

Plan dekarbonizacji krajowej energetyki
zawodowej na drodze modernizacji
z wykorzystaniem reaktorów jądrowych



KM4.1 Wstępne studia wykonalności reaktory III gen – Kozienice

Wykonawca: Energoprojekt Katowice S.A.



Rewizja 00

Katowice, czerwiec 2025

| | | |
|--------------|---|-----------|
| 3.8. | Układ elektryczny zasilania potrzeb własnych | 42 |
| 3.9. | Wyprowadzenie mocy | 42 |
| 3.9.1. | Charakterystyka ogólna | 43 |
| 3.9.2. | Transformatory blokowe | 43 |
| 3.9.3. | Przedpola transformatorów blokowych | 43 |
| 3.9.4. | Linie elektroenergetyczne wyprowadzenia mocy | 44 |
| 3.9.5. | Stacja elektroenergetyczna Kozienice | 44 |
| 3.9.6. | Inne elektroenergetyczne układy techniczne | 46 |
| 3.10. | Infrastruktura wodno-ściekowa (poza technologią) | 46 |
| 3.11. | Diagnoza możliwości wykorzystania zastanej infrastruktury Obiektu – podsumowanie | 47 |
| 4. | ANALIZA RYNKU DOSTAWCÓW TECHNOLOGII WYMAGANYCH W PROJEKIE INWESTYCYJNYM | 48 |
| 4.1. | Założenia | 48 |
| 4.2. | Rynek dostawców | 49 |
| 4.3. | Rekomendacja typu reaktora (elektrowni jądrowej) wybranego do dalszej analizy | 54 |
| 5. | OPIS PRZYJĘTEGO ROZWIĄZANIA | 54 |
| 5.1. | Zakres ogólny prac demontażowych | 54 |
| 5.2. | Rekomendacja typu układu chłodzenia wybranego do dalszej analizy | 55 |
| 5.3. | Modyfikacje istniejącego, otwartego układu chłodzenia | 55 |
| 5.4. | Obszar zabudowy | 56 |
| 5.5. | Wstępny opis techniczny wybranego reaktora | 57 |
| 5.6. | Układ elektryczny zasilania potrzeb własnych | 60 |
| 5.7. | Wyprowadzenie mocy | 60 |
| 5.7.1. | Uwarunkowania prawne | 61 |
| 5.7.2. | Transformatory blokowe | 62 |
| 5.7.3. | Przedpola transformatorów blokowych | 63 |
| 5.7.4. | Linie elektroenergetyczne wyprowadzenia mocy | 63 |
| 5.7.5. | Rozbudowa stacji elektroenergetycznej Kozienice | 64 |
| 5.8. | Układ regulacji mocy elektrowni jądrowej | 64 |
| 5.9. | Część budowlana i drogowa | 65 |
| 5.10. | Bilanse technologiczne | 68 |
| 6. | SZACUNKOWE NAKŁADY INWESTYCYJNE | 70 |

| | | |
|-------------|---|-----------|
| 6.1. | Struktura CAPEX | 70 |
| 6.2. | Metodologia | 71 |
| 6.3. | Wyznaczenie procentowego rozkładu nakładów inwestycyjnych | 71 |
| 6.4. | Wyznaczenie jednostkowego wskaźnika kosztów budowy bloku AP-1000 wg informacji prasowych | 73 |
| 6.5. | Wyznaczenie dodatkowych kosztów i oszczędności związanych z lokalizacją planowanej inwestycji | 73 |
| 6.6. | Wyznaczenie CAPEX | 75 |
| 6.7. | Porównanie Greenfield vs Brownfield | 78 |
| 7. | ANALIZA EFEKTYWNOŚCI EKONOMICZNEJ DLA SFORMUŁOWANYCH ZAŁOŻEŃ, ROZSZERZONEJ O ANALIZY RYZYKA INWESTYCYJNEGO (ANALIZY WRAŻLIWOŚCI NA ZMIANY OTOCZENIA PRAWNO-EKONOMICZNEGO), | 79 |
| 7.1. | Przedmiot, metodyka i cel analizy | 79 |
| 7.2. | Założenia | 80 |
| 7.2.1. | Nakłady inwestycyjne | 80 |
| 7.2.2. | Stopa dyskontowa | 80 |
| 7.2.3. | Kursy walut | 81 |
| 7.3. | Koszty operacyjne | 81 |
| 7.3.1. | Koszt paliwa | 82 |
| 7.3.2. | Koszty utylizacji wypalonego paliwa jądrowego | 82 |
| 7.3.3. | Koszty uzupełnienia wody | 83 |
| 7.3.4. | Koszty wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych | 83 |
| 7.3.5. | Koszty ubezpieczeń majątkowych | 83 |
| 7.3.6. | Ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej za szkody nuklearne | 83 |
| 7.3.7. | Podatek od nieruchomości | 84 |
| 7.3.8. | Koszty remontów (utrzymania bloku) | 84 |
| 7.3.9. | Koszty przyszłej likwidacji obiektu | 85 |
| 7.4. | Wyniki LCoE | 86 |
| 7.5. | Analiza wrażliwości | 87 |
| 7.6. | Podsumowanie analizy ekonomicznej | 89 |
| 8. | ANALIZA WYMAGANYCH KOMPETENCJI W ZAKRESIE ZARZĄDZANIA ORAZ OBSŁUGI BLOKU JĄDROWEGO O CHARAKTERYSTYCE WŁAŚCIWEJ DLA WARIANTU INWESTYCYJNEGO (W OPARCIU O BAZĘ WYMAGANYCH KOMPETENCJI, STANOWIĄCĄ EFEKT ZADANIA BADAWCZEGO NR 6) | 90 |
| 8.1. | Najistotniejsze elementy procedur w zakresie rozszerzenia lub zdobycia kompetencji wymaganych przez kadry inżynierjno-techniczną modernizowanych elektrowni i bloków energetycznych | 91 |

| | | |
|---------|---|-----|
| 8.2. | Zestawienie stanowisk pracy o największym zatrudnieniu w elektrowni jądrowej | 91 |
| 8.3. | Zestawienie stanowisk pracy o największym zatrudnieniu w elektrowni węglowej | 92 |
| 8.4. | Zestawienie stanowisk pracy o największym niedoborze w elektrowni jądrowej i największej nadwyżce w elektrowni węglowej | 94 |
| 8.5. | Zestawienie informacji o wybranych stanowiskach w elektrowni jądrowej | 96 |
| 8.6. | Inżynier nuklearny | 96 |
| 8.7. | Operatorzy reaktorów jądrowych | 98 |
| 9. | ANALIZA RYZYKA W OBSZARZE ORGANIZACJI I BEZPIECZEŃSTWA MODERNIZACJI I EKSPLOATACJI BLOKÓW ENERGETYCZNYCH Z REAKTORAMI JĄDROWYMI (W OPARCIU O EFEKTY ZADANIA BADAWCZEGO NR 3, FORMUŁUJĄCEGO KLUCZOWE WYMAGANIA ORAZ ZALEŻENIA DOTYCZĄCE BEZPIECZEŃSTWA JĄDROWEGO DLA WYBRANYCH LOKALIZACJI) | 102 |
| 9.1. | Wymagania prawne | 102 |
| 9.1.1. | Ogólne wymagania dotyczące lokalizacji elektrowni jądrowej | 102 |
| 9.1.2. | Ogólne wymagania odnośnie projektu reaktora jądrowego i elektrowni jądrowej | 103 |
| 9.2. | Elektrownia Kozienice | 106 |
| 9.2.1. | Charakterystyka ogólna obiektu | 106 |
| 9.2.2. | Charakterystyka ogólna reaktora AP1000 | 106 |
| 9.2.3. | Ocena retrofitu w aspekcie bezpieczeństwa- Aspekt techniczny | 108 |
| 9.2.4. | Ocena retrofitu w aspekcie bezpieczeństwa- Aspekt organizacyjny- strefy planowania awaryjnego | 109 |
| 9.3. | Podsumowanie | 110 |
| 10. | DIAGNOZA BARIER NATURY PRAWNEJ ORAZ LEGISLACYJNEJ DLA PROCESU INWESTYCYJNEGO | 111 |
| 10.1. | Opis ścieżki proceduralnej dla uzyskania pozwolenia na budowę dla obiektu jądrowego | 111 |
| 10.2. | Bariery natury prawnej oraz legislacyjnej dla procesu inwestycyjnego | 116 |
| 10.2.1. | Rozproszone i nieprecyzyjne regulacje | 116 |
| 10.2.2. | Brak doświadczenia organów administracyjnych zaangażowanych w wydawanie decyzji w procesie uzyskiwania niezbędnych pozwoleń i zezwoleń | 116 |
| 10.2.3. | Dwie odrębne ścieżki oceny projektu budowy elektrowni jądrowej oraz brak odrębnej ścieżki derogacyjnej dla obiektów jądrowych | 116 |
| 10.2.4. | Brak ścieżki adaptacji istniejących obiektów | 117 |
| 10.2.5. | Rekomendacje: | 117 |
| 11. | HARMONOGRAM INWESTYACJI | 117 |
| 12. | ANALIZA SWOT | 119 |

SPIS TABELI

| | |
|--|-----|
| Tabela 1 Zużycie energii elektrycznej w latach 2013-2023 | 10 |
| Tabela 2 Średnie tempo zmian dla produkcji i zużycia energii w wybranych okresach dla okresu 2012 - 2023 | 12 |
| Tabela 3 Bloki gazowo-parowe w aukcjach Rynku Mocy | 17 |
| Tabela 4 Struktura zasobów wytwórczych energii elektrycznej w 2034 roku | 18 |
| Tabela 5 Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto w KSE [MW] | 21 |
| Tabela 6 Wyniki optymalizacji parametrów magazynów energii współpracujących z systemami energetycznymi o przyjętych strukturach | 23 |
| Tabela 7 Harmonogram modernizacji bloków | 26 |
| Tabela 8 Harmonogram wyłączenia bloków | 26 |
| Tabela 9 Parametry jednostek wytwórczych | 27 |
| Tabela 10 Wybrane obiekty planowane do przyłączenia do sieci przesyłowej, do SE Kozienice i stacji sąsiednich zgodnie z [3], [4] | 28 |
| Tabela 11 Porównanie zalet i wad chłodni kominowych z otwartym obiegiem chłodzenia | 32 |
| Tabela 12 Ogólna charakterystyka bloków B1- B11 | 43 |
| Tabela 13 Tabela porównawcza elektrowni jądrowych generacji III/III+ | 51 |
| Tabela 14 Przykłady gabarytów jednostek trójfazowych | 62 |
| Tabela 15 Porównanie kosztów wykonania transformatorów | 62 |
| Tabela 16 Prognozowane parametry bloków AP-1000 w lokalizacji Kozienice | 69 |
| Tabela 17 Prognozowane roczne produkcje dane bloków AP-1000 w lokalizacji Kozienice | 70 |
| Tabela 18 Rozkład procentowy szacowanych nakładów inwestycyjnych bloku AP-1000 | 72 |
| Tabela 19 Klasyfikacja dokładności szacowania CAPEX wg AACE International Recommended Practice | 75 |
| Tabela 20 Szacunkowe koszty budowy dwóch bloków klasy AP-1000 na terenie Elektrowni Kozienice | 77 |
| Tabela 21 Potencjalne koszty uniknięte w oparciu o hipotetyczne wartości przedmiarowe | 78 |
| Tabela 22 porównanie kosztów | 78 |
| Tabela 23 Harmonogram wydatków inwestycyjnych w wariantcie Greenfield, mln PLN netto | 80 |
| Tabela 24 Harmonogram wydatków inwestycyjnych w wariantcie Brownfield, mln PLN netto | 80 |
| Tabela 25 Prognoza kursów walutowych | 81 |
| Tabela 26 Źródła cen paliwa jądrowego | 82 |
| Tabela 27 Zestawienie najliczniejszych stanowisk pracy w elektrowni jądrowej | 92 |
| Tabela 28 Zestawienie najliczniejszych stanowisk pracy w elektrowni węglowej | 93 |
| Tabela 29 Zestawienie najważniejszych stanowisk niedoboru i nadwyżki etatów w elektrowni węglowej i jądrowej | 94 |
| Tabela 30 Analiza SWOT | 119 |

SPIS RYSUNKÓW

| | |
|---|-----|
| Rysunek 1 Polski rynek energii elektrycznej | 9 |
| Rysunek 2 Zużycie energii elektrycznej w Polsce w latach 2009-2023 | 10 |
| Rysunek 3 Struktura zużycia energii elektrycznej w Polsce w 2023 r | 11 |
| Rysunek 4 Produkcja i zużycie energii elektrycznej w Polsce od 2012 roku | 12 |
| Rysunek 5 Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce od 2012 roku | 13 |
| Rysunek 6 Moc zainstalowana w KSE w ostatnich latach | 14 |
| Rysunek 7 Moc zainstalowana elektryczna w Odnawialnych Źródłach Energii | 15 |
| Rysunek 8 Harmonogram wyłączeń bloków węglowych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania. Stan na koniec roku. | 16 |
| Rysunek 9 Prognozowane roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w latach 2024-2040 | 19 |
| Rysunek 10 Średnie wartości wskaźnika LOLE [h/rok] w latach 2025-2040 | 20 |
| Rysunek 11 Średnie wartości wskaźnika EENS [GWh/rok] w latach 2025-2040 | 20 |
| Rysunek 12 Zapotrzebowanie na moc w 2023 roku oraz prognozy zapotrzebowania moc w latach 2035 i 2040 | 22 |
| Rysunek 13 Prognoza struktur źródeł wytwórczych w latach 2035 i 2040 | 23 |
| Rysunek 14 Wycinek Schematu układu wody chłodzącej dla bloków 8 x 200MW | 29 |
| Rysunek 15 Plan sytuacyjny układu chłodzenia bloków 9 i 10 | 30 |
| Rysunek 16 Próg na Wiśle zdjęcie | 33 |
| Rysunek 17 Układ wjazdów do Elektrowni Kozienice | 35 |
| Rysunek 18 Układ dróg w rejonie Elektrowni Kozienice | 36 |
| Rysunek 19 Schemat państwowych linii kolejowych w rejonie Elektrowni Kozienice | 38 |
| Rysunek 20 Schemat linii kolejowych na terenie Elektrowni Kozienice | 39 |
| Rysunek 21 Przykładowa karta badania podłoża gruntowego | 40 |
| Rysunek 22 Obszar zagrożenia powodzią | 41 |
| Rysunek 23 Stacja Elektroenergetyczna Kozienice [6] | 45 |
| Rysunek 24 Schemat parowy bloku AP-1000 | 52 |
| Rysunek 25 Schemat parowy bloku APR-1400 | 53 |
| Rysunek 26 Schemat parowy bloku EPR-1600 | 53 |
| Rysunek 27 Lokalizacja głównych obiektów elektrowni | 55 |
| Rysunek 28 Obszar zabudowy dwóch bloków jądrowych z reaktorami AP-1000 | 56 |
| Rysunek 29 Budynek reaktora | 58 |
| Rysunek 30 Przykładowy układ topologiczny pola blokowego | 63 |
| Rysunek 31 Porównanie szybkości zmiany obciążenia (mocy) w różnych typach elektrowni systemowych | 65 |
| Rysunek 32 Rozmieszczenie głównych budynków bloku jądrowego opartego o reaktor AP 1000 | 66 |
| Rysunek 33 Schemat parowy bloku AP-1000 z układem chłodzenia | 68 |
| Rysunek 34 Wskaźnik dyspozycyjności bloków jądrowych w Europie za lata 2021-2023 wg IAEA | 69 |
| Rysunek 35 Struktura CAPEX | 70 |
| Rysunek 36 Wzór wyznaczenia LCoH | 79 |
| Rysunek 37 Koszty paliwa jądrowego na przestrzeni lat | 82 |
| Rysunek 38 Jednostkowe koszty kapitałowe (Capital) | 84 |
| Rysunek 39 Jednostkowe koszty operacyjne (Operating) | 85 |
| Rysunek 40 Roczne koszty operacyjne dla jednego bloku AP-1000 | 86 |
| Rysunek 41 Porównanie LCoE Brownfield vs. Greenfield dla obu bloków | 86 |
| Rysunek 42 Struktura wyznaczonego LCOE dla bloku AP-1000 (Brownfield) | 87 |
| Rysunek 43 Wyniki analizy wrażliwości – nakłady inwestycyjne i cena paliwa jądrowego | 88 |
| Rysunek 44 Wyniki analizy wrażliwości – dyspozycyjność bloku | 88 |
| Rysunek 45 Wyniki analizy wrażliwość dla zmiennej stopy dyskonta | 89 |
| Rysunek 46 Uproszczony schemat przedstawiający proces uzyskania pozwolenia na budowę dla obiektu jądrowego | 115 |

SPIS ZAŁĄCZNIKÓW

1. Plan zagospodarowania terenu
2. Harmonogram inwestycji.
3. Zestawienie zawodów w siłowni jądrowej i węglowej

1. Podstawowe informacje o przedsięwzięciu

Celem projektu jest opracowanie planu dekarbonizacji krajowego sektora energetycznego na drodze modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych generacji III/III+ i IV.

Postępująca zmiana charakteru polskiego systemu elektroenergetycznego wzmacnia potrzebę opracowania jego spójnej struktury zapewniającej stabilność i bezpieczeństwo. Plan dekarbonizacji powstaje na drodze realizacji siedmiu zadań badawczych i ma stanowić mapę drogową dla przyszłych procesów inwestycyjnych w zakresie polityki Coal-to-Nuclear. W ramach projektu zaplanowano uruchomienie krajowego Klastra Transformacji Energetyki (KTE), który stanowić będzie zaplecze organizacyjne dla działań w procesie transformacji krajowych elektrowni i elektrociepłowni.

Projekt realizowany jest w ramach konsorcjum utworzonego przez pięć podmiotów: Politechnikę Śląską, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Energoprojekt-Katowice SA, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej oraz Fundację Instytut Sobieskiego. Finansowanie projektu uzyskano w ramach VI konkursu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju „Gospostrateg”

2. Analiza rynku w zakresie zapotrzebowania na inwestycje

Głównym celem niniejszego projektu jest zbadanie możliwości zastąpienia źródeł węglowych w obszarze wytwarzania energii elektrycznej energią jądrową z reaktorów generacji III/III+. Rozwiązanie to idealnie wpisuje się w ogólnoeuropejski plan dekarbonizacji i dążenie do zeroemisyjnego europejskiego systemu elektroenergetycznego.

W niniejszym rozdziale zostanie przedstawiona obecna sytuacja w sektorze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce oraz prognozowany jego rozwój w najbliższych kilkudziesięciu latach

z uwzględnieniem innych projektów w tym m.in. planowanych elektrowni jądrowych czy nowych jednostek OZE, opracowany na bazie opublikowanych rządowych planów, dokumentów strategicznych i analiz operatora sieci przesyłowej..

2.1. Obecna charakterystyka rynku energii elektrycznej w Polsce

Polski rynek energii elektrycznej funkcjonuje w oparciu o ustawę „Prawo energetyczne” z dnia 10 kwietnia 1997r. z późniejszymi zmianami. Instytucją regulującą aspekty prawne funkcjonowania rynku jest Urząd Regulacji Energetyki (URE), operatorem systemu przesyłowego jest spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE SA), z kolei obrót energii elektrycznej możliwy jest poprzez Towarową Giełdę Energii (TGE).

W 2024 roku polski rynek energii elektrycznej charakteryzował się następującymi liczbami:



- Produkcja energii elektrycznej
 - 166,99 TWh
- Szczytowe zapotrzebowanie
 - 28,66 GW
- Całkowita moc zainstalowana
 - 72,8 GW
- Średnia hurtowa cena energii
 - 418 PLN/MWh

Źródło danych: ARE, PSE, TGE.

Rysunek 1 Polski rynek energii elektrycznej

2.1.1. Struktura popytu i podaży energii elektrycznej

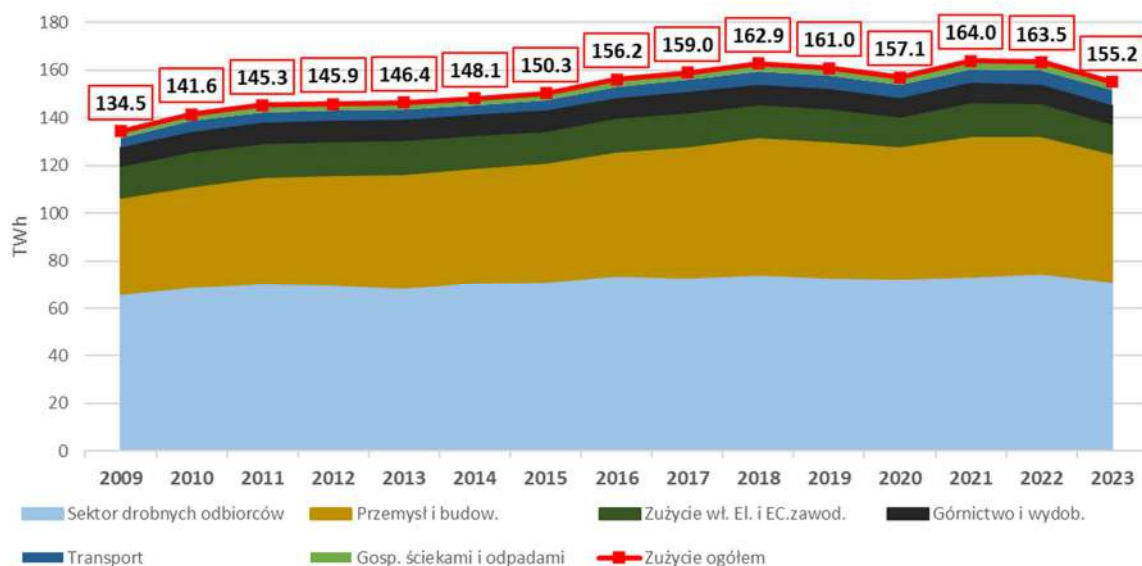
Wymagany poziom produkcji energii elektrycznej wynika z zapotrzebowania na energię elektryczną w obrębie danego systemu elektroenergetycznego. W ciągu ostatnich kilkunastu lat obserwowany był trend wzrostowy zużycia energii elektrycznej w Polsce. Jednakże na przełomie 2019 i 2020 roku w wyniku wybuchu światowej pandemii COVID-19 zaobserwowano spory spadek zużycia energii elektrycznej. Ogłaszane w latach 2020-2021 przez Rząd lockdowny skutkowały ograniczeniem zużycia energii elektrycznej głównie w sektorze przemysłowym, budowlanym oraz drobnych odbiorców. Dopiero od 2022 roku zaobserwowano zużycia energii elektrycznej na poziomie, jaki miał miejsce przed wybuchem pandemii COVID-19.

Szczegółowe dane dotyczące zużycia energii elektrycznej przez poszczególne sektory na przestrzeni ostatnich kilkunastu zaprezentowano w tabeli i na wykresie poniżej. Dla 2024 roku dane nie zostały jeszcze opublikowane, będą dostępne dopiero pod koniec 2025 roku.

Tabela 1 Zużycie energii elektrycznej w latach 2013-2023

| Sektory, TWh | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Zużycie własne elektrowni i elektrociepłowni zawodowych ¹ | 14,1 | 13.5 | 13.4 | 14 | 14.3 | 14 | 13.8 | 12.5 | 14.20 | 13.88 | 12.24 |
| Zużycie własne ciepłowni zawodowych | 0,3 | 0.3 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.2 | 0.23 | 0.16 | 0.19 |
| Górnictwo i wydobywanie | 8,8 | 8.7 | 8.7 | 8.5 | 8.3 | 8.3 | 8.2 | 7.9 | 8.16 | 7.89 | 7.85 |
| Przemysł i budownictwo | 47,9 | 48.2 | 50 | 52.1 | 55 | 57.8 | 57.2 | 55.8 | 58.86 | 57.62 | 54.14 |
| Dostawa wody; gospodarowanie ściekami i odpadami | 2,6 | 2.7 | 2.7 | 2.9 | 3 | 3.1 | 3.1 | 3.1 | 3.32 | 3.28 | 3.27 |
| Transport | 4,1 | 4 | 4.3 | 4.6 | 5.2 | 5.6 | 5.6 | 5.3 | 5.72 | 5.92 | 6.40 |
| Sektor drobnych odbiorców | 68,6 | 70.9 | 71 | 73.9 | 73.1 | 74 | 72.9 | 72.4 | 73.51 | 74.71 | 71.07 |
| Zużycie ogółem² | 146,4 | 148.1 | 150.3 | 156.2 | 159.0 | 162.9 | 161.0 | 157.1 | 164.0 | 163.5 | 155.2 |
| Dynamika zużycia | 100,3% | 101.2% | 101.5% | 103.9% | 101.8% | 102.5% | 98.8% | 97.6% | 104.4% | 99.7% | 94.9% |
| Średnia dynamika z okresu | 100,6% | | | | | | | | | | |

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Zużycie paliw i nośników energii (GUS)



Rysunek 2 Zużycie energii elektrycznej w Polsce w latach 2009-2023

Źródło: opracowanie własne na podstawie: ZUŻYCIE PALIW I NOŚNIKÓW ENERGII (GUS)

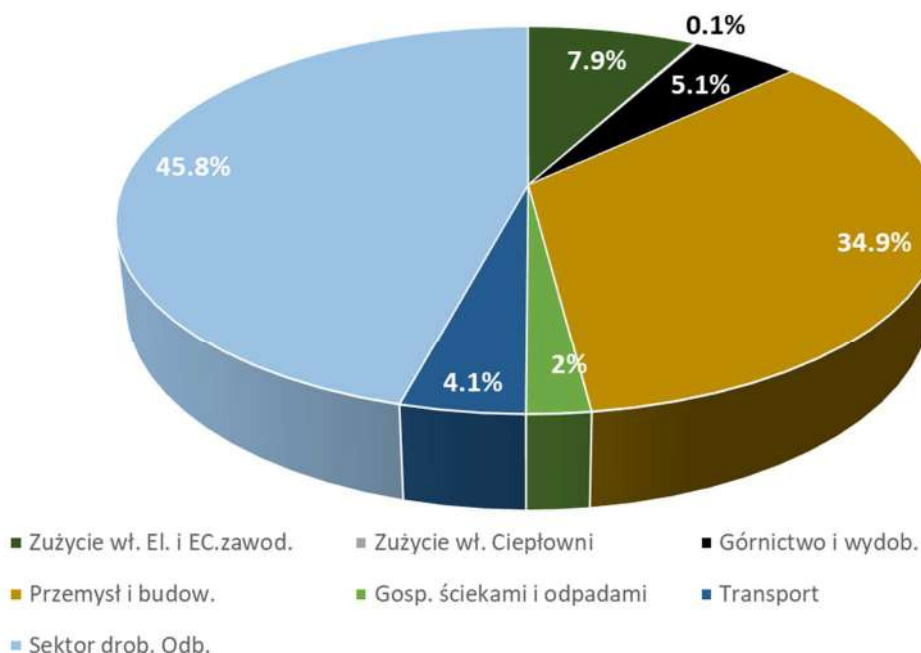
Postępujący wzrost zużycia energii elektrycznej jest kompensowany działaniami w zakresie efektywności energetycznej, stąd spadek zużycia w 2023 roku oraz wyhamowanie obserwowanego od

¹ razem z kotłami ciepłowniczymi energetyki zawodowej

² nie obejmuje zużycia bezpośredniego na ogrzewanie i oświetlenie w podmiotach zaliczanych do sekcji D (PKD2007)

2009 roku wzrostu.

Patrząc z kolei na strukturę zużycia energii, dominującą pozycję zajmuje sektor drobnych odbiorców (w 2023r. – 45,8%). Dużym zużyciem energii charakteryzuje się również przemysł oraz budownictwo (w 2023r. 34,9%). Około 7,9% ogólnego zużycia stanowi zużycie własne elektrowni i elektrociepłowni. Przez sektor górnictwa i kopalnictwa zużywane jest nieco ponad 5% energii. Najmniej energii zużywane jest przez sektor transportu i dostawę wody oraz gospodarowanie odpadami: odpowiednio 4,1% i 2%.



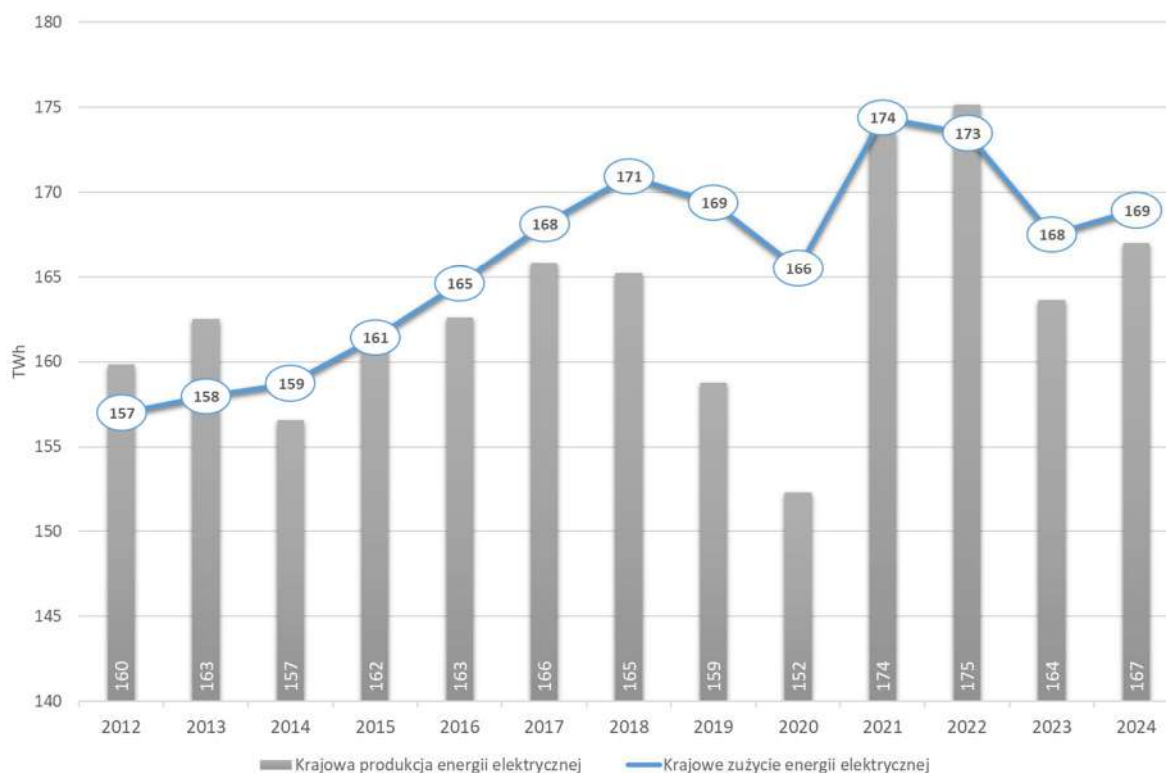
Rysunek 3 Struktura zużycia energii elektrycznej w Polsce w 2023 r

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Zużycie paliw i nośników energii w 2023 R. (GUS)

Spadek zużycia energii elektrycznej w latach 2019-2021 przełożył się również na niższą produkcję energii elektrycznej krajowych źródeł wytwórczych. Na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat produkcja energii elektrycznej w Polsce wykazuje nieznaczny trend wzrostowy pomimo wydarzeń na świecie. W zależności od długości analizowanego przedziału czasowego, przyjmuje on następujące wartości średnioroczne:

- Lata 2022– 2024 (ostatnie 3 lata) – średni wzrost o 2.8%
- Lata 2019– 2023 (5 lat) – średni wzrost o 0.1%
- Lata 2014 – 2023 (10 lat) – średni wzrost o 0.2%

Krajowa produkcja energii elektrycznej w 2024 roku wyniosła 166,99 TWh i była o ponad 2% wyższa niż w 2023 roku, w tym czasie zużycie wzrosło o 0.9%. Tym samym saldo wymiany międzysystemowej wyniosło ok. 2 TWh importu. Na wykresie poniżej zaprezentowano przebieg zmian zapotrzebowania oraz produkcji energii elektrycznej w Polsce okresie od 2012 roku wg danych operatora sieci przesyłowej PSE. Zużycie energii elektrycznej prezentowane przez PSE jest wyższe od zużycia raportowanego przez GUS, co wynikać może m.in. z braku raportowania części odbiorców energii elektrycznej do GUS-u.



Rysunek 4 Produkcja i zużycie energii elektrycznej w Polsce od 2012 roku

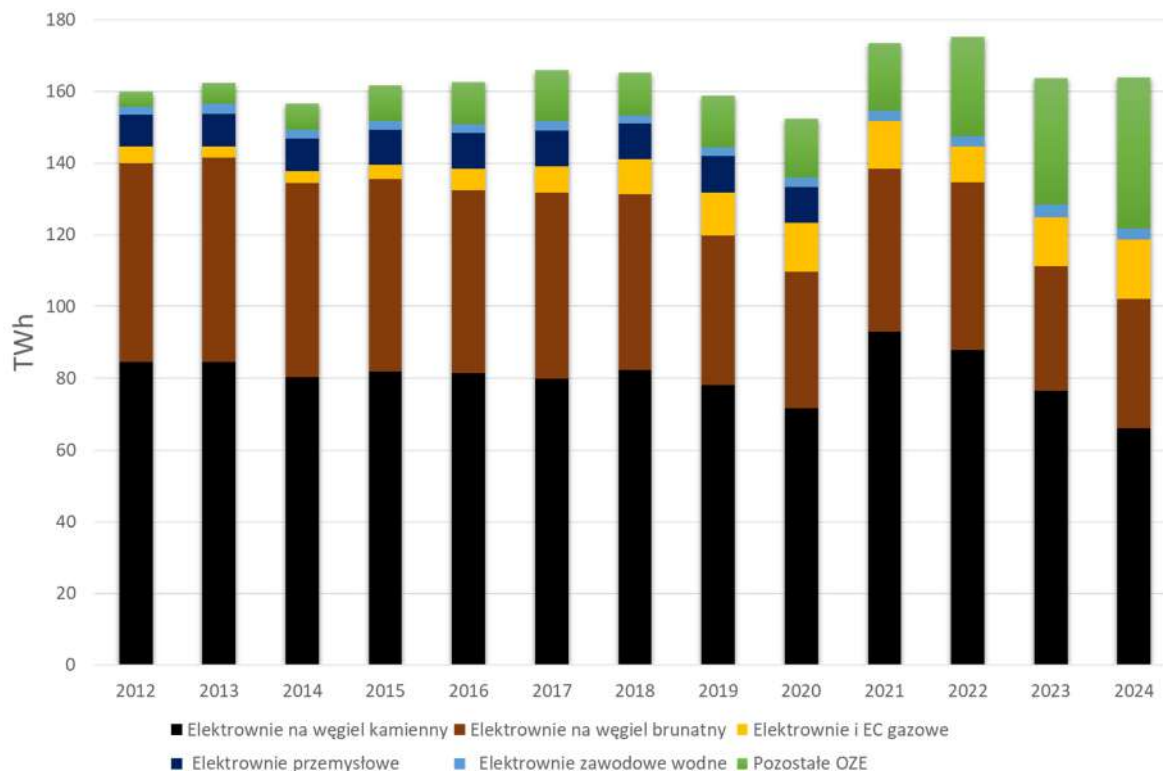
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE

Poniższa tabela prezentuje dynamikę zmian w 3 interwałach czasowych, z której wynika, że produkcja energii w ujęciu długoterminowym rośnie ze sporą fluktuacją w ostatnich latach. Zużycie energii historyczne rosło do okresu pandemii, po czym po dużym wzroście i spadku w ostatnich latach z powrotem przejawia tendencję rosnącą.

Tabela 2 Średnie tempo zmian dla produkcji i zużycia energii w wybranych okresach dla okresu 2012 - 2023

| Dane PSE | 3 ostatnie lata | 5 ostatnich lat | 10 lat |
|-------------------|-----------------|-----------------|--------|
| Produkcja energii | -1,2% | +1.3% | +0.8% |
| Zużycie energii | -1,0% | +/-0% | +0.7% |

Największy udział w produkcji energii elektrycznej w Polsce stanowią źródła spalające węgiel kamienny i brunatny. Z roku na rok widoczny jest jednak spadek udziału tych źródeł ze względu na wzrost produkcji z jednostek OZE. Ponadto pojawiające się nowe bloki na gaz ziemny, zastępujące węglowe źródła, również zwiększyły swój udział w produkcji energii elektrycznej na przestrzeni ostatnich lat. Elektrownie wodne notują stały udział energii elektrycznej podobnie do elektrociepłowni przemysłowych.

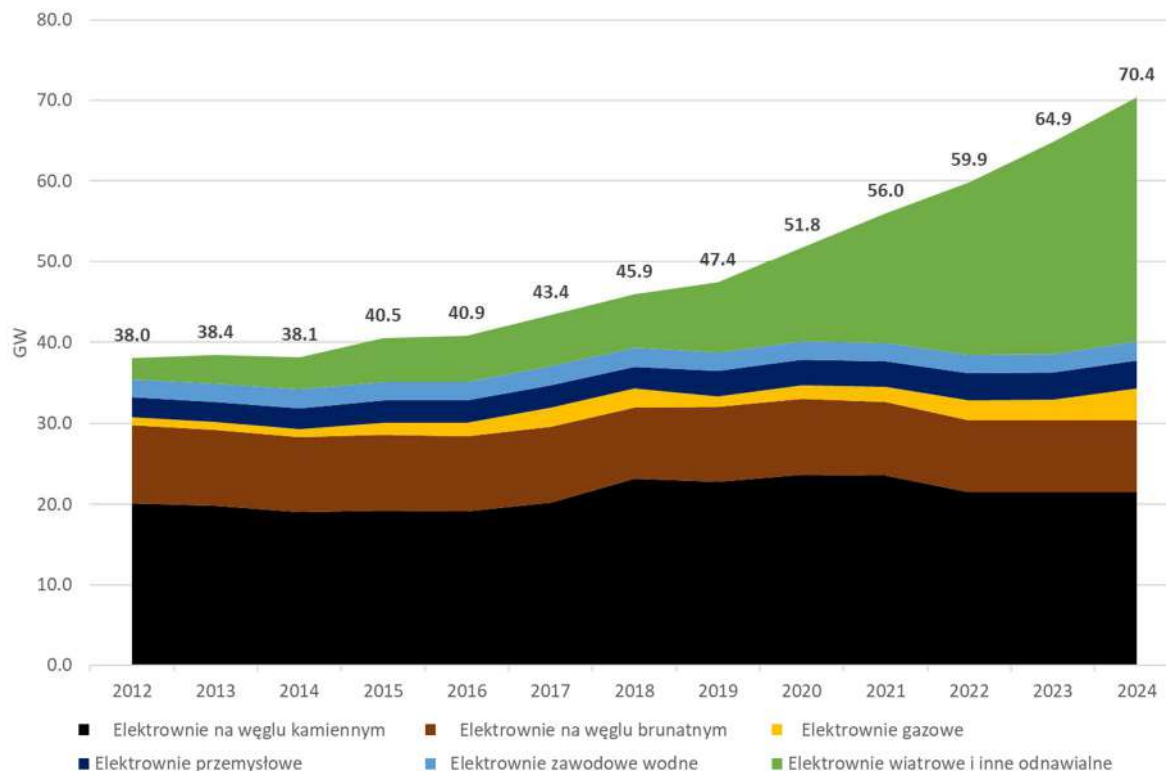


Rysunek 5 Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce od 2012 roku

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE

2.1.2. Struktura mocy zainstalowanej w KSE

Aktualnie polski miks energetyczny w zdecydowanej większości bazuje na węglu, zarówno kamiennym jak i brunatnym. Paliwo węglowe spalane jest przede wszystkim w systemowych blokach kondensacyjnych, jak również w elektrociepłowniach (źródłach kogeneracyjnych) przemysłowych i komunalnych. Zmiany mocy zainstalowanej w ostatnich latach powiązane są głównie z przyrostem Odnawialnych Źródeł Energii. Na poniższym wykresie zaprezentowano zmiany mocy zainstalowanej w KSE w ostatnich latach.



Rysunek 6 Moc zainstalowana w KSE w ostatnich latach

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE oraz ARE (od 2019 roku)

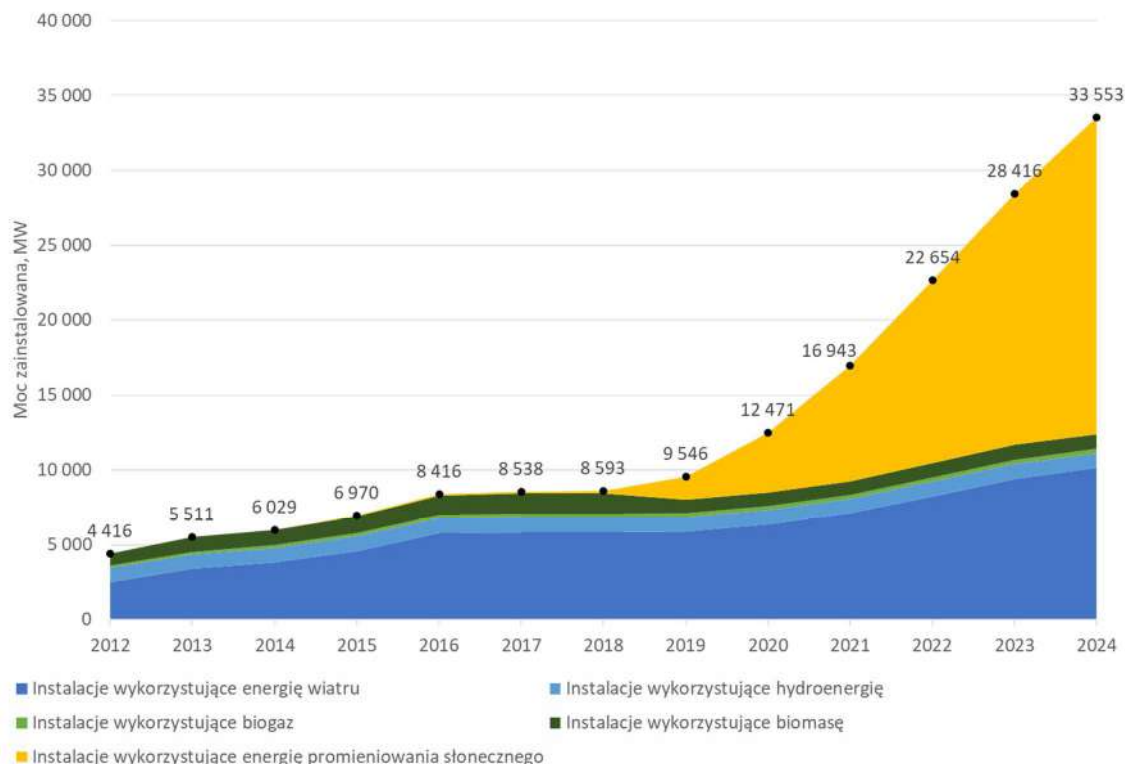
W przypadku nowych konwencjonalnych źródeł wytwórczych, na przestrzeni ostatnich lat do systemu dołączone zostały nowe bloki gazowo-parowe: we Włocławku - 485 MW (2017), Płocku - 630 MW (2018) w Stalowej Woli - 467 MW (2019) oraz w EC Żerań 497 MW (2021). Ponadto w 2024 roku do eksploatacji zostały włączone bloki w Dolnej Odrze o łącznej mocy 1400 MW.

Ostatnie „niegazowe” konwencjonalne inwestycje to oddane w 2019 roku 2 bloki w Opolu o łącznej mocy 1800 MW oraz kilka lat później blok 900 MW w Jaworznie.

Pomimo pojawienia się w/w nowych bloków w systemie, ze względu na wiek pozostałych jednostek pracujących w KSE, polska energetyka nie należy do najmłodszych. Przeważająca część z nich znajduje się w przedziale 40 - 50 lat, a kilkanaście bloków przekroczyło już 50 lat. Średni wiek jednostek wytwórczych w Polsce wynosi ponad 37 lat.

W zakresie Odnawialnych Źródeł Energii w Polsce energia elektryczna pozyskiwana jest z wiatru, zasobów wodnych, stałej biomasy, biogazu i biopaliw ciekłych oraz z promieniowania słonecznego. Zasoby geotermalne są wykorzystywane głównie w zakresie instalacji ciepłowniczych (sektor ciepłownictwa).

W ostatnich latach obserwowany jest gwałtowny rozwój źródeł słonecznych, szczególnie w zakresie prosumenckim – przydomowe instalacje fotowoltaiczne.



Rysunek 7 Moc zainstalowana elektryczna w Odnawialnych Źródłach Energii

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE oraz ARE (od 2019 roku)

Moc zainstalowana elektryczna odnawialnych źródeł energii w Polsce na koniec 2024 roku przekroczyła 32.5 GW (wg ARE). Najwięcej mocy zainstalowanej stanowią źródła słoneczne – ponad 19 GW. Kolejne co do wielkości są instalacje wiatrowe ponad 10 GW.

2.2. Prognoza rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce

Poniższą prognozę rozwoju rynku opracowano na podstawie Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną³, autorstwa PSE oraz innych ogólnodostępnych raportów dotyczących funkcjonowania rynku energii elektrycznej, a także wiedzy EPK wynikającej z wieloletniej działalności na rynku energii elektrycznej.

Przedstawione prognozy mają na celu wskazać, w jakich realiach przedmiotowe przedsięwzięcie może być realizowane oraz jak może przebiegać proces transformacji energetycznej w Polsce.

2.2.1. Prognoza mocy zainstalowanej

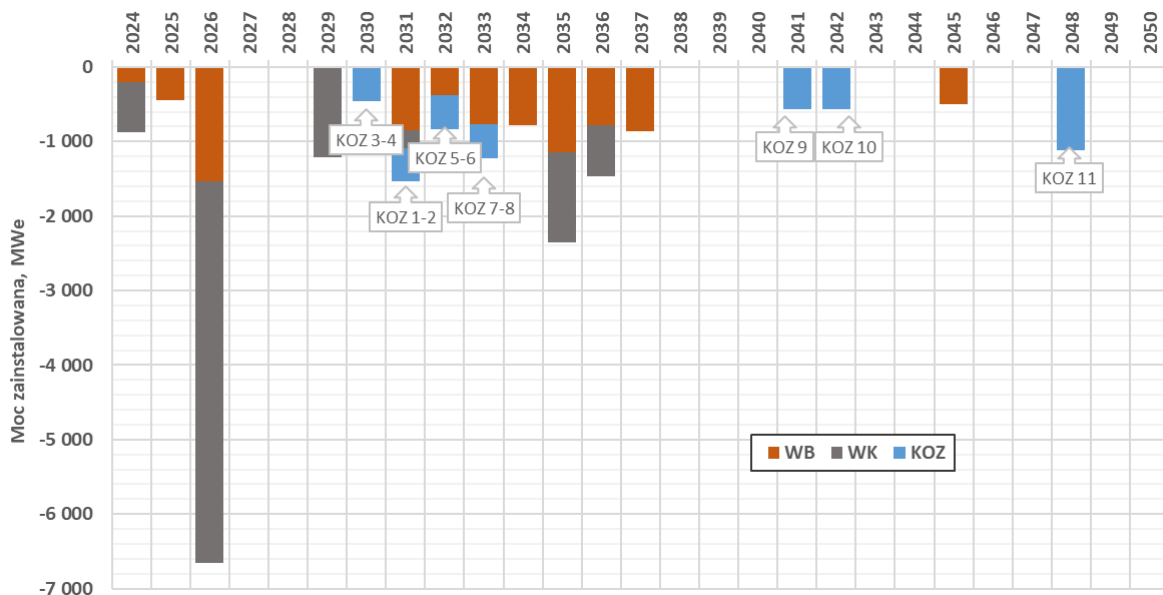
Na przestrzeni lat polski miks energetyczny będzie zmieniał się wraz z postępującą dekarbonizacją sektora wytwarzania energii przy towarzyszącym znaczącym rozwojem OZE. Większość bloków węglowych w Polsce jest zaawansowana wiekowo i ich modernizacja nie ma ekonomicznego sensu przy malejącym wykorzystaniu węgla w miksie energetycznym. Ponadto bloki węglowe cechuje najwyższa jednostkowa emisyjność dwutlenku węgla (kgCO₂/kWh), przez co nie mogą być one finansowane przez chociażby rynek mocy (na ten moment bloki węglowe mogły startować w aukcjach

³ Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034; PSE; Grudzień 2024 r.
<https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>

RM tylko do 2025 roku), rynek finansowy (kredyty inwestycyjne) i jednocześnie mają wysokie koszty emisji CO₂. Szeroko pojęta taksonomia również wyklucza inwestycje w tego typu źródła energii.

Poniżej zaprezentowano harmonogram wyłączeń bloków węglowych na podstawie raportu PSE⁴ (w podziale na węgiel kamienny i brunatny) - te moce w przyszłości będą wymagały odtworzenia w celu utrzymania odpowiedniego poziomu mocy dyspozycyjnej w systemie.

Na schemacie zaznaczono bloki elektrowni Kozenice, która to w tym raporcie rozpatrywana jest pod kątem wykorzystania do zabudowy reaktorów generacji III/III+. Daty odstawień pochodzą ze skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za trzeci kwartał 2024 r.



Rysunek 8 Harmonogram wyłączeń bloków węglowych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania. Stan na koniec roku.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE

W zakresie nowych mocy zakłada się m.in. powstanie nowych bloków gazowo parowych, które zostały zgłoszone na rozstrzygniętych **aukcjach Rynku Mocy**, ostatnia aukcja odbyła się w grudniu 2024 na rok dostaw 2029. W poniższej tabeli zebrano nowe bloki gazowo-parowe, które wygrały aukcje RM, część z nich aktualnie jest w zaawansowanym procesie budowy.

⁴ Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034; PSE; Grudzień 2024 r. <https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>

Tabela 3 Bloki gazowo-parowe w aukcjach Rynku Mocy

| Lp. | Nazwa dostawcy mocy | Lokalizacja | Rok dostaw | Wielkość obowiązku mocowego [MW] | Okres trwania obowiązku mocowego [lata] |
|-----|------------------------------------|-------------|------------|----------------------------------|---|
| 1 | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Dolna Odra | 2024 | 667.6 | 17 |
| 2 | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Dolna Odra | 2024 | 667.6 | 17 |
| 3 | CCGT Grudziądz sp. z o.o. | Grudziądz | 2026 | 518.4 | 17 |
| 4 | PAK CCGT sp. z o.o. | Adamów | 2026 | 493.0 | 17 |
| 5 | CCGT Ostrołęka sp. z o.o. | Ostrołęka | 2026 | 696.0 | 17 |
| 6 | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Rybnik | 2027 | 794.6 | 17 |

Kolejnym źródłem mogącym zastąpić węgiel w miksie energetycznym są elektrownie jądrowe. Aktualną strategię rozwoju energetyki jądrowej w Polsce opisano w opublikowanym w październiku 2020 roku **Programie Polskiej Energetyki Jądrowej**. Zakłada on powstanie 6 bloków jądrowych począwszy od 2033 roku co dwa lata. Sumarycznie powstaną 2 elektrownie jądrowe w dwóch lokalizacjach, każda po 3 bloki. Aktualnie zakłada się, że pierwsza elektrownia powstanie w lokalizacji Lubiawo-Kopalin na morzem Bałtyckim i wykorzystane zostaną reaktory AP-1000 produkcji Westinghouse'a. Z kolei lokalizacja drugiej elektrowni na ten moment nie jest znana, rozważane są różne lokalizacje w tym m.in. Konin, Bełchatów, Połaniec czy właśnie Kozienice.

W **Planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034**, autorstwa PSE przewidziane są również mniejsze bloki jądrowe w technologii SMR (small modular reactor). Zgodnie z raportem PSE na potrzeby wyznaczenia przyszłej struktury wytwarzania wzięto pod uwagę informacje pozyskane od zawodowych wytwórców energii elektrycznej w ramach przeprowadzonego procesu ankietyzacji. Uwzględniono także określone w dokumentach strategicznych plany rozwoju morskich elektrowni wiatrowych oraz energetyki jądrowej. Wzięto pod uwagę informacje na temat wyników przeprowadzonych aukcji OZE, a także głównych krajowych programów wsparcia dedykowanych źródłom prosumenckim oraz wyniki rozstrzygniętych aukcji mocy.

PSE przygotowało prognozowaną strukturę wytwarzania energii elektrycznej w dwóch scenariuszach, scenariuszu SST (Scenariusz Swobodnej Transformacji) i SDT (Scenariusz Dynamicznej Transformacji), które różnią się od siebie głównie w zakresie ilości mocy zainstalowanej źródeł OZE oraz magazynów energii. W poniższej tabeli przedstawiono wyniki analiz PSE.

Tabela 4 Struktura zasobów wytwórczych energii elektrycznej w 2034 roku

| Rodzaj zasobu mocy | Scenariusz SST Moc netto [MW] | Scenariusz SDT Moc netto [MW] |
|------------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Węgiel brunatny | 4 401 | |
| Węgiel kamienny | 6 317 | |
| Węgiel kamienny - źródła szczytowe | 2 277 | |
| Gaz ziemny | 10 772 | |
| Biomasa i biogaz | 2 830 | |
| Duże bloki energetyki jądrowej | 1 146 | 2 292 |
| SMR | 560 | 840 |
| Energia wodna | 1 250 | |
| Elektrownie szczytowo-pompowe | 2 462 | |
| Fotowoltaika | 36 000 | 45 000 |
| Lądowe elektrownie wiatrowe | 16 940 | 19 362 |
| Morskie elektrownie wiatrowe | 10 900 | 11 885 |
| Magazyny energii | 3 750 | 15 207 |
| Elektrociepłownie | 5 217 | |

Źródło: Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025 – 2034, PSE

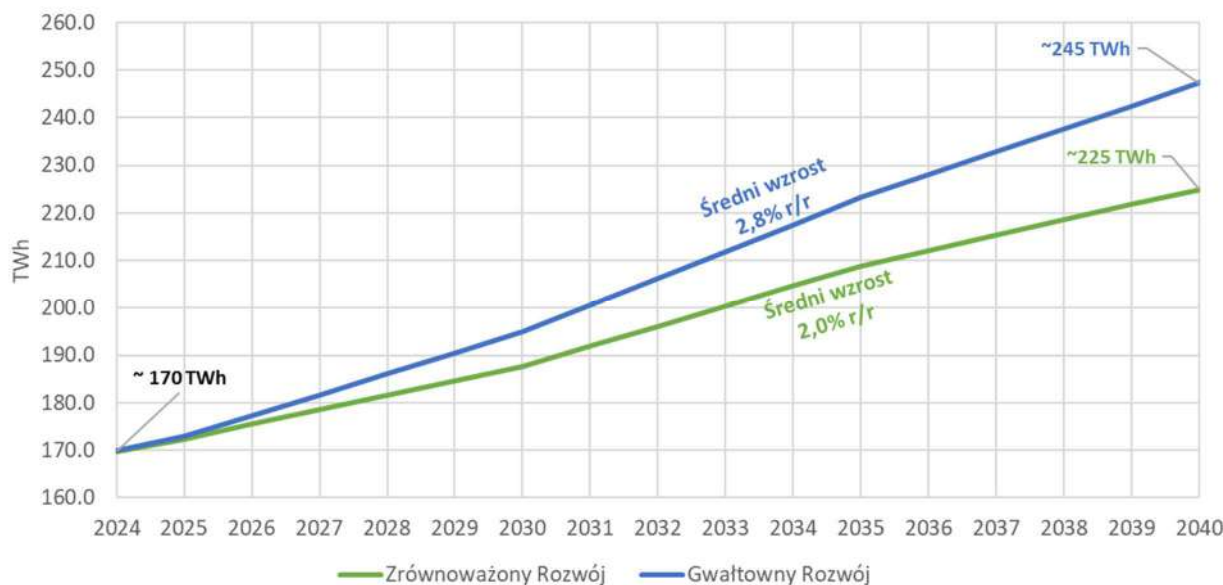
2.2.2. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną PSE

Przestawiona w tym punkcie długoterminową prognozę zapotrzebowania na energię w KSE została przygotowana przez PSE⁵ biorąc pod uwagę:

- historyczne trendy oraz prognozę zużycia energii finalnej.
- makroczynniki wpływające na strukturę zużycia energii w sektorze gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług,
- zmiany zachodzące w obszarze efektywności energetycznej,
- prognozy wzrostu Produktu Krajowego Brutto w poszczególnych sektorach,
- zmiany technologiczne i konsumenckie oraz zmiany wynikające z dyrektyw unijnych w zakresie osiągnięcia przez Polskę wymaganego celu OZE w końcowym zużyciu energii finalnej,
- przewidywane zmiany strukturalne zużycia energii finalnej tj. m. in. wzrost liczby pojazdów elektrycznych, pomp ciepła oraz ogniw paliwowych.

Przygotowana prognoza zakłada dwa scenariusze, które adresują przyjętą ścieżkę rozwoju otoczenia KSE. Pierwszy z nich to scenariusz swobodnej transformacji, drugi dynamicznej transformacji, który zakłada znaczący wzrost zapotrzebowania na energię. Scenariusze te zostały odwzorowane na poniższych wykresach. Oba scenariusze zakładają wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w przyszłości.

⁵ Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034; PSE; Grudzień 2024 r.
<https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>



Rysunek 9 Prognozowane roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w latach 2024-2040

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE

2.2.3. Analiza wystarczalności źródeł wytwórczych

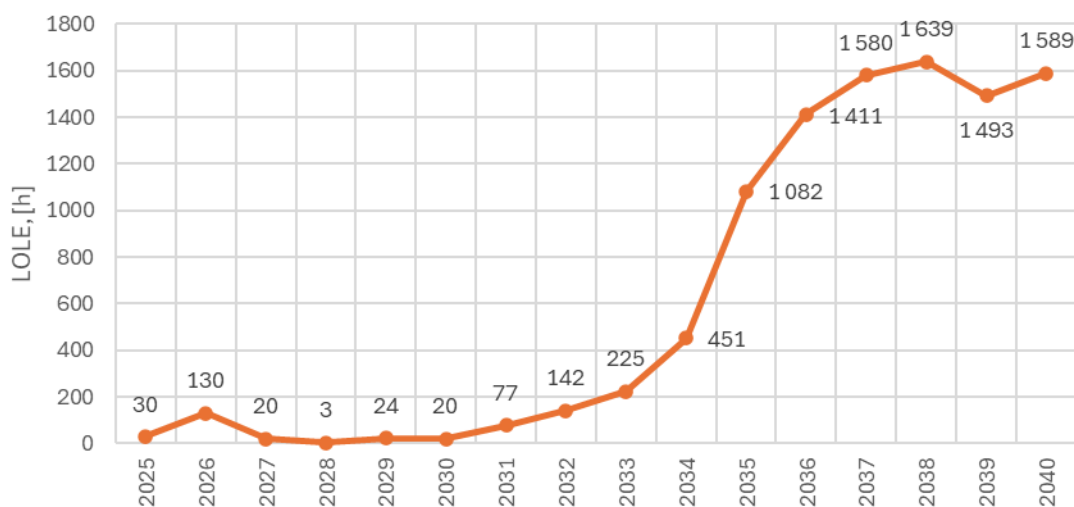
Na podstawie przedstawionego miksowi mocy zainstalowanej oraz prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w raporcie PSE przedstawiono wyniki analiz wystarczalności źródeł wytwórczych oraz bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Do oceny wykorzystano dwa wskaźniki niezawodności systemu elektroenergetycznego LOLE i EENS.

Pierwszy wskaźnik LOLE (The Loss Of Load Expectation) wskazuje średnią liczbę godzin w roku, w których system elektroenergetyczny prawdopodobnie nie będzie w stanie pokryć zapotrzebowania na energię elektryczną w wyniku niedoboru mocy (dyspozycyjnej) w systemie. Wskaźnik ten pomaga operatorowi systemu przesyłowego (PSE) w ocenie, czy krajowy system elektroenergetyczny jest wystarczająco niezawodny. Jako standard bezpieczeństwa przyjmuje wartości wskaźnika LOLE na poziomie nie większym niż 3 godziny w roku (średnia z lat klimatycznych 1982-2019).

Na poziomie międzynarodowym LOLE jest standardem stosowanym w raportach przygotowywanych przez organizacje takie jak ENTSO-E (Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych) w ramach analiz regionalnych i ogólnoeuropejskich, takich jak „Mid-term Adequacy Forecast (MAF)”. Umożliwia on porównanie niezawodności systemów elektroenergetycznych w różnych krajach i identyfikacja potencjalnych zagrożeń w kontekście bilansu energetycznego. LOLE jest również kluczowym elementem analiz związanych z wdrażaniem nowych źródeł OZE, takich jak morskie farmy wiatrowe, gdzie zmienność produkcji energii wymaga precyzyjnych szacunków zapotrzebowania i dostępności mocy.

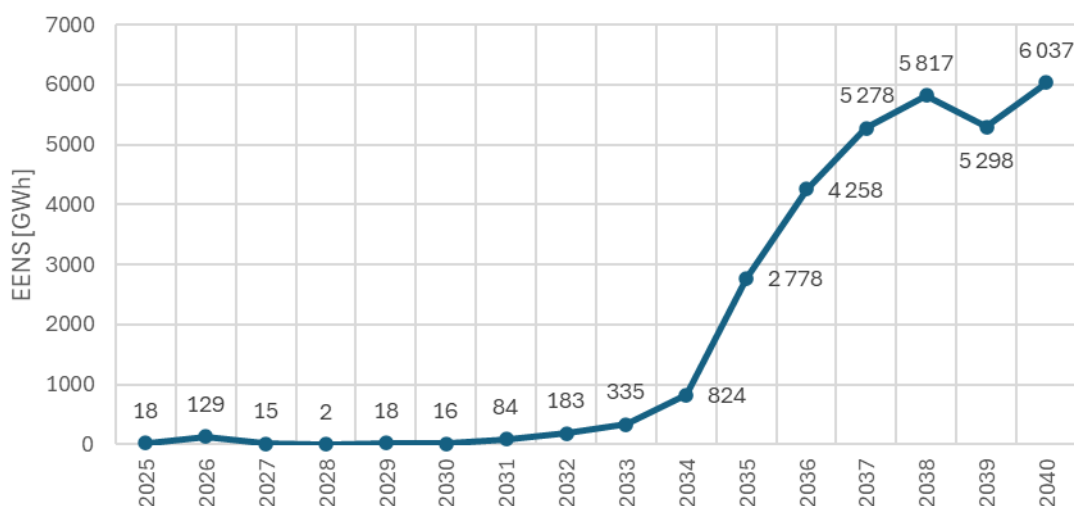
Drugi wskaźnik EENS (Expected Energy Not Served) wskazuje ilość energii elektrycznej (w GWh), która nie będzie dostarczona do odbiorców w wyniku niedoboru mocy w systemie elektroenergetycznym. Jest to szacowana ilość energii, której dostawy mogą zostać przerwane w ciągu roku ze względu na niewystarczającą dostępność źródeł wytwarzania lub ograniczenia przesyłowe.

Poniżej przedstawiono średnie wartości LOLE i EENS wyznaczone w Raporcie PSE⁶.



Rysunek 10 Średnie wartości wskaźnika LOLE [h/rok] w latach 2025–2040

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Raportu PSE



Rysunek 11 Średnie wartości wskaźnika EENS [GWh/rok] w latach 2025–2040

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Raportu PSE

Oba wskaźniki zauważalnie rosną już w 2026 roku, a następnie spadają i rosną znowu po 2030 roku, a w latach 2035–2040 wskaźniki są już kilkadziesiąt razy wyższe od wyjściowych. Na przestrzeni badanego okresu tylko w jednym roku wskaźnik LOLE nie przekracza zakładanych 3h na rok.

2.2.4. Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna

W Raporcie PSE przedstawiono rozwiązanie mające na celu utrzymać przedstawione wskaźniki na jak najniższym poziomie (w tym LOLE<3h). Oszacowano ilość dodatkowej mocy dyspozycyjnej, która musiałaby zostać dodana w danym roku, aby system energetyczny był bezpieczny.

⁶ Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034; PSE; Grudzień 2024 r.

<https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>

Tabela 5 Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto w KSE [MW]

| 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 |
|-------|-------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1 400 | 3 400 | 1 600 | 200 | 1 600 | 1 600 | 3 200 | 4 200 | 5 200 | 6 800 | 9 600 | 11 200 | 12 200 | 12 800 | 12 800 | 13 600 |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Raportu PSE

Już w 2026 roku wymagane będzie dodatkowe 3,4 GWe mocy dyspozycyjnej netto, a po 2030 roku ta wartość dalej rośnie. W 2040 roku wynosi już 4 razy więcej (13,6 GW). Jak wspominają autorzy Raportu, należy mieć na uwadze fakt, że zakładana dodatkowa moc może być wyższa w zależności od:

- wzrostu tempa transformacji energetycznej w kraju – szybszy wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną,
- warunków klimatycznych w przyszłych latach – ostrzejsza zima, mniej słoneczne lato,
- zmiany dat odstawień bloków konwencjonalnych – wcześniejsze niż zakładano w raporcie,
- zmiany dat oddania nowych mocy – późniejsze niż zakładano w raporcie.

Dodatkowo autorzy Raportu przedstawiali potencjalne źródła dodatkowej mocy dyspozycyjnej, którymi mogą być:

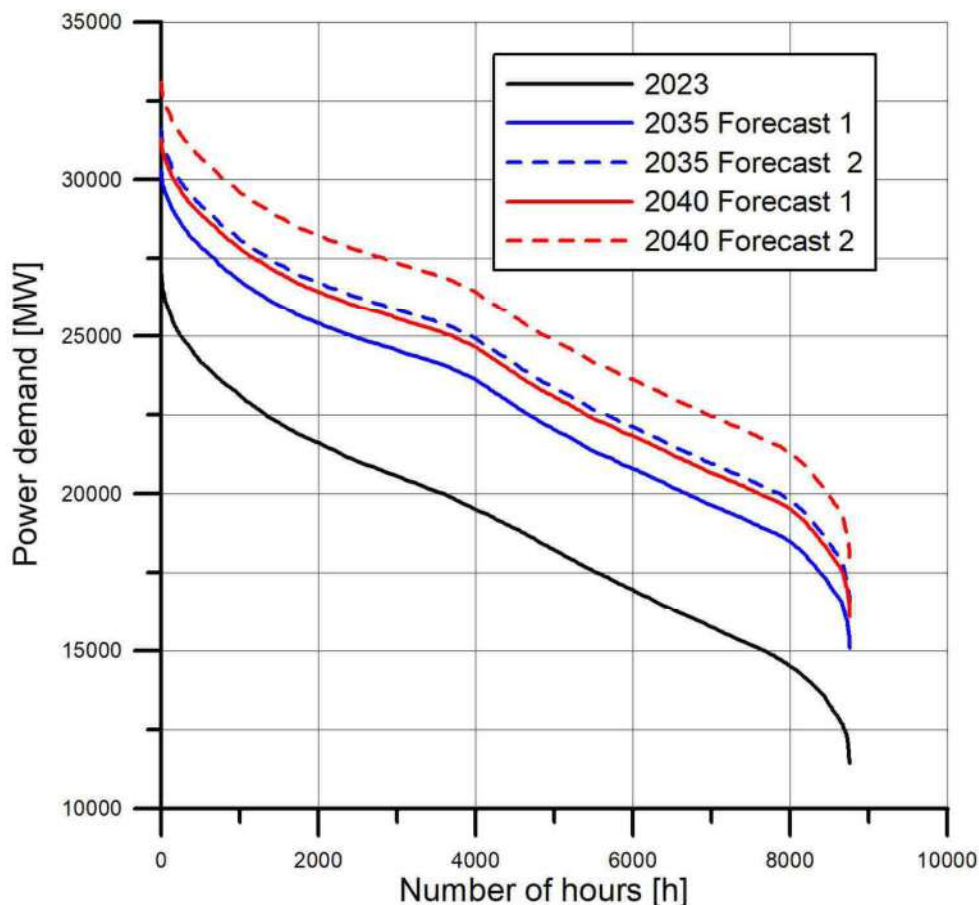
- nowe elektrownie gazowe (ponad te zakontraktowane na rynku mocy),
- przedłużenie eksploatacji istniejących jednostek węglowych (w tym przedłużenie dla nich rynku mocy po 2025 roku),
- nowe magazyny energii (w różnych technologiach) z towarzyszącymi im nowymi źródłami OZE,
- nowe elektrownie biomasowe i biogazowe,
- nowe technologie wodorowe i paliw alternatywnych,
- dodatkowe możliwości importu energii oraz wzrost usług redukcji zapotrzebowania (DSR).

Większość przedstawionych rozwiązań poza jednostkami konwencjonalnymi najprawdopodobniej może nie zapewnić stabilnego pokrycia zapotrzebowania, szczególnie w zakresie dużego wolumenu i ciągłości dostaw.

2.3. Dobór optymalnych struktur systemu

Na podstawie prezentowanej prognozy PSE rozwoju zapotrzebowania oraz miksu energetycznego zespół naukowców z Politechniki Śląskiej w Gliwicach wykonał modelową optymalizację struktury systemu elektroenergetycznego w Polsce.

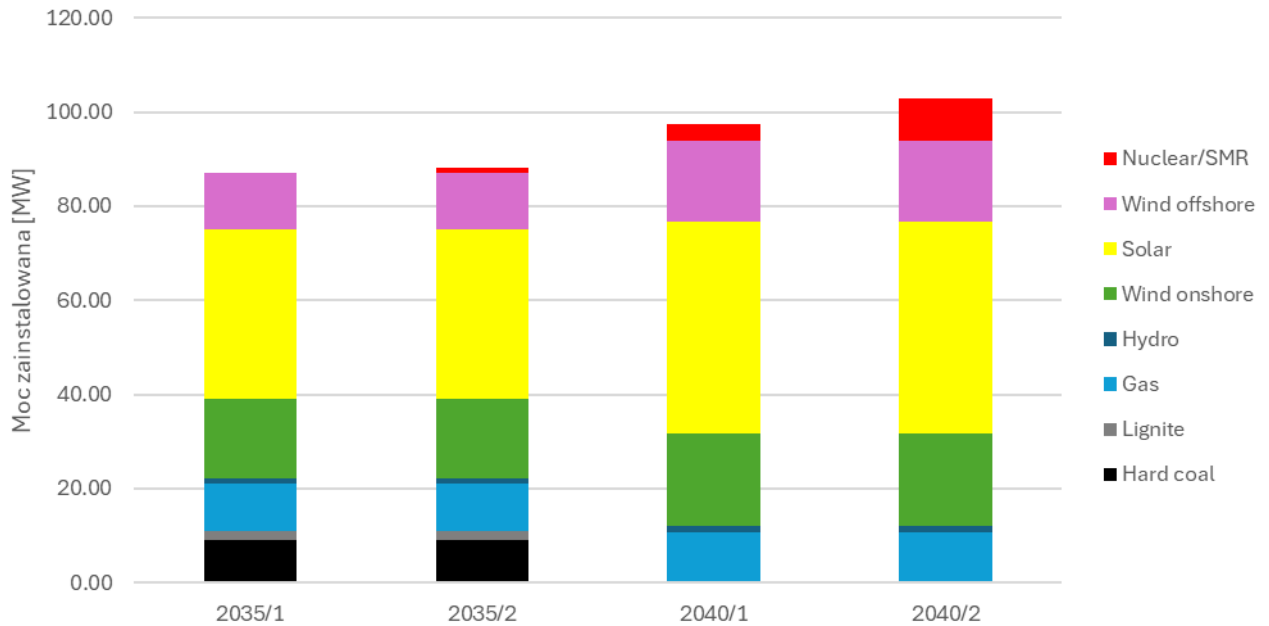
W pierwszej kolejności dla obu scenariuszy PSE rozwoju zapotrzebowania na energię elektryczną wykonana została estymacja godzinowego przebiegu zmian zapotrzebowania dla lat 2035 i 2040. Na poniższym rysunku przedstawiono porównanie przebiegów dla różnych lat w podziale na oba scenariusze.



Rysunek 12 Zapotrzebowanie na moc w 2023 roku oraz prognozy zapotrzebowania moc w latach 2035 i 2040

Źródło: Prezentacja Inwestycje jądrowe a bezpieczeństwo energetyczne kraju; A. Rusin, A. Wojaczek, PŚ

W drugim kroku ustalono prognozowany miks energetyczny w dwóch przypadkach, z większym i mniejszym rozwojem energetyki jądrowej (rozumianej jako jednostki wielkoskalowe oraz SMR). Założono również osiągnięcie prognozowanych na 2034 rok mocy OZE ze scenariusza dynamicznej transformacji w 2040 roku. Ponadto w miksie po 2040 roku nie zakładano jednostek węglowych oraz przyjęto, że nie przybędzie nowych jednostek gazowych. Miks energetyczny nie uwzględnia na tym etapie magazynów energii, ponieważ wymagana moc i pojemność magazynów energii była wynikiem niniejszej optymalizacji.



Rysunek 13 Progniza struktur źródeł wytwórczych w latach 2035 i 2040

Źródło: Opracowanie własne na podstawie prezentacji: Inwestycje jądrowe a bezpieczeństwo energetyczne kraju; A. Rusin, A. Wojaczek, PŚ

Dla przyjętej wstępnie struktury źródeł mocy w systemie oraz charakterystyki zapotrzebowania na moc w danym roku dobrana została optymalna pojemność magazynów energii oraz ich moc, aby wspomniany system energetyczny wspomagany tymi magazynami zapewnił wymaganą niezawodność dostaw energii. Ten wymagany poziom niezawodności przyjęto jako graniczną wartość wskaźnika LOLE wynoszącą 3 godz./rok.

Tabela 6 Wyniki optymalizacji parametrów magazynów energii współpracujących z systemami energetycznymi o przyjętych strukturach

| Rok/system | Prognoza zapotrzebowania | LOLE początkowe [h] | Pojemność magazynu [MWh] | Moc magazynu [MW] | Liczba godzin pustego magazynu [h] | Liczba godzin pełnego magazynu [h] | Końcowe LOLE [h] | |
|------------|--------------------------|---------------------|--------------------------|-------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------|--|
| 2035/1 | Prognoza 1 | 30.5 | 7300 | 1400 | 65 | 7791 | 3.00 | |
| 2035/2 | Prognoza 2 | 156.1 | 16400 | 2900 | 104 | 7199 | 2.99 | |
| 2035/2 | Prognoza 1 | 42.4 | 8700 | 1600 | 72 | 7696 | 2.99 | |
| 2040/1 | Prognoza 2 | 811.6 | 220000 | 5600 | 5 | 4822 | 3.22 | |
| 2040/2 | Prognoza 1 | 3.7 | Magazyn niepotrzebny | | | | | |
| 2040/2 | Prognoza 2 | 90.5 | 11100 | 2000 | 72 | 7607 | 3.03 | |

Źródło: Opracowanie własne na podstawie prezentacji: Inwestycje jądrowe a bezpieczeństwo energetyczne kraju; A. Rusin, A. Wojaczek, PŚ

Konkludując, utrzymanie niezawodności KSE na odpowiednim poziomie wymaga obecności w systemie odpowiedniej do zapotrzebowania liczby stabilnych źródeł energii, których w obecnej sytuacji nie można w pełni zastąpić źródłami wiatrowymi i słonecznymi. Rolę taką mogłyby spełniać elektrownie jądrowe uzupełniane blokami gazowymi. Istotną rolę stabilizującą system o dużym udziale odnawialnych źródeł energii muszą pełnić magazyny energii, o odpowiedniej pojemności i mocy.

Do czasu wybudowania i uruchomienia w/w nowych źródeł energii i odpowiedniej liczby magazynów energii niezawodną pracę systemu energetycznego mogą zapewniać jedynie istniejące bloki węglowe oraz nowe bloki gazowe.

2.4. Podsumowanie analizy rynku energii

- Analizując obecną sytuację na rynku energii elektrycznej należy przypuszczać, że zapotrzebowanie na energię elektryczną w perspektywie kilkudziesięciu lat będzie rosnąć. W związku z czym produkcja energii elektrycznej powinna również rosnąć lub utrzymywać się na poziomie umożliwiającym zbilansowanie systemu w połączeniu z np. importem energii lub redukcją zapotrzebowania.
- Przedstawiony harmonogram odstawień bloków węglowych wskazuje na spory spadek mocy w źródłach węglowych w najbliższych latach. W lokalizacji Kozienice wyłączenia bloków klasy 200 MW prognozowane są na początek lat 30, a bloków klasy 500 na początku lat 40 XXI wieku. Większość elektrowni węglowych jest już zaawansowana wiekowo i trudno o wydłużanie ich pracy. Z kolei wszystkie planowane nowe bloki gazowe najprawdopodobniej nie zastąpią 1:1 źródeł węglowych.
- Biorąc pod uwagę obecną sytuację sektora wytwarzania energii elektrycznej oraz wyznaczonego kierunku dążenia do zeroemisyjnego systemu przez kraje UE wydaje się zasadne powstawanie nowych inwestycji opartych o atom. Z kolei jednostki gazowe z mniejszym wskaźnikiem emisji CO₂ mają charakter przejściowy w drodze do zeroemisyjnej produkcji energii elektrycznej, co również będzie egzekwowane przez UE (choćby poprzez mechanizmy finansowania inwestycji – wykluczenie paliw kopalnych, taksonomię, ślad węglowy, wymogi dot. sprawozdawczości w zakresie zrównoważonego rozwoju, w szczególności dyrektywę CSRD, itp.).
- Prognozowany duży wzrost OZE (ponad 30 GW w PV na rok 2034 wg prognoz PSE) i ich "pierwszeństwo" w sprzedaży energii elektrycznej może utrudniać pracę dużych jednostek konwencjonalnych poprzez ograniczanie ich wykorzystania na rynku. Nawet pomimo zakładanego rozwoju magazynowania energii elektrycznej w systemie mogą być wymagane sterowalne jednostki, które zadbają o bezpieczeństwo energetyczne po stronie wytwórczej, szczególnie w lokalizacji Kozienice, która to zabezpiecza środkową część Polski.
- Zgodnie z wykonaną przez Politechnikę Śląską optymalizacją SE, bez stabilnych źródeł wytwórczych (jak atom) system elektroenergetyczny w Polsce do osiągnięcia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa energetycznego (LOLE < 3h/rok) będzie potrzebował magazynów o bardzo wysokich pojemnościach (nawet ponad 220 GWh) z dużą ilością przepracowanych cykli (co wpływa na żywotność magazynów).
- Z kolei według z analiz PSE bez dodatkowych mocy dyspozycyjnych być może nie będzie możliwe zapewnienie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego lub uruchomione zostaną inne mechanizmy (DSR, interwencyjny import energii), które mogą powodować wzrost kosztów energii elektrycznej lub w sytuacji krytycznej do blackout'u.

3. Szczegółowa diagnoza stanu technicznego zastanej infrastruktury obiektu w kontekście możliwości wykorzystania dla potrzeb bloku jądrowego, włączając także infrastrukturę niezbędną dla funkcjonowania elektrowni, tj. sieci przesyłowe, infrastrukturę drogową i kolejową, zewnętrzne i wewnętrzne źródła wody

3.1. Informacje ogólne

Elektrownia Kozienice jest drugą co do wielkości jednostką opalaną węglem w Polsce, natomiast wśród elektrowni wykorzystujących węgiel kamienny pierwszą. Jednostka energetyczna położona jest w Świerżach Górnych w okolicy Kozienic, wchodzących w skład województwa mazowieckiego.

3.1.1. Istniejące jednostki wytwórcze

W Elektrowni Kozienice pracuje aktualnie 11 bloków⁷

- Bloki 1-8 o mocy 200 MW
- bloki 9-10 mocy 500 MW
- blok 11 o mocy 1075 MW.

Bloki o mocy 200 MW były oddawane do użytku w latach:

- blok nr 1 – 1972 rok
- blok nr 2, 3, 4, 5 – 1973 rok,
- blok nr 6, 7 – 1974 rok
- blok nr 8 – 1975 rok.

Bloki o mocy 500 MW były oddawane do użytku w latach:

- blok nr 9 – 1978 rok,
- blok nr 10 – 1979 rok.

Blok o mocy 1075 MW oddano do użytku w roku 2017.

Dodatkowo elektrownia wyposażona jest w agregat prądotwórczy napędzany silnikiem wysokoprężnym o mocy elektrycznej 0,72 MW_e. W elektrowni oprócz mocy elektrycznej wytwarzane jest także ciepło w układzie skojarzonym, w którym para dostarczana jest z upustów turbin parowych poprzez stacje redukcyjno-schładzające do trzech członów ciepłowniczych o wydajności 35 MW każdy. Osiągalna moc cieplna elektrowni wynosi 266 MW_t.

Bloki nr 1-10 wykorzystują otwarty układ chłodzenia skraplaczy za pomocą wody pobieranej z rzeki Wisły. Blok numer 11 posiada zamknięty układ chłodzenia wykorzystujący chłodziw kominową, co w niewielkim stopniu wpływa na pobór wody z rzeki. Woda pobierana jest wyłącznie na cele uzupełniania układów bloku w ilości około 0,7m³/s.

⁷ <https://elektrowniakozienice.com/o-elektrowni/dane>, https://pl.wikipedia.org/wiki/Enea_Wytwarzanie

Bloki są systematycznie modernizowane, wedle poniższego harmonogramu:

Tabela 7 Harmonogram modernizacji bloków

Tabela 17 Wykaz prognozowanych inwestycji w Elektrowni „Kozienice” S.A do 2030 r dla wariantu budowy Nowego Bloku 1000 MW

| Wyszczególnienie | 2008 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Likwidacja istniejących bloków | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Instalacja odsiarczania spalin i nowy komin nr 5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Metoda mokra Blok Nr 10 i komin nr 5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Instalacja odazotowania spalin - SCR | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Wymiana elektrofiltrów | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Blok Nr 10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Uwaga, Prognozowane daty wycofania bloków 1-3 oraz zabudowy instalacji katalizycznego odazotowania spalin i elektrofiltrów mają charakter wstępny. Mogą się one zmienić w zależności od ostatecznie uchwalonych wymagań dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych oraz ze względu na fakt, że projekt zabudowy SCR jest w fazie przygotowania założeń do projektowania.

Wyłączenia bloków nr 1-10 oraz 11 planowane są wedle poniższego harmonogramu⁸

Tabela 8 Harmonogram wyłączenia bloków

Elektrownia Kozienice

| Blok | B1 | B2 | B3 | B4 | B5 | B6 | B7 | B8 | B9 | B10 | B11 |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| Moc zainstalowana [MW] | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 230 | 560 | 560 | 1 112 |
| Planowany rok wyłączenia z produkcji | 2025 | 2025 | 2025 | 2025 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 | 2041 | 2042 | 2048 |

⁸ Pozostałe informacje do rozszerzonego skonsolidowanego raportu ENEA S.A. za trzeci kwartał 2023 r

Parametry jednostek wytwórczych w Elektrowni Kozienice⁹ :

Tabela 9 Parametry jednostek wytwórczych

| Moc Elektrowni Kozienice 4016 MW | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| Moc Bloków energetycznych [MW] | | | | | | | | | | |
| B1 | B2 | B3 | B4 | B5 | B6 | B7 | B8 | B9 | B10 | B11 |
| 228 | 228 | 225 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 560 | 560 | 1075 |
| Poziom napięcia Bloków [kV] | | | | | | | | | | |
| 220 | 110 | 220 | 220 | 220 | 110 | 220 | 220 | 400 | 400 | 400 |

Moc z jednostek wytwórczych przesyłana jest liniami napowietrznymi do Stacji Elektroenergetycznej Kozienice¹⁰

3.1.2. Planowane jednostki wytwórcze

Możliwość przyłączenia nowych źródeł wytwórczych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego zależy będzie silnie od geograficznej, wzajemnej alokacji źródeł wytwórczych i konsumentów energii elektrycznej, zdolności przesyłowej sieci oraz czasu w którym przyłączenie nowych jednostek wytwórczych będzie miało mieć miejsce. Rozważania objęte niniejszym studium dotyczą przyłączenia do systemu elektroenergetycznego nowych jednostek wytwórczych opartych o reaktory jądrowe III generacji, w perspektywie terminowej powyżej dekady. Biorąc pod uwagę przytoczone założenia czasowe realizacji źródeł jądrowych, na ocenę możliwości realizacji niniejszego projektu w analizowanej lokalizacji wpływ będą miały aktualnie planowane do realizacji źródła wytwórcze, z którymi analizowany projekt konkurował będzie w momencie gdy powstanie, o zdolności przesyłowej sieci.

Zgodnie z Art. 7 ust 8l pkt 1 ustawy Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest zobowiązane sporządzać informacje dotyczące podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lokalizacji przyłączeń, mocy przyłączeniowej, rodzaju instalacji, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej.

Analizowana lokalizacja projektu położona jest bezpośrednio przy istotnym węźle sieciowym, Stacji Elektroenergetycznej (SE) Kozienice. Głównym konkurentem o zdolności przesyłowej sieci z analizowanym projektem będą aktualnie planowane do przyłączenia do SE Kozienice i stacji z nią sąsiadujących, źródła wytwórcze i magazyny energii (także rezerwujące zdolności sieci na wysył mocy z obiektu), oraz sieci dystrybucyjne (posiadające generacje). Zgodnie z aktualnymi danymi publikowanymi przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (PSE), tj. operatora sieci przesyłowej 220 kV i 400 kV na terenie na którym planowany jest analizowany projekt, w rejonie SE Kozienice i stacji jej najbliższych planowana jest realizacja następujących obiektów wytwórczych i magazynowych:

⁹ Nowa Energia nr 2 (67)/2019 artykuł Grzegorz Kotte, Piotr Oberc, Mariusz Opiński, Enea Wytwarzanie Sp. z o.o. „Najnowocześniejszy, największy, najsprawniejszy...”

¹⁰ <https://www.openstreetmap.org/way/173582810#map=16/51.6627/21.4656>

Tabela 10 Wybrane obiekty planowane do przyłączenia do sieci przesyłowej, do SE Kozienice i stacji sąsiednich zgodnie z **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania., Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**

| L.p. | Miejsce przyłączenia (SE) | Moc [MW] | Rodzaj instalacji | Data doręczenia/ określenia Warunków Przyłączenia |
|------|---------------------------|----------|------------------------------|---|
| 1 | Kozienice | 2420 | blok gazowo parowy | 2022.06.10 |
| 2 | Rożki | 100,05 | instalacja fotowoltaiczna | 2022.05.06 |
| 3 | Siedlce Ujrzanów | 85,8 | farma wiatrowa | 2022.10.03 |
| 4 | Lublin Systemowa | 300,15 | instalacja fotowoltaiczna | 2023.11.02 |
| 5 | Kozienice | 112 | magazyn energii elektrycznej | 2019.11.04 |
| 6 | Siedlce Ujrzanów | 600 | magazyn energii elektrycznej | 2020.02.12 |
| 7 | Stanisławów | 132,9 | system dystrybucyjny | 2021.07.05B |
| 8 | Stanisławów | 202,44 | system dystrybucyjny | 2022.12.05 |
| 9 | Siedlce Ujrzanów | 202,44 | system dystrybucyjny | 2023.06.09 |
| 10 | Stanisławów | 50,6 | magazyn energii elektrycznej | 2023.06.29 |
| 11 | Ostrowiec | 50,6 | magazyn energii elektrycznej | 2023.07.04 |
| 12 | Rożki | 200 | magazyn energii elektrycznej | 2023.08.18 |
| 13 | Rożki | 100 | system dystrybucyjny | 2023.08.22 |
| 14 | Siedlce Ujrzanów | 99,53 | magazyn energii elektrycznej | 2023.10.06 |
| 15 | Lublin Systemowa | 99,53 | magazyn energii elektrycznej | 2023.10.11 |

łącznie do SE Kozienice oraz stacji będących w jej bezpośrednim sąsiedztwie planowane jest przyłączenie obiektów o łącznej mocy ~4,7 GW, w tym wyłącznie do SE Kozienice ~2,5 GW. Planowany blok gazowo parowy z miejscem przyłączenia w SE Kozienice realizowany jest przez ENEA Elkogaz Sp. z o.o., będącą własnością ENEA S.A., tj. właściciela (poprzez Enea Wytwarzanie SP. z o.o.) Elektrowni Kozienice **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania..**

3.2. Konkluzje BAT i związane z nimi planowane wyłączenia bloków węglowych

W ostatnich latach produkcja energii z węgla w UE drastycznie spada, a większość państw członkowskich planuje odejście od energetyki węglowej do 2030 roku. Węgiel jako źródło energii nie będzie opłacalny w Polsce z ekonomicznego punktu widzenia; np. z powodu rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ i kosztów produkcji energii.

Zgodnie z obowiązującymi pozwoleniami zintegrowanymi¹¹, obie instalacje energetycznego spalania paliw (tj. kotły nr od 1 do 10, jak i kocioł nr 11); od 18.07.2021 powinny spełniać wymagania Konkluzji BAT, dla dużych obiektów energetycznego spalania (tj. decyzji wykonawczej komisji (UE) 2021/2326).

W ww. pozwoleniach tych nie ma mowy o derogacjach dla instalacji, czy też włączeniach jakichś bloków, ze względu na nie dotrzymanie wymagań Konkluzji BAT. Dodatkowo oba pozwolenia wydane zostały na czas nieoznaczony. Niemniej jednak, ze względu na konieczność aktualizacji dokumentów referencyjnych BAT w cyklu ośmioletnim, można spodziewać się, że wymagania dla instalacji energetycznego spalania będą weryfikowane i mogą być zastrzeżone, w szczególności w zakresie paliwa węglowego. Tym samym eksploatowane w Kozienicach jednostki, mogą po prostu nie spełnić wymogów nowych/ostrzejszych Konkluzji BAT. Dostosowanie ww. bloków – biorąc w szczególności pod

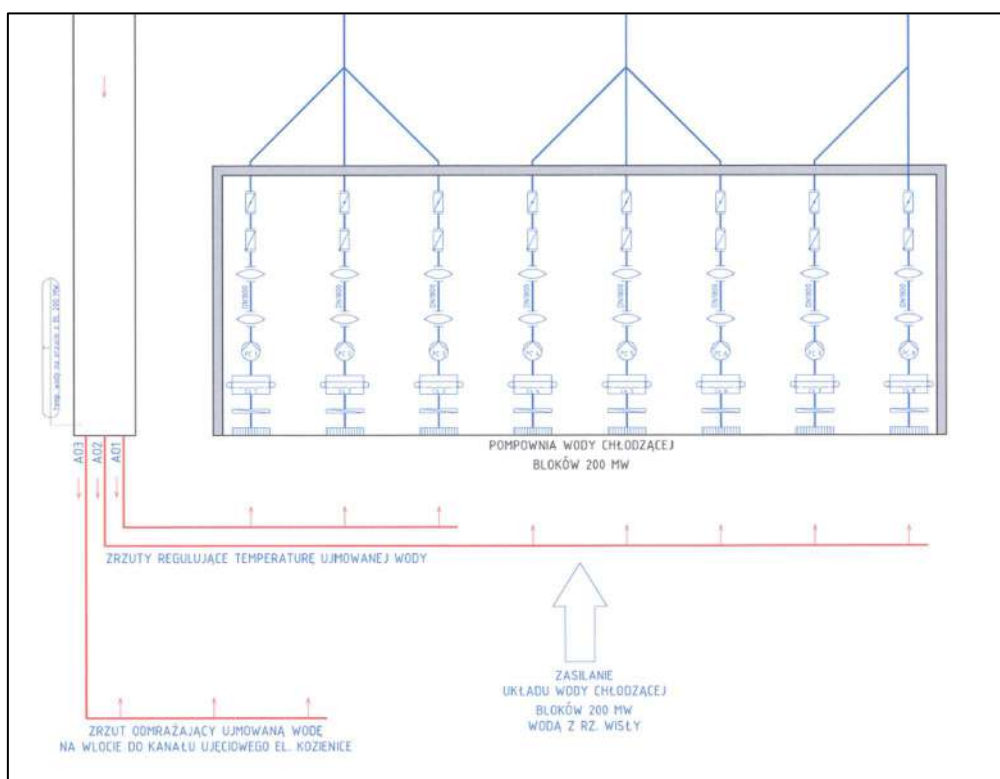
uwagę stopień wyeksploatowania ww. jednostek – będzie po prostu nieopłacalny.

W Elektrowni Kozienice w najbliższym czasie zakłada się wyłączenie ośmiu bloków węglowych klasy 200MW. Spółka Enea zakłada wygaszenie bloków 1 – 4 do 2025 roku. Dla Kolejnych czterech bloków 5 – 8 zaplanowano odstawienie w roku 2027. Eksploatację dwóch bloków klasy 500MW planuje się odpowiednio w 2041 i 2042 roku¹².

3.3. Charakterystyka otwartego układu chłodzenia w kontekście wykorzystania w elektrowni jądrowej

Bloki klasy 500 oraz 200 MW Elektrowni Kozienice posiadają otwarty układ chłodzenia wspomagany dodatkowo chłodniami wentylatorowymi. W przeważającej części roku, układ chłodzenia bloków pracuje jako otwarty. W niekorzystnych okresach definiowanych wysoką temperaturą wody chłodzącej oraz niskim stanem wody w rzece Wiśle uruchamiane są chłodnie wentylatorowe w celu dochłodzenia odpływającej, podgrzanej wody w skraplaczach bloków 200MW.

Woda chłodząca jest zasysana przez pompy do pompowni bloków 200 oraz 500. W pompowni bloków klasy 200MW znajduje się osiem układów pompowych. Strona ssąca każdego agregatu pompowego składa się z urządzeń wstępnego oczyszczania wody takich jak: krata, zasuwa płaska oraz sito obrotowe. Ponieważ minimalna temperatura wody chłodzącej nie może być niższa od 6°C w okresie zimowym jest podgrzewana. W warunkach zimowych ujęcie wody do pompowni bloków 200MW jest zabezpieczone przed zamrożeniem poprzez układ przekierowania podgrzanej wody zrzutowej do ujęcia wody chłodzącej (zrzut regulujący temperaturę zasysanej wody) oraz bezpośrednio do koryta Wisły w rejonie wlotu do kanału doprowadzającego (zrzut odmrażający).



Rysunek 14 Wycinek Schematu układu wody chłodzącej dla bloków 8 x 200MW

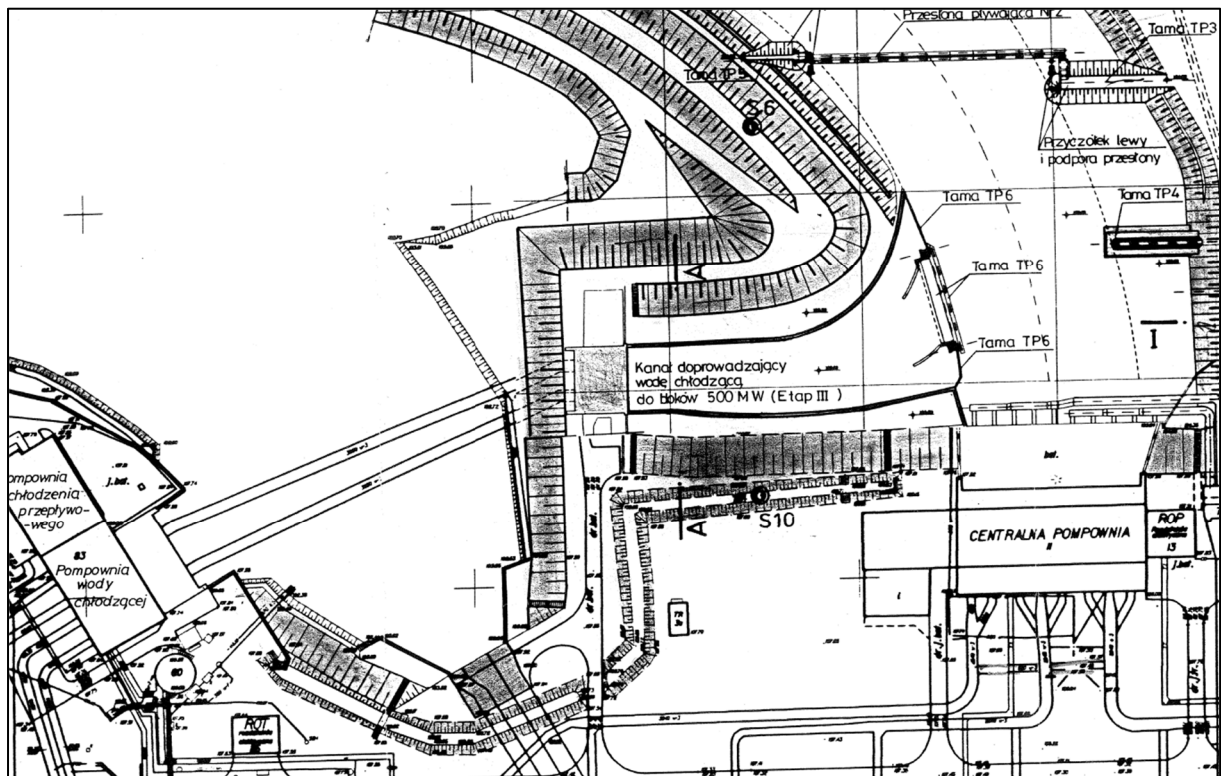
Zrzut wody ze skraplaczy bloku dokonywany jest rurociągami DN 2000 do studni zasyfonowania.

¹² <https://www.money.pl/gospodarka/kiedy-koniec-z-weglem-w-polsce-podano-daty-6966508538932096a.html>

Końcówki tych rurociągów muszą być zawsze zanurzone w wodzie co umożliwia spokojną pracę pomp wody chłodzącej, zabezpiecza przed zapowietrzeniem i zerwaniem syfonu. Na wylocie wody z każdego kanału żelbetowego do kanału otwartego znajdują się po dwie pary zastawek regulacyjnych ZR i remontowych (zakładanych w razie potrzeby). Zastawki regulacyjne mają za zadanie utrzymanie odpowiedniego poziomu wody w studniach zasyfonowania a w okresie zimowym skierowanie wody podgrzanej na ujęcie przed pompownią. Kanały zrzutowe są połączone ze sobą.

W okresie zimowym woda zrzutowa kanałem żelbetowym dopływa do komory przed pompownią skąd trzema rurociągami DN 2000 kierowana jest na ujęcie w celu podgrzania wody. Na wlocie do rurociągów zainstalowane są zastawki ocieplające AO – 1÷3. Wartość różnicy poziomów wody pomiędzy komorą AO a Wisłą wyświetlany jest na nastawni pompowni i utrzymywany ma być na poziomie niższym niż 170cm.

Ujęcie bloków 200MW jest wykorzystywane także jako ujęcie wody dla bloków klasy 500MW. W zależności od potrzeb i możliwości woda chłodząca dla bloków 500MW może być pobierana z ujęcia wody zimnej, kanału zrzutowego wody chłodzącej bloków 200MW oraz obu źródeł równocześnie. Pobory wody zimnej z ujęcia bloków 200MW jest realizowany dwoma rurociągami podwodnymi o średnicy nominalnej DN3000 wg poniższego wycinka planu sytuacyjnego:



Rysunek 15 Plan sytuacyjny układu chłodzenia bloków 9 i 10

W skład układu wody chłodzącej wchodzi:

- otwarty kanał ujęciowy wody zimnej z Wisły,
- właściwe ujęcie z zasuwami remontowymi, kratami i zasuwami regulacyjnymi WC 29÷30,
- dwa rurociągi podwodne DN 3000 doprowadzające wodę zimną do pompowni,
- ujęcie wody ciepłej (zrzutowej z bloków 8 x 200MW) z zasuwami remontowymi i regulacyjnymi WC 21÷28,

- sita obrotowe 9SO-1, 9SO-2, 10SO-1, 10SO-2,
- pompy wody chłodzącej 9NA-1, 9NA-2, 10NA-1, 10NA-2,
- rurociągi tłoczne do skraplaczy turbinowych,
- klapy zwrotne 9NA1-KZ, 9NA2-KZ, 10NA1-KZ, 10NA2-KZ,
- filtry samoczyszczące,
- rurociągi zrzutowe wody chłodzącej ze skraplaczy turbinowych do kanałów żelbetowych,
- komora uderzeń z zastawkami regulacyjnymi WC 31÷32,
- krata samoczyszcząca,
- instalacje pomocnicze

Rurociągi zrzutowe z obu kondensatorów po wyjściu z budynku głównego prowadzone są do dwudzielnego podziemnego kanału betonowego 2 x 2400 x 2400 mm. Kanałami tymi woda zrzutowa doprowadzona jest do komory uderzeń hydraulicznych skąd jest odprowadzana do Wisły kanałem podziemnym dwudzielnym 3500 x 3500mm lub przy wysokich temperaturach wody zrzutowej do pompowni chłodzenia przepływowego. Zrzut wody ze skraplacza turbopompy wykonany jest dwoma rurociągami DN 508, które łączą się w jeden rurociąg o średnicy nominalnej DN700.

Elektrownia Kozienice posiada pozwolenie zintegrowane na stały pobór wody z Wisły na potrzeby chłodzenia, uzupełniania obiegu porowo-wodnego oraz instalacji odsiarczania o maksymalnej ilości 100,1 m³/s. Odprowadzane wody pochłonicze oraz oczyszczone ścieki powstające w instalacji IOS nie mogą przekraczać najwyższej dopuszczalnej temperatury wynoszącej 35°C (temp. wynikającej z ograniczeń środowiskowych), co w niekorzystnych warunkach klimatycznych/hydrotermicznych wpływa na konieczność redukcji mocy wytwórczych.

Z obliczeń bilansowych bloku elektrowni jądrowej typu PWR różnych producentów wynika, iż optymalny zakres prędkości wylotowej pary z turbiny do skraplacza jest zawarty pomiędzy 150 a 300 m/s. Prędkość wylotowa pary z turbiny zależy od ciśnienia w skraplaczu tj. próżni, bezpośrednio związanej z temperaturą wody chłodzącej. Aby zapewnić wymaganą prędkość wylotową pary z turbiny, temperatura wody chłodzącej odpowiadająca za poziom próżni nie powinna być większa niż 24°C (na podst. obliczeń Politechniki Śląskiej).

W miesiącach letnich, w określonych porach dnia temperatury wody w Wiśle znacznie przekraczają 25°C. Tak wysokie temperatury wody chłodzącej niekorzystnie wpływałyby na pracę turboszespołu elektrowni jądrowej, znacząco ograniczając jej moc oraz sprawność co w konsekwencji skutkowałoby ciągłą regulacją i ograniczaniem mocy reaktora. Dodatkowo podgrzana woda w skraplaczach mogłaby przekroczyć temperaturę graniczną pozwalającą na zrzut wody z powrotem do Wisły, skutkując przymusowym obniżeniem mocy lub wyłączeniem reaktora.

Obieg chłodzenia bloku ma zapewnić odprowadzenie ciepła odpadowego generowanego przez blok energetyczny do atmosfery. W niniejszej lokalizacji możliwe są dwa typy obiegu chłodzenia; układ otwarty lub zamknięty. Ciepło z układu będzie oddawane do atmosfery za pomocą chłodni kominowej (układ zamknięty) lub poprzez przepływowe chłodzenie skraplaczy (układ otwarty).

Poniżej przedstawiono porównanie zalet i wad budowy chłodni kominowej lub wykorzystania otwartego obiegu chłodzenia:

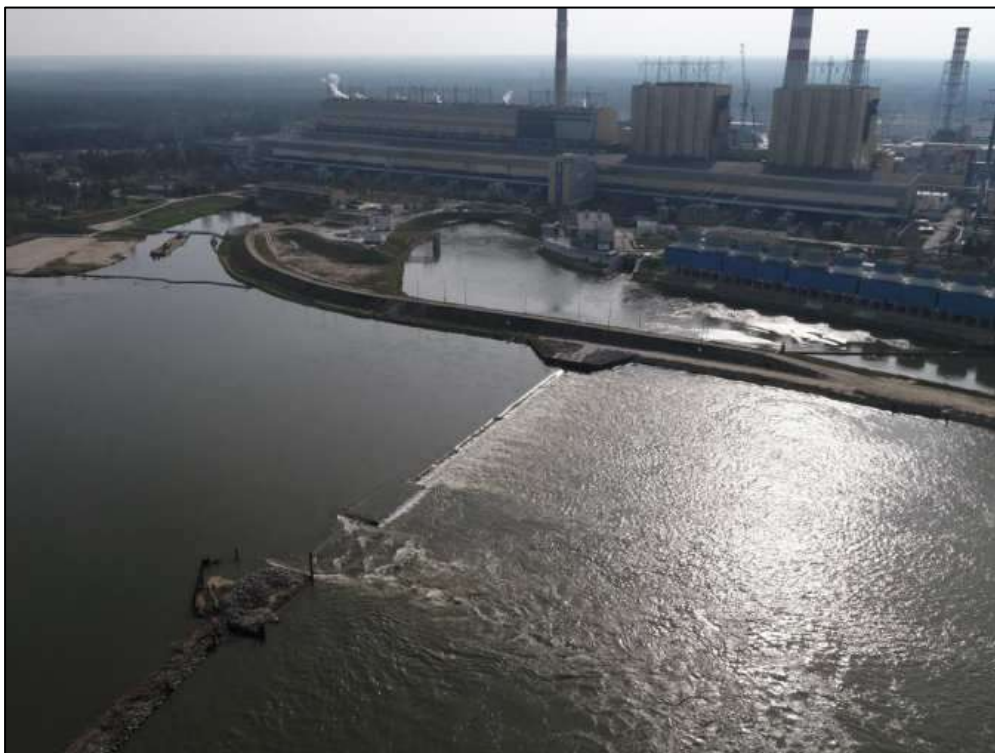
Tabela 11 Porównanie zalet i wad chłodni kominowych z otwartym obiegiem chłodzenia

| Chłodnia kominowa | Otwarty układ chłodzenia |
|--|---|
| Wysokie nakłady inwestycyjne | Niskie nakłady inwestycyjne – układ istniejący możliwy do wykorzystania po modyfikacjach |
| Emisja hałasu do środowiska | Brak emisji hałasu |
| Nowy obiekt | Wykorzystanie infrastruktury istniejącej |
| Konieczność uzupełniania układu | Brak konieczności uzupełniania układu – chłodzenie przepływowe |
| Duża powierzchnia zabudowy | - |
| Możliwe problemy eksploatacyjne przy odstawieniu i pracy z minimalnym obciążeniem w warunkach zimowych | Mniejsze problemy eksploatacyjne w warunkach zimowych – duże możliwości docieplania kanałów |
| Uniezależnienie od warunków hydrotermicznych rzeki Wiśły | Duże problemy eksploatacyjne w warunkach letnich z powodu możliwego obniżenia poziomu wody |
| Moc elektrowni nie jest związana z warunkami zewnętrznymi (hydrotermicznymi wody w rzece Wiśle) | Możliwość przekroczenia temperatury granicznej wód pochłodniczych prowadząca do redukcji mocy |
| Znikomy wpływ na środowisko wodne Wiśły | Destrukcyjny wpływ na środowisko wodne Wiśły |
| Brak podgrzania wody w rzece | Znaczne podgrzanie wody w rzece |
| Znikome zasysanie organizmów żywych – pobór wody wyłącznie na uzupełnianie układu | Znaczne zasysanie organizmów żywych do układu (larw, narybku itp.) |

Wybór zamkniętego układu chłodzenia dla każdego bloku elektrowni jądrowej zakłada budowę dedykowanej chłodni kominowej. Jest to rozwiązanie preferowane i stosowane przez Dostawców dla obiektów powstających w lokalizacjach znacznie oddalonych od morza.

3.4. „Próg na Wiśle” – aspekty wykorzystania i dalszej eksploatacji w kontekście budowy elektrowni jądrowej

Próg na Wiśle służący do spiętrzania wody rzecznej i jej dalszego poboru dla Elektrowni Kozienice został wybudowany przez Spółkę ENEA Wytwarzanie w 2017 r. na podstawie decyzji środowiskowej i pozwolenia na budowę wydanych w 2016 r.



Rysunek 16 Próg na Wiśle zdjęcie¹³

Funkcją progu podpiętrzającego jest zapewnienie niezbędnej dla bezpiecznej pracy elektrowni, ilości wody do chłodzenia skraplaczy turbin bloków 200 i 500 MW.

Z uwagi na tymczasowy charakter hydrotechnicznego obiektu budowlanego jakim jest próg spiętrzający, nie można zakładać jego stałego funkcjonowania - Elektrownia Kozienice jest zobowiązana do rozbiórki progu.

15 lutego 2021 roku Wojewódzki inspektorat Nadzoru budowlanego wydał zaświadczenie o braku podstaw do wniesienia sprzeciwu do rozpoczęcia użytkowania zamierzenia inwestycyjnego jakim jest budowa tymczasowej przegrody piętrzącej wodę na rzece Wiśle.

23 marca 2022 Wojewoda Mazowiecki zmienił zapis decyzji wydanej 18 lipca 2016 roku, mianowicie "ustalono termin rozbiórki tymczasowej przegrody piętrzącej wodę na rzece Wiśle tj. 9 miesięcy od dnia, w którym niniejsza decyzja zmieniająca stanie się ostateczna, z zastrzeżeniem występowania warunków hydrologicznych korzystnych dla przeprowadzenia rozbiórki".

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach wyrokiem z dn. 7 maja 2023r. została uchylona przez NSA.

W dniu 04.12.2023 r. Enea Wytwarzanie sp. z o.o. skierowała pismo do Burmistrza Gminy Kozienice z wnioskiem o nadanie rygoru natychmiastowej wykonalności decyzji dla decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięcia polegającego na budowie tymczasowej przegrody piętrzącej wodę na rzece Wiśle. Aktualnie wydanie decyzji środowiskowej jest w toku.

Pomimo zakończenia budowy spółka Enea nie posiada ważnej decyzji środowiskowej oraz przez długi czas działała bez wymaganego pozwolenia na użytkowanie „tymczasowego progu”¹⁴

3.5. Charakterystyka istniejącej sieci ciepłowniczej

Ciepło użytkowe w wodzie wytwarzane jest w czterech członach ciepłowniczych. Człony ciepłownicze nr 1 i 2 pracują na wspólną sieć, która zasila obiekty usytuowane na terenie elektrowni jak i okoliczne zakłady oraz osiedle mieszkaniowe w Świerżach Górnych.

Człon ciepłowniczy nr 3 zasila wyłącznie szklarnie należące do firmy Polskie Pomidory S.A. Dodatkowo Elektrownia posiada także człon ciepłowniczy bloku 11 który dostarcza ciepło dla potrzeb ogrzewania, wentylacji i produkcji ciepłej wody użytkowej w obiektach przynależnych do bloku 11.

Moc członów ciepłowniczych nr 1, 2, 3 wynosi 35 MW_t każdy, natomiast moc członu ciepłowniczego bloku 11 to około 20 MW_t.

Sieć ciepłownicza Elektrowni Kozienice pracuje przy temperaturach zasilania wynoszącej 130 °C i powrotu 70 °C.

3.6. Charakterystyka układu zasilania awaryjnego

Układ zasilania awaryjnego opiera się na głównie na rozdzielnicach napięć gwarantowanych zasilanych z baterii akumulatorowych. Elektrownia wyposażona jest w trzy agregaty prądotwórcze. Dwie jednostki zabudowane są na bloku nr 11. Po zaniku napięcia na rozdzielnicę, poprzez automatykę

¹³ <https://elektrowniakozienice.com/upload/default/770x505x4/dji-0012-2-s.jpg>

¹⁴ <https://elektrowniakozienice.com/aktualnosci/13-prog-na-wisle- pozwolenie-na-budowe-zaskarzone-30-09-2019/lang:pl>

samoczynnego załączenia rezerwy SZR agregaty mają za zadanie automatycznie przejąć obciążenie rozdzielnic napięć gwarantowanych X1BMA, X1BMB, X2BMA, X2BMB. Jedna jednostka jest zabudowana przy pompowni mazutu nr 2. SZR po zaniku napięcia na rozdzielnicy, poprzez automatykę SZR ma za zadanie przejąć obciążenie rozdzielnic RWM, RWN odpowiedzialnych za zasilanie pompowni mazutu nr 2 oraz pomp cyrkulacyjnych mazutu.

3.7. Część budowlana i drogową

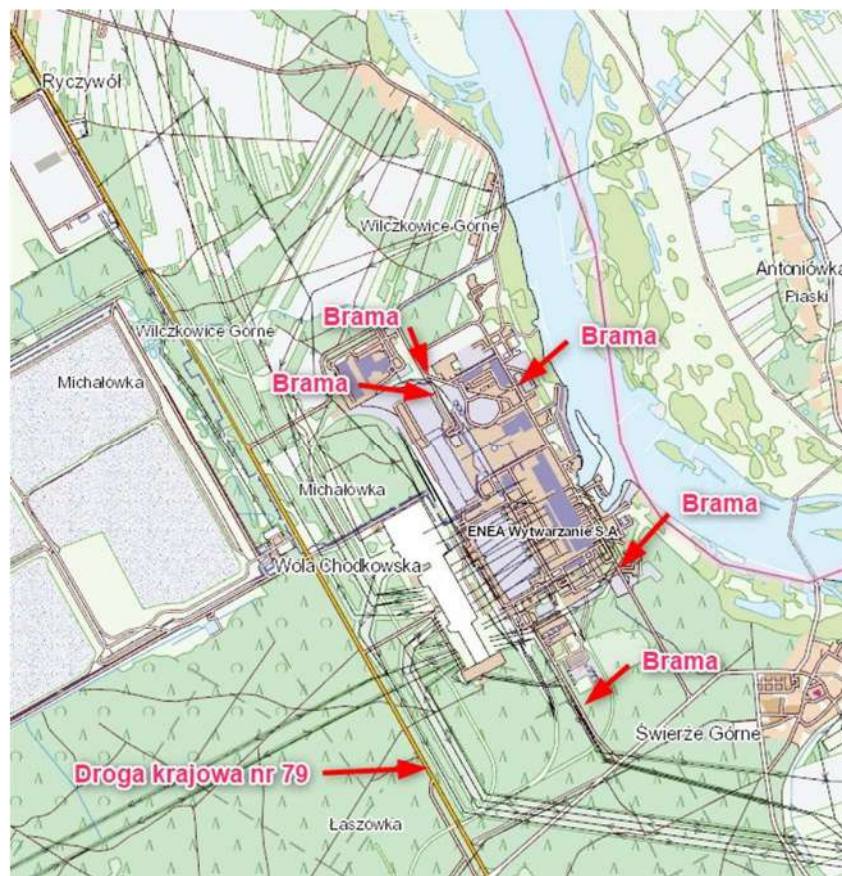
3.7.1. Opis istniejącego planu zagospodarowania

Na terenie Elektrowni Kozienice w ramach istniejących bloków 1-11 znajduje się szereg budynków, budowli, dróg i placów, które służą bezpośrednio lub pośrednio celom produkcyjnym, (produkcja energii elektrycznej)

Ze względu na charakter analizowanej zabudowy nowych bloków energetycznych opartych o reaktory jądrowe generacji III/III+ nie istnieje możliwość wykorzystania większości budynków i budowli technologicznych znajdujących się na terenie Elektrowni Kozienice. Aby umożliwić lokalizację nowych bloków wymagane będzie wykonanie rozbiórek większości konstrukcji budowlanych oraz sieci. W punkcie 5.4 niniejszego opracowania przedstawiono proponowany obszar zabudowy nowych bloków jądrowych. Rozbiórki powinny objąć bloki 1-10 wraz z infrastrukturą towarzyszącą (kotłownie, maszynownie, IOS, place węglowe oraz inne). Po wykonaniu rozbiórek oraz usunięciu gruzu oraz konstrukcji stalowych w wielu przypadkach wystąpi potrzeba uzupełnienia podłoża gruntowego do niwelety zgodnej z otaczającym terenem (makroniwelacja) lub rekultywacji (w przypadku placów węglowych). Ze względu na charakter istniejącej zabudowy (głębokie fundamenty) należy się spodziewać, że głębokość niezbędnej makroniwelacji w wielu przypadkach wynosić może nawet 5 metrów i więcej co znacząco może wpłynąć na koszty takiego zadania.

3.7.2. Opis istniejącego układu drogowego

Na teren Elektrowni Kozienice prowadzi pięć bram wjazdowych. Ich schematyczną lokalizację przedstawiono na poniższym rysunku



Rysunek 17 Układ wjazdów do Elektrowni Kozienice¹⁵

Na terenie Elektrowni znajduje się układ dróg wewnątrzzakładowych wraz z chodnikami oraz placami parkingowymi i składowymi.¹⁶

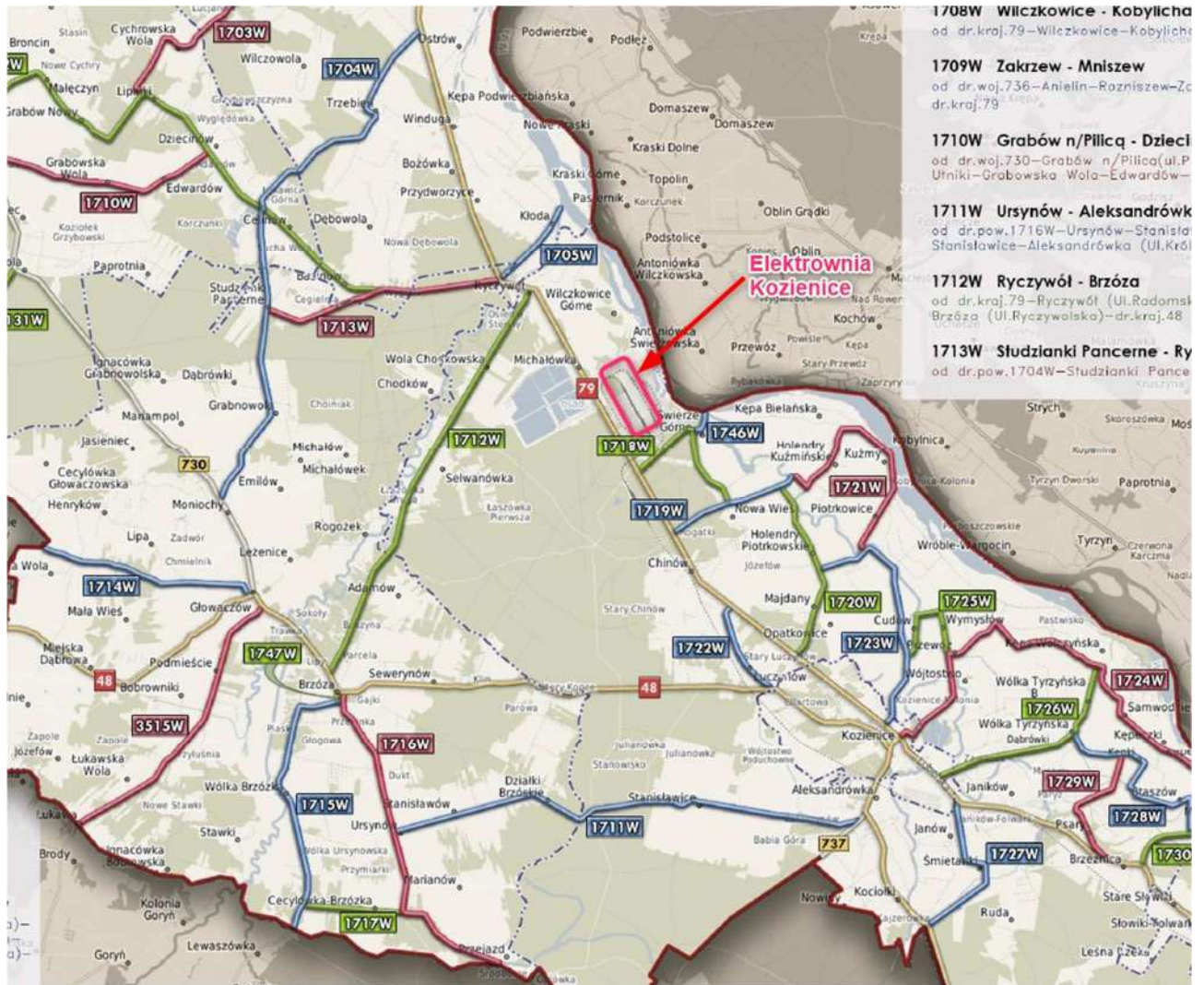
Wokół elektrowni Kozienice znajduje się sieć dróg publicznych w tym: drogi krajowe i wojewódzkie:

- Droga krajowa nr 79
- Droga krajowa nr 48
- Droga wojewódzka nr 736
- Droga wojewódzka nr 737

oraz sieć dróg powiatowych przedstawiona na poniższym rysunku.

¹⁵ <https://www.geoportal.gov.pl/>

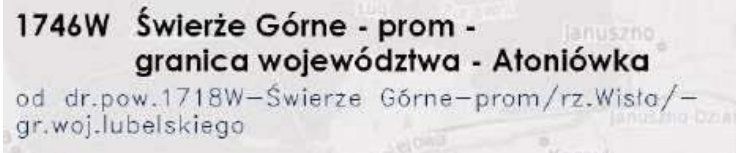
¹⁶ <https://www.geoportal.gov.pl/>



Rysunek 18 Układ dróg w rejonie Elektrowni Koźnice¹⁷

- 1712W Ryczywół - Brzóz**
od dr.kraj.79–Ryczywół (Ul.Radomska)–Wola Chodkowska–Brzóz (Ul.Ryczywolska)–dr.kraj.48
- 1713W Studzianki Pancerne - Ryczywół**
od dr.pow.1704W–Studzianki Pancerne–Basinów–dr.kraj.79
- 1718W Świerze Górne - Nowa Wieś**
od dr.kraj.79–Świerze Górne–Nowa Wieś–dr.pow.1719W
- 1719W Nowa Wieś - Kępa Bielańska**
od dr.kraj.79–Nowa Wieś–Holendry Kuźmińskie–dr.pow.1721W

¹⁷ <https://zdp-kozienice.bip-e.pl/zdk/schemat-sieci-drog/7919,Drogi.html>
„Schemat_Sieci_Drog_Powiatowych_Powiatu_Koźnickiego”



1746W Świerże Górne - prom -
granica województwa - Atoniówka

od dr.pow.1718W=Świerże Górne-prom/rz.Wiśła/-
gr.woj.lubelskiego

3.7.3. Opis istniejącego układu kolejowego

Linie kolejowe publiczne

Linia kolejowa nr 77: Janików – Świerże Górne – drugorzędna, jednotorowa, zelektryfikowana linia kolejowa znaczenia państwowego, łącząca mijankę Janików i stację Świerże Górne. Budowę bocznicę kolejowej rozpoczęto w 1968 roku w celu obsługi Elektrowni Kozienice. Linia jest używana w tym celu do dzisiaj (2020).

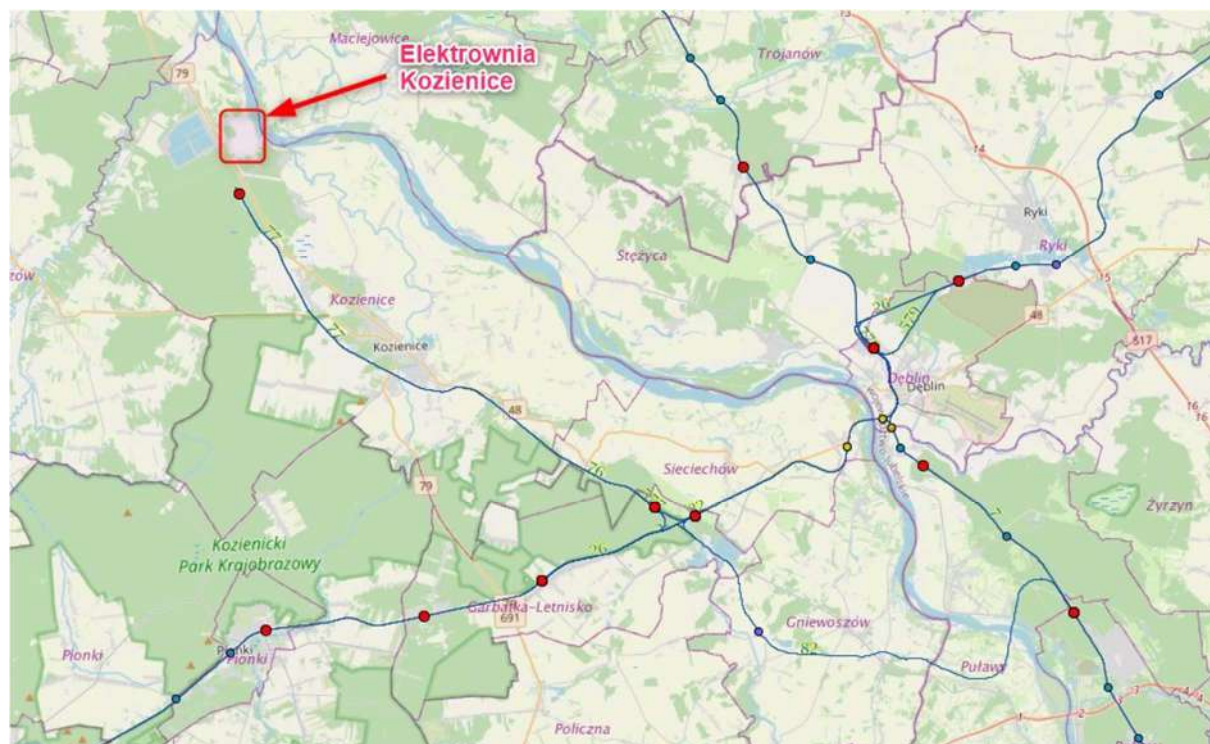
Linia w całości jest klasy D3, maksymalny nacisk osi wynosi 221 kN dla lokomotyw oraz wagonów, a maksymalny nacisk liniowy wynosi 71 kN (na metr bieżący toru). Linia wyposażona jest w sieć trakcyjną typu YC120-2C, przystosowaną do maksymalnej prędkości 120 km/h, obciążalności prądowej 1725 A, a minimalna odległość między odbierakami prądu wynosi 20 m. Linia zaopatrzona jest w elektromagnes samoczynnego hamowania pociągów. Linia podlega pod obszar konstrukcyjny ekspozytury Centrum Zarządzania Linii Kolejowych Lublin, a także pod Zakład Linii Kolejowych Skarżysko-Kamienna. Prędkość maksymalna poruszania się pociągów na linii wynosi 50 km/h, a jej prędkość konstrukcyjna wynosi 80 km/h.¹⁸

Linia kolejowa nr 77 łączy się następnie z linią nr 76 : Bąkowiec – Kozienice – drugorzędna, jednotorową, zelektryfikowaną linią kolejową znaczenia państwowego, łączącą stację Bąkowiec i mijankę Janików¹⁹. Następnie z linią kolejową nr 577 oraz z pierwszorzędną linią kolejową nr 26 Łuków – Radom Główny. Jest to linia zelektryfikowana, jedno- i dwutorowa. Limit prędkości na linii wynosi 120 km/h²⁰

¹⁸ https://pl.wikipedia.org/wiki/Linia_kolejowa_nr_77

¹⁹ https://pl.wikipedia.org/wiki/Linia_kolejowa_nr_76

²⁰ https://pl.wikipedia.org/wiki/Linia_kolejowa_nr_26

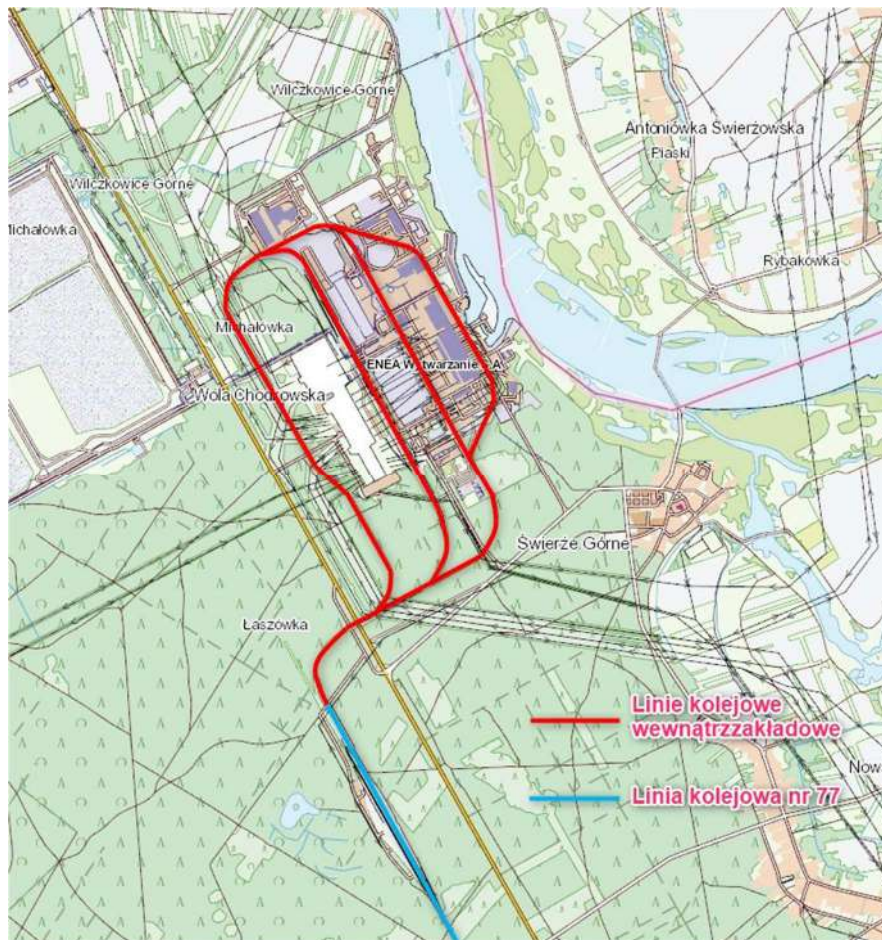


Rysunek 19 Schemat państwowych linii kolejowy w rejonie Elektrowni Kozienice²¹

Linie kolejowe wewnątrzzakładowe

Na terenie Elektrowni znajduje się układ torów kolejowych połączony z układem Polskich Linii Kolejowych poprzez stację kolejową Świerże Górne z linią kolejową 77 Janików- Świerże Górne. Schemat rozmieszczenia torów wraz z połączeniem z linią nr 77 przedstawiono na poniższym rysunku.

²¹ <http://mapa.plk-sa.pl/>



Rysunek 20 Schemat linii kolejowych na terenie Elektrowni Kozienice²²

3.7.4. Opis warunków geologicznych i wodnych

Warunki geologiczne

Warunki geologiczne scharakteryzowano na podstawie źródeł ogólnodostępnych.²³

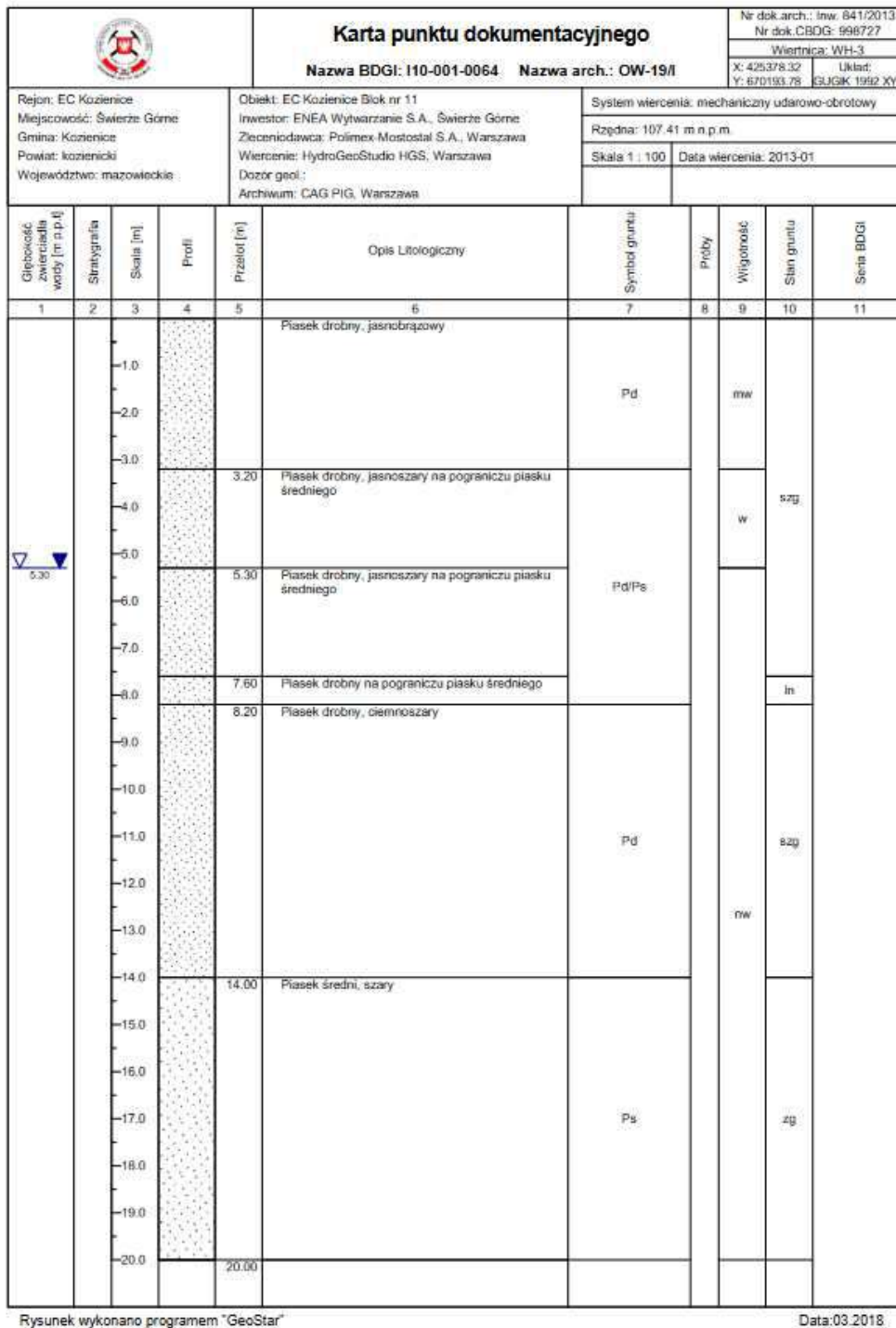
Analizowany obszar Elektrowni Kozienice znajduje się w Dolinie Środkowej Wisły który zawiera się w centralnej części makroregionu Nizina Środkowomazowiecka.

Region ten ma wydłużony południkowy kształt o szerokości ok. 10 km, obejmujący dolinę Wisły na odcinku Puławy-Warszawa. W tym obszarze wyróżnia się dwa podobszary geologiczne: łąkowy zalewowy (niższy) i wydmy piaszczysty (wyższy). W regionie Doliny Środkowej Wisły występują głównie krajobrazy naturalne zalewowych den dolin – akumulacyjne. W jego granicach znajduje się dolina Wisły pomiędzy Warszawą i Puławami, o szerokości ok. 10 km. Wypełniają ją, tworzące taras zalewowy, holocenijskie utwory geologiczne – piaski, żwiry, mady rzeczne, torfy i namuły. Nieco mniejsze powierzchnie (w większości pokryte lasem) są zajęte przez plejstocenijskie piaski, żwiry i mułki rzeczne zlodowacenia północnopolskiego, które wraz z nielicznymi wyspami piasków eolicznych lokalnie w wydmach tworzą tarasy nadzalewowe.

²² <https://www.geoportal.gov.pl/>

²³ <https://geologia.pgi.gov.pl>

Na podstawie dostępnych kart badań podłoża gruntowego stwierdza się, że na przedmiotowym obszarze występują średnio zagęszczone piaski drobne oraz średnie. Poziom wody gruntowej wynosi ~102m n.p.m (~-5,30m).



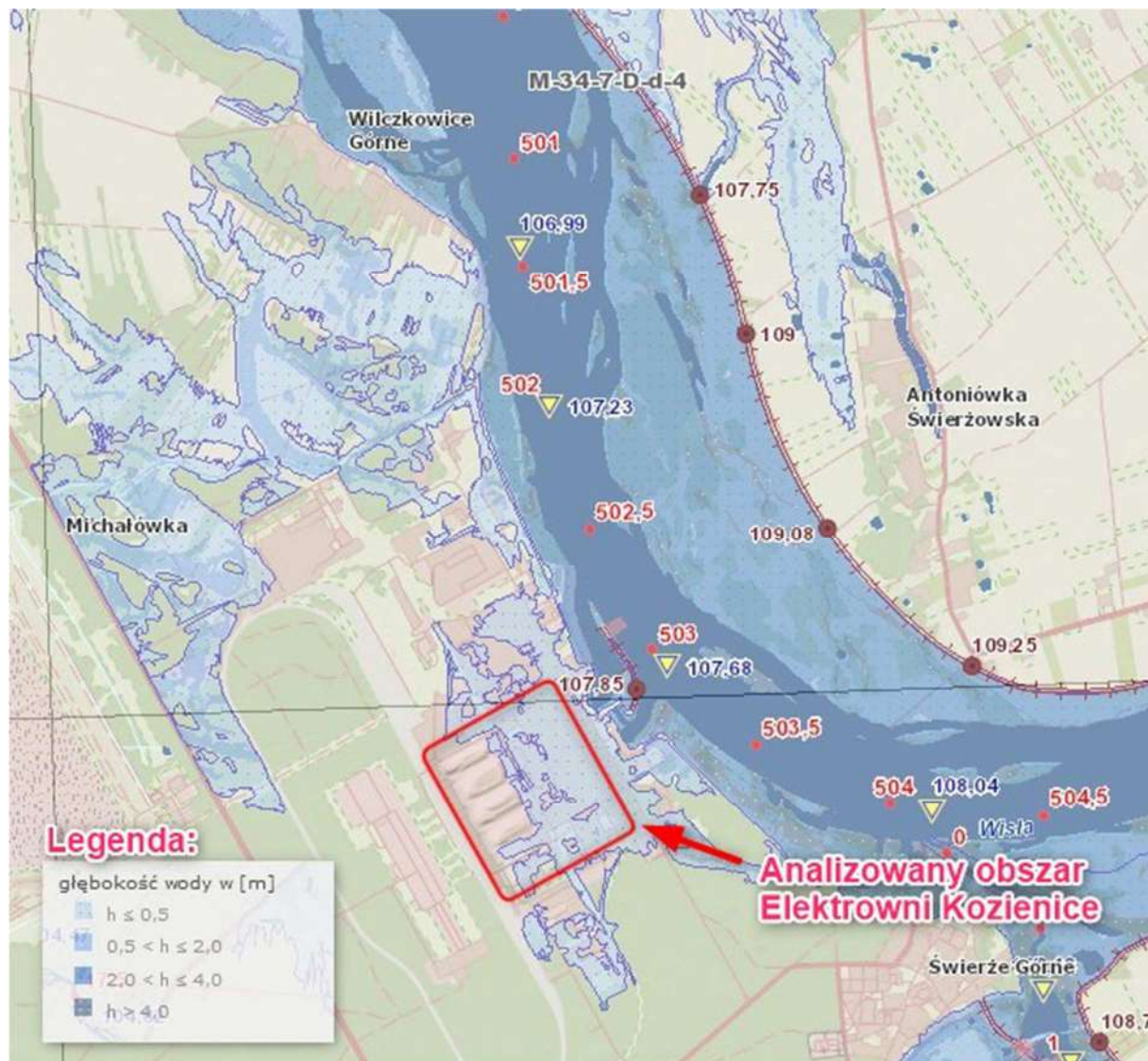
Rysunek 21 Przykładowa karta badania podłoża gruntowego²⁴

²⁴ <https://geologia.pgi.gov.pl>

3.7.4.1. Identyfikacja występowania zagrożenia powodziowego

Przedmiotowy obszar Elektrowni Kozienice znajduje się w obszarze zagrożonym powodzią (Q1% tj. raz na 100 lat)²⁵. Z poniższej mapy wynika, że znaczna część analizowanego obszaru jest zagrożona powodzią.

Obszary zagrożone powodzią



Rysunek 22 Obszar zagrożenia powodzią²⁶

Aktualny Miejskowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego dla części obrębów geodezyjnych takich jak: Wilczkowice Górne, Michałowka, Świerże Górne w gminie Kozienice wykorzystuje mapy zagrożenia powodziowego, jednakże mapy te nie uwzględniają przeciwpowodziowych barier technicznych zlokalizowanych na terenie zakładu Enea Wytwarzanie w Świerżach Górnych.

Aktualnie realizowana jest aktualizacja ekspertyzy technicznej zabezpieczeń przeciwpowodziowych w rejonie i na terenie Enea Wytwarzanie w Świerżach Górnych pod kątem wyznaczenia obszarów zagrożenia powodzią w zakresie wykonania:

²⁵ <https://wody.isok.gov.pl/>

²⁶ <https://wody.isok.gov.pl/>

- numerycznego modelu terenu (NMT) w technologii skaningu laserowego „lidar” z ortofotomapą zabezpieczeń przeciwpowodziowych terenu Enea Wytwarzanie sp. z o.o.,
- analizy hydraulicznej dla przepływu o prawdopodobieństwie zagrożenia Q1% na bazie istniejącego modelu hydraulicznego udostępnionego przez PGW Wody Polskie z wykorzystaniem opisanego wyżej nowego NMT,
- analizy hydraulicznej dla przepływu o prawdopodobieństwie zagrożenia Q0,2% na bazie istniejącego modelu hydraulicznego udostępnionego przez PGW Wody Polskie z wykorzystaniem opisanego wyżej nowego NMT

W przyszłości zakłada się aktualizację map ryzyka i zagrożeń powodziowych w zakresie klasyfikacji terenów zalewowych terenu Elektrowni Kozienice.

3.8. Układ elektryczny zasilania potrzeb własnych

Potrzeby własne zasilane są z linii napowietrznej 110 kV i przez transformatory 110/6 kV zasilają poszczególne rozdzielnice 6kV bloków.²⁷ Transformatory bloków 1-10 były modernizowane, ale dla nowej jednostki jądrowej nie znajdują zastosowania z uwagi na wiek oraz inny poziom napięcia współczesnych rozdzielnic SN (było 6kV, aktualnie jest 10,5-15kV).

Potrzeby własne bloku nr 11 zasilane są przez dwa transformatory: XOBBT10, S=120/60/60 MVA oraz XOBBT20, S=100/50/50 MVA o przekładni 27/10,5 kV. W chwili oddawania bloku jądrowego jednostki te będą już wysłużone (w roku 2040 będą miały 23 lata) i jak w przypadku bloków 1-10 będzie problem z dopasowaniem poziomów napięć do nowej jednostki wytwórczej. Istnieje możliwość ich wykorzystania.

3.9. Wyprowadzenie mocy



Bloki 1-10 posiadają wyprowadzenie mocy z generatorów przez transformatory blokowe trójfazowe zlokalizowane wzdłuż ściany maszynowni od strony Wisły. Następnie moc wyprowadzana jest liniami napowietrznymi zawieszonymi na słupach mocowanych do dachu kotłowni i dalej słupami przez plac nawęglania do Stacji Elektroenergetycznej Kozienice.



Bloki 11 posiada wyprowadzenie mocy z generatora przez układ trzech 1-fazowych transformatorów zabudowanych obok budynku maszynowni i dalej linią napowietrzną po słupach do Stacji Elektroenergetycznej Kozienice.²⁸

²⁷ Nowa Energia, Grzegorz Kotte, Piotr Oberc, Mariusz Opiński, Enea Wytwarzanie Sp. z o.o. „Najnowocześniejszy, największy, najsprawniejszy...”.

²⁸ <https://biznesalert.pl/nowy-blok-w-elektrowni-kozienice-rozpoczyna-przeklad-gwarancyjny/>

3.9.1. Charakterystyka ogólna

Poniżej przedstawiono ogólną charakterystykę bloków B1-B11 z przypisanymi mocami i poziomem napięcia układu wyprowadzenia mocy²⁹:

Tabela 12 Ogólna charakterystyka bloków B1- B11

| Moc Elektrowni Kozienice 4016 MW | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| Moc Bloków energetycznych [MW] | | | | | | | | | | |
| B1 | B2 | B3 | B4 | B5 | B6 | B7 | B8 | B9 | B10 | B11 |
| 228 | 228 | 225 | 228 | 228 | 228 | 228 | 228 | 560 | 560 | 1075 |
| Poziom napięcia Bloków [kV] | | | | | | | | | | |
| 220 | 110 | 220 | 220 | 220 | 110 | 220 | 220 | 400 | 400 | 400 |

3.9.2. Transformatory blokowe

Transformatory blokowe dla bloków 1-10 są trójfazowe. Z uwagi na wiek, poziom mocy i napięcia nie będzie możliwości ich wykorzystania w nowym bloku jądrowym.

Transformator blokowy bloku 11 jest w układzie jednofazowym o mocy 3x450MVA. Jest możliwość dopasowania tych jednostek do pracy w nowym układzie jądrowym.

3.9.3. Przedpola transformatorów blokowych



Bloki 1-10 posiadają przedpola z transformatorami blokowymi zlokalizowanymi od strony Wisły³⁰. Przedpola są stosunkowo małe i wąskie z racji podziemnych kanałów zasysających wodę do chłodzenia z rzeki Wisły. Konstrukcja kanałów uniemożliwia rozbudowę przedpola. Moc z bloków wyprowadzana jest liniami napowietrznymi na dach kotła i dalej do Stacji Elektroenergetycznej Kozienice (własność PSE).³¹

²⁹ Grzegorz Kotte, Piotr Oberc, Mariusz Opiński, Enea Wytwarzanie Sp. z o.o. „Najnowocześniejszy, największy, najsprawniejszy...” Nowa Energia nr 2 (67) / 2019

³⁰ <https://www.google.pl/maps/place/26-900+Kozienice/@51.6662516,21.4650226,496m/data=!3m1!1e3!4m6!3m5!1s0x4718922352c884fb:0xbe5b6eeb9f563c43!8m2!3d51.5855328!4d21.5511768!16zL20vMDlyOHMz?entry=ttu>

³¹ <https://swiatoze.pl/najnowszy-blok-energetyczny-elektrowni-kozienice-osiagnal-moc-nominalna/>



Blok nr 11 posiada przedpole zlokalizowane po lewej stronie od maszynowni, gdzie zabudowano słup linii napowietrznej 400kV.

Wyprowadzenie mocy odbywa się przez trzy 1-fazowe transformatory 27/400kV, S=450MVA.³²

Zależnie od planowanej dekarbonizacji, wielkości zabudowanego kotła jądrowego oraz poziomu napięcia wyjściowego z generatora będzie możliwość wykorzystania aparatury z przedpola³³.

3.9.4. Linie elektroenergetyczne wyprowadzenia mocy

Linie wyprowadzenia mocy są elementem systemu elektroenergetycznego dedykowanym do wyprowadzenia mocy z konkretnych jednostek wytwórczych. Ich parametry techniczne, ze względu na cel jakim służą, nie wymagają stosowania przewymiarowania dla przyszłych zamierzeń inwestycyjnych.

Istniejące linie wyprowadzenia mocy z Elektrowni Kozienice, służą do wyprowadzenia mocy z pozostających w eksploatacji bloków nr 1-11, na napięciach 110 kV, 220 kV oraz 400 kV, do rozdzielni Stacji Elektroenergetycznej Kozienice. Ze względu na układ technologiczny elektrowni Kozienice, lokalizacja wyprowadzeń mocy z bloków zrealizowana jest od przeciwnej strony w stosunku do lokalizacji SE Kozienice (rozwiązanie stosowane w budowanych w tym okresie elektrowniach). Powoduje to konieczność omięcia/przekroczenia zabudowań elektrowni przez linie.

- Linie blokowe pracujące na napięciu 110 kV bloków nr 2 i 6 wykonane są jako napowietrzne i prowadzone od południa elektrowni, okrążając zabudowania elektrowni oraz place węglowe.
- Linie blokowe pracujące na napięciu 220 kV bloków nr 1, 3÷5, 7, 8 wykonane są jako napowietrzne i poprowadzone nad budynkami elektrowni i placami węglowymi. Bramki linii zlokalizowane są na dachu istniejących budynków kotłowni.
- Linie blokowe pracujące na napięciu 400 kV bloków nr 9 i 10 wykonane są jako napowietrzne i poprowadzone nad budynkami elektrowni i placami węglowymi. Bramki linii zlokalizowane są na dachu istniejących budynków kotłowni
- Linia blokowa 400 kV bloku nr 11 wykonana są jako napowietrzna i poprowadzona pomiędzy zabudowaniami bloków 11 i 10.

Linie wyprowadzenia mocy bloków nr 1÷10 ze względu na czas kiedy powstały, nie odpowiadają aktualnym wymaganiom normatywnym w zakresie projektowania linii napowietrznych.

3.9.5. Stacja elektroenergetyczna Kozienice

Stacja elektroenergetyczna SE Kozienice zlokalizowana jest w sąsiedztwie Elektrowni Kozienice w

³² <https://www.urzadeniadlaenergetyki.pl/laczniki-w-eksploatacji-2018/doswiadczenie-abb-sp-o-o-zakresie-dostawy-uruchomienia-urazden-dla-wyprowadzenia-energii-bloku-elektrowni-o-mocy-1075-mw/>

³³ <https://www.polimex-mostostal.pl/page/kozienice>

Świerżach Górnych i służy do wyprowadzeniu mocy z Elektrowni oraz tranzytu i rozdziału energii na napięciu 400, 220 i 110 kV. Stacja stanowi własność PSE S.A.

Stacja (stan na rok 2032 **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**) powiązana będzie z KSE poprzez 8 linii 400 kV, w tym trzy w kierunku południowym (Połaniec, Stalowa Wola), jedną w kierunku wschodnim (Chełm) oraz cztery w kierunku północnym (Warszawa, Miłosna, Siedlce), oraz sześć linii 220 kV, w tym dwie w kierunku północnym (Warszawa, Piaseczno), dwie w kierunku południowo zachodnim (Radom, Kielce) i dwie w kierunku południowo wschodnim (Puławy, Lublin). Mocne powiązanie stacji z systemem elektroenergetycznym, z jednej strony zapewnia dobry potencjał do przesyłu poprzez węzeł znacznych wolumenów mocy, z drugiej natomiast, możliwości stacji do wprowadzenia dodatkowych mocy wytwórczych do systemu ograniczone są "makro" przepływami północ-południe wynikającymi z planowanej znacznej generacji na północy kraju (powiązanej z odstawieniem źródeł konwencjonalnych na południu) oraz przepływami ze wschodu spowodowanymi nadprodukcją energii wzdłuż wschodniej granicy przy niskim zapotrzebowaniu obszarowym na moc/energię.

Stacja elektroenergetyczna Kozienice jest istotnym węzłem systemowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, w szczególności w zakresie bezpieczeństwa energetycznego aglomeracji warszawskiej oraz północno-wschodniego obszaru kraju. Stacja składa się z trzech rozdzielni: 110 kV, 220 kV oraz 400 kV oraz transformacji 110/220 kV i 220/400 kV.

- Rozdzielnia 400 kV jest najnowszą w SE Kozienice, napowietrzną, 14-polową, pracującą w układzie półtora wyłącznikowym.
- Rozdzielnia 220 kV jest rozdzielnią napowietrzną, 26-polową, dwusystemową z szyną obejściową.
- Rozdzielnia 110 kV jest rozdzielnią napowietrzną, 22-polową, dwusystemową z szyną obejściową.



Rysunek 23 Stacja Elektroenergetyczna Kozienice **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**

Rozdzielnie 220 kV i 110 kV powstały w okresie budowy bloków klasy 200 MW elektrowni. Biorąc pod uwagę istniejący układ konstrukcyjny rozdzielni zarówno 220 kV jak i 110 kV oraz bazując na doświadczeniach z podobnych obiektów należy stwierdzić iż rozdzielnie te zagrożone są niewystarczającą wytrzymałością zwarciovą, w szczególności w związku z planowanym przyłączeniem nowych jednostek wytwórczych i magazynowych o łącznej mocy 2,5 GW (patrz pkt 3.1.2).

Zgodnie z Planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032 **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**, pozycja II.8, planuje się modernizację SE Kozienice w zakresie rozdzielni 220 kV i 110 kV. Zadanie inwestycyjne ma na celu poprawę stanu technicznego oraz warunków eksploatacyjnych rozdzielni (dostosowanie do standardów technicznych PSE S.A.). Modernizacja planowana jest do zakończenia do 2033 roku.

W ramach modernizacji stacji zrealizowana zostanie jej rozbudowa w celu przyłączenia planowanych projektów (zgodnie z pkt 3.1.2), bloków gazowo parowych oraz magazynu energii.

3.9.6. Inne elektroenergetyczne układy techniczne

Elektrownia Kozienice posiada powiązania teletechniczne z układami PSE, operatorem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Układy te można będzie wykorzystać w nowej jednostce, po spełnieniu wymogów formalnych między PSE, a nowym operatorem nowego bloku jądrowego.

3.10. Infrastruktura wodno-ściekowa (poza technologią)

Infrastrukturę wodno-ściekową (poza technologią) na terenie Elektrowni Kozienice tworzą w szczególności wewnętrzne sieci:

- wody pitnej wraz ze stacją uzdatniania wody i ujęciem wody podziemnej,
- wody ppoż.;
- kanalizacji deszczowo-przemysłowej wraz z oczyszczalniami ścieków deszczowo-przemysłowych z rejonu bloków 1-8 oraz 9-10 oraz rejonu bloku nr 11 wraz z dwoma wylotami (urządzeniami wodnymi) ww. ścieków do rzeki Wisły;
- kanalizacji bytowej wraz z oczyszczalnią ścieków bytowych oraz wylotem (urządzeniem wodnym) ww. ścieków do Rzeki Wisły.

3.11. Diagnoza możliwości wykorzystania zastanej infrastruktury Obiektu – podsumowanie

W oparciu o przeprowadzone rozpoznanie zastanej infrastruktury, przy założeniu iż budowa nowej elektrowni jądrowej generacji III/III+ dla lokalizacji Kozienice będzie odbywała się z maksymalnym jej wykorzystaniem, zwłaszcza w zakresie wewnętrznych i zewnętrznych źródeł wody, sieci przesyłowych oraz infrastruktury drogowej i kolejowej, postawiono wstępną diagnozę dla poszczególnych zakresów.

Aktualnie w rozpatrywanej lokalizacji istnieje infrastruktura pracujących bloków węglowych, która zgodnie z założeniami projektu tylko w niewielkiej części może zostać wykorzystana w projektowaniu i budowie nowej elektrowni jądrowej.

Branża technologiczna

Analizując stan techniczny zastanej infrastruktury Elektrowni Kozienice pod względem technologicznym stwierdzono, iż jedynym możliwym do wykorzystania układem istniejących bloków 1÷10 jest układ poboru i zrzutu wody chłodzącej wraz z ujęciem oraz urządzeniami wstępnie filtrującymi pobieraną wodę. Wykorzystanie dalszych elementów otwartego układu chłodzenia tj. pompowni i rurociągów będzie w głównej mierze zależało od wyboru typu układu chłodzenia nowej elektrowni jądrowej, co zostało opisane w dalszej części opracowania.

Ze względu na założony czas eksploatacji do 2050r. Bloku nr 11 nie brano pod uwagę w kontekście wykorzystania jego infrastruktury dla budowy bloku jądrowego III generacji. Po zakończeniu eksploatacji będzie istniała możliwość wykorzystania części infrastruktury np. układu chłodzenia wraz z chłodnią kominową przy budowie nowego bloku jądrowego, którą będzie można zrealizować w miejscu istniejącego Bloku 11.

Dodatkowo na wcześniejszym etapie projektu Blok nr 11 był analizowany pod kątem wykorzystania jego infrastruktury w kontekście budowy reaktorów jądrowych IV generacji, zastępujących istniejący kocioł węglowy. Analiza możliwości zastąpienia kotła Bloku 11 reaktorami jądrowymi małej mocy nie była przedmiotem niniejszego Studium Wykonalności.

Branża elektryczna

Ze względu na różny wiek jak i cechy jakościowe istniejącej infrastruktury, diagnozę co do jej wykorzystania dla realizacji projektów jądrowych podzielono ze względu na jednostki wytwórcze.

Bloki 1-10 – brak jest możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury elektrycznej. Istniejące układy wyprowadzenia mocy, w tym: linie napowietrzne, słupy, konstrukcje wsporcze, stanowiska transformatorów blokowych i doczepowych oraz układy zasilania potrzeb własnych bloków podlegać będą demontażom i wyburzeniom.

Blok 11 – istnieje potencjalna możliwość (zależnie od mocy generatora i zapotrzebowania na moc potrzeb własnych) wykorzystania (dla reaktorów IV generacji):

- generatora,
- wyłącznika generatorowego,
- układu mostów szynowych od generatora do transformatora blokowego / transformatora odczepowego

- transformatorów blokowych jednofazowych,
- transformatorów odczepowych trójzwojennych, trójfazowych,
- układu napowietrznego wyprowadzenia mocy i zasilania rezerwowego,
- układu powiązań teletechnicznych bloku nr 11 z PSE.

Potencjał wykorzystania istniejącej infrastruktury elektrycznej bloku 11 zależy od możliwości dopasowania zastosowanej technologii jądrowej i jej mocy do parametrów istniejącego bloku. Należy natomiast zaznaczyć, że jednostka nr 11 jest jednym z nowszych krajowych źródeł węglowych i jej odstawienie na czas modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych może być niemożliwe ze względów bilansowych KSE.

Branża instalacyjna

Biorąc pod uwagę planowane nowe rozmieszczenie obiektów związanych z blokami jądrowymi, należy przewidzieć wykonanie nowego układu wewnątrzzakładowych sieci: wody na cele bytowe, wody p.poż. oraz kanalizacyjnej. Gdyż istniejący układ, nie będzie mógł być wykorzystany przy planowanym nowym zagospodarowaniu terenu.

Potencjalnie, na dalszych etapach projektowania, gdy znane będą wszystkie parametry ilościowe oraz jakościowe w zakresie zapotrzebowania wody i odprowadzania ścieków, można rozważyć możliwość wykorzystania ujęcia głębinowego wody pitnej wraz ze stacją uzdatniania tej wody, czy też istniejących oczyszczalni ścieków oraz wylotów ścieków do środowiska. Niemniej jednak, mając na względzie wieloletnią, dotychczasową eksploatację tych urządzeń i być może ich niewystarczającą przepustowość dla nowej instalacji, nie jest to rozwiązanie rekomendowane. Należy raczej przewidzieć konieczność wykonania nowych instalacji uzdatniających wodę i oczyszczających ścieki, jedynie z potencjalną możliwością wykorzystania samych istniejących urządzeń wodnych do poboru wody i odprowadzania ścieków. Oczywiście to tylko przy założeniu, że ich wydajność/przepustowość i stan techniczny w momencie planowanego wykorzystania, będą wystarczające.

4. Analiza rynku dostawców technologii wymaganych w procesie inwestycyjnym

4.1. Założenia

Plan dekarbonizacji krajowej energetyki zawodowej w obszarze zastosowania technologii Coal-to-Nuclear zakłada wykorzystanie reaktorów jądrowych generacji III/III+. Reaktory tej generacji posiadają wiele zalet m.in.:

- Prostsza i wytrzymalsza konstrukcja budynku reaktora
- W większości wykorzystują pasywne układy chłodzenia oparte na zjawiskach naturalnych jak np. chłodzenie przez odparowanie
- Mniejsze prawdopodobieństwo wystąpienia poważnych awarii związanych ze stopieniem rdzenia
- W przypadku awarii ze stopieniem rdzenia znacznie ograniczono jej wpływ na społeczeństwo oraz środowisko

- Konstrukcja budynku reaktora cechuje się odpornością na bezpośrednie uderzenie dużego samolotu
- Wydłużona kampania paliwowa oraz większy stopień wypalenia paliwa
- Zmniejszona ilość wytworzonych odpadów promieniotwórczych
- Okres eksploatacji sięgający nawet 60 lat

4.2. Rynek dostawców

Aktualnie rynek oferuje kilka konkretnych i sprawdzonych technologii reaktorów tej generacji. Dla dalszych analiz wybrano trzy reaktory typu PWR (pressurized water reactor) tj. reaktorów wodnych, ciśnieniowych:

- **AP 1000** – reaktor produkcji Westinghouse (USA) o mocy elektrycznej netto 1150MW
- **APR 1400** – reaktor produkcji KHNP (Korea Południowa) o mocy elektrycznej netto 1450MW
- **EPR** – reaktor produkcji EDF (Francja) oparty o doświadczenia reaktorów niemieckich KONVOI i francuskich N4 o mocy elektrycznej netto 1600MW

AP1000 – Advanced Passive – zaawansowany, lekkowodny reaktor pasywny posiadający dwie pętle chłodzące przy mocy cieplnej na poziomie 3415MW_t. Pętle chłodzące są wyposażone w główne pompy cyrkulacyjne zlokalizowane bezpośrednio na króćcach wylotowych wytwornic pary tj. po stronie zimnej obiegu cyrkulacji. Takie rozwiązanie eliminuje rurociągi pomiędzy wytwornicami pary a pompami.

Rdzeń reaktora składa się z 157 kaset paliwowych siedmiu typów wykorzystujących UO₂ jako materiał paliwowy. Poszczególne kasety paliwowe występują w różnym stopniu wzbogacenia, mogą zawierać wypalającą się truciznę w postaci cienkiej warstwy ZrB₂ (dwuborek cyrkonu) na powierzchni pastylek paliwowych oraz specjalne, pierścieniowe pręty wykonane z Al₂O₃B₄C które razem pozwalają uzyskać równomierny rozkład mocy w rdzeniu. Czas pomiędzy wymianami paliwa został wydłużony aż do 18 miesięcy ze współczynnikiem wykorzystania mocy na poziomie około 93%.

Reaktor AP1000 wykorzystuje w pełni pasywne systemy chłodzenia awaryjnego tzn. układy te nie posiadają pomp oraz nie wymagają zasilania awaryjnego np. agregatów Diesel'a. Dostarczanie wody borowanej do zalewania rdzenia w przypadku awarii utraty chłodziwa jest zapewnione przez trzy źródła dostarczające wodę:

- dwa zbiorniki układu oczyszczania i uzupełniania chłodziwa
- dwa hydroakumulatory utrzymywane pod ciśnieniem 4,9 MPa przez poduszkę azotową
- zbiornik wewnątrz obudowy bezpieczeństwa służący do skraplania pary stabilizatora ciśnienia i odbioru ciepła powyłączeniowego oraz jako rezerwuuar wody do zalania reaktora w przypadku stopienia rdzenia.

Elektrownia jądrowa oparta o reaktor AP1000 ma o 35% mniej pomp, o 80% mniej rurociągów związanych z bezpieczeństwem oraz o połowę mniej zaworów bezpieczeństwa w stosunku do bloku jądrowego niższej generacji o podobnej mocy. Większość instalacji bezpieczeństwa mieści się w obudowie bezpieczeństwa składającej się w dwóch warstw; wewnętrznej stalowej oraz zewnętrznej betonowej. Wewnętrzna obudowa stalowa ma zapobiegać wszelkim wyciekom z reaktora. W górnej części obudowy bezpieczeństwa mieści się zbiornik wody o pojemności około 3000m³, którego

zadaniem jest chłodzenie wewnętrznej, stalowej obudowy.

Pasywne układy chłodzenia mają zagwarantować warunki do bezpiecznego wyłączenia reaktora przez 72 godziny po wystąpieniu awarii bez konieczności podjęcia działań przez operatorów.

Prawdopodobieństwo stopienia rdzenia szacowane jest na poziomie mniejszym niż $2,4 \times 10^{-7}$ /rok

APR1400 – Advanced Power Reaktor – zaawansowany reaktor wodno-ciśnieniowy, dwupętlowy z dwiema liniami chłodzenia w każdej pętli. Producentem reaktora APR1400 jest Korean Electric Power Corporation (KEPCO) oraz Korea Hydro and Nuclear Power (KHNP)

Układ paliwowy reaktora składa się 256 kaset zawierających po 236 prętów paliwowych. Materiałem paliwowym jest UO₂ jednak część kaset zawiera domieszkę trójtlenku gadolinu (Gd₂O₃) jako wypalającej się trucizny. Reaktor może wykorzystywać także przerobione paliwo typu MOX w 33% udziale do paliwa podstawowego.

Główne układy bezpieczeństwa to system awaryjnego zalewania rdzenia, układ redukcji nadciśnienia wraz z usuwaniem pary, układ zraszania obudowy bezpieczeństwa oraz awaryjny układ wody zasilającej. W obudowie bezpieczeństwa znajduje się także basen wody do przetadunku paliwa; w sytuacji awaryjnej woda z basenu jest wykorzystywana do zalewania rdzenia. Układ zalewania został uproszczony, wyposażony w cztery redundantne linie z bezpośrednim wtryskiem wody do zbiornika reaktora oraz podwójny układ zasilania elektrycznego. Każda linia awaryjnego chłodzenia posiada część aktywną wykorzystującą pompę oraz część pasywną ze zbiornikiem chłodziwa i regulatorem przepływu.

Obudowa bezpieczeństwa ma grubość około 1,37m,; wykonana jest ze sprężonego betonu pokrytego od wewnętrznej strony stalową powłoką chroniącą przed wyciekami. Obudowa zapewnia także odporność na trzęsienia ziemi o przyspieszeniu 0,3G.

Prawdopodobieństwo uszkodzenia rdzenia szacowane jest na poziomie mniejszym niż 10^{-5} /rok a uszkodzenia obudowy bezpieczeństwa na poziomie mniejszym niż 10^{-6} /rok.

Obecnie pracujące bloki jądrowe z reaktorem APR1400 to m.in. Shin-Kori-3, 4, 5 oraz 6.

EPR – Europejski Reaktor Wodno-Ciśnieniowy – niemiecko-francuska konstrukcja jest największym reaktorem typu PWR, jego maksymalna moc elektryczna to około 1650MWe.

Głównym paliwem tego reaktora jest UO₂ ale może być stosowane także paliwo typu MOX bez lub z gadolinem o zawartości od 2% do 8% jako wypalającą się truciznę. Do produkcji koszulek paliwowych, siatek dystansujących oraz rur kaset wykorzystano stop M5 zawierający cyrkon oraz 1% dodatek niobu. Zastosowanie stopu M5 zwiększyło odporność na korozję i pełzanie a także stabilność wymiarów.

Innowacyjnym rozwiązaniem reaktora EPR jest zastosowanie ciężkiego reflektora, który ogranicza ucieczkę neutronów padających na ścianę zbiornika. Poprawiło to gospodarkę neutronami, co przyczyniło się do zmniejszenia wzbogacenia paliwa i wydłużenia czasu jego pracy w reaktorze. Szacuje się, że koszty paliwa mogą być niższe nawet o 17% w stosunku do innych typów pracujących reaktorów PWR.

Reaktor ten cechuje się także wyższą sprawnością termodynamiczną układu tj. około 36%. Wyższa sprawność jest osiągnięta poprzez wysokie ciśnienie po stronie wtórnej reaktora – 7,72MPa.

Obudowa bezpieczeństwa w przypadku technologii EPR składa się z dwóch warstw betonowych.

Obejmują one reaktor, przechowalnik paliwa oraz dwa budynki zawierające najważniejsze układy bezpieczeństwa. Obudowa jest zaprojektowana w taki sposób aby wytrzymać uderzenie dużego samolotu pasażerskiego. Tak jak w przypadku innych reaktorów generacji III/III+ EPR wewnątrz betonowej obudowy bezpieczeństwa posiada stalową powłokę zapobiegającą wyciekom.

Układ bezpieczeństwa składa się z czterech oddzielnych sekcji układów awaryjnego zalewania rdzenia oraz układów wody zasilającej wraz z infrastrukturą pomocniczą. Kolejnym systemem bezpieczeństwa jest basen wody borowej wykorzystywany w czasie normalnej pracy do przetładunków paliwa a w czasie awarii jako źródło wody do chłodzenia rdzenia (także stopionego) oraz obudowy bezpieczeństwa.

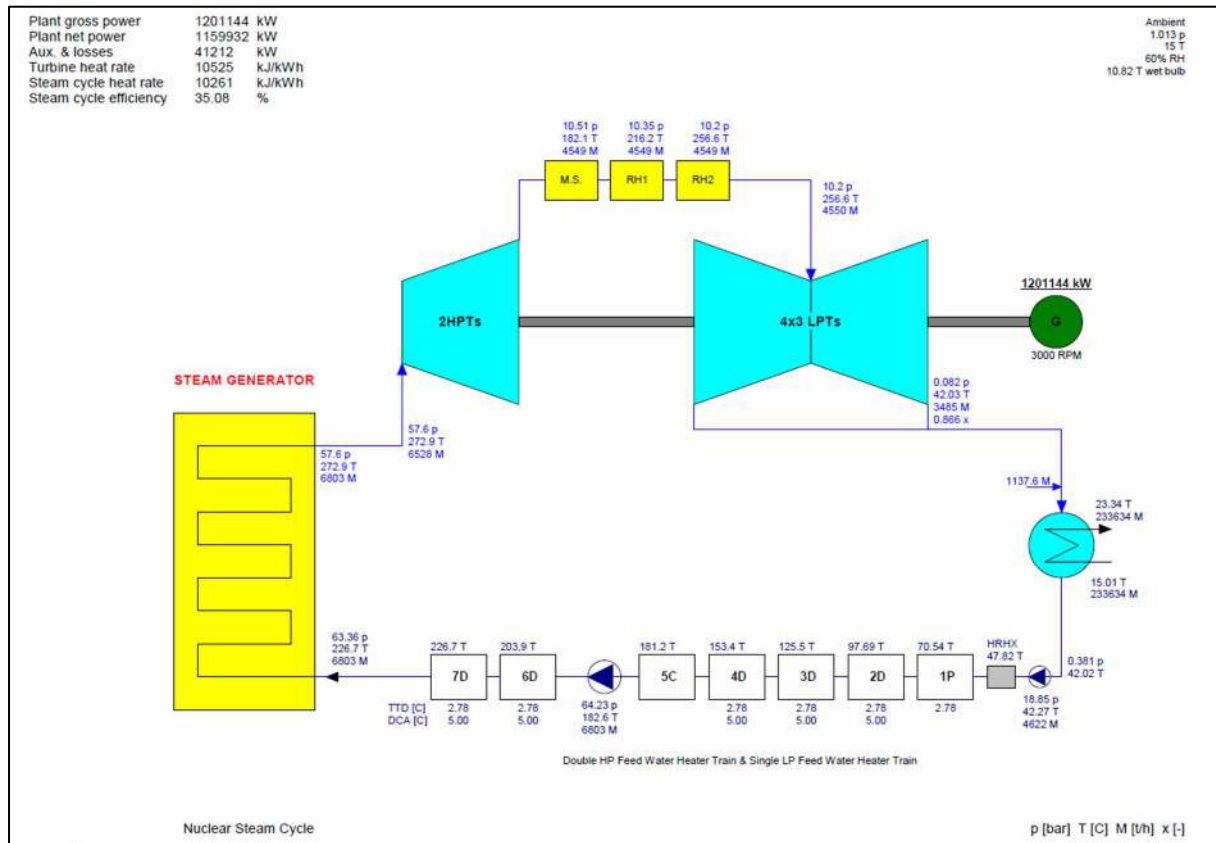
Tabela 13 Tabela porównawcza elektrowni jądrowych generacji III/III+

| Układ/parametr | | AP1000 | APR1400 | EPR |
|--|-------------------|---------------------------|-----------------|-------------------------|
| Charakterystyka ogólna | | | | |
| Typ reaktora | | PWR | PWR | PWR |
| Moc elektryczna netto | MWe | 1110 | 1450 | 1650 |
| Moc cieplna rdzenia | MWt | 3415 | 4000 | 4590 |
| Sprawność netto | % | 32.6 | 35.1 | 36 |
| Czas eksploatacji | lata | 60 | 60 | 60 |
| Ilość bloków pracujących/w budowie | szt. | 4/2 | 4/6 | 3/3 |
| Obieg chłodzący (pierwotny) | | | | |
| Liczba pętli | szt. | 2 | 2 | 2 |
| Liczba pomp obiegowych | szt. | 4 | 4 | 4 |
| Maksymalne ciśnienie wody | MPa | 17.2 | 17.2 | 17.6 |
| Robocze ciśnienie wody | MPa | 15.51 | 15.51 | 15.5 |
| Temperatura na wlocie do rdzenia | °C | 279.4 | 290.6 | 295.7 |
| Temperatura na wylocie z rdzenia | °C | 324.7 | 323.9 | 329.9 |
| Przyrost temp. wody w rdzeniu | °C | 45.3 | 33.3 | 34.2 |
| Temperatura wody zasilającej | °C | 226.7 | 232.2 | 230 |
| Przepływ chłodziwa przez rdzeń | ton/s | 14.3 | 20.991 | 22.225 |
| Ciśnienie pary na wylocie z wytwornicy | MPa | 5.79 | 6.9 | 7.72 |
| Temperatura pary na wlocie do turbiny | °C | 272.8 | 285 | 293 |
| Przepływ pary przez wytwornice | kg/s | 1889 | 1130.8 | 2604 |
| Charakterystyka kaset paliwowych | | | | |
| Rozkład/siatka kasety | | 17x17 | 16x16 | 17x17 |
| Liczba prętów paliwowych | szt. | 264 | 236 | 265 |
| Liczba rur prowadzących | szt. | 25 | 20 | 24 |
| Liczba kaset w rdzeniu | szt. | 157 | 241 | 241 |
| Liczba prętów sterujących w rdzeniu | szt. | 53 (czarne) 16 (szare) | 93 | 89 (czarne) |
| Długość części paliwowej kasety (stan zimny) | cm | 426.7 | 381 | 420 |
| Średnia gęstość mocy w rdzeniu | MW/m ³ | 109.7 | 100.9 | 94.6 |
| Pręty paliwowe | | | | |
| Liczba prętów w rdzeniu | szt. | 41448 | 56876 | 63865 |
| Średnia gęstość mocy na jednostkę długości | W/cm | 187 | 183.8 | 163.4 |
| Materiał koszulki paliwowej | | ZIRLO | Zircaloy-4 | M5 |
| Pastylki paliwowe | | | | |
| Materiał paliwa | | UO ₂ | UO ₂ | UO ₂ lub MOX |
| Maksymalne wzbogacenie | % | ≤5 | 3.64 | ≤5 |
| Czas pracy paliwa w reaktorze | m-ce | 18 | ≥18 | 18.24 |

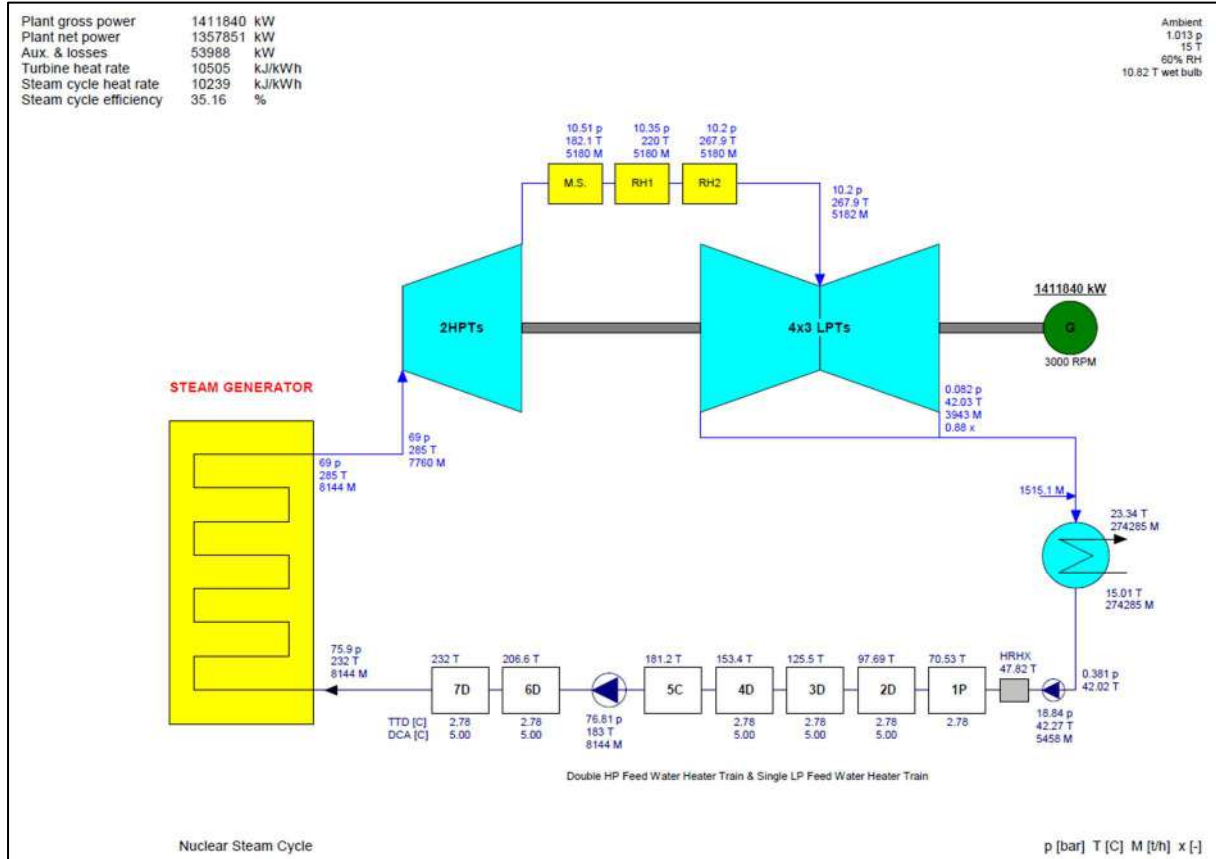
| | | | | |
|---|----|-------|-------|-------|
| Zbiornik reaktora | | | | |
| Średnica wewnętrzna na poziomie rdzenia | m | 4.039 | 4.655 | 4.870 |
| Grubość ścian zbiornika | cm | 20.3 | 28.4 | 25 |
| Średnica równoważna rdzenia | cm | 304 | 363 | 376.7 |

Dla analizowanych reaktorów jądrowych wykonano obliczenia termodynamiczne w programie STEAM PRO wchodzącym w pakiet Thermoflow. Wykonane modele termodynamiczne uwzględniają szereg parametrów technicznych prezentowanych m.in. w powyżej tabeli oraz w raporcie z zadania nr 3 wykonanego przez Politechnikę Śląską w Gliwicach. Ponadto wykorzystano również dane prezentowane przez międzynarodową agencję energii atomowej (IAEA).

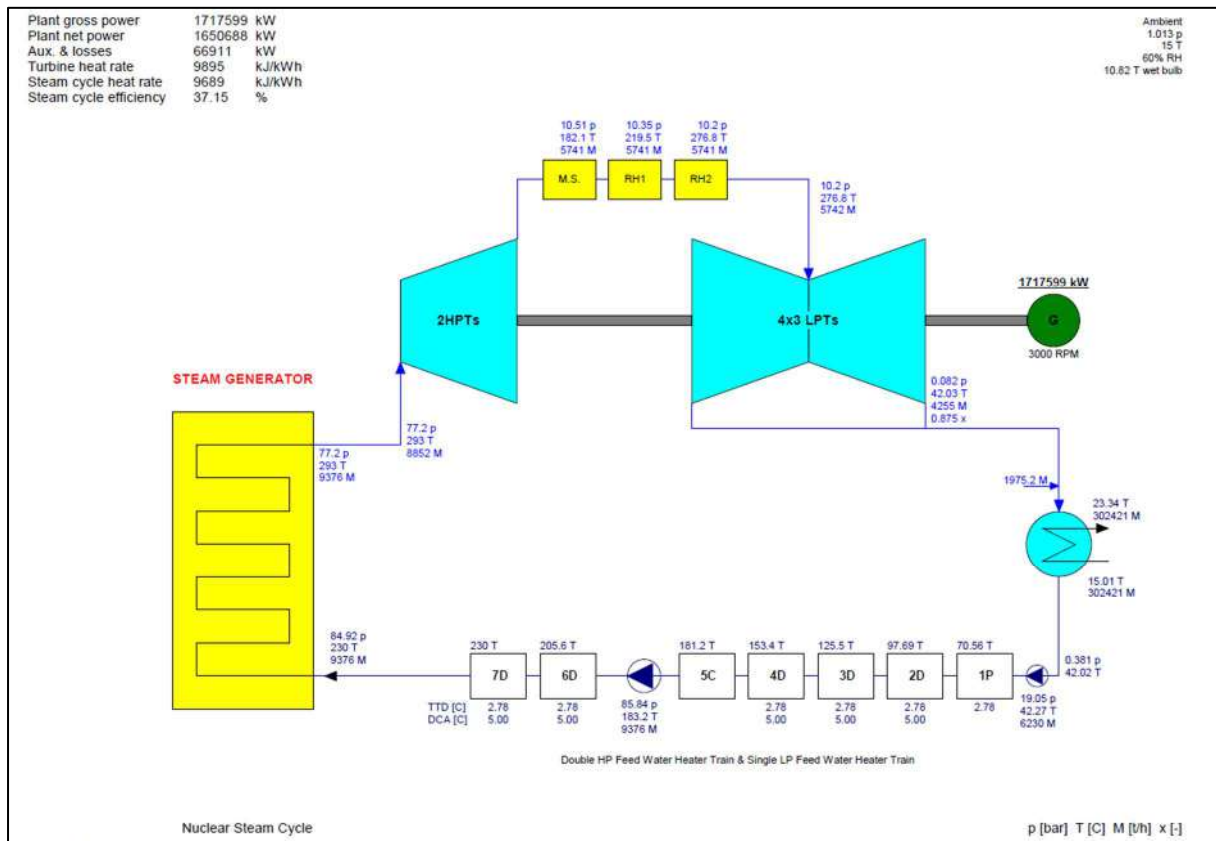
Model uwzględnia w głównej mierze część parową bloku jądrowego, bez szczegółowej analizy reaktora, którego parametry zostały przyjęte zgodnie z wytycznymi. Ponadto na tym etapie nie ustalono systemu chłodzenia, w celach porównawczych wszystkie modele wykonano dla otwartego układu dla takiej samej temperatury otoczenia 15°C. Ostateczne wyniki modelu, mogą różnić się od danych prezentowanych w tabeli, ze względu na inne parametry układu chłodzenia.



Rysunek 24 Schemat parowy bloku AP-1000



Rysunek 25 Schemat parowy bloku APR-1400



Rysunek 26 Schemat parowy bloku EPR-1600

4.3. Rekomendacja typu reaktora (elektrowni jądrowej) wybranego do dalszej analizy

Na podstawie analizy dostępnych materiałów oraz pozyskanych danych przyjęto, iż dalsze prace będą oparte o technologię elektrowni jądrowej z reaktorem AP1000. Wybór elektrowni AP1000 w głównej mierze jest spowodowany uwarunkowaniami terenowymi oraz możliwością wyprowadzenia mocy elektrycznej na podobnym poziomie, co moc wyprowadzana z przewidzianych do zastąpienia bloków węglowych. Całkowite gabaryty wszystkich budynków elektrowni oraz dedykowanych chłodni kominowych wstępnie pozwalają na zlokalizowanie na rozpatrywanym terenie dwóch bloków AP1000 z zachowaniem niezbędnej infrastruktury pomocniczej, drogowej, stref bezpieczeństwa itp.

5. Opis przyjętego rozwiązania

5.1. Zakres ogólny prac demontażowych

Założeniem projektu jest, że dla retrofitu reaktorami III/III+ generacji żadna główna część technologiczna rozpatrywanej elektrowni nie zostaje zachowana. Z tego powodu zakres prac demontażowych i rozbiórkowych będzie obejmował całość infrastruktury bloków klasy 200MW oraz 500MW z niewielkimi wyjątkami, jak układ wyprowadzenia mocy lub urządzenia/budowle hydrotechniczne układu wody chłodzącej np. kanały poboru i zrzutu wody, rurociągi ssawne i tłoczne itp. Wymieniona powyżej infrastruktura elektroenergetyczna i hydrotechniczna prawdopodobnie będzie wymagała przebudowy lub dostosowania do wymagań oraz zapewnienia bezpiecznej pracy elektrowni jądrowej.

Na poniższym szkicu zaznaczono obszar infrastruktury elektrowni węglowej zakwalifikowany do wyburzenia i zagospodarowania pod dwa nowe bloki elektrowni jądrowej.

Główne obiekty bloków 200MW (1-8) oraz 500MW (9-10) podlegające wyburzeniu i/lub zwolnienia terenu pod budowę:

- Transformatory blokowe
- Kotłownia
- Maszynownia
- Instalacja SCR do redukcji NOx
- Instalacja mokrego odsiarczania spalin składająca się z:
 - Układu kanałów spalin z wentylatorem wspomagającym
 - Układu wytwarzania zawiesiny wapiennej
 - Absorbera
 - Układu odwodnienia gipsu
 - Układu oczyszczania ścieków
- Układ wyprowadzenia spalin (elektrofiltry, kanały spalin, kominy)
- Plac węglowy i układ nawęglania



Rysunek 27 Lokalizacja głównych obiektów elektrowni

5.2. Rekomendacja typu układu chłodzenia wybranego do dalszej analizy

Z analizy porównawczej układów chłodzenia zamieszczonej w pkt. 3.3 wynika, iż najlepszym rozwiązaniem ze względów bezpieczeństwa oraz ograniczenia wpływu na środowisko będzie zastosowanie zamkniętego układu chłodzenia z wykorzystaniem chłodni kominowej. Najważniejszymi zaletami budowy chłodni kominowej jest uniezależnienie się od warunków hydrotermicznych rzeki, co wpływa na bezpieczeństwo pracy elektrowni i reaktora oraz znaczące zmniejszenie wpływu oddziaływania obiektu na środowisko naturalne; głównie rzeki Wisły. Pobór wody z rzeki dla potrzeb uzupełniania układu chłodzenia oraz układu parowo wodnego dwóch bloków AP1000 elektrowni jądrowej to około 2÷3% strumienia objętościowego aktualnego poboru wody dla chłodzenia przepływowego istniejących bloków węglowych 500 i 200MW.

5.3. Modyfikacje istniejącego, otwartego układu chłodzenia

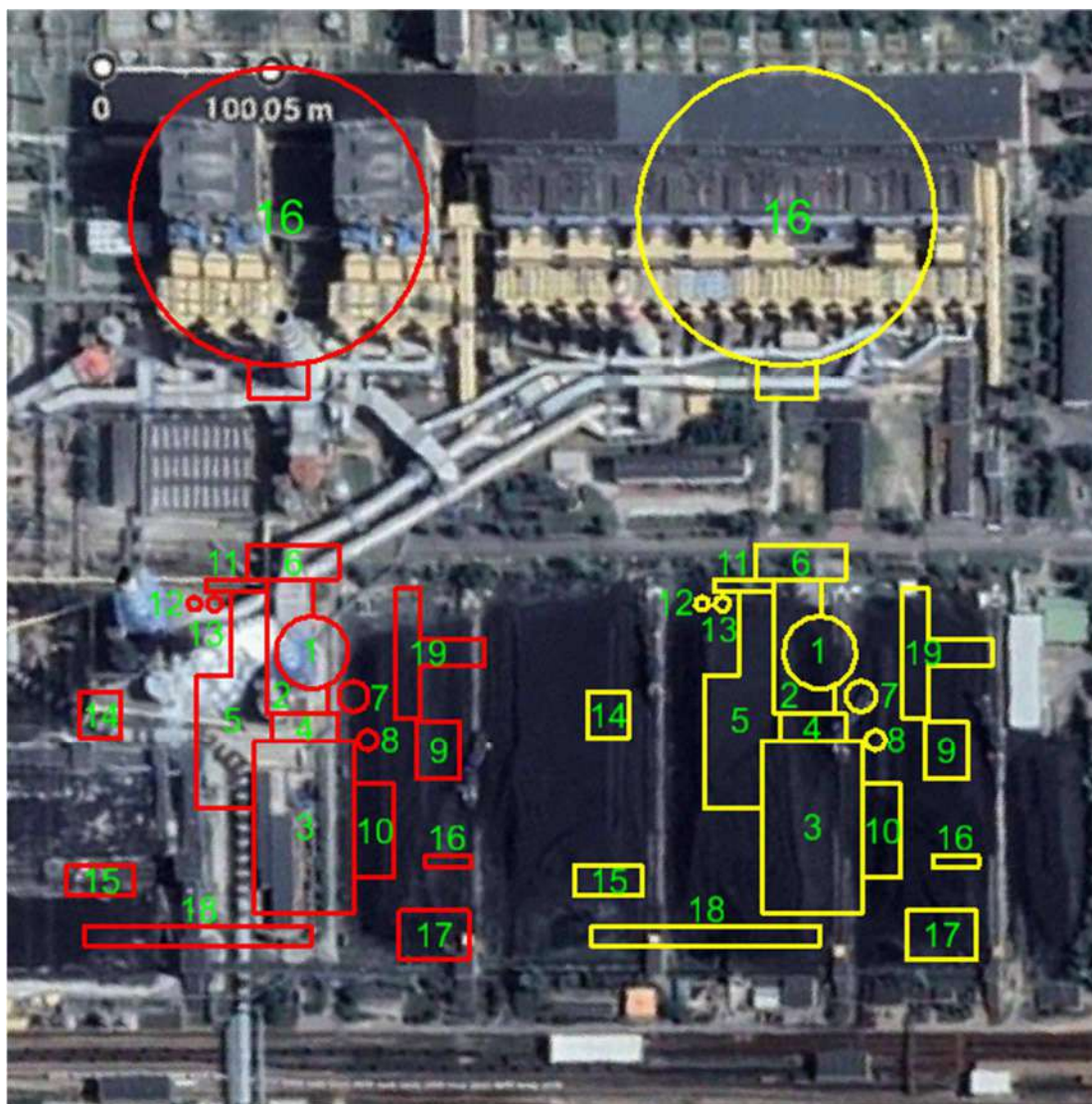
Zastosowanie zamkniętego układu chłodzenia wymusza konieczność przebudowy istniejącego układu doprowadzenia i zrzutu wód chłodzących. Zakłada się pozostawienie istniejącego kanału doprowadzającego wodę chłodzącą do ujęcia wody. Z uwagi na zmniejszoną ilość pobieranej wody konieczna będzie zabudowa nowych pomp w ujęciu wody rzecznej oraz możliwość rezygnacji z układu odmrażania ujęcia. Dla jednego bloku elektrowni jądrowej zakłada się wyposażenie ujęcia w nowy układ pompowy o konfiguracji 3x50%. Wydajność każdej z pomp będzie wynosić około 2,1 tys. m³/h. Ze względów bezpieczeństwa lub specyficznych wymagań i rozwiązań Producenta układ ten może być rozbudowany o dodatkową pompę awaryjną.

Wydajność nowych pomp będzie wynikać z zapotrzebowania wody na uzupełnianie układu chłodzenia, odsalanie wody zamkniętego układu chłodni oraz pobór wody na potrzeby przygotowania wody zdemineralizowanej. Uzupełnianie układu chłodzenia wynika głównie ze strat wody spowodowanych odparowaniem i unosem kropel wody w chłodni kominowej.

Ze względu na niewielką ilość odprowadzanej wody z procesu odsalania zakłada się zabudowę nowego rurociągu zrzutowego oraz likwidację/wyburzenie istniejących kanałów zrzutowych przystosowanych do zrzutu wody z obecnego, otwartego układu chłodzenia.

5.4. Obszar zabudowy

Dla dwóch identycznych bloków jądrowych zakłada się wykorzystanie przestrzeni ośmiu sąsiadujących, aktualnie pracujących bloków węglowych klasy 200MW oraz dwóch bloków węglowych klasy 500MW. Pierwszy blok jądrowy planuje się zrealizować w obszarze zajmowanym przez bloki klasy 200MW nr 1 – 7. Realizację budowy drugiego bloku jądrowego planuje się zlokalizować w miejscu bloków klasy 500MW tj. bloków 9 i 10 oraz sąsiadującego bezpośrednio bloku nr 8 klasy 200MW. Na poniższym szkicu pokazano przykładowe, wstępne rozmieszczenie niezbędnych elementów bloku elektrowni jądrowej.



Rysunek 28 Obszar zabudowy dwóch bloków jądrowych z reaktorami AP-1000

W ramach głównych komponentów elektrowni jądrowej wyróżniamy trzy podstawowe obszary: wyspę jądrową, wyspę turbinową, a także szereg instalacji towarzyszących.

Do głównych obiektów elektrowni jądrowej zaliczamy:

- Budynek reaktora (Obudowa bezpieczeństwa + budynek osłonowy) (1)
- Budynek pomocniczy (2)
- Budynek maszynowni (4)
- Budynek zaplecza reaktora (3)
- Budynek odpadów promieniotwórczych (5)
- Budynek generatorów diesla (14)
- Zbiorniki oleju napędowego na potrzeby agregatu (15)
- Chłodnice systemu wody ruchowej (8)
- Pompownię wody przeciwpożarowej oraz zbiorniki wody przeciwpożarowej (10)
- Zbiorniki kondensatu (7), wody zdemineralizowanej (11), kwasu borowego (12), wody na potrzeby pasywnego chłodzenia obudowy bezpieczeństwa (6)
- Pomocniczy zbiornik magazynujący wodę dla systemu pasywnego chłodzenia obudowy bezpieczeństwa reaktora (9)
- Platforma kontenera do transportu wypalonego paliwa (13)
- Chłodnia kominowa (16)

5.5. Wstępny opis techniczny wybranego reaktora

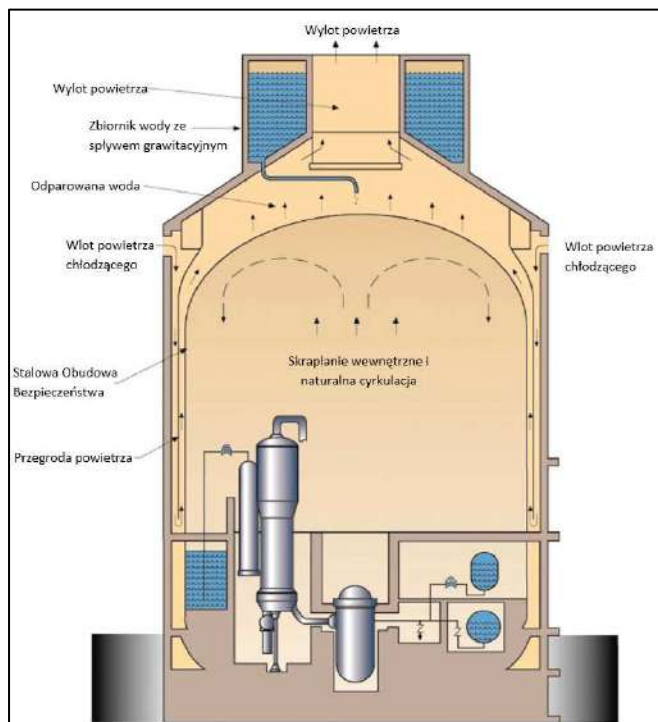
Budynek reaktora składa się z obudowy bezpieczeństwa reaktora oraz budynku osłonowego. Budynek osłonowy otacza obudowę bezpieczeństwa. Oba budynki są osadzone na wspólnej płycie fundamentowej osadzonej poniżej poziomu terenu elektrowni. Taka konfiguracja budynku reaktora zapewnia wymaganą ochronę dla urządzeń zlokalizowanych wewnątrz obudowy bezpieczeństwa. Istotną funkcją obu budynków jest również ta związana z układem pasywnego chłodzenia reaktora.

Podstawową funkcją obu budynków jest zapewnienie bezpieczeństwa pracy elektrowni poprzez:

- zatrzymywanie substancji promieniotwórczych w czasie normalnej pracy oraz w warunkach awaryjnych,
- ochronę reaktora przed zagrożeniami zewnętrznymi naturalnymi oraz ludzkimi,
- zatrzymywanie promieniowania jonizującym w czasie normalnej pracy oraz w warunkach awaryjnych.

Obudowa bezpieczeństwa jest hermetycznym, cylindrycznym zbiornikiem wraz ze wszystkimi urządzeniami wewnątrz. Powstrzymuje on uwalnianie substancji radioaktywnych do otoczenia i jest integralną częścią pasywnego systemu chłodzenia. Pasywny system chłodzenia został zaprojektowany tak, aby w razie awarii odprowadzić wystarczającą ilość energii z obudowy i nie dopuścić do przekroczenia ciśnienia projektowego.

Budynek osłonowy to betonowa struktura, która otacza obudowę bezpieczeństwa. Zapewnia on skuteczną i wystarczającą ochronę dla obudowy bezpieczeństwa przed czynnikami zewnętrznymi. Jego konstrukcja jest zaprojektowana tak, aby wytrzymać uderzenie dużego samolotu pasażerskiego. Budynek osłonowy jest także częścią pasywnego systemu chłodzenia. W przypadku awarii i uwolnienia do obudowy bezpieczeństwa dużej ilości energii budynek osłonowy zapewnia naturalną cyrkulację powietrza chłodzącego. W górnej części budynku znajdują się także zbiornik wody na potrzeby chłodzenia awaryjnego obudowy bezpieczeństwa.



Rysunek 29 Budynek reaktora

Budynek maszynowni w którym znajduje się główne wyposażenie związane z turbospółem, nie jest związany z bezpieczeństwem obiektu. Jest on posadowiony na osobnym fundamencie i przylega do budynku pomocniczego oraz budynku zaplecza reaktora. Stanowi ochronę przed warunkami zewnętrznymi oraz zapewnia odpowiednią izolację termiczną i akustyczną dla urządzeń zabudowanych wewnątrz niego.

W budynku maszynowni znajdują się:

- turbina parowa
- generator
- układ wody zasilającej
- system pary świeżej i przegrzanej
- układ wody ruchowej
- układ kondensatu
- urządzenia pomocnicze cyklu konwersji mocy
- inne układy pomocnicze
- układy elektryczne
- układ oczyszczania wody uzupełniającej

W części budynku maszynowni zlokalizowanej najbliżej reaktora znajdować się będzie wyposażenie technologiczne związane z reaktorem.

Budynek pomocniczy jest podzielony na dwie części. W pierwszej części występuje narażenie na promieniowanie, natomiast w drugiej takie promieniowanie normalnie nie występuje. Podstawową funkcją budynku jest zapewnienie ochrony dla urządzeń związanych z bezpieczeństwem, znajdujących się poza budynkiem reaktora przed potencjalnymi konsekwencjami zdarzenia wewnętrznego lub zewnętrznego. Budynek stanowi także ochronę dla radioaktywnego sprzętu i urządzeń zlokalizowanych wewnątrz niego. W budynku zlokalizowane są m. in. nastawnia, systemy sterowania

i zasilania elektrycznego, strefy magazynowania paliwa jądrowego i przetwarzania odpadów promieniotwórczych, wyposażenie mechaniczne oraz główne zawory parowe i wody zasilającej.

Budynek zaplecza reaktora składa się z kilku budynków i obejmuje obszary zarówno kontrolowane jak też niekontrolowane pod względem narażenia na promieniowanie. Podstawowy budynek stanowi główne wejście dla personelu obiektu bloku jądrowego i zapewnia wymaganą komunikację dla obsługi oraz urządzeń do obszaru wyspy jądrowej. W budynkach znajdują się również m. in. laboratorium, część socjalna oraz biurowa, systemy elektroenergetyczne, pomocnicze generatory diesla, centrum wsparcia technicznego, warsztaty oraz różne systemy ogrzewania, wentylacji i klimatyzacji. Warsztat jest wyposażony w sprzęt do odkażania w tym także przenośny, który może być wykorzystywany w obszarze całej wyspy jądrowej.

Budynek odpadów promieniotwórczych obejmuje obiekty i urządzenia do segregowania i przechowywania różnego rodzaju odpadów promieniotwórczych przed ich dalszym przetworzeniem. W budynku znajdują się również urządzenia mobilne do przetwarzania odpadów oraz wydzielona przestrzeń do krótkotrwałego przechowywania kontenerów transportowych na przetworzone paliwo stałe. Budynek odpadów nie obejmuje żadnego sprzętu związanego z bezpieczeństwem obiektu.

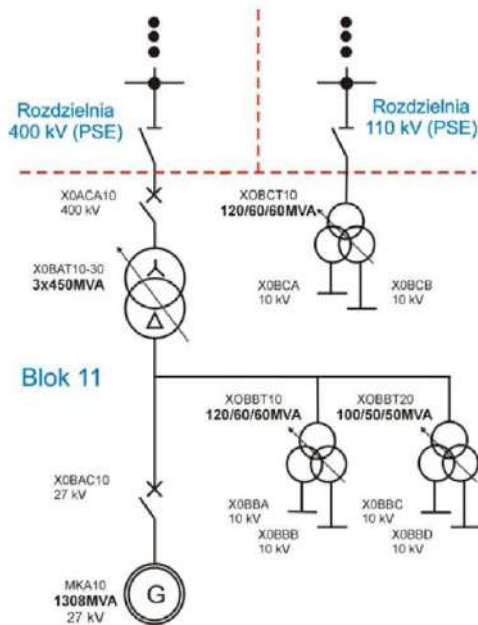
Podstawowe funkcje budynku odpadów promieniotwórczych:

- Wysyłka zanieczyszczonej odzieży do przetworzenia poza zakładem
- Przetwarzanie i pakowanie odpadów suchych
- Wysyłka odpadów niebezpiecznych/mieszanych do przetwarzania poza zakładem
- Przetwarzanie odpadów chemicznych
- Odbiór i przechowywanie pustych pojemników na odpady
- Przechowywanie i załadunek zapakowanych odpadów do wysyłki

Budynek odpadów promieniotwórczych umożliwia również tymczasowe przechowywanie innych kategorii odpadów przemysłowych.

Budynek generatorów diesla znajduje się z pewnej odległości od budynków wyspy jądrowej i jest posadowiony na osobnym fundamencie. Lokalizacja budynku zapewni bezpieczne i pewne zasilanie awaryjne obiektu EJ w razie wystąpienia zakłóceń w dostawach energii elektrycznej ze źródła podstawowego. W budynku zainstalowane są dwa identyczne, rezerwowe, modułowe generatory napędzane silnikiem diesla. Generatory są oddzielone od siebie ogniotrwałą ścianą (three-hour fire wall). W budynku oprócz samych generatorów znajdzie się również sprzęt i urządzenia pomocnicze cyklu konwersji mocy, a także systemy HVAC. Jest to budynek niezwiązany z bezpieczeństwem obiektu. W pewnej odległości od budynku generatorów znajdują się dwa zbiorniki oleju napędowego wraz z pompami, stanowiskiem rozładunku cystern i pozostałymi instalacjami pomocniczymi

5.6. Układ elektryczny zasilania potrzeb własnych



Zasilanie potrzeb własnych nowego bloku może wyglądać jak na szkicu obok (przykład z bloku nr 11).

Zasilanie podstawowe będzie realizowane przez transformatory odczepowe zasilane z mostu szynowego wyprowadzenia mocy z generatora na napięciu np. 27 kV. Wielkość jednostek musi zostać dobrana do zapotrzebowania mocy rozdzielnic potrzeb własnych 10,5 kV – oznaczonych BBA/B/C/D. Transformatory 27/10,5 kV będą trójzwojeniowe, trójfazowe.

Zasilanie rezerwowe będzie doprowadzone przez układ transformatorów trójzwojeniowych, trójfazowych z istniejącej sieci 110 kV. Przekładnia transformatorów 110/10,5 kV.

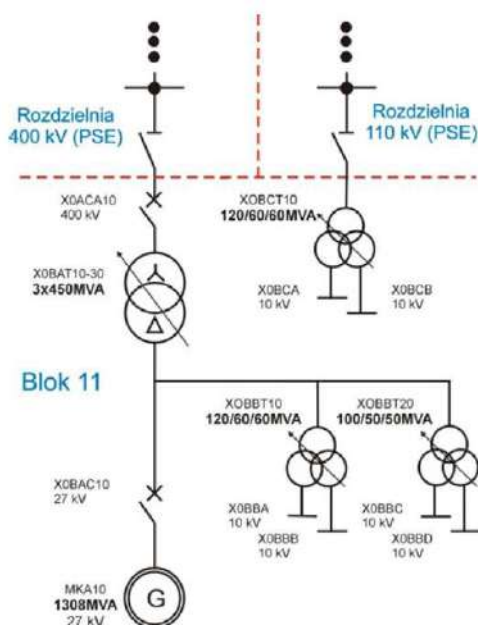
Poziom napięcia dla zasilania potrzeb własnych oraz powiązania z siecią Operatora Systemu Przesyłowego wymaga uzgodnień z Operatorem i pozyskania od niego warunków przyłączenia

Każda sekcja rozdzielnic 10,5 kV potrzeb własnych będzie zasilana z trzech źródeł:

1. Podstawowo z transformatora odczepowego - BBT
2. Rezerwowo z transformatora 110/10,5 kV – BCA
3. Rezerwowe z innego źródła np. agregatu prądotwórczego.

Aktualnie potrzeby istniejących bloków 1-11 zasilane są napięciem 110 kV.

5.7. Wyprowadzenie mocy



Dla jednostek o mocy powyżej 1000 MVA zaleca się stosować na wyprowadzeniu mocy transformatory jednofazowe (ze względu na gabaryty) w układzie analogicznym jak w Kozienicach dla bloku nr 11.

Wyprowadzenie mocy odbywa się przez układ szynoprzewodów wprowadzonych do wyłącznika generatorowego (np. typ HEC firmy ABB) i dalej mostem szynowym na przedpolu wyposażone w trzy transformatory jednofazowe blokowe. Od transformatora moc będzie dostarczana do SE Kozienice w układzie napowietrznym na napięciu 400 kV. Wyprowadzenie mocy z bloku do krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) wymaga pozyskania warunków przyłączenia od Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) na jakich można przyłączyć blok do sieci

5.7.1. Uwarunkowania prawne

Zgodnie z obowiązującym Prawem Energetycznym (Dz.U.2024.0.266) podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci musi złożyć wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci, zwanych dalej "Warunkami Przyłączenia", w przedsiębiorstwie energetycznym, do którego sieci ubiega się o przyłączenie dołączając stosowne dokumenty oraz wnosząc zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci, w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia. Wysokość zaliczki nie może być wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci i nie wyższa niż 3.000.000 zł.

W przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV sporządza się ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłem jest zobowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci.

Warunki Przyłączenia określają obowiązki inwestycyjne każdej ze stron, m.in. parametry techniczne, granice własności, oraz układy rozliczeniowe energii elektrycznej.

Jeśli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci jest zobowiązane niezwłocznie powiadomić o odmowie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot podając przyczyny odmowy.

Nowe jednostki jądrowe będą klasyfikowane jako jednostki wytwórcze typu D (moc powyżej 75MW i napięcie przyłączeniowe powyżej 110kV).

Dz. U. 2024 poz. 412

**OBWIESZCZENIE
MARSZAŁKA SEJMU RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ**

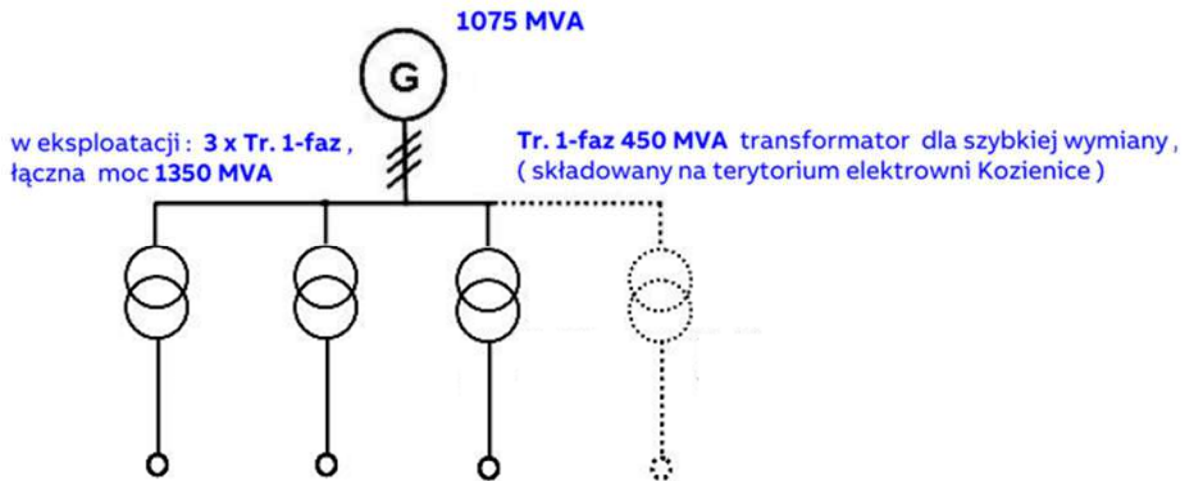
z dnia 26 lutego 2024 r.

w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących

Wymagania w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci określone są w kodeksie sieciowym (Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (ang. Network Code Requirements for Generators - NC RfG))

5.7.2. Transformatory blokowe

Z uwagi na planowaną wielkość wyprowadzenia mocy, zaleca się ze względów ekonomicznych i użytkowych zastosowanie 1-fazowych transformatorów wyprowadzenia mocy³⁴. Jednostka nr 4 jest transformatorem rezerwowym:



Dostarczenie i posadowienie jednostek 3 fazowych ze względu na masę i gabaryty jest logistycznie trudne do realizacji. Przeszkodę stanowi istniejąca infrastruktura i związany z tym transport tak dużych jednostek. Przykładowe gabaryty jednostek trójfazowych i ich masa.

Tabela 14 Przykłady gabarytów jednostek trójfazowych

| Moc Transformatora | Długość transportowa | Szerokość transportowa | Wysokość transportowa | Masa transportowa bez oleju | Masa całkowita |
|--|----------------------|------------------------|-----------------------|--|----------------|
| 1000 MVA | 15 m | 4m | 5m | 390ton | 485ton |
| 1200 MVA | 17m | 4.5m | 5.5m | 490ton | 630ton |
| Ograniczenia gabarytowe dla transportu kolejowego na terenie kraju | 14m | 3.5m | 4.8m | transformator jednofazowy 200 ton 265 ton | |

Poniżej przedstawiono procentowo koszty budowy jednostki 3-fazowej z rezerwą trójfazową oraz 3 jednostek jednofazowych i 3 jednostek jednofazowych z rezerwą 1 fazową. Jako punkt odniesienia przyjęto koszt budowy jednostki 3 fazowej.

Tabela 15 Porównanie kosztów wykonania transformatorów

| Porównanie kosztów wykonania transformatorów (bez kosztów transportu) | | | |
|---|------------------|------------------------|------------------|
| Moc Transformatora MVA | Blok bez rezerwy | Moc Transformatora MVA | Blok z rezerwą ← |
| 1 x 1200 Tr. 3-faz. | 100% | 2 x 1200 Tr. 3-faz. | 200% |
| 2 x 600 Tr. 3-faz. | 151% | 3 x 600 Tr. 3-faz. | 227% |
| 3 x 400 Tr. 1-faz. | 141% | 4 x 400 Tr. 1-faz. | 188% |

³⁴ Opracowanie ABB, Aleksander Gul „Nowoczesne rozwiązania ABB dla wyprowadzenia mocy dla bloków Elektrowni Jądrowych o mocy rzędu 1.0 GW”

Aktualnie pracujące w El. Kozienice jednostki 1-fazowe w ilości czterech sztuk były tańsze niż dwie jednostki 3-fazowe.

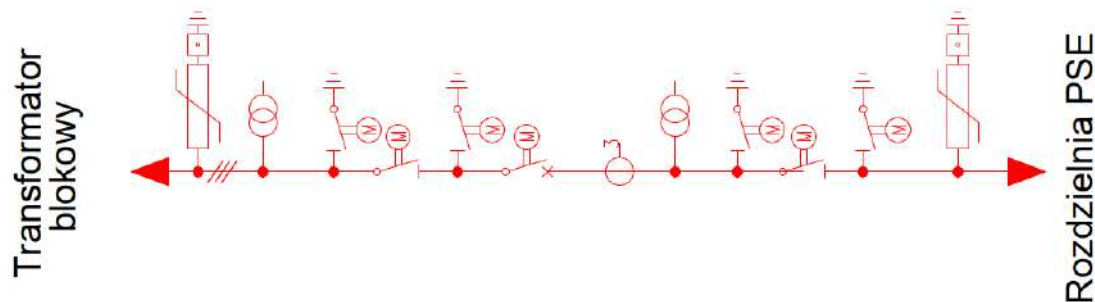
Podstawowe dane techniczne transformatora:

| | |
|---------------------|--|
| Moc znamionowa: | 450MVA |
| Przekładnia: | 425/ $\sqrt{3}$ / 27 kV |
| Prąd znamionowy: | 1834 / 16 667 A |
| Poziom izolacji GN: | Li 1300 / AC 570 kV |
| Poziom izolacji DN: | Li 170 / AC 70 kV |
| Grupa połączeń: | YNd11 dla 3 jednostek). |
| Rodzaj chłodzenia: | ODAF (radiatory z wymuszonym obiegiem oleju) |

5.7.3. Przedpola transformatorów blokowych

Dla potrzeb wyprowadzenia mocy i współpracy z KSE proponuje się wykonanie przedpól transformatorów wyprowadzenia mocy.

Poniżej przedstawiono przykładowy układ topologiczny pola blokowego:



Rysunek 30 Przykładowy układ topologiczny pola blokowego

Propozycja wyposażenia pola blokowego

Przykładowa aparatura w kolejności patrząc od strony transformatora blokowego:

- ograniczniki przepięć – przekładniki napięciowe – odłącznik z dwoma nożami uziemiającymi – wyłącznik – przekładniki prądowe* – przekładniki napięciowe* – odłącznik z dwoma nożami uziemiającymi – ograniczniki przepięć

* W miejsce przekładnika prądowego i napięciowego jako oddzielnych aparatów zastosowanie przekładnika prądowo-napięciowego (kombinowanego)

5.7.4. Linie elektroenergetyczne wyprowadzenia mocy

Istniejące napowietrzne linie mają za sobą długoletni okres eksploatacji. Pomimo regularnych przeglądów i zabiegów konserwacyjnych należy się liczyć ze znacznym ich wyeksploatowaniem. Ponieważ lokalizacyjnie linie mogą nie odpowiadać wyprowadzeniu mocy jak również nie być dostosowane technicznie do jej wyprowadzenia. Zmiana parametrów technicznych wymagałaby pozyskania decyzji administracyjnych a tym samym dostosowania do aktualnych wymagań norm jak i przepisów ochrony środowiska. Nie przewiduje się ich wykorzystania dla potrzeb wyprowadzenia mocy z elektrowni jądrowej

Nowe linie przewiduje się wykonać napowietrznie i/lub kablowo lub w sposób mieszany jako napowietrzno-kablowa.

Linie wyprowadzenia mocy parametrami muszą odpowiadać parametrom bloku oraz spełniać wymagania normatywne oraz standardów technicznych aktualnych w momencie ich realizacji.

5.7.5. Rozbudowa stacji elektroenergetycznej Kozienice

Infrastruktura elektroenergetyczna, w tym stacje elektroenergetyczne i rozdzielnie elektroenergetyczne pracujące na napięciach do 400 kV, są rozwiązaniami technologicznie bardzo dobrze poznanymi i posiadają szeroki rynek dostawców różnorodnych rozwiązań technologicznych. W przypadku tego typu infrastruktury ciężko jest wskazać ograniczenia technologicznie uniemożliwiające rozbudowę, a ewentualne ograniczenia ulokowane są w obszarze kosztów oraz czasu realizacji. W przypadku projektu będącego przedmiotem niniejszego studium, czas realizacji reaktorów jądrowych inwestycyjnie jest znacznie dłuższy od realizacji typowych inwestycji sieciowych modernizacji stacji. W związku z powyższym nie przewiduje się ryzyka związanego z brakiem możliwości rozbudowy stacji.

Najbliższą stacją elektroenergetyczną mogącą potencjalnie przyjąć wyprodukowaną moc jest stacja elektroenergetyczna 400/220/110 kV Kozienice. Obecnie infrastruktura tej stacji pozwala potencjalnie na wprowadzenie linii nowego bloku na pole rozdzielni 400 kV.

W przypadku realizacji tego zamierzenia pracująca stacja będzie miała za sobą wieloletni okres eksploatacji i należy zakładać iż będzie wymagała modernizacji a w szczególności rozdzielnie 220 kV i 110 kV które będą wymagały przebudowy celem dostosowania do nowych warunków.

Istotnym zagadnieniem rzutującym na rozbudowę stacji będzie również realizacja harmonogramu przedstawionego w pkt . 3.1.1 wyłączeń bloków węglowych elektrowni.

Istnieją techniczne możliwości rozbudowy/przebudowy stacji a jedynym ograniczeniem są koszty oraz czas realizacji.

5.8. Układ regulacji mocy elektrowni jądrowej

W przypadku reaktorów typu PWR zmiany mocy realizuje się głównie przez zmianę położenia prętów regulacyjnych a dokładną regulację reaktywności w rdzeniu reaktora uzyskuje się zmieniając stężenie kwasu borowego w obiegu pierwotnym.

W elektrowniach jądrowych III generacji zmiany mocy od 100% MN (MN - Moc Nominalna) do 25% MN są uwzględniane od samego początku projektowania. Np. dla reaktora EPR zaprojektowano dwa profile nadążania za obciążeniem:

- Nadążanie za obciążeniem w granicach od 60% do 100% MN w tempie 5% MN/min (przy wypaleniu paliwa do 80%),
- Nadążanie za obciążeniem w granicach od 25% do 60% MN w tempie 2,5% MN/min.

W elektrowniach jądrowych III generacji zmiany mocy od 100% MN do 25% MN są uwzględniane od samego początku projektowania. Nowe elektrownie jądrowe mogą zmieniać swą moc w granicach od 1260 MW do 630 MW z szybkością około 63 MW/min. Jak pokazuje rysunek jest to elastyczność lepsza niż dla elektrowni węglowych lub gazowych.



Rysunek 31 Porównanie szybkości zmiany obciążenia (mocy) w różnych typach elektrowni systemowych

Jak przedstawiono na rysunku, przedziały czasu, w ciągu których moc elektrowni systemowych może być zmieniana, są podobne. Elektrownia jądrowa może zmienić moc o 630 MW w ciągu 10 minut, elektrownia na węgiel kamienny o 480 MW w ciągu 12 minut i elektrownia gazowa CCGT (cykl kombinowany z turbiną gazową) o 500 MW w ciągu 21 minut. Daje to szybkości zmian mocy równe odpowiednio 63 MW/min, 26 MW/min i 38 MW/min.

Jak zostało opisane powyżej elektrownie jądrowe nie tylko mogą pracować w systemie nadążania za obciążeniem, jednakże mogą robić to lepiej niż elektrownie węglowe i gazowe.

5.9. Część budowlana i drogowa

- Opis warunków geologiczno-inżynierskich

Zgodnie z pkt 3.7.4 niniejszego opracowania na podstawie ogólnodostępnych kart badań podłoża gruntowego stwierdza się, że na przedmiotowym obszarze występują średnio zagęszczone piaski drobne oraz średnie. Poziom wody gruntowej wynosi ~102m n.p.m. (~-5,30m).

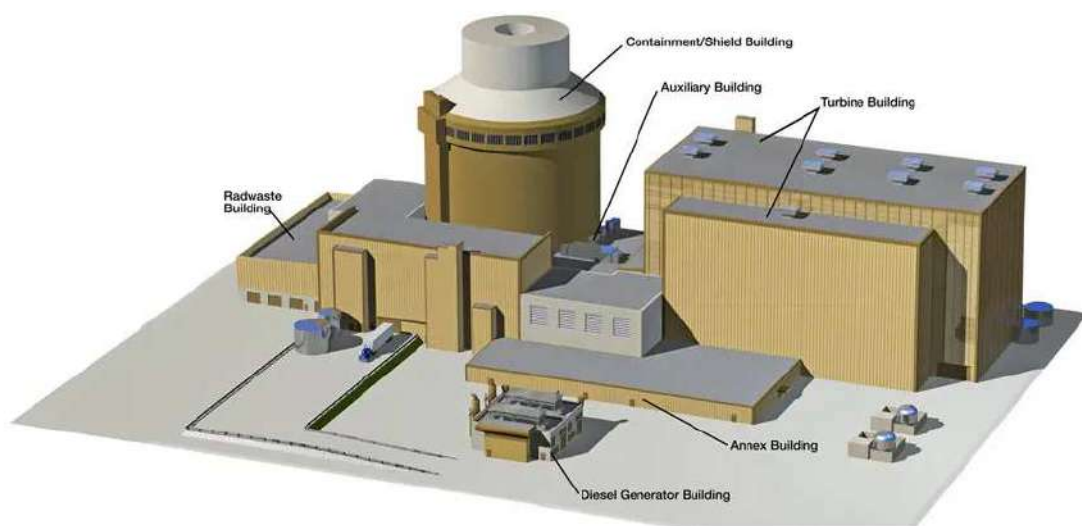
Przed przystąpieniem do realizacji wymagane będzie wykonanie szczegółowego rozpoznania podłoża gruntowego zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 25. Kwietnia 2012 w sprawie ustalania geotechnicznych warunków posadawiania obiektów budowlanych oraz Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 10 sierpnia 2012 w sprawie szczegółowego zakresu przeprowadzania oceny terenu przeznaczonego pod lokalizację obiektu jądrowego, przypadków wykluczających możliwość uznania terenu za spełniający wymogi lokalizacji obiektu jądrowego oraz w sprawie wymagań dotyczących raportu lokalizacyjnego dla obiektu jądrowego

- Zaplecze budowy

Zaplecze budowy będzie stanowić szereg obiektów tymczasowych służących celom budowy elektrowni. Do podstawowych obiektów można zaliczyć:

- Budynki socjalne i biurowe dla pracowników
 - Portiernie
 - Węzły betoniarskie
 - Magazyny i place składowe
 - Hale scalania elementów prefabrykowanych
 - Warsztaty
 - Rozdzielnie elektryczne
 - Obiekty gospodarki odpadami
 - Drogi tymczasowe
- Opis budynków i budowli

The Westinghouse AP1000 Plant



Rysunek 32 Rozmieszczenie głównych budynków bloku jądrowego opartego o reaktor AP 1000

Zgodnie z punktem 5.4 do podstawowych obiektów elektrowni zalicza się następujące obiekty budowlane:

- Budynek reaktora

Budynek reaktora AP1000 posiada układ warstwowy obejmujący stalowy zbiornik obudowy bezpieczeństwa, zewnętrzną osłonę żelbetową oraz system pasywnego chłodzenia. Stalowy zbiornik (wys. 60 m, gr. 4,5 cm) otacza reaktor i izoluje go w razie awarii. Żelbetowa osłona nośna chroni przed promieniowaniem i uszkodzeniami zewnętrznymi. Na szczycie umieszczono zbiornik wody chłodzącej, która opada grawitacyjnie, wspierając pasywne chłodzenie. Fundamenty wykonano jako masywną płytę żelbetową posadowioną na palach, zintegrowaną ze zbiornikiem IRWST. Wnętrze składa się z prefabrykowanych poziomów technicznych. Całość zaprojektowano jako odporną na uderzenie samolotu i spełniającą normy ochrony biologicznej i chemicznej.

- Budynek pomocniczy

Budynek pomocniczy to żelbetowa konstrukcja o wysokiej odporności sejsmicznej, przylegająca bezpośrednio do budynku reaktora. Mieści systemy pomocnicze reaktora, w tym układy chłodzenia, sterowania i zabezpieczeń. Jego konstrukcja została zaprojektowana z myślą o ochronie przed promieniowaniem i zapewnieniu łatwego dostępu do urządzeń. Wewnątrz znajdują się poziomy techniczne, pomieszczenia sterowania, strefy serwisowe oraz instalacje wentylacyjne i elektryczne. Budynek zapewnia również drogę komunikacyjną dla załadunku i rozładunku paliwa. Jego konstrukcja umożliwia pracę systemów bezpieczeństwa nawet w warunkach awaryjnych i utraty zasilania.

- Budynek maszynowni

Budynek maszynowni to hala technologiczna mieszcząca turbinę parową, generator oraz kondensator. Wewnątrz znajdują się suwnice umożliwiające obsługę i serwis urządzeń.

- Budynek zaplecza reaktora

Budynek zaplecza reaktora to żelbetowa konstrukcja przylegająca do budynku reaktora, mieszcząca urządzenia pomocnicze oraz systemy wspierające pracę bloku jądrowego. Zlokalizowano w nim m.in. systemy uzdatniania wody, instalacje elektryczne, wentylacyjne, kontrolno-pomiarowe oraz pomieszczenia technologiczne i serwisowe. Konstrukcja zaprojektowana jest z uwzględnieniem wysokiej odporności na obciążenia sejsmiczne i promieniowanie. W budynku znajdują się również ciągi komunikacyjne, korytarze kablowe i rurociągi prowadzące do budynku reaktora. Obiekt pełni funkcję technicznego zaplecza operacyjnego, zapewniając niezawodne działanie kluczowych systemów pomocniczych.

- Budynek odpadów promieniotwórczych

Budynek odpadów promieniotwórczych to odizolowana żelbetowa konstrukcja przeznaczona do tymczasowego przechowywania nisko- i średnioaktywnych odpadów stałych oraz ciekłych. Znajdują się w nim pomieszczenia do segregacji, kondycjonowania i pakowania odpadów w odpowiednie pojemniki osłonowe. Obiekt wyposażono w systemy wentylacji z filtracją HEPA, monitoring promieniowania, instalacje detekcyjne oraz systemy zabezpieczeń przeciwybuchowych i przeciwpożarowych. Budynek spełnia surowe normy ochrony radiologicznej i środowiskowej, a jego konstrukcja zapewnia szczelność i kontrolowane warunki przechowywania. Przewidziano również strefy dostępu kontrolowanego i pomieszczenia techniczne.

- Budynek generatorów diesla

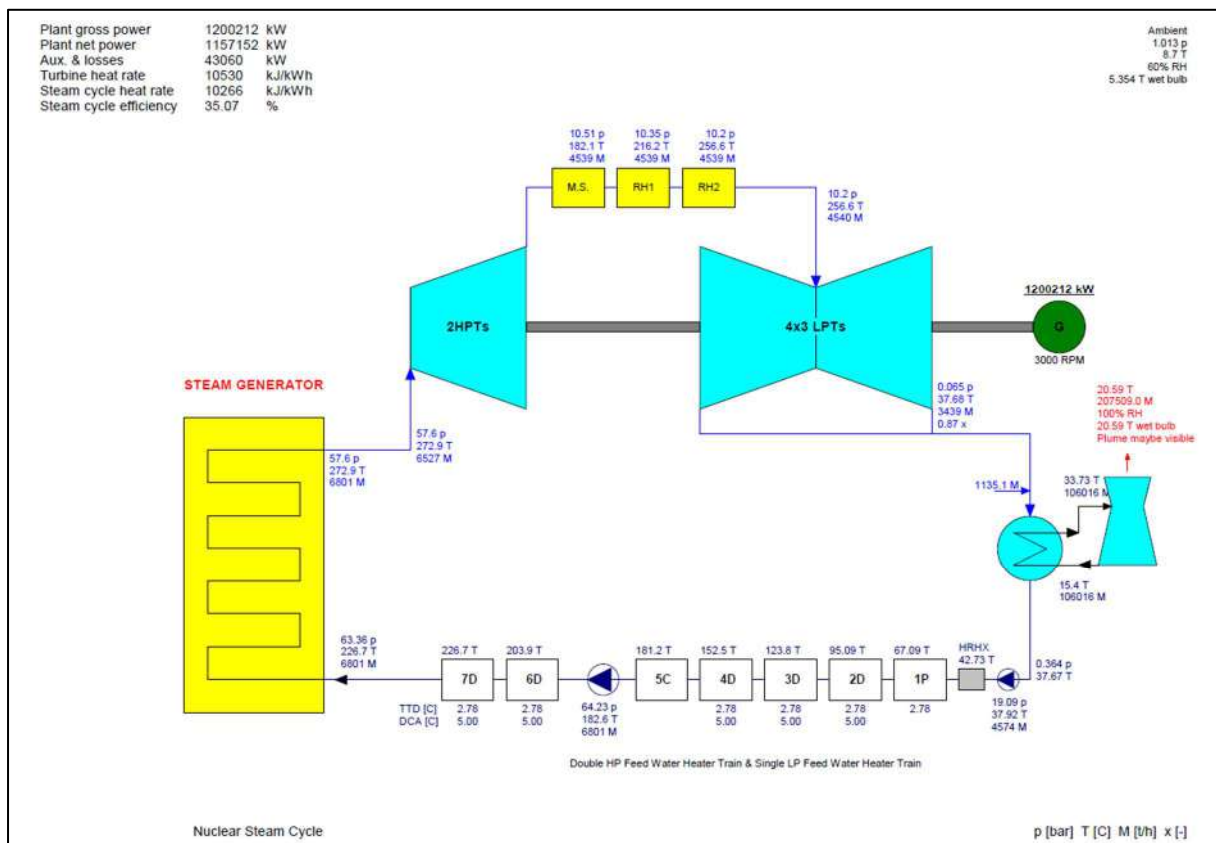
Budynek generatorów diesla to niezależna, konstrukcja żelbetowa mieszcząca awaryjne zespoły prądotwórcze, zapewniające zasilanie kluczowych systemów bezpieczeństwa w przypadku utraty zewnętrznych źródeł energii. Każdy zespół zlokalizowany jest w odrębnej, oddzielonej strefie, co minimalizuje ryzyko wspólnej awarii. Budynek wyposażony jest w systemy wentylacji, chłodzenia, magazynowania paliwa oraz automatycznego rozruchu. Zasilanie awaryjne zapewnione jest przez minimum dwa redundantne agregaty, zlokalizowane poza strefą reaktora.

5.10. Bilanse technologiczne

Dla wybranego reaktora jądrowego AP-1000 wykonano obliczenia termodynamiczne w programie STEAM PRO wchodzącym w pakiet Thermoflow. Wykonany model uwzględnia parametry techniczne prezentowane przez IAEA (International Atomic Energy Agency) oraz wyniki z raportu z poprzedniego zadania projektu Desire.

Model uwzględnia część parową bloku jądrowego, bez szczegółowej analizy reaktora, który został potraktowany jako back-box. Uwzględniono tylko poziom mocy jaką reaktor przekaże do wytwornicy pary (steam generator), która następnie podawana będzie na turbinę parową. Blok pracuje w 100% na kondensację, a do chłodzenia wykorzystana została chłodnia kominowa. Ponadto na podstawie przeprowadzonej analizy Politechniki Śląskiej w układzie chłodzenia zastosowano rozwiązanie z szeregowym połączeniem skraplaczy, ponieważ ogranicza to ilość wody w układzie chłodzenia niezbędnej do pracy bloku. Szczegółowe porównanie sposobu połączenia skraplaczy i ich wpływ na ilość wody chłodzącej znajduje się w raporcie z zadania nr 3.

Na poniższym rysunku zaprezentowano wyniki obliczeń modelowych pracy części parowej bloku AP-1000 dla średniorocznej temperatury otoczenia (8,7°C) panującej w lokalizacji Koźienice wyznaczonej na podstawie danych IMGW.



Rysunek 33 Schemat parowy bloku AP-1000 z układem chłodzenia

W tabeli poniżej zebrano główne parametry bloku AP-1000 zamodelowanego dla lokalizacji Koźienice. Poziom potrzeb własnych został zwiększony względem powyższego schematu, ponieważ nie uwzględniały one innych urządzeń elektrowni (poza częścią parową). Zgodnie z danymi IAEA przyjęto poziom potrzeb własnych dla całego bloku na poziomie 8,3%.

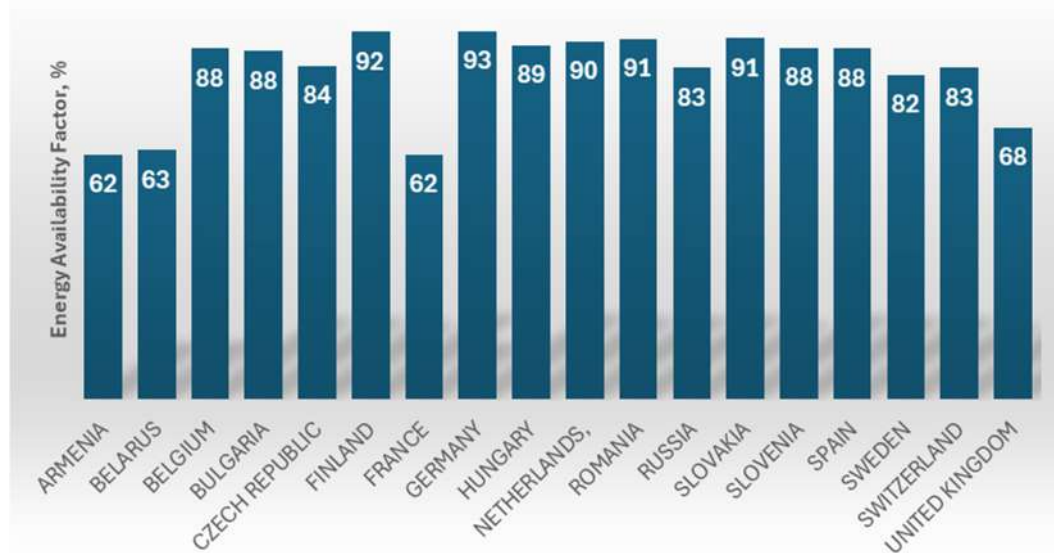
Tabela 16 Prognozowane parametry bloków AP-1000 w lokalizacji Koźlenice

| Parametr | Jed. | 1 blok | 2 bloki |
|---|------|---------|---------|
| Moc cieplna reaktora | MWt | 3 423 | 6 845 |
| Moc elektryczna bloku _{brutto} | MWe | 1 200 | 2 400 |
| Moc elektryczna bloku _{netto} | MWe | 1 101 | 2 201 |
| Sprawność bloku _{brutto} | % | 35,07% | 35,07% |
| Strumień wody chłodzącej | t/h | 106 016 | 212 033 |
| Uzupełnienie wody do układu chłodzenia | t/h | 2 829 | 5 658 |
| Uzupełnienie wody DEMI | t/h | 20.8 | 41.7 |
| Paliwo jądrowe | kg | 2.38 | 4.75 |

Zużycia paliwa jądrowego wyznaczono dla wskaźnika wypalania paliwa na poziomie **60 000 MWd** na tonę paliwa jądrowego. Taki poziom wypalania paliwa jest typowym dla reaktorów generacji III przedstawianym w literaturze międzynarodowej. Wyznaczona ilość uranu odpowiada typowemu procesowi przygotowania paliwa jądrowego, gdzie średnio na 1 kg paliwa wymagane jest ok 8,9 kg uranu w postaci naturalnego tlenku uranu U_3O_8 .

Roczne prognozowane produkcje i zużycia analizowanego bloku wyznaczono dla dyspozycyjności na poziomie 84,2%. Jest to dyspozycyjność prezentowana w Programie Polskiej Energetyki Jądrowej. Jest to poziom zbliżony do średniej europejskiej (82,5%), podobne wskaźniki dyspozycyjności w ostatnich latach raportowano m.in. w Czechach (83,9%) czy Szwajcarii (83,4%) gdzie występuje stosunkowo mało reaktorów odpowiednio 6 i 4.

Energy Availability Factor, Europe 2021-2023



Rysunek 34 Wskaźnik dyspozycyjności bloków jądrowych w Europie za lata 2021-2023 wg IAEA³⁵

³⁵ <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/ThreeYrsEnergyAvailabilityFactor.aspx>

Tabela 17 Prognozowane roczne produkcje dane bloków AP-1000 w lokalizacji Kozienice

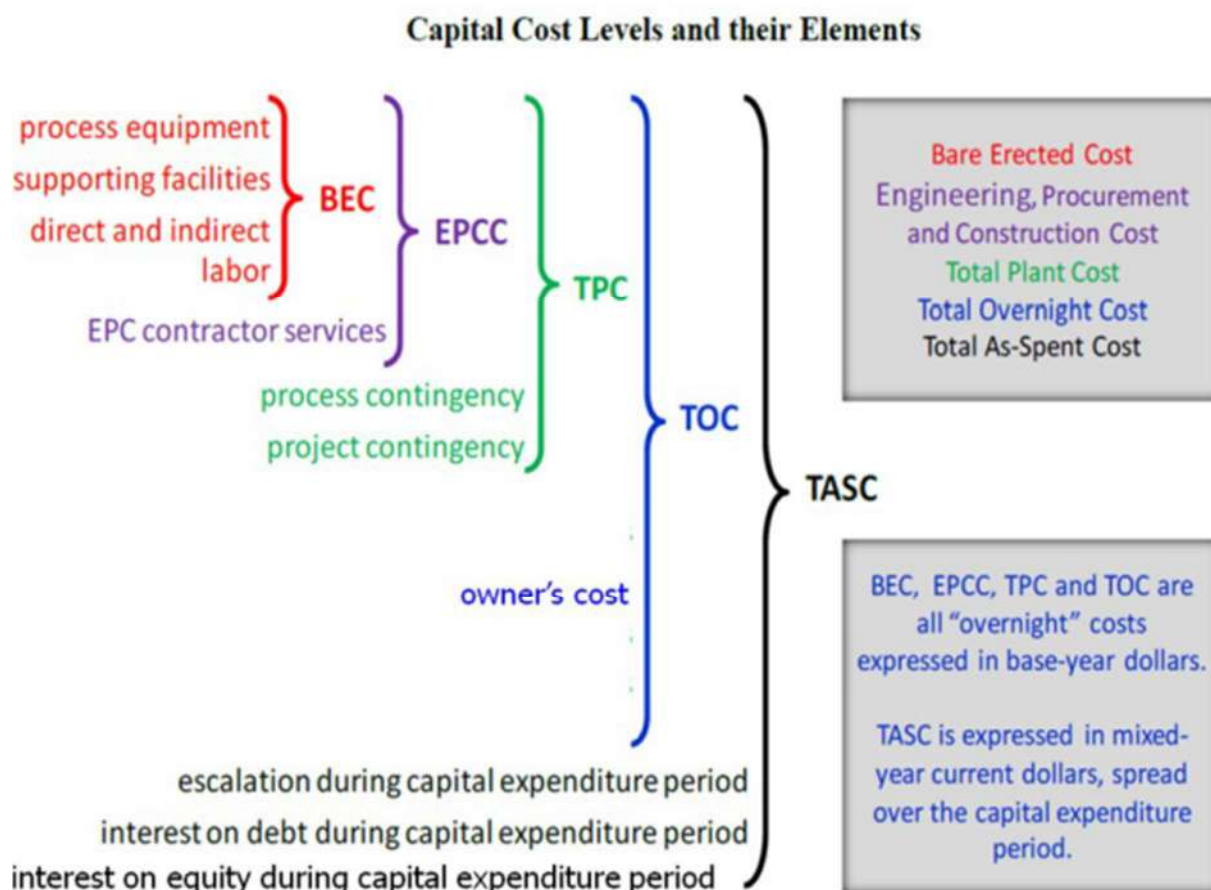
| Parametr | Jed. | 1 blok | 2 bloki |
|--|--------------|--------|---------|
| Dyspozycyjność | % | 84,2% | 84,2% |
| Produkcja energii elektrycznej | GWh | 8 853 | 17 705 |
| Sprzedaż energii elektrycznej | GWh | 8 118 | 16 236 |
| Paliwo jądrowe | ton/rok | 17.53 | 35.06 |
| Uzupełnienie wody do układu chłodzenia | tys. ton/rok | 20 867 | 41 735 |
| Uzupełnienie wody DEMI | tys. ton/rok | 153.6 | 307.3 |

Przedstawione wartości będą podstawą do wykonania analizy efektywności ekonomicznej opisywanego przedsięwzięcia, która zostanie przedstawiona w kolejnym punkcie opracowania.

6. Szacunkowe nakłady inwestycyjne

6.1. Struktura APEX

W nomenklaturze międzynarodowej koszty inwestycyjne CAPEX są podzielone na kolejne stopnie złożoności w następujący sposób:



Rysunek 35 Struktura CAPEX

Źródło danych: NETL, April 2011. Quality guidelines for energy systems studies: cost estimation methodology for NETL assessments of power plant performance. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Center, Pittsburgh, PA (Report DOE/NETL-2011/1455)

- BEC – są to tzw. koszty „twarde, bezpośrednie”, obejmują swym zakresem dostawy materiałów i urządzeń, koszty pracy ludzkiej oraz sprzętu.
- EPCC – koszty te zawierają BEC oraz koszty pośrednie Generalnego Wykonawcy EPC (np. koordynacja i zarządzanie projektem, certyfikacja i odbiory jednostek Certyfikujących i Dozoru, przygotowanie i utrzymanie zaplecza budowy, media na czas montażu, szkolenia, ubezpieczenia, rozruch itp.)
- TPC – koszty te zawierają EPCC oraz koszty ryzyka wykonawcy oraz rezerwy finansowej na projekcie
- TOC – koszty te zawierają TPC oraz koszty Inwestora (np. zespół realizacji Inwestora, obsługa Inżyniera Kontraktu, pomiary gwarancyjne, opłaty, ekspertyzy, doradztwo, ubezpieczenia itp.)

Uwaga: wszystkie wymienione powyżej grupy kosztów CAPEX są wyrażane w cenach stałych.

- TASC – koszty te zawierają TOC oraz są przeliczane w cenach zmiennych w okresie trwania inwestycji (okres budowy obiektu aż do przekazania do użytku), uwzględniają koszty kapitałowe, odsetki, waloryzację kontraktu).

W niniejszym punkcie opracowania oszacowano poziom nakładów inwestycyjnych w grupie kosztowej TOC. Koszty zmienne zostały uwzględnione w analizie ekonomicznej zaprezentowanej w dalszej części niniejszego opracowania.

6.2. Metodologia

Celem wyznaczenia kosztów budowy dwóch nowych bloków AP-1000 na terenie El. Kozienice wykonano następujące kroki:

- Wyznaczono procentowy rozdział kosztów poszczególnych elementów CAPEX wg opracowań branżowych;
- Wyznaczono jednostkowy koszt budowy bloku AP-1000 w formule Greenfield na podstawie informacji prasowych;
- Oszacowano pozostałe koszty związane z umiejscowieniem nowych bloków AP-1000 na terenie istniejącej elektrowni z uwzględnieniem oszczędności z tego tytułu;
- Opracowano szacunkowy CAPEX budowy dwóch bloków klasy AP-1000 na terenie El. Kozienice.

6.3. Wyznaczenie procentowego rozkładu nakładów inwestycyjnych

Poniżej przedstawiono skalkulowany możliwy rozkład Capex na poszczególne grupy kosztowe bloku AP-1000 w formule Greenfield w oparciu o dokument „Investigating Benefits and Challenges of Converting Retiring Coal Plants into Nuclear Plants” opracowany przez U.S. Department of Energy i opublikowany w 2022 r.

Z uwagi na to, że w wymienionym powyżej opracowaniu koszty bezpośrednie stanowią aż 58 % kosztów TOC, co zdaniem autora niniejszego opracowania jest zawyżoną wartością, zdecydowano się

dokonać korekty rozkładu procentowego nakładów inwestycyjnych w oparciu o opracowanie „Capital cost estimation for advanced nuclear power plants” opracowanego przez Department of Nuclear Science and Engineering, Massachusetts Institute of Technology, USA opublikowanego w 2022 roku.

Przywołane powyżej opracowanie dotyczy głównie bloków typu PWR12 (poprzednia generacja bloku AP-1000) a koszty bezpośrednie stanowią 48,91 % kosztów TOC. Mimo różnicy technologii, rozdział kosztów pomiędzy kosztami bezpośrednimi a pośrednimi wg autora opracowania jest bliższy prawdy niż w opracowaniu U.S. Department of Energy.

W opracowaniu Department of Nuclear Science and Engineering, Massachusetts Institute of Technology udział kosztów pośrednich jest większy o 9,09 punktów procentowych niż w opracowaniu U.S. Department of Energy. Dlatego też wykonano podniesienie kosztów pośrednich o 9,09 punktów procentowych oraz pomniejszenie kosztów bezpośrednich z opracowania U.S. Department of Energy o 9,09 punktów procentowych w taki sposób aby zachować proporcjonalny rozkład poszczególnych składników kosztów bezpośrednich dla grupy kosztów pośrednich oraz bezpośrednich. Wyniki przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 18 Rozkład procentowy szacowanych nakładów inwestycyjnych bloku AP-1000

| Lp. | Wyszczególnienie kosztów TOC (1 blok AP-1000) Greenfield | % udział w kapitale inwest. |
|-----|--|--------------------------------|
| 1 | Wstępna inwentaryzacja paliwa | 8,5% |
| 2 | Koszty właściciela | 11,8% |
| 3 | Teren i prawa do terenu | 0,4% |
| 4 | Infrastruktura pomocnicza | 12,6% |
| 5 | Wyspa reaktorowa | 15,2% |
| 6 | Wyspa turbinowa | 12,6% |
| 7 | Wyspa elektryczna | 4,2% |
| 8 | Pozostała aparatura i urządzenia | 1,7% |
| 9 | Skraplacz i układ zrzutu ciepła | 2,5% |
| 10 | Całkowite koszty pośrednie | 30,4% |
| 11 | Całkowity udział w kapitale inwestycyjnym | 100,0% |
| | | |
| 12 | Koszty bezpośrednie (Lp. 4-9) % TOC | 48,9% |
| 13 | Koszty pośrednie (Lp. 1-3 i 10) % TOC | 51,1% |

Źródło danych: kalkulacja własna na bazie dokumentu „Investigating Benefits and Challenges of Converting Retiring Coal Plants into Nuclear Plants”; U.S. Department of Energy; 2022r. oraz „Capital cost estimation for advanced nuclear power plants”; Department of Nuclear Science and Engineering, Massachusetts Institute of Technology, USA ;2022r.

6.4. Wyznaczenie jednostkowego wskaźnika kosztów budowy bloku AP-1000 wg informacji prasowych

W przytoczonym powyżej opracowaniu „Investigating Benefits and Challenges of Converting Retiring Coal Plants into Nuclear Plants” wykazano wskaźnik jednostkowy budowy bloku klasy PWR w grupie kosztów TOC na poziomie **4 572 USD/kWe**. W opinii autorów niniejszego opracowania wskaźnik ten może być niedoszacowany z uwagi na wzrost cen usług i materiałów, jaki wystąpił w ostatnich kilku latach z tytułu pandemii oraz sytuacji geopolitycznej na świecie. Dlatego poniżej zostały przywołane również wyceny z ogólnie dostępnych informacji prasowych.

W grudniu roku 2022 pojawiły się informacje prasowe (<https://energetyka24.com/atom/analizy-i-komentarze/ile-zaplaci-polska-za-elektrownie-jadrowa-komentarz>) z których wynika, że wskaźnik jednostkowy budowy bloku AP-1000 może wynosić ok. ok. **5 267 USD/kWe** (31,26 mld PLN/ 1 blok AP1000 przy kursie 4,7477 PLN/USD z dnia 28.10.2022 r.).

Natomiast najświeższa informacja prasowa z kwietnia 2024r. podana przez PEJ (Spółka Polskie Elektrownie Jądrowe) (<https://www.money.pl/gospodarka/polski-atom-za-150-mld-zi-sa-tez-prognozy-ws-terminu-7018323225906112a.html>) mówi o koszcie rzędu 150 mld PLN za 3 bloki AP-1000, co daje wskaźnik jednostkowy budowy jednego bloku AP-1000 równy **10 000 USD/kWe**. W artykule tym brakuje szczegółowego wyjaśnienia o zawartości niniejszego wskaźnika - czy jest to kwota netto czy brutto (z VAT), czy są to ceny stałe czy zmienne, czy zawiera usługi serwisowe, koszty kapitałowe itp. W zależności od interpretacji powyższego, w opinii autorów niniejszego opracowania wskaźnik ten może wynosić od ok. **6 500 do 10 000 USD/kWe**.

Z kolei wg najnowszego opracowania Massachusetts Institute of Technology “2024 Total Cost Projection of Next AP1000” wynika że koszty TOC dla kolejnych bloków AP1000 na dzień dzisiejszy zawierają się w przedziale między **9 300 a 11 625 \$/kWe**.

Biorąc pod uwagę powyższe informacje, na poczet niniejszego opracowania zdecydowano się na ustalenie **wskaźnika jednostkowego w wysokości 10 000 USD/kWe**. Jest on zgodny z informacją prasową podaną przez PEJ jak i mieści się w przedziale wyznaczonym w najnowszym opracowaniu MIT “2024 Total Cost Projection of Next AP1000”.

Część ekonomiczna przedstawiona w dalszej części opracowania zawiera analizę wrażliwości wyników na poziom capex, która swym zakresem obejmuje możliwe odchylenia in plus/in minus w zakresie przyjętego poziomu capex.

6.5. Wyznaczenie dodatkowych kosztów i oszczędności związanych z lokalizacją planowanej inwestycji

Poniżej przedstawiono koszty dodatkowe (zwiększające wartość CAPEX), oszczędności (obniżające wartość CAPEX) i potencjalne koszty uniknięte wynikające z lokalizacji inwestycji na terenie Elektrowni Kozienice.

➤ Koszty dodatkowe

Celem realizacji inwestycji na terenie Elektrowni Kozienice trzeba ponieść następujące koszty dodatkowe i poza-blokowe

- Koszty uwolnienia terenu – rozbiórki, demontaże i niwelacja (8 bloków 200MW i dwa bloki 500MW wraz z układami wyprowadzenia spalin, placem węglowym oraz

stanowiskami transformatorów). Dodatkowo w kosztach tych ujęto rozebranie progu podpiętrżającego na rzece Wiśła. Koszty te nie zostały wzięte pod uwagę w wyliczeniu Capex ponieważ są to koszty, które i tak muszą zostać poniesione przez Inwestora, bez względu na to czy w rejonie istniejącej elektrowni będzie budowany nowy blok energetyczny czy też nie. W przypadku braku nowej inwestycji teren i tak musi zostać oczyszczony, instalacje zdemontowane, podczas zakończenia cyklu życiowego starych bloków węglowych.

Koszty te oszacowano na 520 mln PLN netto.

- Koszty renowacji punktów ujęcia, zrzutu i budynku pompowni wody chłodzącej.

Koszty te oszacowano na 2 mln PLN netto.

- Koszty wyprowadzenia mocy do SE Kozienice - linie 400 kV.

Koszty te oszacowano na 8 mln PLN netto.

➤ **Oszczędności**

- Oszczędności z tytułu wykorzystania ujęcia, zrzutu i budynku pompowni wody chłodzącej – brak konieczności budowy tych elementów.

Oszczędności te oszacowano na 27 mln PLN netto.

- Oszczędności z tytułu braku konieczności wykupu terenu

Oszczędności te oszacowano na 364,9 mln PLN netto.

➤ **Potencjalne koszty uniknięte** (grupa znajdująca się poza zakresem wskaźników budowy bloków jądrowych)

Poniżej przedstawiono zestawienie kosztów unikniętych z tytułu wykorzystania lokalizacji na terenie El. Kozienice w porównaniu do lokalizacji niezwiązanej z istniejącą infrastrukturą energetyczno-logistyczną. Potencjalne koszty uniknięte wynikają z przyjętych założeń autora opracowania na podstawie innych lokalizacji bloków jądrowych, które mają różne warunki lokalizacyjne. Dlatego w niniejszej kalkulacji przyjęto średnie hipotetyczne wartości przedmiarowe.

- Koszt budowy kanału ujęcia i zrzutu wody do rzeki - założono 1km kanału ujęcia i 1 km kanału zrzutu

Oszczędności te oszacowano na 220 mln PLN netto.

- Koszty drogi dojazdowej - założono 25 km

Oszczędności te oszacowano na 125 mln PLN netto.

- Koszty linii kolejowej 1 torowej - założono 25 km

Oszczędności te oszacowano na 625 mln PLN netto.

- Koszty budowy stacji energetycznej operatora w przypadku lokalizacji inwestycji z dala od istniejących stacji, które szacuje Operator Sieci Energetycznych, a inwestor w

zależności od dwustronnej umowy może partycypować w kosztach. Koszt takiej stacji może wynosić ok 80 mln PLN netto.

6.6. Wyznaczenie APEX

➤ Założenia

- Wszystkie podane poniżej kwoty nie uwzględniają podatku VAT i są przedstawione w cenach stałych roku 2024
- Jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych na budowę bloku AP-1000 został oszacowany na podstawie informacji prasowych oraz publikacji branżowych przedstawionych w punkcie 6.4. - wynosi on 10 000 USD netto / 1 kWe. Natomiast procentowy podział kosztów na poszczególne grupy został wyznaczony na podstawie informacji z publikacji branżowych.
- Elementy spoza zakresu wskaźnika jednostkowego budowy bloków klasy PWR oraz koszty dodatkowe i oszczędności zostały oszacowane w oparciu o ogólnodostępne rynkowe biuletyny cenowe robót i obiektów inwestycyjnych takich wydawnictw jak Bistyp czy Sekocenbud oraz wskaźniki cenowe B.S.P.i R „Energoprojekt - Katowice” S.A. wypracowane w wieloletnim doświadczeniu w projektowaniu i szacowaniu kosztów podobnych co do wielkości i parametrów technicznych instalacji.
- Na potrzeby przeliczenia walutowego przyjęto następujący kurs : 1 USD = 4 PLN.
- Moc bloku AP-1000 przyjęta do przeliczeń : 1250 MWe (brutto)
- Niniejsze opracowanie jest na etapie wstępnego studium wykonalności. Zgodnie z systemem klasyfikacji AACE International Recommended Practice, oczekiwana dokładność zakresu wyceny przedstawia poniższa tabela:

Tabela 19 Klasyfikacja dokładności szacowania CAPEX wg AACE International Recommended Practice

| ESTIMATE CLASS | Primary Characteristic | | Secondary Characteristic | |
|----------------|--|--|--|---|
| | MATURITY LEVEL OF PROJECT DEFINITION DELIVERABLES Expressed as % of complete definition | END USAGE Typical purpose of estimate | METHODOLOGY Typical estimating method | EXPECTED ACCURACY RANGE Typical variation in low and high ranges |
| Class 5 | 0% to 2% | Concept screening | Capacity factored, parametric models, judgment, or analogy | L: -20% to -50% H: +30% to +100% |
| Class 4 | 1% to 15% | Study or feasibility | Equipment factored or parametric models | L: -15% to -30% H: +20% to +50% |
| Class 3 | 10% to 40% | Budget authorization or control | Semi-detailed unit costs with assembly level line items | L: -10% to -20% H: +10% to +30% |
| Class 2 | 30% to 75% | Control or bid/tender | Detailed unit cost with forced detailed take-off | L: -5% to -15% H: +5% to +20% |
| Class 1 | 65% to 100% | Check estimate or bid/tender | Detailed unit cost with detailed take-off | L: -3% to -10% H: +3% to +15% |

Table 1 – Cost Estimate Classification Matrix for Process Industries

z której wynika dokładność zakresu wyceny pomiędzy etapem koncepcji a właściwym studium wykonalności.

➤ **Obliczenia**

Łączne koszty blokowe dla dwóch bloków AP-1000 wyznaczono w następujący sposób :

$10 \text{ mln USD/MWe} \times 1250 \text{ MWe} \times 2 \text{ bloki} = 10 \times 1250 \times 2 = 25\,000 \text{ mln USD netto}$

Kurs dolara wg NBP w roku 2024 oscylował wokół wartości 4,0 PLN. Na potrzeby niniejszego opracowania, przyjęto taką właśnie ujednoliczoną wartość.

Po przewalutowaniu powyższego po kursie 1 USD = 4,0 PLN otrzymujemy:

$25\,000 \text{ mln USD} \times 4,0 \text{ PLN/USD} = \underline{\underline{100\,000 \text{ mln PLN netto}}}$

Następnie powyższy koszt został rozdzielony na poszczególne składowe wg przedstawionych w powyższych punktach opracowania założeń wynikających z informacji branżowych.

W kolejnym kroku doliczono dodatkowe koszty i odjęto oszczędności wynikające z lokalizacji obiektu na terenie El. Kozienice.

Wyniki kalkulacji przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 20 Szacunkowe koszty budowy dwóch bloków klasy AP-1000 na terenie Elektrowni Kozienice

| Lp. | Wyszczególnienie robót (2 bloki AP-1000) | % udział w wskaźniku | Wartość w mln PLN netto |
|-----|--|----------------------|-------------------------|
| 1 | Wstępna inwentaryzacja paliwa | 8,5% | 8 515,0 |
| 2 | Pozostałe koszty (właścicielskie, przesyłowe) | 11,8% | 11 799,4 |
| 3 | Teren i prawa do terenu | 0,4% | 364,9 |
| 4 | Infrastruktura pomocnicza | 12,6% | 12 649,1 |
| 5 | Wyspa reaktorowa | 15,2% | 15 179,0 |
| 6 | Wyspa turbinowa | 12,6% | 12 649,1 |
| 7 | Wyspa elektryczna | 4,2% | 4 216,4 |
| 8 | Pozostała aparatura i urządzenia | 1,7% | 1 686,6 |
| 9 | Skraplacz i układ zrzutu ciepła | 2,5% | 2 529,8 |
| 10 | Całkowite koszty pośrednie | 30,4% | 30 410,7 |
| 11 | Całkowite wskaźnikowe koszty blokowe | 100,0% | 100 000,0 |
| 12 | Koszty wyprowadzenia mocy do SE Kozienice - linie 400 kV | | 8,0 |
| 13 | Oszczędności z tytułu wykorzystania ujęcia, zrzutu i budynku pompowni wody chłodzącej z uwzględnieniem kosztów niezbędnych renowacji | | -25,0 |
| 14 | Oszczędności z tytułu braku konieczności pozyskania terenu | | -364,9 |
| 15 | Całkowite nakłady inwestycyjne | | 99 618,1 |

Źródło danych: kalkulacja własna

Powyższe wyliczenia nie zawierają grupy kosztów unikniętych, ponieważ nie mają one wpływu na CAPEX, nie trzeba ich ponosić oraz są poza wskaźnikiem budowy bloku jądrowego, więc nie obniżają wyżej wymienionych kosztów.

Koszty uniknięte stanowią jednak wartość dodaną w świetle lokalizacji inwestycji na terenie Elektrowni Kozienice. Ich poziom jest bardzo zróżnicowany w zależności od potencjalnej lokalizacji elektrowni jądrowej. Dlatego też nie jest możliwe wyznaczenie jaka jest z ich tytułu dokładna oszczędność, bo takie obliczenia można wykonać tylko względem innej konkretnie umiejscowionej lokalizacji.

Poniżej przedstawiono tabelę z kosztami unikniętymi opartymi o średnie, hipotetyczne wartości przedmiarowe:

Tabela 21 Potencjalne koszty uniknięte w oparciu o hipotetyczne wartości przedmiarowe

| Lp. | Potencjanie uniknięte dodatkowe koszty związane z lokalizacją inwestycji na terenie EI. Kozienice | Wartość w mln PLN netto |
|-----------|---|-------------------------|
| 1. | Koszty budowy kanału ujęcia i zrzutu wody do rzeki - założono 1km kanału ujęcia i 1 km kanału zrzutu | 220 |
| 2. | Koszty drogi dojazdowej - założono 25 km | 125 |
| 3. | Koszty linii kolejowej 1 torowej - założono 25 km | 625 |
| 4. | Razem potencjalnie uniknięte koszty | 970 |

Źródło danych: kalkulacja własna

6.7. Porównanie Greenfield vs Brownfield

Przeprowadzono porównanie kosztów budowy dwóch bloków AP1000 w lokalizacji Kozienice versus Greenfield. Wyniki przedstawiono w tabeli poniżej :

Tabela 22 porównanie kosztów

| Lp. | Wyszczególnienie robót (2 bloki AP-1000) | Brownfield Wartość w mln PLN netto | Greenfield Wartość w mln PLN netto |
|-----|--|---------------------------------------|---------------------------------------|
| 1 | Wstępna inwentaryzacja paliwa | 8 515,0 | 8 515,0 |
| 2 | Pozostałe koszty (właścicielskie, przesyłowe) | 11 799,4 | 11 799,4 |
| 3 | Teren i prawa do terenu | 0,0 | 364,9 |
| 4 | Infrastruktura pomocnicza | 12 649,1 | 12 649,1 |
| 5 | Wyspa reaktorowa | 15 179,0 | 15 179,0 |
| 6 | Wyspa turbinowa | 12 649,1 | 12 649,1 |
| 7 | Wyspa elektryczna | 4 216,4 | 4 216,4 |
| 8 | Pozostała aparatura i urządzenia | 1 686,6 | 1 686,6 |
| 9 | Skraplacz i układ zrzutu ciepła | 2 529,8 | 2 529,8 |
| 10 | Całkowite koszty pośrednie | 30 410,7 | 30 410,7 |
| 11 | Oszczędności z tytułu wykorzystania ujęcia, zrzutu i budynku pompowni wody chłodzącej z uwzględnieniem kosztów niezbędnych renowacji | -25,0 | 0,0 |
| 12 | Koszty wyprowadzenia mocy, dla Greenfield założono 2 x 1 km | 8,0 | 20,0 |
| 13 | Koszty budowy kanału ujęcia i zrzutu wody do rzeki - założono 1km kanału ujęcia i 1 km kanału zrzutu | 0 | 220,0 |
| 14 | Koszty drogi dojazdowej - założono 25 km | 0 | 125,0 |
| 15 | Koszty linii kolejowej 1 torowej - założono 25 km | 0 | 625,0 |
| 16 | Całkowite nakłady inwestycyjne | 99 618,1 | 100 990,0 |

Źródło danych: kalkulacja własna

Jak widać z powyższej tabeli koszty Brownfield są o ok 1,4% tańsze niż dla wariantu Greenfield. Należy zaznaczyć jednak, że za lokalizacją Brownfield w Kozienicach przemawiają także

dwa istotne aspekty :

- aspekty społeczne tj. utrzymanie lokalnych miejsc zatrudnienia, ludzi z doświadczeniem energetycznym w istniejącej elektrowni i kontynuacja kultury organizacyjnej firmy energetycznej.
- aspekty infrastrukturalne tj. wykorzystanie istniejącej infrastruktury energetycznej (linie i stacje) oraz transportowej (drogi, kolej), która w przypadku likwidacji Elektrowni stałaby się zbędna.

7. Analiza efektywności ekonomicznej dla sformułowanych założeń, rozszerzonej o analizy ryzyka inwestycyjnego (analizy wrażliwości na zmiany otoczenia prawno-ekonomicznego),

7.1. Przedmiot, metodyka i cel analizy

Dla omawianego projektu został sporządzony model ekonomiczny DCF w formule FCFF (free cash flow to the firm). W ramach analizy obliczono wskaźnik LCOE, który określa minimalną cenę energii elektrycznej, która równoważy koszty produkcji w jednostce wytwórczej danego rodzaju. Jest to również minimalna cena, w jakiej sprzedaż energii pozwala na przekroczenie progu rentowności inwestycji.

Nie liczą standardowych wskaźników opłacalności, takich jak NPV czy IRR, ponieważ wskaźnik LCOE pozwala w łatwiejszy sposób porównywać różne technologie i nie wymaga on zakładania cen energii elektrycznej w przyszłości. Prognozowanie cen energii na okres 70 -80 lat do przodu, przy obecnych realiach i zmianach na rynkach jest obarczone dużym marginesem błędów.

Wskaźnik LCOE [PLN/MWh] Levelized Cost of Energy - określa uśredniony koszt wyprodukowania 1 MWh energii elektrycznej liczony wg wzoru:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_t + M_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Rysunek 36 Wzór wyznaczenia LCoH

gdzie:

I_t – nakłady inwestycyjne CAPEX w roku t

M_t – koszty OPEX w roku t

r – stopa dyskonta pre tax

E_t – produkcja ciepła w roku t

Analiza ekonomiczna obejmuje również analizę wrażliwości LCoE na kluczowe zmienne rachunku ekonomicznego.

7.2. Założenia

- Okres analizy wynosi 71 lat na który składa się:
 - Okres realizacji inwestycji: 10 lat z uwzględnieniem przesunięcia okresu daty oddania drugiego bloku o 1 rok
 - Okres eksploatacji: 60 lat
 - Zakłada się, iż oba bloki jądrowe zostaną oddane do eksploatacji po 2040r. rok po roku.
- Kalkulacja prowadzona jest w granulacji rocznej, w cenach netto (bez VAT) oraz w ujęciu realnym (bez uwzględniania inflacji).
- Stopa podatku dochodowego CIT – 19%
- RV – wartość rezydualna liczona jest jako wartość netto środków trwałych

7.2.1. Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne zostały szczegółowo przedstawione w rozdziale 6. Poniższa tabela zawiera harmonogram wydatków inwestycyjnych na blok w podziale na wariant Greenfield i Brownfield.

Tabela 23 Harmonogram wydatków inwestycyjnych w wariantcie Greenfield, mln PLN netto

| Rok | SUMA | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|-------------------------------------|----------------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|
| Capex – Blok 1 | 50 495 | 1 010 | 2 777 | 6 059 | 9 973 | 8 206 | 5 554 | 6 059 | 5 302 | 3 408 | 2 146 | 0 |
| Capex – Blok 2 | 50 495 | 0 | 1 010 | 2 777 | 6 059 | 9 973 | 8 206 | 5 554 | 6 059 | 5 302 | 3 408 | 2 146 |
| SUMA CAPEX mln PLN netto | 100 990 | 1 010 | 3 787 | 8 837 | 16 032 | 18 178 | 13 760 | 11 614 | 11 361 | 8 710 | 5 554 | 2 146 |

Tabela 24 Harmonogram wydatków inwestycyjnych w wariantcie Brownfield, mln PLN netto

| Rok | SUMA | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|-------------------------------------|---------------|-----|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|
| Capex – Blok 1 | 49 809 | 996 | 2 739 | 5 977 | 9 837 | 8 094 | 5 479 | 5 977 | 5 230 | 3 362 | 2 117 | 0 |
| Capex – Blok 2 | 49 809 | 0 | 996 | 2 739 | 5 977 | 9 837 | 8 094 | 5 479 | 5 977 | 5 230 | 3 362 | 2 117 |
| SUMA CAPEX mln PLN netto | 99 618 | 996 | 3 736 | 8 717 | 15 814 | 17 931 | 13 573 | 11 456 | 11 207 | 8 592 | 5 479 | 2 117 |

7.2.2. Stopa dyskontowa

Stopa dyskontowa WACC pre-tax w ujęciu realnym równym **6,98%**

$$WACC_{nom} = K_W * k_W * + K_O * k_O * (1 - T_c)$$

K_W – koszt kapitału własnego (15,3%)

K_W = Stopa wolna od ryzyka (5,24%³⁶) + Premia za ryzyko rynkowe (5,15%³⁷) + Premia za ryzyko projektowe (2%)

k_W – udział kapitału własnego (30%)

³⁶ Komunikatu Prezesa URE; III kw. 2024

³⁷ Damodaran - Equity risk premium Poland 01.07.2024

K_0 – koszt kapitału obcego/długu (7,24%)

$K_0 =$ Stopa wolna od ryzyka (5,24%) + Marża długu (2%)

k_0 – udział kapitału obcego/długu (70%)

T_c – podatek dochodowy dla firm (19%)

$$WACC_{realny} = \frac{WACC_{nom} + 1}{CPI + 1} - 1$$

CPI – inflacja w perspektywie 5-cio letniej (założono 2,5%³⁸)

7.2.3. Kursy walut

Kurs EUR/PLN przyjęto na podstawie danych opublikowanych na stronie nbp.pl „Prognozy makroekonomiczne profesjonalnych prognostów Wyniki Ankiety Makroekonomicznej NBP Runda: marzec 2024 r” w wysokości 4.3 jako mediana prognoz ma lata 2024-2026 i pozostawiono do końca okresu obliczeniowego.

Narodowy Bank Polski (NBP) ustalił kurs wymiany dolara (USD) względem polskiego złotego (PLN) w piątek, 22 marca 2024 roku na poziomie 3,9928 zł co w zaokrągleniu do dwóch miejsc po przecinku daje wartość 4,00 PLN/USD. Wg innych prognoz m.in. Blomberga na najbliższe kwartały zachowana jest podobna relacja EURO/USD , dlatego w analizach zakłada się utrzymanie tego trendu.

Tabela 25 Prognoza kursów walutowych

| Waluta | Jednostka | Wartość |
|-----------|------------|---------|
| Dolar USD | [PLN//USD] | 4,0 |
| Euro | [PLN/EUR] | 4,3 |

7.3. Koszty operacyjne

$$OPEX = \text{variable OM cost} + \text{fixed OM cost per year}$$

Analiza ekonomiczna obejmuje następujące koszty operacyjne:

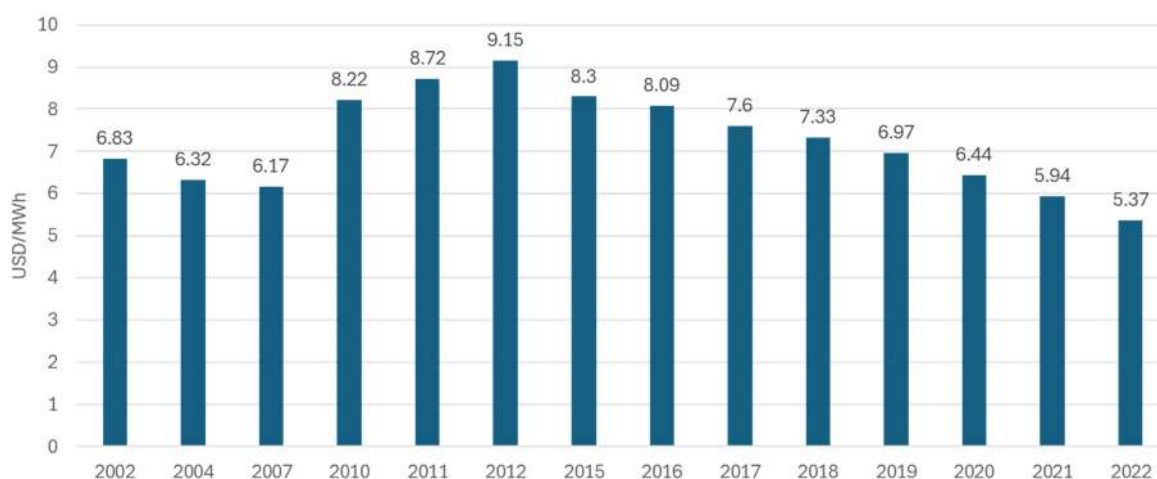
- Koszty paliwa
- Koszty utylizacji odpadów
- Koszty uzupełnienia wody (do układu chodzenia oraz DEMI)
- Remonty i modernizacje
- Ubezpieczenie majątkowe
- Ubezpieczenie od odpowiedzialności cywilnej za szkody nuklearne
- Podatek od nieruchomości
- Koszty wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych
- Koszty przyszłej likwidacji bloku (fundusz likwidacyjny)

³⁸ cel inflacyjny NBP i RPP

7.3.1. Koszt paliwa

Koszty paliwa liczone zostały w zależności od wolumenu wyprodukowanej energii elektrycznej wyrażonej w MWh. Roczną produkcję bloku przyjęto na podstawie bilansów technologicznych z punktu 5.10. Jeden blok przy zakładanej dyspozycyjności bazowej będzie produkować rocznie **8 852 666 MWh** energii elektrycznej.

Jednostkową ceną paliwa jądrowego wg różnych źródeł na przestrzeni lat przebiegała zgodnie z wykresem oraz tabelą poniżej.



Rysunek 37 Koszty paliwa jądrowego na przestrzeni lat

Źródło: NEI, Nuclear Costs in Context, 2023

Tabela 26 Źródła cen paliwa jądrowego

| Inne źródła | Wartość | Jednostka/rok |
|--|---------|--------------------------|
| IAEA; Economic Assessment of the Long-Term Operation of Nuclear Power Plants | 7,00 | USD ₂₀₁₈ /MWh |
| MIT; Overnight Capital Cost of the Next AP1000 | 6,15 | USD ₂₀₂₂ /MWh |
| MIT; 2024 Total Cost Projection of Next AP1000 | 6,25 | USD ₂₀₂₃ /MWh |

Do obliczeń jednostkowy koszt paliwa wyrażony w USD/MWh przyjęto na bazie opracowania Nuclear Energy Institute³⁹ na poziomie **5,37 USD₂₀₂₂/MWh** (po uwzględnieniu inflacji amerykańskiej koszty paliwa wynosić będzie 5,73 USD/MWh). Finalnie roczne koszty paliwa dla jednego bloku wyniosą ok. **203 mln PLN**.

7.3.2. Koszty utylizacji wypalonego paliwa jądrowego

Koszty utylizacji paliwa również zostały wyliczone w zależności od wyprodukowanej ilości energii elektrycznej. Jednostkowy wskaźnik przyjęto zgodnie z opracowaniami:

- *A.Strupczewski, Analiza i ocena kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł energii w Polsce, NCBJ, 2015.*
- *K.Kołacińska, R.Sasin, Analiza kosztów i korzyści wdrożenia energetyki jądrowej w Polsce, Rynek Energii, 2016.*

³⁹ Overnight Capital Cost of the Next AP1000; Koroush Shirvan; March 2022

gdzie stawki wynoszą odpowiednio 2,33 USD₂₀₁₅/MWh oraz 2,17 EURO₂₀₁₆/MWh.

Do analiz przyjęto stawkę w wysokości **3,53 USD/MWh** (uśredniona wartość po zwaloryzowaniu). Wielkość uwzględnia usuwanie, przechowywanie i składowanie paliwa wypalonego. W przeliczeniu na roczne wartości koszt utylizacji paliwa wynosi ok. **125 mln PLN** dla jednego bloku.

7.3.3. Koszty uzupełnienia wody

Zużycie wody surowej i DEMI zostało wyznaczone w punkcie 5.10. Do kalkulacji kosztów wody DEMI przyjęto stawkę **10,35 PLN/t** na podstawie otrzymanych danych od ENEA.SA dla bloku nr 11 w Kozienicach.

Dla wody surowej założono, że woda surowa na potrzeby uzupełnienia układu chłodzenia będzie pobierana z rzeki. Jednostkową stawkę dla wody surowej przyjęto na poziomie **1,5 PLN/t** na podstawie Rozporządzenia RM w sprawie stawek za pobór wody⁴⁰, w tej wartości uwzględniono również koszty fizycznego poboru wody z rzeki. Rocznie koszty przedstawiają się następująco: ok. **1,6 mln PLN** na blok za wodę DEMI oraz ok. **31 mln PLN** na blok za wodę surową.

7.3.4. Koszty wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych

Energetyka jądrowa tworzy więcej miejsc pracy niż jakikolwiek inne źródło energii. Standardowa liczba osób zatrudniona przy bloku jądrowym (reaktor 1 GWe) mieści się w przedziale 500 – 800 stałych pracowników do regularnej obsługi i konserwacji.⁴¹ Z kolei inne źródła⁴² wskazują liczbę 600 pracowników, z tym że dla bloków AP-1000 w skrajnych przypadkach personel może być zmniejszony do ok. 400 pracowników. Finalnie w analizie przyjęto zatrudnienie w ilości **500 osób** dla każdego bloku.

Wynagrodzenie brutto 1 osoby przyjęto zgodnie otrzymanymi danymi o zarobkach w grupie ENEA SA w elektrowni Kozienice na poziomie 14 700 PLN/miesiąc. Poziom ubezpieczeń społecznych i innych świadczeń obciążających pracodawcę założono w wys. 21%.

Roczne koszty wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych na jeden blok wynoszą ok. **107 mln PLN**.

7.3.5. Koszty ubezpieczeń majątkowych

Koszty ubezpieczenia majątkowego przyjęto jako procent od całkowitych nakładów inwestycyjnych na poziomie 0,323% rocznie, co przekłada się na wartość ok. **161 mln PLN** na blok. Stawka ubezpieczenia została przyjęta wg danych ENEA SA dla bloku nr 11 w Kozienicach.

7.3.6. Ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej za szkody nuklearne

Koszty ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej są kalkulowane w oparciu o założony poziom maksymalnej kwoty ubezpieczenia od szkód nuklearnych oraz ustalony procent tej kwoty, płacony rocznie w okresie eksploatacji. Maksymalny poziom kwoty objętej ubezpieczeniem – 1 350 mln PLN (tj. 300 mln SDR zgodnie z prawem atomowym) oraz roczny poziom opłaty za ubezpieczenie (jako procent maksymalnej kwoty objętej ubezpieczeniem) – 0,25%. Ostateczna wartość ubezpieczenia, przy zakładanym kursie SDR = 5,28 PLN, wynosi ok. **4 mln PLN**.

⁴⁰ ROZPORZĄDZENIE RADY MINISTRÓW z dnia 26 października 2023 r. w sprawie jednostkowych stawek opłat za usługi wodne

⁴¹ <https://info.westinghousenuclear.com/poland/news-and-insights/kariera-w-przemysle-jadrowym>.

⁴² Overnight Capital Cost of the Next AP1000; Koroush Shirvan; March 2022

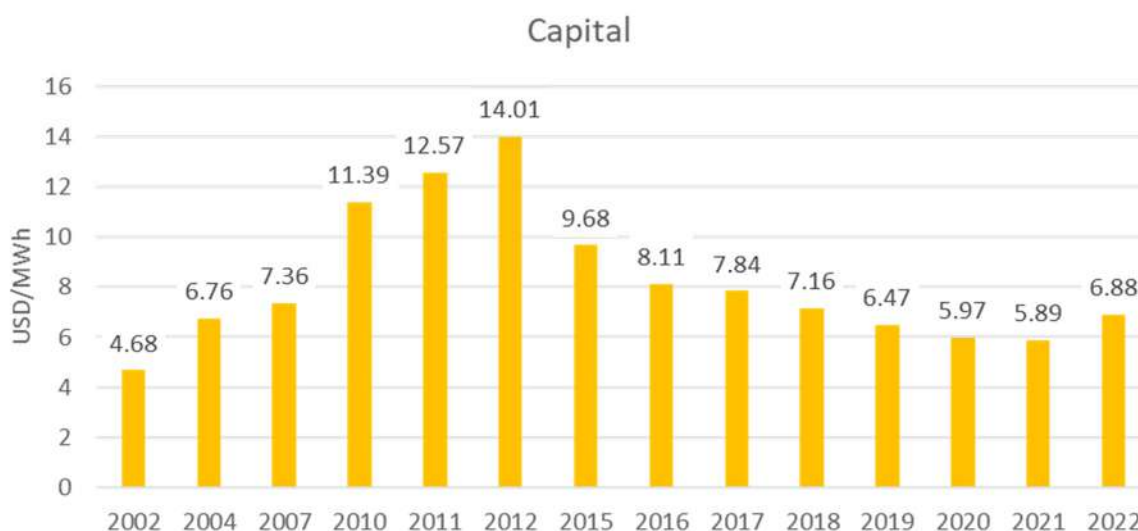
7.3.7. Podatek od nieruchomości

Podatek od nieruchomości wyliczono procentowo wartości budowli, które stanowią ok. 13% w strukturze całkowitych nakładów inwestycyjnych. Stawka podatku od budowli zgodnie z obecnymi przepisami kształtuje się na poziomie 2% rocznie od wartości budowli. Ostatecznie roczne koszty podatku na jeden blok wynosi ok. **130 mln PLN**.

7.3.8. Koszty remontów (utrzymania bloku)

Koszty remontów przyjęto na podstawie wskaźników Total Generating Cost przedstawionych w opracowaniu Nuclear Energy Institute⁴³, które są podzielone na trzy składowe:

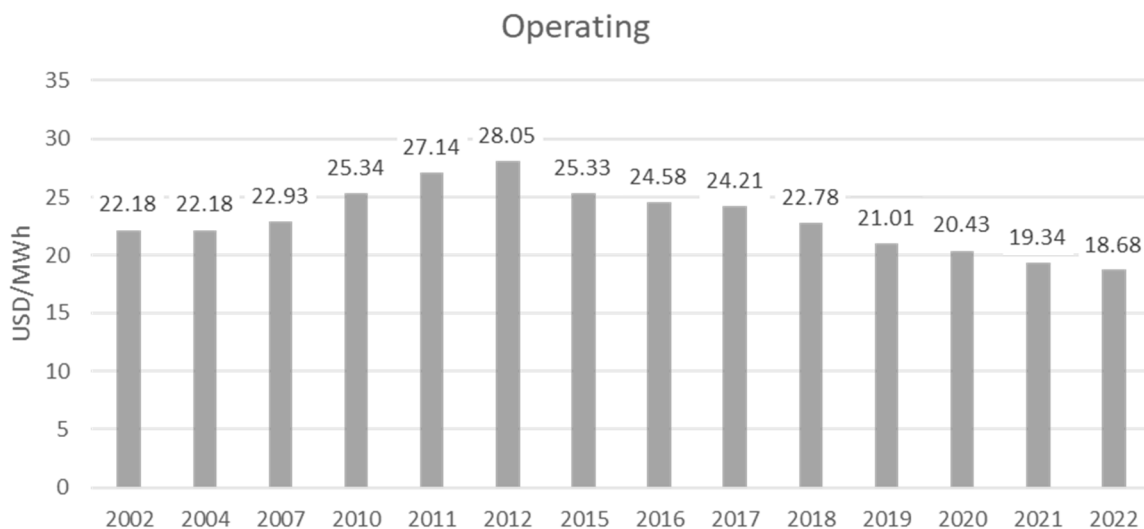
- Fuel – koszt paliwa
- Capital – wydatki kapitałowe, w skład których wchodzi koszty części zamiennych, nakłady na ulepszenia oraz na infrastrukturę poza blokową. Koszty regulacyjne, teleinformatyki oraz utrzymania.
- Operating – koszty eksploatacyjne, w skład których wchodzi koszty materiałów i usług, zarządzania paliwem, usług obcych, szkoleń czy wynagrodzeń.



Rysunek 38 Jednostkowe koszty kapitałowe (Capital)

Źródło: NEI, Nuclear Costs in Context, 2023

⁴³ Overnight Capital Cost of the Next AP1000; Koroush Shirvan; March 2022



Rysunek 39 Jednostkowe koszty operacyjne (Operating)

Źródło: NEI, *Nuclear Costs in Context*, 2023

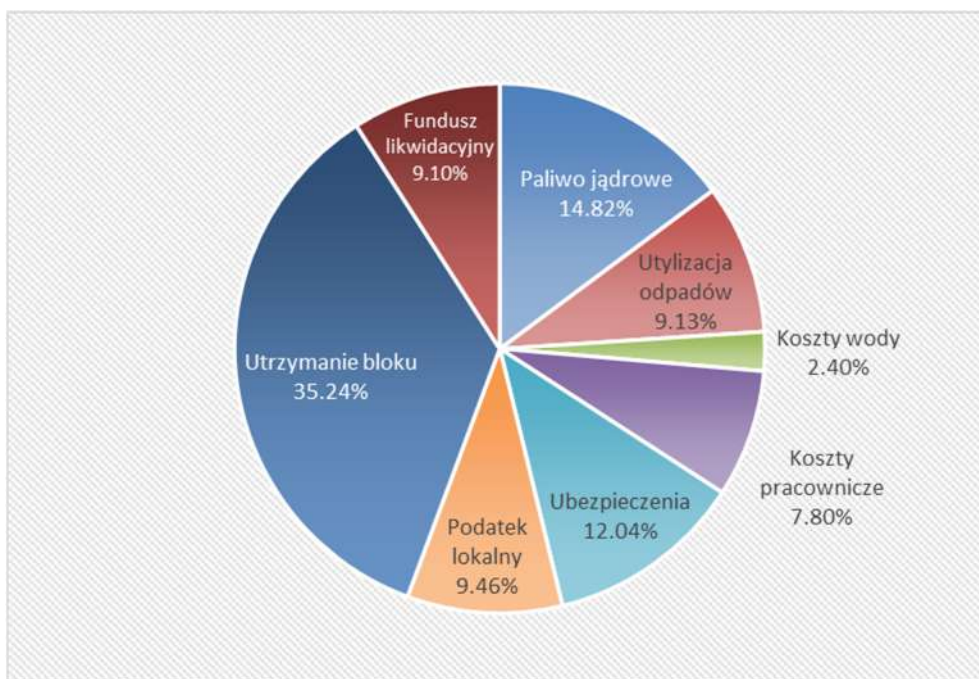
Jako koszty remontów przyjęto w całości wydatki kapitałowe oraz część kosztów eksploatacyjnych odpowiadających kosztom usług obcych. Sumarycznie koszty wynoszą 12,75 USD₂₀₂₂/MWh, co po uwzględnieniu inflacji amerykańskiej daje **13,62 USD/MWh**. Sumarycznie roczne koszty remontów i modernizacji na jeden blok wynoszą ok. **483 mln PLN**.

7.3.9. Koszty przyszłej likwidacji obiektu

Na podstawie opracowania IAEA⁴⁴ przyjęto koszty przyszłej likwidacji obiektu, która rozpocznie się po zakończeniu eksploatacji bloku i potrwa sześć lat. Na ten cel założono, w każdym roku eksploatacji odkładana w równych ratach będzie kwota odpowiadająca przyszłym kosztom likwidacji obiektu nuklearnego. Całkowity koszt może wynosić ok 15% całkowitych nakładów inwestycyjnych. Roczny odpis na fundusz remontowy dla jednego bloku wyniesie ok. **125 mln PLN**.

⁴⁴ *Economic Assessment of the Long Term Operation of Nuclear Power Plants: Approaches and Experience; IAEA Nuclear Energy Series*

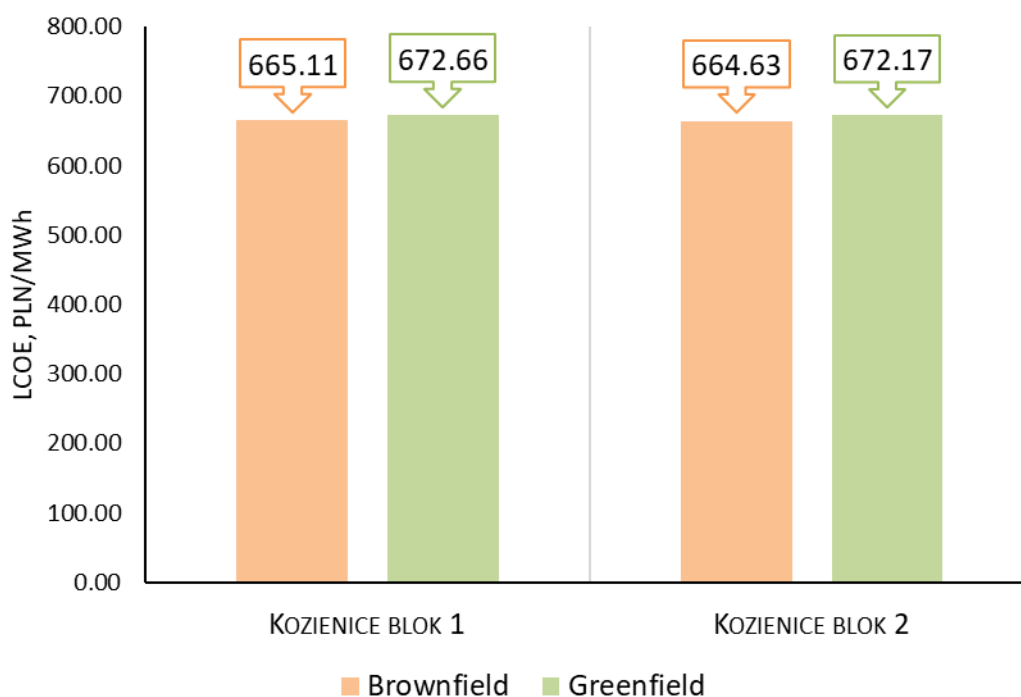
Sumarycznie roczne koszty operacyjne dla jednego bloku AP-1000 skalkulowane zostały na poziomie **1 369 mln PLN**. Na poniższym wykresie przedstawiono udziały poszczególnych kosztów dla jednego bloku AP-1000.



Rysunek 40 Roczne koszty operacyjne dla jednego bloku AP-1000

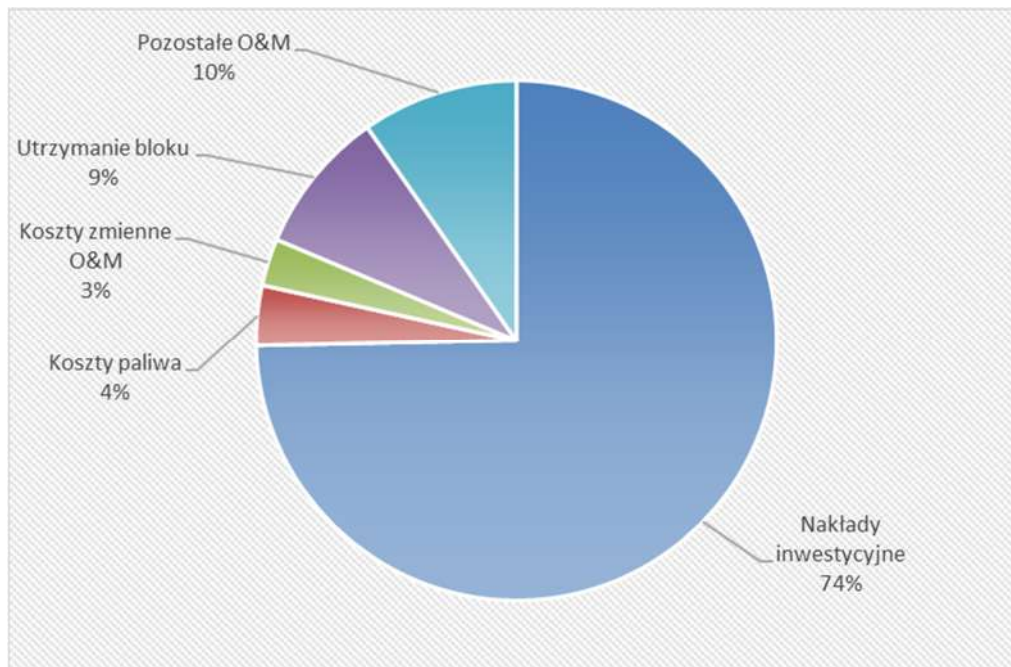
7.4. Wyniki LCoE

Dla opisanych wcześniej nakładów inwestycyjnych oraz kosztów eksploatacyjnych bloku przy zakładanej produkcji energii elektrycznej wyznaczono wskaźnik LCoE dla każdego bloku osobno w wariantach Brownfield oraz Greenfield.



Rysunek 41 Porównanie LCoE Brownfield vs. Greenfield dla obu bloków

Różnica w LCoE między blokami w Koźlenicach wynika z podejścia do liczenia ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej za szkody nuklearne. Ubezpieczenie płacone przez właściciela dla całego obiektu a nie dla poszczególnych bloków. Ponadto bloki mają inny rok rozpoczęcia i zakończenia eksploatacji. Poniżej dla wariantu Brownfield wyznaczono strukturę LCoE.



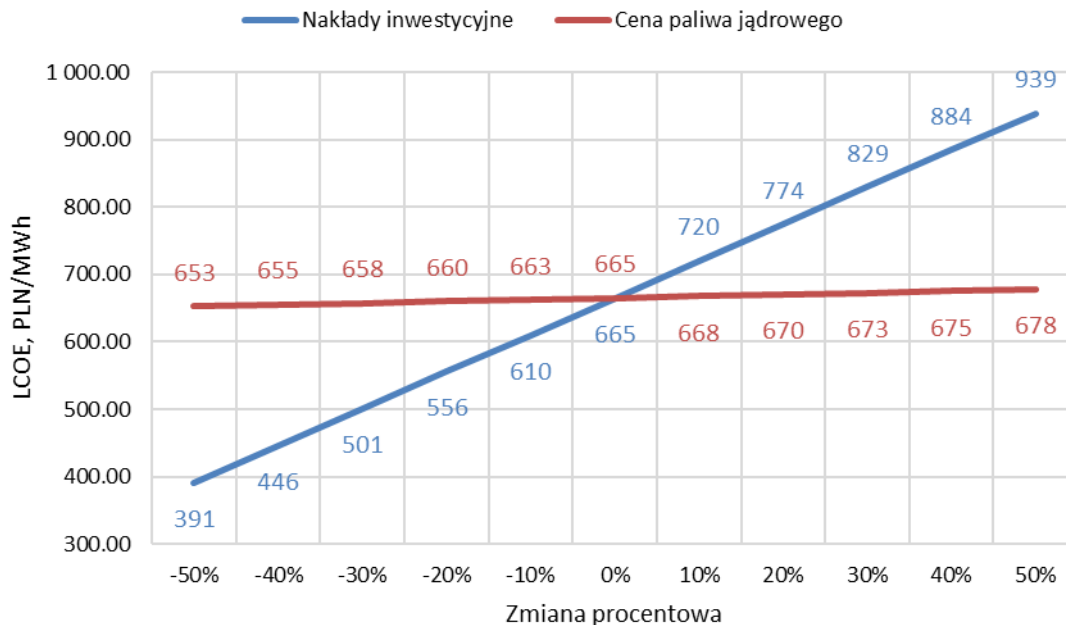
Rysunek 42 Struktura wyznaczonego LCOE dla bloku AP-1000 (Brownfield)

7.5. Analiza wrażliwości

Analizie wrażliwości została wykonana dla wariantu Brownfield, analizie poddano następujące kluczowe zmienne w sile +/- 50% (dwie pierwsze pozycje) lub dla przedziału możliwych wartości (dwie ostatnie pozycje):

- nakłady inwestycyjne,
- cena paliwa jądrowego,
- wskaźnik pracy/dyspozycyjności bloku (GCF).
- średni ważony koszt kapitału (WACC)

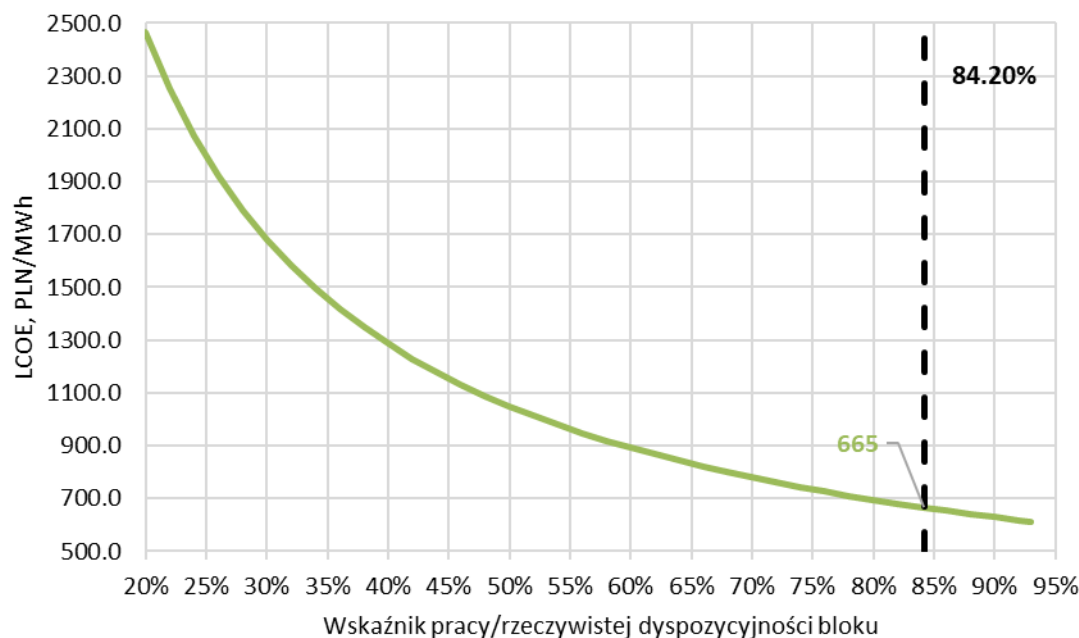
Przyjęto założenie, że zmianie w określonym momencie podlega tylko jedna zmienna. Pozostałe zmienne pozostają na tym samym poziomie bazowym.



Rysunek 43 Wyniki analizy wrażliwości – nakłady inwestycyjne i cena paliwa jądrowego

Większy wpływ na LCOE mają nakłady inwestycyjne, z kolei zmiana kosztu paliwa ma znikomą wpływ na koszt produkcji energii elektrycznej.

Analizę wrażliwości na **zmianę produkcji** przeprowadzono w oparciu o zmianę zakładanego wskaźnika wykorzystania mocy znamionowej (GCF) w zakresie od 20% do 93%. Wskaźnika GCF = 100% blok najpewniej nie byłby w stanie wykazać, dlatego maksymalna wartość wskaźnika pracy wynosi 93% - wielkość jaką podaje IAEA⁴⁵ jako typowa dyspozycyjność bloku AP-1000.

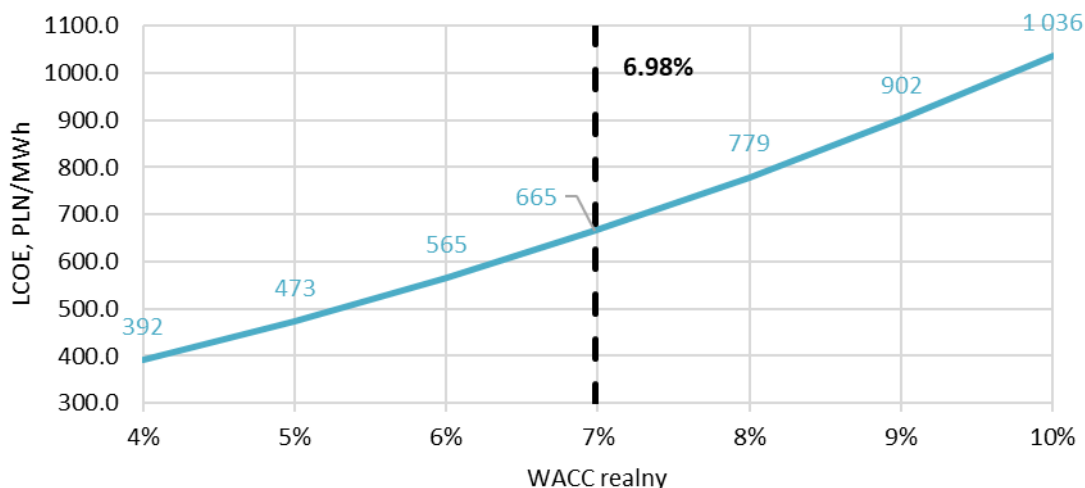


Rysunek 44 Wyniki analizy wrażliwości – dyspozycyjność bloku

⁴⁵ IAEA, Status report 81 - Advanced Passive PWR (AP 1000)

Z wykresu wynika jak silnie od produkcji uzależniony jest wskaźnik LCoE, w przypadku bardzo niskich dyspozycyjności koszt produkcji rośnie nawet powyżej 2000 PLN/MWh.

Ponadto analizie wrażliwości poddano **stopę dyskonta WACC**, w zakresie od 4%-10%. Na wykresie zaznaczono zakładaną stopę WACC = 6,98%.



Rysunek 45 Wyniki analizy wrażliwości dla zmiennej stopy dyskonta

Zmiana WACC ma duży wpływ na LCoE, jednak jego zmiana w rzeczywistości nie jest prosta i uzależniona jest od wielu czynników makro i mikroekonomicznych w kraju.

7.6. Podsumowanie analizy ekonomicznej

- Przy przyjętych założeniach do modelowania koszt LCoE dla technologii AP-1000 w lokalizacji Kozienice kształtuje się na poziomie ok. 665 - 672 PLN/MWh (Brownfield vs Greenfield)
- Wykorzystanie istniejącej infrastruktury w procesie inwestycyjnym (brownfield) pozwala uzyskać LCoE niższe o ok. 7 PLN/MWh.
- Struktura LCoE wykazuje, że główną składową kosztu są koszty kapitałowe – ok. 74%.
- Analiza wrażliwości wykazała, że projekt jest najbardziej wrażliwy na zmianę nakładów inwestycyjnych. Istotnym parametrem jest również stopa dyskonta (WACC). Znikomy wpływ na wskaźniki opłacalności ma cena paliwa jądrowego.
- Kluczowym jest zapewnienie odpowiedniej produktywności bloku na rynku, ponieważ wraz ze spadkiem dyspozycyjności bloku drastycznie rosną koszty wytworzenia energii elektrycznej.
- Przy wyznaczonym poziomie LCoE realizacja tego typu inwestycji musi zostać oparta o zagwarantowanie przychodów na odpowiednim poziomie np. poprzez kontrakt różnicowy, co zapewni zwrot poniesionych nakładów inwestycyjnych.

8. Analiza wymaganych kompetencji w zakresie zarządzania oraz obsługi bloku jądrowego o charakterystyce właściwej dla wariantu inwestycyjnego (w oparciu o bazę wymaganych kompetencji, stanowiącą efekt Zadania Badawczego nr 6)

Transformacja energetyczna z technologii węglowych do jądrowych (ang. coal to nuclear - C2N) wymaga zmiany struktury kadry technicznej i inżynierskiej. Uzyskanie wartości dodanej dla ekonomii i społeczeństwa w tym procesie może polegać również na wykorzystaniu kompetencji pracowników elektrowni węglowych w elektrowniach jądrowych.

Racjonalnie przeprowadzony proces transformacji elektrowni może wiązać się z pozytywnymi efektami takimi jak:

- brak konieczności zwalniania dużej części pracowników;
- brak konieczności rekrutacji dużej części nowych pracowników;
- brak konieczności zmiany miejsca zamieszkania przez część załogi.

Istotne negatywne efekty i zagrożenia związane z transformacją C2N dla pracowników elektrowni węglowych to:

- brak zatrudnienia w okresie przejściowym przekształcania;
- konieczność doszkolenia;
- konieczność zdobycia nowych kwalifikacji .

Transformacja elektrowni węglowej do elektrowni jądrowej skutkuje również brakiem zapotrzebowania na niektóre specjalności oraz potrzebą zatrudnienia osób o nowych specjalnościach.

Racjonalne zaprojektowanie transformacji C2N może więc uwzględnić również ścieżkę postępowania w zakresie wykorzystania kadry techniczno-inżynierskiej elektrowni węglowej.

Określenie procedury w zakresie rozszerzenia lub zdobycia kompetencji wymaganych przez kadrę inżyniersko-techniczną można rozpocząć od określenia struktury kadry w istniejących planowanych elektrowniach i blokach energetycznych. Struktura zatrudnienia w elektrowni czy bloku jądrowym określa docelowe zasoby ludzkie z ich kompetencjami. Literatura w tym zakresie prezentuje listy zawodów pracowników wraz z procentowym udziałem danego typu stanowiska⁴⁶. Dane te wraz z ogólną liczbą zatrudnionych pozwala określić docelową strukturę zatrudnienia w poszczególnych zawodach. Podobnie dla elektrowni węglowych można dysponować listą zawodów i procentowym ich udziałem. Bezpośrednie porównanie tych danych dla danej lokalizacji pozwala ocenić możliwości bezpośredniego przejścia wymagającego często tylko niewielkie poszerzenia kwalifikacji.

W celu przygotowania procedur w zakresie rozszerzenia lub zdobycia kompetencji wymaganych przez kadrę inżyniersko-techniczną modernizowanych elektrowni i bloków energetycznych przedstawiono przykładowe studia przypadku których istotą było określenie stanowisk i ilości etatów które wymagają kadry o zupełnie nowych kwalifikacjach lub które wymagają doszkolenia. Analogicznie określono stanowiska i ilości etatów kadry elektrowni węglowej nie znajdujących miejsca w nowej elektrowni lub bloku jądrowym ze względu na konieczność całkowitego przekwalifikowania.

W oparciu o te analizy możliwe jest bardziej szczegółowe rozpatrzenie kompetencji na najistotniejszych stanowiskach elektrowni jądrowej wraz z określeniem możliwości doszkolenia lub przekwalifikowania.

⁴⁶ Hansen J., Jenson W., Wrobel A., Stauff N., Biegel K., Kim T., Belles R., Omitaomu F.: *Investigating Benefits and Challenges of Converting Retiring Coal Plants into Nuclear Plants. Systems Analysis and Integration; Revision 2 Prepared for U.S. Department of Energy September 13, 2022 ;INL/RPT-22-67964*

W tym zakresie możliwe jest również wskazanie proponowanych ścieżek doszkolenia lub przekwalifikowania.

8.1. Najistotniejsze elementy procedur w zakresie rozszerzenia lub zdobycia kompetencji wymaganych przez kadrę inżynieryjno-techniczną modernizowanych elektrowni i bloków energetycznych

Wykorzystanie kompetencji kadry inżynieryjno-technicznej elektrowni lub bloku węglowego w elektrowni lub bloku jądrowym może przynieść wiele korzystnych skutków gospodarczych i społecznych. Uzyskanie tych efektów możliwe będzie poprzez racjonalne określenie możliwych procedur zakresie rozszerzania lub zdobycia kompetencji wymaganych w nowych elektrowniach.

Najistotniejsze zagadnienia które należy brać pod uwagę projektując proces to:

- określenie stanowisk niezbędnych w nowej elektrowni lub bloku;
- określenie liczby etatów na poszczególnych stanowiskach nowej elektrowni lub bloku;
- określenie stanowisk w likwidowanej elektrowni lub bloku;
- określenie liczby etatów na poszczególnych stanowiskach likwidowanej;
- określenie harmonogramu czasowego powstawania stanowisk i etatów w nowym bloku lub elektrowni;
- określenie harmonogramu czasowego likwidacji stanowisk i etatów w elektrowni lub bloku węglowym.

Dysponując wskazanymi informacjami możliwe jest określenie matrycy stanowisk i etatów w likwidowanym i powstającym zakładzie. Taka matryca umożliwi określenie stanowisk i etatów w których:

- potrzeba w niewielkim stopniu lub nie potrzeb w ogóle rozszerzenia kompetencji pracowników;
- istnieje możliwość przekwalifikowania lub zdobycia nowych kompetencji w stosunkowo krótkim czasie;
- dla których konieczne jest całkowite przekwalifikowanie.

Harmonogramy czasowe likwidacji i wprowadzania do eksploatacji bloków lub elektrowni umożliwiają dodatkowe uzupełnienie procesu o wskazanie możliwych ścieżek kariery i możliwości uzupełnienia kompetencji dla pracowników np. w czasie w którym powstaje nowa elektrownia lub blok.

8.2. Zestawienie stanowisk pracy o największym zatrudnieniu w elektrowni jądrowej

Zestawienie stanowisk pracy o największym zatrudnieniu pozwala określić zapotrzebowanie na najważniejsze stanowiska pracy. W analizach w pierwszej kolejności określono ilość etatów dla dziesięciu stanowisk pracy (najliczniejszych pod względem ilości zatrudnionych) dla elektrowni jądrowej o mocy elektrycznej 1GW (Tabela 21). Dane opracowano na podstawie [9]. W źródle tym wskazano, że zatrudnienie w nowoczesnej elektrowni jądrowej zbudowanej w oparciu o 10 bloków typu SMR wynosi 341 etatów (zatrudnionych bezpośrednio). Dane te zestawiono z ilością etatów które zlikwidowane będą w elektrowni węglowej również o mocy 1GW. W tym przypadku założono, że całkowita ilość etatów bezpośrednich wynosi 145.

Tabela 27 Zestawienie najliczniejszych stanowisk pracy w elektrowni jądrowej

| Siłownia węglowa | | | | Siłownia jądrowa | | |
|-----------------------|-------------------|------------------------------|--|-----------------------|---------------------|------------------------------|
| Procent zatrudnionych | Liczba etatów 1GW | Procent etatów narastających | Nazwa stanowiska pracy | Procent zatrudnionych | Liczba etatów w 1GW | Procent etatów narastających |
| 0,31 | -0,45 | 0,31 | Inżynierowie nuklearni | 13,07 | 44,64 | 13,07 |
| 0,31 | -0,45 | 0,62 | Operatorzy reaktorów jądrowych | 10,96 | 37,44 | 24,03 |
| 0,52 | -0,75 | 1,14 | Strażnicy bezpieczeństwa | 10,96 | 37,44 | 34,98 |
| 0,62 | -0,9 | 1,75 | Technicy nuklearni | 7,17 | 24,48 | 42,15 |
| 4,33 | -6,3 | 6,09 | Kierownicy pierwszej linii pracowników produkcyjnych i operacyjnych | 5,06 | 17,28 | 47,21 |
| 5,37 | -7,8 | 11,46 | Naprawiacze urządzeń elektrycznych i elektronicznych, elektrownie, podstacje i przekaźniki | 3,06 | 10,44 | 50,26 |
| 0,52 | -0,75 | 11,97 | Specjaliści ds. szkoleń i rozwoju | 2,85 | 9,72 | 53,11 |
| 4,64 | -6,75 | 16,62 | Inżynierowie elektrycy | 2,85 | 9,72 | 55,95 |
| 0,83 | -1,2 | 17,44 | Kierownicy ds. architektury i inżynierii | 2,74 | 9,36 | 58,69 |
| 3,20 | -4,6 | 20,64 | Mechanicy maszyn przemysłowych | 2,74 | 9,36 | 61,43 |

Analizując dane można zauważyć, że wskazane dziesięć stanowisk pracy stanowi, aż 61% etatów w siłowni jądrowej. Te same stanowiska pracy stanowią około 21% etatów w elektrowni węglowej. Wśród tych stanowisk pracy można wyróżnić takie jak: Inżynierowie nuklearni Operatorzy reaktorów jądrowych; Strażnicy bezpieczeństwa; Technicy nuklearni; Specjaliści ds. szkoleń i rozwoju; Kierownicy ds. architektury i inżynierii, których udział w elektrowni węglowej ma wartość poniżej jednego procenta. Można przypuszczać, że na stanowiska te prawie w całości należy pozyskać osoby z poza elektrowni jądrowej lub osoby z elektrowni węglowej które w całości przeszkoliły się.

Ze względu na większą ilość etatów ogółem w elektrowni jądrowej dla niektórych stanowisk część etaty z elektrowni węglowej w całości mogą zostać przeniesione do elektrowni jądrowej. Dla wskazanych stanowisk pracy można wymienić Kierowników pierwszej linii pracowników produkcyjnych i operacyjnych; naprawiacze urządzeń elektrycznych i elektronicznych, elektrownie, podstacje i przekaźniki; Inżynierowie elektrycy; Mechanicy maszyn przemysłowych.

8.3. Zestawienie stanowisk pracy o największym zatrudnieniu w elektrowni węglowej

Do określenia procedur postępowania w zakresie wykorzystania kadry inżynieryjno-technicznej pomocne jest również zestawienie stanowisk pracy o największym zatrudnieniu w elektrowni węglowej. Podobnie jak w poprzedniej części w zestawieniu z zapotrzebowanie w elektrowni jądrowej można określić grupy stanowisk pracy które nie znajdą zatrudnienia w elektrowni jądrowej lub

wymagają całkowitego lub częściowego przeszkolenia. W analizach wyodrębniono czternaście stanowisk pracy o największej liczbie etatów (tabela 22). Dane opracowań na podstawie⁴⁷

Tabela 28 Zestawienie najliczniejszych stanowisk pracy w elektrowni węglowej

| Siłownia węglowa | | | Nazwa stanowiska pracy | Siłownia jądrowa | | |
|-----------------------|-------------------|----------------------------|---|-----------------------|-------------------|---------------------|
| Procent zatrudnionych | Liczba etatów 1GW | Procent etatów narastająco | | Procent zatrudnionych | liczba etatów 1GW | procent narastająco |
| 17,44 | 25,4 | 17,44 | Operatorzy elektrowni | 0,63 | 2,2 | 0,63 |
| 7,02 | 10,2 | 24,46 | Instalatorzy i naprawiacze linii energetycznych | 0,74 | 2,5 | 1,37 |
| 5,37 | 7,8 | 29,82 | Naprawiacze urządzeń elektrycznych i elektronicznych, elektrownie, podstacje i przekaźniki | 3,06 | 10,4 | 4,43 |
| 4,64 | 6,8 | 34,47 | Inżynierowie elektrycy | 2,85 | 9,7 | 7,27 |
| 4,33 | 6,3 | 38,80 | Kierownicy pierwszej linii pracowników produkcyjnych i operacyjnych | 5,06 | 17,3 | 12,33 |
| 3,61 | 5,3 | 42,41 | Przedstawiciele obsługi klienta | 0 | 0 | 12,33 |
| 3,20 | 4,7 | 45,61 | Mechanicy maszyn przemysłowych | 2,74 | 9,4 | 15,07 |
| 3,10 | 4,5 | 48,71 | Kierownicy pierwszej linii mechaników, instalatorów | 2,53 | 8,6 | 17,60 |
| 2,37 | 3,4 | 51,08 | Instalatorzy i naprawiacze układów sterowania i zaworów, z wyjątkiem drzwi mechanicznych | 0,21 | 0,7 | 17,81 |
| 2,06 | 3 | 53,15 | Elektrycy | 1,69 | 5,8 | 19,49 |
| 2,06 | 3 | 55,21 | Dystrybutorzy i dyspozytorzy energii elektrycznej | 0,32 | 1,1 | 19,81 |
| 1,86 | 2,7 | 57,07 | Kierownicy generalni i operacyjni | 0,74 | 2,5 | 20,55 |
| 1,75 | 2,55 | 58,82 | Specjaliści ds. zarządzania projektami i specjaliści ds. operacji biznesowych, wszyscy inni | 2,11 | 7,2 | 22,66 |
| 1,44 | 2,1 | 60,27 | Analitycy zarządzania | 0,63 | 2,2 | 23,29 |

W przypadku elektrowni węglowych 60% etatów stanowi czternaście stanowisk pracy. Stanowiska te odpowiadają za ok. 23% zatrudnionych w elektrowni jądrowej. W grupie tych zawodów pomimo że

⁴⁷ Hansen J., Jenson W., Wrobel A., Stauff N., Biegel K., Kim T., Belles R., Omitaomu F.: Investigating Benefits and Challenges of Converting Retiring Coal Plants into Nuclear Plants. Systems Analysis and Integration; Revision 2 Prepared for U.S. Department of Energy September 13, 2022 ;INL/RPT-22-67964

niektóre stanowią niewielki procent etatów w elektrowni jądrowej to ze względu na znaczne dysproporcje pomiędzy zatrudnionymi w elektrowni jądrowej i węglowej tylko niektóre z tej grupy nie znajdują pokrycia w elektrowni jądrowej. Dotyczy to w szczególności Operatorzy elektrowni, Instalatorzy i naprawiacze linii energetycznych Przedstawiciele obsługi klienta Instalatorzy i naprawiacze układów sterowania i zaworów, z wyjątkiem drzwi mechanicznych Dystrybutorzy i dyspozytorzy energii elektrycznej

8.4. Zestawienie stanowisk pracy o największym niedoborze w elektrowni jądrowej i największej nadwyżce w elektrowni węglowej

Porównując ilości etatów dla poszczególnych stanowisk elektrowni węglowej i jądrowej można wyznaczyć ich braki i nadmiary. Zestawienie stanowisk pracy o największej nadwyżce w elektrowni węglowej i największym niedoborze w elektrowni jądrowej pozwala ocenić możliwości przekwalifikowania się części pracowników w celu podjęcia pracy w nowej elektrowni. Zestawienie najważniejszych stanowisk wraz z ilością etatów dla elektrowni jądrowej i węglowej o mocy 1GW przedstawiono w tabeli 23.

Tabela 29 Zestawienie najważniejszych stanowisk niedoboru i nadwyżki etatów w elektrowni węglowej i jądrowej

| Elektrownia jądrowa | Niedobór | Nadwyżka | Elektrownia węglowa |
|---|----------|----------|--|
| Inżynierowie nuklearni | 44,19 | 23,19 | Operatorzy elektrowni |
| Operatorzy reaktorów jądrowych | 36,99 | 7,68 | Instalatorzy i naprawiacze linii energetycznych |
| Strażnicy bezpieczeństwa | 36,69 | 5,25 | Przedstawiciele obsługi klienta |
| Technicy nuklearni | 23,58 | 2,73 | Instalatorzy i naprawiacze układów sterowania i zaworów, z wyjątkiem drzwi mechanicznych |
| Kierownicy pierwszej linii pracowników produkcyjnych i operacyjnych | 10,98 | 1,92 | Dystrybutorzy i dyspozytorzy energii elektrycznej |
| Specjaliści ds. szkoleń i rozwoju | 8,97 | 1,8 | Inżynierowie operacyjni i inni pracownicy budowlani operatorzy sprzętu |
| Kierownicy ds. architektury i inżynierii | 8,16 | 1,05 | Operatorzy zakładów i systemów uzdatniania wody i ścieków |
| Mechanicy maszyn przemysłowych | 4,71 | 0,9 | Inżynierowie stacjonarni i operatorzy kotła |
| Specjaliści ds. zarządzania projektami i specjaliści ds. operacji biznesowych, wszyscy inni | 4,65 | 0,78 | Spawacze, przecinacze, lutownicy i lutownicy |
| Różni kierownicy pierwszej linii, pracownicy służb ochrony | 4,53 | 0,75 | Operatorzy gazowni |
| Kierownicy pierwszej linii mechaników, instalatorów i naprawców | 4,14 | 0,6 | Pracownicy ds. księgowości, audytu i audytu |
| Inżynierowie przemysłowi | 4,02 | 0,6 | Mechanicy autobusów i ciężarówek oraz specjaliści ds. silników wysokoprężnych |
| Specjaliści ds. bezpieczeństwa i higieny pracy | 3,57 | 0,6 | Technolodzy i technicy kalibracji oraz technologowie i technicy |

| | | | |
|--|------|------|--|
| | | | inżynierii, z wyjątkiem kreślarzy, wszyscy inni |
| Kierownicy ds. usług osobistych, wszyscy inni; menedżerowie ds. rozrywki i rekreacji, z wyjątkiem hazardu i menedżerów, wszyscy inni | 3,42 | 0,6 | Budownictwo menedżerowie |
| Inżynierowie elektrycy | 2,97 | 0,6 | operatorzy ciężarówek i ciągników przemysłowych |
| Urzędnicy biurowi, ogólnie | 2,91 | 0,6 | odczytnicy liczników, media |
| Elektrycy | 2,76 | 0,6 | mechanicy mobilnego ciężkiego sprzętu, z wyjątkiem silników |
| Kierownicy produkcji | 2,76 | 0,6 | hydraulicy, monterzy rurociągów i monterzy instalacji parowych |
| Urzędnicy ds. produkcji, planowania i ekspedycji | 2,76 | 0,45 | dyspozytorzy, z wyjątkiem policji, straży pożarnej i pogotowia ratunkowego |
| Naprawiacze urządzeń elektrycznych i elektronicznych, elektrownie, podstacje i przekaźniki | 2,64 | 0,45 | kreślarze elektryczni i elektroniczni |
| Kierownicy ds. szkoleń i rozwoju | 2,37 | 0,45 | pomocnicy — pracownicy instalacji, konserwacji i napraw |
| Chemicy | 2,07 | 0,45 | prawnicy |
| Technicy chemiczni | 1,92 | 0,45 | pracownicy ds. konserwacji, maszyny |
| Inżynierowie mechanicy | 1,86 | 0,45 | operatorzy instalacji i systemów, |
| Kierownicy ds. usług administracyjnych i obiektów | 1,83 | | |
| Sekretarki wykonawcze i asystenci administracyjni | 1,62 | | |
| Inżynierowie, wszyscy inni | 1,56 | | |
| Autorzy techniczni | 1,44 | | |
| Specjaliści ds. zgodności | 1,41 | | |
| Analitycy ds. bezpieczeństwa informacji | 1,35 | | |
| Przemysł inżynierowie technicy i technicy | 1,29 | | |
| Inspektorzy, testerzy, sorterzy, próbnicy i ważący | 1,14 | | |
| Inżynierowie chemicy | 1,08 | | |
| Dyrektorzy ds. zarządzania kryzysowego | 1,08 | | |
| Technicy nauk o środowisku i ochrony, w tym służby zdrowia | 1,08 | | |

Na podstawie zamieszczonych danych można zauważyć że największą grupę stanowisk w elektrowni węglowej dla której nie ma odpowiednika w elektrowni jądrowej są operatorzy elektrowni (kontrola sterowanie i obsługa maszyn i urządzeń do produkcji energii elektrycznej oraz układów pomocniczych).

Na stanowiskach tych osoby mają specjalistyczną wiedzę techniczną i umiejętności związane z maszynami, urządzeniami i instalacjami których niema w takiej ilości lub w ogóle w elektrowniach jądrowych. Ze względu na ich wykształcenie techniczne oraz stosunkowo dużą ilość etatów można rozważać podjęcie przez nich uzupełniających studiów umożliwiających, po odbyciu stażu, pracę na stanowiskach technicznych i inżynierskich związanych z obsługą reaktora. Taka ścieżka przekwalifikowania jest dość długa i może wiązać się z czasowym obniżeniem uposażenia (okres ponownej edukacji i staży) dlatego może być adekwatna dla osób młodszych. Często w okresie transformacji elektrowni węglowej do jądrowej może wystąpić dłuższy okres w którym elektrownia węglowa już nie działa, a elektrownia jądrowa jeszcze nie jest oddana do eksploatacji, to daje z jednej strony czas na przekwalifikowanie części pracowników, z drugiej może być nieakceptowane ze względu na okresowy brak środków do życia (podjęcie pracy w okresie przeszkolenia może być uciążliwe)

Analizy uwidaczniają również kolejną grupę osób na stanowiskach instalatorów linii energetycznych, gdzie występuje nadmiar etatów w stosunku do elektrowni węglowej. Na stanowiskach tych często pracują ludzie o wykształceniu w zakresie elektryki które mogą uzyskać stanowiska pracy takie jak elektrycy, naprawiacze urządzeń elektrycznych i elektronicznych, czy też inżynierowie elektrycy w których mogą występować braki .

8.5. Zestawienie informacji o wybranych stanowiskach w elektrowni jądrowej

W literaturze można odnaleźć szereg zestawienia informacji na temat stanowisk pracy w elektrowniach jądrowych i sektorze jądrowym.

W⁴⁸ przedstawiono zestawienie literatury wraz z charakterystyką w której odnaleźć można klasyfikacje zawodów związanych z sektorem jądrowym. Wyszczególniono tam kilka opracowań powstałych głównie w krajach w których sektor jądrowy ma istotne znaczenie. Zestawienia te znacznie różnią się pod względem przyjętych nazw stanowisk i ich charakterystyk, co może wynikać z korzystania przez różne kraje z często własnych doświadczeń w tej dziedzinie.

W⁴⁹ zamieszczono zestawienia stanowisk związanych z sektorem jądrowym w tym z eksploatacją elektrowni jądrowych. Wybrane stanowiska opisano pod względem kwalifikacji początkowych, kompetencji (z podziałem na zakres umiejętności wiedzy i odpowiedzialności), dodatkowych szkoleń i rozwoju. We wskazanych zakresach dokonano dodatkowego wyróżnienia na zagadnienia techniczne, operacyjne, biznesowe i personalne.

Na podstawie⁵⁰ można stwierdzić, że istotne stanowiska pod względem ilości etatów i konieczności szkolenia to: inżynier nuklearny i operator reaktorów jądrowych. Te stanowiska opisano w sposób bardziej szczegółowy w następujących podrozdziałach.

8.6. Inżynier nuklearny

Według klasyfikacji Standard Occupational Classification (SOC)⁵¹ która była podstawą do analiz matrycy stanowisk i etatów, na stanowisku tym prowadzenie są badań nad projektami inżynierii jądrowej lub stosowanie zasad i teorii nauk jądrowych do problemów związanych z uwalnianiem, kontrolą i wykorzystaniem energii jądrowej oraz składowaniem odpadów jądrowych.

48 ERIKSSON, A. and ERIKSEN, B. Job Classification and Taxonomy in the Nuclear Sector, European Commission, Petten, JRC132572

49 C. Chenel Ramos, Nuclear Job Taxonomy. Final Report, EUR 29126 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, ISBN 978-92-79-73842-5, doi 10.2760/090414, JRC110868

50 Hansen J., Jenson W., Wrobel A., Stauff N., Biegel K., Kim T., Belles R., Omitaomu F.: Investigating Benefits and Challenges of Converting Retiring Coal Plants into Nuclear Plants. Systems Analysis and Integration; Revision 2 Prepared for U.S. Department of Energy September 13, 2022 ;INL/RPT-22-67964

51 Standard occupational classification manual Executive office of the president; Office of management and budget; United States, 2018

Na podstawie⁵² stanowisko to można opisać pod względem funkcji, wiedzy i umiejętności.

Funkcje:

- Odpowiedzialny za obliczenia rdzenia w ścisłym przestrzeganiu przepisów bezpieczeństwa jądrowego podczas wszystkich operacji z nowym i wypalonym paliwem jądrowym.
- Obliczanie rdzenia reaktora jądrowego i basenu wypalonego paliwa.
- Określanie limitów operacyjnych reaktora na podstawie autoryzowanych lub licencjonowanych limitów operacyjnych paliwa. Zgodność ze specyfikacjami paliwa dla nowego paliwa. Odbiór i kontrola nowego paliwa. Monitorowanie i zbieranie danych na temat stanu rdzenia reaktora podczas pracy.
- Wykonywanie obliczeń w celu zapewnienia bezpieczeństwa (warunki układu chłodzenia rdzenia/reaktora w ramach licencjonowanych limitów) i wydajności (rozkład strumienia neutronów, szybkość wypalania rdzenia).
- Zapewnienie zgodności manewrów operacyjnych rdzenia reaktora.
- Projektowanie ładunków paliwa (ruchy paliwa, lokalizacja zespołu paliwowego w rdzeniu reaktora/basenie wypalonego paliwa).
- Modelowanie i przewidywanie zachowania rdzenia reaktora przy zmianie warunków pracy.
- Nadzorowanie działań związanych z paliwem jądrowym podczas operacji uzupełniania paliwa.
- Opracowywanie dokumentów roboczych (procedur, programów, instrukcji) na potrzeby rozruchu reaktora.
- Przygotowywanie i ocena testów rdzenia reaktora przed rozruchem.
- Zbieranie danych i monitorowanie uszkodzeń radiacyjnych struktur rdzenia i zbiornika ciśnieniowego reaktora.
- Monitorowanie, zbieranie danych i kontrolowanie materiałów jądrowych (tj. zespołów paliwowych, instrumentów do monitorowania rdzenia) oraz innego sprzętu związanego z rdzeniem: źródeł, przyłączy paliwowych, prętów regulacyjnych

Wymagania dotyczące stanowiska wiedza (Kompetencje poznawcze) Poziom EQF (1-8)

Teoria fizyki reaktora 7 Zasady i wymagania bezpieczeństwa jądrowego 6 Kultura bezpieczeństwa 6 Grafika inżynierska, rysunki i diagramy 6 Ochrona przed promieniowaniem 6 Fizyka jądrowa 6 Przepisy bezpieczeństwa jądrowego 6 Inżynieria jądrowa 6 Aparatura jądrowa w rdzeniu i poza rdzeniem (komory rozszczepienia, monitorowanie strumienia neutronów) 6 Metody numeryczne projektowania reaktora 6 Projektowanie i analiza cieplno-hydrauliczna 6 Paliwo jądrowe (ograniczenia termiczne, ograniczenia eksploatacyjne itp.) 6 Testy rdzenia przed rozruchem 6 Działanie rdzenia reaktora, ograniczenia i punkty nastawy 6 Elektrownia jądrowa: podstawy reaktora, systemy procesowe reaktora i elektrowni, pomocnicze systemy procesowe, promieniowanie jonizujące, systemy generowania i usuwania ciepła, system dostarczania pary, chemia jądrowa, Systemy pomiarowe i sterowania, systemy elektryczne 5 Krajowe i międzynarodowe kodeksy i normy 5 Bezpieczeństwo przemysłowe 5 Doświadczenie operacyjne 5 Podstawowe przyrządy pomiarowe i procedury 5 Inspekcja wizualna 5 Materiałoznawstwo i uszkodzenia radiacyjne 5 Bezpieczeństwo pracy i środki ochrony osobistej 4

52 C. Chenel Ramos, Nuclear Job Taxonomy. Final Report, EUR 29126 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, ISBN 978-92-79-73842-5, doi 10.2760/090414, JRC110868

Zapewnienie i kontrola jakości 4 Zarządzanie projektami, metody i narzędzia planowania 4 Znajomość technologii informacyjno-komunikacyjnych 4 Pisanie tekstów technicznych 4 Zabezpieczenia jądrowe 4

Umiejętności (kompetencje techniczne i funkcjonalne) Poziom EQF (1-8)

Korzystanie z danych inżynierskich i dokumentacji technicznej oraz ich interpretowanie. 7 Planowanie, koordynowanie, wdrażanie i monitorowanie działań projektowych. 6 Zapewnienie wdrożenia kodeksów i norm inżynierskich. 6 Identyfikowanie możliwych oddziaływań i interakcji z innymi pokrewnymi dyscyplinami. 6 Przeprowadzanie analizy rdzenia reaktora i projektowanie konfiguracji paliwa. 6 Zmapuj lokalizację zespołów paliwowych w rdzeniu i w basenie wypalonego paliwa. 6 Oblicz mapę strumienia dystrybucji neutronów. 6 Oblicz krytyczność i neutronikę. 6 Zbierz dane i monitoruj warunki pracy rdzenia. 6 Określ limity pracy reaktora. 6 Monitoruj parametry pracy bezpieczeństwa paliwa jądrowego. 6 Monitoruj wydajność rdzenia reaktora. 6 Przewiduj/modeluj/analizuj zachowanie rdzenia reaktora. 6 Projektuj manewry operacyjne rdzenia reaktora. 6 Opracowuj procedury manewrów operacyjnych rdzenia. 6 Odbieraj i sprawdzaj nowe paliwo. 6 Opracowuj/weryfikuj procedury odbioru i kontroli nowego paliwa. 6 Współpracuj przy tworzeniu specyfikacji technicznych dla nowych paliw. 6 Interpretuj odczyty instrumentów monitorujących rdzeń. 6 Używaj i aktualizuj bazy danych zespołów paliwowych reaktora, przyłączy, prętów regulacyjnych, źródeł itp. 6 Projektuj procedury testów rdzenia reaktora, analizuj i monitoruj wyniki. 6 Zapewnij zgodność z przepisami ustawowymi i wymogami organizacyjnymi QSE. 5 Tworzenie i przekazywanie specyfikacji wymagań, specyfikacji technicznych, procedur i raportów. 5 Identyfikacja wymagań bezpieczeństwa. 5 Pobieranie informacji technicznych przy użyciu technik wspomaganych komputerowo. 4 Monitorowanie i utrzymywanie bezpiecznego środowiska pracy. 4 Przeprowadzanie analizy pracy, rozbicie działań i przydzielanie zadań. 4 Ocena wydajności i identyfikacja środków i wskaźników w celu poprawy lub skorygowania wydajności. 4 Utrzymywanie materiałów jądrowych

8.7. Operatorzy reaktorów jądrowych

Według klasyfikacji Standard Occupational Classification (SOC)⁵³ podstawowe zadania na tym stanowisku to obsługa lub kontrola reaktorów jądrowych; przesuwanie prętów sterujących; uruchamianie i zatrzymywanie sprzętu, monitorowanie i regulacja elementów sterujących oraz rejestrowanie danych w dziennikach; wdrażanie procedur awaryjnych w razie potrzeby; możliwość reagowania na nieprawidłowości, określania przyczyn i zalecania działań naprawczych. Stanowisko to opisywane jest również jako: Operator sali sterowania jądrowego, Operator reaktora jądrowego, Operator stacji jądrowej.

Stanowisko to można opisać pod względem funkcji, wiedzy i umiejętności .

Funkcje:

- Odpowiedzialny za wszystkie aspekty bezpiecznej eksploatacji obiektu reaktora
- Zapewnia i kontroluje bezpieczną i bezawaryjną eksploatację obiektu reaktora zgodnie z wymaganiami specyfikacji technicznych: (sytuacja radiacyjna, reżim chemiczny, ograniczenia technologiczne i warunki)
- Zapewnia ogólny nadzór nad wszystkimi działaniami w zakresie eksploatacji instalacji reaktora i jej systemów pomocniczych oraz bezpośrednio manipuluje elementami sterującymi sprzętem i systemami

53 Standard occupational classification manual Executive office of the president; Office of management and budget; United States, 2018

- Monitoruje i kontroluje rdzeń, reaktywność i systemy, które mogą mieć wpływ na reaktywność
- Zapewnia i kontroluje ścisłe przestrzeganie wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej we wszystkich działaniach związanych z eksploatacją instalacji reaktora
- Raportuje kierownikowi zmiany jednostki stan operacyjny obiektu reaktora lub/i zaistniałe incydenty
- Koordynacja działań konserwacyjnych i testowych oraz rozruch sprzętu po konserwacji
- Monitoruje parametry przypisanego sprzętu podczas operacji i zapewnia reakcję na system lub jednostkę nieprawidłowości, diagnozuje przyczynę, zaleca lub stosuje działania naprawcze i zgłasza incydenty
- Odpowiedzialny za rejestrowanie i ciągłą aktualizację rejestrów operacyjnych
- Podczas przerwy w dostawie paliwa koordynuje i monitoruje działania w kontrolowanym obszarze
- W przypadku sytuacji nieprawidłowości lub sytuacji awaryjnej ściśle przestrzega instrukcji Kierownika Zmiany Jednostki zgodnie z Procedurami Operacyjnymi Awaryjnymi i wewnętrznym planem awaryjnym
- Współpraca z innymi działami organizacji w ramach swoich obowiązków
- Odpowiedzialny za wdrożenie procedur operacyjnych, takich jak kontrolujące czynności rozruchu i wyłączenia, w tym okresowe testowanie odpowiedniego sprzętu

Wymagania dotyczące stanowiska wiedza (Kompetencje poznawcze) Poziom EQF (1-8) Inżynieria jądrowa: fizyka reaktora, ograniczenia termiczne paliw jądrowych, systemy elektrowni jądrowych, wymiana ciepła w reaktorze i przepływ płynów 6 Bezpieczeństwo pracy i środki ochrony osobistej 6 Doświadczenie operacyjne 6 Eksploatacja elektrowni jądrowej: eksploatacja systemów reaktora: rozruch reaktora, normalny, przejściowy, awaryjny, pomiar parametrów operacyjnych, dynamika i kontrola elektrowni, eksploatacja rdzenia reaktora, przyrządy i Zastosowania 6 Bezpieczeństwo jądrowe 6 Teoria fizyki i chemii: termodynamika, mechanika płynów 5 Techniki stosowane i inżynieria: wytwarzanie energii elektrycznej, konwersja energii, mechanika, elektrotechnika, działanie systemu elektroenergetycznego, elektryczne, konwersja energii, czujniki, pomiary, przetwarzanie sygnałów, instrumentacja i sterowanie, systemy rurociągów, pompy i turbiny, instalacje hydrauliczne i pneumatyczne 5 Rysunki i schematy techniczne 5 Kultura bezpieczeństwa jądrowego 5 Gotowość na sytuacje awaryjne 5 Nauka o energii jądrowej Rozumienie złożonych przepisów i procedur 5 Chemia zakładowa 4 Krajowe i międzynarodowe przepisy, kodeksy i procedury związane z bezpieczną eksploatacją 4 Ochrona radiologiczna 4 Techniki zapobiegania błędom ludzkim 4 Procedury korporacyjne 4 Analiza wypadków i modelowanie wypadków 4 Ocena ryzyka 3 Nauka o materiałach 3.

Umiejętności (kompetencje techniczne i funkcjonalne) Poziom EQF (1-8)

Utrzymywanie urządzeń energetycznych w warunkach bezpiecznej i ekonomicznej eksploatacji zgodnie ze specyfikacjami technicznymi i procedurami. 6 Rozpoznawanie nieprawidłowych sytuacji w stanie elektrowni i informowanie o nich. 6 Monitorowanie stanu urządzeń i systemów technicznych. 6 Przewidywanie wyników działań w systemach i komponentach oraz przeprowadzanie możliwych wymaganych działań korygujących. 6 Identyfikowanie środków lub wskaźników wydajności systemu i przewidywanie, w jaki sposób zmiany warunków lub działania wpłyną na wyniki. 6 Przekazywanie instrukcji przy użyciu bezpiecznych i skutecznych technik komunikacji. 6 Wykonywanie planów i procedur operacyjnych i awaryjnych. 6 Obsługa i monitorowanie urządzeń sterowanych komputerowo. 6 Regulacja parametrów roboczych przy użyciu informacji z rejestratorów i wyświetlaczy. 6 Czytanie i interpretowanie rysunków technicznych i diagramów. 5 Przygotowywanie raportów technicznych i zapisów operacyjnych. 5 Weryfikowanie stanu urządzeń przy użyciu przyrządów pomiarowych i testowych. 5 Wykonywanie korekt nieprawidłowych warunków zgodnie z standardową praktyką i otrzymanymi instrukcjami. 5 Prowadzenie i aktualizowanie dzienników napraw, systemów śledzenia i raportowania. 4 Dostarczanie danych do przygotowywania dokumentacji bezpieczeństwa jądrowego. 4 Monitorowanie i utrzymywanie bezpiecznego środowiska pracy. 4 Przeprowadzanie kontroli wizualnej. 4 Przestrzegać przepisów ustawowych i wymogów bezpieczeństwa organizacyjnego. 4 Wnosić wkład w projekt specyfikacji wymagań. 4 Obsługiwać komputery za pomocą określonego oprogramowania. 4

Na podstawie ⁵⁴stanowisko to można opisać :

Kwalifikacje wstępne: Dyplom z inżynierii lub pokrewnej dziedziny naukowej i/lub rygorystyczne programy szkoleniowe związane z energetyką jądrową oraz znaczne doświadczenie.

Opis stanowiska

Operator reaktora jest odpowiedzialny za manipulowanie kontrolkami elektrowni, monitorowanie jej działania, kierowanie bezpośrednimi operacjami urządzeń oraz wykonywanie licencjonowanych działań podczas uruchamiania, wyłączenia, zmian mocy, sytuacji awaryjnych i wypadkowych, a także w specjalnych konfiguracjach. Operatorzy reaktora przede wszystkim obsługują kontrolki elektrowni z poziomu sterowni.

Kompetencje (Techniczne (T), Regulacyjne (R), Biznesowe (B), Osobiste (P))

Operator reaktora powinien być w stanie:

- Manipulować kontrolkami elektrowni zgodnie z procedurami zakładu. (T, R)
- Stosować wiedzę teoretyczną w praktycznych sytuacjach. (T)
- Analizować działanie urządzeń w elektrowni i podejmować działania korygujące dla normalnych i nietypowych warunków zgodnie z procedurami zakładu oraz dostępnymi informacjami. (T, R)
- Korzystać z procedur zakładu i specyfikacji technicznych w celu wdrażania odpowiednich działań w normalnych, nietypowych i awaryjnych warunkach. (T, R)
- Utrzymywać elektrownię w bezpiecznym stanie w przypadku niepewnych lub nieoczekiwanych warunków. (T, R)
- Efektywnie kontrolować i koordynować działania podwładnych i innych osób. (R, B)

54 Standard occupational classification manual Executive office of the president; Office of management and budget; United States, 2018

- Działać jako skuteczny członek zespołu zmianowego w sterowni. (B, R)
- Wykonywać obowiązki wspierające realizację planu awaryjnego. (R, P)
- Przyjmować zachowawcze podejście do operacji zakładu. (R, P)
- Współpracować z innymi grupami w celu rozwiązywania problemów. (P, B)

Operator reaktora powinien rozumieć:

- Koncepcje, filozofię oraz obowiązki operatora stanowiska jednostki w zakresie zarządzania reaktywnością i bezpieczeństwa rdzenia reaktora. (T, R)
- Zaawansowane podstawy techniczne, projektowanie zakładu, teorię i wzajemne zależności systemów, za które operatorzy są odpowiedzialni. (T)
- Relacje między różnymi działami na terenie zakładu – zapewnienie jakości, inżynieria, utrzymanie ruchu, szkolenia, ochrona radiologiczna. (T, B)
- Procedury administracyjne i wymogi regulacyjne dotyczące zarządzania zakładem. (T, R)
- Koncepcje probabilistycznej oceny bezpieczeństwa oraz znaczenie kluczowych komponentów w łagodzeniu skutków awarii. (T, R)
- Procedury, programy, polityki firmy oraz wytyczne branżowe i najlepsze praktyki. (T, R)
- Techniki zapobiegania błędom i narzędzia wydajności ludzkiej. (T, B)
- Jak prowadzić odprawy przed- i pooperacyjne. (T, B)
- Jak podejmować zachowawcze decyzje, z najwyższym priorytetem ochrony zdrowia i bezpieczeństwa personelu oraz społeczeństwa. (P, T)

Zalecane szkolenia/CPD: (Techniczne (T), Regulacyjne (R), Biznesowe (B), Osobiste (P)):

- Zaawansowane podstawy techniczne, np. opis systemów zakładu i teoria operatora reaktora. (T)
- Ochrona radiologiczna. (T)
- Termohydraulika reaktora. (T)
- Licencje operacyjne i specyfikacje techniczne. (T, R)
- Szkolenie symulatorowe: zintegrowane normalne operacje zakładu, diagnoza, procedury awaryjne, odpowiedzi na awarie i przejściowe stany pracy. (T, R)
- Probabilistyczna ocena bezpieczeństwa. (T, R)
- Raportowanie analizy bezpieczeństwa. (R)
- Zaawansowana analiza przejściowych stanów i wypadków. (T, R)
- Łagodzenie skutków uszkodzeń rdzenia. (T, R)
- Techniki zapobiegania błędom i narzędzia wydajności ludzkiej. (T, B)
- Praca zespołowa. (P)
- Zachowawcze podejmowanie decyzji. (T, B)
- Bezpieczeństwo jądrowe i kultura bezpieczeństwa. (T, R)
- Doświadczenie operacyjne i plan awaryjny. (T, R)
- Polityki i procedury związane z pracą. (T, R, B)

9. Analiza ryzyka w obszarze organizacji i bezpieczeństwa modernizacji i eksploatacji bloków energetycznych z reaktorami jądrowymi (w oparciu o efekty Zadania Badawczego nr 3, formułującego kluczowe wymagania oraz zalecenia dotyczące bezpieczeństwa jądrowego dla wybranych lokalizacji)

9.1. Wymagania prawne

9.1.1. Ogólne wymagania dotyczące lokalizacji elektrowni jądrowej

Polskie prawo określa ogólne wymagania dotyczące lokalizacji elektrowni jądrowych, mające na celu zapewnienie bezpieczeństwa zarówno dla ludności, jak i środowiska naturalnego. Kluczowe wymagania, zawarte w ustawie z dnia 29 listopada 2000 r. - Prawo atomowe, dotyczą oceny, planowania i wyboru odpowiednich lokalizacji dla elektrowni jądrowych..

9.1.1.1. Bezpieczeństwo radiologiczne i ochrona zdrowia ludności

Elektrownia jądrowa musi być zlokalizowana w taki sposób, aby zapewnić maksymalne bezpieczeństwo ludności przed skutkami potencjalnych awarii, w tym przed uwolnieniami materiałów promieniotwórczych. Wybór lokalizacji powinien uwzględniać ograniczenie ryzyka napromieniowania ludności oraz spełnienie wymagań dotyczących ochrony radiologicznej określonych w przepisach krajowych i międzynarodowych.

9.1.1.2. Analiza ryzyka sejsmicznego i geologicznego

Prawo atomowe wymaga, aby lokalizacja elektrowni jądrowej uwzględniała wszelkie możliwe zagrożenia geologiczne, takie jak trzęsienia ziemi, osuwiska, zalania czy deformacje terenu, które mogłyby mieć wpływ na stabilność i bezpieczeństwo instalacji jądrowej. Szczegółowa ocena geologiczna i sejsmiczna jest konieczna, aby zminimalizować ryzyko związane z oddziaływaniem sił natury na funkcjonowanie i bezpieczeństwo obiektu.

9.1.1.3. Ochrona środowiska naturalnego

Lokalizacja elektrowni jądrowej musi spełniać wymogi dotyczące ochrony środowiska, co oznacza, że konieczne jest przeprowadzenie kompleksowej oceny oddziaływania na środowisko (OOŚ). W ramach tej oceny analizuje się potencjalny wpływ inwestycji na powietrze, wodę, glebę, faunę i florę. W procesie OOŚ należy uwzględnić również wpływ na zasoby wodne, które mogą być wykorzystywane do chłodzenia reaktorów oraz na lokalny klimat i ekosystemy.

9.1.1.4. Zgodność z planami zagospodarowania przestrzennego

Elektrownia jądrowa musi być zlokalizowana w sposób zgodny z lokalnymi planami zagospodarowania przestrzennego. Proces planistyczny wymaga współpracy z samorządami oraz odpowiednimi organami administracji publicznej, aby zapewnić, że inwestycja jest zgodna z miejscowymi uwarunkowaniami. Należy również brać pod uwagę wpływ na infrastrukturę komunikacyjną, dostępność transportu i ewentualne potrzeby związane z ewakuacją.

9.1.1.5. Odległość od skupisk ludzkich i infrastruktury krytycznej

Lokalizacja elektrowni jądrowej powinna być odpowiednio oddalona od dużych skupisk ludności oraz kluczowej infrastruktury krytycznej. Ograniczenie wpływu ewentualnych awarii na otoczenie jest priorytetem, dlatego lokalizacja musi spełniać określone normy i przepisy dotyczące minimalnej odległości od osiedli mieszkalnych i strategicznych obiektów.

9.1.1.6. Dostępność infrastruktury technicznej

Wymagania dotyczą również dostępności odpowiedniej infrastruktury technicznej niezbędnej do eksploatacji elektrowni, w tym połączeń energetycznych, dostępu do źródeł wody dla potrzeb chłodzenia reaktorów, infrastruktury transportowej (drogowej i kolejowej) oraz infrastruktury ratunkowej i komunikacyjnej.

9.1.1.7. Zapewnienie odpowiedniego poziomu ochrony fizycznej

Lokalizacja elektrowni musi umożliwiać odpowiednie zabezpieczenie fizyczne obiektu przed zagrożeniami zewnętrznymi, w tym przed aktami sabotażu, terroryzmu czy atakami z powietrza. Przepisy nakładają obowiązek zastosowania nowoczesnych systemów ochrony i zabezpieczeń, które minimalizują ryzyko związane z czynnikami zewnętrznymi.

9.1.1.8. Współpraca z lokalną społecznością i konsultacje społeczne

Wymagane są konsultacje społeczne oraz działania informacyjne w celu przedstawienia wpływu lokalizacji elektrowni na otoczenie oraz zebrania opinii mieszkańców i zainteresowanych stron. Takie działania mają na celu zwiększenie transparentności procesu lokalizacji oraz budowanie akceptacji społecznej dla projektu.

9.1.1.9. Przestrzeganie przepisów międzynarodowych i regulacji MAEA

Polska, jako członek Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA), musi stosować się do międzynarodowych standardów i wytycznych w zakresie lokalizacji i bezpieczeństwa obiektów jądrowych. W tym kontekście uwzględnia się najlepsze praktyki dotyczące oceny ryzyka, zarządzania awaryjnego i ochrony środowiska.

Podsumowując, wybór lokalizacji elektrowni jądrowej w Polsce podlega szczegółowej analizie zgodnie z wymogami Prawa atomowego, mającej na celu zapewnienie maksymalnego poziomu bezpieczeństwa, minimalizację wpływu na środowisko oraz zagwarantowanie odpowiedniego poziomu ochrony zdrowia i bezpieczeństwa publicznego.

9.1.2. Ogólne wymagania odnośnie projektu reaktora jądrowego i elektrowni jądrowej

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 31 sierpnia 2012 r. w sprawie wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej (Dz.U. 2012, poz. 1048) określa szczegółowe wymagania dotyczące projektowania, budowy oraz eksploatacji obiektów jądrowych, w tym reaktorów jądrowych, w Polsce. Celem tych wymagań jest zapewnienie maksymalnego poziomu bezpieczeństwa jądrowego oraz ochrony radiologicznej dla ludności, personelu oraz środowiska naturalnego.

9.1.2.1. Podstawowe zasady bezpieczeństwa jądrowego

- Zasada obrony w głąb: Projekt reaktora i całej elektrowni musi być opracowany z uwzględnieniem zasady obrony w głąb, co oznacza zastosowanie wielu barier fizycznych i organizacyjnych chroniących przed uwolnieniem substancji promieniotwórczych. Wymaga to istnienia systemów zapobiegających, wykrywających i łagodzących skutki ewentualnych awarii.
- Ochrona przed awariami: Projekt musi minimalizować ryzyko wystąpienia awarii oraz zapewnić, że ewentualne skutki awarii są kontrolowane i ograniczone, aby zapobiec poważnym konsekwencjom dla ludności i środowiska.

9.1.2.2. Projektowanie systemów bezpieczeństwa

- Niezawodność systemów: Wszystkie systemy bezpieczeństwa, w tym systemy chłodzenia reaktora, muszą charakteryzować się wysoką niezawodnością. Wymaga się redundancji (powielania kluczowych elementów) i różnorodności technicznej, co zapobiega awariom w wyniku pojedynczego uszkodzenia.
- Systemy pasywne i aktywne: Systemy bezpieczeństwa muszą być zdolne do działania zarówno w sposób pasywny (bez potrzeby zasilania elektrycznego), jak i aktywny, w celu zapewnienia jak najwyższego poziomu bezpieczeństwa.
- Zdolność do bezpiecznego wyłączenia: Projekt musi uwzględniać możliwość bezpiecznego i natychmiastowego wyłączenia reaktora w sytuacji awaryjnej oraz zapewnienia długoterminowego odprowadzenia ciepła po wyłączeniu.

9.1.2.3. Ochrona przed zagrożeniami zewnętrznymi i wewnętrznymi

- Odporność na czynniki zewnętrzne: Obiekt jądrowy musi być zaprojektowany w sposób zapewniający odporność na różne czynniki zewnętrzne, takie jak trzęsienia ziemi, powódzie, ekstremalne warunki pogodowe, pożary oraz upadek samolotu.
- Zagrożenia wewnętrzne: Projekt musi uwzględniać ochronę przed zagrożeniami wewnętrznymi, takimi jak awarie systemów, pożary wewnętrzne, eksplozje, a także możliwe błędy ludzkie.

9.1.2.4. Ochrona radiologiczna

- Minimalizacja ekspozycji na promieniowanie: Projekt musi zapewniać minimalizację ekspozycji na promieniowanie dla personelu i ludności poprzez zastosowanie barier fizycznych, odpowiednich systemów ochrony i monitoringu promieniowania.
- Systemy wentylacyjne: Wymagane jest zaprojektowanie systemów wentylacyjnych z możliwością filtracji skażeń powietrza oraz kontrolowanego uwalniania substancji promieniotwórczych do atmosfery, zgodnie z obowiązującymi normami.

9.1.2.5. Monitoring i kontrola obiektu

- Systemy monitorowania: Projekt elektrowni musi uwzględniać zaawansowane systemy monitorowania i kontroli parametrów pracy reaktora, w tym systemy detekcji awarii i naruszeń bezpieczeństwa.
- Zautomatyzowane systemy kontroli: Zalecane jest stosowanie automatycznych systemów kontroli, które pozwalają na szybkie wykrycie nieprawidłowości i podjęcie odpowiednich działań naprawczych lub prewencyjnych.

9.1.2.6. Bezpieczeństwo fizyczne i ochrona obiektu

- Ochrona fizyczna: Projekt obiektu musi zapewniać odpowiedni poziom ochrony przed dostępem osób nieuprawnionych, sabotażem lub atakami zewnętrznymi.
- Zintegrowane systemy zabezpieczeń: Obejmuje to monitoring, systemy alarmowe oraz kontrolę dostępu, aby zapobiec celowym działaniom mogącym zagrażać bezpieczeństwu obiektu.

9.1.2.7. Postępowanie w przypadku awarii i sytuacji kryzysowych

- Plany postępowania awaryjnego: Projekt elektrowni musi obejmować szczegółowe plany postępowania w sytuacjach awaryjnych, zarówno wewnętrznych, jak i zewnętrznych, oraz przewidywać możliwość prowadzenia działań ratunkowych z udziałem służb zewnętrznych.
- Systemy ewakuacyjne i bezpieczeństwa personelu: Uwzględnienie dróg ewakuacyjnych, procedur ochrony personelu oraz innych elementów zapewniających minimalizację skutków potencjalnej awarii.

9.1.2.8. Wymagania dotyczące zarządzania odpadami promieniotwórczymi

- Bezpieczne przechowywanie odpadów: Projekt musi uwzględniać systemy bezpiecznego gromadzenia, przechowywania i zarządzania odpadami promieniotwórczymi powstającymi w trakcie eksploatacji elektrowni.
- Minimalizacja ilości odpadów: Powinno się dążyć do minimalizacji ilości odpadów radioaktywnych oraz ich odpowiedniego składowania i przetwarzania zgodnie z przepisami.

9.1.2.9. Kwalifikacja techniczna komponentów i materiałów

- Spełnienie norm i standardów: Wszystkie elementy i komponenty muszą być zaprojektowane i wykonane zgodnie z międzynarodowymi normami i standardami dotyczącymi bezpieczeństwa jądrowego.
- Certyfikacja i testy: Wymaga się przeprowadzania odpowiednich testów, certyfikacji i weryfikacji jakości stosowanych materiałów i urządzeń.

Rozporządzenie z 31 sierpnia 2012 r. nakłada na projekt obiektu jądrowego szeroki zakres wymagań technicznych mających na celu zapewnienie najwyższego poziomu bezpieczeństwa, ochrony radiologicznej oraz odporności na różnorodne zagrożenia. Każdy projekt musi być opracowany w sposób kompleksowy, z uwzględnieniem specyfiki technologicznej, bezpieczeństwa radiologicznego, ochrony przed zagrożeniami oraz zarządzania sytuacjami kryzysowymi.

9.2. Elektrownia Kozienice

9.2.1. Charakterystyka ogólna obiektu

Elektrownia Kozienice to największa w Polsce elektrownia węglowa opalana węglem kamiennym. Zlokalizowana jest w Świerżach Górnych, w gminie Kozienice, w województwie mazowieckim.

Elektrownia ta stanowi istotny element krajowego systemu elektroenergetycznego. Poniżej znajduje się ogólna charakterystyka techniczna obiektu:

Sumaryczna moc zainstalowana: 4020 MWe

1972: B1 – 200 MW

1973: B2, B3, B4, B5 – 200 MW

1974: B6, B7 – 200 MW

1975: B8 – 200 MW

1978: B9 – 500 MW

1979: B10 – 500 MW

2017: B11 – 1075 MW

9.2.2. Charakterystyka ogólna reaktora AP1000

W ramach projektu DEsire zakłada się możliwość zastąpienia dziesięciu najstarszych bloków energetycznych elektrowni Kozienice przez dwa bloki jądrowe z reaktorami AP1000.

Reaktor jądrowy AP1000 to nowoczesny, zaawansowany technologicznie reaktor ciśnieniowy wodny (PWR - Pressurized Water Reactor) zaprojektowany przez firmę Westinghouse Electric Company. Jest to jeden z najnowszych typów reaktorów generacji III+, który charakteryzuje się podwyższonym poziomem bezpieczeństwa, uproszczonymi systemami konstrukcyjnymi oraz większą efektywnością.

9.2.2.1. Podstawowe parametry techniczne

- - Typ reaktora: Ciśnieniowy reaktor wodny (PWR).
- - Moc cieplna reaktora: Około 3400 MWt.
- - Moc elektryczna netto: Około 1117 MWe.
- - Sprawność elektrowni: Zwykle wynosi około 33% (w zależności od warunków pracy).

9.2.2.2. Zalety technologiczne

Reaktor AP1000 wykorzystuje pasywne systemy bezpieczeństwa, które działają bez konieczności zewnętrznego zasilania elektrycznego lub interwencji operatora przez co najmniej 72 godziny w przypadku awarii. Pasywne systemy chłodzenia i kontroli awaryjnej wykorzystują naturalne zjawiska fizyczne, takie jak grawitacja, konwekcja i różnica ciśnień, co znacznie zmniejsza ryzyko awarii w wyniku utraty zasilania. W porównaniu do starszych reaktorów, AP1000 charakteryzuje się uproszczoną konstrukcją systemów rurociągów, mniejszą liczbą pomp, zaworów i komponentów mechanicznych, co obniża koszty budowy i utrzymania oraz zwiększa niezawodność. Konstrukcja reaktora pozwala na prefabrykację dużych komponentów poza miejscem budowy, co skraca czas i obniża koszty budowy.

9.2.2.3. Pasywne systemy bezpieczeństwa

Pasywny układ chłodzenia rdzenia (Passive Core Cooling System - PCCS): W razie awarii układ chłodzenia rdzenia wykorzystuje zbiornik wody umieszczony nad reaktorem oraz naturalny przepływ wody, aby zapewnić chłodzenie rdzenia i zapobiec jego przegrzaniu.

Pasywny układ chłodzenia obudowy bezpieczeństwa (Passive Containment Cooling System - PCS): Wykorzystuje naturalną konwekcję powietrza i chłodzenie wodą obudowy ciśnieniowej w celu rozpraszania ciepła w przypadku awarii.

Pasywny układ odprowadzenia ciepła powyłączeniowego: Ciepło z reaktora może być odprowadzane bez użycia pomp, co zwiększa niezawodność systemu chłodzenia w sytuacjach awaryjnych.

9.2.2.4. Projekt reaktora i paliwa

Reaktor AP1000 wykorzystuje paliwo w postaci prętów paliwowych z uranu wzbogaconego do około 4-5% izotopu uranu-235, podobnie jak większość innych reaktorów typu PWR. Rdzeń reaktora składa się z zestawów paliwowych, które są rozmieszczone w sposób zapewniający efektywne wykorzystanie paliwa i optymalizację reakcji jądrowej. Cykl pracy z wymianą paliwa trwa zwykle 18-24 miesiące, co zapewnia wydłużony czas pracy bez konieczności przestojów na wymianę paliwa.

9.2.2.5. Systemy ochrony obudowy ciśnieniowej

Reaktor posiada podwójną obudowę bezpieczeństwa, która chroni przed uwolnieniem substancji promieniotwórczych w przypadku awarii. Obudowa ciśnieniowa wykonana jest z wysoko wytrzymałych materiałów (stal, beton), co zapewnia odporność na wysokie ciśnienie i temperatury oraz zagrożenia zewnętrzne (np. trzęsienia ziemi czy uderzenia samolotu).

9.2.2.6. Automatyzacja i systemy kontroli

Reaktor AP1000 jest wyposażony w nowoczesne systemy automatycznego sterowania, które umożliwiają monitorowanie i kontrolowanie pracy reaktora w czasie rzeczywistym, zwiększając bezpieczeństwo i efektywność operacyjną. Bardzo istotne jest, że systemy te minimalizują ryzyko błędów ludzkich oraz zapewniają szybkie reagowanie na zmieniające się warunki w reaktorze.

9.2.2.7. Normy i certyfikacja

AP1000 spełnia międzynarodowe normy bezpieczeństwa i standardy określone przez Międzynarodową Agencję Energii Atomowej (MAEA) oraz krajowe agencje regulacyjne w wielu krajach. Jego projekt został zatwierdzony przez amerykańską Komisję Dozoru Jądrowego (NRC) oraz liczne organy regulacyjne na całym świecie.

9.2.2.8. Eksploatacja i niezawodność

W porównaniu do starszych reaktorów, AP1000 oferuje wysoką niezawodność, dłuższy czas eksploatacji oraz niższe koszty operacyjne dzięki zastosowaniu nowoczesnych technologii oraz uproszczonego projektu. Reaktor jest projektowany do pracy przez 60 lat z możliwością przedłużenia okresu eksploatacji.

Podsumowując, reaktor AP1000 to zaawansowana technologicznie jednostka oferująca wysoki poziom bezpieczeństwa dzięki pasywnym systemom chłodzenia i ochrony oraz uproszczonemu projektowi. Dzięki tym rozwiązaniom AP1000 jest uważany za nowoczesne rozwiązanie, które może odegrać ważną

rolę w przyszłościowej energetyce jądrowej, zmniejszając wpływ na środowisko i zwiększając bezpieczeństwo.

9.2.3. Ocena retrofitu w aspekcie bezpieczeństwa- Aspekt techniczny

Zastąpienie istniejących bloków elektrowni Kozienice nowymi blokami z reaktorami jądrowymi typu AP1000 wiąże się z szeregiem technologicznych aspektów bezpieczeństwa. Reaktor AP1000, zaprojektowany przez firmę Westinghouse, jest jednym z nowoczesnych reaktorów wodnych ciśnieniowych generacji III+, który wyróżnia się zaawansowanymi systemami bezpieczeństwa.

9.2.3.1. Pasywne systemy bezpieczeństwa

Reaktory AP1000 charakteryzują się zastosowaniem zaawansowanych systemów bezpieczeństwa pasywnego, które różnią się od tradycyjnych technologii opartych głównie na aktywnych systemach zasilanych elektrycznie. Główne cechy tego systemu to:

- Pasywne chłodzenie rdzenia: W przypadku awarii, reaktor AP1000 wykorzystuje naturalną cyrkulację cieczy chłodzącej oraz grawitację do usunięcia nadmiaru ciepła, co minimalizuje zależność od zasilania elektrycznego i zmniejsza ryzyko awarii na dużą skalę.
- Systemy ciśnieniowe i baseny kondensacyjne: Dodatkowo, AP1000 ma systemy zapewniające schładzanie poprzez odprowadzenie ciepła z reaktora do otoczenia bez potrzeby używania zewnętrznego źródła wody lub energii.
- Pasywne chłodzenie obudowy bezpieczeństwa: Pierwotna obudowa bezpieczeństwa reaktora AP1000 to stalowy zbiornik, który otoczony jest tzw. budynkiem ochronnym w taki sposób, że utworzone są pomiędzy ścianami tych konstrukcji dwie koncentryczne pionowe szczeliny wymuszające przepływ powietrza na zasadzie naturalnej cyrkulacji. Stanowi to zasadniczy element pasywnego chłodzenia obudowy bezpieczeństwa oraz obniżania w niej nadciśnienia. W razie niewystarczającego chłodzenia system ten jest wspomagany przez zraszanie stalowej powłoki wodą spływającą grawitacyjnie z basenu znajdującego się w górnej części budynku osłonowego.

9.2.3.2. Bezpieczeństwo sejsmiczne i odporność konstrukcji

AP1000 jest zaprojektowany z uwzględnieniem wysokich standardów bezpieczeństwa sejsmicznego i odporności na ekstremalne zjawiska pogodowe. Konstrukcja reaktora uwzględnia:

- Odpowiednie wzmocnienie budynku reaktora: Konstrukcja jest zabezpieczona przed trzęsieniami ziemi, uderzeniami zewnętrznymi, np. spowodowanymi upadkiem samolotu, i innymi zagrożeniami zewnętrznymi.
- Wielopowłokowa obudowa bezpieczeństwa: Gruba kopuła osłaniająca reaktor zapewnia dodatkowe zabezpieczenie przed uwolnieniem substancji radioaktywnych na zewnątrz w przypadku wewnętrznych awarii.

9.2.3.3. Automatyzacja i redundancja systemów bezpieczeństwa

Reaktor AP1000 jest sterowany za pomocą zaawansowanych systemów automatyki, które pozwalają na szybkie i skuteczne reagowanie na awarie. Wśród cech wyróżniających są:

- System kontroli i zabezpieczeń z redundancją: Kilkopoziomowe zabezpieczenia oraz redundancja kluczowych podsystemów pozwalają na minimalizację ryzyka związanych z błędami ludzkimi lub awariami poszczególnych elementów systemu.

- Automatyczne wyłączenie reaktora: W razie potrzeby reaktor może zostać automatycznie i bezpiecznie wyłączony, co zapewnia lepsze zarządzanie krytycznymi sytuacjami.

9.2.3.4. Minimalizacja ryzyka stopienia rdzenia

Jednym z kluczowych założeń bezpieczeństwa w AP1000 jest zmniejszenie ryzyka awarii, takich jak stopienie rdzenia, które wystąpiły w przeszłości (np. w Fukushima). Dzięki pasywnym systemom chłodzenia i odporności na utratę zasilania, reaktor może przez dłuższy czas bezpiecznie się ochładzać, co jest istotne w przypadku dłuższej przerwy w dostawach energii lub innej sytuacji kryzysowej.

9.2.3.5. Zarządzanie odpadami i aspekty radiacyjne

Systemy zarządzania odpadami w reaktorach AP1000 również spełniają rygorystyczne wymagania bezpieczeństwa:

- Redukcja ilości odpadów promieniotwórczych: Zastosowane technologie minimalizują ilość powstających odpadów radioaktywnych oraz umożliwiają ich bezpieczne składowanie.
- Ochrona radiacyjna: Infrastruktura reaktora zapewnia wielowarstwową ochronę przed promieniowaniem, zabezpieczając personel oraz otoczenie elektrowni.

9.2.3.6. Integracja z istniejącą infrastrukturą Kozienic

Zastąpienie bloków w Kozienicach reaktorami AP1000 wymagałoby adaptacji infrastruktury, m.in. modernizacji systemów chłodzenia, połączeń z siecią energetyczną oraz budowy zaplecza dla bezpiecznego zarządzania odpadami. Ważnym aspektem jest również zapewnienie odpowiedniego szkolenia personelu oraz wdrożenie zaawansowanych procedur bezpieczeństwa operacyjnego i eksploatacyjnego.

9.2.3.7. Wymagania dotyczące ochrony fizycznej

Inwestycje w reaktory AP1000 muszą uwzględniać systemy ochrony przed zagrożeniami fizycznymi, takimi jak terroryzm czy sabotaż. Zastosowanie nowoczesnych systemów monitoringu, ochrony obwodowej i zabezpieczeń antywłamaniowych jest kluczowe.

Zastąpienie istniejących bloków energetycznych w Kozienicach reaktorami AP1000 oferuje szereg technologicznych zalet z punktu widzenia bezpieczeństwa, głównie dzięki pasywnym systemom bezpieczeństwa, odporności konstrukcji, automatyzacji systemów oraz zaawansowanym rozwiązaniom w zakresie ochrony radiacyjnej i zarządzania ryzykiem. Jednakże realizacja takiego projektu wymagałaby starannego planowania, adaptacji istniejącej infrastruktury oraz spełnienia szczegółowych wymogów regulacyjnych.

9.2.4. Ocena retrofitu w aspekcie bezpieczeństwa- Aspekt organizacyjny- strefy planowania awaryjnego

Określenie obszaru stref planowania awaryjnego (SPA) dla elektrowni jądrowej z dwoma reaktorami AP1000 w miejscu istniejącej elektrowni Kozienice jest procesem, który musi uwzględniać zarówno międzynarodowe standardy, jak i krajowe regulacje dotyczące bezpieczeństwa jądrowego.

9.2.4.1. Wewnętrzna Strefa Ochrony (ang. Exclusion Zone)

- Jest to najbliższy obszar wokół elektrowni, do którego dostęp jest ściśle kontrolowany i ograniczony do personelu elektrowni oraz niezbędnych służb.

- Jej promień typowo wynosi 500–1000 metrów od reaktorów. W strefie tej zapewnia się odpowiednie środki bezpieczeństwa, takie jak monitoring radiacyjny i systemy ochrony fizycznej.

9.2.4.2. Strefa Planowania Awaryjnego dla Bezpośrednich Działań (ang. Precautionary Action Zone – PAZ)

- PAZ obejmuje obszar, w którym w razie potencjalnej awarii można przeprowadzić szybkie działania zapobiegawcze (np. schronienie ludności, ewakuacja).
- Zgodnie z zaleceniami Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA) oraz praktyką dla reaktorów takich jak AP1000, typowy promień tej strefy wynosi 3–5 kilometrów wokół elektrowni.
- W strefie tej opracowywane są szczegółowe procedury ewakuacyjne i systemy ostrzegania, zapewniające szybkie działania w przypadku wykrycia poważnego zagrożenia.

9.2.4.3. Strefa Planowania Awaryjnego dla Środków Ochrony Ludności (ang. Urgent Protective Action Planning Zone – UPZ)

- Ta strefa obejmuje obszar, w którym mogą być konieczne działania ochronne, takie jak ewakuacja, dystrybucja tabletek jodu czy monitorowanie poziomów radiacji, w razie wystąpienia awarii z potencjalnym uwolnieniem materiałów radioaktywnych.
- W przypadku reaktorów AP1000 strefa UPZ rozciąga się do 15–20 kilometrów od elektrowni.
- Obszar ten powinien mieć przygotowane plany zarządzania kryzysowego, które mogą obejmować współpracę z władzami lokalnymi, systemy komunikacji kryzysowej oraz działania informacyjne dla ludności.

9.2.4.4. Szeroki Obszar Monitoringu i Ochrony (ang. Extended Planning Distance – EPD)

- W szerszym zasięgu planowania mogą być wymagane działania długoterminowe, takie jak monitorowanie stanu środowiska i zdrowia ludności.
- Dla reaktorów AP1000 i zgodnie z międzynarodowymi praktykami, obszar ten może obejmować promień do 50–80 kilometrów od elektrowni. W strefie tej szczególnie istotne jest monitorowanie potencjalnego skażenia gleby, wody i powietrza.

Organizacja stref awaryjnych powinna uwzględniać specyfikę lokalizacji w Kozienicach. Obszar wokół Kozienic i charakterystyka demograficzna oraz geograficzna regionu mogą wpłynąć na szczegółowe granice i kształt stref SPA. Ważne jest, aby uwzględnić takie czynniki, jak gęstość zaludnienia, rozmieszczenie dróg ewakuacyjnych oraz bliskość infrastruktury krytycznej. Państwowa Agencja Atomistyki będzie kluczowym organem zatwierdzającym szczegółowe plany SPA, które muszą być zgodne z krajowymi regulacjami i standardami ochrony ludności. Niezbędne będą regularne ćwiczenia z udziałem władz lokalnych, służb ratunkowych oraz mieszkańców, aby zapewnić skuteczność procedur reagowania w sytuacji awaryjnej.

W ogólnym przypadku wstępne prace zakładają wytycznie tzw. wewnętrznej i zewnętrznej strefy planowania awaryjnego, co schematycznie przedstawiono na rysunku.

9.3. Podsumowanie

Z punktu widzenia prawa lokalizacja elektrowni jądrowej w rozważanym miejscu jest możliwa, a

analizowany projekt spełnia wszystkie wymogi stawiane przez ROZPORZĄDZENIE RADY MINISTRÓW z dnia 31 sierpnia 2012 r. w sprawie wymagań bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej, jakie ma uwzględniać projekt obiektu jądrowego (Dz.U. 2012, poz. 1048).

Ocena bezpieczeństwa projektu pod kątem organizacyjnym jest możliwa w zasadzie po zapoznaniu się ze szczegółową dokumentacją projektu i jego realizacji. Należy zakładać, że zostanie on przygotowany zgodnie z wymogami i sztuką inżynierską.

Wybrane rozwiązanie projektowe spełnia wymagania odnośnie podstawowych wskaźników bezpieczeństwa z nadmiarem, a na podkreślenie zasługuje fakt wykorzystania pasywnych systemów bezpieczeństwa.

10. Diagnoza barier natury prawnej oraz legislacyjnej dla procesu inwestycyjnego

Realizacja inwestycji typu „coal-to-nuclear” (tj. zastąpienie źródeł węglowych w obszarze wytworzenia energii elektrycznej energią jądrową), pomimo potencjalnych korzyści, może napotkać na liczne bariery natury prawnej oraz legislacyjnej. Złożoność procedur administracyjnych, a także niedostosowanie obowiązujących regulacji do wymagań tego typu projektów, może znacznie utrudnić ich realizację. Istotnym elementem wstępnego studium wykonywalności inwestycji „coal-to-nuclear” jest zrozumienie ścieżki proceduralnej wymaganej do uzyskania pozwolenia na budowę oraz identyfikacja kluczowych barier prawnych i legislacyjnych.

10.1. Opis ścieżki proceduralnej dla uzyskania pozwolenia na budowę dla obiektu jądrowego

Pozwolenie na budowę obiektu jądrowego jest kluczowym dokumentem umożliwiającym rozpoczęcie i prowadzenie prac budowlanych. Przed złożeniem wniosku o jego wydanie inwestor musi przygotować dokumentację projektową zgodną z wymaganiami prawa oraz uzyskać szereg formalnych dokumentów i decyzji administracyjnych. W przypadku obiektów jądrowych proces ten obejmuje zarówno standardową procedurę budowlaną, jak i dodatkową ścieżkę uwzględniającą szczególne wymagania związane z postępowaniem jądrowym.

Standardowa procedura budowlana opiera się na ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. 2024 poz. 725), zwana dalej Prawem budowlanym. Ten akt prawny reguluje proces budowlany, obejmujący przygotowanie inwestycji, uzyskanie pozwolenia na budowę, realizację robót budowlanych, przekazanie obiektów do użytkowania oraz ich utrzymanie w odpowiednim stanie technicznym. Ustawa określa prawa i obowiązki uczestników procesu inwestycyjnego, wskazuje obiekty wymagające pozwolenia na budowę/rozbiórkę lub zgłoszenia, opisuje procedury ich uzyskiwania oraz zasady działania organów administracji publicznej. Precyzuje także wymogi dotyczące dokumentacji projektowej i formalności niezbędnych w procesie budowlanym. Dokumentacja techniczna wymagana przy składaniu wniosku o pozwolenie na budowę obejmuje trzy elementy: dwie części projektu budowlanego — projekt zagospodarowania terenu oraz projekt architektoniczno-budowlany. Trzecią część, czyli projekt techniczny, należy przygotować i przechowywać na placu budowy przed rozpoczęciem prac. Wszystkie elementy projektu budowlanego muszą być podpisane przez inżynierów posiadających odpowiednie uprawnienia, zgodnie z zakresem dokumentacji.

Ścieżka postępowania jądrowego i występujące na niej dodatkowe wymogi i uproszczenia wynikają z ustawy z dnia 29 listopada 2000 r. Prawo atomowe (Dz.U.2024.1277), zwana dalej Prawem atomowym oraz ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (Dz. U. 2024 poz. 1410), zwanej dalej Specustawą. Organem odpowiedzialnym za wydawanie decyzji w ramach ścieżki jądrowej jest Państwowa Agencja Atomistyki (PAA), reprezentowana przez Prezesa PAA.

Pierwszą do uzyskania i jedną z najważniejszych decyzji w procesie budowy obiektu jądrowego jest **decyzja zasadnicza** wydawana przez ministra właściwego do spraw energii na wniosek inwestora. Dokument ten określa dozwolone parametry inwestycji związanej z budową obiektu energetyki jądrowej. Stanowi również podstawę do ubiegania się o kolejne decyzje administracyjne, w tym o decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej oraz inne pozwolenia niezbędne do przygotowania, realizacji i użytkowania obiektu. Celem decyzji zasadniczej jest zabezpieczenie interesu publicznego, w szczególności w kontekście realizacji celów polityki państwowej, takich jak polityka energetyczna, oraz zapewnienia bezpieczeństwa państwa (art. 3a Specustawa).

Decyzja zasadnicza umożliwia inwestorowi m.in. złożenie wniosku o wydanie **decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach** (w skrócie: DoŚU), która jest niezbędna w dalszym procesie uzyskiwania pozwolenia na budowę obiektu jądrowego. DoŚU wydawana jest dla przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko oraz dla przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko. Zasady jej wydawania reguluje ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U.2024.1112). DoŚU ma zapewnić, że planowana inwestycja będzie miała jak najmniejszy negatywny wpływ na otoczenie. Jeśli inwestycja może znacząco oddziaływać na środowisko, przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, przeprowadzana jest ocena oddziaływania na środowisko. Podstawą oceny jest raport oddziaływania na środowisko sporządzony przez wnioskodawcę. Raport ten przedstawia dane na temat oddziaływania inwestycji na środowisko, obejmując zarówno metody realizacji prac budowlanych, jak i etap eksploatacji, uwzględniając takie aspekty jak hałas, emisje czy oddziaływanie na mieszkańców.

Dla obiektów energetycznych zaliczanych do trzeciej kategorii geotechnicznej, jakim jest elektrownia jądrowa, wymagane jest również sporządzenie **dokumentacji geologiczno-inżynierskiej** (w skrócie DGI), którą dołącza się do projektu budowlanego, jako część projektu technicznego. Konieczność sporządzenia DGI wynika z ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. 2024 poz. 1290) oraz aktów wykonawczych do tej ustawy, w tym rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 18 listopada 2016 r. w sprawie dokumentacji hydrogeologicznej i dokumentacji geologiczno-inżynierskiej (Dz.U. 2016 poz. 2033) oraz rozporządzenia Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 25 kwietnia 2012 r. w sprawie ustalania geotechnicznych warunków posadowienia obiektów budowlanych (Dz.U. 2012 poz. 463).

Dokumentacja geologiczno-inżynierska (DGI) powinna być sporządzona niezależnie od obowiązku sporządzenia opinii geotechnicznej, dokumentacji badań podłoża gruntowego i projektu geotechnicznego. Zgodnie z przepisami Prawa geologicznego i górniczego, DGI wymaga zatwierdzenia przez właściwe organy. Proces rozpoczyna się od opracowania Projektu robót geologicznych, który jest

uzgadniany i zatwierdzany w formie decyzji administracyjnej. Po jego zatwierdzeniu i zgłoszeniu zamiaru rozpoczęcia prac w terenie, realizowane są zaplanowane prace geologiczne (najwcześniej 2 tygodnie po zatwierdzeniu), badania laboratoryjne oraz analizy niezbędne do sporządzenia DGI. Po ukończeniu dokumentacji należy złożyć wniosek o jej zatwierdzenie. Decyzję w tej sprawie wydaje starosta (wspierany przez geologa powiatowego) lub marszałek województwa (z pomocą geologa wojewódzkiego).

Kolejnym krokiem w procesie inwestycyjnym jest uzyskanie **decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej**, którą wydaje właściwy miejscowo wojewoda. Zgodnie z art. 15 ust. 6 Specustawy, decyzja ta zastępuje decyzję o warunkach zabudowy, wymaganą w standardowej procedurze (dla inwestycji niejądrowych) w przypadku braku aktualnego Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego. Decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji nadaje prawo do korzystania z terenu niezbędnego do jej realizacji. Zawiera m.in. oznaczenie nieruchomości objętej projektem, wymagania dotyczące ochrony interesów osób trzecich oraz warunki realizacji inwestycji, takie jak wymogi techniczne, środowiskowe, konserwatorskie i przeciwpożarowe. Wniosek o wydanie tej decyzji musi zostać uzupełniony o szereg opinii innych organów, wskazanych w art. 5 Specustawy.

Warunkiem koniecznym do wydania decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie obiektu energetyki jądrowej jest uprzednie uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Warto zauważyć, że decyzja ta może zostać przedłożona przez Inwestora w toku postępowania o wydanie decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie obiektu energetyki jądrowej.

Oprócz decyzji zasadniczej oraz decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestor powinien uzyskać również **zezwolenie na wykonywanie działalności związanej z narażeniem polegającej na budowie obiektu jądrowego** (dalej określane jako zezwolenie na budowę obiektu jądrowego). Jednym z warunków uzyskania zezwolenia na budowę obiektu jądrowego jest spełnienie wymagań dotyczących bezpieczeństwa jądrowego, ochrony radiologicznej, ochrony fizycznej i zabezpieczeń materiałów jądrowych. Ponadto, inwestor musi zapewnić odpowiednie środki finansowe na ukończenie budowy oraz utrzymanie bezpieczeństwa obiektu jądrowego (art. 38g ust. 1 Prawa atomowego). Zezwolenie wydawane jest przez Prezesa PAA w terminie 24 miesięcy od dnia złożenia wniosku wraz z wymaganymi dokumentami. Wniosek powinien zawierać m.in. wstępny raport bezpieczeństwa, raport lokalizacyjny, projekt systemu ochrony fizycznej obiektu jądrowego i materiałów jądrowych, decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, opinię Komisji Europejskiej wydaną na podstawie art. 43 Traktatu ustanawiającego Europejską Wspólnotę Energii Atomowej, a także inne dokumenty określone w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 30 sierpnia 2021 r. w sprawie dokumentów wymaganych przy składaniu wniosku o wydanie zezwolenia na wykonywanie działalności związanej z narażeniem na działanie promieniowania jonizującego albo przy zgłoszeniu wykonywania tej działalności (Dz.U.2021.1667). Do wniosku należy dołączyć również **pozwolenia i zgłoszenia wodnoprawne**, o ile są one wymagane (art. 388 ust. 5 ustawy z dnia 20 lipca 2017 Prawo wodne, Dz.U.2024.1087).

Prezes PAA, po otrzymaniu wniosku o wydanie zezwolenia na budowę obiektu jądrowego, umożliwia udział społeczeństwa w postępowaniu poprzez publikację treści wniosku wraz ze skróconym raportem bezpieczeństwa w Biuletynie Informacji Publicznej. Wszyscy zainteresowani mogą zgłaszać uwagi i wnioski, a także brać udział w rozprawie administracyjnej (art. 39d Prawa atomowego).

Zgodnie z art. 39e Prawa atomowego, podczas rozpatrywania wniosku o wydanie zezwolenia Prezes PAA ma prawo przeprowadzać kontrole na terenie, gdzie planowana jest działalność objęta wnioskiem.

W tym celu może korzystać z usług upoważnionych laboratoriów organizacji eksperckich, a także wymagać przeprowadzenia badań lub ekspertyz w celu weryfikacji spełnienia warunków dotyczących bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej.

Na podstawie art. 39f Prawa atomowego, przed wydaniem zezwolenia Prezes PAA składa do Rady ds. Bezpieczeństwa Jądrowego i Ochrony Radiologicznej wnioski o wydanie opinii dotyczącej projektu zezwolenia. Po uzyskaniu tej opinii projekt zostaje przekazany wnioskodawcy, który ma miesiąc na zgłoszenie uwag. Po ich rozpatrzeniu Prezes PAA wydaje decyzję dotyczącą wydania zezwolenia na budowę obiektu jądrowego. Decyzja ta, wraz z treścią wniosku i skróconym raportem bezpieczeństwa, zostaje podana do publicznej wiadomości.

Zezwolenie na budowę obiektu jądrowego określa warunki wykonywania działalności objętej tym zezwoleniem, w tym m.in. w zakresie wymogów projektowych, obowiązków jednostki organizacyjnej w zakresie bezpieczeństwa obiektu jądrowego, urzędów, pracowników, społeczeństwa i środowiska, w tym ochrony przed promieniowaniem, planowania i procedur awaryjnych, zarządzania obiektem jądrowym oraz limitów i warunków eksploatacyjnych (art. 39g Prawo atomowe).

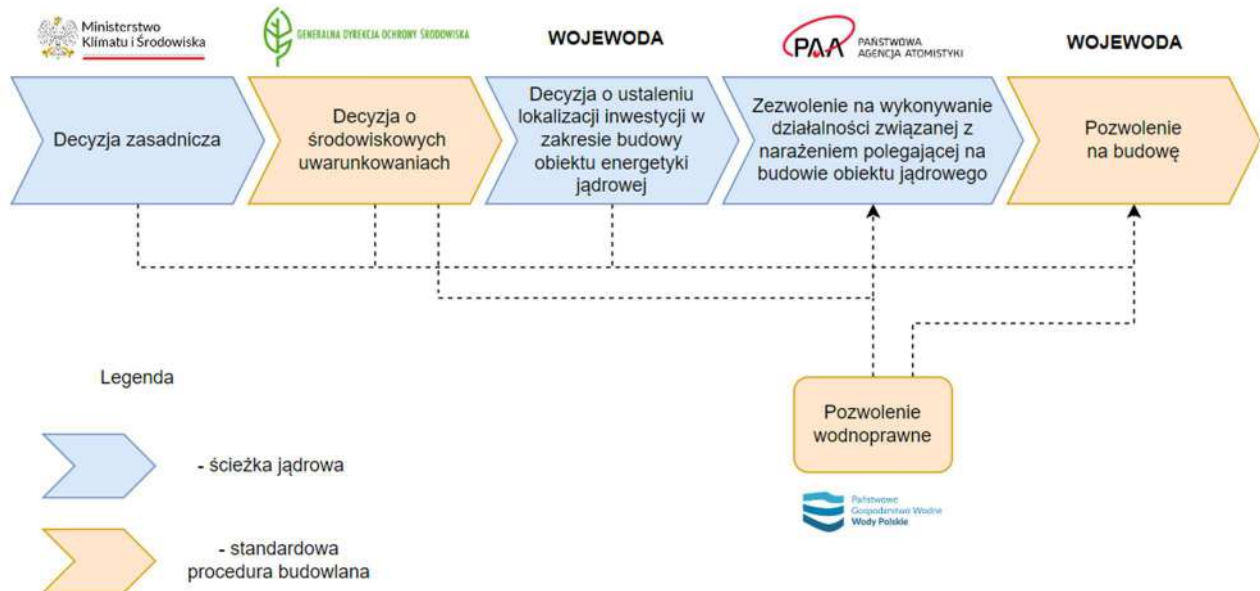
Uzyskanie zezwolenia na budowę obiektu jądrowego jest warunkiem koniecznym do wydanie pozwolenia na budowę. Może ono zostać złożone przez inwestora w toku postępowania o wydanie pozwolenia na budowę. Treść zezwolenia, wraz z decyzją o ustaleniu lokalizacji inwestycji, jest wiążąca dla wojewody, który wydaje pozwolenie na budowę (art. 15 ust. 2 Specustawy).

Ostatnim etapem ścieżki proceduralnej dla uzyskiwania pozwolenia na budowę dla obiektu jądrowego jest złożenie wniosku o **pozwolenie na budowę** wraz z projektem budowlanym oraz wszystkimi niezbędnymi załącznikami formalnymi. Całość sprawdzana jest przez właściwy organ administracyjny pod kątem zgodności z przepisami. Pierwszym krokiem w procesie weryfikacji jest ocena kompletności wniosku (weryfikacja formalna), którą urząd ma obowiązek przeprowadzić w ciągu 14 dni od jego złożenia, zgodnie z art. 33 ust. 6 Prawa budowlanego. Jeśli wniosek zawiera braki formalne urząd wzywa wnioskodawcę do ich usunięcia w podanym terminie. W przypadku, gdy wnioskodawca nie jest w stanie usunąć braków w wyznaczonym czasie, ma prawo złożyć wniosek o przedłużenie postępowania. W takiej sytuacji organ administracyjny może odroczyć procedurę zgodnie z art. 64 Kodeksu postępowania administracyjnego (Dz.U.2024.572). Po wprowadzeniu ewentualnych poprawek przez wnioskodawcę oraz uznaniu przez organ wniosku za poprawny, urząd zawiadamia zainteresowane strony o wszczęciu postępowania administracyjnego. W kolejnym kroku następuje weryfikacja merytoryczna, podczas której analizowana jest treść wniosku oraz załączników. Również na tym etapie organ architektoniczno-budowlany ma prawo wezwać wnioskodawcę do usunięcia nieprawidłowości we wniosku, wyznaczając termin na ich usunięcie. Wnioskodawca może wówczas uzupełnić dokumentację, przedstawić dodatkowe wyjaśnienia dotyczące zastosowanych rozwiązań lub wystąpić o podanie podstawy prawnej żądania organu. Po poprawieniu/wyjaśnieniu projektu organ może zamknąć sprawę wydając decyzję.

Po uzyskaniu pozwolenia na budowę wydawany jest dziennik budowy, ustanawiany jest kierownik budowy, przygotowywana jest dokumentacja budowy, a następnie można przystąpić do wykonywania prac, zaczynając od prac przygotowawczych, a następnie przechodząc do właściwych czynności budowlanych.

Poza głównymi decyzjami opisanymi w niniejszym rozdziale, w zależności od zakresu i złożoności inwestycji, na podstawie odrębnych przepisów mogą być wymagane inne decyzje i

uzgodnienia (np. zezwolenie na wycinkę drzew, zezwolenie na dostęp do drogi publicznej w przypadku, gdy inwestycja zlokalizowana jest przy drodze krajowej lub wojewódzkiej, itp.). Najczęściej decyzje stanowią załączniki do wniosku o pozwolenie na budowę.



Rysunek 46 Uproszczony schemat przedstawiający proces uzyskania pozwolenia na budowę dla obiektu jądrowego

10.2. Bariery natury prawnej oraz legislacyjnej dla procesu inwestycyjnego

Uzyskanie pozwolenia na budowę elektrowni jądrowej w Polsce to złożony proces, który napotyka na liczne bariery prawne. Analiza Prawa Atomowego, Prawa Budowlanego oraz Specustawy wskazuje na następujące przeszkody:

10.2.1. Rozproszone i nieprecyzyjne regulacje

Przepisy regulujące proces uzyskiwania pozwolenia na budowę obiektu jądrowego rozproszone są w wielu aktach prawnych, co utrudnia ich interpretację i stosowanie. Prawo Atomowe i Specustawa wprowadzają pewne uproszczenia, ale nie eliminują one wszystkich barier. Dodatkowo, obowiązujące regulacje prawne zawierają zapisy, które bywają niejasne i pozostawiają szerokie pole do interpretacji.

10.2.2. Brak doświadczenia organów administracyjnych zaangażowanych w wydawanie decyzji w procesie uzyskiwania niezbędnych pozwoleń i zezwoleń

Jedną z istotnych barier w uzyskiwaniu pozwolenia na budowę elektrowni jądrowych w Polsce jest brak doświadczenia organów administracyjnych. Do tej pory w Polsce nie zrealizowano takiej inwestycji, co sprawia, że urzędnicy oraz instytucje odpowiedzialne za ocenę projektów nie posiadają odpowiedniej praktyki w zakresie specyficznych wymagań tego rodzaju przedsięwzięć.

Proces uzyskiwania zezwoleń na budowę elektrowni jądrowej jest skomplikowany i wymaga uwzględnienia wielu aspektów prawnych, technicznych, środowiskowych i budowlanych. Szczególne znaczenie ma precyzyjne stosowanie przepisów dotyczących bezpieczeństwa jądrowego oraz ochrony radiologicznej, a także spełnianie krajowych norm techniczno-budowlanych.

Brak wcześniejszego doświadczenia w ocenie tego rodzaju inwestycji może prowadzić do wydłużenia procesu decyzyjnego oraz niejednoznacznej interpretacji przepisów. Dodatkowo, organy administracyjne mogą przyjmować zbyt ostrożne podejście, starając się uniknąć potencjalnych błędów, co może skutkować nakładaniem dodatkowych wymagań i opóźnieniami w realizacji projektu.

10.2.3. Dwie odrębne ścieżki oceny projektu budowy elektrowni jądrowej oraz brak odrębnej ścieżki derogacyjnej dla obiektów jądrowych

W polskim systemie prawnym, budowa elektrowni jądrowej podlega ocenie dwóch odrębnych organów: Prezesa PAA oraz wojewody. Problem wynika z odmiennych kryteriów oceny przyjmowanych przez te organy. Prezes PAA koncentruje się na bezpieczeństwie jądrowym i ochronie radiologicznej, dopuszczając rozwiązania oparte na zagranicznych normach i standardach, jeśli są one potwierdzone międzynarodowymi certyfikatami. Taki system daje pewną elastyczność w podejściu do projektów, szczególnie w przypadku projektów „standard plant”, które oparte są na sprawdzonych rozwiązaniach stosowanych na całym świecie i które mogą być zaadaptowane do polskich warunków. Z kolei wojewoda musi bezwzględnie stosować polskie przepisy techniczno-budowlane.

W praktyce oznacza to, że projekty "standard plant", choć opierają się na uznanych zagranicznych normach, muszą zostać dostosowane do wymagań polskiego prawa budowlanego. Specustawa nie przewiduje zwolnienia z wymogu spełniania krajowych przepisów techniczno-budowlanych, co oznacza, że projekty "standard plant" często wymagają zmian lub uzyskania odstępstw. W przypadku odstępstwa, brak jest odrębnej procedury dla obiektów jądrowych, co sprawia, że Prezes PAA nie bierze udziału w procesie wydawania zgody na odstępstwo. W efekcie może dojść do sytuacji, w której projekt

spełnia wymagania bezpieczeństwa jądrowego, ale nie zostaje zatwierdzony przez wojewodę z powodu niespełnienia lokalnych wymogów budowlanych, lub odwrotnie.

10.2.4. Brak ścieżki adaptacji istniejących obiektów

Jedną z istotnych barier prawnych w procesie realizacji inwestycji związanych z budową elektrowni jądrowych jest brak regulacji dotyczących adaptacji istniejących obiektów, instalacji lub infrastruktury do wymogów tego typu projektów. Obiekty pierwotnie zaprojektowane i wykorzystywane do innych celach mogą nie spełniać standardów technicznych i formalnych, jakie są niezbędne do funkcjonowania w ramach elektrowni jądrowej.

Obecne przepisy nie przewidują dedykowanej ścieżki proceduralnej, która pozwalałaby na przekształcenie i adaptację już istniejących budynków, instalacji lub elementów infrastruktury w sposób zgodny z wymaganiami dotyczącymi ochrony radiologicznej i bezpieczeństwa jądrowego w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej. Brakuje również wytycznych określających zakres i rodzaj wymaganej dokumentacji technicznej, jaką należałoby przedstawić w przypadku takiej adaptacji aby udokumentować spełnienie wymagań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa jądrowego.

10.2.5. Rekomendacje:

- Opracowanie i wdrożenie szczegółowych przepisów prawnych umożliwiających przekształcenie obiektów pierwotnie zaprojektowanych do innych celów w sposób zgodny z wymaganiami dla elektrowni jądrowych.
- Przygotowanie szczegółowych wytycznych określających standardy techniczne, jakie muszą spełniać adaptowane obiekty, aby zostały zakwalifikowane do wykorzystania w ramach infrastruktury elektrowni jądrowej. Wytyczne te powinny również obejmować rodzaj i zakres dokumentacji technicznej wymaganej do wykazania zgodności z normami bezpieczeństwa.
- Wprowadzenie procedury umożliwiającej ocenę zgodności adaptowanych obiektów z wymogami technicznymi oraz dotyczącymi ochrony radiologicznej i bezpieczeństwa jądrowego. Proces ten mógłby być prowadzony przez organy nadzoru, takie jak Państwowa Agencja Atomistyki.

11. Harmonogram inwestycji

Przyjmujemy założenie, że projekt realizowany w Kozienicach rozpoczyna się w 2026 roku i trwa do 2046 roku, obejmując tym samym okres dwudziestu lat.

Pierwszym etapem jest faza studiów i analiz, która rusza w 2026 roku od opracowania studium wykonalności. W kolejnym roku, czyli w 2027, planowana jest decyzja inwestora o realizacji inwestycji, co otwiera drogę do rozpoczęcia skomplikowanego i rozciągniętego w czasie procesu pozyskiwania decyzji administracyjnych i środowiskowych. Etap ten trwa do 2032 roku i obejmuje przygotowanie dokumentacji związanej z oddziaływaniem na środowisko, decyzji zasadniczej oraz lokalizacyjnej.

Od 2032 roku rozpoczyna się etap pozyskiwania pozwoleń. Wydanie pozwolenia na prace przygotowawcze następuje w tym samym roku, natomiast projekt budowlany opracowywany jest w latach 2033–2034. W tym samym okresie prowadzone są procedury związane z wydaniem zezwolenia na budowę. Formalne zamknięcie tej fazy planowane jest na 2034 rok, co umożliwi przejście do

realizacji budowlanej.

Etap projektowania i dostaw rozpoczyna się w 2034 roku. W tym czasie prowadzony jest proces projektowania i zamawiania komponentów dla dwóch bloków. Dla pierwszego Bloku jest to okres od 2034 do 2042, a dla drugiego od 2035 do 2043, z uwzględnieniem rocznego przesunięcia pomiędzy blokami. Procesy te są prowadzone równoległe z innymi działaniami, co pozwala na bardziej efektywne zarządzanie czasem inwestycji. Zamówienia i dostawy dla pierwszego bloku odbywają się w latach 2036–2042, a dla drugiego w latach 2037–2043.

Od 2033 roku trwają prace przygotowawcze na terenie inwestycji. Budowa bloków energetycznych rozpoczyna się w 2034 roku – dla pierwszego bloku – i rok później dla drugiego. Budowa każdego z bloków trwa osiem lat. Dla bloku pierwszego kończy się w 2042 roku, a dla drugiego w 2043. Pierwszy beton jądrowy, stanowiący symboliczne rozpoczęcie budowy reaktora, przewidziano odpowiednio na 2035 i 2036 rok.

Po zakończeniu budowy następuje etap testów i rozruchu. Dla pierwszego bloku testy planowane są na lata 2041–2043, a rozruch od 2042 do 2044 roku. W 2044 roku planowane jest uzyskanie zezwolenia na eksploatację. W przypadku drugiego bloku, testy odbywają się w latach 2042–2044, a rozruch trwa od 2043 do 2045 roku. Zezwolenie na eksploatację dla tego bloku wydawane jest w 2045 roku i zamyka cały projekt w 2046 roku.

W harmonogramie uwzględniono wyłączenie z eksploatacji istniejących bloków węglowych w 2032 roku.

Cała struktura harmonogramu oparta jest na równoległym prowadzeniu wielu działań – zarówno technicznych, jak i formalnych. Projekt charakteryzuje się dużą złożonością, szczególnie z uwagi na budowę dwóch niezależnych, ale powiązanych bloków jądrowych. Zastosowanie długoterminowego planowania z nakładaniem się etapów projektowania, dostaw i budowy wskazuje na strategiczne podejście do skrócenia ogólnego czasu realizacji. Jednocześnie tak rozłożony harmonogram wymaga wysokiego poziomu koordynacji oraz elastyczności w zarządzaniu zasobami i ryzykiem.

Projekt ten, podobnie jak inne przedsięwzięcia jądrowe, musi uwzględniać szczególne wymogi związane z bezpieczeństwem, jakością wykonania oraz zgodnością z rygorystycznymi regulacjami prawnymi. Uwzględniając powyższe, harmonogram w Kozienicach jest realistyczny, choć bardzo wymagający, i stanowi fundament długofalowej transformacji systemu energetycznego w Polsce.

12. Analiza SWOT

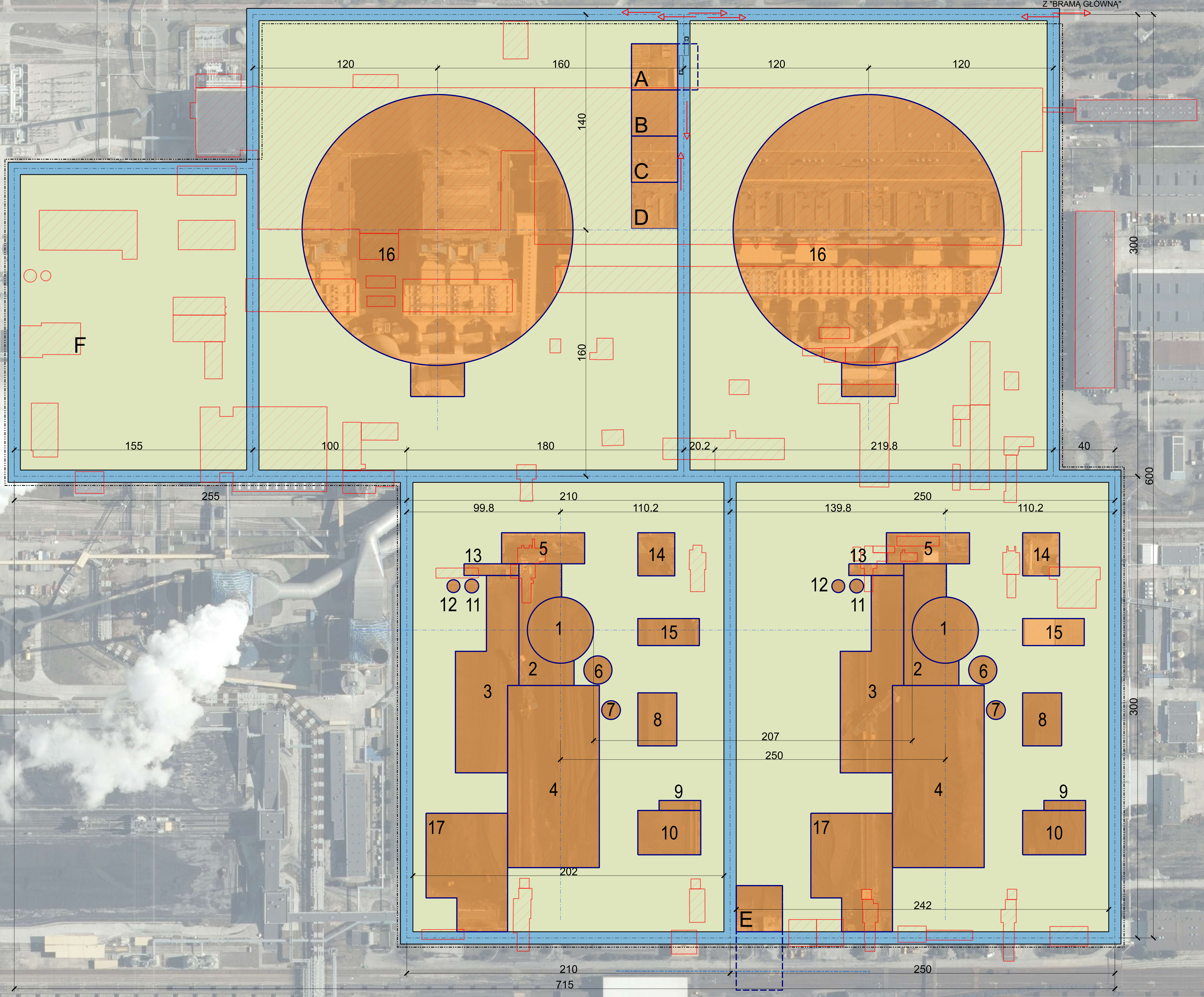
Tabela 30 Analiza SWOT

| | POZYTYWNE | NEGATYWNE |
|------------|--|---|
| WEWNĘTRZNE | <p>MOCNE STRONY</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego • Odtworzenie mocy wytwórczych na podobnym do obecnego poziomie (ok. 2200MW) • Możliwość wykorzystania lokalnych zasobów ludzkich, firm lokalnych • Zmniejszenie emisyjności źródła produkcji energii elektrycznej w stosunku do bloków węglowych | <p>SŁABE STRONY</p> <ul style="list-style-type: none"> • Niewielka możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury technicznej analizowanego obiektu • Konieczność uwolnienia całości terenu istniejących bloków klasy 200 oraz 500MW i ich gospodarek zewnętrznych • Dostosowanie harmonogramu inwestycji do wyłączenia bloków węglowych • Wysokie nakłady inwestycyjne w porównaniu do innych technologii |
| ZEWNĘTRZNE | <p>SZANSE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Realizacja założonych planów dekarbonizacji polskiej energetyki zgodnie z ideą Coal-to-Nuclear, • Rozwój lokalny - elektrownia zostaje w Kozienicach • Zachowanie/zwiększenie miejsc pracy zmniejszenie niekorzystnego wpływu na lokalne środowisko wodne rzeki Wisły co może przełożyć się na lepszą współpracę z organizacjami proekologicznymi | <p>ZAGROŻENIA</p> <ul style="list-style-type: none"> • Budowa reaktora jądrowego na terenie byłej elektrowni węglowej • Finansowanie – trudność z montażem finansowym • Dostosowanie regulacji do podejścia Coal-to-Nuclear • Nawarstwienie się inwestycji jądrowych w jednym czasie |

KANAŁ
DOPLYWOWY
WISŁA

KANAŁ
DOPLYWOWY
WISŁA

KIERUNEK
KOMUNIKACJI
Z "BRAMĄ GŁÓWNA"



| nr na PZT | obekt |
|-----------|--|
| 1 | Budynek reaktorów (Chłodnia bezpieczeństwa + budynek palenowy) |
| 2 | Budynek pomocniczy |
| 3 | Budynek spłuczki reaktorów |
| 4 | Budynek maszynowy |
| 5 | Budynek odpadów promieniotwórczych |
| 6 | Zbiorniki wody na potrzeby pływającego chłodzenia obrotowej bezpieczeństwa |
| 7 | Zbiorniki kondensatu |
| 8 | Chłodnica systemu wody ruchomej |
| 9 | Przemysłowa woda pracownicza |
| 10 | Zbiorniki wody pracowniczej |
| 11 | Zbiorniki wody zdemineralizowanej |
| 12 | Zbiorniki wody technologicznej |
| 13 | Platforma torbiera do transportu wyciekłego paliwa |
| 14 | Budynek generatorów Diesla |
| 15 | Zbiorniki oleju napędowego na potrzeby agregatów |
| 16 | Chłodnia kompostowa |
| 17 | Układ transformatorów |

| nr na PZT | obiekty towarzyszące |
|-----------|--|
| A | Transport samochodowy i pieszy, budynek kontroli |
| B | Budynek socjalny (szatnia, łazienka sanitarna) |
| C | Budynek warsztatowo - remontowy |
| D | Plac magazynowy |
| E | Transport kolejowy, budynek kontroli monitoringu |
| F | Rezerwaacja terenu |

| LEGENDA | |
|---------|---|
| | PROJEKTOWANE DROGI |
| | ISTNIEJĄCE BUDYNKI I BUDOWLE DO ROZBIÓRU |
| | PROJEKTOWANE BUDYNKI I BUDOWLE |
| | PROJEKTOWANE ZAGOSPODAROWANIE TERENU |
| | PROJEKTOWANE TOROWISKO |
| | PROJEKTOWANE OGORODZENIE |
| | TEREN NA KTÓRYM ZNALAZŁA SIĘ ISTNIEJĄCA BUDOWNIA, OBIEKTY I INSTALACJE, KTÓRE ZOSTAŁA WYKONANA ANALIZA I ZAGOSPODAROWANIE NA POTRZEBY PROJEKTOWANEJ NOWEJ TECHNOLOGII |

Politechnika Śląska | EPC | AUSTYTYT | ABB | NCBR

Projektant: Aleksandra Trembaczevska | Inżynier: Janusz Jankowiak

Plan dekarbonizacji krajowej energetyki zawodowej na drodze modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych

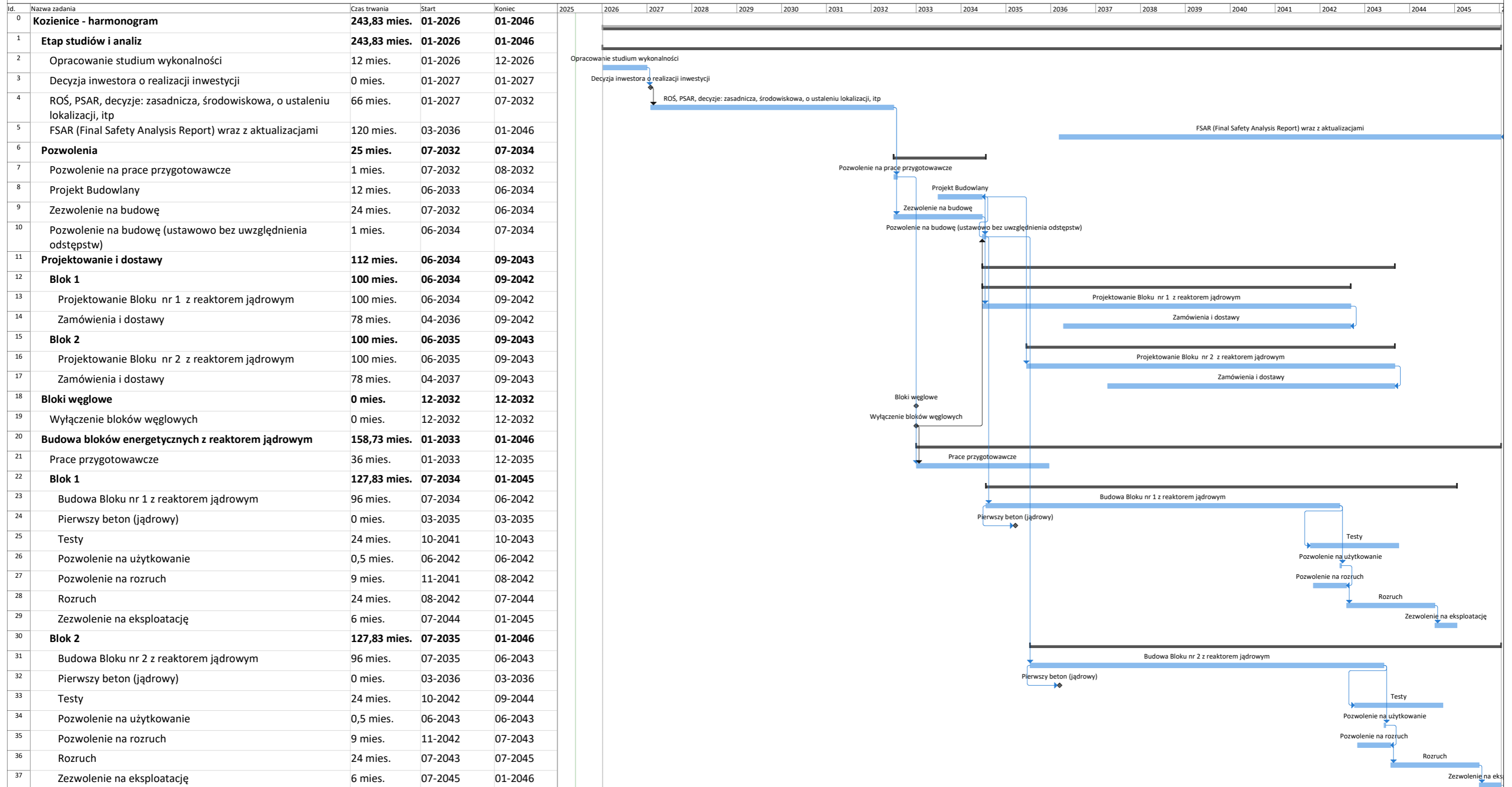
WSTĘPNE STUDIUM WYKONALNOŚCI EL. KOZIENICE
PLAN ZAGOSPODAROWANIA TERENU

30.06.2025
ZAL-1
AD
1:1000

KM4.1 WSTĘPNE STUDIUM WYKONALNOŚCI
REAKTORÓW III GEN
KOZIENICE

Załącznik nr 2 - Harmonogram Inwestycji

KM4.1 Wstępne studia wykonalności reaktory III gen - Kozienice



KM 4.1 Wstępne studia wykonalności reaktory III gen- Kozienice

Poniżej przedstawiono zestawienie zawodów w siłowni jądrowej i węglowej z wyszczególnieniem ilości etatów w elektrowniach o mocy 1000MW na podstawie¹

| Klasyfikacja SOC | Stanowisko (pol.) | Stanowisko (ang.) | Ilość likwidowanych stanowisk | Ilość a powstałych stanowisk | Różnica |
|------------------|---|---|-------------------------------|------------------------------|---------|
| 13-2011 | Księgowi i audytorzy | Accountants and auditors | -1,35 | 1,44 | 0,09 |
| 11-3010 | Kierownicy ds. usług administracyjnych i obiektów | Administrative services and facilities managers | -1,05 | 2,88 | 1,83 |
| 11-9041 | Kierownicy ds. architektury i inżynierii | Architectural and engineering managers | -1,2 | 9,36 | 8,16 |
| 49-3023 | Technicy i mechanicy serwisu samochodowego | Automotive service technicians and mechanics | -0,3 | 0 | -0,3 |
| 43-3011 | Windykatorzy i windykatorzy | Bill and account collectors | -0,3 | 0 | -0,3 |
| 43-3021 | Pracownicy ds. rozliczeń i księgowości | Billing and posting clerks | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 43-3031 | Pracownicy ds. księgowości, audytu i audytu | Bookkeeping accounting, and auditing clerks | -0,6 | 0 | -0,6 |
| 13-2031 | Analitycy budżetowi | Budget analysts | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 49-3031 | Mechanicy autobusów i ciężarówek oraz specjaliści ds. silników wysokoprężnych | Bus and truck mechanics and diesel engine specialists | -0,6 | 0 | -0,6 |
| 13-1020 | Nabywcy i agenci ds. zakupów | Buyers and purchasing agents | -1,2 | 2,16 | 0,96 |
| 17-3098 | Technolodzy i technicy kalibracji oraz technologowie i technicy inżynierii, z wyjątkiem kreślarzy, wszyscy inni | Calibration technologists and technicians and engineering technologists and technicians, except drafters, all other | -0,6 | 0 | -0,6 |
| 17-2041 | Inżynierowie chemicy | Chemical engineers | 0 | 1,08 | 1,08 |
| 19-4031 | Technicy chemiczni | Chemical technicians | -0,6 | 2,52 | 1,92 |
| 19-2031 | Chemicy | Chemists | -0,45 | 2,52 | 2,07 |
| 11-1011 | Dyrektorzy naczelni | Chief executives | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 17-2051 | Inżynierowie budownictwa | Civil engineers | -0,3 | 0 | -0,3 |
| 13-1041 | Specjaliści ds. zgodności | Compliance officers | -0,75 | 2,16 | 1,41 |
| 11-3021 | Menedżerowie systemów komputerowych i informacyjnych | Computer and information systems managers | -0,75 | 1,08 | 0,33 |
| 15-1241 | Architekci sieci komputerowych | Computer network architects | -0,3 | 0 | -0,3 |

¹ Hansen J., Jenson W., Wrobel A., Stauff N., Biegel K., Kim T., Belles R., Omitaomu F.: Investigating Benefits and Challenges of Converting Retiring Coal Plants into Nuclear Plants. Systems Analysis and Integration; Revision 2 Prepared for U.S. Department of Energy September 13, 2022 ;INL/RPT-22-67964

| Klasyfikacja SOC | Stanowisko (pol.) | Stanowisko (ang.) | Ilość likwidowanych stanowisk | Ilość a powstających stanowisk | Różnica |
|------------------|--|--|-------------------------------|--------------------------------|---------|
| 15-1231 | Specjaliści ds. wsparcia sieci komputerowych | Computer network support specialists | -0,3 | 0,72 | 0,42 |
| 15-1299 | Zawody komputerowe, wszystkie inne | Computer occupations, all other | -0,15 | 1,08 | 0,93 |
| 15-1251 | Programiści komputerowi | Computer programmers | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 15-1211 | Analitycy systemów komputerowych | Computer systems analysts | -1,35 | 2,16 | 0,81 |
| 15-1232 | Specjaliści ds. wsparcia użytkowników komputerów | Computer user support specialists | -0,75 | 0,72 | -0,03 |
| 47-2061 | Robotnicy budowlani | Construction laborers | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 11-9021 | Budownictwo menedżerowie | Construction managers | -0,6 | 0 | -0,6 |
| 49-9012 | Instalatorzy i naprawiacze układów sterowania i zaworów, z wyjątkiem drzwi mechanicznych | Control and valve installers and repairers, except mechanical door | -3,45 | 0,72 | -2,73 |
| 51-9021 | ustawiacze, operatorzy i przetargowcy maszyn do kruszenia, szlifowania i polerowania | Crushing grinding, and polishing machine setters, operators, and tenders | -0,3 | 0 | -0,3 |
| 43-4051 | Przedstawiciele obsługi klienta | Customer service representatives | -5,25 | 0 | -5,25 |
| 15-1245 | administratorzy baz danych i architektki | Database administrators and architects | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 43-5032 | dyspozytorzy, z wyjątkiem policji, straży pożarnej i pogotowia ratunkowego | Dispatchers, except police, fire, and ambulance | -0,45 | 0 | -0,45 |
| 17-3023 | Technolodzy i technicy inżynierii elektrycznej i elektronicznej | Electrical and electronic engineering technologists and technicians | -1,95 | 2,16 | 0,21 |
| 17-3012 | kreślarze elektryczni i elektroniczni | Electrical and electronics drafters | -0,45 | 0 | -0,45 |
| 49-2094 | Naprawiacze urządzeń elektrycznych i elektronicznych, sprzęt komercyjny i przemysłowy | Electrical and electronics repairers, com mercial and industrial equipment | -0,75 | 0,72 | -0,03 |
| 49-2095 | Naprawiacze urządzeń elektrycznych i elektronicznych, elektrownie, podstacje i przekaźniki | Electrical and electronics repairers, powerhouse, substation, and relay | -7,8 | 10,44 | 2,64 |
| 17-2071 | Inżynierowie elektrycy | Electrical engineers | -6,75 | 9,72 | 2,97 |
| 49-9051 | Instalatorzy i naprawiacze linii energetycznych | Electrical power-line installers and repairers | -10,2 | 2,52 | -7,68 |
| 47-2111 | Elektrycy | Electricians | -3 | 5,76 | 2,76 |
| 17-2072 | Inżynierowie elektronicy, z wyjątkiem komputerów | Electronics engineers, except computer | -0,15 | 0,72 | 0,57 |

| Klasyfikacja SOC | Stanowisko (pol.) | Stanowisko (ang.) | Ilość likwidowanych stanowisk | Ilość a powstałych stanowisk | Różnica |
|------------------|--|--|-------------------------------|------------------------------|---------|
| 11-9161 | Dyrektorzy ds. zarządzania kryzysowego | Emergency management directors | 0 | 1,08 | 1,08 |
| 17-2199 | Inżynierowie, wszyscy inni | Engineers, all other | -0,6 | 2,16 | 1,56 |
| 17-2081 | Inżynierowie środowiska | Environmental engineers | -0,15 | 0,72 | 0,57 |
| 19-4042 | Technicy nauk o środowisku i ochrony, w tym służby zdrowia | Environmental science and protection technicians, including health | 0 | 1,08 | 1,08 |
| 19-2041 | Naukowcy i specjaliści ds. środowiska, w tym służby zdrowia | Environmental scientists and specialists, including health | -0,45 | 1,08 | 0,63 |
| 47-5022 | operatorzy maszyn do kopania i ładowania oraz koparek linowych, górnictwo odkrywkowe | Excavating and loading machine and dragline operators, surface mining | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 43-6011 | Sekretarki wykonawcze i asystenci administracyjni | Executive secretaries and executive administrative assistants | -0,9 | 2,52 | 1,62 |
| 43-4071 | Urzędnicy ds. archiwów | File clerks | 0 | 0,72 | 0,72 |
| 13-2098 | Analitycy finansowi i inwestycyjni, specjaliści ds. ryzyka finansowego i specjaliści ds. finansów, wszyscy inni | Financial and investment analysts, financial risk specialists, and financial specialists, all other | -1,05 | 1,44 | 0,39 |
| 11-3031 | Kierownicy finansowi | Financial managers | -0,6 | 0,72 | 0,12 |
| 47-1011 | Kierownicy pierwszej linii zawodów budowlanych i pracowników wydobywczych | First-line supervisors of construction trades and extraction workers | -0,75 | 0,72 | -0,03 |
| 49-1011 | Kierownicy pierwszej linii mechaników, instalatorów i naprawców | First-line supervisors of mechanics, installers, and repairers | -4,5 | 8,64 | 4,14 |
| 43-1011 | Przełożeni pierwszej linii pracowników wsparcia administracyjnego i biurowego | First-line supervisors of office and administrative support workers | -1,2 | 1,8 | 0,6 |
| 51-1011 | Kierownicy pierwszej linii pracowników produkcyjnych i operacyjnych | First-line supervisors of production and operating workers | -6,3 | 17,28 | 10,98 |
| 53-1047 | pierwsi kierownicy pracowników transportu i przenoszenia materiałów, z wyjątkiem kierowników obsługi ładunków lotniczych | First-line supervisors of transportation and material-moving workers, except aircraft cargo handling supervisors | -0,3 | 0 | -0,3 |
| 19-1032 | leśnicy | Foresters | -0,15 | 0 | -0,15 |

| Klasyfikacja SOC | Stanowisko (pol.) | Stanowisko (ang.) | Ilość likwidowanych stanowisk | Ilość a powstałych stanowisk | Różnica |
|------------------|--|--|-------------------------------|------------------------------|---------|
| 51-8092 | Operatorzy gazowni | Gas plant operators | -0,75 | 0 | -0,75 |
| 11-1021 | Kierownicy generalni i operacyjni | General and operations managers | -2,7 | 2,52 | -0,18 |
| 47-4041 | Pracownicy usuwania materiałów niebezpiecznych | Hazardous materials removal workers | 0 | 0,72 | 0,72 |
| 17-2111 | Inżynierowie ds. zdrowia i bezpieczeństwa, z wyjątkiem inżynierów ds. bezpieczeństwa górnictwa i inspektorzy | Health and safety engineers, except mining safety engineers and inspectors | -0,15 | 0,72 | 0,57 |
| 53-3032 | kierowcy ciężarówek i ciągników siodłowych | Heavy and tractor-trailer truck drivers | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 49-9098 | pomocnicy — pracownicy instalacji, konserwacji i napraw | Helpers— installation, maintenance, and repair workers | -0,45 | 0 | -0,45 |
| 51-9198 | pomocnicy — pracownicy produkcji | Helpers—production workers | -0,3 | 0 | -0,3 |
| 11-3121 | Kierownicy ds. zasobów ludzkich | Human resources managers | -0,3 | 0,72 | 0,42 |
| 13-1071 | Specjaliści ds. zasobów ludzkich | Human resources specialists | -0,6 | 1,08 | 0,48 |
| 17-3026 | operatorzy ciężarówek i ciągników przemysłowych | Industrial engineering technologists and technicians | -0,15 | 1,44 | 1,29 |
| 17-2112 | Kierownicy produkcji | Industrial engineers | -0,3 | 4,32 | 4,02 |
| 49-9041 | Inżynierowie przemysłowi | Industrial machinery mechanics | -4,65 | 9,36 | 4,71 |
| 11-3051 | Mechanicy maszyn przemysłowych | Industrial production managers | -1,2 | 3,96 | 2,76 |
| 53-7051 | Przemysł inżynierowie technicy i technicy | Industrial truck and tractor operators | -0,6 | 0 | -0,6 |
| 43-4199 | Pracownicy ds. informacji i ewidencji, inni | Information and record clerks, a II other | 0 | 0,72 | 0,72 |
| 15-1212 | Analitycy ds. bezpieczeństwa informacji | Information security analysts | -0,45 | 1,8 | 1,35 |
| 51-9061 | Inspektorzy, testerzy, sorterzy, próbnicy i ważący | Inspectors, testers, sorters, samplers, and weighers | -0,3 | 1,44 | 1,14 |
| 49-9099 | pracownicy instalacji, konserwacji i napraw, wszyscy inni | Installation, maintenance, and repair workers, all other | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 25-9031 | Koordynatorzy ds. nauczania | Instructional coordinators | 0 | 0,72 | 0,72 |
| 37-2011 | sprzątacze i sprzątaczkę, z wyjątkiem pokojówek i sprzątarek | Janitors and cleaners, except maids and housekeeping cleaners | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 53-7062 | Robotnicy i pracownicy transportu towarów, zapasów i materiałów, ręczni | Laborers and freight, stock, and material movers, hand | -0,9 | 1,08 | 0,18 |
| 23-1011 | prawnicy | Lawyers | -0,45 | 0 | -0,45 |

| Klasyfikacja SOC | Stanowisko (pol.) | Stanowisko (ang.) | Ilość likwidowanych stanowisk | Ilość a powstałych stanowisk | Różnica |
|------------------|--|--|-------------------------------|------------------------------|---------|
| 13-1081 | Logiści | Logisticians | -0,75 | 0,72 | -0,03 |
| 51-4041 | Maszyniści | Machinists | -0,6 | 0,72 | 0,12 |
| 49-9071 | Pracownicy ds. konserwacji i napraw, ogólnie | Maintenance and repair workers, general | -1,8 | 2,16 | 0,36 |
| 49-9043 | pracownicy ds. konserwacji, maszyny | Maintenance workers, machinery | -0,45 | 0 | -0,45 |
| 13-1111 | Analizyści zarządzania | Management analysts | -2,1 | 2,16 | 0,06 |
| 13-1161 | analitycy badań rynku i specjaliści ds. marketingu | Market research analysts and marketing special lists | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 11-2021 | menedżerowie ds. marketingu | Marketing managers | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 17-2131 | Inżynierowie materiałowi | Materials engineers | 0 | 0,72 | 0,72 |
| 17-2141 | Inżynierowie mechanicy | Mechanical engineers | -0,3 | 2,16 | 1,86 |
| 43-5041 | odczytnicy liczników, media | Meter readers, utilities | -0,6 | 0 | -0,6 |
| 49-9044 | mechanicy | Millwrights | -0,3 | 0 | -0,3 |
| 33-1090 | Różni kierownicy pierwszej linii, pracownicy służb ochrony | Miscellaneous first-line supervisors, protective service workers | -0,15 | 4,68 | 4,53 |
| 49-3042 | mechanicy mobilnego ciężkiego sprzętu, z wyjątkiem silników | Mobile heavy equipment mechanics, except engines | -0,6 | 0 | -0,6 |
| 11-9121 | Kierownicy nauk przyrodniczych | Natural sciences managers | 0 | 0,72 | 0,72 |
| 15-1244 | Administratorzy sieci i systemów komputerowych | Network and computer systems administrators | -0,45 | 1,44 | 0,99 |
| 17-2161 | Inżynierowie nuklearni | Nuclear engineers | -0,45 | 44,64 | 44,19 |
| 51-8011 | Operatorzy reaktorów jądrowych | Nuclear power reactor operators | -0,45 | 37,44 | 36,99 |
| 194051 | Technicy nuklearni | Nuclear technicians | -0,9 | 24,48 | 23,58 |
| 19-5011 | Specjaliści ds. bezpieczeństwa i higieny pracy | Occupational health and safety specialists | -0,75 | 4,32 | 3,57 |
| 19-5012 | Technicy ds. bezpieczeństwa pożarowego i ochrony pracy | Occupational health and safety technicians | 0 | 0,72 | 0,72 |
| 43-9061 | Urzednicy biurowi, ogólnie | Office clerks, general | -1,05 | 3,96 | 2,91 |
| 47-2073 | Inżynierowie operacyjni i inni pracownicy budowlani operatorzy sprzętu | Operating engineers and other construction equipment operators | -1,8 | 0 | -1,8 |
| 15-2031 | analitycy badań operacyjnych | Operations research analysts | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 23-2011 | asystenci prawni i asystenci prawni | Paralegals and legal assistants | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 11-9198 | Kierownicy ds. usług osobistych, wszyscy inni; menedżerowie ds. | Personal service managers, all other; entertainment and | -0,9 | 4,32 | 3,42 |

| Klasyfikacja SOC | Stanowisko (pol.) | Stanowisko (ang.) | Ilość likwidowanych stanowisk | Ilość a powstałych stanowisk | Różnica |
|------------------|---|--|-------------------------------|------------------------------|---------|
| | rozrywki i rekreacji, z wyjątkiem hazardu i menedżerów, wszyscy inni | recreation managers, except gambling and managers, all other | | | |
| 19-2012 | Fizycy | Physicists | 0 | 0,72 | 0,72 |
| 51-8099 | operatorzy instalacji i systemów, wszyscy inni | Plant and system operators, all other | -0,45 | 0 | -0,45 |
| 47-2152 | hydraulicy, monterzy rurociągów i monterzy instalacji parowych | Plumbers, pipefitters, and steamfitters | -0,6 | 0 | -0,6 |
| 51-8012 | Dystrybutorzy i dyspozytorzy energii elektrycznej | Power distributors and dispatchers | -3 | 1,08 | -1,92 |
| 51-8013 | Operatorzy elektrowni | Power plant operators | -25,35 | 2,16 | -23,19 |
| 43-3061 | Pracownicy ds. zaopatrzenia | Procurement clerks | 0 | 0,72 | 0,72 |
| 51-9199 | pracownicy produkcyjni, wszyscy inni | Production workers, all other | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 43-5061 | Urzędnicy ds. produkcji, planowania i ekspedycji | Production, planning, and expediting clerks | -1,2 | 3,96 | 2,76 |
| 13-1198 | Specjaliści ds. zarządzania projektami i specjaliści ds. operacji biznesowych, wszyscy inni | Project management specialists and business operations specialists, all other | -2,55 | 7,2 | 4,65 |
| 11-2030 | menedżerowie ds. public relations i pozyskiwania funduszy | Public relations and fundraising managers | -0,3 | 0 | -0,3 |
| 27-3031 | specjaliści ds. public relations | Public relations specialists | -0,3 | 0 | -0,3 |
| 11-3061 | Kierownicy ds. zakupów | Purchasing managers | -0,15 | 0,36 | 0,21 |
| 11-2022 | menedżerowie ds. sprzedaży | Sales managers | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 41-3091 | przedstawiciele handlowi usług, z wyjątkiem reklamy, ubezpieczeń, usług finansowych i podróży | Sales representatives of services, except advertising, insurance, financial services, and travel | -0,3 | 0 | -0,3 |
| 43-6014 | Sekretarki i asystenci administracyjni, z wyjątkiem prawników, lekarzy i kadry kierowniczej | Secretaries and administrative assistants, except legal, medical, and executive | -1,65 | 2,52 | 0,87 |
| 33-9032 | Strażnicy bezpieczeństwa | Security guards | -0,75 | 37,44 | 36,69 |
| 43-5071 | pracownicy ds. wysyłki, odbioru i inwentaryzacji | Shipping, receiving, and inventory clerks | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 15-1256 | Programiści oprogramowania oraz analitycy i testerzy ds. zapewniania jakości oprogramowania | Software developers and software quality assurance analysts and testers | -0,45 | 0,72 | 0,27 |
| 51-8021 | inżynierowie stacjonarni i operatorzy kotła | Stationary engineers and boiler operators | -0,9 | 0 | -0,9 |

| Klasyfikacja SOC | Stanowisko (pol.) | Stanowisko (ang.) | Ilość likwidowanych stanowisk | Ilość a powstających stanowisk | Różnica |
|------------------|---|---|-------------------------------|--------------------------------|---------|
| 53-7065 | Magazyniści i wypełniacze zamówień | Stockers and order fillers | -9 | 1,08 | 0,18 |
| 17-3031 | Technicy geodezji i kartografii | Surveying and mapping technicians | -0,15 | 0 | -0,15 |
| 53-7121 | Ładowacze cystern, ciężarówek i statków | Tank car, truck, and ship loaders | -0,3 | 0 | -0,3 |
| 27-3042 | Autorzy techniczni | Technical writers | 0 | 1,44 | 1,44 |
| 11-3131 | Kierownicy ds. szkoleń i rozwoju | Training and development managers | -0,15 | 2,52 | 2,37 |
| 13-1151 | Specjaliści ds. szkoleń i rozwoju | Training and development specialists | -0,75 | 9,72 | 8,97 |
| 11-3071 | Kierownicy ds. transportu, magazynowania i dystrybucji | Transportation, storage, and distribution managers | -0,15 | 0,72 | 0,57 |
| 51-8031 | Operatorzy zakładów i systemów uzdatniania wody i ścieków | Water and wastewater treatment plant and system operators | -1,05 | 0 | -1,05 |
| 51-4121 | Spawacze, przecinacze, lutownicy i lutownicy | Welders, cutters, solderers, and brazers | -1,5 | 0,72 | -0,78 |
| 49-9081 | Technicy serwisu turbin wiatrowych | Wind turbine service technicians | -0,3 | 0 | -0,3 |