ₂	223
7.5. Węgiel kamienny i brunatny	224
7.5.1. Udział węgla kamiennego i węgla brunatnego w strukturze zużycia pierwotnych nośników energii	224
7.5.2. Węgiel kamienny energetyczny w produkcji energii elektrycznej w Polsce	226
7.5.3. Rola technologii CCS	228
7.6. Gaz ziemny	230
7.7. Elektrownie jądrowe	232
7.8. Odnawialne źródła energii	233
8. Bilanse węgla kamiennego i brunatnego	235
8.1. Węgiel kamienny	235
8.1.1. Przypomnienie ogólnych założeń podażyowo-popytowych i cenowych dla węgla kamiennego energetycznego w rozpatrywanych scenariuszach	235
8.1.2. Bilanse węgla kamiennego energetycznego w rozpatrywanych scenariuszach	236
8.1.2.1. Scenariusz 1: REF	237
8.1.2.2. Scenariusz 2: REF-WYSOKI	238
8.1.2.3. Scenariusz 3: REF-NISKI	238
8.1.2.4. Scenariusz 4: REF-CO2WYS	241
8.1.2.5. Scenariusz 5: REF-PLUS	242
8.1.2.6. Scenariusz 6: WYSOKI	242
8.1.2.7. Scenariusz 7: STATUSQUO	245
8.1.2.8. Scenariusz 8: ZAŁAMANIA	245
8.1.2.9. Scenariusz 9: GAZOWY	245
8.1.2.10. Scenariusz 10: GAZOWY-CO2WYS	245
8.1.2.11. Scenariusz 11: JĄDROWY-MIX	250
8.1.2.12. Scenariusz 12: JĄDROWY-MAX	250
8.1.2.13. Scenariusz 13: CCS	250

Spis treści

8.1.2.14. Scenariusz 14: BEZ-CCS	- - - - -	257
8.1.2.15. Scenariusz 15: OZE	- - - - -	257
8.1.2.16. Scenariusz 16: BEZ-OZE	- - - - -	257
8.1.3. Badania symulacyjne zużycia energii do celów ogrzewania pomieszczeń oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej w sektorze gospodarstw domowych	- - - - -	257
8.2. Węgiel brunatny	- - - - -	259
8.2.1. Przypomnienie ogólnych założeń podażyowo-popytowych i cenowych dla węgla brunatnego w rozpatrywanych scenariuszach	- - - - -	259
8.2.2. Bilanse węgla brunatnego w rozpatrywanych scenariuszach	- - - - -	266
8.3. Porównanie zużycia węgla kamiennego energetycznego i brunatnego w energetyce w wybranych grupach scenariuszy	- - - - -	267
8.4. Podsumowanie bilansów węgla	- - - - -	271
9. Wyniki pozostałych badań modelowych	- - - - -	273
9.1. Weryfikacja wyników modelu TIMES-PL modelem POLPOWER	- - - - -	273
9.2. Wyniki modelowania dyspersji zanieczyszczeń	- - - - -	278
10. Uwagi końcowe, wnioski i rekomendacje	- - - - -	283
Literatura	- - - - -	287
Załącznik 1	- - - - -	297

1. Wstêp

Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego w Polsce stoi obecnie przed szeregiem poważnych wyzwań, wynikających z dynamicznie zmieniających się warunków, w jakich funkcjonuje ten sektor, a jego długoterminowa rola jest uzależniona od wielu czynników, mających swoje źródło zarówno na szczeblu krajowym, jak i międzynarodowym. Górnictwo jest kluczowym dostawcą paliw pierwotnych do krajowej gospodarki, zapewniając Polsce jeden z najwyższych w Europie wskaźników bezpieczeństwa energetycznego. Historyczne uwarunkowania doprowadziły do ukształtowania się struktury wytwarzania energii elektrycznej i ciepła bazującej na węglu. Inwestycje w coraz sprawniejsze jednostki wytwórcze oraz instalacje oczyszczania spalin znacząco obniżyły ich negatywne oddziaływanie na zdrowie ludzkie i środowisko przyrodnicze. Niemniej jednak kolejnym wyzwaniem, przed którym stoi krajowy sektor paliwowo-energetyczny, jest europejska polityka klimatyczna, której intensyfikacja może bezpośrednio wpłynąć na pozycję węgla jako paliwa dla energetyki, a w konsekwencji na całą gospodarkę. „Rewolucja cyfrowa” w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie także powoduje zmianę światowych trendów i zmienia energetyczny obraz świata.

Określenie roli, jaką ma pełnić krajowe górnictwo węgla kamiennego i brunatnego – biorąc pod uwagę jego kluczowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw paliw do sektora wytwarzania energii elektrycznej i ciepła – jest podstawowym zagadnieniem wpisującym się w przygotowania rzędu do opracowania nowej polityki energetycznej Polski. Struktura paliwowa energii pierwotnej w całej gospodarce, a zwłaszcza w sektorze energetycznym, jest szczególnie istotnym zagadnieniem, któremu poświęcić należy specjalną uwagę, ponieważ jakiegokolwiek zaniedbania na obecnym etapie mogą doprowadzić do nieodwracalnych, negatywnych skutków w długim okresie.

W świetle przedstawionych powyżej przesłanek, celem niniejszej pracy jest opracowanie prognozy zapotrzebowania gospodarki polskiej na węgiel do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz określenie roli górnictwa węgla kamiennego i brunatnego w zaspokajaniu potrzeb energetycznych kraju. Szczególną uwagę poświęcono realizacji głównego celu polityki energetycznej, jakim jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Ustawa Prawo energetyczne (Ustawa 1997) definiuje bezpieczeństwo energetyczne 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 energetyczne w takim ujęciu jest elementem energetycznego zrównowżenia kraju, polegającym na efektywnym zarządzaniu dostawami pierwotnych nośników energii z krajowych i zewnętrznych źródeł oraz zapewnieniu odpowiedniej infrastruktury dla tych dostaw i przetwarzania ich na energię finalną. Ważnym elementem zrównowżenia energetycznego kraju jest społeczna dostępność do energii, której

podstawowym miernikiem jest jej cena. Coraz istotniejsza dla obecnych i przyszłych pokoleń staje się również wrażliwość ekologiczna, objawiająca się dążeniem do ograniczania oddziaływań na środowisko procesów gospodarczych, w tym wytwarzania i użytkowania energii. Stan zrównowżenia energetycznego to optymalny rozwój stabilnych, niedrogich i racjonalnych ekologicznie systemów energii. W procesie planowania przyszłej struktury paliwowej rysuje się więc dążenie do zaprojektowania takiego rozwoju systemu energetycznego kraju, by energia była dostępna w sposób ciągły i stabilny, a systemy energetyczne były niedrogie i możliwie najmniej szkodliwe dla środowiska.

Działania wpływające na wzrost bezpieczeństwa energetycznego Polski muszą być podejmowane przy istniejących uwarunkowaniach surowcowych, biorąc pod uwagę możliwości rozwoju niezbędnej infrastruktury, zobowiązania i regulacje międzynarodowe. Pożądane kierunki rozwoju powinny być wspierane działaniami politycznymi na poziomie:

- krajowym – poprzez działania państwa w zakresie zapewnienia właściwych uregulowań prawnych dla sprawowania kontroli właścicielskiej, przepisów regulujących działalność gospodarczą, w tym zezwoleń i koncesji, planów zagospodarowania przestrzennego nie kolidujących z ochroną zasób surowców mineralnych, regulacji w zakresie kontroli rozwoju elementów systemu paliwowo-energetycznego istotnych dla bezpieczeństwa energetycznego, przepisów ochrony środowiska oraz dotyczących polityki fiskalnej i budżetu państwa, jak również wypracowania efektywnych działań na wypadek sytuacji kryzysowych,
- międzynarodowym – poprzez działania na forum organizacji międzynarodowych, w strukturach Unii Europejskiej i w międzynarodowych stosunkach bilateralnych – dla zapewnienia żywotnych interesów kraju, pozwalających na kształtowanie wewnętrznej polityki energetycznej w kierunku poprawiającym jej stan zrównowżenia, utrzymania bezpieczeństwa energetycznego, zwłaszcza w zakresie dywersyfikacji dostaw nośników energii.

Złożoność problematyki zawartej w temacie niniejszej pracy, wzajemne oddziaływanie występujące między sektorem górnictwa węglowego a sektorem energetycznym oraz długoterminowy horyzont badań wymaga przyjęcia odpowiedniej metodyki dla opracowania prognozy zapotrzebowania na węgiel do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Zastosowano metody modelowania matematycznego, wykorzystując modele zaimplementowane na platformach komputerowych dedykowane do analiz systemów paliwowo-energetycznych. Jest to obecnie powszechnie stosowana metodyka do rozwiązywania tego typu problemów, pozwalająca – jako jedyna – ujawnić złożoność funkcjonowania systemów paliwowo-energetycznych i analizować ich rozwój.

W perspektywie 2050 roku – który określa ramy czasowe prowadzonych analiz – występuje wiele elementów niepewności, wynikających z możliwych zmian w zakresie uwarunkowań ekonomicznych, technicznych, technologicznych, finansowych, prawnych i politycznych, które mogą wpływać na wyniki badań. Praca ma zatem charakter analiz scenariuszowych, a wyniki należy interpretować w związku z założeniami przyjętymi w poszczególnych scenariuszach. Założenia te odzwierciedlają możliwe przyszłe stany otoczenia i samego systemu paliwowo-energetycznego, zaprognozowane na podstawie najlepszej wiedzy autorów, lecz wciąż obciążone pewnym poziomem niepewności, który uwzględniany jest poprzez wariantowe ustalenie

wartości istotnych parametrów tworzy scenariusze. Uzyskane wyniki pozwalają na ilościowo ocen  skutków odpowiednich scenariuszy dla struktury systemu paliwowo-energetycznego w sensie struktury technologii, zużycia paliw, poziomów emisji i kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

Podstawowym elementem scenariuszy są możliwości podażowe poszczególnych nośników energii pierwotnej, ze szczególnym uwzględnieniem możliwości rozwoju wydobywania węgla kamiennego i brunatnego. Wzięto również pod uwagę możliwy rozwój uwarunkowań, w jakich będzie w przysz oci funkcjonowa polski sektor paliwowy: poziom zapotrzebowania na energię finalną, zobowiązania w zakresie ochrony klimatu odzwierciedlone poprzez  cie ki cen uprawnień do emisji CO₂ oraz wymogi dotyczące wykorzystania energii ze Źródeł odnawialnych. Scenariusze uwzględniają możliwą dywersyfikacj  paliw wykorzystywanych w energetyce – oceniono opcje budowy energetyki jądrowej, szerszego wykorzystania gazu ziemnego, zaawansowania technologicznego budowy systemów wychwytu i składowania ditlenku węgla (CCS).

Wyniki pracy stanowi  przesłanki do podjęcia decyzji gospodarczych i politycznych, a dla tych ostatnich są wskaz wk  pozwalającą oszacowa potencjalne skutki regulacji i wybra ich najkorzystniejsze formy i poziomy. Należy jednak zwr ci uwag , że stopień skomplikowania problemu zrównoważenia energetycznego i bezpieczeństwa energetycznego wymaga podjęcia decyzji nie tylko w wymiarze ekonomicznym. Wi  że się bowiem z koniecznością w adczowego wyważenia niekiedy wzajemnie sprzecznych celów ekonomicznych, socjalnych, ekologicznych i politycznych. Pokazane wyniki badań scenariuszowych pomagają podj  racjonalne decyzje dla warunków założonych w scenariuszach, ale w rękach decydentów, zwłaszcza polityków, pozostaje cała sfera dzia a , by te przyszłe warunki ksztaltowa  w sposób zapewniający zrównoważony rozwój kraju.

Praca została wykonana przy zachowaniu obiektywizmu, rzetelności badawczej wykorzystując aktualny stan wiedzy. W sposób szczeg owy omówione zostały wyniki przeprowadzonych studiów literaturowych, na podstawie których przyjęto wartości parametrów oraz poczyniono niezbędne założenia.

Generalna konkluzja pracy wskazuje na potrzeb  podjęcia koniecznych inwestycji zapewniających rozwój górnictwa węgla kamiennego i brunatnego dla zapewnienia stabilnych i pewnych dostaw dla krajowej energetyki. Perspektywa ta nie jest jednak wolna od zagrożeń, na które starano się zwr ci  uwagę, identyfikując sytuacje i elementy, które mogą wpłyną niekorzystnie na rozwój sektora.

2. Sektor węgla kamiennego i brunatnego w polityce energetycznej państwa – rys historyczny

2.1. Górnictwo węgla kamiennego i brunatnego w dokumentach strategicznych

Podstaw¹ polskiej polityki energetycznej realizowanej po 1989 r. były następuj¹ce rz¹dowe dokumenty programowe:

- Założenia polityki energetycznej Rzeczypospolitej Polskiej na lata 1990–2010 z sierpnia 1990 r.,
- Założenia polityki energetycznej Polski do 2010 r., przyjęte przez Radę Ministrów 17 października 1995 r.,
- Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r., przyjęte przez Radę Ministrów 22 lutego 2000 r.,
- Ocena realizacji i korekta Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r. z załącznikami, przyjęta przez Radę Ministrów 2 kwietnia 2002 r.,
- Polityka energetyczna Polski do 2025 r., przyjęta przez Radę Ministrów 4 stycznia 2005 r.,
- Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r.

Górnictwo węgla kamiennego, ze względu na wag¹ jego rol¹ i znaczenie rodzimych zasobów węgla oraz trudn¹ sytuacj¹ by³o przedmiotem odrębnych opracowań o charakterze strategicznym, z których wymienić należy:

- Strategi¹ dzia³alnośc¹ górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007–2015, przyjęt¹ przez Radę Ministrów w dniu 31 lipca 2007 r.

Dokument ten stwierdza, że celem polityki państwa w stosunku do sektora górnictwa węgla kamiennego jest racjonalne i efektywne gospodarowanie złoami węgla znajduj¹cymi si¹ na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, tak aby zasoby te s³uży³y kolejnym pokoleniom Polaków.

Ten cel realizowany b¹dzie przez dzia³ania zgrupowane wokó³ następuj¹cych celów cz¹stkowych:

- zapewnienie bezpiecze¹stwa energetycznego kraju poprzez zaspokojenie krajowego zapotrzebowania na węgiel kamienny, w tym równie³ poprzez wykorzystanie węgla do produkcji paliw p³ylnych i gazowych,

- utrzymanie konkurencyjności polskiego węgla kamiennego w warunkach gospodarki wolnorynkowej,
- zapewnienie stabilnych dostaw węgla kamiennego o wymaganej jakości do odbiorców krajowych i zagranicznych,
- wykorzystanie nowoczesnych technologii w sektorze górnictwa węgla kamiennego dla zwiększenia konkurencyjności cenowej, bezpieczeństwa pracy, ochrony środowiska oraz stworzenia podstaw pod rozwój technologiczny i naukowy w szczególności regionu śląskiego i małopolskiego.

Wraz ze zmieniającymi się warunkami i w miarę powstawania kolejnych dokumentów dotyczących polityki energetycznej kraju, wielkości prognozowanego zapotrzebowania na węgiel były korygowane.

W tabeli 2.1.1 przedstawiono scenariusze zaopatrzenia Polski w węgiel zgodnie z *Załoženiami Polityki Energetycznej Rzeczypospolitej Polski na lata 1990–2010*, autorstwa Ministerstwa Przemysłu z sierpnia 1990 r.

**Tabela 2.1.1. Wydobycie i eksport węgla oraz koksu
w podziale na warianty – prognozy do 2010 r. [mln ton]**

Lp.	Wyszczególnienie	1988	1990	D		S		W	
				2000	2010	2000	2010	2000	2010
Wydobycie									
1.	Węgiel kamienny	193	163	145	145	144	154	144	162
2.	Węgiel brunatny	73,5	73	68	55	68	69	70	88
Saldo eksportowo-importowe									
3.	Węgiel kamienny	31,2	28,6	2,2	−4,2	−0,9	−13,2	−2,5	−15,9
4.	Koks	2,9	3,2	3,2	3,2	2,9	2,2	0	3,2

Scenariusz dolny (D) zakładał średnie tempo wzrostu gospodarczego w latach 1991–2010 na poziomie około 3% na rok, scenariusz średni (S) – około 5% na rok, zaś scenariusz wysoki (W) – około 8% na rok, a w następnej dekadzie 5% na rok.

Źródło: (MP 1990).

Zgodnie z tym dokumentem zakładano:

- głęboką restrukturyzację sektora węgla kamiennego – likwidację około 10% oddziałów produkcyjnych kopalń o najwyższych kosztach wydobycia,
- obniżenie poziomu wydobycia węgla kamiennego, przy utrzymaniu eksportu węgla koksującego i imporcie węgla energetycznego (za takim rozwiązaniem przemawiały względy ekonomiczne, tj. różnica w relacjach cen na rynkach światowych tych typów węgla),
- wzrost wydobycia węgla brunatnego, tylko w przypadku wariantu (W), ma³o prawdopodobnego, jest mowa o konieczności budowy nowej kopalni odkrywkowej Szczerców

(inwestycja ta charakteryzowała się brakiem systemowej rentowności ekonomicznej eksploatacji w porównaniu z paliwami importowanymi),

- kontynuację prac nad programem wzbogacania węgla (poprawa parametrów techniczno-ekonomicznych instalacji do wzbogacania).

Ponadto dokument przewidywał znaczny wzrost udziału gazu ziemnego w strukturze zużycia energii pierwotnej Polski i dla realizacji tego celu import gazu miał wzrosnąć z poziomu 7,8 mld m³ (1990 r.) do około 20 mld m³ (scenariusz S). Planowano rozwój wykorzystania gazu w energetyce (MP 1990).

Także Sejm w uchwale z dnia 9 listopada 1990 r. do podstawowych kierunków polityki energetycznej Polski zaliczył zmniejszenie udziału paliw stałych (kosztem zwiększenia udziału paliw węglowodorowych oraz OZE), istotną poprawę jakości węgla kamiennego oraz przeanalizowanie rzeczywistych kosztów wykorzystania złóż węgla brunatnego, z uwzględnieniem wymogów ochrony środowiska (Uchwała 1990).

Prognozy zapotrzebowania na węgiel kamienny i brunatny zawarte w *Założeniach polityki energetycznej Polski do 2010 r.*, przyjętych przez Radę Ministrów 17 października 1995 r. przedstawia tabela 2.1.2. W pierwszej połowie lat dziewięćdziesiątych zapotrzebowanie na węgiel kamienny było w całości pokrywane przez dostawy krajowe, a nadwyżka była kierowana na eksport (mln ton): 1991 r. – 18,7, 1994 – 27,1. Węgiel w 1994 r. zajmował dominującą pozycję w krajowej strukturze energii pierwotnej, jego udział był na poziomie 74% (trzykrotnie więcej niż w krajach Unii Europejskiej).

Tabela 2.1.2. Prognozy zapotrzebowania na węgiel do 2010 r.

Wyszczególnienie	Jednostka	1990	1995	2000	2010
Węgiel kamienny a)	mln ton	122,7	121,7	122,7	115,3
b)	mln ton		115,3	116,7	–
Węgiel brunatny a)	mln ton	67,6	70,2	61,6	61,1
b)	mln ton		75,2	72,7	77,3

a) Według Instytutu Podstawowych Problemów Techniki PAN i aktualnych cen branżowych.

b) Państwowa Agencja Węgla Kamiennego i Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego.

Źródło: MPiH 1995.

Jak widać z tabeli 2.1.2, przewidywano wówczas, że zapotrzebowanie na węgiel kamienny w perspektywie 2010 r. nieznacznie się zmniejszy w porównaniu do 1990 r., a w odniesieniu do 1988 r. przewidywano redukcję o 30%. W przypadku węgla brunatnego wariant a) zakładał nieznaczne zmniejszenie się zapotrzebowania na to paliwo (brak budowy elektrowni), wariant b) przewidywał rozwój wykorzystania węgla w energetyce. Ponadto dokument z 1995 r. przewidywał w odniesieniu do węgla:

- utrzymanie wydobycia węgla kamiennego na poziomie zapewniającym jego rentowność, bez dotacji z budżetu państwa, przy spełnieniu wymagań ochrony środowiska przewidywano restrukturyzację, której celem było likwidacja trwale nierentownych kopalń,

- podkreślono, że węgiel brunatny jest (wówczas jego cena była o około 40% niższa w porównaniu do ceny energii pierwotnej w węglu kamiennym) i pozostanie do 2010 r. najtańszym nośnikiem energii pierwotnej dla elektroenergetyki,
- zasoby tego surowca s¹ w stanie pokryć w około 40% zapotrzebowanie na energię pierwotną dla elektroenergetyki,
- jako jedno z ważnych zadań polityki energetycznej określono racjonalne wykorzystanie zasobów tego surowca, zwłaszcza w zagębiu bełchatowskim (konieczność budowy kopalni Szczerców w perspektywie około 2005 r.).

Przygotowany przez Ministra Gospodarki dokument *Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku*, został przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 22 lutego 2000 r. W dokumencie tym prognoza krajowego zapotrzebowania na paliwa i energię została przeanalizowana w trzech wariantach: PRZETRZEWANIA (realizowany w warunkach słabego światowego rozwoju, hamowanego przez wstrząsy polityczne, przy założonej średniorocznej stopie wzrostu PKB na poziomie około 2,3%), ODNIESIENIA (odbywa się w warunkach politycznej stabilności i rozwoju międzynarodowego otoczenia bez wstrząsów i nagłych zmian, przy około 4,0% tempie wzrostu PKB) oraz POSTĘPU-PLUS (urzeczywistniany w sprzyjających warunkach otoczenia międzynarodowego, następują korzystne zmiany ekonomiczne, wzrost PKB na poziomie 5,5%). W tabeli 2.1.3 przedstawiono prognozę zapotrzebowania na węgiel według tego dokumentu, a w tabeli 2.4 prognozowany bilans węgla kamiennego.

Z tabeli 2.1.3 wynika stopniowy spadek zapotrzebowania na węgiel kamienny we wszystkich analizowanych scenariuszach. O ile udział węgla kamiennego i brunatnego w strukturze zużycia energii pierwotnej w 1997 r. kształtował się na poziomie odpowiednio 55,9% i 12,5%, to według scenariusza ODNIESIENIA udziały te na 2020 r. były prognozowane w wysokości 42,5% i 11,6%. W wartościach bezwzględnych wszystkie trzy scenariusze przewidują wydobycie węgla brunatnego na stabilnym poziomie około 65 mln ton rocznie. Podkreślono, podobnie jak i w poprzednim dokumencie, że węgiel brunatny będzie najtańszym nośnikiem energii pierwotnej, wykorzystywanym do wytwarzania energii elektrycznej w polskiej elektroenergetyce.

Tabela 2.1.3. Prognoza zapotrzebowania na węgiel w latach 2005–2020

Scenariusz	Wyszczególnienie	Jednostka	1997	2005	2010	2015	2020
Przetrawiania	węgiel kamienny*	mln ton	104,5	92,9	87,9	86,0	83,5
	węgiel brunatny	mln ton	65,4	66,8	67,2	66,1	65,6
Odniesienia	węgiel kamienny*	mln ton	104,5	91,3	84,3	83,9	81,9
	węgiel brunatny	mln ton	65,4	66,8	67,4	66,2	65,6
Postępu-Plus	węgiel kamienny*	mln ton	104,5	85,5	84,6	84,5	82,4
	węgiel brunatny	mln ton	65,4	66,4	67,2	66,2	65,6

* Wraz z saldem importowo-eksportowym nośników pochodnych.

Źródło: MG 2000.

Jak widać z tabeli 2.1.4 przewidywano wówczas tendencję spadkową¹ wydobycia węgla kamiennego oraz w perspektywie 2020 r. przewagę eksportu nad importem tego surowca energetycznego.

Z kolei zgodnie z *Oceną realizacji i korektą Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 roku*, dokumentem, który został przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 2 lutego kwietnia 2002 r., prognozowano w latach 2002–2010 wydobycie węgla kamiennego na poziomie około 103 mln ton, sprzedaż krajowa węgla energetycznego miała wynieść około 64,5 mln ton, a wysokość eksportu węgla energetycznego – 18 mln ton. W przypadku węgla brunatnego dokument ten prognozował wzrost wydobycia z 63 mln ton w 2002 r. do 72,4 mln ton w 2010 r. Przewidywany wzrost pozyskania węgla brunatnego miał być osiągnięty dzięki uruchomieniu w 2010 r. odkrywkę Szczerców (MG 2002).

Tabela 2.1.4. Prognozowane bilanse węgla kamiennego

Scenariusz	Wyszczególnienie	1997	2005	2010	2015	2020
Przetwarzania	wydobycie		101,0	90,0	85,0	80,0
	import		2,0	2,0	2,0	3,5
	eksport		10,1	4,1	1,0	0,0
	zapotrzebowanie, w tym:		92,9	87,9	86,0	83,5
	elektrownie i EC zawodowe		50,7	53,7	53,7	53,6
Odniesienia	wydobycie	130,8	101,0	90,0	85,0	80,0
	import	3,3	2,0	2,0	2,0	2,0
	eksport	29,6	11,7	7,7	3,1	0,1
	zapotrzebowanie, w tym:	104,5	91,3	84,3	83,9	81,9
	elektrownie i EC zawodowe	44,3	49,6	51,2	53,0	53,1
Postępu-Plus	wydobycie		101,0	90,0	85,0	80,0
	import		2,0	2,0	2,0	2,4
	eksport		17,5	7,4	2,5	0,0
	zapotrzebowanie, w tym:		85,5	84,6	84,5	82,4
	elektrownie i EC zawodowe		43,6	46,9	48,3	47,3

Źródło: (MG 2000).

Polityka energetyczna Polski do 2025 r., przyjęta przez Radę Ministrów 4 stycznia 2005 r., przewidywała – z jednej strony – że polski sektor górnictwa węgla kamiennego powinien odgrywać istotną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego w kraju i innych państwach UE, z drugiej zaś wskazywała za konieczne kontynuowanie działań mających na celu osiągnięcie i utrzymanie efektywności, rentowności i płynności finansowej w polskich przedsiębiorstwach górniczych, dla utrzymania ich zdolności do zaspokajania potrzeb energetycznych

(dalsza redukcja kosztów wydobycia, odpowiednia strategia zatrudnienia pozwalająca na utrzymanie optymalnej liczby pracowników). Dokument ten przewidywał ponadto, że dla zapewnienia pokrycia wzrastającego zapotrzebowania na energię elektryczną szczególną rolę będzie nadal odgrywał węgiel brunatny, który jest najtańszym nośnikiem energii pierwotnej w kraju. Dla zapewnienia odpowiednich dostaw tego paliwa niezbędne będzie udostępnienie nowych źródeł tego węgla i budowę nowych elektrowni w horyzoncie 2025 r. Prognozowano do 2025 r. wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej o 80–93%. W jednym z wariantów – *Podstawowym Węglowym* wzrasta istotnie zużycie węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej, a przyrost zużycia gazu jest relatywnie mniejszy. Wariant *Podstawowy Węglowy* byłby tańszy w realizacji od wariantu *Gazowego*, czego odzwierciedleniem byłyby niższe koszty produkcji energii elektrycznej i niższe ceny energii dla odbiorców. Dodatkowym atutem tego wariantu jest mniejsze uzależnienie kraju od importu paliw (MGiP 2005).

Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r., jest dokumentem obecnie obowiązującym; zakłada, że głównym celem polityki energetycznej w obszarze węgla jest racjonalne i efektywne gospodarowanie zasobami tego surowca, znajdującymi się na terytorium kraju. Przewiduje wykorzystanie węgla jako głównego paliwa dla elektroenergetyki w celu zagwarantowania odpowiedniego stopnia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Jednak załączona do dokumentu prognoza przewiduje zdecydowany spadek w zakresie zapotrzebowania kraju zarówno na węgiel kamienny (o 16,5%), jak i brunatny (23%) – tabela 2.1.5. Głównym powodem tych zasadniczych zmian w strukturze nośników energii pierwotnej było przyjęcie w dokumencie cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na poziomie 60 EUR/t CO₂ (obecna cena uprawnień utrzymuje się na poziomie zdecydowanie niższym – około 4 EUR/t CO₂).

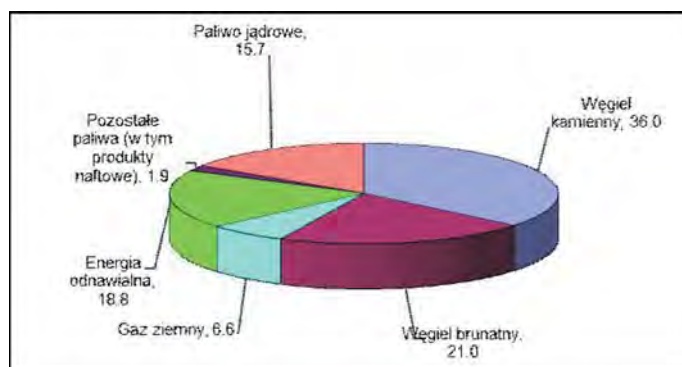
Tabela 2.1.5. Zapotrzebowanie na węgiel kamienny i brunatny (energia pierwotna)

Wyszczególnienie	Jednostka	Lata					
		2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	mln ton	76,5	66,1	61,7	60,4	59,3	64,0
Węgiel brunatny	mln ton	59,4	52,8	57,2	44,2	52,7	45,7

Źródło: (MG 2009).

Dane rzeczywiste z ostatnich lat odbiegają od omówionych wyżej prognozowanych wielkości, czego przykładem może być poziom sprzedaży węgla kamiennego w kraju w 2012 r. – 71,2 mln ton, przy poziomie wydobycia – 78,1 mln ton oraz dane dla węgla brunatnego: wielkość wydobycia w 2010 r. – 56,5 mln ton, 2011 r. – 62,8 mln ton, 2012 r. – 64,2 mln ton. Jak widać z rysunku 2.1.1 w przewidywanej na 2030 r. strukturze wytwarzania energii elektrycznej znaczny udział węgla kamiennego i brunatnego wynosi 57%, a na elektrownie jądrowe przypada około 16%. W 2012 r. znaczny udział węgla w strukturze wytwarzania energii elektrycznej kształtowała się na poziomie 84%.

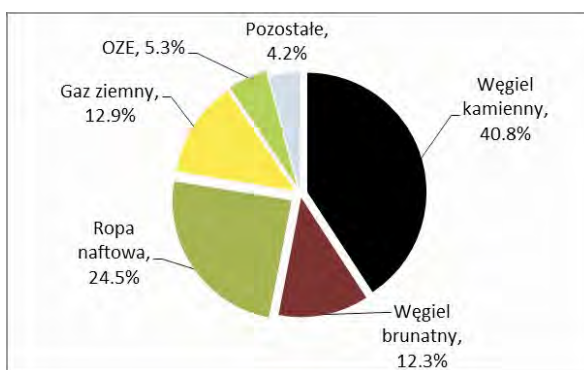
2.2. Sektor energii w Polsce na tle UE



Rys. 2.1.1. Prognoza produkcji energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w 2030 r.
Źródło: (MG 2009)

2.2. Sektor energii w Polsce na tle UE

W Polsce udział węgla jest dominujący w strukturze zużycia energii pierwotnej (rys. 2.2.1), aczkolwiek w ciągu ostatnich lat udział ten się nieznacznie obniżył (2011 r. – 55,7%; 2012 r. – 53,0%), głównie na rzecz OZE. Posiadanie znacznych zasobów węgla i ich eksploatacja przekłada się na dominujący udział węgla w produkcji energii pierwotnej. Udział ten w 2010 r. kształtował się odpowiednio: dla węgla kamiennego – 65%, a dla brunatnego – 17%. Produkcja energii elektrycznej w Polsce (w 2012 r. – 161,95 TWh), w znacznej części bazująca na paliwach stałych (84%), nieznacznie przewyższa krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną, dzięki temu nasz kraj zaliczany jest do grona eksporterów netto energii elektrycznej (najwięksi w UE to: Francja, Niemcy i Republika Czeska). Polska jest dziesiąta w świecie pod



Rys. 2.2.1. Struktura zużycia energii pierwotnej w Polsce – 2012 r.
Źródło: opracowanie własne na podstawie (ARE 2013)

względem wielkości produkcji energii elektrycznej z węgla, druga wśród państw UE (pierwsze s¹ Niemcy) (IEA 2013). W UE większą krajów to importerzy netto energii elektrycznej (najwięksi: Włochy, Finlandia i Litwa). Ze względu na wielkość produkcji energii elektrycznej Polska jest szóstym krajem UE, najwięksi producenci to: Niemcy, Francja oraz Wielka Brytania. Z kolei, analizując jednostkowe zużycie energii elektrycznej, to dla Polski wskaźnik ten utrzymuje się na niskim poziomie w porównaniu do UE – tabela 2.2.1 (Szurlej i in. 2013).

Należy podkreślić, że podobnie jak w przypadku struktury zużycia energii pierwotnej, również struktura wytwarzania energii elektrycznej Polski (rys. 2.2.2) jest zdecydowanie odmienna od tej występującej w UE (rys. 2.2.3). Wysoki udział węgla (kamiennego – 53%, brunatnego – 32% w roku 2011; dane ARE 2006–2012c) w krajowej strukturze należy wiązać z posiadaniem znacznych zasobów węgla oraz historycznymi uwarunkowaniami rozwoju sektora wytwórczego. W przypadku UE, co prawda udział węgla w latach 2000–2012 zmniejszył się z 28% do 25%, jednak analizując jego zmienność w wartościach bezwzględnych obserwuje się 43% wzrost, który odpowiada przyrostowi mocy – 68,4 GW. W 2012 r. przyrost mocy zainstalowanych bazujących na węglu był na poziomie 3,07 GW, co odpowiada 7% całkowitego przyrostu. Największy przyrost przypada na instalacje OZE: słoneczne – 37%, wiatrowe – 27% (EWEA 2013a).

Jak widać z tabeli 2.2.1 jednostkowe zużycie energii elektrycznej na osobę w Polsce nie tylko jest około połowę mniejsze od tego wskaźnika dla UE, ale także odbiega od poziomu tego wskaźnika dla naszych sąsiadów – jedynie Litwa ma mniejszy (2,5 MWh/osoba). W 2010 r. jedynie Łotwa, Litwa i Rumunia z krajów UE charakteryzowały się mniejszym zużyciem energii elektrycznej na osobę. Z drugiej zaś strony należy podkreślić wysoką dynamikę wzrostu tego wskaźnika dla Polski w latach 2000–2010. Utrzymanie tendencji wzrostowej tego wskaźnika w przyszłości zapewne zbliżyłoby Polskę do krajów UE, jednak jest to uzależnione,

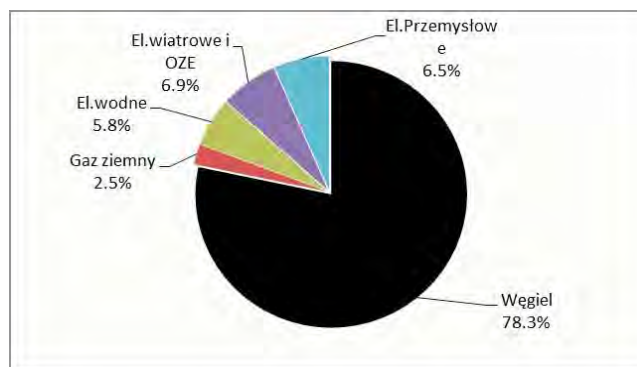
Tabela 2.2.1. Zużycie finalne energii elektrycznej na osobę w wybranych krajach UE [MWh/osoba]

Wyszczególnienie	Lata			Dynamika wzrostu: 2000–2010 [%]
	2000	2005	2010	
UE-27	5,22	5,64	5,66	106,0
Finlandia	14,63	15,41	15,60	104,4
Belgia	7,57	7,68	7,69	100,9
Francja	6,36	6,74	6,86	105,8
Niemcy	5,88	6,32	6,47	107,4
Wielka Brytania	5,60	5,81	5,29	93,9
Hiszpania	4,71	5,63	5,67	114,1
Republika Czeska	4,80	5,41	5,45	109,9
Słowacja	4,08	4,24	4,45	102,0
Polska	2,55	2,76	3,10	120,2
Bulgaria	2,96	3,31	3,58	118,7

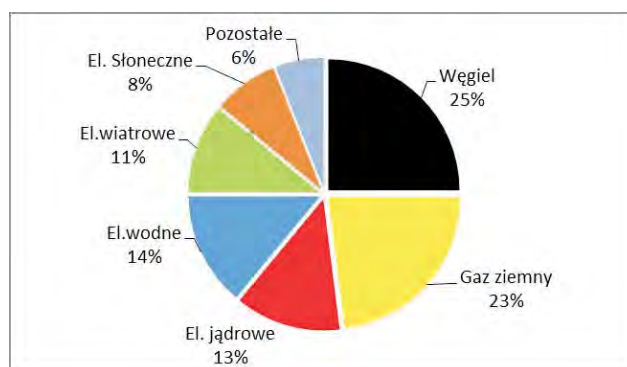
Źródło: Eurostat 2012.

2.2. Sektor energii w Polsce na tle UE

jak wskazuj¹ doświadczenia z lat ubieg³ych, m.in. od dynamiki PKB – tabela 2.2.2. W tabeli 2.2.3 przedstawiono wybrane, istotne wskaźniki charakteryzuj¹ce sektor energetyczny Polski i wybranych państw UE. Jak widać z tej tabeli Polska ma największy udział³ węgla w produkcji energii elektrycznej wśród krajów UE, na świecie jedynie w RPA ma w tym zakresie większy udział³.



Rys. 2.2.2. Struktura mocy zainstalowanej w Polsce na koniec 2012 r.
Źródło: opracowanie własne na podstawie (PSE 2013a)



Rys. 2.2.3. Struktura mocy zainstalowanej w krajach UE – 2012 r.
Źródło: opracowanie własne na podstawie (EWEA 2013b)

Tabela 2.2.2. Zmiany zużycia energii elektrycznej w porównaniu do zmian PKB w latach 2005–2012

Wyszczególnienie	Jednostka	Lata							
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Zmiana zużycia energii elektrycznej	%	0,5	3,5	2,9	0,5	–4,0	4,2	1,9	–0,6
Zmiana PKB	%	3,6	6,2	6,8	5,1	1,6	3,9	4,3	2,0

Źródło: URE 2010–2013; 2013.

Tabela 2.2.3. Wybrane wskaźniki sektora energetycznego Polski i UE

Wyszczególnienie	Jednostkowe zużycie energii pierwotnej [toe/osoba]	Emisja CO ₂ * [mln ton]	Udział energii elektrycznej wytworzonej z węgla [%]
Hiszpania	2,77	268,32	15,4
Belgia	5,59	106,43	6,1
Francja	4,04	357,81	4,0
Niemcy	4,00	761,58	45,3
Wielka Brytania	8,27	483,52	29,8
Polska	2,66	305,10	86,7
Republika Czeska	4,19	114,48	56,7
Grecja	2,44	84,28	57,6
Włochy	2,81	398,47	17,1

* Emisja ze spalania paliw.

Źródło: opracowanie własne na podstawie (IEA 2013).

2.3. Uzależnienie Polski od importu nośników energii na tle UE

Polska posiada ogromne zasoby węgla, zarówno kamiennego jak i brunatnego. Pod względem wydobycia węgla kamiennego jest największym producentem w Europie, a w zakresie węgla brunatnego ustępuje tylko Niemcom, które są największym producentem tego surowca w świecie. Posiadanie przez Polskę tych, znaczących jak na warunki europejskie, złóż węgla i ich eksploatacja mają bezpośrednie przełożenie na relatywnie niskie uzależnienie naszego kraju od importu nośników energii, a przez to zapewniają wysoki poziom bezpieczeństwa energetycznego (Kaliski i in. 2012a).

Jednym ze wskaźników, który może posłużyć do oceny stanu bezpieczeństwa energetycznego państwa jest wskaźnik zależności importowej – W_{ZI} (Kaliski, Stańko 2006; Stańko, Kaliski 2006; Janusz 2010):

$$W_{ZI} = \frac{I_j - E_j}{Z_{KJ}} [\%]$$

gdzie: Z_{KJ} – zużycie globalne j -tego nośnika energii, I_j – import j -tego nośnika energii, E_j – eksport j -tego nośnika energii.

W tabeli 2.3.1 zestawiono wyniki obliczeń wskaźnika zależności importowej dla Polski oraz wybranych krajów UE w latach 1990–2011. W przypadku tych państw UE, które obecnie

Tabela 2.3.1. Uzależnienie od importu poszczególnych nośników energii Polski na tle wybranych państw UE w latach 1990–2011 [%]

Państwo	Nośnik energii	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Szwecja	uzależnienie całkowite	38,9	38,6	34,1	38,0	35,1	37,5	44,1	38,0	38,5	39,5	37,7	39,7	39,1	38,9	38,2
Finlandia	uzależnienie całkowite	62,8	54,4	52,2	56,6	55,8	53,7	60,5	56,0	55,8	55,5	54,8	56,3	55,3	49,8	54,7
Grecja	uzależnienie całkowite	71,4	79,4	73,4	78,1	77,0	79,2	74,5	80,1	74,7	81,0	75,7	82,8	75,3	77,2	73,0
	węgiel	11,4	11,0	8,5	8,5	9,1	7,0	4,7	5,1	4,1	2,7	3,3	5,0	2,0	5,1	3,6
Dania	uzależnienie całkowite	49,7	37,6	-18,4	-38,7	-31,4	-44,6	-33,4	-49,4	-53,7	-40,3	-28,1	-23,7	-20,1	-19,0	-13,8
Portugalia	uzależnienie całkowite	89,0	89,9	92,6	89,8	87,1	85,6	87,3	85,8	90,5	87,9	87,0	87,7	85,8	80,0	81,8
Irlandia	uzależnienie całkowite	68,7	71,9	85,4	85,2	89,2	89,9	90,1	92,5	90,2	96,7	94,2	96,6	92,0	90,5	93,2
Słowacja	uzależnienie całkowite	76,9	68,9	68,8	66,3	61,6	61,7	64,4	67,1	63,9	64,1	69,2	65,5	67,3	63,8	66,5
Czechy	uzależnienie całkowite	15,6	21,0	25,2	23,3	24,9	26,6	25,6	25,7	28,3	27,8	25,2	27,7	27,1	25,8	27,7
	węgiel	-18,1	-25,4	-29,6	-22,0	-21,0	-18,7	-16,0	-13,8	-16,2	-16,3	-14,9	-15,7	-19,9	-16,2	-15,6
Austria	uzależnienie całkowite	68,8	66,6	66,0	66,8	65,1	69,1	70,4	71,1	71,0	73,1	70,3	70,2	66,3	63,2	73,1
Węgry	uzależnienie całkowite	49,4	48,0	54,3	55,7	54,4	58,4	62,1	60,8	62,6	63,5	61,9	64,3	59,7	58,9	52,5
	uzależnienie całkowite	2,1	-0,2	9,8	10,7	10,6	11,6	13,3	14,8	17,7	20,2	26,0	31,0	32,2	31,6	34,3
Polska	gaz ziemny	75,8	64,5	64,3	66,4	69,2	66,1	66,5	68,3	69,7	71,9	66,6	72,7	67,7	69,3	75,1
	ropa naftowa	107,8	97,1	97,8	99,4	96,0	98,7	100,2	97,7	100,1	103,9	108,7	100,6	102,6	101,1	99,2
	węgiel	-25,1	-30,2	-25,7	-29,0	-29,3	-28,4	-26,2	-27,6	-23,8	-21,5	-15,3	-6,5	-5,2	-4,9	-0,7
Hiszpania	uzależnienie całkowite	66,2	74,1	80,3	80,1	78,6	82,6	80,6	81,3	85,9	88,0	86,0	88,6	87,5	83,6	83,7
	węgiel	36,7	46,5	57,2	61,3	59,1	66,6	63,3	66,6	70,3	75,5	66,6	82,0	94,7	87,6	73,4
Francja	uzależnienie całkowite	53,2	48,6	51,5	51,5	49,3	51,2	50,7	51,0	51,9	52,4	51,5	52,2	52,4	50,4	49,7
Włochy	uzależnienie całkowite	86,2	83,5	84,7	88,7	85,3	87,9	85,3	85,6	85,1	90,1	88,7	88,4	85,8	87,1	85,0
Niemcy	uzależnienie całkowite	47,1	57,3	59,9	59,8	61,9	60,7	61,6	61,7	62,2	61,6	60,9	63,0	63,7	62,0	62,7
	węgiel	2,6	11,2	21,8	23,3	28,1	29,2	29,5	31,6	31,5	34,6	37,0	38,3	36,1	41,3	38,1
	uzależnienie całkowite	2,2	-17,2	-20,9	-17,5	-9,5	-13,3	-6,9	4,7	13,6	22,1	21,2	27,8	28,0	29,9	39,0
Wielka Brytania	węgiel	13,5	21,7	37,0	40,5	55,7	48,9	52,5	60,5	72,5	76,5	69,8	74,6	76,9	51,1	63,7

Źródło: obliczenia własne na podstawie (IEA 2000–2012a; b; c).

realizuj¹ wydobycie węgla na szersz¹ skalę, oprócz wskaźnika zależności importowej ca³-kowitej, gdzie wzięto pod uwagę wszystkie no¹niki energii (*Uzależnienie całkowite*), podano także ten wskaźnik w odniesieniu do węgla (*Węgiel*). Analiza danych zestawionych w tabeli 2.3.1 oraz danych Eurostatu (Eurostat 2012) implikuje następuj¹ce konstatacje:

- w większo¹ci państw UE obserwuje się wzrost wskaźnika zależności od importu no¹ników energii. Dobrym przyk³adem jest Wielka Brytania, która w latach 1995–2003 posiadała status kraju b¹dczego netto eksporterem surowców energetycznych, a w 2011 r. wskaźnik uzależnienia wzrós³ do 39%. Wyj¹tkiem jest Dania, która dzięki eksploatacji podziemnych z³ół gazu ziemnego i ropy naftowej oraz rozwojowi wykorzystania OZE jest już od wielu lat eksporterem netto no¹ników energii.
- Polska jest krajem UE o jednym z najni¹szych wskaźników uzależnienia od importu: 2011 r. – 34,3%, aczkolwiek w ostatnich dwudziestu latach wskaźnik ten systematycznie wzrasta³ – w 1995 r. nasz kraj by³ netto eksporterem surowców energetycznych. Obni¹żenie wydobycia węgla kamiennego i ograniczenie poziomu jego eksportu w ostatnich latach prze³oczyło się na wzrost wskaźnika uzależnienia ca³kowitego od importu surowców energetycznych.
- Wskaźnik uzależnienia od importu węgla dla UE-27 w latach 2000–2010 zwi¹ększy³ się z 43,2 do 58,4%, osi¹gaj¹c maksimum w 2008 r. – 64,7%.

Dzięki posiadaniu i eksploatacji z³ół węgla poziom bezpieczeństwa energetycznego Polski oceniany przez pryzmat wskaźnika uzależnienia od importu no¹ników energii jest wysoki. Dla porównania – wskaźnik ten dla UE kształtuje się w ostatnich latach na poziomie oko³o 53% (Eurostat 2012).

Dla oceny przysz³ych wyników zapotrzebowania na no¹niki energii w poszczególnych scenariuszach zastosowano wskaźnik bezpieczeństwa energetycznego (WSK), b¹dcy modyfikacj¹ wskaźnika zależności importowej przywo³anego na wstępie tego podrozdziału – WSK jest sum¹ poda³y krajowych no¹ników energii [PJ] odniesion¹ do ca³kowitego zu³ycia no¹ników energii [PJ] ³¹cznie w elektrowniach ciepłych zawodowych i przemys³owych, a także do produkcji ciepła (ciep³ownie zawodowe) w danym roku. W tabeli 2.3.2 zestawiono wynik obliczenia WSK dla roku bazowego – 2011. Jak widać wysoki stopień wykorzystania węgla z rodzimych z³ół w energetyce prze³oczyło się na wysok¹ warto¹ tego wskaźnika.

Tabela 2.3.2. Wyznaczenie wskaźnika WSK dla 2011 r.

Wyszczególnienie	Jednostka	Wartość
Węgiel kamienny – kraj	PJ	1 123,8
Węgiel brunatny	PJ	509,1
Gaz ziemny – kraj	PJ	28,8
OZE – kraj	PJ	71,9
Suma – kraj	PJ	1 733,6
Całkowite zużycie	PJ	1 925,5
WSK	%	90,0%

Źródło: obliczenia własne.

3. Opis zastosowanej metodyki badawczej

3.1. Wprowadzenie

Badanie perspektyw rozwoju energetyki, na obecnym poziomie rozwoju gospodarki, wymaga zastosowania odpowiednich narzędzi. Złożoność i rozmiary problemów sprawiają, że jedynym narzędziem umożliwiającym ich pełne ujęcie są modele matematyczne, które obecnie posiadają odpowiednie oprogramowanie ułatwiające budowanie i eksploatację modeli. Problematyka prognozowania rozwoju systemów dostaw energii pierwotnej i końcowej jest obecna w badaniach multidyscyplinarnych od czasu pierwszego kryzysu energetycznego na początku lat siedemdziesiątych XX w. Wiele krajów i organizacji międzynarodowych podjęło prace w zakresie budowy narzędzi dla celów prognozowania i optymalizacji rozwoju systemów energetycznych. Energetyka jest jedynym sektorem, który był przedmiotem tak intensywnych prac, a jest to uzasadnione rolą energii jako jednego z podstawowych czynników funkcjonowania i rozwoju gospodarki. Opracowano wiele modeli, począwszy od prostych modeli symulacyjnych dla pojedynczych sektorów, poprzez modele poziomu krajów (np. MARKAL, EFOM), regionów (np. PRIMES dla Unii Europejskiej, NEMS w USA), po złożone modele gospodarki energii w skali globalnej (np. SAGE i POLES).

Również w Polsce prace takie były prowadzone od końca lat siedemdziesiątych, w byłym Zakładzie Problemów Energetyki Instytutu Podstawowych Problemów Techniki PAN. Ich wynikiem był zestaw modeli SPSEK-PROSK-STRUK oraz model EFOM-PL. Agencja Rynku Energii, która wykonuje obecnie prace modelowe dla potrzeb rządowych dokumentów dotyczących polityki energetycznej, używa zestawu modeli, w tym MESSAGE i ENPEP dostarczonych przez Międzynarodową Agencję Energetyki Jądrowej (*The International Atomic Energy Agency*). Stosowane do tej pory w Polsce modele pochodzą z lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych i nie uwzględniają szeregu elementów wynikających z zaostrzających się regulacji środowiskowych i liberalizacji rynków energii.

Konieczność unowocześniania aparatu badawczego doprowadziła do powstania zintegrowanego systemu MARKAL-EFOM (*The Integrated MARKAL-EFOM System – TIMES*), który w jeszcze większym stopniu rozszerzył funkcjonalności modeli MARKAL i EFOM. Model TIMES był głównym narzędziem analitycznym wykorzystanym w niniejszej pracy. Oprócz tego w pracy zostały wykorzystane modele: PolPower oraz Polyphemus. Na podstawie wyników otrzymanych z modelu TIMES, model PolPower umożliwił przeprowadzenie analizy funkcjonowania krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej w wybranych latach z rozdzielczością czasową 1 h. Model Polyphemus został wykorzystany do modelowania dyspersji

atmosferycznej emisji porównania zmian w stężeniach zanieczyszczeń wynikających z realizacji poszczególnych scenariuszy energetycznych. Powiązania oraz przepływy danych pomiędzy modelami omówione są szerzej w rozdziale 3.5. Głównym celem badań przeprowadzonych z wykorzystaniem wymienionych modeli było wskazanie optymalnej struktury paliwowo-technologicznej wytwarzania energii elektrycznej i ciepła do roku 2050, przy zadanych ograniczeniach natury technicznej, gospodarczej oraz środowiskowej. Otrzymane wyniki mogą zostać wykorzystane do wsparcia procesu decyzyjnego w obszarze kształtowania przyszłej polityki energetycznej kraju.

3.2. Metodyka modelowania systemów paliwowo-energetycznych

Mimo kilkudziesięciu lat rozwoju podstaw metodycznych modelowania i równoległego opracowywania niezbędnych algorytmów i oprogramowania, nie uzyskano jednej uniwersalnej metody modelowania systemów paliwowo-energetycznych. Każda z trzech stosowanych metod: programowanie matematyczne, dynamika systemowa czy ekonometria, ma swoje zalety i wady oraz obszar najkorzystniejszych zastosowań. Wszystkie mogą być stosowane do prognozowania rozwoju systemów, a ponadto:

- programowanie matematyczne: w pojęciu z optymalizacją struktury systemu, głównie dobór technologii i tworzenie miks energetycznego,
- dynamika systemowa: w pojęciu z symulacją systemów nieliniowych o silnych związkach dynamicznych,
- ekonometria: prognozowanie rozwoju systemów o stabilnej strukturze, a przede wszystkim ocena współczynników zależności w systemie, zwłaszcza popytu na energię.

Podstawową metodą modelowania wykorzystaną w niniejszej pracy jest metoda programowania matematycznego. Polega ona na sformułowaniu funkcji celu będącej kryterium optymalizacji oraz szeregu ograniczeń. Funkcja celu, w zależności od tego, w jaki sposób jest zdefiniowana, jest zazwyczaj minimalizowana lub maksymalizowana, co umożliwia znalezienie najlepszego (optymalnego) rozwiązania ze zbioru wszystkich rozwiązań dopuszczalnych. Programowanie matematyczne jest jedną z najczęściej stosowanych metod w modelowaniu matematycznym sektora paliwowo-energetycznego. W zależności od zapisu ograniczeń i funkcji celu, model matematyczny jest najczęściej formułowany jako:

- liniowy (*Linear Programming* – LP),
- nieliniowy (*Nonlinear Programming* – NLP),
- mieszany całkowitoliczbowy liniowy (*Mixed Integer Programming* – MIP),
- mieszany całkowitoliczbowy nieliniowy (*Mixed Integer Nonlinear Programming* – MINLP),
- mieszany komplementarny (*Mixed Complementarity Problem* – MCP), którego szczególnymi przypadkami są: mieszany komplementarny liniowy (*Linear Complementarity Problem* – LCP) oraz mieszany komplementarny nieliniowy (*Nonlinear Complementarity Problem* – NCP).

Ponieważ najbardziej znan¹ metod¹ programowania matematycznego jest programowanie liniowe, opracowano dla niego szereg bardzo efektywnych algorytmów obliczeniowych i odpowiednie oprogramowanie. Programowanie liniowe jest obecnie bardzo często stosowane do budowy modeli sektora paliwowo-energetycznego, z powodu dostępności oprogramowania i możliwości rozwiązywania problemów dużych systemów. Ogólna postać matematyczna problemu zapisanego jako zagadnienie programowania liniowego przedstawia się następująco:

I. W przypadku maksymalizacji funkcji celu:

$$\text{zmaksymalizuj: } \pi = \sum_{j=1}^n c_j \cdot x_j$$

$$\text{przy warunkach ograniczających: } \sum_{j=1}^n a_{ij} \cdot x_j \leq b_i (i = 1, 2, \dots, m) \text{ oraz: } x_j \geq 0 \quad (j = 1, 2, \dots, n)$$

II. W przypadku minimalizacji funkcji celu:

$$\text{zminimalizuj: } k = \sum_{j=1}^n c_j \cdot x_j$$

$$\text{przy warunkach ograniczających: } \sum_{j=1}^n a_{ij} \cdot x_j \geq b_i (i = 1, 2, \dots, m) \text{ oraz: } x_j \geq 0 (j = 1, 2, \dots, n)$$

Wad¹ programowania liniowego jest konieczność przyjęcia założeń, że wszystkie zależności występujące między zmiennymi modelu są opisane funkcjami liniowymi. Dotyczy to zarówno kryterium optymalizacji (funkcji celu), jak i ograniczeń. Wymaga ono zastosowania uproszczeń polegających na zastąpieniu funkcji nieliniowych funkcjami liniowymi. W przypadku systemów sektora paliwowo-energetycznego uproszczenie to jest dopuszczalne, a zastosowane przybliżenia nie wypaczają wyników. Obszar rozwiązań – wartości zmiennych jest wąski, najczęściej bliski parametrom nominalnym jednostek, i można założyć, że nawet jeśli występują tu zależności nieliniowe, to ich uproszczona forma liniowa nie wprowadza istotnych błędów.

Metodę programowania mieszanego całkowitoliczbowego stosuje się zazwyczaj w sytuacji, gdy wybrane zmienne modelu muszą przyjmować wartości całkowite. Szczególnym przypadkiem programowania całkowitoliczbowego jest programowanie binarne, w którym zdefiniowane zmienne przyjmują tylko wartości zero bądź jeden. Programowanie całkowitoliczbowe stosowane jest zazwyczaj wtedy, gdy wyniki obliczeń mają wskazywać konkretną elektrownię lub elektrociepłownię, czy blok lub ich liczbę. Przykładem zastosowania programowania całkowitoliczbowego jest model PolPower, w którym każda jednostka wytwórcza przyjmuje stan *OnLine* lub *OffLine* w poszczególnych godzinach funkcjonowania systemu. Również model TIMES może zostać uruchomiony w trybie MIP, co wskazane jest zwłaszcza w analizach systemów energetycznych na poziomie lokalnym.

Budowa modeli matematycznych wymaga przyjęcia określonej procedury postępowania. Liczba etapów niezbędnych do wykonania oraz interdyscyplinarna wiedza wykorzystywana w procesie budowy modelu powodują, że modele budowane są najczęściej przez wieloosobowe zespoły naukowo-badawcze.

Choć szczegółowa metodyka budowy modelu jest uzależniona od uwarunkowań specyficznych dla danego przypadku, to wyróżnić można pewne typowe etapy jego konstrukcji. Zazwyczaj budowa modelu wymaga zrealizowania szeregu charakterystycznych etapów, które w syntetyczny sposób zestawiono poniżej (Suwaśa 2011; Kamiński 2010):

1. Określenie potrzeby (rozpoznanie, zdefiniowanie, analiza problemu) i celu budowy modelu.
2. Opracowanie modelu konceptualnego.
3. Sformułowanie modelu matematycznego.
4. Komputerowa implementacja modelu matematycznego.
5. Przyjęcie założeń dotyczących danych wejściowych.
6. Kalibracja modelu.
7. Weryfikacja i analiza wrażliwości (czułości) modelu.
8. Zdefiniowanie scenariuszy badawczych.
9. Rozwinięcie modelu dla przyjętych scenariuszy badawczych.
10. Opracowanie wyników badań i sformułowanie rekomendacji.

3.3. Model TIMES

TIMES (zintegrowany system MARKAL-EFOM) jest generatorem modeli systemów energetycznych opracowanym w ramach porozumienia wdrożeniowego ETSAP Międzynarodowej Agencji Energetycznej (ang. *International Energy Agency*). TIMES jest *de facto* generatorem modeli systemów paliwowo-energetycznych. Wszystkie modele klasy TIMES posiadają tak samą strukturę matematyczną, obejmującą funkcję celu i równania (ograniczenia). Na podstawie danych jakościowych (np. topologia systemu, zbiór technologii i nośników energii) i ilościowych (np. parametry techniczno-ekonomiczne technologii, ceny paliw) dostarczonych przez użytkownika tworzona jest przez generator instancja modelu właściwa dla rozpatrywanego systemu rzeczywistego. TIMES był stosowany jako narzędzie służące do analizy systemów energetycznych w ponad 230 projektach w 70 krajach świata w różnej skali przestrzennej od lokalnej (Reiter i in. 2009), krajowej (Cosmi i in. 2009) do globalnej (Gracceva, Zeniewski 2013). W ramach projektu NEEDS 6-go Programu Ramowego Unii Europejskiej opracowano model TIMES Pan EU, który ujmuje oddzielnie systemy paliwowo-energetyczne krajów UE wraz z szacunkami je powiązaniami w handlu energią.

Wobec tak szerokiego zastosowania modelu TIMES oraz dobrze opisanej i weryfikowalnej metodyki zdecydowano o zastosowaniu go przy realizacji niniejszej pracy. Doświadczenia Wydziału Energetyki i Paliw AGH – gdzie model jest rozwijany – wskazują, że otrzymane wyniki są kompatybilne z uzyskiwanymi przez modele stosowane przez Unię Europejską dla analiz związanych z wprowadzaniem nowych dyrektyw, w tym pakietu energetyczno-klimatycznego.

3.3.1. Główne cechy modelu TIMES

TIMES jest modelem równowagi cząstkowej typu *bottom-up* opartym na dynamicznym programowaniu liniowym. W warunkach konkurencji doskonałej w modelu ustala się równowaga rynkowa, tzn. model wyznacza przepływy energii i materiałów wynikające z warunków ekonomicznych obu stron transakcji rynkowych, tj. producentów i konsumentów. Producenci reprezentowani są przez technologie energetyczne, natomiast konsumenci przez popyt (lub odbiorniki energii, ciepła itd.). TIMES optymalizuje pracę systemu w całym horyzoncie modelowania przy „doskonałej znajomości przyszłości”. Oznacza to przykładowo, że podejmując decyzję o budowie nowych elektrowni w roku 2025 model bierze pod uwagę ceny uprawnień do emisji CO₂ w roku 2045. W niniejszej pracy przeprowadzono analizy przy założeniu sztywnego popytu na energię elektryczną i ciepło. Postać matematyczna minimalizowanej funkcji celu przedstawia się następująco:

$$NPV = \sum_{y \in Lata} (1|d)^{REFYR-y} \cdot ANNCOST(y)$$

gdzie: NPV – zaktualizowana wartość netto rocznych kosztów systemowych w całym okresie,
 $ANNCOST(y)$ – roczne koszty roczne w roku y ,
 d – stopa dyskontowa,
 $REFYR$ – rok bazowy,
 $Lata$ – zbiór lat, w których występują koszty.

Koszty roczne uwzględnione w pracy obejmowały:

$$ANNCOST(y) = INVCOST(y) + FIXCOST(y) + VARCOST(y) + DECOM(y)$$

gdzie: $INVCOST$ – nakłady inwestycyjne uwzględniające koszty kapitału w okresie budowy,
 $FIXCOST$ – koszty stałe (niezależne od produkcji np. koszty administracyjne),
 $VARCOST$ – koszty zmienne (związane z produkcją np. koszty paliwa, uprawnień EUAs),
 $DECOM$ – koszty likwidacji obiektu.

Nakłady inwestycyjne poniesione w roku y przeliczane są na strumień annuitetowy za pomocą wskaźnika reprodukcji rozszerzonej CRF. Strumień zaczyna się w roku y i trwa do $y + 1, \dots, y + ELIFE - 1$, gdzie $ELIFE$ to ekonomiczny cykl życia obiektu. W przypadku technologii, których ekonomiczny czas życia przekracza okres modelowania uwzględniona została ich wartość rezydualna (suma strumienia annuitetowego dla lat po końcu okresu modelowania), która odliczana jest od kosztów całkowitych. Ma to szczególne znaczenie w przypadku podejmowania decyzji o inwestycjach pod koniec okresu modelowania, które w przeciwnym razie byłyby mocno zniekształcone. Model uwzględnia również czas budowy oraz koszty kapitału ponoszone w okresie budowy (szerzej opisano w rozdziale 5).

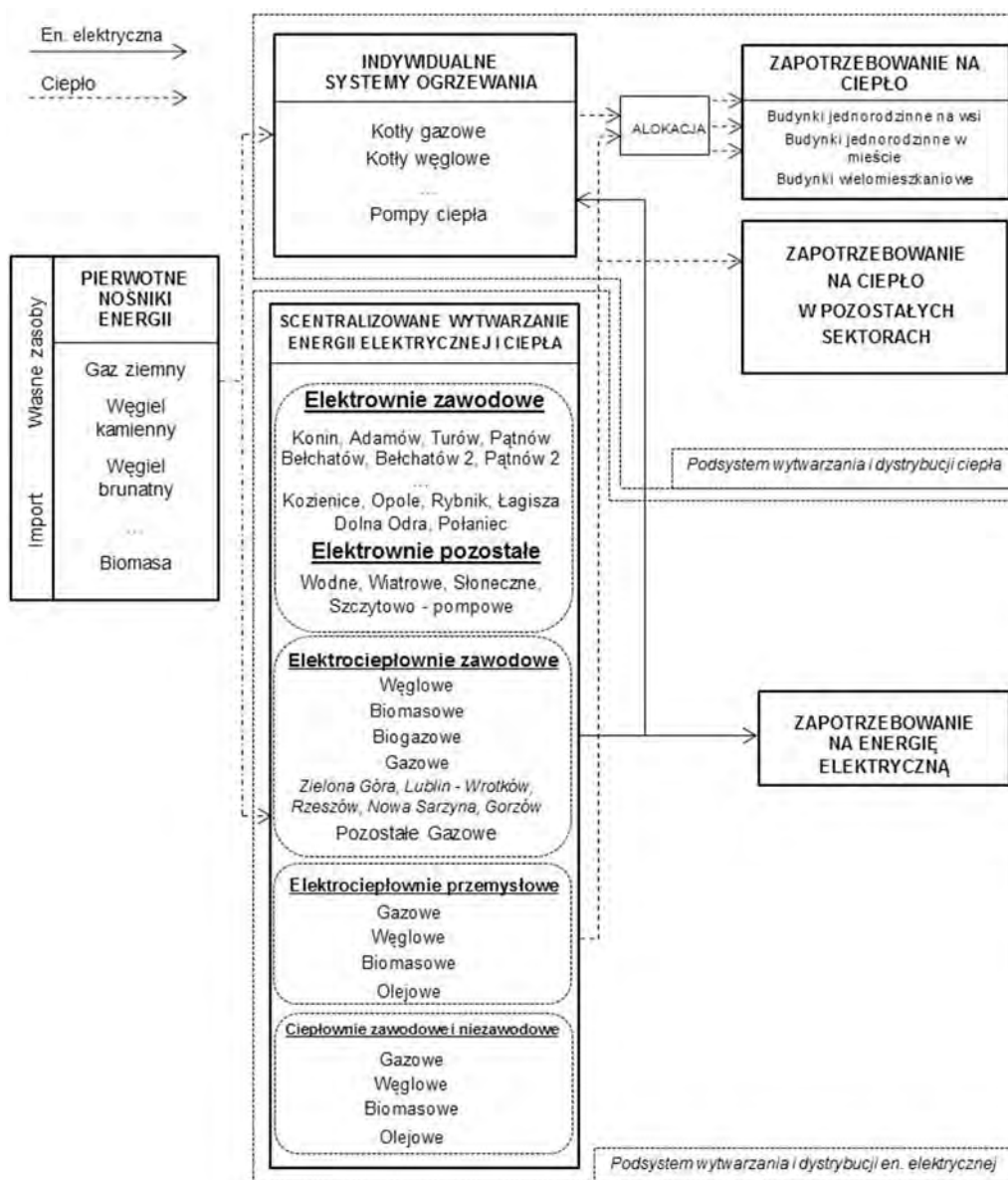
Główne równania modelu obejmują bilanse energii, mocy, materiałów, zanieczyszczeń. Do głównych zmiennych decyzyjnych możemy zaliczyć: wartość produkcji energii elektrycznej oraz ciepła w danych technologiach, poziom zużycia paliw oraz innych dóbr w procesach, nowe moce elektryczne oraz ciepłe, wielkość emisji, poziom importu dóbr itp. Wszystkie technologie energetyczne występujące w modelu zostały scharakteryzowane szeregiem parametrów techniczno-ekonomicznych, które obejmują m.in.: jednostkowe nakłady inwestycyjne, koszty O&M (stałe i zmienne), moc dyspozycyjną, wskaźnik dyspozycyjności, wskaźniki emisji SO₂, NO_x, PM, CO₂, sprawność elektryczną i cieplną, wskaźniki współspalania paliw, okres budowy i likwidacji obiektów, wskaźniki skojarzenia i charakterystyk pracy elektrociepłowni itd. Szczegółowe opisy równań, zmiennych modelu oraz parametrów opisujących procesy można znaleźć w (Loulou i in. 2005).

Horyzont modelowania w niniejszej pracy objął lata 2011–2050. Badania tego typu należą do kategorii badań długookresowych. Przy niepewnościach związanych z rozwojem systemu paliwowo-energetycznego w tak odległej przyszłości w tego typu badaniach zazwyczaj stosuje się rozdzielczość czasową obejmującą okresy pięcioletnie, natomiast wyniki podawane są dla roku centralnego. Na potrzeby niniejszego opracowania przyjęto założenie o zastosowaniu metody programowania liniowego (zastosowanie programowania mieszanego całkowitoliczbowego znacząco wydłużyłoby czas obliczeniowy). Choć w rzeczywistości problem decyzyjny budowy nowych jednostek wytwórczych jest zagadnieniem całkowitoliczbowym (konkretna liczba bloków do zbudowania), to zakres czasowy analizy (do 2050) oraz rozpatrywany poziom terytorialny (kraj) uzasadnia przyjęcie podejścia liniowego. Założenie to nie wpływa na jakość uzyskanych wyników obliczeniowych.

3.3.2. Opis modelu referencyjnego systemu energetycznego

W pracy wykorzystano model krajowego systemu energetycznego, TIMES-PL. Struktura części modelu obejmująca podsystem scentralizowanego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (istniejące obiekty) została przedstawiona na rysunku 3.3.1. W jej skład wchodzi: technologie (reprezentujące procesy przemian energetycznych) oraz dobra (paliwa, nośniki energii). W obszarze pozyskania paliw pierwotnych uwzględniono podaż z istniejących, jak i perspektywicznych krajowych kopalń węgla kamiennego oraz gazu ziemnego, jak również możliwość importu tych surowców. Paliwa te są wykorzystywane zarówno w istniejących, jak i nowo powstających elektrowniach. W przypadku węgla brunatnego jego wykorzystanie z nowych źródeł niesie za sobą konieczność budowy nowej elektrowni, w której byłby on wykorzystywany. Do innych krajowych źródeł energii zaliczyć można źródła odnawialne. Jedynie w przypadku biomasy uwzględniono możliwość jej importu. Podsystem scentralizowanego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła obejmuje wszystkie istniejące elektrownie zawodowe o łącznej mocy elektrycznej netto w roku bazowym tj. 2011 około 23,5 GWe. Są to przede wszystkim elektrownie na węgiel kamienny oraz brunatny. W niektórych węgiel współspalany jest z biomasą. Uwzględniono także inwestycje w nowe moce, m.in. w Płtowie, Łagiszy oraz

Bełchatowie. Każda z elektrowni odzwierciedlona jest w modelu indywidualnie. Podobnie jest w przypadku istniejących elektrociepłowni gazowych. Reszta elektrociepłowni zawodowych, przemysłowych oraz ciepłowni została zagregowana do kilku kategorii według zużywanego paliwa. Łączna moc elektryczna netto elektrociepłowni w roku bazowym wyniosła ponad 7 GW.



Rys. 3.3.1. Uproszczona struktura modelu TIMES

Źródło: opracowanie własne

Uwzględniono plany wycofania mocy w istniejących jednostkach wytwórczych. Ponadto uwzględniono istniejące technologie wykorzystujące odnawialne źródła energii, takie jak: ogniwa fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe oraz elektrownie wodne. Całkowita moc tych technologii w roku bazowym wyniosła około 4 GWe. Oprócz optymalizacji pracy jednostek istniejących model podejmuje decyzje o budowie nowych obiektów. Dostępne technologie energetyczne zostały szerzej opisane w rozdziale 5. Wszystkie zostały scharakteryzowane parametrami techniczno-ekonomicznymi. W pracy przyjęto, że import energii elektrycznej nie stanowi alternatywnego źródła do pokrycia popytu na energię elektryczną. Uwzględniono również podsystem, obejmujący wytwarzanie ciepła w indywidualnych systemach grzewczych. Ciepło wykorzystywane jest do ogrzewania budynków różnego typu. Istniejące zasoby mieszkaniowe zostały przypisane do poszczególnych klas, tj. budynków jednorodzinnych na wsi, w mieście oraz budynków wielomieszkaniowych.

Celem pracy systemu energetycznego jest zaspokojenie zapotrzebowania na usługi energetyczne. W niniejszej pracy zapotrzebowanie na energię elektryczną jak i ciepło stanowi egzogeniczną daną wejściową do modelu. We wszystkich scenariuszach rozpatrywanych w pracy, coraz większą rolę w systemie energetycznym odgrywać będą niestabilne, rozproszone źródła energii (np. elektrownie wiatrowe czy solarne), co wynika z realizacji zobowiązań Polski wobec Unii Europejskiej. Również zapotrzebowanie na ciepło cechuje się zmiennością (sezonową, a nawet dobową). Dlatego też ważnym cechem modelu w kontekście bilansowania pracy całego systemu energetycznego w czasie jest możliwość podziału roku na dowolną liczbę jednostek czasowych niższego rzędu, w których określane jest zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło. Opracowane prognozy zapotrzebowania na energię i ciepło zostały w każdym roku modelowania rozłożone na 224 jednostki czasowe niższego rzędu (podokresy). Przykładowo, podokres WP03 obejmuje sumaryczne zapotrzebowanie na energię elektryczną/ciepło we wszystkie poniedziałki danego roku w porze roku: wiosna w przedziale godzinowym: 00:00–03:00. Podejście to umożliwia zidentyfikowanie podokresu z maksymalnym zapotrzebowaniem na moc. Następnie określono wymagania rezerwy mocy w wysokości 25% nadwyżki mocy w stosunku do podokresu, w którym wystąpiło maksymalne zapotrzebowanie na moc.

3.4. Model POLPOWER

Z procesem wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio związany jest problem decyzyjny, polegający na odpowiednim doborze obciążenia jednostek wytwórczych tak, aby możliwe było pokrycie zapotrzebowania na moc, przy najmniejszym możliwym koszcie systemowym wytwarzania. Pod uwagę brane są przede wszystkim ograniczenia techniczne wytwarzania energii elektrycznej, zmienność zapotrzebowania na moc w czasie (w ujęciu dobowym, tygodniowym, miesięcznym i rocznym), przy konieczności bieżącego pokrycia zapotrzebowania na moc. W praktyce sprowadza się to do konieczności spełnienia szeregu ograniczeń, których naruszenie może powodować niestabilną pracę systemu, a w skrajnym przypadku doprowadzić do *blackoutu*.

W pracy wykorzystano model PolPower (rozwijany w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energi¹ PAN), który jest matematycznym modelem typu UCP (*Unit Commitment Problem*) odzwierciedlającym funkcjonowanie krajowego sektora wytwarzania energii elektrycznej w stopniu umożliwiającym prowadzenie analiz dotyczących optymalnego doboru (rozruch, odstawienie) i obciążenia jednostek wytwórczych. Tak postawiony problem modelowania matematycznego wymaga zaimplementowania w modelu wszystkich jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych jako indywidualnych elementów systemu. Pozostałe jednostki, zgodnie z zasadą agregacji elementów jednorodnych, mogą być zagregowane w określone grupy elektrowni lub elektrociepłowni. Lista jednostek wytwórczych zaimplementowanych w modelu PolPower (wg stanu na koniec 2011 r.) została umieszczona w Załączniku 1.

W modelu PolPower poszczególne jednostki wytwórcze opisane są następującymi parametrami techniczno-ekonomicznymi: moc osiągalna [MW], wskaźnik dyspozycyjności [–], sprawność wytwarzania netto [–], wskaźnik mocy potrzeb własnych [–], wskaźnik minimalnego obciążenia, przy którym osiągalne jest stabilne wytwarzanie mocy [–], maksymalne dociążenie [MWh/h], maksymalne odciążenie [MWh/h], minimalny czas pracy [h], minimalny czas postoju [h], wskaźnik współspalania biomasy [–], wskaźniki emisji ze spalania paliw: SO₂ [kg/MWh], NO_x [kg/MWh], PM10 [kg/MWh], CO₂ [t/MWh], koszty OMV [z³/MWh], koszty rozruchu i odstawień poszczególnych jednostek wytwórczych [z³], koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ [z³/Mt CO₂], koszty opłat emisyjnych SO₂ [z³/kg], NO_x [z³/t], PM10 [z³/t].

Model PolPower podobnie jak większość modeli typu UCP wykorzystuje metodykę programowania mieszanego całkowitoliczbowego liniowego, tj. MILP (*Mixed Integer Linear Programming*), ponieważ uproszczenie liniowe nie pozwoliłoby na odzwierciedlenie stanu pracy jednostek wytwórczych (*OnLine*, *OffLine*). Aby było możliwe rozwiązanie modelu PolPower dla całego roku (obejmującego 8760 godzin) model rozwiązuje zadanie programowania matematycznego dla okresu tygodniowego (168 godzin) funkcjonującego „w pętli” dla wybranego roku podlegającego analizie. W praktyce sprowadza się to do rozwiązania 52 modeli tygodniowych, w których stan końcowych godzin tygodnia $t-1$ jest stanem początkowym tygodnia t .

Najważniejsze ograniczenia zaimplementowane w modelu to:

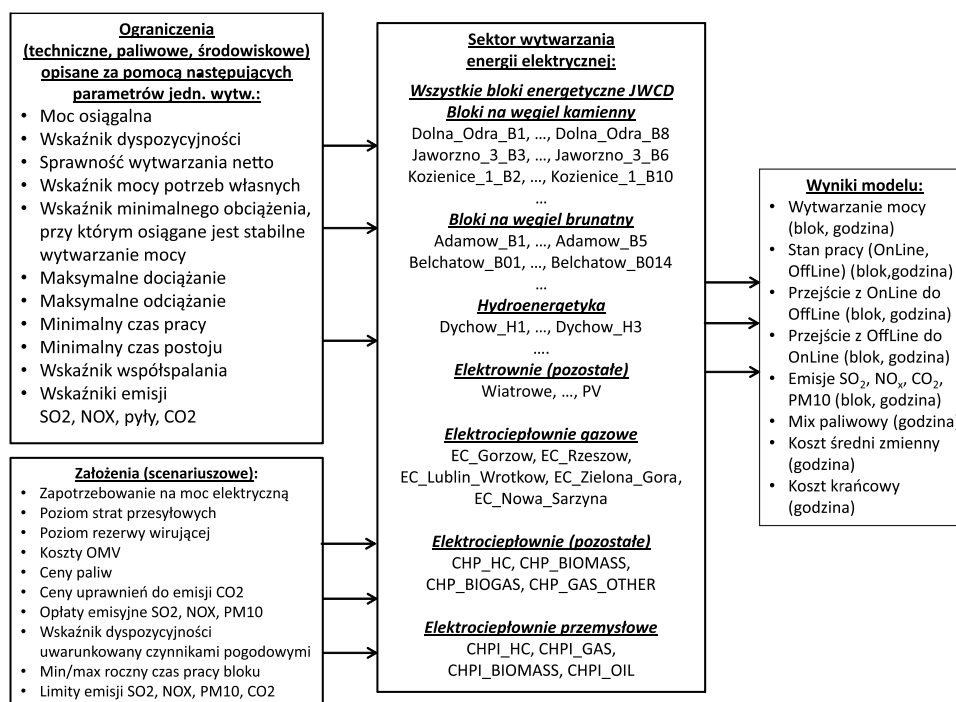
- Funkcja celu (kryterium optymalizacji) – minimalizacja kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej z uwzględnieniem kosztów rozruchu i odstawień jednostek wytwórczych.
- Ograniczenie maksymalnej mocy wytwarzanej przez jednostki wytwórcze w poszczególnych godzinach.
- Ograniczenie minimalnej mocy wytwarzanej przez jednostki wytwórcze w poszczególnych godzinach.
- Ograniczenie maksymalnego dociążania jednostek wytwórczych w poszczególnych godzinach.
- Ograniczenie maksymalnego odciążania jednostek wytwórczych w poszczególnych godzinach.
- Ograniczenie minimalnego czasu pracy jednostek wytwórczych po przejściu ze stanu *OffLine* w poszczególnych godzinach.
- Ograniczenie minimalnego czasu postoju jednostek wytwórczych po przejściu ze stanu *OnLine* w poszczególnych godzinach.

➤ Ograniczenie emisji polutantów.

Kluczowymi zmiennymi decyzyjnymi, które obliczane są w modelu PolPower (wyniki modelu) są: (1) wytwarzanie mocy przez poszczególne jednostki wytwórcze w poszczególnych godzinach (8760 godzin w roku) [MW]; (2) stan pracy poszczególnych jednostek wytwórczych w poszczególnych godzinach (*OnLine*, *OffLine*) [–]; (3) przejście jednostki wytwórczej ze stanu *OnLine* do stanu *OffLine* [–]; (4) przejście jednostki wytwórczej ze stanu *OffLine* do stanu *OnLine* [–]; (5) emisje SO₂ [kg/MWh], NO_x [kg/MWh], PM10 [kg/MWh] i CO₂ [t/MWh] z poszczególnych jednostek wytwórczych w poszczególnych godzinach; (6) całkowe (globalne) krajowe emisje SO₂ [t], NO_x [t], PM10 [t] i CO₂ [Mt] związane z wytwarzaniem mocy; (7) średnie koszty wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych godzinach w krajowym systemie elektroenergetycznym; (8) koszty krańcowe wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych godzinach w krajowym systemie elektroenergetycznym; (9) całkowe koszty zmienne wytwarzania w określonym czasie (tydzień, miesiąc, rok) [mln zł].

Uproszczony schemat elementów i zależności zaimplementowanych w modelu PolPower przedstawiono na rysunku 3.4.1.

Model PolPower umożliwia prowadzenie analiz scenariuszowych przy określonych (założonych) parametrach sektora wytwórczego, a w szczególności parametrach techniczno-ekonomicznych poszczególnych jednostek wytwórczych obecnie funkcjonujących (sprawności, minimalny czas pracy/postoju, wskaźnika dociełania/odciełania, dyspozycyjności itp.). Możliwe



Rys. 3.4.1. Uproszczona struktura modelu PolPower
Źródło: opracowanie własne

jest także badanie skutków w³iczenia do systemu nowych jednostek wytwórczych poprzez ich implementację i opisanie odpowiednimi parametrami techniczno-ekonomicznymi. W zakresie za³ożeń scenariuszowych możliwe jest również prowadzenie analiz skutków zmian następujących parametrów: poziom zapotrzebowania na moc w poszczególnych godzinach (8760 h) [MW], poziom strat w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych [–], poziom rezerwy wirującej [–], (opcjonalne) ograniczenia emisji SO₂ [t], NO_x [t], PM10 [t] i CO₂ [Mt], ceny op³at za emisję SO₂ [z³/kg], NO_x [z³/t], PM10 [z³/t], ceny uprawnień do emisji CO₂ [z³/t], ceny paliw do produkcji energii elektrycznej [z³/GJ].

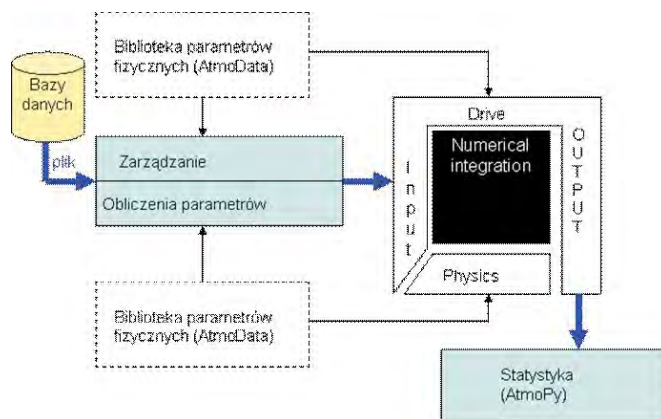
3.5. Model POLYPHEMUS

Polyphemus jest z³ożonym systemem wykorzystywanym do modelowania jakości powietrza (Mallet i in. 2007; Zyręk i in. 2008). Jest on wykorzystywany na WEiP AGH do badania oddziaływania emisji z sektora energetycznego na środowisko. W niniejszej pracy za pomocą Polyphemusa dokonano porównania wpływu realizacji różnych scenariuszy energetycznych (charakteryzujących się również różnymi przyszłymi wielkościami uwalnianych emisji) na stężenie i depozycję zanieczyszczeń.

Polyphemus składa się z kilku wzajemnie powiązanych modułów (rys. 3.5.1). W pierwszym etapie system przygotowuje dane wejściowe, tj.: emisje, pola depozycji, dane meteorologiczne, stężenia brzegowe, a następnie oblicza stężenia i depozycję zanieczyszczeń. W końcowym etapie dokonuje analizy statystycznej wyników.

System umożliwia modelowanie dyspersji zanieczyszczeń gazowych (np. SO₂, NO, NO₂, O₃) i aerosolowych (siarczany, azotany, węglany) w fazie gazowej i ciekłej.

Modelowanie transportu zanieczyszczeń przeprowadzono dla emisji z 2030 r. dla obszaru Polski. Domena zaczyna się od długości geograficznej 12,5°E i szerokości 47,0°N składa



Rys. 3.5.1. Schemat budowy systemu modelowania jakości powietrza POLYPHEMUS

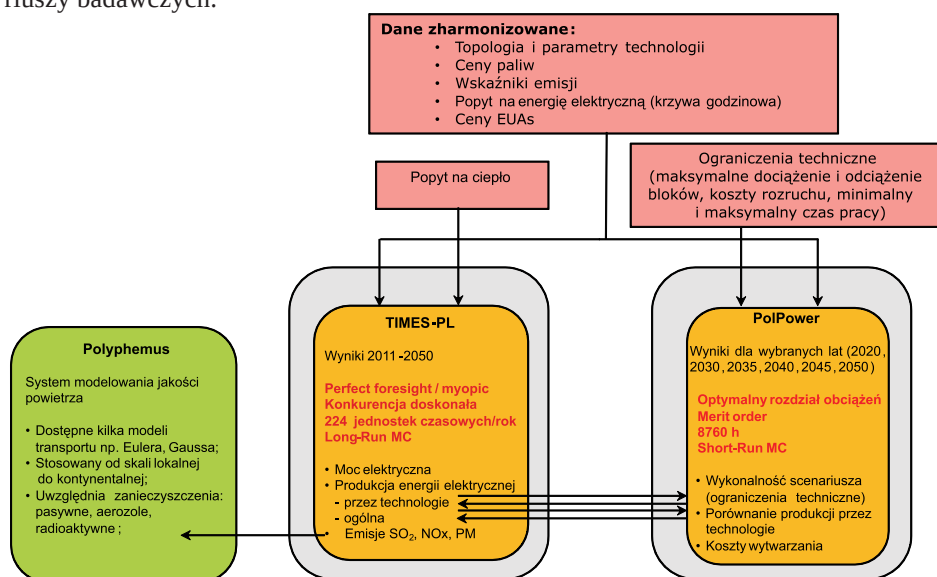
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Mallet i in. 2007)

się z 60×40 komórek o rozdzielczości $0,25^\circ$ i $0,25^\circ$ (odpowiednio długość i szerokość geograficzna). Symulacje zostały przeprowadzone w pięciu warstwach wertykalnych, dla których rozpatrywane granice poziomów były na wysokości [metry nad poziomem terenu]: 0, 50, 600, 1200, 2000, 3000. Wykorzystano parametry meteorologiczne dla 2008 r.

3.6. Opis współpracy wykorzystanych modeli

Przyjęta na potrzeby niniejszej pracy metodyka badań, zakładająca wykorzystanie trzech opisanych powyżej modeli wymaga przyjęcia określonej procedury postępowania. Ogólny sposób postępowania zestawiono w poniższych etapach:

1. Zharmonizowanie elementów systemu oraz danych wejściowych (w tym scenariuszowych) pomiędzy modelami TIMES-PL i PolPower. Na tym etapie konieczne jest odpowiednie dostosowanie topologii i parametrów poszczególnych technologii, przy zachowaniu pożądanego poziomu szczegółowości odzwierciedlonych w modelach technologii, tj. elektrowni w przypadku modelu TIMES-PL oraz poszczególnych bloków w przypadku modelu PolPower. Ujednolicenia wymagają również: harmonogramy wycofywania bloków energetycznych w okresie analizy, ceny paliw, ceny uprawnień do emisji CO_2 , opłaty emisyjne, koszty OMV itd.
2. Obliczenie optymalnej struktury sektora wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w latach 2011–2050 przeprowadzone modelem TIMES-PL dla wszystkich zdefiniowanych scenariuszy badawczych.



Rys. 3.6.1. Schemat współpracy oraz przepływu danych między modelami TIMES-PL, PolPower i Polyphemus
Źródło: opracowanie własne

3. Przygotowanie wyników modelu TIMES-PL dla wybranych lat (2020, 2030, 2040, 2050) i wybranych scenariuszy badawczych do wczytania do modelu PolPower. Integralną częścią tego etapu jest transpozycja wyników modelu TIMES-PL w zakresie nowych mocy wytwórczych do modelu PolPower.
4. Przeprowadzenie obliczeń modelem PolPower, których wynikiem jest odpowiedź, czy struktura sektora wytwórczego będąca wynikiem modelu TIMES-PL, pozwala na spełnienie ograniczeń zaimplementowanych w modelu PolPower.
5. W przypadku braku rozwiązania modelu dla wszystkich analizowanych lat, następuje zwiększenie wskaźnika rezerw mocy w modelu TIMES-PL do poziomu umożliwiającego rozwiązanie numeryczne modelu PolPower (cykl iteracyjny).
6. Zweryfikowana modelem PolPower struktura sektora wytwarzania energii elektrycznej jest poddawana analizie jakości powietrza systemem Polyphemus.
Uproszczoną strukturę przedstawiającą przyjęte metodykę współpracy i wymianę danych między modelami zaprezentowano na rysunku 3.6.1.

3.7. Podstawowe założenia obliczeniowe

3.7.1. Prognoza popytu na energię elektryczną do 2050 roku

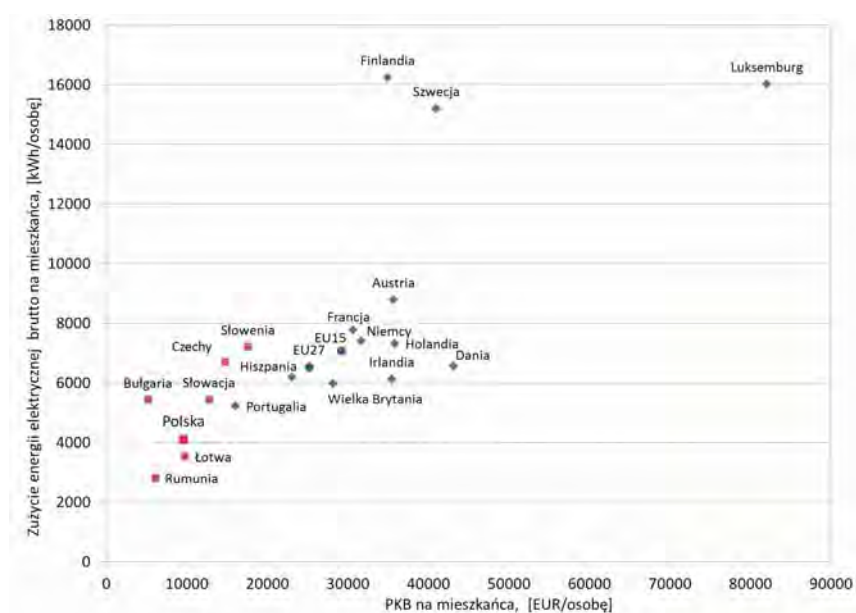
Zużycie energii elektrycznej w poszczególnych krajach jest silnie uzależnione od poziomu Produktu Krajowego Brutto. Zazwyczaj im wyższy poziom PKB, tym wyższe zużycie energii elektrycznej w gospodarce. Rysunek 3.7.1 pokazuje poziom zużycia energii elektrycznej brutto na osobę w wybranych krajach UE27, w odniesieniu do wielkości PKB przypadającej na jednego mieszkańca.

Można zauważyć, że nowe kraje członkowskie UE, o niższym dochodzie narodowym przypadającym na 1 mieszkańca, mają również niższe zużycie energii elektrycznej. Rysunek 3.7.2 przedstawia, jak opisywana relacja kształtowała się w latach 1995–2011 dla wybranych krajów europejskich.

Analizując trendy występujące w innych krajach, w tym również w Polsce, można przyjąć, że w dalszym ciągu będziemy obserwować korelację pomiędzy zużyciem energii elektrycznej oraz poziomem PKB. Z jednej strony stała poprawa efektywności energetycznej będzie wpływać na wyhamowywanie rosnącego zapotrzebowania na energię, z drugiej strony w przyszłości wzrosnąć może zużycie energii elektrycznej w sektorach, w których do tej pory było ono znikome. Nie można wykluczyć, że energia elektryczna będzie wykorzystywana na dużo większą skalę w transporcie (samochody elektryczne), czy też do ogrzewania budynków mieszkalnych (pompy ciepła).

Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną zostały oparte na założeniach zawartych w (DAS KPRM 2013). Przyjęto założenie, że energochłonność (obliczana jako stosunek

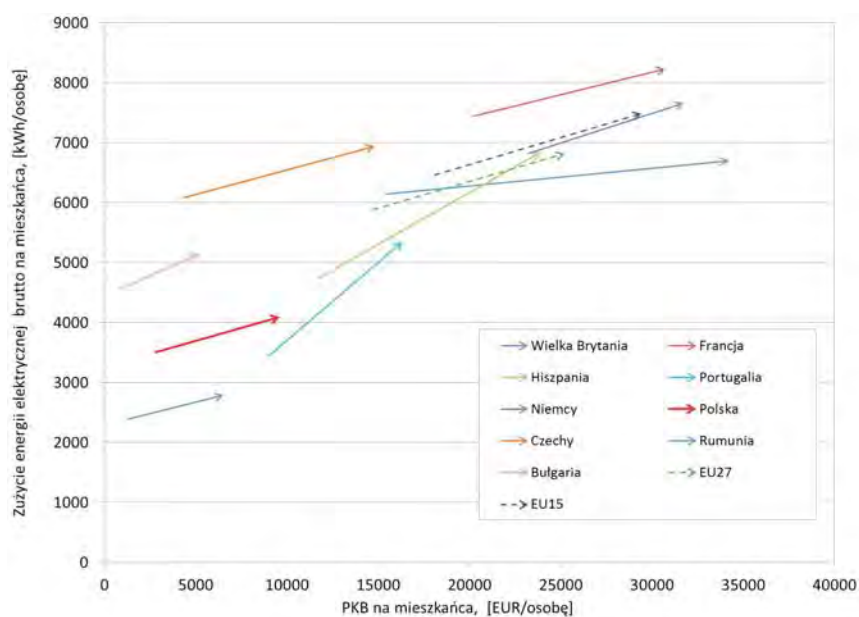
3. Opis zastosowanej metodyki badawczej



Rys. 3.7.1. Zużycie energii elektrycznej brutto (na osobę) w odniesieniu do wielkości PKB (na osobę) w 2011 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostat,

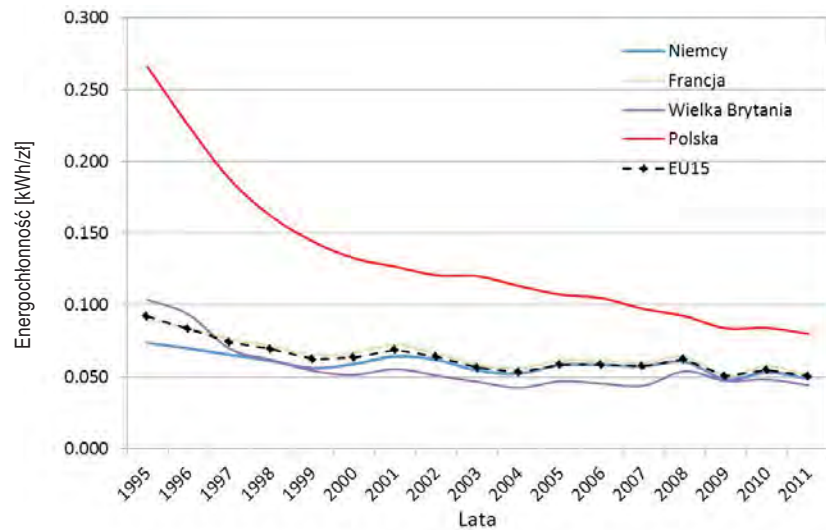
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database



Rys. 3.7.2. Kształtowanie się zależności pomiędzy zużyciem energii elektrycznej brutto (na osobę) a PKB (na osobę) w latach 1995–2011

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostat,

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database



Rys 3.7.3. Zmiany energochłonności w wybranych krajach UE w latach 1995–2011

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostat,

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database

finalnego zużycia energii elektrycznej do Produktu Krajowego Brutto) gospodarki Polski będzie zmierzała do wartości energochłonności osiągniętych przez gospodarki krajów UE15. Na rysunku 3.7.3 przedstawiono jak zmieniała się energochłonność Polski, Niemiec, Francji, Wielkiej Brytanii oraz UE15 (średnia) w latach 1995–2011.

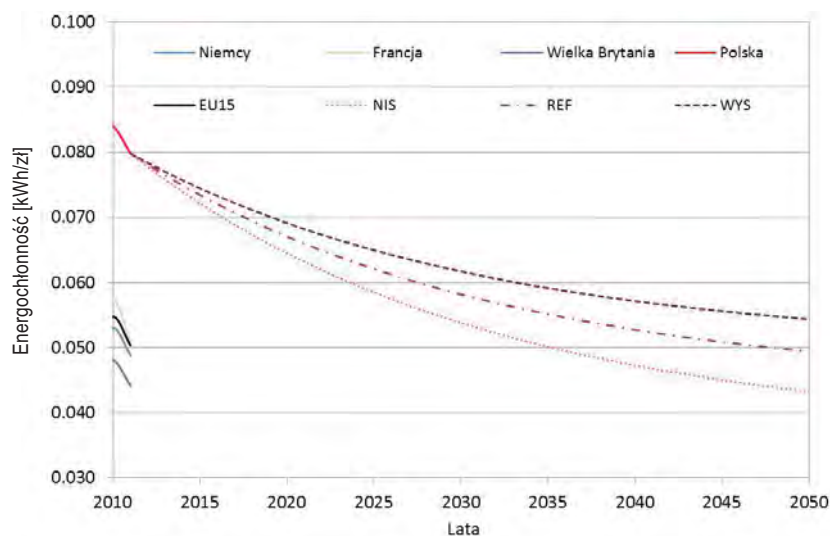
Dla krajów UE15, średni poziom energochłonności kształtuje się w ostatnich latach na poziomie 0,050 [kWh/zł], natomiast dla Polski 0,08 [kWh/zł]. Przyjęto, że w wariantcie umiarkowanym (referencyjnym) energochłonność Polski będzie zmierzała do obecnego poziomu Wielkiej Brytanii, a mianowicie 0,044 [kWh/zł]. Dla wariantu niskiego przyjęto, że wskutek poprawy efektywności energetycznej nastąpi zmniejszenie energochłonności – przyjęty cel dla Polski 0,037 [kWh/zł]. Natomiast dla wariantu wysokiego – przyjęto cel dla Polski na poziomie średniej energochłonności krajów UE15 (0,050 [kWh/zł]).

Przyszłe wartości energochłonności obliczono, opierając się na równaniu zaproponowanym w dokumencie (DAS KPRM, 2013):

$$E_{t+1} = \alpha E_t + (1 - \alpha) \bar{E}$$

gdzie: E_t – energochłonność gospodarki w roku t ,
 $\bar{E}$ – energochłonność docelowa gospodarki,
 α – współczynnik korekcyjny.

W wyniku obliczeń przeprowadzonych na podstawie powyższego równania (przy wsp. α skalibrowanym na poziomie 0,952) otrzymano trzy serie zmiany energochłonności do roku 2050. Serie te: wysoka, umiarkowana (referencyjna) i niska zostały zaprezentowane na rysunku 3.7.4.



Rys. 3.7.4. Ścieżki zmiany energochłonności Polski do roku 2050
Źródło: opracowanie własne

Przysz³¹ wielkość finalnego zużycia energii elektrycznej obliczono jako iloczyn prognozowanej energochłonności (założenia powyżej) oraz prognozowanego PKB (na podstawie wytycznych Ministerstwa Finansów dotyczących założeń makroekonomicznych na potrzeby wieloletnich prognoz finansowych jednostek samorządu terytorialnego – maj 2013). Wyniki prognoz dla przyjętych wariantów zostały przedstawione w tabeli 3.7.1.

Tabela 3.7.1. Prognoza finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną¹ w Polsce do roku 2050 [TWh]

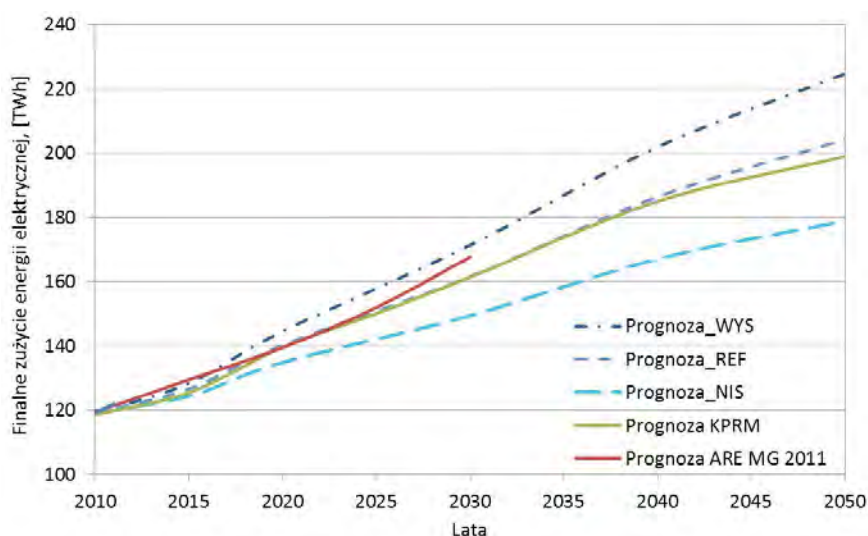
Lp.	Wariant prognozy	2015	2020	2030	2040	2050
1.	Niski	124	135	149	167	179
2.	Referencyjny	127	140	162	186	204
3.	Wysoki	128	144	171	202	225

Źródło: opracowanie własne.

Rysunek 3.7.5 przedstawia porównanie wyników prognozy w różnych wariantach z prognozami przygotowanymi przez (ARE 2011) oraz (DAS KPRM 2013).

W celu obliczenia wartości wymaganej produkcji krajowej netto przyjęto, że w okresie modelowania straty na przesyłach energii elektrycznej oraz jej zużycie na potrzeby sektora energetycznego z wyłączeniem zużycia własnego będą miały tendencję spadkową (tab. 3.7.2). Począwszy od roku 2020 założono zerowe saldo netto obrotu energią elektryczną z zagranicą.

3.7. Podstawowe założenia obliczeniowe



Rys. 3.7.5. Prognozy finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną w Polsce
Źródło: opracowanie własne

Tabela 3.7.2. Wartość produkcji energii elektrycznej brutto w scenariuszu Referencyjnym

Lp.	Składowa	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Zapotrzebowanie finalne na en. elektryczną netto [TWh]	122	127	140	150	162	174	186	197	204
2.	Sektor energii [TWh]	11,5	11	10,5	10,5	10	10	10	10	10
3.	Netto eksport [TWh]	5,5	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4.	Straty przesyłu i dystrybucji [%]	8,0	8,0	7,9	7,5	7,0	6,8	6,3	5,8	5,5
5.	Straty przesyłu i dystrybucji [TWh]	12,08	12,18	12,92	13,05	12,91	13,41	13,2	12,72	12,47
6.	Produkcja energii elektrycznej netto [TWh]	151,0	152,2	163,6	173,9	184,4	197,2	209,5	219,2	226,7

Źródło: opracowanie własne.

3.7.2. Prognoza popytu na ciepło do ogrzewania pomieszczeń oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej w sektorze gospodarstw domowych do 2050 roku

Obliczenie zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania mieszkań oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej uwarunkowane jest zarówno typem budownictwa, jak również liczb¹ miesz-

kańców. Według najnowszych danych przedstawionych przez (GUS 2012c) w Polsce w 2011 roku było 13 495,4 tys. mieszkań. Na podstawie przedstawionych danych (GUS 2009) ogólna liczba mieszkań została rozdzielona na trzy kategorie budynków, tj. budynki jednorodzinne zlokalizowane na wsi, w mieście oraz budynki wielomieszkaniowe. Liczbę mieszkań w każdej kategorii oraz liczbę osób statystycznie przypadającą na dany typ budynku w przyszłości określono na podstawie prognozy do 2035 r. (GUS 2009) ekstrapolując zaobserwowane trendy w danej kategorii budynków do 2050 r. Liczba mieszkań w podziale na kategorię budynków została przedstawiona w tabeli 3.7.3.

Tabela 3.7.3. Charakterystyka zasobów mieszkaniowych w Polsce do 2050 roku

Lp.	Kategoria budynku	Jedn.	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Jednorodzinne w mieście	tys. miesz.	1 996,7	2 008,6	1 993,9	1 965,3	1 945,7	1 932,7	1 920,2	1 907,8	1 895,5
2.	Jednorodzinne na wsi		3 942,1	4 059,6	4 138,7	4 177,3	4 255,3	4 351,2	4 452,2	4 555,7	4 661,5
3.	Wielomieszkaniowe		7 556,6	7 616,4	7 577,7	7 484,4	7 428,4	7 398,2	7 368,5	7 336,7	7 302,7

Źródło: opracowanie własne na podstawie (GUS 2009; 2012c).

Struktura wykorzystywanych paliw oraz nośników energii do celów ogrzewania mieszkań oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej w sektorze gospodarstw domowych w Polsce jest bardzo zróżnicowana. Według danych (GUS 2012b) w ogrzewaniu pomieszczeń wiodącą rolę odgrywają paliwa stałe oraz ciepło sieciowe, przy czym paliwa stałe są przede wszystkim wykorzystywane w budynkach jednorodzinnych, natomiast ciepło sieciowe w budynkach wielomieszkaniowych (w mieście około 55% mieszkań w blokach). Na wsi około 90% wszystkich mieszkań ogrzewanych było za pomocą paliw stałych, 6,2% mieszkań stosowało gaz ziemny, natomiast ciepło sieciowe było wykorzystywane jedynie w 3,4% wszystkich mieszkań. W mieście do produkcji ciepłej wody użytkowej wykorzystywany jest głównie gaz ziemny, ciepło sieciowe oraz energia elektryczna. Z kolei na wsi do ogrzewania wody wykorzystywano głównie paliwa stałe oraz energię elektryczną. W tabeli 3.7.4 przedstawiono wartości zużycia paliw i nośników energii w gospodarstwach domowych do celów domowych, w tym przede wszystkim do ogrzewania mieszkań i przygotowania ciepłej wody użytkowej.

Wielkość całkowitego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania mieszkań oraz przygotowania ciepłej wody obliczono na podstawie danych dotyczących struktury zużycia nośników energii, struktury wykorzystywanych urządzeń grzewczych, charakterystyki energetycznej oraz liczby mieszkań w danym typie budynków. Przyjęto, że po 2011 roku wartość jednostkowego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania mieszkań w budynkach poddanych procesowi termomodernizacji ulegnie zmniejszeniu. Założono, że corocznie procesowi termomodernizacji będzie poddanych 1% mieszkań w budynkach jednorodzinnych oraz 1,5% mieszkań w budynkach wielorodzinnych. W przypadku ciepłej wody użytkowej przyjęto, że po 2011 roku wartość jednostkowego zapotrzebowania będzie ulegać zmianie proporcjonalnie do zmiany liczby osób przypadających na mieszkanie odpowiednio dla danego typu budynku. Na rysunku 3.7.6

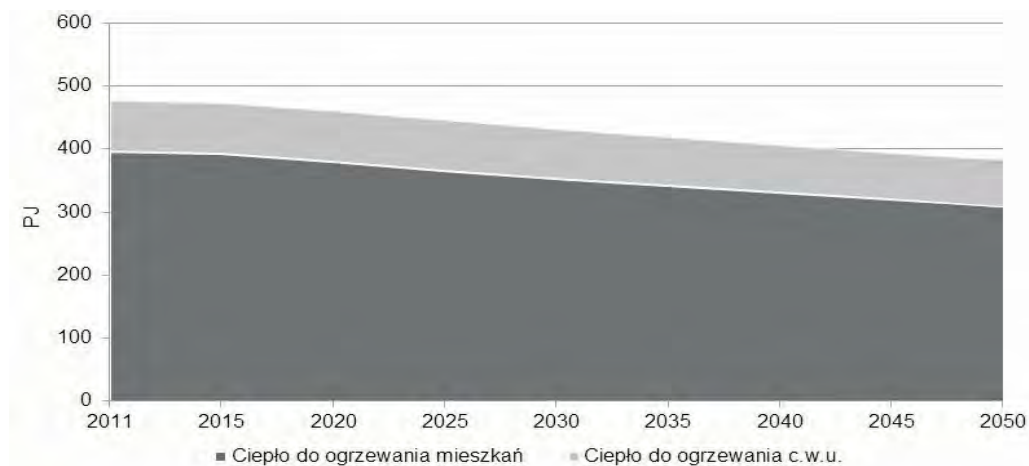
przedstawiono oszacowane wartości całkowitego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania pomieszczeń oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej w sektorze gospodarstw domowych do 2050 roku.

Tabela 3.7.4. Zużycie nośników energii w gospodarstwach domowych w 2011 roku

Lp.	Paliwo/nośnik energii	Zużycie [PJ]	Udział [%]
1.	Ciepło z sieci	175,00	22,50
2.	Gaz ziemny	129,25	16,60
3.	Gaz ciekły	23,68	3,00
4.	Olej opałowy lekki	4,87	0,60
5.	Węgiel kamienny	231,40	29,70
6.	Energia elektryczna	101,73	13,10
7.	Węgiel brunatny	4,40*	0,56
8.	Koks	5,10*	0,65
9.	Drewno opałowe	103,00*	13,20
10.	Energia słoneczna	0,20*	0,03
11.	Energia geotermalna	0,50*	0,06

* Dane dla 2009 roku.

Źródło: opracowanie własne na podstawie (GUS 2006–2012; 2012b).



Rys. 3.7.6. Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania pomieszczeń oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej w sektorze gospodarstw domowych
Źródło: opracowanie własne

3.7.3. Emisja CO₂ – limity i koszty emisji

Ceny uprawnień do emisji CO₂ w ramach Europejskiego systemu ETS s¹ jednym z parametrów mającym istotny wpływ na kształt przyszłego mixu paliwowego. Dostępnych jest wiele opracowań poświęconych analizie ewolucji cen EUAs w horyzoncie krótko-, średnio- i długookresowym. Wyniki niektórych zestawiono w tabeli 3.7.5. Należy podkreślać fakt

Tabela 3.7.5. Przegląd wyników prac poświęconych analizie ewolucji cen uprawnień do emisji CO₂

Badanie	Wariant	Jednostka	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Delft 2013	Back-loading – 400 Mt	€2008/t CO ₂	5,5–6,5	5–7,5	5–9,5	4,5	4–5	4–6
	Back-loading – 500 Mt	€2008/t CO ₂	9	17	–	–	–	–
	Back-loading – 700 Mt	€2008/t CO ₂	7	9	9,5	7	6,0	6,0
	Back-loading – 800 Mt	€2008/t CO ₂	9	–	–	–	–	–
	Back-loading – 900 Mt	€2008/t CO ₂	7,5–11,5	10,5–21	9,5–17,5	4,5	4,0	5,0
	Back-loading – 1200 Mt	€2008/t CO ₂	8–11,5	12,5	11,5–17,5	6–11	4–7,5	4–6
WEO 2012	Current Policy Scenario	\$2011/t CO ₂						
	New Policies Scenario	\$2011/t CO ₂						
	450 Scenario	\$2011/t CO ₂						
EU Energy Trends to 2030	Reference scenario	€2008/t CO ₂						
	Baseline	€2008/t CO ₂						
Synopsis 2012	Low	\$2012/t CO ₂						
	Mid	\$2012/t CO ₂						
	High	\$2012/t CO ₂						
Aktualizacja PEP 2030	scen_bazowy	€2009/t CO ₂			22			
	scen_wysoki	€2009/t CO ₂			24			
RoadMap 2050	Reference scenario	€2008/t CO ₂						
	Current Policy Initiatives	€2008/t CO ₂						
	High Energy Efficiency	€2008/t CO ₂						
	Diversified supply technologies	€2008/t CO ₂						
	High RES	€2008/t CO ₂						
	Delayed CCS	€2008/t CO ₂						
	Low nuclear	€2008/t CO ₂						
DAS KPRM 2013	Wysokie ceny	PLN/t			20,2	22,3	25,6	38,9
	Niskie ceny	PLN/t			27	27,9	29,1	30,3

Tabela 3.7.5. cd.

Badanie	Wariant	Jednostka	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2050
Delft 2013	Back-loading – 400 Mt	€2008/t CO ₂	5,5–7,5	8–9					
	Back-loading – 500 Mt	€2008/t CO ₂	–	–					
	Back-loading – 700 Mt	€2008/t CO ₂	6,5	8					
	Back-loading – 800 Mt	€2008/t CO ₂	–	–					
	Back-loading – 900 Mt	€2008/t CO ₂	5	6,5					
	Back-loading – 1.200 Mt	€2008/t CO ₂	5–8	6,5–8					
WEO 2012	Current Policy Scenario	\$2011/t CO ₂		30		40	45		
	New Policies Scenario	\$2011/t CO ₂		30		40	45		
	450 Scenario	\$2011/t CO ₂		45		95	120		
EU Energy Trends to 2030	Reference scenario	€2008/t CO ₂		16,5		18,7			
	Baseline	€2008/t CO ₂		25		39			
Synapse 2012	Low	\$2012/t CO ₂		15	20	25		35	
	Mid	\$2012/t CO ₂		20	31,25	42,5		65	
	High	\$2012/t CO ₂		30	50	70		90	
Aktualizacja PEP 2030	scen_bazowy	€2009/t CO ₂		27	30	33			
	scen_wysoki	€2009/t CO ₂		38	49	60			
RoadMap 2050	Reference scenario	€2008/t CO ₂		18		40		52	50
	Current Policy Initiatives	€2008/t CO ₂		15		32		49	51
	High Energy Efficiency	€2008/t CO ₂		15		25		87	234
	Diversified supply technologies	€2008/t CO ₂		25		52		95	265
	High RES	€2008/t CO ₂		25		35		92	285
	Delayed CCS	€2008/t CO ₂		25		55		190	270
	Low nuclear	€2008/t CO ₂		20		63		100	310
DAS KPRM 2013	Wysokie ceny	PLN/t	46,7	58,4	64,7	71	76	80,2	87,5
	Niskie ceny	PLN/t	31,5	33,6	37,2	40,9	43,8	46,2	50,4

Źródło: opracowanie własne na podstawie: (Delft 2013; WEO2012a; EC 2011; Synapse 2012; DAS KPRM 2013; ARE 2011).

dużych niepewności, jakimi są one obciążone, zwłaszcza w perspektywie długoterminowej (również prognozy krótkoterminowe są dość niepewne, czego dowodem są znaczne zmiany cen uprawnień w trakcie kilku ostatnich lat). Wynika to z faktu, że wciąż nie udało się wypracować globalnego porozumienia w sprawie redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Komisja Europejska, która pretenduje do miana światowego lidera przeciwdziałania zmianom klimatu, wydaje się być w tych działaniach osamotniona. Prognozowanie cen uprawnień

jednostek emisyjnych (w systemie EU ETS) wymagałoby stosowania modeli o skali europejskiej, jako że handel tymi uprawnieniami odbywa się na poziomie całej Unii Europejskiej, co wykracza poza zakres niniejszego opracowania. W związku z tym przyjęto dwa warianty ewolucji cen uprawnień do emisji CO₂, które stanowiły dane egzogeniczne do modelu TIMES i PolPower (tab. 3.7.6). Pierwszy z nich – Wariant Referencyjny – nawiązuje do scenariusza wysokich cen uprawnień do emisji zaprezentowanych w DAS KPRM (2013). Drugi, Wariant CO2WYS, nawiązuje do scenariusza *Current Policy Initiatives* zaprezentowanego w Energetycznej Mapie Drogowej 2050 (EC 2011).

Tabela 3.7.6. Warianty ewolucji cen uprawnień do emisji CO₂ (ceny stałe PLN'2011)

Lp.	Nazwa Wariantu	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Referencyjny	41	62	62	70	74	78	82	87
2.	CO2WYS	41	62	95	132	165	202	206	210

Źródło: opracowanie własne na podstawie (DAS KPRM 2013) oraz (EC 2011).

3.7.4. Emisja SO₂, NO_x, PM

Dyrektywa IED Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/WE (WE 2010), która weszła w życie w dniu 6 stycznia 2011 nakłada nowe dopuszczalne standardy emisji zanieczyszczeń SO₂, NO_x i pyłów. Wdrażanie przepisów Dyrektywy zakończy się w 2023 r. – do tego czasu będą obowiązywać wynegocjowane mechanizmy derogacyjne dla sektora energetycznego. Ze względu na fakt, że analiza porównawcza scenariuszy pod kątem ich wpływu na stężenia zanieczyszczeń przeprowadzona została dla miksu paliwowego w roku 2030 założono, że do tego roku wszystkie elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie będą obowiązywać standardy emisji wskazane w części drugiej załącznika V Dyrektywy. Ponadto założono, że jednostki będą charakteryzowały się zróżnicowanymi standardami emisji ze względu na wielkość nominalnej mocy dostarczonej w paliwie. Przyjęte założenie przyszłej struktury jednostek ze względu na podział nominalnej całkowitej mocy dostarczonej w paliwie (opracowane na podstawie dzisiejszej struktury) przedstawiono w tabeli 3.7.7.

W celu przeliczenia standardów emisji wyrażonych jako dopuszczalna masa zanieczyszczenia w jednostce objętości spalin (mg/m³) na masę zanieczyszczenia w jednostce energii chemicznej spalnego paliwa (kg/GJ) przyjęto średnie objętości spalin na jednostkę energii chemicznej przedstawione w tabeli 3.7.8. Wyniki przedstawione w tabeli 3.7.4 zostały zaimplementowane w modelu TIMES w celu wyliczenia emisji z poszczególnych instalacji sektora energetycznego, a następnie do modelowania dyspersji atmosferycznej zanieczyszczeń przy wykorzystaniu systemu Polyphemus.

Dane wielkości emisji zanieczyszczeń w 2030 roku dla innych sektorów i innych krajów pochodzą ze scenariusza (GAINS 2010).

Tabela 3.7.7. Rozkład całkowitej mocy dostarczonej w paliwie w podziale na kategorie jednostek wytwórczych [%]

Lp.	Rodzaj jednostki wytwórczej	Moc [MW]		
		50–100	100–300	>300
1.	Elektrownia	0	14	86
2.	Elektrociepłownia	13	39	48
3.	Ciepłownia	63	36	2

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 3.7.8. Wartości użyte do wyliczenia emisji zanieczyszczeń w sektorze energetycznym

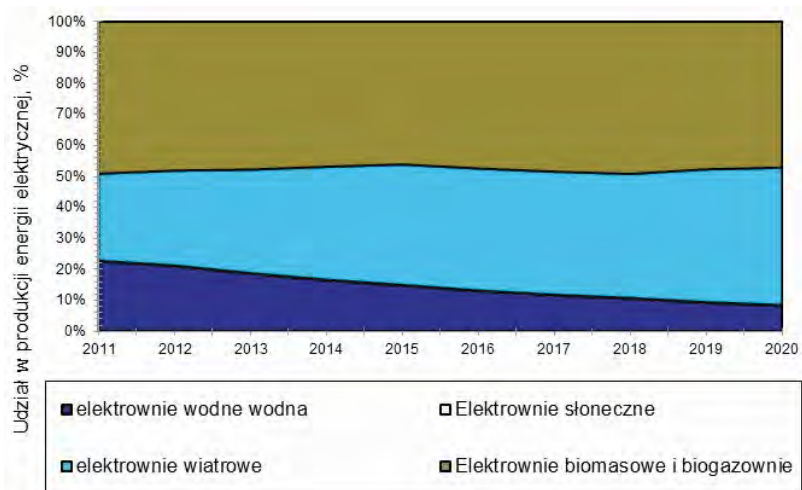
Lp.	Całkowita nominalna moc dostarczona w paliwie [MW]	Parametry	Zanieczyszczenie	Paliwo			
				węgiel kamienny	węgiel brunatny	biomasa	gaz ziemny i biogaz
1.	50–100	standardy emisji według dyrektywy IED [mg/m ³]	SO ₂	400	400	200	0
2.			NO _x	300	300	250	50
3.			pył	20	20	20	0
4.		standardy emisji użyte do wyliczenia wielkości emisji zanieczyszczeń [kg/GJ]	SO ₂	0,148	0,172	0,086	0
5.			NO _x	0,111	0,129	0,1075	0,0135
6.			pył	0,0074	0,0086	0,0086	0
7.	100–300	standardy emisji według dyrektywy IED [mg/m ³]	SO ₂	200	200	200	0
8.			NO _x	200	200	200	50
9.			pył	20	20	20	0
10.		standardy emisji użyte do wyliczenia wielkości emisji zanieczyszczeń [kg/GJ]	SO ₂	0,074	0,086	0,086	0
11.			NO _x	0,074	0,086	0,086	0,0135
12.			pył	0,0074	0,0086	0,0086	0
13.	>300	standardy emisji według dyrektywy IED [mg/m ³]	SO ₂	150	150	150	0
14.			NO _x	150	150	150	50
15.			pył	10	10	20	0
16.		standardy emisji użyte do wyliczenia wielkości emisji zanieczyszczeń [kg/GJ]	SO ₂	0,0555	0,0645	0,0645	0
17.			NO _x	0,0555	0,0645	0,0645	0,0135
18.			pył	0,0037	0,0043	0,0086	0
19.		średnia objętość spalin na jednostkę energii chemicznej paliwa [m ³ /MJ]		0,37	0,43	0,43	0,27

Źródło: opracowanie własne na podstawie (WE 2010).

3.7.5. Zobowiązania w zakresie użytkowania OZE

Punktem wyjściowym do określania przyszłych celów OZE był Krajowy Plan Działania (KPD) w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD 2010) będący realizacją zobowiązań wynikających z Dyrektywy 2009/28/WE (WE 2009). Plan obejmuje lata 2010–2020. W niniejszej pracy szczególną uwagę poświęcono celom dla odnawialnych źródeł energii w odniesieniu do wytwarzania energii elektrycznej. W KPD zaprezentowane zostały orientacyjne dane obejmujące m.in. zainstalowaną moc, produkcję energii elektrycznej brutto w poszczególnych technologiach OZE (rys. 3.7.7) oraz cel ogólny dla sektora elektroenergetyki, tj. osiągnięcie 19,13% udziału energii elektrycznej z OZE w zużyciu energii finalnej brutto. (Energia finalna brutto została zdefiniowana w dyrektywie OZE jako: finalne zużycie nośników energii na potrzeby energetyczne + straty energii elektrycznej w przesyłach i dystrybucji + własne zużycie energii elektrycznej do produkcji energii elektrycznej.)

W modelu TIMES cele dla OZE w latach 2015–2050 zostały wyrażone jako udział energii elektrycznej wytworzonej ze źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii elektrycznej netto. Wymagało to przeliczenia celu OZE zawartego w KPD i odniesienie go do udziału OZE w zużyciu finalnym energii elektrycznej netto. W następnym etapie założono wymagany minimalny udział energii elektrycznej z OZE w zużyciu energii finalnej netto w roku 2050. W wariantie referencyjnym wyniósł on 35%, a w wariantie zakładającym dynamiczny rozwój technologii OZE 50%. Rozważono również scenariusz, w którym cele OZE w latach 2020–2050 pozostawiono na poziomie roku 2020. Pozostawiono jednak modelowi swobodę w zwiększeniu wykorzystania źródeł OZE, jeżeli byłoby to uzasadnione ekonomicznie. Miało to na celu wskazanie poziomu produkcji z OZE w warunkach wolnej konkurencji bez dedykowanych systemów wsparcia. Należy zauważyć, że zdefiniowane cele OZE przekładać się będą na różną



Rys. 3.7.7. Przewidywana produkcja energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce w latach 2011–2020

Źródło: opracowanie własne na podstawie (KPD 2010)

produkcję energii elektrycznej wyrażoną¹ w wartości bezwzględnej w zależności od rozpatrywanego scenariusza popytu na energię elektryczną¹. W tabeli 3.7.9 przedstawiono ścieżki dochodzenia do celów zadanych w 2050 r.

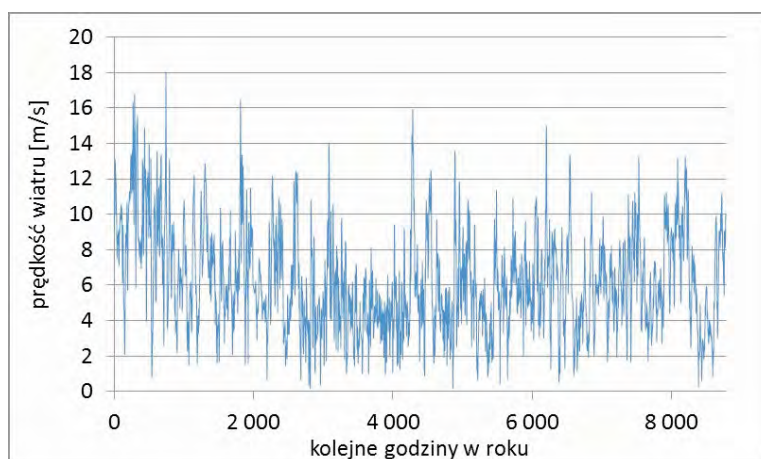
Tabela 3.7.9. Wymagany udział³ energii elektrycznej z OZE w zużyciu finalnym energii elektrycznej netto [%]

Lp.	Cel	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Referencyjny	15	23	25	27	29	31	33	35
2.	Wysoki	15	23	25	30	35	40	45	50
3	Bez-OZE	15	23	23	23	23	23	23	23

Źródło: opracowanie własne.

3.7.6. Produkcja energii elektrycznej ze źródeł³ odnawialnych

Zarówno model TIMES jak i PolPower uwzględni³ zmienność produkcji energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych oraz fotowoltaicznych w zależności od warunków meteorologicznych. W przypadku elektrowni wiatrowych wykorzystano dane o możliwej produkcji energii elektrycznej w poszczególnych godzinach roku obliczonych na podstawie prędkości wiatru oraz możliwej do uzyskania przy danej prędkości wiatru energii z turbiny Vestas V100 o mocy 1,8 MW (VESTAS 2010). Średnia prędkość wiatru w każdej godzinie roku na wyso-



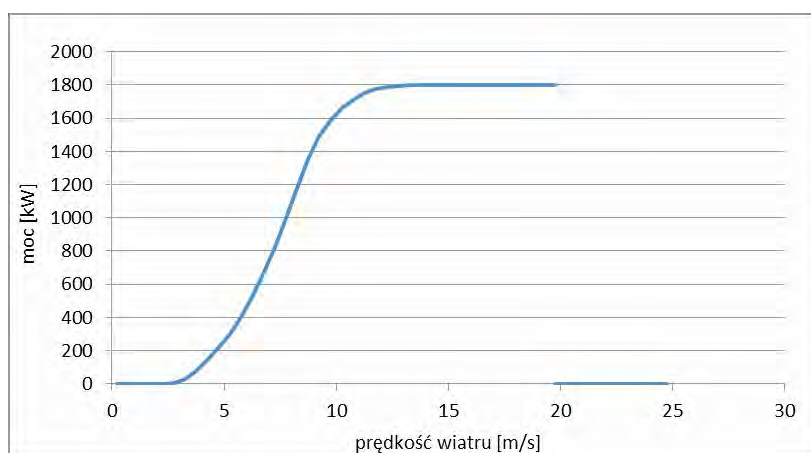
Rys. 3.7.8. Prędkość wiatru na wysokości 70–150 m nad poziomem terenu w punkcie o współrzędnych 16,0°E i 54,1°N (odpowiednio długość i szerokość geograficzna) w 2008 r.

Źródło: opracowanie własne

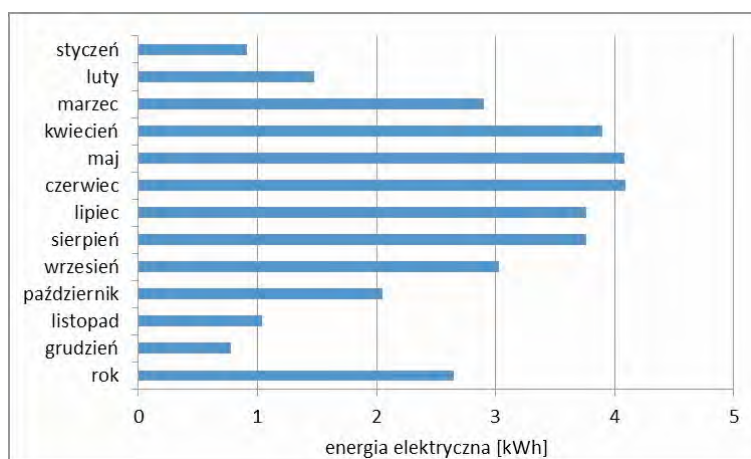
kości 70–150 m nad poziomem terenu została obliczona dla roku 2008 z wykorzystaniem systemu Polyphemus (rys. 3.7.8). Prędkość wiatru została wyliczona dla lokalizacji znajdującej się w województwie zachodniopomorskim o współrzędnych 16,0°E i 54,1°N (odpowiednio długość i szerokość geograficzna). Średnia prędkość wiatru w roku 2008 wyniosła 6,2 m/s.

Turbina Vestas V100 pracuje w zakresie prędkości wiatru od 2,75 do 19,75 m/s (rys. 3.7.9).

Wielkość możliwej produkcji energii elektrycznej w ogniwach fotowoltaicznych obliczono, wykorzystując dane zamieszczone w programie *Photovoltaic Geographical Information System* opracowanym przez JRC (2013). Założono, że wolnostojące, polikrystaliczne ogniwo fotowol-

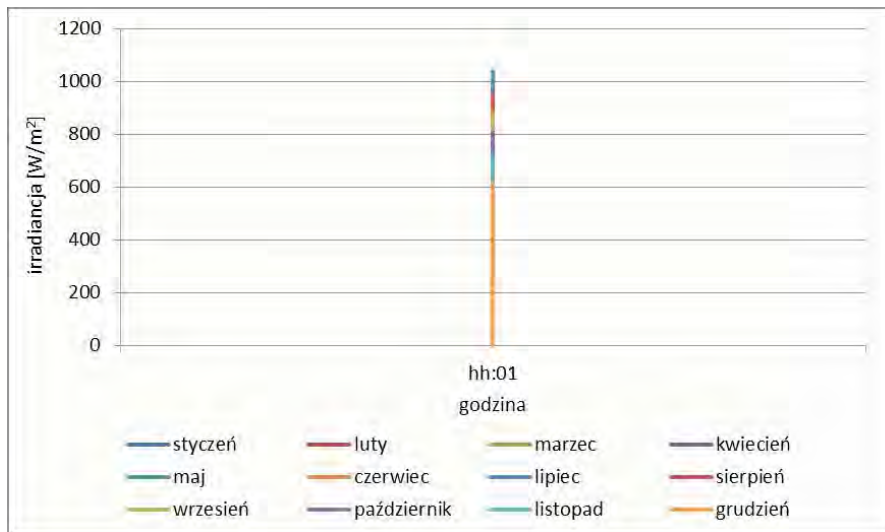


Rys. 3.7.9. Krzywa mocy turbiny Vestas V100 o mocy 1,8 MW
Źródło: opracowanie na podstawie (VESTAS 2010)



Rys. 3.7.10. Średnia dzienna produkcja energii elektrycznej w kolejnych miesiącach przez system fotowoltaiczny rozpatrywany w tej pracy [kWh]

Źródło: opracowanie własne na podstawie (JRC 2013)



Rys. 3.7.11. Rozkład irradacji w typowych dniach każdego miesiąca przy założeniu bezchmurnego nieba [W/m²]
Źródło: opracowanie własne na podstawie (JRC 2013)

taiczne o mocy 1 kW, o kącie padania 35° ustawione w kierunku Słońca (ciągła kontrola i obrót w kierunku Słońca) zostało zlokalizowane w punkcie o współrzędnych 16,0°E i 54,1°N (odpowiednio długość i szerokość geograficzna). Ogniwo o takich ustawieniach może wyprodukować dziennie średnio 2,6 kWh energii elektrycznej. W grudniu ta wartość jest najniższa i wynosi 0,91 kWh, zaś najwyższą notuje się w czerwcu, tj. 4,09 kWh. Szczegółowe dane są zaprezentowane na rysunku 3.7.10.

W celu rozdzielnia średniej produkcji dziennej w danym miesiącu na produkcję w każdej godzinie dnia wykorzystano dane o wielkości irradacji (strumień promieniowania na jednostkę powierzchni – w tym przypadku rozpatrywany panel PV) w typowych dniach dla każdego miesiąca – przy założeniu bezchmurnego nieba, prezentowaną również w programie Photovoltaic Geographical Information System z krokiem czasowym 15 min (rys. 3.7.11).

3.7.7. Stopa dyskontowa, poziom cen

Budowa nowych jednostek wytwórczych wymaga poniesienia nakładów inwestycyjnych na wstępie w zamian za strumień wpływów w przyszłości. W celu obliczenia bieżącej wartości przyszłych wpływów wykorzystuje się operację dyskontowania. Szczególnie czułe na wartość stopy dyskontowej będą więc inwestycje w technologie wymagające poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych, które następnie zwracane są przez długi okres, np. elektrownie jądrowe.

Przykładowo, jeżeli wartość bieżąca 100 zł otrzymanych po 10 latach jest równa 61 zł przy stopie procentowej 5%, to przy stopie dyskontowej równej 10% wynosi jedynie 38,5 zł.

3. Opis zastosowanej metodyki badawczej

$$PV = FV \cdot \frac{1}{(1+d)^n} = 100 \cdot \frac{1}{(1+0,05)^{10}} = 61,4 \text{ z}^3$$

gdzie: PV – bieżąca wartość pieniądza,
 FV – przyszła wartość pieniądza,
 d – stopa dyskontowa,
 n – liczba lat.

Stopa dyskontowa jest ważna również w przypadku nakładów inwestycyjnych, które w analizie ekonomicznej uwzględniane są w postaci raty reprodukcji rozszerzonej.

Projekty inwestycyjne finansowane są zazwyczaj z wielu źródeł (np. ze środków własnych, jak również kapitału pożyczonego). W obliczeniach przyjęto stopę dyskontową równą średniemu ważonemu kosztowi kapitału na poziomie 7,5%, który wyliczony został przy założeniu, że oprocentowanie kapitału pożyczonego wynosi 6,5% rocznie, a koszt kapitału własnego jest półtora razy wyższy (przy czym jego udział w strukturze finansowania przedsięwzięcia stanowi 30%).

$$WACC = \frac{D}{D+E} \cdot K_d + \frac{E}{D+E} \cdot K_e = \frac{0,7}{0,7+0,3} \cdot 6,5 + \frac{0,3}{0,7+0,3} \cdot (1,5 \cdot 6,5) = 7,5\%$$

gdzie: $WACC$ – średni ważony koszt kapitału,
 D – udział kredytu w strukturze finansowania inwestycji,
 E – udział środków własnych w strukturze finansowania inwestycji,
 K_d – koszt kredytu,
 K_e – koszt kapitału własnego.

Koszty technologii, ceny paliw itp. wyrażone są w cenach stałych roku 2011. Przeliczenie na ceny stałe powoduje, że 1 zł wydany w przyszłości ma taką samą siłę nabywczą jak ten wydany w 2011 r. Do przeliczania wartości bieżących pieniądza z poszczególnych lat na wartości stałe roku 2011 wykorzystano deflatory PKB (BCE 2012). Przeliczenia walut na złotego dokonano na podstawie średniorocznych kursów NBP.

4. Dostępność krajowych nośników energii pierwotnej

4.1. Węgiel kamienny

Polska jest największym w Unii Europejskiej producentem węgla kamiennego, a w rankingu światowych producentów plasuje się na 9–10 pozycji. Głównym zagębnem węgla kamiennego w Polsce jest położone w południowej części kraju Górnośląskie Zagębie Węglowe (GZW). Na jego obszarze znajduj¹ się wszystkie czynne obecnie kopalnie, z wyj¹tkiem jednej – Lubelski Węgiel Bogdanka S.A., która dzia³a na terenie Lubelskiego Zagębia Węglowego (LZW).

Węgiel kamienny energetyczny jest podstawowym paliwem wykorzystywanym w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE): wytwarza się z niego ponad połow¹ energii elektrycznej i trzy czwarte ciep³a. Moc zainstalowana w elektrowniach na węglu kamiennym stanowi oko³o 55% mocy zainstalowanej ogół³em.

4.1.1. Stan sektora produkcji węgla kamiennego energetycznego

W krajowym sektorze górnictwa węgla kamiennego funkcjonuj¹ obecnie następuj¹cy producenci (tab. 4.1.1).

W kopalniach spółek KGK i PKW oraz w LW Bogdanka S.A. (a także w ma³ych spółkach) produkuje się tylko węgiel energetyczny, w KW S.A. produkuje się oba typy węgla (z duż¹ przewag¹ energetycznego), a w produkcji JSW S.A. dominuje węgiel koksowy (głównie typu hard).

W granicach obszarów górniczych kopalń wchodz¹cych w skład Kompanii Węglowej udokumentowano 29 zł³ węgla, w tym 25 zł³ czynnych górniczo. Według informacji Spółki, zasoby operatywne węgla kamiennego w okresie koncesyjnym i pokoncesyjnym wynosz¹ 1990,6 mln ton (wg stanu na 07.03.2013 r.). Zdolności produkcyjne 15 kopalń to oko³o 40 mln ton rocznie. Udzia³ Kompanii w wydobywaniu węgla kamiennego w kraju wynosi obecnie prawie 50%, a w sprzeda³y węgla energetycznego – oko³o 55%. W strategii na nadchodz¹ce lata Kompania planuje dwie kluczowe inwestycje – budow¹ kopalni węgla w Lubelskim Zagębiu Węglowym oraz budow¹ elektrowni opalanej węglem kamiennym.

Produkcja węgla w Katowickim Holdingu Węglowym w roku 2012 by³a na poziomie 12 mln ton, co stanowi³o 17,8% ogólnej produkcji węgla energetycznego w kraju. Prowadzone w Hol-

Tabela 4.1.1. Producenci węgla kamiennego w Polsce

Spółka	Skrót	Liczba kopalń	Węgiel*	Status
Kompania Węglowa S.A.	KW	15	WE – 90% WK – 10%	spółka akcyjna, własność Skarbu Państwa
Katowicka Grupa Kapitałowa S.A.	KGK	5	WE	spółka akcyjna, własność Skarbu Państwa
Lubelski Węgiel Bogdanka S.A.	LWB	1	WE	spółka giełdowa w pełni sprywatyzowana
Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.	JSW	6	WE – 30% WK – 70%	spółka giełdowa, Skarb Państwa – 55,2% akcji
Południowy Koncern Węglowy S.A.	PKW	2	WE	52,48% Tauron Wytwarzanie, 47,52% KW S.A.
ZG SILTECH Sp. z o.o.		1	WE	spółka prywatna
PG SILESIA Sp. z o.o.		1	WE	91,4% – czeski EPH
EKO PLUS Sp. z o.o.		1	WE	spółka prywatna

* WK – węgiel kamienny; WE – węgiel energetyczny

Źródło: opracowanie własne.

dingu inwestycje mają¹ na celu uruchomienie nowych frontów wydobywczych oraz odtworzenie i modernizację parku maszynowego, w tym modernizację zakładów mechanicznej przeróbki węgla. Strategia KHW zakłada także zwiększenie zaangażowania w sferze energetyki (rozważana jest budowa elektrowni zasilanej gorszymi gatunkami węgla).

Lubelski Węgiel Bogdanka S.A. jest obecnie trzecim co do wielkości producentem węgla energetycznego w Polsce (7,8 mln ton w 2012 r.) z udziałem około 14% w sprzedaży krajowej. W efekcie realizacji wieloletniego programu inwestycyjnego przewidzianego z rozbudową¹ Pola Stefanów docelowa moc produkcyjna Spółki zwiększy się do około 11,5 mln ton węgla w 2014 roku, dzięki czemu udział LWB w rynku krajowym może wzrosnąć do około 20%. W 2018 r. możliwe jest osiągnięcie wydobycia rzędu 12 mln ton. Zasoby operatywne wynoszą obecnie około 237 mln ton węgla. Spółka stara się pozyskać nowe koncesje w Lubelskim Zagłębiu Węglowym, co pozwoliłoby powiększyć potencjał zasobowy do około 450 mln ton. W nowej strategii Spółki mówi się również o projektach energetycznych (rozbudowa zakładowej ciepłowni i/lub zaangażowanie w budowę nowej elektrowni w pobliżu kopalni).

Południowy Koncern Węglowy S.A. dostarcza węgiel głównie do elektrowni skupionych w grupie Tauron. W nowej strategii Tauronu zakłada się wzrost wydobycia węgla w PKW, który docelowo ma dostarczać około 50% węgla kamiennego używanego przez Tauron (obecnie jest to około 30%). Obecnie Koncern produkuje około 5–5,5 mln ton węgla. W perspektywie nadchodzących lat PKW planuje zwiększyć wydobycie węgla kamiennego w swoich dwóch zakładach wydobywczych. Te działania pozwolą przedłużyć okres funkcjonowania kopalni o kilkadziesiąt lat (do 2064 r. w przypadku ZG Sobieski i do 2083 r. w kopalni Janina). PKW stara się też o pozyskanie nowych złóż przyległych do granic obszarów objętych koncesjami. Docelowo zdolności produkcyjne Spółki zostaną¹ podniesione do około 8 mln ton.

Jastrzębska Spółka Węglowa S.A. jest głównie producentem węgla koksowego, natomiast udział produkcji węgla do celów energetycznych stanowi jedynie 30% ogólnej produkcji węgla

handlowego. W skali kraju, udział JSW S.A. w produkcji węgla energetycznego w 2012 r. był na poziomie 5,9%. W perspektywie do 2020 r. spółka planuje utrzymanie produkcji węgla do celów energetycznych na poziomie 25% swojego wydobycia, tj. około 3,5 mln ton.

PG Silesia planuje osiągnięcie docelowej zdolności produkcyjnej na poziomie 3 mln ton węgla energetycznego brutto w roku 2017. ZG Siltech produkuje rocznie 200 tys. ton węgla, a spółka EKO-PLUS Sp. z o.o. – około 130 tys. ton (głównie na potrzeby drobnych odbiorców).

W skali sektora (górnictwo węgla kamiennego GWK – ogółem) około 85% stanowi węgiel energetyczny. Prawie połowa krajowej produkcji węgla energetycznego pochodzi z kopalń Kompanii Węglowej, około 18% z KGK, a udział LWB wzrósł ostatnio do około 14%. PKW i JSW mają niewielkie udziały w rynku węgla energetycznego. Łączny udział pozostałych spółek nie przekracza 2%.

Dane w tabeli 4.1.2 prezentują główne kierunki sprzedaży węgla w latach 2005 oraz 2010–2012. Wykresy na rysunkach 4.1.1–4.1.3 ilustrują zmiany w wielkościach sprzedaży węgla na poszczególnych rynkach w dłuższym okresie (2000–2012), a rysunek 4.1.4 przedstawia strukturę sprzedaży węgla energetycznego w kraju w 2012 r.

Produkcja i sprzedaż węgla kamiennego systematycznie spada: w 2012 roku sprzedaż wyniosła około 71,9 mln ton, podczas gdy jeszcze 10 lat temu przekraczała 100 mln ton.

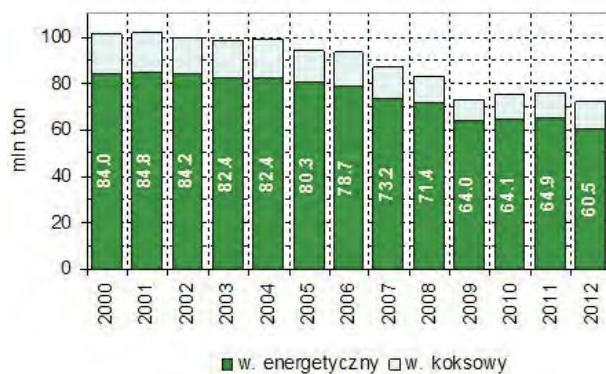
Skalę spadku sprzedaży węgla energetycznego do głównego odbiorcy – sektora energetyki zawodowej w ostatnich latach szczególnie wyraźnie widać na rysunku 4.1.3. Po nieco lepszym roku 2011, w 2012 sprzedaż była mniejsza o 3,5 mln ton, a cała krajowa sprzedaż węgla energetycznego spadła o 6 mln ton.

Tabela 4.1.2. Sprzedaż węgla kamiennego w latach 2005–2012 według głównych grup odbiorców [mln ton]

Wyszczególnienie	2005	2010	2011	2012
Sprzedaż ogółem	94,13	75,40	76,21	71,94
• w. energetyczny	80,33	64,07	64,94	60,54
• w. koksowy	13,80	11,33	11,27	11,40
Kraj razem	77,58	64,78	70,46	64,53
• w. energetyczny	63,93	55,22	60,76	54,76
• z tego energetyka zaw.	39,74	34,89	38,88	35,36
• pozostali odbiorcy	24,19	20,34	21,88	19,40
• w. koksowy	10,65	9,56	9,70	9,77
Eksport razem	19,55	10,62	5,76	7,40
• w. energetyczny	16,40	8,85	4,19	5,78
• w. koksowy	3,15	1,77	1,57	1,63

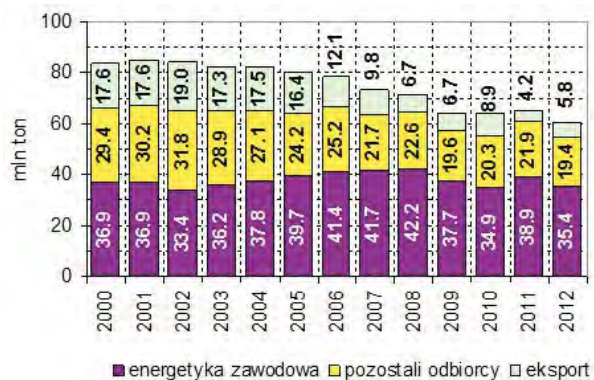
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (Paszczka 2013; MG 2013a, c; ARP 2013c).

4. Dostępność krajowych nośników energii pierwotnej



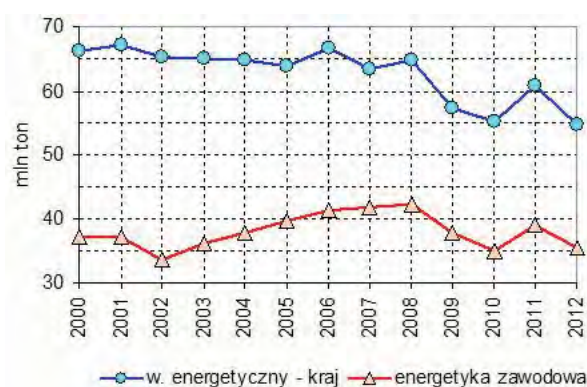
Rys. 4.1.1. Sprzedaż węgla kamiennego

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (MG 2013a, c; ARP 2013c)



Rys. 4.1.2. Sprzedaż węgla energetycznego

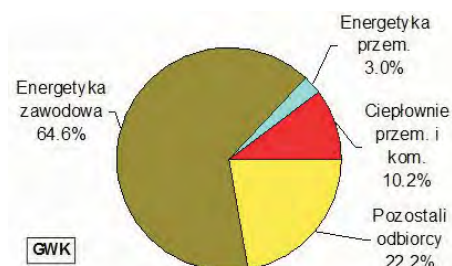
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (MG 2013a, c; ARP 2013c)



Rys. 4.1.3. Sprzedaż węgla do energetyki zawodowej na tle sprzedaży węgla energetycznego na rynku krajowym

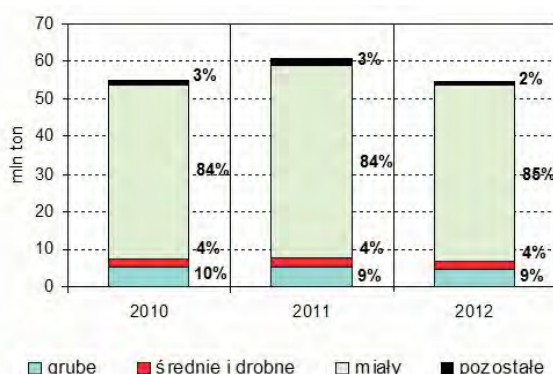
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (MG 2013a, c; ARP 2013c)

4.1. Węgiel kamienny



Rys. 4.1.4. Struktura sprzedaży krajowej węgla energetycznego – branża GWK (2012 r.)
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (MG 2013a, c; ARP 2013c)

Również eksport węgla ma tendencję malejącą¹. Udział eksportu w sprzedaży ogółem zmniejszył się z około 20% w 2005 r. do 10% w 2012 r. Węgiel energetyczny stanowi zazwyczaj około 75–80% eksportu węgla kamiennego. Ponad 90% eksportu węgla kamiennego trafia do krajów Unii Europejskiej, gdzie największymi odbiorcami polskiego węgla są Niemcy, Czechy oraz Austria, przy czym w eksporcie do Niemiec i Austrii przeważa węgiel energetyczny. W eksporcie poza granice UE głównymi odbiorcami węgla energetycznego są Turcja i Norwegia, a węgla koksowego – Bośnia i Hercegowina.



Rys. 4.1.5. Sprzedaż krajowa węgla energetycznego w podziale na sortymenty
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (ARP 2013a)

Tabela 4.1.3. Przybliżona struktura krajowej sprzedaży węgla energetycznego według kierunków i sortymentów [%]

Kierunek sprzedaży	Grube	Średnie i drobne	Miały
Energetyka zawodowa	–	0,1	99,9
Ciepłownie niezawodowe i zawodowe	<0,1	2,5	>97,4
Pozostali odbiorcy krajowi	55	18	27

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (ARP 2013a).

W skali branży – zarówno w sprzedaży krajowej, jak i w eksporcie – dominują¹ sortymenty miaśowe (z udziałem około 85%; rys. 4.1.5). Struktura sortymentowa produkcji powiązana jest z kierunkami sprzedaży poszczególnych producentów. Miaśy energetyczne sprzedawane są przede wszystkim do sektora energetyki zawodowej, gdzie do spalania węgla stosuje się kotły pływowe, dla których węgiel o małym uziarnieniu jest odpowiednim paliwem. Sortymenty średnie (niecałe 4% produkcji) trafiają do odbiorców wyposażonych w kotły rusztowe, a sortymenty grube (niecałe 9%) – głównie na rynek drobnych odbiorców. Przybliżoną strukturę sprzedaży krajowej według kierunków i sortymentów przedstawia tabela 4.1.3.

4.1.1.1. Sprzedaż krajowa – ceny dla energetyki

Na rynku krajowym sprzedaż węgla do energetyki, koksowni i dużych zakładów przemysłowych odbywa się na bazie bezpośrednich kontraktów (z ustalonymi warunkami dostaw oraz ściśle określonymi cenami), natomiast dla mniejszych odbiorców sprzedaż realizowana jest przez sieć autoryzowanych pośredników, którzy posiadają składowiska węgla w całym kraju. Daje to możliwość dotarcia producentom węgla do dużej liczby rozproszonych geograficznie odbiorców.

W tabeli 4.1.4 podano dane o wielkości sprzedaży i średnich cenach węgla energetycznego (w zł/GJ) do głównych grup odbiorców na rynku krajowym w trzech ostatnich latach (dla sektora: górnictwo węgla kamiennego).

W branży GWK sprzedaż do energetyki zawodowej stanowi ilościowo około 65%, a wartościowo – około 54%. Natomiast „pozostali odbiorcy” stanowi prawie jedną czwartą sprzedaży pod względem ilości, a pod względem wartości sprzedaży – ponad jedną trzecią. Do tej grupy odbiorców trafiają w znacznej części sortymenty grube i średnie, których ceny są wyższe od cen miaśów energetycznych (co wyraźnie pokazują dane w tabeli 4.1.4).

W ostatnich trzech latach ceny sprzedaży węgla energetycznego wzrosły (rys. 4.1.6). W stosunku do poziomu średnich cen z 2010 roku, ceny węgla energetycznego w sprzedaży krajowej

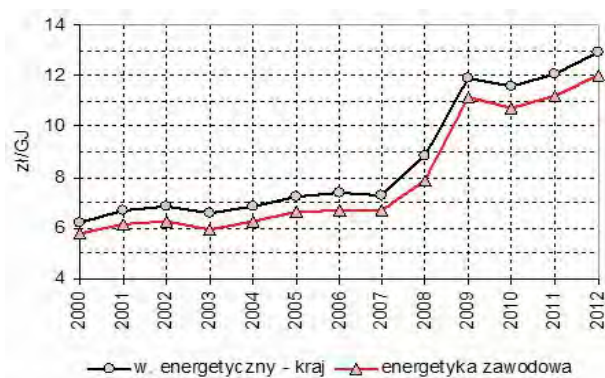
Tabela 4.1.4. Sprzedaż węgla energetycznego na rynku krajowym – górnictwo węgla kamiennego ogółem

Sprzedaż krajowa węgla energetycznego		Ilość [mln ton/rok]			Cena [zł/GJ]		
		2010	2011	2012	2010	2011	2012
z tego	Sektor GWK	55,22	60,76	54,76	11,59	12,18	12,90
	Energetyka zawodowa	34,89	38,88	35,36	10,71	11,18	12,03
	Energetyka przemysłowa	1,65	1,46	1,64	11,21	b.d.	b.d.
	Ciepłownie przemysłowe i komunalne	5,13	5,64	5,56	11,03	11,78	13,32
	Pozostali odbiorcy krajowi	13,56	14,78	12,19	13,84	15,85*	16,61*

* Cena sprzedaży przez autoryzowanych sprzedawców

Źródło: (MG 2013a, c; ARP 2013a, c).

4.1. Węgiel kamienny



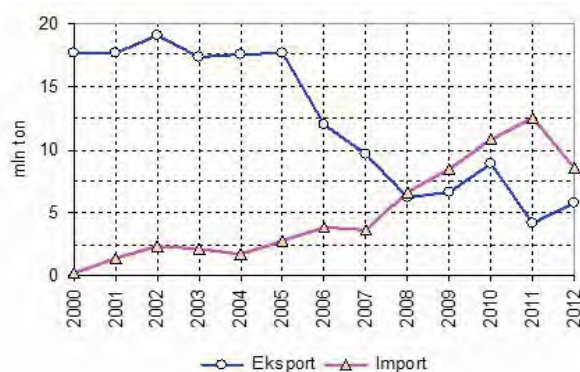
Rys. 4.1.6. Ceny węgla energetycznego w sprzedaży krajowej i do energetyki zawodowej
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (ARP 2013a)

w 2012 r. były wyższe o 11,6%, a w sprzedaży do energetyki zawodowej – o 12,4%. Był to więc wzrost wyższy od inflacyjnego (wzrost inflacji w tym czasie wyniósł około 8,5%).

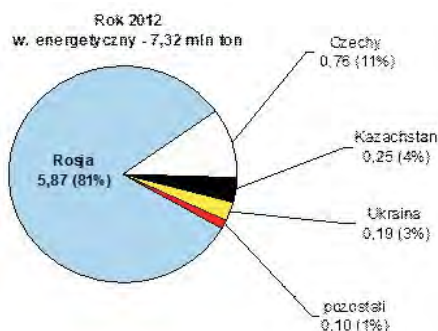
Należy zauważyć, że w 2012 r. wzrost cen nastąpił mimo nadmiaru węgla na rynku (rosnąca produkcja przy mniejszym zapotrzebowaniu odbiorców i mniejszej sprzedaży), jak też systematycznego spadku cen węgla na rynkach międzynarodowych w dwóch ostatnich latach.

4.1.1.2. Import węgla energetycznego

Od kilku lat część krajowego węgla energetycznego jest zastępowana importem. Największy import miał miejsce w 2011 roku – wyniósł aż 12,7 mln ton (w 2012 roku import był niższy – około 7,3 mln Mg). Wykres na rysunku 4.1.7 przedstawia zmiany wolumenu eksportu na tle rosnącego importu węgla energetycznego w latach 2000–2012. Od roku 2008 Polska jest importerem węgla netto, chociaż przez wiele lat zaliczała się do częściowej czołówki światowych



Rys. 4.1.7. Import i eksport węgla energetycznego w latach 2000–2012
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (MG 2013a, c; ARP 2013b)



Rys. 4.1.8. Struktura importu według krajów pochodzenia w 2012 roku
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (MG 2013a, c; ARP 2013b)

eksporterów węgla. Pod koniec lat siedemdziesiątych XX w. eksport węgla energetycznego przekracza³ 40 mln ton – czyli tyle, ile obecnie zu¿ywa krajowa energetyka.

Zdecydowana wiêkszoœæ sprowadzanego do Polski węgla energetycznego pochodzi z Rosji. Pozostali wiêksi dostawcy to Czechy, Ukraina i Kazachstan (rys. 4.1.8).

Do 2007 roku import węgla mia³ charakter uzupe³niaj¹cy w stosunku do dostaw węgla krajowego. Zwiêkszaj¹cy siê od 2008 r. import wynika³ g³ównie z braku węgla na rynku krajowym, natomiast w 2009 r. powodem by³a równie¿ ni¿sza cena. W 2012 r. dynamika importu wyraŹnie os³ab³a – nawet pomimo spadku cen w handlu miêdzynarodowym. Krajowi producenci i u¿ytkownicy węgla kamiennego energetycznego mieli bowiem bardzo du¿e zapasy węgla na sk³adowiskach, a w sektorze elektroenergetyki konkurencyjnym paliwem by³ wêgiel brunatny.

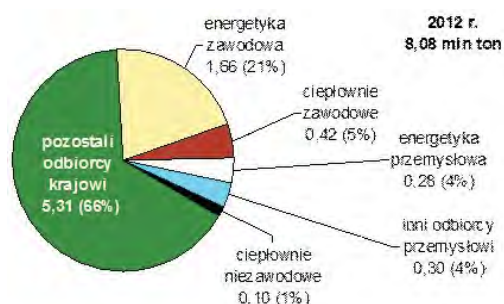
Wêgiel sprowadzany jest przede wszystkim transportem kolejowym (77%), g³ównie przez przejeœcia graniczne w KuŹnicy, Terespolu i Ma³aszewiczach oraz w Braniewie (Stala-Szlugaj 2012, Stala-Szlugaj, Klim 2012). W imporcie drog¹ morsk¹ (1,7 mln ton w 2012 r.) dominuj¹ porty w Œwinoujœciu i Gdyni.

Przed 2007 rokiem wielkoœæ importu węgla energetycznego – w porównaniu do sprzeda¿y krajowej – stanowi³a oko³o 3–6%, natomiast w latach 2010–2011 relacja ta siêga³a 20%. W 2012 r. nast¹pi³ spadek importu – do wielkoœci odpowiadaj¹cej nieca³ym 15% sprzeda¿y węgla energetycznego w kraju, przy czym import z Rosji odpowiada³ 10% krajowej sprzeda¿y tego paliwa. Zainteresowanie rosyjskich eksporterów polskim rynkiem zdecydowanie wzros³o w czasie za³amania siê œwiatowej gospodarki, wskutek którego zmniejszy³o siê zapotrzebowanie na wêgiel ze strony sta³ych zachodnioeuropejskich odbiorców rosyjskiego surowca, a eksporterzy zaczêli lokowaæ swój towar na rynku polskim (Lorenz 2010; Stala-Szlugaj 2012; Grudziñski 2012).

G³ówne kierunki zbytu węgla importowanego w 2012 r. ilustruje rysunek 4.1.9. Najwiêkszym odbiorc¹ węgla energetycznego z importu jest grupa ujęta w pozycji statystycznej „pozostali odbiorcy krajowi” – ci odbiorcy zakupili w 2012 r. ponad 5,3 mln ton (66%).

Pozosta³e 34% importu (nieca³e 3 mln ton) trafi³o do innych podmiotów, u¿ytkuj¹cych wêgiel energetyczny (w tym 21% do sektora energetyki zawodowej). Dla potrzeb badañ modelowych, przeprowadzonych w niniejszym opracowaniu, przyjêto ¿e równie¿ w przysz³oœci

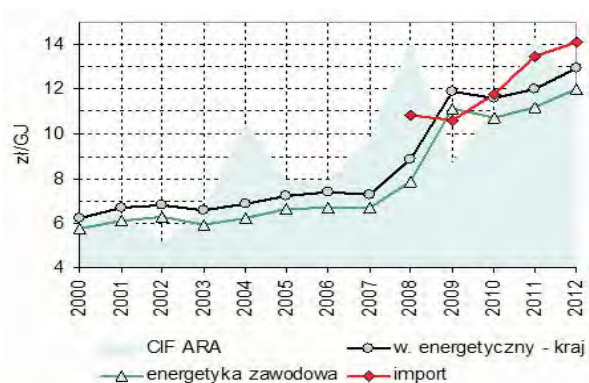
4.1. Węgiel kamienny



Rys. 4.1.9. Struktura sprzedaży importowanego węgla energetycznego w 2012 roku
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (ARP 2013b)

odbiorcy z sektora energetyki (elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie) będą zaspokajać część swoich potrzeb importem – bez względu na ofertę podażyowo-cenową krajowego górnictwa. Ten import założono na stałym poziomie 3 mln ton w horyzoncie prognozy.

Na rysunku 4.1.10 porównano ceny węgla energetycznego w sprzedaży krajowej z cenami węgla w imporcie oraz z cenami na międzynarodowych rynkach spot (CIF ARA) – w przeliczeniu na zł/GJ.



Rys. 4.1.10. Porównanie cen węgla energetycznego w sprzedaży krajowej z cenami w imporcie oraz z cenami spot CIF ARA [zł/GJ]
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (Platts; Argus; MG 2013a, c; ARP 2013b, c)

To porównanie pokazuje odmienną dynamikę zmian cen krajowego węgla i importowanego (ceny węgla importowanego podlegały za zmianami rynków *spot*). Tylko w 2009 roku przeciętna cena węgla importowanego była niższa od średniej ceny sprzedaży węgla energetycznego na rynku krajowym. Dane o cenach węgla w imporcie odnoszą się do cen na granicy. Tak więc ich atrakcyjność dla poszczególnych odbiorców jest uwarunkowana kosztami transportu wewnątrz kraju.

4.1.1.3. Główne kierunki wykorzystania węgla kamiennego

W zużyciu węgla kamiennego w Polsce dominują¹ jednostki energetyki. Według danych Głównego Urzędu Statystycznego (GUS 2006–2012) ponad połowa krajowego zużycia węgla kamiennego przypada na elektrownie i elektrociepłownie. Dane o zużyciu węgla kamiennego w latach 2005, 2010 i 2011 w podziale na grupy statystyczne stosowane przez GUS przedstawia tabela 4.1.5. Na rysunku 4.1.11 porównano strukturę tego zużycia w latach 2005 i 2011 (statystyki za rok 2012 nie zostały jeszcze opublikowane).

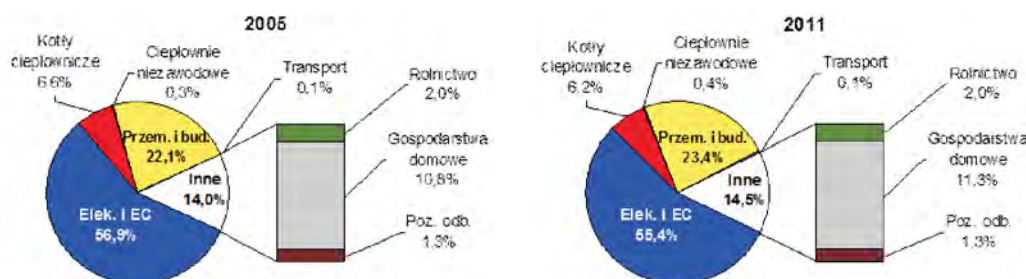
Ogółem, w 2011 roku w kraju zużyto 79,1 mln ton węgla kamiennego, z czego na użytkowników z sektora energetycznego (kategorie: elektrownie i elektrociepłownie, kotły ciepłownicze energetyki zawodowej i ciepłownie zawodowe) przypadło sumarycznie 49 mln ton (62%).

Tabela 4.1.5. Zużycie węgla kamiennego w Polsce, lata 2005–2011 [tys. ton]

Wyszczególnienie		2005	2010	2011
Zużycie ogółem węgla kamiennego		83 483	81 979	79 108
• Elektrownie i elektrociepłownie		47 352	44 087	43 816
• Kotły ciepłownicze energetyki zawodowej i ciepłownie zawodowe		5 514	6 051	4 928
• Ciepłownie niezawodowe		242	337	290
• Przemysł i budownictwo*		18 382	18 707	18 533
• Transport		64	37	41
• Sektor drobnych odbiorców		11 600	12 760	11 500
w tym:	rolnictwo	1 760	1 600	1 600
	gospodarstwa domowe	9 900	8 900	9 000
	pozostali odbiorcy	1 100	1 000	1 000

* Także zużycie własne kopalń oraz zużycie na wsad przemian w koksowniach

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (GUS 2006–2012).



Rys. 4.1.11. Porównanie struktury zużycia węgla kamiennego w Polsce

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (GUS 2006–2012)

Sektor drobnych odbiorców, do którego zalicza się rolnictwo, gospodarstwa domowe i pozostałych odbiorców, jest istotnym rynkiem – choć bardzo rozproszonym geograficznie. Roczne zużycie tego sektora kształtuje się na poziomie około 14,5% krajowego zużycia (GUS 2012a).

W ujęciu regionalnym, najwięcej węgla zużywa się w województwach: łódzkim i mazowieckim. Łącznie przypada na nie około 45% zużycia węgla kamiennego razem, około 53% w grupie elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni oraz około 26% w grupie drobnych odbiorców.

Węgiel koksowy

Zużycie węgla koksowego w świetle statystyk GUS mieści się w grupie „Przemysł i budownictwo”.

W statystykach międzynarodowych (np. IEA) węgiel koksowy jest definiowany jako węgiel kamienny o takiej jakości, która umożliwia produkcję koksu odpowiedniego dla wielkich pieców, natomiast pozostały węgiel kamienny, który nie jest węglem koksowym, jest traktowany jako węgiel energetyczny.

Również polska klasyfikacja węgla według typów rozgranicza „węgiel kamienny do celów energetycznych” oraz „węgiel kamienny do koksowania”. Same nazwy wskazują już na różne zastosowania tych węgli. Ewentualna substytucja jest ograniczona i występuje tylko w jednej stronie (tzn. niektóre węgle typu koksowego mogą być używane jako paliwo lub jego domieszka, natomiast z węgla typu energetycznego nie jest możliwe wytworzenie koksu o jakości wymaganej w procesach wielkopiecowych).

Specyficznym przypadkiem są węgle koksowe typu 34. Takie węgle są stosowane jako dodatek do mieszanek koksowniczych, ale także mogą być stosowane jako składnik mieszanek energetycznych. W takim przypadku – ze względu na kierunek wykorzystania – traktowane są jako „węgle do celów energetycznych”. Jest też cały szereg produktów powstających podczas wzbogacania węgla koksowych (muzy, przerosty, niesort), które są sprzedawane do sektora energetycznego.

To znajduje swoje odzwierciedlenie w statystyce: jeżeli dany produkt handlowy został sprzedany do energetyki, wtedy jest traktowany jako węgiel do celów energetycznych i klasyfikowany jest według sortymentów. Jeżeli był to produkt handlowy sprzedany jako węgiel do koksowania, w statystyce pojawi się w grupie dla odpowiedniego typu.

Osobną kategorią produktu wytwarzanego z węgla koksowego, a używanego w celach energetycznych, jest koks opałowy. Charakteryzuje się on niską zawartością substancji zanieczyszczających (paliwo ekologiczne), a jego kaloryczność (około 28 MJ/kg) jest wyższa od kaloryczności innych stałych paliw kopalnych (Ozga-Blaschke 2010). Jednakże jego wysoka cena spowodowała, że przegrał konkurencję z innymi nośnikami energii. Koszt wytworzenia 1GJ energii cieplnej ze spalania koksu przekracza barierę drogiego ciepła z gazu ziemnego i oleju opałowego. Stąd też koks opałowy wykorzystywany jest jeszcze w gospodarce komunalnej (w gospodarstwach domowych, lokalnych ciepłowniach) głównie na obszarach, gdzie brak jest możliwości doprowadzenia ogrzewania i gazu z oddalonej lokalizacji.

W Polsce w ostatnich kilkunastu latach zapotrzebowanie na koks opałowy spadło z około 1,1–1,2 mln ton w latach 2000–2001 do około 250–300 tys. ton obecnie i perspektywicznie nie jest istotne dla bilansowania zapotrzebowania na węgiel do celów energetycznych.

4.1.1.4. Sektor wytwarzania energii elektrycznej

W krajowym sektorze wytwarzania energii funkcjonuje obecnie 21 dużych elektrowni (w tym 15 na węglu kamiennym i 6 na węglu brunatnym) oraz 36 elektrociepłowni (z tego 11 ma moc zainstalowaną powyżej 200 MW, a 8 – poniżej 50 MW). Ponadto wytwarzanie prowadzi kilkudziesięciu producentów niezależnych. Dla zdecydowanej większości elektrociepłowni i wytwórców niezależnych paliwem podstawowym jest węgiel kamienny.

Największymi producentami energii są cztery grupy energetyczne: PGE, Tauron PE, Enea i Energa, z których trzy pierwsze są spółkami giełdowymi, notowanymi na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie (Grudziński 2012). Według stanu na koniec 2012 roku Skarb Państwa ma w nich następujące udziały: PGE – 61,9%, Enea – 51,5 %, Tauron PE 30,1%. W tabeli 4.1.6 zestawiono podstawowe informacje o mocy i produkcji energii dla tych grup energetycznych oraz udziały w produkcji energii elektrycznej dla kilku innych ważnych wytwórców (dane URE za 2012 r.).

Tabela 4.1.6. Główni producenci energii elektrycznej w Polsce

Grupa		Udział w produkcji energii elektrycznej [%]	Moc [MW]	Produkcja [TWh]	
PGE S.A.		37,8	12 990	63,2	
Tauron PE S.A.		13,2	5 509	22,1	
ENEA S.A.		7,8	3 109	13,0	
ENERGA S.A.		2,7	1 150	4,6	
Razem Grupy Energetyczne		61,5	22 758	102,9	
Udziały pozostałych wytwórców w produkcji energii elektrycznej [%]					
EDF	9,5	PGNiG	2,7	Fortum	0,6
PAK S.A.	7,0	DALKIA	1,9	RWE	0,3
GDF SUEZ	5,5	CEZ	1,7	Inni	9,4

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (URE 2010–2013, 2013).

Zdecydowanie najsilniejszą grupą w sektorze wytwarzania jest PGE S.A., która jako jedyna ma nadwyżkę produkcji nad sprzedażą energii elektrycznej (ok. 70% wytwarzanej w spółce energii elektrycznej pochodzi z węgla brunatnego). Na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych liderem jest Tauron PE.

Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe stanowią dla górnictwa węgla kamiennego najważniejszą grupę odbiorców. Wybrane istotne informacje o wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce z uwzględnieniem pozycji węgla kamiennego w latach 2000, 2005, 2010–2012 zebrano w tabeli 4.1.7.

W 2012 r. produkcja energii elektrycznej była niższa w porównaniu z rokiem poprzednim. Spadek ten odbył się przede wszystkim kosztem wytwarzania na węglu kamiennym.

Tabela 4.1.7. Wybrane dane o wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce z uwzględnieniem pozycji węgla kamiennego

Wyszczególnienie	Jednostka	2000	2005	2010	2011	2012
Moc zainstalowana ogółem	MW	34 595	35 404	36 058	37 595	
z tego na węglu kamiennym	MW	20 465	20 385	20 843	20 820	
<i>udział węgla kamiennego</i>	%	59	58	58	55	
Produkcja energii elektrycznej (brutto)	TWh	145,2	157,0	157,7	163,5	162,0
z tego na węglu kamiennym	TWh	83,7	85,0	87,9	87,3	82,0
<i>udział węgla kamiennego</i>	%	58	54	56	53	51
Zużycie energii elektrycznej w kraju	TWh	138,8	145,7	156,3	158,3	159,1
Ceny średnie energii elektrycznej ogółem	zł/MWh	124,2	140,7	190,8	200,4	202,8
Ceny na giełdzie energii	zł/MWh	–	113,3	205,2	200,4	203,9
Zużycie węgla kamiennego w energetyce: zawodowej*	mln Mg	42,61	42,89	42,94	42,66	39,03
w tym na produkcję energii elektrycznej	mln Mg	34,25	33,99	34,86	35,33	31,87
średnia wartość opałowa (elektr. i EC)	MJ/kg	21,42	21,37	21,47	21,24	21,38

* Istnieją dość znaczne rozbieżności w statystykach zużycia węgla, prowadzonych przez GUS i ARE – zarówno w odniesieniu do samego poziomu zużycia, jak i w podziale na grupy odbiorców.

Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE 2006–2012a, b, c, d, e, f).

Tabela 4.1.8 przedstawia zużycie paliw w elektroenergetyce zawodowej w ostatnich trzech latach. W 2012 roku spadek zużycia węgla kamiennego w energetyce wyniósł ponad 8%, a w produkcji energii elektrycznej – prawie 10%. Zużycie wszystkich pozostałych paliw wzrosło, przy czym największy przyrost odnotowano w zużyciu biomasy (ok. 40%). Należy też odnotować, że zużycie węgla brunatnego w 2012 roku osiągnęło najwyższy poziom od 2000 r.

Strukturę zużycia paliw podstawowych w elektroenergetyce zawodowej w 2012 r. ilustruje rysunek 4.1.12.

Do połowy 2010 r. większość energii elektrycznej była sprzedawana na podstawie kontraktów dwustronnych, z których większość była zawierana w ramach tej samej grupy energetycznej. Dzięki nowelizacji ustawy Prawo energetyczne wytwórcy zostali zobowiązani (od sierpnia 2010 r.) do sprzedaży części energii elektrycznej na giełdach towarowych, na rynku regulowanym (tzw. „obligo giełdowe”).

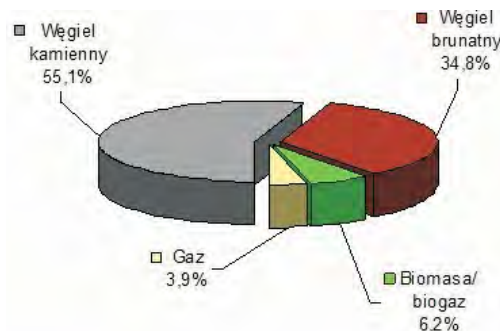
Głównym miejscem w Polsce, które umożliwia spełnienie wymogów formalnych znówelizowanej ustawy Prawo energetyczne, jest Towarowa Giełda Energii S.A. (TGE S.A.). Obrót na giełdzie w 2009 r. wynosił zaledwie 0,3%, w 2010 wzrósł do 4,3%, a w 2012 r. transakcje sprzedaży na giełdzie stanowiły już 62% całości obrotów na rynku energii elektrycznej.

Dwa najważniejsze rynki na TGE, to rynek dnia następnego (RDN) oraz rynek terminowy towarowy (RTT). Dzięki znacznemu zwiększeniu obrotów, indeksy giełdowe na tych rynkach spełniają¹ obecnie kryteria cen referencyjnych dla całego rynku energii.

Tabela 4.1.8. Zużycie paliw w elektroenergetyce zawodowej w latach 2010–2012

Okres	Wyszczególnienie	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Gaz ziemny	Gaz koksowniczy	Biomasa
	jednostka	mln ton	mln ton	TJ	TJ	TJ
Rok 2010	Zużycie razem	42,94	55,70	37 433	10 853	55 251
	w tym: na e.e.	34,86	54,90	25 323	8 683	45 544
Rok 2011	Zużycie razem	42,66	61,77	40 578	9 871	65 655
	w tym: na e.e.	35,33	61,04	28 050	8 108	54 020
Rok 2012	Zużycie razem	39,03	63,29	41 877	17 336	92 929
	w tym: na e.e.	31,87	62,50	28 964	8 533	75 264
Zmiana 2012/2011	Zużycie razem [%]	–8,4	2,5	3,2	75,6	41,5
	w tym: na e.e.	–9,8	2,4	3,3	5,2	39,3

Źródło: opracowanie własne na podstawie (ARE 2006–2012b).



Rys. 4.1.12. Struktura zużycia paliw podstawowych w elektroenergetyce zawodowej w 2012 r.
Źródło: (ARE 2006–2012b)

4.1.2. Uwarunkowania rozwoju – szanse i zagrożenia

Obecnie w Europie – podobnie jak w Polsce – panuje wyraźna nadpodaż węgla, a na składowiskach portowych i u użytkowników zgromadzone są znaczne ilości surowca.

Rozwój energetyki odnawialnej oraz polityka energetyczno-klimatyczna będą działać w kierunku obniżenia zapotrzebowania na węgiel. Z drugiej strony stopniowa rezygnacja z energetyki jądrowej w części krajów UE musi być zastąpiona innymi sposobami wytwarzania – tu węgiel wydawałby się naturalnym paliwem zastępczym, zwłaszcza przy posiadanym potencjale wytwórczym w energetyce.

Jak na razie brak jest sygnałów, aby twarde stanowisko unijnych przeciwników węgla miało ulec zmianie, nawet w zderzeniu z problemami ekonomicznymi części krajów strefy euro. Przy niskich obecnie cenach węgla i pozwoleń emisyjnych CO₂ oraz relatywnie wysokich cenach gazu ziemnego, węgiel jest bezkonkurencyjnym paliwem w energetyce i w niektórych krajach UE nastąpił wzrost jego zużycia w 2012 roku.

Polska jako kraj z tak dużym (ok. 90%) udziałem paliw stałych w energetyce stanowi na świecie ewenement nie tylko w grupie krajów uprzemysłowionych.

Konieczność zmiany tzw. miksu paliwowego w energetyce i odejście od dominacji węgla podnoszone są od wielu lat – a szczególnie po wstąpieniu Polski do UE. Na drugiej szali stawiane jest bezpieczeństwo energetyczne kraju, rozumiane jako samowystarczalność kraju w dostępie do surowców do produkcji energii.

Po stronie szans rozwojowych dla górnictwa węgla kamiennego w Polsce należy zapisać przede wszystkim potencjał „zasobowy” tkwiący nie tylko w samych fizycznie rozumianych zasobach węgla, ale też w majątku produkcyjnym górnictwa i energetyki oraz w ludziach, pracujących w tych sektorach lub w sektorach powiązanych. Lista zagrożeń jest jednak niemała. Należy zauważyć, że część zagadnień – zarówno po stronie szans, jak i zagrożeń – jest związana z decyzjami natury politycznej.

4.1.2.1. Szanse rozwoju – mocne strony

Bezpieczeństwo energetyczne, aspekty społeczne:

- Wysokie znaczenie surowca w funkcjonowaniu gospodarki – ponad 55% energii elektrycznej wytwarza się z węgla kamiennego.
- Utrzymanie pozycji węgla w krajowej energetyce jako gwaranta bezpieczeństwa energetycznego Polski.
- Potrzeba utrzymania zdolności wytwórczych krajowego górnictwa oraz zwiększenie efektywności jego działania.
- Sektor górniczy tworzy wiele miejsc pracy w gospodarce (nie tylko w samym górnictwie, ale w wielu dziedzinach przemysłu i usług, działających na rzecz górnictwa oraz kooperujących z nim).
- Duży potencjał podstawowych ogniw produkcyjnych w spółkach węglowych (majątek w postaci maszyn, urządzeń, budynków itp.).
- Zawarte porozumienia o partnerstwie strategicznym i współpracy z dużymi podmiotami branży paliwowo-energetycznej (w tym możliwość współpracy z inwestorami z rynku międzynarodowego).
- Zasoby metanu możliwe do wykorzystania do celów gospodarczych.
- Górnictwo węgla kamiennego stanowi impuls do rozwoju regionów nieprzemysłowych (Lubelszczyzna).
- Współudział sektora w rozwoju szkolnictwa zawodowego.
- Zaangażowanie w rozwój lokalny.

Zróżnicowana i bogata baza zasobowa:

- Udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego według stanu na 31.12.2012 roku wynoszą 48,2 mld ton w 146 złożach. Prawie trzy czwarte zasobów to węgiel

energetyczne. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowi¹ prawie 40% zasobów bilansowych (ok. 19,1 mld ton, 51 złóż). Zasoby przemysłowe węgla energetycznego szacowane s¹ obecnie (PIG 2011–2013) na 2,26 mld ton (ok. 55% zasobów przemysłowych w złóżach zagospodarowanych).

- Możliwość prowadzenia eksploatacji w terenach niezurbanizowanych o mniejszych zagrożeniach naturalnych.
- Wprowadzanie nowych rozwiązań pozwalających na bardziej efektywne wykorzystania zasobów i zmniejszenie odpadów.

Wykwalifikowana i doświadczona kadra, zaplecze naukowe i badawcze:

- Wysoki poziom edukacji w szkołach wyższych w zakresie górnictwa i geologii.
- Funkcjonowanie wielu instytutów badawczych i branżowych prowadzących badania na rzecz rozwoju górnictwa.
- Rozwinięty przemysł, produkujący wysokospecjalistyczny sprzęt dla górnictwa (polskie firmy, dzięki doświadczeniu zdobytemu w pracach dla krajowego górnictwa, osiągnęły wysoki poziom rozwoju oferowanych technologii, pozwalający na eksport specjalistycznych nowoczesnych urządzeń i usług do wielu krajów świata).

Rozwój technologiczny:

- Rozwój technologii czystego węgla.
- Rozwój wysokosprawnych technologii energetycznych – bloki o sprawności powyżej 45% i o dużych możliwościach regulacji obciążenia.
- Rozwój technologii nakierowanych na zmniejszenie emisyjności CO₂ (komercjalizacja technologii CCS).
- Duży potencjał rozwoju technologii pozyskiwania energii z kopalin towarzyszących (metanu) oraz gazu syntezowego.
- Znacząca poprawa w zakresie ograniczenia negatywnego wpływu na środowisko.
- Nowe technologie dotyczące bezpieczeństwa pracy i ochrony środowiska.

4.1.2.2. Zagrożenia dla rozwoju – słabe strony

Po stronie górnictwa

- Negatywny wpływ procesu produkcji na środowisko przyrodnicze.
- Występowanie niezagospodarowanych terenów pogórnich.
- Występowanie zagrożeń naturalnych.
- Brak kadry z wykształceniem zawodowym (likwidacja wielu szkół zawodowych).

Po stronie otoczenia

- Negatywne postrzeganie działalności górniczej przez społeczeństwo.
- Brak jednoznacznych uregulowań prawnych dotyczących zagospodarowania zasobów.
- Ograniczenia technologiczne w dostępie do złóż (tereny zurbanizowane).
- Relatywnie wysoka kapitałochłonność górnictwa węgla kamiennego i długotrwałość procesu inwestycyjnego.
- Trudne procedury przy uzyskiwaniu koncesji na rozpoznawanie, poszukiwanie złóż, jak również wydobywanie węgla oraz wysokie koszty związane z dostępem do informacji geologicznej.

- Wysokie koszty gospodarczego korzystania ze środowiska (opłaty i kary, wprowadzanie nowych podatków i wymagań).
- Brak krajowych środków na finansowanie rewitalizacji terenów poeksploatacyjnych, nowych innowacyjnych rozwiązań itp.
- Wysokie koszty inwestycyjne najnowszych technologii (światowa monopolizacja producentów maszyn i urządzeń) oraz wzrost cen materiałów niezbędnych do pracy kopalni.

Poziom zapotrzebowania na węgiel ze strony energetyki

- Spadek popytu na węgiel spowodowany niepewnością inwestycyjną w przypadku budowy nowych źródeł wytwarzania (wstrzymywane inwestycje, problemy z uzyskaniem finansowania).
- Nowe moce w energetyce węglowej będą raczej zastępować wyeksploatowane jednostki, a nie powiększać potencjał wytwórczy w elektrowniach węglowych.
- Konkurencja importu, wynikająca z sytuacji na międzynarodowych rynkach węgla – konieczność utrzymania kosztów produkcji węgla krajowego na poziomie niższym od kosztów importu.
- Duża zmienność cen na rynkach międzynarodowych – poziom cen w imporcie oddziałuje na oczekiwania użytkowników co do poziomu ofert krajowych dostawców (ten mechanizm działa najczęściej tylko w jedną stronę, tzn. przy spadku cen na świecie oczekuje się obniżenia cen dostaw krajowych).
- Konkurencja ze strony węgla brunatnego – niższe koszty wytwarzania w elektrowniach na węglu brunatnym (w dużym stopniu zmodernizowany potencjał wytwórczy).
- Potencjalne zagrożenie ze strony energetyki jądrowej (jeśli powstanie).

Presja na „dekarbonizację” gospodarki ze strony UE

- Niepewność regulacji w odniesieniu do emisji CO₂ – zagrożenie administracyjnego wymuszenia redukcji ilości pozwoleń dostępnych w obrocie, bądź zwiększenie celów redukcyjnych CO₂ w perspektywie 2020 r. i dalszej.
- Niepewność wytwórców energii co do poziomu cen uprawnień do emisji CO₂, a w konsekwencji – ich wpływu na koszty wytwarzania (ceny energii).
- Próby wprowadzenia innych przepisów niekorzystnych dla węgla na szczeblu UE (np. objęcie emisji metanu systemem ETS, dyrektywa rolnicza, dyrektywa o emisjach przemysłowych).
- Presja na wzrost udziału źródeł odnawialnych i opartych na generacji gazowej.
- Wymuszony udział energii wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii (OZE) i stopień subwencjonowania tych źródeł (zaburzający konkurencję wytwarzania energii z innych nośników).

4.1.3. Prognozy możliwości podaży węgla kamiennego w perspektywie 2050

4.1.3.1. Założenia

Prognozę możliwości podaży węgla kamiennego sporządzono na podstawie danych o bazie zasobowej węgla kamiennego, zawartych w „Bilansie zasobów złóż kopalin i wód podziemnych w Polsce – stan na 31.12.2012 r.” (PIG 2011–2013) oraz informacji o planach rozwojowych poszczególnych producentów węgla kamiennego w Polsce.

Prognozę możliwości wydobycia sporządzono dla węgla kamiennego ogółem oraz dla węgla energetycznego. W przypadku kopalń eksploatujących zarówno węgiel energetyczny, jak i kok-sowy, uwzględniono stosowne udziały tych węgli. Zasoby przemysłowe sprowadzono do poziomu zasobów operatywnych z wykorzystaniem wskaźnika 0,6. Wskaźnik wykorzystania zasobów przemysłowych (wyrażający stosunek zasobów operatywnych, zwanych też „projektowanym wydobyciem kopaliny”, do wielkości zasobów przemysłowych) jest silnie uzależniony od warunków danej kopalni, a nawet pokładu. Przyjęto wartość średnią na poziomie 0,6 (dane MG i PIG, przytoczone w IEA 2012).

Prognozę wykonano w dwóch wariantach – niskiej i wysokiej podaży. W wariancie niskiej podaży (prezentującym sytuację *status quo*) ujęto możliwości produkcyjne, oszacowane według stanu zasobów przemysłowych (na koniec 2012 r., – (PIG 2011–2013)) oraz poziomu wydobycia w 2012 roku.

Przyjęto, że kopalnie otrzymają przedłużenie koncesji do wyczerpania istniejących zasobów.

W wariancie zwiększonej podaży (wariant referencyjny) uwzględniono dodatkowo możliwość wzrostu wydobycia w następujących spółkach:

- LW Bogdanka – z 7,8 mln ton w 2013 do 10 mln ton w 2014 roku i 12 mln ton od 2015 roku,
- PG Silesia – zwiększenie wydobycia z 0,6 mln w 2012 roku do 2 mln ton w 2015 roku i do 3 mln ton od 2017 roku,
- PKW – zwiększenie wydobycia o 1 mln ton w 2014 i o 2 mln ton w 2015 roku,
- KW S.A.:
 - utrzymanie wydobycia przez kopalnię Jankowice (dodatkowe zasoby 110 mln ton) – kontynuacja wydobycia na poziomie 3,2 mln ton do 2050 r.,
 - planowana nowa kopalnia w Lubelskim Zagłębiu Węglowym (złóże Pawłów w powiecie chełmskim); produkcja rzędu 5 mln ton rocznie po roku 2025.

Dla potrzeb modelowania założono, że nie ma ograniczeń podażyowych dla węgla kamiennego energetycznego.

Zapotrzebowanie w horyzoncie prognozy może być zaspokojone:

- produkcją z krajowych kopalń (istniejących oraz nowych zdolności projektowanych i zasobów nie objętych obecnymi koncesjami),
- importem, który będzie bilansować zapotrzebowanie.

Przyjęto, że krajowy węgiel energetyczny będzie miał kaloryczność 23 MJ/kg, a węgiel z importu – 24 MJ/kg.

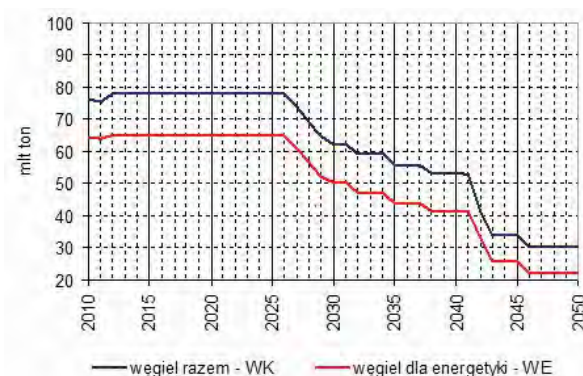
4.1.3.2. Wyniki prognoz możliwej podaży węgla kamiennego

Wyniki prognoz możliwej podaży węgla kamiennego razem (WK) oraz energetycznego (WE), opracowanych według przedstawionych wyżej założeń, zestawiono w tabeli 4.1.9. Oba warianty – niskiej i wysokiej podaży – zilustrowano na rysunkach 4.1.13 i 4.1.14.

Tabela 4.1.9. Wyniki prognoz możliwej podaży węgla kamiennego razem (WK) oraz energetycznego (WE), wydobycie [mln ton]

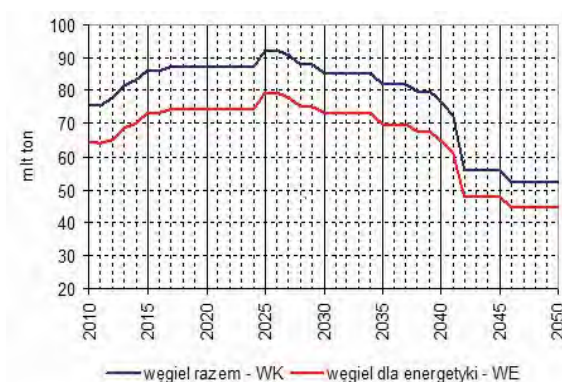
ROK	Wariant niski (<i>status quo</i>)		Wariant referencyjny	
	wydobycie wg stanu na 2012		wydobycie: stan 2012 + nowe moce projektowane i zasoby nie objęte koncesjami	
	WK	WE	WK	WE
2012	78	65	78	65
2015	78	65	86	73
2020	78	65	87	74
2025	78	65	92	79
2030	62	50	85	73
2035	56	44	82	70
2040	53	42	77	65
2045	34	26	56	48
2050	30	22	53	44

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 4.1.13. Możliwości podaży węgla kamiennego według stanu zasobów i poziomu wydobycia 2012 – wariant niski (*status quo*)

Źródło: opracowanie własne



Rys. 4.1.14. Potencjalne możliwości podaży węgla z uwzględnieniem projektowanych nowych mocy oraz zasobów nie objętych koncesjami – wariant referencyjny
Źródło: opracowanie własne

4.1.4. Prognozy cen węgla kamiennego energetycznego

4.1.4.1. Ważniejsze prognozy długoterminowe cen węgla energetycznego

Wszelkie prognozy odzwierciedlają¹ obraz przyszłości widziany z perspektywy sytuacji i czasu, w którym są sporządzane. Dowodem¹ tego dane zestawione w tabeli 4.1.10. Porównano w niej prognozy cen węgla energetycznego, pochodzące z dwóch opracowań Międzynarodowej Agencji Energii (IEA), wydawanych corocznie pod tytułem „World Energy Outlook” (WEO 2010; 2012a, b) oraz z najnowszej prognozy Banku Światowego z lipca 2013 r. (BŚ 2013).

Do porównania wybrano WEO 2010 i 2012a, b – ceny prognozowane w scenariuszu „Nowe Polityki” (*New Policies*). Prognoza cen węgla WEO 2010 służyła za podstawę opracowania prognozy cen węgla przez Agencję Rynku Energii S.A., zawartą w dokumencie pt. „Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030” (opracowanie wykonane na zamówienie Ministerstwa Gospodarki we wrześniu 2011 r.) (ARE 2011). Do prognozy ARE odwoływano się z kolei w dokumencie Departamentu Analiz Strategicznych KPRM pt. „Optymalny miks energetyczny dla Polski – model DAS” (z czerwca 2013) (DAS-KPRM 2013).

Prognoza WEO 2010 bazowała na ocenie sytuacji surowcowej, gospodarczej i energetycznej świata w 2009 roku. Nie uwzględniała zatem zdarzeń i sytuacji, które w istotny sposób zmieniły tę ocenę (jak chociażby odwrót od energetyki jądrowej w niektórych krajach po katastrofie w Fukushima z marca 2011 r., czy amerykański „boom ropy”). Natomiast najnowsza dostępna prognoza IEA – WEO 2012a, b – sporządzona została w okresie wysokich cen surowców (w tym węgla) na świecie (rok bazowy – 2011).

W ostatnich wierszach tabeli zamieszczono porównawczo dane o rzeczywistych cenach węgla na rynkach *spot* (średnie roczne dla wybranych lat).

4.1. Węgiel kamienny

W opinii autorów niniejszej pracy, projekcja cen węgla przedstawiona w prognozie Banku Światowego wydaje się dziś bardziej racjonalna od innych oszacowań.

Tabela 4.1.10. Porównanie długoterminowych prognoz cen węgla energetycznego

Wyszczególnienie	Lata	2009	2011	2012	2013	2015	2020	2025	2030	2035
WEO 2010 – prognoza węgla w imporcie do OECD						Scenariusz: Nowe Polityki				
	Jedn.	2009				2015	2020	2025	2030	2035
Ceny stałe 2009	USD/Mg	97,3				97,7	101,7	104,1	105,6	106,5
	USD/GJ	3,89				3,91	4,07	4,16	4,22	4,26
Średnioroczny wzrost cen węgla w prognozie WEO 2010 (ceny stałe 2009) [%]							4,09	2,36	1,44	0,85
Ceny nominalne	USD/Mg	97,3				112	130,6	149,9	170,2	192,4
	USD/GJ	3,89				4,48	5,22	6,00	6,81	7,70
Średnioroczny wzrost cen węgla w prognozie WEO 2010 (ceny nominalne) [%]							3,12	2,79	2,57	2,48
WEO 2012 – prognoza węgla w imporcie do OECD						Scenariusz: Nowe Polityki				
			2011			2015	2020	2025	2030	2035
Ceny stałe 2011	USD/Mg		123,4			108,5	112	113	114	115
	USD/GJ		4,94			4,34	4,48	4,52	4,56	4,60
Średnioroczny wzrost cen węgla w prognozie WEO 2012 (ceny stałe 2011) [%]							3,23	0,89	0,88	0,88
Ceny nominalne	USD/Mg		123,4			118,8	137,4	155,4	175,6	198,5
	USD/GJ		4,94			4,75	5,50	6,22	7,02	7,94
Średnioroczny wzrost cen węgla w prognozie WEO 2012 (ceny nominalne) [%]							2,95	2,49	2,47	2,48
Bank Światowy – Prognoza z lipca (i maja) 2013 – cena węgla australijskiego w eksporcie										
			2011	2012	2013	2015	2020	2025	–	–
FOB Newcastle	USD/Mg		121,4	96,4	90	90	94,9	100	–	–
Średnioroczny wzrost cen węgla w prognozie Banku Światowego [%]							1,07	1,05		
Średnie rzeczywiste ceny na rynkach spot										
		2009	2011	2012	2013*					
FOB Newcastle	USD/Mg	71,7	121,3	95,6	89,1					
CIF ARA	USD/Mg	70,4	121,6	92,5	83,1					

* Średnia z I półrocza 2013 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie (BŚ 2013; WEO 2010; 2012a, b).

4.1.4.2. Założenia

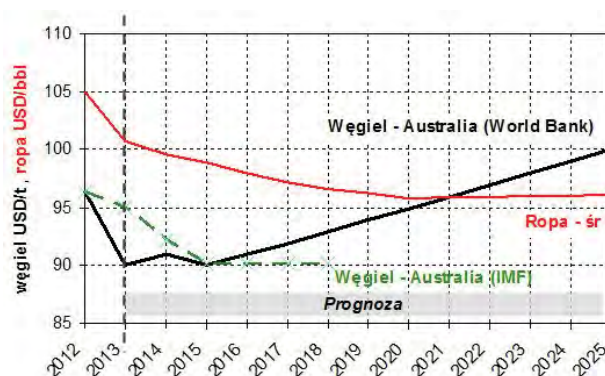
Prognozę cen węgla kamiennego energetycznego oparto na najnowszej prognozie Banku Światowego z lipca 2013 r. (BŚ 2013). Prognoza ta sięga 2025 roku i odnosi się do węgla australijskiego w eksporcie, na bazie cen FOB Newcastle (węgiel 6000 kcal/kg NAR, tj. ok. 25 MJ/kg w stanie roboczym).

Bank Światowy (BŚ) sporządza swoje długoterminowe prognozy cen dla kilkudziesięciu surowców i produktów: od surowców energetycznych, mineralnych i metali po produkty rolne. Dane z ostatniej prognozy zilustrowano na rysunku 4.1.15 (w stosunku do poprzedniej aktualizacji prognozy BŚ – z 14 maja 2013 – w prognozie lipcowej nie wprowadzono zmian w odniesieniu do cen węgla). Wykres przedstawia zmienność cen: węgla australijskiego (na bazie FOB Newcastle) oraz ropy naftowej – średnio na rynku *spot*.

Dodatkowo pokazano na wykresie aktualną średnioterminową prognozę cen węgla, opracowaną przez Międzynarodowy Fundusz Walutowy (IMF – *Commodity Price Forecast: Medium Term Commodity Price Baseline*) – ta prognoza sięga roku 2018 i również odnosi się do węgla australijskiego. Zestawienie poniżej porównuje ceny węgla w prognozach BŚ i IMF – jak widać, są to raczej wartości niskie. Obie instytucje przewidują cenę 90 USD/tonę w 2015 r. IMF utrzymuje taką samą cenę do końca swej prognozy (2018 r.), a Bank Światowy przewiduje lekki wzrost – do około 95 USD/tonę w 2020 r. i do 100 USD/tonę w 2025 r. (w wartościach nominalnych).

Instytucja	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025
BŚ	90	91	90	91	91,9	92,9	93,9	94,9	100,0
IMF	95	92	90	90,0	90,0	90,0			

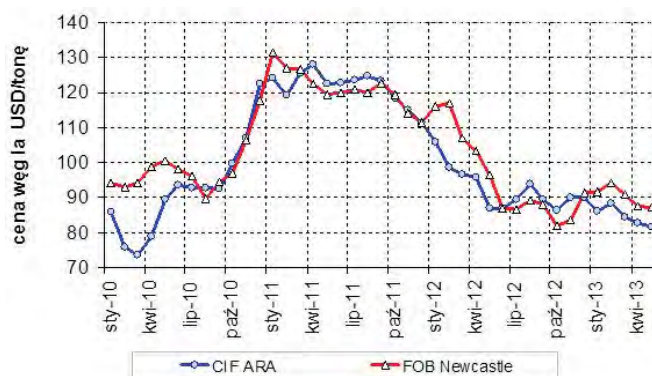
Australia jest największym na świecie eksporterem węgla kamiennego i drugim (po Indonezji) eksporterem węgla energetycznego. Większość prognoz cen węgla w handlu światowym odnosi się właśnie do cen węgla australijskiego FOB Newcastle (Lorenz 2012; Grudziński 2012).



Rys. 4.1.15. Porównanie ostatnich prognoz cen węgla (FOB Newcastle) na tle prognoz cen ropy
Źródło: (BŚ 2013; IMF)

W ostatnich latach ceny surowców energetycznych na świecie są ze sobą do pewnego stopnia wyraźnie skorelowane: na przykład korelacja cen *spot* węgla z giełdowymi cenami ropy WTI oraz Brent kształtuje się na poziomie około 75%.

Korelacja pomiędzy cenami *spot* węgla energetycznego w handlu międzynarodowym na różnych rynkach jest jeszcze wyższa – wizualnie można to ocenić na rysunku 4.1.16. Porównuje on średnie roczne wartości indeksów cen *spot* węgla australijskiego (FOB Newcastle) i węgla importowanego do Europy (CIF ARA). Indeksy te odnoszą się do standardowej jakości węgla (kaloryczność około 25 MJ/kg i zawartość siarki poniżej 1%).



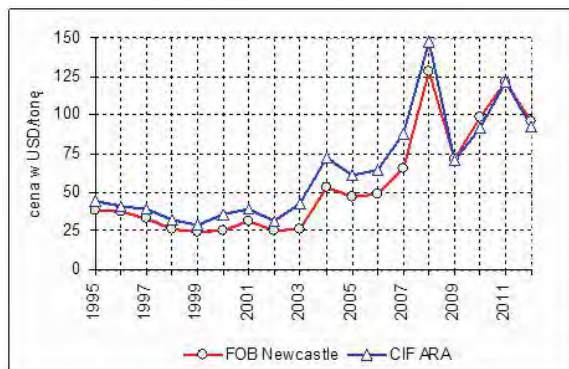
Rys. 4.1.16. Porównanie indeksów cen węgla CIF ARA i FOB Newcastle na rynkach *spot*
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (Platts; Argus)

4.1.4.3. Sposób oszacowania cen w prognozie

1. Zbadano korelację wskaźników cen *spot* CIF ARA i FOB Newcastle na różnych seriach danych (średnie roczne i miesięczne). Najlepsze wyniki uzyskano:
 - dla średnich rocznych z lat 1995–2013 (w 2013 r. średnia z 6 miesięcy) – $R^2 = 0,94$,
 - dla średnich miesięcznych z okresu styczeń 2011 – czerwiec 2013 – $R^2 = 0,87$.
2. Na tej podstawie przyjęto, że ceny węgla w imporcie do Europy (CIF ARA) będą się zachowywać podobnie, jak ceny węgla australijskiego w eksporcie.
3. Następnie, dla serii danych z prognozy Banku Światowego (ceny FOB Newcastle), obliczono – odpowiednio uśrednione – ceny CIF ARA (wykorzystując uzyskane równania regresji).
4. Na podstawie analizy historycznych relacji cen *spot* CIF ARA do cen w imporcie do energetyki niemieckiej (Bafa, VDKI) stwierdzono, że ceny te są przeciętnie wyższe o około 7% od cen CIF ARA. Przyjęto więc, że podobne zależności wystąpią w imporcie do Polski.
5. Obliczone z równań regresji ceny CIF ARA powiększono o około 7% i uznano, że będą one reprezentować poziom cen węgla importowanego do Polski.
6. Dla rynku krajowego (węgiel dla energetyki) założono, że ceny będą się kształtować na poziomie około 4% poniżej cen importowych.

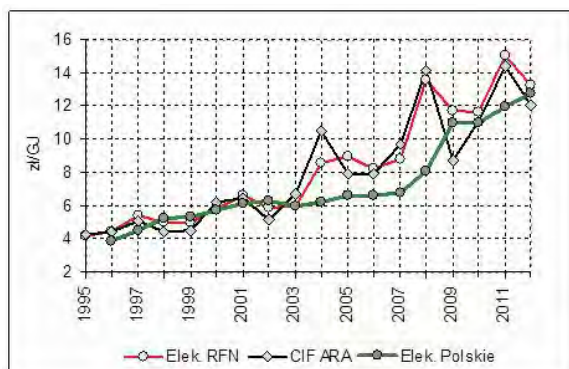
Dla dalszych lat prognozy (po 2025 r.) przyjęto, że bazowe ceny FOB Newcastle będą rosły w stałym tempie 1,5% na rok, a w wersji „wysokich cen” – założono ten wzrost na poziomie około 2,4% rocznie (tempo wzrostu zbliżone do WEO 2012a, b – scenariusz New Policies).

Na rysunkach 4.1.17 i 4.1.18 zilustrowano dane bazowe wykorzystywane w określaniu relacji cen w prognozie (ceny na rys. 4.1.18 podano w przeliczeniu na zł/GJ, aby ułatwić porównanie z rynkiem krajowym).



Rys. 4.1.17. Porównanie średnich rocznych cen spot węgla energetycznego w eksporcie z Australii (FOB Newcastle) i w imporcie na rynki europejskie (CIF ARA)

Źródło: opracowanie własne



Rys. 4.1.18. Porównanie cen spot CIF ARA z cenami węgla w imporcie do elektrowni niemieckich oraz średnimi cenami węgla dostarczanego do polskich elektrowni [zł/GJ]

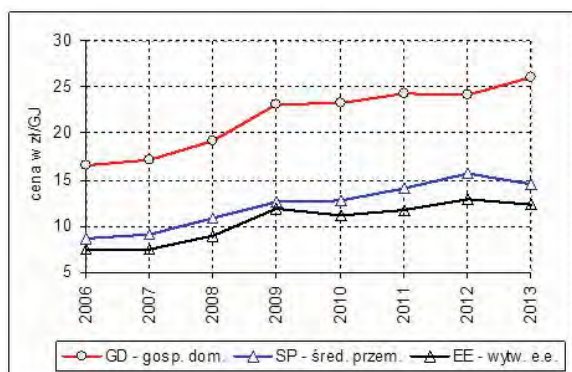
Źródło: opracowanie własne

4.1.4.4. Założenia do prognozy cen dla grupy „sektor drobnych odbiorców”

Zapotrzebowanie na węgiel w tej grupie użytkowników węgla energetycznego od wielu lat jest dość stabilne i utrzymuje się na poziomie około 11–12 mln ton rocznie. Założono,

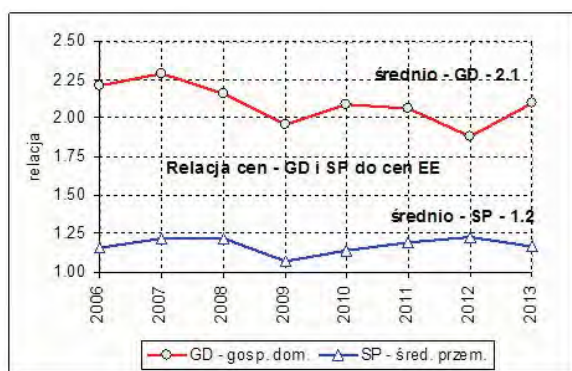
że przynajmniej w perspektywie roku 2020 poziom ten niewiele się zmieni. Po tym okresie zapotrzebowanie sektora drobnych odbiorców będzie zaspokajane w miarę możliwości podaży krajowego górnictwa (za priorytetowe w tym opracowaniu przyjęto zaspokojenie potrzeb sektora energetyki – węgiel do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła).

W odniesieniu do cen dla tego sektora przyjęto, że będą się one kształtować na poziomie o 50% wyższym od cen dla energetyki. Oszacowania dokonano na podstawie relacji cen węgla dla gospodarstw domowych oraz dla średniego przemysłu – w stosunku do cen dla energetyki. Historyczne relacje zilustrowano na rysunkach 4.1.19 i 4.1.20 (ARE 2006–2012a).



Rys. 4.1.19. Porównanie średnich rocznych cen węgla energetycznego w zużyciu gospodarstw domowych, średniego przemysłu oraz w energetyce

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (ARE 2006–2012a)



Rys. 4.1.20. Relacje cen węgla w zużyciu gospodarstw domowych oraz średniego przemysłu do cen w energetyce

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (ARE 2006–2012a)

4.1.4.5. Wyniki prognozy cen węgla kamiennego energetycznego

Wyniki oszacowania cen węgla energetycznego zestawiono w tabeli 4.1.11 – s¹ to ceny nominalne, wyrażone w USD/GJ. Do 2025 roku ceny oszacowano według algorytmu opisanego

Tabela 4.1.11. Oszacowanie cen węgla energetycznego w prognozie długoterminowej – ceny nominalne [USD/GJ]

Rok	Wariant „niskie ceny”			Wariant „wysokie ceny”		
	import	kraj	drobni odbiorcy (w tym gosp. dom.)	import	kraj	drobni odbiorcy (w tym gosp. dom.)
2015	3,69	3,54	5,31	3,69	3,54	5,31
2020	3,89	3,73	5,60	3,89	3,73	5,60
2025	4,10	3,94	5,91	4,10	3,94	5,91
2030	4,42	4,24	6,36	4,60	4,42	6,63
2035	4,77	4,58	6,87	5,16	4,95	7,43
2040	5,14	4,93	7,40	5,78	5,55	8,33
2045	5,53	5,31	7,97	6,48	6,22	9,33
2050	5,96	5,72	8,58	7,26	6,97	10,46

Źródło: opracowanie własne.

w rozdziale 4.1.4.3 (na podstawie cen prognozowanych przez Bank Światowy). Dla następnych lat przyjęto wariantowo:

- średnioroczne tempo wzrostu cen węgla – 1,5% (dolna granica prognozy – wariant „niskie ceny”),
- średnioroczne tempo wzrostu cen węgla – 2,4% (górną granicę prognozy – wariant „wysokie ceny”).

Przyjęto następujące relacje cen:

- ceny krajowe (węgiel dla energetyki) będą się kształtować na poziomie 96% węgla w imporcie (w obliczeniach modelowych takie ceny przyjęto jako średnie dla dużych odbiorców krajowych: energetyki zawodowej, przemysłowej, ciepłowni komunalnych i przemysłowych),
- poziom cen dla sektora drobnych odbiorców i gospodarstw domowych będzie o 50% wyższy od cen krajowych dla energetyki (ci użytkownicy w znacznej części zużywają węgiel wyższych sortymentów – w tym grubych – który jest droższy od miażdżonych, zużywanych w energetyce).

4.1.4.6. Zagadnienie kosztów transportu węgla w prognozie cen

Prognozowane ceny węgla krajowego i importowanego (tab. 4.1.11) odnoszą się odpowiednio do cen *loco* kopalnia i cen na granicy (morskiej lub lądowej). W dostawie do użytkownika ceny te będą wyższe o koszty transportu (z kopalni lub granicy).

Dla potrzeb modelowania przyjęto następujące założenia co do kosztów transportu (dostawa do odbiorców od producentów krajowych i dla węgla z importu).

Na podstawie danych GUS (GUS 2010–2012) oszacowano, że średnia odległość transportu węgla wynosi³a:

- w relacjach krajowych – oko³o 150 km,
- w relacjach importowych – oko³o 180 km.

Dla takich odleg³oœci oraz dla węgla o œredniej kalorycznoœci 23 MJ/kg – stawki transportu kolejowego (Cargo 2013) z rabatem 50% wynosi³yby:

- dla 150 km – oko³o 0,5 USD/GJ,
- dla 180 km – oko³o 0,56 USD/GJ.

Te stawki w prognozie powiêkszono o oko³o 1% w stosunku do za³o¿onej inflacji.

4.2. Węgiel brunatny

Polska nale¿y do grona wa¿nych producentów węgla brunatnego: z produkcj¹ rzêdu 63–64 mln ton rocznie zajmuje siódma¹ pozycjê w œwiecie (w 2012 r.) i druga¹ w Unii Europejskiej (po Niemczech), ale trzeci¹ w Europie (Niemcy – 185 mln ton, Turcja – 76 mln ton, Polska – 64 mln ton, Grecja – 63 mln ton).

Węgiel brunatny jest drugim – po węglu kamiennym – podstawowym paliwem wykorzystywanym w krajowej energetyce: wytwarza siê z niego oko³o 35% energii elektrycznej, a moc zainstalowana w elektrowniach na węglu brunatnym stanowi 26% mocy zainstalowanej ogółem (dane za 2011 wg ARE 2006–2012c).

4.2.1. Stan sektora produkcji węgla brunatnego

Specyficzn¹ cech¹ węgla brunatnego jako surowca energetycznego jest koniecznoœæ jego u¿ytkowania w miejscu nieodleg³ym od miejsca produkcji – ze wzglêdu na nieop³acalnoœæ transportu na dalsze odleg³oœci. Skutkiem tego producenci s¹ na sta³e powi¹zani z konkretnymi u¿ytkownikami – elektrowniami.

W krajowym sektorze górnictwa węgla brunatnego funkcjonuje obecnie piêæ kopalni, w tym cztery du¿e kopalnie odkrywkowe – powi¹zane wzajemnie z dwoma grupami energetycznymi (tab. 4.2.1).

KWB Sieniawa jest obecnie ma³¹ spó³k¹ prywatn¹, zasilaj¹c¹ w paliwo lokalne ciep³ownie, kot³ownie osiedlowe i odbiorców indywidualnych. Jako jedyna kopalnia węgla brunatnego w Polsce nie by³a nigdy powi¹zana z energetyk¹ zawodow¹.

Elektrownie Be³chatów i Turów, wraz z zasilaj¹cymi je kopalniami węgla brunatnego, po³¹czono w jeden organizm gospodarczy w 2004 roku (grupa energetyczna BOT Górnictwo i Energetyka S.A.). Od 2007 roku funkcjonuj¹ w strukturach Polskiej Grupy Energetycznej S.A. (utworzonej w ramach konsolidacji polskiej elektroenergetyki), a od 2010 r. – po kolejnych

Tabela 4.2.1. Producenci węgla brunatnego w Polsce

Kopalnia	Produkcja roczna [mln ton]	Odbiorca węgla	Status właścicielski
KWB Bełchatów	39–40	Elektrownia Bełchatów	PGE S.A.: spółka giełdowa, 61,9% akcji – Skarb Państwa; kopalnie i elektrownie są oddziałami skonsolidowanej spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna
KWB Turów	10–12	Elektrownia Turów	
KWB Konin	13–14	Elektrownie: Pątnów i Konin	Grupa ZE PAK – spółka giełdowa, 51,55% akcji – Z. Solorz-Żak (pośrednio, poprzez spółki: Elektrim S.A., Embud Sp. zo.o. i Polsat Media BV) 11,8% – ING OFE; 36,55% – pozostali; kopalnie i elektrownie wchodzi w skład Grupy
KWB Adamów		Elektrownia Adamów	
KWB Sieniawa	około 0,1	drobni odbiorcy lokalni	od 2002 sp. z o.o. – spółka prywatna

Źródło: opracowanie własne.

reorganizacjach grupy PGE S.A. – kopalnie i elektrownie są oddziałami skonsolidowanej spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna.

KWB Bełchatów eksploatuje obecnie Pole Bełchatów i Pole Szczerców. Posiadane zasoby i koncesje pozwalają na kontynuację wydobycia węgla brunatnego do 2037 roku, z roczną produkcją od 35 do 41,5 mln ton. Kopalnia dostarcza węgiel do powiązanej z nią Elektrowni Bełchatów. Moc Elektrowni Bełchatów, po dokonanych modernizacjach oraz oddaniu do eksploatacji w 2011 roku nowoczesnego bloku energetycznego 858 MW, wynosi obecnie około 5,3 GW. Strategia rozwoju kopalni podporządkowana jest długoterminowemu zapewnieniu dostaw do elektrowni. Konieczne zatem będzie podjęcie wydobycia z satelitarnego złoża Żoczew. Według planów KWB Bełchatów to wydobycie powinno się rozpocząć około roku 2030. Zasobność złoża może pozwolić na kontynuację wydobycia do 2055 r.

KWB Turów eksploatuje złoża Turów. Eksploatacja przewidziana jest do roku 2043. Utrzymanie wydobycia z tego złoża na poziomie około 11–12 mln ton rocznie możliwe jest do roku 2039. Po tym terminie wydobycie ulegnie wyraźnemu zmniejszeniu. Kopalnia zasila węgiel siedmiu Elektrowni Turów o mocy około 2,1 GW. Również strategia Kopalni Turów podporządkowana jest zapewnieniu dostaw węgla dla bloków energetycznych w Elektrowni Turów, szczególnie z planowanym nowym blokiem 460 MW.

Kopalnie węgla brunatnego Adamów i Konin weszły w skład Grupy ZE PAK w 2012 roku, w wyniku nabycia 85% akcji tych kopalni od Skarbu Państwa. Produkcja węgla obu kopalni zaspokaja w pełni zapotrzebowanie na paliwo podstawowe elektrowni, funkcjonujących w ramach Grupy.

KWB Adamów eksploatuje obecnie złoża: Adamów i Koźmin (do kwietnia 2012 r. wydobycie prowadzone było również w odkrywce Władysławów). Ich zasoby umożliwiają pracę kopalni do 2023 roku. W planach Kopalni przewiduje się zagospodarowanie nowego złoża Grochowy-Sińszycze. Te plany powiązane są z przewidywaną budową nowego bloku energetycznego w Elektrowni Adamów (o mocy 460 MW). Rozważane jest także zagospodarowanie złoża Rogóźno oraz Piaski (wspólnie z Kopalnią Konin).

KWB Konin pozyskuje teraz węgiel ze złóż: JóŹwin i Drzewce oraz z nowo udostępnionego złóża Tomiszawice. Te złóża umoŹliwiaj¹ pracê kopalni do roku 2022. Kopalnia planuje zagospodarowaæ nowe złóża: Oæcis³owo, M¹koszyn-Grochowiska i Dêby Szlacheckie oraz złóŹe Piaski. Wydobycie z nowych złóŹ pozwoli³oby wyd³uŹyæ pracê kopalni do 2051 roku.

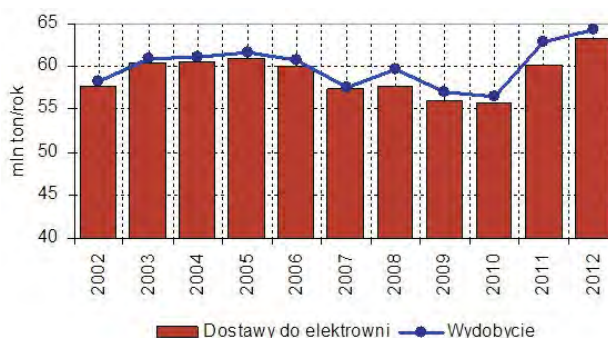
W tabeli 4.2.2 zestawiono dane o wydobyciu węgla brunatnego oraz wielkoœci dostaw do elektrowni w latach 2005–2012. Podano teŹ œredni¹ kalorycznoœæ węgla. Jak widaæ, zarówno poziom produkcji i zuŹycia, jak i jakoœæ s¹ doœæ stabilne w czasie. Na rysunku 4.2.1 zilustrowano wydobycie i dostawy w d³uŹszym okresie, co pozwala unaoczniaæ wspomniany juŹ wczeœniej wzrost zuŹycia węgla brunatnego w elektrowniach w 2012 roku.

Inaczej niŹ w przypadku węgla kamiennego, którego rynek zbytu obejmuje wiele grup odbiorców, sprzedaŹ węgla brunatnego jest praktycznie skierowana do jednej tylko grupy – energetyki zawodowej. RóŹnice pomiêdzy poziomem wydobycia w kopalniach i zuŹycia w elektrowniach w skali roku wynosz¹ zazwyczaj oko³o 0,5–0,7 mln ton, jedynie w ostatnich latach przekraczaj¹ 1 mln ton. NaleŹy tu przypomnieæ, Źe w sektorze węgla brunatnego elektrownie nie gromadz¹ zapasów, a ewentualne nadwyŹki wydobycia (rezerwy) s¹ sk³adowane u producentów węgla.

Tabela 4.2.2. Wydobycie i zuŹycie węgla brunatnego w latach 2005–2012

Wyszczególnienie	Jednostka	2005	2010	2011	2012
Wydobycie	mln ton/rok	61,6	56,5	62,8	64,3
Wartoœæ opalowa	MJ/kg	8,75	8,56	8,36	8,29
ZuŹycie w elektrowniach zawodowych	mln Mg/rok	60,9	55,7	60,2	63,3
Wartoœæ opalowa	MJ/kg	8,74	8,57	8,47	8,32

Źródło: ARE 2006–2012d.



Rys. 4.2.1. Węgiel brunatny – wydobycie i dostawy do elektrowni

Źródło: IGSMiE PAN 2013

4.2.1.1. Ceny węgla brunatnego

Odkąd kopalnie i elektrownie węgla brunatnego funkcjonują w ramach wspólnych organizmów gospodarczych, kwestie ustalania cen węgla pomiędzy dostawcą i odbiorcą paliwa stanowi wewnętrzny problem danej spółki – grupy energetycznej. Istotnym parametrem jest koszt wytworzenia energii elektrycznej, a praktycznie – oferowana przez wytwórcę cena energii, pozwalająca elektrowni (Grupie) efektywnie konkurować na rynku energii.

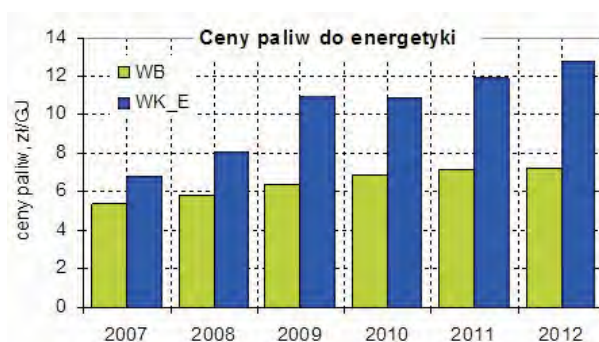
Koszty paliw są zasadniczym składnikiem kosztów wytwarzania energii w elektrowniach węglowych (zarówno na węglu kamiennym, jak i brunatnym). W tabeli 4.2.3 zestawiono dane o kosztach zużytego węgla w elektrowniach na węglu brunatnym oraz – porównawczo – w elektrowniach na węglu kamiennym – według statystyk ARE. Na rysunku 4.2.2 porównano te koszty, traktując je umownie jako „ceny dla energetyki”, a na rysunku 4.2.3 – porównano ceny energii elektrycznej, wytworzonej z węgla brunatnego i kamiennego z cenami energii elektrycznej w sprzedaży przedsiębiorstw wytwórczych ogółem.

Węgiel brunatny jest znacznie tańszym paliwem od węgla kamiennego. Natomiast ceny energii elektrycznej z obu paliw są już bardzo zbliżone, choć we wcześniejszych latach występowało tu spore różnicowanie. Powodem jest coraz większy udział sprzedaży energii elektrycznej poprzez giełdę (gdzie konkurują wszyscy wytwórcy energii).

Tabela 4.2.3. Porównanie kosztów zużytego węgla w elektrowniach na węglu brunatnym oraz w elektrowniach na węglu kamiennym

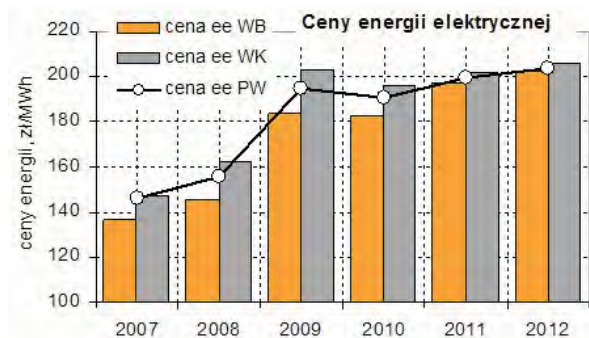
Jednostkowy koszt zużytego węgla	zł/GJ					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Elektrownie na węglu brunatnym	5,39	5,81	6,38	6,72	7,10	7,21
Elektrownie na węglu kamiennym	6,80	8,05	10,99	10,95	11,30	12,78

Źródło: ARE 2006–2012e.



Rys. 4.2.2. Porównanie kosztów zużytego węgla w elektrowniach na węglu brunatnym i kamiennym

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (ARE2006–2012e)



Rys. 4.2.3. Porównanie cen energii elektrycznej wytworzonej z węgla brunatnego i kamiennego z cenami przedsiębiorstw wytwórczych ogółem

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (ARE2006–2012e)

4.2.2. Uwarunkowania rozwoju – szanse i zagrożenia

4.2.2.1. Szanse

- Bardzo bogate zasoby węgla brunatnego. W kraju rozpoznano ponad 150 złóż i obszarów węglonośnych, udokumentowano ponad 22 mld ton zasobów w złóżach pewnych, ponad 60 mld ton w zasobach oszacowanych, a możliwości występowania w obszarach potencjalnie węglonośnych ocenia się na ponad 140 mld ton (np. Tajduś i in. 2011). Zasoby bilansowe w złóżach zagospodarowanych to 1,6 mld ton, a w złóżach niezagospodarowanych 21 mld ton. Zasoby przemysłowe wynoszą 1,2 mld ton (PIG 2011–2013).
- Nowoczesne górnictwo – stosowane w krajowym górnictwie węgla brunatnego techniki, technologie i rozwiązania należą do nowoczesnych w skali światowej.
- Podobnie wysoko są oceniane stosowane metody rekultywacji i rewitalizacji terenów pogórnich.
- Szerokie zaplecze naukowe, badawcze i projektowe oraz budowy maszyn i urządzeń górniczych.
- Doświadczona kadra (aspekt społeczny – kopalnie węgla brunatnego zatrudniają ponad 16 tys. osób).
- Nowoczesna energetyka na węglu brunatnym. Modernizacja bloków energetycznych w elektrowniach spowodowała zwiększenie sprawności, przedłużenie żywotności oraz zwiększenie mocy osiągalnej. Elektrownie wyposażone są w nowoczesne instalacje redukcji emisji. Nowy blok 858 MW w Elektrowni Bełchatów jest jedną z najnowocześniejszych tego typu instalacji na świecie; jest przygotowany do współpracy z instalacją CCS (status CCS Ready).
- Tania energia elektryczna wytwarzana z węgla brunatnego. Koszty wytwarzania energii z węgla brunatnego są najniższe w kraju.

4.2.2.2. Zagrożenia

Przyszłość górnictwa węgla brunatnego w Polsce jest nierozdzielnie związana z perspektywami dla energetyki węglowej. W związku z tym szereg zagrożeń jest tożsamy z zagrożeniami dla energetyki na węglu kamiennym, w tym:

- niepewność regulacji co do emisji CO₂ – możliwość zmniejszenia puli uprawnień w obecnym okresie rozliczeniowym (2013–2020) oraz zwiększenie celu redukcyjnego w dalszych latach,
 - poziom cen uprawnień do emisji CO₂,
 - poziom zapotrzebowania na energię (wzrost gospodarczy),
 - wymuszony udział energii wytwarzanej z OZE i stopień subwencjonowania tych źródeł.
- Dodatkowe zagrożenia dla rozwoju górnictwa węgla brunatnego to:
- brak zgody społecznej na zagospodarowanie nowych złóż,
 - ograniczenia dla działalności gospodarczej na terenach objętych programem Natura 2000.

4.2.3. Prognozy możliwości podaży węgla brunatnego w perspektywie 2050

4.2.3.1. Założenia

Prognozę możliwości podaży węgla brunatnego sporządzono na podstawie „Bilansu zasobów złóż kopalin i wód podziemnych w Polsce stan na 31.12.2012 r.” (PIG 2011–2013) oraz analizy informacji o planach rozwojowych poszczególnych producentów.

Wykaz materiałów Źródłowych (prezentacje dostępne na stronach Ministerstwa Gospodarki w dniu 02.07.2013): (PGE 2010; Mazurek 2010; Modrzejewski 2010; Rozwój górnictwa... 2010; Kasztelewicz 2012; PIG 2011–2013).

Podobnie jak dla węgla kamiennego – prognozę możliwości podaży węgla brunatnego również sporządzono w dwóch wariantach – niskim i wysokim.

W wariantcie niskiej podaży (wariant *status quo*) uwzględniono jedynie możliwą podaż z istniejących kopalń węgla brunatnego (z obecnie eksploatowanych odkrywek) – aż do wyczerpania zasobów.

W wariantcie wysokiej podaży węgla brunatnego (wariant referencyjny) uwzględniono możliwość zwiększenia podaży poprzez pozyskanie węgla z nowych odkrywek.

W KWB Bełchatów spadek wydobywania z obecnych odkrywek zaczyna się od roku 2025 (Pole Bełchatów), a zasoby Pola Szczerców skończą się w 2040 r. Aby utrzymać dostawy węgla do elektrowni konieczne jest uruchomienie odkrywki Żórzew, która w perspektywie roku 2050 pozwoliłaby na zasilanie węglem na poziomie 20 mln ton. Będzie się to wiązało z większymi kosztami (większe odległości transportowe, a także trudniejsze warunki geologiczne).

W kopalniach Konin i Adamów duże spadki wydobywania nastąpią kolejno po roku 2020 i 2035. Chciać utrzymać zasilanie węglem elektrowni ZE PAK konieczne byłoby uruchomienie nowych odkrywek. Przyjeto, że w latach 2030–2050 możliwe będzie osiągnięcie wydobywania na

poziomie 10 mln ton (³¹cznie z obu kopalń). To pozwoliłoby na funkcjonowanie kompleksu ZE PAK w perspektywie prognozy. Tu również należy się liczyć z większymi kosztami pozyskania węgla (większe odległości, trudniejsze złoża) oraz trudnościami, wynikającymi z operowania na obszarach Natura 2000.

Relatywnie prostsza sytuacja dotyczy KWB Turów – kopalnia, przy obecnych zasobach, może kontynuować wydobywanie do 2043 roku. Jednakże od 2040 r. wydobywanie zmniejszy się do 4,7 mln ton (z wcześniejszego poziomu około 11 mln ton). Będzie się to równocześnie wiązać z sukcesywnym wygaszaniem pracy elektrowni.

Potencjalnie istnieje także możliwość pozyskania węgla brunatnego z nowych złokalizowanych poza obszarem aktualnie prowadzonej eksploatacji (np. Uberman, Naworyta 2012; Naworyta, Sypniewski 2012; Kasztelewicz 2012). W pracach analitycznych i prognostycznych rozważa się tu przede wszystkim dwa złoża:

- Gubin (woj. lubuskie) – które mogłoby dostarczać około 15 mln ton po 2025 r. (gdyby wydobywanie rozpoczęło w 2020 r.),
- Legnica – przy uruchomieniu produkcji w 2030 r. i osiągnięciu pełnej zdolności produkcyjnej w 2035 r. istniałoby potencjalnie możliwość uzyskiwania około 23–24 mln ton rocznie do roku 2050.

Ewentualne podjęcie eksploatacji węgla z tych złóż będzie się wiązało z budową nowych kopalń oraz nowych elektrowni.

W wariancie wysokim prognozy podaży węgla brunatnego uwzględniono podaż z nowych odkrywek w istniejących kopalniach oraz przyjęto, że pewna część podaży może pochodzić z nowych kopalń – o ile spełnione zostaną odpowiednie kryteria konkurencyjności kosztowej (po stronie paliwa i kosztów wytwarzania energii elektrycznej).

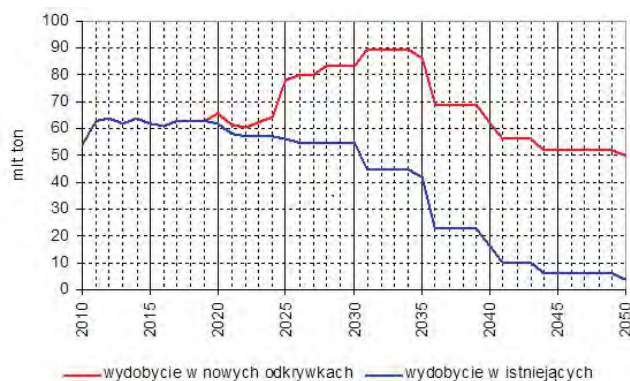
4.2.3.2. Wyniki prognoz możliwej podaży węgla brunatnego

Wyniki prognoz możliwej podaży węgla brunatnego, opracowanych według przedstawionych wyżej założeń, zestawiono w tabeli 4.2.4 i zilustrowano na rysunku 4.2.4. Dla

Tabela 4.2.4. Wyniki prognoz możliwej podaży węgla brunatnego, wydobywanie [mln Mg]

Lata	Wariant „niski” (<i>status quo</i>)	Wariant referencyjny
2015	62	62
2020	62	66
2025	56	79
2030	55	83
2035	42	86
2040	16	62
2045	6	52
2050	4	50

Źródło: opracowanie własne.



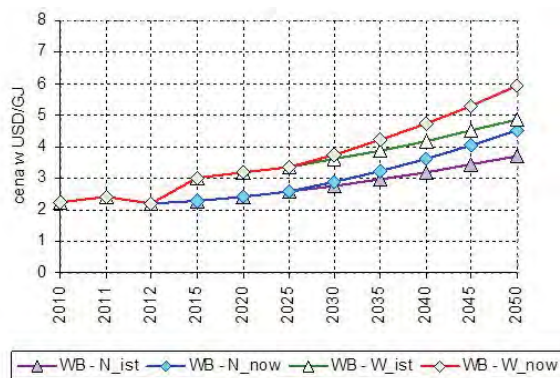
Rys. 4.2.4. Progniza wydobycia węgla brunatnego z kopalń istniejących oraz podaży z nowych odkrywek
Źródło: opracowanie własne

potrzeb modelowania przyjęto średnią wartość opałową węgla brunatnego na poziomie 8,5 MJ/kg.

4.2.4. Prognozy cen węgla brunatnego

Długoterminowe prognozy cen dla węgla brunatnego sporządzono na podstawie prognozy cen dla węgla kamiennego energetycznego przy następujących założeniach:

- dla cen węgla brunatnego z istniejących odkrywek założono, że będą się one kształtować na poziomie 65% cen krajowego węgla kamiennego energetycznego (wartość oszacowana na podstawie średniej relacji cen obu paliw w latach 2007–2012),
- dla węgla z nowych odkrywek (po 2020 r.) – relacja ta będzie wynosiła 0,85.



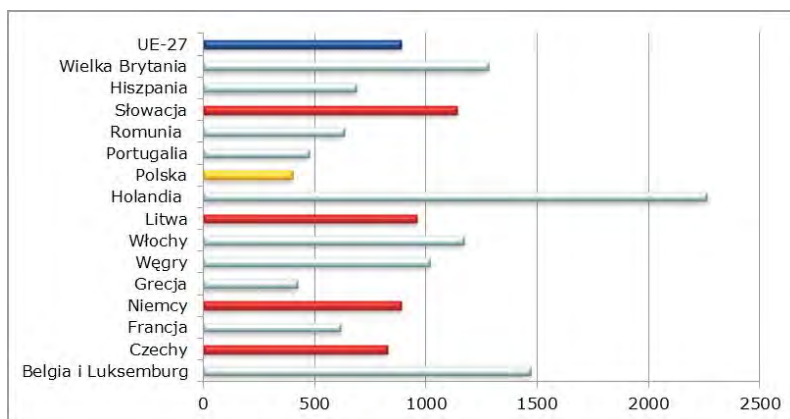
Rys. 4.2.5. Prognozowane ścieżki cenowe węgla brunatnego w wariantach „niskim” i „wysokim” dla węgla z kopalń istniejących i nowych odkrywek
Źródło: opracowanie własne

W związku z tym, że dla węgla kamiennego energetycznego opracowano dwie serie cenowe (wariant niski N i wysoki W), dla węgla brunatnego powstały cztery serie cenowe (dwie – dla węgla z odkrywek istniejących i nowych według wariantu niskich cen węgla kamiennego i odpowiednio dwie – dla wariantu wysokich cen węgla kamiennego). Poglądowo poziomy cen węgla brunatnego w prognozie zilustrowano na rysunku 4.2.5.

4.3. Gaz ziemny

4.3.1. Stan sektora

Krajowe zużycie gazu ziemnego w 2012 r. wyniosło 15,8 mld m³ (co plasuje Polskę na ósmym miejscu w UE pod względem zużycia) i w ciągu ostatnich pięciu lat zwiększyło się o przeszło 10%. W tym samym czasie w krajach UE odnotowano spadek zapotrzebowania na gaz – szacunkowo o 53 mld m³ gazu. Tylko w latach 2011–2012 zużycie gazu w UE obniżyło się o 2,2%, a w niektórych państwach ten spadek był znacznie większy: Węgry – 13%, Portugalia – 13% i Grecja – 8% (Eurogas 2013). Na zmniejszenie zapotrzebowania na gaz wpłynęło m.in. zwiększone wykorzystanie OZE w produkcji energii elektrycznej oraz pogorszenie kondycji gospodarczej europejskiej wspólnoty, a także wysokie koszty pozyskania gazu. W przypadku Polski – pomimo tej wzrostowej tendencji, jak już wskazano w rozdziale 2 niniejszego opracowania – udział gazu ziemnego w strukturze zużycia energii pierwotnej kształtuje się obecnie na poziomie około 13%, czyli prawie dwukrotnie niższym w porównaniu do UE. Zdecydowane różnice pomiędzy stanem sektora gazowego w Polsce i wybranych krajach UE potwierdza także rysunek 4.3.1, przedstawiający jednostkowe zużycie tego paliwa w 2011 r.



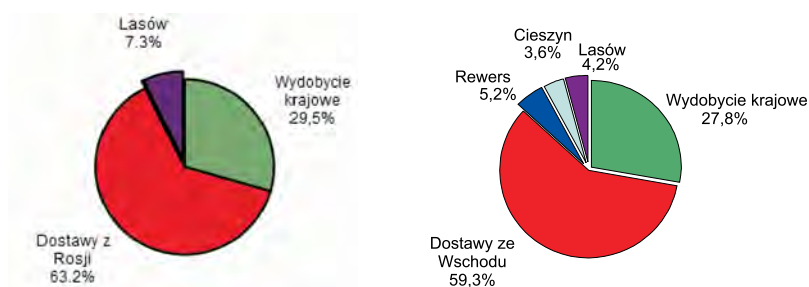
Rys 4.3.1. Jednostkowe zużycie gazu ziemnego w Polsce na tle wybranych krajów UE – 2011 r. [m³/osoba/rok]

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych (EUROSTAT 2013)

Jak widać z rysunku 4.3.1 wskaźnik dla Polski (399 m^3) nie tylko zdecydowanie odbiega od średniej dla UE (889 m^3), ale jest także kilkakrotnie mniejszy od tych wielkości dla państw ścisłujących: Niemcy – 890 m^3 , Republika Czeska – 826 m^3 , Słowacja – 1141 m^3 . Porównując wielkość tego wskaźnika w 2008 r. można zauważyć, że wówczas różnice pomiędzy Polską a wybranymi krajami UE były jeszcze większe: Polska – 361 m^3 , UE – 1000 m^3 , Niemcy – 996 m^3 , Holandia – 2354 m^3 (Kaliski i in. 2010a).

Kierunki dostaw gazu ziemnego do Polski pokazuje tabela 4.3.1. Zdecydowanie dominuje kierunek wschodni. Zgodnie z protokołami podpisanymi w 2010 r. dostawy gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej (może to być gaz rosyjski lub innego pochodzenia) będą się kształtować następująco (wg Polskiej Normy): 2010 r. – $9,0 \text{ mld m}^3$; 2011 r. – $9,8 \text{ mld m}^3$; 2012–2022 r. – $10,2 \text{ mld m}^3$ rocznie, wolumeny dostaw należy uważać za maksymalne, istnieją pewne możliwości ich zmniejszenia, bez konsekwencji finansowych.

Wydobycie z rodzimych złóż gazu stanowi około 30% krajowego zapotrzebowania (około $4,4 \text{ mld m}^3$ w 2012 r.). W ostatnich latach zrealizowano inwestycje, które przyczyniły się do wzrostu technicznych możliwości importu gazu ziemnego z kierunków alternatywnych wobec wschodniego do około $3,3 \text{ mld m}^3$ gazu/rok, tj. około 30% realizowanego importu gazu do Polski. Wzrost ten nastąpił dzięki zakończeniu rozbudowy połączenia międzysystemowego w Lasowie na granicy polsko-niemieckiej (przepustowość tego połączenia wzrosła z $0,9 \text{ mld m}^3/\text{rok}$ do $1,5 \text{ mld m}^3/\text{rok}$ – styczeń 2012 r.) oraz uruchomieniu we wrześniu 2011 r. połączenia z czeskim operatorem systemu przesyłowego w okolicach Cieszyna ($0,5 \text{ mld m}^3/\text{rok}$) (rys. 4.3.2). Analizując zmiany w zakresie możliwości importu gazu ziemnego do Polski należy również podkreślić, że dzięki podpisaniu w dniu 29 października 2010 r. protokołów do Polsko-Rosyjskiego Porozumienia Międzyrządowego (MG 2010a; b) oraz wyznaczeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (17 listopada 2010 r.) Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. operatorem systemu przesyłowego gazowego na znajdującym się na terytorium Polski odcinka gazociągu Jama–Europa Zachodnia, możliwe są dostawy gazu ziemnego do Polski poprzez ten gazociąg z kierunku zachodniego, przy wykorzystaniu usługi rewersu wirtualnego. Ta droga może do Polski dostarczać maksymalnie około $2,5 \text{ mld m}^3$ gazu/rocznie. Dostawy poprzez rewers rozpoczęły się w 2011 r., a w 2012 r. wyniosły ponad 800 mln m^3 – rys. 4.3.2 (OGP Gaz-System 2013). Obecnie trwają prace mające na celu umożliwienie realizacji rewersu fizycznego na gazociągu jamalskim, planowane zakończenie – 2014 r. W Polsce obecnie cena sprzedaży gazu ziemnego dla wszystkich grup konsumenckich, w tym



Rys. 4.3.2. Struktura dostaw gazu ziemnego do Polski w 2010 r. (po lewej) oraz 2012 r. (po prawej)

Źródło: Gross-Golacka i in. 2013

Tabela 4.3.1. Struktura dostaw gazu ziemnego do Polski w latach 2006–2012

Źródło	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Wydobycie krajowe	4 277,1	4 276,0	4 073,9	4 078,6	4 220,0	4 447,9	4 464,9
Import gazu, w tym:	10 028,4	9 286,6	10 264,1	9 485,3	10 066,4	11 174,5	11 605
Rosja	6 839,7	6 219,2	7 056,7	7 739,9	9 028,4	0,0	0,0
Niemcy	477,5	783,6	825,4	1 072,8	1 031,9	1 625,2	1 788,4
Norwegia	360,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Czechy	0,3	0,3	0,0	0,3	0,3	0,2	555,7
Azja Środkowa	2 346,9	2 279,3	2 377,2	667,5	0,0	9 335,5	9 261
Ukraina	3,9	4,2	4,8	4,8	5,9	0,0	0,0

Źródło: URE 2010–2013; 2013; Janusz i in. 2013.

dla przemysłu jest regulowana przez Urząd Regulacji Energetyki. Taryfy regulowane mają pokrywać koszty dostaw gazu ziemnego lub jego wydobycia, transportu i magazynowania. W rezultacie taryfy końcowe zatwierdzane przez URE zawierają wliczony średni koszt importowanego i wydobywanego w kraju gazu ziemnego. Od marca 2008 r. sprężony gaz ziemny (CNG) używany w sektorze transportowym jest wyłączony z obowiązku zatwierdzania taryf (IEA 2011a).

Zgodnie z obowiązującą strategią PGNiG planuje zwiększenie wydobycia gazu ziemnego (także poza Polską) do poziomu 6,2 mld m³ i ropy naftowej do około 1,8 mln ton rocznie w perspektywie 2015 r.

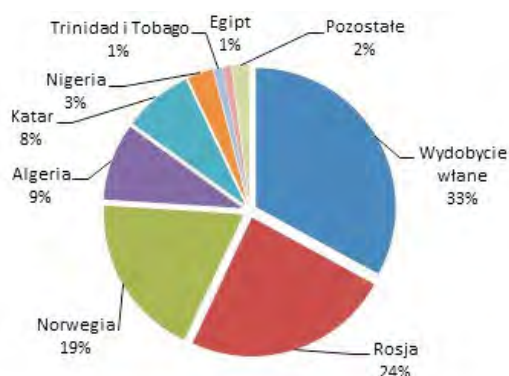
O tym, że spółka priorytetowo traktuje segment pozyskania gazu świadczą plany inwestycyjne – tylko w 2013 r. na poszukiwania i wydobycie węglowodorów w kraju i za granicą PGNiG wyda 2,4 mld zł, a w ciągu 4–5 lat inwestycje w poszukiwanie i wydobycie ropy i gazu osiągnie poziom 8 mld zł. W latach 2007–2011 nakłady inwestycyjne na poszukiwania w kraju kształtowały się w przedziale od 461 do 636 mln zł/rok (Dudziński 2012).

W przypadku UE udział gazu z wydobycia własnego w bilansie zużycia jest na zbliżonym poziomie i w 2012 r. wyniósł 33%. Jednak należy podkreślić, że poziom wydobycia własnego dla UE konsekwentnie maleje, czego potwierdzeniem jest wielkość wydobycia w poszczególnych latach (mld m³): 2000 r. – 232; 2008 r. – 193; 2010 r. – 178; 2011 r. – 158 i 2012 r. – 150 (BP 2013). Porównując strukturę dostaw gazu ziemnego do Polski i do krajów UE widać zdecydowanie bardziej zdwersyfikowane dostawy w przypadku europejskiej wspólnoty – rys. 4.3.3.

Dla UE także Rosja jest głównym dostawcą gazu, lecz ten kierunek importu nie jest dominujący. W 2012 r. największymi odbiorcami gazu z Gazpromu wśród UE były takie państwa jak: Niemcy – 30 mld m³, Włochy – 13,6 mld m³ oraz Polska – 9 mld m³ (BP 2013).

Do UE dostawy gazu są realizowane zarówno poprzez gazociągi (np. Rosja, Norwegia), jak również poprzez dostawy gazu skroplonego LNG (np. Algieria, Katar, Nigeria). W przypadku

4. Dostępność krajowych nośników energii pierwotnej



Rys. 4.3.3. Struktura dostaw gazu ziemnego do UE – 2011 r.
Źródło: Eurogas 2013

Algierii dostawy gazu do UE są realizowane zarówno poprzez gazociągi, jak i LNG. Tabela 4.3.2 ukazuje państwa UE, głównych importerów LNG. Oprócz państw wymienionych w tabeli 4.3.2 terminale dostosowane do odbioru LNG posiadają także (2013 r.): Grecja, Portugalia i Belgia. Segment rynku LNG w krajach UE silnie ewoluował. O ile w 2008 r. głównym eksporterem LNG do UE była Algieria i Nigeria, z udziałami odpowiednio 29% i 28%, to w 2011 r. liderami były Katar (45%) i Nigeria (19%). Obecnie Katar jest największym producentem LNG na świecie. Zgodnie z podpisanym w 2009 r. kontraktem pomiędzy PGNiG S.A. z Qatargas Operating Company do Polski będą realizowane dostawy w latach 2014–2034 w ilości 1 mln ton LNG corocznie (około 1,4 mld m³).

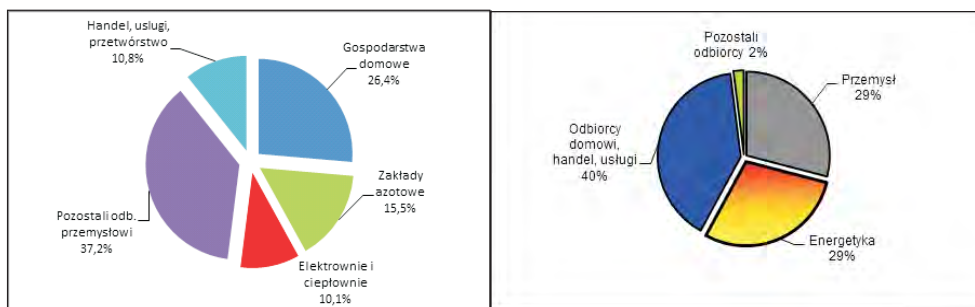
Od lat największym w Polsce odbiorcą gazu jest sektor przemysłowy – rysunek 4.3.4. W 2012 r. do tego sektora trafiło niespełna 10 mld m³. Wśród odbiorców przemysłowych największym zużyciem wyróżniają się zakłady chemiczne oraz elektrociepłownie i ciepłownie – 1,5 mld m³ (PGNiG 2013). W UE także najwięcej gazu trafia do odbiorców przemysłowych, przy czym w porównaniu do polskiej struktury sprzedaży, zdecydowanie więcej gazu kierowane

Tabela 4.3.2. Wybrane dane dotyczące rynku LNG w UE w latach 2010–2012

Państwo	Liczba funkcjonujących terminali	Sumaryczna moc zainstalowana [mld m ³]	Wielkość importu [mld m ³]		
			2010	2011	2012
Wielka Brytania	4	51,1	18,7	25,3	13,7
Francja	3	23,75	14,2	14,6	10,3
Włochy	2	10,96	9,1	8,7	7,1
Hiszpania	6	60,1	27,9	24,2	21,4
Holandia	1	12,0	–	0,8	0,8

Źródło: opracowanie własne na podstawie GIE 2013; BP 2013.

4.3. Gaz ziemny



Rys. 4.3.4. Struktura sprzedaży gazu ziemnego w Polsce (2012 r.) – po lewej oraz w UE (2011 r.) – po prawej
Źródło: opracowanie własne na podstawie: PGNiG 2013; Eurogas 2013

jest do sektora energetycznego. W tabeli 4.3.3 zestawiono wybrane informacje dotyczące wykorzystania gazu w energetyce w niektórych krajach UE. Ten trend jest oczywiście zróżnicowany w poszczególnych państwach Wspólnoty, w niektórych gaz jest wręcz podstawowym paliwem dla energetyki (udział energii elektrycznej wyprodukowanej z gazu w 2011 r.): Włochy – 47%, Wielka Brytania – 40%, w innych zaś jego rola jest marginalna: Polska – 3%, Grecja – 5%, czy Szwecja – 2%. W przypadku Polski i Grecji niskie wykorzystanie gazu w energetyce należy tłumaczyć szerokim wykorzystaniem węgla, zaś w przypadku Szwecji podstawowe znaczenie mają OZE (energetyka wodna) oraz energetyka jądrowa. Dane zaprezentowane w tabeli 4.3.3 ukazują, że na świecie w latach 2010–2011 nie obserwuje się już tendencji wzrostowej w zakresie zwiększenia wykorzystania gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej. Także wybrane wydarzenia z ostatnich miesięcy dowodzą, że coraz trudniej elektrowniom bazującym na gazie funkcjonować na rynku (zamknięcie w Bawarii elektrowni gazowej Irsching-5 przez spółkę EON, także w Szwajcarii E.ON przeniósł do zimnej rezerwy blok gazowo-parowy w Malenco). Szacuje się, że udział gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej w Niemczech w 2012 r. spadł o 2,3 do 11,2%.

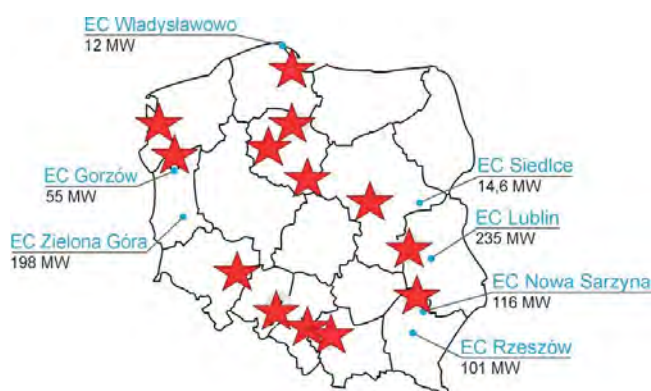
Tabela 4.3.3. Wykorzystanie gazu ziemnego w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w wybranych krajach UE

Państwo	Zużycie gazu w elektrowniach 2011 r. [mld m ³]	Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego [TWh]			
		2000	2005	2010	2011
Wielka Brytania	30,5	148,1	152,6	175,0	145,4
Francja	6,0	11,5	23,1	23,8	20,4
Niemcy	14,3	52,5	69,4	86,8	84,0
Włochy	27,3	101,4	149,3	152,7	142,0
Hiszpania	18,3	20,2	79,0	96,6	84,5
Polska	1,4	0,9	5,2	4,8	5,8

Źródło: opracowanie własne na podstawie IEA 2013.

Za węglem, zwłaszcza w 2012 r. (i także obecnie) przemawiały względy ekonomiczne (Müller 2013). Także najnowsze dane za 2012 r. z Wielkiej Brytanii, w której najwięcej gazu wykorzystywano od lat do wytwarzania energii elektrycznej pokazują znaczne zmiany w strukturze wytwarzania. W 2012 r. udział gazu w produkcji energii elektrycznej wyniósł 27,5% i w porównaniu do 2011 r. zużycie gazu na ten cel zmniejszyło się aż o 31%. Natomiast zdecydowany wzrost odnotowano w obszarze wykorzystania węgla w energetyce, w 2012 r. udział węgla w produkcji energii elektrycznej wyniósł 39,4% i w odniesieniu do 2011 r. wykorzystanie węgla wzrosło o 31,9%. Tak więc w 2012 r. z węgla w Wielkiej Brytanii wytworzono najwięcej energii elektrycznej (DECC 2013). Dodatkowo, dynamiczny rozwój mocy bazujących na OZE (elektrownie wiatrowe i fotowoltaika) w krajach UE, przy praktycznym braku wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną oraz relatywnie niskich cenach energii elektrycznej, to dodatkowe bariery dla wykorzystania gazu w energetyce (Szurlej i in. 2013).

W przypadku Polski udział gazu ziemnego kierowanego do energetyki wynosi około 10%. Z gazu jest wytwarzane około 3% energii elektrycznej. Rozmieszczenie większych obiektów energetycznych bazujących na gazie ziemnym zilustrowano na rysunku 4.3.5; pokazano także lokalizacje planowanych obiektów na gaz ziemny, a w tabeli 4.3.4 najważniejsze informacje o planowanych inwestycjach. Choć w bilansie zaopatrzenia kraju w gaz dominują dostawy z zewnątrz, to takie elektrociepłownie jak w Zielonej Górze, Gorzowie Wielkopolskim oraz Wądysławowie bazują na gazie z rodzimego wydobycia. Porównując moce podane w tabeli 4.3.4 z mocami funkcjonujących instalacji wskazanych na rysunku 4.3.5 widać jak bardzo znaczące są planowane inwestycje w bloki gazowe. Na przestrzeni ostatnich lat obserwuje się zmiany w zakresie zainteresowania inwestycjami w energetykę gazową: o ile w 2008 r. nowe źródła gazowe stanowiły jedynie 16% planowanych inwestycji w nowe moce, to w 2012 r. udział źródeł gazowych w planach inwestycyjnych koncernów energetycznych wzrósł do 37% (PwC 2012). Praktycznie wszystkie czołowe grupy energetyczne planują inwestycje w energetykę gazową. Zakładając 100% realizację tych ambitnych planów znacząco wzrosłoby zapotrzebowanie na gaz ze strony energetyki – jak szacuje OGP Gaz-System S.A. to zapotrzebowanie na 2020 r. powinno wynieść 7,7 mld m³. Niemniej jednak, mając na uwadze trudne i złożone uwa-



Rys. 4.3.5. Lokalizacja istniejących oraz planowanych (gwiazdki) elektrociepłowni gazowych o mocy powyżej 10 MW.

Źródło: opracowanie własne

Tabela 4.3.4. Planowane inwestycje w jednostki gazowe o mocy powyżej 100 MW_e

L.p.	Lokalizacja	Inwestor	Moc el. [MW]
1.	Wrocław	Fortum	400
2.	Włocławek	Orlen	463
3.	Grudziądz	Energa	900
4.	Warszawa (Żerań)	PGNiG	450
5.	Warszawa (Siekierki)	PGNiG	450
6.	Stalowa Wola	PGNiG i TAURON	450
7.	Puławy	ZA Puławy i PGE	600–840
8.	Katowice	Tauron	135
9.	Kędzierzyn-Koźle	Tauron i KGHM	850
10.	Kędzierzyn-Koźle	ZAK I PGNiG	200
11.	Bydgoszcz	PGE	240
12.	Gorzów	PGE	135
13.	Szczecin	PGE	244
14.	Lublin	PGE	135
15.	Gdańsk	Energa	450
16.	Będzin	PGNiG i TAURON	450

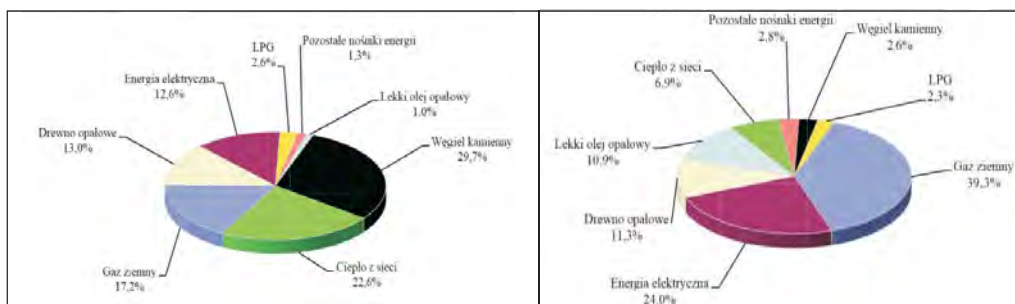
Źródło: Rychlicki, Siemek 2013.

runkowania dla realizacji nowych inwestycji w energetyce, zwłaszcza tej opartej na gazie, trudno jest obecnie przesądzić, jaka część z tych planowanych obiektów zostanie zrealizowana. Potwierdzeniem tych wątpliwości w zakresie realizacji ambitnych planów związanych z energetyką gazową może być np. decyzja Tauron PE o przesunięciu o kilka lat projektu budowy bloku gazowo-parowego w Elektrowni Blachownia (850 MW) (PAP 2013) i zmiana strategii PGNiG w tym zakresie. Faktem jest, że obecnie w fazie realizacji są jedynie dwa duże projekty: budowa bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli (PGNiG i Tauron) oraz we Włocławku (PKN Orlen). Oddanie do eksploatacji tych bloków przewidziane jest na 2015 r., a ich szacowane zapotrzebowanie na gaz to około 1,2 mld m³/rok, co odpowiada w przybliżeniu obecnemu zużyciu gazu przez wszystkie krajowe elektrociepłownie wykorzystujące paliwo gazowe.

Rynek gazu ziemnego w Polsce charakteryzuje się wysokim stopniem koncentracji; w 2012 r. udział dominującego podmiotu – PGNiG S.A. – w sprzedaży gazu ziemnego wyniósł 94,64%. Pozostałe około 5% rynku przypada na kilkadziesiąt podmiotów, które starają się rozwijać i umacniać swoją pozycję na rynku (URE 2010–2013).

Gospodarstwa domowe stanowią najliczniejszą grupę odbiorców gazu ziemnego – około 6,5 mln. Do tych odbiorców w 2012 r. zostało dostarczone około 3,9 mld m³ (PGNiG 2013). W skali kraju gaz ziemny jest wykorzystywany przez 55% gospodarstw domowych, przy czym

4. Dostępność krajowych nośników energii pierwotnej



Rys. 4.3.6. Struktura zużycia energii w gospodarstwach domowych w przeliczeniu na jednego mieszkańca w Polsce (po lewej) i krajach UE (po prawej)
Źródło: GUS 2012b

praktycznie wszyscy wykorzystują go do przygotowywania posiłków, poza tym odbiorców także do ogrzewania wody, a jedynie 18% do ogrzewania mieszkań (GUS 2012b).

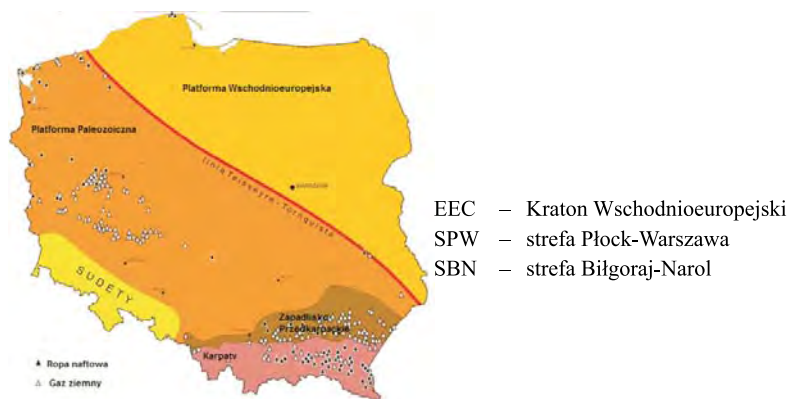
Najwięcej odbiorców gazu z sieci jest w województwie mazowieckim (1,16 mln) i śląskim (1,05 mln), a najmniej w podlaskim (0,12 mln) i lubuskim (0,19 mln). Także największe zużycie gazu przez gospodarstwa domowe przypada na woj. mazowieckie (0,78 mld m³) i śląskie (0,44 mld m³) (GUS 2012d). Dostęp do sieci gazowej w miastach jest na poziomie ponad 72%, a w przypadku mieszkańców wsi jedynie na poziomie 18%. Dlatego też analizując strukturę zużycia energii w gospodarstwach domowych, to dla UE udział gazu w tej strukturze jest wyższy niż w przypadku Polski (rys. 4.3.6). Z kolei w przypadku Polski zwraca uwagę ponad 10-krotnie wyższy udział węgla w porównaniu do statystycznego gospodarstwa UE (GUS 2012b).

4.3.2. Uwarunkowania rozwoju – szanse i zagrożenia

Konwencjonalne źródła węglowodorów

Źródła węglowodorów – ropy naftowej i gazu ziemnego – można podzielić (między innymi) na konwencjonalne i niekonwencjonalne. Źródła konwencjonalne znajdują się niemal wyłącznie na zachód od linii Tornquista-Teisseyre’a – nad Bałtykiem, w Wielkopolsce, w Zapadlisku Przedkarpaccim i w Karpatach (rys. 4.3.7). Jedynym wyjątkiem są źródła położone w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku.

Głównym regionem występowania złóż gazu ziemnego w naszym kraju jest Niż Polski – permskie utwory Wielkopolski i Regionu Przesudeckiego, oraz Pomorze Zachodnie – utwory karbonu i permu. W tych źródłach dominuje gaz ziemny zaazotowany (30–80% metanu), jedynie nieliczne źródła zawierają gaz wysokometanowy. Na Niżu Polskim znajduje się 68,3% wydobywalnych zasobów gazu ziemnego (PIG 2011–2013). Kolejny, ważny w skali kraju region występowania złóż gazu to Przedgórze Karpat (26,4% wydobywalnych zasobów gazu ziemnego), zdominowane przez gaz wysokometanowy, z utworów jurajskich, kredowych i mioceńskich. Natomiast w samych Karpatach gaz ziemny (wysokometanowy, 1% zasobów)



Rys. 4.3.7. Konwencjonalne złoża ropy naftowej i gazu ziemnego
 Źródło: PIG 2013

znajduje się w utworach kredowych i trzeciorzędowych, również w złożach stowarzyszonych z ropą naftową i w formie kondensatu ropy i gazu. W polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku gaz ziemny występuje w złożach B 4 i B 6 oraz towarzyszy ropie naftowej w złożach B 3 i B 8. Stanowi on 4,3% polskich zasobów wydobywalnych gazu ziemnego. Całkowita wielkość zasobów wydobywalnych ze złóż krajowych konwencjonalnych szacowana jest na około 145 mld m³.

Gaz ziemny z formacji śupkowych

Jak już wspomniano największe szacunkowe zasoby gazu ziemnego (ale również ropy naftowej) występują w formacjach śupkowych na terytorium Polski znajdują się na wschód od linii T-T. Obszar ten nazywany jest Basenem Bałtycko-Podlasko-Lubelskim, a występują w nim śupki pochodzą z górnego ordowiku i dolnego syluru (PIG 2012). W Basenie Bałtycko-Podlasko-Lubelskim początkowo poszukiwano konwencjonalnych złóż węglowodorów, które zostały odkryte i są eksploatowane jedynie w części bałtyckiej. Jednak w ostatnich latach prowadzone są coraz intensywniejsze poszukiwania gazu ziemnego (i ropy naftowej) w formacjach śupkowych (złoża niekonwencjonalne), początkowo z wykorzystaniem publicznie dostępnych danych geologicznych, a od 2010 roku wykonywane są odwierty poszukiwawcze. Bezpośredni przyczyniło się do rozwoju poszukiwań w Polsce było znalezienie i eksploatację złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie, znajdujących się w formacjach śupkowych analogicznych do występujących w naszym kraju. Poza Basenem Bałtycko-Podlasko-Lubelskim śupki występują również na Przedgórzu Sudeckim (struktury dolnego karbonu).

Oprócz gazu z śupków, gaz niekonwencjonalny potencjalnie znajduje się w Centralnej Polsce (głównie w Wielkopolsce), jako tzw. gaz zamknięty, w strukturach czerwonego spłogowca, na głębokości 3–6 km. W przeszłości odkryto tu wiele złóż, do dziś eksploatowanych, z których największe to: Załęcze (wielkość zasobów wydobywalnych – 23 mld m³) i Łuchów (24,5 mld m³). Prowadząca poszukiwania na nowych obszarach należąca do formacji czerwonego spłogowca firma Aurelian Oil & Gas Plc ocenia jego najbardziej prawdopodobną

ilość w najlepiej rozpoznanym złożu Siekierki (okolice Poznania) na 12 mld m³ (minimalnie – 5 mld m³, maksymalnie – 24 mld m³). Od roku 2009 podejmowano próby oceny ilości gazu ziemnego znajdując się w polskich złożach niekonwencjonalnych, jednak z uwagi na niewystarczającą ilość informacji, przyjęte różne metodologie oraz dokonywanie obliczeń na podstawie danych dotyczących złóż północnoamerykańskich, szacunki te znacznie się od siebie różniły (Kaliski i in. 2012b). Oceny renomowanych instytucji międzynarodowych odnośnie wielkości wydobywalnych zasobów gazu z łupków sięgają od 1,37 biliona m³ (Wood Mackenzie, sierpień 2009), przez 1,87 biliona m³ (Eucers, maj 2011), 2,83 biliona m³ (Advanced Resources International, grudzień 2009), aż do 5,3 biliona m³ (EIA, kwiecień 2011). W marcu 2012 r. pierwszej oceny wielkości tych zasobów **wyściznie dla basenu Bałtycko-Podlasko-Lubelskiego** dokonał Państwowy Instytut Geologiczny. W opublikowanym raporcie (PIG 2012) oszacowano ^{ścizne} zasoby wydobywalne gazu ziemnego z formacji łupkowych dla polskiej lądowej i szelfowej (morskiej) części Basenu Bałtycko-Podlasko-Lubelskiego na maksymalnie: 1,92 biliona m³. PIG ocenił również, że z największym prawdopodobieństwem zasoby te mieszczą się w przedziale: 346–768 mld m³ (2,5 do 5,5 razy więcej od udokumentowanych zasobów gazu konwencjonalnego). Porównując wielkości uzyskane przez PIG i instytucje międzynarodowe, należy podkreślać kilka istotnych faktów:

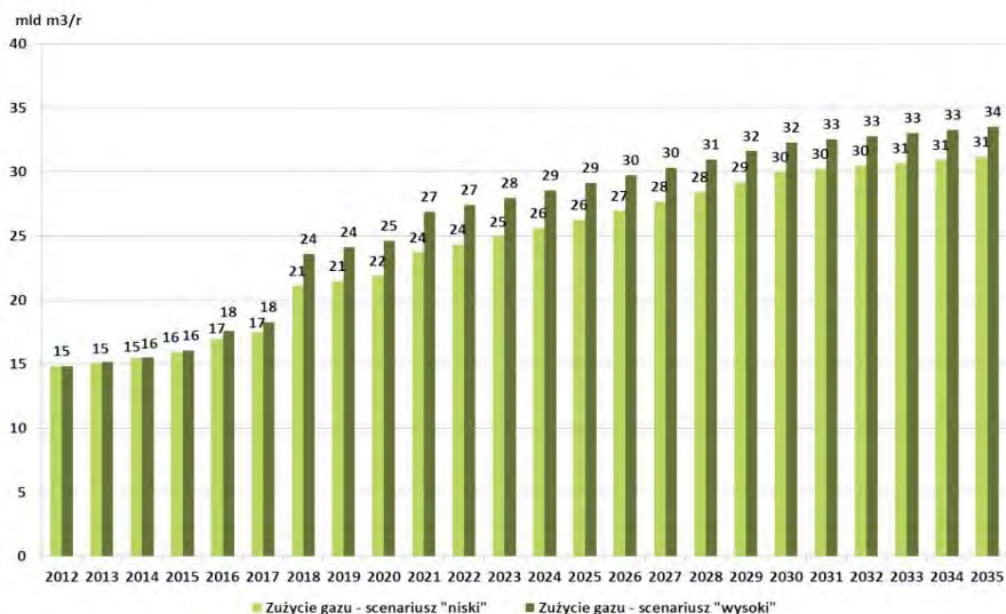
- szacunki PIG były dokonywane ^{ściznie} dla Basenu Bałtycko-Podlasko-Lubelskiego, a nie dla całego obszaru Polski (w ^{ściznie} ze złożami Przedgórze Sudeckiego), jak tego dokonywały instytucje międzynarodowe;
- PIG wskazał po raz pierwszy na relatywnie duże (w skali kraju) ilości dobrej jakości ropy naftowej, znajdujących się w łupkach. Raport PIG został sporządzony na podstawie danych archiwalnych, uzyskanych z 39 otworów rozpoznawczych wykonanych w latach 1950–1990;
- oceny PIG mogą ulec zmianie (i zapewne ulegną) po uwzględnieniu danych uzyskanych z odwiertów poszukiwawczych wykonanych od roku 1990 (szczególnie po roku 2010), w trakcie prowadzenia kolejnych prac poszukiwawczych i wydobywczych dla węglowodorów z łupków.

Ewentualny rozwój wydobycia gazu z łupków będzie stanowił niewątpliwie przełom, jeżeli chodzi o liberalizację rynku i wzrost konsumpcji gazu w Polsce (Gawlik 2013). Prognozy wzrostu konsumpcji zależą oczywiście od stopnia, w jakim uwzględnione zostaną wszystkie istotne czynniki podażowe i popytowe na gaz ziemny. ISE Sp. z o.o. sporządziło własną prognozę zużycia gazu ziemnego w Polsce – jej wyniki przedstawia rysunek 4.3.8.

Analizując poziom zaawansowania państw UE w zakresie poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego, to Polska w tym zakresie jest jednym z liderów. Zgodnie z opracowaniem, które ukazało się w lipcu 2013 r. przewiduje się, że Polska będzie także liderem w zakresie wydobycia gazu z łupków (rys. 4.3.9). Zgodnie z tą prognozą wydobycie w UE w 2020 r. osiągnie 17 mld m³ i do 2025 r. wzrośnie do 52 mld m³. Na Polskę przypadnie 50% udziału w tym wydobyciu. Polska i Wielka Brytania będą pierwszymi krajami, które rozpoczną komercyjną produkcję gazu z łupków – w 2017 i 2018 r. (rys. 4.3.9) (Energy Aspects 2013).

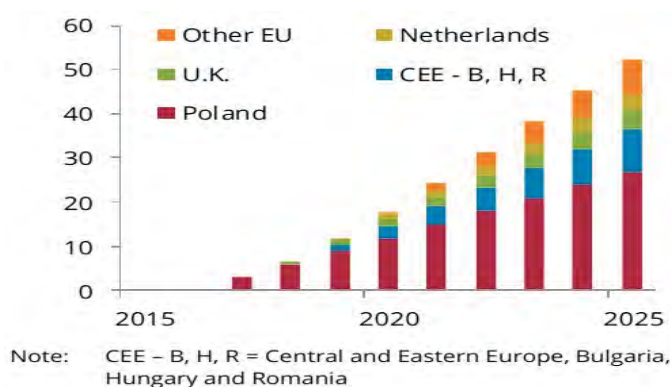
Dlatego też, mając na uwadze m.in. obecną dynamikę w obszarze prowadzenia prac związanych z poszukiwaniem gazu w złożach niekonwencjonalnych – w Polsce do 1 sierpnia 2013 r. wykonano 48 otworów wiertniczych w poszukiwaniu gazu z łupków, do 25 lipca 2013 r. wydano

4.3. Gaz ziemny



Rys. 4.3.8. Prognoza konsumpcji gazu ziemnego w Polsce
Źródło: Kaliski i in 2012b.

103 koncesje na poszukiwanie gazu w złożach niekonwencjonalnych (MŚ 2013a, b, c) – oraz założenie, że około 20% krajowego wydobycia gazu trafia do energetyki, przyjęto następujące szacunki dotyczące wolumenu gazu wydobywanego z rodzimych złóż i kierowanego w przyszłości do sektora energetycznego – tabela 4.3.5. W wariancie rozwojowym (ROZ) zwiększona podaż gazu, widoczna po 2025 r. uwzględnia pozyskanie tego paliwa z formacji łupkowych, przy czym rozwój wydobycia jest mniej optymistyczny niż na rysunku 4.3.9 i zbliżony bardziej do scenariusza zrównoważonego autorstwa (Nagy 2013).



Rys. 4.3.9. Prognoza wydobycia gazu z łupków do 2025 r. [mld m³]
Źródło: Energy Aspects 2013

Tabela 4.3.5. Dostawy gazu ziemnego ze źródeł krajowych na cele energetyczne [mld m³]

Wariant	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Referencyjny (REF)	0,8	0,9	1,1	1,5	2,0	2,3	2,5	3,0	3,0
Rozwojowy (ROZ)	0,8	0,9	1,1	2,0	3,0	4,0	5,0	5,0	5,0

Źródło: opracowanie własne.

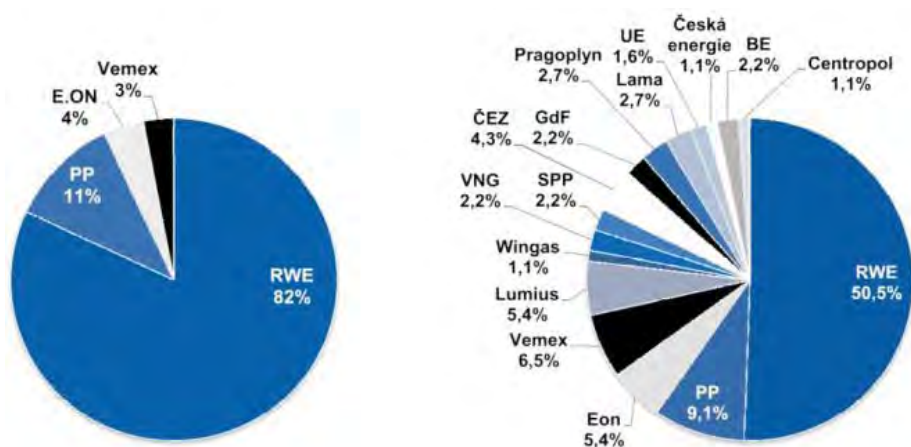
Wielkości przewidziane w wariantcie Referencyjnym (REF) zostaną wzięte do obliczeń we wszystkich scenariuszach za wyjątkiem scenariuszy dedykowanych analizie rozwoju sektora gazu w Polsce – Scenariusze GAZOWY i GAZOWY – CO₂WYS (patrz rozdz. 6), w którym wykorzystano wielkości założone w wariantcie Rozwojowym (ROZ).

Obecne prognozy wskazują, że w perspektywie 2035 r. największym producentem gazu ze źródeł niekonwencjonalnych będą USA, Chiny oraz Kanada. Jak widać z tego rysunku z Europy nie wiążą się dużych nadziei na szybki postęp w zakresie pozyskania tego gazu. Jedną z prognoz zakłada, że w Wielkiej Brytanii poziom wydobycia tego gazu w 2030 r. osiągnie 4,2 mld m³ (Navigant 2012).

Liberalizacja rynku

Szanse rozwoju polskiego rynku gazu ziemnego należy wiązać m.in. z procesem liberalizacji tego rynku. Jak pokazują doświadczenia wybranych państw UE wraz z rozwojem konkurencji na rynku należy oczekiwać zmniejszenia roli podmiotu dominującego na rynku. Przykładem mogą być zmiany, jakie zaszły na rynku gazu w ostatnich latach u naszych południowych sąsiadów – w Republice Czeskiej (rys. 4.3.10).

W ciągu zaledwie czterech lat udział RWE obniżył się o przeszło 30% w sprzedaży gazu na rynku czeskim. Zakładając pozytywny scenariusz w zakresie wzrostu wydobycia gazu w Polsce



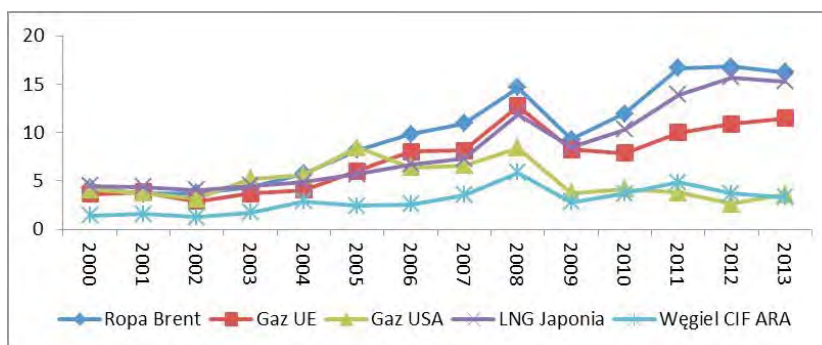
Rys. 4.3.10. Zmiana udziału RWE w sprzedaży gazu ziemnego na rynku czeskim: 2007 r. (po lewej) i 2011 r. (po prawej)

Źródło: Energetický... 2013

wyduje się, że największe możliwości byłyby z ulokowaniem części tego gazu na największym rynku gazu Europy kontynentalnej – w Niemczech (może także w kolejnej fazie na Ukrainie). Mimo największej panującej tam konkurencji wielkość rynku oraz istnienie transgranicznej infrastruktury przesyłowej daje największe możliwości ulokowania tam znacznych wolumenów gazu z Polski. Rozważając możliwości ulokowania gazu na rynkach sąsiednich nie należy jednak zapominać o możliwości handlu gazem bez jego fizycznego przesyłu. Takie możliwości dają kontrakty *swap*, za pomocą których można by wymieniać ilości gazu wydobywanego w Polsce, sprzedawane do podmiotów mających swoje firmy (konsumentów gazu) w Polsce i mogłyby dostarczać analogicznych ilości gazu na rynkach Niemiec, Czech czy Słowacji (np. RWE czy E.ON, obecne w Polsce i na trzech pozostałych rynkach). Dodatkowo za tym rozważaniem może przemawiać fakt, że z końcem 2012 r. PGNiG S.A. rozpoczęło eksploatację węgłowodorów na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

4.3.3. Prognozy cen gazu ziemnego

Jak już wcześniej wspomniano „rewolucja 3upkowa” w Ameryce Północnej, nie tylko przełożyła się na znaczne obniżenie cen gazu w USA (rys. 4.3.11), ale także jej wpływ jest zauważalny na inne rynki gazu, m.in. z powodu zdecydowanego ograniczenia przez USA importu gazu, także w postaci skroplonej (LNG), dostawy tego gazu zostały częściowo przekierowane na rynek europejski. Wpływ „rewolucji 3upkowej” nie ogranicza się tylko do sektora gazu, szersze wykorzystanie (taniach) paliw gazowych w USA ograniczyło zapotrzebowanie na węgiel ze strony sektora energetycznego i przez to zwiększyło jego eksport m.in. do Europy. Oczywiście, niższe ceny gazu mają przełożenie na rozwój wielu gałęzi gospodarki, bazujących na tym paliwie, a mając na uwadze strukturę kosztów wytwarzania energii elektrycznej w blokach gazowo-parowych, gdzie dominującą pozycję w kosztach jest właśnie cena gazu, to właśnie sektor energetyczny jest jednym z głównych beneficjentów niższych cen gazu. W latach 2008–2012 zapotrzebowanie na gaz ze strony sektora wzrosło o 37% (EIA 2013a).



Rys. 4.3.11. Zmienność cen gazu ziemnego na rynku w USA, UE i Japonii na tle zmian ceny ropy Brent oraz węgla CIF ARA
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BŚ 2013

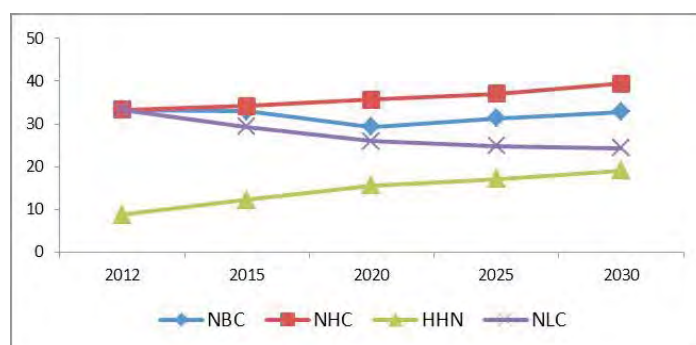
W tabeli 4.3.6 przedstawiono najnowszą¹ prognozę Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) cen importu gazu ziemnego do Europy w perspektywie do 2035 r. w poszczególnych scenariuszach (WEO 2012): NPS (*New Policies Scenario*) – Scenariusz Nowych Polityk – główny scenariusz WEO 2012, S450 (*450 Scenario*) – i CPS (*Current Policies Scenario*). Porównując¹ prognozy MAE cen gazu w imporcie do Europy z WEO 2009 i WEO 2012 dla scenariusza referencyjnego można zauważyć zmniejszenie prognozowanych cen gazu odpowiednio o 13% dla 2025 oraz 27% dla 2030 r.

Na rysunku 4.3.12 przedstawiono z kolei prognozy cen gazu ziemnego dla poszczególnych scenariuszy dla rynku brytyjskiego (NLC – niski, NBC – bazowy, NHC – wysoki) oraz amerykańskiego – HHN. Jak widać z rysunku w przypadku rynku USA, chociaż przewiduje się w perspektywie 2030 r. wzrost cen gazu o ponad 100%, to i tak te prognozowane ceny gazu będą niższe niż w najbardziej korzystnym scenariuszu dla rynku brytyjskiego – NLC (Navigant 2012). Można także zaobserwować tendencję wzrostową¹ cen gazu ziemnego w USA (Henry Hub Spot): z 11,61 zł/GJ w 2020 r. do 21,98 zł/GJ w 2040 r. (EIA 2013b).

Tabela 4.3.6. Ceny importu gazu ziemnego do Europy
w zależności od scenariusza w perspektywie do 2035 r.

Rok	NPS	S450	CPS	NPS	S450	CPS
	\$/1000 m ³			zł/GJ		
2011	467	467	467	35,11	35,11	35,11
2015	456	359	512	34,27	26,97	38,48
2020	444	373	500	33,43	28,09	37,64
2025	429	388	482	32,30	29,21	36,23
2030	411	403	452	30,90	30,34	33,99
2035	359	407	418	26,97	30,62	31,46

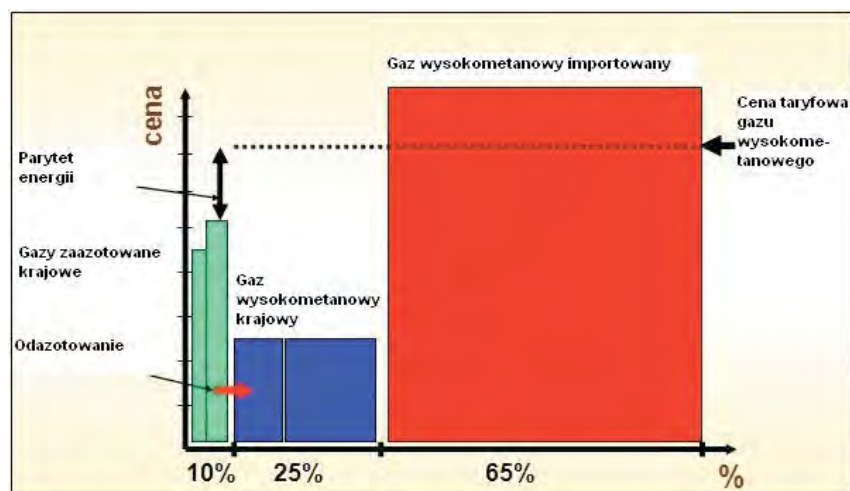
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych WEO 2012.



Rys. 4.3.12. Prognozy cen gazu dla rynku brytyjskiego (NLC, NBC, NHC) i amerykańskiego (HHN) [zł/GJ]

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Navigant 2012

Ceny gazu ziemnego w Polsce s¹ regulowane, za wyj¹tkiem sprzedaży gazu sprężonego (CNG). Jednak s¹ podejmowane dzia³ania, które maj¹ to zmieniać – m.in. w sierpniu br. zosta³a znowelizowana ustawa Prawa Energetycznego, tzw. ma³y trójpak. Nowelizacja ta m.in. zak³ada wprowadzenie tzw. „obliga gie³dowego” w obrocie gazem ziemnym – docelowy poziom to minimum 55% od 1 stycznia 2015 r. Wejście w życie tej nowelizacji umo³liwi Prezesowi URE zwolnienie z obowi¹zku przedk³adania do zatwierdzenia taryf na sprzeda³ gazu ziemnego dla odbiorców przemys³owych, w pierwszej kolejno³ci tych wi³kszych przy³czonych bezpo³rednio do sieci przesy³owej (Sejm 2013). Tak wi³c zapewne ju³ w 2014 r. o cenie gazu dla odbiorców przemys³owych b³dzie w du³ej mierze decydowa³e gie³da, obecnie mechanizm kształtowania si³e ceny gazu przedstawia rysunek 4.3.13 (URE 2013a). W Polsce cena taryfowa gazu to wypadkowa ceny gazu importowanego oraz gazu z krajowego wydobycia, który jest zdecydowanie tańszy od nabywanego za granic¹. Tabela 4.3.7 ukazuje dynamik³e zmian cen gazu w ostatnich latach. Ostatnia obni³ka cen gazu (od stycznia 2013 r.) jest zwi¹zana z obni³eniem cen gazu importowanego z Gazpromu (listopad 2012 r.). W przysz³o³ci, tak jak i by³o do tej pory, ceny gazu b³dy uzale³nione w du³ej mierze od kosztów jego importu. Projekty inwestycyjne takie jak po³1czenia międzysystemowe oraz budowany terminal LNG zapewne tak³e b³dy mie³e wp³yw na kształtowanie cen gazu, jak równie³ post³ep w zakresie dalszej



Rys. 4.3.13. Struktura wolumenu podaży gazu i mechanizm kształtowania się jego ceny
Źródło: Juchniewicz 2006

Tabela 4.3.7. Dynamika zmian cen hurtowych gazu ziemnego w Polsce w latach 2009–2013 [z³/GJ]

Okres	sty-09	cze-09	sty-10	cze-10	paź-10	sty-11	lip-11	sty-12	mar-12	sty-13
Cena	25,3	23	23	24,2	25,7	24,9	28	28	32,8	31,7

Źródło: opracowanie własne na podstawie URE 2010–2013.

liberalizacji rynku gazu. Jak pokazują doświadczenia z lat ubiegłych, kraje o rozwiniętej konkurencji na rynku gazu cechowały się niższą dynamiką wzrostu cen gazu – w latach 2005–2011 średnia zmiana cen gazu dla odbiorców przemysłowych w krajach z funkcjonującą konkurencją wyniosła 40,5% – a w pozostałych krajach (w tym w Polsce) ta zmiana osiągnęła 61,4%, w przypadku Polski 71,7% (UOKiK 2013).

W tabeli 4.3.8 zestawiono przyjęte warianty kształtowania się cen gazu w zależności od przyjętych założeń. Wariant referencyjny REF uwzględnia światowe prognozy kształtowania się cen gazu (jest on w znacznym stopniu zbliżony z cenami importu gazu do Europy według aktualnego scenariusza NPS z WEO 2012), natomiast wariant rozwojowy (ROZ) cechuje się niższymi cenami (wysokość cen jest zbliżona do wariantu niskiego dla rynku brytyjskiego NLC) ponieważ zakłada rozwój komercyjnego rozpoczęcie pozyskania *shale gas* w Polsce i przełożenie się tego wydarzenia na ceny gazu widoczne jest już po 2020 r., a największy spadek w latach 2025–2030. Wcześniej, bo w latach 2015–2020 uwzględniono pozytywny impuls na krajowe ceny gazu eksploatacji terminala LNG w Świnoujściu (jego wysoki poziom wykorzystania) – m.in. import taniego gazu z USA oraz liberalizację rynku gazu ziemnego. Ceny gazu dla obydwóch wariantów dla odbiorców domowych są o 50% wyższe w porównaniu do cen dla energetyki na podstawie historycznych relacji pomiędzy tymi cenami.

Tabela 4.3.8. Prognoza cen gazu ziemnego w Polsce do 2050 r.
dla energetyki i odbiorców domowych [z³/GJ]

Wariant	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
REF – energetyka	34,27	33,43	32,31	31,91	31,11	30,55	30,21	29,78
REF – gosp. domowe	51,41	50,15	48,47	47,87	46,67	45,83	45,32	44,67
ROZ – energetyka	33,29	29,86	27,03	24,15	23,86	25,76	26,86	27,89
ROZ – gosp. domowe	49,94	44,79	40,55	36,23	35,79	38,64	40,29	41,84

Źródło: opracowanie własne.

4.3.4. Prognozy możliwości podaży gazu w perspektywie 2050 roku

Analizując poprzednie prognozy zawarte w dokumentach o charakterze strategicznym dla sektora gazu ziemnego, w większości z nich przewidywano dynamiczny rozwój, przede wszystkim ze względu na inwestycje w energetykę gazową. Potwierdzeniem tego może być dokument: *Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 roku*, przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 22 lutego 2000 r., w scenariuszu *Postępu – Plus* zakładano zapotrzebowanie na gaz w 2020 r. na poziomie 27,6 mld m³. W obecnie obowiązującym dokumencie (*Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*), w perspektywie 2030 r. zakłada się zużycie gazu na poziomie 20,2 mld m³. Realizacja jedynie kilku projektów w zakresie energetyki gazowej zapewne spowoduje,

że rzeczywiste zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie większe niż wielkości prognozowane w obowiązującej polityce.

Potencjał wzrostu konsumpcji gazu ziemnego

Wzrost zużycia gazu ziemnego w Polsce w najbliższych latach będzie sumarycznym efektem dwóch zjawisk. Przede wszystkim oczekujemy pojawienia się nowych konsumentów gazu: albo całkiem nowych podmiotów, albo istniejących konsumentów energii, którzy – z różnych powodów – zmienią dotychczas stosowany nośnik energii właśnie na gaz. Z drugiej strony popyt będzie zwiększać obecni konsumenci gazu (Kaliski i in. 2010a). Największy potencjał wzrostu konsumpcji gazu ziemnego widzimy w sektorze energetycznym, przede wszystkim w energetyce zawodowej. Obecnie tylko około 3% energii elektrycznej, wytwarzanych w energetyce zawodowej, pochodzi z gazu ziemnego. Z punktu widzenia *Polityki Energetycznej Polski do roku 2030* (PEP) sytuacja ta się nie zmieni gruntownie, z uwagi na wspomniany powyżej brak własnych źródeł gazu i opieranie bezpieczeństwa energetycznego na źródłach węgla kamiennego i brunatnego.

Zgodnie z PEP2030 Polska ma zamiar wycofać z eksploatacji bloki o sumarycznej mocy około 14,5 GW do roku 2030. Z prawie 12 GW nowych mocy, gaz ma być paliwem jedynie dla bloków o mocy **600 MW**. Odmienne niż zawarte w PEP 2030 podejście do rozwoju energetyki gazowej znajdziemy w prognozie rozwoju wykorzystania poszczególnych nośników energii do produkcji energii elektrycznej. Jak widać w perspektywie do 2035 r. najszybszy wzrost wykorzystania wiążę się właśnie z gazem ziemnym. Zatem spodziewamy się jednak, iż mocy „gazowych” będzie znacznie więcej w Polsce, co wynika z kilku czynników:

- Rezultatem prowadzenia polityki klimatycznej UE i opłat za emisję CO₂ powinno być relatywne „podrożenie” energetyki węglowej względem gazowej. Inwestorzy powinni być więc zainteresowani budową energetyki gazowej.
- PEP zakłada ogromny wzrost mocy wytwórczych energetyki wiatrowej. Ze 173 MW w roku 2006, przez 1616 MW na koniec 2011, po – prognozowane – 3396 MW w roku 2015 i 7879 MW w roku 2030. Tak duże wielkości wydają się nam bardzo optymistyczne, ale jeżeli nawet zostaną one osiągnięte, to i tak energia z wiatru musi być wspierana przez elektrownie rezerwowe. Znakomicie nadają się do tego elektrownie gazowe, pracujące w szczycie, bilansujące zapotrzebowanie na moc.
- Do roku 2030 planowane jest uruchomienie dwóch elektrowni jądrowych o mocy 3 GW każda. Jednakże opóźnienie krajowego programu budowy tych elektrowni, jak też ogólnowiatowe kontrowersje wobec rozbudowy tego rodzaju energetyki, wywołane przez katastrofę w Fukusimie, mogą negatywnie wpłynąć zarówno na harmonogram, jak i liczbę tych elektrowni w Polsce.

Przedstawiając powyższe argumenty przemawiające za rozwojem energetyki gazowej należy mieć odpowiedni dystans do ambitnych planów przedsiębiorstw energetycznych (tab. 4.3.4), które zapewne nie zostaną w pełni zrealizowane w najbliższych latach.

Natomiast patrząc na problem z punktu widzenia elementów wstrzymujących rozwój energetyki gazowej można wyróżnić dwa podstawowe elementy. Pierwszym jest wspomniany kilkakrotnie brak nowych źródeł gazu ziemnego w Polsce, jak też brak alternatywnych możliwości importu tego gazu do Polski (sytuacja zostanie trochę zmieniona po oddaniu terminala LNG).

Drugim – wciąż nieznanym efektem wprowadzenia polityki klimatycznej UE na relacje cen nośników energii, co nie pozwala na pełne porównanie kosztów wytwarzania dla różnych rodzajów paliw. Jednak jak pokazują doświadczenia z ostatnich lat w USA, wzrost pozyskania gazu z formacji łupkowych przełożył się na cenę gazu na rynku. W USA ceny gazu znacząco się obniżyły. W swoich najniższych notowaniach w 2012 r. gaz ziemny w USA kosztował jedną piątą ceny gazu importowanego do Europy i jedną ósmą cen w Japonii (WEO 2012).

Szacuje się, że w przypadku USA tendencja wzrostowa wykorzystania gazu ziemnego w energetyce zostanie utrzymana i przewiduje się, że w perspektywie do 2035 r. zapotrzebowanie na gaz na cele energetyczne wzrośnie do poziomu ponad 460 mld m³/rok (w 2012 r. wykorzystano w tym sektorze 298 mld m³), a więc wzrost będzie wynosił około 2% rocznie (Navigant 2012).

Uwzględniając wszystkie powyższe elementy uważamy, iż w krajowym sektorze wytwarzania energii potencjał wzrostu dla konsumpcji gazu ziemnego jest bardzo znaczny – około 4 mld m³ do roku 2020, w scenariuszu najbardziej dla nas wiarygodnym. Maksymalnie wzrost ten może sięgnąć 8 mld m³ do roku 2020, a do roku 2030 nawet 11 mld m³. Warunkiem koniecznym jest tu jednak znalezienie dużych złóż gazu z łupków. Potencjał wzrostu zużycia gazu jest również w polskim przemyśle chemicznym, w zastosowaniu gazu jako surowca do produkcji chemikaliów. Jednakże z uwagi na sytuację zakładów Wielkiej Syntezy Chemicznej i ogólną sytuację na polskim rynku, bez spektakularnych inwestycji wzrost zużycia gazu może osiągnąć jedynie 0,5 mld m³. Szczegółowe opracowanie na ten temat znajduje się w Kaliski i in., (2010). Natomiast patrząc na potrzeby energetyczne przemysłu przetwórczego można zauważyć, że sektor ten już w znacznym stopniu używa gazu ziemnego jako nośnika energii. W przetwórstwie na cele energetyczne w roku 2010 zużyte zostało 4727 mln m³. Jest to około 35–40% całkowitego zapotrzebowania na energię, a udział gazu ziemnego jest tu porównywalny z udziałem węgla kamiennego. Dlatego też uważamy, iż maksymalny wzrost w tym sektorze na potrzeby energetyczne może wynieść 1–1,5 mld m³ do końca roku 2020. Kolejne 0,5 mld m³ może zostać zagospodarowane jako paliwo samochodowe, w tym przypadku konkurencyjne do LPG.

W przypadku gospodarstw domowych i innych niewielkich konsumentów gazu ziemnego (szkoły, szpitale, sklepy etc.) oraz rolnictwa, potencjał wzrostu oceniamy na 2 mld m³. W największym stopniu zależy to od wzrostu zużycia w gospodarstwach domowych, gdzie zużycie gazu ziemnego (148 PJ, 27% energii pierwotnej zawartej w nośnikach wykorzystywanych przez gospodarstwa domowe) jest prawie dwukrotnie mniejsze niż węgla kamiennego (285 PJ). Biorąc pod uwagę, że emisyjność węgla kamiennego jest istotnym źródłem emisji zanieczyszczeń, realizacja polityki klimatycznej UE powinna spowodować wdrożenie zachęt dla eliminacji węgla i promowania znacznie mniej szkodliwego dla środowiska gazu ziemnego. Podobnie przedstawia się sytuacja dla rolnictwa, gdzie zużycie gazu ziemnego jest minimalne (1,5 PJ, 2% energii pierwotnej).

Podsumowanie

W przypadku odkrycia znacznych złóż gazu ziemnego na terenie Polski oraz prowadzenia polityki gospodarczej sprzyjającej zwiększeniu zużycia gazu ziemnego, szacujemy potencjał wzrostu konsumpcji na polskim rynku na:

- 4 6 mld m³ w energetyce zawodowej,
- 2 mld m³ w segmencie gospodarstwa domowych, innych małych konsumentów i rolnictwie,
- 1–1,5 mld m³ w przemyśle przetwórczym, na potrzeby energetyczne,
- 0,5 mld m³ jako paliwo samochodowe,
- 0,5 mld m³ w produkcji chemicznej.

W sumie daje to 8–11,5 mld m³ potencjalnego wzrostu zużycia gazu w Polsce do roku 2020. Dla roku 2030 wzrost ten mógłby sięgnąć 15 mld m³.

4.4. Ropa naftowa

4.4.1. Międzynarodowy rynek ropy naftowej

Ropa naftowa zajmuje dominującą pozycję w globalnej strukturze zużycia energii pierwotnej w świecie. Choć jej udział w niej obniżył się z 52,6% w 1973 r. do 36,3% w 2011 r., to analizując znaczenie tego surowca w wartościach bezwzględnych należy podkreślić, że zużycie w tym okresie zmniejszyło się nieznacznie z 1967 mln toe do 1925 mln toe. Niezmiennie głównym sektorem, do którego trafiają paliwa otrzymywane z ropy naftowej, to transport (IEA 2012). Obecnie około 62% światowego zużycia przypada właśnie na transport i pomimo ciągłego rozwoju wykorzystania paliw alternatywnych (samochody elektryczne, zasilane sprężonym gazem ziemnym) paliwa ropopochodne jeszcze przez wiele lat będą szeroko wykorzystywane w transporcie.

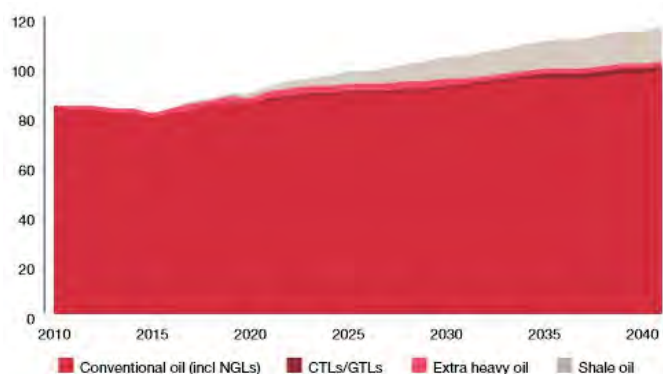
Poza Rosję do krajów najzasobniejszych w ropę naftową należy zaliczyć (mld ton): Arabię Saudyjską – 36,5, Kanadę – 28,0, Iran – 21,6 i Irak – 20,2. Rozmieszczenie zasobów ropy naftowej na świecie jest nierównomierne, o czym świadczy fakt, że tylko na te cztery wymienione kraje przypada 45% światowych zasobów, zaś na państwa skupione w OPEC przypada aż 85,7% światowych zasobów ropy. Analizując stan udokumentowanych zasobów ropy naftowej na świecie w ostatnich dziesięcioleciach to zauważalny jest ich przyrost (mld ton): 1950 r. – 25; 1980 r. – 92; 2000 r. – 142; 2012 r. – 236 (BP 2013). Ten przyrost zawdzięczamy m.in. postępowi w zakresie technologii, prowadzonych prac poszukiwawczych i rozpoznawczych.

Do grona liderów w obszarze wydobycia ropy naftowej zalicza się (mln ton): Arabię Saudyjską – 547; Rosję – 525,2; USA – 394,9 oraz Kanadę – 182,6, zaś państwami o największym zużyciu są (mln ton): USA – 819,9, Chiny – 483,7 i Japonia – 218,2 (BP 2013). Państwa o największym zużyciu są jednocześnie największymi importerami netto ropy naftowej (mln ton): USA – 483, Chiny – 254 i Japonia – 207 (IEA 2012).

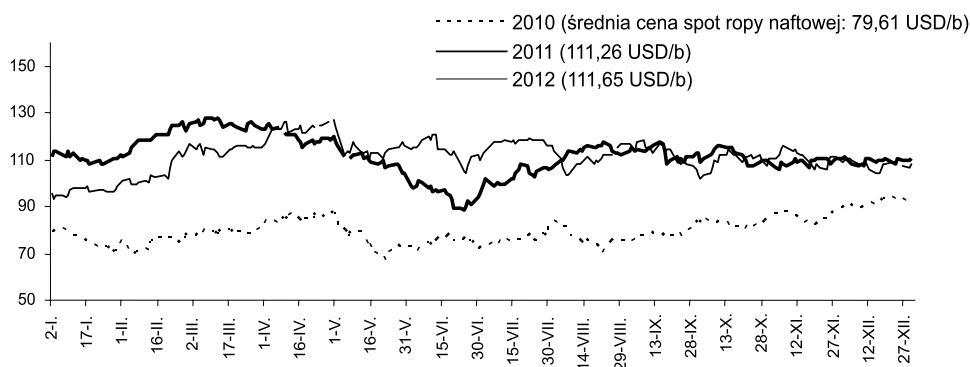
Podobnie jak w przypadku gazu ziemnego („rewolucja łupkowa”), ostatnie miesiące pokazują, że wzrost wydobycia ropy naftowej w USA to głównie zasługa zagospodarowania niekonwencjonalnych złóż węglowodorów – ropy łupkowej (ang. *shale oil*) (PwC 2013). Według informacji EIA do 2014 r. wydobycie ropy wzrośnie w USA o 25% w porównaniu

z 2012 r. i osiągnie wówczas największy od 26 lat poziom (7,9 mln bbl/d). Prognozuje się wzrost znaczenia wydobycia ropy z niekonwencjonalnych źródeł (rys. 4.4.1). Według IEA w 2017 r. Stany Zjednoczone będą największym producentem ropy na świecie. Analiza wydobycia ropy z ostatnich miesięcy potwierdza trend wzrostowy – m.in. od maja 2011 r. do maja 2013 r. nastąpił wzrost wydobycia ropy w Teksasie o 80%.

W ostatnich latach notowania cen ropy naftowej utrzymują się na wysokich poziomach – średnia wartość tego surowca wyniosła 111,6 USD/bbl (rys. 4.4.2). Wysokie ceny ropy naftowej w 2012 r. były przede wszystkim rezultatem obaw związanych z rozwojem przez Iran programu nuklearnego. W konsekwencji groziło wstrzymanie zaopatrzenia w ropę z tego regionu. Zamieszanie to wywołało potrzebę znalezienia jej alternatywnego dostawcy, ale pojawiło się też zagrożenie zablokowania cieśniny Ormuz – głównego szlaku transportu ropy z Bliskiego Wschodu (Kaliski i in. 2013). Prognozy US EIA przewidują, że w 2013 r. średnia roczna cena *spot* ropy gatunku Brent wyniesie 105,17 USD/bbl, WTI 89,54 USD/bbl, a w 2014 r. kolejno 99,25 USD/bbl i 91 USD/bbl (EIA 2013b).



Rys. 4.4.1. Prognoza produkcji paliw płynnych w podziale na źródła pochodzenia
Źródło: PwC 2013



Rys. 4.4.2. Ceny ropy naftowej Brent w latach 2010–2012 [USD/bbl]
Źródło: Kaliski i in. 2013

4.4. Ropa naftowa

Między innymi z powodu znaczącego wzrostu cen ropy naftowej, a także paliw ciekłych z niej otrzymywanych, obserwuje się stopniowe odchodzenie od wykorzystania tych paliw w sektorze energetycznym – tabela 4.4.1. Obecnie jedynie w krajach posiadających znaczne zasoby ropy i wydobywających ją na dużych skalach, paliwa ciekłe są szerzej wykorzystywane w sektorze energetycznym.

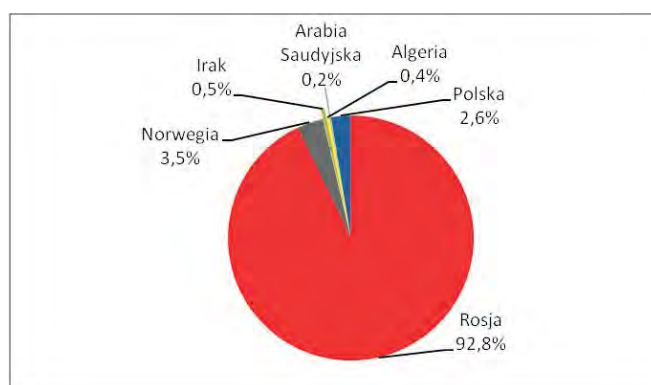
Tabela 4.4.1. Produkcja energii elektrycznej oparta na paliwach płynnych [TWh]

Kraj/Rok	1973	2000	2010	2011
Japonia	341	137	98	111
USA	336	119	48	39
Meksyk	15	94	44	48
Włochy	90	86	22	18
Francja	73	7	6	5
Niemcy	45	5	8	7

Źródło: opracowanie własne na podstawie EIA 2012.

4.4.2. Rynek ropy naftowej w Polsce

Wydobycie ropy naftowej z rodzimych złóż pokrywa jedynie w około 3% krajowe zapotrzebowanie, w zdecydowanej większości dla zbilansowania krajowych potrzeb. Ropa naftowa jest przedmiotem importu – głównie z kierunku wschodniego (w ostatnich latach udział tego kierunku w imporcie ropy kształtuje się na poziomie około 90%) – rys. 4.4.3. Ropa z kierunku wschodniego dostarczana jest rurociągami. W Polsce operatorem instalacji rurociagowych



Rys. 4.4.3. Struktura dostaw ropy naftowej do Polski 2012 r. [%]

Źródło: opracowanie własne na podstawie POPIHN 2013

jest Przedsiębiorstwo Rurociągów Naftowych PERN S.A. Obecnie wydobycie ropy naftowej jest realizowane przez PGNiG S.A., które zajmuje się wydobyciem na lądzie – głównie na tzw. Niżu Polskim, a eksploatację złoża B-3 zajmuje się spółka Lotos Petrobaltic. Łączne wydobycie wyniosło 680 tys. ton w 2012 r., w najbliższych latach spodziewany jest jego wzrost. Jest to ściśle związane zarówno z obowiązującą polityką energetyczną Polski, jak również ze strategią spółek zajmujących się wydobyciem; np. Grupa LOTOS S.A. planuje do roku 2015 na inwestycje związane z poszukiwaniem i wydobyciem węglowodorów przeznaczyć około miliarda euro, w 2015 r. wydobycie własne koncernu ma wynosić 1,2 mln ton ropy rocznie, a w roku 2020 – osiągnąć poziom 5 mln ton ropy (wydobycie ze złóż krajowych i zagranicznych). W przypadku PGNiG S.A. ten wzrost jest już zauważalny od początku 2013 r. – w I kwartale br. wydobycie ropy wyniosło 229 tys. ton i w porównaniu do analogicznego okresu z zeszłego roku wzrosło o 101 tys. ton. Wynik ten jest związany z rozpoczęciem zagospodarowania złóż Lubiaków, Międzychód, Grotów (projekt LMG), dzięki czemu wydobycie ropy zwiększy się o około 300 tys. ton/rok, zatem wydobycie krajowe zbliży się do poziomu 1 mln ton/rok, przy przerobie rocznym ropy naftowej na poziomie około 25 mln ton (PGNiG 2013; POPIHN 2013).

W tabeli 4.4.2 zestawiono bilans paliw ciekłych w Polsce. W przypadku benzyny – krajowa produkcja przewyższa zapotrzebowanie i jesteśmy eksporterem netto tego paliwa. Jeżeli chodzi o olej napędowy, to dla zbilansowania krajowych potrzeb niezbędny jest import, aczkolwiek wielkość tego importu jest zdecydowanie mniejsza niż jeszcze kilka lat temu, co związane jest z rozbudową zdolności rafineryjnych przez krajowe koncerny naftowe. Ciężki olej opałowy jest głównym paliwem eksportowanym z Polski.

Tabela 4.4.1. Wydobycie ropy naftowej w Polsce w latach 2007–2012 r. [tys. ton]

Rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Wydobycie lądowe	528	498	504	501	468	492
Wydobycie morskie	191	257	175	187	149	188

Źródło: opracowanie własne na podstawie LOTOS 2013; PGNiG 2013.

Tabela 4.4.2. Bilans paliw ciekłych w Polsce w 2012 r.

Wyszczególnienie	Produkcja	Import	Eksport	Konsumpcja
Benzyny silnikowe	5 537	596	909	5 024
Olej napędowy	13 040	1 485	407	14 289
Gaz płynny LPG	654	3 386	51	4 024
Paliwo JET	1 156	36	546	614
Lekki olej opałowy	1 299	218	–	1 121
Ciężki olej opałowy	3 111	127	2 359	709

Źródło: opracowanie własne na podstawie POPIHN 2013.

4.4. Ropa naftowa

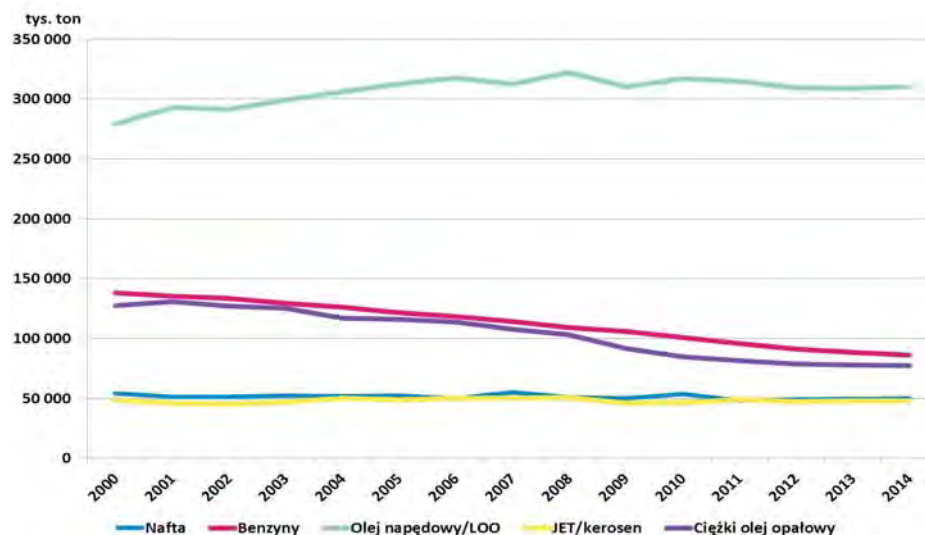
Tabela 4.4.3 przedstawia wykorzystanie paliw ciekłych w energetyce, gdzie najczęściej zużywa się ciężkiego oleju opałowego wraz z gudronem (pozostałość po destylacji próżniowej mazutu). Jednak udział tego paliwa w strukturze wsadu do elektrowni zawodowych jest znikomy i w 2011 r. wyniósł zaledwie 0,4% (paliwa węglowodorowe wykorzystuje się w kotłach energetycznych jako paliwo rozpałkowe), a w przypadku elektrowni przemysłowych ten udział jest zdecydowanie wyższy – 14,4%. Jest to związane z eksploatacją jednostek przy rafineriach bazujących na tym paliwie.

Warto chwilę poświęcić uwagę zmianom w strukturze popytu obserwowanym na rynku europejskim. Rysunek 4.4.4 pokazuje popyt na produkty rafineryjne w krajach europejskich

Tabela 4.4.3. Wykorzystanie paliw ropopochodnych w energetyce w 2009 r. i 2011 r. [tys. ton]

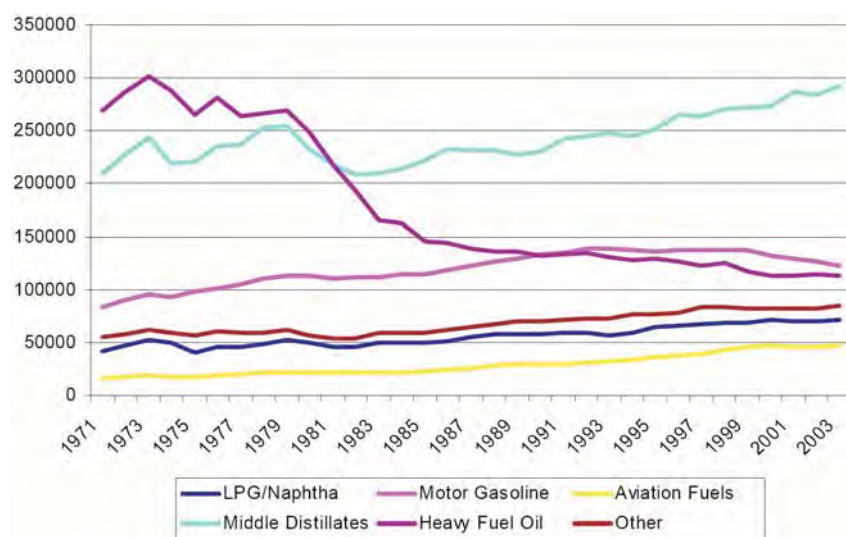
Wyszczególnienie	Olej opałowy lekki	Olej opałowy ciężki	Olej opałowy lekki	Olej opałowy ciężki
	2009 r.	2009 r.	2011 r.	2011 r.
Wytwarzanie en. el. – El. zawodowe	9,4	121,5	13,3	136,6
Wytwarzanie ciepła – El. zawodowe	1,6	17,0	1,4	16,0
Wytwarzanie en. el. – El. przemysłowe	0,8	249,1	0,5	196,2
Wytwarzanie ciepła – El. przemysłowe	4,0	80,3	3,0	122,1
Wytwarzanie ciepła – Ciepłownie zawodowe	6,2	7,3	4,0	3,0

Źródło: opracowanie własne na podstawie: GUS 2011; 2012a.



Rys. 4.4.4. Popyt na produkty rafineryjne w krajach europejskich (bez krajów WNP) 2000–2014e

Źródło: IHS CERA 2013



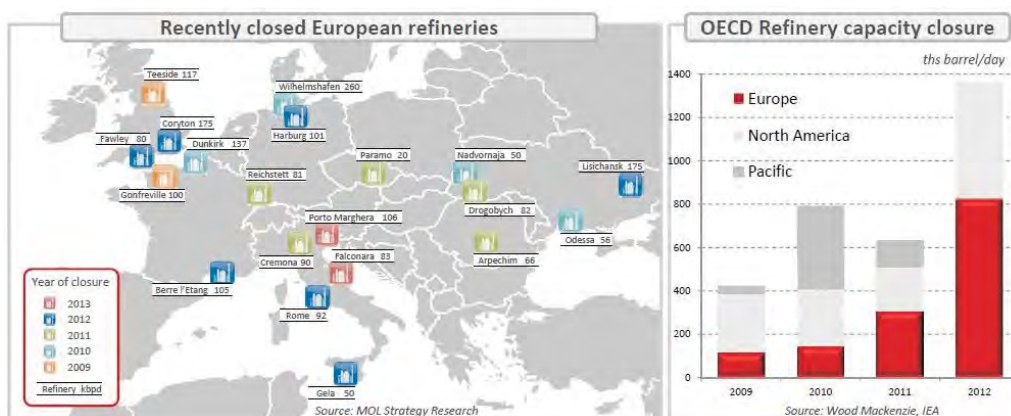
Rys. 4.4.5. Popyt na produkty rafineryjne w krajach europejskich (bez krajów WNP) w latach 1971–2003 [tys. ton]
Źródło: IHS CERA 2013

(bez krajów WNP) za lata 2000–2014 (z estymacj¹ dla tego roku przygotowan¹ przez IHS CERA). Kiedy porównamy te dane z danymi historycznymi z rysunku 4.4.5 za (IEA 2005) możemy pokusić się o obserwację, że w Europie popyt na ciężkie oleje i benzyny stabilnie maleje przy zachowanym poziomie zużycia paliw lotniczych, nafty i wzrostowej tendencji zużycia diesla i lekkich olejów opałowych.

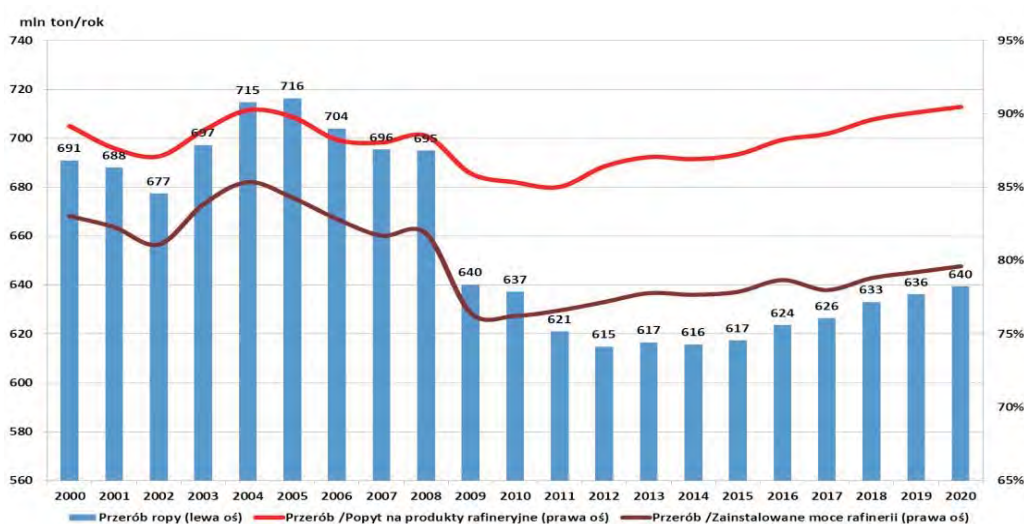
Tendencja ta jest stabilna, a drastyczne zmniejszenie importu benzyn przez rynek amerykański powoduje w Europie trwały proces zamykania mniejszych i nierentownych rafinerii. Decyduje o tym podaż ropy, gdzie zgodnie z przewidywanymi trendami (Purvin&Gertz 2008) będziemy mieli coraz więcej ropy o niższej niż obecnie zawartości siarki i o wyższym współczynniku (stopniu) API. W 2008 r. znacząco zmieniły się warunki opłacalności inwestycji w instalacje głębokiego przerobu. Dzisiejsze różnice cenowe między lekkimi i ciężkimi produktami, mimo wykazywanej od kilku lat nadwyżki nad wartościami granicznymi, nie gwarantują trwałości opłacalności inwestycji w droższe instalacje. Ponieważ cykl inwestycyjny trwa 3–5 lat wygrywają te rafinerie, które mają już działające hydrokrakery i cokery. Od 2009 r. przerób rafinerii europejskich systematycznie maleje i pozostaje około 100–110 mln ton poniżej całkowitego popytu na produkty rafineryjne w Europie. W 2012 roku zamknięto kilka rafinerii w Europie (rys. 4.4.6): Coryton (Wielka Brytania – Petroplus), Harburg (Niemcy – Shell), Arpechim (Rumunia – OMV/Petrom) i Rome (Włochy – Total/Erg).

W Rouen (Francja – Petroplus) wstrzymano przerób. W 2013 r. zamknięto Porto Marghera (Włochy – ENI) i widoczna jest dalsza restrukturyzacja przemysłu rafineryjnego. Po 2015 r. spodziewany jest wzrost przerobu związany z postkryzysowym wzrostem popytu na produkty rafineryjne, ale beneficjentem tego będą przede wszystkim instalacje w Stanach Zjednoczonych – gdzie rewolucja 3-upkowa, a szczególnie kilkukrotnie niższe ceny energii tworzą renesans dla przemysłu także rafineryjnego i petrochemicznego.

4.4. Ropa naftowa



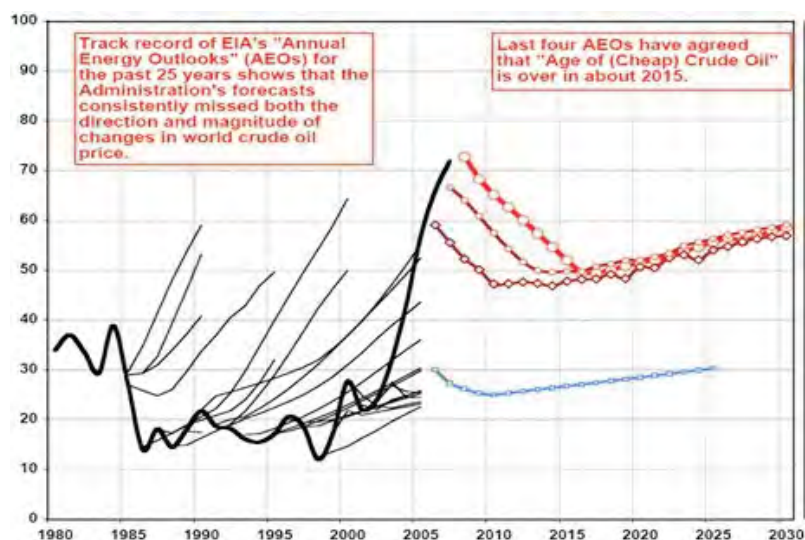
Rys. 4.4.6. Ostatnio zamknięte rafinerie w Europie. Porównanie zamykanych mocy przerobowych z Ameryką Północną i obszarem Pacyfiku
Źródło: Prezentacja MOL Group 2012



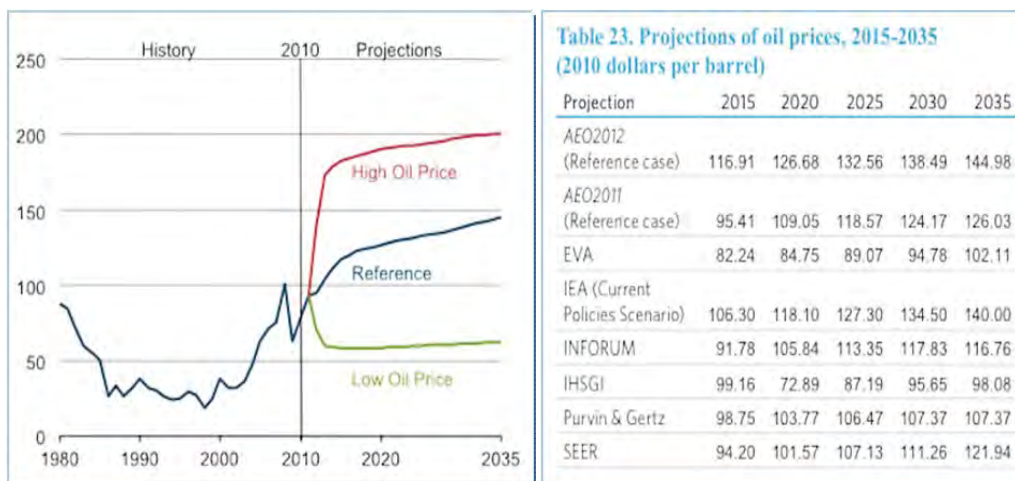
Rys. 4.4.7. Przerób ropy w rafineriach europejskich
Źródło: obliczenia własne na podstawie IHS CERA 2013

Polska jest krajem deficytowym w odniesieniu do produktów naftowych (importerem netto), głównie ze względu na popyt na średnie destylaty i pozostałe produkty naftowe (LPG, petrochemikalia). Problemem są nadwyżki lekkich destylatów (benzyn i nafty) oraz COO, które muszą być eksportowane. Poniżej przedstawiamy prognozy popytu na paliwa w Polsce przygotowane przez ISE na podstawie danych CERA (rys. 4.4.8). Rynek ropy naftowej jest rynkiem otwartym, światowym, narażonym na spekulacje. Rysunek 4.4.9 wskazuje ceny historyczne dla ropy naftowej i porównanie prognoz (rys. 4.4.10).

4.4. Ropa naftowa



Rys. 4.4.10. Zebrane historycznie prognozy cen dla ropy naftowej [USD/bb]
Źródło: EIA 2013c



Rys. 4.4.11. Dostępne bieżące prognozy cen dla ropy naftowej [USD/bb]
Źródło: EIA 2012

Rosnące koszty wydobycia wyznaczają¹ dolny poziom cen od około 85 \$/bbl. Rosnący popyt przy niskim poziomie wolnych mocy wydobywczych dodaje kolejne 5–10 \$/bbl (podobnie niski poziom wolnych mocy przerobowych). Obawy przed przerwami w dostawach spowodowanymi wydarzeniami politycznymi (Iran, Irak, Nigeria, Egipt) kieruje ceny ropy na poziom powyżej 90–100 \$/bbl, a do tego jeszcze słaby dolar i rosnąca inflacja. Dlatego nie oczekujemy drastycznego spadku cen. Widzimy rosnący udział niekonwencjonalnych (ale i znacznie bardziej

kosztownych) Źródło ropy i gazu, a energochłonność gospodarki maleje. Ponadto wolne moce produkcyjne (wydobywcze) OPEC wynoszą około 3 mbpd (ok. 3,5% światowej konsumpcji), a ponad 50% rezerw w krajach politycznie niestabilnych. Wydaje się, że kraje spoza OPEC w okresie 2–3 lat mogą zwiększyć produkcję o około 1 mbpd. Trzeba na koniec podkreślić, że zasoby węglowodorów są ogromne.

Status „wydobywalności” wciąż pozostaje nieznany. Najnowsze estymacje wskazują, iż światowa produkcja ropy będzie jeszcze wzrastała przez co najmniej dwie dekady. Czynnikiem, który w największym stopniu determinuje dostępność surowca jest prognozowana stopa wzrostu popytu, która jest wypadkową dwóch czynników:

- wzrostu gospodarczego (*in plus*),
- rozwoju technologicznego (*in minus*).

Dla potrzeb niniejszego opracowania przyjęto ceny lekkiego i ciężkiego oleju opałowego na podstawie relacji ich cen do prognozowanych cen ropy naftowej oraz relacji historycznych ich cen do ceny ropy naftowej – tabela 4.4.4. Zważywszy na wysoki udział importu ropy naftowej do Polski założono w obliczeniach, że 100% oleju opałowego wykorzystywanego przez energetykę to dostawy z zewnątrz.

Tabela 4.4.4. Prognoza cen lekkiego (LOO) i ciężkiego (COO) oleju opałowego [zł/GJ]

Wyszczególnienie	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
LOO	68,11	73,60	79,75	83,45	87,18	91,27	95,88	100,16	104,43
COO	26,90	29,62	32,09	33,58	35,09	36,73	38,59	40,31	42,03

Źródło: obliczenia własne.

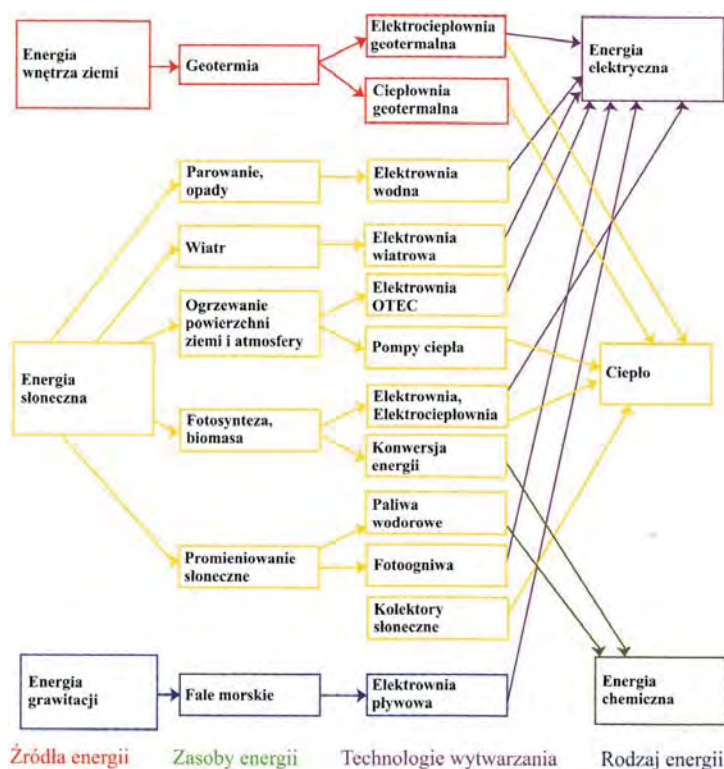
4.5. Odnawialne Źródła energii

Zgodnie z definicją zawartą w nadal obowiązującej Ustawie Prawo Energetyczne (Ustawa 1997) odnawialne źródło energii to źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych.

Wszystkie te rodzaje energii pochodzą od trzech źródeł pierwotnych, jakimi są: Słońce, Ziemia oraz Księżyc. Grawitacja Księżyca powoduje na Ziemi pływy wód, których różnice mogą być wykorzystywane w elektrowniach pływowych. Zachodzi w Ziemi rozpad izotopów powoduje wysoką temperaturę wnętrza skorupy ziemskiej, a tym samym możliwość korzystania z energii geotermalnej. Najszersze zastosowanie ma jednak energia bezpośrednio lub pośrednio pochodząca ze Słońca. Bezpośrednie promieniowanie słoneczne powoduje powo-

stawanie prądów oceanicznych, nagrzewanie się powierzchni Ziemi i atmosfery oraz umożliwia istnienie biosfery, a tym samym możliwość wykorzystania biomasy. Zmiany temperatury powodują obieg wody w przyrodzie i powstawanie wiatru. Nie można również zapominać o fakcie, że promieniowanie słoneczne można wykorzystywać bezpośrednio w celu produkcji ciepła oraz energii elektrycznej. W Polsce obecnie nie ma warunków do wykorzystania energii pochodzących z mórz i oceanów. Ponadto część tych technologii jest dopiero opracowywana. Z tego powodu w dalszej części pracy zostaną omówione tylko te najbardziej popularne OZE, które w perspektywie do 2050 roku mają największą szansę ugruntować swoją pozycję w strukturze wytwarzania energii w Polsce.

W opracowaniu pod pojęciem potencjału technicznego należy rozumieć ilość energii jaką w ciągu roku można pozyskać z krajowych zasobów za pomocą najlepszych dostępnych technologii przetwarzania energii ze źródeł odnawialnych w jej końcowe nośniki, ale z uwzględnieniem ograniczeń przestrzennych i środowiskowych. Pozostałe czynniki ograniczające potencjał techniczny, to czynniki ekonomiczne oraz rynkowe, które powodują, że nie może być on wykorzystany w pełni. Pomimo tego pojęcie potencjału technicznego jest użyteczne w oszacowaniach, jako względnie stabilne w dłuższym okresie oraz związane z aktualnym poziomem rozwoju technologii (IEO 2007).



Rys. 4.5.1. Klasyfikacja Odnawialnych Źródeł Energii
Źródło: Tytko 2011

4.5.1. Zasoby OZE, wykorzystanie i możliwości rozwoju

Źródła energii odnawialnej oraz ich zasoby, technologie i uzyskiwane formy energii finalnej przedstawia rysunek 4.5.1. Największe możliwości daje energia słoneczna. Dzięki promieniowaniu, przemianom oraz akumulacji otrzymujemy pięć podstawowych zasobów, w których najbardziej znaczące dla naszego kraju są zasoby biomasy.

W literaturze podaje się dla zasobów OZE w Polsce często bardzo rozbieżne wartości. W pracy (Energ-Sys 2008a) zestawiono wszystkie opracowania, które poparte były badaniami własnymi, od 1966 do 2007 roku. Wyniki oraz komentarz zaprezentowano w tabeli 4.5.1.

Od 2005 roku można zaobserwować dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej bazującej na OZE w Polsce (rys. 4.5.2). Największą dynamikę charakteryzuje się energetyka wiatrowa, następnie elektrownie na biomasę oraz biogazownie. Energetyka słoneczna (ogniwa PV) pojawia się od 2011 roku, jednak jej niewielki udział na poziomie 1,29 MW w 2012 roku uniemożliwia prezentację wartości mocy zainstalowanej na wykresie.

Tabela 4.5.1. Potencjał techniczny odnawialnych źródeł energii w Polsce

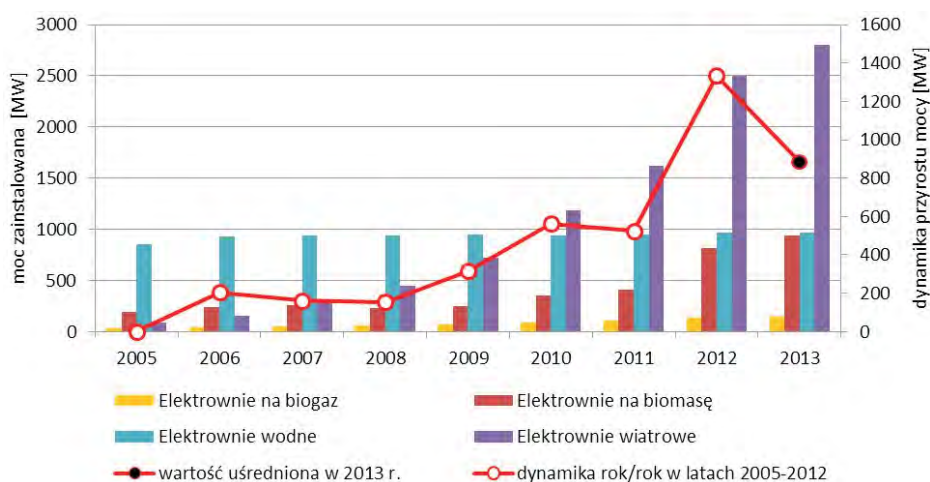
Nośnik energii	Potencjał techniczny ogółem		Potencjał dla produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego	
	PJ/rok	uwagi	PJ/rok	uwagi
1	2	3	4	5
Biomasa	2020 r. – 610* 2030 r. – 910	Założone dobre wykorzystanie biomasy leśnej, drewna odpadowego i odpadów rolniczych (słoma) dające łącznie około 400–450 PJ. Oceny zasobów upraw energetycznych przyjęto na podstawie wykonanych szacunków własnych. Wzrost potencjału w czasie występuje głównie w grupie biomasy z upraw energetycznych i w mniejszym stopniu – drewna opałowego i odpadów drzewnych	2020 r. – 360 2030 r. – 620	Część biomasy będzie zużyta na cele produkcji biopaliw na kraj i na eksport, a część biomasy będzie zużyta do celów grzewczych przez odbiorców indywidualnych Część potencjału technicznego jest trudna do wykorzystania ze względu na rozproszenie terytorialne
Energia wodna	30	Teoretycznie zasoby energii wodnej wynoszą według różnych opracowań między 30 a 50 PJ wliczając zasoby małej i dużej energetyki. Przyjęto bardziej ostrożnie dolne oszacowanie zasobów, biorąc pod uwagę, że w perspektywie 2030 roku ze względu na ograniczenia techniczno-prawne budowa wielu dużych elektrowni wodnych jest mało realna	30	Bez zmian
Zasoby geotermalne	170	Według KAPE 170 PJ stanowi raczej górną granicę eksploatacyjnych zasobów energii geotermalnej. Przyjęto bardziej ostrożne oszacowanie ze względu na dużą niepewność dotyczącą zróżnicowania warunków lokalnych	100	Ograniczone zastosowanie do produkcji energii elektrycznej (z wyłączeniem ciepła niskotemperaturowego). Praktycznie nie ma wpływu na wyniki obliczeń

Tabela 4.5.1. cd.

1	2	3	4	5
Energia wiatru	250	Założono potencjał na poziomie prezentowanym w opracowaniu KAPE. Potencjał na terenach określonych przez Inst. Meteorologii i Gospodarki Wodnej jako „wybitnie korzystne” wynosi około 180–225 PJ, a reszta – potencjał na terenach o gorszych warunkach wiatrowych. Należy zwrócić uwagę na olbrzymie rozbieżności w oszacowaniach potencjału energii wiatrowej, prawie zawsze szacowanego znacznie niżej (w granicach 35–65 PJ)	235	Rozwój energetyki wiatrowej na dużą skalę natrafia na ograniczenia techniczne ze względu na wymogi stabilności systemu elektroenergetycznego. Przy założeniu typowego dla warunków polskich wskaźnika wykorzystania mocy zainstalowanej na poziomie 25% oznacza to około 30 GW mocy zainstalowanej
Promieniowanie słoneczne	170	Ekspertyza KAPE zwraca uwagę, że mimo pozytywnych ocen niektórych technologii, np. kolektorów słonecznych, ich dotychczasowy minimalny rozwój sugeruje, że w ocenach eksperckich nie uwzględnia się wystarczająco rzeczywistych ograniczeń technicznych i ekonomicznych	30	Ocena KAPE jest dość ostrożna, niższa od większości innych oszacowań. Energia słoneczna w Polsce znajduje zastosowanie w większym stopniu do produkcji ciepła
Ogółem	2020 r. – 1230 2030 r. – 1530		2020 r. – 755 2030 r. – 1035	

* W tym 155 PJ biomasa leśna, 45 PJ – biogaz, 120 PJ – odpady roślinne i zwierzęce, 290 PJ – uprawy energetyczne (por. tab. 4.2 i 4.6).

Źródło: Energ-Sys 2008a.



Rys. 4.5.2. Moc zainstalowana w źródłach OZE w Polsce w latach 2005–2013 oraz dynamika przyrostu mocy w tym okresie
Źródło: opracowanie własne na podstawie URE 2010–2013

Wartość dynamiki przyrostu mocy zainstalowanej na wykresie (rys. 4.5.2) w 2013/2012 ma tendencję spadkową¹ w 2013 roku (do 30.06.2013 r. przybyło około 442 MW nowych mocy). Pomimo, że przyjęty na 2013 rok przyrost nowych mocy jest dwukrotnie wyższy (884 MW), należy spodziewać się, że spadek się utrzyma, gdyż przedłużają się prace nad nową ustawą¹ OZE wstrzymującą nowe inwestycje w energetyce odnawialnej.

4.5.1.1. Biomasa

Potencjał

Biomasa w Polsce ma największy potencjał techniczny ze wszystkich krajowych źródeł energii odnawialnej. Potencjał techniczny biomasy uwzględniający biomasę stałą¹ leśną¹, z rolnictwa (uprawy energetyczne oraz odpady roślinne), przetwórstwa spożywczego oraz biogazu oszacowano na 610 PJ/rok w 2020 roku i 910 PJ/rok w 2030 roku (EnerSys 2008a). Realny potencjał ekonomiczny biomasy w Polsce szacowany jest na poziomie ponad 600 PJ w roku 2020, potencjał rynkowy zaś na poziomie 533,1 PJ (dane wg Instytutu Energetyki Odnawialnej – Możliwości wykorzystania OZE w Polsce do roku 2020). Na potencjał rynkowy składają się następujące rodzaje biomasy:

- odpady stałe 149 338 TJ,
- odpady mokre (z przeznaczeniem na biogaz) 72 609 TJ,
- drewno opałowe 24 452 TJ,
- plantacje energetyczne 286 718 TJ.

Obecne pozyskanie biomasy w celach energetycznych w Polsce (dane GUS za 2009 r.) kształtuje się na poziomie:

- 217 302 TJ (biomasa stała),
- 17 847 TJ (biopaliwa ciekłe),
- 4 104 TJ (biogaz),
- 29 TJ (odpady komunalne).

W Polsce część biomasy stałej do celów energetycznych (spalanie i współspalanie) sprowadzana jest z zagranicy. Według szacunków Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi, w roku 2009 do Polski z krajów trzecich sprowadzono około 800 tys. ton biomasy w celach energetycznych. W roku 2010 było to już około 1,5 mln ton (PIGEO 2013), w 2011 r. 1,7 mln ton, a w 2012 r. przekroczyło 2 mln ton (Cmuda 2013). Tendencja ta jednak została obecnie zahamowana planowanym wycofaniem wsparcia dla technologii współspalania biomasy z węglem w elektrowniach i elektrociepłowniach.

Zakładając poziom importu biomasy stałej dla roku bazowego na poziomie 1,7 mln ton oraz średnią wartość opałową¹ 13 GJ/tonę otrzymuje się import w jednostkach energii na poziomie 22,1 PJ. W 2011 r. zużycie biomasy w energetyce (elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, przemysłowe oraz ciepłownie) wyniosło 66,4 PJ, zatem podaż krajowa była na poziomie 44,3 PJ. Całkowity potencjał biomasy leśnej jest szacowany na poziomie 11,2 mln ton, a biomasy agro na poziomie 8,8 mln ton (tab. 4.5.2).

Zatem wartość energetyczna całkowitego potencjału biomasy w Polsce odpowiadałaby 235 PJ. Biorąc jednak pod uwagę, że poziom wykorzystania tego potencjału w 2011 r. był na

Tabela 4.5.2. Potencjał biomasy leśnej oraz agro [tys. ton/rok]

Rodzaj biomasy leśnej	Polska [tys. ton/rok]	Rodzaj biomasy agro	Polska [tys. ton/rok]
Grubizna opatowa -S4 Drewno opałowe- M2	4 141,2	Słoma	4500,0
Grubizna opatowa Lasy Prywatne	115,0	Trwałe użytki zielone TUZ	3000,0
Zrębka leśna	80,0	Wieloletnie rośliny energetyczne	90,0
Karpa	0,2	Śruta rzepakowa	700,0
Odpady tartaczne Lasy Państwowe	6 598,9	Otręby	54,0
Odpady tartaczne Lasy prywatne	268,5	Zboża	500,0
Ogółem biomasa leśna	11 203,8	Ogółem biomasa agro	8844,0

Źródło: Gajewski 2012.

Tabela 4.5.3. Prognoza podaży biomasy z kraju (³¹cznie agro oraz leśnej) [PJ]

Rok	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Podaż biomasy stałej	44,3	45	55	65	80	95	110	125	140

Źródło: opracowanie własne.

poziomie niespełna 19%, to dla dalszych obliczeń założono stopniowy wzrost podaży biomasy z kraju (tab. 4.5.3).

W dokumencie rządowym (KPD, 2010) założono dla realizacji celu wskaźnikowego udziału 15% energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto następujące ilości biomasy stałej, którą należy przetworzyć w elektroenergetyce:

- 167 305 TJ w 2015 r.,
- 194 100 TJ w 2020 r.

Wykorzystanie

Wyróżnia się cztery główne kierunki energetycznego wykorzystania biomasy: 1) spalanie biomasy stałej w blokach energetycznych w elektrowniach lub elektrociepłowniach w celu produkcji energii elektrycznej (i ciepła), 2) wytwarzanie ciepła w kotłach biomasowych i piecach do celów grzewczych i technologicznych, 3) wytwarzanie gazu (biogazu, gazu syntezowego), 4) produkcja biopaliw.

Spalanie biomasy stałej w ostatnich latach w Polsce poprzez jej dodawanie do węgla w elektrowniach zapewniło wykonanie założonych celów osiągnięcia udziału zielonej energii w produkcji energii elektrycznej (Kamiński, Mirowski 2010). Efektywność tego procesu oraz jego wady wykluczają stosowanie tej techniki w energetyce zawodowej w dalszej perspektywie na dużą skalę. Miejsce współspalania zastąpi jednostki spalające 100% biomasy (tzw. kotły dedykowane na biomasę) oraz układy hybrydowe.

Z biomasy można również wytwarzać gaz w procesie fermentacji lub gazyfikacji. Pierwszy proces prowadzony w biogazowniach pozwala uzyskać biogaz o parametrach zbliżonych do gazu ziemnego. Gazyfikacja biomasy pozwala z kolei uzyskać gaz palny, którego głównym składnikiem palnym jest CO, następnie H₂ i CH₄. Z biomasy można także wytwarzać biopaliwa, które stanowi¹ częściowo substytuty lub dodatki do paliw konwencjonalnych (biodiesel i bioetanol) lub jako paliwa znajduj¹ce zastosowanie w nowych technologiach (biowodór czy biometanol stosowane m.in. w ogniwach paliwowych).

Możliwości rozwoju

Biomasa w Polsce ma największe szanse rozwoju. Czynniki determinuj¹cymi ten rozwój jest niewykorzystany wysoki potencjał polskiego rolnictwa (tab. 4.5.5) w zakresie produkcji roślin energetycznych, możliwości wykorzystania odpadów rolniczych, możliwości podaży lasów państwowych i prywatnych w zakresie sortymentów drewna przeznaczonych na cele energetyczne.

Zastosowanie biomasy jako paliwa, zwłaszcza w dużych źródłach spalania o mocy od 50 MW pozwala na ograniczenie (w Polsce około 90 obiektów) emisji CO₂ w bilansie krajowym. Jest to ważny element możliwości redukcji CO₂, przy utrzymaniu zakładanego poziomu produkcji energii elektrycznej.

Warunkiem rozwoju biopaliw wytwarzanych z biomasy jest rozwój badań w zakresie pozyskiwania i przetwarzania substratów nie stanowi¹cych konkurencji dla żywności (paliwa II generacji).

4.5.1.2. Biogaz

Potencjał

Potencjał wytwórczy biogazu rolniczego w Polsce szacowany na podstawie analiz jednostek podległych MG i MRiRW z produktów ubocznych rolnictwa i pozostałościach przemysłu rolno-spożywczego wynosi około 1,7 mld m³/rok (MG i MRiRW 2010).

W biogazowniach przy oczyszczalniach ścieków, ze względu na niekorzystne zapisy dotyczące osadów ściekowych jako odpadów, wytwarzanie energii nie jest obecnie objęte wsparciem, jak w przypadku pozostałych instalacji OZE. Często uzysk biogazu oraz zmienność jego strumienia w czasie powoduje, że przedsiębiorstwa nie decyduj¹ się na przyłączenie do sieci i wytwarzanie energii elektrycznej, koncentruj¹c się na wykorzystaniu biogazu na potrzeby własne. Biogazownie wysypiskowe oraz biogazownie przy oczyszczalniach ścieków w prognozach Ministerstwa Gospodarki, do 2020 roku osiągn¹ maksymalnie 30 MW mocy zainstalowanej, a produkcja odpowiednio 105 GWh i 90 GWh. Dlatego też w modelu nie uwzględniono przyrostu nowych mocy opartych na biogazie pochodzącym z oczyszczalni oraz wysypisk śmieci. Stabilność pracy tych źródeł nie jest tak dobra, jak w przypadku biogazowni rolniczych.

Wykorzystanie i możliwości rozwoju

W Krajowym Planie Działania w zakresie OZE (KPD 2010) przyjęto, że w Polsce objętość powstałej serwatki wynosi około 2 mld l/rok. Ilość energii, jak¹ można uzyskać z serwatki

Tabela 4.5.4. Porównanie wybranych substratów do produkcji biogazu

Parametr/Substrat	Jedn.	Wywar gorzelniczy	Serwatka	Melasa	Wytłoki owocowe	Odpady poubojowe
Łączna produkcja biogazu	m ³ /rok	6 195,00	2 967,00	37 973,30	18 558,06	37 170,00
Łączna produkcja metanu	m ³ /rok	3 717,00	1 780,20	22 785,18	11 134,83	22 302,00
Produkcja metanu	m ³ /h	0,42	0,20	2,60	1,27	2,55
Uwodnienie mieszanki	%	93,00	94,60	18,33	63,10	64,00
Teoretyczne zapotrzebowanie na wodę do rozcieńczenia	t/rok	brak	brak	580,56	207,50	200,00
Całkowita produkcja ciepła	GJ/rok	48,19	23,08	295,38	144,35	289,11
Całkowita produkcja e. el.	MWh _e /rok	11,83	5,67	72,51	35,43	70,97

Źródło: obliczenia z zastosowaniem kalkulatora Mazowieckiej Agencji Energii (MAE 2013).

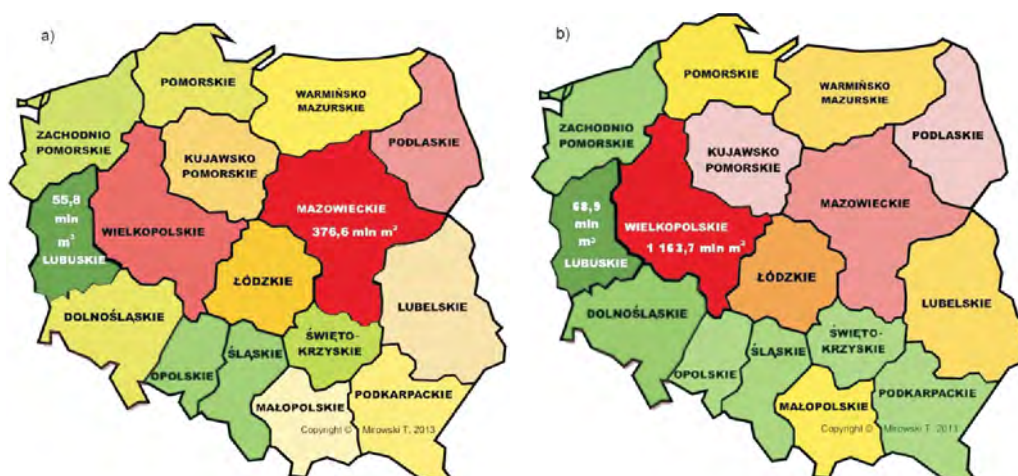
Tabela 4.5.5. Potencja³ techniczny bioenergii możliwy do wyprodukowania przez polskie rolnictwo [TJ]

Województwo	Ogółem	Biopaliwa stałe	Biogaz
Wielkopolskie	36 647	2 268	34 379
Mazowieckie	28 237	1 699	26 538
Podlaskie	23 569	5 120	18 449
Lubelskie	21 179	8 875	12 304
Kujawsko-Pomorskie	19 798	3 280	16 518
Dolnośląskie	18 589	13 734	4 855
Łódzkie	16 412	1 650	14 762
Zachodniopomorskie	15 842	11 000	4 842
Opolskie	13 760	8 611	5 149
Warmińsko-Mazurskie	12 688	2 636	10 052
Pomorskie	12 387	4 694	7 693
Podkarpackie	9 448	3 248	6 200
Małopolskie	7 778	1 239	6 539
Lubuskie	7 359	4 489	2 870
Śląskie	7 174	2 727	4 447
Świętokrzyskie	7 035	1 703	5 332
Polska	225 562	45 028	180 534

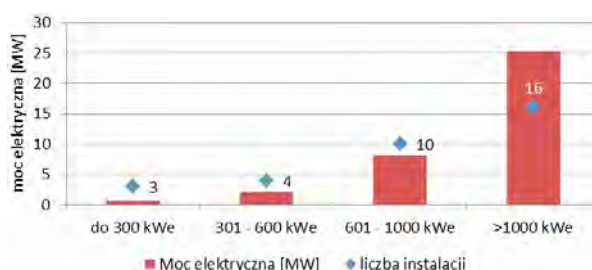
Źródło: MRiRW 2013.

w naszym kraju, wykorzystując proces fermentacji metanowej mierzą się w przedziale 198–560 GWh/rok. Planowane biogazownie, fermentujące pozostałości przemysłu mleczarskiego, ze względów ekonomicznych powinny być budowane w miejscu powstania takich odpadów organicznych. W tabeli 4.5.4 przedstawiono przykład wielkości wytworzonej energii elektrycznej oraz ciepła w biogazowni utylizacyjnej, stosując wybrane substraty do produkcji biogazu. Wielkości porównawcze produktywności różnych substratów uzyskano przy założeniu jednakowej kaloryczności biogazu ($9,17 \text{ kWh/m}^3$), sprawności cieplnej 0,43 oraz elektrycznej agregatu 0,38.

W tabeli 4.5.5 zestawiono techniczny potencjał rolnictwa w Polsce. Możliwości rozwoju biogazowni rolniczych, pomimo wielu zmian legislacyjnych ułatwiających procesy inwestycyjne, napotykają na pewne ograniczenia. Przede wszystkim jest to bariera technologiczna (instalacje trudniejsze w eksploatacji niż pozostałe OZE) oraz lokalizacyjna i społeczna (syndrom NIMBY – ang. *Not In My Backyard*, co oznacza „nie na moim podwórku”, a w Polsce jest znane także jako „nie w moim ogródku”).



Rys. 4.5.3. Mapy potencjału technicznego biogazu z produktów ubocznych i pozostałości z produkcji rolnej wytwarzanego z a) roślin, b) zwierząt



Rys. 4.5.4. Liczba instalacji biogazowych rolniczych w Polsce według wybranych przedziałów mocy elektrycznej [stan na 22.08.2013]
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych ARR 2013

Potencjał techniczny biogazu podany w układzie województw na rysunku 4.5.3 dotyczy substratów do jego produkcji z traw zielonych i pastwisk oraz liści buraków, ziemniaków ziemniaczanych i ziemniaków, a także z produkcji zwierzęcej.

W Polsce, inaczej niż u naszych zachodnich sąsiadów, rozwój biogazowni rolniczych zapoczątkowały duże instalacje o mocach 1–2 MW_e (rys. 4.5.4). Należy oczekiwać, że ta tendencja odwróci się i w przyszłości będą powstawały przede wszystkim jednostki do 600 kW_e.

4.5.1.3. Energia wiatru

Potencjał

Potencjał teoretyczny z uwzględnieniem ograniczeń środowiskowych wynosi dla morskich farm wiatrowych 20 GW. Do 2020 roku – zakłada się w raporcie (IEO 2009) – potencjał ekonomiczny wyniesie 7,5 GW, a rynkowy 1,5 GW.

Dla farm budowanych na lądzie znacznie lepsze wartości potencjału. Do 2020 r. potencjał techniczny produkcji energii elektrycznej z wiatru ma wynieść 698 TWh na lądzie (19 TWh na morzu). Potencjał ekonomiczny dla elektrowni wiatrowych na lądzie oszacowano na 15% potencjału technicznego, czyli 105 TWh.

Wykorzystanie i możliwości rozwoju

Wśród źródeł wykorzystujących odnawialne zasoby energii obecnie dynamicznie rozwija się energetyka wiatrowa. W roku 2012 na ponad 44 GW nowych mocy zainstalowanych w Unii Europejskiej 26% przypada na energetykę wiatrową. Wynika to bezpośrednio z polityki poszczególnych krajów członkowskich. W sumie w UE zainstalowano obecnie ponad 110 000 MW w elektrowniach wiatrowych. Wzrost udziału energii wytworzonej w źródłach wykorzystujących zasoby odnawialne stał się ważnym celem Unii Europejskiej, czego przejawem jest dyrektywa 2009/28/WE, która ustanowiła wszystkim krajom wiążące cele w zakresie produkcji energii ze źródeł odnawialnych do roku 2020 (Surma i in. 2011).

Także w Polsce odnotowano znaczny przyrost mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych. Moc zainstalowana w źródłach odnawialnych wynosi obecnie ponad 4000 MW, w tym ponad 2800 MW to źródła wiatrowe. Prognozy rozwoju sektora energetycznego przewidują dynamiczny rozwój energetyki odnawialnej, w tym także energetyki wiatrowej.

Polska, jako kraj o dobrych warunkach wiatrowych posiada potencjał rozwoju energetyki wiatrowej i rozpatrywana jest przez inwestorów, jako kraj o dużych możliwościach rozwoju. Analizując potencjał energetyki wiatrowej oraz dostosowując technologie pod ten potencjał warto zauważyć, że miejsca pod inwestycje elektrowni wiatrowych w tzw. dobrych lokalizacjach, tj. o wysokich średnich prędkościach wiatru, są ograniczone, a często przy tym już wykorzystywane. Tymczasem według danych meteorologicznych, obszary na których występują średnie i niskie prędkości wiatru stanowi ponad dwie trzecie powierzchni Europy. Wśród producentów technologii energetyki wiatrowej trwają prace nad optymalizacją oraz dostosowaniem generatorów wiatrowych do tych warunków. Stąd obecny postęp technologiczny nowych turbin wiatrowych o coraz większych średnicach wirnika.

Duże szanse upatruje się także w rozwoju energetyki wiatrowej lokalizowanej na obszarach morskich.

W Polsce – biorąc pod uwagę uwarunkowania sieciowe, które stanowią jedną główną barierę rozwoju tej gałęzi według PSE, operatora sieci przesyłowej – trwają prace i analizy nad przyłączeniem do roku 2020 około 2 GW w tych źródłach oraz prace studyjne nad budową tzw. szyny bałtyckiej, która w perspektywie po roku 2020 ułatwi przyłączenie kolejnych mocy *offshore*.

4.5.1.4. Energia wody

Potencjał

Potencjał energetyczny rzek polskich wynosi (Sobolewski 2010):

- teoretyczny – 23 TWh/rok,
- techniczny – 12 TWh/rok,
- ekonomiczny – 8 TWh/rok.

W Polsce pracują trzy elektrownie szczytowo-pompowe: Ćarnowiec o mocy 716 MW, Poręba-Ćar o mocy 540 MW oraz Ćydowo o mocy 150 MW. Pozostałe jednostki to elektrownie zbiornikowe i przepływowe zawodowe, prywatne oraz zbiornikowe z członem pompowym, których moc wynosi około 966 MW. Do tych ostatnich produkujących energię elektryczną z dopływu naturalnego i z pompowania zalicza się elektrownie: Solina o mocy 200 MW, Niedzica o mocy 93 MW oraz Dychów o mocy 90 MW.

Największy potencjał posiada rzeka Wisła wraz z dopływami – 80% całego potencjału, Odra 18%, a inne rzeki 2%. Około 34% zasobów krajowych występuje na dolnej Wiśle i w związku z tym w minionych latach projektowana była Kaskada Dolnej Wisły, w skład której miało wejść osiem elektrowni o łącznej mocy 1340 MW i rocznej produkcji energii elektrycznej 4207 GWh.

Projektowane elektrownie wodne Kaskady Dolnej Wisły:

- Wyszogród – 174 MW, 483 GWh/rok,
- Plock – 126 MW, 407 GWh/rok,
- Włocławek – 162 MW, 700 GWh/rok,
- Ciechocinek – 162 MW, 483 GWh/rok,
- Solec Kujawski – 145 MW, 413 GWh/rok,
- Chełmno – 159 MW, 440 GWh/rok,
- Opalenie – 206 MW, 720 GWh/rok,
- Tczew – 206 MW, 561 GWh/rok.

Dotychczas wybudowana została tylko jedna elektrownia, Włocławek, a zamiast Ciechocinka projektowany jest stopień Nieszawa.

Przewidywany przyrost mocy w 2020 roku w stosunku do 2010 wyniesie w elektrowniach wodnych o mocy:

- < 1 MW – 40 MW,
- 1 MW do 10 MW – 60 MW,
- > 10 MW – 0 MW.

Jedną z nielicznych obecnie realizowanych inwestycji jest elektrownia wodna o mocy 4 MW, która powstanie na budowanym obecnie zbiorniku Ćwinna Poręba.

Wykorzystanie i możliwości rozwoju

Potencjał ekonomiczny rzek Polski obecnie wykorzystywany jest w około 27%. Przewidywany ³¹czny wzrost mocy wyniesie 100 MW, a produkcja energii elektrycznej z elektrowni wodnych zaliczanych do OZE wzrośnie do 2599 GWh/rok (Sobolewski 2010). W perspektywie do 2050 roku można założyć, że przyrost ten utrzyma się i w stosunku do 2011 roku przyrost mocy wyniesie 400 MW. Będą to małe elektrownie wodne, gdyż duże obiekty w obecnej sytuacji prawnej (ochrona środowiska, ochrona gatunków zagrożonych itd.) nie będą budowane (przykładem jest wspomniana Kaskada Dolnej Wisły).

4.5.1.5. Energia Słoneczna

Potencjał

Energia promieniowania słonecznego wykorzystywana jest do produkcji elektryczności lub do ogrzewania. Energia słoneczna docierająca do granicy atmosfery ziemskiej wynosi 1,39 kW/m². Przechodzić przez zewnętrzną warstwę atmosfery zmierzając w kierunku powierzchni Ziemi, część jej jest rozpraszana, odbijana lub pochłaniana przez chmury, pyły. Z tego powodu w słoneczny, bezchmurny dzień do powierzchni dociera około 1 kW/m². Ponadto ilość docierającego promieniowania słonecznego jest zależna od pory dnia, roku czy też szerokości geograficznej.

Potencjał techniczny promieniowania słonecznego w Polsce jest bardzo trudny do oszacowania. Według (Energo-Sys 2008a) oszacowany został na 170 PJ/rok. Inne Źródła podają wartość potencjału teoretycznego odnosząc się do terenów zamieszkałych, która wynosi 27 188 PJ/rok (MRR 2011).

Najpowszechniej stosowanym rozwiązaniem do produkcji energii elektrycznej z promieniowania słonecznego są panele fotowoltaiczne (PV). Wykorzystywane jest w nich zjawisko fotowoltaiczne, zachodzące w półprzewodnikach na skutek promieniowania słonecznego. Niestety, przy obecnym poziomie techniki sprawności konwersji energii słonecznej w elektryczną w popularnych ogniwach PV zazwyczaj nie przekracza 20%, co powoduje konieczność wykorzystywania dużej powierzchni (1 MW_p zajmuje powierzchnię otwartą od 1,2–1,4 ha). Zaletą jest jednak możliwość wykorzystania powierzchni dachu lub fasady budynku.

Wykorzystanie i możliwości rozwoju

Wymogi związane z efektywnością energetyczną budynków nowo powstających oraz modernizowanych skłaniają inwestorów do instalowania ciepłych kolektorów słonecznych, które obniżają wskaźnik zużycia energii pierwotnej do ogrzewania i wytwarzania ciepłej wody w budynku. Obserwowana w ostatnich latach dynamika rozwoju tego sektora OZE jest skutkiem spadku cen, dostępności oraz wsparciem finansowym państwa. W dokumencie KPD przyjęto, że w budownictwie udział energii z OZE średnio wyniesie 15% w 2020 roku. Założono także wzrost udziału energii z kolektorów słonecznych (dział: ciepłownictwo i chłodnictwo) z 1,88 PJ w 2011 roku do 21,18 PJ w 2020 roku. W 2011 roku zamontowanych kolektorów słonecznych było 637 MW mocy cieplnej obejmujących powierzchnię 909 tys. m².

Rynek ogniw fotowoltaicznych (PV) w 2012 roku w Europie wskazuje na wyraźne rozdzielanie udziałów instalacji naziemnych (montowanych na otwartej przestrzeni) 28%, instalacjami

komercyjnymi z udziałem 32%, instalacjami przemysłowymi 19% oraz w sektorze mieszkalnictwa 21% (EPIA 2013).

4.5.1.6. Energia geotermalna

Polska posiada znaczny potencjał i zasoby energii geotermalnej, wielokrotnie przewyższające potrzeby energetyczne kraju, jednak przeważająca ilość wód geotermalnych charakteryzuje się niską entalpią i wysoką mineralizacją. To determinuje kierunki możliwego ich wykorzystania w lecznictwie i ciepłownictwie oraz do celów rekreacyjnych (kąpieliska) przy niewielkim wykorzystaniu do produkcji energii elektrycznej (choć w szczególnych przypadkach można również rozważać produkcję energii elektrycznej w kogeneracji z ciepłem w instalacjach binarnych niewielkiej mocy, przy zastosowaniu wód o temperaturach 80–100°C (Kępińska 2011).

Potencjał rynkowy wykorzystania energii geotermalnej w 2030 roku wynosi (w zależności od źródła danych) 10–20 PJ. W Polsce istnieje szereg geotermalnych zakładów ciepłowniczych zaopatrujących w ciepło odbiorców indywidualnych oraz pobliskie zakłady i jednostki użyteczności publicznej.

W 2011 r. całkowita moc zainstalowana w ciepłowniach geotermalnych wynosiła około 144 MW_t, z czego około 61 MW_t przypadało na geotermię (wymienniki ciepła, absorpcyjne pompy ciepła). Całkowita sprzedaż ciepła wyniosła w 2010 r. około 551 TJ, z czego około 370 TJ stanowiło ciepło geotermalne, a pozostała część pochodziła ze źródeł szczytowych (gazu ziemnego, oleju opałowego, biomasy). Dla instalacji w uzdrowiskach i ośrodkach rekreacyjnych całkowita moc i ilość zużytego ciepła geotermalnego w 2010 r. szacowano na około 3,5 MW_t i 36 TJ. Sumaryczna moc cieplna zainstalowana i oszacowana we wszystkich instalacjach geotermalnych wynosiła około 150 MW_t, z czego około 66 MW_t generowane było z wód geotermalnych, a pozostała ilość ze źródeł tradycyjnych lub biomasy.

Według (KPD 2010) wkład energii geotermalnej w dostarczanie energii w Polsce miał wynieść w 2011 roku od 1,1–2,0 PJ. Tymczasem całkowita ilość sprzedanego lub zużytego ciepła obejmująca wszystkie jego źródła wynosiła około 612 TJ, w tym udział geotermii wynosił około 432 TJ (PSG 2012). Wysokie koszty wierceń powodują, że rozwój ciepłowni geotermalnych jest ograniczony.

Pompy ciepła („pytka geotermia”) cechują się umiarkowanym rozwojem, chociaż w ostatnich kilku latach obserwuje się nieco szybszy wzrost ich instalowania. Brakuje jednak całościowych statystyk. W 2008 r. było to co najmniej 180 MW_t zainstalowanej mocy cieplnej i co najmniej 1000 TJ produkcji ciepła. Według informacji z różnych źródeł do 2009 r. zainstalowano około 17 000–20 000 pomp ciepła różnego rodzaju, zarówno geotermalnych, jak i aerotermalnych (PSG 2012).

Przyszłość energetyki geotermalnej zdeterminowana jest ekonomiką wytwarzania energii w warunkach lokalnych z uwzględnieniem warunków makroekonomicznych. Bez dedykowanych programów wsparcia, ciepłownie geotermalne nie stanowią konkurencyjnego źródła energii.

Wykorzystanie geotermii rozwijać się będzie w Polsce jako uzupełnienie oferty turystyczno-rekreacyjnej (baseny geotermalne), zwłaszcza w rejonach, gdzie jakość wody pozwala na jej

wykorzystanie (po odebraniu ciepła) jako wody komunalnej, co pozwala na uniknięcie kosztownego procesu zatracania jej do górotworu.

4.5.2. Moce zainstalowane i produkcja energii elektrycznej

Obecnie w Polsce największy udział w mocy zainstalowanej mają elektrownie wiatrowe. W wytwarzaniu energii elektrycznej oraz ciepła zdecydowanie przeważa na tle wszystkich OZE ma biomasa. Najbardziej cenne z punktu widzenia operatora sieci przesyłowej OSP są źródła stabilne pod względem pracy ciągłej. Do takich źródeł zaliczają się elektrownie i elektrociepłownie biomasowe, biogazowe oraz elektrownie wodne (grupa 1). Energetyka wiatrowa oraz fotowoltaika, umownie zakwalifikowane do grupy 2, należą do źródeł, których praca silnie uzależniona jest od warunków pogodowych. Nie można zatem uznać, że one konkurencyjne w stosunku do źródeł zaliczonych do grupy 1. Pierwsza w Polsce elektrownia fotowoltaiczna o mocy 1 MW_p wyprodukowała w 2012 roku około 1137 MWh energii elektrycznej.

W tabeli 4.5.6 przedstawiono moce zainstalowane instalacji koncesjonowanych OZE w Polsce w latach 2010–2012. Największą dynamikę wzrostu charakteryzują się elektrownie wiatrowe, których liczba w przeciągu 2 lat wzrosła o niemal 70%. Porównując moc zainsta-

Tabela 4.5.6. Zestawienie mocy zainstalowanych w instalacjach OZE na podstawie wydanych koncesji przez Urząd Regulacji Energetyki w latach 2010–2012

Rodzaj źródła	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]			Liczba instalacji		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Elektrownie na biogaz*	82,884	88,144	99,465	144	156	170
Elektrownie na biomasę	356,190	409,680	820,7	18	19	27
Elektrownie PV	0,033	1,125	1,29	3	6	9
Elektrownie wiatrowe	1 180,272	1 616,361	2 496,748	413	526	696
Elektrownie wodne	937,044	951,390	966,103	727	746	770
Współspalanie**	–	–	–	41	47	43
Łącznie	2 556,423	3 082,043***	4 384,306	1 346	1 515	1 715

* Nie uwzględnia danych dot. 15 instalacji (2011) i 29 instalacji (2012) wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.

** Ze względu na różne przedziały procentowego udziału biomasy (w całkowitym strumieniu paliwa), w odniesieniu do tych instalacji, nie podano całkowitej mocy zainstalowanej.

*** Wartość uwzględnia dane dot. 15 instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Prezesa ARR.

Źródło: URE 2011–2013.

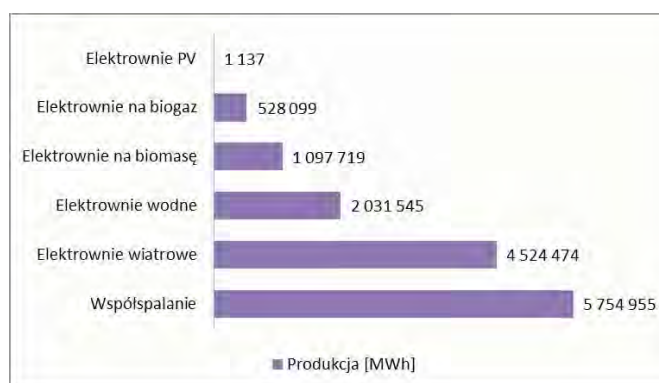
lowan¹ na podstawie przyznanych koncesji oraz moc zainstalowan¹ w KSE, można założyć, że około 60% mocy jest przy³¹czone do sieci wysokich i najwyższych napięć. Pozostałe instalacje oparte na nośnikach odnawialnych przy³¹czone s¹ do lokalnych OSE lub nie pracuj¹ na sieć.

W tabeli 4.5.7 zestawiono strukturę mocy zainstalowanych w KSE w okresie 2010–2012. Największy przyrost mocy przypada na Źródła OZE.

Tabela 4.5.7. Struktura mocy zainstalowanej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [MW]

Wyszczególnienie	Stan na dzień		
	31.12.2010 r.	31.12.2011 r.	31.12.2012 r.
Ogółem	35 756	37 367	38 046
Elektrownie zawodowe	32 304	32 937	35 560
Elektrownie zawodowe ciepłe	30 083	30 716	30 721
• na węglu kamiennym	20 377	20 152	20 152
• na węglu brunatnym	8 772	9 630	9 635
Gazowe	934	934	934
Elektrownie zawodowe wodne	2 221	2 221	2 221
Elektrownie przemysłowe	2 486	2 486	2 486
Źródła wiatrowe i inne odnawialne	966	1 943	2 617

Źródło: PSE 2013b.



Rys. 4.5.5. Wielkość produkcji energii elektrycznej z poszczególnych nośników energii odnawialnej w Polsce w 2012 roku
Źródło: URE 2011–2013

4.6. Paliwo jądrowe

4.6.1. Założenia dotyczące budowy elektrowni jądrowych w Polsce

Program budowy elektrowni jądrowych w Polsce ma być ponownie uruchomiony po wielu latach. Polityka energetyczna Polski do 2030 roku (PEP 2030) przewiduje dywersyfikację struktury paliwowej produkcji energii elektrycznej poprzez budowę elektrowni jądrowych. Przygotowania do budowy są trudne, a terminy realizacyjne ulegają przesunięciom. Trwają dyskusje na temat kształtu i terminów realizacyjnych energetyki opartej na atomie, choć determinacją rzędu by powstały elektrownie jądrowe wydaje się być coraz większa. Zmienia się też pogląd co do niezbędnej liczby elektrowni i możliwych terminów ich uruchomienia. Z badań Agencji Rynku Energii (ARE 2011) wynika, że optymalnym rozwiązaniem jest budowa trzech elektrowni o łącznej mocy 4,5 GW. Proponowane rozwiązanie jest wynikiem optymalizacji kosztów wytwarzania w systemie energetycznym. Natomiast według najnowszego projektu Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ), który jest w fazie uzgodnień międzyresortowych, a przyjęcie przez rząd może nastąpić pod koniec 2013 roku, przewiduje się budowę dwóch elektrowni, a pierwszy blok pierwszej elektrowni powinien zostać oddany do użytku w 2024 roku (MG 2013c). Ponieważ kształt i rozmiar energetyki jądrowej nie są jeszcze przesądzone – jako, że PPEJ nie jest jeszcze przyjęty – do prowadzonych badań modelowych przyjęto trzy różne warianty budowy elektrowni jądrowych.

1. Wariant REF (referencyjny) – zakłada, że elektrownie o mocy 1,5 GW każda będą budowane tylko w przypadku, gdy wskaźnik na to wyniki optymalizacji systemu, przy przyjętych następujących ograniczeniach:
 - sumaryczna moc budowanych elektrowni będzie nie większa niż 4,5 GW (maksymalnie 3 elektrownie powstaną do 2050 roku),
 - cykl oddawania do eksploatacji poszczególnych elektrowni trwa 5 lat, co oznacza, że maksymalny przyrost mocy w okresie pięcioletnim to 1,5 GW.
2. Wariant MIX – zakłada podjęcie decyzji politycznej o budowie trzech elektrowni (razem 4,5 GW) – oddawanych do eksploatacji kolejno w latach 2025, 2030 i 2035, co oznacza, że ich uwzględnienie w analizowanym scenariuszu stanowi wymuszenie.
3. Wariant MAX – dopuszcza budowę po jednej elektrowni jądrowej w każdym z okresów pięcioletnich począwszy od roku 2025, o ile wyniki optymalizacji systemu na to wskażą.

4.6.2. Ocena możliwości pozyskiwania uranu ze źródeł krajowych

Powrót do koncepcji budowy elektrowni jądrowych w Polsce sprawi, że aktualne stało się pytanie o możliwości wytwarzania paliwa z wykorzystaniem krajowych zasobów rud uranu, co

wymaga uruchomienia kopalni. Możliwość eksploatacji rud uranu w Polsce zależy od kilku czynników, przy czym najważniejsze z nich to dostępność złóż i koszty wydobycia uranu. Względy dotyczące bezpieczeństwa energetycznego mają mniejsze znaczenie, ponieważ wydobyty uran zanim trafi do reaktora musi zostać poddany procesom konwersji i wzbogacania. Dopiero z tak przygotowanego materiału produkuje się pręty paliwowe. Polska w chwili obecnej nie dysponuje technologią pozwalającą na przygotowanie paliwa jądrowego z rudy uranowej, dlatego paliwo do planowanych elektrowni jądrowych będzie musiało być importowane lub przygotowywane przez zagraniczne firmy z rodzimego uranu. Bardzo mało prawdopodobne jest, że Polska do 2050 roku wejdzie w posiadanie technologii pozwalającej na samodzielny produkcję paliwa jądrowego. Biorąc to pod uwagę wykorzystanie krajowych złóż uranu raczej nie ma wpływu na wzrost bezpieczeństwa energetycznego Polski, dlatego jedynym uzasadnieniem podjęcia eksploatacji krajowych złóż uranu byłoby niższe od ceny rynkowej koszty wydobycia uranu. Z tego powodu w analizie skupiono się na kosztach wydobycia uranu w przyszłej hipotetycznej kopalni.

4.6.2.1. Zasoby uranu

Poszukiwania złóż uranu w Polsce rozpoczęły się w 1948 roku. Badania z 1956 roku prowadzone przez Państwowy Instytut Geologiczny, dotyczące formacji Górnośląskiego Zagłębia Węglowego i formacji fosforytów, a także badania w odwiertach na Niżu Polskim pozwoliły na odkrycie uranu w niższych formacjach ordowiku na Podlasiu (złóżce Rajsk) oraz w utworach triasowych Synkiliny Przybaltyckiej i Sudetach (Okrzeszyn, Grzmićca, Wambierzyce) (Nieć 2009; Solecki i in. 2010).

Najbardziej perspektywicznym złóżem jest odkryte w latach 1967–1976 złóżce uranu Rajsk położone w rejonie Białowieży na terenie Zapadliska Podlaskiego. Udokumentowano obszar 16 km². Zmineralizowane łupki o średniej miąższości około 2,5 m zalegają na głębokości od 400 m do 1800 m. Średnia zawartość uranu wynosi 70 g na tonę. Łupki te występują na powierzchni około 1900 km². Obliczone zasoby bilansowe wynoszą 1444 tony uranu, a pozabilansowe 3880 ton. Progностyczne zasoby uranu do głębokości 800 m ocenia się na 88 850 ton pierwiastka (Nieć 2009; Solecki i in. 2010).

Według szacunków OECD w Polsce możliwe jest pozyskanie 100–105 tys. ton rud uranu. Dane w tabeli 4.6.1 przedstawiają informacje z dawnych badań geologicznych. Najnowsze reinterpretacje geologiczne z lat 2009–2010 wskazują, że Polska nie posiada zidentyfikowanych konwencjonalnych zasobów o znaczeniu gospodarczym. Pewne przesłanki wskazują na możliwość występowania złóż uranu, ale nie ma perspektywy odkrycia złóż, które mogłyby być ekonomicznie wykorzystane (Nieć 2009; Solecki i in. 2010).

Najbardziej perspektywiczne obszary do występowania złóż uranu to mierzewa Wielana oraz tereny położone do 100 km na południe od niej (Nieć 2009; Solecki i in. 2010).

W Polsce także możliwy jest odzysk uranu występującego jako domieszka do pokładów miedzi w rejonie Lubin–Sieroszowice. Zawartość uranu w rudzie wynosi tam około 60 ppm, przy zawartości miedzi 2%. Całkowite zasoby rudy to 2400 mln ton, miedzi 48 mln ton, a uranu 144 000 ton (WNA).

Tabela 4.6.1. Zasoby rudy uranowej w Polsce

Region w Polsce	Zasoby zidentyfikowane [Mg uranu nat.]	Zawartość uranu w rudzie [ppm]	Zasoby prognozowane [Mg uranu nat.]
Rajsk	5 320	250	88 850
Synklina przybaltycka			10 000
Okrzeszyn	940	500–1 100	
Grzmiąca w Głuszycy Dolnej	790	500	
Wambierzyce	220	236	2 000

Źródło: Uranium 2012.

Do dalszej analizy przyjęto założenie, że przyszła kopalnia zostanie zlokalizowana na złożu Rajsk posiadającym 5320 ton uranu i zawartości uranu w rudzie wynoszącym 0,025%. Z uwagi na niewielkie zasoby uranu w wymienionym złożu i znaczną głębokość zalegania najefektywniejszym sposobem wydobycia uranu będzie wykonanie otworów wiertniczych i łągowanie złoża.

4.6.2.2. Metoda wyznaczenia kosztów wydobycia

W celu wyznaczenia kosztów wydobycia uranu posłużono się metodą pozwalającą określić jednostkowy uśredniony koszt jego wydobycia. Obliczając koszty wydobycia uranu, uwzględniono wszystkie koszty generowane przez kopalnię w całym okresie jej życia, tj. koszty związane z nakładami inwestycyjnymi, koszty kapitału, koszty eksploatacji i konserwacji oraz koszty likwidacji.

Na całkowite nakłady składają się:

- nakłady na budowę kopalni,
- nakłady na budowę obiektów i instalacji pomocniczych.

Koszty operacyjne dzielą się na:

- koszty operacyjne kopalni,
- pozostałe koszty operacyjne.

Koszty kapitału przyjęto na poziomie zero uznając, że inwestycja jest w całości finansowana ze środków własnych, natomiast dla kosztów likwidacji przyjęto wartość równą 5% nakładów inwestycyjnych na podstawie benchmarku projektów górniczych.

Dane dotyczące jednostkowych nakładów inwestycyjnych (na jednostkę zdolności wydobywczych) na budowę kopalni i budowę pozostałych obiektów infrastruktury o charakterze pomocniczym aproksymowano liniowo otrzymując funkcje, na podstawie których określono wielkość nakładów w zależności od planowanych zdolności produkcyjnych P . Otrzymane funkcje mają postać:

$$\text{Jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę kopalni} = -3,744 \cdot \ln(P) + 106,3$$

Jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę pozostałych obiektów = $100,36 \cdot P^{-0,912}$

Pozostałe jednostkowe koszty operacyjne zależą od syntetycznego wskaźnika W wyrażonego wzorem:

$$W = (\text{zdolności wydobywcze kopalni [mln ton]} \cdot \text{zawartość uranu w rudzie [\%]}) / (\text{stężenie koncentratu [\%]} - \text{straty w czasie procesu ekstrakcji [\%]})$$

Dane dotyczące pozostałych jednostkowych kosztów operacyjnych – podobnie jak w przypadku nakładów inwestycyjnych – aproksymowano liniowo, otrzymując funkcję zależną od wskaźnika W , mającą postać:

$$\text{Pozostałe jednostkowe koszty operacyjne} = 32,923 \cdot e^{-147,7 \cdot W}$$

Dane dotyczące kosztów operacyjnych kopalni nie są dostępne, dlatego dokonano pewnego założenia upraszczającego. Na podstawie analizy dostępnej literatury, opracowań i raportów ustalono wartość tych kosztów na poziomie 17 USD/lb tlenku uranu przy wydobyciu wynoszącym 1 mln ton rudy uranowej o zawartości uranu wynoszącej 0,025%. Przyjęto, że wartość tych kosztów dla innych zdolności wydobywczych kopalni można przeliczyć na podstawie proporcji do pozostałych jednostkowych kosztów operacyjnych.

Z uwagi na niepewność oszacowań wszystkich z wymienionych kosztów, wynikającą z braku realizacji podobnych projektów w kraju i dużego wpływu warunków geologicznych na końcową wartość kosztów wydobycia oraz niewielką liczbę danych, na podstawie których jest robione to oszacowanie, określono dla kosztów i nakładów wartość odchylenia standardowego. Dla jednostkowych kosztów operacyjnych kopalni przyjęto taką samą wartość odchylenia standardowego jak dla pozostałych jednostkowych kosztów operacyjnych. W tabeli 4.6.3 zestawiono wielkości odchylenia standardowych wyrażone w procentach dla poszczególnych kategorii.

Oszacowano roczne zapotrzebowanie na uran (przyjmując, że powstaną 2 elektrownie o mocy 3000 MW każda i sprawności 36% przy dyspozycyjności Źródła na poziomie 85% oraz wypalenie paliwa w tych elektrowniach będzie osiągało 60 000 MWd/tona uranu) w wysokości 702 tony. Aby móc wyprodukować tyle uranu ze złoża o zawartości pierwiastka w rudzie wynoszącej 0,025% i stratach w procesie ekstrakcji na poziomie 20,5 % konieczne jest wy-

Tabela 4.6.3. Odchylenie standardowe nakładów inwestycyjnych i kosztów

Kategoria	Odchylenie standardowe [%]
Jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę kopalni	10,8
Jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę infrastruktury pomocniczej	55,2
Jednostkowe koszty operacyjne kopalni	22,1
Pozostałe jednostkowe koszty operacyjne	22,1

Źródło: opracowanie własne.

dobycie 3,54 mln ton rudy uranowej rocznie. Wartość ta została przyjęta jako nominalna zdolność wydobywcza kopalni. Stężenie koncentratu przyjęto na poziomie 75%.

Na podstawie tych danych i aproksymowanych funkcji oraz odchyłeń standardowych ustalono wielkość nakładów inwestycyjnych (tab. 4.6.4). Wartości minimalne i maksymalne wyznaczono jako plus/minus podwójne odchylenie standardowe. Zapewnia to, że wartość nakładów z prawdopodobieństwem 95% mieści się między wartością minimalną i maksymalną.

Podobnie jak w przypadku nakładów określono wartość pozostałych jednostkowych kosztów operacyjnych (tab. 4.6.5).

Nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne, z uwagi na ich niepewność, wyrażono rozkładami prawdopodobieństwa. Dla wszystkich kategorii przyjęto rozkład BetaPERT, dla którego wartości charakterystyczne przyjęto zgodnie z tabelami 4.6.4 i 4.6.5.

Przyjęto, że korelacja między nakładami inwestycyjnymi wynosi 0,5, tak samo jak korelacja między kosztami operacyjnymi (0,5), natomiast korelację między kosztami operacyjnymi i nakładami założono na poziomie równym 0.

Jednostkowe koszty wydobycia są sumą jednostkowych kosztów operacyjnych, pozostałych jednostkowych kosztów operacyjnych i sumy jednostkowych nakładów inwestycyjnych powiększonych o 5% (koszty likwidacji). Jednostkowe nakłady inwestycyjne są wyznaczone jako iloczyn nakładów rocznych i wielkości rocznej produkcji uranu.

Biorąc pod uwagę wielkość zasobów złoża Rajska i poziom wydobycia wynoszący 702 tony uranu rocznie, można ustalić, że zasoby te wystarczą na około 7,6 lat.

Symulację przeprowadzono wykorzystując program Crystal Ball, wykonując 10 000 powtórzeń. Wynikiem symulacji jest rozkład prawdopodobieństwa jednostkowych kosztów wydobycia uranu w analizowanej kopalni przedstawiony na rysunku 4.6.1.

Tabela 4.6.4. Wartość nakładów inwestycyjnych

Kategoria	Wartość najbardziej prawdopodobna [mln USD]	Wartość minimalna [mln USD]	Wartość maksymalna [mln USD]
Nakłady inwestycyjne na budowę kopalni	359,55	281,59	437,50
Nakłady inwestycyjne na budowę infrastruktury pomocniczej	112,17	17,70	236,08

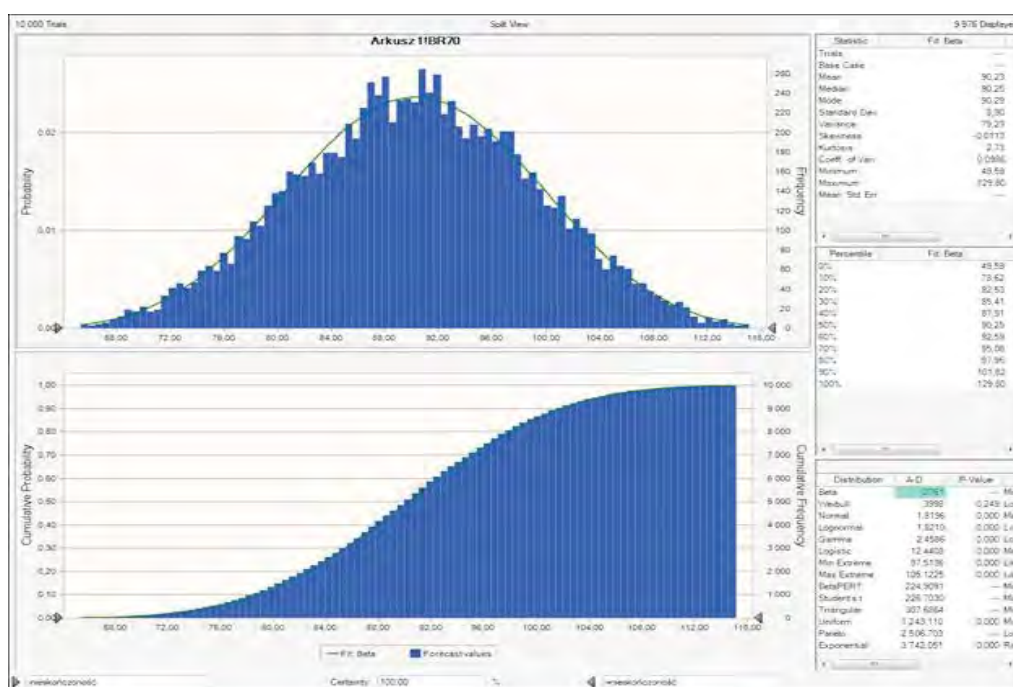
Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.6.5. Wartość kosztów operacyjnych

Kategoria	Wartość najbardziej prawdopodobna [USD/lb uranu]	Wartość minimalna [USD/lb uranu]	Wartość maksymalna [USD/lb uranu]
Jednostkowe koszty operacyjne kopalni	16,89	9,44	24,34
Pozostałe jednostkowe koszty operacyjne	30,58	17,09	44,07

Źródło: opracowanie własne.

4. Dostępność krajowych nośników energii pierwotnej



Rys. 4.6.1. Rozkład kosztów wydobycia uranu w analizowanej kopalni [USD/lb uranu]

Źródło: opracowanie własne

Średni koszt wydobycia funta uranu w 2013 roku szacowany jest na około 90 USD według cen z 2011 roku. Przeprowadzono serię symulacji dla kolejnych lat, uwzględniając wzrost jednostkowych kosztów operacyjnych o 0,5% rocznie.

Na podstawie prognozy cen uranu (patrz rozdział 4.6.3) i otrzymanych rozkładów prawdopodobieństwa jednostkowych kosztów wydobycia określono prawdopodobieństwo osiągnięcia kosztów wydobycia niższych od cen rynkowych uranu (tab. 4.6.6).

Analiza tabeli wskazuje, że wydobycie uranu w Polsce może być opłacalne dopiero po 2050 roku. Tym samym należy przyjąć, że do 2050 roku realizacji inwestycji w zakresie budowy kopalni uranu nie będzie uzasadniona ekonomicznie. W prowadzonych badaniach przyjęto, że paliwo jądrowe do polskich elektrowni atomowych będzie pochodziło z importu.

Tabela 4.6.6. Prawdopodobieństwo osiągnięcia kosztów wydobycia niższych od cen rynkowych uranu

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Stara prognoza cen [USD/lb uranu]	42,1	50,0	56,3	62,4	67,5	74,5	92,0	136,6
Prawdopodobieństwo osiągnięcia kosztów wydobycia niższych od cen rynkowych uranu [%]	0	0	0,1	0,2	0,3	2	27	100

Źródło: opracowanie własne.

4.6.3. Prognoza cen paliwa jądrowego w perspektywie 2050

W kosztach paliwa uranowego uwzględnia się obok kosztów rudy uranowej U_3O_8 , koszty jej przetworzenia na gazowy sześciofluorek uranu UF_6 , koszty wzbogacenia w izotop U^{235} oraz koszty produkcji elementów paliwowych (Nuclear... 2009). Około połowę kosztów paliwa jądrowego stanowi koszty wzbogacania i produkcji elementów paliwowych. Pozostała część kosztów związana jest z zakupem uranu naturalnego. Koszty konwersji mają marginalne znaczenie. Koszty transportu z uwagi na wysoką koncentrację energii w jednostce masy paliwa oraz brak trudności technicznych są pomijalnie małe. Na podstawie obecnych wartości wszystkich składników cenowych określono strukturę ceny paliwa jądrowego (tab. 4.6.7).

Tabela 4.6.7. Struktura ceny paliwa jądrowego przy obecnych cenach

Składniki ceny paliwa jądrowego	Udział w cenie paliwa jądrowego [%]	Ceny w USD na tonę paliwa
Cena uranu (U_3O_8)	41,93	961 096
Konwersja do UF_6	4,08	93 590
Wzbogacanie	33,91	777 338
Produkcja paliwa	20,07	460 000

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych UxC 2013; WISE 2013.

Na rysunkach 4.6.2, 4.6.3 i 4.6.4 przedstawiono, jak historycznie kształtowały się ceny uranu, usług konwersji i wzbogacania.

Większość światowego zapotrzebowania na usługi konwersji uranu do postaci UF_6 zapewniają cztery firmy działające w Kanadzie, Francji, Rosji, Wielkiej Brytanii i Stanach Zjednoczonych. W 2012 roku światowe zdolności konwersji oszacowano na około 76 000 ton uranu, co znacznie przewyższało globalny popyt na usługi konwersji szacowany na około

Rys. 4.6.2. Cena uranu w formie ośmiowartkowego trójuranu(V) (U_3O_8) w latach 1988–2013

Źródło: UxC 2013



Rys. 4.6.3. Cena usługi wzbogacania uranu w latach 1995–2013
Źródło: UxC 2013



Rys. 4.6.4. Cena usługi konwersji uranu w latach 1995–2013
Źródło: UxC 2013

56 000 ton uranu. Ocenia się, że w 2020 roku popyt ten osiągnie poziom 83 000 ton uranu (EURATOM 2013).

Według analityków, obecne zdolności konwersji wraz z planowanymi do realizacji projektami dotyczącymi rozbudowy mocy konwersji pozwolą zaspokoić globalny popyt do 2030 roku. Pewne obawy dotyczą możliwości pojawienia się niedoborów zdolności konwersji obejmują okres po 2026 roku, dlatego konwersja pozostaje krytycznym etapem w cyklu paliwa jądrowego. Jednak z uwagi na marginalne znaczenie tego składnika w finalnej cenie paliwa jądrowego, nawet znaczny wzrost cen w tym zakresie nie będzie miał istotnego znaczenia dla końcowej ceny paliwa jądrowego (EURATOM 2013).

Pomimo spadku popytu, po wypadku w Fukushima, rynek wzbogacania uranu pozostawał stabilny w 2012 roku. Obecne zdolności w zakresie wzbogacania wynoszą około 65 000 TSW i przewyższają popyt wynoszący w 2012 roku 50 000 TSW. Szacuje się, że nadmiar podaży jest wystarczający do pokrycia zapotrzebowania do roku 2020. Planowane są jednak realizacje nowych inwestycji, co zwiększy zdolności w zakresie wzbogacania uranu. W 2012 roku

pomimo spadku popytu, ruszy³a realizacja planowanych projektów inwestycyjnych w zakresie wzbogacania (EURATOM 2013).

Najwiêkszymi zdolnoœciami produkcyjnymi w zakresie produkcji paliwa jądrowego (prêtów paliwowych) dysponuj¹ UE (Francja, Niemcy, Hiszpania, Szwecja i Wielka Brytania), Rosja i USA, ale paliwo jest równie¿ produkowane w innych krajach, czêsto na podstawie licencji. Pojawiaj¹ siê równie¿ na rynku nowe przedsiębiorstwa zajmuj¹ce siê produkcj¹ prêtów paliwowych (EURATOM 2013).

Przyjêto, ¿e ceny konwersji i wzbogacania oraz produkcji paliwa utrzymuj¹ siê na sta³ym poziomie przez ca³y okres prognozy. Za³o¿enie to przyjêto na podstawie analizy sytuacji na rynku. Prognozowana jest dalsza rozbudowa mocy przetwórczych w zakresie konwersji i wzbogacania uranu, co zwiêkszy i tak znaczne nadwy¿ki istniej¹cych mocy przetwórczych. W d³u¿szej perspektywie czasu powinno to ustabilizowaæ ceny us³ug wzbogacania i konwersji. Niewiele informacji jest natomiast na temat us³ug produkcji prêtów paliwowych, a dane s¹ ma³o wiarygodne, dlatego za cenê us³ugi produkcji prêtów paliwowych przyjêto wartoœæ, która charakteryzuje wysoki poziom ceny za tê us³ugê.

Przyjêto do prognozy ceny wynosz¹ odpowiednio:

- cena konwersji: 10 USD/kg uranu,
- cena wzbogacania: 112 USD/SWU,
- cena produkcji prêtów paliwowych: 460 USD/kg uranu.

Kluczowe znaczenie dla finalnej ceny paliwa jądrowego maj¹ ceny uranu, które s¹ wynikiem gry popytu i poda¿y.

Wed³ug (Uranium 2012) przysz³e zapotrzebowanie na uran wed³ug scenariusza High i Low do 2035 roku ksztaltuje siê tak jak to przedstawiono w tabeli 4.6.8. Przyjêto do dalszej analizy scenariusz poœredni, który reprezentuje zapotrzebowanie bêd¹ce œredni¹ ze scenariuszy High i Low.

W wyniku aproksymacji danych z tabeli 4.6.8 dokonano oszacowania zapotrzebowania na uran do 2050 roku i zestawiono w tabeli 4.6.9.

Tabela 4.6.8. Prognoza zapotrzebowania na uran w tonach

Rok		2011	2015	2020	2025	2030	2035
Prognoza zapotrzebowania na uran według scenariuszy [Mg]	Low		69 890,0	77 850	86 280,0	92 215,0	97 645
	High		75 755,0	91 400	108 375,0	123 160,0	136 385
Średnia ze scenariuszy High i Low		65 180*	72 822,5	84 625	97 327,5	107 687,5	117 015

* Rzeczywiste zapotrzebowanie w roku 2011

Źródło: Uranium 2012.

Tabela 4.6.9. Prognoza zapotrzebowania na uran do 2050 roku w tonach

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Prognoza zapotrzebowania na uran [Mg]	72 565	85 272	96 938	107 561	117 143	125 684	133 182	139 638

Źródło: opracowanie własne.

Część uranu dostarczanego na rynek w dalszym ciągu pochodzi ze źródeł wtórnych, w tym z zapasów uranu naturalnego i wzbogaconego, uranu pochodzenia militarnego, regeneracji wypalonego paliwa jądrowego i powtórnego wzbogacania uranu. Jednak jego ilość z roku na rok maleje. Mimo że recykling przetworzonego uranu (ERU) i plutonu (MOX) będzie nadal odgrywać istotną rolę w zaspokojeniu zapotrzebowania na paliwa jądrowego oczekuje się, że trend spadkowy będzie kontynuowany z powodu coraz mniejszych zapasów uranu militarnego. Prognozy podaży uranu ze źródeł wtórnych przedstawiono w tabeli 4.6.10, gdzie zestawiono dane z dwóch źródeł literaturowych (EURATOM 2013).

W przeszłości, odzyskiwanie uranu i plutonu z przerobu wypalonego paliwa było powszechne w kilku krajach. Obecnie jest wykonywane rutynowo tylko we Francji i Rosji, głównie dlatego, że jest stosunkowo kosztowne. W 2012 roku wykorzystanie przetworzonego uranu i plutonu było ograniczone. Szacuje się, że około 200 ton paliwa ERU i MOX jest wykorzystane rocznie, co stanowi około 2% nowego paliwa jądrowego i jest odpowiednikiem około 2 000 ton wydobywanego uranu (EURATOM 2013).

Na podstawie obu prognoz wyliczono średnią wartość uranu dostarczanego na rynek ze źródeł wtórnych. Dane aproksymowano liniowo otrzymując funkcję, którą ekstrapolowano. Na podstawie otrzymanego równania funkcji oszacowano ilość uranu ze źródeł wtórnych do roku 2050.

Różnica między zapotrzebowaniem na uran a ilością dostępnego uranu ze źródeł wtórnych odpowiada ilości uranu jaka musi zostać pozyskana w kopalniach uranu na świecie. W tabeli 4.6.12. zestawiono wartości prognoz wielkości wydobywania uranu w kopalniach.

Największe zasoby uranu posiada Australia, na drugim miejscu znajduje się Kazachstan, a na trzecim Kanada. W 2012 roku, światowa produkcja naturalnego uranu osiągnęła poziom

Tabela 4.6.10. Zestawienie prognoz ilości uranu pozyskanego ze źródeł wtórnych

Rok		2015	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Prognoza ilości uranu dostarczanego na rynek ze źródeł wtórnych [Mg]	*	14	14	14	14	14	14	14	13	12,5	12	11,5	11
	**	11,4	8,0	5,5	5,5	6,1	5,5	6,1	5,5	6,1	5,5	6,1	5,5
Średnia		12,7	11,0	9,7	9,7	10,1	9,7	10,1	9,2	9,3	8,7	8,8	8,2

* Uranium 2009

** Metal... 2013

Źródło: Uranium 2009; Metal... 2013.

Tabela 4.6.11. Prognoza uranu pozyskiwanego ze źródeł wtórnych do 2050 roku

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Prognoza ilości uranu dostarczanego na rynek ze źródeł wtórnych [Mg]	12 682	10 977	10 068	8 227	7 100	6 100	5 300	4 500

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.6.12. Prognoza zapotrzebowania na uran pozyskiwany z kopalń

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Prognoza zapotrzebowania na uran z kopalni [Mg]	59 883	74 295	86 869	99 334	110 043	119 584	127 882	135 138

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 4.6.13. Wielkość zasobów w zależności od kosztu wydobycia

Koszty wydobycia [USD/kg uranu]	Wielkość zasobów w 2011 roku [tys. Mg]
< 40	680,9
< 80	3 078,5
< 130	5 327,2
< 260	7 096,6

Źródło: Uranium 2012.

58 500 ton, z czego w Kanadzie wydobyto około 20,5%, w Kazachstanie ponad 36%, a w Australii nieco ponad 19% (WNA). Dostępne, potencjalne zasoby uranu są ogromne. Natomiast możliwość wykorzystywania tych zasobów określona jest przez poziom kosztów ich wydobycia. W tabeli 4.6.13 zestawiono wielkość dostępnych zasobów uranu w zależności od poziomu kosztów wydobycia.

Przy wzroście cen należy uwzględnić możliwość pozyskiwania bardziej rozproszonego uranu, w tym uranu z wody morskiej. Szacuje się, że wydobyty w ten sposób uran powinien kosztować około 300 USD/kg. Rezerwy „morskiego” uranu są tak duże, że można je uznać za niewyczerpalne (Adamov i in. 2007).

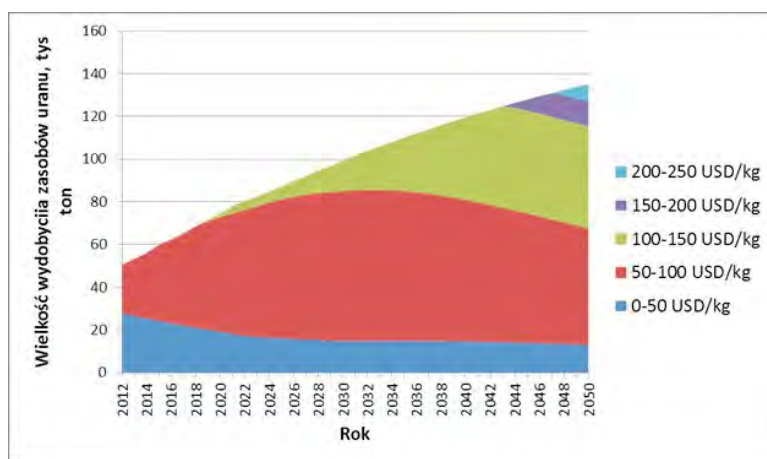
W świetle przewidywanego długoterminowego wzrostu popytu na uran i spadku dostępności uranu z wtórnych źródeł, istotne jest, aby nowe projekty były realizowane zgodnie z planem. W 2012 – z powodu spadku cen uranu i chwilowego spadku popytu po awarii w Fukushima – miały miejsce opóźnienia w zakresie realizacji planowanych inwestycji, niemniej jednak projekty inwestycyjne w zakresie zwiększenia zdolności wydobywczych są prowadzone.

Zdolności produkcyjne istniejących i planowanych do oddania kopalni osiągną poziom ponad 95 000 ton uranu w 2020 roku, a następnie spadną do około 65 000 ton uranu w 2035. Jednak całkowite przewidywane zdolności produkcyjne (w tym planowane i potencjalne do budowy kopalni) mogą szybko osiągnąć wielkość ponad 130 000 ton uranu w 2020 roku, po czym zaczną powoli spadać osiągając około 110 000 ton uranu w 2035 roku (Uranium 2012). Niemniej jednak prognozy te są oparte na obecnie znanych zasobach uranu, które najprawdopodobniej będą uzupełnione o nowe odkrycia w przyszłości.

Wielkość zasobów z roku na rok ulega zmianie z tytułu ich wydobycia i odkrywania nowych zasobów. Przyjęto, że co roku wielkość odkrycia zasobów powoduje wzrost zasobów w stosunku do ilości zasobów w roku poprzednim o 0,13%. Przyjęto również, że koszty wydobycia z roku na rok będą rosły średnio o 0,5%.

Krzywe kosztów wydobycia uranu w 2013 i po roku 2020 charakteryzują¹ strukturę wydobycia uranu z kopalń o różnych kosztach. Założono, że struktura wydobycia z każdym rokiem ulega zmianie w stosunku do roku poprzedniego. Charakter i tempo zmian ustalono na podstawie krzywych kosztów wydobycia uranu w 2013 i po roku 2020 (Metal... 2013). Założono, że rynkowa cena uranu jest równoważna z marginalnym kosztem wydobycia.

Na rysunku 4.6.5 przedstawiono, z jakich zasobów uranu (według kategorii kosztowych) będzie prowadzone wydobycie w kolejnych latach aż do 2050 roku.



Rys. 4.6.5. Prognoza wielkości wydobycia uranu według kosztowych kategorii zasobów do roku 2050
Źródło: opracowanie własne

Wielkość wydobycia uranu z poszczególnych źródeł podzielonych według kosztowych kategorii pozwala określać przyszłą³¹ cenę uranu. Prognozę cen uranu przedstawiono w tabeli 4.6.14.

Tabela 4.6.14. Prognoza cen uranu do 2050 roku

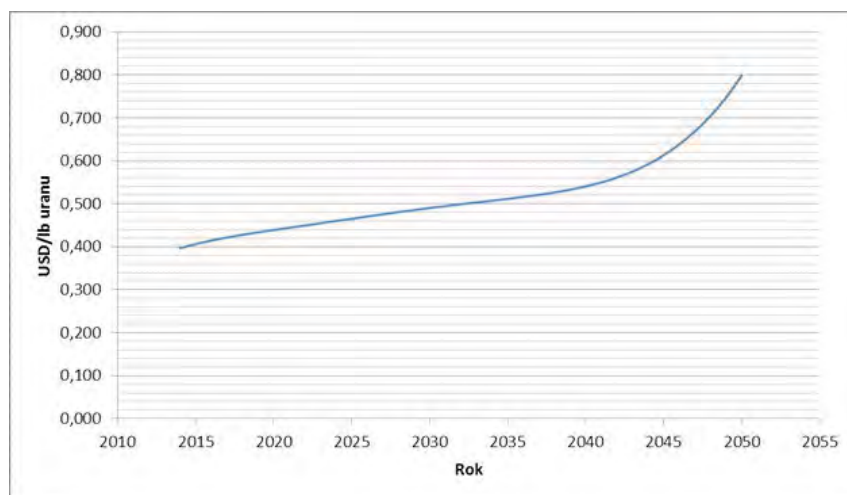
Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Prognoza cen uranu [USD/lb uranu]	42,1	50,0	56,3	62,4	67,5	74,5	92,0	136,6

Źródło: opracowanie własne.

Prognoza cen uranu daje podstawy do oszacowania przyszłych cen paliwa jądrowego. Przyjęto w analizie poziom wypalenia paliwa jądrowego równy 60 000 MWd/Mg uranu. Wartość ta odpowiada wartościom, jakie podają producenci reaktorów jądrowych III generacji. Straty konwersji przyjęto na poziomie 0,5%, a wzbogacenie na poziomie 4%. Na rysunku 4.6.6 przedstawiono prognozę cen paliwa jądrowego do roku 2050.

Do ceny nie jest wliczony koszt utylizacji odpadów radioaktywnych, szacuje się go na poziomie 0,217 USD/GJ, a do prognozy przyjęto, że nie ulegnie on zmianie. W tabeli 4.6.15 przedstawiono przyjęte¹ wartości cen paliwa jądrowego w perspektywie roku 2050.

4.6. Paliwo jądrowe



Rys. 4.6.6. Prognoza cen paliwa jądrowego do 2050 roku
Źródło: opracowanie własne

Tabela 4.6.15. Prognoza cen paliwa jądrowego w USD/GJ
w cenach stałych dla 2011 roku*

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Prognoza cen paliwa jądrowego [USD/GJ]	0,623	0,656	0,682	0,707	0,728	0,757	0,83	1,015

* Z uwzględnieniem kosztów utylizacji odpadów radioaktywnych
Źródło: opracowanie własne.

5. Jednostki wytwórcze energii elektrycznej i ciepła

5.1. Wprowadzenie

Parametry techniczne oraz ekonomiczne technologii energetycznych są jednym z najistotniejszych czynników determinujących strukturę mocy i produkcji energii elektrycznej i ciepła. W niniejszej pracy uwzględnione zostały koszty własne wytwórców energii elektrycznej, pominięte natomiast zostały koszty społeczne (np. koszty związane z negatywnym oddziaływaniem zanieczyszczeń na zdrowie człowieka i środowisko, które nie są całkowicie zinternalizowane w kosztach działalności przedsiębiorstw). Koszty możemy podzielić w zależności od ich reagowania na wielkość produkcji na: (i) koszty stałe (zasadniczo niezależne od wielkości produkcji) oraz (ii) koszty zmienne (silnie związane z wielkością produkcji). Koszty stałe obejmują przede wszystkim wynagrodzenia i świadczenia, koszty amortyzacji i inne koszty ogólnozakładowe. Koszty zmienne obejmują m.in. koszty paliwa produkcyjnego oraz jego zakupu (tj. głównie transportu) oraz koszty korzystania ze środowiska. Innym dość powszechnie stosowanym podziałem jest podział na koszty krańcowe krótko- i długookresowe. Koszty krańcowe ukazują zmiany kosztów całkowitych przy wzroście produkcji o jednostkę. Koszty krańcowe krótkookresowe uwzględniają możliwości produkcji w obiektach istniejących i obejmują koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej. W warunkach konkurencji doskonałej na ich podstawie podejmowane są decyzje o rozdziale obciążenia w elektrowniach. Natomiast koszty krańcowe długookresowe odpowiadają kosztom rozbudowy zdolności wytwórczych w celu zaspokojenia przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, które wykracza poza zdolności wytwórcze jednostek istniejących. Obejmują więc one oprócz kosztów zmiennych, również koszty stałe nowych elektrowni. W pracach obejmujących modelowanie rozwoju systemu energetycznego pewnym standardem jest przedstawienie założeń kosztowych w podziale na poszczególne komponenty, tj. nakłady inwestycyjne, koszty zmienne poza paliwowymi, koszty paliwa oraz koszty stałe. Nakłady inwestycyjne podawane są zazwyczaj jako tzw. OVN (ang. *overnight costs*), które zakładają, że elektrownia zostanie wybudowana w jedną noc, czyli bez uwzględnienia kosztów finansowych powstających w okresie jej budowy. Elektrownie o niskich kosztach zmiennych dostarczają do systemu przeważającą część energii elektrycznej, pracują z prawie niezmiennym obciążeniem w większości dni w roku i z tego powodu nazywane są podstawowymi. Elektrownie, które zmieniają dość znacznie swe obciążenie w dolinach zapotrzebowania na energię nazywane są podszczytowymi. Elektrownie, które charakteryzują się niskimi kosztami stałymi i wysokimi kosztami zmiennymi, pracują jedynie w okresach szczytowego obciążenia, należą do tzw. elektrowni szczytowych. Wyróżnia możemy również

elektrownie, które posiadają priorytet w wytwarzaniu energii elektrycznej niezależnie od kosztów (tzw. *must-run*), do których należą technologie bazujące na odnawialnych źródłach energii.

W tym rozdziale przedstawiono jednostki wytwórcze, które zostały ujęte w badaniach scenariuszowych struktury paliwowej w perspektywie roku 2050, a więc jednostki istniejące w roku 2011, jednostki które obecnie są na różnych etapach budowy i będą funkcjonować w analizowanym okresie oraz jednostki wytwórcze energii elektrycznej i ciepła, które w wyniku modelowania wybrane zostały jako te, które będą musiały powstać w przyszłości, aby zaspokoić krajowy popyt na energię. Charakterystyka tych jednostek skoncentrowana jest na danych niezbędnych do właściwego ich opisanie z punktu widzenia badań modelowych, a komentarze ograniczają się do uzasadnienia przyjętych poziomów parametrów.

5.2. Funkcjonujące elektrownie i elektrociepłownie

Sektor wytwarzania energii elektrycznej i ciepła jest reprezentowany w modelu na poziomie poszczególnych elektrowni (model TIMES-PL) lub bloków energetycznych (model PolPower) oraz technologii reprezentatywnych (agregatów) w przypadku pozostałych jednostek wytwórczych. Syntetyczne zestawienie uwzględnionych w modelu elektrowni oraz agregatów technologii zaimplementowanych w modelu TIMES-PL zamieszczono w tabeli 5.2.1. Zestawienie bloków energetycznych zaimplementowanych w modelu PolPower umieszczono w Załączniku 1.

Tabela 5.2.1. Jednostki wytwórcze funkcjonujące w krajowym sektorze wytwarzania energii elektrycznej (stan na 31.12.2011 r.).

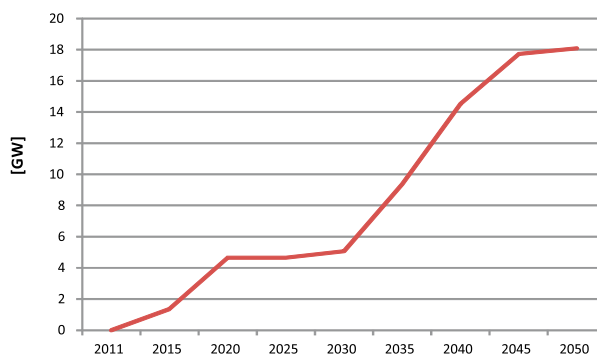
Jednostki wytwórcze (nazwa technologii)	Paliwo podstawowe	Moc osiągalna brutto [MW]
1	2	3
Elektrownia Adamów	WB	600
Elektrownia Bełchatów	WB	5 318
Elektrownia Dychów	wodna	85
Elektrownia Dolna Odra	WK	1 547
Elektrownia Jaworzno III	WK	1 345
Elektrociepłownia Poznań-Karolin	WK	276
Elektrownia Kozienice	WK	2 905
Elektrownia Łagisza	WK	1 060
Elektrownia Łaziska	WK	1 145
Elektrownia Opole	WK	1 532
Elektrownia Ostrołęka B	WK	647
Elektrownia Pątnów I	WB	1 200

Tabela 5.2.1. cd.

1	2	3
Elektrownia Pątnów II	WB	464
Elektrownia Połaniec	WK	1 575
Elektrownia szczytowo-pomp. Porąbka-Żar	wodna	540
Elektrownia Rybnik	WK	1 775
Elektrownia Siersza	WK	677
Elektrownia Skawina	WK	490
Elektrownia szczytowo-pompowa Solina	wodna	198
Elektrownia Stalowa Wola	WK	341
Elektrownia Turów	WB	1 900
Elektrownia szczytowo-pompowa Żarnowiec	wodna	716
Elektrownia szczytowo-pompowa Żydowo	wodna	157
Elektrownia Konin	WB	193
Elektrownia Jaworzno II	WK	190
Elektrownia Błachownia	WK	158
Elektrownia Halemba	WK	100
Elektrociepłownia Gorzów	GAZ	98
Elektrociepłownia Rzeszów	GAZ	101
Elektrociepłownia Lublin-Wrotków	GAZ	231
Elektrociepłownia Ostrołęka A	WK	75
Elektrociepłownia Zielona Góra	GAZ	211
Elektrociepłownia Nowa Sarzyna	GAZ	129
Elektrociepłownie na węglu kamiennym pozostałe	WK	4 683
Elektrociepłownie gazowe pozostałe	GAZ	71
Elektrociepłownie na biomasę	BIOM	253
Elektrociepłownie na biogaz	BIOG	102
EL i EC przemysłowe na węglu kamiennym	WK	1 008
EL i EC przemysłowe gazowe	GAZ	160
EL i EC przemysłowe na biomasę	BIOM	72
EL i EC przemysłowe na olej opałowy	olej opałowy	510
Elektrownie wodne pozostałe	wodna	650
Elektrownie wiatrowe	wiatr	1 800
Elektrownie fotowoltaiczne	Słońce	1

Źródło: opracowanie własne.

Poszczególne jednostki energetyczne będą wygaszane zgodnie z harmonogramem odstawiń prezentowanym przez poszczególne grupy energetyczne oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Konsekwentnie, opracowano zestawienie ubytków mocy osiągalnej na poziomie poszczególnych elektrowni do 2050 r. Syntetyczne zestawienie wpływu ubytków mocy na poziom mocy osiągalnej netto zestawiono na rysunku 5.2.1.



Rys. 5.2.1. Ubytki mocy osiągalnej netto w sektorze wytwarzania energii elektrycznej do 2050 r.
Źródło: opracowanie własne

W roku 2011 łączna moc elektryczna zainstalowana we wszystkich elektrowniach zawodowych razem z nowym blokiem w elektrowni Bełchatów wyniosła w przybliżeniu 37,6 GW (ARE 2006–2012c). Z tego najwięcej, tj. około 31,4 GW, zainstalowane było w elektrowniach ciepłych i elektrociepłowniach zawodowych. W tabeli 5.2.2 przedstawiono strukturę mocy źródeł wytwórczych oraz produkcję energii elektrycznej na koniec roku 2011 oddzielnie dla elektrociepłowni oraz elektrowni spalających węgiel kamienny i brunatny. Największą grupę pod względem osiągalnej mocy elektrycznej stanowiły elektrownie i elektrociepłownie zawodowe na węgiel kamienny, przypadała na nie około 56% całkowitej mocy elektrycznej. Całkowita produkcja energii elektrycznej brutto w 2011 roku wyniosła ponad 163 TWh, w tym udział energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE wyniósł 8%.

Tabela 5.2.2. Moc elektryczna oraz wielkość produkcji energii elektrycznej w 2011 r.

Nazwa	Elektrownie na węgiel kamienny	Elektrownie na węgiel brunatny	Elektrociepłownie
Moc zainstalowana brutto [MWe]	15 632	9 654	6 141
Moc zainstalowana netto [MWe]	14 730	8 950	
Produkcja energii elektrycznej brutto [GWh]	71 075	52 748	24 550
Produkcja energii elektrycznej netto [GWh]	65 017	48 022	21 185

Źródło: ARE 2006–2012c.

W tabeli 5.2.3 przedstawiono strukturę kosztów działalności elektrowni na węglu kamiennym i brunatnym oraz elektrociepłowni.

Tabela 5.2.3. Koszty dla elektrowni i elektrociepłowni w 2011 r. [mln PLN]

Lp.	Nazwa	Elektrownie na węgiel kamienny	Elektrownie na węgiel brunatny	Elektrociepłownie
1.	Koszty zmienny,	9 288,3	4 319,9	2 413,9
2.	• paliwo (+koszty zakupu)	8 876,1	3 924,2	2 311,0
3.	• koszty korzystania ze środowiska	191,4	227,2	55,2
4.	Koszty stałe,	3 128,5	2 128,8	1 022,8
5.	• wynagrodzenia i świadczenia	1 011,6	500,7	288,9
6.	• amortyzacja	1 062,7	711,5	367,2
7.	Remonty:	680,4	396,9	165,7

Źródło: ARE 2006-2012d.

Na podstawie informacji zawartych w tabelach 5.2.2–5.2.3 dla istniejących elektrowni opalanych węglem oraz elektrociepłowni przyjęto parametry kosztowe przedstawione w tabeli 5.2.4. Koszty remontów uwzględnione są w ramach kosztów stałych.

Tabela 5.2.4. Koszty dla elektrowni na węgiel kamienny w 2011 r.

Lp.	Nazwa	Elektrownie na węgiel kamienny	Elektrownie na węgiel brunatny	Elektrociepłownie
1.	Koszty zmienne* [PLN/MWh netto]	6,5	8,3	4,9
7.	Koszty stałe [PLN/kW netto]	243	261	193

* Koszt zmienne pozapaliwowe

Źródło: opracowanie własne.

5.3. Inwestycje w nowe moce wytwórcze realizowane po 2011 roku

Specyfika sektora energetycznego, a w szczególności zazwyczaj długi czas przygotowania i realizacji inwestycji powodują, że konieczne jest wzięcie pod uwagę nie tylko jednostek wytwórczych już istniejących, ale również będących w fazie realizacji lub zaawansowanego przygotowania dokumentacji.

Do zrealizowanych, będących w fazie realizacji lub planowanych jednostek wytwórczych można zaliczyć następujące inwestycje: Elektrownia Stalowa Wola (Tauron, nowy blok biomasowy), Elektrownia Połaniec (GDF Suez, nowy blok biomasowy), Elektrownia Jaworzno III (Tauron, nowy blok biomasowy), ZEC Bielsko Biały (Tauron, nowy blok WK), EC Polkowice (KGHM, nowy blok gazowy), EC Głogów (KGHM, nowy blok gazowy), EC Rzeszów (PGE, nowy blok gazowy), EC Stalowa Wola (Tauron, PGNiG, blok gazowy), Elektrownia Wącoławek (PKN Orlen, blok gazowy). Elektrownia Kozienice (ENEA, nowy blok WK), Elektrownia Jaworzno III (Tauron, nowy blok WK), Elektrownia Opole (PGE, nowe bloki WK), Elektrownia Wola (Kompania Węglowa, blok WK), Elektrownia Północ (Kulczyk Investments, blok WK).

Na potrzeby realizacji pracy przyjęto założenie o uwzględnieniu inwestycji, których faza realizacji zakończy się po 2011 r. oraz inwestycji, które są obecnie w fazie realizacji i uznane zostały za najbardziej prawdopodobne (tab. 5.3.1).

**Tabela 5.3.1. Założony przyrost nowych mocy wytwórczych
(inwestycje zrealizowane po 2011 r.,
w fazie realizacji oraz najbardziej prawdopodobne)**

Technologia	Moc	Okres uruchomienia
Nowe moce na węglu kamiennym	3 835 MW _e	2012–2020
Nowe moce na gazie ziemnym	1 032 MW _e	
Nowe moce na biomase	275 MW _e	

Źródło: opracowanie własne.

5.4. Nowe elektrownie ciepłone

Elektrownie ciepłone wytwarzają energię elektryczną wykorzystując do tego celu energię paliw organicznych lub jądrowych. Energia chemiczna paliw (lub rozszczepienia paliwa jądrowego) przekazywana jest na sposób ciepła czynnikowi roboczemu, który wykonuje pracę w silniku cieplnym. W prądnicę napędzaną przez silnik cieplny następuje zamiana energii mechanicznej na energię elektryczną. W zależności od rodzaju silnika cieplnego elektrownie ciepłone dzielą się na (Laudyn i in. 2005):

- elektrownie parowe klasyczne (nazywane często konwencjonalnymi), w których czynnikiem roboczym jest wytworzona w kotle para, wykonująca pracę w turbinie parowej;
- elektrownie gazowe, w których czynnikiem roboczym jest gaz będący produktem spalania paliwa i wykonujący pracę w turbinie gazowej;
- układy gazowo-parowe, stanowiące kombinację elektrowni gazowej i parowej;

- elektrownie spalinowe z silnikami spalinowymi tłokowymi;
- elektrownie jądrowe.

5.4.1. Elektrownie na węgiel kamienny i brunatny

Elektrownie węglowe możemy podzielić ze względu na rodzaj wykorzystywanego paliwa, typ paleniska np. pyłowe (PC – *Pulverized Coal*, PL – *Pulverized Lignite*), fluidalne, jak również ze względu na parametry czynnika roboczego. Obecnie budowane są bloki na parametry nadkrytyczne (np. blok w Bełchatowie), w których temperatura pary wynosi 580–600°C, ciśnienie 260–300 [bar] oraz bloki na parametry supernadkrytyczne, gdzie temperatura pary to rzędu 620°C, a ciśnienie 315 [bar]. Sprawność netto takich elektrowni zawiera się w przedziale 43–46%. Wzrost parametrów czynnika roboczego do tzw. parametrów ultranadkrytycznych, tj. ciśnienia 350 [bar] i temperatury pary na poziomie około 700°C, umożliwiający osiągnięcie sprawności netto elektrowni na poziomie powyżej 48%, wymaga opracowania nowych gatunków stali. Moc elektryczna budowanych bloków węglowych zawiera się zazwyczaj w przedziale 850–1000 MW_e. W przypadku elektrowni na parametry supernadkrytyczne opalanych węglem kamiennym oraz brunatnym raportowane nakłady inwestycyjne OVN wynoszą odpowiednio 1300–2066; 1400–1950 EUR/kW (Schröder i in. 2013 i referencje tamże), 1555; 1699 EUR/kW (ZEP 2011) oraz 6000; 7300 PLN/kW (DAS KPRM 2013). W modelu PRIMES założono wielkość nakładów inwestycyjnych OVN w elektrownie węglowe supernadkrytyczne na poziomie 2338 EUR/kW (E3MLab 2011). Według (ARE 2011 i referencje tamże) nakłady inwestycyjne elektrowni na węgiel kamienny i brunatny są porównywalne i wynoszą około 1500 EUR/kW. Nowe bloki wyposażone są w instalacje kontroli emisji umożliwiające wypełnienie obowiązujących regulacji. Koszty stałe dla elektrowni na węgiel kamienny wynoszą 24–43 EUR/kW/rok (Schröder i in. 2013 i referencje tamże), 35,6 EUR/kW/rok (ZEP 2011), 105 PLN/kW/rok (Ernst & Young 2013), 115 PLN/kW/rok (DAS KPRM 2013), a koszty zmienne poza paliwem 2–6 EUR/MWh (Schröder i in. 2013 i referencje tamże), 2,6 EUR/MWh (Black & Veatch 2012), 13,2 PLN/MWh (DAS KPRM 2013). Koszty stałe dla elektrowni na węglu brunatnym wynoszą 28–37 EUR/kW/rok (Schröder i in. 2013 i referencje tamże), 37,6 EUR/kW/rok (ZEP 2011), 130 PLN/kW/rok (DAS KPRM 2013), a koszty zmienne 2,6–10,5 EUR/MWh (Schröder i in. 2013 i referencje tamże), 14 PLN/MWh (DAS KPRM 2013). Według (ECF 2010), (ZEP 2011) koszt zmienny elektrowni na węgiel kamienny i brunatny wynosi jedynie 1 EUR/MWh. Alternatywą dla elektrowni ultranadkrytycznych mogą być układy gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla (ang. *Integrated Gasification Combined Cycle* – IGCC). W jednostkach tych w pierwszym etapie następuje zgazowanie paliwa, po czym otrzymany gaz syntezowy po oczyszczeniu wykorzystywany jest w układzie gazowo-parowym. Rozwiązanie to stwarza możliwość osiągnięcia sprawności elektrycznej netto powyżej 50%. Nakłady inwestycyjne OVN dla technologii IGCC są rzędu 2000 EUR/kW. Koszt stały wynosi 53 EUR/kW/rok (EPRI 2011), 60 EUR/kW/rok (Schröder i in. 2013 i referencje tamże), a koszt zmienny jest wyższy w porównaniu do elektrowni z kotłami

pyśłowymi o 15% (EPRI 2011) do 76% (Black & Veatch 2012). Obecnie w Europie pracuj¹ jedynie obiekty demonstracyjne (Vresova – 400 MW, Republika Czeska; Schwarze Pumpe – 200 MW_t, Niemcy; Buggenum – 250 MW, Holandia oraz Puertollano – 350 MW, Hiszpania). W modelu założono możliwość uruchomienia nowych elektrowni na węgiel brunatny od roku 2025. Ograniczenie to miało na celu uwzględnienie czasu realizacji procesu uruchomienia kopalni odkrywkowej.

Tabela 5.4.1. Parametry nowych elektrowni na węgiel brunatny i kamienny w 2011 r.

Lp.	Paliwo/Technologia	Moc el. netto*	Nakłady inwestycyjne OVN	Koszty stałe	Koszty zmienne	Sprawność netto 2010/30/50	Ekonomiczny czas życia	Wskaźnik** emisji CO ₂
		MW	tys. PLN/MW _{net}	tys. PLN/MW _{net}	PLN/MWh _{net}	%	lata	kg/GJ
1.	Węgiel kamienny/PC	800	5 900	120	9,0	45/46,5/47	40	94,19
2.	Węgiel kamienny/IGCC	600	8 000	210	12,0	44/51/52	40	94,19
3.	Węgiel brunatny/PL	800	7 100	135	10,0	44/45/46,6	40	109,08
4.	Węgiel brunatny/IGCC	600	8 000	210	12,0	43/49/51	40	109,08

* Orientacyjna moc elektryczna zainstalowana.

** Wartość wskaźników emisji CO₂ zależy od wartości opałowej paliwa. Wskaźnik odniesiony do wsadu energetycznego w paliwie według (KOBIZE 2012). Uwzględnione jedynie emisje bezpośrednie.

Źródło: opracowanie własne.

5.4.2. Elektrownie gazowe

Gazowe technologie energetyczne można podzielić na: turbiny gazowe, układy gazowo-parowe oraz tłokowe silniki gazowe. Turbiny gazowe (ang. *Gas Turbine* – GT) stosowane są najczęściej w układach o mocy elektrycznej powyżej 1 MW_e. Komora spalania oraz sprężarka i turbina gazowa osadzone są na jednym wale. Podstawowy obieg turbiny gazowej charakteryzuje się sprawnością sięgającą do 40%. Poprzez rozbudowę obiegu podstawowego o wymiennik ciepła, w którym powietrze podawane do spalania jest ogrzewane przez strumień gazów wylotowych, sprawność obiegu można zwiększyć do około 43%. Najczęściej wykorzystywanymi w energetyce zawodowej układami do wytwarzania energii elektrycznej z gazu ziemnego są układy gazowo-parowe (ang. *Combined Cycle Gas Turbine* – CCGT). Turbina gazowa rozbudowana jest o człon parowy, gdzie głównym elementem jest kocioł odzyskowy, w którym wytwarzana jest para wodna podawana na opaski turbiny parowej – generującej energię elektryczną. Dzięki takiemu rozbudowaniu części gazowej układy CCGT osiągnęły sprawności

elektryczne ponad 60%. Przykładem może być elektrownia Irsching 4 (Niemcy) i oddany w 2011 r. do eksploatacji blok gazowo-parowy o mocy elektrycznej ponad 578 MW i sprawności na poziomie 60,75% netto (Siemens 2011). Najczęściej CCGT wykorzystywane są w elektrociepłowniach zlokalizowanych blisko odbiorcy ciepła. Dzięki skojarzonemu wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej stopień wykorzystania energii chemicznej paliwa jest bliski 90%. Koszty stałe raportowane są na poziomie 17–20 EUR/kW/rok dla CCGT oraz 11,9–19,5 EUR/kW/rok dla GT (Schröder i in. 2013). Według (Capros 2011) koszty stałe wynoszą 16 EUR/kW/rok dla CCGT oraz 11 EUR/kW/rok dla GT. Koszty zmienne raportowane są na poziomie 1,3–2 EUR/MWh dla CCGT oraz dla GT 1,2–2,1 EUR/MWh (Schröder i in. 2013). Według (Capros 2011) koszty zmienne wynoszą 2,1 EUR/MWh dla CCGT oraz GT.

Tabela 5.4.2. Parametry nowych elektrowni gazowych w 2011 r.

Lp.	Paliwo/Technologia	Moc el. netto*	Nakłady inwestycyjne OVN	Koszty stałe	Koszty zmienne	Sprawność netto 2010/30/50	Ekonomiczny czas życia	Wskaźnik** emisji CO ₂
		MW	tys. PLN/MW _{net}	tys. PLN/MW _{net}	PLN/MWh _{net}	%	lata	kg/GJ
1.	Gaz ziemny/GT	150	1 600	60	5	38/39,5/40,5	25	55,82
2.	Gaz ziemny/CCGT	450	3 000	80	6	60/62/62	25	55,82

* Orientacyjna moc elektryczna zainstalowana.

** Wartość wskaźników emisji CO₂ zależy od wartości opałowej paliwa. Wskaźnik odniesiony do wsadu energetycznego w paliwie według (KOBIZE 2012). Uwzględnione jedynie emisje bezpośrednie.

Źródło: opracowanie własne.

5.4.3. Elektrownie z systemami wychwytu i separacji CO₂

Sugerowana przyszłościowa technologia czystego użytkowania paliw kopalnych obejmuje zastosowanie technologii CCS, polegającej na wychwycie powstającego w procesach technologicznych ditlenku węgla, który następnie jest transportowany i składowany w szczelnych, podziemnych strukturach geologicznych. Zastosowanie jej przy spalaniu paliw kopalnych uważane jest, zwłaszcza w Unii Europejskiej, za najlepsze i w przyszłości jedynie dopuszczalną formę energetyki opartej na paliwach kopalnych. Nie jest sprawą przesłaną kiedy technologie te będą komercyjnie dostępne, zważywszy, że ostatnie 10 lat nie przyniosły znaczącego postępu, zwłaszcza w zakresie redukcji kosztów.

Literatura tematu podaje szeroki zakres oszacowań kosztów tej technologii (IEA 2006):

- wychwytywania: od USD 20–80/t CO₂,
- transportu: USD 1–10/t CO₂ na odległość 100 km,
- zatraczania i monitoringu zatłoczonego gazu: USD 2–5/t CO₂.

Ich weryfikacja nie jest możliwa, gdyż do tej pory nie działa żadna instalacja przemysłowa tego typu.

Prace koncentrują się na doskonaleniu technologii, która ma zmierzać do obniżenia kosztów jej stosowania. Polskie uwarunkowania wynikające z posiadanych zasobów węgla (kamiennego i brunatnego) predysponują nasz kraj do rozwoju czystych technologii węglowych, w tym technologii CCS, zwłaszcza, że Unia Europejska wymaga by nowe jednostki energetyczne były budowane według statusu „CCS – ready”, co ma pozwolić na uruchomienie technologii, gdy tylko osiągnie ona dojrzałość komercyjną.

Wychwycony ditlenek węgla powinien zostać w sposób trwały wyeliminowany z atmosfery, na przykład poprzez zatoczenie go do izolowanych podziemnych struktur geologicznych. W Polsce rozważa się składowanie w podziemnych wodonośnych strukturach solankowych, w których wstępne oszacowania (Uliasz-Misiak 2008) wskazują na największy potencjał magazynowy. Górna granica praktycznej pojemności w mezozoicznych poziomach wodonośnych triasu, jury i kredy może sięgać 47,4 Gt, a w złożach węglowodorów 0,7 Gt, w pokładach węgla – około 1,6 Gt. Rozwijane w innych krajach technologie zataczania CO₂ do wyeksploatowanych złóż węglowodorów, tzw. technologia EOR, polegająca na wspomaganiu eksploatacji węglowodorów zataczanym CO₂ ma mniejsze szanse powodzenia ze względu na mniejsze pojemności składowania. Technologia zataczania do podziemnych struktur, rozważana na przykład w Wielkiej Brytanii, jest technologią droższą i być może znajdzie zastosowanie w dłuższym horyzoncie czasowym.

Składowanie CO₂ w podziemnych strukturach solankowych determinuje rodzaj transportu wychwyconego CO₂ z miejsca jego powstawania do miejsca, gdzie ma zostać zmagazynowany – do transportu rurociągami naziemnymi, który jest opcją tańszą od transportu rurociągami zlokalizowanymi na morzu lub transportu statkami.

Najdroższą częścią technologii – i najbardziej skomplikowaną – jest proces wychwytu CO₂ w technologii spalania paliwa kopalnego. Istnieje kilka technologii wychwytywania CO₂ w procesie spalania, związanych z technologiami energetycznymi.

Tabela 5.4.3. Przyjęte i oszacowane parametry wybranych technologii z CCS

Paliwo/technologia	Moc netto	Produkcja ee. netto/rok	Sprawność netto	Zapotrzebowanie na paliwo	Wskaźnik emisji CO ₂	Wytworzony CO ₂ w procesie spalania	Sprawność wychwytu CO ₂	Ilość wychwyconego CO ₂
	MW _e netto	GWh netto	%	TJ	kg/GJ	ton/ rok	%	ton/ rok
W. kam./PC+CCS	800	6 000	36,5	59 178	94,19	5 573 984	88	4 905 106
W. kam./IGCC+CCS	600	4 500	43,0	37 674	94,19	3 548 553	88	3 122 727
W. brun./PL+CCS	800	6 000	33,0	65 455	109,08	7 139 782	88	6 283 008
W. brun./IGCC+CCS	600	4 500	41,0	39 512	109,08	4 309 990	88	3 792 791
Gaz/CCTG+CCS	450	3 375	53,0	22 925	55,82	1 279 647	88	1 126 090

Źródło: opracowanie własne.

Dla potrzeb prowadzonych w pracy badań przyjęto możliwość budowy kilku nowych elektrowni z technologiami CCS. Podstawowe parametry, niezbędne do wyznaczenia ich kosztów operacyjnych przedstawiono w tabeli 5.4.3.

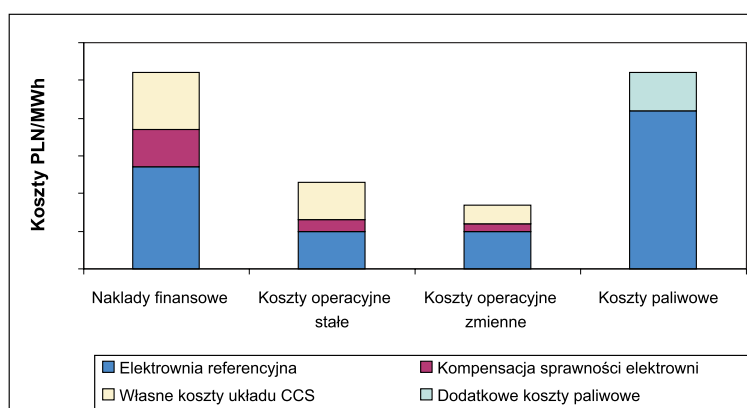
5.4.3.1. Wychwyt CO₂

Istnieją trzy podstawowe grupy metod wychwytywania CO₂ w elektrowniach: *pre-combustion*, *post-combustion* i *oxyfuel*. Z grupy metod *post-combustion* najlepiej rozpoznanej technologii jest wychwytywanie CO₂ ze spalin przez absorpcję z zastosowaniem wodnego roztworu aminowego. Technologie *pre-combustion* polegają na częściowym utlenieniu paliwa przed spalaniem, w wyniku którego powstaje gaz syntezowy; w procesie spalania uczestniczy wodór, a CO₂ może być usunięte przed spalaniem. Technologie *oxyfuel* polegają na spalaniu paliwa w tlenie, w wyniku czego spaliny składają się głównie z ditlenku węgla i pary wodnej. Po skropleniu pary wodnej uzyskuje się prawie czysty ditlenek węgla. Główną wadą tej technologii jest wysoki nakład energetyczny na uzyskanie tlenu (Sowiński 2009).

Zastosowanie wychwyty CO₂ wiąże się ze znaczącymi nakładami finansowymi związanymi z budową elektrowni oraz znaczącym wydatkiem energetycznym skutkującym obniżeniem sprawności netto. Komercjalizacja technologii będzie mogła nastąpić po uzyskaniu poprawy sprawności układów z systemami wychwyty.

Wyposażenie elektrowni w instalację wychwyty CO₂ powoduje wzrost kosztów w porównaniu do elektrowni o identycznej zdolności produkcyjnej (zwanej elektrownią referencyjną) – rysunek 5.4.1:

- o nakłady inwestycyjne związane z instalacją CCS, jak również koszty operacyjne stałe i zmienne pracy układu CCS,
- aby uzyskać taką samą ilość wyprodukowanej energii w elektrowni wyposażonej w system CCS należy wybudować elektrownię o większej mocy brutto (w związku ze



Rys. 5.4.1. Ilustracja wpływu instalacji CCS na koszty w elektrowni
Źródło: MacDonald 2012

spadkiem sprawności netto elektrowni), co ma odbicie w wysokości nakładów inwestycyjnych oraz stałych i zmiennych kosztach operacyjnych; nazwano to kosztami kompensacji sprawności elektrowni,

- przy założeniu, że zdolności produkcyjne netto elektrowni referencyjnej i elektrowni z CCS są takie same, w elektrowni z CCS wyższe są koszty paliwowe, co wynika z niższej jej sprawności.

Najczęściej stosowaną metodą do separacji CO₂ jest wymywanie go ze spalin w procesie absorpcji chemicznej. Sprawność wychwytu zależy od wielkości i rodzaju elektrowni oraz wykorzystywanego paliwa. W przypadku elektrowni na węgiel kamienny wynosi 87% (Finkenrath 2011), 88% (Viebahn i in. 2007), 90% (GAINS 2013). Osiągnięcie wysokich sprawności wychwytu skutkuje obniżeniem sprawności elektrycznej netto o 8% (Stöver i in. 2011), 9% (Viebahn i in. 2007), od 8,7 do 12% (Finkenrath 2011). Według (Viebahn i in. 2007) dla elektrowni na węglu brunatnym oraz elektrowni gazowych sprawność wychwytu jest na podobnym poziomie, natomiast sprawność elektryczna spada odpowiednio o 12 oraz 9%. Dla układów gazowo-parowych ze zintegrowanym zgazowaniem węgla sprawność wychwytu wynosi 88%, a strata sprawności elektrycznej wynosi od 5,5 do 11,4% (Finkenrath 2011).

Parametry ekonomiczne elektrowni wyposażonych w system CCS, jak wspomniano powyżej, obciążone są wciąż dużymi niepewnościami. Według (Finkenrath 2011) wyposażenie elektrowni węglowych o parametrach supernadkrytycznych w system wychwytu CO₂ powoduje, że nakłady inwestycyjne OVN wzrastają relatywnie o 75%. Według (ZEP 2011) wzrost ten wynosi 57% i 83% odpowiednio dla elektrowni na węglu kamiennym i brunatnym. Zgodnie z (Capros 2011) wzrost nakładów inwestycyjnych w przypadku elektrowni na węgiel kamienny i brunatny jest porównywalny i wynosi około 840 EUR/kW. W przypadku elektrowni IGCC wyposażonej w CCS nakłady inwestycyjne OVN wzrastają relatywnie o 44% (Finkenrath 2011). W przypadku elektrowni CCGT nakłady inwestycyjne OVN wzrastają relatywnie o 82% (Finkenrath 2011), 113% (Capros 2011), 133% (ZEP 2011).

Relatywny wzrost kosztów stałych w przypadku elektrowni na węgiel kamienny wynosi 50–64% (Black & Veatch 2012; ZEP 2011; EPRI 2011). Dla elektrowni na węglu brunatnym (ZEP 2011) raportuje względny wzrost o 80%. Według (Black & Veatch 2012; EPRI 2011) koszt zmienny dla elektrowni na węglu kamiennym wzrasta o 62–90%. Według (Capros 2011) dla węgla kamiennego i brunatnego przyrost kosztów stałych i zmiennych jest na podobnym poziomie. W związku z powyższym przyjęto wzrost kosztów stałych i zmiennych dla elektrowni węglowych na jednakowym poziomie równym 70%. Według tych samych źródeł koszty stałe i zmienne układów IGCC z systemem CCS wzrastają w mniejszym stopniu. W pracy przyjęto, że wzrost ten wynosi 40%. Ponad dwukrotny wzrost kosztów stałych i zmiennych przyjęto w przypadku technologii CCGT.

Dodatkowe koszty operacyjne dla wybranych przyszłościowych rozwiązań z technologią CCS oszacowano na podstawie ostatnich opracowań światowych, z uwzględnieniem opracowań dotyczących możliwości efektywności i obniżenia kosztów (MacDonald 2012; Schröder i in. 2013; ZEP 2011). Zestawiono je w tabeli 5.4.4.

Tabela 5.4.4. Dodatkowe koszty wynikające z instalacji CCS w nowych elektrowniach [ceny stałe PLN'2011]

Paliwo/technologia	Nakłady inwestycyjne OVN	Koszty operacyjne stałe	Koszty operacyjne zmienne
	tys. PLN /MW _{net}	PLN/MW _{net}	PLN/MWh _{net}
Węgiel kamienny/PC+CCS	3 540	84	6,3
Węgiel kamienny/IGCC+CCS	3 600	84	4,8
Węgiel brunatny/PL+CCS	4 260	94,5	7,0
Węgiel brunatny/IGCC+CCS	3 600	84	4,8
Gaz ziemny/CCTG+CCS	2 400	80	6,0

Źródło: opracowanie własne.

5.4.3.2. Transport CO₂

Biorąc pod uwagę budowę elektrowni z systemem CCS, należy liczyć się z koniecznością składowania CO₂ wychwytywanego w ciągu całego okresu funkcjonowania elektrowni. W warunkach polskich pojedyncza struktura geologiczna wystarczy najpewniej do zmagazynowania CO₂ z pojedynczej elektrowni (Marek i in. 2011). W sytuacji zidentyfikowania dużej liczby niewielkich pojemności magazynowych zastosowanie CCS wymagać będzie zastosowania systemu transportu i zatłaczania – budowanych indywidualnie – dla każdej elektrowni wyposażonej w system wychwytywania CO₂.

Transport CO₂ w warunkach polskich może odbywać się rurociągami naziemnymi, które mogą skorzystać z doświadczeń uzyskanych przy transporcie gazu. Technologie zatłaczania gazu do podmorskich struktur z wykorzystaniem rurociągów budowanych na morzu lub korzystających z transportu statkami nie mają wielu doświadczeń światowych, są znacznie droższe i nie wydaje się by w perspektywie 2050 były wykorzystywane w Polsce.

Wybór lokalizacji elektrowni węglowej z CCS może być determinowany wybranym zbiornikiem magazynowym, co pozwoli na ograniczenie odległości na jaką trzeba transportować CO₂. Lokalizacja elektrowni opartej na węglu brunatnym jest zdeterminowana lokalizacją złóż węgla brunatnego, dlatego należy się liczyć z większą odległością między elektrownią a miejscem zatłaczania CO₂.

Koszty transportu CO₂ są kalkulowane w odniesieniu do ilości transportowanego CO₂ oraz odległości między elektrownią a miejscem zatłaczania, a ich wysokość zależy przede wszystkim od poziomu nakładów inwestycyjnych. W opracowaniu (ZEP 2009) podano koszt transportu 2,5 mln t CO₂ rocznie na odległość 180 km w wysokości 5,4 EUR/t CO₂. Zakłada się, że gdy technologia CCS osiągnie dojrzałość technologiczną typowe ilości transportowanego CO₂ osiągną 10 mln t na rok, a system transportowy obsługuje będzie cały szereg producentów CO₂. Koszty mogą ulec wówczas obniżeniu – przy transporcie 20 mln ton rocznie na odległość

180 km do 1,8 EUR/t CO₂. Taki przypadek raczej w Polsce się nie zdarzy, gdyż pojemność magazynowa pojedynczych struktur geologicznych nie jest wystarczająco duża, by zataczanie do nich CO₂ mogło odbywać się przez okres funkcjonowania kilku wybudowanych elektrowni.

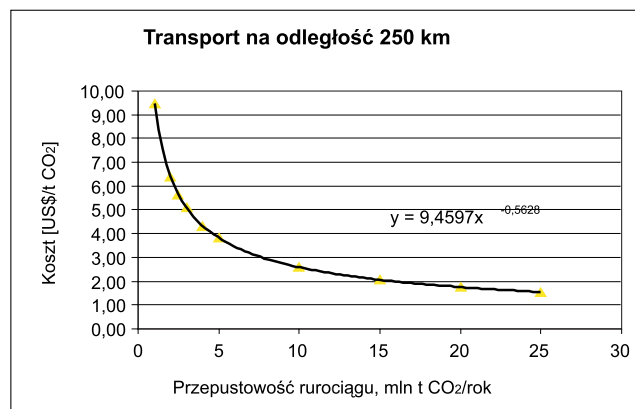
Publikacja (IPCC 2009) ocenia koszt transportu CO₂ na odległość 250 km na 1–8 USD/t CO₂, przy czym koszty maleją przy wzroście przepustowości rurociągu. Dla około 5 mln t/rok szacunek ten wynosi od 2,1–3,6 USD/t CO₂, a dla około 2,5 mln t/rok od 3,0–4,8 USD/t CO₂.

Zwykle koszt zależy od odległości (proporcjonalnie) i od ilości transportowanego gazu. Zależy również od topografii terenu (góry, rzeki itp.) oraz od gęstości zaludnienia obszarów, przez które przebiegać ma rurociąg. Przy większych odległościach potrzebne są również stacje kompresorowe, które jednak nie wpływają znacząco na koszty transportu.

Ekspert oceniają, że proces uczenia się, a co za tym idzie redukcji kosztów, z czasem będzie możliwy. W odniesieniu do transportu i magazynowania CO₂ pod dnem morza w warunkach brytyjskich, projektowana redukcja kosztów transportu w roku 2040 w porównaniu do roku 2013 sięga ponad 66% (MacDonald 2012). Dotyczy to jednak technologii wschodzących, przed którą jest szansa na rozwój. Tak wysokie redukcje kosztów w wyniku rozwoju technologii nie wydają się prawdopodobne w przypadku dojrzałych technologii transportu na lądzie.

Opierając się na przeglądzie prognozowanych kosztów do dalszych analiz oszacowano koszty transportu CO₂ przy założeniu, że dla technologii z CCS opartej na węglu kamiennym i gazie długość rurociągu wynosi **150 km** – istnieje (ograniczona, ale jednak istniejąca) możliwość wyboru takiej lokalizacji elektrowni, by odległość ta nie była większa. Dla technologii opartej na węglu brunatnym założono długość rurociągu – **200 km** – lokalizacja elektrowni jest zdeteminowana położeniem złoża węgla brunatnego, zatem odległość odpowiedniej formacji geologicznej może okazać się większa niż w przypadku elektrowni na węgiel kamienny.

Koszty transportu zależą od średnicy rurociągu i materiału z jakiego jest zbudowany, a te zależą od ilości transportowanego w ciągu roku CO₂. Na podstawie przeglądu literatury zbudowano funkcję zależności kosztów od ilości transportowanego CO₂ w ciągu roku (na bazie średnich raportowanych kosztów i odległości transportu 250 km) (rys. 5.4.2).



Rys. 5.4.2. Zależność kosztu transportu od wymaganej przepustowości rurociągu
Źródło: opracowanie własne na podstawie IPCC 2009

Transport na inne odległości jest funkcją liniową, w której część stała (niezależna od długości rurociągu) stanowi 90% – w związku z tym, że główną częścią kosztów są koszty budowy infrastruktury, a typowe koszty na zasilanie kompresorów i obsługę stanowi tylko około 10% kosztów transportu (Schröder i in. 2013). Przyjêto, że zależność kosztów transportu CO₂ rurociągami naziemnymi wyraża się funkcją:

$$k_{tra} = \left(0,9 + 0,1 \cdot \frac{a}{250} \right) \cdot 9,4597 \cdot p^{-0,5628}$$

gdzie: k_{tra} – koszt transportu 1 tony CO₂ (warunki 2009 roku) [USD/t CO₂],
 a – odlegość transportu [km],
 p – przepustowość rurociągu [mln t CO₂/rok].

Nakłady inwestycyjne związane z budową rurociągu to głównie koszty związane z transportem CO₂. Nakłady na budowę rurociągu są wprost proporcjonalne do jego długości. (ZEP 2009) podaje nakłady inwestycyjne na przesłanie 2,5 mln ton na rok na odległość 190 km w wysokości 241 mln EUR, 20 mln ton na rok – 318 mln EUR, co przekłada się na nakłady inwestycyjne w wysokości od 220–240 mln EUR dla rurociągów jakie bybyby wymagane w warunkach polskich. Opracowana na podstawie szeregu różnych badań formuła (McCollum, Ogden 2006), przedstawiona w (Schröder i in. 2012) wyraża się wzorem:

$$CC = (9970 \cdot m^{0,35}) \cdot L^{0,13}$$

gdzie: CC – nakłady inwestycyjne [USD/km],
 m – dobowy przepływ CO₂ [ton/dobę],
 L – długość rurociągu [km].

Nakłady inwestycyjne na budowę rurociągu dla transportu CO₂ wyznaczone z tego wzoru (dla rurociągów wymaganych w warunkach polskich) wynoszą od 50–130 mln USD.

Empiryczne równanie wiążące nakłady inwestycyjne z długością rurociągu wyprowadzone na podstawie analizy podanych w literaturze poniesionych kosztów ma postać (Serpai i in. 2011):

$$\frac{I}{\tau L} = a_0 + \beta Q$$

gdzie: I – nakłady inwestycyjne [mln EUR],
 τ – współczynnik zależny od terenu na jakim budowany jest rurociąg
 (np. w terenie górskim 1,5; w morzu 2),
 L – długość rurociągu [km],
 a_0, β – wyznaczone współczynniki równania kosztów: $a_0 = 0,533$; $\beta = 0,19$,
 Q – ilość transportowanego CO₂ w ciągu roku [mln t CO₂/rok].

Wyznaczenie tym równaniem nakładów inwestycyjnych dla analizowanych wariantów technologicznych w Polsce daje wyniki w wysokości 83–130 mln EUR.

W związku ze znaczącymi rozbieżnościami oszacowań, dla potrzeb prowadzonych analiz przyjęto średnie nakłady inwestycyjne wynikające z cytowanych źródeł danych. Dla technologii przewidywanych do wdrożenia w Polsce i założonych odległości elektrowni od miejsca zatracania CO₂, oszacowano następujące nakłady inwestycyjne i koszty transportu (tab. 5.4.5).

Tabela 5.4.5. Nakłady inwestycyjne na infrastrukturę przesyłową i koszty transportu CO₂ w zależności zastosowanej technologii [ceny stałe PLN'2011]

Paliwo/technologia	Przepustowość rurociągu	Długość	Nakłady inwestycyjne OVN	Koszty operacyjne zmienne
	mln t CO ₂ /rok	km	tys. PLN /MW _{net}	PLN/MWh _{net}
Węgiel kamienny/PC+CCS	5,0	150	600	6,1
Węgiel kamienny/IGCC+CCS	3,2	150	760	6,4
Węgiel brunatny/PL+CCS	6,3	200	840	6,5
Węgiel brunatny/IGCC+CCS	3,8	200	1 040	6,7
Gaz ziemny/CCTG+CCS	1,2	150	930	5,9

Źródło: opracowanie własne.

5.4.3.3. Sekwestracja CO₂

Koszty zatracania, oparte na badaniach solankowych struktur geologicznych w różnych częściach świata, wskazują na duże zróżnicowanie w skali regionalnej i narodowej. Australijskie badania podają średni koszt 0,5 USD/t CO₂, przy ich zróżnicowaniu od 0,2 do 5,1 USD/tCO₂. Amerykańskie badania podają koszt średni na poziomie 0,5 USD/t CO₂ przy ich zróżnicowaniu od 0,4 do 4,5 USD/t CO₂ (IPCC 2009). Europejskie badania zatracania do formacji solankowych dla głębokości 1000–3000 m (Hendricks i in. 2002) wskazują na koszty 1,9–6,2 USD/t CO₂, przy najbardziej prawdopodobnej wartości 2,8 USD/t zatroczonego CO₂. Oszacowania kosztów zatracania do złóż solankowych i szcerpanych złóż węgłowodórów podają wartości w przedziale 0,5–8 USD/t CO₂, a dodatkowo koszt monitorowania magazynu 0,1–0,3 USD/t CO₂ (IPCC 2009).

Założono, że koszty zatracania w warunkach polskich wynoszą 5,0 USD/t CO₂ (w warunkach roku 2011) z uwzględnieniem kosztów monitorowania magazynu. Przyjęte koszty sekwestracji w przeliczeniu na MW produkcji energii elektrycznej zestawiono w tabeli 5.4.6.

Tabela 5.4.6. Koszty sekwestracji CO₂ w zależności zastosowanej technologii [ceny stałe PLN'2011]

Paliwo/technologia	Koszty operacyjne zmienne
	PLN/MWh _{net}
Węgiel kamienny/PC+CCS	12,1
Węgiel kamienny/IGCC+CCS	10,3
Węgiel brunatny/PL+CCS	15,5
Węgiel brunatny/IGCC+CCS	12,5
Gaz ziemny/CCTG+CCS	4,9

Źródło: opracowanie własne.

5.4.3.4. Podsumowanie analiz dotyczących wdrażania technologii z CCS

Oszacowania dotyczące nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych technologii CCS zestawiono w tabeli 5.4.7. Oszacowania dotyczące sprawności wychwytu CO₂ założonego na poziomie 88%. Przedstawione parametry technologii zastosowano w prowadzonych badaniach modelowych, przy generalnym założeniu, że najwcześniej w 2030 roku technologie osiągną dojrzałość techniczną, która pozwoli na ich przemysłowe zastosowanie.

Tabela 5.4.7. Parametry nowych elektrowni wyposażonych w technologię CCS [ceny stałe PLN'11]

Lp.	Paliwo/Technologia	Moc el. netto	Nakłady inwestycyjne* OVN	Koszty stałe**	Koszty zmienne**	Sprawność netto 2030/50	Ekonomiczny czas życia	Wskaźnik** emisji CO ₂
		MW	tys. PLN/MWh _{net}	tys. PLN/MWh _{net}	PLN/MWh _{net}	%	lata	kg/GJ
1.	Węgiel kamienny/PC+CCS	800	10 040	204	33,5	36,5/38	40	11,30
2.	Węgiel kamienny/IGCC+CCS	600	12 360	294	33,5	43/45	40	11,30
3.	Węgiel brunatny/PL+CCS	800	12 200	230	39,0	33/36	40	13,09
4.	Węgiel brunatny/IGCC+CCS	600	12 640	294	36,0	41/44	40	13,09
5.	Gaz ziemny/CCTG+CCS	450	6 330	160	22,8	53/54	25	6,70

* Nakłady inwestycyjne obejmują budowę elektrowni wraz z instalacją wychwytu CCS oraz infrastrukturę przesyłu i załaczania CO₂.

** W skład kosztów operacyjnych stałych i zmiennych wchodzi: koszty bloku z CCS + transport + magazynowanie.

*** Założono sprawność separacji CO₂ na poziomie 88%.

Źródło: opracowanie własne.

Przypadek dużego postępu w rozwoju technologii i szerokie jego stosowanie w świecie już w najbliższych latach oceniono w scenariuszu CCS, gdzie założono, że krzywa uczenia się będzie szybsza o 5 lat, a zatem możliwość wdrożenia tej technologii nastąpi już w 2025 roku.

5.5. Elektrownie jądrowe

Według danych *European Nuclear Society* (ENS 2013) w styczniu 2013 r. na świecie pracowało 437 reaktorów o łącznej mocy 372 GW. W trakcie budowy jest 68 reaktorów o mocy 65 GW. W krajach EU-27 w użyciu jest 132 reaktorów o łącznej mocy 121 GW, dodatkowo na Ukrainie pracuje 15 reaktorów, w Szwajcarii 5 i w Rosji 33 reaktory energetyczne. W krajach EU-27 w trakcie realizacji są 4 reaktory. W Finlandii i we Francji budowane są reaktory EPR (ang. *European Pressurized Reactor*) o mocy 1,6 GW. Na Słowacji w 2013 roku mają rozpocząć prace 2 reaktory PWR budowane z przerwami od 1985 roku. Po wyłączeniu brytyjskich reaktorów typu MAGNOX – ostatnich reaktorów I generacji obejmujących konstrukcje z lat pięćdziesiątych i sześćdziesiątych XX wieku – na świecie w użyciu są głównie reaktory II i nieliczne III generacji. Reaktory II generacji są budowane od lat 70-tych XX wieku. Wśród nich wyróżnić można obecnie najpopularniejsze reaktory lekkowodne, w których zwykła woda (lekka) pełni rolę chłodziwa i moderatora. Do tego typu reaktorów zaliczamy reaktory wodne ciśnieniowe (zachodnie PWR lub rosyjskie WWER – ros. *Wodo-Wodianoj Energetičeskiej Rieaktor*) oraz reaktory wodne wrzące (BWR). Do reaktorów II generacji zaliczamy też mniej rozpowszechnione reaktory ciężkowodne (CANDU) pracujące z bezpośrednim wykorzystaniem naturalnego uranu, a w roli moderatora i chłodziwa wykorzystywana jest ciężka woda, reaktory grafitowo-wodne (RBMK – ros. *Reaktor Bolszoj Moszcznosti Kanalnyj*), gdzie moderatorem jest grafit, a chłodziwem jest lekka woda. Grafit jest też moderatorem w nielicznych pracujących w Wielkiej Brytanii reaktorach grafitowo-gazowych (AGR – ang. *Advanced Gascooled Reactor*), gdzie chłodziwem jest dwutlenek węgla. Od lat dziewięćdziesiątych XX wieku oferowane są już reaktory tzw. III generacji, które są zwińczeniem postępu technicznego wypracowanego w trakcie budowy reaktorów II generacji. Do reaktorów III generacji zaliczamy możemy między innymi:

- ABWR – konstrukcja GE Hitachi. Cztery reaktory tego typu o mocy około 1,3 GW_e zostały oddane do użytku w Japonii w latach 1996–2005. Kilka kolejnych jest w budowie w Japonii i na Tajwanie;
- APWR opracowany przez Mitsubishi; w USA planowana jest budowa dwóch takich reaktorów o mocy 1,7 GW każdy;

Reaktory, których konstrukcja została jeszcze ulepszona i które będą wdrażane po roku 2010 zaliczane są do generacji III+:

- EPR – konstrukcja francuskiej Areva NP, reaktory o mocy 1,6 GW_e. Cztery reaktory są w trakcie budowy, po jednym w Finlandii i Francji, 2 w Chinach.
- AP-1000 firmy Westinghouse EC. Reaktory o mocy 1,1 GW_e. W trakcie realizacji są cztery reaktory w Chinach; planuje się ich uruchomienie w latach 2014–2015.

- ESBWR – reaktor GE Hitachi, reaktor o mocy 1,6 GW_e, oferowany w wielu krajach europejskich m.in.: Wielkiej Brytanii, Finlandii, Polsce.
- APR1400 o mocy 1,4 GW_e opracowane przez Korea Hydro & Nuclear Power, dwa reaktory s¹ w budowie w Korei; planuje się zakończenie prac w 2013 r.

W Polsce rozważana jest budowa reaktorów generacji III g³ównie ABWR GE Hitachi lub generacji III+ EPR Areva, AP100 Westinghouse EC lub ESBWR GE Hitachi. Toczy się dyskusja na temat kosztów budowy pierwszej elektrowni j¹drowej. Wed³ug (Ciepiela 2010) ca³kowite nak³ady inwestycyjne z oprocentowaniem kapita³u wynios¹ 4680 EUR/kW. Wed³ug (Mielczarski 2012a, b i referencje tam³e) mog¹ one osi¹gn¹æ 5400, a nawet 6700 EUR/kW. Wed³ug (IEA i in. 2010) nak³ady inwestycyjne OVN elektrowni PWR wynosz¹ 4420 EUR/kW (w Republice Czeskiej), 3920 EUR/kW (na W¹ęgrzech). W modelu PRIMES (Capros 2011) nak³ady inwestycyjne OVN reaktora generacji III wynosz¹ 4057 EUR/kW. Wiele opracowa¹ wskazuje jednak, że rzeczywiste koszty budowy elektrowni j¹drowych przewy³szaj¹ te planowane (Schlissel, Biewald 2008; Cooper 2009; Madsen, Neumann 2009). Wydaje się więc rozs¹dne przyjęcie nak³adu inwestycyjnego OVN w przedziale 4000–5000 EUR/kW (tab. 5.5.1).

W przypadku elektrowni j¹drowych roczne koszty sta³e i koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej zazwyczaj podawane s¹ w przeliczeniu na moc zainstalowan¹ b¹d³y na energi¹e elektryczn¹ wytworzon¹. Wynosz¹ one dla 2010 r. odpowiednio 68–84 EUR/kW/rok (IEA i in. 2010), 10,7–13,84 EUR/MWh (Schröder i in. 2013). Same koszty zmienne wynosz¹ 1,3 EUR/MWh (EPRI 2011), 2,37–5 EUR/MWh (Schröder i in. 2013).

Tabela 5.5.1. Parametry nowej elektrowni j¹drowej w 2011 r.

Paliwo/ Technologia	Moc el. netto*	Nakłady inwestycyjne OVN	Koszty stałe	Koszty zmienne	Sprawność netto 2010/30/50	Ekonomiczny czas życia	Wskaźnik** emisji CO ₂
	MW	tys. PLN/MW _{net}	tys. PLN/MW _{net}	PLN/MW _{net}	%	lata	kg/GJ
Jądrowa/PWR	1 500	18 500	315	9,5	36/37/37	50	–

* Orientacyjna moc elektryczna zainstalowana.

** Wartość wskaźników emisji CO₂ zależy od wartości opałowej paliwa. Wskaźnik odniesiony do wsadu energetycznego w paliwie według (KOBIZE 2012). Uwzględnione jedynie emisje bezpośrednie.

Źródło: opracowanie własne.

5.6. Odnawialne Źródła energii

Technologie energetyczne oparte na Źródłach energii odnawialnej w większości nie nale³ do grupy tzw. nowych technologii. Cz¹e z nich, jak elektrownie wiatrowe, biogazowe czy

biomasowe, wykorzystują od dawna znane techniki konwersji energii pierwotnej bądź wtórnej na energię użytkową, czy procesy naturalnie zachodzące w przyrodzie (np. fermentacja). Technologie te wraz z postępem przemysłowym nabrały innego znaczenia w strukturze wytwarzania energii na świecie. Niegdyś były to najczęściej przydomowe instalacje (paleniska, własne konstrukcje turbin wiatrowych, zbiorniki fermentacyjne), dziś mogą to być przemysłowe i zawodowe instalacje pracujące na potrzeby systemów elektroenergetycznych.

Do najczęściej stosowanych technologii OZE zalicza się elektrownie wodne, wiatrowe, fotowoltaiczne, biogazowe, elektrownie zasilane biomasą stałą. W Polsce występują wszystkie wymienione technologie, których udział w wytwarzaniu energii elektrycznej jest bardzo zróżnicowany. Przyczyną nierównomiernego rozwoju technologii OZE w Polsce, a także w innych krajach, jest przede wszystkim zróżnicowany potencjał techniczny zasobów nośników energii odnawialnej, wysokie nakłady inwestycyjne oraz polityka wsparcia OZE.

5.6.1. Elektrownie wiatrowe

Turbiny wiatrowe nie należą do nowych technologii pozyskiwania energii elektrycznej z zasobów odnawialnych. Dzięki prostej budowie oraz niemal bezobsługowej pracy jest to technologia, która ma duży udział w bilansie OZE w Europie, Azji i Ameryce Północnej oraz największą dynamikę rozwoju wśród wszystkich OZE. Zmiany jakości należy się spodziewać w tej technologii w najbliższych latach, to nowe konstrukcje opat, poprawiające moc urządzenia przy zachowaniu tej samej powierzchni zakreślonej przez śmigła. W dalszej perspektywie należy zakładać poprawę wydajności elektrowni wiatrowych dzięki nowym konstrukcjom (obecnie w fazie prototypów) (GWEO 2012). Ilość wyprodukowanej energii z turbin wiatrowych zależy w głównej mierze od prędkości wiatru w miejscu, gdzie zlokalizowana jest dana elektrownia wiatrowa. Krzywe mocy dla czołowych producentów turbin wiatrowych o mocy 1–2 MW wskazują, że prędkość rozruchowa mieści się w granicach 3,5–4,5 m/s, a moc nominalną osiąga przy prędkościach 9–12 m/s (Surma, Paska 2011). Koszty związane z instalacją turbin wiatrowych w Europie kształtują się między 1400 a 1600 EUR/kW (tab. 5.6.1).

Tabela 5.6.1. Parametry nowych elektrowni wiatrowych na lądzie i morzu w 2011 r.

Lp.	Paliwo/Technologia	Moc el. netto*	Nakłady inwestycyjne OVN	Koszty stałe	Koszty zmienne	Sprawność netto 2010/30/50	Ekonomiczny czas życia
		MW	tys. PLN/MW _{net}	tys. PLN/MW _{net}	PLN/MWh _{net}	%	lata
1.	Wiatrowe na lądzie	2	6 000	160	–	–	25
2.	Wiatrowe na morzu	3	13 500	320	–	–	25

* Orientacyjna moc elektryczna zainstalowana.

Źródło: opracowanie własne.

5.6.2. Elektrownie wodne

Technologie związane z energetyką wodną są dobrze rozwinięte. Turbiny wodne Francis, Kaplana, Bańki-Michella (*cross-flow*), Peltona, Turgo stosowane są w zależności od przepływu i wysokości spadku. Ze względu na uwarunkowania środowiskowe oraz związane z prawem wodnym, budowa dużych obiektów hydrotechnicznych do produkcji energii elektrycznej jest bardzo ograniczona w Polsce. Małe elektrownie wodne o mocy <10 MW (np. technologia z turbinami VLH dla spadków od 1,4 m, czy turbina Archimedeśa dla spadku od 1 m) budowane mogą być na istniejących jazach bądź wymagają również inwestycji w infrastrukturę hydrotechniczną. Oprócz elektrowni wodnych przepływowych budowane są elektrownie szczytowo-pompowe, których rola polega na konwersji energii elektrycznej w energię potencjalną wody pompowanej do górnego zbiornika podczas dolin w zapotrzebowaniu oraz proces odwrotny w okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię. Nakłady inwestycyjne na budowę MEW kształtują się według Źródeł zagranicznych na poziomie 2925 EUR/kW (IEA 2011b). Inne Źródła (EWI i in. 2010) podają wartość 2750 EUR/kW. Według (IEO 2012) nakłady inwestycyjne na budowę MEW o mocy 74 kW wynoszą 17 400 PLN/kW. Nakłady inwestycyjne dla elektrowni szczytowo-pompowej są na poziomie 4500 PLN/kW (Bjarne 2012) (tab. 5.6.2).

Tabela 5.6.2. Parametry nowych elektrowni wodnych w 2011 r.

Lp.	Technologia	Moc el. netto*	Nakłady inwestycyjne OVN	Koszty stałe	Koszty zmienne	Ekonomiczny czas życia
		MW	tys. PLN/MW _{net}	tys. PLN/MW _{net}	PLN/MWh _{net}	lata
1.	MEW	2	12 000	80	0	60
2.	Szczytowo-pompowe	200	4 500	60	0	60

* Orientacyjna moc elektryczna zainstalowana.

Źródło: opracowanie własne.

5.6.3. Elektrownie słoneczne

Istnieją dwie metody wykorzystania energii promieniowania słonecznego do produkcji energii elektrycznej, tj. metoda heli termiczna oraz helioelektryczna. W pierwszej energia promieniowania słonecznego koncentrowana jest za pomocą zwierciadeł na centralnie umieszczony absorber, w którym przekazywana jest do czynnika roboczego (np. sól, lit) napędzającego turbinę parową. W warunkach polskich większe znaczenie ma metoda helioelektryczna, w której energia promieniowania słonecznego ulega bezpośredniej konwersji w energię elektryczną w ogniwach wykorzystujących zjawisko fotowoltaiczne w tzw. ogniwach fotowolta-

icznych (PV). Komercyjne technologie PV to obecnie w 90% ogniwa wykonane z krzemu polikrystalicznego. Najwięksi producenci mieszczą się w USA, Japonii, Europie i Chinach. Należy spodziewać się wzrostu sprawności oraz obniżki jednostkowych nakładów inwestycyjnych dzięki nowym technologiom, takim jak CPV (*Concentrated Photovoltaic*), ogniwa organiczne, nieorganiczne cienkowarstwowe. Technologia CPV rozwijana jest głównie w USA, Australii, Hiszpanii i Meksyku. Polega na zastosowaniu koncentratorów energii słonecznej, które kierują wiązkę na ogniwo PV (efektywność konwersji do 40%). Ogniwa organiczne, choć wciąż są przedmiotem badań, pozwalają na zastosowanie tańszych w produkcji materiałów zawierających w składzie pierwiastek C.

Elektrownie słoneczne większej mocy (min. 0,5 MW) budowane są na otwartej przestrzeni. Małe instalacje stosowane w gospodarstwach domowych osiągają moc do 2 kW montowane są na dachach budynków. Należy zaznaczyć, że średni koszt paneli fotowoltaicznych w stosunku do całego systemu wynosi od 30 do 50% (EPIA 2011). Nakłady inwestycyjne dla systemów PV zamontowanych na dachu, według różnych źródeł wynoszą 2400–2700 EUR/kW (ECF 2010), 2850 EUR/kW (IEA i in. 2010), 3120 EUR/kW (SRU 2010), 1900–2200 EUR/kW (Kost i in. 2012). Nakłady inwestycyjne dla systemów w przestrzeni otwartej są niższe o 14–21% (IEA i in. 2010), (SRU 2010), 1600–1700 EUR/kW (Kost i in. 2012). Koszty stałe wynoszą od 16–25 EUR/kW/rok (SRU 2010; ECF 2010) do 30 EUR/kW/rok (Kost i in. 2012) (tab. 5.6.3).

Tabela 5.6.3. Parametry nowych elektrowni fotowoltaicznych w 2011 r.

Lp.	Paliwo/Technologia	Moc el. netto*	Nakłady inwestycyjne OVN	Koszty stałe	Koszty zmienne	Sprawność netto 2010/30/50	Ekonomiczny czas życia
		MW	tys. PLN/MW _{net}	tys. PLN/MW _{net}	PLN/MWh _{net}	%	lata
1.	Ogniwa fotowoltaiczne (dach)	0,002	9 500	130	–	–	25
2.	Ogniwa fotowoltaiczne (przestrzeń otwarta)	0,5	7 400	130	–	–	25

* Orientacyjna moc elektryczna zainstalowana.

Źródło: opracowanie własne.

5.6.4. Elektrownie biogazowe

Poniżej przedstawiono parametry ekonomiczne i techniczne związane z małymi biogazowniami rolniczymi. Koszty dotyczą duże biogazowni rolniczych będą przedstawione w podrozdziale 5.7. Małe biogazownie są wykorzystywane przede wszystkim na obszarach wiejskich przez rolników, którzy dysponują zasobami kiszonki kukurydzy czy gnojowicy. Nakłady

inwestycyjne na biogazownie rolnicze w krajach OECD wynosz¹ od 7 400–17 760 PLN/kW (IRENA 2013). Polskie realizacje ma³ych elektrowni biogazowych wskazuj¹ na ni¿sze nak³ady inwestycyjne (60 kW_{el} – 1 mln PLN, 100 kW_{el} – 1,6 mln PLN). Koszty zmienne uśrednione przyjmowane do kalkulacji wstêpnych w przypadku biogazowni rolniczych zasilanych roelinami energetycznymi wynosz¹ 0,042 EUR/kWh (SRU 2010), co daje 174 PLN/MWh. Wed³ug w³asnych kalkulacji, koszty paliwowe w biogazowni rolniczej 210 kW_{el} dla mieszanki substratów gnojowica + kiszonka kukurydzy, wynosz¹ rocznie 154 PLN/MWh (tab. 5.6.4).

Tabela 5.6.4. Parametry nowych ma³ych biogazowni rolniczych w 2011 r.

Lp.	Paliwo/Technologia	Moc el. netto*	Nakłady inwestycyjne OVN	Koszty stałe	Koszty zmienne	Sprawność netto 2010/30/50	Ekonomiczny czas życia
		MW	tys. PLN/MW _{net}	tys. PLN/MW _{net}	PLN/MWh _{net}	%	lata
1.	Mała biogazownia CHP	0,2	16 000	400	164	38/40/41	20

* Orientacyjna moc elektryczna zainstalowana.

Źródło: opracowanie własne.

5.7. Elektrociep³ownie

Elektrociep³ownie, oprócz produkcji energii elektrycznej, wytwarzaj¹ równocześnie ciep³o (w postaci pary lub gor¹cej wody). Elektrociep³ownie zasilane paliwami konwencjonalnymi oraz biomas¹ budowane s¹ w miejscach, gdzie wystêpuje du¿a gêstość powierzchniowa zapotrzebowania na ciep³o (np. miasta, zak³ady przemys³owe). W porównaniu do elektrowni, w których entalpia pary wykorzystywana jest w maksymalnym stopniu do produkcji energii elektrycznej, w elektrociep³owniach instalowane s¹ turbiny, w których para wylotowa ma wy¿sze parametry. Stosowane s¹ turbiny przeciwprê¿ne, upustowo-przeciwprê¿ne oraz upustowo-kondensacyjne. G³ównym argumentem przemawiaj¹cym za skojarzon¹ produkcj¹ energii elektrycznej i ciep³a w elektrociep³owniach jest oszczêdność energii pierwotnej (a co za tym idzie poprawa konkurencyjnoœci, mniejsze emisje zanieczyszczeñ), poniewa¿ ta sama iloœć energii pierwotnej w uk³adzie skojarzonym ulega konwersji na wiêksz¹ iloœć energii wtórnej w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciep³a w uk³adach rozdzielonych. Jednostki wysokosprawnej kogeneracji zapewniaj¹ oszczêdnoœć energii pierwotnej nie mniejsz¹ ni¿ 10% w porównaniu do technologii rozdzielonych. W Polsce w 2011 r. wytworzono w elektrociep³owniach 24 550 GWh energii elektrycznej, w tym w wysokosprawnej kogeneracji 20 098 GWh. Ef¹czna sprawnoœć wytwarzania energii elektrycznej i ciep³a w skojarzeniu wynios³a 71%. Elektrociep³ownie biogazowe, w szczególnoœci rolnicze, lokalizowane s¹ z dala

od gęstej zabudowy, a wytwarzane ciepło jest najczęściej zużywane na potrzeby własne bądź jednego lub kilku dużych odbiorców ciepła do celów technologicznych. W biogazowniach zazwyczaj stosuje się tłokowe silniki gazowe wewnętrznego spalania (obieg Otto), dzięki którym można wytwarzać energię elektryczną, gorącą wodę lub parę nasyconą. Istnieje możliwość zastosowania turbiny gazowej do spalania biogazu. Biogaz jednak musi być wcześniej oczyszczony, osuszony i sprężony, co w konsekwencji podraża koszty takiej instalacji.

Nakłady inwestycyjne, koszty stałe oraz koszty zmienne dla elektrociepłowni zawodowych, przemysłowych i ciepłowni zostały określone na podstawie metodyki przedstawionej w pracy (EnergSys 2008a) (tab. 5.7.1 i 5.7.2). W pracy tej m.in. przyjęto, że nakłady inwestycyjne w przeliczeniu na moc elektryczną dla elektrociepłowni zawodowych węglowych oraz dla

Tabela 5.7.1. Parametry nowych elektrociepłowni zawodowych w 2011 r.

Lp.	Nazwa	Moc el. netto*	Nakłady inwestycyjne OVN	Koszty stałe	Koszty zmienne	Sprawność netto	Ekonomiczny czas życia	Wskaźnik** emisji CO ₂
		MW	tys. PLN/MW _{net}	tys. PLN/MW _{net}	PLN/MW _{net}	%	lata	kg/GJ
1.	EC na węgiel kamienny	100	8 420	180	11	35/87	35	94,19
2.	Blok parowo-gazowy	100	3 300	115	6	54/82	25	55,82
3.	EC na biomasę	20–50	9 700	210	14,5	30/80	25	0,0
4.	EC na biogaz	2–5	8 100	125	10,0	38/85	25	0,0

* Orientacyjna moc elektryczna zainstalowana.

** Wartość wskaźników emisji CO₂ zależy od wartości opałowej paliwa. Wskaźnik odniesiony do wsadu energetycznego w paliwie według (KOBIZE 2012). Uwzględnione jedynie emisje bezpośrednie.

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 5.7.2. Parametry nowych elektrociepłowni przemysłowych w 2011 r.

Lp.	Nazwa	Nakłady inwestycyjne OVN	Koszty stałe	Koszty zmienne	Sprawność netto	Ekonomiczny czas życia	Wskaźnik** emisji CO ₂
		tys. PLN/MW _{net}	tys. PLN/MW _{net}	PLN/MW _{net}	%	lata	kg/GJ
1.	EC na węgiel kamienny	9 200	200	9,5	16/80	35	94,68
2.	Blok parowo-gazowy	3 500	120	6,0	32/80	25	55,82
3.	EC na olej opałowy	5 800	150	6,0	32/80	25	73,33

* Orientacyjna moc elektryczna zainstalowana.

** Wartość wskaźników emisji CO₂ zależy od wartości opałowej paliwa. Wskaźnik odniesiony do wsadu energetycznego w paliwie według (KOBIZE 2012). Uwzględnione jedynie emisje bezpośrednie.

Źródło: opracowanie własne.

elektrociepłowni przemysłowych węglowych są wyższe od elektrowni na parametry podkrytyczne tej samej mocy odpowiednio o 10% i 20%. Natomiast nakłady inwestycyjne dla elektrociepłowni gazowych w technologii CCGT są na poziomie 43% elektrociepłowni węglowej. Do obliczeń jako technologii referencyjną przyjęto nową elektrownię kondensacyjną węglową na parametry nadkrytyczne (800 MW_e), której nakłady inwestycyjne wynoszą 5900 PLN/2011/kW (tab. 5.4.1). Następnie wartość ta posłużyła do wyliczenia nakładów inwestycyjnych dla technologii na parametry podkrytyczne o mocy 100 MW – przeliczenie według stosunku nakładów (EnergSys 2008b). Obliczona wartość była podstawą do wyznaczenia nakładów inwestycyjnych dla technologii ciepłowniczych.

5.8. Ciepłownie i technologie grzewcze małej mocy

Ciepłownie należą do przedsiębiorstw, których głównym zadaniem jest produkcja ciepła w postaci wody o wysokiej temperaturze. Wytwarzane tam ciepło jest dostarczane do miejskiej sieci ciepłowniczej. W Polsce infrastruktura ciepłownicza, biorąc pod uwagę źródła wytwarzania oraz sieci ciepłownicze, jest bardzo zróżnicowana zarówno pod względem ekonomicznym jak i technicznym. Na ogół stan techniczny urządzeń w przedsiębiorstwach ciepłowniczych jest przestarzały i ze względu na istotne zużycie techniczne wymagać będzie przeprowadzenia remontów lub wymiany na nowoczesne rozwiązania technologiczne. Wśród kotłów wodnych największy odsetek stanowi kotły, których wiek jest w przedziale 25–35 lat. Niewiele lepiej sytuacja wygląda z sieciami ciepłowniczymi; szacuje się że w Polsce średni stopień zużycia sieci ciepłowniczych jest na około 50% poziomie. Zgodnie z danymi (ARE 2012) produkcja ciepła w 2011 roku w ciepłowniach osiągnęła wartość około 178,3 PJ. Głównym paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła sieciowego w Polsce jest węgiel kamienny. Polska należy do czołówek europejskich krajów, w których mieszkańcy korzystają z ciepła sieciowego. Największe zapotrzebowanie na ciepło sieciowe jest w sektorze gospodarstw domowych oraz przemysłu. Według danych (GUS 2012a) całkowite zużycie ciepła sieciowego w przemyśle i budownictwie (suma ciepła zakupionego oraz ciepła z produkcji własnej) wyniosło 243,2 PJ, natomiast w sektorze gospodarstw domowych wyniosło 175 PJ. W gospodarstwach domowych ciepło wykorzystywane jest głównie na cele grzewcze oraz w mniejszej części stosowane jest do produkcji ciepłej wody użytkowej. Według danych (GUS 2012b) około 40% wszystkich gospodarstw domowych wykorzystywało ciepło sieciowe, wśród których ponad 60% używało go jednocześnie do ogrzewania wody. Pozostałe zapotrzebowanie na ciepło jest pokrywane za pomocą technologii grzewczych małej mocy. Wśród najczęściej wykorzystywanych technologii grzewczych znajdują się urządzenia wykorzystujące paliwa stałe; są to przede wszystkim kotły oraz piece kaflowe. Około 10% krajowych gospodarstw domowych do ogrzewania pomieszczeń stosowało w 2009 r. gazowe kotły centralnego ogrzewania. Natomiast w mniejszym stopniu wykorzystywane są urządzenia elektryczne oraz technologie oparte na paliwach ciekłych, takie jak kotły na olej opałowy. Ciągle w niewielkim stopniu do produkcji ciepła wykorzystywane są urządzenia grzewcze wykorzystujące odnawialne źródła energii, takie jak kolektory słoneczne

czy pompy ciepła. Wynika to głównie z wysokich nakładów inwestycyjnych. W tabelach 5.8.1 i 5.8.2 przedstawiono parametry techniczno-ekonomiczne dla wybranych technologii grzewczych oraz ciepłowni.

Tabela 5.8.1. Parametry techniczno-ekonomiczne dla nowych ciepłowni w 2011 r.

Lp.	Nazwa	Nakłady inwestycyjne OVN	Koszty stałe	Koszty zmienne	Sprawność netto	Ekonomiczny czas życia	Wskaźnik** emisji CO ₂
		tys. PLN/MW _{net}	tys. PLN/MW _{net}	PLN/MW _{h,net}	%	lata	kg/GJ
1.	Ciepłownia węglowa	1 360	50	10	80	35	94,94
2.	Ciepłownia gazowa	340	30	3	85	25	55,82
3.	Ciepłownia na olej opałowy	320	33	4	85	25	73,33
4.	Ciepłownia na pozostałe paliwa	1 500	60	16,5	78	25	–

** Wskaźnik odniesiony do wsadu energetycznego w paliwie. Uwzględnione jedynie emisje bezpośrednie.

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 5.8.2. Parametry technologii grzewczych małej mocy w 2011 r.

Lp.	Technologia	Moc grzewcza*	Nakłady inwestycyjne**	Sprawność	Ekonomiczny czas życia	Wskaźnik*** emisji CO ₂
		kW	PLN/kW	%	lata	kg/GJ
1.	Kocioł gazowy	10–65	220–140	91–93	11–20	55,82
2.	Kocioł olejowy	10–65	270–150	92–94	14–25	73,33
3.	Kocioł węglowy	10–65	400–200	80	20–30	93,61
4.	Kocioł biomasowy	10–65	680–270	80	15–30	0,0
5.	Piec węglowy	10–65	320–80	70	15–20	93,61
6.	Piec elektryczny	10–65	210–110	99,5	13–18	–
7.	Gruntowe pompy ciepła	10–65	2 900–990	330	10–15	–
8.	Kolektory słoneczne (typ płaski cieczowy)	10–65	1 640–1 140	25–80	10–15	–

* Orientacyjna moc cieplna zainstalowana.

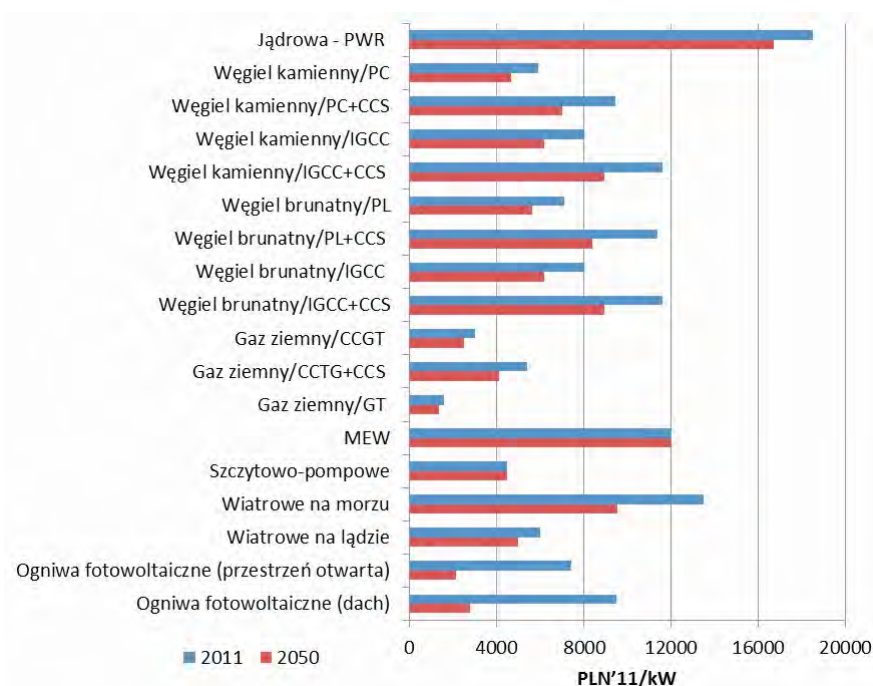
** Nakłady inwestycyjne dla urządzeń grzewczych typu dwufunkcyjnego są o 5% wyższe od nakładów inwestycyjnych dla urządzeń grzewczych typu jednofunkcyjnego.

*** Wartość wskaźników emisji CO₂ zależy od wartości opałowej paliwa. Wskaźnik odniesiony do wsadu energetycznego w paliwie według (KOBIZE 2012). Uwzględnione jedynie emisje bezpośrednie.

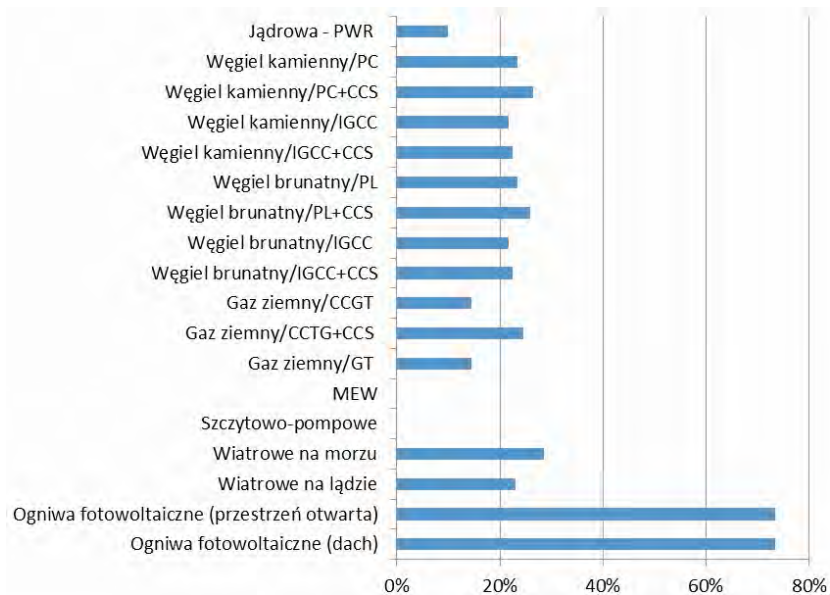
Źródło: opracowanie własne.

5.9. Postęp techniczny – krzywe uczenia dla wybranych technologii

Wybór technologii energetycznych w przyszłości w głównej mierze zależy będzie od ich parametrów techniczno-ekonomicznych. Parametry te są zmienne w czasie wskutek procesu tzw. „uczenia się”. Badania empiryczne pokazują¹, że wraz ze wzrostem doświadczenia w produkcji technologii energetycznych maleją ich jednostkowe nakłady inwestycyjne, a zatem stają się one bardziej atrakcyjne. Opracowywane są tzw. „krzywe uczenia” (ang. *Learning Curves*) przedstawiające związek pomiędzy skumulowaną produkcją technologii energetycznych a jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi (Kost i in. 2012). Jeżeli wraz z podwojeniem produkcji danej technologii jej jednostkowy nakład inwestycyjny spada o 10% szybkość uczenia wynosi 10%. Spadek nakładów inwestycyjnych zależy jest więc od wzrostu udziału danych technologii na rynku w przyszłości, a ten ponieważ jest wynikiem modelowania i może być wyznaczany endogenicznie np. w globalnych modelach energetycznych. Wyznaczenie krzywych uczenia dla poszczególnych technologii energetycznych wykracza poza zakres niniejszej pracy. W pracy założono, że przyjęte nakłady inwestycyjne (rys. 5.9.1) oraz koszty O&M (rys. 5.9.2) zmieniają się będą liniowo do 2050 r. zgodnie z zaprezentowaną dynamiką (IEA i in. 2010).



Rys. 5.9.1. Nakłady inwestycyjne dla nowych technologii energetycznych w 2011 oraz 2050 r.
Źródło: IEA i in. 2010



Rys. 5.9.2. Względna redukcja kosztów O&M w 2050 r. w odniesieniu do 2011 r. dla nowych technologii energetycznych
Źródło: IEA i in. 2010

5.10. Czas budowy oraz koszty likwidacji obiektów

W przypadku inwestycji w elektroenergetyce należy uwzględnić fakt, że czas budowy obiektów może osiągnąć nawet kilka lat. W pracy przyjęto, że czas budowy w zależności od typu obiektu wynosi:

- dla elektrowni na węgiel brunatny oraz kamienny – 5 lat,
- dla elektrowni jądrowych – 8 lat,
- dla elektrowni gazowych – 3 lata,
- dla elektrowni fotowoltaicznych oraz wiatrowych na lądzie – 1 rok,
- dla małych elektrowni wodnych oraz wiatrowych na morzu – 2 lata,
- dla elektrowni wodnej szczytowo-pompowej, elektrociepłowni oraz ciepłowni – 3 lata.

W okresie budowy oprócz nakładów inwestycyjnych ponoszone są koszty kapitału. Przyjęto, że nakłady inwestycyjne OVN wyrażone w cenach stałych roku 2011 w pierwszym etapie rozkładane są na poszczególne lata budowy z uwzględnieniem inflacji na podstawie wzoru:

$$X_n = F_n \cdot K_0 \cdot (1+i)^n$$

gdzie: K_0 – nakłady inwestycyjne w roku powstania obiektu (rok 0),
 i – wskaźnik inflacji (założono 3%),

F_n – współczynnik alokacji nakładów inwestycyjnych w poszczególnych latach,
 n – rok budowy ($n < 0$),

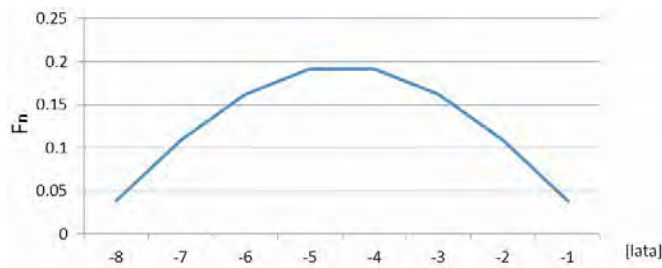
Współczynnik F_n wyliczany jest ze wzorów:

$$F_n = \int_{n+1}^n \frac{\sin \theta_n}{2} d\theta_n$$

$$\theta_n = \frac{n \cdot \pi}{T_0}$$

gdzie: T_0 – całkowity czas budowy (liczba lat).

Przykładowo, dla czasu budowy 8 lat wskaźnik F_n przybiera wartości przedstawione na rysunku 5.10.1.



Rys. 5.10.1. Wartość współczynnika rozdział nakładów OVN na poszczególne lata w okresie budowy
 Źródło: opracowanie własne

W końcowym etapie obliczane są całkowite nakłady inwestycyjne uwzględniające koszty kapitału związane z budową danego obiektu:

$$K_{Cat} = \sum_{n<0} X_n \cdot (1+r)^{-n}$$

gdzie: K_{Cat} – całkowite nakłady inwestycyjne uwzględniające koszt kapitału,
 r – realna stopa procentowa.

Po ukończeniu czasu życia obiekt ulega likwidacji, co skutkuje koniecznością poniesienia dodatkowych kosztów (rozbiórka, rewitalizacja terenu), ale również przychodami (sprzedaż odzyskanych materiałów, maszyn, itp.). W pracy przyjęto za (IEA i in. 2010) koszt likwidacji na poziomie 15% oraz 5% nakładów inwestycyjnych odpowiednio dla elektrowni jądrowych oraz wszystkich pozostałych.

6 Analiza scenariuszowa – ogólne zestawienie wyników

Elastyczność zastosowanego w niniejszej pracy narzędzia analizy systemowej umożliwia przeprowadzenie obliczeń scenariuszowych dla dowolnych, logicznie uzasadnionych, założeń obliczeniowych. Szereg elementów prognozowanej przyszłości nie może być określonych w sposób jednoznaczny, a mają one wpływ na rozwój sektora paliwowo-energetycznego, zatem zaprojektowano kilka ich wariantów, które zestawiono w tabeli 6.1. Nazwa REF określono wielkość uważaną za najbardziej prawdopodobną, przyjętą za referencyjną.

Dla potrzeb niniejszej pracy opracowano 16 scenariuszy badawczych, zestawionych w tabeli 6.2.

Nadrzędnym celem analiz scenariuszowych była analiza zapotrzebowania na węgiel kamienny energetyczny oraz na węgiel brunatny w gospodarce krajowej przy różnych uwarunkowaniach rozwoju poszczególnych elementów gospodarki i przy zmianie uwarunkowań zewnętrznych. Analizując uzyskane wyniki należy pamiętać, że model symuluje warunki konkurencji doskonałej, a więc wyznacza stan równowagi, w której maksymalizuje sumę nadwyżek producentów i konsumentów. Wszelkie odchylenia od warunków konkurencji doskonałej są zapisane w postaci ograniczeń w postaci „więcej nie więcej niż x ” lub wymuszeń „więcej co najmniej x ” lub „więcej dokładnie x ”. Scenariusze różnią się przyjętymi założeniami, a różnice w uzyskiwanych wynikach pokazują konsekwencje „ziszczania się” przewidywanego w nich rozwoju przyszłości.

Poniżej opisano pokrótce każdy ze scenariuszy oraz przedstawiono niektóre z uzyskanych wyników. Analiza porównawcza wyników została przeprowadzona w rozdziale 7, a szczegółowe bilanse węgla kamiennego i brunatnego – w rozdziale 8.

6.1. Scenariusz REF

Uważany za wyjściowy do dalszych analiz scenariusz REF jest scenariuszem bazowym/referencyjnym, w którym przyjęto następujące założenia:

- popyt na energię elektryczną i ciepło na poziomie umiarkowanym (referencyjnym), gdzie zapotrzebowanie na energię finalną osiąga 204 TWh w roku 2050,
- potencjał podaży węgla kamiennego i brunatnego uwzględnia rozwój bazy wydobywczej górnictwa,
- ceny węgla kamiennego i brunatnego – zgodne z niższymi cenami, zakładając wzrost cen po 2025 roku o 1,5% w cenach nominalnych,

Tabela 6.1 Wielkości przyjmowane wariantowo w realizowanych scenariuszach

Lp.	Założony parametr	Szczegółowy opis	Nazwa wariantu	Charakterystyka
1.	Podaż węgla kamiennego i brunatnego	rozd. 4.1 – WK rozd. 4.2 – WB	NISKA	brak rozwoju bazy zasobowej
			REF	pozyskiwanie nowych koncesji i rozwój bazy wydobywczej
2.	Ceny węgla kamiennego i brunatnego	rozd. 4.1 – WK rozd. 4.2 – WB	REF	zgodne z prognozami światowym
			PLUS	wyższe ceny węgla
3.	Popyt na energię elektryczną	rozd. 3.7.1	REF	wyznaczony umiarkowanym spadkiem energochłonności gospodarki Polski
			NISKI	niższy od referencyjnego (energooszczędny)
			WYSOKI	wyższy od referencyjnego (energochłonny)
4.	Ceny uprawnień do emisji (CO ₂)	rozd. 3.7.3	REF	umiarkowany wzrost ceny uprawnień do emisji
			WYS	wysoki wzrost cen uprawnień do emisji
5.	Wysokość celu OZE	rozd. 3.7.5	REF	obowiązkowe użytkowanie OZE zgodnie ze zobowiązaniami do 2020; w następnych latach 2% wzrost co 5 lat
			WYS	wyższe niż referencyjne
			NIE	po 2020 roku – brak dodatkowych zobowiązań w zakresie użytkowania OZE
6.	Podaż i ceny gazu ziemnego	podaż – tab. 4.3.1 ceny – tab. 4.3.8	REF	bez uwzględnienia rozwoju gazu z formacji łupkowych
			ROZ	wyższa podaż gazu w kraju i niższe ceny
7.	Rozwój technologii CCS	rozd. 5.4.3	REF	technologia osiągnie dojrzałość komercyjną w 2030 roku
			TAK	technologia osiągnie dojrzałość komercyjną w 2025 roku
			NIE	technologia nie będzie wdrażana w analizowanym okresie
8.	Rozwój energetyki jądrowej	rozd. 4.6.	REF	możliwość budowy trzech bloków – razem 4,5 GW – po 1,5 GW w latach 2025, 2030 i 2035
			MAX	dopuszczalne maksymalne przyrosty mocy po 1,5 GW na 5 lat od 2025 do końca okresu analizy
			MIX	podjęte decyzje o budowie 3 bloków – razem 4,5 GW – po 1,5 GW w latach 2025, 2030, 2035

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 6.2. Zestawienie opracowanych scenariuszy badawczych

Lp.	Nazwa scenariusza	Przyjęty wariant założonego parametru						
		podaż węgla	popyt na energię elektryczną	cena uprawnień do emisji CO ₂	cele OZE	ceny paliw	rozwój energetyki jądrowej	rozwój technologii CCS
1.	REF	REF	REF	REF	REF	REF	REF	REF
2.	REF-WYSOKI	REF	WYSOKI	REF	REF	REF	REF	REF
3.	REF-NISKI	REF	NISKI	REF	REF	REF	REF	REF
4.	REF-CO2WYS	REF	REF	WYS	REF	REF	REF	REF
5.	REF-PLUS	REF	REF	REF	REF	PLUS	REF	REF
6.	WYSOKI	REF	WYSOKI	WYS	REF	PLUS	REF	REF
7.	STATUSQUO	NISKA	REF	REF	REF	REF	REF	REF
8.	ZAŁAMANIA	NISKA	NISKI	WYS	REF	PLUS	REF	REF
9.	GAZOWY	REF	REF	REF	REF	ROZ	REF	REF
10.	GAZOWY-CO2WYS	REF	REF	WYS	REF	ROZ	REF	REF
11.	JĄDROWY-MIX	REF	REF	REF	REF	REF	MIX	REF
12.	JĄDROWY-MAX	REF	REF	WYS	REF	REF	MAX	REF
13.	CCS	REF	REF	WYS	REF	REF	REF	TAK
14.	BEZ-CCS	REF	REF	WYS	REF	REF	REF	NIE
15.	OZE	REF	REF	WYS	WYS	REF	REF	REF
16.	BEZ-OZE	REF	REF	WYS	NIE	REF	REF	REF

Źródło: opracowanie własne.

- podaż i ceny gazu ziemnego – jak w wariancie referencyjnym, zakładając brak rozwoju wydobycia rodzimego gazu z formacji łupkowych
- obowiązkowe cele wykorzystania OZE – zgodne z wariantem referencyjnym – zakładając wzrost obowiązkowego wykorzystania OZE,
- ciężka cenowa uprawnień do emisji CO₂ przyjęta w wariancie niższego wzrostu,
- brak komercyjnie dostępnych technologii CCS do roku 2030,
- brak wymuszenia lub zakazu budowy elektrowni jądrowej.

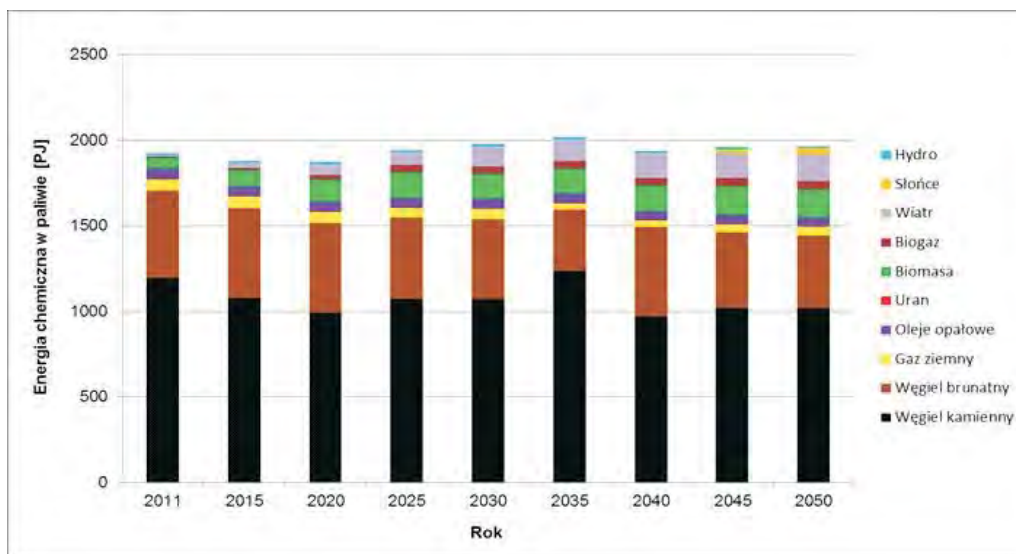
Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.1.1 i 6.1.2 oraz na rysunkach 6.1.1–6.1.3.

Tabela 6.1.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

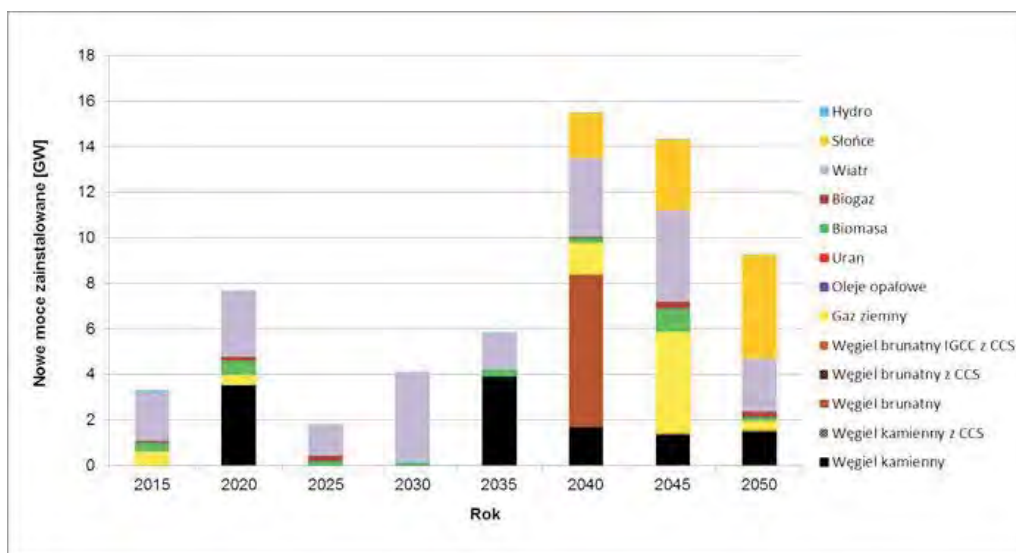
Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
REF	21 325	50 195	12 116	24 398	35 537	90 430	60 009	38 391

Źródło: opracowanie własne.

6. Analiza scenariuszowa – ogólne zestawienie wyników

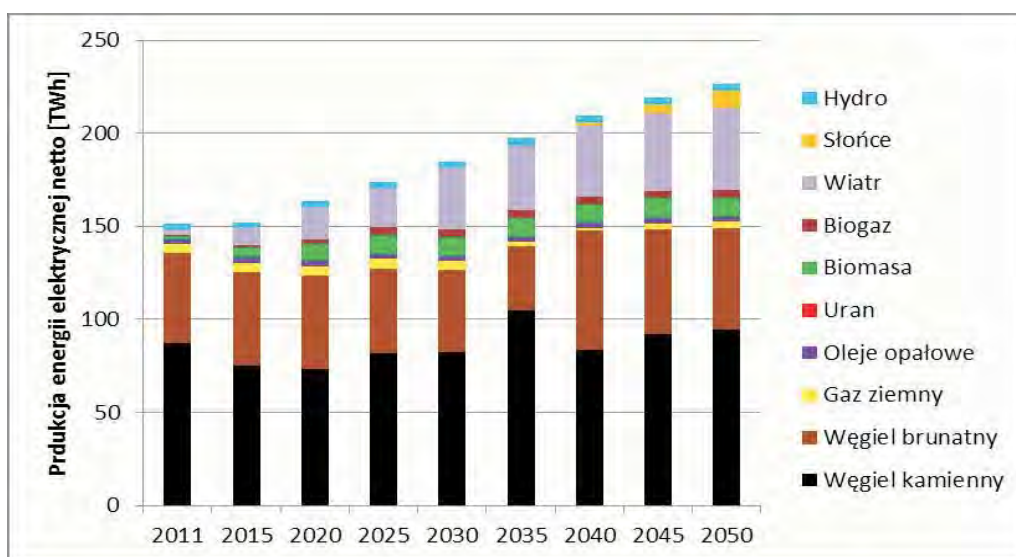


Rys. 6.1.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu REF [PJ]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.1.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu REF [GW]
Źródło: opracowanie własne

6.1. Scenariusz REF



Rys. 6.1.3 Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu REF [TWh]
Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.1.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,21	221,72	219,85	224,80	223,17	222,19	232,45	235,73
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,37	161,03	159,20	155,12	152,11	132,21	136,06	135,34
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,65	243,04	242,84	247,51	245,98	243,67	253,16	257,65
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,22	25,66	27,61	28,21	29,04	27,64	27,79	28,41

Źródło: opracowanie własne.

6.2. Scenariusz REF-WYSOKI

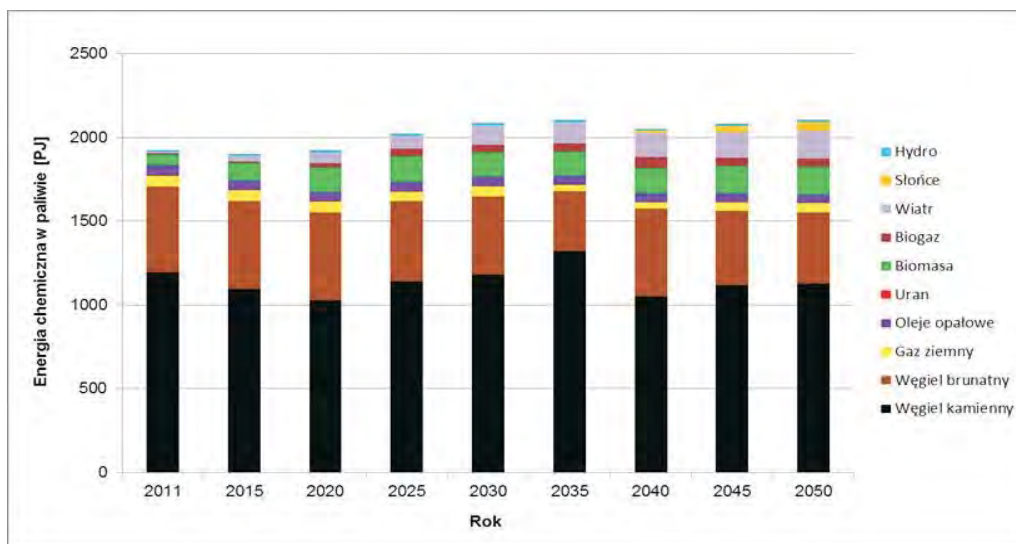
W porównaniu ze scenariuszem bazowym, scenariusz REF-WYSOKI różni się jedynie wysokością popytu na energię elektryczną, co związane jest z niższym założonym tempem obniżania energochłonności gospodarki. Popyt ten rośnie szybciej od założonego w scenariuszu REF i osiąga poziom 225 TWh w roku 2050. Potrzebna jest zatem większa ilość paliw dla zaspokojenia tego popytu.

Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.2.1 i 6.2.2 oraz na rysunkach 6.2.1–6.2.3.

Tabela 6.2.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
REF-WYSOKI	21 889	51 271	11 719	25 252	52 678	98 477	73 250	41 654

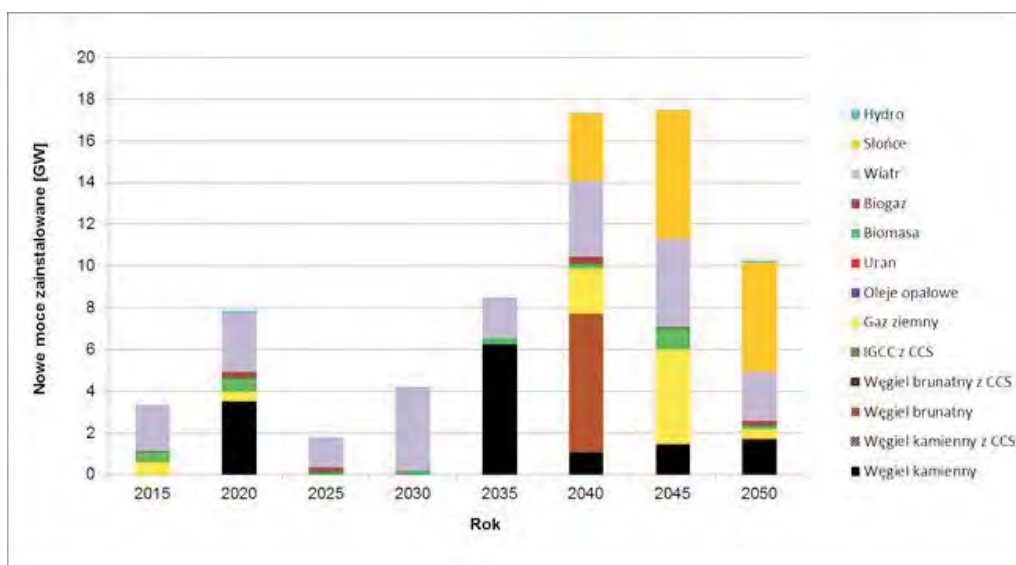
Źródło: opracowanie własne.



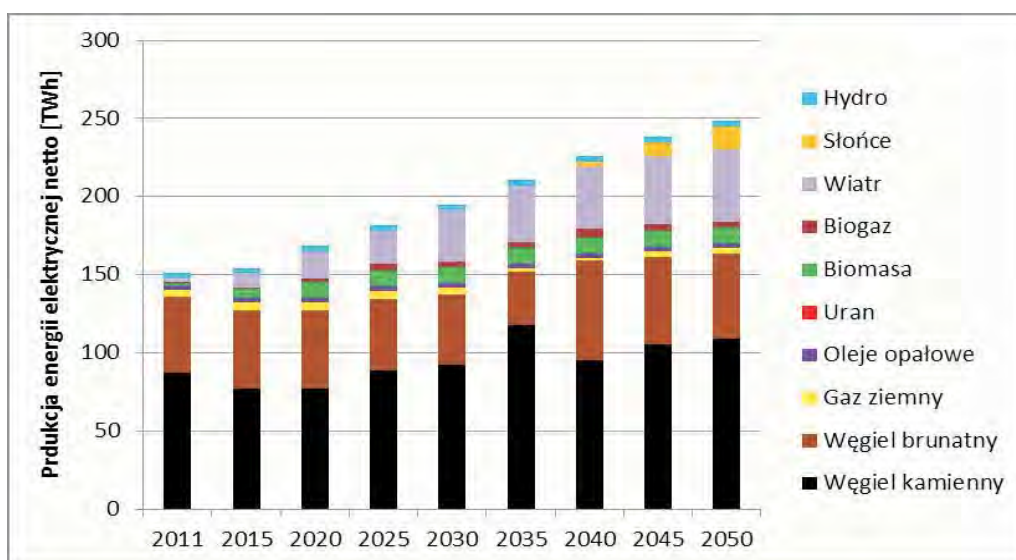
Rys. 6.2.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu REF-WYSOKI [PJ]

Źródło: opracowanie własne

6.2. Scenariusz REF-WYSOKI



Rys. 6.2.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu REF-WYSOKI [GW]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.2.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu REF-WYSOKI [TWh]
Źródło: opracowanie własne

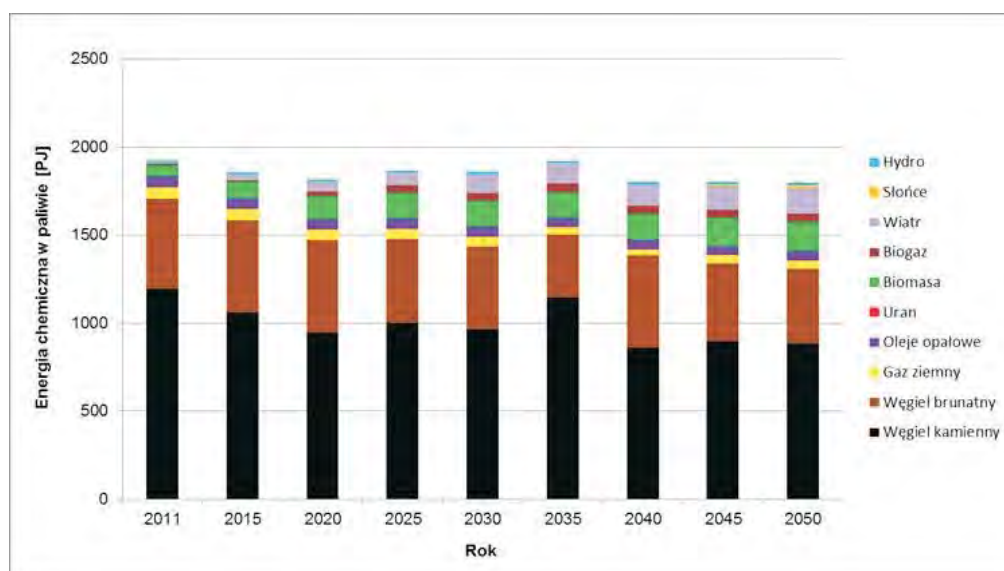
Tabela 6.2.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	203,75	220,67	218,25	223,07	224,67	226,58	238,94	241,86
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,52	162,05	160,25	156,66	150,02	132,80	133,48	132,85
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,23	242,34	240,86	244,79	246,22	247,16	257,16	261,28
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,37	26,29	27,87	28,59	29,09	28,96	27,52	28,42

Źródło: opracowanie własne.

6.3. Scenariusz REF-NISKI

Jedyna różnica w stosunku do scenariuszy przedstawionych poprzednio polega na odmiennym – tym razem niższym od referencyjnego – popycie na energię elektryczną¹. Założono



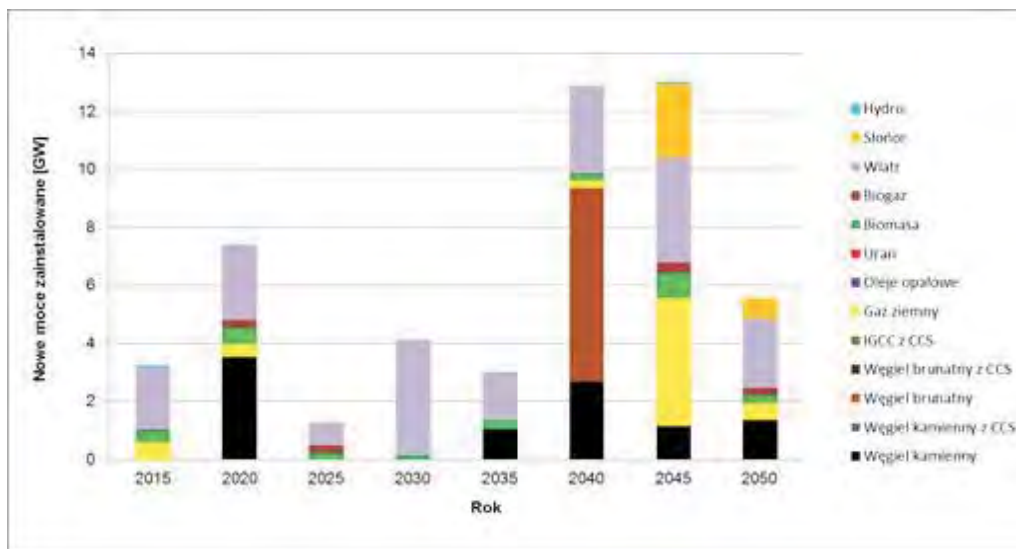
Rys. 6.3.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu REF-NISKI [PJ]

Źródło: opracowanie własne

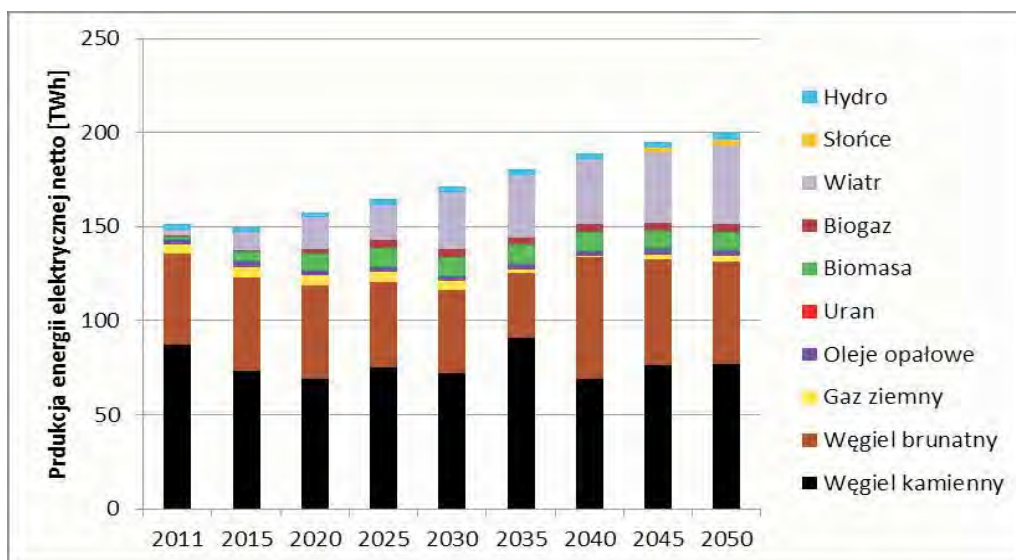
6.3. Scenariusz REF-NISKI

szybki spadek energochłonności gospodarki, a finalne zapotrzebowanie na energię elektryczną¹ w roku 2050 wynosi 179 TWh.

Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.3.1 i 6.3.2 oraz na rysunkach 6.3.1–6.3.3.



Rys. 6.3.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu REF-NISKI [GW]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.3.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu REF-NISKI [TWh]
Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.3.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
REF-WYSOKI	208 44	47 911	8 807	24 398	18 597	80 865	51 522	28 605

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 6.3.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,80	222,83	221,33	227,01	222,27	216,45	226,74	229,82
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	158,90	161,12	160,83	155,36	156,56	134,64	138,86	139,22
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	223,02	244,52	245,33	251,03	247,03	241,18	250,52	255,46
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	20,97	25,49	27,61	28,21	29,24	27,67	27,46	28,39

Źródło: opracowanie własne.

6.4. Scenariusz REF-CO2WYS

W scenariuszu REF-CO2WYS założono, że ceny pozwoleń za emisję CO₂ będą rosły szybciej niż w scenariuszu bazowym – zgodnie z założeniami przedstawionymi w tabeli 3.7.5. Pozostałe założenia są identyczne jak w scenariuszu referencyjnym. Celem scenariusza jest ocena wpływu podwyższenia UEA na sektor i jego rozwój.

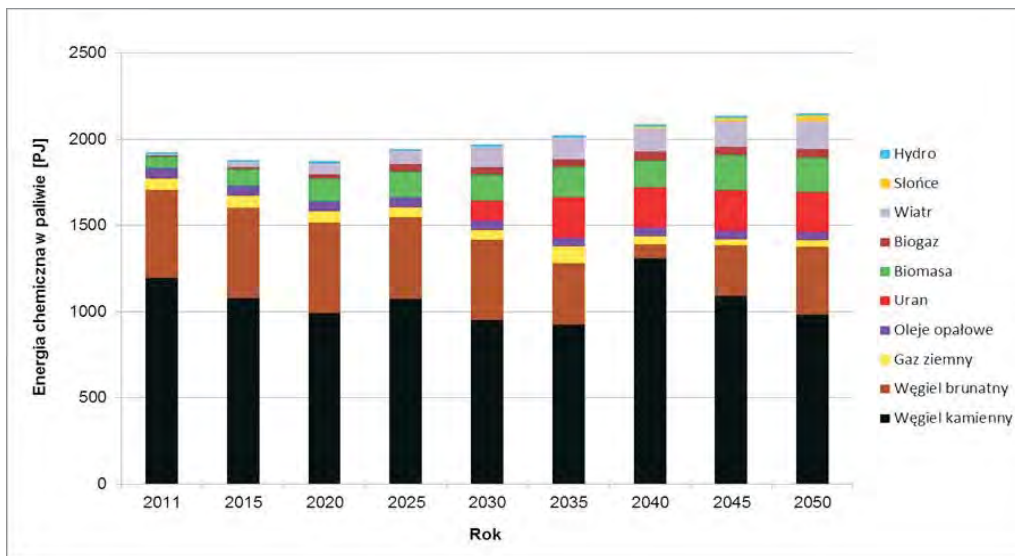
Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.4.1 i 6.4.2 oraz na rysunkach 6.4.1–6.4.3.

Tabela 6.4.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

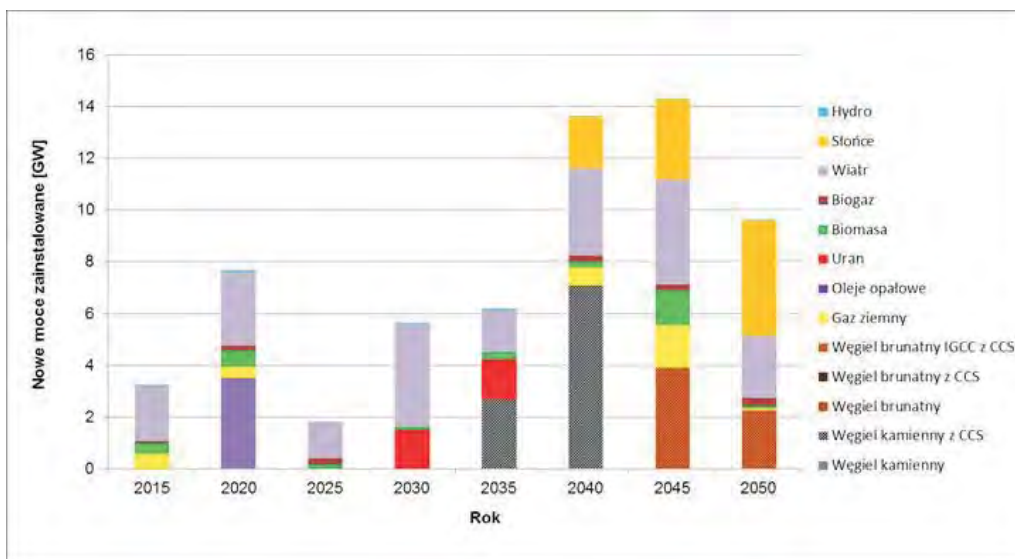
Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
REF-CO2WYS	21 325	50 195	12 116	57 207	71 146	101 021	97 013	52 877

Źródło: opracowanie własne.

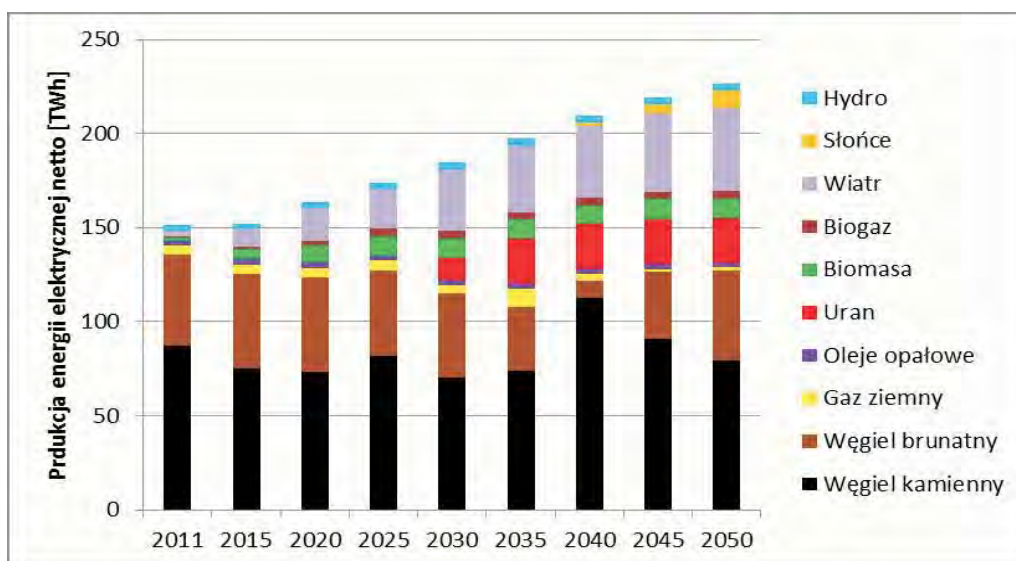
6.4. Scenariusz REF-CO2WYS



Rys. 6.4.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu REF-CO2WYS [PJ]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.4.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu REF-CO2WYS [GW]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.4.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu REF-CO2WYS [TWh]

Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.4.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,21	221,72	246,41	271,63	281,58	281,00	277,38	277,38
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,37	161,03	183,85	183,98	178,64	158,80	139,11	127,75
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,65	243,04	267,49	291,65	302,45	303,06	302,79	302,41
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,22	25,66	28,95	30,73	32,15	32,44	29,70	29,34

Źródło: opracowanie własne.

6.5. Scenariusz REF-PLUS

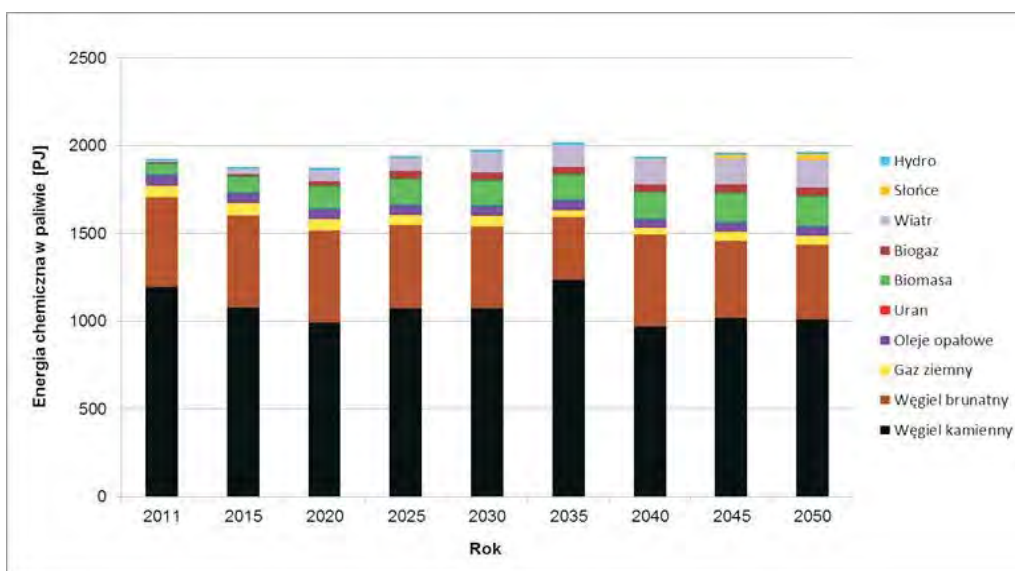
W scenariuszu REF-PLUS założono, że ceny węgla na rynkach światowych po roku 2025 będą rosły w tempie 2,4% rocznie – a więc szybciej niż w scenariuszu REF. Celem budowy takiego scenariusza było sprawdzenie jak wzrost cen węgla wpłynie na konkurencyjność węgla kamiennego i brunatnego jako paliwa dla sektora elektroenergetycznego.

Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.5.1 i 6.5.2 oraz na rysunkach 6.5.1–6.5.3.

Tabela 6.5.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
REF-PLUS	21 325	50 195	12 116	24 398	35 537	90 430	60 076	38 094

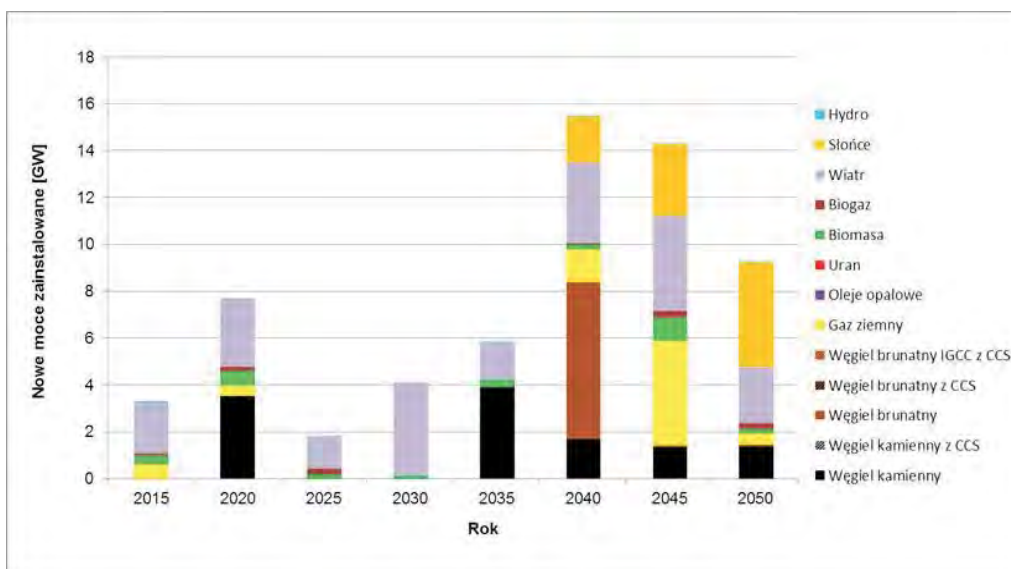
Źródło: opracowanie własne.



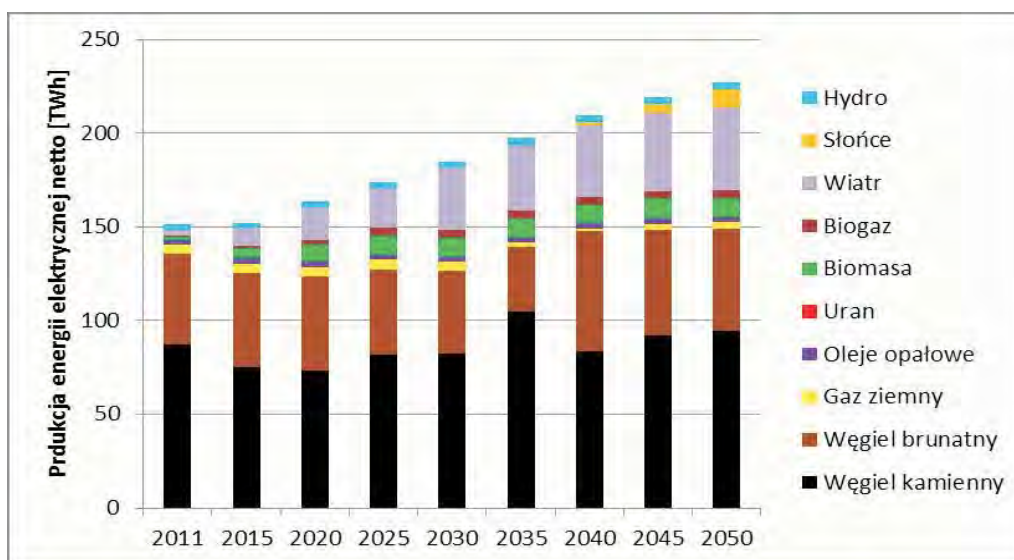
Rys. 6.5.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu REF-PLUS [PJ]

Źródło: opracowanie własne

6. Analiza scenariuszowa – ogólne zestawienie wyników



Rys. 6.5.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu REF-PLUS [GW]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.5.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu REF-PLUS [TWh]
Źródło: opracowanie własne

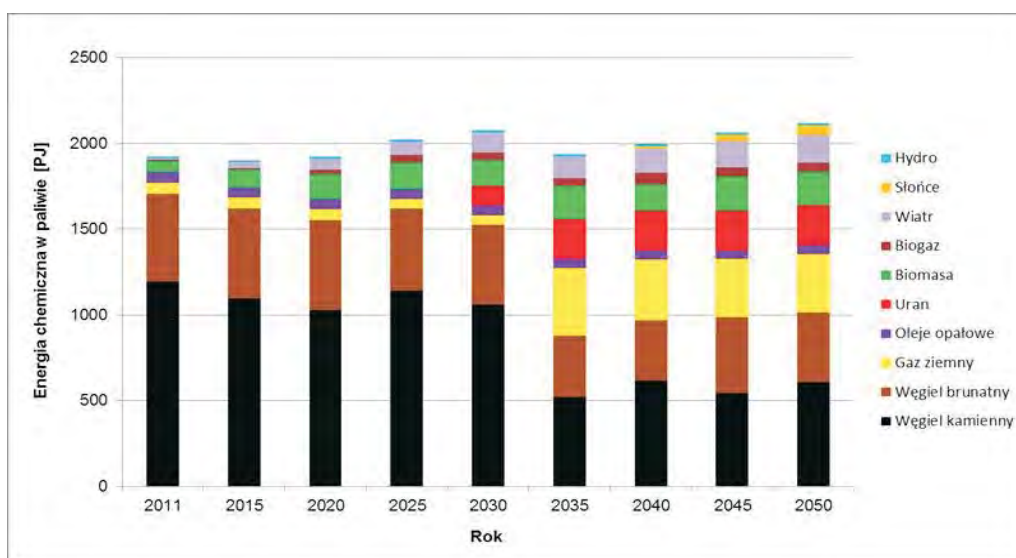
Tabela 6.5.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,21	221,72	219,85	227,16	227,73	227,25	239,63	244,61
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,37	161,03	159,20	157,34	156,49	137,26	143,18	144,43
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,65	243,04	242,84	249,73	250,37	248,73	260,27	266,72
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,22	25,66	27,61	28,33	29,32	28,01	28,21	28,60

Źródło: opracowanie własne.

6.6. Scenariusz WYSOKI

Scenariusz WYSOKI ma za zadanie zbadać skutki nałożenia się na siebie kilku okoliczności. Dla referencyjnej podaży węgla (a więc przy założeniu możliwości rozwoju zdolności wydobywczych kopalń), modeluje warunki wysokiego popytu na energię elektryczną¹ i wy-

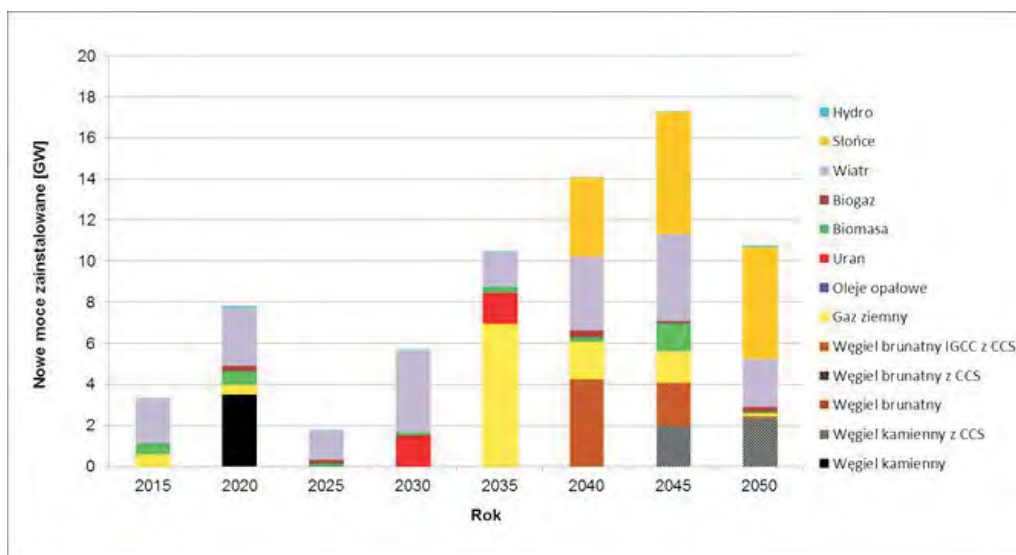


Rys. 6.6.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu WYSOKI [PJ]

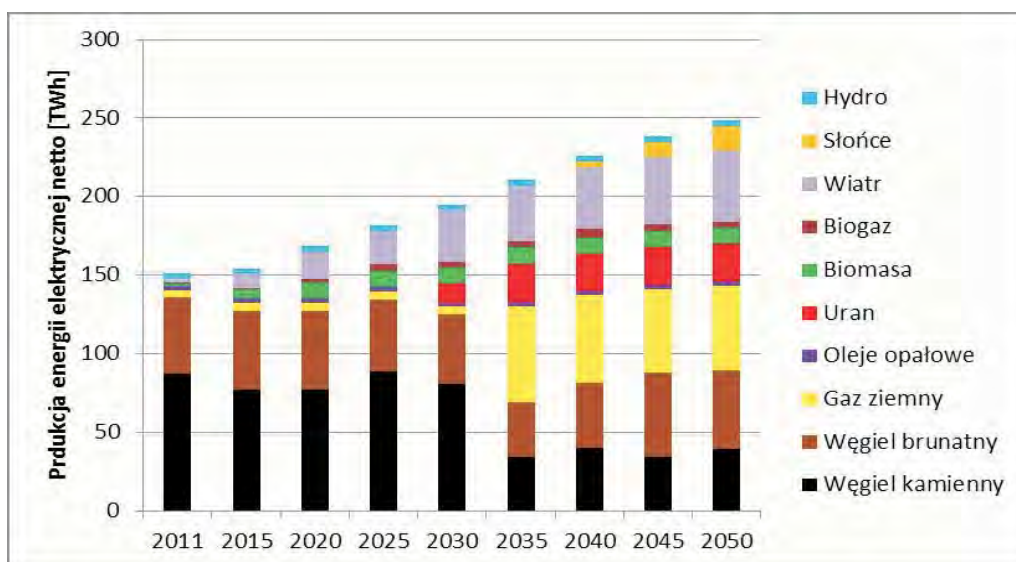
Źródło: opracowanie własne

sokich cen węgla oraz wysokich cen uprawnień do emisji CO₂. Wyższy popyt powinien sprzyjać wzrostowi zapotrzebowania na węgiel, ale wysokie ceny węgla i wysokie ceny emisji CO₂ są czynnikami niesprzyjającymi wykorzystaniu go w sektorze elektroenergetycznym.

Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.6.1 i 6.6.2 oraz na rysunkach 6.6.1–6.6.3.



Rys. 6.6.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu WYSOKI [GW]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.6.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu REF-PLUS [TWh]
Źródło: opracowanie własne

6.7. Scenariusz STATUSQUO

Tabela 6.6.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
REF-WYSOKI	21 325	50 195	12 116	24 398	35 537	90 430	60 076	38 094

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 6.6.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	203,75	220,67	245,08	272,72	283,75	286,61	289,58	291,23
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,52	162,05	185,13	189,67	188,06	171,93	157,69	150,28
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,23	242,34	265,74	292,06	303,95	306,39	312,14	313,27
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,37	26,29	29,19	31,00	32,06	34,49	29,85	29,63

Źródło: opracowanie własne.

6.7. Scenariusz STATUSQUO

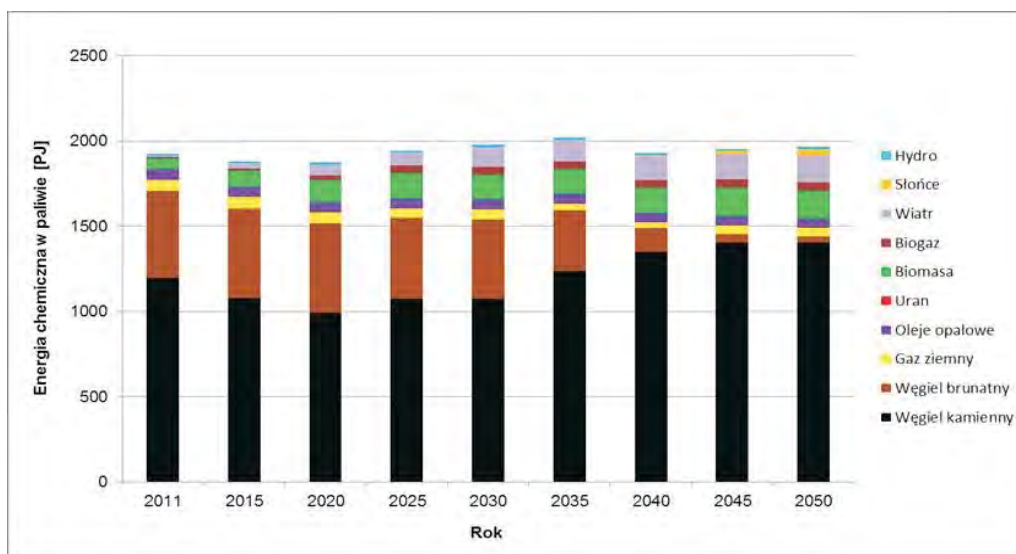
Scenariusz STATUSQUO odzwierciedla brak rozwoju górnictwa węgla kamiennego i węgla brunatnego objawiający się obniżoną podażą węgla pochodzącą tylko z obecnie istniejących kopalń. Pozostałe warunki cen węgla, cen uprawnień do emisji są identyczne jak w scenariuszu referencyjnym. Na poziomie referencyjnym założono również popyt na energię elektryczną. Scenariusz bada, jak obniżona podaż węgla wpływa na zachowanie się sektora elektroenergetycznego.

Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.7.1 i 6.7.2 oraz na rysunkach 6.7.1–6.7.3.

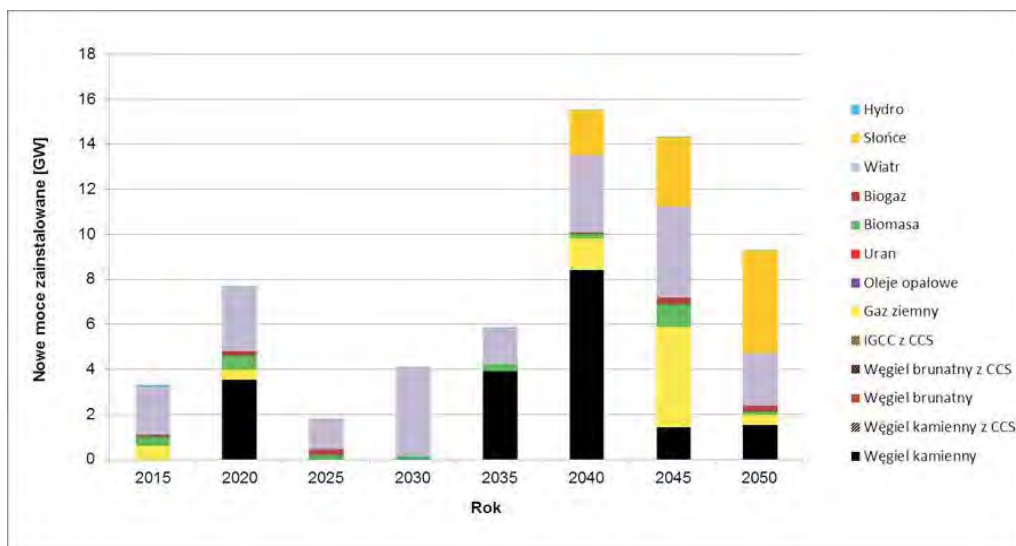
Tabela 6.7.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
STATUSQUO	21 325	50 195	12 116	24 398	35 537	82 632	59 987	38 284

Źródło: opracowanie własne.

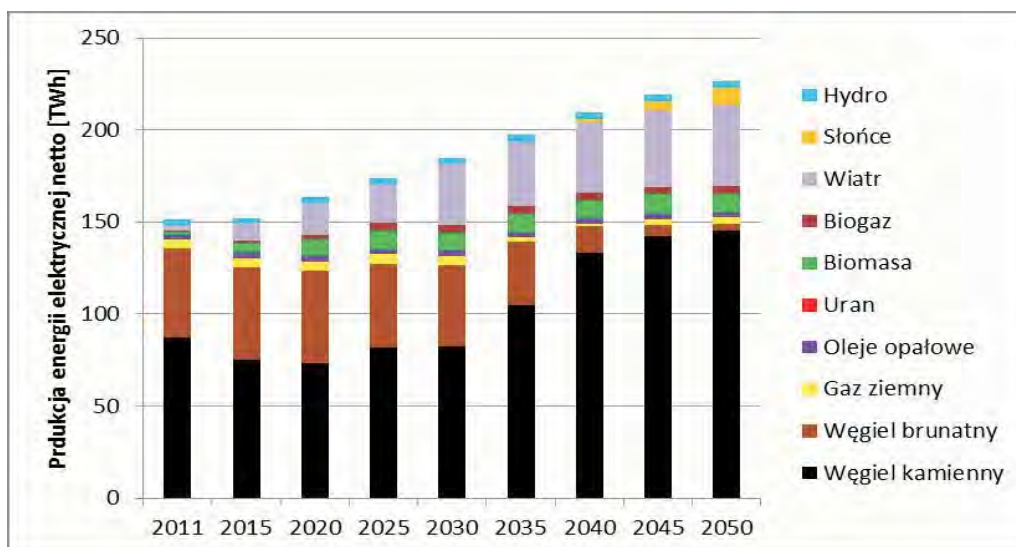


Rys. 6.7.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu STATUSQUO [PJ]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.7.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu STATUSQUO [GW]
Źródło: opracowanie własne

6.8. Scenariusz ZAŁAMANIA



Rys. 6.7.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu STATUSQUO [TWh]

Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.7.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,21	221,72	219,85	224,80	223,56	230,80	237,91	240,58
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,37	161,03	159,20	155,12	152,49	142,83	144,07	142,84
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,65	243,04	242,84	247,51	246,36	251,14	258,14	262,19
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,22	25,66	27,61	28,21	29,07	27,69	27,88	28,47

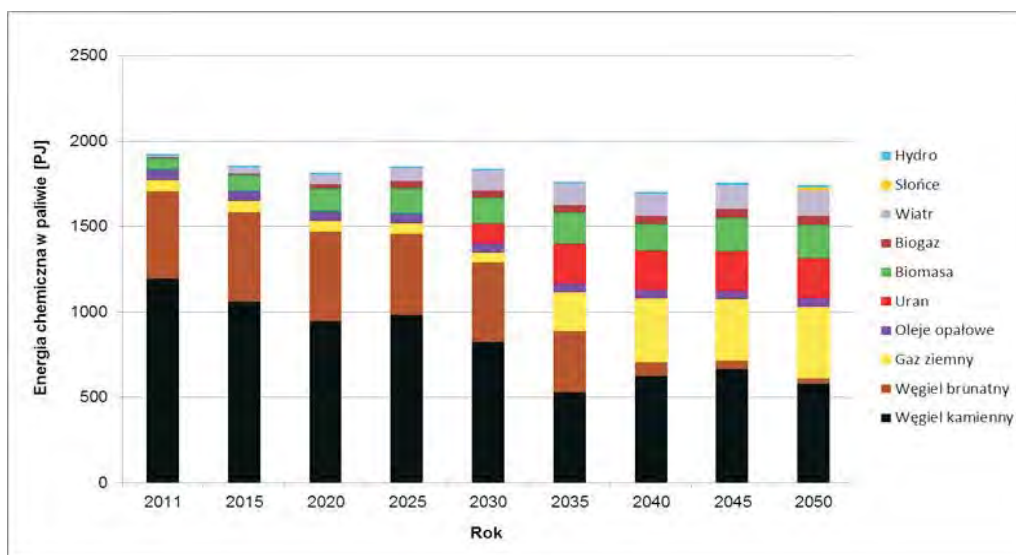
Źródło: opracowanie własne.

6.8. Scenariusz ZAŁAMANIA

Scenariusz ZAŁAMANIA reprezentuje splot niekorzystnych okoliczności dla górnictwa: brak rozwoju górnictwa z nisk¹ podaż¹ węgla przy jednocześnie wysokich cenach węgla. W oto-

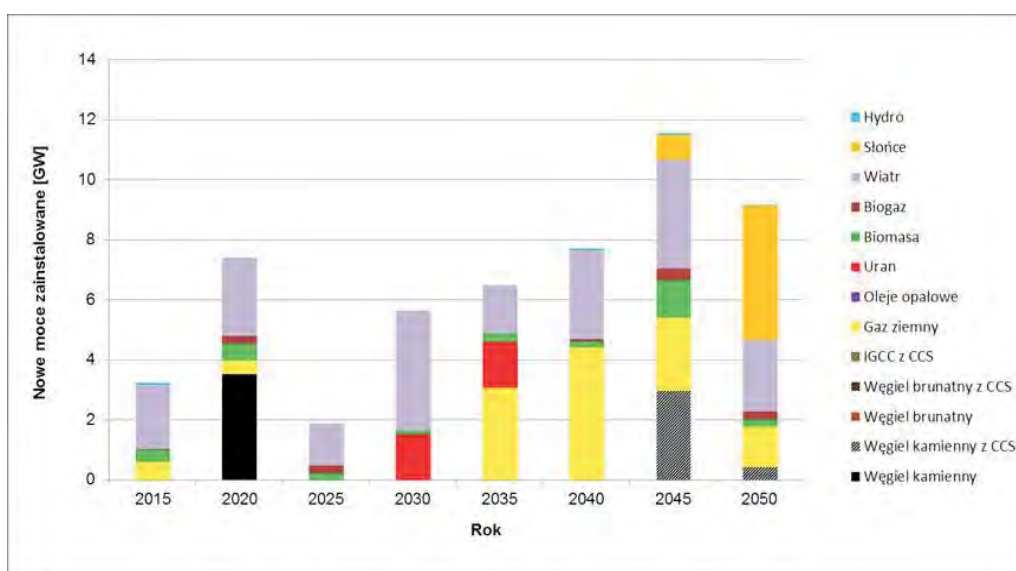
czeniu zewnętrznym występuje niski popyt na energię elektryczną¹ oraz wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂.

Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.8.1 i 6.8.2 oraz na rysunkach 6.8.1–6.8.3.



Rys. 6.8.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu ZAŁAMANIA [PJ]

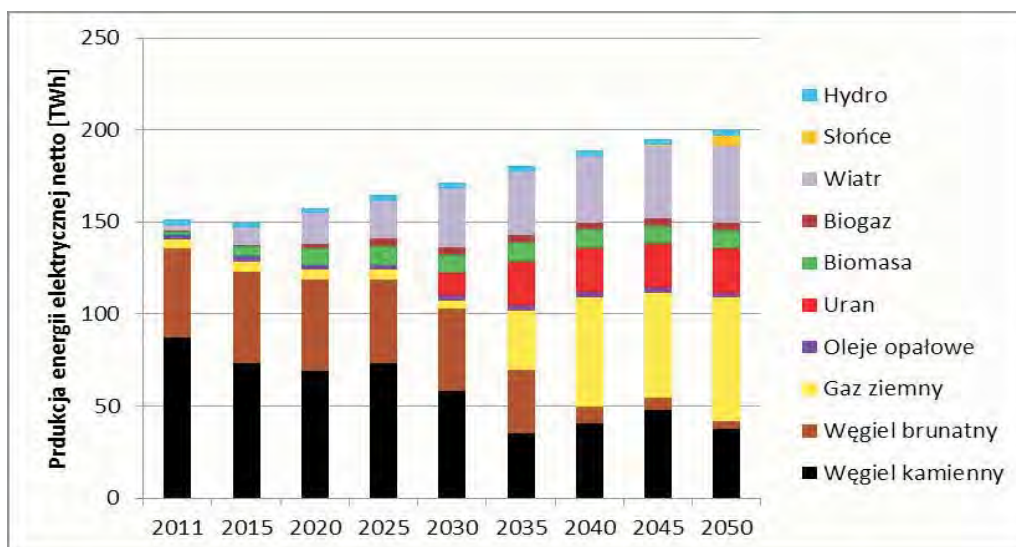
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.8.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu ZAŁAMANIA [GW]

Źródło: opracowanie własne

6.8. Scenariusz ZAŁAMANIA



Rys. 6.8.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu ZAŁAMANIA [TWh]
Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.8.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
ZAŁAMANIA	20 844	50 195	12 116	24 398	35 537	82 632	59 987	38 284

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 6.8.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,80	222,83	248,25	275,19	283,72	284,00	283,18	283,61
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	158,90	161,12	183,19	182,09	181,50	190,08	183,24	175,81
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	223,02	244,52	270,16	296,34	307,00	307,73	311,55	311,21
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	20,97	25,49	28,95	30,85	31,89	33,31	29,68	29,93

Źródło: opracowanie własne.

6.9. Scenariusz GAZOWY

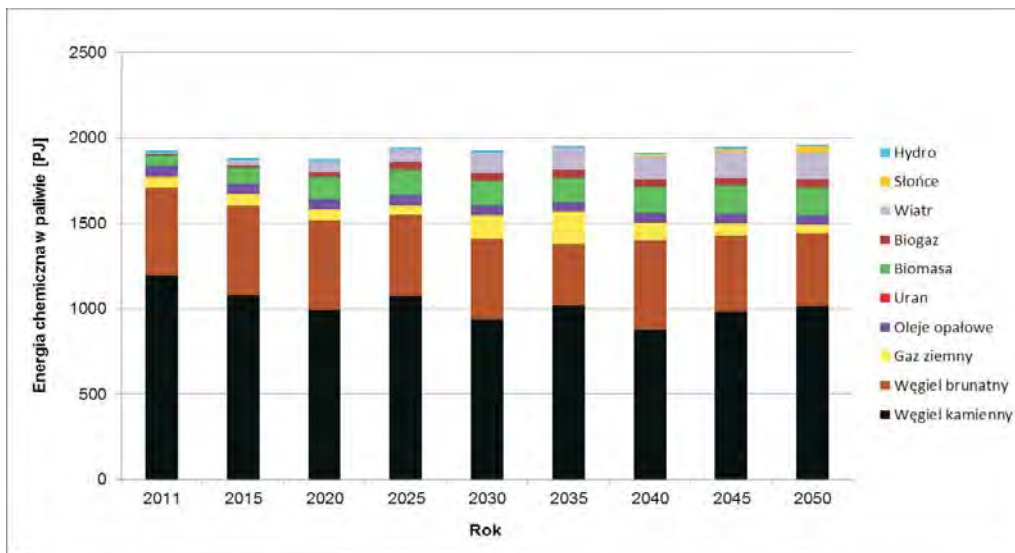
W scenariuszu GAZOWY badany jest wpływ wzrostu podaży gazu ziemnego przy jednoczesnym obniżeniu cen tego surowca na sektor elektroenergetyczny. Podaż węgla wynika z realizacji wariantu rozwoju, popyt na energię elektryczną¹ na poziomie referencyjnym, a ceny uprawnień do emisji CO₂ wykazują¹ umiarkowany (referencyjny) wzrost. Jedyń¹ różnic¹ w stosunku do scenariusza REF jest wyższa podaż i niższe ceny gazu ziemnego.

Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.9.1 i 6.9.2 oraz na rysunkach 6.9.1–6.9.3.

Tabela 6.9.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GAZOWY	21 325	51 853	12 116	24 398	22 862	92 442	65 327	40 211

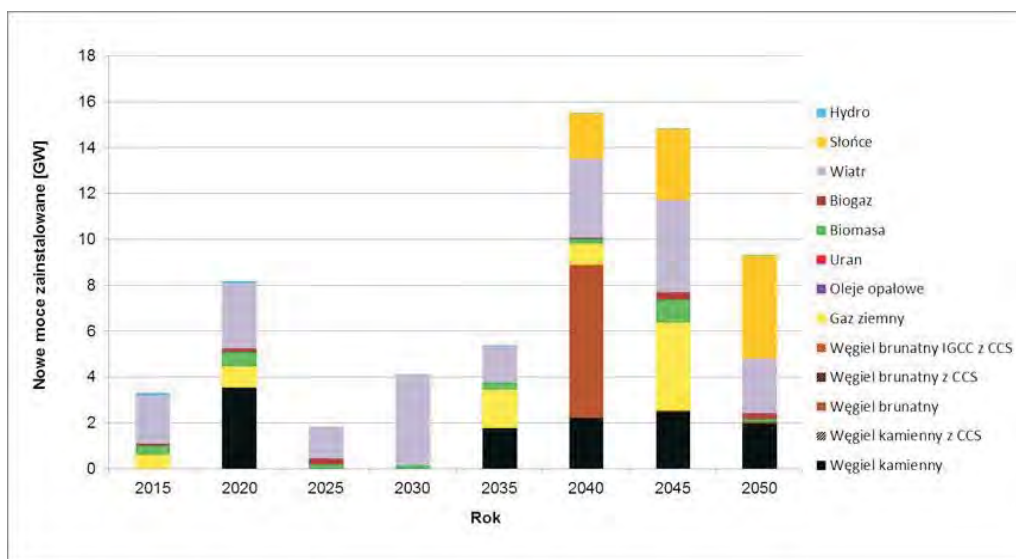
Źródło: opracowanie własne.



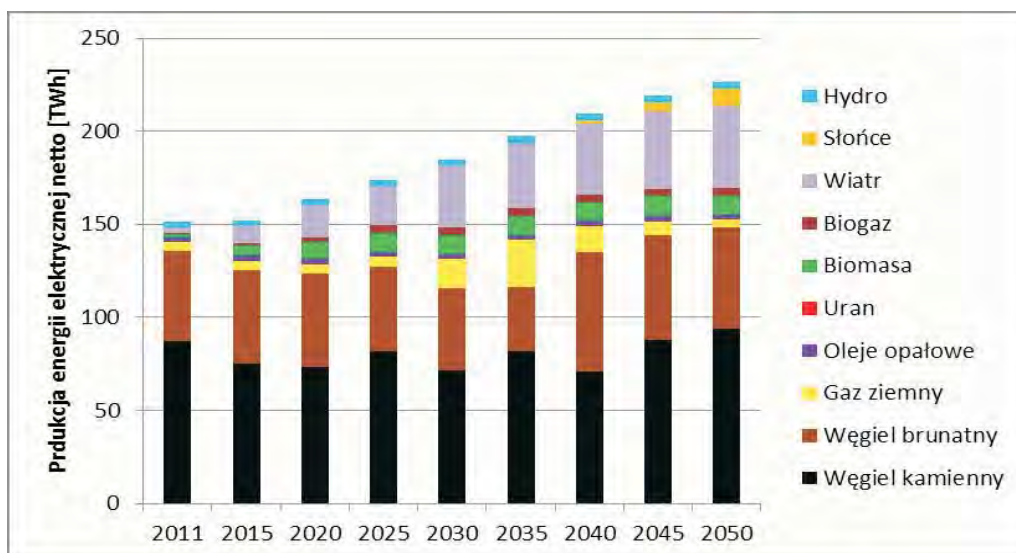
Rys. 6.9.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu GAZOWY [PJ]

Źródło: opracowanie własne

6.9. Scenariusz GAZOWY



Rys. 6.9.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu GAZOWY [GW]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.9.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu GAZOWY [TWh]
Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.9.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,21	221,72	219,85	226,66	223,19	221,56	232,56	235,98
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,20	160,42	158,36	150,04	150,24	133,56	135,99	134,72
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,48	243,11	242,63	243,03	241,50	243,35	253,14	257,72
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,15	25,69	27,52	30,12	30,81	27,86	27,72	28,38

Źródło: opracowanie własne.

6.10. Scenariusz GAZOWY-CO2WYS

Scenariusz GAZOWY-CO2WYS różni się od scenariusza GAZOWY założeniem o wysokich cenach uprawnień do emisji. W porównaniu do scenariusza REF-CO2WYS różnica polega na założeniu niższych cen gazu ziemnego i wyższej jego podaży. Pozostałe parametry wpływające na rozwój sektora elektroenergetycznego (podaż i ceny węgla oraz popyt na energię elektryczną) pozostają na poziomie referencyjnym.

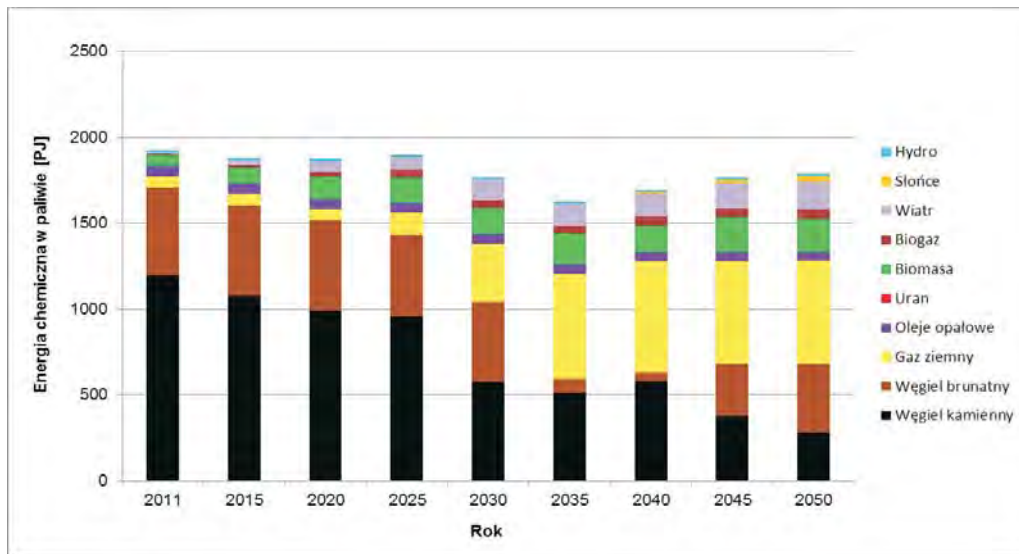
Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.10.1 i 6.10.2 oraz na rysunkach 6.10.1–6.10.3.

Tabela 6.10.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GAZOWY-CO2WYS	21 325	51 853	12 116	24 398	12 476	33 380	99 593	52 858

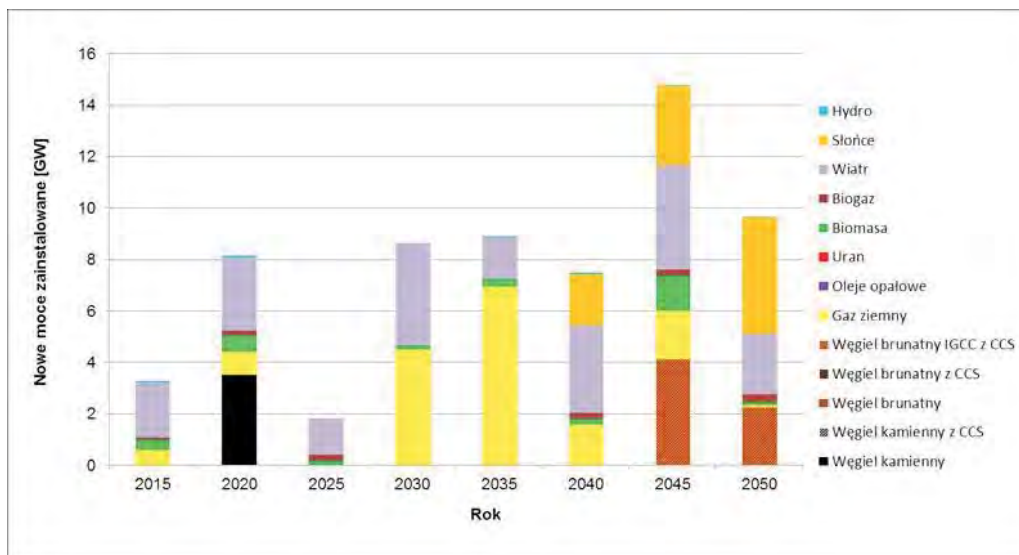
Źródło: opracowanie własne.

6.10. Scenariusz GAZOWY-CO2WYS



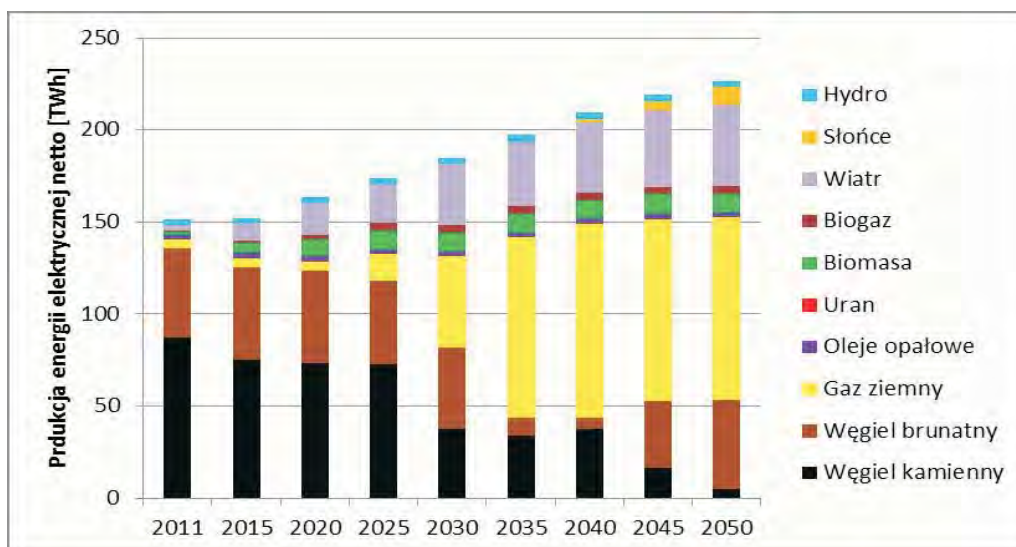
Rys. 6.10.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu GAZOWY-CO2WYS [PJ]

Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.10.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu GAZOWY-CO2WYS [GW]

Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.10.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu GAZOWY-CO2WYS [TWh]
Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.10.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,21	221,72	247,82	266,65	263,80	274,52	275,87	280,11
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,20	160,42	179,37	179,65	182,39	198,17	182,12	173,11
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,48	243,11	263,64	280,75	285,10	295,23	301,34	304,82
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,15	25,69	30,80	32,13	31,62	33,36	29,63	29,34

Źródło: opracowanie własne.

6.11. Scenariusz JĄDROWY-MIX

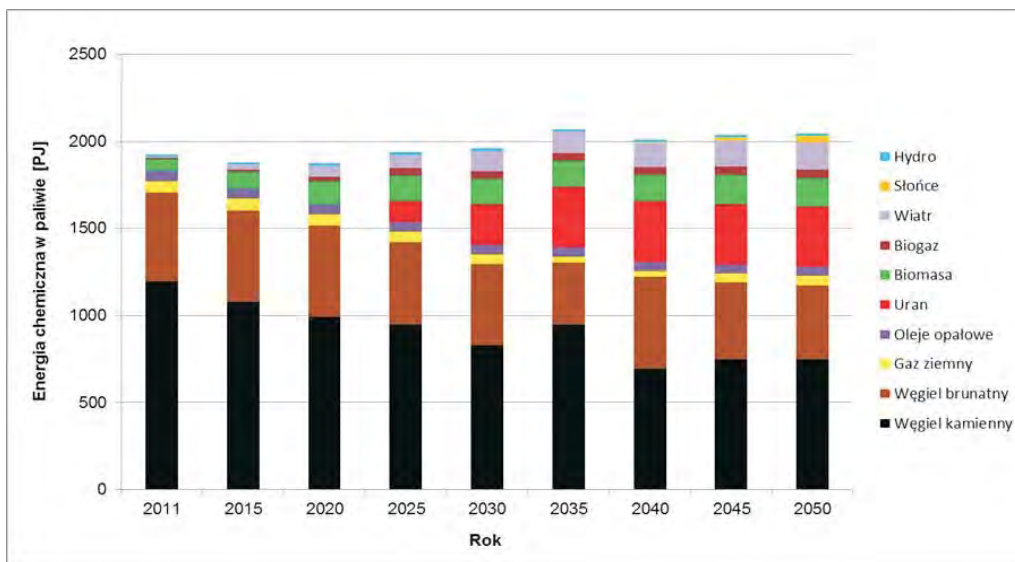
Scenariusz JĄDROWY-MIX powtarza wszystkie warunki założone w scenariuszu REF, a więc referencyjny poziom podaży węgla, jego ceny, podaży na energię elektryczną¹, umiarkowany wzrost cen uprawnień do emisji oraz referencyjne cele użytkowania OZE. Jedyną różnicą polega na obligatoryjnym uruchomieniu trzech bloków jądrowych po 1,5 GW każdy w latach 2025, 2030 i 2035. Celem analizy tego scenariusza jest zbadanie wpływu decyzji o budowie elektrowni jądrowej na warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i zapotrzebowanie na węgiel.

Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.11.1 i 6.11.2 oraz na rysunkach 6.11.1–6.11.3.

Tabela 6.11.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

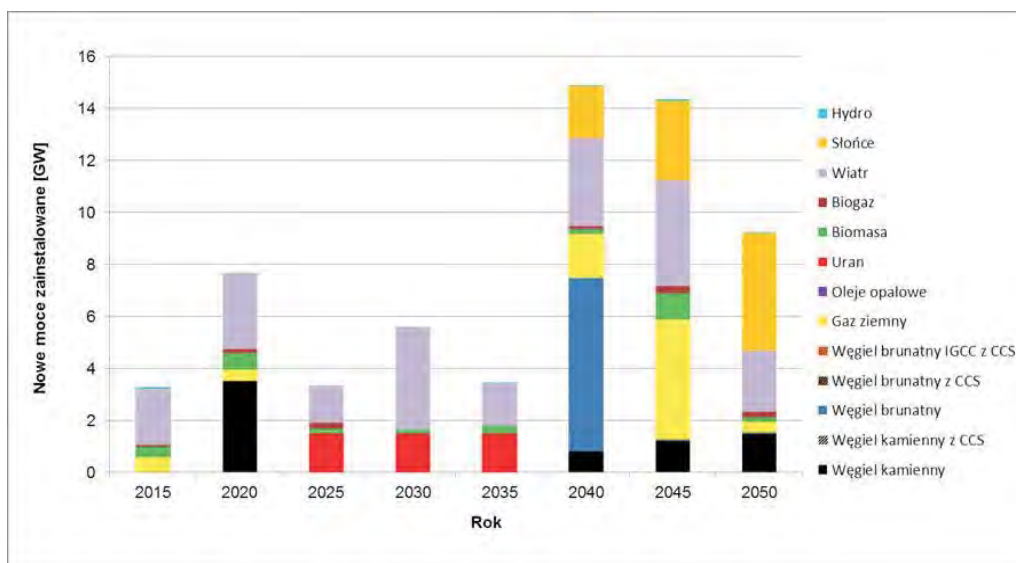
Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
JĄDROWY-MIX	21 325	50 195	44 836	56 695	44 350	85 781	59 501	38 441

Źródło: opracowanie własne.

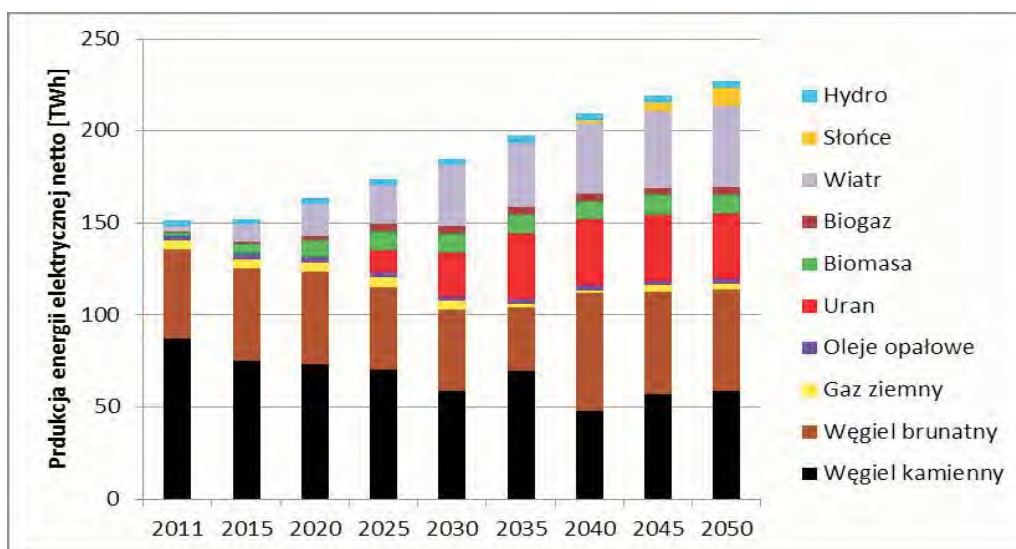


Rys. 6.11.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu JĄDROWY-MIX [PJ]

Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.11.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu JĄDROWY-MIX [GW]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.11.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu JĄDROWY-MIX [TWh]
Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.11.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,21	221,72	226,72	236,16	233,46	231,23	241,16	244,11
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,37	161,03	148,59	134,17	129,87	112,26	117,35	117,49
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,65	243,04	248,41	256,88	255,27	251,42	260,77	265,02
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,22	25,66	27,61	28,21	28,62	27,65	27,79	28,44

Źródło: opracowanie własne.

6.12. Scenariusz JŹDROWY-MAX

Zmiana warunków w scenariuszu JŹDROWY-MAX w stosunku do scenariusza JŹDROWY-MIX polega na dopuszczeniu do wybudowania po jednym 1,5 GW bloku jądrowym w każdym okresie pięcioletnim począwszy od 2025 roku, przy takim samym (referencyjnym) poziomie popytu na energię elektryczną¹. Scenariusz różni się od scenariusza REF-WYS sposobem nałożenia ograniczeń na budowę energetyki jądrowej. W scenariuszu REF-WYS dopuszczono budowę trzech bloków jądrowych, a w scenariuszu JŹDROWY-MAX aż sześciu bloków.

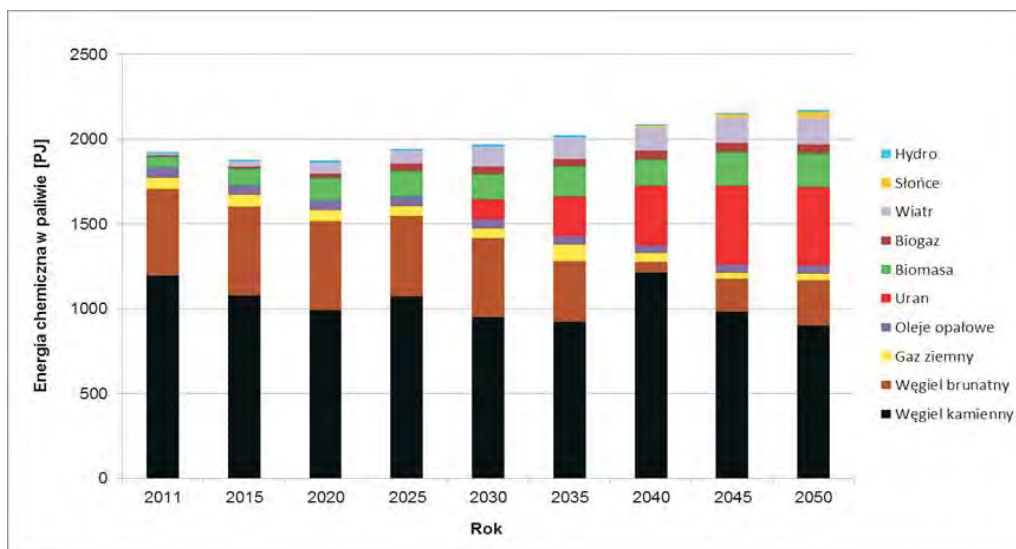
Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.12.1 i 6.12.2 oraz na rysunkach 6.12.1–6.12.3.

Tabela 6.12.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

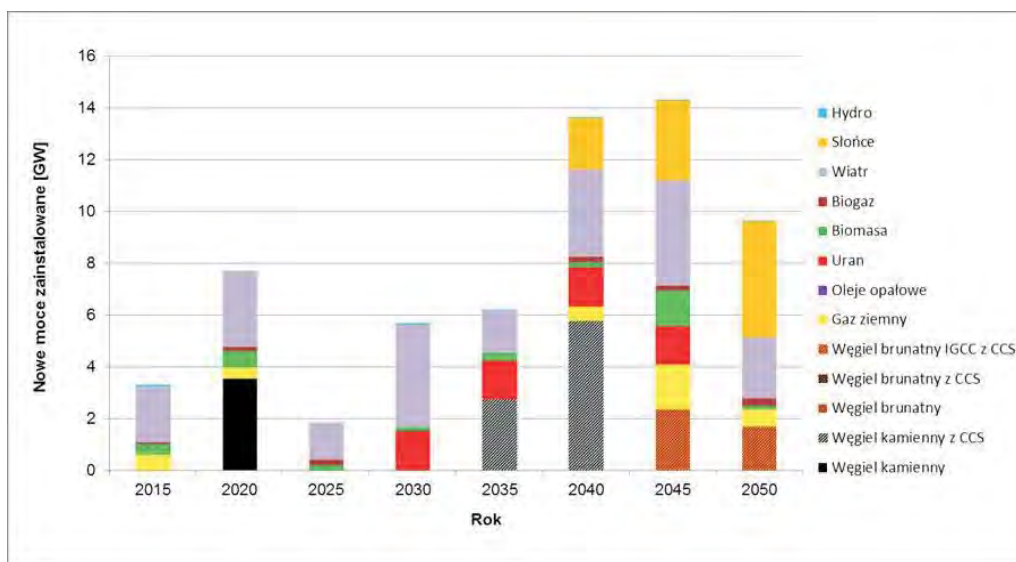
Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
JŹDROWY-MAX	21 325	50 195	12 116	57 207	71 146	119 580	109 475	47 312

Źródło: opracowanie własne.

6. Analiza scenariuszowa – ogólne zestawienie wyników

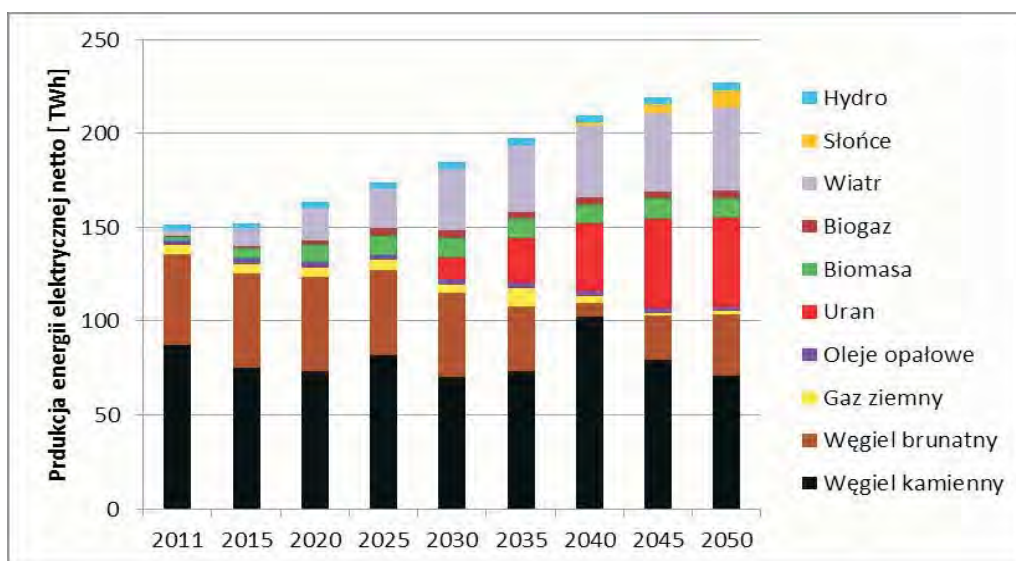


Rys. 6.12.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu JĄDROWY-MAX [PJ]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.12.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu JĄDROWY-MAX [GW]
Źródło: opracowanie własne

6.12. Scenariusz JĄDROWY-MAX



Rys. 6.12.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu JĄDROWY-MAX [TWh]
Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.12.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,21	221,72	246,41	271,63	281,58	279,89	276,34	277,06
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,37	161,03	183,85	183,98	178,64	150,63	127,09	119,01
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,65	243,04	267,49	291,65	302,45	302,11	301,85	302,11
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,22	25,66	28,95	30,73	32,15	32,44	29,71	29,35

Źródło: opracowanie własne.

6.13. Scenariusz CCS

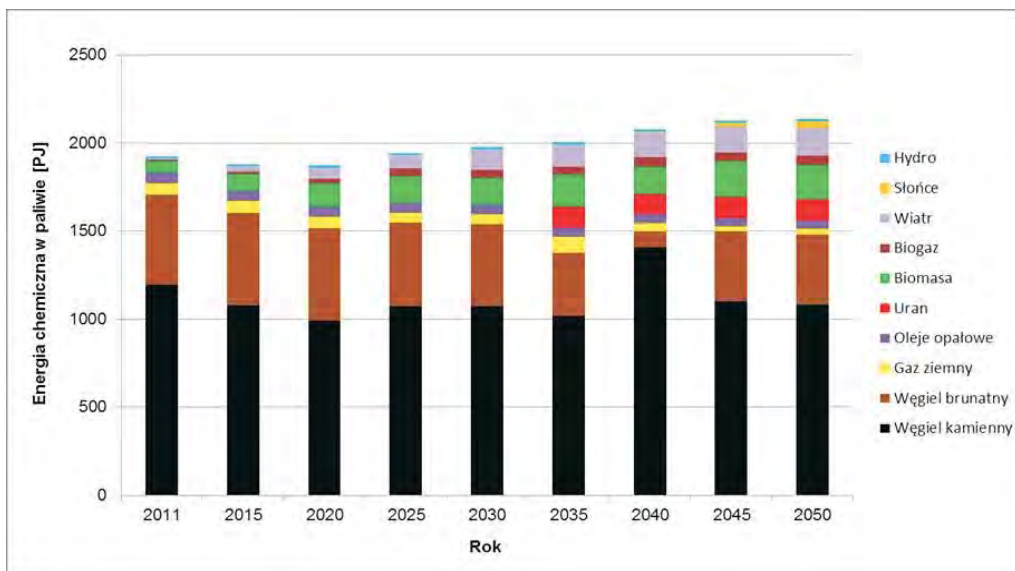
Scenariusz CCS zakłada dynamiczny rozwój technologii CCS, która osiągnie dojrzałość komercyjną w 2025 roku (o pięć lat wcześniej niż przewidywały to wszystkie omówione wcześniej scenariusze). Scenariusz sprawdza, czy ta technologia jest konkurencyjna do innych rozwiązań w warunkach wysokich cen pozwoleń na emisje CO₂. Jediną różnicą, jaka występuje w tym scenariuszu, w porównaniu do scenariusza REF-CO2WYS, jest dopuszczenie do komercjalizacji technologii CCS o pięć lat wcześniej przy większych redukcjach kosztów wynikających z krzywej uczenia się.

Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.13.1 i 6.13.2 oraz na rysunkach 6.13.1–6.13.3.

Tabela 6.13.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CCS	21 325	50 195	12 116	24 910	108 120	82 297	111 160	32 066

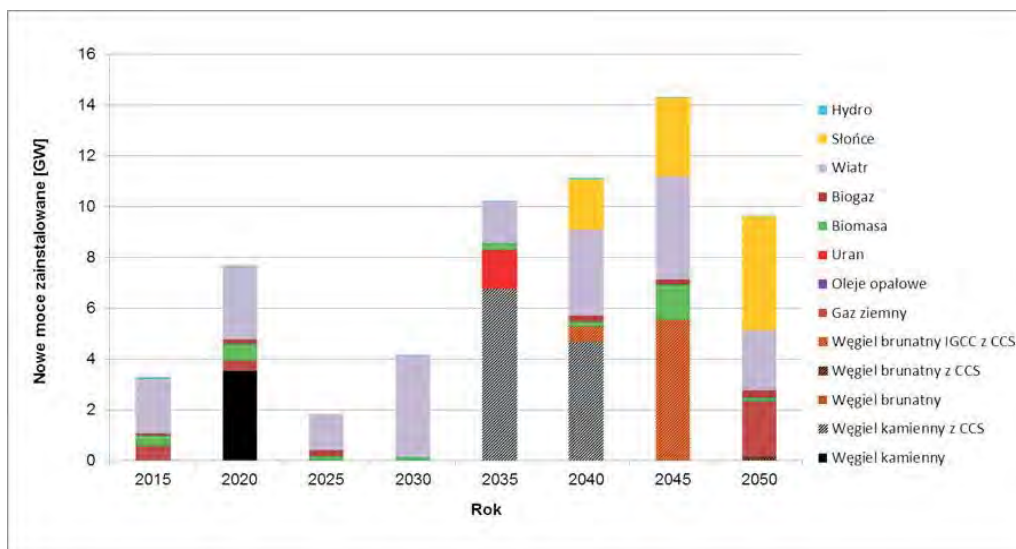
Źródło: opracowanie własne.



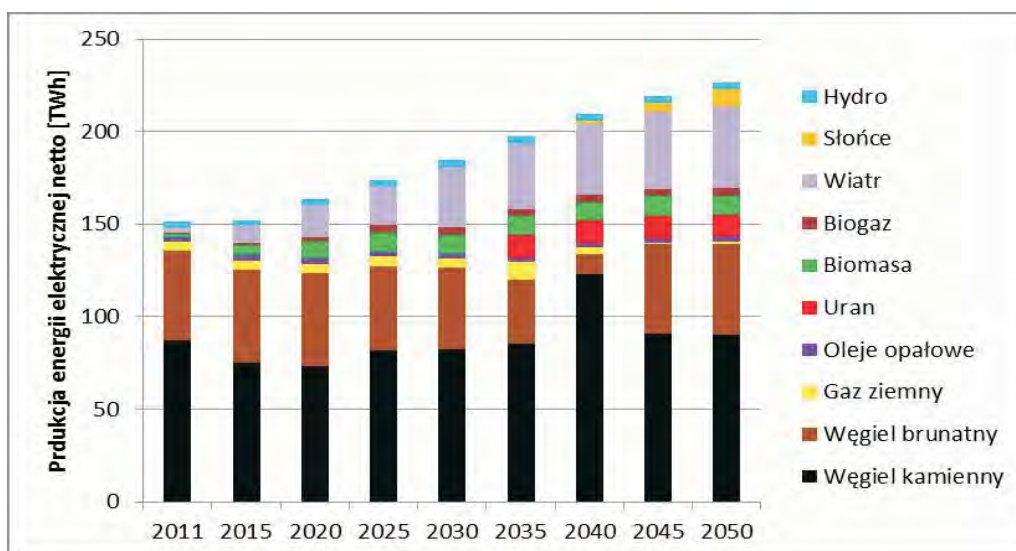
Rys. 6.13.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu CCS [PJ]

Źródło: opracowanie własne

6.13. Scenariusz CCS



Rys. 6.13.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu CCS [GW]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.13.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu CCS [TWh]
Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.13.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,21	221,72	246,41	270,83	279,92	277,15	274,55	273,71
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,37	161,03	183,85	198,38	174,59	160,85	135,83	132,05
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,65	243,04	267,49	290,98	301,53	299,80	300,26	299,10
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,22	25,66	28,95	30,72	31,76	32,42	29,69	29,34

Źródło: opracowanie własne.

6.14. Scenariusz BEZ-CCS

W scenariuszu BEZ-CCS założono, że rozwój technologii CCS nie nastąpi w okresie analizy (do 2050 roku), zatem technologia nie będzie mogła zostać wdrożona. Scenariusz szuka odpowiedzi na pytanie, jak będzie rozwijał się sektor elektroenergetyczny bez możliwości zastosowania tej technologii w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ i jak to wpłynie na zapotrzebowanie na węgiel.

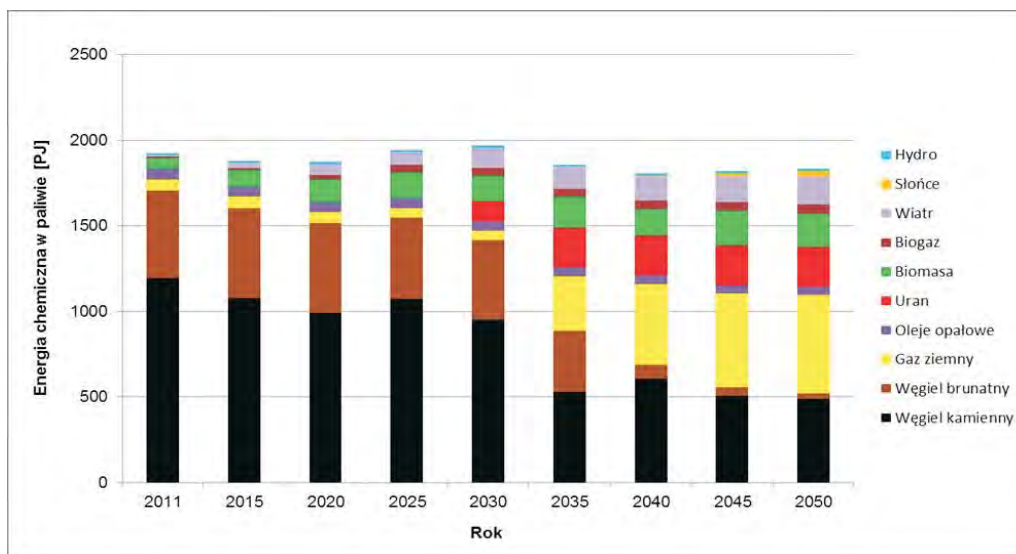
Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.14.1 i 6.14.2 oraz na rysunkach 6.14.1–6.14.3.

Tabela 6.14.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

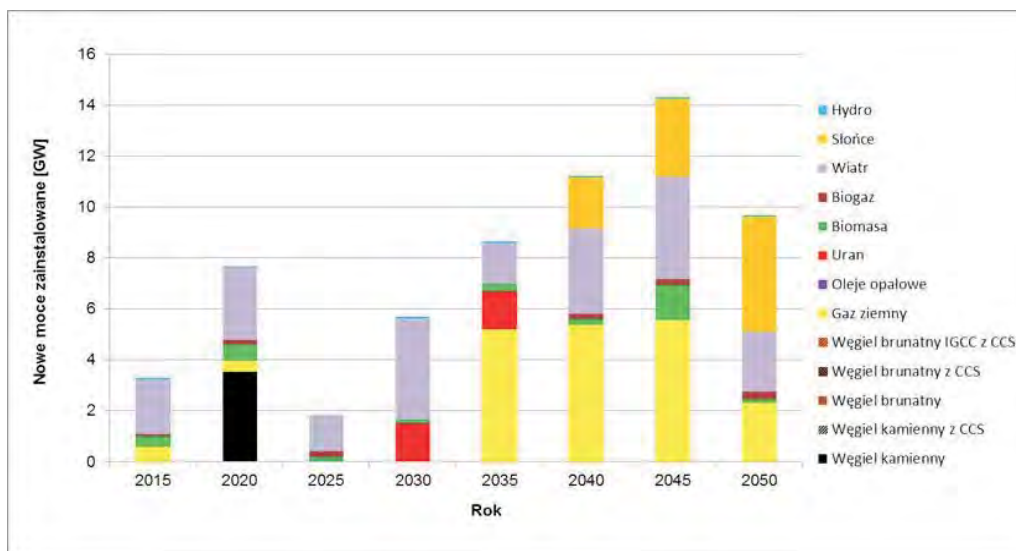
Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
BEZ-CCS	21 325	50 195	12 116	57 207	59 713	47 320	58 762	31 557

Źródło: opracowanie własne.

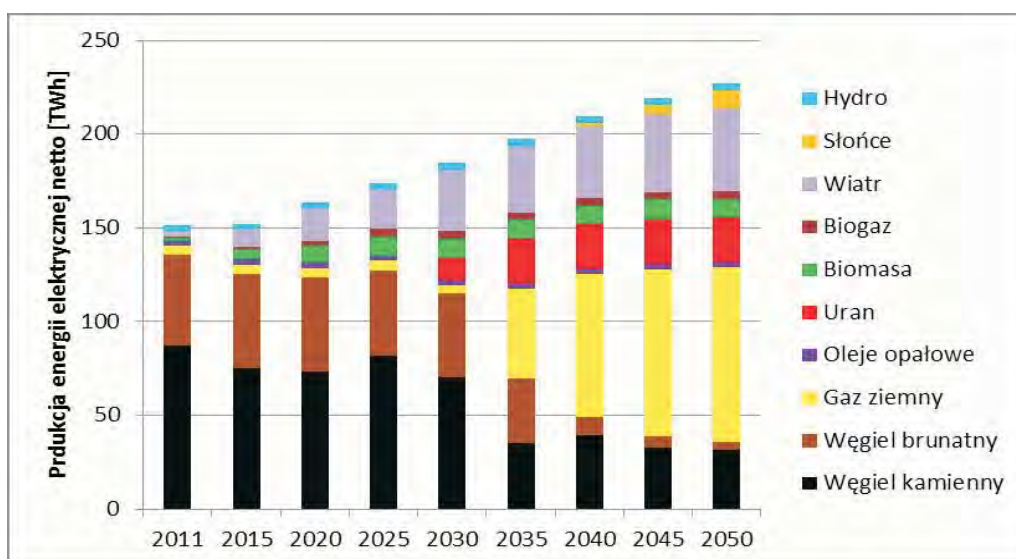
6.14. Scenariusz BEZ-CCS



Rys. 6.14.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu BEZ-CCS [PJ]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.14.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu BEZ-CCS [GW]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.14.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu BEZ-CCS [TWh]
Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.14.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,21	221,72	246,41	271,63	281,46	286,11	287,03	286,48
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,37	161,03	183,85	183,98	183,03	189,24	188,46	184,19
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,65	243,04	267,49	291,65	302,85	307,33	311,30	310,49
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,22	25,66	28,95	30,73	31,77	32,52	29,86	29,41

Źródło: opracowanie własne.

6.15. Scenariusz OZE

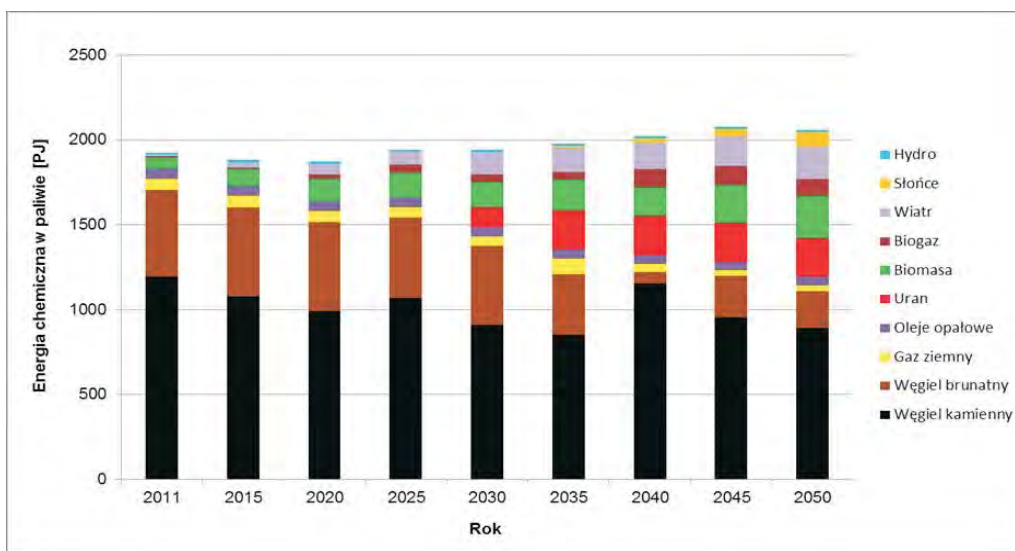
Scenariusz OZE bada skutki nałożenia obligatoryjnych wysokich celów związanych z użytkowaniem odnawialnych źródeł energii dla systemu elektroenergetycznego i dla zapotrzebowania na węgiel. Scenariusz zakłada wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂. Pozostałe założenia – identyczne jak w scenariuszu REF.

Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.15.1 i 6.15.2 oraz na rysunkach 6.15.1–6.15.3.

Tabela 6.15.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
OZE	21 427	50 096	14 113	75 932	76 180	112 930	103 117	55 593

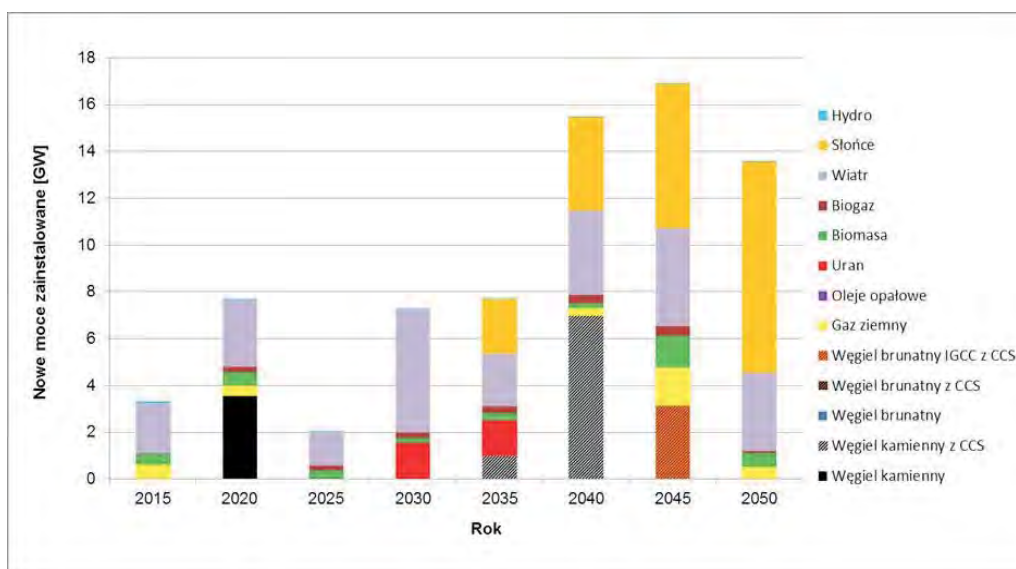
Źródło: opracowanie własne.



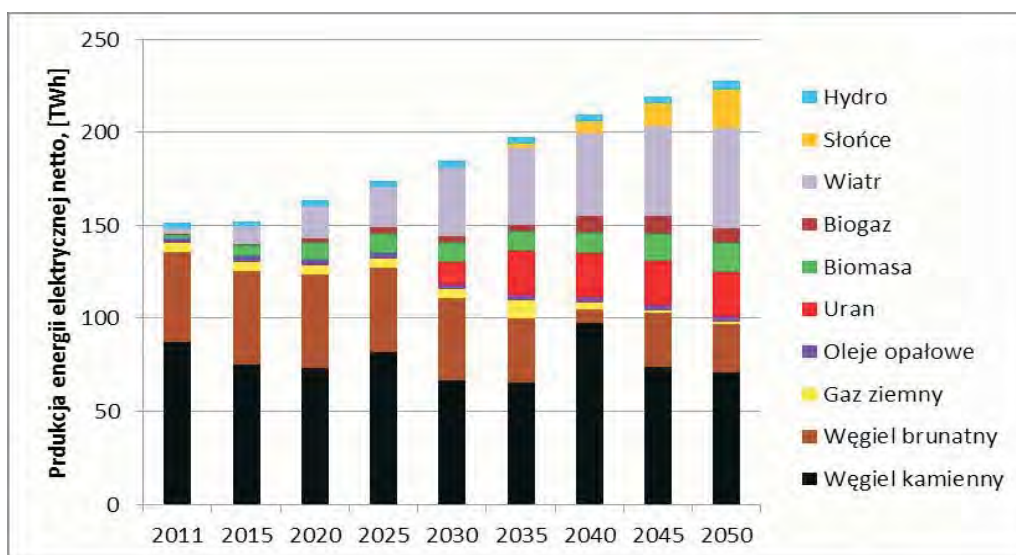
Rys. 6.15.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu OZE [PJ]

Źródło: opracowanie własne

6. Analiza scenariuszowa – ogólne zestawienie wyników



Rys. 6.15.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu OZE [GW]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.15.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu OZE [TWh]
Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.15.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,21	221,72	246,50	276,64	290,98	292,66	291,98	292,56
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,24	161,03	183,71	178,62	175,35	151,69	131,05	121,22
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,57	243,04	268,08	297,08	312,18	313,63	314,21	315,45
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,19	25,66	29,15	31,32	33,10	36,46	37,39	35,71

Źródło: opracowanie własne.

6.16. Scenariusz BEZ-OZE

Scenariusz BEZ-OZE zakłada, że cele wskaźnikowe użytkowania odnawialnych Źródeł³ energii będą obowiązywać do roku 2020, a w latach następnych nie będą podnoszone (pozostaną na poziomie z roku 2020). Scenariusz sprawdza, czy w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji sektor znajdzie inne rozwiązania niż budowę odnawialnych Źródeł³.

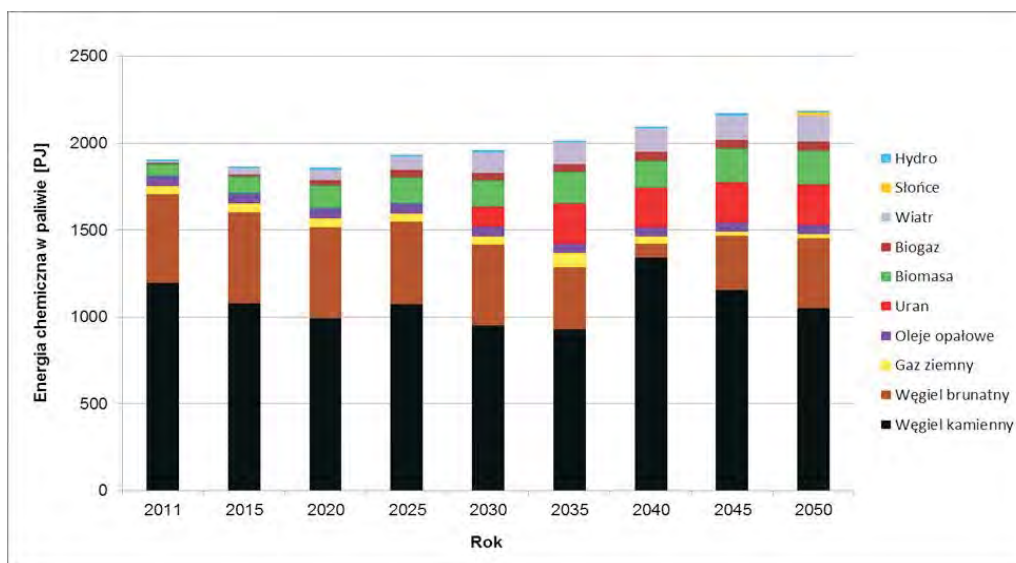
Uzyskane wyniki przedstawiono w tabelach 6.16.1 i 6.16.2 oraz na rysunkach 6.16.1–6.16.3.

Tabela 6.16.1. Nakłady „jednorazowe” na budowę nowych mocy [mln 2011'PLN]

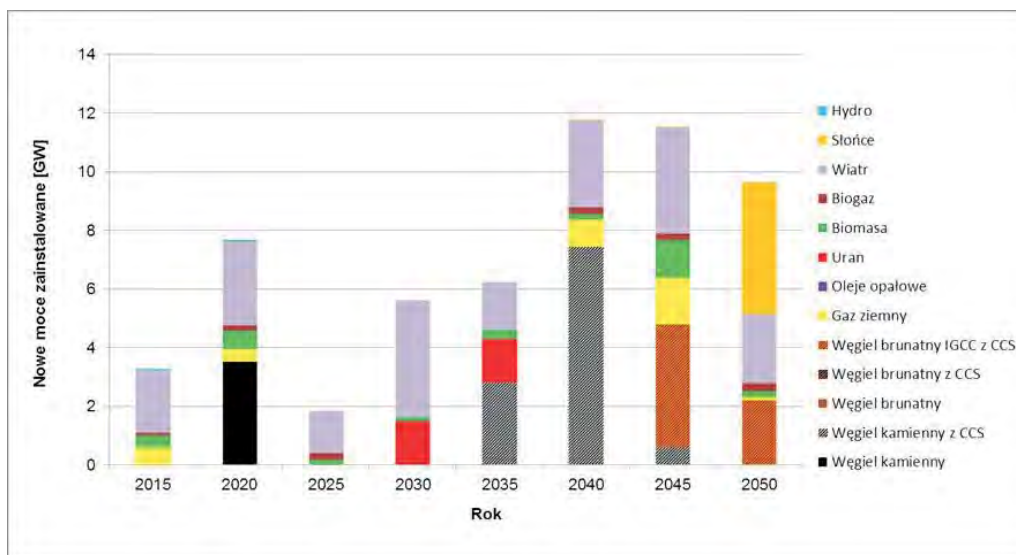
Rok	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
BEZ-OZE	21 325	50 195	12 116	56 695	71 419	91 568	89 780	52 798

Źródło: opracowanie własne.

6. Analiza scenariuszowa – ogólne zestawienie wyników

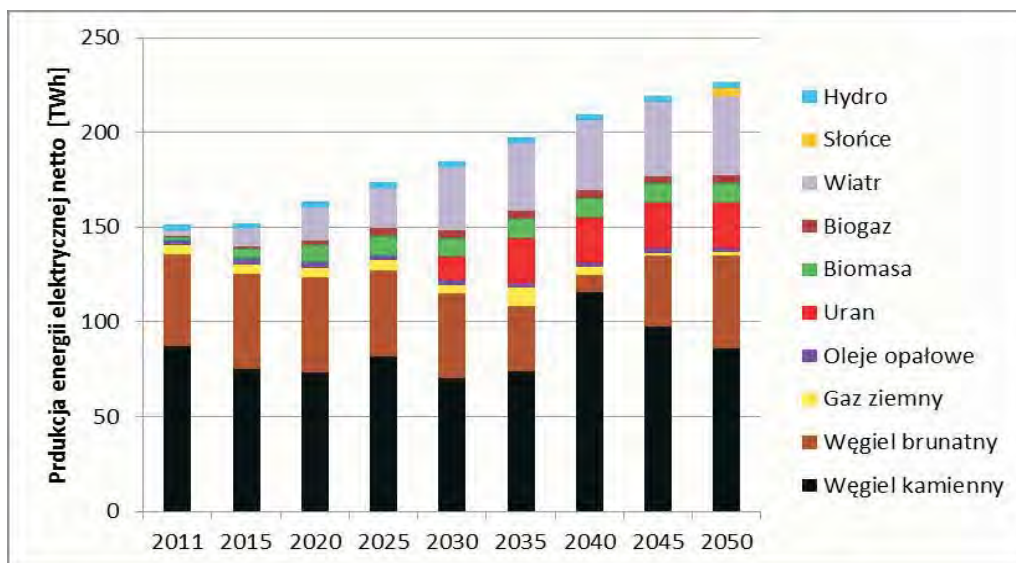


Rys. 6.16.1. Struktura zapotrzebowania sektora paliwowo-energetycznego na energię pierwotną w scenariuszu BEZ-OZE [PJ]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 6.16.2. Budowa nowych mocy w sektorze paliwowo-energetycznym w podziale na paliwa w scenariuszu BEZ-OZE [GW]
Źródło: opracowanie własne

6.16. Scenariusz BEZ-OZE



Rys. 6.16.3. Produkcja energii elektrycznej netto w podziale na paliwa w scenariuszu BEZ-OZE [TWh]
Źródło: opracowanie własne

Tabela 6.16.2. Koszty wytwarzania energii [2011'PLN]

Lp.	Parametr	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL [PLN/MWh]	204,21	221,72	246,41	271,57	281,49	278,79	273,68	274,07
2.	Koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	159,37	161,03	183,85	184,15	178,60	161,66	143,97	132,73
3.	Koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej EL+EC+ECP [PLN/MWh]	222,65	243,04	267,49	291,60	302,38	301,16	299,48	299,42
4.	Koszt całkowity wytwarzania ciepła w EC+ECP [PLN/PJ]	21,22	25,66	28,95	30,73	32,15	32,44	29,43	29,34

Źródło: opracowanie własne.

7 Sytuacja ■ sektora elektroenergetycznego i górnictwa w świetle wyników badań modelowych

7.1. Wprowadzenie

Przedstawione w poprzednim rozdziale wyniki badań modelowych dla poszczególnych scenariuszy wymagają¹ porównań dla wskazania, jak może rozwijać się sektor elektroenergetyczny i jaka będzie w nim rola węgla (a zatem jak będzie mogło rozwijać się górnictwo węgla kamiennego i brunatnego) w świetle przyjętych uwarunkowań przyszłości.

W pierwszej kolejności omówione zostały wskaźniki bezpieczeństwa energetycznego w poszczególnych scenariuszach. Następnie analizie poddano koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych i wielkość emisji oraz omówiono indywidualnie sytuację poszczególnych paliw (węgla kamiennego i brunatnego, gazu ziemnego) i technologii (odnawialnych i jądrowych).

7.2. Analiza bezpieczeństwa energetycznego w poszczególnych scenariuszach

Zgodnie z zaproponowanym w podrozdziale 2.3 podejściem do oceny bezpieczeństwa energetycznego za pomocą¹ wskaźnika (WSK) poddano analizie otrzymane wyniki dla 16 scenariuszy (tab. 7.2.1).

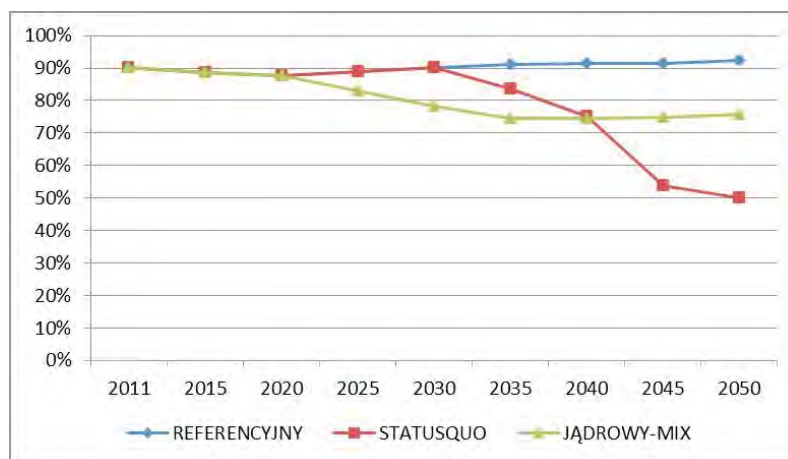
Analiza wartości WSK dla końcowego przedziału prognozy ukazuje znaczne zróżnicowanie; od 92,3% dla scenariusza REF do 50,1% dla scenariusza STATUSQUO. Wartości WSK są pochodną przyjętych założeń i wyników obliczeń modelowych. Na rysunku 7.2.1 zilustrowano zmienność WSK dla wybranych trzech scenariuszy.

Najwyższy poziom bezpieczeństwa energetycznego gwarantuje realizacja scenariusza REF, w przypadku scenariusza JĄDROWY-MIX wraz z rozwojem energetyki jądrowej spada WSK w związku z koniecznością¹ importu paliwa jądrowego. Natomiast najgorszym z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest scenariusz STATUSQUO, w myśl którego nie przewiduje się żadnych inwestycji w nowe moce wytwórcze w górnictwie węglowym, a więc

Tabela 7.2.1. Wartości wskaźnika bezpieczeństwa energetycznego dla poszczególnych scenariuszy [%]

Lp.	Nazwa scenariusza	Lata								
		2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	REF	90,0	88,7	87,8	88,9	90,1	91,1	91,3	91,3	92,3
2.	REF-WYSOKI	90,0	87,5	85,6	85,4	85,4	87,5	87,9	87,3	87,6
3.	REF-NISKI	90,0	88,6	87,6	88,4	89,5	90,6	90,7	91,1	91,6
4.	REF-CO2WYS	90,0	88,7	87,8	88,9	84,1	77,8	80,9	79,7	80,9
5.	REF-PLUS	90,0	88,7	87,8	88,9	90,1	91,1	91,3	91,3	92,1
6.	WYSOKI	90,0	88,2	87,4	89,0	84,9	60,4	66,6	67,9	69,6
7.	STATUSQUO	90,0	88,7	87,8	88,9	90,1	83,5	75,0	53,8	50,1
8.	ZAŁAMANIA	90,0	88,6	87,6	88,4	83,1	66,7	60,1	61,7	58,7
9.	GAZOWY	90,0	88,7	87,8	89,1	88,2	88,5	91,2	91,3	92,4
10.	GAZOWY-CO2WYS	90,0	88,7	87,8	85,8	75,6	58,1	62,6	64,9	66,5
11.	JĄDROWY-MIX	90,0	88,7	87,8	82,9	78,3	74,6	74,5	74,7	75,7
12.	JĄDROWY-MAX	90,0	88,7	87,8	88,9	84,1	77,8	75,4	69,2	70,5
13.	CCS	90,0	88,7	87,8	88,9	90,0	83,1	86,3	85,0	86,1
14.	BEZ-CCS	90,0	88,7	87,8	88,9	84,1	63,5	56,8	52,2	52,2
15.	OZE	90,0	88,4	87,8	88,9	83,9	77,3	79,6	78,2	77,4
16.	BEZ-OZE	90,0	88,7	87,8	88,9	84,2	77,8	81,0	80,5	81,3

Źródło: obliczenia własne.



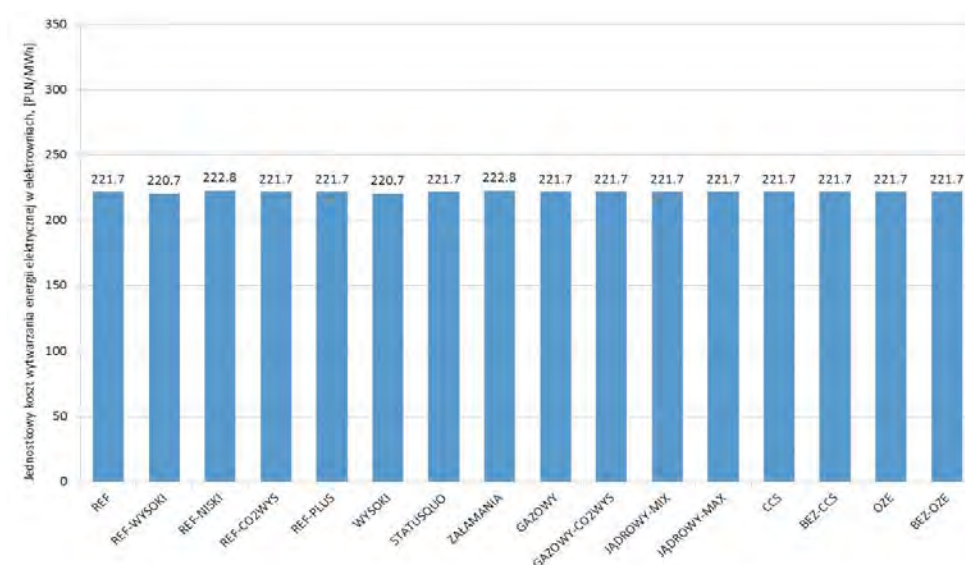
Rys. 7.2.1. WSK w wybranych scenariuszach

Źródło: opracowanie własne

podaż krajowa jest oparta jedynie na istniejących kopalniach, których zasoby będą ulegać stopniowemu szczypaniu. W scenariuszu GAZOWY-CO2WYS wskaźnik bezpieczeństwa energetycznego utrzymuje się na stosunkowo niskim poziomie w końcowym okresie analizy. Jest to związane z szerokim wykorzystaniem gazu w sektorze energetycznym, który jest stymulowany wysokimi cenami uprawnień do emisji CO₂. Analizując przedstawione wyniki można stwierdzić, że scenariusz REF jest scenariuszem najkorzystniejszym pod względem bezpieczeństwa energetycznego.

7.3. Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych

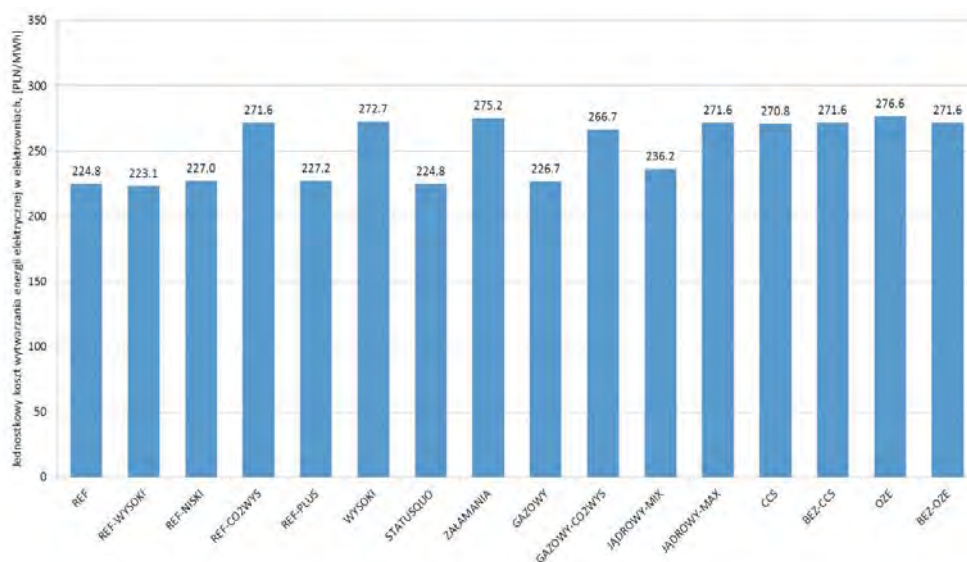
Na rysunkach 7.3.1–7.3.4 przedstawiono syntetyczne porównanie jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych dla wszystkich analizowanych wariantów obliczeniowych, odpowiednio dla lat 2020, 2030, 2040 i 2050. Jeszcze w 2020 r. różnice kosztów wytwarzania pomiędzy poszczególnymi scenariuszami są stosunkowo niewielkie (rys. 7.3.1), co wynika z wykorzystania większości bloków funkcjonujących w sektorze w latach poprzednich. Dalsze lata (od 2030 do 2050) odzwierciedlają skutki realizacji określonych scenariuszy, co zostanie szerzej przedstawione w dalszej części niniejszej analizy.



Rys. 7.3.1. Koszt jednostkowy wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach w 2020 r. [PLN/MWh]

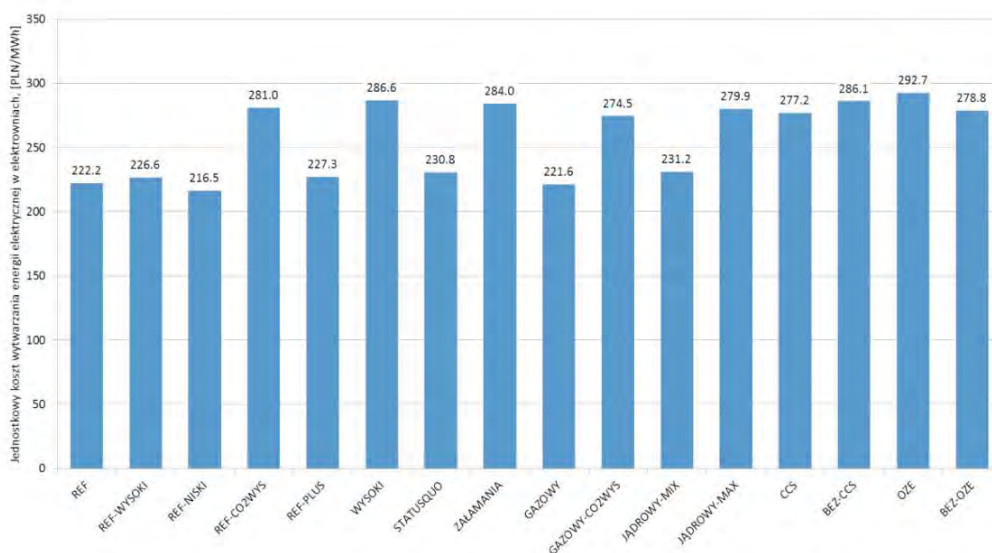
Źródło: opracowanie własne

Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną¹ (scenariusz REF-WYSOKI) w stosunku do scenariusza referencyjnego w początkowym okresie (tj. do 2030 r.) powoduje obniżenie jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, co jest spowodowane rozłożeniem kosztów stałych na większą produkcję energii elektrycznej w istniejących elektrowniach.



Rys. 7.3.2. Koszt jednostkowy wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach w 2030 r. [PLN/MWh]

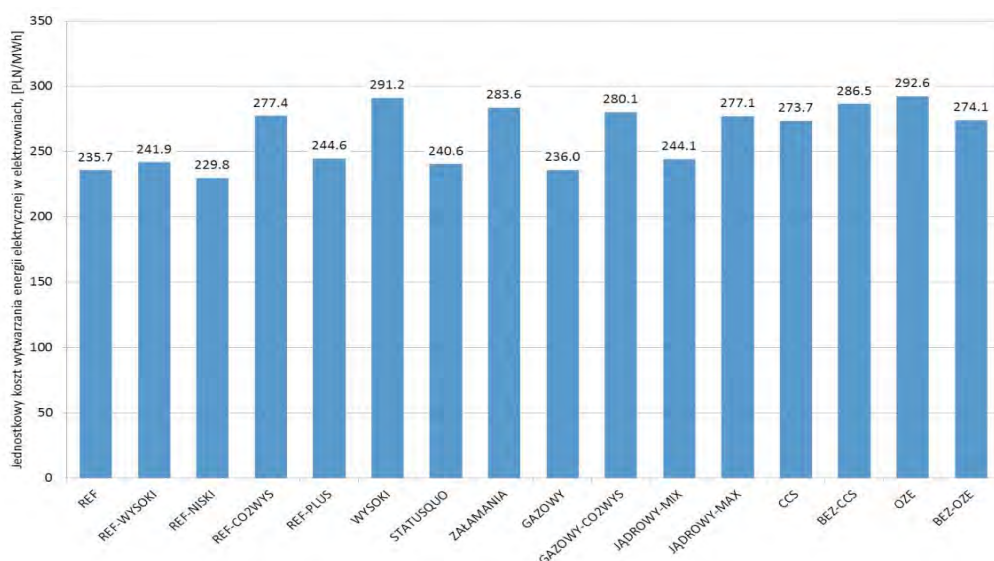
Źródło: opracowanie własne



Rys. 7.3.3. Koszt jednostkowy wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach w 2040 r. [PLN/MWh]

Źródło: opracowanie własne

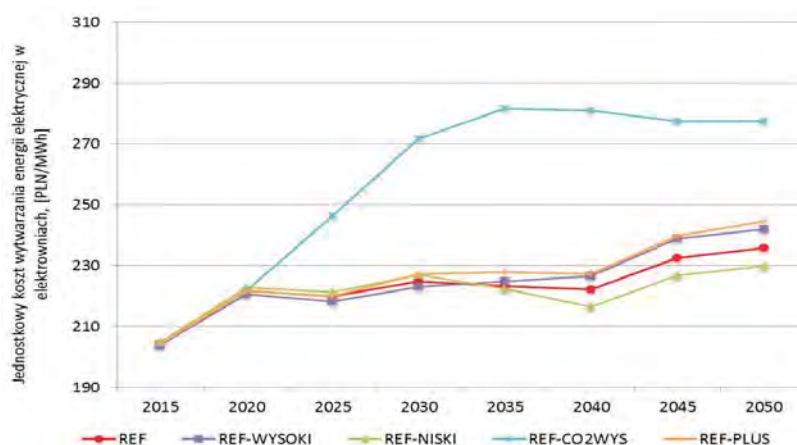
7.3. Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych



Rys. 7.3.4. Koszt jednostkowy wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach w 2050 r. [PLN/MWh]

Źródło: opracowanie własne

Z kolei od 2035 r. zauważalny jest efekt stopniowego wzrostu kosztów wytwarzania spowodowany zwiększeniem poziomu inwestycji w sektorze wytwórczym, a w konsekwencji kosztów stałych. Bezpośrednio przekłada się to na wzrost jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, maksymalnie o 6,1 PLN/MWh w 2050 r. W przypadku scenariusza zakładającego niższy popyt na energię elektryczną (REF-NISKI) obserwowana jest dokładnie odwrotna tendencja. Niższy popyt na energię finalną umożliwia ograniczenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej o 5,9 PLN/MWh w 2050 r. (rys. 7.3.5).



Rys. 7.3.5. Porównanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach dla scenariuszy REF, REF-WYSOKI, REF-NISKI, REF-CO2WYS oraz REF-PLUS w okresie 2015–2050 [PLN/MWh]

Źródło: opracowanie własne

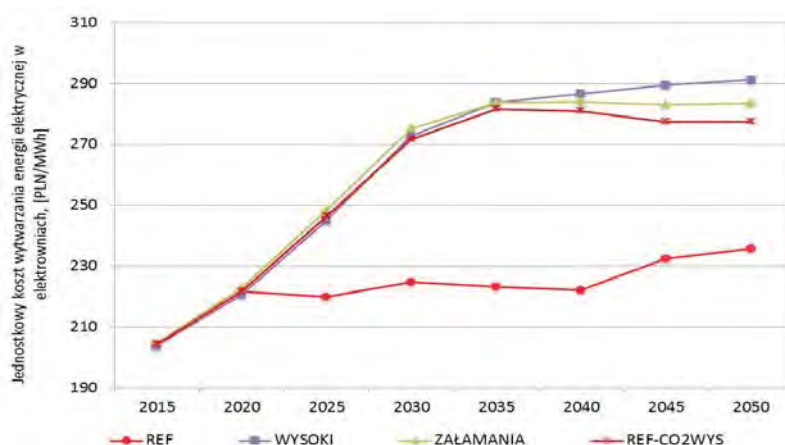
Założenie wyższej ścieżki cenowej paliw węglowych dla energetyki po 2025 r. (scenariusz REF-PLUS) nie powoduje drastycznego wzrostu kosztów wytwarzania energii elektrycznej. W stosunku do scenariusza referencyjnego koszty wzrastają¹ o 4,5–5,0 PLN/MWh w latach 2035–2040 i 7,2–8,9 PLN/MWh w latach 2045–2050 (rys. 7.3.5).

Przyjęcie wyższych cen uprawnień do emisji CO₂ (REF-CO2WYS) skutkuje natomiast drastycznym wzrostem jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej już od 2025 r. Największa różnica w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym, sięgająca 58 PLN/MWh, obserwowana jest w latach 2035–2040. Wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ jest więc kluczowym czynnikiem wpływającym na wzrost kosztów, pomimo niewielkiego spadku kosztów wytwarzania po 2040 r. (rys. 7.3.5).

W scenariuszu ZAŁAMANIA, który zakłada niską podaż i wysokie ceny węgla, przy niższym popycie na energię elektryczną i wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂, jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej rosną, a głównym czynnikiem wpływającym na wzrost kosztów wytwarzania pozostają ceny uprawnień do emisji CO₂. Konsekwentnie, dopiero od 2040 r. obserwowany jest wzrost kosztów w porównaniu ze scenariuszem REF-CO2WYS (rys. 7.3.6).

Wysoka ścieżka cen uprawnień do emisji CO₂ w połączeniu ze zwiększonym zapotrzebowaniem na energię elektryczną oraz wysokimi cenami węgla od 2030 r. (scenariusz WYSOKI) skutkuje wzrostem jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, nawet powyżej poziomu kosztów wytwarzania scenariusza ZAŁAMANIA. Koszt energii elektrycznej w przypadku scenariusza WYSOKI przekracza poziom 290 PLN/MWh w 2050 r. (rys. 7.3.6).

Ograniczenie rozwoju górnictwa węgla kamiennego i brunatnego odzwierciedlone w scenariuszu STATUSQUO przekłada się na wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej po 2035 r. Różnica w stosunku do scenariusza referencyjnego sięga od 4,9 do 8,6 PLN/MWh w zależności od analizowanego roku (rys. 7.3.7).

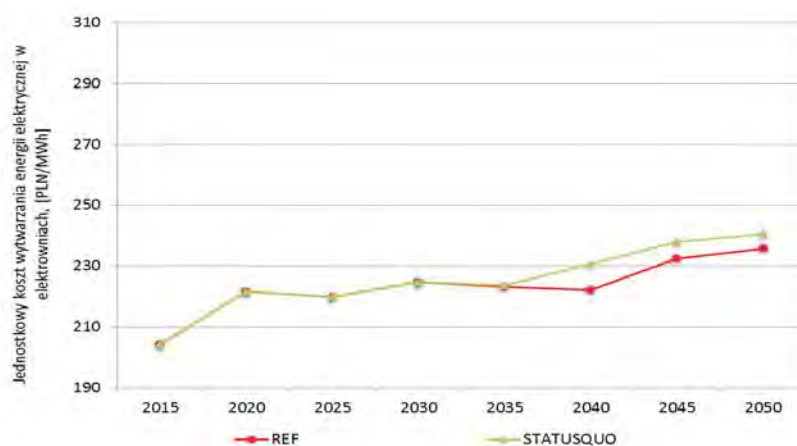


Rys. 7.3.6. Porównanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach dla scenariuszy REF, WYSOKI, ZAŁAMANIA oraz REF-CO2WYS w okresie 2015–2050 [PLN/MWh]

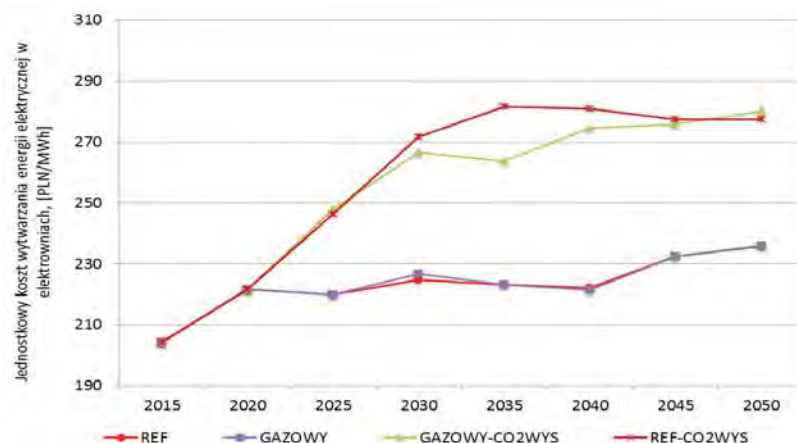
Źródło: opracowanie własne

7.3. Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych

Niższa ciężka cenowa gazu zakładana w scenariuszu GAZOWY nie powoduje praktycznie żadnych zmian kosztów jednostkowych wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych, z wyjątkiem 2030 roku. Odmienna sytuacja jest obserwowana w przypadku scenariusza GAZOWY-CO2WYS, który odzwierciedla scenariusz wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂, przy obniżonej ciężce cen gazu. Scenariusz ten wskazuje na obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza w latach 2030–2040, w sytuacji wysokich cen uprawnień do emisji w stosunku do scenariusza REF-CO2WYS. W późniejszym okresie (tj. w latach 2045–2050) koszty wytwarzania energii elektrycznej są na podobnym poziomie do scenariusza REF-CO2WYS. (rys. 7.3.8).

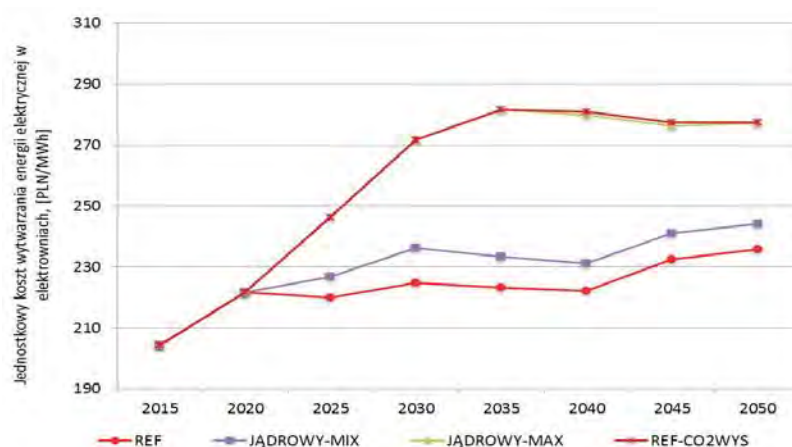


Rys. 7.3.7. Porównanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach dla scenariuszy REF oraz STATUSQUO w okresie 2015–2050 [PLN/MWh]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 7.3.8. Porównanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach dla scenariuszy REF, GAZOWY, GAZOWY-CO2WYS oraz REF-CO2WYS w okresie 2015–2050 [PLN/MWh]
Źródło: opracowanie własne

Budowa elektrowni jądrowej (3 bloki po 1,5 GW) przy niskich cenach uprawnień do emisji CO₂ (scenariusz JĄDROWY-MIX) skutkuje wzrostem kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych, praktycznie od 2025. W stosunku do scenariusza referencyjnego, w zależności od roku, różnica sięga 8,5–11,5 PLN/MWh w latach 2030–2050. W przypadku scenariusza JĄDROWY-MAX, który umożliwia budowę po jednym bloku 1,5 GW w każdym okresie pięcioletnim począwszy od 2025 r. oraz zakłada wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂, koszty wytwarzania energii elektrycznej (w stosunku do scenariusza REF-CO2WYS) obniżają się w bardzo niewielkim stopniu (rys. 7.3.9).

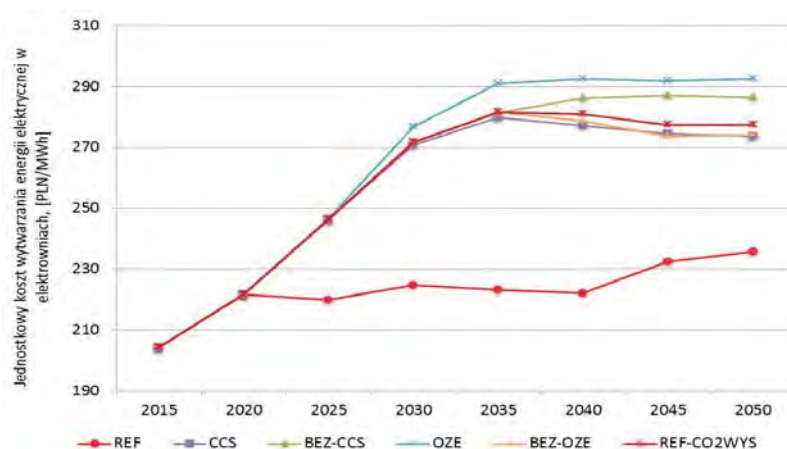


Rys. 7.3.9. Porównanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach dla scenariuszy REF, JĄDROWY-MIX, JĄDROWY-MAX oraz REF-CO2WYS w okresie 2015–2050 [PLN/MWh]

Źródło: opracowanie własne

Założenie wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ przy braku dostępnej komercyjnie technologii CCS w całym okresie analizy (scenariusz BEZ-CCS), powoduje wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych po 2035 r. Jest to spowodowane koniecznością ponoszenia większych kosztów zakupu uprawnień do emisji. Z kolei komercyjna dostępność technologii CCS już w 2025 r. (scenariusz CCS) umożliwia niewielkie obniżenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej na poziomie około 2,8–3,8 PLN/MWh w latach 2040–2050. Nie jest to jednak znacząca różnica (rys. 7.3.10).

Wdrożenie obligatoryjnych wysokich celów związanych z wykorzystaniem Źródeł odnawialnych (scenariusz OZE) powoduje istotny wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej, nawet w stosunku do scenariusza REF-CO2WYS. Różnice te sięgają nawet 12–15 PLN/MWh w latach 2040–2050 w odniesieniu do REF-CO2WYS. Rezygnacja z promowania odnawialnych Źródeł energii od 2020 r., przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂ (scenariusz BEZ-OZE) skutkuje niewielkimi redukcjami kosztów wytwarzania energii elektrycznej w stosunku do scenariusza REF-CO2WYS. Wskazuje to zatem, że głównym czynnikiem utrzymywania wysokich jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach pozostają wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ (rys. 7.3.10).



Rys. 7.3.10. Porównanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach dla scenariuszy REF, CCS, BEZ-CCS, OZE, BEZ-OZE oraz REF-CO2WYS w okresie 2015–2050 [PLN/MWh]

Źródło: opracowanie własne

7.4. Emisje CO₂

W tabeli 7.4.1 przedstawiono wielkość emisji dwutlenku węgla dla poszczególnych scenariuszy. Wyróżnia można dwie grupy scenariuszy zróżnicowane ogólną tendencją poziomu emisji. W pierwszej z nich, zakładającej niższą cenę uprawnień do emisji, emisje w okresie 2011–2050 spadają w niewielkim stopniu. Druga grupa charakteryzuje się znaczącym spadkiem emisji CO₂ do 2050 r., wynikającym z wyższych cen uprawnień do emisji CO₂ w ramach systemu ETS. Wyniki przedstawione na rysunku 7.5.4 oraz rysunku 7.5.8 pokazują, że w scenariuszach należących do tej grupy znajdują się także scenariusze z dużym udziałem węgla kamiennego i brunatnego, tj. REF-CO2WYS, CCS, BEZ-OZE (ponad 64% udział węgla kamiennego i brunatnego w strukturze pozyskania paliw oraz około 40% udział w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w 2050 r.). Tak wysokie wykorzystanie węgla w elektrowniach przy znaczącym spadku emisji CO₂ możliwe jest dzięki wykorzystaniu technologii CCS. Kwestia związana z możliwościami wykorzystania systemów CCS w elektroenergetyce jest szerzej opisana w rozdziale 7.5.3. W pozostałych scenariuszach tej grupy w większym stopniu wykorzystywane są elektrownie jądrowe, gazowe oraz odnawialne. Należy podkreślić, że obniżenie emisji CO₂ odnotowane we wszystkich scenariuszach następuje przy wzroście produkcji energii elektrycznej netto w latach 2011–2050 odpowiednio o 32, 50, 64% dla scenariusza niskiego, referencyjnego oraz wysokiego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Tabela 7.4.1. Wielkość emisji dwutlenku węgla dla poszczególnych scenariuszy [Mt]

Lp.	Nazwa scenariusza	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	REF	167,2	158,7	160,5	159,7	161,8	154,7	151,0	149,2
2.	REF-WYSOKI	168,7	162,1	167,3	169,9	169,7	162,5	160,6	159,6
3.	REF-NISKI	165,3	154,3	154,0	149,5	153,5	144,2	139,3	136,2
4.	REF-CO2WYS	167,2	158,7	160,5	147,9	119,1	80,1	59,1	47,8
5.	REF-PLUS	167,2	158,7	160,5	159,7	161,8	154,7	150,9	148,5
6.	WYSOKI	168,7	162,1	167,3	158,1	114,2	94,6	73,2	61,8
7.	STATUSQUO	167,2	158,7	160,5	159,7	161,8	148,1	144,5	142,9
8.	ZAŁAMANIA	165,3	154,3	152,2	136,0	105,8	92,5	74,7	65,9
9.	GAZOWY	167,2	158,7	160,5	151,6	149,8	149,7	149,0	148,8
10.	GAZOWY-CO2WYS	167,2	158,7	153,5	128,2	95,3	100,4	81,6	70,2
11.	JĄDROWY-MIX	167,2	158,7	148,8	136,4	134,3	129,0	125,6	123,9
12.	JĄDROWY-MAX	167,2	158,7	160,5	147,9	119,1	77,3	55,4	46,7
13.	CCS	167,2	158,7	160,5	159,5	103,8	77,8	49,7	48,3
14.	BEZ-CCS	167,2	158,7	160,5	147,9	110,8	96,3	87,8	85,7
15.	OZE	167,2	158,7	160,4	144,0	122,7	75,5	56,9	48,8
16.	BEZ-OZE	167,2	158,7	160,5	148,0	118,8	80,7	59,3	47,7

Źródło: opracowanie własne.

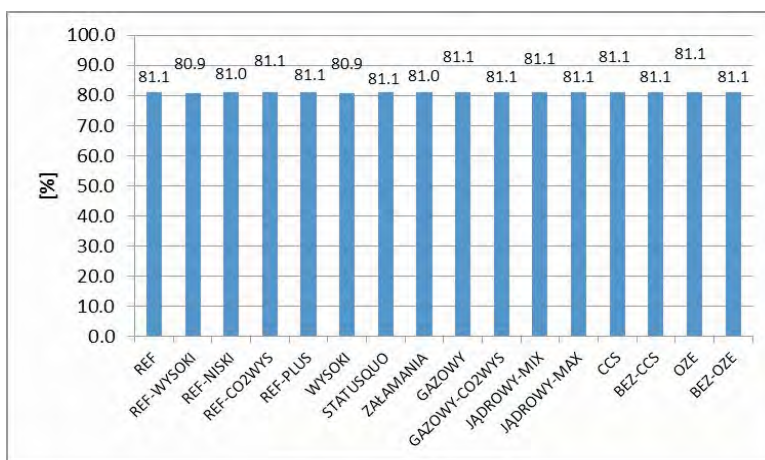
7.5. Węgiel kamienny i brunatny

7.5.1. Udział węgla kamiennego i węgla brunatnego

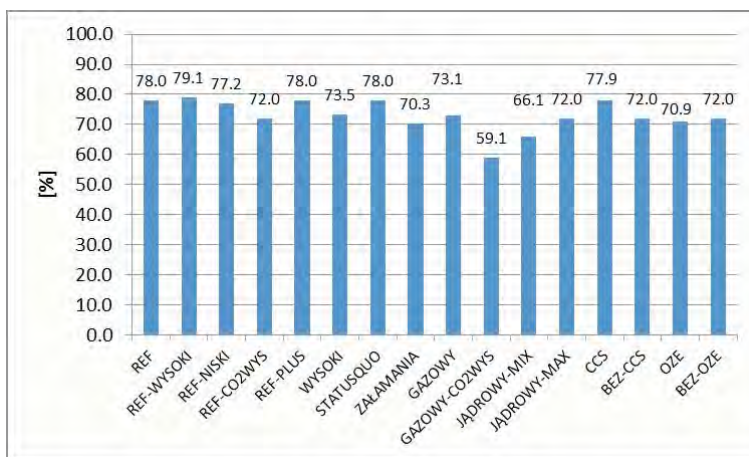
w strukturze zużycia pierwotnych nośników energii

Na rysunkach 7.5.1–7.5.4 przedstawiono procentowe udziały węgla (kamiennego i brunatnego) w strukturze zużycia pierwotnych nośników energii w Polsce w latach 2020, 2030,

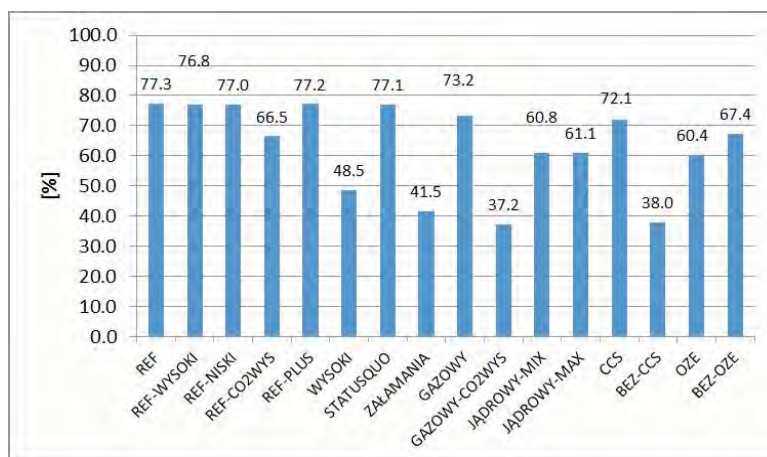
2040 i 2050. W roku 2020 najniższy udział węgla występuje w scenariuszu REF-WYSOKI i wynosi 80,9%. Najwyższe wartości występują już w 12 wariantach i wynoszą 81,1%. Jak widać różnice są minimalne (0,2%). Można przyjąć, że w 2020 roku udziały węgla są we wszystkich scenariuszach praktycznie jednakowe. W 2030 roku różnice udziałów węgla są już znaczne i wynoszą dla skrajnych scenariuszy 20,0%. Najniższy udział występuje w scenariuszu GAZOWY-CO2WYS 59,1%, a najwyższy w scenariuszu REF-WYSOKI 79,1%. W 2040 roku różnice są jeszcze większe i wynoszą 40,1%. Najniższy udział węgla występuje w scenariuszu GAZOWY-CO2WYS 37,2%, a najwyższy w scenariuszu REF. Największa rozbieżność udziałów dotyczy roku 2050. W scenariuszu BEZ-CCS wynosi on 28,5%, podczas gdy w scenariuszu REF-WYSOKI osiąga wielkość 73,7%. Różnica wynosi więc 45,2%.



Rys. 7.5.1. Udział węgla kamiennego i brunatnego w strukturze zużycia pierwotnych nośników energii w Polsce w 2020 r. [%]
Źródło: opracowanie własne

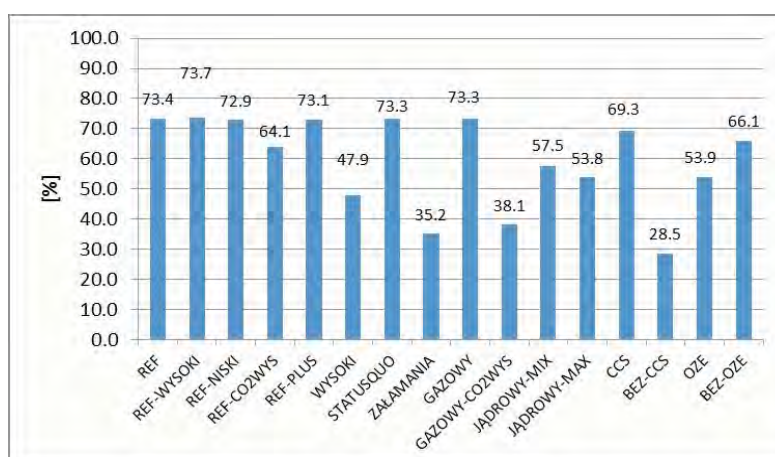


Rys. 7.5.2. Udział węgla kamiennego i brunatnego w strukturze zużycia pierwotnych nośników energii w Polsce w 2030 r. [%]
Źródło: opracowanie własne



Rys. 7.5.3. Udział węgla kamiennego i brunatnego w strukturze zużycia pierwotnych nośników energii w Polsce w 2040 r. [%]

Źródło: opracowanie własne



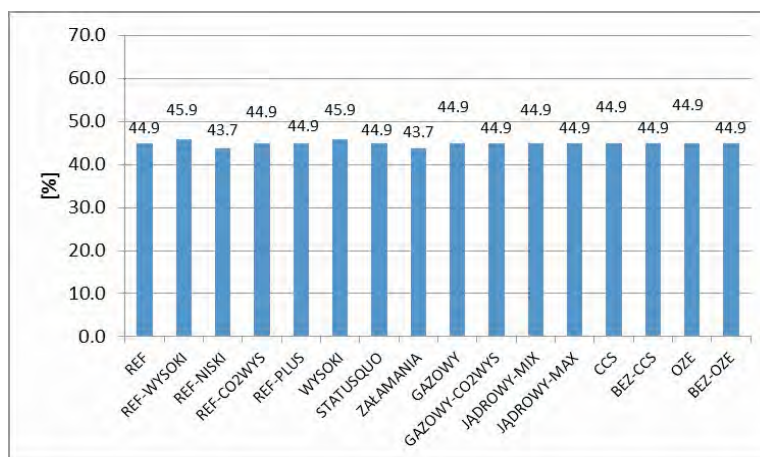
Rys. 7.5.4. Udział węgla kamiennego i brunatnego w strukturze zużycia pierwotnych nośników energii w Polsce w 2050 r. [%]

Źródło: opracowanie własne

7.5.2. Węgiel kamienny energetyczny w produkcji energii elektrycznej w Polsce

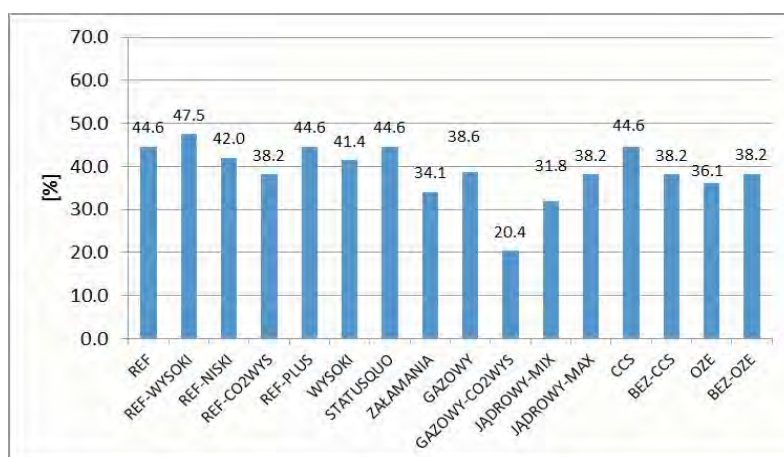
Na rysunkach 7.5.5–7.5.8 przedstawiono procentowe udziały węgla kamiennego energetycznego w produkcji energii elektrycznej netto w latach 2020, 2030, 2040 i 2050. Z rysunku 7.5.5 wynika, że w 2020 roku udział węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej netto będzie się utrzymywał na mniej więcej podobnym poziomie bez względu na scenariusz.

7.5. Węgiel kamienny i brunatny



Rys. 7.5.5. Udział węgla energetycznego w produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2020 r. [%]

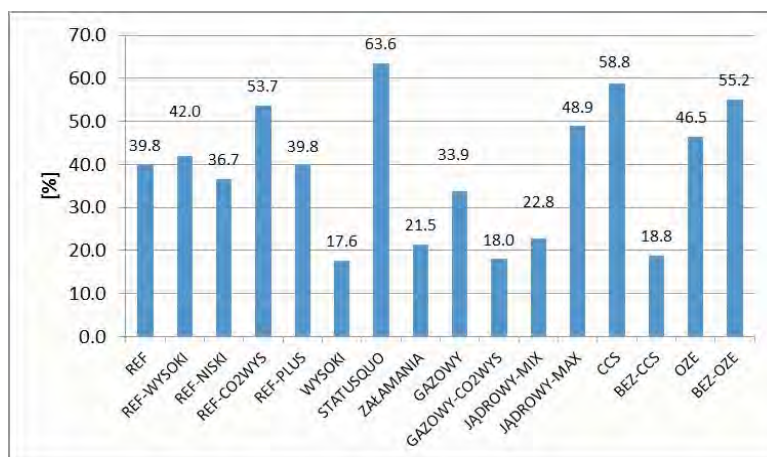
Źródło: opracowanie własne



Rys. 7.5.6. Udział węgla energetycznego w produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2030 r. [%]

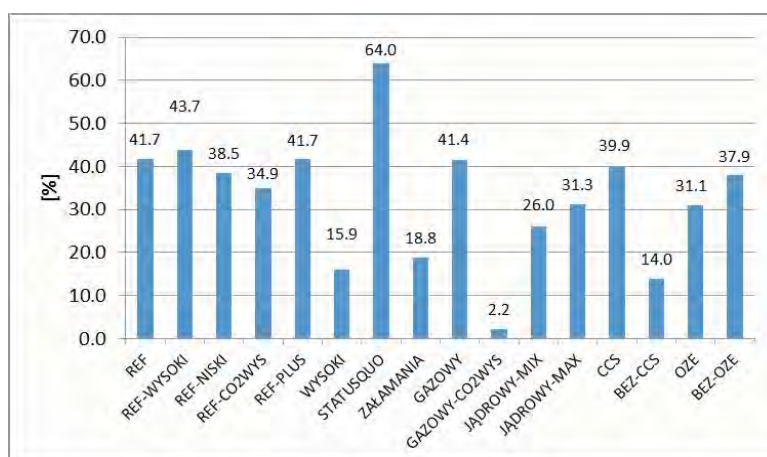
Źródło: opracowanie własne

Najmniejszy udział węgla występuje w scenariuszu REF-NISKI, natomiast najwyższy w scenariuszu WYSOKI. W 2030 roku widoczne już wyraźne zróżnicowanie udziału węgla kamiennego w produkcji energii elektrycznej. Najmniejszy udział obserwowany jest w scenariuszu GAZOWY-CO2WYS, co wynika z wysokich cen uprawnień do emisji CO₂, przez co czystszy ekologicznie gaz wypiera węgiel ze struktury wytwarzania. Najwyższy udział węgla dotyczy scenariusza REF-WYSOKI. W 2040 roku najniższy udział węgla występuje w scenariuszach: WYSOKI, GAZOWY-CO2WYS, JĄDROWY-MIN i BEZ-CCS, a najwyższy pojawia się w scenariuszach STATUSQUO oraz CCS. W 2050 roku w scenariuszu GAZOWY-CO2WYS, zakładając niższe koszty cen gazu oraz wysokie ceny CO₂, węgiel praktycznie zostaje wyparty ze struktury wytwarzania przez inne paliwa, a jego udział wynosi zaledwie



Rys. 7.5.7. Udział węgla energetycznego w produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2040 r. [%]

Źródło: opracowanie własne



Rys. 7.5.8. Udział węgla energetycznego w produkcji energii elektrycznej w Polsce w 2050 r. [%]

Źródło: opracowanie własne

2,25%. Najkorzystniejszy, z punktu widzenia wykorzystywania węgla, jest scenariusz STATUSQUO, gdzie udział tego surowca wynosi 64,02%.

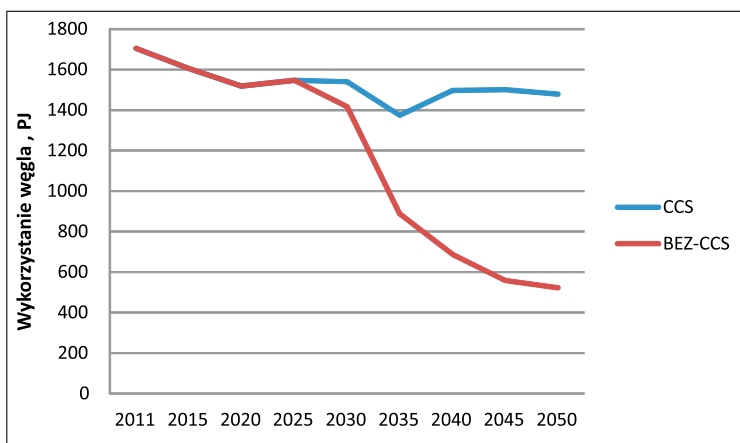
7.5.3. Rola technologii CCS

Technologie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla s¹ obecnie traktowane jako etap przejściowy, umożliwiając¹cy rozwiązanie problemu emisji do czasu opanowania nowych

technologii bezemisyjnych lub dla likwidacji emisji ze spalania paliw kopalnych. Wszystkie etapy procesu, to jest wychwytywanie, transport i składowanie są opanowane i stosowane komercyjnie, jednak nie w elektroenergetyce. Podstawowe problemy to wysokie koszty wychwytywania dwutlenku węgla w elektrowniach, znaczne obniżenie sprawności elektrowni akceptacji społecznej dla składowania wychwyconego gazu. Nie można oczekiwać komercyjnej wersji dla elektroenergetyki w ciągu najbliższych kilkunastu lat. W założeniach modelowych przyjęto, że w wariantie referencyjnym technologia będzie dostępna od 2030 roku. Dla scenariuszy z wysokimi cenami pozwoleń na emisję elektrownie z systemami CCS stają się ekonomiczną opcją wykorzystania węgla. Nowe moce z systemami CCS pojawiają się w ostatnich latach analizy jako optymalne rozwiązanie dla spalania węgla kamiennego i brunatnego w scenariuszach REF-WYS, WYSOKI, CCS, OZE i BEZ-OZE. W scenariuszu ZAŁAMANIA przy ograniczonej podaży węgla krajowego rozwiązaniem jest budowa elektrowni z CCS na importowany węgiel kamienny.

Technologia ta pozwala na prawie bezemisyjne stosowanie paliw kopalnych, głównie węgla, paliwa o niskich kosztach wytwarzania energii elektrycznej i dużych zasobach w skali globalnej. Konieczna jest zatem ocena jej stosowania w warunkach Polski, gdzie wykorzystanie węgla ma zarówno znaczenie gospodarcze jak i dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego. Najlepiej pokazuje to porównanie wskaźnika WSK dla scenariuszy CCS i BEZ-CCS, tj. odpowiednio 86,1 oraz 52,2% w 2050 r (tab. 7.2.1). W scenariuszu BEZ-CCS wskutek braku możliwości stosowania tej technologii, przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂ model wskazuje konieczność, w miejsce technologii węglowych, budowy elektrowni gazowych i jądrowych. Skalę rezygnacji z węgla ilustruje rysunek 7.5.9. Ponadto – jak pokazano w rozdziale 7.3 – koszt całkowity wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach w roku 2050 jest najniższy w scenariuszu CCS spośród wszystkich scenariuszy zakładających wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ w przyszłości.

Rozwój technologii CCS w stopniu umożliwiającym jej zastosowanie elektroenergetyce jest opcją, która otwiera możliwości szerokiego wykorzystania węgla do produkcji energii



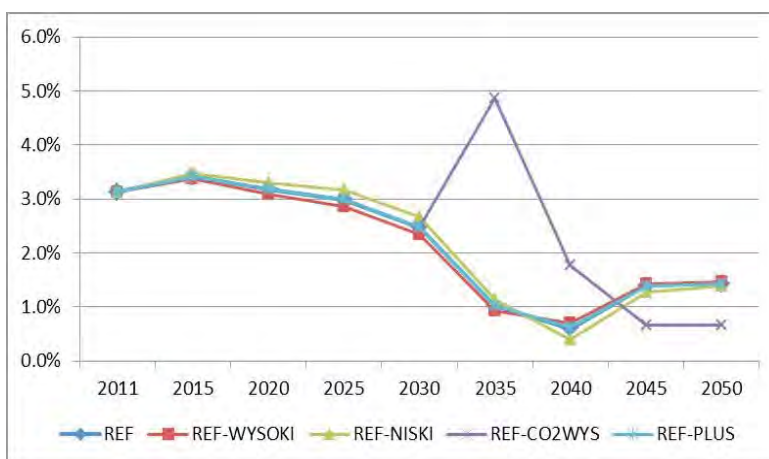
Rys. 7.5.9. Zużycie węgla (kamiennego i brunatnego razem) w energetyce w scenariuszach CCS i BEZ-CCS
Źródło: opracowanie własne

elektrycznej, dając szansę rozwoju rodzimej branży górniczej. Ponieważ jednak technologia wciąż jest w początkowym etapie rozwoju należy ostrożnie podchodzić do kosztów związanych z jej funkcjonowaniem.

7.6. Gaz ziemny

Analiza znaczenia gazu ziemnego w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w scenariuszach REF (rys. 7.6.1) wskazuje, że udział tego paliwa utrzymuje się w analizowanym okresie na poziomie niskim. Jedynie w przypadku scenariusza REF-CO2WYS w latach 2030–2035 zaobserwować można nieznaczny jego wzrost – do 5%, a w latach następnych jest już widoczny wyraźny jego spadek – do poziomu poniżej 1%. W scenariuszu REF-CO2WYS wydawałoby się, że założenie wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ będzie wspierać rozwój technologii niskoemisyjnych (technologie gazowe), jednak jak wskazują wyniki obliczeń, preferowanymi technologiami okazują się być technologie jądrowe i węglowe z wykorzystaniem CCS. Niski udział gazu ziemnego w analizowanych na rysunku 7.6.1 scenariuszach należy tłumaczyć przede wszystkim znaczną różnicą pomiędzy prognozowanymi cenami tego paliwa a cenami węgla. W rozdziale 4.3 wskazano tendencje z rynków europejskich z ostatnich lat. Widoczny jest spadek zapotrzebowania na gaz w energetyce z powodu relatywnie wysokich jego cen.

Oceniając strukturę produkcji energii elektrycznej we wszystkich scenariuszach pod kątem wykorzystania gazu ziemnego można stwierdzić, że szersze wykorzystanie gazu ziemnego przewiduje przede wszystkim scenariusz GAZOWY-CO2TAX (średni udział około 43% w latach 2030–2050), a także scenariusze: REF-CO2WYS (średni udział około 24% w latach

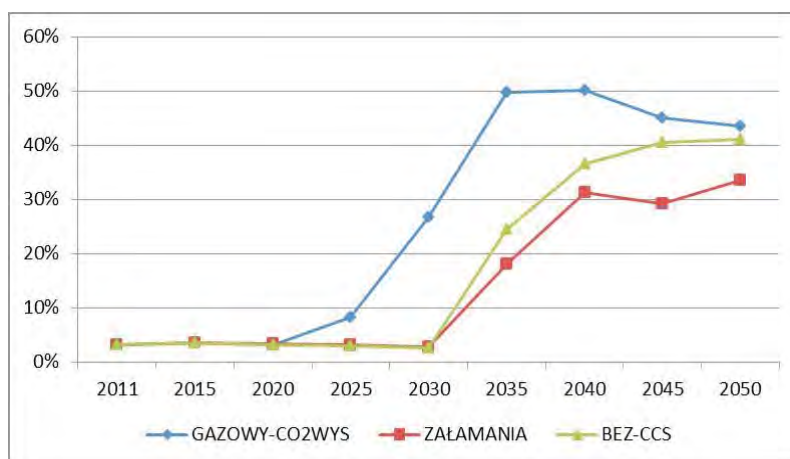


Rys. 7.6.1. Udział gazu ziemnego w strukturze wytwarzania energii elektrycznej dla scenariuszy REF, REF-WYSOKI, REF-NISKI, REF-CO2WYS oraz REF-PLUS w okresie 2011–2050 [%]

Źródło: opracowanie własne

2035–2050), ZAŁAMANIA (średni udział około 28% w latach 2035–2050) oraz BEZ-CCS (średni udział około 35% w latach 2035–2050) (rys. 7.6.2). Wszystkie te scenariusze zakładają wyższe ceny pozwoleń na emisję CO₂ i w tym należy upatrywać preferencji dla szerszego wykorzystania paliwa gazowego. Co ciekawe, w scenariuszu GAZOWY, w którym założono, tak jak i w scenariuszu GAZOWY-CO2WYS, z jednej strony niższe ceny gazu (np. w 2030 r. różnice pomiędzy cenami gazu w scenariuszach gazowych a pozostałymi scenariuszami wynosi około 25%) z drugiej zaś większą podaż gazu z krajowych źródeł, wyniki obliczeń modelowych wskazują na brak preferencji dla gazu (średni udział około 6% w latach 2035–2050), co uświadomiamy, jak ważnym determinantem kierunku rozwoju określonych technologii energetycznych jest cena uprawnień do emisji CO₂.

Zakładając realizację scenariusza GAZOWY-CO2WYS należy podkreślać, że wiążące się to ze znaczącym wzrostem importu gazu ziemnego, pomimo założonego w tym scenariuszu wzrostu pozyskania gazu z rodzimych źródeł (gaz z formacji łupkowych). Na przykład dla 2035 r. do zbilansowania dostaw gazu na potrzeby energetyki niezbędny będzie import gazu na poziomie 13 mld m³ (4 mld m³ z rodzimego wydobycia), a więc większy niż całkowity import gazu do Polski w 2012 r. (11,6 mld m³). Dlatego też poddanie tego scenariusza ocenie za pomocą WSK nie wypada korzystnie. Oczywiście w przypadku „pejnego sukcesu” w obszarze pozyskania gazu z formacji łupkowych, przyszłe wydobycie może przewyższać wartości założone w scenariuszach „GAZOWYCH” i wówczas scenariuszom tym będzie towarzyszyć także wysoka wartość WSK. Jednak na obecnej chwili w Polsce, pomimo faktu, że jesteśmy w ścisłej czołówce państw europejskich pod względem zaawansowania prac poszukiwawczych niekonwencjonalnych źródeł gazu ziemnego, to ciłgle nie jesteśmy w stanie określić precyzyjnie jednego z podstawowych wskaźników niezwykle istotnych dla projektów pozyskania gazu z formacji łupkowych – szacowanego wydobycia węglowodorów z odwiertu (wskaźnik EUR – *Estimated Ultimate Recoveries*). Zgodnie z analizami ISE zmiana tego wskaźnika już w zakresie 5% powoduje brak opłacalności projektu dla inwestora – a na dzień dzisiejszy nie mamy żadnych przesłanek



Rys. 7.6.2. Udział gazu ziemnego w strukturze wytwarzania energii elektrycznej dla scenariuszy GAZOWY-CO2WYS, ZAŁAMANIA i BEZ-CCS w okresie 2011–2050 [%]

Źródło: opracowanie własne

do innej oceny tego wskaźnika niż podana w literaturze. Podobnie model dla analizy efektywności wydobycia gazu z łupków w Polsce jest szczególnie wrażliwy na kwestię ceny gazu w latach 2017 i później. Spadek ceny w tym okresie o około 7% w stosunku do obowiązującej dziś taryfy nie daje przesłanek do dodatniego NPV dla inwestora.

7.7. Elektrownie jądrowe

W tabeli 7.7.1 zestawiono moc netto elektrowni jądrowych dla tych scenariuszy, w których podjęta została decyzja o ich uruchomieniu. Są to scenariusze zakładające wysoką cenę uprawnień do emisji CO₂ (w której w 2050 roku cena uprawnień do emisji wyniosła 210 PLN/2011/t CO₂). Jedynie w scenariuszu JĄDROWY-MIX, budowane są nowe moce w elektrowniach jądrowych mimo niskich cen uprawnień do emisji CO₂, co wynika z założeń tego scenariusza. W scenariuszach z referencyjną ceną uprawnień do emisji CO₂ elektrownie jądrowe nie są uruchamiane. Również w scenariuszu GAZOWY-CO2WYS, niskie ceny gazu powodują, że technologie jądrowe są wypierane przez technologie gazowe. W pozostałych scenariuszach model najczęściej podejmuje decyzję o uruchomieniu dwóch bloków elektrowni jądrowej o łącznej mocy 3 GW_e. W scenariuszu JĄDROWY-MAX uruchamiane są cztery bloki elektrowni jądrowej o łącznej mocy elektrycznej netto równej 6 GW_e. Otrzymane wyniki wskazują, że optymalny rozwój energetyki jądrowej w Polsce uzależniona jest w największym stopniu od polityki klimatycznej Unii Europejskiej.

Tabela 7.7.1. Moc zainstalowana w elektrowniach jądrowych w okresie 2015–2050 [GW_e]

Lp.	Nazwa scenariusza	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	REF-CO2WYS				1,5	1,5			
2.	WYSOKI				1,5	1,5			
3.	ZAŁAMANIA				1,5	1,5			
4.	ĄDROWY-MIX			1,5	1,5	1,5			
5.	ĄDROWY-MAX				1,5	1,5	1,5	1,5	
6.	CCS					1,5			
7.	BEZ-CCS				1,5	1,5			
8.	OZE				1,5	1,5			
9.	BEZ-OZE				1,5	1,5			

Źródło: opracowanie własne.

7.8. Odnawialne Źródła energii

Wyniki zestawione w tabeli 7.8.1 przedstawiaj¹ procentowy udział produkcji energii elektrycznej z odnawialnych Źródeł energii w finalnym zużyciu energii elektrycznej obliczony dla każdego ze scenariuszy. Udział ten w 2050 r. jest najmniejszy w przypadku scenariusza BEZ-OZE i wynosi 31,14% i największy, wynoszący 50% w przypadku scenariusza OZE. W pozostałych scenariuszach udział OZE w 2050 r. utrzymuje się na takim samym poziomie około 35% (jedynie w scenariuszu ZAŁAMANIA wynosi 36,06%) co wynika z konieczności spełnienia założonego minimalnego udziału OZE na ten rok.

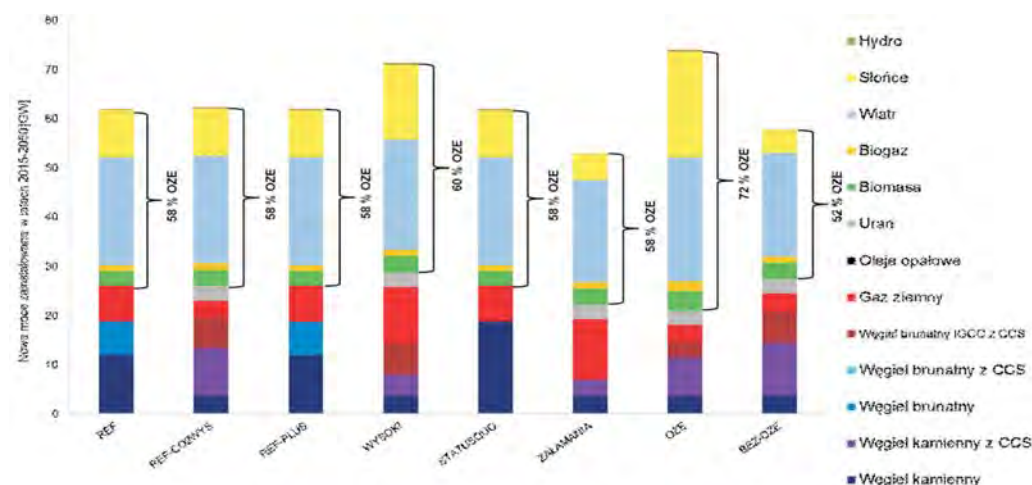
Najwięcej mocy instalowane jest w elektrowniach wiatrowych na lądzie i ogniwach fotowoltaicznych. Elektrownie wiatrowe na lądzie instalowane są od początku okresu modelowania, natomiast dynamika przyrostu mocy w elektrowniach fotowoltaicznych znacząco wzrasta od 2035 r., kiedy technologie te osiągną dojrzałość rynkową¹. Sumaryczna moc elektryczna zain-

**Tabela 7.8.1. Obliczony udział energii elektrycznej z OZE
w finalnym zużyciu energii elektrycznej w okresie 2015–2050 [%]**

Lp.	Nazwa scenariusza	Lata							
		2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1.	REF	15,00	23,00	25,81	31,13	30,49	31,00	33,00	35,00
2.	REF-WYSOKI	15,00	23,00	25,00	29,49	29,00	31,00	33,00	35,00
3.	REF-NISKI	15,00	23,00	25,45	31,81	31,78	31,00	33,00	35,00
4.	REF-CO2WYS	15,00	23,00	25,81	31,20	30,56	31,00	33,00	35,00
5.	REF-PLUS	15,00	23,00	25,81	31,13	30,49	31,00	33,00	35,00
6.	WYSOKI	15,00	23,00	25,00	29,49	29,00	31,00	33,00	35,00
7.	STATUSQUO	15,00	23,00	25,81	31,13	30,49	31,00	33,00	35,00
8.	ZAŁAMANIA	15,00	23,00	26,72	33,02	32,84	32,01	33,00	36,06
9.	GAZOWY	15,00	23,00	25,81	31,13	30,49	31,00	33,00	35,00
10.	GAZOWY-CO2WYS	15,00	23,00	25,81	31,13	30,49	31,00	33,00	35,00
11.	JĄDROWY-MIX	15,00	23,00	25,81	31,13	30,49	31,00	33,00	35,00
12.	JĄDROWY-MAX	15,00	23,00	25,81	31,20	30,56	31,00	33,00	35,00
13.	CCS	15,00	23,00	25,81	31,20	30,56	31,00	33,00	35,00
14.	BEZ-CCS	15,00	23,00	25,81	31,20	30,56	31,00	33,00	35,00
15.	OZE	15,00	23,00	25,89	33,62	35,16	40,00	45,00	50,00
16.	BEZ-OZE	15,00	23,00	25,81	31,13	30,42	29,14	28,75	31,14

Źródło: opracowanie własne.

stalowana w OZE w okresie 2015–2050 przekracza 50% mocy zainstalowanej we wszystkich nowych jednostkach wytwórczych (rys. 7.8.1). Oczywiście, udział ten nie jest tak wysoki w produkcji energii elektrycznej ze względu na specyfikę pracy technologii OZE, która uzależniona jest od warunków meteorologicznych.



Rys. 7.8.1. Udział nowych mocy zainstalowanych OZE w latach 2015–2050 w wybranych scenariuszach

Źródło: opracowanie własne

Należy zauważyć, że udział OZE w roku 2030 i 2035 przewyższa założone cele OZE. Oznacza to, że technologie te rozpatrywane są przez model jako konkurencyjne ekonomicznie, a ich praca w systemie nie wynika z narzuconych wymuszeń ich udziału. Potwierdzają to wyniki otrzymane dla scenariusza BEZ-OZE, w którym cele OZE w okresie 2020–2050 pozostawiono na poziomie roku 2020, a rzeczywista produkcja energii elektrycznej z OZE nie odbiega znacząco od tej w innych scenariuszach. Można to interpretować w następujący sposób: uwzględnienie ponoszenia kosztów emisji CO₂ (a więc ich internalizacja w koszcie prywatnym wytwarzania energii) przez elektrownie konwencjonalne powoduje wyrównanie warunków w jakich konkurują one z technologiami OZE. Należy zauważyć, że brak internalizacji kosztów zewnętrznych przez technologie wykorzystujące paliwa kopalne był głównym powodem wprowadzenia systemów wsparcia dla OZE (Lauber 2004). Nowe rozwiązania w funkcjonowaniu systemu ETS po 2013 r., wprowadzające dla wytwórców energii elektrycznej odpowiedzialność za emisję CO₂, oraz analiza otrzymanych w niniejszej pracy wyników skłaniają do dyskusji nad konieczności utrzymania dedykowanych systemów wsparcia OZE w przyszłości, zwłaszcza po 2025 r. Ostatnie wiadomości mówią, że rząd planuje zmiany w kierunku wspierania inwestycji OZE, nie ich eksploatacji.

8. Bilanse węgla kamiennego i brunatnego

Analiza zapotrzebowania krajowej gospodarki na węgiel kamienny energetyczny oraz na węgiel brunatny była głównym celem prowadzonych w niniejszym opracowaniu badań modelowych. Analizy przeprowadzono dla 16 scenariuszy, zróżnicowanych pod względem możliwości podaży oraz cen paliw, poziomu zapotrzebowania na energię elektryczną¹, możliwości dotrzymania zadanych udziałów energii ze źródeł odnawialnych, cen uprawnień do emisji CO₂, ewentualnej budowy elektrowni jądrowych, czy też wdrożenia technologii CCS. Opis scenariuszy wraz z przyjmowanymi w nich założeniami zamieszczono w rozdziale 6 (tab. 6.1 i 6.2).

8.1. Węgiel kamienny

8.1.1. Przypomnienie ogólnych założeń podażyowo-popytowych

i cenowych dla węgla kamiennego energetycznego

w rozpatrywanych scenariuszach

Prognozy możliwości podaży krajowego węgla energetycznego sporządzono w dwóch wariantach (rozdz. 4.1.3.2, tab. 4.1.9) – niskim i wysokim. Wariant niski (*status quo*) odzwierciedla taki rozwój sytuacji, w którym wydobywanie będzie prowadzone na obecnym poziomie tylko w istniejących kopalniach. Jako referencyjny przyjęto wariant o wyższym potencjale produkcyjnym (REF), w którym możliwe jest zwiększenie wydobycia w kopalniach spółek: KW S.A., PKW S.A., LW Bogdanka S.A., PG Silesia S.A. Wariant niskiej podaży węgla rozpatrywano w dwóch scenariuszach (7 i 8).

Po stronie podażyowej założono dodatkowo, że część potrzeb podmiotów z sektora energetyki będzie zaspokajana importem bez względu na poziom podaży węgla krajowego. Ten import – dla wszystkich lat prognozy – przyjęto na stałym poziomie około 3 mln ton rocznie. Nie uwzględniono tu importu dla innych odbiorców, spoza sektora energetyki.

Po stronie popytowej – zapotrzebowanie na węgiel dla elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni zostało wyznaczone w obliczeniach modelowych, dla poszczególnych scenariuszy. Jest więc ono wynikiem realizacji całego spektrum założeń scenariuszowych.

W sprzedaży węgla ważną rolę dla sektora górnictwa odgrywa sektor „drobnych odbiorców” (obejmujący m.in. gospodarstwa domowe, rolnictwo, drobnych odbiorców przemysłowych), a także eksport. Za nadrzędne uznano jednak zaspokojenie zapotrzebowania ze strony energetyki – na węgiel do wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła. W związku z tym strumień węgla dostępnego dla sektora drobnych odbiorców oraz eksportu określono bilansowo: jako różnicę pomiędzy potencjalną podażą węgla krajowego oraz zużyciem energetyki (wyznaczonym przez model w poszczególnych scenariuszach w horyzoncie prognozy).

Na wyniki modelowania wpływ miały również ceny paliw – w tym węgla (prognozę przedstawiono w rozdz. 4.1.4.5, tab. 4.1.11). W większości scenariuszy przyjmowano referencyjną ciętkę cenową (wariant niższych cen). Wyjtkiem były trzy scenariusze (5, 6 i 8).

8.1.2. Bilanse węgla kamiennego energetycznego w rozpatrywanych scenariuszach

Bilanse węgla energetycznego dla wszystkich analizowanych scenariuszy zamieszczono w kolejnych tabelach 8.1.–8.1.16 i zilustrowano na rysunkach 8.1.1–8.1.16. Każda z tabel składa się z dwóch części. W górnej części tabeli bilans wyrażony jest w jednostkach energii (PJ), w dolnej zaś podano orientacyjne wartości w przeliczeniu na mln ton. Tabelom towarzyszą wykresy zużycia i podaży węgla (w PJ).

Po stronie przychodu pokazano podaż węgla krajowego – w zależności od scenariusza: w wariantcie referencyjnym (REF) lub niskim – oraz import. Jak wspomniano – we wszystkich scenariuszach założono stały import do energetyki na poziomie 3 mln ton (ok. 72 PJ). Nie rozpatrywano importu dla odbiorców innych niż energetyka. Jeeli w obliczeniach modelowych „brakowało” węgla dla energetyki z tych dwóch Źródeł (podaż krajowa i stały import), wtedy w wierszu „WE_import” pojawia się liczba większa od 72 PJ (3 mln ton).

Po stronie rozchodu w bilansie przedstawiono tylko rozchód węgla krajowego. Wiersz „WE_energetyka” przedstawia wyznaczone przez model zapotrzebowanie węgla do produkcji energii elektrycznej i ciepła (w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach) – pochodzącego tylko z podaży krajowej. Całkowite zapotrzebowanie energetyki na węgiel kamienny (w danym roku i danym scenariuszu) jest w rzeczywistości sumą importu (na założonym stałym poziomie 72 PJ – bądź wyższym – jeeli tak wynika z obliczeń modelowych) oraz podaży krajowej (w wysokości podanej w wierszu WE_energetyka).

Wartości w wierszu „WE_inni” obejmują pozostały rynek krajowy (w tym drobnych odbiorców) oraz eksport. Stanowią one *de facto* różnicę pomiędzy potencjalną podażą krajową a zapotrzebowaniem energetyki.

Sektor drobnych odbiorców zużywa około 10–12 mln ton węgla rocznie, jednakże część tego zużycia stanowi węgiel z importu. Górnictwo kieruje do tego sektora głównie sortymenty grube i średnie (sprzedaż rzędu 8–9 mln ton). Eksport węgla energetycznego w ostatnich latach kształtował się na poziomie 4–6 mln ton. Sumarycznie więc strumień węgla, ujęty w wierszu WE_inni (obejmujący „drobnych odbiorców” oraz eksport) można by szacować

na 12–15 mln ton rocznie. Jeżeli zatem w poszczególnych scenariuszach pozycja bilansowa wyrażona wierszem „WE_inni” osiąga wartości większe, oznaczałoby to potrzebę zmniejszenia podaży (lub zwiększenia sprzedaży na te rynki).

8.1.2.1. Scenariusz 1: REF

W scenariuszu tym wszystkie parametry ustawiono na poziomie referencyjnym (opis w tab. 6.1 i 6.2).

Podaż krajowa (REF) zaspokaja z nowi¹zk¹ potrzeby energetyki, drobnych odbiorców i eksportu aż do roku 2040. Po tym czasie sektor energetyki konsumuje niemal ca³¹ dostępⁿ¹ podaż.

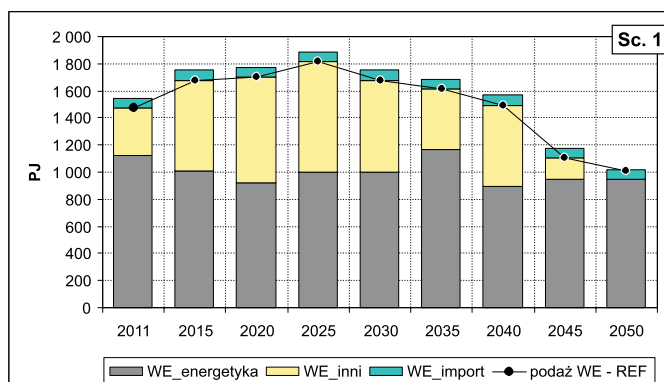
Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 1: REF przedstawiono w tabeli 8.1.1 i zilustrowano na rysunku 8.1.1.

Tabela 8.1.1. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 1: REF

Scenariusz	Lata									
REF	Sc. 1	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 084
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	1 006	920	999	1 002	1 165	897	946	947
WE_inni	PJ	348	673	782	818	677	445	598	158	65
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	47
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	40	43	44	51	39	41	41
WE_inni	mln ton	15	29	34	36	29	19	26	7	3
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.1. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 1 – REF, w PJ,
„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne

8.1.2.2. Scenariusz 2: REF-WYSOKI

Scenariusz ten różni się od scenariusza referencyjnego 1 (REF) wyższym popytem na energię elektryczną¹ (pozostałe parametry na poziomie referencyjnym). Skutkiem tego w ostatniej dekadzie prognozy wzrasta zapotrzebowanie na węgiel ponad poziom podaży krajowej, a w ostatnim roku również import dla energetyki musiałby wzrosnąć (ponad ustalony poziom 72 PJ). Od 2045 r. brakowałoby węgla krajowego dla drobnych odbiorców i eksportu.

W porównaniu ze scenariuszem REF popyt na węgiel ze strony energetyki byłby wyższy o około 7%. Jest to scenariusz o najwyższym (wyznaczonym w obliczeniach modelowych) zapotrzebowaniu na węgiel.

Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 2: REF-WYSOKI przedstawiono w tabeli 8.1.2 i zilustrowano na rysunku 8.1.2.

8.1.2.3. Scenariusz 3: REF-NISKI

W tym scenariuszu popyt na energię elektryczną¹ w kraju jest niższy od referencyjnego (pozostałe parametry na poziomie referencyjnym). Skutkiem tego w całym okresie prognozy występuje spora nadwyżka podaży, przekraczająca znacząco zapotrzebowanie na węgiel w energetyce (spadek popytu o ok. 8,8%). Do końca prognozy wystarczałoby węgiel dla drobnych odbiorców i na eksport, lecz w środkowych latach konieczna byłaby redukcja wydobycia.

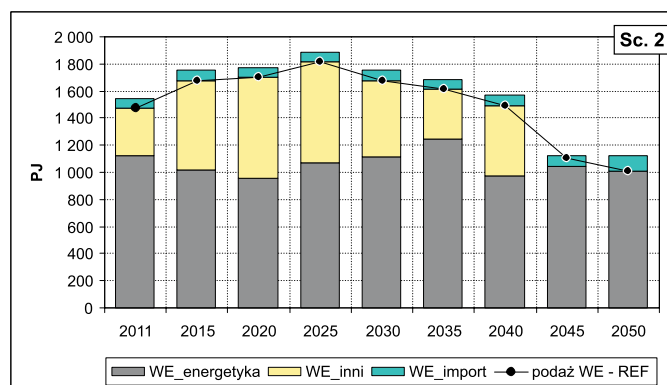
Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 3: REF-NISKI przedstawiono w tabeli 8.1.3 i zilustrowano na rysunku 8.1.3.

Tabela 8.1.2. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 2: REF-WYSOKI

Scenariusz	Lata									
REF-WYSOKI	Sc. 2	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	115
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 127
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	1 022	955	1 071	1 110	1 249	977	1 047	1 012
WE_inni	PJ	348	657	747	746	569	361	518	57	0
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	5
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	49
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	42	47	48	54	42	46	44
WE_inni	mln ton	15	29	32	32	25	16	23	2	
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.2. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 2 – REF-WYSOKI,

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

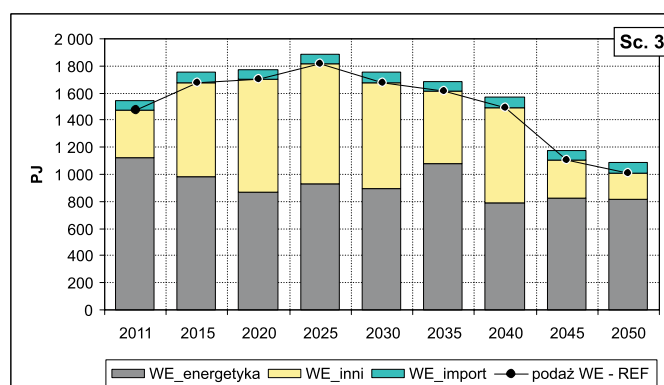
Źródło: opracowanie własne

Tabela 8.1.3. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 3: REF-NISKI

Scenariusz	Lata									
REF-NISKI	Sc. 3	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 084
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	985	872	930	894	1 076	789	825	812
WE_inni	PJ	348	694	830	887	785	534	706	279	200
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	47
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	43	38	40	39	47	34	36	35
WE_inni	mln ton	15	30	36	39	34	23	31	12	9
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.3. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 3 – REF-NISKI,

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.

8.1.2.4. Scenariusz 4: REF-CO2WYS

Ten scenariusz różni się od referencyjnego (Sc. 1 – REF) cenami uprawnień do emisji CO₂ (pozostałe parametry na poziomie referencyjnym). Mimo tego, w ostatniej dekadzie zapotrzebowanie na węgiel kamienny dla energetyki rośnie (w porównaniu do scenariusza REF), albowiem wysokie ceny CO₂ ograniczają¹ zużycie węgla brunatnego. Skutkiem tego w ostatnich pięciu latach brakować będzie węgla dla drobnych odbiorców (i na eksport). Jednakże – podobnie jak w poprzednich scenariuszach – we wcześniejszych latach występowaby nadpodaż węgla krajowego.

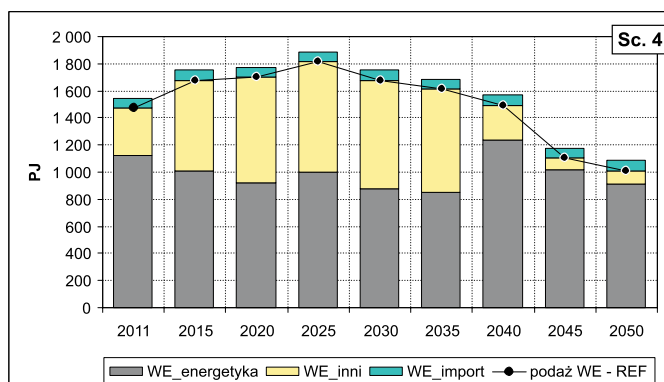
Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 4: REF-CO2WYS przedstawiono w tabeli 8.1.4 i zilustrowano na rysunku 8.1.4.

Tabela 8.1.4. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 4: REF-CO2WYS

Scenariusz	Lata									
REF-CO2WYS	Sc. 4	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 084
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	1 006	920	999	877	853	1 239	1 019	912
WE_inni	PJ	348	673	782	818	802	757	256	85	100
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	47
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	40	43	38	37	54	44	40
WE_inni	mln ton	15	29	34	36	35	33	11	4	4
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.4. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 4 – REF-CO2WYS,
 „WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport
 Źródło: opracowanie własne

8.1.2.5. Scenariusz 5: REF-PLUS

W porównaniu ze scenariuszem referencyjnym (Sc.1 – REF) w scenariuszu 5 zakłada się wysokie ceny paliw (pozostałe parametry na poziomie referencyjnym). Ta zmiana wywiera minimalny wpływ na zapotrzebowanie na węgiel, które praktycznie nie różni się od zapotrzebowania w scenariuszu REF.

Również i w tym scenariuszu w ostatnich latach prognozy nie mogłyby zostać zaspokojone potrzeby sektora drobnych odbiorców (na dzisiejszym poziomie). Nie wystarczyłoby także węgla na eksport (aczkolwiek we wcześniejszych latach występowałaby nadpodaż węgla krajowego).

Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 5: REF-PLUS przedstawiono w tabeli 8.1.5 i zilustrowano na rysunku 8.1.5.

8.1.2.6. Scenariusz 6: WYSOKI

W scenariuszu 6 zakłada się wysoki popyt na energię elektryczną¹ przy równocześnie wysokich cenach paliw oraz wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂ (pozostałe parametry na poziomie referencyjnym). Te dwa ostatnie czynniki spowodowały, że konkurencyjność węgla w energetyce zdecydowanie spadła. Skutkiem tego w całym okresie prognozy występuje bardzo wyraźna nadpodaż węgla.

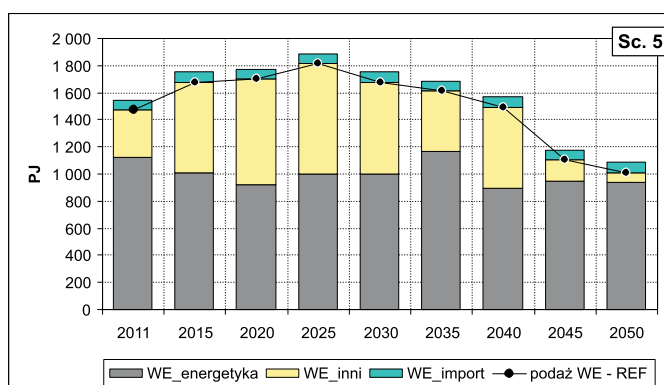
Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 6: WYSOKI przedstawiono w tabeli 8.1.6 i zilustrowano na rysunku 8.1.6.

Tabela 8.1.5. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 5: REF-PLUS

Scenariusz	Lata									
REF-PLUS	Sc. 5	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 084
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	1 006	920	999	1 002	1 165	897	945	940
WE_inni	PJ	348	673	782	818	677	445	598	159	72
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	47
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	40	43	44	51	39	41	41
WE_inni	mln ton	15	29	34	36	29	19	26	7	3
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.5. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 5 – REF-PLUS,
„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

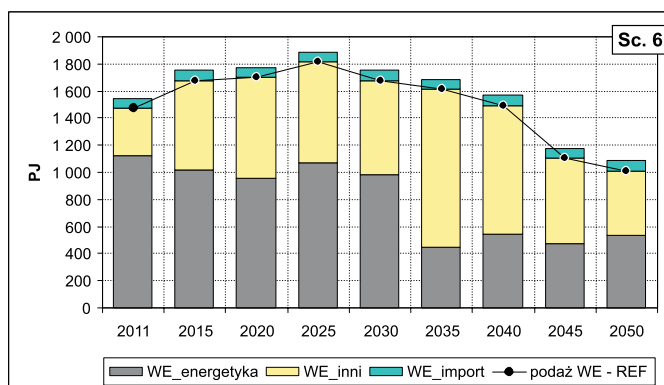
Źródło: opracowanie własne

Tabela 8.1.6. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 6: WYSOKI

Scenariusz	Lata									
WYSOKI	Sc. 6	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 084
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	1 022	955	1 071	986	450	546	474	534
WE_inni	PJ	348	657	747	746	693	1 160	949	630	478
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	47
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	42	47	43	20	24	21	23
WE_inni	mln ton	15	29	32	32	30	50	41	27	21
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.6. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 6 – WYSOKI,

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne

8.1.2.7. Scenariusz 7: STATUSQUO

Scenariusz 7 w największym stopniu ukazuje skutki niepodjęcia w górnictwie żadnych działań, nakierowanych na zwiększenie podaży węgla. Od scenariusza referencyjnego (REF) różni się tylko poziomem podaży węgla krajowego, która jest tu niska.

W takim przypadku już od 2030 roku brakowałoby węgla dla drobnych odbiorców, a od 2035 r. – znacząco rosłby import do energetyki, który w 2050 r. mógłby osiągnąć nawet 37 mln ton i byłby większy od podaży krajowej.

Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 7: STATUSQUO przedstawiono w tabeli 8.1.7 i zilustrowano na rysunku 8.1.7.

8.1.2.8. Scenariusz 8: ZAFAMANIA

W scenariuszu tym – oprócz niskiej podaży krajowej węgla – założono niski popyt na energię elektryczną przy równocześnie wysokich cenach paliw oraz wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂. Podobnie jak w scenariuszu 6 (WYSOKIM) – te dwa ostatnie czynniki oddziałują tak silnie na konkurencyjność węgla w energetyce, że zapotrzebowanie na to paliwo jest zdecydowanie mniejsze jak w scenariuszu 7 (gdzie braki węgla występowały już w 2035 roku). W tym scenariuszu dopiero w 2045 roku niska podaż krajowa została w całości konsumowana przez energikę. Nie nastąpiłby jednak większy wzrost zapotrzebowania na węgiel, co wynika z brakiem wzrostu importu (ponad założone 3 mln ton).

Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 8: ZAFAMANIA przedstawiono w tabeli 8.1.8 i zilustrowano na rysunku 8.1.8.

8.1.2.9. Scenariusz 9: GAZOWY

Ten scenariusz charakteryzuje się wyższą od referencyjnej podażą gazu ze źródeł krajowych oraz nieco niższymi cenami tego gazu (pozostałe parametry na poziomie referencyjnym). W porównaniu ze scenariuszem REF zapotrzebowanie na węgiel w energetyce jest niższe o kilka mln ton w latach 2030–2040, albowiem gaz stawia się bardziej konkurencyjnym paliwem.

Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 9: GAZOWY przedstawiono w tabeli 8.1.9 i zilustrowano na rysunku 8.1.9.

8.1.2.10. Scenariusz 10: GAZOWY-CO2WYS

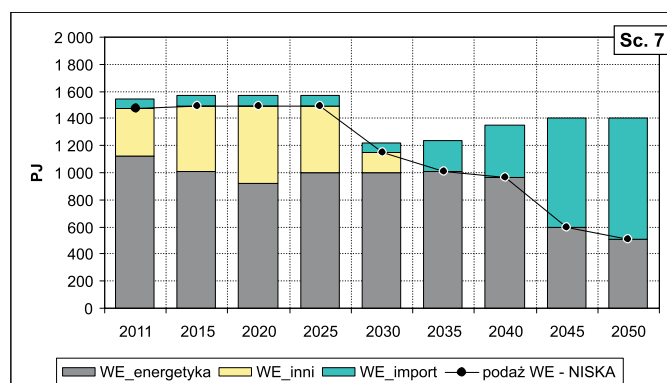
Ten scenariusz jest mutacją scenariusza 10 (GAZOWEGO) z założonymi wysokimi cenami uprawnień do emisji CO₂. Zmiana tego parametru powoduje jednak, że zapotrzebowanie na węgiel w energetyce spada wyraźnie już od 2025 r., a w dalszych latach jest niższe o 20–30 mln ton w porównaniu ze scenariuszem referencyjnym. Również zatem nadwyżka węgla, przekra-

Tabela 8.1.7. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 7: STATUSQUO

Scenariusz	Lata									
STATUSQUO	Sc. 7	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE – NISKA	PJ	1 472	1 495	1 495	1 495	1 150	1 012	966	598	506
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	225	385	805	899
Razem	PJ	1 544	1 567	1 567	1 567	1 222	1 237	1 351	1 403	1 405
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	1 006	920	999	1 002	1 012	966	598	506
WE_inni	PJ	348	489	575	496	148	0	0	0	0
Razem	PJ	1 472	1 495	1 495	1 495	1 150	1 012	966	598	506
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE – NISKA	mln ton	64	65	65	65	50	44	42	26	22
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	9	16	34	37
Razem	mln ton	67	68	68	68	53	53	58	60	59
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	40	43	44	44	42	26	22
WE_inni	mln ton	15	21	25	22	6				
Razem	mln ton	64	65	65	65	50	44	42	26	22

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.7. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 7 – STATUSQUO,

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

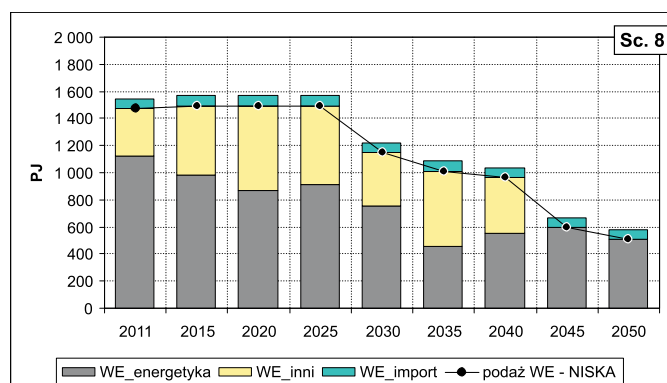
Źródło: opracowanie własne

Tabela 8.1.8. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 8: ZAŁAMANIA

Scenariusz	Lata									
ZAŁAMANIA	Sc. 8	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE – NISKA	PJ	1 472	1 495	1 495	1 495	1 150	1 012	966	598	506
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 567	1 567	1 567	1 222	1 084	1 038	670	578
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	985	872	911	752	459	556	593	506
WE_inni	PJ	348	510	623	584	398	553	410	5	0
Razem	PJ	1 472	1 495	1 495	1 495	1 150	1 012	966	598	506
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	mln ton	64	65	65	65	50	44	42	26	22
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	68	68	68	53	47	45	29	25
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	43	38	40	33	20	24	26	22
WE_inni	mln ton	15	22	27	25	17	24	18		
Razem	mln ton	64	65	65	65	50	44	42	26	22

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.8. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 8 – ZAŁAMANIA, „WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

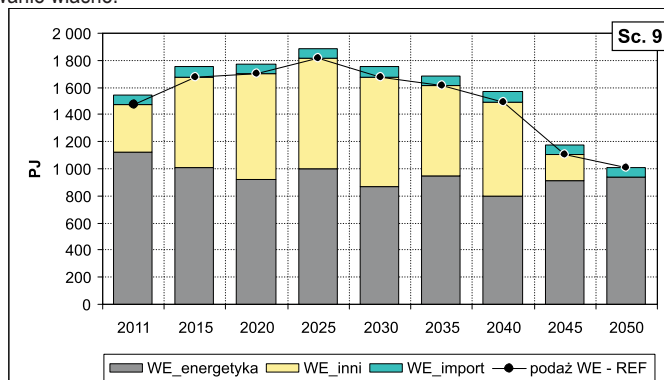
Źródło: opracowanie własne

Tabela 8.1.9. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 9: GAZOWY

Scenariusz	Lata									
GAZOWY	Sc. 9	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 084
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	1 006	920	999	867	947	801	912	941
WE_inni	PJ	348	673	782	818	812	663	694	192	71
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	47
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	40	43	38	41	35	40	41
WE_inni	mln ton	15	29	34	36	35	29	30	8	3
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.9. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 9 – GAZOWY,
„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

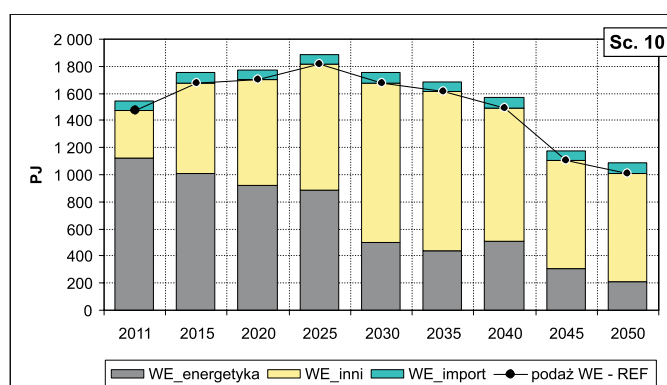
Źródło: opracowanie własne

Tabela 8.1.10. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 10: GAZOWY-CO2WYS

Scenariusz	Lata									
GAZOWY-CO2WYS	Sc. 10	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 084
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	1 006	920	882	504	441	508	304	211
WE_inni	PJ	348	673	782	935	1 175	1 169	987	800	801
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	47
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	40	38	22	19	22	13	9
WE_inni	mln ton	15	29	34	41	51	51	43	35	35
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.10. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 10 – GAZOWY-CO2WYS,

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne

czaj¹ca zdecydowanie przeciwny poziom zapotrzebowania na węgiel w sektorze drobnych odbiorców oraz w eksporcie.

Jest to scenariusz, w którym wyliczenia modelowe dają¹ najniższe wartości zapotrzebowania na węgiel kamienny w energetyce.

Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 10: GAZOWY-CO2WYS przedstawiono w tabeli 8.1.10 i zilustrowano na rysunku 8.1.10.

8.1.2.11. Scenariusz 11: JŹDROWY-MIX

W scenariuszu zakłada się, że po roku 2025 w systemie energetycznym będzie się pojawiać sukcesywnie trzy bloki jądrowe (po 1,5 GW). Konsekwencją tego dla węgla będzie niższe zapotrzebowanie ze strony energetyki (rzędu 11–13 mln ton rocznie w porównaniu ze scenariuszem REF) – w horyzoncie 2050 roku ten spadek sięgałby prawie 30%.

Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 11: JŹDROWY-MIX przedstawiono w tabeli 8.1.11 i zilustrowano na rysunku 8.1.11.

8.1.2.12. Scenariusz 12: JŹDROWY-MAX

W scenariuszu dopuszcza się maksymalne przyrosty mocy w energetyce jądrowej (przyrosty co 5 lat po 1,5 GW począwszy od roku 2025), a dodatkowo także zakłada się wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂. Zapotrzebowanie na węgiel kamienny w energetyce spada wyraźnie w latach 2030–2035, potem rośnie i ponownie spada. Ze względu na wysokie ceny CO₂ energetyka jądrowa w większym stopniu wypiera węgiel brunatny.

Nadpodaż węgla jest wyraźna do 2035 roku.

Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 12: JŹDROWY-MAX przedstawiono w tabeli 8.1.12 i zilustrowano na rysunku 8.1.12.

8.1.2.13. Scenariusz 13: CCS

W tym scenariuszu zakłada się, że technologie CCS osiągną¹ dojrzałość komercyjną już w 2025 roku (referencyjnie przyjmowano rok 2030), a dodatkowo wysokie będą¹ ceny uprawnień do emisji CO₂.

Wyznaczone w obliczeniach modelowych zapotrzebowanie na węgiel kamienny w energetyce będzie do 2030 roku takie samo jak w scenariuszu referencyjnym, a potem wzrośnie, niwelując stopniowo pulę węgla dostępnego dla innych odbiorców.

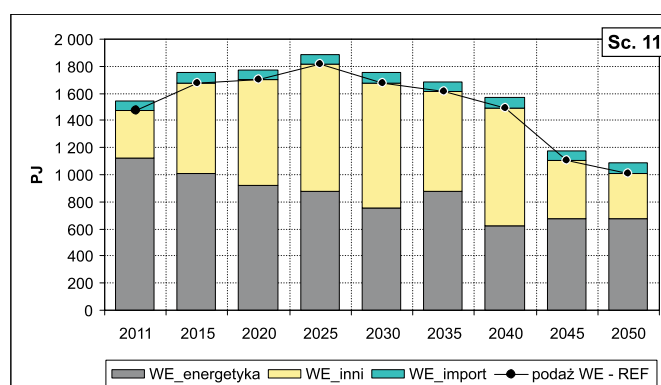
Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 13: CCS przedstawiono w tabeli 8.1.13 i zilustrowano na rysunku 8.1.13.

Tabela 8.1.11. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 11: JĄDROWY-MIX

Scenariusz	Lata									
JĄDROWY-MIX	Sc. 11	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 084
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	1 006	920	876	755	873	623	676	677
WE_inni	PJ	348	673	782	941	924	737	872	428	335
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	47
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	40	38	33	38	27	29	29
WE_inni	mln ton	15	29	34	41	40	32	38	19	15
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.11. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 11 – JĄDROWY-MIX,

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

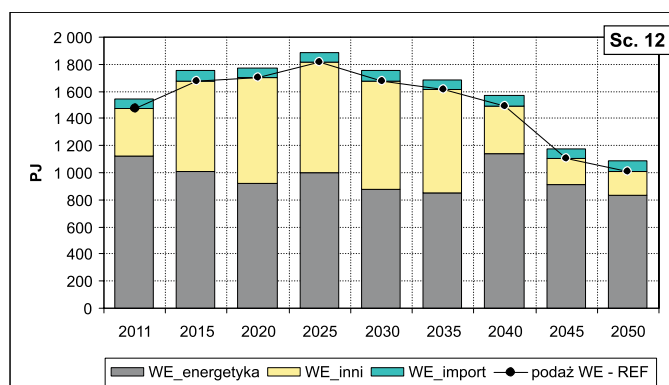
Źródło: opracowanie własne

Tabela 8.1.12. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 12: JĄDROWY-MAX

Scenariusz	Lata									
JĄDROWY-MAX	Sc. 12	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 084
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1124	1 006	920	999	877	853	1 142	909	831
WE_inni	PJ	348	673	782	818	802	757	353	195	181
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	47
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	40	43	38	37	50	40	36
WE_inni	mln ton	15	29	34	36	35	33	15	8	8
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.12. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 12 – JĄDROWY-MAX,
„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

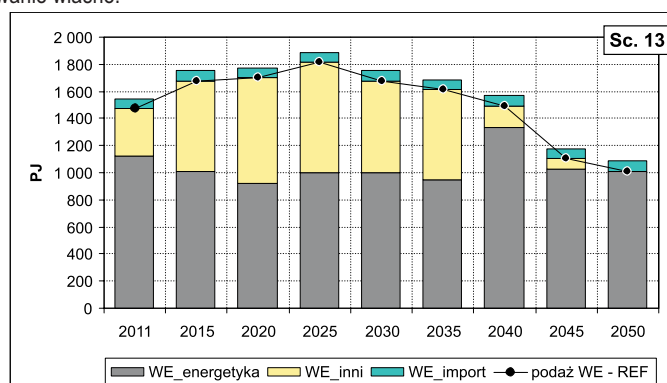
Źródło: opracowanie własne

Tabela 8.1.13. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 13: CCS

Scenariusz	Lata									
CCS	Sc. 13	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 084
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	1 006	920	999	1 001	946	1 336	1 030	1 012
WE_inni	PJ	348	673	782	818	678	664	159	74	0
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	47
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	40	43	44	41	58	45	44
WE_inni	mln ton	15	29	34	36	29	29	7	3	0
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.13. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 13 – CCS,
„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

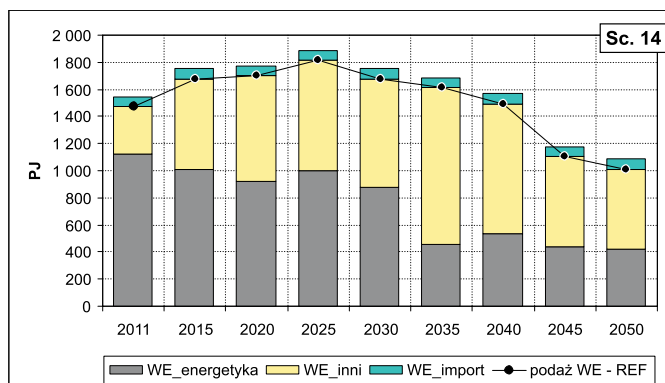
Źródło: opracowanie własne

Tabela 8.1.14. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 14: BEZ-CCS

Scenariusz	Lata									
BEZ-CCS	Sc. 14	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 084
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	1 006	920	999	877	459	535	436	417
WE_inni	PJ	348	673	782	818	802	1 151	960	668	595
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	47
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	40	43	38	20	23	19	18
WE_inni	mln ton	15	29	34	36	35	50	42	29	26
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.14. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 14 – BEZ-CCS,

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

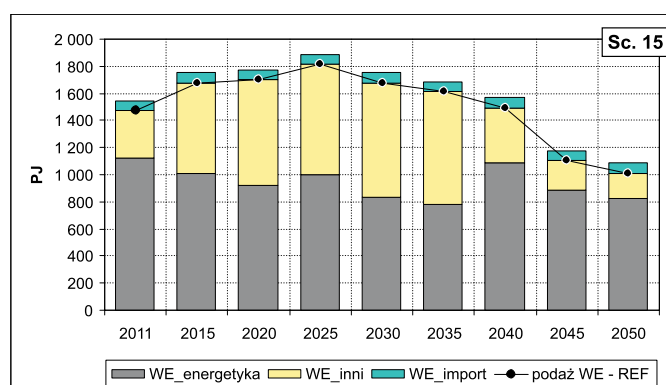
Źródło: opracowanie własne

Tabela 8.1.15. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 15: OZE

Scenariusz	Lata									
OZE	Sc. 15	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 084
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	1 006	920	998	837	779	1 085	883	821
WE_inni	PJ	348	673	782	819	842	831	410	221	191
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE – REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	47
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	40	43	36	34	47	38	36
WE_inni	mln ton	15	29	34	36	37	36	18	10	8
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.15. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 15 – OZE,
„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

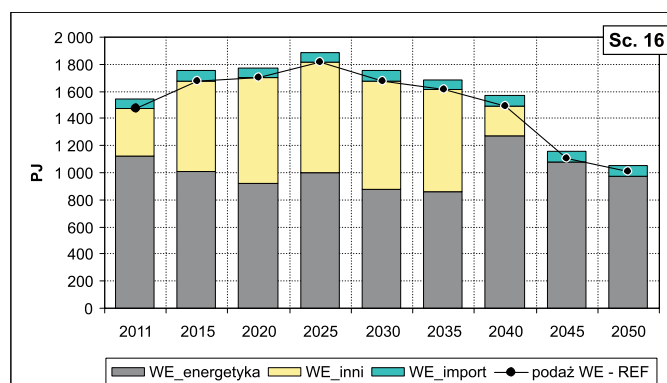
Źródło: opracowanie własne

Tabela 8.1.16. Bilans węgla kamiennego energetycznego – Sc. 15: BEZ-OZE

Scenariusz	Lata									
BEZ-OZE	Sc. 16	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
WE_import	PJ	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Razem	PJ	1 544	1 751	1 774	1 889	1 751	1 682	1 567	1 176	1 084
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	PJ	1 124	1 006	920	999	878	855	1 269	1 083	978
WE_inni	PJ	348	673	782	818	801	755	226	21	34
Razem	PJ	1 472	1 679	1 702	1 817	1 679	1 610	1 495	1 104	1 012
Orientacyjny bilans węgla energetycznego										
PRZYCHÓD										
Podaż WE-REF	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44
WE_import	mln ton	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Razem	mln ton	67	76	77	82	76	73	68	51	47
ROZCHÓD węgla krajowego										
WE_energetyka	mln ton	49	44	40	43	38	37	55	47	43
WE_inni	mln ton	15	29	34	36	35	33	10	1	1
Razem	mln ton	64	73	74	79	73	70	65	48	44

„WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne.



Rys. 8.1.16. Podaż i zużycie węgla energetycznego w scenariuszu 16 – BEZ-OZE, „WE_inni” – oznacza pozostały rynek krajowy + eksport

Źródło: opracowanie własne

8.1.2.14. Scenariusz 14: BEZ-CCS

W tym scenariuszu zakłada się, że w horyzoncie prognozy technologie CCS nie będą wdrażane, a ceny uprawnień do emisji CO₂ będą wysokie. W konsekwencji zapotrzebowanie na węgiel kamienny w energetyce po 2035 roku wyraźnie spadnie, powiększając nadwyżkę podaży ponad poziom przeciwnego zapotrzebowania innych odbiorców.

Scenariusz BEZ-CCS daje w wyniku drugie w kolejności najniższe zużycie węgla w energetyce – po scenariuszu 10 (GAZOWY-CO₂WYS).

Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 14: BEZ-CCS przedstawiono w tabeli 8.1.14 i zilustrowano na rysunku 8.1.14.

8.1.2.15. Scenariusz 15: OZE

W scenariuszu OZE zakłada się wyższe od referencyjnych cele udziału energii ze źródeł odnawialnych w krajowym miksie energetycznym, przy równoczesnym wysokim poziomie cen uprawnień do emisji CO₂. W porównaniu ze scenariuszem referencyjnym zapotrzebowanie na węgiel kamienny w energetyce będzie od 2030 roku niższe o kilka mln ton (za wyjątkiem 2040 r.).

Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 15: OZE przedstawiono w tabeli 8.1.15 i zilustrowano na rysunku 8.1.15.

8.1.2.16. Scenariusz 16: BEZ-OZE

W scenariuszu BEZ-OZE zakłada się, że po roku 2020 nie będzie dodatkowych zobowiązań w zakresie użytkowania energii ze źródeł odnawialnych, lecz równocześnie poziom cen uprawnień do emisji CO₂ będzie wysoki. Do roku 2025 zapotrzebowanie na węgiel kamienny w energetyce będzie takie samo, jak w scenariuszu REF, w następnych pięciu latach spadnie, a w ostatniej dekadzie będzie wyższe od referencyjnego o kilka mln ton.

Bilans węgla kamiennego energetycznego dla scenariusza 16: BEZ-OZE przedstawiono w tabeli 8.1.16 i zilustrowano na rysunku 8.1.16.

8.1.3. Badania symulacyjne zużycia energii do celów ogrzewania pomieszczeń oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej w sektorze gospodarstw domowych

Jako uzupełnienie bilansów węgla kamiennego energetycznego przedstawiono wyniki przeprowadzonych badań symulacyjnych, obejmujących podsystem wytwarzania ciepła w indywidualnych systemach grzewczych.

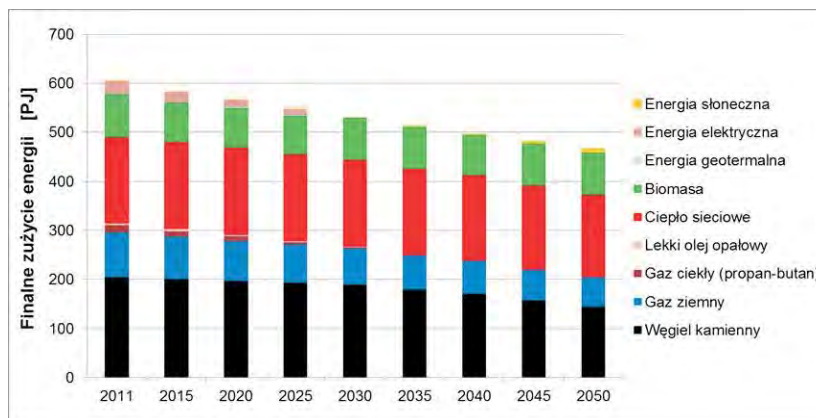
Symulacja ta miała na celu analizę zmian w zapotrzebowaniu na paliwa i nośniki energii w sektorze gospodarstw domowych do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Nie była ona jednoznacznie powiązana z założeniami scenariuszy rozpatrywanych dla podsystemu scentralizowanego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (z wyjątkiem kosztów paliw).

Otrzymane wyniki modelowania do roku 2050 przedstawiono na rysunku 8.1.17. Pokazują one, że węgiel kamienny zachowa dominującą rolę jako paliwo wykorzystywane do ogrzewania gospodarstw domowych, które stosują indywidualne systemy grzewcze. Udział węgla w całkowitym zużyciu energii na cele grzewcze w sektorze gospodarstw domowych w całym modelowanym horyzoncie czasowym utrzymuje się na stałym poziomie około 33%. Niemniej jednak, przy spadającym zapotrzebowaniu na ciepło, zużycie węgla w wartościach bezwzględnych spada z około 8 mln ton w 2011 do około 5,5 mln ton w 2050 r. Węgiel ten jest głównie wykorzystywany w budynkach jednorodzinnych na wsi.

Wyniki symulacji wskazują również, że wzrasta względny udział wykorzystania ciepła sieciowego do celów grzewczych w mieście: w 2050 r. zapotrzebowanie na ciepło w budynkach wielomieszkaniowych będzie pokrywane w 74% z ciepła sieciowego, natomiast w budynkach jednorodzinnych w około 22%.

Wykorzystanie ciepła sieciowego na wsi utrzymuje się na tym samym poziomie co w 2011 r. Gaz ziemny wykorzystywany jest głównie w budynkach wielomieszkaniowych. Udział gazu w całkowitym zużyciu energii w 2050 roku wyniósł około 13% (podczas gdy w 2011 r. wynosił około 15%). Należy zauważyć, że symulację przeprowadzono przy założeniu braku ograniczeń emisji CO₂ z sektora gospodarstw domowych. Pomimo tego emisje CO₂ spadają w latach 2011–2050 o 34%. Wynika to po części z faktu zmniejszającego się zapotrzebowania na ogrzewanie w wyniku przeprowadzanych termomodernizacji budynków oraz zmniejszającej się liczby ludności.

Rośnie również udział biomasy w całkowitym zużyciu energii z 14% w 2011 r. do około 18% w 2050 r. Biomasa wykorzystywana jest głównie na obszarach wiejskich w budynkach jednorodzinnych.



Rys. 8.1.17. Finalne zużycie energii do celów grzewczych w gospodarstwach domowych
Źródło: opracowanie własne

Tabela 8.1.17. Oszacowanie zużycia węgla kamiennego do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej w gospodarstwach domowych [mln ton]

Paliwo	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Węgiel kamienny	7,9	7,7	7,6	7,4	7,3	6,9	6,6	6,0	5,6

Źródło: opracowanie własne.

Wynik oszacowania zapotrzebowania na węgiel w gospodarstwach domowych w przeliczeniu na mln ton zamieszczono w tabeli 8.1.17. Liczby te wskazują¹, że w horyzoncie prognozy utrzyma się popyt na węgiel w tym sektorze odbiorców. Tymczasem z przedstawionych powyżej bilansów węgla kamiennego wynika, że aż w 10 na 16 scenariuszy podaź węgla w odpowiedniej ilości dla sektora drobnych odbiorców krajowych byłaby zagrożona w ostatniej dekadzie prognozy, a w przypadku realizacji scenariusza 7: STATUTQUO – niedobory wystąpiłyby już od 2030 roku.

8.2. Węgiel brunatny

8.2.1. Przypomnienie ogólnych założeń podaźowo-popytowych i cenowych dla węgla brunatnego w rozpatrywanych scenariuszach

Prognozy możliwości podaży węgla brunatnego również sporządzono w dwóch wariantach (rozdz. 4.2.3.2, tab. 4.2.4) – niskim i wysokim. Wariant niski (*status quo*) uwzględnia tylko możliw¹ podaź z istniejących kopalń (z obecnie eksploatowanych odkrywek, do wyczerpania zasobów). Jako referencyjny przyjęto wariant o wyższym potencjale produkcyjnym (REF), w którym uwzględniono możliwość zwiększenia podaży poprzez pozyskanie węgla z nowych odkrywek.

Ze względu na specyfikę węgla brunatnego, popyt na ten surowiec kreowany jest tylko przez jedn¹ grupę odbiorców – elektrownie powiązane z konkretnymi kopalniami. Zapotrzebowanie na węgiel dla energetyki bazującej na węglu brunatnym zostało wyznaczone w obliczeniach modelowych dla poszczególnych scenariuszy. Zapotrzebowanie to jest wynikiem realizacji całego szeregu założeń scenariuszowych.

Na wyniki modelowania wpływ miały również ceny paliw – w tym węgla brunatnego. Ćcieżki cenowe w prognozie wyznaczono poprzez relacje do cen węgla kamiennego (rozdz. 4.2.4., rys. 4.2.5).

Podobnie jak dla węgla kamiennego, w większości scenariuszy przyjmowano referencyjn¹ Ćcieżkê cenow¹ (wariant niższych cen). Wyj¹tkiem były trzy scenariusze (5, 6 i 8).

Tabela 8.2.1. Bilanse węgla brunatnego w rozpatrywanych scenariuszach [PJ]

Scenariusz	Wyszczególnienie	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
		PJ								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
REF Sc. 1	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	357	527	442	425
	w tym z nowych odkrywek							391	391	391
	nadwyżka*			34	196	238	374			
REF-WYSOKI Sc. 2	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	357	527	442	425
	w tym z nowych odkrywek							391	391	391
	nadwyżka*			34	196	238	374			
REF-NISKI Sc. 3	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	357	527	442	425
	w tym z nowych odkrywek							391	391	391
	nadwyżka*			34	196	238	374			
REF-CO2WYS Sc. 4	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	357	77	294	394
	w tym z nowych odkrywek								243	360
	nadwyżka*			34	196	238	374	450	148	31
REF-PLUS Sc. 5	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	357	527	442	425
	w tym z nowych odkrywek							391	391	391
	nadwyżka*			34	196	238	374			
WYSOKI Sc. 6	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	357	351	442	410
	w tym z nowych odkrywek							215	391	376
	nadwyżka*			34	196	238	374	176		15
STATUSQUO Sc. 7	podaż WB-NISKA	510	527	527	476	468	357	136	51	34
	zużycie	510	527	527	476	468	357	136	51	34
	w tym z nowych odkrywek									
	nadwyżka*									
ZAŁAMANIA Sc. 8	podaż WB-NISKA	510	527	527	476	468	357	136	51	34
	zużycie	510	527	527	476	468	357	79	51	34
	w tym z nowych odkrywek									
	nadwyżka*							57		

Tabela 8.2.1. cd.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
GAZOWY Sc. 9	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	357	527	442	425
	w tym z nowych odkrywek							391	391	391
	nadwyżka*			34	196	238	374			
GAZOWY-CO2 WYS Sc. 10	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	79	50	305	397
	w tym z nowych odkrywek								254	363
	nadwyżka*			34	196	238	652	477	137	28
JĄDROWY-MIX Sc. 11	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	357	527	442	425
	w tym z nowych odkrywek							391	391	391
	nadwyżka*			34	196	238	374			
JĄDROWY-MA X Sc. 12	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	357	62	196	266
	w tym z nowych odkrywek								145	232
	nadwyżka*			34	196	238	374	465	246	159
CCS Sc. 13	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	357	88	398	395
	w tym z nowych odkrywek								347	361
	nadwyżka*			34	196	238	374	439	44	30
BEZ-CCS Sc. 14	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	357	80	51	34
	w tym z nowych odkrywek									
	nadwyżka*			34	196	238	374	447	391	391
OZE Sc. 15	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	357	65	243	215
	nadwyżka*			34	196	238	374	462	199	210
	w tym z nowych odkrywek								192	181
OZE Sc. 15	podaż WB-REF	510	527	561	672	706	731	527	442	425
	zużycie	510	527	527	476	468	357	79	309	402
	w tym z nowych odkrywek								258	368
	nadwyżka*			34	196	238	374	448	133	23

* „nadwyżka” wyraża różnicę pomiędzy maksymalną, potencjalnie możliwą podażą i prognozowanym zużyciem węgla w danym scenariuszu

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 8.2.2. Bilanse węgla brunatnego w rozpatrywanych scenariuszach [mln ton]

Scenariusz	Wyszczególnienie	2011	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
		mln ton								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
REF Sc. 1	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	42	62	52	50
	w tym z nowych odkrywek							46	46	46
	nadwyżka*			4	23	28	44			
REF-WYSOKI Sc. 2	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	42	62	52	50
	w tym z nowych odkrywek							46	46	46
	nadwyżka*			4	23	28	44			
REF-NISKI Sc. 3	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	42	62	52	50
	w tym z nowych odkrywek							46	46	46
	nadwyżka*			4	23	28	44			
REF-CO2WYS Sc. 4	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	42	9	35	46
	w tym z nowych odkrywek								29	42
	nadwyżka*			4	23	28	44	53	17	4
REF-PLUS Sc. 5	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	42	62	52	50
	w tym z nowych odkrywek							46	46	46
	nadwyżka*			4	23	28	44			
WYSOKI Sc. 6	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	42	41	52	48
	w tym z nowych odkrywek							25	46	44
	nadwyżka*			4	23	28	44	21		2
STATUSQUO Sc. 7	podaż WB-NISKA	60	62	62	56	55	42	16	6	4
	zużycie	60	62	62	56	55	42	16	6	4
	w tym z nowych odkrywek									
	nadwyżka*		0	0	0	0	0	0	0	0
ZAŁAMANIA Sc. 8	podaż WB-NISKA	60	62	62	56	55	42	16	6	4
	zużycie	60	62	62	56	55	42	9	6	4
	w tym z nowych odkrywek									
	nadwyżka*							7		

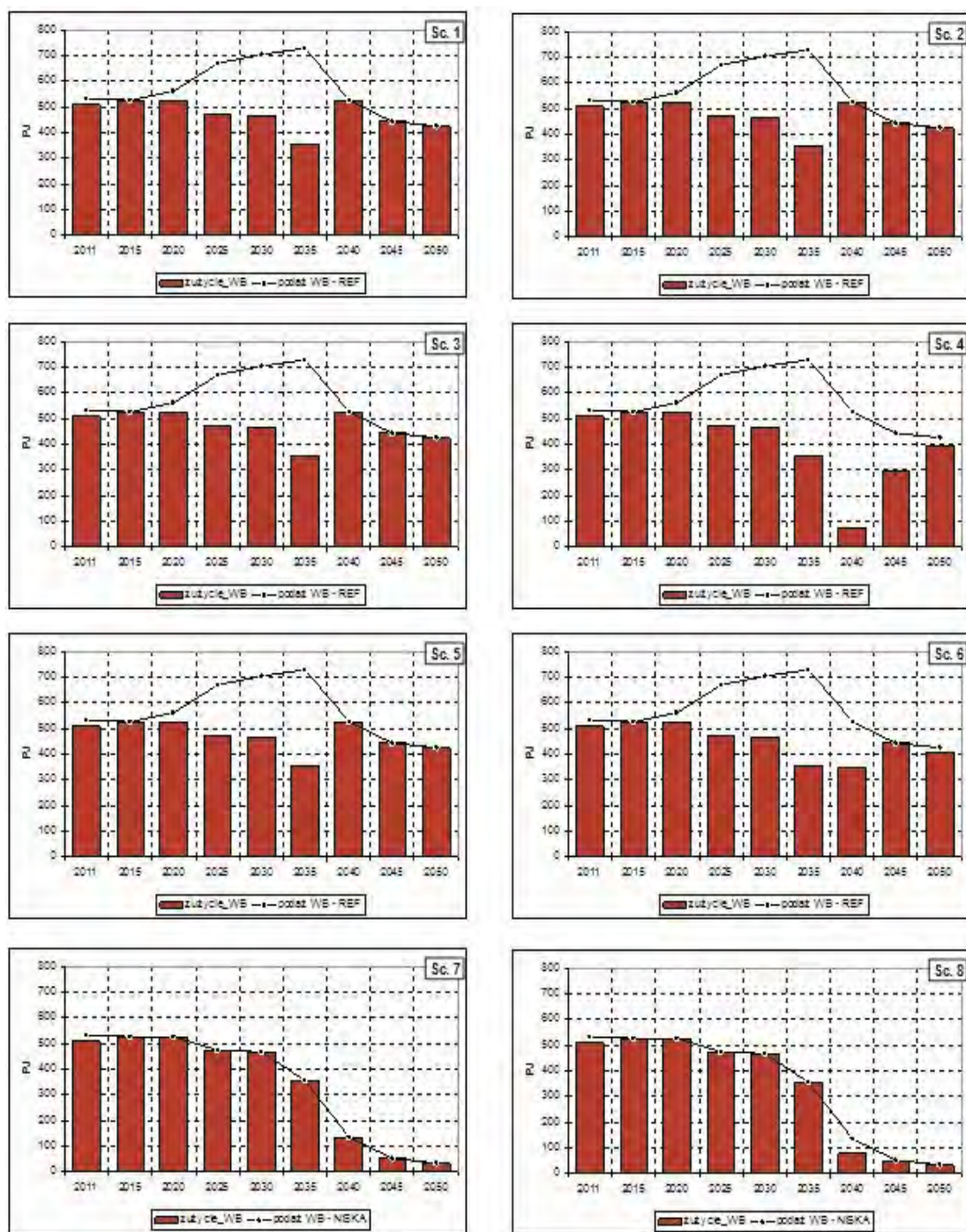
Tabela 8.2.2. cd.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
GAZOWY Sc. 9	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	42	62	52	50
	w tym z nowych odkrywek							46	46	46
	nadwyżka*			4	23	28	44			
GAZOWY-CO2WYS Sc. 10	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	9	6	36	47
	w tym z nowych odkrywek		0	0	0	0	-33	-10	30	43
	nadwyżka*			4	23	28	77	56	16	3
JĄDROWY-MIX Sc. 11	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	42	62	52	50
	w tym z nowych odkrywek							46	46	46
	nadwyżka*			4	23	28	44			
JĄDROWY-MAX Sc. 12	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	42	7	23	31
	w tym z nowych odkrywek								17	27
	nadwyżka*			4	23	28	44	55	29	19
CCS Sc. 13	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	42	10	47	46
	w tym z nowych odkrywek								41	42
	nadwyżka*			4	23	28	44	52	5	4
BEZ-CCS Sc. 14	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	42	9	6	4
	w tym z nowych odkrywek									
	nadwyżka*			4	23	28	44	53	46	46
OZE Sc. 15	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	42	8	29	25
	nadwyżka*			4	23	28	44	54	23	25
	w tym z nowych odkrywek								23	21
OZE Sc. 15	podaż WB-REF	60	62	66	79	83	86	62	52	50
	zużycie	60	62	62	56	55	42	9	36	47
	w tym z nowych odkrywek								30	43
	nadwyżka*			4	23	28	44	53	16	3

*„nadwyżka” wyraża różnicę pomiędzy maksymalną, potencjalnie możliwą podażą i prognozowanym zużyciem węgla w danym scenariuszu

Źródło: opracowanie własne.

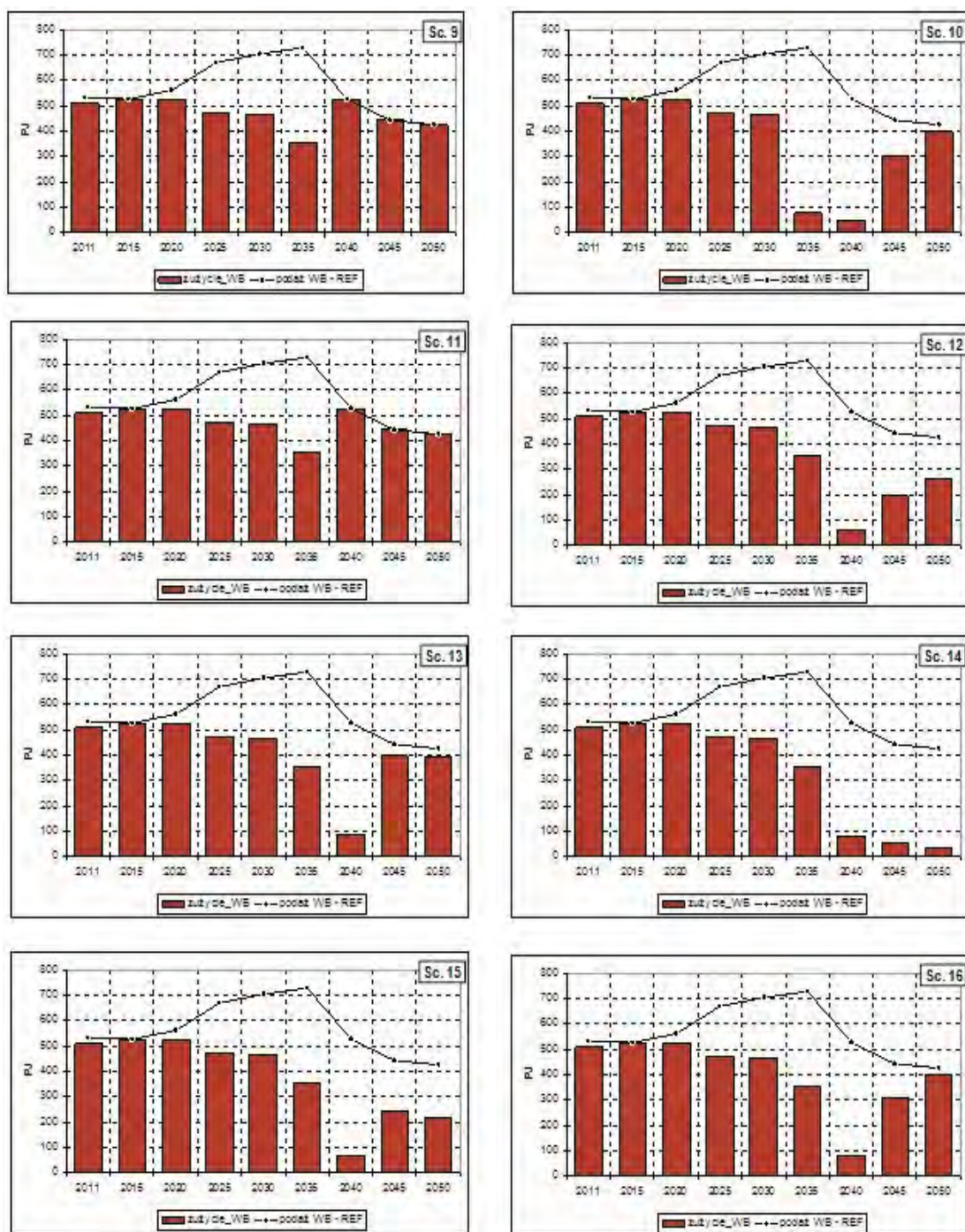
8. Bilanse węgla kamiennego i brunatnego



Rys. 8.2.1. Porównanie podaży i zużycia węgla brunatnego w scenariuszach [PJ] (cz. 1 – Sc. 1–8)

Źródło: opracowanie własne

8.2. Węgiel brunatny



Rys. 8.2.1. Porównanie podaży i zużycia węgla brunatnego w scenariuszach [PJ] (cz. 2 – Sc. 9–16)

Źródło: opracowanie własne

8.2.2. Bilanse węgla brunatnego w rozpatrywanych scenariuszach

Bilanse dla węgla brunatnego zestawiono w dwóch tabelach: tabela 8.2.1 przedstawia bilans w [PJ], a tabela 8.2.2 – orientacyjne przeliczenia uzyskanych wyników (z tab. 8.2.1) na mln ton. Dla każdego scenariusza podano prognozowaną¹ podaż węgla (wariant REF lub NISKA) oraz wyznaczoną¹ w badaniach modelowych wielkość zapotrzebowania – zużycie węgla brunatnego w energetyce. W referencyjnym wariantcie podaży, od roku 2020 zawsze występowała pewna nadwyżka (bądź różnica¹ możliwej podaży i prognozowanego zużycia węgla w danym scenariuszu). W niektórych scenariuszach ta nadwyżka podaży występowała do końca prognozowanego okresu, a w niektórych – do roku 2035 lub 2040.

Liczby w wierszach „w tym z nowych odkrywek” wyrażają¹ różnicę między podażą¹ STATUSQUO (czyli niski wariant podaży) a zapotrzebowaniem na węgiel w danym scenariuszu; w wierszach „nadwyżka” przedstawiono różnicę pomiędzy maksymalną¹, potencjalnie możliwą¹ podażą¹ i prognozowanym zużyciem węgla w danym scenariuszu.

W dwóch scenariuszach – uwzględniających wariant niskiej podaży węgla (Sc. 7 – STATUSQUO i Sc. 8 – ZAFAMANIA) – potrzeby energetyki konsumowały ca³¹ dostępną¹ ilość węgla brunatnego.

Na rysunku 8.2.1 zebrano wykresy, przedstawiające porównanie podaży i zużycia węgla brunatnego we wszystkich 16 scenariuszach.

Analiza zaprezentowanych wyników – wielkości prognozowanego w modelowaniu zużycia węgla brunatnego prowadzi do następujących spostrzeżeń:

- do roku 2030 (a nawet 2035 r. – z jednym wyjątkiem: scenariusza 10 – GAZOWY-CO2WYS) zużycie węgla brunatnego jest identyczne we wszystkich scenariuszach,
- w sześciu scenariuszach (nr 1, 2, 3, 5, 9 i 11) – poziom zużycia węgla brunatnego jest taki sam w całym horyzoncie prognozy,
- najniższe zużycie węgla brunatnego występuje oczywiście w scenariuszach z niską¹ podażą¹ (Sc. 7 i 8), ale także w scenariuszu 14 – BEZ-CCS, gdzie podaż węgla jest na poziomie referencyjnym; to by wskazywało, że przy wysokich cenach CO₂ i bez technologii CCS zapotrzebowanie na węgiel brunatny (ponad obecny poziom) może być zagrożone,
- wzrost zdolności wydobywczych kopalń węgla brunatnego (do poziomu określonego w wariantcie referencyjnym) pokazuje, że gdyby wszystkie planowane nowe odkrywki skumulowały wydobyte w latach 2025–2035, to wówczas wystąpiłaby duża nadwyżka podaży węgla brunatnego – w stosunku do zapotrzebowania energetyki (wyznaczonego w poszczególnych scenariuszach); ta nadwyżka nie może być zagospodarowana przez inne sektory rynku.

8.3. Porównanie zużycia węgla kamiennego energetycznego i brunatnego w energetyce w wybranych grupach scenariuszy

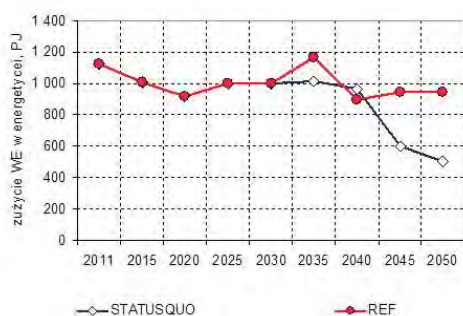
Węgiel kamienny i brunatny są dziś podstawowymi paliwami w polskim systemie elektroenergetycznym. Jednakże rosnąca presja na zmianę mixu paliwowego poprzez zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych i gazowych oraz budowę elektrowni jądrowych, będzie wpływać na pozycję paliw stałych w bilansie energetycznym kraju. Dodatkowo – niekorzystnie dla węgla – rolę odgrywają wymagania co do skali redukcji emisji dwutlenku węgla oraz ceny uprawnień do tej emisji.

Wszystkie te uwarunkowania (jak również wiele innych, jak np. poziom rozwoju poszczególnych technologii energetycznych i ich koszty, poziom zapotrzebowania na energię w gospodarce krajowej czy ceny paliw) zostały uwzględnione w przeprowadzonych badaniach modelowych.

Mnogoczęść obliczeń, analiz i wyników utrudnia (lub wręcz uniemożliwia) proste oceny poszczególnych scenariuszy. W tym rozdziale dokonano zatem próby porównania wpływu wybranych parametrów (zmiennych w scenariuszach) na przewidywany poziom zużycia węgla w sektorze energetyki.

Analizę przeprowadzono graficznie, prezentując wyniki dla sześciu grup scenariuszy i dla obu węgli (tę wykresu dla węgla brunatnego wyróżniono kolorem). W każdym porównaniu odniesieniem był scenariusz referencyjny (na wykresach zużycie węgla w tym scenariuszu przedstawia czerwona krzywa).

Na początek porównano wynikowe zapotrzebowanie (zużycie) węgla w energetyce w dwóch scenariuszach, różniących się poziomem podaży węgla: scenariusz 1 – REF oraz scenariusz 7 – STATUSQUO (rys. 8.3.1). W scenariuszu niższej podaży (STATUSQUO) węgiel brunatny zużywany jest w całości, a niedostatek węgla kamiennego zaczyna być odczuwalny po 2030 roku, skutkiem czego gwałtownie rośnie import (por. tab. i rys. 8.1.7). W scenariuszu referencyjnym, widoczny wzrost zapotrzebowania na węgiel kamienny energetyczny w 2035 r.



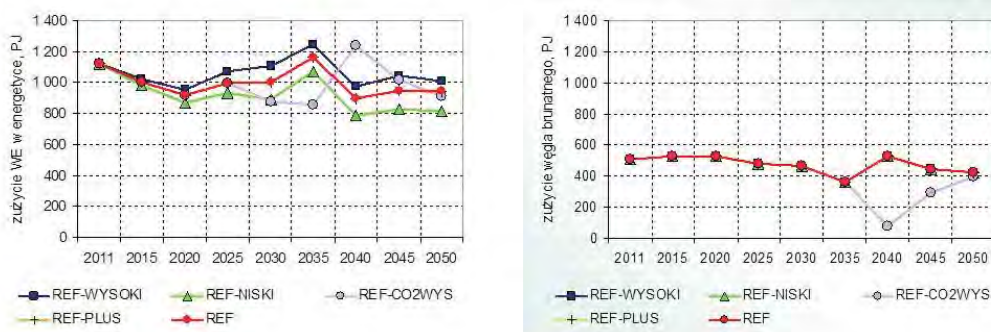
Rys. 8.3.1. Porównanie zużycia węgla kamiennego energetycznego i brunatnego w scenariuszach: REF i STATUSQUO [PJ]

Źródło: opracowanie własne

jest konsekwencją spadku podaży węgla brunatnego (z istniejących odkrywek, o niższej cenie). W późniejszych latach pojawiają się nowe moce w energetyce na węglu brunatnym i również zużycie tego paliwa.

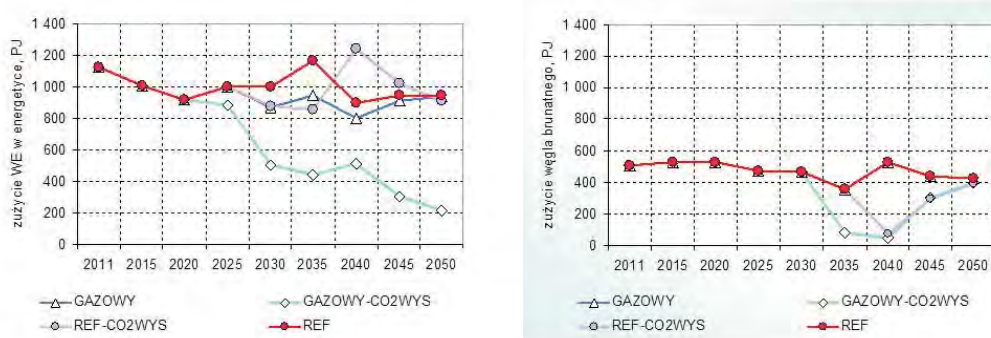
Kolejną grupę porównywanych scenariuszy ilustruje rysunek 8.3.2. Scenariusze REF-WYSOKI i REF-NISKI różnią się od referencyjnego poziomem zapotrzebowania na energię elektryczną, w scenariuszu REF-CO2WYS przyjęte są wyższe ceny uprawnień do emisji CO₂, w scenariuszu REF-PLUS – wyższe ceny węgla. Dla węgla kamiennego – poziom zapotrzebowania w trzech pierwszych scenariuszach jest konsekwencją poziomu popytu na energię elektryczną, a w scenariuszu REF-PLUS zużycie węgla byłoby takie samo jak w REF (mimo wyższych cen paliw). Dla węgla brunatnego poziom zapotrzebowania nie ulega zmianie w tych scenariuszach. Wyraźne różnice w zużyciu wystąpią dopiero przy wysokich cenach pozwoleń emisyjnych, dających duże spadki dla węgla brunatnego i wzrosty dla kamiennego w 2040 r.

Rysunek 8.3.3 porównuje zużycie węgla w energetyce w scenariuszach: REF (1), REF-CO2WYS (4), WYSOKI (6) i ZAŁAMANIA (8). Za wyjściem referencyjnym – we wszystkich



Rys. 8.3.2. Porównanie zużycia węgla kamiennego energetycznego i brunatnego w scenariuszach: REF (1), REF-WYSOKI (2), REF-NISKI (3), REF-CO2WYS (4) i REF-PLUS (5) [PJ]

Źródło: opracowanie własne

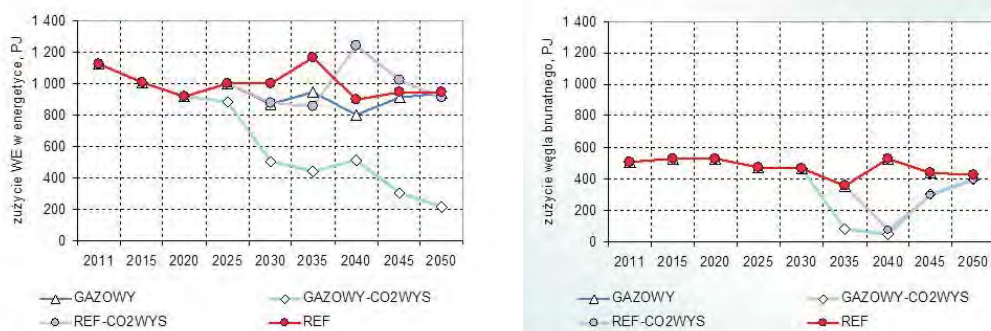


Rys. 8.3.3. Porównanie zużycia węgla kamiennego energetycznego i brunatnego w scenariuszach: REF (1), REF-CO2WYS (4), WYSOKI (6) i ZAŁAMANIA (8)

Źródło: opracowanie własne

tych scenariuszach przyjęto wysokie ceny uprawnień emisyjnych, w scenariuszu WYSOKIM założono wysoki popyt na energię elektryczną oraz wyższe ceny węgla, a w scenariuszu ZAŁAMANIA – niski popyt na energię przy niskiej podaży węgla lecz przy wysokich cenach paliw. Wynikowe zużycie węgla w scenariuszu ZAŁAMANIA spada w związku ze spadającą podażą obu surowców, natomiast w scenariuszu WYSOKIM zużycie węgla brunatnego utrzymuje się na poziomie zbliżonym do referencyjnego, podczas gdy dla węgla kamiennego pozostaje niskie.

Wykresy na rysunku 8.3.4 porównują zużycie węgla w omawianych już wcześniej scenariuszach: REF (1) i REF-CO2WYS (4) z dwoma scenariuszami gazowymi, uwzględniającymi wzrost podaży tego paliwa ze źródeł krajowych (gaz z 3upków): GAZOWY (9) i GAZOWY-CO2WYS (10).



Rys. 8.3.4. Porównanie zużycia węgla kamiennego energetycznego i brunatnego w scenariuszach: REF (1), REF-CO2WYS (4), GAZOWY (9) i GAZOWY-CO2WYS (10)

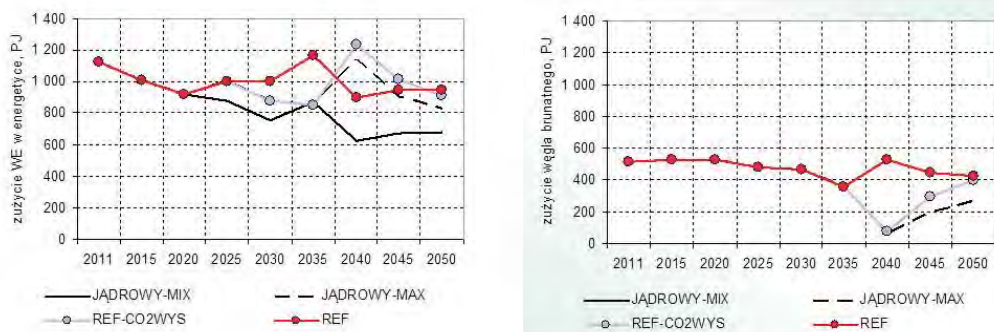
Źródło: opracowanie własne

Zużycie węgla kamiennego w scenariuszu 9 (GAZOWY) utrzymuje się na poziomie nieco niższym od referencyjnego, natomiast większa podaż gazu w połączeniu z wysokimi cenami uprawnień do emisji CO₂ (GAZOWY-CO2WYS) skutkuje bardzo wyraźnym spadkiem zapotrzebowania na oba węgle (dla węgla kamiennego jest to scenariusz najniższego zapotrzebowania).

Wpływ wprowadzenia energetyki jądrowej w Polsce na poziom zapotrzebowania na węgiel w energetyce ilustruje rysunek 8.3.5 – porównano tu scenariusze: REF (1) i REF-CO2WYS (4) z dwoma scenariuszami jądrowymi: JĄDROWY-MIX (11) i JĄDROWY-MAX (12).

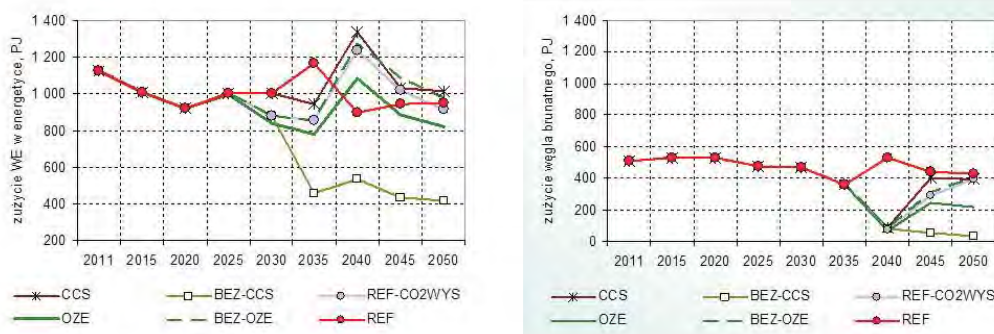
W scenariuszu 11 (JĄDROWY-MIX) przyjmuje się obligatoryjne uruchomienie trzech bloków jądrowych (w latach 2025, 2030 i 2035) przy utrzymaniu pozostałych parametrów na poziomie referencyjnym, a w scenariuszu 12 (JĄDROWY-MAX) dopuszcza się budowę aż sześciu takich bloków przy równoczesnym założeniu wysokich cen uprawnień emisyjnych.

Zapotrzebowanie na węgiel kamienny w energetyce w scenariuszu JĄDROWY-MAX jest nieco niższe niż w scenariuszu referencyjnym z wysokimi cenami CO₂ (REF-CO2WYS), natomiast w scenariuszu JĄDROWY-MIX – znacząco niższe, gdy tymczasem w przypadku węgla brunatnego ten scenariusz daje zużycie identyczne z referencyjnym (REF). Dla tego węgla natomiast scenariusz JĄDROWY-MAX daje spadek zapotrzebowania większy niż w scenariuszu REF-CO2WYS.



Rys. 8.3.5. Porównanie zużycia węgla kamiennego energetycznego i brunatnego w scenariuszach: REF (1), REF-CO2WYS (4), JĄDROWY-MIX (11) i JĄDROWY-MAX (12)

Źródło: opracowanie własne



Rys. 8.3.6. Porównanie zużycia węgla kamiennego energetycznego i brunatnego w scenariuszach: REF (1), REF-CO2WYS (4), CCS (13), BEZ-CCS (14), OZE (15) i BEZ-OZE (16)

Źródło: opracowanie własne

Ostatnie porównanie (rys. 8.3.6) obejmuje scenariusze: CCS (13), BEZ-CCS (14), OZE (15) i BEZ-OZE (16) oraz REF (1) i REF-CO2WYS (4). Oprócz scenariusza REF – we wszystkich pozostałych założono wysoki poziom cen uprawnień do emisji CO₂.

Scenariusz CCS zakłada wcześniejsze osiągnięcie dojrzałości komercyjnej technologii CCS (w 2025 roku, czyli o pięć lat wcześniej niż w wariantach referencyjnych), a w scenariuszu BEZ-CCS założono, że rozwój technologii CCS nie nastąpi w okresie analizy (do 2050 roku). Scenariusz OZE uwzględnia skutki nałożenia obligatoryjnych wysokich celów związanych z użytkowaniem odnawialnych źródeł energii, a w scenariuszu BEZ-OZE przyjmuje się, że cele wskaźnikowe dla OZE będą obowiązywać do roku 2020 (a na lata następne nie zostaną ustalone).

Największe konsekwencje dla użytkowania węgla w energetyce miałyby wypełnienie założeń scenariusza BEZ-CCS, w którym technologia redukcji emisji CO₂ nie byłaby dostępna, a ceny uprawnień byłyby wysokie.

8.4. Podsumowanie bilansów węgla

Z analizy wyników rozpatrywanych scenariuszy – w odniesieniu do wyznaczonego poziomu zapotrzebowania na węgiel w energetyce – wynika, że niektóre założenia oddziałują różnie na przewidywane zużycie obu węgli. W tabeli 8.4.1 zestawiono odpowiednio uszeregowane scenariusze, w których zapotrzebowanie na węgiel kamienny i brunatny było najwyższe i najniższe (wyróżniono scenariusze, które wystąpiły w obu przypadkach).

W przypadku węgla kamiennego zdecydowanie najniższe zapotrzebowanie wynikało z warunków scenariusza 10 (GAZOWY-CO2WYS), a najwyższe wystąpiło dla scenariusza 2 (REF-WYSOKI). W przypadku węgla brunatnego natomiast tak samo wysokie zapotrzebowanie wystąpiło w szeregu scenariuszów (oprócz wyszczególnionych w tabeli pięciu scenariuszy – jeszcze w scenariuszu 11: JĄDROWY-MIX).

Na podstawie przedstawionego zestawienia można stwierdzić, że pod względem zapotrzebowania najkorzystniejsze dla obu węgli byłyby scenariusze: referencyjny (REF), referencyjny z wysokim popytem na energię elektryczną (REF-WYSOKI) oraz referencyjny z wysokimi cenami paliw (REF-PLUS).

Największe zagrożenie dla poziomu zużycia węgla (kamiennego i brunatnego) w energetyce wiążą się z realizacją scenariuszy o wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂: GAZOWY-CO2WYS, BEZ-CCS oraz ZAŁAMANIA.

Tabela 8.4.1. Scenariusze, w których wystąpiło najwyższe i najniższe zapotrzebowanie na węgiel w energetyce

Lp.	Węgiel kamienny energetyczny	Węgiel brunatny
Najwyższe zapotrzebowanie		
1.	REF-WYSOKI (2)	REF (1)
2.	CCS (13)	REF-WYSOKI (2)
3.	BEZ-OZE (16)	REF-NISKI (3)
4.	REF (1)	REF-PLUS (5)
5.	REF-PLUS (5)	GAZOWY (9)
Najniższe zapotrzebowanie		
1.	GAZOWY-CO2WYS (10)	ZAŁAMANIA (8)
2.	BEZ-CCS (14)	BEZ-CCS (14)
3.	ZAŁAMANIA (8)	STATUSQUO (7)
4.	WYSOKI (6)	GAZOWY-CO2WYS (10)
5.	JĄDROWY-MIX (11)	OZE (15)

Źródło: opracowanie własne.

Wysokie ceny uprawnień nie stanowiłyby bariery dla zapotrzebowania na węgiel kamienny w scenariuszach CCS i BEZ-OZE. Dla węgla brunatnego natomiast barierą nie byłby niski wariant zapotrzebowania na energię elektryczną, ani też zwiększona podaż krajowego gazu (z 3upków) – pod warunkiem jednak, że nie wystąpiłyby równocześnie wysokie ceny CO₂.

Przeprowadzone analizy wykazały, że we wszystkich scenariuszach z wysoką (referencyjną) podażą węgla, zapotrzebowanie ze strony energetyki nie jest w stanie zagospodarować całości potencjalnie dostępnego węgla – przynajmniej do roku 2035. W przypadku węgla kamiennego, gdzie istnieją również inne rynki zbytu (sektor drobnych odbiorców i/lub eksport), nadwyżka podaży byłaby jednak większa od tradycyjnego poziomu zapotrzebowania innych odbiorców. W przypadku węgla brunatnego – gdyby nastąpiła kumulacja wydobycia z nowych odkrywek w latach 2025–2035 – nadwyżka podaży (ponad zapotrzebowanie energetyki) nie mogłaby być zagospodarowana.

Jednakże, gdyby założyć brak rozwoju wydobycia węgla u krajowych producentów (jak w scenariuszach 7 i 8 z niską podażą węgla) – wówczas należałoby liczyć się z niedoborem węgla na rynku, który mógłby skutkować masowym importem węgla kamiennego energetycznego (czego przykładem jest wariant STATUSQUO – rys. i tab. 8.1.7).

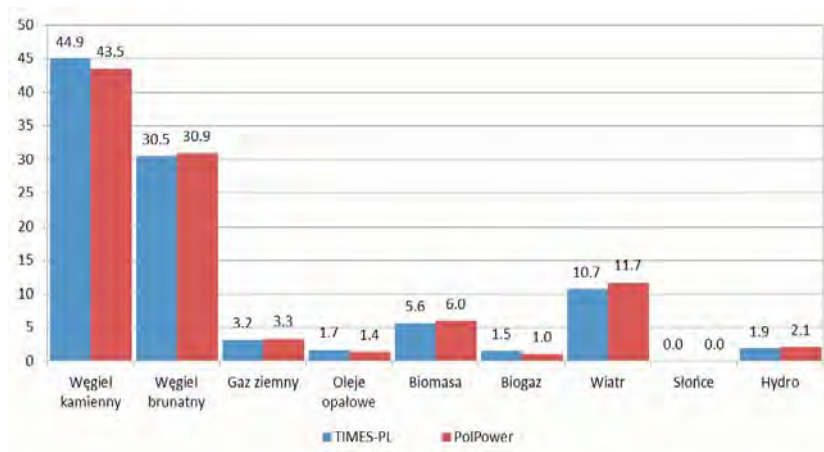
Te spostrzeżenia wskazują na potrzebę rozważenia przez krajowych producentów węgla harmonogramów rozwoju wydobycia.

9. Wyniki pozostałych badań modelowych

9.1. Weryfikacja wyników modelu TIMES-PL modelem POLPOWER

Zgodnie z metodyką¹ przedstawioną w rozdziale 3, wyniki otrzymane z wykorzystaniem modelu TIMES-PL dla scenariusza referencyjnego (REF) poddane zostały weryfikacji modelem PolPower. Przyjęto strukturę sektora wytwarzania energii elektrycznej, dane techniczno-ekonomiczne, ceny nośników energii pierwotnej i uprawnień do emisji CO₂ oraz popyt na energię elektryczną zgodnie z założeniami i wynikami modelu TIMES-PL. Obliczenia przeprowadzono dla scenariusza REF wybranych lat (tj. 2020, 2030, 2040, 2050).

Na rysunkach 9.1.1–9.1.4 zestawiono porównanie struktury paliwowej wytwarzania energii elektrycznej modeli TIMES-PL i PolPower. Analiza porównawcza wskazuje, że struktura paliwowa będąca wynikiem modelu TIMES-PL nie różni się w zasadniczy sposób od obliczonej z wykorzystaniem modelu PolPower. Niewielkie, maksymalnie kilkuprocentowe różnice wynikają z uwzględnienia w modelu PolPower szczególnych aspektów funkcjonowania sektora wytwarzania energii elektrycznej oraz wskaźnika godzinowej zmienności produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych i solarnych. Konsekwentnie, dokładniejsze odzwierciedlenie funkcjonowania w modelu elektrowni wiatrowych i solarnych skutkuje niewiele niższym

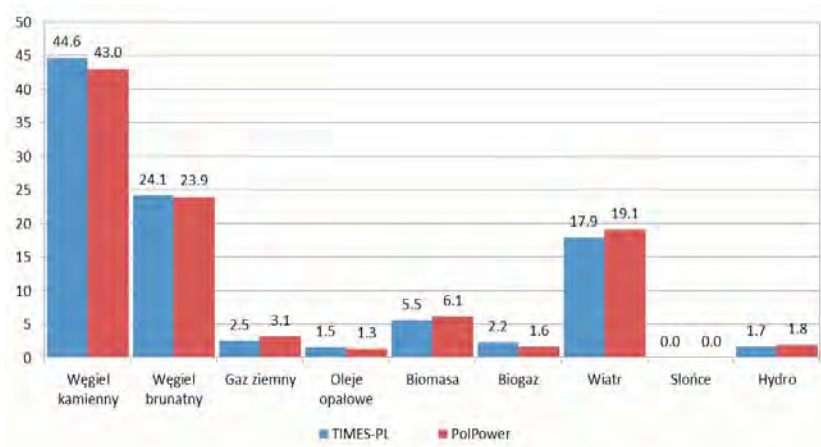


Rys. 9.1.1. Porównanie rocznej struktury paliwowej wytwarzania energii elektrycznej TIMES-PL (lewy) i PolPower (prawy), 2020 r. [%]

Źródło: opracowanie własne

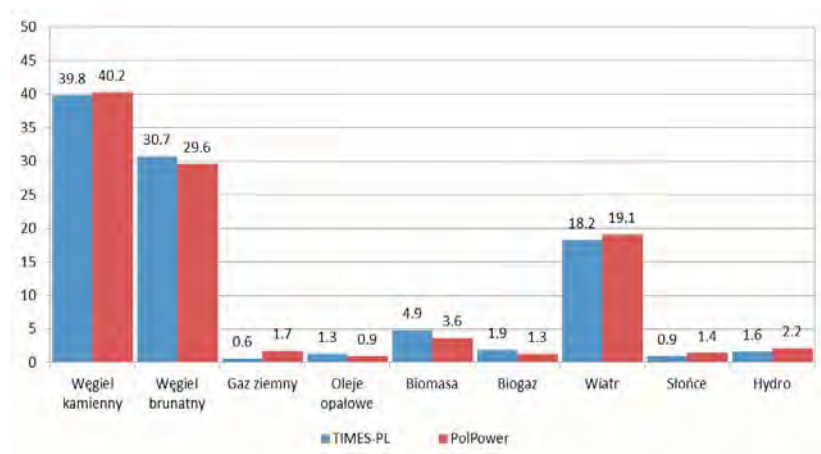
wytwarzaniem energii elektrycznej w elektrowniach bazujących na węglu kamiennym lub brunatnym.

Jednocześnie zauważalny jest coraz większy wpływ czynników pogodowych (zwłaszcza w latach 2040 i 2050) na strukturę paliwową wytwarzania mocy w poszczególnych godzinach pracy systemu, co jest typowe dla systemów z dużą liczbą niestabilnych źródeł wiatrowych i solarnych. Przykładowe wyniki dla dziesięcioletniego tygodnia poszczególnych lat analizy zestawiono na rysunkach 9.1.5–9.1.8. Analiza wyników dla całego okresu wskazuje, że nawet w okresach dużej zmienności godzinowej wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach



Rys. 9.1.2. Porównanie rocznej struktury paliwowej wytwarzania energii elektrycznej TIMES-PL (lewy) i PolPower (prawy), 2030 r. [%]

Źródło: opracowanie własne

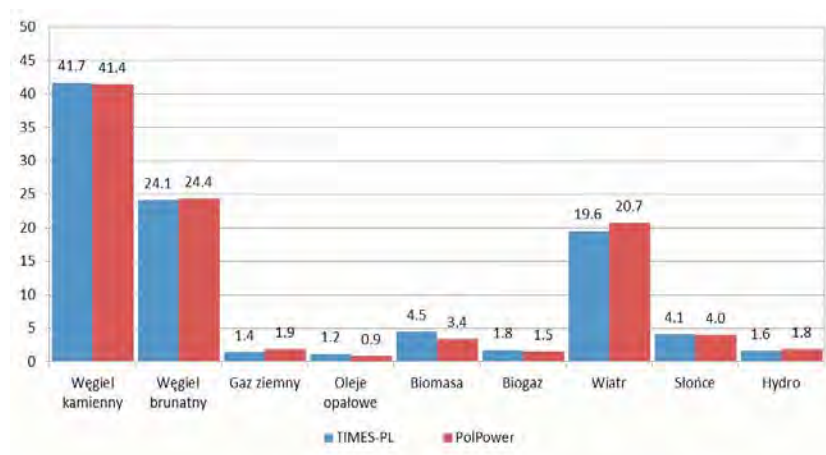


Rys. 9.1.3. Porównanie rocznej struktury paliwowej wytwarzania energii elektrycznej TIMES-PL (lewy) i PolPower (prawy), 2040 r. [%]

Źródło: opracowanie własne

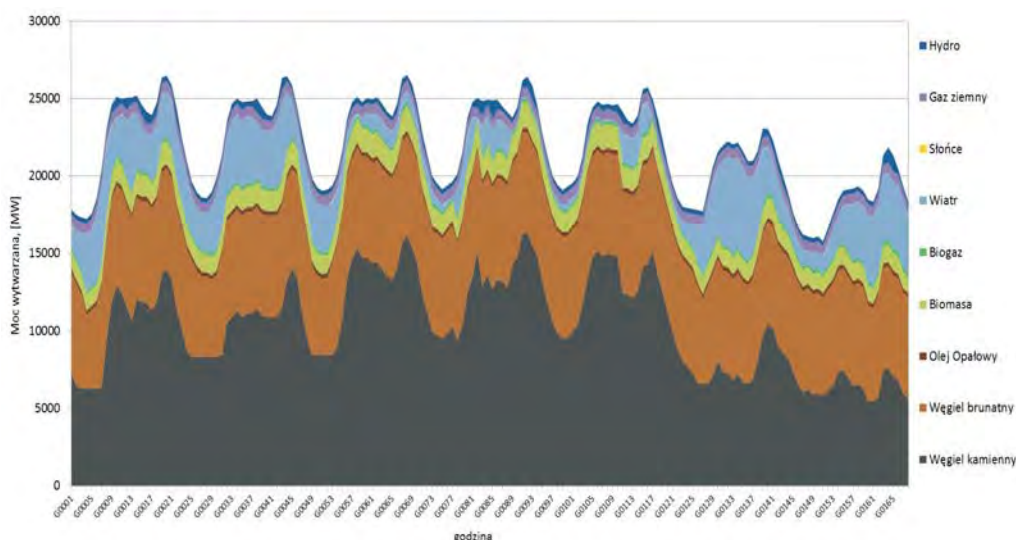
wiatrowych preferowane jest wykorzystanie najbardziej elastycznych jednostek wytwórczych na węglu kamiennym lub brunatnym. Dopiero gdy brakuje mocy (w szczytach) wykorzystywane są elektrownie szczytowo-pompowe i opalane gazem. Zauważalne jest to zwłaszcza w latach 2040 i 2050.

Zmiana struktury paliwowej wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio wpływa na koszty wytwarzania energii elektrycznej. Średnie koszty zmienne wytwarzania energii



Rys. 9.1.4. Porównanie rocznej struktury paliwowej wytwarzania energii elektrycznej TIMES-PL (lewy) i PolPower (prawy), 2050 r. [%]

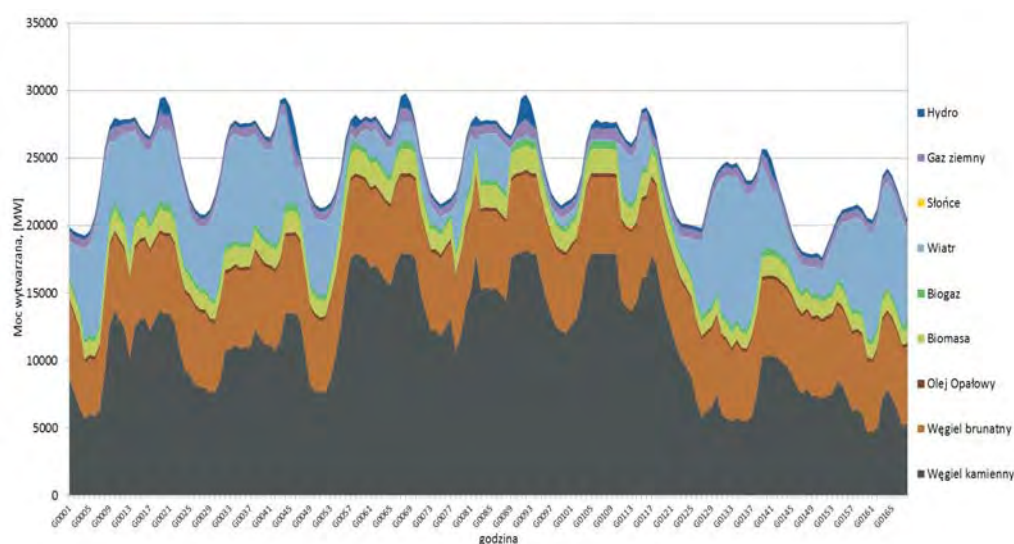
Źródło: opracowanie własne



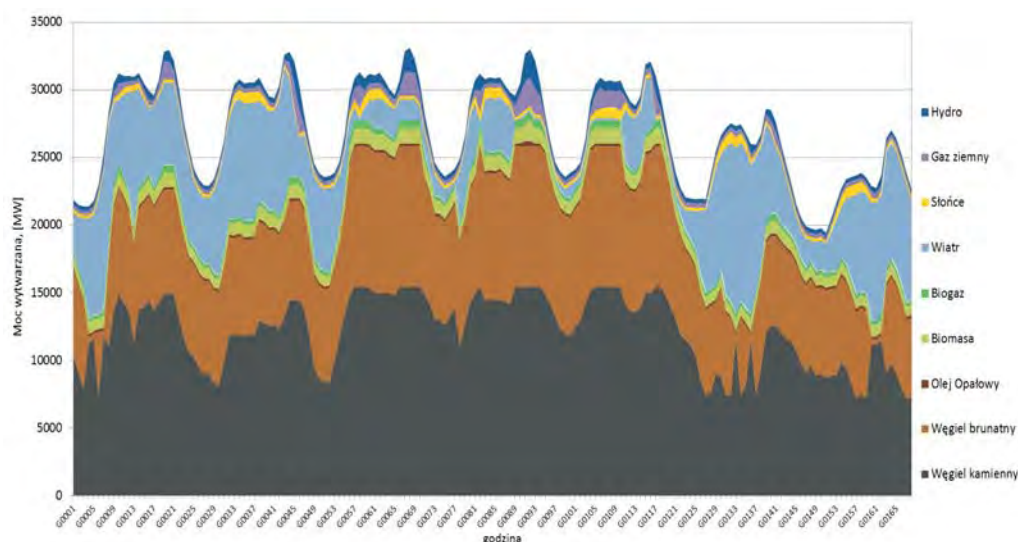
Rys. 9.1.5. Godzinowa struktura paliwowa wytwarzania mocy dla dziesiątego tygodnia 2020 r. [MW]

Źródło: opracowanie własne

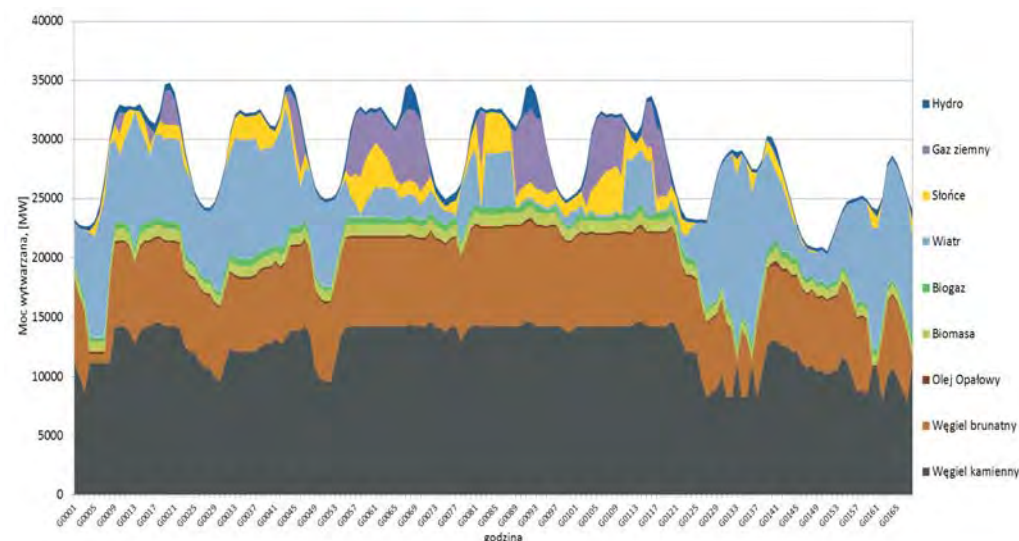
elektrycznej w poszczególnych latach zmniejszają¹ się, co jest wynikiem drastycznego wzrostu udziału energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej w strukturze wytwarzania energii elektrycznej. O ile w 2020 koszty te wynoszą¹ 163,8 zł/MWh to w 2030 roku już tylko 154,8 zł/MWh,



Rys. 9.1.6. Godzinowa struktura paliwowa wytwarzania mocy dla dziesiątego tygodnia 2030 r. [GW]
Źródło: opracowanie własne



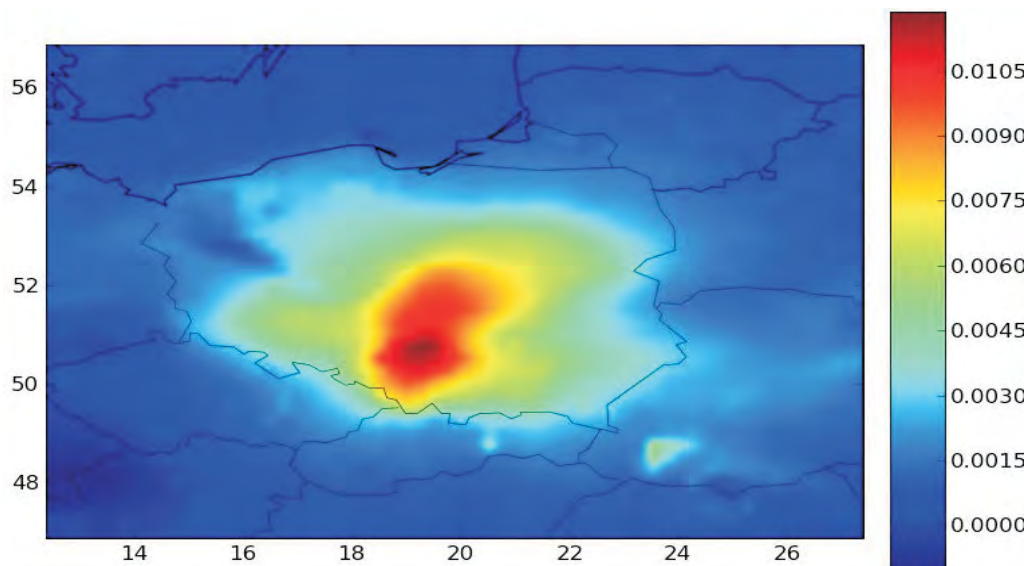
Rys. 9.1.7. Godzinowa struktura paliwowa wytwarzania mocy dla dziesiątego tygodnia 2040 r. [GW]
Źródło: opracowanie własne



Podsumowując, w przypadku wszystkich analizowanych lat pozytywnie zweryfikowano strukturę sektora wytwarzania energii elektrycznej, wynikającą z obliczeń przeprowadzonych modelem TIMES-PL. Nowe moce w połączeniu z istniejącymi jednostkami wytwórczymi pozwalają na pokrycie zapotrzebowania na moc. Tym niemniej w przypadku 2050 r. konieczne byłoby obniżenie poziomu rezerwy wirującej, aby uzyskać rozwiązanie numeryczne modelu. Wykonanie takiego scenariusza byłoby zatem obciążone pewnym ryzykiem niestabilności pracy systemu. Konsekwentnie, tak duża integracja źródeł opartych na odnawialnych źródłach energii wymagałaby jeszcze większego poziomu inwestycji w elastyczne moce wytwórcze (lub rozważania z zakresu redukcji zapotrzebowania na moc na polecenie OSP). Moce te byłyby również wykorzystywane na potrzeby generacji regulacyjnej i interwencyjnej.

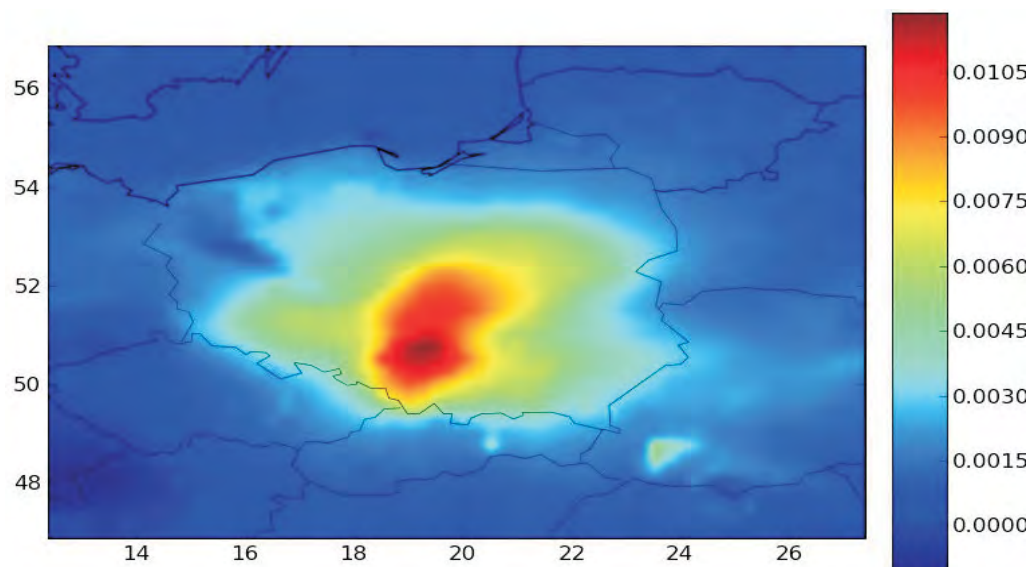
9.2. Wyniki modelowania dyspersji zanieczyszczeń

Przeprowadzone symulacje transportu zanieczyszczeń w atmosferze pozwoliły na porównanie zmian w stężeniach zanieczyszczeń wynikających z realizacji dwóch scenariuszy: REF i JĄDROWY-MAX. Wyniki dla zanieczyszczeń gazowych: SO_2 , NO_2 i pyłów w roku 2030 zaprezentowano odpowiednio na rysunkach 9.2.1, 9.2.2, 9.2.3. Przedstawiają one bezwzględne różnice stężeń zanieczyszczeń pomiędzy scenariuszami.

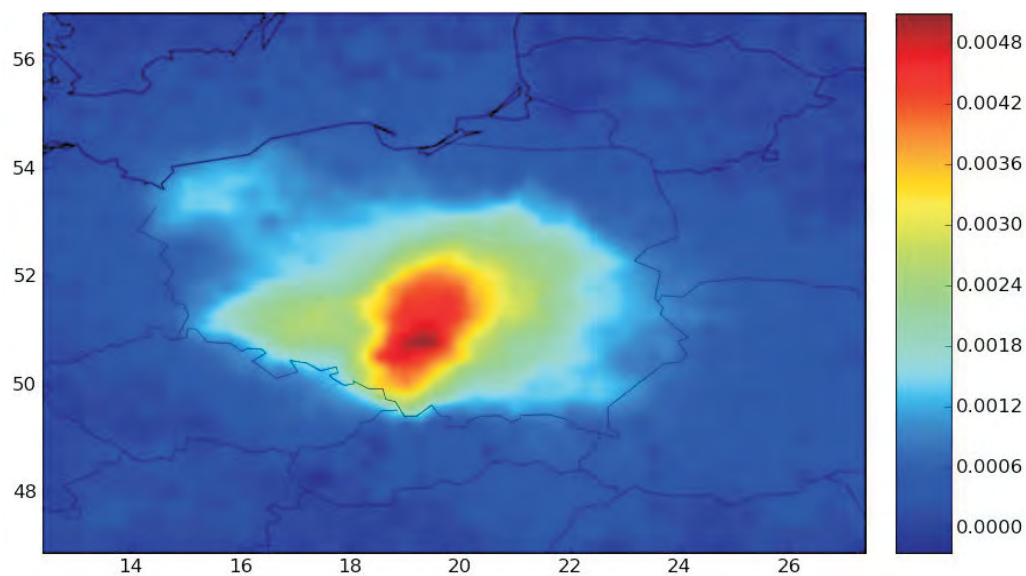


Rys. 9.2.1. Różnice w wielkości średniorocznego stężenia SO_2 nad Polską w 2030 w konsekwencji realizacji scenariuszy REF i JĄDROWY-MAX [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]. Wartości oznaczają zwiększenie wielkości średniorocznego stężenia SO_2 w wyniku wdrożenia scenariusza REF w stosunku do scenariusza JĄDROWY-MAX

Źródło: opracowanie własne



Rys. 9.2.2. Różnice w wielkości średniorocznego stężenia NO₂ nad Polską w 2030 w konsekwencji realizacji scenariuszy REF i JADROWY-MAX [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]. Wartości oznaczają zwiększenie wielkości średniorocznego stężenia NO₂ w wyniku wdrożenia scenariusza REF w stosunku do scenariusza JADROWY-MAX
Źródło: opracowanie własne

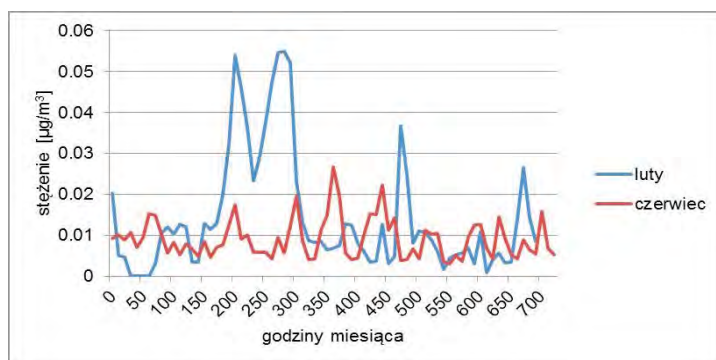


Rys. 9.2.3. Różnice w wielkości średniorocznego stężenia pyłów (frakcja o średnicy 2,5 μm - 10 μm) nad Polską w 2030 w konsekwencji wdrożenia scenariuszy REF i JADROWY-MAX [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]. Wartości oznaczają zwiększenie wielkości średniorocznego stężenia pyłów w wyniku wdrożenia scenariusza REF w stosunku do scenariusza JADROWY-MAX
Źródło: opracowanie własne

Zaprezentowane wyniki modelowania wskazują¹ na znikome różnice w otrzymanych średniorocznych stężeniach zanieczyszczeń. Wynika to przede wszystkim z faktu, że elektrownie węglowe, które dominują¹ w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w scenariuszu referencyjnym (REF) będą¹ zobligowane do spełnienia standardów dyrektywy IED.

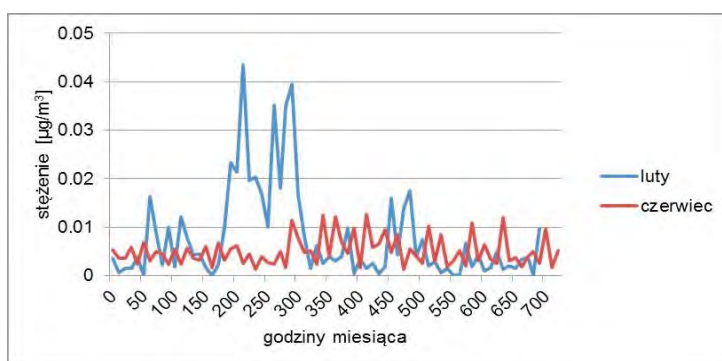
Maksymalne średnioroczne różnice w wielkości stężeń SO_2 , NO_x i pyłów wynosiły odpowiednio $0,0105 \mu\text{g}/\text{m}^3$, $0,006 \mu\text{g}/\text{m}^3$ i $0,0048 \mu\text{g}/\text{m}^3$. Wartości takie występują¹ głównie na obszarach gdzie zlokalizowane są największe elektrownie zawodowe, tj. województwo śląskie, łódzkie. Na pozostałych obszarach różnice są dużo mniejsze. Wskazywane tu stężenia na poziomie setnych i tysięcznych części $\mu\text{g}/\text{m}^3$ w odniesieniu do obecnych dopuszczalnych średniorocznych stężeń wynoszących dla NO_2 – $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$, SO_2 – $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$, pyłu frakcji $0-10 \mu\text{m}$ – $40 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (MŚ 2012) są bardzo małe.

Przeprowadzono również analizę zmian w stężeniach godzinowych zanieczyszczeń w każdej komórce siatki modelowania. Wyniki analizy przedstawiono dla lutego (sezon grzewczy) i czerwca (sezon letni) w komórce, w której zarejestrowano najwyższe różnice stężeń (rys. 9.2.4, 9.2.5, 9.2.6).



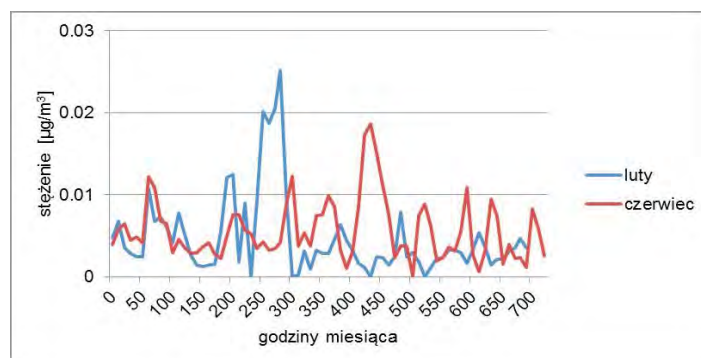
Rys. 9.2.4. Różnice w wielkości stężenia SO_2 w komórce o notowanych najwyższych różnicach stężeń w lutym i czerwcu pomiędzy scenariuszem REF i JĄDROWY-MAX [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Źródło: opracowanie własne



Rys. 9.2.5. Różnice w wielkości stężenia NO_2 w komórce o notowanych najwyższych różnicach stężeń w lutym i czerwcu pomiędzy scenariuszem REF i JĄDROWY-MAX [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]

Źródło: opracowanie własne



Rys. 9.2.6. Różnice w wielkości stężenia pyłów (frakcja o średnicy 2,5–10 μm) w komórce o notowanych najwyższych różnicach stężeń w lutym i czerwcu pomiędzy scenariuszem REF i JĄDROWY-MAX [μg/m³]

Źródło: opracowanie własne

Zaprezentowane wyniki pokazują¹, że różnice w poszczególnych godzinach s¹ również niewielkie. W lutym odnotowano maksymalne różnice w stężeniach zanieczyszczeń dla całego okresu symulacji czyli jednego roku. Wynoszą one odpowiednio 0,55 μg/m³, 0,43 μg/m³ i 0,025 μg/m³ dla SO₂, NO₂ i pyłów.

S¹ to wartości znikomo małe w porównaniu z obecnie dopuszczalnymi stężeniami dla jednej godziny, które wynoszą dla NO₂ – 200 μg/m³, SO₂ – 350 μg/m³, pyłu frakcji 0–10 μm – 50 μg/m³ (ME 2012). Niższe różnice notuje się latem z powodu mniejszej aktywności sektora energetycznego. Przeprowadzone modelowania transportu zanieczyszczeń wskazują¹, że kryterium wyboru technologii energetycznych ze względu na ich wpływ na jakość powietrza będzie miało marginalne znaczenie. Główną przyczyną jest niski poziom emisji zanieczyszczeń wynikający z rozwoju czystych technologii węglowych.

10. Uwagi końcowe, wnioski i rekomendacje

Analiza problemów rozwoju systemów paliwowo-energetycznych, przy obecnym stanie złożoności i wielości problemów, wymaga zastosowania właściwych narzędzi, które będą w stanie wspomóc proces decyzyjny w zakresie kierunków rozwoju systemu oraz jego elementów. Zadaniem tych narzędzi jest określenie obszaru lub trajektorii rozwoju systemu dla założonych warunków, zarówno wewnętrznych, jak i zewnętrznych dla systemu. Wynikają one nie tylko z regulacji, formowanych przez politykę energetyczną i ekologiczną, ale również z szeregu innych czynników, takich jak rozwój rynków paliw i energii. Badane są potencjalne, ilościowe skutki podejmowania decyzji, celem wyboru racjonalnych form oraz skali regulacji. Jedynymi narzędziami, które pozwalają uzyskać konieczne oceny ilościowe są modele matematyczne i ich implementacje komputerowe. Należy jednak podkreślić, że mimo kilkudziesięciu lat rozwoju i metodyki doświadczeń w modelowaniu systemów paliwowo-energetycznych, nie wypracowano jednej uniwersalnej metody, algorytmu czy oprogramowania, pozwalającego analizować wszystkie najważniejsze problemy w jednym modelu. Dlatego też na potrzeby niniejszej pracy wykorzystano trzy modele:

- TIMES-PL – model optymalizacji rozwoju systemu paliwowo-energetycznego,
- PolPower – model sektora wytwarzania energii elektrycznej,
- POLYPHEMUS – model dystrybucji zanieczyszczeń z elektroenergetyki.

Zastosowanie trzech modeli jest korzystne z powodu ich wzajemnego uzupełniania obszarów czy skali dekompozycji systemu. Pierwszy model jest modelem ogólnym systemu, w którym elektroenergetyka jest reprezentowana w sposób uproszczony, głównie w zakresie rozdzielczości czasowej, za to pozwalający na analizy długoterminowe i optymalizację struktury paliwowej. Model PolPower uzupełnia analizę o badania funkcjonowania poszczególnych jednostek wytwórczych (bloków energetycznych) oraz rozdzielczość godzinową i może modyfikować miks ze względu na specyficzne problemy ruchu jednostek wytwarzania energii elektrycznej. Trzeci z modeli umożliwia wnioskowanie na temat dyspersji emisji, czyli rozkładu przestrzennego zanieczyszczeń i może sygnalizować przekraczanie dozwolonych poziomów jakości powietrza.

Zastosowana w pracy metodyka badań scenariuszowych, bazująca na podejściu modelowym, ogranicza subiektywizm wnioskowania, ponieważ ujmuje nie tylko energetykę węglową, ale również gazową, jądrową i odnawialną. Wyniki modeli są efektem stosowania tych samych kryteriów wyboru dla wszystkich paliw i technologii. Wykorzystany zestaw modeli systemu paliwowo-energetycznego jest adekwatny do rozpatrywanej w pracy problematyki. Scenariusze pozwoliły na przekrojową analizę wpływu najważniejszych, diskutowanych obecnie na poziomie krajowym i międzynarodowym, czynników wpływających na długoterminowy rozwój sektora paliwowo-energetycznego w Polsce.

Syntetyczne wnioski i rekomendacje wynikające z przeprowadzonych badań zestawiono w poniższych punktach:

1. Udział węgla kamiennego i brunatnego w strukturze zużycia pierwotnych nośników energii zależy przede wszystkim od kształtowania się cen uprawnień do emisji CO₂, zdolności podaźowych węgla oraz rozwoju krajowego sektora gazowego, który mógłby zapewnić niższe ceny gazu dla krajowej gospodarki. Najistotniejszy determinant warunkujący dalsze kierunki rozwoju krajowego sektora energetycznego jest poziom cen uprawnień do emisji CO₂. Wysokie ceny uprawnień bezpośrednio wpływają na istotny wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej, wypierając węgiel ze struktury paliwowej. Jest on wówczas zastępowany przez energię jądrową i gazową.

2. Bez względu na poziom krajowej podaży węgla kamiennego i brunatnego, sektor elektroenergetyczny będzie wykorzystywał węgiel do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Przy ograniczeniu dostaw krajowych, będą wykorzystywane węgle importowane, których ceny zależą od fluktuacji na międzynarodowych rynkach węgla. Warto zauważyć, że pomimo twardego stanowiska unijnych przeciwników węgla, przy obserwowanych cenach pozwoleń na emisję CO₂ i relatywnie wysokich cenach gazu ziemnego pozostaje on bezkonkurencyjnym paliwem w energetyce i w niektórych krajach UE (Niemcy, Wielka Brytania) nastąpił wzrost jego zużycia w 2012 roku.

3. W analizowanym okresie, popyt w sektorze elektroenergetycznym przekroczy możliwości podaży z obecnie funkcjonujących kopalń. Wskazany jest zatem dalszy rozwój branży górnictwa węgla kamiennego i brunatnego. Proces ten powinien być rozłożony w czasie, tak aby podaż węgla była zrównoważona. Priorytetem jest ustalenie programu inwestycyjnego – optymalnego z punktu widzenia całego sektora oraz zsynchronizowanego w całym sektorze – tak aby w pewnych latach nie występował nadpodaż węgla, a w innych jego niedobór.

4. W sytuacji załózonego rozwoju wydobycia węgla kamiennego energetycznego, w latach 2015–2035 może wystąpić nadwyżka podaży nad popytem krajowym, dla której należałoby znaleźć odbiorców zagranicznych (eksport). Po 2035 roku – jeżeli ceny pozwoleń na emisję CO₂ będą na niższym poziomie – popyt na węgiel energetyczny może przekraczać możliwości podaży polskiego górnictwa. Przy braku rozwoju wydobycia będzie to skutkowało masowym importem.

5. Energetyka bazująca na węglu brunatnym pozostaje najtańszą opcją wytwarzania energii elektrycznej w przypadku niskich cen uprawnień do emisji CO₂. Ceny tego paliwa są w znacznie mniejszym stopniu narażone na fluktuacje cen na światowych rynkach surowców energetycznych. Węgiel brunatny będzie użytkowany w elektrowniach istniejących, a nowe moce wykorzystujące to paliwo są efektywne ekonomicznie z punktu widzenia rozwoju sektora, o ile ceny uprawnień do emisji nie osiągną wysokiego poziomu. W przypadku wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ musiałyby powstać elektrownie wyposażone w technologię CCS. Rozwój nowych mocy wydobywczych w górnictwie węgla brunatnego powinien w najbliższych latach skoncentrować się na zapewnieniu paliwa dla istniejących (modernizowanych i zmodernizowanych) elektrowni. Nowe elektrownie na węgiel brunatny będą ekonomicznie efektywną opcją rozwoju systemu elektroenergetycznego począwszy od roku 2040. Należy przy tym wziąć pod uwagę, że proces inwestycyjny elektrowni na węglu brunatnym związany jest do pewnego stopnia z harmonogramem dochodzenia do wymaganej zdolności wydobywczej kopalni odkrywkowej.

Dla nowo otwieranej kopalni należy się liczyć z minimalnym okresem 15–20 lat od chwili podjęcia decyzji o przystąpieniu do inwestycji. Dlatego wydaje się koniecznym rozpoczęcie takich inwestycji jak najwcześniej

6. Obserwacje z rynku paliw i energii w USA wskazują¹, że ewentualny rozwój wydobycia gazu z łupków w Europie może wpłynąć na długoterminowe funkcjonowanie sektora energetycznego, zwłaszcza przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂. Racjonalne jest zatem prowadzenie dalszych prac nad udokumentowaniem złóż gazu w formacjach łupkowych, które stanowią mogły alternatywę lub uzupełnienie krajowych dostaw paliw, wpływając pozytywnie na poziom bezpieczeństwa energetycznego. Niebagatelne znacznie będzie miało też rozwój infrastruktury gazowej (obecnie Polski na rynku gazu Europy Środkowej, interkonektory, rewersy wirtualne itp.) w tym oddanie do użytku gazoportu, który zapewni dostęp do światowego rynku gazu skroplonego (LNG).

7. Ustalenie celów dla energetyki bazującej na Odnawialnych Źródłach Energii (OZE) do 2020 roku wpływa na ich dynamiczny rozwój. Jeżeli cele te nie będą podnoszone w latach następnych rozwój ten będzie i tak kontynuowany ze względu na osiadczenie przez technologie OZE ekonomicznej konkurencyjności w porównaniu z innymi technologiami. Niemniej jednak rozwój OZE na szeroką skalę może powodować problemy z pokryciem zapotrzebowania na moc w okresach bezwietrznych i niskiego nasłonecznienia. Powoduje to konieczność zwiększenia poziomu inwestycji w elastyczne moce wytwórcze, zwłaszcza w ostatnich latach analizowanego okresu

8. Budowa co najmniej dwóch bloków elektrowni jądrowej jest rozwinięciem ekonomicznie uzasadnionym w przypadku scenariuszy zakładających wzrost cen uprawnień do emisji CO₂. Niski poziom cen uprawnień do emisji CO₂ nie stymuluje budowy bloków jądrowych. Dalsze decyzje w zakresie budowy elektrowni jądrowych w Polsce powinny zatem być podejmowane rozważnie w zależności od ustaleń międzynarodowej polityki klimatycznej.

9. Choć w ciągu najbliższych kilkunastu lat nie można oczekiwać komercyjnie dostępnej dla elektroenergetyki technologii CCS (przyjęto dostępność od 2030 r.), dla scenariuszy z wysokimi cenami pozwoleń na emisję CO₂ elektrownie z systemami CCS stają się opłacalną opcją wykorzystania węgla. Ponieważ jednak technologia ta wciąż jest w początkowym etapie rozwoju należy ostrożnie podchodzić do kosztów związanych z jej funkcjonowaniem. Rozwój technologii CCS w stopniu umożliwiającym jej zastosowanie w elektroenergetyce otwiera możliwości szerokiego wykorzystania węgla do produkcji energii elektrycznej w sytuacji wysokich cen uprawnień do emisji CO₂, dając szansę dalszego rozwoju krajowej branży górniczej.

10. Postęp technologiczny powoduje, że emisje zanieczyszczeń z jednostek wytwórczych wykorzystujących węgiel w znacznie mniejszym stopniu oddziałują na środowisko. Przeprowadzone analizy transportu zanieczyszczeń wskazują¹, że kryterium wyboru technologii energetycznych ze względu na ich wpływ na jakość powietrza będzie miało marginalne znaczenie.

11. Analiza zapotrzebowania na węgiel kamienny i brunatny do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła potwierdza kluczową rolę krajowego sektora węglowego jako dostawcy paliw do sektora energetycznego. Obecnie w Europie i na świecie, podobnie jak w Polsce, zauważalna jest wyraźna nadpodaż węgla energetycznego. Nie oznacza to jednak, że sytuacja taka będzie się utrzymywać w długim terminie, a pokonanie kryzysu i powrót na ścieżkę wzrostu gospo-

darczego przyczyni się do zwiększenia popytu na energię i paliwa. Dostęp do własnych zasobów węgla pozwala w istotny sposób zmniejszyć ryzyko wystąpienia negatywnych skutków gospodarczych, będących skutkiem ewentualnych wysokich cen na międzynarodowych rynkach węgla, czego przykładem byłaby sytuacja z 2008 roku, kiedy to ceny *spot* węgla energetycznego w imporcie do portów ARA przekroczyły 200 USD/tonę.

12. Rozwój energetyki odnawialnej, a zwłaszcza polityka klimatyczna Unii Europejskiej wpływać będzie w pewnym stopniu na obniżenie zapotrzebowania na węgiel. Z drugiej strony rosnący popyt na energię elektryczną w Polsce, która wciąż należy w Europie do państw o jednym z najniższych poziomów zużycia energii elektrycznej w przeliczeniu na jednego mieszkańca, wpłynie na utrzymanie lub nawet wzrost zapotrzebowania na węgiel do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Tendencji takiej należy oczekiwać nawet przy założeniu systematycznej poprawy efektywności energetycznej krajowej gospodarki.

13. Działania polityczne ukierunkowane na ograniczenie roli węgla w energetyce stawiają na szali bezpieczeństwo energetyczne kraju, rozumiane jako samowystarczalność kraju w dostępie do surowców do produkcji energii. Istniejące zasoby węgla kamiennego i brunatnego w Polsce są co prawda gwarantem bezpieczeństwa energetycznego, ale tylko wtedy, gdy istnieje przemysł górniczy zdolny do ich pozyskania w ilości umożliwiającej zbilansowanie potrzeb sektora energetycznego. Po stronie szans rozwojowych dla górnictwa węglowego w Polsce należy zapisać zatem nie tylko sam potencjał „zasobowy” tkwiący w fizycznie rozumianych zasobach węgla, ale też w majątku produkcyjnym górnictwa i energetyki bazującej na węglu oraz w pracownikach tych sektorów i sektorów powiązanych.

14. Konieczne jest zwrócenie szczególnej uwagi na problematykę długoterminowego funkcjonowania górnictwa węglowego w Polsce. Ważnym elementem pozostaje stworzenie sprzyjających warunków regulacyjnych, które umożliwi inwestowanie w rozwój górnictwa węglowego, charakteryzującego się bardzo długim cyklem życia. Ostateczne decyzje w zakresie perspektyw i roli, jaką ma pełnić w krajowej gospodarce górnictwo węgla kamiennego i brunatnego, wymagają rozważenia przedstawionych wyników na tle tendencji polityki energetycznej i klimatycznej, która – przynajmniej w pewnym zakresie – może być przez rząd kreowana i ukierunkowywana. Biorąc pod uwagę obecną strukturę właścicielską sektora paliwowo-energetycznego oraz ogólne prawidłą funkcjonowania przedsiębiorstw surowcowych i energetycznych, należy podkreślić, że decyzje o ich rozwoju, które pozostają w rękach rządu, nie mogą bazować wyłącznie na przesłankach biznesowych i powinny być poddane kompleksowej ocenie.

Literatura

- Adamov i in., 2007 – Adamov E., Muraviev E., Orlov V., Dollezhal N.A., 2007 – Vision of Nuclear Power Options for XXI Century. XX Światowy Kongres Energetyczny. Rzym.
- Bjarne S., 2012 – Prospects for pumped-hydro storage in Germany. *Energy Policy* nr 45, s. 420–429.
- Capros P., 2011 – PRIMES Energy System Model. E3M Lab (http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/PRIMES%20Manual/PRIMES_ENERGY_SYSTEM_MODEL.pdf, dostęp 14.07.2013).
- Ciepiela D., 2010 – 1000 MW elektrowni jądrowej w Polsce będzie kosztować ok. 4,7 mld euro. Wywiad z Andrzejem Strupczewskim, 29.07.2010. (http://energetyka.wnp.pl/1000-mw-elektrowni-jadrowej-w-polsce-bedzie-kosztowac-ok-4-7-mld-euro,115820_1_0_0.html, dostęp 12.07.2013).
- Cooper M., 2009 – The Economics of Nuclear Reactors: Renaissance or Relapse? *Nuclear Monitor WISE*, nr 692–693 (http://www.nirs.org/mononline/nm692_3.pdf, dostęp 15.07.2013).
- Cosmi i in., 2009 – Cosmi C., Di Leo S., Loperte S., Macchiato M., Pietrapertosa F., Salvia M., Cuomo V., 2009 – A model for representing the Italian energy system: The NEEDS-TIMES experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* nr 13, s. 763–776.
- Curkowski i in., 2009 – Curkowski A., Mroczkowski P., Oniszk-Popławska A. i Wiśniewski G., 2009 – Biogaz Rolniczy – Produkcja i Wykorzystanie. Mazowiecka Agencja Energetyczna Sp. z o.o., s. 64.
- Dudziński R., 2012 – Kierunki rozwoju gazownictwa w Polsce. Konferencja GAZTERM XV, Międzyzdroje, 14–16 maja.
- Finkenrath M., 2011 – Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation. International Energy Agency (<http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/ceat.201100444/pdf>, dostęp 07.08.2013).
- Gajewski, 2012 – Znaczenie biomasy leśnej w realizacji wymogów pakietu energetyczno-klimatycznego w Polsce. Polska Izba Biomasy. Materiały konferencyjne. Łągow 5.06.2012; www.biomasaesna.eu; dostęp 02.08.2013.
- Gawlik L., 2013 – Gaz ziemny z łupków w Polsce – raport. Polski Komitet Światowej Rady Energetycznej. Wyd. IGSMiE, Warszawa (www.wec-pksre/publikacje.html, dostęp 22.08.2013).
- Gracceva F., Zeniewski P., 2013 – Exploring the uncertainty around potential shale gas development – A global energy system analysis based on TIAM (TIMES Integrated Assessment Model). *Energy* nr 57, s. 443–457.
- Gross-Gołacka i in., 2013 – Gross-Gołacka E., Lubiewa-Wieleżyński W., Szurlej A., Biały R., 2013 – Wyzwania dla producentów nawozów mineralnych w kontekście liberalizacji krajowego rynku gazu ziemnego. *Przemysł Chemiczny* 92(8) 2013, s. 35–41.
- Grudziński Z., 2012 – Metody oceny konkurencyjności krajowego węgla kamiennego do produkcji energii elektrycznej. *Studia Rozprawy Monografie* Nr 180. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, s. 271.
- GWEO, 2012 – Global Wind Energy Outlook 2012. Raport z listopada 2012 opublikowany przez Global Wind Energy Council (dostęp 4.08.2013) (www.gwec.net/publications/global-wind-energy-outlook/global-wind-energy-outlook-2012/).
- Hendriks i in., 2002 – Hendriks C. W., Graus W., van Bergen F., 2002 – Global carbon dioxide storage potential and costs. Report Ecofys & The Netherlands Institute of Applied Geoscience TNO, Ecofys report EEP2002, 63 pp.
- Janusz P., 2010 – Zasoby gazu ziemnego w Polsce jako czynnik poprawiający bezpieczeństwo energetyczne, na tle wybranych państw UE. *Polityka Energetyczna* t. 13, z. 1, s. 23–41.
- Janusz P., 2013 – Aktualna sytuacja na rynku gazu ziemnego – perspektywy rozwoju. *Polityka Energetyczna* t. 16, z. 2, s. 33–52.
- Juchniewicz L., 2006 – Czynniki kształtujące cenę gazu w Polsce. *Biuletyn URE* nr 6, listopad 2006.

- Kaliski i in., 2010a – Kaliski M., Janusz P., Szurlej A., 2010 – Wpływ infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego na wielkość jego zużycia w Polsce. FORGAZ 2010 – Pomiar ilości i jakości gazu, 7–8 października, Kraków, konferencja naukowo-techniczna, s. 9–18.
- Kaliski i in., 2010b – Kaliski M., Krupa M., Sikora A. 2010 – Potencjał polskiego rynku elektroenergetyki jako możliwy kierunek monetyzacji polskiego gazu ziemnego. Katedra Ekonomiki i Organizacji Przedsiębiorstw Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie, Kraków, s.792–806.
- Kaliski i in., 2012a – Kaliski M., Krupa M., Sikora A., 2012a – Analiza istniejących prognoz rozwoju konsumpcji i podaży gazu ziemnego w Polsce w świetle dostępnych prognoz Unii Europejskiej. AGH Drilling Oil Gas Vol. 29, No. 1, s. 185–195.
- Kaliski i in., 2012b – Kaliski M., Krupa M., Sikora A., 2012b – Forecasts and/or scenarios, including quantification of the distance, timing and costs. (Tytuł polski: “Prognozy i/lub ich scenariusze, w tym kwantyfikacja obszaru prognozowania, czasu i kosztów”.) Arch. Min. Sci. Vol. 57, No 2, s. 423–439.
- Kaliski i in., 2013 – Kaliski M., Jedynak Z., Białek M., 2013 – Czynniki kształtujące ceny ropy naftowej w świecie w roku 2012. Polityka Energetyczna t. 16, z. 2, s. 5–16.
- Kaliski M., Janusz P., Szurlej A., 2010 – Wpływ infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego na wielkość jego zużycia w Polsce. FORGAZ 2010 – Pomiar ilości i jakości gazu, 7–8 października 2010, Kraków, konferencja naukowo-techniczna, s. 9–18.
- Kaliski M., Stańko D., 2006 – Bezpieczeństwo energetyczne w gospodarce paliwowej Polski. Studia Rozprawy Monografie nr 138, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- Kaliski M., Szurlej A., Grudziński Z., 2012 – Węgiel i gaz ziemny w produkcji energii elektrycznej Polski i UE. Polityka Energetyczna t. 15, z. 4., s. 201–213.
- Kamiński J., 2010 – Modelowanie systemów energetycznych: ogólna metodyka budowy modeli. Polityka Energetyczna t. 13, z. 2, s. 219–226.
- Kamiński J., Mirowski T., 2010 – Rozwój energetyki odnawialnej w Polsce. Polskie Elektrownie 2010/Polish Power Plants 2010. Red. nacz. Katarzyna Urbańczyk-Kogut. Kraków. AKNET, s. 48–52.
- Kasztelewicz Z., 2012 – Perspektywa branży węgla brunatnego i zagospodarowanie terenów poeksploatacyjnych. Materiały z konferencji zorganizowanej przez Komisję Gospodarki Narodowej we współpracy ze Związkiem Pracodawców Porozumienie Producentów Węgla Brunatnego, kancelaria Senatu, Warszawa, 28 maja, s. 121–211.
- Kępińska B., 2011 – Energia geotermalna w Polsce – stan wykorzystania, perspektywy rozwoju. Technika Poszukiwań Geologicznych, Geotermia, Zrównoważony Rozwój nr 1–2, s. 7–18.
- Kost i in., 2012 – Kost C., Schlegl T., Thomsen J., Nold S., Mayer J., 2012 – Levelized cost of electricity renewable energies (edycja 30 maja 2012). Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE.
- Lauber V., 2004 – REFIT and RPS: options for a harmonised community framework. Energy Policy nr 32, s. 1405–1414.
- Laudyn i in., 2005 – Laudyn D., Pawlik M., Strzelczyk F., 2000 – Elektrownie. Warszawa: Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, 2005.
- Lorenz U., 2010 – Gospodarka węglem kamiennym energetycznym. Wyd. Instytutu IGSMiE PAN, Kraków, s. 96.
- Lorenz U., 2012 – Indeksy cen węgla energetycznego na rynkach spot – możliwości wykorzystania doświadczeń w konstrukcji indeksu dla rynku krajowego. Polityka Energetyczna t. 15, z. 4., s. 241–253.
- 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>, dostęp 06.06.2013).
- Madsen T., Neumann J., 2009 – The High Cost of Nuclear Power. Why America Should Choose a Clean Energy Future over New Nuclear Reactors. Maryland PIRG Foundation (http://www.nirs.org/nukerelapse/calvert/highcostnpower_mdpirg.pdf).
- Majchrzak H., 2012 – Planowanie rozwoju polskiej sieci przesyłowej w perspektywie do 2025 roku. Energetyka, czerwiec, s. 280–284.
- Mallet i in., 2007 – Mallet, V., Quello, D., Sportisse, B., Ahmed de Biasi, M., Debry, E., Korsakissok, I., Wu, L., Roustan, Y., Sartelet, K., Tombette, M., Foudhil, H., 2007 – Technical Note: The air quality modeling system Polyphemus. Atmos. Chem. Phys. nr 7, s. 5479–5487.
- Marek i in., 2011 – Marek S., Dziewińska L., Tarkowski R., 2011 – Charakterystyka geologiczna antykliny Kamionek (niecka piska) – potencjalne składowisko CO₂, Gospodarka Surowcami Mineralnymi t. 27, z. 2, s. 17–32.
- Mazurek S., 2010 – Rozwój górnictwa węgla brunatnego (plany rozwoju) KWB „Konin” w Kleczewie SA; seminarium zorganizowane przez Ministerstwo Gospodarki nt. „Przyszłość węgla brunatnego w Polsce”, Warszawa, 04.02.2010 (http://www.mg.gov.pl/files/upload/10072/KWB_Konin1.pps; dostęp 02.07.2013).

- Mielczarski W., 2012a – Koszty energetyki jądrowej. Debata „Polska energetyka – co nam się opłaca?” zorganizowana przez Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, wrzesień 2012 (<http://www.prezentacje.cire.pl/st,42,285,item,66047,1,0,0,0,0,0,prezentacja-koszty-energetyki-jadrowej.html>, dostęp 23.07.2013).
- Mielczarski W., 2012b – Koszty energetyki jądrowej – kalkulator kosztów (http://www.prezentacje.cire.pl/pokaz-pdf-%252Fplik%252F1%252FKoszty_energetyki_jadrowej_Kalkulator_Mielczarski.pdf, dostęp 23.07.2013).
- Modrzejewski Sz., 2010 – Fakty i mity możliwości eksploatacji złóż węgla brunatnego w rejonie Legnicy. Poltegor-Institut Institut Górnictwa Odkrywkowego; seminarium zorganizowane przez Ministerstwo Gospodarki nt. „Przyszłość węgla brunatnego w Polsce”, Warszawa 04.02.2010 (http://www.mg.gov.pl/files/upload/10072/Modrzejewski_Poltegor1.pps; dostęp 02.07.2013).
- Mott MacDonald, 2012 – Potential cost reductions in CCS in the power sector. Discussion paper. Department of Energy and Climate Change, London, May.
- Müller, 2013 – 2013 ist ein wichtiges Jahr für die Energiepolitik in Deutschland. 10. Januar 2013, Berlin (www.bdew.de, dostęp 1.07.2013).
- Nagy S., 2013 – Gaz z łupków w Polsce – poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie. Konferencja Inauguracyjna cykl konferencji GAZ Z ŁUPKÓW, Warszawa, 17 kwietnia 2013 r.
- Naworyta W., Sypniewski Sz., 2012 – Zagospodarowanie złóż węgla brunatnego Gubin – wybrane problemy projektowania kopalni. Polityka Energetyczna t. 15, z. 3, 119–133.
- Nieć M., 2009 – Występowanie rud uranu i perspektywy ich poszukiwań w Polsce. Polityka Energetyczna t. 12, z. 2/2, s. 435–451.
- Ozga-Blaschke U., 2010 – Gospodarka węglem koksowym. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, s. 72.
- Paszcza H., 2012 – Górnictwo węgla kamiennego w Polsce 2012 r. Agencja Rozwoju Przemysłu SA; prezentacja na Szkole Eksploatacji Podziemnej, Kraków, 18–23 lutego 2013 r.
- Poprawa P., 2010 – Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (Basen Bałtycko-Podlasko-Lubelski), Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa.
- Reiter i in., 2009 – Reiter D, Botzenhart F, Mühlich P, Hamacher T, Reuter A., 2009 – Developing a Roadmap for the Future Energy Infrastructure in Salzburg. IAEE, s. 1361–1366 (http://www.iaee.at/2009-IAEE/uploads/fullpaper_iaee09/P_218_Reiter_Daniel_4-Sep-2009,%2011:15.pdf, dostęp 26.08.2013).
- Rychlicki S., Siemek J., 2013 – Stan aktualny i prognozy wykorzystania gazu ziemnego do produkcji energii elektrycznej w Polsce. Gospodarka Surowcami Mineralnymi t. 29, z. 1, s. 5–14.
- Schlissel D., Biewald B., 2008 – Nuclear Power Plant Construction Costs, Synapse Energy Economics, Inc. (<http://www.synapse-energy.com/Downloads/SynapsePaper.2008-07.0.Nuclear-Plant-Construction-Costs.A0022.pdf>).
- Schröder i in., 2013 – Schröder A., Kunz F., Meiss J., Mendelevitch R., Hirschhausen C., 2013 – Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. (http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf).
- Serpa i in. 2011 – Serpa J, Morbee J., Tzimas E., 2011 – Technical and Economic Characteristics of a CO₂ Transmission Pipeline Infrastructure. European Commission Joint Research Centre Institute for Energy. (<http://publications.jrc.ec.europa.eu/responsibility/handle/111111111/16038>; dostęp 24.08.2013).
- Sobolewski S., 2010 – Stan energetyki wodnej w Polsce oraz możliwości i zagrożenia jej rozwoju. Materiały konferencyjne (www.seo.org.pl).
- Solecki i in., 2010 – Solecki A., Wojciechowska I., Tchórz-Trzeciakiewicz D.E., Eliwiński W.R., Syrczyński P., Sadowska M., Makowski B., 2010 – Ocena możliwości występowania mineralizacji uranowej w Polsce na podstawie wyników prac geologiczno-poszukiwawczych. CAG Państwowy Instytut Geologiczny.
- Sowiński J., 2009 – Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla a koszty systemów CCS w elektrowniach. Polityka Energetyczna t. 12, z. 2/2, s. 543–554.
- Stala-Szlugaj K., 2012 – Polish imports of steam coal from the east (CIS) in the years 1990–2011. Studia Rozprawy Monografie Nr 179. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, s. 91.
- Stala-Szlugaj K., Klim A., 2012 – Rosyjski i kazachski węgiel energetyczny na rynku polskim. Polityka Energetyczna t. 15, z. 4, s. 229–240.
- Stańko D., Kaliski M., 2006 – An evaluation model of energy safety in Poland in view of energy forecasts for 2005 – 2020. Archives of Mining Science vol. 51, iss. 3, s. 311–346.

- Stöver i in., 2011 – Stöver B., Bergins C., Klebes, J., 2011 – Optimized post combustion carbon capturing on coal fired power plants. *Energy Procedia* nr 4, s. 1637–1643.
- Surma i in., 2011 – Surma T., G¹siorowska E., Paska J., 2011 – Wytwarzanie energii elektrycznej z wykorzystaniem zasobów odnawialnych – realizacja celów roku 2010 oraz perspektywy 2020. *Rynek Energii* Nr 2, 2011.
- Surma T., Paska J. 2011 – Modele niezawodnościowe elektrowni wiatrowych. *Elektroenergetyka kwartalnik* Nr 4 (10), s. 34–61.
- Suwa³a W., 2011 – Modelowanie systemów paliwowo-energetycznych. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- Szurlej i in., 2013 – Szurlej A., Mirowski T., Kamiński J., 2013 – Analiza zmian struktury wytwarzania energii elektrycznej w kontekście założeń polityki energetycznej. *Rynek Energii* nr 1(104), s. 3–10.
- Tajdu²e i in., 2011 – Tajdu²e A., Czaja P., Kasztelewicz Z., 2011 – Rola węgla w energetyce i strategia polskiego górnictwa węgla brunatnego w I połowie XXI wieku. *Górnictwo i Geoinżynieria* Rok 35, z. 3.
- Uberman R., Naworyta W., 2012 – Eksploatacja żół węgla brunatnego w warunkach ograniczeń przestrzennych i ekologicznych, studium przypadku żółe Gubin. *Polityka Energetyczna* t. 15, z. 4.
- Uliasz-Misiak B., 2008 – Pojemność podziemnego składowania CO₂ dla wybranych mezozoicznych poziomów wodonośnych oraz żół węgłowodorów w Polsce. *Studia Rozprawy Monografie* 142, Wyd. IGSMiE PAN, s. 114.
- Viebahn i in., 2007 – Viebahn P., Nitsch J., Fischedick M., Esken A., Schuöwer D., Supersberger N., Zuberbuöbler U., Edenhofer O., 2007 – Comparison of carbon capture and storage with renewable energy technologies regarding structural, economic, and ecological aspects in Germany. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 2007, s. 121–133.
- muda K., 2013 – III Forum spalania biomasy, 24–25 kwietnia 2013 r., Kraków, Polska (<http://spalaniebiomasy.pl/iii-forum-spalania-biomasy.html>).
- Zy²ek i in., 2008 – Zy²ek, J., Stê²y, A., Pluta, M., Wyrwa, A., Roustan, Y., Sportisse, B., 2008 – System modelowania rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń Polyphemus. Aktualne problemy w ochronie powietrza atmosferycznego. *Polskie Zrzeszenie Inżynierów i Techników Sanitarnych*, Wrocław, s. 191.
- A model for representing the Italian energy system: The NEEDS-TIMES experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* nr 13, s. 763–776.
- ARE, 2006–2012a – Europejski Biuletyn Cenowy Nor²ników Energii: Wyd. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, biuletyny miesięczne z lat 2006–2012.
- ARE, 2006–2012b – Informacja statystyczna o energii elektrycznej. Wyd. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, biuletyny miesięczne z lat 2006–2012.
- ARE, 2006–2012c – Statystyka elektroenergetyki polskiej. Wyd. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, wydania z lat 2006–2012.
- ARE, 2006–2012d – Sytuacja energetyczna w Polsce. Krajowy bilans energii. Wyd. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, biuletyny kwartalne z lat 2006–2012.
- ARE, 2006–2012e – Sytuacja techniczno-ekonomiczna sektora. Wyd. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, biuletyny kwartalne z lat 2006–2012.
- ARE, 2006–2012f – Sytuacja w elektroenergetyce. Wyd. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, biuletyny kwartalne z lat 2006–2012.
- ARE, 2010–2012 – Emitor. Emisja zanieczyszczeń ²rodowiska w elektrowniach i elektrociep³owniach zawodowych. Wyd. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa, wydania z lat 2010–2012.
- ARE, 2011 – Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030. Agencja Rynku Energii na zlecenie Ministerstwa Gospodarki, Wrzesień.
- ARE, 2012a – Statystyka ciep³ownictwa polskiego 2011. Wyd. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa.
- ARE, 2012b – Statystyka elektroenergetyki polskiej 2011. Warszawa. Wyd. Agencja Rynku Energii S.A., 2012.
- ARE, 2012c – Katalog elektrowni i elektrociep³owni zawodowych, stan na 31.12.2011. Warszawa. Wyd. Agencja Rynku Energii S.A., 2012.
- ARE, 2013 – Bilans energii pierwotnej w latach 2006–2012. Wyd. Agencja Rynku Energii S.A., Warszawa.
- Argus – Argus Coal Daily International. Wyd. Argus Media Ltd.
- ARP, 2013a – Ceny zbytu i wielko² sprzedazy sortymentów grubych, ²rednich i drobnych oraz mia³ów do wybranych grup odbiorców krajowych. ARP SA O/Katowice, dane przetworzone na podstawie wyników badania statystycznego statystyki publicznej „Górnictwo węgla kamiennego”, prowadzonego przez Ministra Gospodarki i realizowanego przez ARP SA O/Katowice.

- ARP, 2013b – Import i przywóz (nabycie wewn¹trznijne) na obszar Polski. ARP SA O/Katowice, dane przetworzone na podstawie wyników badania statystycznego statystyki publicznej „Górnictwo węgla kamiennego”, prowadzonego przez Ministra Gospodarki i realizowanego przez ARP SA O/Katowice.
- ARP, 2013c – Podstawowe informacje o rynku oraz sektorze węgla kamiennego w Polsce. ARP SA O/Katowice, dane przetworzone na podstawie wyników badania statystycznego statystyki publicznej „Górnictwo węgla kamiennego”, prowadzonego przez Ministra Gospodarki i realizowanego przez ARP SA O/Katowice.
- Bafa – Federalne biuro kontroli eksportu (www.bafa.de).
- Black & Veatch, 2012 – Cost and performance data for power generation technologies. (<http://bv.com/docs/reports-studies/nrel-cost-report.pdf>).
- BP, 2013 – BP Statistical Review of World Energy. June 2012 (http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Statistical-Review-2012/statistical_review_of_world_energy_2012.pdf dostêp 14.08.2013).
- BĖ, 2012 – Historical GDP Deflators for Baseline Countries/Regions (in percent) 1969–2030. Bank Ėwiatowy (http://www.ers.usda.gov/datafiles/International_Macroeconomic_Data/Historical_Data_Files/HistoricalGDP_DeflatorValues.xls, dostêp 08.08.2013).
- BĖ, 2013 – Commodity Prices and Price Forecast. Bank Ėwiatowy. Update released: July 8, 2013 (www.worldbank.org).
- Cargo 2013 – Taryfa towarowa PKP Cargo SA, 2013.
- DAS KPRM, 2013 – Departament Analiz Strategicznych, 2013 – Optymalny miks energetyczny dla Polski do roku 2060 – model DAS. Kancelaria Prezesa Rady Ministrów. (http://energetyka.wnp.pl/kancelaria-premiera-analizuje-miks-energetyczny-dla-polski,199978_1_0_1.html, dostêp 25.06.2013).
- DECC, 2013 – Department of Energy & Climate Change 2013 – Energy trends section 5: electricity – Fuel Used in electricity generation and electricity supplied. 25 July 2013; (<http://www.gov.uk/government/publications/total-energy-section-1-energy-trends>, dostêp 26.06.2013).
- Delft 2013 – Carbon leakage and the future of the EU ETS market. Impact of recent developments in the EU ETS on the list of sectors deemed to be exposed to carbon leakage. Final Report, April.
- E3 WECC 2012 – Resource Capital Cost and Performance Review. WECC – Salt Lake City: WECC.
- E3MLab, 2011 – PRIMES Model Presentation for Peer Review – Part 1 Bruksela, 2011 (http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/PRIMES%20Manual/Peer_Review_Part_1_2_3.pdf, dostêp 05.08.2013).
- EC, 2010 – EU energy trends to 2030 – UPDATE 2009. European Commission Directorate-General for Energy 2010.
- EC, 2011 – Energy Roadmap 2050. Impact assessment and scenario analysis. European Commission 2011. SEC(2011) 1565 final. Part 1/2. (http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/roadmap2050_ia_20120430_en.pdf, dostêp 06.06.2013).
- ECF 2010 – European Climate Foundation, 2010 – Roadmap 2050 – A Practical Guide to a Prosperous Low-Carbon Europe. (http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Vol1_Appendices.zip, dostêp 05.08.2013).
- ECMWF 2013 – Provides medium-range weather forecast support to European meteorological organizations. (<http://www.ecmwf.int>, dostêp 23.08.2013).
- EIA, 2013a – Natural Gas Prices 2002 – 2013 U.S. Energy Information Administration (www.eia.gov).
- EIA, 2013b – Short-Term Energy Outlook, U.S. Energy Information Administration, January, (www.eia.doe.gov).
- EIA, 2013c – Official Energy Statistics, U.S. Energy Information Administration, January (www.eia.doe.gov).
- Energeticky..., 2013 – Energetický regulační úřad 2013 – Roční zpráva o dodávkách a spotřebách (<http://www.eru.cz/>).
- Energ-Sys, 2008a – Ocena zasobów odnawialnych Źródle³ energii moŹliwych technicznie i ekonomicznie do wykorzystania w celu produkcji energii elektrycznej. Raport dla Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej wykonany przez Badania Systemowe Energ-Sys sp. z o.o. Warszawa 2008 (<http://www.toe.pl/serwisy/2/upl/7b2b06127b7f6de1e9ec8b0d78ba3e44.pdf>, dostêp 4.08.2013).
- EnergSys, 2008b – Raport 2030, Czêœæ 2: Ocena skutków wdroŹenia pakietu energetyczno-klimatycznego dla Polski w okresie do roku 2030. Za³¹cznik 4: Analizy moŹliwoœci szerszego wykorzystania potencja³u kogeneracji w ramach Pakietu. Warszawa: Badania Systemów „EnergSys” Sp. z o.o., 2008. (<http://www.toe.pl/serwisy/2/upl/e40427aeb6e683c16314fc45f550f3b1.pdf>, dostêp 11.08.2013).
- Energy Aspects, 2013 – Shale elsewhere. Published 24 Jul 2013 by Trevor Sikorski.

- ENS, 2013 – Nuclear power plants, world-wide. European Nuclear Society.
(<http://www.euronuclear.org/info/encyclopedia/n/nuclear-power-plant-world-wide.htm>, dostęp 02.08.2013).
- EPIA, 2013 – Global Market Outlook For Photovoltaics 2013–2017. European Photovoltaic Industry Association. Brussels. (<http://www.epia.org/news/publications/>; dostęp 12.07.2013).
- EPRI, 2011 – Electric Power Research Institute, 2011 – Program on technology innovation: Integrated generation technology options.
(<http://integrating-renewables.org/wp-content/uploads/LINK-E-CCUG-00000000001022782.pdf>, dostęp 12.07.2013).
- Ernst & Young, 2013 – Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce.
(http://www.domrel.pl/_publikacje/raport_psew_2012.pdf, dostęp 12.07.2013).
- EU, 2013 – EURATOM Supply Agency: Annual Report 2012. European Union, 2013.
- Euracoal, 2012 – Annual Report 2012. Euracoal (www.euracoal.be).
- Eurogas, 2013 – Gas consumption hit in second year running. Eurogas. Brussels, 11 March 2013.
- Eurostat, 2012 – Energy, transport and environment indicators. Luxembourg: Eurostat. Publications Office of the European Union.
- Eurostat, baza danych (dostęp sierpień 2013)
(http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/statistics/search_database, baza danych).
- EWEA 2013b – Wind in power 2012. European statistics. The European Wind Energy Association, February.
- EWEA, 2013a – The European offshore wind industry – key trends and statistics 1st half 2013. The European Wind Energy Association.
- EWI i in., 2010 – EWI, PROGNOZ, GWS, 2010 – Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Prognos AG, GWE Gesellschaft für wirtschaftliche Energieversorgung mbH.
- GAINS, 2010 – Wyniki modelu GAINS dla scenariusza energetycznego PRIMES_BL2010_REF – Primes Baseline as of Apr 2010, current policy (<http://gains.iiasa.ac.at/index.php/gains-europe>, dostęp 18.07.2013).
- GAINS, 2013 – International Institute for Applied Systems Analysis – Greenhouse Gas and Air Pollution Interactions and Synergies Model (<http://gains.iiasa.ac.at/models/>, dostęp 06.07.2013).
- GIE, 2013 – Gas Infrastructure Europe 2013: LNG Map (<http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>).
- GUS 2012b – Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2009 r. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa.
- GUS 2012c – Baza danych lokalnych, Narodowy Spis Powszechny 2011, Główny Urząd Statystyczny 2012
(http://www.stat.gov.pl/bdl/app/dane_podgrup.display?p_id=732938&p_token=0.6946707472497088, dostęp 20.08.2013).
- GUS 2012d – Rocznik statystyczny województw. Warszawa, 2012. Warszawa.
- GUS, 2006–2012 – Zużycie paliw i nośników energii. Główny Urząd Statystyczny, Wydania z lat 2006–2012.
- GUS, 2009 – Prognoza gospodarstw domowych według województw na lata 2008 do 2035. Studia i Analizy Statystyczne. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 2009.
- GUS, 2010–2012 – Transport – wyniki działalności. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, wydania z lat 2010–2012.
- GUS, 2011 – Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2009, 2010. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa.
- GUS, 2012a – Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2009, 2010, 2011. Warszawa.
- IEA i in., 2010 – IEA, NEA, OECD, 2010 – Projected Costs of Generating Electricity. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Cooperation and Development.
- IEA, 2000–2012a – Coal Information, Wyd. International Energy Agency (IEA), Paris.
- IEA, 2000–2012b – Natural Gas Information, Wyd. International Energy Agency (IEA), Paris.
- IEA, 2000–2012c – Oil Information 2000–2012. Wyd. International Energy Agency (IEA), Paris.
- IEA, 2005 – The European Refinery Industry under EU Emissions Trading scheme, listopad 2005 (www.iea.com).
- IEA, 2006 – IEA Energy Technology Essentials, IEA, December.
- IEA, 2011a – ARE WE ENTERING A GOLDEN AGE OF GAS? Special Report. World Energy Outlook.
- IEA, 2011b – World Energy Model – Methodology and Assumptions. International Energy Agency.
- IEA, 2012 – Polityki Energetyczne Państw MAE. Polska 2011 Przegląd. Wyd. International Energy Agency (IEA), wydanie z roku 2012.
- IEA, 2013 – Key world energy statistics – 2012 Wyd. International Energy Agency (IEA), Paris.
(<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/kwes.pdf>).

- IEO, 2007 – Możliwości wykorzystania odnawialnych Źródł energii w Polsce do 2020 roku. Instytut Energii Odnawialnej. Praca opublikowana na stronie Ministerstwa Gospodarki.
(<http://www.mg.gov.pl/NR/rdonlyres/AC0AF2CE-748F-4BD7-9DC9-10E94257B732/48364/MozliwosciwykorzystaniaOZE2020.pdf>, dostęp 10.08.2013)
- IEO, 2009 – Wizja rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce do 2020 r. Instytut Energetyki Odnawialnej. Warszawa
- IEO, 2012 – Analiza możliwości wprowadzenia systemu feed-in tariff dla mikro i małych instalacji OZE. Instytut Energii Odnawialnej. Opracowanie dla Ministerstwa Gospodarki. Warszawa, lipiec 2012.
(<http://www.mg.gov.pl/node/16774>, dostęp 11.08.2013).
- IGSMiE PAN, 2013 – Fakty: Węgiel – Energetyka w Polsce. Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN. (http://min-pan.krakow.pl/zaklady/zrynek/cf_web.htm; dostęp 20.08.2013).
- IHS CERA, 2013 – Global liquids and refined product demand and supply, kwiecień (www.cera.com).
- IMF – Commodity Price Forecast: Medium Term Commodity Price Baseline.
- IPCC, 2009 – IPCC Special Report: Carbon Dioxide Capture and Storage. International Panel for Climate Change.
- IRENA 2012 – Solar Photovoltaics. Renewable energy technologies: cost analysis series, t. 1, nr 4/5. International Renewable Energy Agency.
(http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-SOLAR_PV.pdf).
- JRC, 2013 – Photovoltaic Geographical Information System. (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>, dostęp 03.08.2013).
- KOBIZE, 2012 – Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2010 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2013. Warszawa: Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami KOBIZE, 2012.
- KPD, 2010 – Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze Źródł odnawialnych. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa.
- Metal..., 2013 – Metal Prospects: Uranium Market Outlook – Third Quarter 2013. RBC Capital Markets, 2013.
- MF, 2013 – Wytyczne dotyczące założeń makroekonomicznych na potrzeby wieloletnich prognoz finansowych jednostek samorządu terytorialnego – aktualizacja maj 2013. Ministerstwo Finansów, 2013.
- MG i MRiRW 2010 – Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010–2020. Warszawa: Ministerstwo Gospodarki.
- MG, 2000 – Założenia polityki energetycznej Polski do 2020 r., przyjęte przez Radę Ministrów 22 lutego 2000 r. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa.
- MG, 2002 – Ocena realizacji i korekta Założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r. z załącznikami, przyjęte przez Radę Ministrów 2 kwietnia 2002 r. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa.
- MG, 2009 – Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa.
- MG, 2010a – Krajowy plan działania w zakresie energii ze Źródł odnawialnych, Minister Gospodarki, Warszawa.
- MG, 2010b – Protokół o wniesieniu zmian do Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach rosyjskiego gazu do Rzeczypospolitej Polskiej z 25 sierpnia 1993 r., podpisany 29 października 2010 r. (www.mg.gov.pl).
- MG, 2010c – Protokół o wniesieniu zmian do Protokołu Dodatkowego do Porozumienia między Rządem Rzeczypospolitej Polskiej a Rządem Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r., podpisanego 12 lutego 2003 r., podpisany 29 października 2010 r. (www.mg.gov.pl)
- MG, 2013 – Ministerstwo Gospodarki (www.mg.gov.pl).
- MG, 2013a – Informacja o funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego (różne wydania). Ministerstwo Gospodarki. Warszawa.
- MG, 2013b – Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2011 r. do dnia 31 grudnia 2012 r. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa.
- MGiP, 2005 – Ministerstwo Gospodarki i Pracy, 2005 – Polityka energetyczna Polski do 2025 r., przyjęta przez Radę Ministrów 4 stycznia 2005 r.
- Ministerstwo Gospodarki – Ustawa Prawo Energetyczne. Stan na dzień 30 października 2011 r. (10 kwietnia 1997 r.).
- MP, 1990 – Założenia polityki energetycznej Rzeczypospolitej Polskiej na lata 1990–2010. Ministerstwo Przemysłu, Warszawa, sierpień.

- MPiH, 1995 – Założenia polityki energetycznej Polski do 2010 r., przyjęte przez Radę Ministrów 17 października 1995 r., Ministerstwo Przemysłu i Handlu, Warszawa.
- MRiRW, 2013 – Potencjał biogazu. I Forum gospodarki niskoemisyjnej. Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi, Procesy Inwestycyjne Sp. z o.o., Warszawa 19.04.2013.
- MRR, 2011 – Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii – wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014–2020. Ministerstwo Rozwoju Regionalnego. Warszawa 2011.
- ME, 2012 – Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu. Dz.U. z 2012 r., poz. 1031.
- ME, 2013a – Ministerstwo Środowiska – Informacje o złożonych wnioskach koncesyjnych do Ministra Środowiska (http://www.mos.gov.pl/kategoria/261_informacje_o_zlozonych_wnioskach_koncesyjnych_do_ministra_srodowiska/).
- ME, 2013b – Ministerstwo Środowiska – Niekonwencjonalne źródła gazu ziemnego w Polsce – gaz w łupkach „shale gas” i gaz zamknięty „tight gas”. Ministerstwo Środowiska. (www.mos.gov.pl).
- ME, 2013c – Ministerstwo Środowiska – Raporty i zestawienia koncesji udzielonych przez Ministra Środowiska (http://www.mos.gov.pl/kategoria/262_raporty_i_zestawienia_koncesji_udzielonych_przez_ministra_srodowiska/).
- Navigant, 2012 – Unconventional Gas. The potential impact on UK Gas Prices (Prepared for: Department of Energy and Climate Change).
- Nuclear..., 2009 – Nuclear Fuel Cycle Information System: a Directory of Nuclear Fuel Cycle Facilities, 2009 Edition. IAEA, Vienna, 2009.
- OGP Gaz – System SA (www.gaz-system.pl).
- OGP&PSE, 2012 – Współdziałanie sektora elektroenergetycznego i gazowniczego. OGP Gaz – System S.A., PSE Operator S.A. III Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, Hotel Ossa k/Rawy Mazowieckiej, 18–20 kwietnia 2012 r.
- PAP, 2013 – Projekt budowy bloku w Błachowni przesunięty o kilka lat? (www.wnp.pl).
- PGE, 2010 – Rozwój górnictwa węgla brunatnego – PGE KWB Bełchatów. Seminarium zorganizowane przez Ministerstwo Gospodarki nt. „Przyszłość węgla brunatnego w Polsce”, Warszawa 04.02.2010 (http://www.mg.gov.pl/files/upload/10072/KWB_Belchatow1.pps; dostęp 02.07.2013).
- PGNiG, 2013 – Wyniki finansowe GK PGNiG za 2012 rok. 19 marca 2013 roku (www.pgnig.pl).
- PIG, 2011–2013 – Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce, wydania z lat 2011–2013. Wyd. Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa.
- PIG, 2012 – Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycko-podlasko-lubelski), Państwowy Instytut Geologiczny – PIB, Warszawa, marzec 2012.
- PIGEO, 2013 – Polska Izba Gospodarcza energii Odnawialnej. Dział aktualności. www.igeo.org.pl; dostęp 08.07.2013).
- Platts – ICR – International Coal Report. Wyd. Platts – The McGraw Hill Companies, England.
- POPIHN, 2013 – Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego 2013 – Przemysł i handel naftowy 2012 – raport roczny (www.popihn.pl).
- Protokół, 2010a – Protokół o wniesieniu zmian do Porozumienia między Rzeczpospolitą Polską a Rzecząpospolitą Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i dostawach rosyjskiego gazu do Rzeczypospolitej Polskiej z 25 sierpnia 1993 r., podpisany 29 października 2010 r. (www.mg.gov.pl).
- Protokół, 2010b – Protokół o wniesieniu zmian do Protokołu Dodatkowego do Porozumienia między Rzeczpospolitą Polską a Rzecząpospolitą Federacji Rosyjskiej o budowie systemu gazociągów dla tranzytu gazu rosyjskiego przez terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 25 sierpnia 1993 r., podpisanego 12 lutego 2003 r., podpisany 29 października 2010 r. (www.mg.gov.pl).
- PSE, 2013a – Krajowy System Elektroenergetyczny – raport 2012. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa.
- PSE, 2013b – Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2012 roku. Pobrano 0724, 2013 z lokalizacji Raport roczny funkcjonowania RB i KSE (www.pse.pl).
- PSE, 2013c – Informacja o zasobach wytwórczych KSE (www.pse.pl).
- PSG, 2012 – Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne (<http://www.energia-geotermalna.org.pl/geotermia/geotermia-na-swiecie/geotermia-w-polsce/86-geotermiawpolsce>).

- Purvin&Gertz, 2008 – STUDY ON OIL REFINING AND OIL MARKETS, styczeń 2008.
- PwC i ING, 2012 – Sektor gazowy a energetyka. Maj (www.pwc.pl).
- PwC, 2013 – Shale oil: the next energy revolution (www.pwc.co.uk).
- Rozwój górnictwa węgla brunatnego – PGE KWB Bełchatów. Seminarium zorganizowane przez Ministerstwo Gospodarki nt. „Przyszłość węgla brunatnego w Polsce”, Warszawa 04.02.2010
(http://www.mg.gov.pl/files/upload/10072/KWB_Belchatow1.pps; dostęp 02.07.2013).
- Sejm, 2013 – USTAWA z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw
(http://orka.sejm.gov.pl/opinie7.nsf/nazwa/946_u/\$file/946_u.pdf).
- Siemens, 2011 – Siemens Polska: Pobiliśmy rekord świata.
(www.siemens.pl/pl/jubileusz/pobilismy-rekord-swiata.htm).
- SPURE, 2011 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Warszawa: URE.
- SPURE, 2012 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji. Warszawa: URE.
- SPURE, 2013 – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Warszawa: URE. Tytko, R. (2011). Odnawialne Źródła energii. Warszawa: OWG.
- SRU, 2010 – Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2010 – Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100% regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. (http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/03_Materialien/2010_MAT42_DZLR_Integration_Energiequellen_2050.pdf?__blob=publicationFile).
- Synapse, 2012 – Carbon Dioxide Price Forecast. Report, October 2012.
- Uchwała, 1990 – Uchwała Sejmu RP z 9 listopada 1990 r. w sprawie założeń polityki energetycznej Polski do 2010 r. Monitor Polski z 1990 r., nr 43, poz. 332.
- UiT, 2009 – Uranium and Thorium. Australian Energy Resource Assessment, 2009.
- UOKiK, 2012 – Kierunki rozwoju ochrony konkurencji i konsumentów na rynku gazu w Polsce – raport. Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, 2012, Warszawa, sierpień 2012.
- Uranium, 2011 – Resources, Production and Demand. NEA, OECD, 2012.
- URE, 2013a – KOMUNIKAT Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 21/2013).
- URE, 2013b – Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2012 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, marzec.
- Ustawa, 1997 – Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U z 2006 r. nr 89, poz. 625 z późn. zmianami).
- UxC – The Ux Consulting Company (www.uxc.com).
- VDKI – Niemieckie stowarzyszenie importerów węgla (www.verein-kohlenimporteure.de).
- VESTAS, 2010 – V100-1.8 MW Opening up a new world of opportunities.
(http://www.vestas.com/Files/Billeder/countrysites/Germany/English_V100-1.8_MW.pdf, dostęp 02.08.2013).
- WE 2009 – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.
- WE 2010 – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/EU z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola).
- WEO, 2010 – World Energy Outlook 2010. International Energy Agency, Paris, s. 731.
- WEO, 2012a – World Energy Outlook 2012. International Energy Agency, Paris, s. 668.
- WEO, 2012b – World Energy Outlook 2012 – SYNTEZA. International Energy Agency.
- WISE – World Information Service on Energy, WISE Uranium Project (www.wise-uranium.org).
- WNA – World Nuclear Association (www.world-nuclear.org).
- WWEA 2013 – The World Wind Association – Annual Report 2012.
(http://www.wwindea.org/webimages/WorldWindEnergyReport2012_final.pdf).
- ZEP 2009 – The cost of CO2 Transport. Zero Emission Platform, Brussels, Belgium.
- ZEP 2011 – The costs of CO2 Capture. Zero Emission Platform, Brussels, Belgium.

Za³¹cznik 1

Jednostki wytwórcze zaimplementowane w modelu PolPower, stan na 31.12.2011

Grupa	Jednostki Wytwórcze w modelu PolPower	Agregat	Paliwo podstawowe	Moc osiągalna brutto [MW]
JWCD – Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (jednostki wytwórcze przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV podlegające centralnemu dysponowaniu przez Operatora Systemu Przesyłowego OSP)	Adamow_B1	EL Adamów	WB	120
	Adamow_B2		WB	120
	Adamow_B3		WB	120
	Adamow_B4		WB	120
	Adamow_B5		WB	120
	Belchatow_B01	EL Belchatów	WB	370
	Belchatow_B02		WB	370
	Belchatow_B03		WB	380
	Belchatow_B04		WB	380
	Belchatow_B05		WB	370
	Belchatow_B06		WB	394
	Belchatow_B07		WB	370
	Belchatow_B08		WB	370
	Belchatow_B09		WB	370
	Belchatow_B10		WB	370
	Belchatow_B11		WB	370
	Belchatow_B12		WB	370
	Belchatow_B14		WB	858
	Dychow_H1	ELH Dychów	Hydro	28
	Dychow_H2		Hydro	29
	Dychow_H3		Hydro	28
	Dolna_Odra_B1	EL Dolna Odra	WK	222
	Dolna_Odra_B2		WK	232
	Dolna_Odra_B3		WK	185
	Dolna_Odra_B5		WK	222
	Dolna_Odra_B6		WK	222
	Dolna_Odra_B7		WK	232
	Dolna_Odra_B8		WK	232
	Jaworzno_3_B3	EL Jaworzno 3	WK	225
	Jaworzno_3_B1		WK	225
	Jaworzno_3_B2		WK	225
	Jaworzno_3_B4		WK	225

Grupa	Jednostki Wytwórcze w modelu PolPower	Agregat	Paliwo podstawowe	Moc osiągalna brutto [MW]
JWCD – Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (jednostki wytwórcze przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV podlegające centralnemu dysponowaniu przez Operatora Systemu Przesyłowego OSP)	Jaworzno_3_B5	EL Jaworzno 3	WK	220
	Jaworzno_3_B6		WK	225
	Karolin_BI3	EC Poznań Karolin	WK	106
	Kozienice_1_B2	EL Kozienice	WK	225
	Kozienice_1_B6		WK	225
	Kozienice_1_B1		WK	215
	Kozienice_1_B3		WK	220
	Kozienice_1_B4		WK	225
	Kozienice_1_B5		WK	225
	Kozienice_1_B7		WK	225
	Kozienice_1_B8		WK	225
	Kozienice_2_B09		WK	560
	Kozienice_2_B10		WK	560
	Lagisza_B1	EL Łagisza	WK	120
	Lagisza_B2		WK	120
	Lagisza_B5		WK	120
	Lagisza_B6		WK	120
	Lagisza_B7		WK	120
	Lagisza_B10		WK	460
	Laziska_2_B1	EL Łaziska	WK	125
	Laziska_2_B2		WK	125
	Laziska_3_B09		WK	230
	Laziska_3_B10		WK	215
	Laziska_3_B11		WK	225
	Laziska_3_B12		WK	225
	Opole_B1	EL Opole	WK	386
	Opole_B2		WK	383
	Opole_B3		WK	383
	Opole_B4		WK	380
	Ostroleka_B_B03	EL Ostrołęka B	WK	226
	Ostroleka_B_B01		WK	221
	Ostroleka_B_B02		WK	200
	Patnow_1_B1	EL Pątnów 1	WB	200
	Patnow_1_B3		WB	200
	Patnow_1_B2		WB	200
	Patnow_1_B4		WB	200
	Patnow_1_B5		WB	200
	Patnow_1_B6		WB	200
	Patnow_2_B9	EL Pątnów 2	WB	464
	Polaniec_B1	EL Polaniec	WK	225
	Polaniec_B2		WK	225
	Polaniec_B3		WK	225

Grupa	Jednostki Wytwórcze w modelu PolPower	Agregat	Paliwo podstawowe	Moc osiągalna brutto [MW]
JWCD – Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (jednostki wytwórcze przyłączone do koordynowanej sieci 110 kV podlegające centralnemu dysponowaniu przez Operatora Systemu Przesyłowego OSP)	Polaniec_B4	EL Polaniec	WK	225
	Polaniec_B5		WK	225
	Polaniec_B6		WK	225
	Polaniec_B7		WK	225
	Porabka_Zar_H1	ELH Porabka Żar	Hydro	135
	Porabka_Zar_H2		Hydro	135
	Porabka_Zar_H3		Hydro	135
	Porabka_Zar_H4		Hydro	135
	Rybnik_B1	EL Rybnik	WK	225
	Rybnik_B2		WK	225
	Rybnik_B3		WK	225
	Rybnik_B4		WK	225
	Rybnik_B5		WK	215
	Rybnik_B6		WK	215
	Rybnik_B7		WK	220
	Rybnik_B8		WK	225
	Siersza_B1	EL Siersza	WK	153
	Siersza_B2		WK	153
	Siersza_B3		WK	123
	Siersza_B6		WK	128
	Siersza_B5		WK	120
	Skawina_2_Tg6	EL Skawina	WK	110
	Hydrozespol_H1	ELH Solina	Hydro	68
	Hydrozespol_H2		Hydro	68
	Hydrozespol_H3		Hydro	31
	Hydrozespol_H4		Hydro	31
	Stalowa_Wola_3_B7	EL Stalowa Wola	WK	125
	Stalowa_Wola_3_B8		WK	125
	Turow_B01	EL Turów	WB	235
	Turow_B02		WB	235
	Turow_B03		WB	235
	Turow_B04		WB	261
	Turow_B05		WB	261
	Turow_B06		WB	261
	Turow_B09		WB	206
	Turow_B10		WB	206
	Zarnowiec_H1	ELH Żarnowiec	Hydro	179
	Zarnowiec_H2		Hydro	179
	Zarnowiec_H3		Hydro	179
	Zarnowiec_H4		Hydro	179
	Zydowo_H1	ELH Żydowo	Hydro	52
	Zydowo_H2		Hydro	51
	Zydowo_H3		Hydro	54

Załącznik 1

Grupa	Jednostki Wytwórcze w modelu PolPower	Agregat	Paliwo podstawowe	Moc osiągalna brutto [MW]
Elektrownie pozostałe	Skawina_2_Tg3_5	EL Skawina	WK	380
	Stalowa_Wola_2	EL Stalowa Wola	WK	91
	EL_Konin	EL Konin	WB	193
	Jaworzno_2	EL Jaworzno 2	WK	190
	EL_Blachownia	EL Blachownia	WK	158
	EL_Halemba	EL Halemba	WK	100
Elektrociepłownie zawodowe	EC_Ostroleka_A	EC Ostrołęka A	WK	75
	EC_Gorzow	EC Gorzów	GAZ	98
	EC_Rzeszow	EC Rzeszów	GAZ	101
	EC_Lublin_Wrotkow	EC Lublin Wrotkow	GAZ	231
	EC_Zielona_Gora	EC Zielona Gora	GAZ	211
	EC_Nowa_Sarzynna	EC Nowa Sarzyna	GAZ	129
	CHP_HC	Elektrociepłownie na węglu kamiennym pozostałe	WK	4 853
	CHP_GAS_OTHER	Elektrociepłownie gazowe pozostałe	GAZ	71
	CHP_BIOMASS	Elektrociepłownie na biomasę	BIOM	253
	CHP_BIOGAS	Elektrociepłownie na biogaz	BIOG	102
Elektrownie i elektrociepłownie przemysłowe	CHPI_HC	EL i EC przemysłowe na węglu kamiennym	WK	1 008
	CHPI_GAS	EL i EC przemysłowe gazowe	GAZ	160
	CHPI_BIOMASS	EL i EC przemysłowe na biomasę	BIOM	72
	CHPI_OIL	EL i EC przemysłowe na olej opałowy	OLE	510
OZE	HYDRO	EL wodne pozostałe	Hydro	650
	WIND_ON	EL wiatrowe	Wiatr	1 800
	PV	EL fotowoltaiczne	PV	1

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. (PSE, 2013c), Statystyki Elektroenergetyki Polskiej 2011 (ARE, 2012b), Katalogu Elektrowni i Elektrociepłowni Zawodowych stan na 31.12.2011 (ARE, 2012c)

PARTNERZY GŁÓWNI:



ZWIĄZEK PRACODAWCÓW
POROZUMIENIE PRODUCENTÓW WĘGLA BRUNATNEGO

PARTNERZY WYDAWNICTWA:

BERENDSEN



FTT WOLBROM®

FAMUR

FAING S.A.



PG SILESIA

- PRACE BADAWCZO
ROZWOJOWE
ANALIZY I EKSPERTYZY
TECHNICZNE
- BADANIA RZECZOZNAWCZE
MASZYN I URZĄDZEŃ
- BADANIA ODBIORCZE
I OKRESOWE STACJI
ELEKTROENERGETYCZNYCH
- WZORCOWANIE PRZYRZĄDÓW
POMIAROWYCH WIELKOŚCI
ELEKTRYCZNYCH
- PROJEKTY EKOLOGICZNE
BADANIA ŚRODOWISKA
NATURALNEGO
I ŚRODOWISKA PRACY
- BADANIA PRODUKTÓW
NAFTOWYCH
- BADANIA ZAGROZEŃ
POŻAROWYCH
I METANOWYCH
- KURSY SZKOLENIA
SEMINARIA
I KONFERENCJE

*Bezpieczeństwo
Technika
Środowisko*



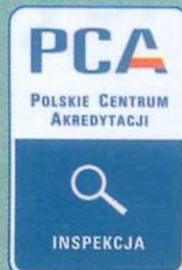
Laureat XII Edycji Konkursu
Śląska Nagroda Jakości



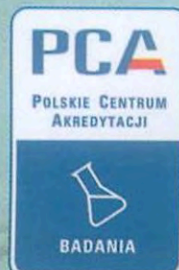
ISO 9001
ISO 27001
PN-N 18001



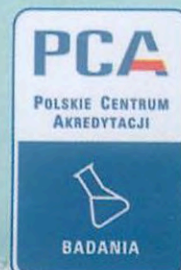
AP 096



AK 008



AB 418



AB 1348



TECHNOLOGIE JUTRA
dla górnictwa
i przemysłu

www.kopex.com.pl



Górnictwa Izba Przemysłowo-Handlowa

ul. Kościuszki 30, 40-048 Katowice

tel.: (+48) 32 757 32 52, (+48) 32 757 32 39, (+48) 32 757 38 21

fax: (+48) 32 757 30 81

e-mail: biuro@giph.com.pl

www.giph.com.pl

ISBN 978-83-904195-6-5