

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



KM4.1 Wstępne studia wykonalności reaktory III gen - Dolna Odra

Wykonawca: Energoprojekt Katowice S.A.



Rewizja 00

Katowice, czerwiec 2025

SPIS TREŚCI

1. PODSTAWOWE INFORMACJE O PRZEDSIĘWZIĘCIU	8
2. ANALIZA RYNKU W ZAKRESIE ZAPOTRZEBOWANIA NA INWESTYCJE	8
2.1. Obecna charakterystyka rynku energii elektrycznej w Polsce	8
2.1.1. Struktura popytu i podaży energii elektrycznej	9
2.1.2. Struktura mocy zainstalowana w KSE	13
2.2. Prognoza rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce	15
2.2.1. Prognoza mocy zainstalowanej	15
2.2.2. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną	18
2.2.3. Analiza wystarczalności źródeł wytwórczych	19
2.2.4. Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna	20
2.3. Dobór optymalnych struktur systemu	21
2.4. Podsumowanie analizy rynku energii	24
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	25
3.1. Informacje ogólne	25
3.1.1. Istniejące jednostki wytwórcze	25
3.1.2. Planowane jednostki wytwórcze	25
3.2. Konkluzje BAT i związane z nimi planowane wyłączenia bloków węglowych	26
3.3. Charakterystyka otwartego układu chłodzenia w kontekście wykorzystania w elektrowni jądrowej	28
3.4. Część budowlana i drogowa	29
3.4.1. Opis istniejącego planu zagospodarowania	29
3.4.2. Opis istniejącego układu drogowego	30
3.4.3. Opis istniejącego układu kolejowego	31
3.4.4. Opis warunków geologicznych i wodnych	33
3.5. Układ elektryczny zasilania potrzeb własnych	35
3.6. Wyprowadzenie mocy	35
3.6.1. Charakterystyka ogólna	36
3.6.2. Transformatory blokowe	36
3.6.3. Przedpola transformatorów blokowych	36
3.6.4. Linie elektroenergetyczne wyprowadzenia mocy	37
3.6.5. Stacja elektroenergetyczna Krajnik	37

3.6.6.	Inne elektroenergetyczne układy techniczne	38
3.7.	Infrastruktura wodno-ściekowa (poza technologią)	38
3.8.	Diagnoza możliwości wykorzystania zastanej infrastruktury Obiektu – podsumowanie	39
4.	ANALIZA RYNKU DOSTAWCÓW TECHNOLOGII WYMAGANYCH W PROJEKIE INWESTYCYJNYM	40
4.1.	Założenia	40
4.2.	Rynek dostawców	40
4.3.	Rekomendacja typu reaktora (elektrowni jądrowej) wybranego do dalszej analizy	45
5.	OPIS PRZYJĘTEGO ROZWIĄZANIA	45
5.1.	Zakres ogólny prac demontażowych	45
5.2.	Rekomendacja typu układu chłodzenia wybranego do dalszej analizy	47
5.3.	Modyfikacje istniejącego, otwartego układu chłodzenia	47
5.4.	Obszar zabudowy	47
5.5.	Układ elektryczny zasilania potrzeb własnych	51
5.6.	Wyprowadzenie mocy	52
5.6.1.	Uwarunkowania prawne	52
5.6.2.	Transformatory blokowe	53
5.6.3.	Przedpola transformatorów blokowych	53
5.6.4.	Linie elektroenergetyczne wyprowadzenia mocy	54
5.6.5.	Rozbudowa stacji elektroenergetycznej Kozienice	54
5.7.	Wstępny opis techniczny wybranego reaktora	54
5.8.	Systemy bloku jądrowego EPR	57
5.9.	Układ regulacji mocy elektrowni jądrowej	59
5.10.	Część budowlana	60
5.11.	Bilanse technologiczne	62
6.	SZACUNKOWE NAKŁADY INWESTYCYJNE	66
6.1.	Struktura CAPEX	66
6.2.	Metodologia	67
6.3.	Wyznaczenie procentowego rozkładu nakładów inwestycyjnych	67

6.4.	Wyznaczenie jednostkowego wskaźnika kosztów budowy bloku EPR-1600 wg informacji prasowych	68
6.5.	Wyznaczenie dodatkowych kosztów i oszczędności związanych z lokalizacją planowanej inwestycji	69
6.6.	Wyznaczenie CAPEX	71
6.7.	Porównanie Greenfield VS Brownfield	73
7.	ANALIZA EFEKTYWNOŚCI EKONOMICZNEJ DLA SFORMUŁOWANYCH ZAŁOŻEŃ, ROZSZERZONEJ O ANALIZY RYZYKA INWESTYCYJNEGO (ANALIZY WRAŻLIWOŚCI NA ZMIANY OTOCZENIA PRAWNO-EKONOMICZNEGO),	74
7.1.	Przedmiot i cel	74
7.2.	Założenia	75
7.2.1.	Nakłady inwestycyjne	75
7.2.2.	Stopa dyskonta	75
7.2.3.	Kursy walut	76
7.3.	Koszty operacyjne	76
7.3.1.	Koszt paliwa	76
7.3.2.	Koszty utylizacji wypalonego paliwa jądrowego	77
7.3.3.	Koszty uzupełnienia wody	78
7.3.4.	Koszty wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych	78
7.3.5.	Koszty ubezpieczeń majątkowych	78
7.3.6.	Ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej za szkody nuklearne	78
7.3.7.	Podatek od nieruchomości	78
7.3.8.	Koszty remontów (utrzymania bloku)	79
7.3.9.	Koszty przyszłej likwidacji obiektu	80
7.4.	Wyniki LCoE	81
7.5.	Analiza wrażliwości	82
7.6.	Podsumowanie analizy ekonomicznej	84
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)	85
8.1.	Najistotniejsze elementy procedur w zakresie rozszerzenia lub zdobycia kompetencji wymaganych przez kadrę inżyniersko-techniczną modernizowanych elektrowni i bloków energetycznych	86
8.2.	Zestawienie stanowisk pracy o największym zatrudnieniu w elektrowni jądrowej	86
8.3.	Zestawienie stanowisk pracy o największym zatrudnieniu w elektrowni węglowej	87
8.4.	Zestawienie stanowisk pracy o największym niedoborze w elektrowni jądrowej i największej nadwyżce w elektrowni węglowej	89

8.5.	Zestawienie informacji o wybranych stanowiskach w elektrowni jądrowej	91
8.6.	Inżynier nuklearny	91
8.7.	Operatorzy reaktorów jądrowych	93
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)	97
9.1.	Wymagania prawne	97
9.1.1.	Ogólne wymagania dotyczące lokalizacji elektrowni jądrowej	97
9.1.2.	Ogólne wymagania odnośnie projektu reaktora jądrowego i elektrowni jądrowej	98
9.2.	Elektrownia Dolna Odra	100
9.2.1.	Ogólna charakterystyka obiektu	100
9.2.2.	Ocena bezpieczeństwa związana z retrofitem jądrowym	101
9.2.3.	Zarządzanie odpadami radioaktywnymi	103
9.2.4.	Reagowanie na sytuacje awaryjne	103
9.2.5.	Bezpieczeństwo cybernetyczne	103
9.2.6.	Społeczne i polityczne aspekty bezpieczeństwa	103
9.2.7.	Bezpieczeństwo transportu materiałów jądrowych	104
9.3.	Podsumowanie	104
10.	DIAGNOZA BARIER NATURY PRAWNEJ ORAZ LEGISLACYJNEJ DLA PROCESU INWESTYCYJNEGO	104
10.1.	Opis ścieżki proceduralnej dla uzyskania pozwolenia na budowę dla obiektu jądrowego	104
10.2.	Bariery natury prawnej oraz legislacyjnej dla procesu inwestycyjnego	109
10.2.1.	Rozproszone i nieprecyzyjne regulacje	109
10.2.2.	Brak doświadczenia organów administracyjnych zaangażowanych w wydawanie decyzji w procesie uzyskiwania niezbędnych pozwoleń i zezwoleń	109
10.2.3.	Dwie odrębne ścieżki oceny projektu budowy elektrowni jądrowej oraz brak odrębnej ścieżki derogacyjnej dla obiektów jądrowych	109
10.2.4.	Brak ścieżki adaptacji istniejących obiektów	110
10.2.5.	Rekomendacje:	110
11.	HARMONOGRAM INWESTYCYJI	110
12.	ANALIZA SWOT	111

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 2013 - 2024	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 Wybrane obiekty planowane do przyłączenia do sieci przesyłowej, do SE Krajnik i stacji sąsiednich zgodnie z [3], [4]	26
Tabela 8 Porównanie otwartego układu chłodzenia z chłodnią kominową	28
Tabela 9 Ogólna charakterystyka bloków B1-B11	36
Tabela 10 Tabela porównawcza elektrowni jądrowych generacji III/III+	42
Tabela 11 Prognozowane parametry bloków EPR-1600 w lokalizacji Dolna Odra	64
Tabela 12 Prognozowane roczne produkcje dane bloków EPR-1600 w lokalizacji Dolna Odra	65
Tabela 13 Rozkład procentowy szacowanych nakładów inwestycyjnych bloku EPR-1600	68
Tabela 14 Klasyfikacja dokładności szacowania CAPEX wg AACE International Recommended Practice	71
Tabela 15 Szacunkowe koszty budowy jednego bloku klasy EPR-1600 na terenie Elektrowni Dolna Odra	72
Tabela 16 Potencjalne koszty uniknięte w oparciu o hipotetyczne wartości przedmiarowe	73
Tabela 17 porównanie kosztów	73
Tabela 18 Harmonogram nakładów inwestycyjnych, mln PLN netto	75
Tabela 19 Zakładane kursy walutowe	76
Tabela 20 Źródła cen paliwa jądrowego	77
Tabela 21 Zestawienie najliczniejszych stanowisk pracy w elektrowni jądrowej	87
Tabela 22 Zestawienie najliczniejszych stanowisk pracy w elektrowni węglowej	88
Tabela 23 Zestawienie najważniejszych stanowisk niedoboru i nadwyżki etatów w elektrowni węglowej i jądrowej	89
Tabela 24 Analiza SWOT	111

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 Moc wyłączana z eksploatacji	27
Rysunek 15 Układ wjazdów do Elektrowni Dolna Odra	30

Rysunek 16 Układ dróg w rejonie Elektrowni Dolna Odra	31
Rysunek 17 Schemat państwowych linii kolejowy w rejonie Elektrowni Dolna Odra	32
Rysunek 18 Schemat linii kolejowych na terenie Elektrowni Dolna Odra	33
Rysunek 19 Obszar zagrożenia powodzią	34
Rysunek 20 Stacja Elektroenergetyczna Krajnik [5].	38
Rysunek 21 Schemat parowy bloku AP-1000	44
Rysunek 22 Schemat parowy bloku APR-1400	44
Rysunek 23 Schemat parowy bloku EPR-1600	45
Rysunek 24 Lokalizacja głównych obiektów elektrowni węglowej oraz obszar inwestycji nowych bloków gazowo-parowych BGP	46
Rysunek 25 Rozmieszczenie głównych instalacji bloku jądrowego EPR	48
Rysunek 26 Schemat zabudowy bloku jądrowego EPR w lokalizacji Dolna Odra	49
Rysunek 27 Przykładowy układ topologiczny pola blokowego	53
Rysunek 28 Budynek reaktora	55
Rysunek 29 Rysunek pompy RCP w przekroju	56
Rysunek 30 Schemat trzech barier ochronnych reaktora EPR	58
Rysunek 31 Porównanie szybkości zmiany obciążenia (mocy) w różnych typach elektrowni systemowych	60
Rysunek 32 Główne budynki elektrowni jądrowej EPR	61
Rysunek 33 Schemat parowy bloku EPR-1600 z układem chłodzenia	63
Rysunek 34 Wskaźnik dyspozycyjności bloków jądrowych w Europie za lata 2021-2023 wg IAEA	64
Rysunek 35 Struktura CAPEX	66
Rysunek 36 Wzór wyznaczenia LCoH	74
Rysunek 37 Koszty paliwa jądrowego na przestrzeni lat	77
Rysunek 38 Jednostkowe koszty kapitałowe (Capital)	79
Rysunek 39 Jednostkowe koszty operacyjne (Operating)	80
Rysunek 40 Roczne koszty operacyjne bloku EPR-1600	81
Rysunek 41 Porównanie LCoE Brownfield vs. Greenfield	81
Rysunek 42 Struktura wyznaczonego LCOE dla (Brownfield)	82
Rysunek 43 Wyniki analizy wrażliwości – nakłady inwestycyjne i cena paliwa jądrowego	83
Rysunek 44 Wyniki analizy wrażliwości – dyspozycyjność bloku	83
Rysunek 45 Wyniki analizy wrażliwości dla zmiennej stopy dyskonta	84
Rysunek 46 Uproszczony schemat przedstawiający proces uzyskania pozwolenia na budowę dla obiektu jądrowego.	108

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 kilkunastu 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 Toważową 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

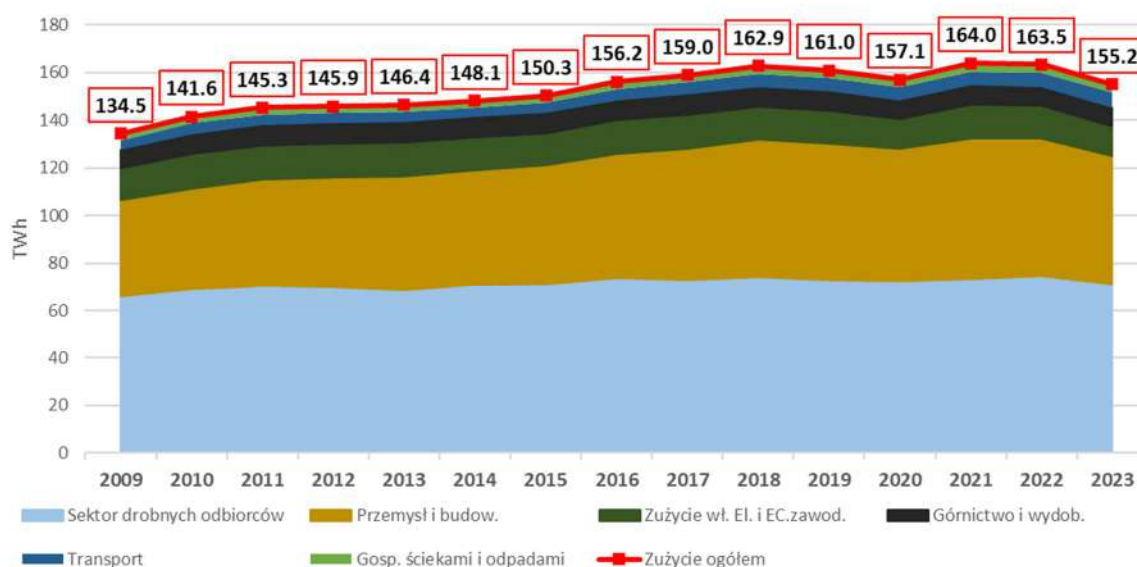
Wymagany poziom produkcji energii elektrycznej wynika z zapotrzebowania na energię elektryczną w obrębie danego systemu elektroenergetycznego. W ciągu ostatnich kilkunastu lat obserwowany był trend wzrostowy zużycia energii elektrycznej w Polsce. Jednakże na przełomie 2019 i 2020 roku w wyniku wybuchu światowej pandemii COVID-19 zaobserwowano spory spadek zużycia energii elektrycznej. Ogłaszane w latach 2020-2021 przez Rząd lockdowny skutkowały ograniczaniem 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

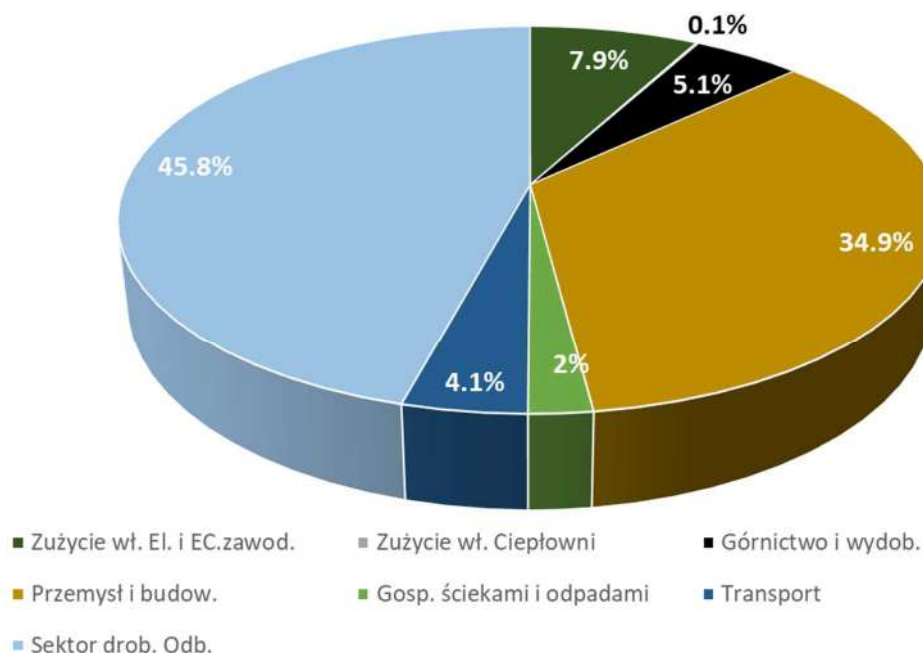
Źródło: opracowanie własne na podstawie: ZUŻYCIE PALIW I NOŚNIKÓW ENERGII (GUS)

¹ razem z kotłami ciepłowniczymi energetyki zawodowej

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

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



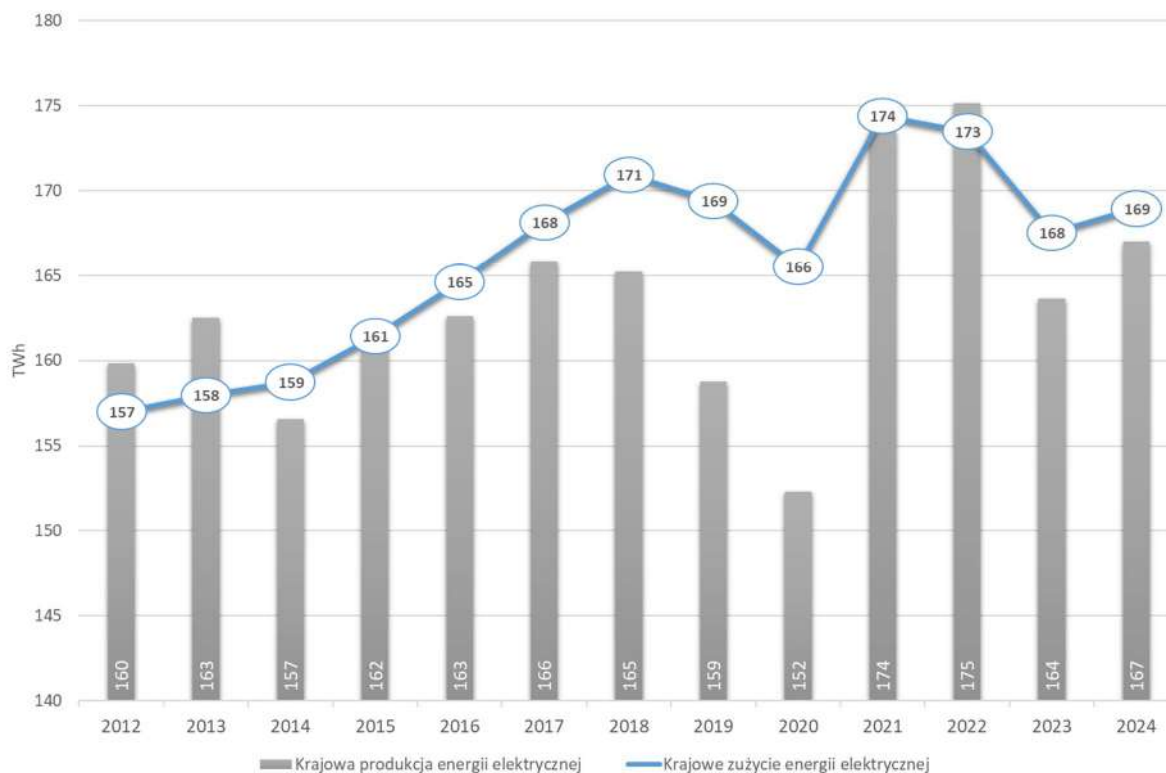
Rysunek 3 Struktura zużycia energii elektrycznej w Polsce w 2023 r

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

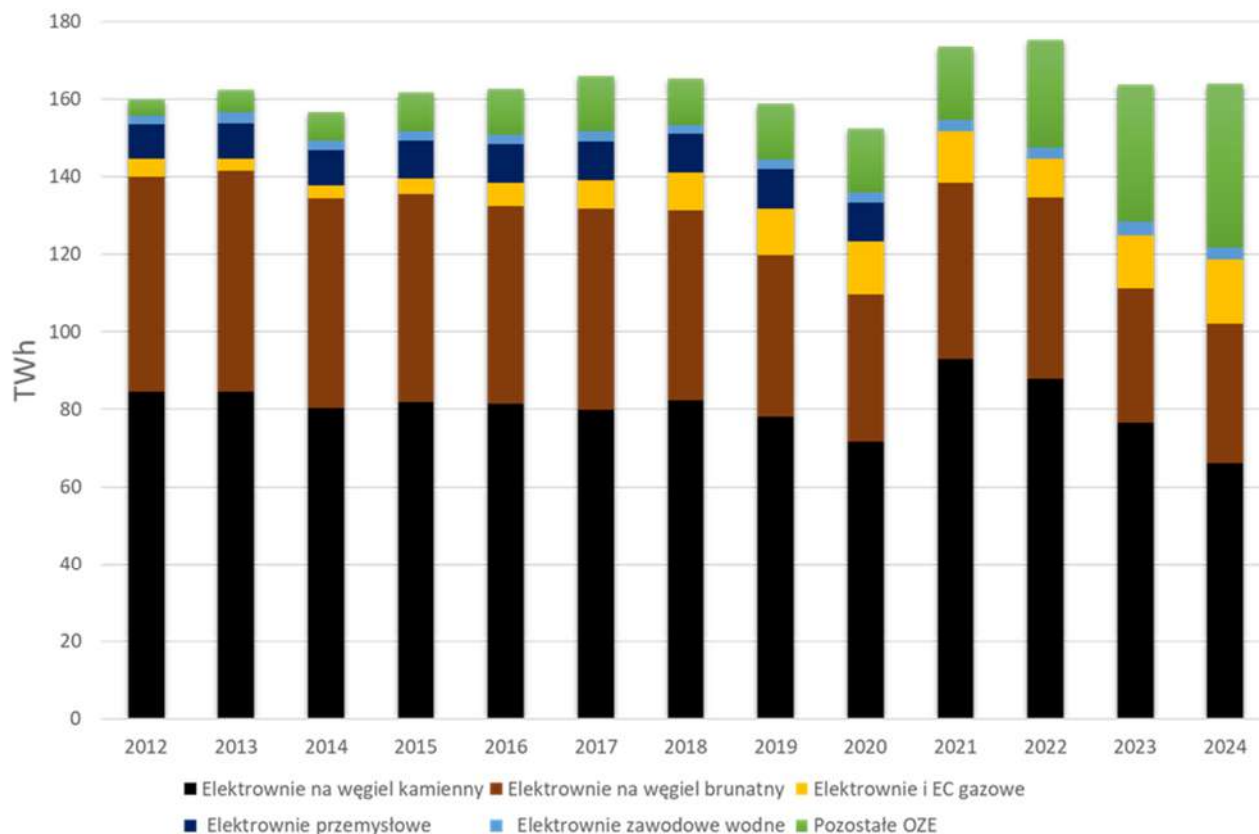
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE

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 2013 - 2024

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.

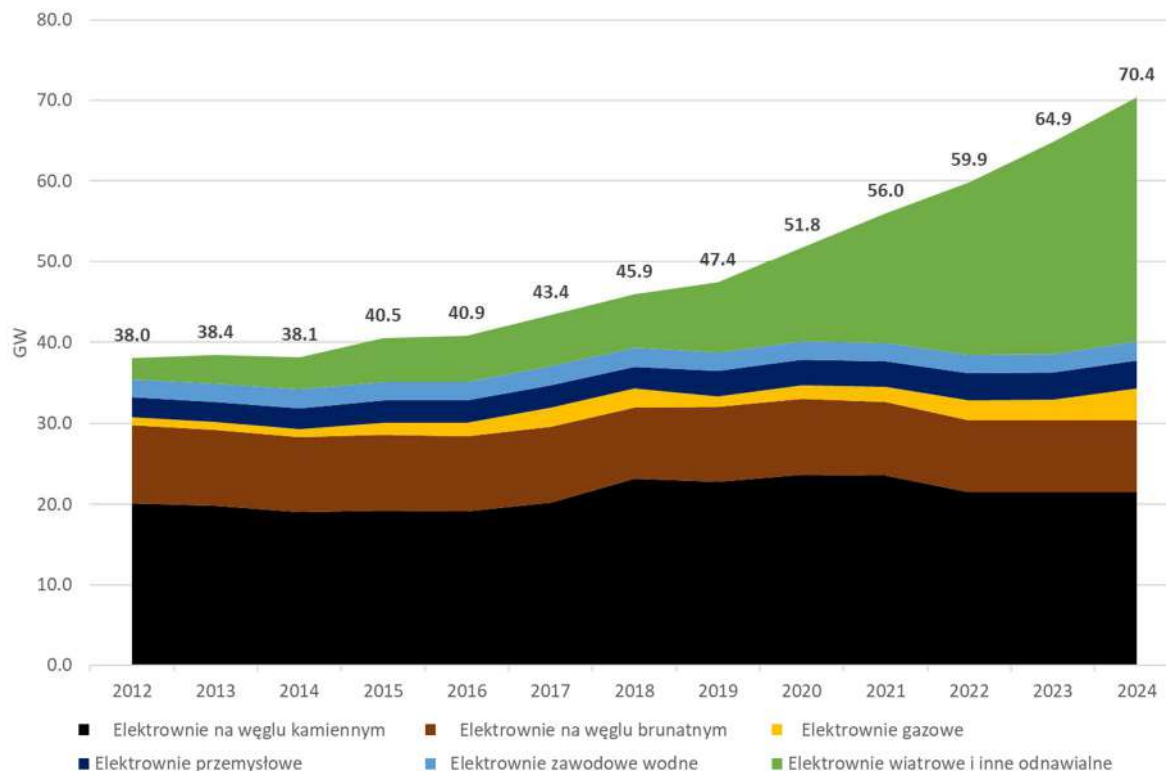


Rysunek 5 Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce od 2012 roku

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

2.1.2. Struktura mocy zainstalowana w KSE

Aktualnie polski mikś 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)

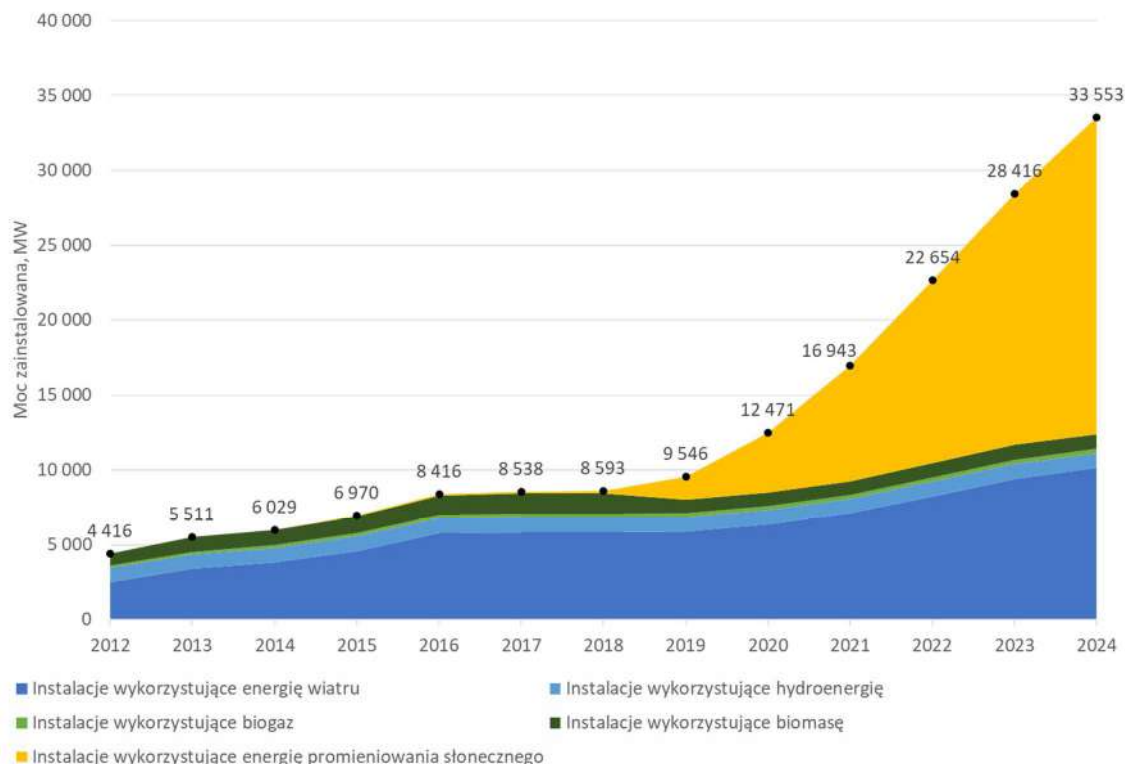
W przypadku nowych konwencjonalnych źródeł wytwórczych, na przestrzeni ostatnich lat do systemu dołączone zostały nowe bloki gazowo-parowe: we Włocławku - 485 MW (2017), Płocku - 630 MW (2018) w Stalowej Woli - 467 MW (2019) oraz w EC Żerań 497 MW (2021). Ponadto w 2024 roku do eksploatacji zostały włączone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

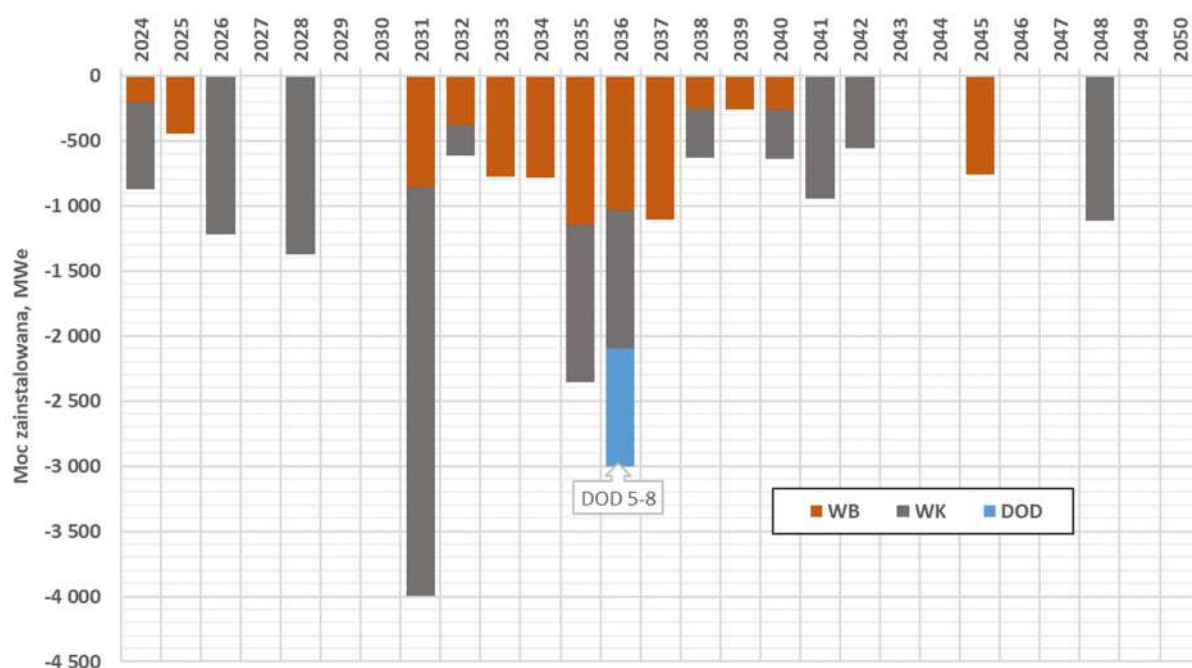
³ Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034; PSE; Grudzień 2024 r.

<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 Dolna Odra, która to w tym raporcie jest rozpatrywana pod kątem wykorzystania do zabudowy reaktorów generacji III/III+. Założono, że planowana data wyłączenia bloków 5-8 w elektrowni Dolna Odra może maksymalnie przypadać na koniec 2036 roku jak raportuje PSE w swoich analizach gdzie przedstawia możliwe daty wyłączenia bloków JWCD w Polsce w dwóch scenariuszach, na bazie ankiet przeprowadzonych na przełomie 2020 i 2021 roku⁵.



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>

⁵ <https://wysokienapiecie.pl/88275-polska-ma-szanse-na-utrzymanie-starych-weglowek-do-2028-r/> 25.03.

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 i Koźienice.

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

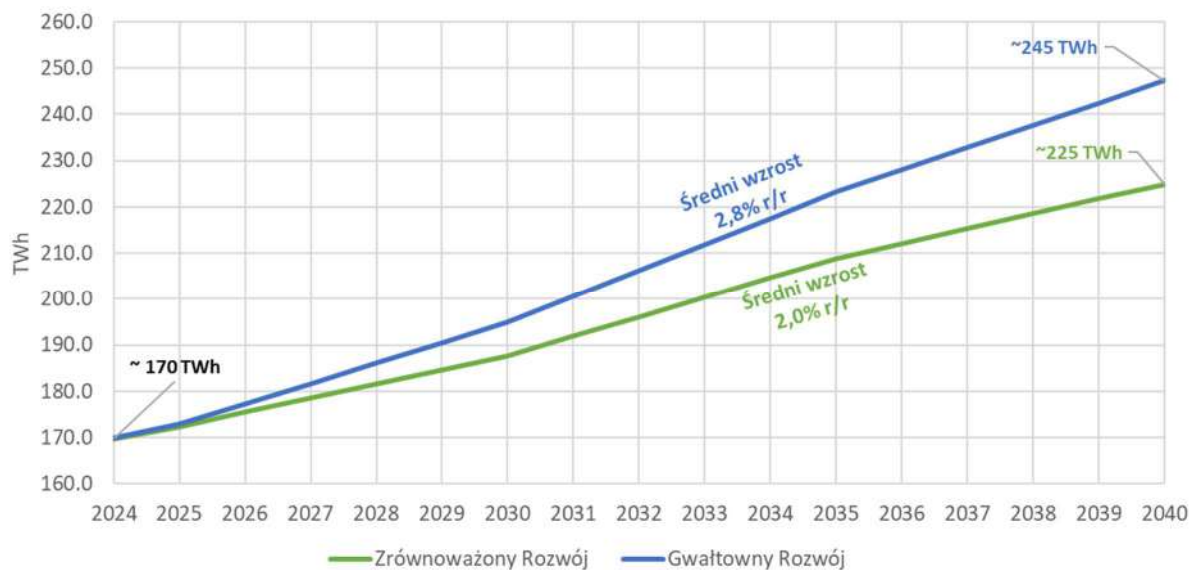
Przetawiona w tym punkcie długoterminową prognozę zapotrzebowania na energię w KSE została przygotowana przez PSE⁶ biorąc pod uwagę:

- 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.

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>



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

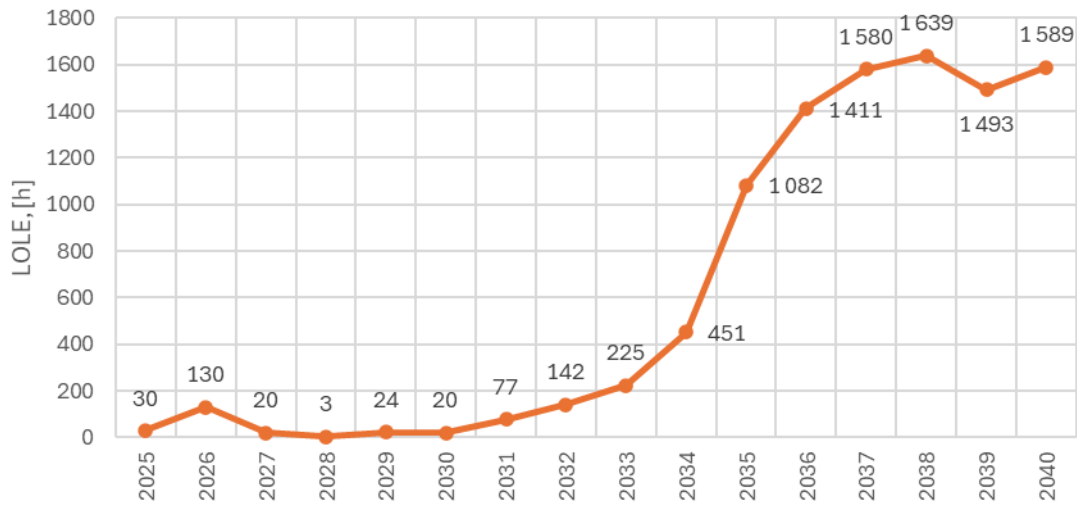
Na podstawie przedstawionego miksu mocy zainstalowanej oraz prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w Raporcie PSE przedstawiono wyniki analiz wystarczalności źródeł wytwórczych oraz bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Do oceny wykorzystano dwa wskaźniki niezawodności systemu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

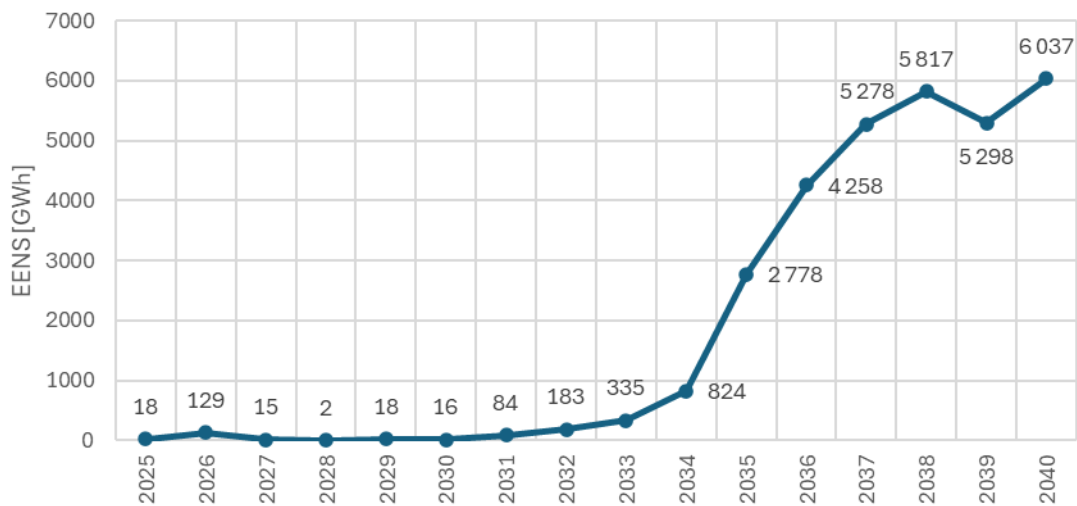
Drugi wskaźnik EENS (Expected Energy Not Served) wskazuje ilość energii elektrycznej (w GWh), która nie będzie dostarczona do odbiorców w wyniku niedoboru mocy w systemie elektroenergetycznym. Jest to szacowana ilość energii, której dostawy mogą zostać przerwane w ciągu roku ze względu na niewystarczającą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

Poniżej przedstawiono średnie wartości LOLE i EENS wyznaczone w Raporcie PSE⁷.



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.

⁷ 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 mocy 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:

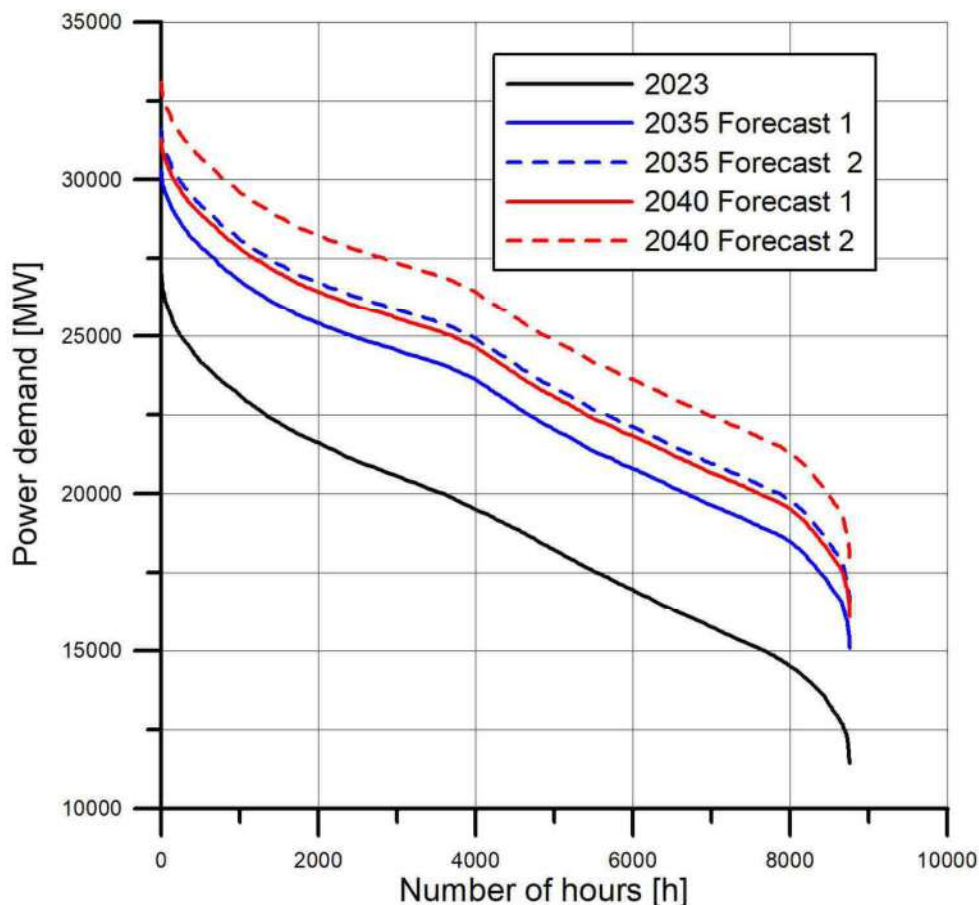
- nowe elektrownie gazowe (ponad te zakontraktowane na rynku mocy),
- przedłużenie eksploatacji istniejących jednostek węglowych (w tym przedłużenie dla nich rynku mocy po 2025 roku),
- nowe magazyny energii (w różnych technologiach) z towarzyszącymi im nowymi źródłami OZE,
- nowe elektrownie biomasowe 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.

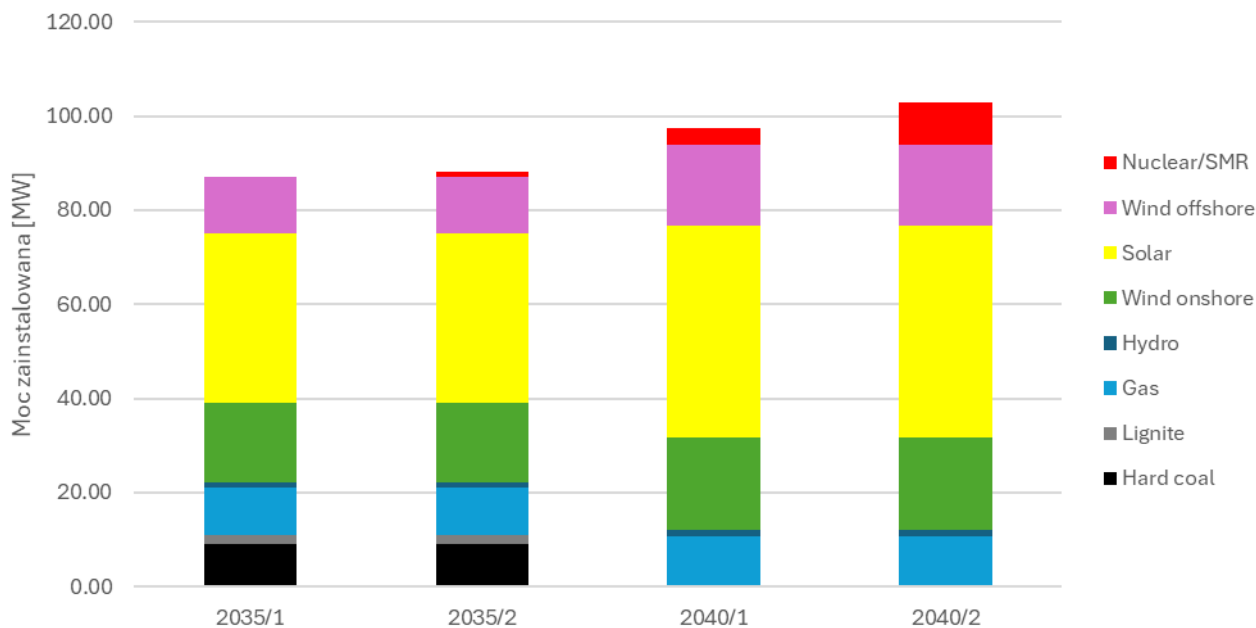
W pierwszej kolejności dla obu scenariuszy PSE rozwoju zapotrzebowania na energię elektryczną wykonana została estymacja godzinowego przebiegu zmian zapotrzebowania dla lat 2035 i 2040. Na poniższym rysunku przedstawiono porównanie przebiegów dla różnych lat w podziale na oba scenariusze.



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]	Końcowa 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 odstawiń bloków węglowych wskazuje na spory spadek mocy w źródłach węglowych w najbliższych latach. Dodatkowo większość tych elektrowni jest już zaawansowana wiekowo i trudno o wydłużanie ich pracy. Planowane nowe bloki gazowe najprawdopodobniej nie zastąpią 1:1 źródeł węglowych. W lokalizacji Dolna Odra część bloków węglowych już została zastąpiona blokami gazowowo-parowymi, a pozostałe bloki węglowe zaawansowane wiekowo mogą zostać wyłączone już po 2030 roku.
- 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 Dolna Odra, która to zabezpiecza zachodnio-północną 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 Dolna Odra wchodzi w skład grupy kapitałowej PGE, spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.; jest położona w Nowym Czarnowie koło Gryfina w województwie zachodniopomorskim. Pełna nazwa oddziału brzmi „**PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. – Oddział Elektrownia Dolna Odra**”. Podstawowym przedmiotem działalności jest wytwarzanie, dystrybucja i obrót energii elektrycznej oraz produkcja i dystrybucja ciepła.

3.1.1. Istniejące jednostki wytwórcze

Elektrownia Dolna Odra jest ciepłą elektrownią systemową, opalaną węglem kamiennym. W przeszłości elektrownia eksploatowała osiem bloków klasy 200MW sukcesywnie oddawanych do eksploatacji w latach 1974 - 1977. Na podstawie zapisów Dyrektywy IED w latach 2012 – 2020 zostały wycofane z eksploatacji bloki 1÷4 tworząc trwały ubytek mocy w systemie elektroenergetycznym na poziomie około 850MW, kompensowany mocą z nowego bloku węglowego Elektrowni Turów. Aktualnie elektrownia dysponuje czterema blokami węglowymi o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej 908 MW_e i cieplnej około 91 MW_t. Elektrownia pełni funkcję jednostki „must run”, co oznacza, że jej praca wymuszona jest względami bezpieczeństwa sieciowego.

Wszystkie pracujące oraz wycofane z eksploatacji jednostki wytwórcze (nr 1÷8) wykorzystują lub wykorzystywały otwarty układ chłodzenia skraplaczy za pomocą wody pobieranej z rzeki Odry.

Obecnie na terenie przyległym do elektrowni PGE GiEK w fazie rozruchu/przekazania do eksploatacji znajdują się dwa bloki gazowe o mocy elektrycznej brutto 683 MW każdy. Bloki są oparte na układzie jedno-wałowym, tzw. bloku gazowo-parowego, pracującego w cyklu kombinowanym (CCGT), składającego się z następujących elementów:

- turbiny gazowej,
- generatora,
- kotła odzyskowego,
- turbiny parowej kondensacyjnej.

Turbiny GE, które zainstalowano w Elektrowni Dolna Odra, są zaprojektowane tak, że w przyszłości będą mogły być w stosunkowo prosty sposób dostosowane do spalania gazu z domieszką wodoru. Umożliwi to dalszą redukcję wskaźnika emisyjności CO₂.

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 przesyłowe 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 przyłączy, 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) Krajnik. Głównym konkurentem o zdolności przesyłowe sieci z analizowanym projektem będą aktualnie planowane do przyłączenia do SE Krajnik 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 Krajnik i stacji jej najbliższych planowana jest realizacja następujących obiektów wytwórczych i magazynowych:

Tabela 7 Wybrane obiekty planowane do przyłączenia do sieci przesyłowej, do SE Krajnik 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	Krajnik	340	instalacja fotowoltaiczna	2020.03.13
2	Baczyna	39,96	instalacja fotowoltaiczna	2020.06.10
3	Baczyna	25	instalacja fotowoltaiczna	2023.06.16
4	Reclaw	60	instalacja fotowoltaiczna	2023.07.07
5	Dunowo	499,98	instalacja fotowoltaiczna	2023.08.16
6	Krajnik	245,2	system dystrybucyjny	2020.05.14
7	Krajnik	245,2	system dystrybucyjny	2023.04.21
8	Baczyna	46	magazyn energii elektrycznej	2023.05.26
9	Baczyna Systemowa	53,8	magazyn energii elektrycznej	2023.10.05
10	Baczyna Systemowa	121,65	magazyn energii elektrycznej	2023.10.06
11	Morzyczyn	200	magazyn energii elektrycznej	2023.10.11
12	Krajnik	400	magazyn energii elektrycznej	2023.12.18

łącznie do SE Krajnik oraz stacji będących w jej bezpośrednim sąsiedztwie planowane jest przyłączenie obiektów o łącznej mocy ~2,3 GW, w tym wyłącznie do SE Krajnik ~1,2 GW.

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

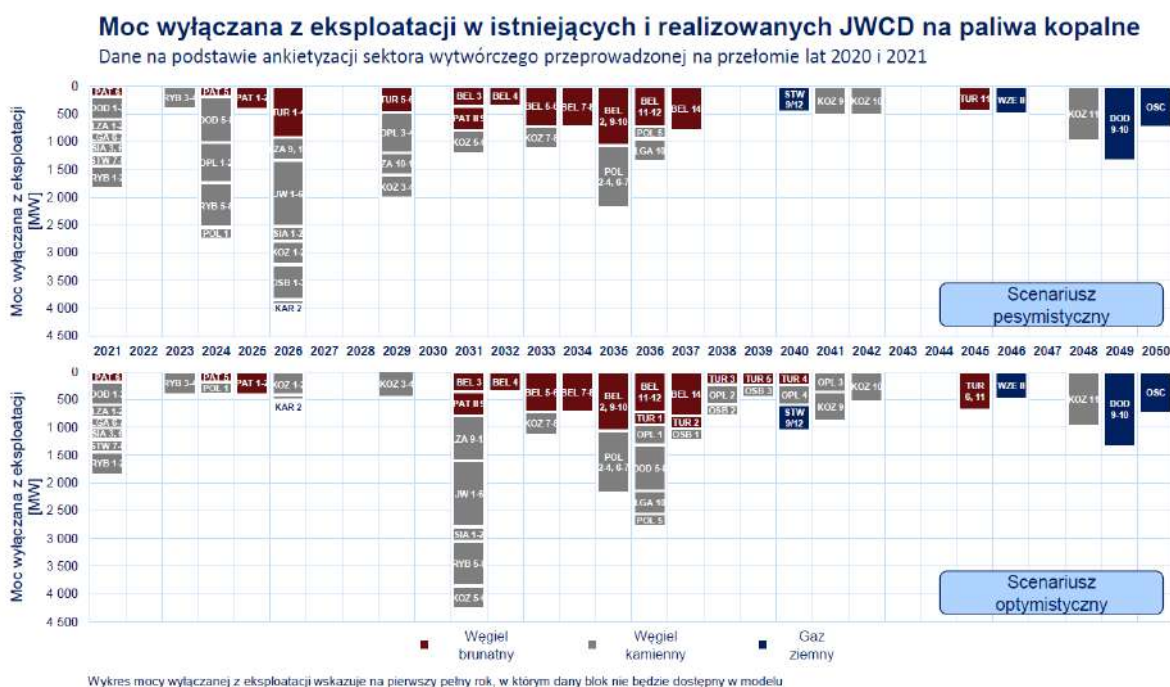
W ostatnich latach produkcja energii z węgla w UE drastycznie spada, a większość państw członkowskich planuje odejście od energetyki węglowej do 2030 roku. Węgiel jako źródło energii nie będzie opłacalny w Polsce z ekonomicznego punktu widzenia; np. z powodu rosnących cen uprawnień

do emisji CO₂ i kosztów produkcji energii.

Zgodnie z obowiązującym pozwoleniem zintegrowanym⁸, w Elektrowni Dolna Odra pracują na ten moment już tylko bloki węglowe nr 5-8. Zgodnie z ww. pozwoleniem instalacja energetycznego spalania paliw obejmująca powyższe bloki węglowe; od 18.07.2021 powinny spełniać wymagania Konkluzji BAT, dla dużych obiektów energetycznego spalania (tj. decyzji wykonawczej komisji (UE) 2021/2326).

W ww. pozwoleniu dla tych bloków, nie ma mowy o derogacjach dla instalacji, czy też włączeniach ww. bloków, ze względu na nie dotrzymanie wymagań Konkluzji BAT. Dodatkowo pozwolenie to wydane zostało 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 nieoptyczny.

W Elektrowni Dolna Odra z końcem 2020 roku wyłączono bloki nr 1 oraz 2. Pozostałe bloki klasy 200 MW 5-8 na podstawie posiadanych danych nie mają na ten moment określonej daty wyłączenia. W celu określenia możliwej końcowej daty eksploatacji pozostałych bloków wykorzystano poniższy schemat opublikowany przez PSE. Przedstawiono na nim możliwe daty wyłączenia bloków JWCD w Polsce w dwóch scenariuszach, na bazie ankiet przeprowadzonych na przełomie 2020 i 2021 roku⁹.



Rysunek 14 Moc wyłączana z eksploatacji

Dla scenariuszu pesymistycznego odstawienie bloków 5-8 miało nastąpić z końcem 2024 roku, z kolei w scenariuszu optymistycznym będzie przypadać na koniec 2036 roku. W związku z tym, że scenariusz pesymistyczny zakłada odstawienie już w 2024 roku PSE powinno odpowiednio wcześniej w raporcie

⁸ <https://bip.wzp.pl/artykul/pge-gornictwo-i-energetyka-konwencjonalna-sa> - 19.02.2024 r.

⁹ <https://wysokienapiecie.pl/88275-polska-ma-szanse-na-utrzymanie-starych-weglowek-do-2028-r/> 25.03.

Informacje o zasobach wytwórczych KSE ogłosić wiadomość o planowanym wyłączeniu. Żadna informacja o blokach 5-8 nie została przedstawiona w związku z czym założono, że scenariusz pesymistyczny jest nieaktualny.

Założono, że planowana data wyłączenia bloków 5-8 w elektrowni Dolna Odra może maksymalnie przypadać na koniec 2036 roku. Data ta wydaje się być datą graniczną z uwagi na wiek jednostek.

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

Bloki 200 MW Elektrowni Dolna Odra posiadają otwarty układ chłodzenia, gdzie woda chłodząca jest zasysana przez pompy do pompowni bloków 200. W układzie wody chłodzącej istnieje możliwość podgrzewu ujęcia wód powierzchniowych w okresie zimowym poprzez bezpośrednie podanie podgrzanej wody kierowanej do komory zrzutowej. Z komory zrzutowej część strumienia podgrzanej wody kierowana jest do kanału ocieplającego co zapobiega zamarzaniu ujęcia.

Elektrownia Dolna Odra posiada pozwolenie zintegrowane na stały pobór wody z Odry na potrzeby chłodzenia w maksymalnej ilości około 63,4 m³/s. Obecnie po wycofaniu z eksploatacji bloków 1 – 4 pobór wody został zmniejszony do wartości 31,1 m³/s. Woda za pomocą kanałów otwartych oraz ujęcia wód powierzchniowych z Odry Wschodniej jest doprowadzana do pompowni, skąd poprzez układ pomp i instalacji wstępnego oczyszczania (sit obrotowych i filtrów samooczyszczających) trafia do skraplaczy turbin. Podgrzana woda po odebraniu ciepła od pary wylotowej z części NP turbin trafia do kanałów zrzutowych i opuszcza obieg chłodzenia. Podgrzana woda chłodząca opuszcza obieg chłodzenia bezpośrednio do Kanału ciepłego lub pośrednio do Odry Wschodniej.

Odprowadzane wody pochłodnicze nie mogą przekraczać najwyższej dopuszczalnej temperatury wynoszącej 35°C (temp. wynikającej z ograniczeń środowiskowych) co w niekorzystnych warunkach klimatycznych/hydrotermicznych może wpływać 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.

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 8 Porównanie otwartego układu chłodzenia z chłodnią kominową

Chłodnia kominowa	Otwarty układ chłodzenia
Wysokie nakłady inwestycyjne	Brak nakładów inwestycyjnych – 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 Odry	Duże problemy eksploatacyjne w warunkach letnich z powodu możliwego obniżania poziomu wody
Moc elektrowni nie jest związana z warunkami zewnętrznymi (war. hydrotermicznymi wody w rzece)	Możliwość przekroczenia temperatury granicznej wód pochłodniczych prowadząca do redukcji mocy
Znikomy wpływ na środowisko wodne Odry:	Duży wpływ na środowisko wodne Odry:
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 bloku elektrowni jądrowej EPR zakłada budowę chłodni kominowej. Jest to rozwiązanie preferowane i stosowane przez Dostawców dla obiektów powstających w lokalizacjach znacznie oddalonych od morza.

3.4. Część budowlana i drogowa

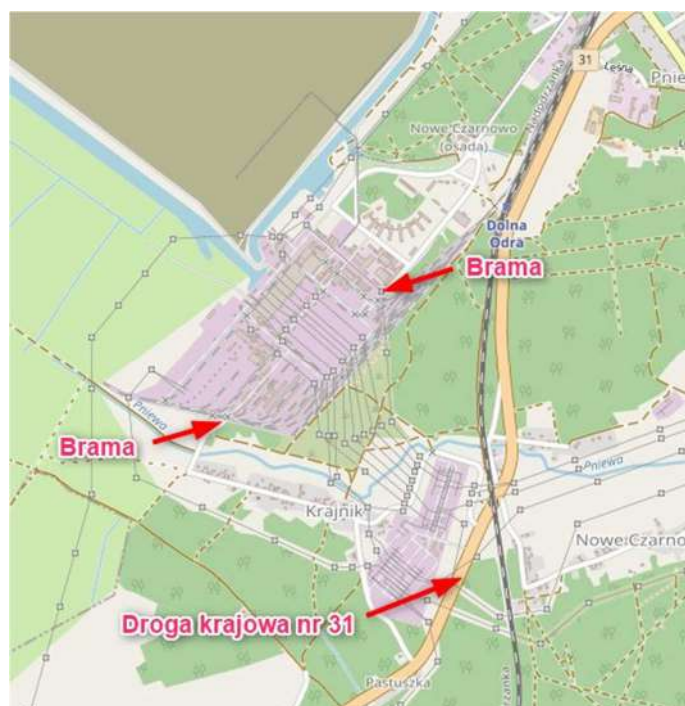
3.4.1. Opis istniejącego planu zagospodarowania

Na terenie Elektrowni Dolna Odra w ramach istniejących bloków 1-8 znajduje się szereg budynków, budowli, dróg i placów, które służą bezpośrednio lub pośrednio celom produkcyjnym. (produkcja energii elektrycznej)

Ze względu na charakter analizowanej zabudowy nowego bloku energetycznego opartego o reaktor generacji III/III+ nie istnieje możliwość wykorzystania większości budynków i budowli technologicznych znajdujących się na terenie Elektrowni Dolna Odra. Aby umożliwić lokalizację nowych bloków wymagane będzie wykonanie rozbiórek większości konstrukcji budowlanych oraz sieci. W punkcie 5.4 niniejszego opracowania przedstawiono proponowany obszar zabudowy nowego bloku jądrowego. Rozbiórki powinny objąć bloki 1-8 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.

3.4.2. Opis istniejącego układu drogowego

Na teren Elektrowni Dolna Odra prowadzą dwie bramy wjazdowe. Ich schematyczną lokalizację przedstawiono na poniższym rysunku



Rysunek 15 Układ wjazdów do Elektrowni Dolna Odra¹⁰

Na terenie Elektrowni znajduje się układ dróg wewnątrzzakładowych wraz z chodnikami oraz placami parkingowymi i składowymi.¹¹

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

- Droga krajowa nr 31
- Droga wojewódzka nr 121
- Droga wojewódzka nr 120
- Droga ekspresowa S3

oraz sieć dróg przedstawiona jest na poniższym rysunku:

¹⁰ <https://www.geoportal.gov.pl/>

¹¹ <https://www.geoportal.gov.pl/>



Rysunek 16 Układ dróg w rejonie Elektrowni Dolna Odra¹²

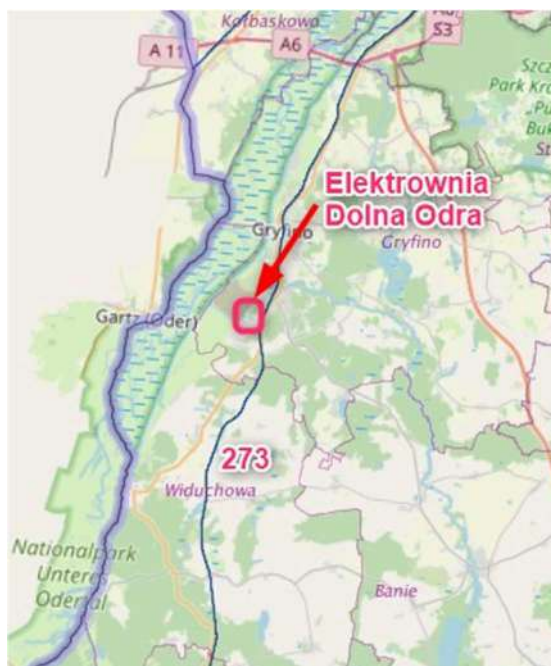
3.4.3. Opis istniejącego układu kolejowego

Linie kolejowe publiczne

Linia kolejowa nr 273 Wrocław Główny – Szczecin Główny (potocznie linia nadodrzańska, magistrała nadodrzańska, Nadodrzancka) – linia kolejowa w zachodniej Polsce łącząca Wrocław ze Szczecinem przez Brzeg Dolny, Wołów, Głogów, Nową Sól, Zieloną Górę, Kostrzyn nad Odrą i Gryfino. Położona w granicach województw dolnośląskiego, lubuskiego i zachodniopomorskiego oraz na obszarze Zakładów Linii Kolejowych PKP PLK we Wrocławiu, w Zielonej Górze i w Szczecinie.¹³

¹² <https://gryfino.e-mapa.net/>

¹³ https://pl.wikipedia.org/wiki/Linia_kolejowa_nr_273

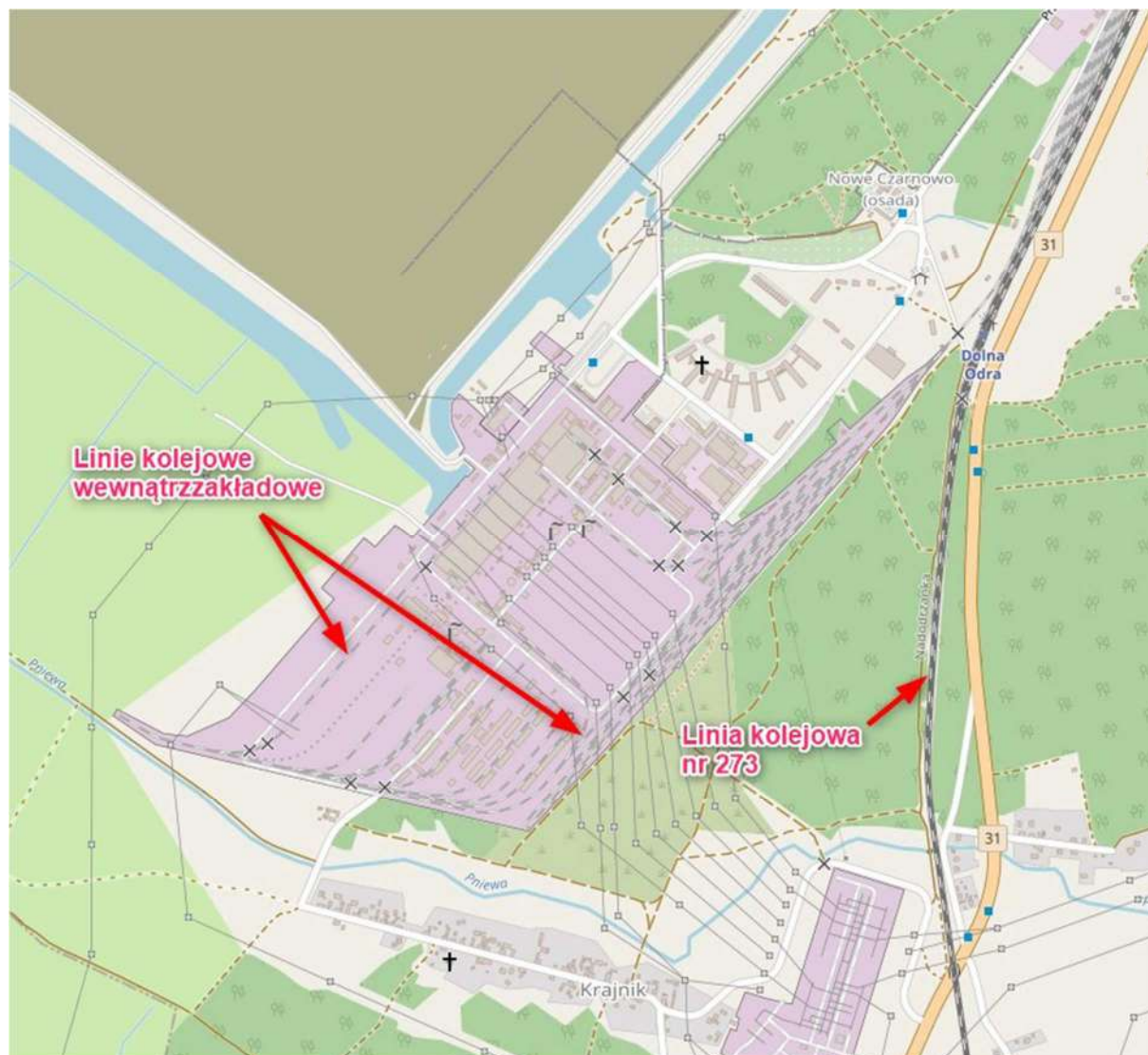


Rysunek 17 Schemat państwowych linii kolejowy w rejonie Elektrowni Dolna Odra¹⁴

Linie kolejowe wewnątrzzakładowe

Na terenie Elektrowni znajduje się układ torów kolejowych połączony z układem Polskich Linii Kolejowych poprzez linię nr 273

¹⁴ <http://mapa.plk-sa.pl/>



Rysunek 18 Schemat linii kolejowych na terenie Elektrowni Dolna Odra¹⁵

3.4.4. Opis warunków geologicznych i wodnych

Warunki geologiczne

Warunki geologiczne scharakteryzowano na podstawie źródeł ogólnodostępnych.¹⁶

Rejon Elektrowni Dolna Odra leży w obrębie Dolnej Odry. Obejmuje prawy brzeg Odry Wschodniej. Jest to obszar nad zalewowych tarasów niższych, nadbudowanych nasypami niekontrolowanymi. Opisany obszar jest wschodnim fragmentem doliny Dolnej Odry, powstałej w okresie plejstocenu. Wśród osadów rzecznych – do gł. ok. 12 m – przeważają piaski. Pod nimi rozprzestrzeniają się piaski i żwiry, położone poniżej gł. 15,0 – 30,0 m. Powierzchnię terenu stanowią osady antropogeniczne (nasypy niekontrolowane) o miąższości 0,8 – 3,5 m, których pochodzenie związane jest z budową elektrowni.

¹⁵ <https://www.geoportal.gov.pl/>

¹⁶ <https://geologia.pgi.gov.pl>

Otwory badawcze nie są dostępne dla obszaru Elektrowni Dolnej Odra

Obszary zagrożone powodzią

Przedmiotowy obszar Elektrowni Dolna Odra nie znajduje się w obszarze zagrożonym powodzią (raz na 100 lat)¹⁷.



Rysunek 19 Obszar zagrożenia powodzią¹⁸

¹⁷ <https://wody.isok.gov.pl/>

¹⁸ <https://wody.isok.gov.pl/>

3.5. Układ elektryczny zasilania potrzeb własnych

3.6. Wyprowadzenie mocy



Bloki 1-8 posiadają wyprowadzenie mocy z generatorów przez transformatory blokowe trójfazowe zlokalizowane wzdłuż ściany maszynowni. Następnie moc wyprowadzana jest liniami napowietrznymi zawieszonymi na słupach mocowanych do dachu kotłowni i dalej słupami przez plac nawęglania do Stacji Elektroenergetycznej Krajnik.¹⁹ Linie blokowe prowadzone są przez składowisko węgla, co aktualnie stanowi duży problem bo jest niezgodne z obowiązującymi przepisami.



30 stycznia 2020 roku podpisano kontrakt na budowę dwóch bloków gazowo-parowych o mocach około 700MW.²⁰ Budowane Bloki Gazowo Parowe nr 9 i nr 10, będą posiadały wyprowadzenie mocy z generatorów przez dwa 3-fazowe transformatory blokowe zabudowane przy budynku kotłowni. Dalej liniami napowietrznymi moc będzie wprowadzana do Stacji Elektroenergetycznej Krajnik.²¹

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

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

²¹ <https://www.polimex-mostostal.pl/page/projekt-dolna-odra-0>

3.6.1. Charakterystyka ogólna

Poniżej przedstawiono ogólną charakterystykę bloków B1-B11 z przypisanymi mocami i poziomem napięcia układu wyprowadzenia mocy²²:

Tabela 9 Ogólna charakterystyka bloków B1-B11

Moc bloków energetycznych [MW]									
Blok nr 1 Oddany do eksploatacji w 1974r	Blok nr 2 Oddany do eksploatacji w 1974r	Blok nr 3 Oddany do eksploatacji w 1975 r	Blok nr 4 Oddany do eksploatacji w 1975 r	Blok nr 5 Oddany do eksploatacji w 1975 r	Blok nr 6 Oddany do eksploatacji w 1976 r	Blok nr 7 Oddany do eksploatacji w 1976 r	Blok nr 8 Oddany do eksploatacji w 1977 r	Blok nr 9	Blok nr 10
222MW Wycofany z eksploatacji 31 grudnia 2020 r.	232MW Wycofany z eksploatacji 31 grudnia 2020 r.	185MW Wycofany z eksploatacji 1 stycznia 2014 r.	205MW Wycofany z eksploatacji 11 grudnia 2012 r.	222MW	222MW	232MW	232MW	Planowana moc znamionowa 700MW - oddanie do eksploatacji 30 kwietnia 2024 ²³	Planowana moc znamionowa 700MW - oddanie do eksploatacji 30 kwietnia 2024
Poziom napięcia bloków [kV]									
110kV	220kV	220kV	220kV	220kV	400kV Po uruchomieniu bloków 9 i 10 wyprowadzenie mocy z bloku nr 6 będzie na napięciu 220kV	400kV	400kV	400kV	400kV

3.6.2. Transformatory blokowe

Transformatory blokowe dla bloków 1-8 są transformatorami trójfazowymi, jednak z uwagi na ich wiek (lata '70), poziom mocy i napięcia ich wykorzystanie w bloku jądrowym może być ograniczone. Transformatory blokowe bloków 9 i 10, również będą transformatorami 3 fazowymi nowej generacji i ich możliwość dopasowania do pracy w nowym układzie bloku jądrowego, będzie możliwa.

3.6.3. Przedpola transformatorów blokowych



Bloki 1-8 posiadają przedpola z transformatorami blokowymi zlokalizowanymi od strony kanału wody chłodzącej. Przedpola są wyposażone szczątkowo w aparaturę (przekładniki prądowo-napięciowe uziemniki oraz ograniczniki przepięć) zlokalizowaną w ogródkach. Przedpola są stosunkowo małe i wąskie bez możliwości ewentualnej rozbudowy. Moc z bloków wyprowadzana jest liniami napowietrznymi na dach kotła i dalej do Stacji Elektroenergetycznej 400/220 kV Krajnik (własność PSE).

²² <https://zedolnaodra.pgegiel.pl/technika-i-technologie>

²³ <https://www.parkiet.com/surowce-i-paliwa/art39167891-gazowe-polaczenie-juz-jest-ale-nowa-elektrownia-w-dolnej-odrze-lapie-opoznienie>

3.6.4. 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 przewymiarowywania dla przyszłych zamierzeń inwestycyjnych.

Istniejące linie wyprowadzenia mocy z Elektrowni Dolna Odra, służą do wyprowadzenia mocy z pozostających w eksploatacji bloków nr 5, 7, 8. Dla bloku 6 przebudowana została linia z napięcia 400 kV na 220 kV. Dla przewidywanych do uruchomienia bloków nr 9,10 zostaną wybudowane nowe linie w śladzie linii bloku 6.¹

Ze względu na układ technologiczny elektrowni Dolna Odra, lokalizacja wyprowadzeń mocy z części bloków zrealizowana jest od przeciwnej strony w stosunku do lokalizacji SE Krajnik (rozwiązanie stosowane w budowanych w tym okresie elektrowni). Spowodowało to konieczność ominięcia/przekroczenia zabudowań elektrowni przez linie blokowe.

- Linie pracujące na napięciu 220 kV bloków nr 5 i 6 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 7÷10 wykonane są jako napowietrzne lub napowietrzno-kablowe i poprowadzone po terenie między elektrownią Dolna Odra, a stacją 400/220 kV Krajnik.

Linie wyprowadzenia mocy bloków nr 5, 7, 8 ze względu na czas kiedy powstały, nie odpowiadają aktualnym wymaganiom normatywnym w zakresie projektowania linii napowietrznych.

3.6.5. Stacja elektroenergetyczna Krajnik

Stacja elektroenergetyczna SE Krajnik zlokalizowana jest w sąsiedztwie Elektrowni Dolna Odra w gminie Krajnik oraz nowe Czarnowo i służy do wyprowadzeniu mocy z Elektrowni Dolna Odra oraz tranzytu i rozdziału energii na napięciu 400 i 220 kV, oraz jako połączenie transgraniczne z niemieckim systemem elektroenergetycznym. Stacja stanowi własność PSE S.A.

Stacja 400/220 kV Krajnik wybudowana została w latach 70 ubiegłego wieku. Istniejące rozdzielnie 400 kV i 220 kV zostały przebudowane w latach 2014 -2021 i spełniają wymagania obecnie obowiązujących przepisów **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania..**

Stacja elektroenergetyczna Krajnik jest istotnym węzłem systemowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, w szczególności w zakresie bezpieczeństwa energetycznego aglomeracji szczecińskiej oraz północno-zachodniej obszaru kraju. Stacja składa się z dwóch rozdzielni: 220 kV i 400 kV, transformacji 400/220 kV.

- Rozdzielnia 400 kV jest rozdzielnią napowietrzną pracującą w układzie półtora wyłącznikowym w obmiarze 7 gałęzi (z rezerwacją terenu na 2 gałęzie).
- Rozdzielnia 220 kV jest rozdzielnią napowietrzną, 23-polową, dwusystemową z szyną obejściową.



Rysunek 20 Stacja Elektroenergetyczna Krajnik Bład! Nie można odnaleźć źródła odwołania..

Dla potrzeb rozbudowy rozdzielni 400 kV przewidziana jest rezerwacja terenu od strony rozdzielni 220kV.

Zgodnie z Planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032 w obszarze rozdzielni 400 kV planuje się jej rozbudowę dla potrzeb przyłączenia i wyprowadzenia mocy z farmy fotowoltaicznej Banie 2 (pozycja II.31 planu) **Bład! Nie można odnaleźć źródła odwołania..**

Stacja (stan na rok 2032) powiązana będzie z KSE poprzez 6 linii 400 kV, w tym dwie w kierunku wschodnim (linie międzynarodowe Vierraden), jedną w kierunku północno-wschodnim (Morzyczyn w kier. Dunowo) oraz trzy w kierunku południowym (Baczyna, Gorzów), oraz dwie linie 220 kV w kierunku północnym („pętla szczecińska”). 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 międzynarodowymi z północy Niemiec, przez Polskę, na południe. **Bład! Nie można odnaleźć źródła odwołania.**

3.6.6. Inne elektroenergetyczne układy techniczne

Elektrownia Dolna Odra 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.

3.7. Infrastruktura wodno-ściekowa (poza technologią)

Infrastrukturę wodno-ściekową (poza technologią) na terenie Elektrowni Dolna Odra tworzą w szczególności wewnątrzzakładowe sieci:

- wody pitnej,
- wody ppoż. – układ zasilany z istniejącego ujęcia wody powierzchniowej rzeki Odry,
- kanalizacji deszczowo-przemysłowej wraz z mechaniczną oczyszczalnią ścieków oraz wylotem (urządzeniem wodnym) ww. ścieków do rzeki Odry;

- kanalizacji bytowej wraz z mechaniczno-biologiczną oczyszczalnią ścieków oraz wylotem (urządzeniem wodnym) ww. ścieków do rzeki Odry.

3.8. 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 Dolna Odra 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.

Branża technologiczna

Analizując stan techniczny zastanej infrastruktury Elektrowni Dolna Odra pod względem technologicznym stwierdzono, iż jedynym możliwym do wykorzystania układem istniejących bloków 1÷8 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.

Wykorzystanie infrastruktury nowych bloków gazowo-parowych BGP nie było przedmiotem analiz niniejszego Studium Wykonalności, jednakże z dłuższym horyzontem czasowym może zaistnieć taka potrzeba.

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 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 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.

Branża elektryczna

Wiek i cechy jakościowe istniejącej infrastruktury elektrycznej bloków nr 5-8, pozwalają postawić diagnozę co do braku możliwości jej wykorzystania dla realizacji projektów jądrowych analizowanych w niniejszym opracowaniu. Istniejące układy wyprowadzenia mocy, w tym: linie napowietrzne, słupy, konstrukcje wsporcze, stanowiska transformatorów blokowych i odczepowych oraz układy zasilania potrzeb własnych bloków podlegać będą demontażom i wyburzeniom.

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 strapieniem 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 (1600)** – 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 3415MWt. Pętle chłodzące są wyposażone w główne pompy cyrkulacyjne zlokalizowane bezpośrednio na króćcach wylotowych wytwornic pary tj. po stronie zimnej obiegu cyrkulacji. Takie rozwiązanie takie 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 reaktor 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 przetładunku 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 UO_2 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 nawet o 17% niższe w stosunku do innych typów pracujących reaktorów PWR.

Reaktor ten cechuje się także wyższą sprawnością termodynamiczną układu tj. około $36 \pm 3\%$. Wyższa sprawność jest osiągnięta poprzez wysokie ciśnienie po stronie wtórnej reaktora – 7,72MPa.

Obudowa bezpieczeństwa 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 przeładunków paliwa a w czasie awarii jako źródło wody do chłodzenia rdzenia (także stopionego) oraz obudowy bezpieczeństwa.

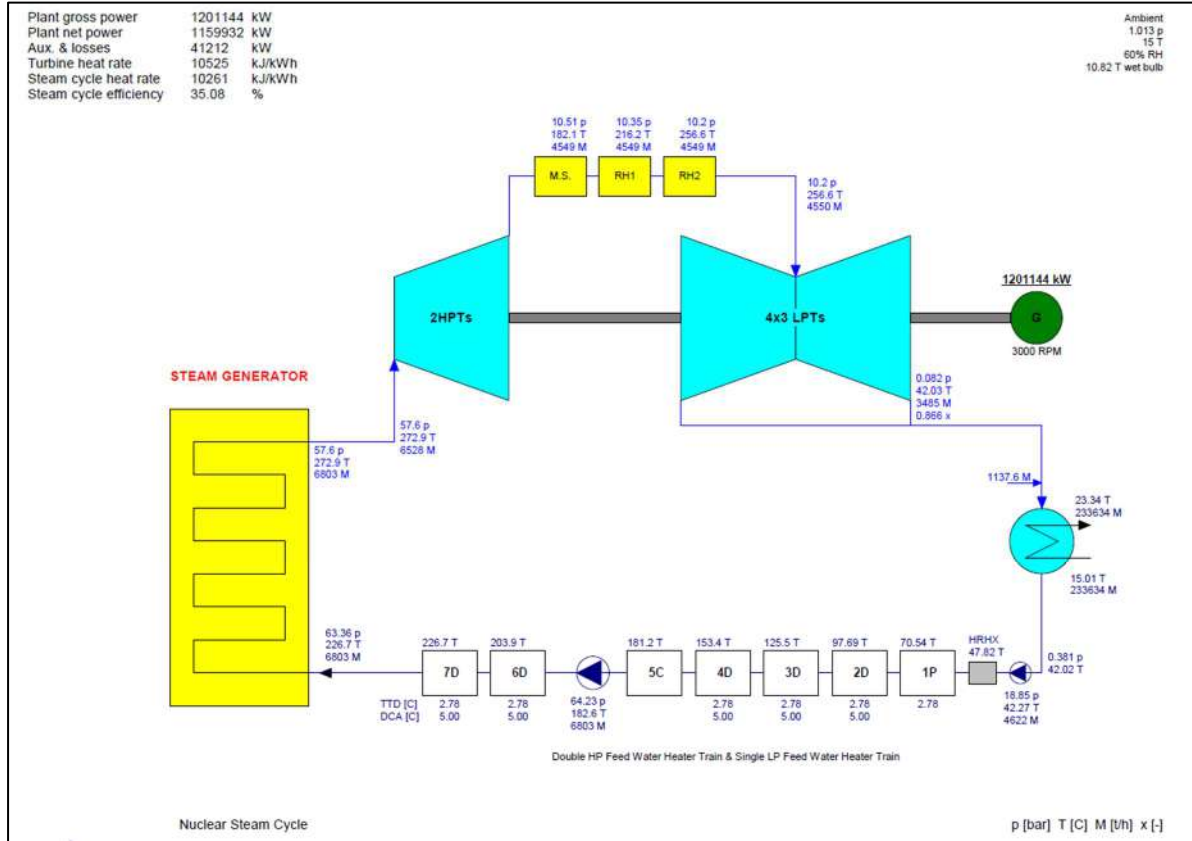
Tabela 10 Tabela porównawcza elektrowni jądrowych generacji III/III+

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	4500
Sprawność	%	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
Temperatura pary na wlocie do turbiny	°C	272.8	285	293
Ciśnienie pary na wylocie z wytwornicy	MPa	5.79	6.9	7.72
Przepływ pary przez wytwornice	kg/s	1889	1130.8	2604

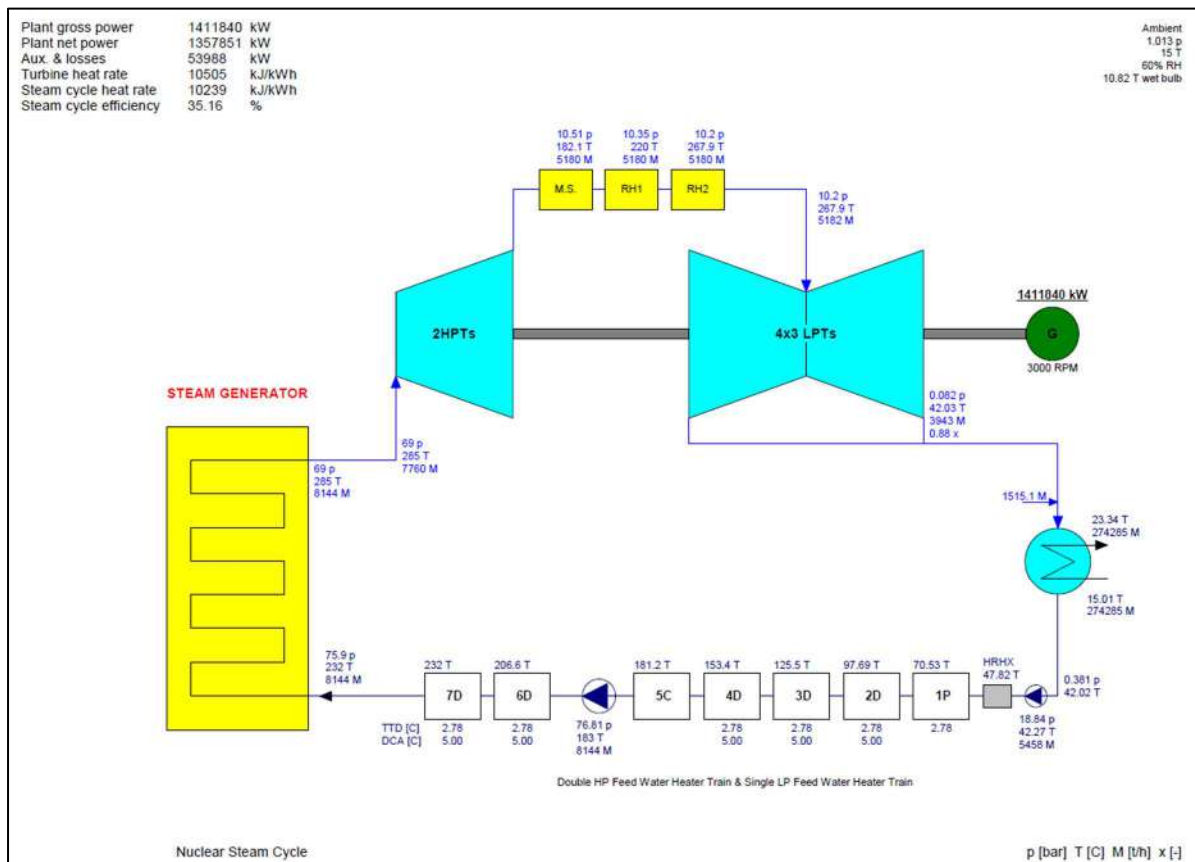
Charakterystyka kaset paliwowych				
Rozkład/siatka kasety		17x17	16x16	17x17
Liczba prętów paliwowych	szt.	264	236	265
Liczba rur prowadzących	szt.	25	20	24
Liczba kaset w rdzeniu	szt.	157	241	241
Liczba prętów sterujących w rdzeniu	szt.	53 (czarne) 16 (szare)	93	89 (czarne)
Długość części paliwowej 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
Pastyłki 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.



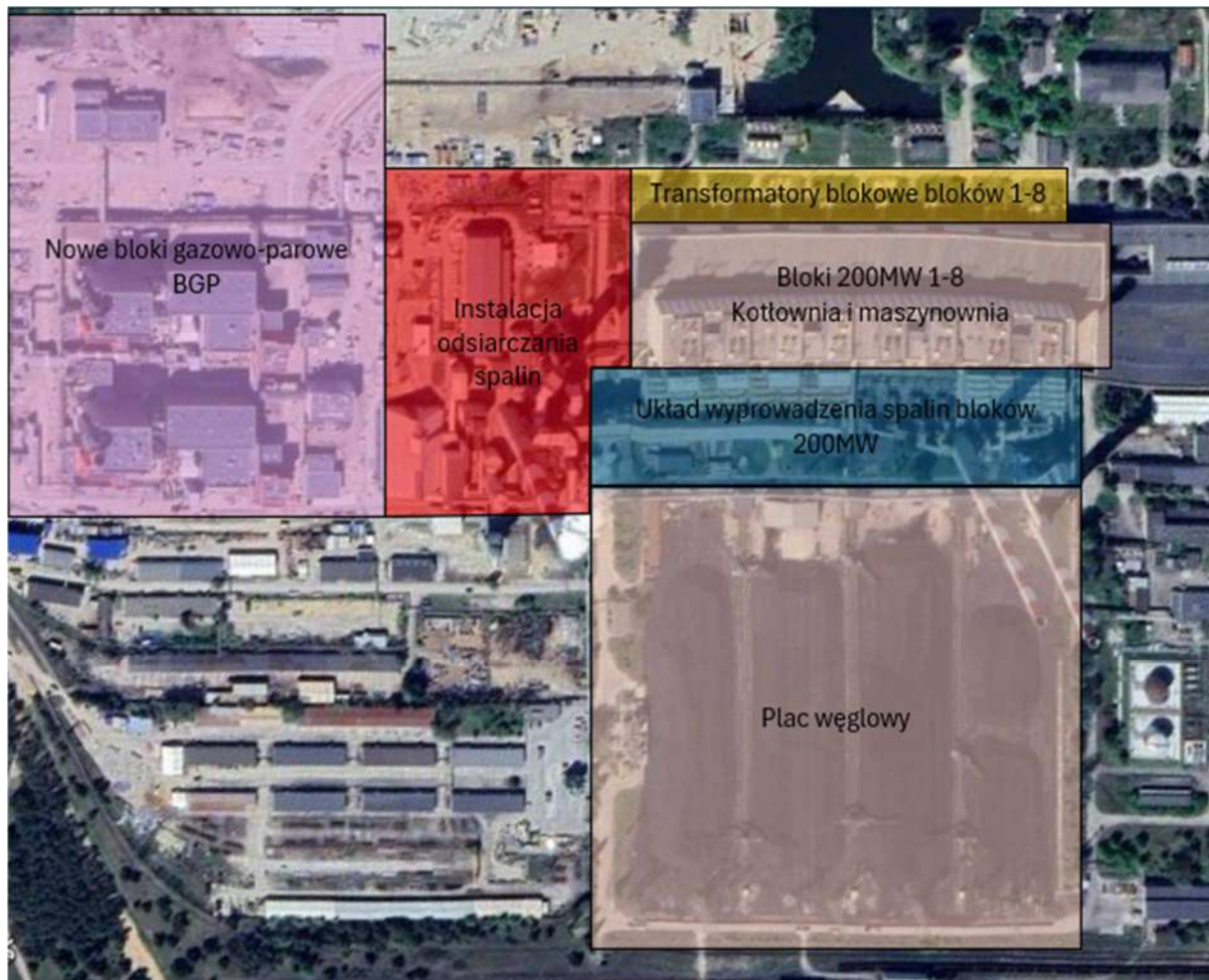
Rysunek 21 Schemat parowy bloku AP-1000



Rysunek 22 Schemat parowy bloku APR-1400

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

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



Rysunek 24 Lokalizacja głównych obiektów elektrowni węglowej oraz obszar inwestycji nowych bloków gazowo-parowych BGP

5.2. Rekomendacja typu układu chłodzenia wybranego do dalszej analizy

Z opisanej w punkcie 3.3 analizy porównawczej układów chłodzenia 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 w zakładanym okresie eksploatacji elektrowni jądrowej wynoszącym zwykle 60 lat będzie wpływać na bezpieczeństwo pracy elektrowni i reaktora zapewniając stabilne źródło chłodzenia bloku.

Dodatkowo budowa chłodni kominowej znacząco zmniejszy wpływ oddziaływania obiektu na środowisko naturalne; głównie rzeki Odry a także obszarów chronionych takich jak Obszar Specjalny Ochrony Ptaków Natura 2000 „Dolina Dolnej Odry”.

Pobór wody z rzeki dla potrzeb uzupełniania układu chłodzenia bloku EPR elektrowni jądrowej to około 5,2 tys. m³/h czyli 4,6% strumienia objętościowego aktualnego poboru wody (tj. 31,7 m³/s) dla chłodzenia przepływowego istniejących (pracujących) czterech bloków węglowych klasy 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 będącą wynikiem zastosowania chłodni kominowej, konieczna będzie zabudowa nowych pomp w ujęciu wody surowej/rzecznej. Dla jednego bloku elektrowni jądrowej zakłada się wyposażenie ujęcia w nowy układ pompowy o konfiguracji 3x50%. Wydajność każdej z pomp będzie wynosić około 2,6 tys. m³/h. Ze względów bezpieczeństwa układ ten może być rozbudowany o dodatkową pompę awaryjną. Wydajność nowych pomp będzie wynikać z zapotrzebowania wody na uzupełnianie oraz odsalanie wody zamkniętego układu chłodni oraz pobór wody na potrzeby przygotowania wody demineralizowanej i uzupełnianie układu parowo-wodnego wytwornicy pary i turbiny. Uzupełnianie układu chłodzenia wynika głównie ze strat wody spowodowanych odparowaniem i unosem kropeł wody w chłodni kominowej.

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

5.4. Obszar zabudowy

Dla jednego bloku jądrowych EPR zakłada się wykorzystanie infrastruktury wszystkich ośmiu sąsiadujących bloków węglowych klasy 200MW. Aktualnie w dyspozycji operatora znajdują się cztery pracujące bloki węglowe nr 5÷8.

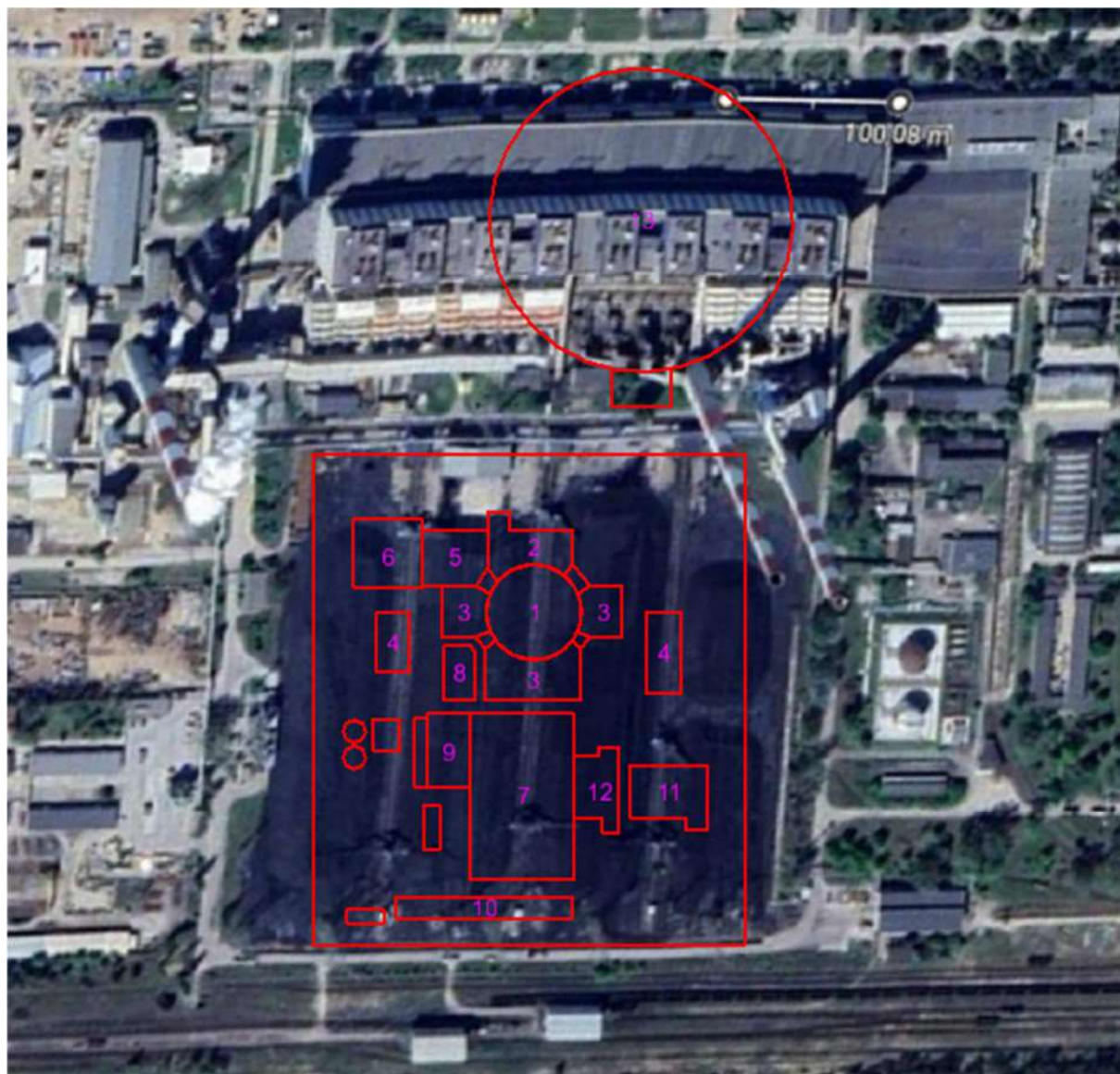
W ramach głównych komponentów elektrowni jądrowej wyróżniamy trzy podstawowe obszary: wyspę jądrową, wyspę turbinową z wyprowadzeniem mocy a także szereg instalacji towarzyszących.



Rysunek 25 Rozmieszczenie głównych instalacji bloku jądrowego EPR

Wyspę turbinową oraz wyspę jądrową bloku zakłada się zlokalizować na terenie aktualnie istniejącego placu węglowego bloków 200MW. Teren wysp kotłowych i turbinowych bloków 1÷6 zakłada się wykorzystać pod budowę nowej chłodni kominowej. Pozostałe dostępne miejsce po wyburzeniu bloków 7 i 8 oraz układu kanałów spalin z instalacją odsiarczania (IOS) będzie można wykorzystać pod budowę nowej stacji uzdatniania wody (SUW) oraz organizację zaplecza budowy. Układ wyprowadzenia mocy wraz z transformatorami należy zlokalizować od strony torowiska kolejowego w celu skrócenia linii napowietrznych do rozdzielni.

Na poniższym szkicu pokazano przykładowe, wstępne rozmieszczenie głównych elementów bloku jądrowego EPR.



Rysunek 26 Schemat zabudowy bloku jądrowego EPR w lokalizacji Dolna Odra

Do głównych obiektów elektrowni jądrowej zaliczamy:

- Budynek reaktora (system zasilania parą oraz zbiornik wody do uzupełniania paliwa) (1)
- Budynek paliwowy (2)
- Budynki systemów bezpieczeństwa (3)
- Budynki generatorów diesla (4)
- Budynek pomocniczy (5)
- Budynek odpadów promieniotwórczych (6)
- Budynek turbiny (7)

Pozostałe obiekty elektrowni:

- Budynek dostępowy (8)

- Budynek elektryczny (9)
- Układ transformatorów (10)
- Pompownia wody chłodzącej (11)
- Wylot wody chłodzącej (12)
- Chłodnia kominowa (13)

Budynek reaktora znajdujący się w centrum wyspy jądrowej mieści główne wyposażenie systemu zasilania parą jądrową oraz zbiornik wody do uzupełniania paliwa. Jego główną funkcją jest zapewnienie ochrony środowiska przed wewnętrznymi i zewnętrznymi zagrożeniami oraz zatrzymywanie promieniowania jonizującego w czasie normalnej pracy jak również w warunkach awaryjnych. Składa się z cylindrycznej, sprężonej betonowej obudowy z metalową wyściółką, otoczonej zewnętrzną powłoką z betonu zbrojonego. Pozwala to na zapewnić bezpieczną pracę elektrowni w każdych warunkach.

Budynek paliwowy znajduje się na tej samej wspólnej płycie fundamentowej co budynek reaktora i budynki systemów zabezpieczających. Przechowywane jest tam świeże i zużyte paliwo oraz powiązane urządzenia do obsługi obiektu. Ze względów bezpieczeństwa obszary o niskiej aktywności są oddzielone od tych z wysoką aktywnością. Na piętrze znajdują się systemy chłodzenia basenu paliwowego, system awaryjnego borowania oraz system kontroli chemicznej i objętościowej.

Budynki mieszczące systemy zabezpieczające są podzielone na cztery oddzielone od siebie obszary, w których znajdują się systemy ochronne takie jak: System Wtrysku Bezpieczeństwa i System Awaryjnego Zasilania Wodą, oraz ich systemy wspomagające. System Wtrysku Bezpieczeństwa jest połączony z Systemem Usuwania Ciepła Resztkowego. Są one rozmieszczone w wewnętrznych kontrolowanych radiologicznie obszarach, podczas gdy odpowiadające im Systemy Chłodzenia Komponentów i Systemy Awaryjnego Zasilania Wodą są zainstalowane w zewnętrznych obszarach niekontrolowanych. W jednym z czterech budynków znajduje się Główna Sala Kontrolna.

Budynki z generatorami diesla znajdują się w pewnej odległości od budynków wyspy jądrowej, co zapewnia bezpieczne i pewne zasilanie awaryjne obiektu EPR w razie wystąpienia zakłóceń w dostawach energii elektrycznej ze źródła podstawowego. Mieszczą się w nich cztery awaryjne generatory diesla i ich systemy wsparcia.

Część pomocniczego budynku jądrowego została zaprojektowana jako obszar niekontrolowany radiologicznie, w którym znajdują się części systemu wody chłodzącej. Specjalne laboratoria do pobierania próbek znajdują się na najniższym poziomie. Obszar konserwacji i niektóre obszary transportowe używane podczas fazy tankowania są umieszczone na najwyższym poziomie. Wszystkie wyloty powietrza z kontrolowanych radiologicznie obszarów są kierowane, zbierane i analizowane w pomocniczym budynku jądrowym przed wypuszczeniem przez komin.

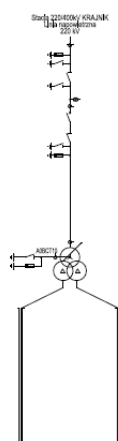
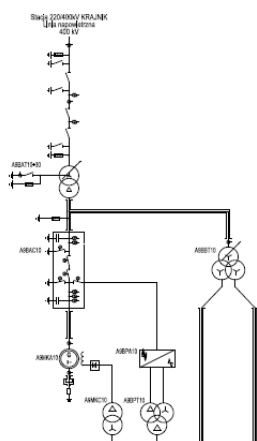
Budynek odpadów służy do gromadzenia, przechowywania i przetwarzania płynnych oraz stałych odpadów radioaktywnych, w szczególności:

- wysyłka zanieczyszczonej odzieży do przetworzenia poza zakładem
- przetwarzanie i pakowanie odpadów suchych
- przetwarzanie odpadów chemicznych

- odbiór i przechowywanie pustych pojemników na odpady

W budynku turbiny znajdują się wszystkie główne elementy układu para-kondensat-woda zasilająca. Zawiera on w szczególności turbinę, zespół generatora, skraplacz oraz ich systemy pomocnicze.

5.5. Układ elektryczny zasilania potrzeb własnych



Przykład zasilania potrzeb własnych na podstawie bloku nr 9

Zasilanie podstawowe będzie realizowane przez transformatory odczepowe zasilane z mostu szynowego wyprowadzenia mocy z generatora na napięciu SN . Wielkość jednostek musi zostać dobrana do zapotrzebowania mocy rozdzielnic potrzeb własnych. Transformatory SN/SN kV będą trójzwojowymi, trójfazowymi.

Zasilanie rezerwowe będzie zrealizowane przez transformator trójzwojowy, trójfazowy z sieci 220kV. Przekładnia transformatorów 220/SN kV.

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

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))

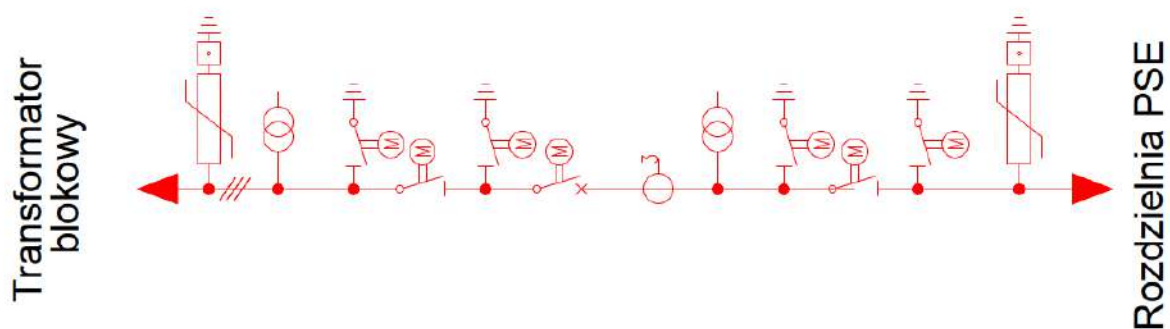
5.6.2. Transformatory blokowe

Z uwagi na lokalizację elektrowni istnieje potencjalna możliwość dostawy i zainstalowania jednostek trójfazowych (dopuszczalne jest zastosowanie jednostek jednofazowych). Na wypadek awarii zaleca się ustawienie na stanowisku rezerwowym jednostki rezerwowej . W przypadku zastosowania transformatorów trójfazowych jednostki trójfazowej, a w przypadku jednostek jednofazowych jednej jednostki 1-fazowej.

5.6.3. 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 27 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)

5.6.4. Linie elektroenergetyczne wyprowadzenia mocy

Istniejące napowietrzne linie mają za sobą długoletni okres eksploatacji (za wyjątkiem linii bloków 9 i 10). 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.

5.6.5. Rozbudowa stacji elektroenergetycznej Kozienice

5.4.4. Najbliższa stacja elektroenergetyczna mogącą potencjalnie przyjąć wyprodukowaną moc jest stacja elektroenergetyczna 400/220 kV Krajnik. Obecna infrastruktura tej stacji pozwala potencjalnie na wprowadzenie linii nowego bloku na pole rozdzielni 400 kV. Infrastruktura na stacji 400/220 kV wraz z elementami konstrukcyjnymi została przebudowana w latach 2014-2021. Istnieją techniczne możliwości rozbudowy rozdzielni 400 kV.

5.7. Wstępny opis techniczny wybranego reaktora

Rdzeń reaktora EPR składający się z 241 zespołów paliwowych, posiada system kontroli szybkiego wyłączania CRDM (Control Rod Drive Mechanisms) oraz zdolność do implementacji wielu strategii zarządzania paliwem (takich jak IN-OUT/OUT-IN), co umożliwi spełnienie wymagań przedsiębiorstw energetycznych. Kluczowe cechy rdzenia i jego warunki pracy przekładają się na konkurencyjność kosztów cyklu zarządzania paliwem. Ponadto, rdzeń EPR przynosi istotne korzyści dla zrównoważonego rozwoju:

- oszczędność na zużyciu uranu wynosząca 17% na wyprodukowaną jednostkę energii (MWh)
- redukcja emisji długożyciowych aktywności o 15% na MWh
- znaczna elastyczność w stosowaniu zespołów paliwowych MOX (mieszanych UO₂-PuO₂) w rdzeniu, co umożliwi recykling plutonu pozyskanego z wypalonego paliwa jądrowego.

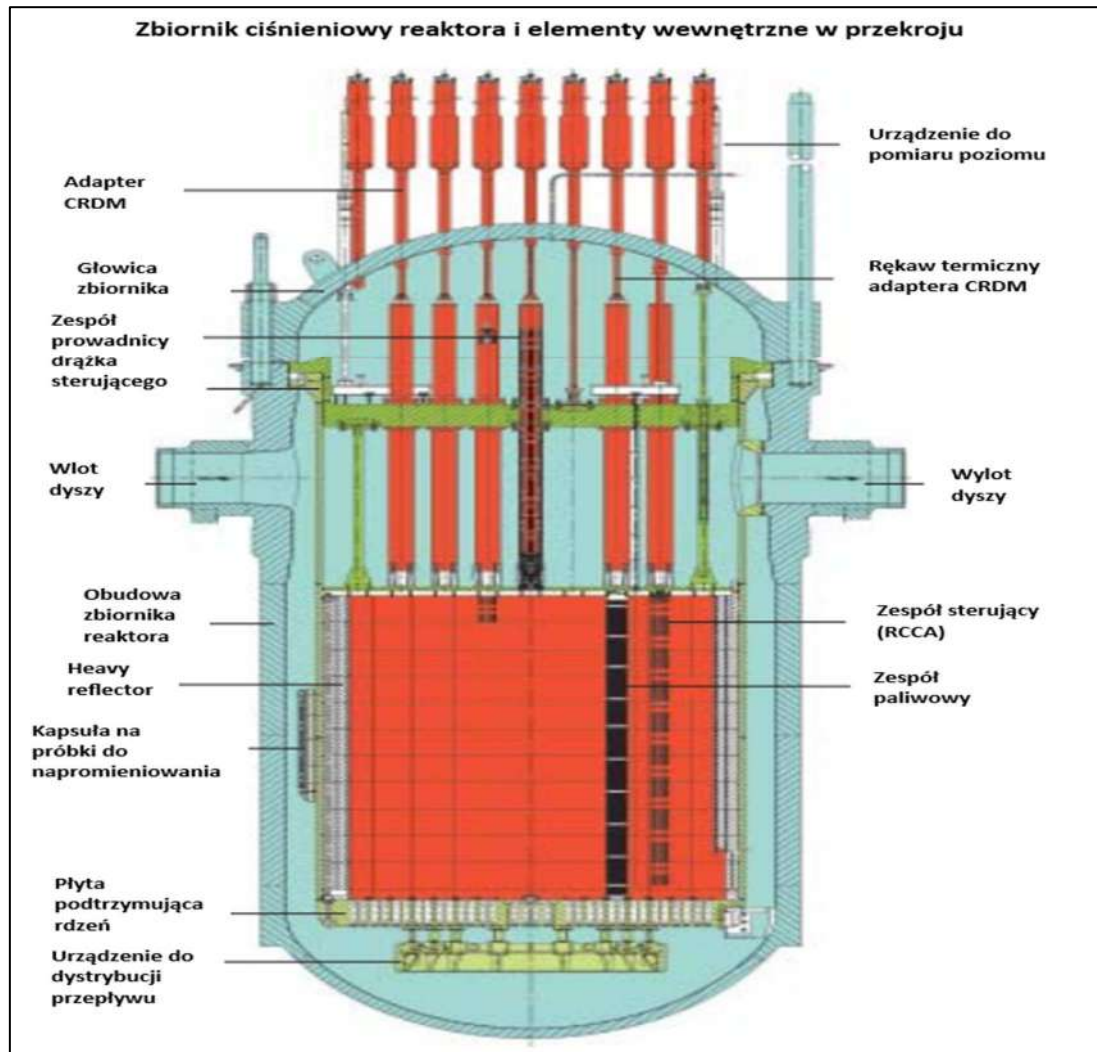
Zespół paliwowy składa się z wiązki prętów paliwowych, które zawierają materiał jądrowy. Pręty paliwowe wraz z otaczającym je chłodziwem stanowią kluczowe elementy aktywnej strefy rdzenia reaktora. Główne atrybuty zespołu paliwowego obejmują:

- poziom wzbogacenia w izotopie uranu U235 do 5%, co umożliwi wysokie spalanie zespołu paliwowego.
- wybór tworzywa M5 (stop na bazie cyrkonu o wyjątkowej odporności na korozję i hydratację czyli uwodnienie) jako materiału okładzinowego i konstrukcyjnego, co gwarantuje zwiększoną odporność, a także doskonałe zachowanie wymiaru przy wysokim stopniu spalania.
- konstrukcja siatki dystansowej, która zapewnia niski opór przepływu i wysoką odporność termiczną.
- zastosowanie efektywnego urządzenia przeciwodpryskowego, które niemal całkowicie eliminuje awarie związane z zanieczyszczeniem paliwa.

Konstrukcja EPR jest oparta jest na ewolucji istniejących reaktorów PWR i zawiera wiele udoskonaleń, mających zapobiegać potencjalnym awariom:

Zbiornik ciśnieniowy reaktora (RPV) wyposażony jest w reflektor ciężkich neutronów (Heavy reflector), który pozwala na efektywne wykorzystanie paliwa, poprzez ograniczenie wycieku neutronów z rdzenia i chroni zbiornik ciśnieniowy reaktora przed starzeniem i kruchością. Dodatkowo zapewnia postęp w zakresie mechanicznego zachowania wewnętrznej struktury otaczającej rdzeń:

- płynny rozkład naprężeń wewnątrz konstrukcji, dzięki wydajnemu chłodzeniu reflektora, ograniczającemu obciążenia i unikanie deformacji,
- brak nieciągłości takich jak spawy lub śruby w najbardziej napromieniowanych obszarach
- duży spadek obciążeń dekompresyjnych

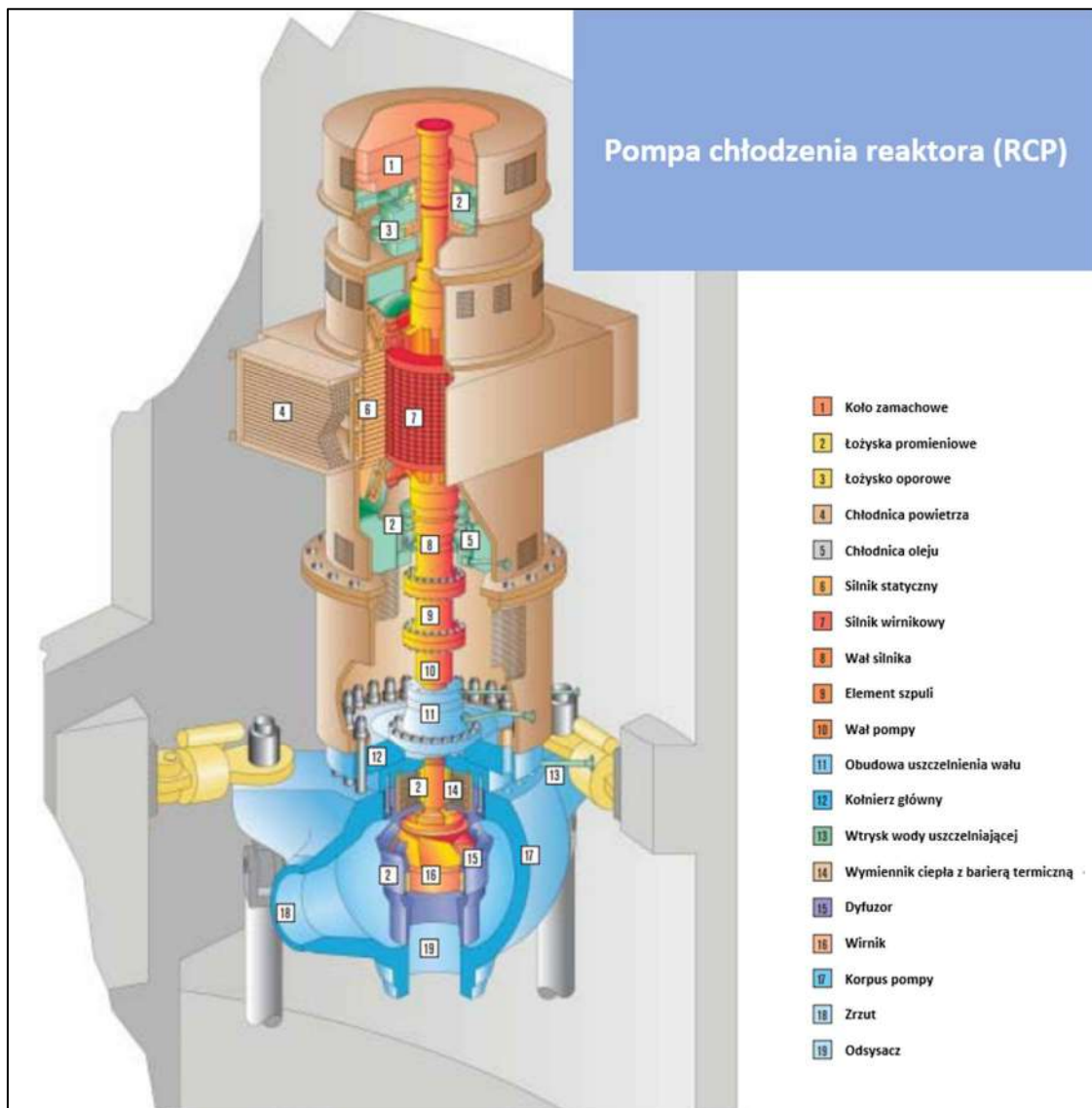


Rysunek 28 Budynek reaktora

Ulepszony generator pary pozwala zwiększyć o 3 bary ciśnienie wyjściowe pary w porównaniu do konwencjonalnej konstrukcji, bez pogarszania dostępu do wiązki rur w celu kontroli i konserwacji. Bardzo wysokie ciśnienie nasycenia pary na wylocie wiązki rur (78 barów) przyczynia się do wysokiej wydajności EPR (o około 37%). Wzrost objętości pary i ciśnienia drugorzędowych zaworów bezpieczeństwa zapobiegają wyciekowi cieczy do środowiska w przypadku pęknięcia rur.

Pompy chłodzenia reaktora (RCP) są ulepszoną wersją modelu stosowanego w reaktorach N4 i gwarantują wymuszoną cyrkulację medium chłodzącego w układzie chłodzenia reaktora. Ten proces cyrkulacji odprowadza energię cieplną z rdzenia reaktora do generatorów pary, gdzie jest ona

transferowana do układu wtórnego. Pompy umieszczone są pomiędzy wyjściem generatora pary a wejściem do zbiornika reaktora każdej z czterech pętli pierwotnych. Charakteryzują się niezwykle niskim poziomem drgań linii wału, dzięki zastosowaniu łożyska hydrostatycznego zamontowanego na końcu wirnika. Wydajność urządzenia cyrkulacyjnego została zwiększona, aby zapewnić zgodność z punktem pracy EPR. Pompa chłodziwa reaktora składa się z trzech głównych komponentów: samego urządzenia cyrkulacyjnego, uszczelnień wału, które mają zapewnić jego szczelność w sytuacjach awaryjnych oraz odpornego na kapanie silnika indukcyjnego klatkowego. Wszystkie części pompy są wymienne i można je łatwo wyjąć z obudowy, co umożliwi szybką konserwację w sytuacji kontrolowanego wycieku na miejscu.



Rysunek 29 Rysunek pompy RCP w przekroju

Reduktor ciśnienia (PZR) o zwiększonej objętości zapewnia 60-letnią żywotność projektową urządzeń oraz pozwala na skuteczniejsze działanie w przypadku pojawienia się anomalii lub awaryjnych sytuacji. Dodatkowo na reduktorze zainstalowano dedykowany zestaw zaworów, który ma zapobiec ryzyku wystąpienia wypadku stopienia rdzenia pod wysokim ciśnieniem.

5.8. Systemy bloku jądrowego EPR

Systemy wykorzystywane w EPR są zbiorem zaawansowanych technologii i rozwiązań, które zapewniają wysoki poziom bezpieczeństwa, wydajności i ekonomiczności elektrowni jądrowej opartej na tym reaktorze.

Do najważniejszych z nich należą:

System kontroli chemicznej i objętościowej (CHEMICAL AND VOLUME CONTROL - CVCS) zapewnia ciągłe kontrolowanie zapasów wody w systemie chłodzenia reaktora (RCS) oraz stałe monitorowanie stężenia boru wszystkich płynów wtryskiwanych do RCS.

System wtrysku bezpieczeństwa i usuwania ciepła resztkowego (SAFETY INJECTION SYSTEM/RESIDUAL HEAT REMOVAL SYSTEM- SIS/RHRS) pozwala przenosić ciepło z RCS do systemu wody chłodzącej, gdy transfer ciepła przez generatory pary nie jest już wystarczająco skuteczny. Dodatkowo w przypadku wystąpienia sytuacji awaryjnej, utrzymuje temperaturę wylotu rdzenia RCS poniżej 180 °C po wyłączeniu reaktora.

Zbiornik do tankowania i przechowywania wody (IN-CONTAINMENT REFUELING WATER STORAGE TANK - IRWST) jego główną funkcją jest dostarczanie wody do głównych systemów reaktora m.in SIS oraz CVCS .

System zasilania awaryjnego (EMERGENCY FEEDWATER SYSTEM - EFWS) zaprojektowany w celu zapewnienia, że woda zostanie dostarczona do wytwornic pary, gdy wszystkie inne systemy, które normalnie je zasilają, będą niedostępne.

Dodatkowy system borowania (THE EXTRA BORATING SYSTEM - EBS) zapewnia wystarczające borowanie RCS do przejścia w stan bezpiecznego wyłączenia, ze stężeniem boru wymaganym do zimnego wyłączenia.

System wody chłodzącej podzespoły (COMPONENT COOLING WATER SYSTEM - CCWS) usuwa ciepło z systemów związanych z bezpieczeństwem, pomocniczych systemów operacyjnych i pozostałego wyposażenia reaktora do radiatora we wszystkich warunkach pracy.

Jądrowy system pobierania próbek służy do pobierania próbek gazów oraz cieczy z systemów i urządzeń znajdujących się wewnątrz obudowy reaktora.

System odpowietrzania i opróżniania zbiera gazowe oraz ciekłe odpady z systemów i urządzeń, do ponownego przetworzenia.

System przedmuchiwania generatora pary zapobiega gromadzeniu się ciał stałych w wodzie po stronie wtórnej.

System przetwarzania odpadów zapewnia przetwarzanie odpadów stałych, gazowych i ciekłych.

Bezpieczeństwo reaktora jądrowego jest kluczowym aspektem w dziedzinie energetyki jądrowej. Wprowadzenie rygorystycznych norm bezpieczeństwa ma na celu zapewnienie ochrony ludzi i środowiska przed potencjalnymi skutkami promieniowania. Pierwszym ważnym wyborem, zgodnie z zaleceniami francuskich i niemieckich organów ds. bezpieczeństwa, było zbudowanie projektu EPR w oparciu o podejście ewolucyjne, bazujące na doświadczeniach z 96 reaktorów zbudowanych wcześniej przez Framatome lub Siemens. Wybór ten umożliwia zaoferowanie ewolucyjnego reaktora opartego na najnowszych konstrukcjach (reaktory N4 we Francji i KONVOI w Niemczech) i uniknięcie ryzyka wynikającego z przyjęcia niesprawdzonych technologii.

W celu dalszego zmniejszenia prawdopodobieństwa stopienia rdzenia, działania EPR skoncentrowane są na trzech obszarach:

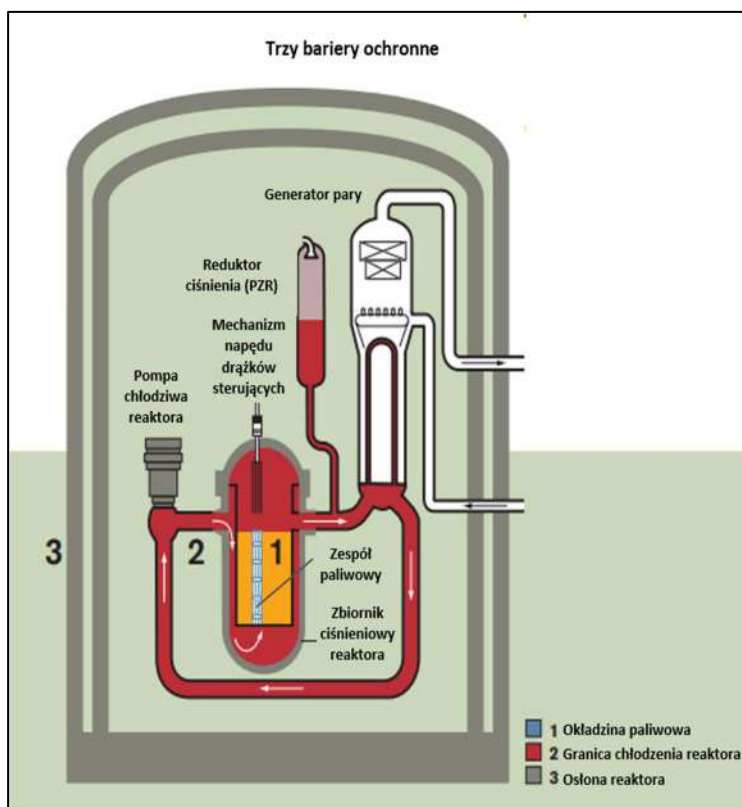
Rozszerzenie zakresu uwzględnianych warunków eksploatacyjnych już na etapie projektowania m.in.:

- wykorzystanie probabilistycznych ocen bezpieczeństwa
- zwiększenie ochrony przed ryzykiem wynikającym z zagrożeń wewnętrznych i zewnętrznych

Świadomy wybór sprzętu i systemów w celu zmniejszenia ryzyka przekształcenia się sytuacji nienormalnej w wypadek:

- uproszczenie systemów bezpieczeństwa oraz optymalizacja ich redundancji i dywersyfikacji
- zoptymalizowane czynności naprawcze w wyniku przypadkowego pęknięcia rury generatora pary

Zwiększona niezawodność działania operatora w sytuacjach awaryjnych; wydłużenie czasu działania dostępnego dla operatora



Rysunek 30 Schemat trzech barier ochronnych reaktora EPR

Skupiono się również na konkretnych decyzjach projektowych, mających na celu minimalizację konsekwencji poważnej awarii:

Wykorzystanie specjalnych zaworów, które mają zapobiegać stopieniu rdzenia pod wpływem wysokiego ciśnienia.

Zbiornik reaktora o wysokiej wytrzymałości mechanicznej, która ma wykluczyć wystąpienie wysokoenergetycznej reakcji między korium, a chłodziwem.

Zaprojektowanie powłoki wewnętrznej reaktora z uwzględnieniem poniższych funkcjonalności:

- konstrukcja powłoki ma wytrzymać ciśnienie, które może wynikać ze spalania wodoru.
- szczelny system odprowadzania ciepła i urządzenie do długotrwałego usuwania ciepła resztkowego
- wykorzystanie dedykowanego systemu natryskowego z wymiennikami ciepła i specjalnym radiatorem.
- możliwość podawania wody bezpośrednio do łączacza rdzenia, zamiast do systemu natryskowego.
- metalowa wykładzina o grubości 6mm pokrywa wewnętrzną powłokę ze sprężonego betonu
- wewnętrzne przepusty wyposażone w nadmiarowe zawory odcinające i urządzenia do odzyskiwania wycieków
- architektura budynków peryferyjnych i systemy uszczelnień przepustów wykluczają ryzyko bezpośredniego wycieku z powłoki do środowiska.
- przestrzeń między wewnętrzną i zewnętrzną powłoką jest pasywnie utrzymywana pod niewielkim podciśnieniem, aby umożliwić gromadzenie się w niej wycieków.
- specjalny system wentylacji i filtrów przed kominem

5.9. 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 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 poniższy rysunek jest to elastyczność lepsza niż dla elektrowni węglowych lub gazowych, jednakże nie jest możliwe osiągnięcie poziomu minimalnej mocy jak np. dla bloku gazowego.



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 a elektrownia gazowa CCGT (cykl kombinowany z turbiną gazową) o 500 MW w ciągu 21 minut. Daje to szybkości zmian mocy równo odpowiednio 63 MW/min, 26 MW/min i 38 MW/min.

Z powyższego wynika, że elektrownie jądrowe nie tylko mogą pracować w systemie nadążania za obciążeniem, ale mogą robić to lepiej niż elektrownie węglowe i gazowe.

5.10. Część budowlana

- Opis warunków geologiczno-inżynierskich

Zgodnie z pkt 3.4.4 niniejszego opracowania na podstawie ogólnodostępnych opisano budowę geologiczną terenu, w zasobach ogólnodostępnych nie znaleziono informacji o warunkach geologiczno-inżynierskich.

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



Rysunek 32 Główne budynki elektrowni jądrowej EPR

- Budynek reaktora (system zasilania parą oraz zbiornik wody do uzupełniania paliwa) (1)

Budynek reaktora to masywna konstrukcja żelbetowa typu „double containment” – złożona z wewnętrznej obudowy stalowo-betonowej (primary containment) oraz zewnętrznej osłony żelbetowej (secondary containment). Wewnątrz znajduje się ciśnieniowy zbiornik reaktora, generatory pary oraz systemy chłodzenia. Obiekt zawiera również zbiornik reaktora uzupełniający wodę w przypadku awarii oraz systemy do obsługi załadunku i rozładunku paliwa. Budynek spełnia wymagania odporności na uderzenia zewnętrzne (w tym samolot), promieniowanie i obciążenia sejsmiczne. Budynek posadowiony jest na palach na masywnej płycie fundamentowej.

- Budynek paliwowy (2)

Jest to żelbetowy, zabezpieczony obiekt technologiczny, służący do przechowywania świeżego i

wypalonego paliwa jądrowego. Zawiera basen wypalonego paliwa z osłoną biologiczną, pomieszczenia do obsługi kaset paliwowych, suwnice oraz systemy monitoringu promieniowania. Konstrukcja uwzględnia ochronę przed promieniowaniem, wentylację filtrującą oraz zabezpieczenia przed wyciekami substancji promieniotwórczych.

- Budynki systemów bezpieczeństwa (3)

Zlokalizowane symetrycznie po obu stronach budynku reaktora, to silnie zbrojone żelbetowe konstrukcje mieszczące systemy awaryjnego chłodzenia rdzenia, układy wtrysku bezpieczeństwa, zawory i pompy bezpieczeństwa. Budynki te są od siebie niezależne, zapewniając redundancję i rozdzielność fizyczną. Konstrukcje są odporne na wstrząsy sejsmiczne, zalanie i uderzenia mechaniczne.

- Budynki generatorów diesla (4)

Każdy z generatorów diesla umieszczony jest w odrębnej żelbetowej hali o podwyższonej odporności konstrukcyjnej. Budynki te mieszczą zespoły prądotwórcze, zbiorniki paliwa, systemy rozruchu i chłodzenia, a także niezależne systemy wentylacji i filtrowania. Ich konstrukcja gwarantuje autonomiczne zasilanie systemów bezpieczeństwa w przypadku całkowitej utraty zasilania zewnętrznego (SBO).

- Budynek pomocniczy (5)

To wielofunkcyjna konstrukcja żelbetowa, przylegająca do budynku reaktora. Mieści urządzenia pomocnicze takie jak układy wentylacyjne, uzdatniania wody, systemy pomiarowe, elektryczne i automatyki. Zawiera także pomieszczenia kontrolne, techniczne i dostępne. Obiekt zapewnia ciągłość pracy systemów wspierających oraz komunikację z innymi strefami obiektu.

- Budynek odpadów promieniotwórczych (6)

Zaprojektowany jako osłonięta żelbetowa hala z osobnymi strefami segregacji, przetwarzania, kondycjonowania i tymczasowego przechowywania odpadów radioaktywnych niskiego i średniego poziomu aktywności. Zawiera systemy kontroli radiologicznej, wentylacji oraz filtrowania powietrza. Jego konstrukcja zapewnia pełną izolację od środowiska oraz odporność na czynniki zewnętrzne.

- Budynek turbiny (7)

To hala stalowo-żelbetowa o konstrukcji ramowej, mieszcząca turbinę parową, generator oraz kondensator. Budynek wyposażono w suwnice do montażu i serwisu urządzeń.

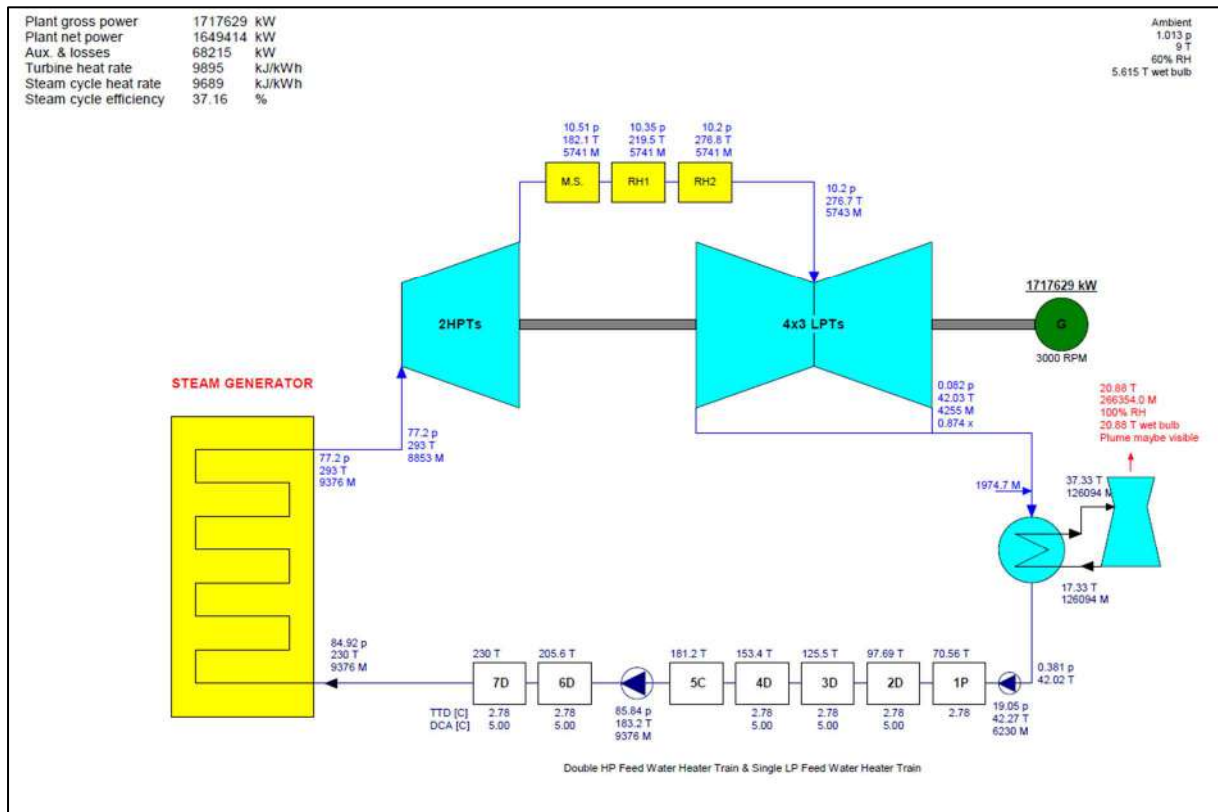
5.11. Bilanse technologiczne

Dla wybranego reaktora jądrowego EPR-1600 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 EPR-1600 dla średniorocznej temperatury otoczenia (9°C) panującej w lokalizacji Dolna Odra (gmina Gryfino) wyznaczonej na podstawie danych IMGW.



Rysunek 33 Schemat parowy bloku EPR-1600 z układem chłodzenia

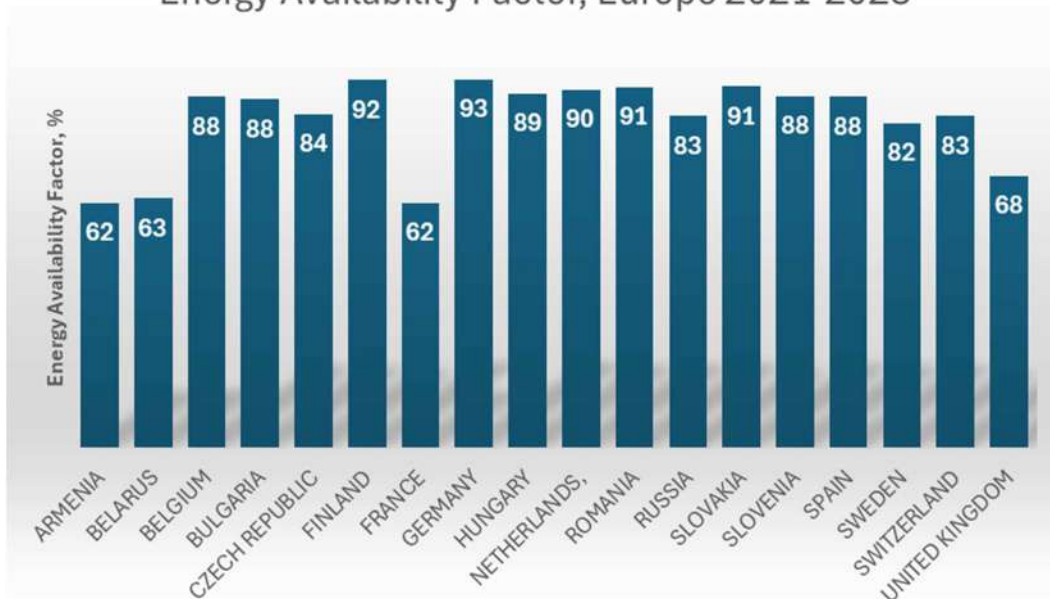
W tabeli poniżej zebrano główne parametry bloku EPR-1600 zamodelowanego dla lokalizacji Dolna Odra. Poziom potrzeb własnych został zwiększony względem powyższego schematu, ponieważ nie uwzględniały one innych urządzeń elektrowni (poza częścią parową). Zgodnie z danymi IAEA przyjęto poziom potrzeb własnych dla całego bloku na poziomie 6,8%.

Tabela 11 Prognozowane parametry bloków EPR-1600 w lokalizacji Dolna Odra

Parametr	Jed.	EPR-1600
Moc cieplna reaktora	MWt	4 500
Moc elektryczna bloku _{brutto}	MWe	1 717
Moc elektryczna bloku _{netto}	MWe	1 600
Sprawność bloku _{brutto}	%	38,1
Strumień wody chłodzącej	t/h	126 094
Uzupełnienie wody do układu chłodzenia	t/h	3 693
Uzupełnienie wody DEMI	t/h	29,71
Paliwo jądrowe	kg	3,21

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 IAEA24

²⁴ <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/ThreeYrsEnergyAvailabilityFactor.aspx>

Tabela 12 Prognozowane roczne produkcje dane bloków EPR-1600 w lokalizacji Dolna Odra

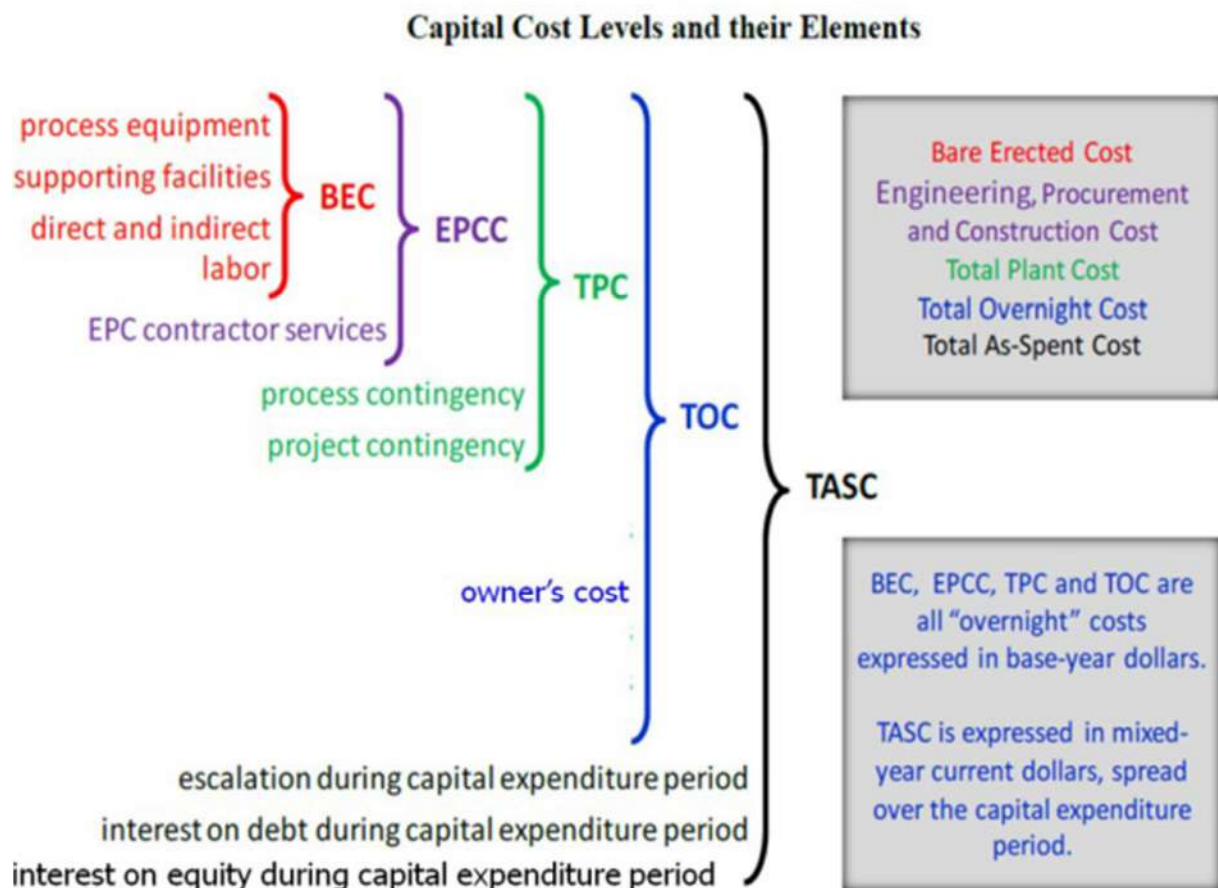
Parametr	Jed.	EPR-1600
Dyspozycyjność	%	84,2%
Produkcja energii elektrycznej	GWh	12 664
Sprzedaż energii elektrycznej	GWh	11 801
Paliwo jądrowe	ton/rok	23.7
Uzupełnienie wody do układu chłodzenia	tys. ton/rok	27 245
Uzupełnienie wody DEMI	tys. ton/rok	219

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.)

(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 jednego nowego bloku EPR-1600 na terenie EI. Dolna Odra wykonano następujące kroki :

- Wyznaczono procentowy rozdział kosztów poszczególnych elementów CAPEX wg opracowań branżowych
- Wyznaczono jednostkowy koszt budowy bloku EPR-1600 w formule Greenfield na podstawie informacji prasowych
- Oszacowano pozostałe koszty związane z umiejscowieniem nowego bloku EPR-1600 na terenie istniejącej elektrowni z uwzględnieniem oszczędności z tego tytułu
- Opracowano szacunkowy CAPEX budowy jednego bloku klasy EPR-1600 na terenie EI. Dolna Odra

6.3. Wyznaczenie procentowego rozkładu nakładów inwestycyjnych

Poniżej przedstawiono wyliczony możliwy procent rozdziału kosztów poszczególnych grup kosztowych bloku EPR-1600 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.

Na potrzeby niniejszego opracowania założono, że procentowy rozkład nakładów bloku EPR-1600 będzie tożsamy z analogicznym rozkładem dla bloku AP-1000.

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 13 Rozkład procentowy szacowanych nakładów inwestycyjnych bloku EPR-1600

Lp.	Wyszczególnienie kosztów TOC (1 blok EPR-1600) 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 EPR-1600 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 **4572 USD/kWe**. W opinii autora niniejszego opracowania ten wskaźnik może być niedoszacowany z uwagi na wzrost cen usług i materiałów jaki wystąpił w ostatnich kilku latach z tytułu pandemii oraz sytuacji geopolitycznej. Dlatego też zdecydowano się oprzeć wycenę na informacjach 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. **5 267 USD/kWe** (31,26 mld PLN/ 1 blok AP1000 przy kursie 4,7477 z dnia 28.10.2022 r.).

Natomiast najświeższa informacja prasowa z kwietnia 2024 r. podana przez PEJ (<https://www.money.pl/gospodarka/polski-atom-za-150-mld-zl-sa-tez-prognozy-ws-terminu-7018323225906112a.html>) mówi o koszcie rządu 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 informacji o zawartości niniejszego wskaźnika - czy jest to kwota netto czy brutto, czy są to ceny stałe czy zmienne, czy zawiera usługi serwisowe itp. W zależności od interpretacji, w opinii autora 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".

Z informacji prasowych wynikało, że blok EPR-1600 może być jednostkowo tańszy, jednak zdecydowano się zrównać oba wskaźniki z uwagi na niepewność tych informacji i wczesny etap estymacji kosztów. Dlatego też zdecydowano się zaadoptować powyższy wskaźnik jednostkowy bloku AP-1000 **w wysokości 10 000 USD/kWe dla bloku EPR-1600**. Ostateczne poziomy jednostkowe wyłoni akcja przetargowa i nie jest wykluczone, że finalnie potwierdzą się doniesienia prasowe iż EPR-1600 jest jednostkowo tańszy od 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 Dolna Odra.

➤ Koszty dodatkowe

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

- Koszty uwolnienia terenu – rozbiórki, demontaże i niwelacja (8 bloków 200MW wraz z układami wyprowadzenia spalin, placem węglowym oraz stanowiskami transformatorów). 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 350 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 Krajnik - linia 400 kV.

Koszty te oszacowano na 10 mln PLN netto.

➤ **Oszczędności**

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

Oszczędności te oszacowano te oszacowano na 27 mln PLN netto.

- Oszczędności z tytułu braku konieczności wykupu terenu

Oszczędności te oszacowano te oszacowano na 227,3 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 EI. Dolna Odra w porównaniu do lokalizacji nie związanej 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 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 APR-1600 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. oparte o wieloletnie doświadczenie 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 APR-1600 przyjęta do przeliczeń : 1770 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 14 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 jednego bloku APR-1600 wyznaczono w następujący sposób :

$$10\,000 \text{ mln USD/MWe} \times 1770 \text{ MWe} = 10 \times 1770 = 17\,770 \text{ mln USD netto}$$

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

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

$17\,700 \times 4 = 70\,800$ mln PLN netto

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

W kolejnym kroku doliczono dodatkowe koszty i odjęto oszczędności wynikające z lokalizacji obiektu na terenie El. Dolna Odra. Wyniki przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 15 Szacunkowe koszty budowy jednego bloku klasy EPR-1600 na terenie Elektrowni Dolna Odra

Lp.	Wyszczególnienie robót (1 blok EPR-1600)	% udział w wskaźniku	Wartość w mln PLN netto
1	Wstępna inwentaryzacja paliwa	8,5%	6 028,6
2	Pozostałe koszty (właścicielskie, przesyłowe)	11,8%	8 353,9
3	Teren i prawa do terenu	0,4%	258,4
4	Infrastruktura pomocnicza	12,6%	8 955,6
5	Wyspa reaktorowa	15,2%	10 746,7
6	Wyspa turbinowa	12,6%	8 955,6
7	Wyspa elektryczna	4,2%	2 985,2
8	Pozostała aparatura i urządzenia	1,7%	1 194,1
9	Skraplacz i układ zrzutu ciepła	2,5%	1 791,1
10	Całkowite koszty pośrednie	30,4%	21 530,8
11	Całkowite wskaźnikowe koszty blokowe	100,0%	70 800,0
12	Koszty wyprowadzenia mocy do SE Krajnik - linia 400 kV		10,0
13	Oszczędności z tytułu wykorzystania ujęcia, zrzutu i budynku pompowni wody chłodzącej		-25,0
14	Oszczędności z tytułu braku konieczności wykupu terenu		-258,4
15	Całkowite nakłady inwestycyjne		70 526,6

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 Dolna Odra. 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 16 Potencjalne koszty uniknięte w oparciu o hipotetyczne wartości przedmiarowe

Lp.	Potencjanie uniknięte dodatkowe koszty związane z lokalizacją inwestycji na terenie El. Dolna Odra	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 jednego bloku EPR-1600 w lokalizacji Dolna Odra versus Greenfield. Wyniki przedstawiono w tabeli poniżej :

Tabela 17 porównanie kosztów

Lp.	Wyszczególnienie robót (1 blok EPR-1600)	Brownfield Wartość w mln PLN netto	Greenfield Wartość w mln PLN netto
1	Wstępna inwentaryzacja paliwa	6 028,6	6 028,6
2	Pozostałe koszty (właścicielskie, przesyłowe)	8 353,9	8 353,9
3	Teren i prawa do terenu	0,0	258,4
4	Infrastruktura pomocnicza	8 955,6	8 955,6
5	Wyspa reaktorowa	10 746,7	10 746,7
6	Wyspa turbinowa	8 955,6	8 955,6
7	Wyspa elektryczna	2 985,2	2 985,2
8	Pozostała aparatura i urządzenia	1 194,1	1 194,1
9	Skraplacz i układ zrzutu ciepła	1 791,1	1 791,1
10	Całkowite koszty pośrednie	21 530,8	21 530,8
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	10,0	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	70 526,6	71 790,0

Źródło danych: kalkulacja własna

Jak widać z powyższej tabeli koszty Brownfield są o ok 1,8% tańsze niż dla wariantu Greenfield. Należy zaznaczyć jednak, że za lokalizacją Brownfield w Dolnej Odrze 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 i cel

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 błędu.

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 70 lat na który składa się:
 - Okres realizacji inwestycji (budowy): 10 lat
 - Okres eksploatacji: 60 lat
 - Zakłada się, że blok zostanie oddany do eksploatacji po 2040r.
- 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 w podziale na wariant Greenfield i Brownfield.

Tabela 18 Harmonogram nakładów inwestycyjnych, mln PLN netto

CAPEX	SUMA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Greenfield, mln PLN netto	70 527	1 411	3 879	8 463	13 929	11 461	7 758	8 463	7 405	4 761	2 997
Brownfield, mln PLN netto	71 790	1 436	3 948	8 615	14 179	11 666	7 897	8 615	7 538	4 846	3 051

7.2.2. Stopa dyskonta

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%²⁵) + Premia za ryzyko rynkowe (5,15%²⁶) + Premia za ryzyko projektowe (2%)

k_W – udział kapitału własnego (30%)

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

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

k_O – udział kapitału obcego/długu (70%)

T_c – podatek dochodowy dla firm (19%)

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

²⁵ Komunikatu Prezesa URE; III kw. 2024

²⁶ Damodaran - Equity risk premium Poland 01.07.2024

CPI – inflacja w perspektywie 5-cio letniej (założono 2,5%²⁷)

Szczegóły kalkulacji WACC przedstawiono w modelu .xlsx

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 19 Zakładane kursy walutowe

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:

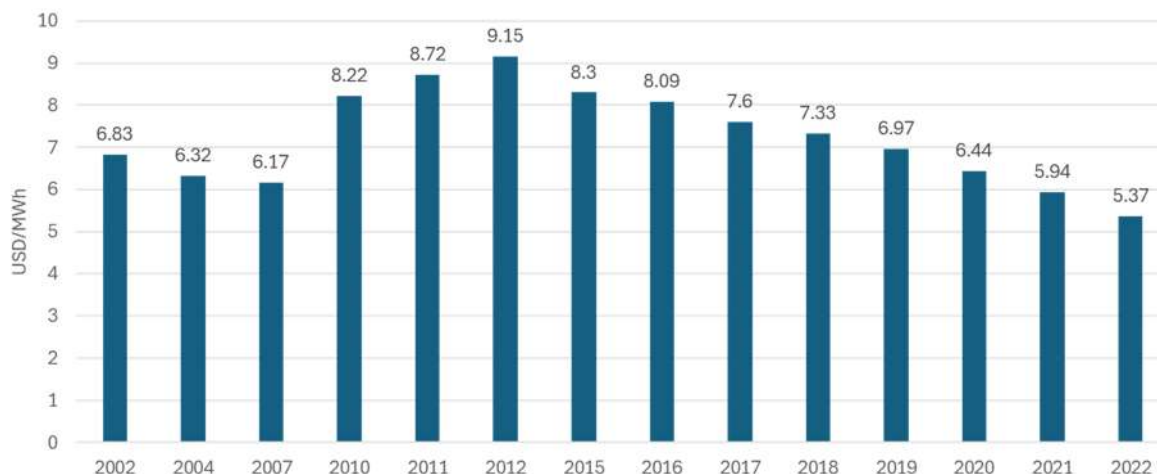
- Koszty paliwa
- Koszty utylizacji odpadów
- Koszty uzupełnienia wody (do układu chodzenia oraz DEMI)
- Remonty i modernizacje
- Ubezpieczenie majątkowe
- Ubezpieczenie od odpowiedzialności cywilnej za szkody nuklearne
- Podatek od nieruchomości
- Koszty wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych
- Koszty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

7.3.1. Koszt paliwa

Koszty paliwa liczone zostały w zależności od wolumenu wyprodukowanej energii elektrycznej wyrażonej w MWh. Roczna produkcję bloku przyjęto na podstawie bilansów technologicznych z punktu **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania..** Przy zakładanej dyspozycyjności bazowej nowa jednostka będzie produkować rocznie **12 664 455 MWh** energii elektrycznej.

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

²⁷ cel inflacyjny NBP i RPP



Rysunek 37 Koszty paliwa jądrowego na przestrzeni lat

Źródło: NEI, Nuclear Costs in Context, 2023

Tabela 20 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 Institute²⁸ na poziomie **5,37 USD₂₀₂₂/MWh** (po uwzględnieniu inflacji amerykańskiej koszty paliwa wynosić będzie 5,73 USD/MWh). Finalnie roczne koszty paliwa wynosić będą ok. **290 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.*

gdzie stawki wynoszą odpowiednio 2,33 USD₂₀₁₅/MWh oraz 2,17 EURO₂₀₁₆/MWh. Brak informacji o innych polskich źródłach dla tego kosztu.

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. **179 mln PLN**.

²⁸ Overnight Capital Cost of the Next AP1000; Koroush Shirvan; March 2022

7.3.3. Koszty uzupełnienia wody

Zużycie wody surowej i DEMI zostało wyznaczone w punkcie 5.11. Do kalkulacji kosztów wody DEMI przyjęto stawkę **10,35 PLN/t** typową dla elektrowni, otrzymaną przy pracy na nad inna lokalizacją bloku jądrowego.

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 wody²⁹, w tej wartości uwzględniono również koszty fizycznego poboru wody z rzeki. Rocznie koszty przedstawiają się następująco: ok. **2,3 mln PLN** za wodę DEMI oraz ok. **41 mln PLN** 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.³⁰ Z kolei inne źródła³¹ wskazują wyższą liczbę dla bloku EPR-1600- 600 pracowników i taką wartość finalnie przyjęto w analizie.

Wynagrodzenie brutto 1 osoby przyjęto analogicznie jak w drugiej lokalizacji na poziomie 14 700 PLN/miesiąc, gdzie udało się uzyskać dane na temat zatrudnienia w grupie ENEA SA w elektrowni Kozienice. Z kolei dla lokalizacji Dolna Odra nie uzyskano danych na ten temat. Poziom ubezpieczeń społecznych i innych świadczeń obciążających pracodawcę założono w wys. 21%.

Roczne koszty wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych wynoszą ok. **128 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. **228 mln PLN**. Stawka ubezpieczenia została przyjęta jak dla drugiej lokalizacji (Kozienice), gdzie uzyskano szczegółowe informacje o bloku podobnej wielkości na węgiel kamienny.

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**.

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 wynoszą ok. **183 mln PLN**.

²⁹ ROZPORZĄDZENIE RADY MINISTRÓW z dnia 26 października 2023 r. w sprawie jednostkowych stawek opłat za usługi wodne

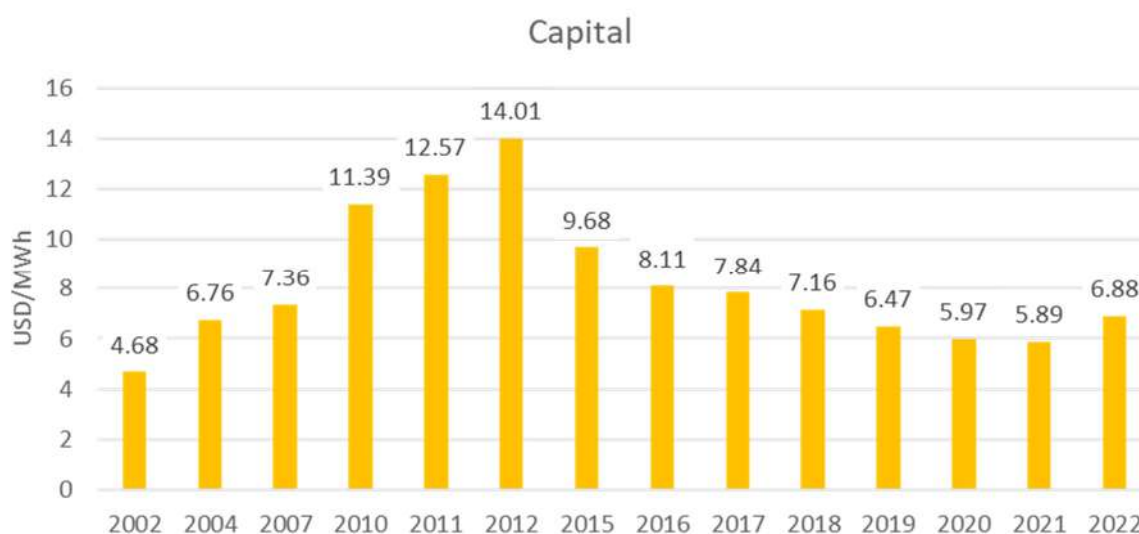
³⁰ <https://info.westinghousenuclear.com/poland/news-and-insights/kariera-w-przemysle-jadrowym>.

³¹ Overnight Capital Cost of the Next AP1000; Koroush Shirvan; March 2022

7.3.8. Koszty remontów (utrzymania bloku)

Koszty remontów przyjęto na podstawie wskaźników Total Generating Cost przedstawionych w opracowaniu Nuclear Energy Institute³², które są podzielone na trzy składowe:

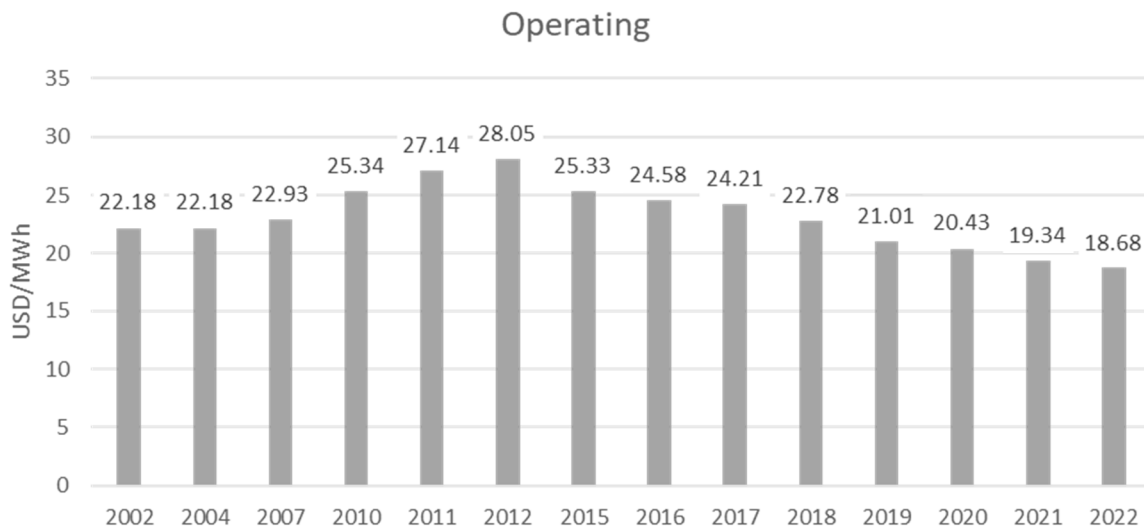
- Fuel – koszt paliwa
- Capital – wydatki kapitałowe, w skład których wchodzi koszty części zamiennych, nakłady na ulepszenia oraz na infrastrukturę poza blokową. Koszty regulacyjne, teleinformatyki oraz utrzymania.
- Operating – koszty eksploatacyjne, w skład których wchodzi koszty materiałów i usług,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



Rysunek 38 Jednostkowe koszty kapitałowe (Capital)

Źródło: NEI, Nuclear Costs in Context, 2023

³² Overnight Capital Cost of the Next AP1000; Koroush Shirvan; March 2022



Rysunek 39 Jednostkowe koszty operacyjne (Operating)

Źródło: NEI, Nuclear Costs in Context, 2023

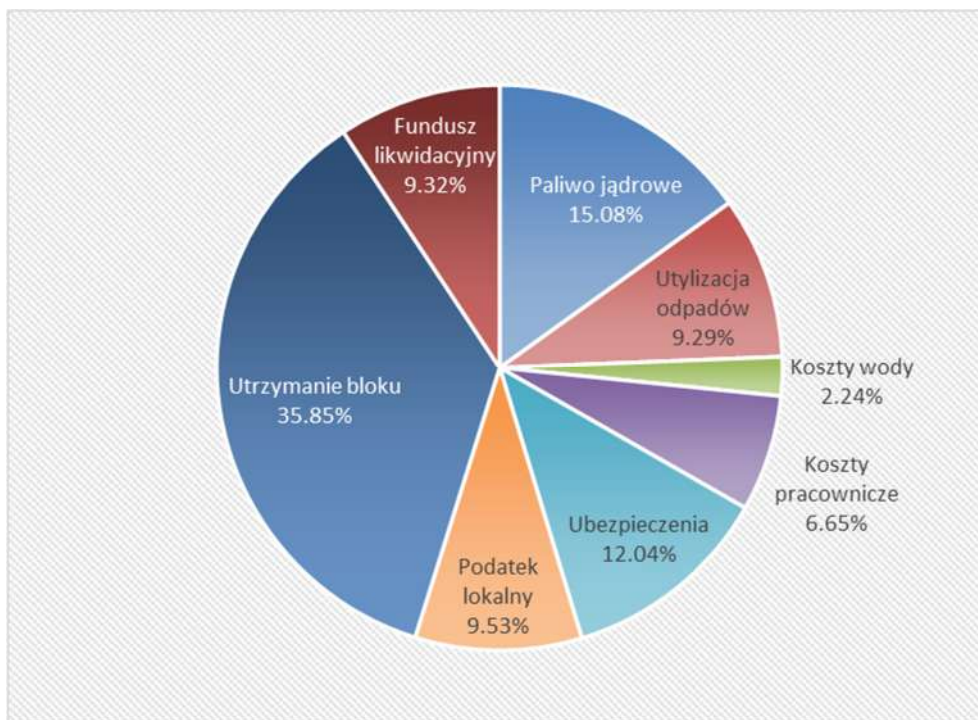
Jako koszty remontów przyjęto w całości wydatki kapitałowe oraz część kosztów eksploatacyjnych odpowiadających kosztom usług obcych. Sumarycznie koszty wynoszą 12,75 USD₂₀₂₂/MWh, co po uwzględnieniu inflacji amerykańskiej daje **13,62 USD/MWh**. Sumarycznie roczne koszty remontów i modernizacji wynoszą ok. **690 mln PLN**.

7.3.9. Koszty przyszłej likwidacji obiektu

Na podstawie opracowania IAEA³³ 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 wyniesie ok. **179 mln PLN**.

³³ Economic Assessment of the Long Term Operation of Nuclear Power Plants: Approaches and Experience; IAEA Nuclear Energy Series

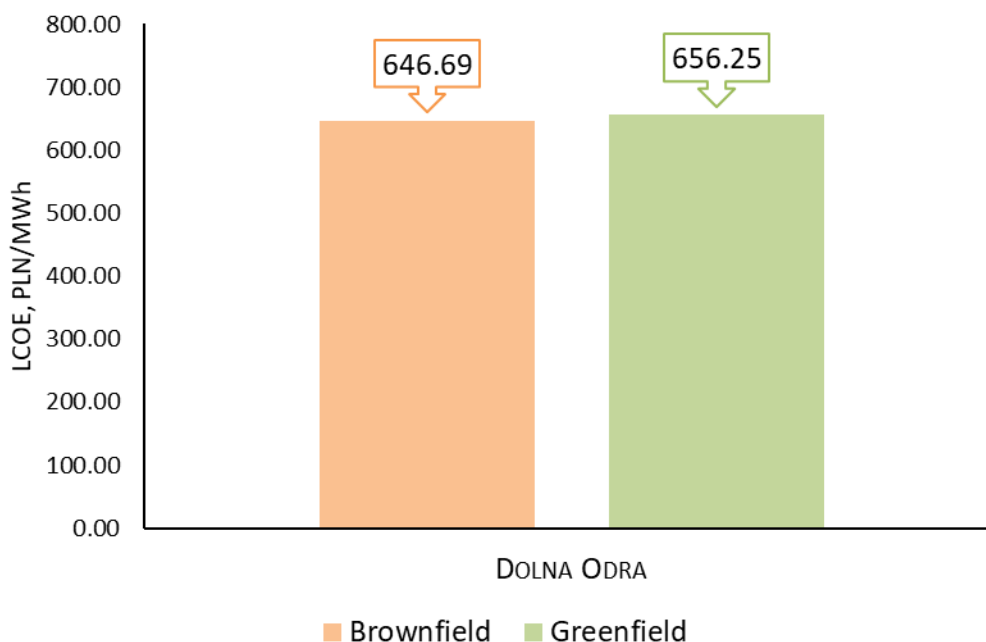
Sumarycznie roczne koszty operacyjne dla bloku EPR-1600 skalkulowane zostały na poziomie **1 925 mln PLN**. Na poniższym wykresie przedstawiono udziały poszczególnych kosztów w OPEX.



Rysunek 40 Roczne koszty operacyjne bloku EPR-1600

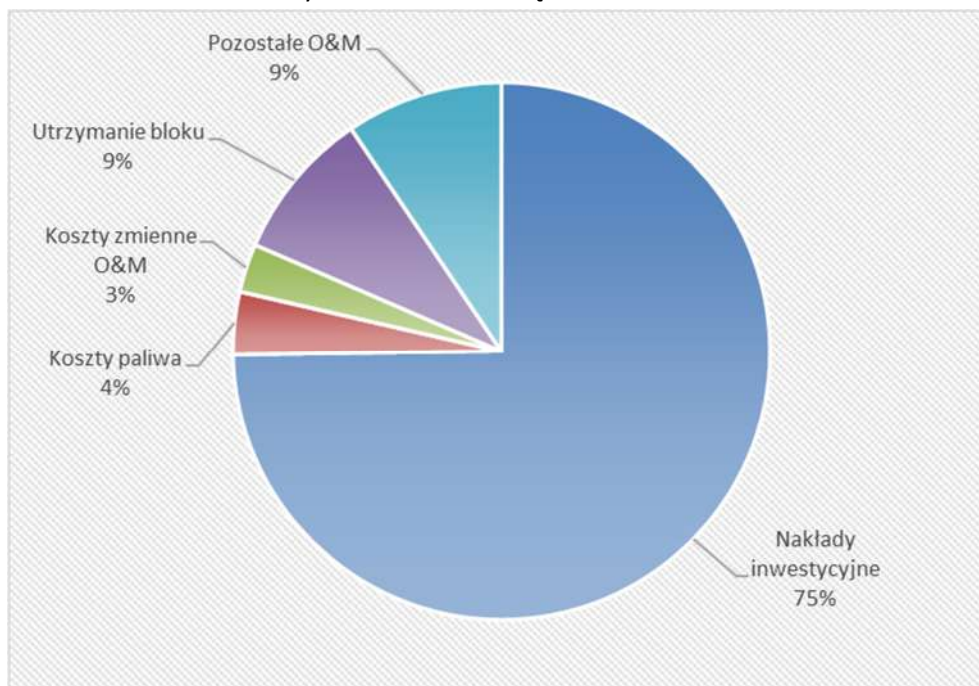
7.4. Wyniki LCOE

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



Rysunek 41 Porównanie LCOE Brownfield vs. Greenfield

Poniżej dla wariantu Brownfield wyznaczono strukturę LCoE.



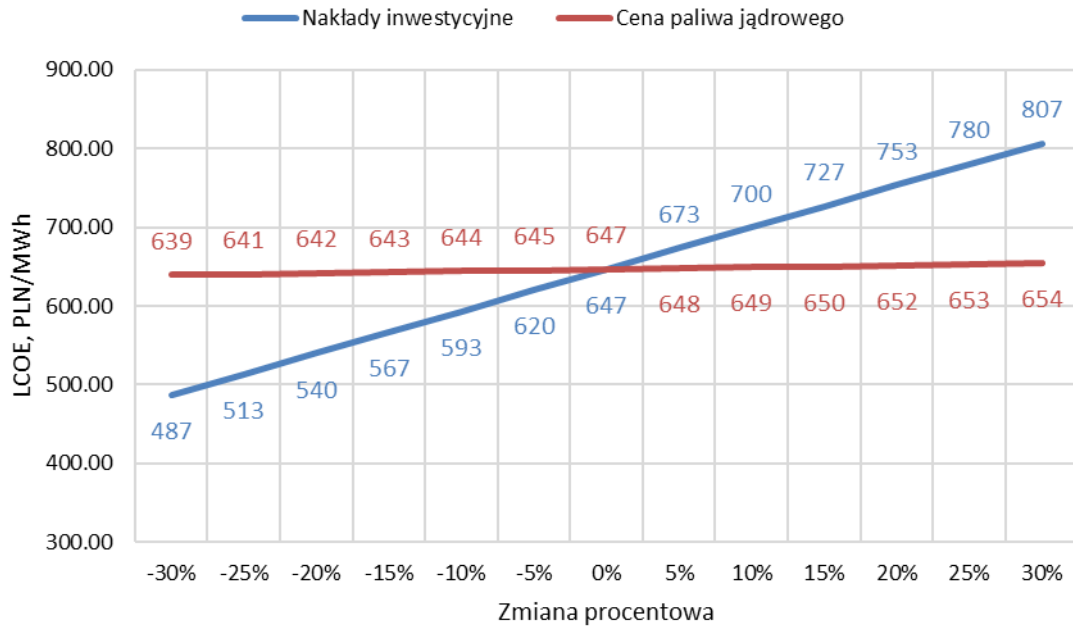
Rysunek 42 Struktura wyznaczonego LCOE dla (Brownfield)

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)

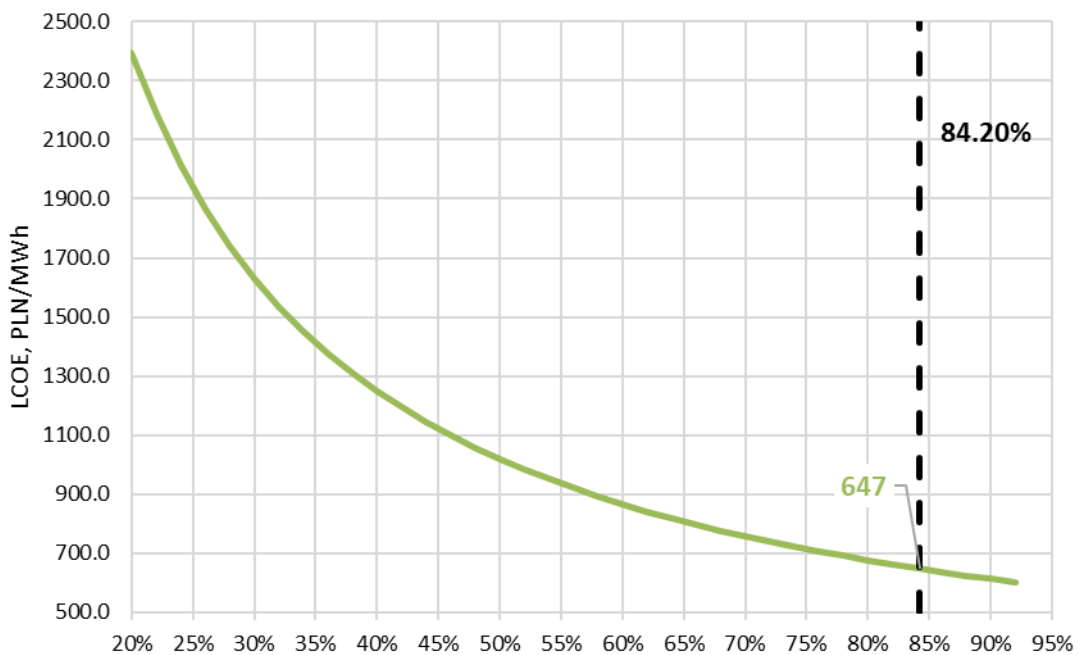
Przyjęto założenie, że zmianie w określonym momencie podlega tylko jedna zmienna. Pozostałe zmienne pozostają na tym samym poziomie bazowym.



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 92%. Wskaźnika GCF = 100% blok najpewniej nie byłby w stanie wykazać, dlatego maksymalna wartość wskaźnika pracy wynosi 92% - wielkość jaką podaje IAEA³⁴ jako typowa dyspozycyjność bloku EPR-1600.

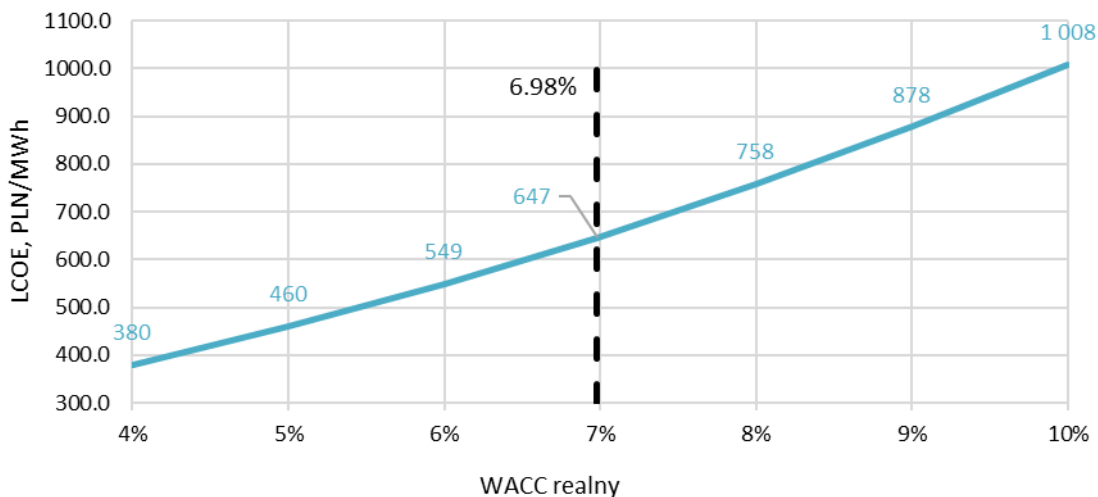


Rysunek 44 Wyniki analizy wrażliwości – dyspozycyjność bloku

³⁴ IAEA, Status report 78 – The Evolutionary Power Reactor (EPR)

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 EPR-1600 w lokalizacji Dolna Odra kształtuje się na poziomie ok. 647/656 PLN/MWh (Brownfield vs Greenfield)
- Wykorzystanie istniejącej infrastruktury w procesie inwestycyjnym (brownfield) pozwala uzyskać LCoE niższe o ok. 10 PLN/MWh.
- Struktura LCoE wykazuje, że główną składową kosztu są koszty kapitałowe – ok. 75%.
- 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 stanowiska³⁵. 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 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.

35 Hansen J., Jenson W., Wrobel A., Stauff N., Biegel K., Kim T., Belles R., Omitoimu 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 21 Zestawienie najliczniejszych stanowisk pracy w elektrowni jądrowej

Siłownia węglowa			Nazwa stanowiska pracy	Siłownia jądrowa		
Procent zatrudnionych	Liczba etatów 1GW	Procent etatów narastająco		Procent zatrudnionych	Liczba etatów w 1GW	Procent etatów narastająco
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 podstawie³⁶

Tabela 22 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

³⁶ 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 23 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.

W³⁷ 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.

W³⁸ 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 podstawie³⁹ 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)⁴⁰ 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.

³⁷ ERIKSSON, A. and ERIKSEN, B. Job Classification and Taxonomy in the Nuclear Sector, European Commission, Petten, JRC132572

³⁸ 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

³⁹ 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

⁴⁰ Standard occupational classification manual Executive office of the president; Office of management and budget; United States, 2018

Na podstawie⁴¹ 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

⁴¹ 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, rozbić 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)⁴² 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

⁴² 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 ze 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 ⁴³stanowisko 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)
- 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)

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

- 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 Dolna Odra

9.2.1. Ogólna charakterystyka obiektu

Elektrownia Dolna Odra to kompleks energetyczny położony w Nowym Czarnowie koło Gryfina, w województwie zachodniopomorskim. Jest to jedna z największych elektrowni systemowych w Polsce, która przez lata pełniła kluczową rolę w krajowym systemie elektroenergetycznym. Elektrownia w Dolnej Odrze jest obecnie częścią grupy PGE Polska Grupa Energetyczna. Przez wiele lat elektrownia opierała się na blokach opalanych węglem kamiennym, ale w ostatnich latach przeszła proces modernizacji, polegający na rozbudowie mocy opartych na gazie ziemnym. Elektrownia została

uruchomiona w 1974 roku. Po modernizacji i budowie nowych bloków gazowo-parowych całkowita moc zainstalowana wynosi około 1 366 MW. Elektrownia Dolna Odra pierwotnie składała się z ośmiu bloków węglowych, z których każdy miał moc około 200 MW. W ramach realizacji programu modernizacji część starych bloków została wyłączona, a inne pozostawiono w rezerwie. W 2021 roku do eksploatacji oddano dwa nowoczesne bloki gazowo-parowe: blok 9 i blok 10 o łącznej mocy wynoszącej 1 367 MW. Są to jednostki opalane gazem ziemnym, które w znacznym stopniu poprawiają efektywność energetyczną i redukują emisje CO₂ w porównaniu z tradycyjnymi blokami węglowymi.

PGE planuje dalszy rozwój i modernizację infrastruktury w Dolnej Odrze, w tym możliwe zwiększenie udziału mniej emisyjnych technologii oraz rozwój mocy w zakresie magazynowania energii, co jest elementem realizacji krajowej polityki transformacji energetycznej.

W kontekście projektu DEsire elektrownia Dolna Odra zajęła wysokie miejsce w rankingu gotowości do retrofitu jądrowego.

9.2.2. Ocena bezpieczeństwa związana z retrofitem jądrowym

W ramach niniejszej analizy założono zastąpienie bloków węglowych elektrowni Dolna Odra wodnym ciśnieniowym reaktorem jądrowym EPR (European Pressurized Reactor). Podsumowanie najważniejszych elementów oceny bezpieczeństwa przy takiej transformacji przedstawiono niżej.

9.2.2.1. Bezpieczeństwo technologiczne reaktora EPR

Reaktor EPR jest zaawansowanym reaktorem ciśnieniowym wodnym (PWR) generacji III+, który zaprojektowano z myślą o bardzo wysokich standardach bezpieczeństwa. Jego konstrukcja uwzględnia pasywne systemy bezpieczeństwa oraz redundantne i niezależne systemy aktywne, co zwiększa niezawodność. Reaktor EPR jest wyposażony w podwójną obudowę bezpieczeństwa, co minimalizuje ryzyko uwolnienia materiałów promieniotwórczych w przypadku poważnej awarii, a także chroni obiekt przed zagrożeniami zewnętrznymi, takimi jak ataki terrorystyczne lub uderzenia samolotu. W projekcie przewidziano dodatkowe rozwiązania na wypadek tzw. awarii pozaprojektowych. Jednym z najważniejszych układów w tym zakresie jest tzw. łapacz rdzenia (core catcher): W przypadku stopienia rdzenia reaktor EPR posiada system przechwytywania i kontrolowanego chłodzenia stopionego rdzenia, co minimalizuje możliwość przedostania się substancji promieniotwórczych poza obiekt.

9.2.2.2. Bezpieczeństwo lokalizacyjne

Elektrownia Dolna Odra znajduje się w regionie o stosunkowo niskiej aktywności sejsmicznej, co jest korzystnym czynnikiem z punktu widzenia budowy elektrowni jądrowej. Jednak szczegółowe badania geologiczne i hydrologiczne musiałyby być przeprowadzone, aby upewnić się, że teren spełnia wymagania pod kątem bezpieczeństwa jądrowego. Reaktor EPR wymaga dużej ilości wody do chłodzenia. Lokalizacja nad Odrą zapewnia dostęp do źródeł wody, jednak należy ocenić ryzyko związane z ewentualnymi zmianami poziomu wód lub suszami, które mogłyby wpłynąć na chłodzenie.

9.2.2.3. Aspekty bezpieczeństwa radiologicznego

Przejęcie na technologię jądrową wymaga opracowania szczegółowych planów ochrony radiologicznej. Elektrownia musi spełniać rygorystyczne normy dotyczące promieniowania, a jej funkcjonowanie powinno być stale monitorowane, aby zapewnić, że emisja radioaktywności nie przekracza

dopuszczalnych wartości. W przypadku elektrowni jądrowej muszą być wyznaczone strefy ochronne wokół obiektu, w których obowiązują dodatkowe ograniczenia. To może wymagać dostosowania infrastruktury wokół Dolnej Odry i zapewnienia odpowiednich planów ewakuacyjnych oraz procedur reagowania kryzysowego.

9.2.2.4. Strefy planowania awaryjnego

Strefy planowania awaryjnego dla elektrowni jądrowej z reaktorem EPR, która miałaby zostać uruchomiona w miejscu elektrowni Dolna Odra, powinny być zdefiniowane w oparciu o zalecenia Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA) oraz polskie przepisy prawa. Kluczowe strefy planowania awaryjnego to strefa bezpośrednich działań (PAZ) i strefa planowania zewnętrznego (UPZ), które mają zapewnić ochronę ludności na wypadek awarii.

9.2.2.5. Strefa bezpośrednich działań (PAZ - Precautionary Action Zone)

Cel: Strefa PAZ ma na celu zapewnienie natychmiastowej ochrony ludności poprzez szybkie wdrożenie działań prewencyjnych, takich jak ewakuacja, pozostanie w pomieszczeniach czy dystrybucja tabletek jodku potasu.

Promień strefy: Zwykle wynosi od 3 do 5 km wokół elektrowni jądrowej. Zgodnie z wytycznymi MAEA strefa PAZ ma być zaprojektowana tak, aby szybko reagować na sytuacje awaryjne i zminimalizować potencjalne skutki dla ludności i środowiska. Przy założeniu promienia tej strefy równego 3 km sytuacja została przedstawiona na rysunku.

Istotne jest, że na granicy tej strefy leży miasto Gryfino, a strefa rozciąga się również na tereny Niemiec.

9.2.2.6. Strefa planowania zewnętrznego (UPZ - Urgent Protective Action Planning Zone)

Cel: Strefa UPZ obejmuje obszar, w którym mogą być podejmowane dalsze działania ochronne w sytuacji zagrożenia radiacyjnego, takie jak doraźne osłonięcie, kontrola dostępu, monitoring radiacyjny czy przygotowanie do ewakuacji, jeśli zajdzie taka potrzeba.

Promień strefy: W przypadku reaktorów EPR oraz zgodnie z zaleceniami MAEA, typowy promień strefy UPZ wynosi od 15 do 30 km wokół elektrowni. Dokładny promień zależy od analizy ryzyka i charakterystyki terenu (np. gęstości zaludnienia, warunków terenowych, hydrologicznych i meteorologicznych).

9.2.2.7. Strefa długoterminowych działań ochronnych (LPZ - Long-Term Protective Action Planning Zone)

Cel: Obejmuje obszar, na którym mogą być podejmowane działania ochronne o charakterze długoterminowym, takie jak przesiedlenie ludności czy długotrwały monitoring środowiska.

Promień strefy: Może obejmować obszar w promieniu od 30 do 100 km od elektrowni, w zależności od specyfiki lokalizacji, przewidywanego scenariusza awarii oraz oceny potencjalnych skutków środowiskowych i zdrowotnych.

9.2.2.8. Uwagi szczegółowe dla wyznaczenia stref w przypadku Dolnej Odry

Uwzględniając specyfikę Dolnej Odry, należy wziąć pod uwagę gęstość zaludnienia w okolicach Gryfina i Szczecina, uwarunkowania hydrologiczne związane z rzeką Odrą oraz bliskość granicy polsko-

niemieckiej. Może to wpływać na szczegóły planowania działań awaryjnych. Wyznaczenie stref planowania awaryjnego musi być zgodne z przepisami polskiego Prawa atomowego oraz zaleceniami MAEA. Konieczne jest uwzględnienie procedur komunikacji transgranicznej z władzami niemieckimi, gdyż ewentualne działania awaryjne mogą mieć wpływ na obszary przygraniczne.

9.2.2.9. Kroki przygotowawcze w ramach planowania awaryjnego

Opracowanie planu reagowania kryzysowego: strefy PAZ, UPZ i LPZ muszą być objęte planem reagowania kryzysowego, który określa odpowiednie procedury ochronne i środki zaradcze. Konieczne jest wdrożenie systemów szybkiego ostrzegania, informowania ludności oraz koordynacji działań między służbami ratunkowymi i administracją publiczną. Konieczne jest również zorganizowanie ćwiczeń symulacyjnych, które przygotowują lokalne społeczności oraz służby do prawidłowego reagowania na wypadek awarii.

9.2.3. Zarządzanie odpadami radioaktywnymi

Wprowadzenie reaktora jądrowego EPR wiąże się z generowaniem odpadów radioaktywnych, które wymagają odpowiedniego składowania i zarządzania. Budowa specjalistycznych obiektów do przechowywania odpadów może być konieczna, a planowanie ich długoterminowej obsługi wymaga uwzględnienia wysokich standardów bezpieczeństwa. Odpady promieniotwórcze różnią się od konwencjonalnych zanieczyszczeń z bloków węglowych, co stanowi nowe wyzwanie dla bezpieczeństwa i odpowiedzialności związanej z ich składowaniem.

9.2.4. Reagowanie na sytuacje awaryjne

Elektrownie jądrowe, takie jak EPR, wymagają rozbudowanych procedur zarządzania kryzysowego. W przypadku Dolnej Odry należałoby przygotować nowe plany zarządzania sytuacjami awaryjnymi, uwzględniając współpracę z lokalnymi władzami, strażą pożarną, policją oraz służbami ochrony cywilnej. Przejście na technologię jądrową wiąże się z koniecznością przeszkolenia pracowników elektrowni w zakresie obsługi reaktora jądrowego oraz procedur bezpieczeństwa, co może stanowić wyzwanie dla istniejącego zespołu.

9.2.5. Bezpieczeństwo cybernetyczne

Reaktory jądrowe EPR, podobnie jak inne nowoczesne jednostki jądrowe, wykorzystują zaawansowane systemy sterowania i automatyzacji. Dlatego konieczne jest zapewnienie wysokiego poziomu bezpieczeństwa cybernetycznego, aby przeciwdziałać potencjalnym zagrożeniom ze strony cyberataków.

9.2.6. Społeczne i polityczne aspekty bezpieczeństwa

Budowa reaktora jądrowego w miejscu istniejącej elektrowni Dolna Odra może spotkać się z różnymi reakcjami społecznymi, od aprobaty po sprzeciw. Kluczowe jest zapewnienie odpowiedniej komunikacji z lokalną społecznością, informowanie jej o planach oraz korzyściach i zagrożeniach związanych z elektrownią jądrową. Zaangażowanie społeczności lokalnej i wypracowanie mechanizmów dialogu mogą pozytywnie wpłynąć na społeczną akceptację i bezpieczeństwo funkcjonowania takiego obiektu.

9.2.7. Bezpieczeństwo transportu materiałów jądrowych

Przejsie na technologię jądrową wymaga bezpiecznego transportu paliwa jądrowego oraz odpadów promieniotwórczych. Należy opracować systemy logistyczne i procedury transportowe, aby zapobiegać wszelkim zagrożeniom związanym z transportem materiałów niebezpiecznych.

9.3. Podsumowanie

Podsumowując, zastąpienie bloków węglowych elektrowni Dolna Odra reaktorem jądrowym EPR wiąże się z wieloma wyzwaniami w zakresie bezpieczeństwa, ale także stwarza potencjał do transformacji w kierunku mniej emisyjnych i nowoczesnych źródeł energii. Reaktor EPR, z uwagi na swoje zaawansowane systemy bezpieczeństwa, jest jednym z najbezpieczniejszych dostępnych na rynku, ale wymaga kompleksowego podejścia w kwestii planowania i wdrożenia, aby zapewnić pełne bezpieczeństwo technologiczne, środowiskowe i społeczne.

Z punktu widzenia wyłącznie bezpieczeństwa wybór reaktora oraz jego lokalizacja są możliwe. Duże ryzyko jest związane z procesem uzgodnień transgranicznych.

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 dołączają 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 posadawienia 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 i 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.

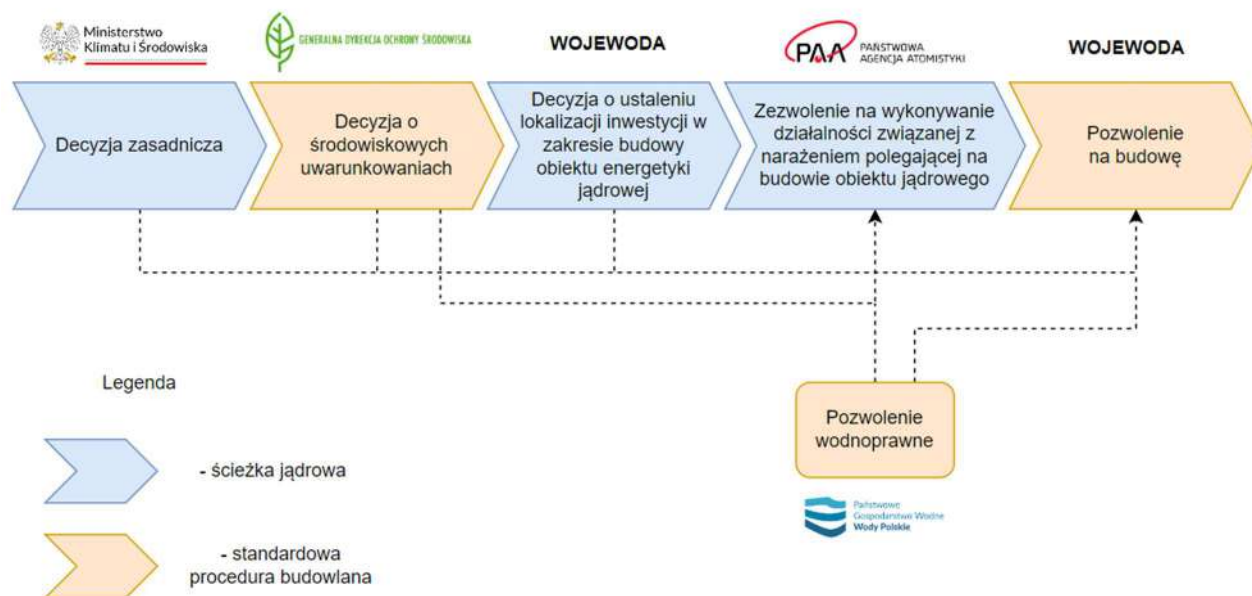
Zezwolenie na budowę obiektu jądrowego określa warunki wykonywania działalności objętej tym zezwoleniem, w tym m.in. w zakresie wymogów projektowych, obowiązków jednostki organizacyjnej w zakresie bezpieczeństwa obiektu jądrowego, urzędów, pracowników, społeczeństwa i środowiska, w tym ochrony przed 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

Zakładając, iż projekt rozpoczyna się w 2026 roku i kończy w 2045 roku, obejmując łącznie 20 lat intensywnych działań inwestycyjnych, administracyjnych i technicznych. Harmonogram został rozłożony na kilka dużych etapów, których kolejność i zależności mają kluczowe znaczenie dla skutecznej realizacji przedsięwzięcia.

W pierwszym roku, czyli w 2026, zaplanowano opracowanie studium wykonalności, które stanowi podstawę do oceny możliwości realizacyjnych projektu oraz do dalszych decyzji strategicznych. Już na początku 2027 roku inwestor podejmując decyzję o kontynuacji projektu, rozpoczyna wieloletni etap uzyskiwania wymaganych decyzji administracyjnych, takich jak między innymi Decyzja Środowiskowa i lokalizacyjna. Ten etap rozciąga się aż do 2032 roku.

Od 2032 do 2034 roku trwają prace związane z uzyskaniem wymaganych pozwoleń na budowę w tym w 2033 rozpoczyna się opracowywanie Projektu Budowlanego, które kończy się rok później. Pozwolenie

na rozpoczęcie prac przygotowawczych wydawane jest w 2032 roku, natomiast pozwolenie na budowę planowane jest na koniec 2034 roku, co wyznacza granicę pomiędzy fazą formalną a rozpoczęciem właściwych prac w terenie.

W 2034 roku zaczyna się etap projektowania, który trwa do 2042 roku. W międzyczasie, od 2036 roku, prowadzone będą zamówienia i dostawy komponentów oraz wyposażenia. Te dwa procesy prowadzone są równolegle, co pozwala na skrócenie czasu.

Od 2033 roku trwają też intensywne prace przygotowawcze na placu budowy. Właściwa budowa reaktora rusza w 2034 roku i trwa do 2042. Kluczowy moment – rozpoczęcie budowy reaktora – przypada na 2035 rok.

Po zakończeniu budowy, w 2041 roku, rozpoczynają się testy wszystkich systemów. Równolegle, od końca 2041, prowadzone są działania związane z uzyskaniem pozwolenia na rozruch. Sam rozruch trwa dwa lata. Na zakończenie, od połowy 2044 do początku 2045, realizowany jest proces uzyskania zezwolenia na eksploatację, który kończy całą inwestycję.

Warto również zwrócić uwagę na fakt, że w 2032 roku planowane jest wyłączenie istniejących bloków węglowych..

Całość harmonogramu jest przykładem wysoce złożonego, długoterminowego planowania charakterystycznego dla projektów jądrowych. Wskazuje on na bardzo długi okres przygotowawczy, który obejmuje niemal dekadę analiz i procedur administracyjnych, zanim rozpocznie się faktyczna budowa. Kluczowe ryzyka harmonogramowe to potencjalne opóźnienia w uzyskiwaniu decyzji środowiskowych i lokalizacyjnych, rozciągnięty w czasie proces projektowania i zamówień, który może być podatny na zmiany rynkowe, a także długość fazy testowej i rozruchowej, co świadczy o restrykcyjnych wymaganiach bezpieczeństwa i precyzji wykonania.

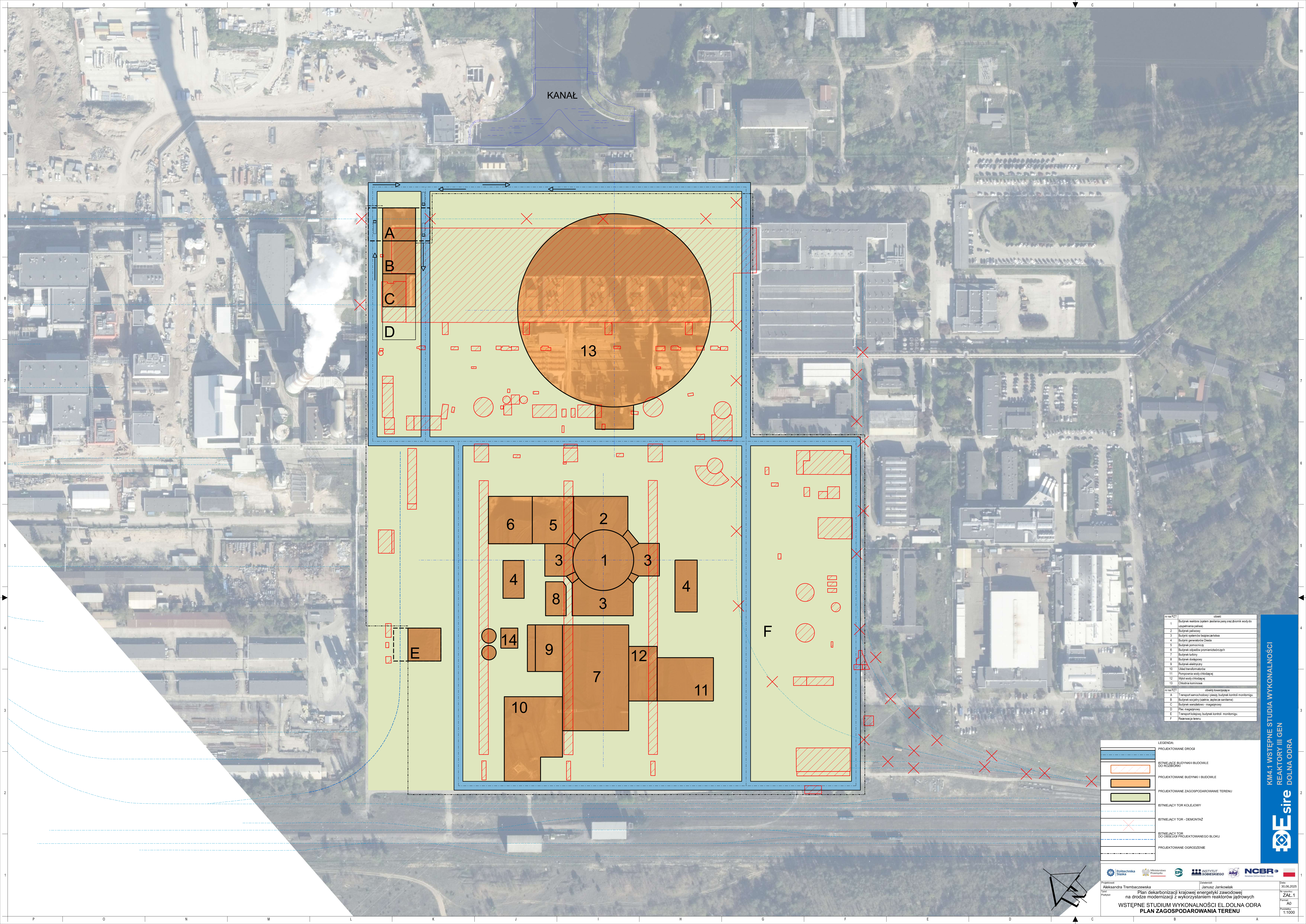
Harmonogram opiera się na wyraźnie zdefiniowanych, wieloletnich etapach, w których część działań nakłada się na siebie w sposób kontrolowany. Pozwala to na optymalizację czasu realizacji, ale również wiąże się z koniecznością precyzyjnej koordynacji procesów projektowych, wykonawczych i formalnych. Ze względu na długość trwania i złożoność poszczególnych faz, kluczowe będzie zarządzanie ryzykiem, stabilność prawna oraz dostępność wykwalifikowanej kadry i dostawców technologii.

Projekt jest ambitny, jednak jego struktura jest zgodna z międzynarodowymi standardami dla inwestycji jądrowych i uwzględnia zarówno wymogi formalne, jak i realne potrzeby technologiczne, logistyczne oraz społeczne.

12. Analiza SWOT

Tabela 24 Analiza SWOT

	POZYTYWNE	NEGATYWNE
WEWNĘTRZNE	<p>MOCNE STRONY</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego • Odtworzenie mocy wytwórczych poziomie (ok. 1600MW) • 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 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 obecnej lokalizacji. • Zachowanie/zwiększenie miejsc pracy zmniejszenie niekorzystnego wpływu na lokalne środowisko wodne rzeki Odry 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 • Ryzyko niezyskania odpowiedniego wsparcia finansowego na poziomie operacyjnym (kontrakt różnicowy)



KANAL

A
B
C
D

13

6 5 2
4 3 1 3 4
8 3
9 7 12 11
10 14

F

E

Nr na PZT	Opis
1	Budynki reaktora (system pasywna pary oraz zbiorniki wody do suszenia paliwa)
2	Budynki parowni
3	Budynki systemów bezpieczeństwa
4	Budynki generatorów Diesla
5	Budynki pomocnicze
6	Budynki obsługi promieniotwórczych
7	Budynki turbin
8	Budynki dostawczy
9	Budynki elektryczne
10	Urząd transformacji
11	Pomieszczenia wody chłodzącej
12	Wieża wody chłodzącej
13	Chłodnia kotłownia

Nr na PZT	Opis
A	Transport samochodowy i pieszki, budynek kontroli montażu
B	Budynki socjalny (zabawa, sport, kantyna)
C	Budynki warsztatowo - magazynowy
D	Plac magazynowy
E	Transport kolejowy, budynek kontroli montażu
F	Składowiska terenu

LEGENDA

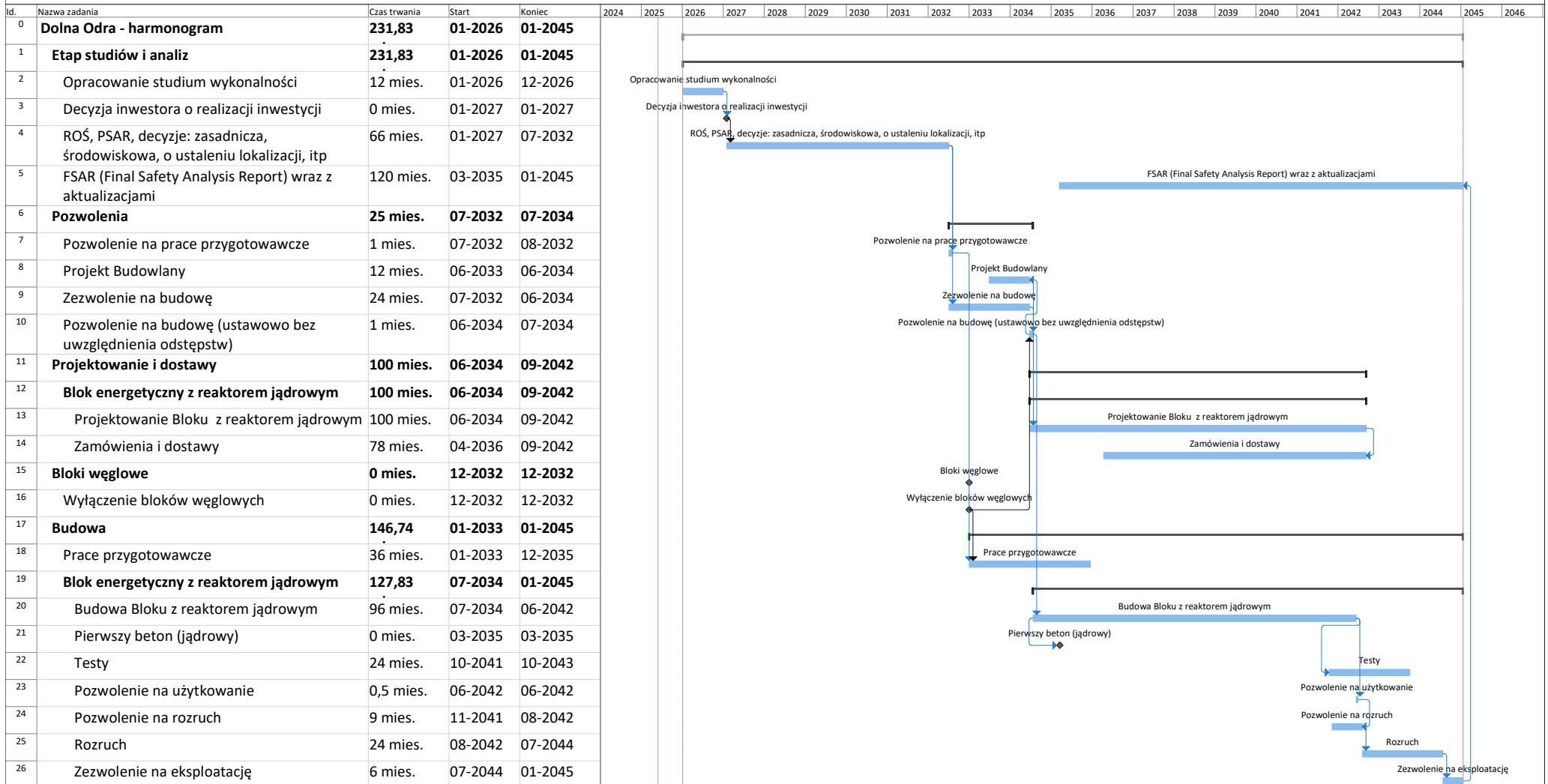
	PROJEKTOWANE DROGI
	ISTNIEJĄCE BUDYNKI I BUDOWLE DO ROZBUDOWY
	PROJEKTOWANE BUDYNKI I BUDOWLE
	PROJEKTOWANE ZAGOSPODAROWANIE TERENU
	ISTNIEJĄCY TOR KOLEJOWY
	ISTNIEJĄCY TOR - DEMONTAŻ
	ISTNIEJĄCY TOR DO OBSŁUGI PROJEKTOWANEGO BLOKU
	PROJEKTOWANE OGRÓDZENIE

KM4.1 WSTĘPNE STUDIA WYKONALNOŚCI
 REAKTORÓW III GEN
 DOLINA ODRY

 Inżynier: Aleksandra Trembaczevska Tytuł: Plan dekarbonizacji krajowej energetyki zawodowej na drodze modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych WSTĘPNE STUDIUM WYKONALNOŚCI EL DOLINA ODRY PLAN ZAGOSPODAROWANIA TERENU	 Inżynier: Janusz Jankowiak Tytuł: ZAL-1 Format: A0 Skala: 1:10000	 Data: 30.06.2025 Nr projektu: ZAL-1 Format: A0 Skala: 1:10000
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------

Załącznik nr 2 - Harmonogram Inwestycji

KM4.1 Wstępne studia wykonalności reaktory III gen - Dolna Odra



Załącznik nr 3

KM4.1 Wstępne studia wykonalności reaktory III gen- Dolna Odra

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., Omitaamu 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	Analitycy 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