

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



KM4.2 Wstępne studia wykonalności reaktory IV gen - Opole

Wykonawca: Energoprojekt Katowice S.A.



Rewizja 00

Katowice, czerwiec 2025



Politechnika
Śląska



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska



INSTYTUT
SOBIESKIEGO



NCBR
Narodowe Centrum Badań i Rozwoju



SPIS TREŚCI

1. PODSTAWOWE INFORMACJE O PRZEDSIĘWZIĘCIU	8
1.1. Technologia SMR	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 zainstalowanej 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 PSE	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. Istniejące jednostki wytwórcze	25
3.2. Część mechaniczno-technologiczna	25
3.2.1. Opis istniejących bloków energetycznych 1÷4 oraz ich instalacji pomocniczych	25
3.2.2. Opis istniejących bloków energetycznych nr 5 i 6 oraz ich instalacji pomocniczych	32
3.3. Zakres ogólny prac demontażowych części technologicznej	40
3.4. Układ elektryczny elektrowni Opole	43
3.4.1. Część obiektowa	43
3.4.2. Część liniowa	44
3.4.3. Punkt przyłączenia El. Opole do Krajowego systemu elektroenergetycznego – SE Dobrzeń	46
3.4.4. Inne elektroenergetyczne układy techniczne	47
3.5. Infrastruktura wodno-ściekowa (poza technologią)	48
3.6. Infrastruktura budowlana	48
3.6.1. Opis istniejącego układu drogowego	48
3.6.2. Opis istniejącego układu kolejowego	49
3.6.3. Opis warunków geologicznych i wodnych	51

3.6.4.	Identyfikacja występowania zagrożenia powodziowego	55
3.7.	Diagnoza możliwości wykorzystania zastanej infrastruktury Obiektu – podsumowanie	56
4.	ANALIZA WYBRANYCH TECHNOLOGII REAKTORÓW IV GENERACJI WYMAGANEJ W PROCESIE INWESTYCYJNYM	58
4.1.	Analiza wybranych technologii reaktorów SMR	58
4.2.	Charakterystyka reaktorów SMR chłodzonych gazem (GCR) na podstawie działającego komercyjnie reaktora HTR-PM	58
5.	ANALIZA RYNKU DOSTAWCÓW TECHNOLOGII WYMAGANYCH W PROCESIE INWESTYCYJNYM	59
5.1.	Opis technologii	60
5.2.	Cechy bezpieczeństwa reaktora KP-FHR	62
5.3.	Charakterystyka paliwa TRISO	63
6.	OPIS PRZYJĘTEGO ROZWIĄZANIA	65
6.1.	Założenia	65
6.2.	Obszar zabudowy	65
6.3.	Integracja modułowych reaktorów jądrowych KP-FHR w jedno źródło ciepła	66
6.4.	Dopasowanie technologii do układu turbiny parowej bloku na parametry nadkrytyczne	66
6.5.	Bilanse technologiczne	67
6.6.	Układ elektryczny	73
6.6.1.	Generatory	73
6.6.2.	Szynoprzewody	74
6.6.3.	Transformatory potrzeb własnych	74
6.6.4.	Rozdzielnia potrzeb własnych	74
6.6.5.	Transformatory blokowe	74
6.6.6.	Wyłącznik blokowy (przedpole transformatorów blokowych)	75
6.6.7.	Transformatory zasilania rezerwowego potrzeb własnych i ogólnych	75
6.6.8.	Rozdzielnica zasilania rezerwowego	76
6.6.9.	Linie elektroenergetyczne wyprowadzenia mocy	76
6.6.10.	Układ zasilania rezerwowego 110 kV Obiektu	76
6.6.11.	Punkty przyłączenia do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego	76
6.6.12.	Uwarunkowania prawne	77
7.	SZACUNKOWE NAKŁADY INWESTYCYJNE	78
7.1.	Struktura CAPEX	78

7.2.	Metodologia	79
7.3.	Wyznaczenie procentowego rozkładu nakładów inwestycyjnych	79
7.4.	Wyznaczenie jednostkowego wskaźnika kosztów budowy bloku MS-SMR Kairos Power 150 MWe wg opracowań branżowych	80
7.5.	Wyznaczenie dodatkowych kosztów i oszczędności związanych z lokalizacją planowanej inwestycji	81
7.6.	Wyznaczenie CAPEX	83
7.7.	Porównanie Greenfield VS Brownfield	86
8.	ANALIZA EFEKTYWNOŚCI EKONOMICZNEJ DLA SFORMUŁOWANYCH ZAŁOŻEŃ, ROZSZERZONEJ O ANALIZY RYZYKA INWESTYCYJNEGO (ANALIZY WRAŻLIWOŚCI NA ZMIANY OTOCZENIA PRAWNO-EKONOMICZNEGO),	87
8.1.	Przedmiot, metodyka i cel analizy	87
8.2.	Założenia	87
8.2.1.	Nakłady inwestycyjne	88
8.2.2.	Stopa dyskontowa	88
8.2.3.	Kursy walut	88
8.3.	Koszty operacyjne	89
8.3.1.	Koszt paliwa	89
8.3.2.	Koszty utylizacji wypalonego paliwa jądrowego	90
8.3.3.	Koszty uzupełnienia wody	91
8.3.4.	Koszty wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych	91
8.3.5.	Koszty ubezpieczeń majątkowych	91
8.3.6.	Ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej za szkody nuklearne	92
8.3.7.	Podatek od nieruchomości	92
8.3.8.	Koszty remontów (utrzymania bloku)	92
8.3.9.	Koszty przyszłej likwidacji obiektu	93
8.4.	Wyniki LCoE	93
8.5.	Analiza wrażliwości	94
8.6.	Podsumowanie analizy ekonomicznej	96
9.	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),	97
9.1.	Najistotniejsze elementy procedur w zakresie rozszerzenia lub zdobycia kompetencji wymaganych przez kadrę inżyniersko-techniczną modernizowanych elektrowni i bloków energetycznych	98
9.2.	Zestawienie stanowisk pracy o największym zatrudnieniu w elektrowni jądrowej	98

9.3.	Zestawienie stanowisk pracy o największym zatrudnieniu w elektrowni węglowej	99
9.4.	Zestawienie stanowisk pracy o największym niedoborze w elektrowni jądrowej i największej nadwyżce w elektrowni węglowej	101
9.5.	Zestawienie informacji o wybranych stanowiskach w elektrowni jądrowej	103
9.6.	Inżynier nuklearny	103
9.7.	Operatorzy reaktorów jądrowych	105
10.	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), -	109
10.1.	Wymagania prawne	109
10.1.1.	Ogólne wymagania dotyczące lokalizacji elektrowni jądrowej	109
10.1.2.	Ogólne wymagania odnośnie projektu reaktora jądrowego i elektrowni jądrowej	110
10.2.	Elektrownia Opole	112
10.2.1.	Bezpieczeństwo technologiczne reaktora Kairos Power FHR	113
10.2.2.	Bezpieczeństwo radiologiczne i zarządzanie paliwem	113
10.2.3.	Adaptacja infrastruktury istniejącej w elektrowni Opole	113
10.2.4.	Reagowanie na sytuacje awaryjne	113
10.2.5.	Bezpieczeństwo środowiskowe	114
10.2.6.	Bezpieczeństwo społeczno-polityczne	114
10.2.7.	Bezpieczeństwo cybernetyczne	114
10.3.	WNIOSKI	114
11.	DIAGNOZA BARIER NATURY PRAWNEJ ORAZ LEGISLACYJNEJ DLA PROCESU INWESTYCYJNEGO	115
11.1.	Opis ścieżki proceduralnej dla uzyskania pozwolenia na budowę dla obiektu jądrowego	115
11.2.	Bariery natury prawnej oraz legislacyjnej dla procesu inwestycyjnego	120
11.2.1.	Rozproszone i nieprecyzyjne regulacje	120
11.2.2.	Brak doświadczenia organów administracyjnych zaangażowanych w wydawanie decyzji w procesie uzyskiwania niezbędnych pozwoleń i zezwoleń	120
11.2.3.	Dwie odrębne ścieżki oceny projektu budowy elektrowni jądrowej oraz brak odrębnej ścieżki derogacyjnej dla obiektów jądrowych	120
11.2.4.	Brak ścieżki adaptacji istniejących obiektów	121
11.2.5.	Rekomendacje:	121
12.	HARMONOGRAM INWESTYCJI	121
13.	ANALIZA SWOT	122

SPIS TABELI

<i>Tabela 1 Zużycie energii elektrycznej w latach 2013-2023</i>	10
<i>Tabela 2 Średnie tempo zmian dla produkcji i zużycia energii w wybranych okresach dla okresu 2012 - 2024</i>	12
<i>Tabela 3 Bloki gazowo-parowe w aukcjach Rynku Mocy</i>	17
<i>Tabela 4 Struktura zasobów wytwórczych energii elektrycznej w 2034 roku</i>	18
<i>Tabela 5 Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna netto w KSE [MW]</i>	21
<i>Tabela 6 Wyniki optymalizacji parametrów magazynów energii współpracujących z systemami energetycznymi o przyjętych strukturach</i>	23
<i>Tabela 7 Charakterystyka ogólna bloków Elektrowni Opole</i>	43
<i>Tabela 8 Podstawowe, zakładane parametry reaktora jądrowego KP-FHR</i>	62
<i>Tabela 9 Parametry pary możliwej do uzyskania poprzez reaktor KP-FHR</i>	67
<i>Tabela 10 Parametry bloku nr 6 w Opolu</i>	68
<i>Tabela 11 Parametry bloku nr 6 współpracującego z reaktorem jądrowym.</i>	70
<i>Tabela 12 Prognozowane roczne produkcje bloku 900 MW z wykorzystaniem reaktora jądrowego.</i>	72
<i>Tabela 13 Rozkład procentowy szacowanych nakładów inwestycyjnych bloku MS-SMR</i>	79
<i>Tabela 14 Klasyfikacja dokładności szacowania CAPEX wg AACE International Recommended Practice</i>	83
<i>Tabela 15 Szacunkowe koszty budowy sześciu bloków klasy MS-SMR 150MWe na terenie Elektrowni Opole</i>	84
<i>Tabela 16 Potencjalne koszty uniknięte w oparciu o hipotetyczne wartości przedmiarowe</i>	85
<i>Tabela 17 Szacunkowe koszty budowy 6 bloków Kairos Power 150 MWe – Brownfield vs Greenfield</i>	86
<i>Tabela 18 Harmonogram wydatków inwestycyjnych, mln PLN netto</i>	88
<i>Tabela 19 Prognoza kursów walutowych</i>	89
<i>Tabela 20 Źródła cen paliwa jądrowego</i>	90
<i>Tabela 21 Porównanie kosztów uzupełnienia wody</i>	91
<i>Tabela 22 Porównanie kosztów w wariantach Brownfield i Greenfield</i>	93
<i>Tabela 23 Zestawienie najliczniejszych stanowisk pracy w elektrowni jądrowej</i>	99
<i>Tabela 24 Zestawienie najliczniejszych stanowisk pracy w elektrowni węglowej</i>	100
<i>Tabela 25 Zestawienie najważniejszych stanowisk niedoboru i nadwyżki etatów w elektrowni węglowej i jądrowej</i>	101
<i>Tabela 26 Analiza SWOT</i>	122

SPIS RYSUNKÓW

<i>Rysunek 1 Polski rynek energii elektrycznej</i>	9
<i>Rysunek 2 Zużycie energii elektrycznej w Polsce w latach 2009-2023</i>	10
<i>Rysunek 3 Struktura zużycia energii elektrycznej w Polsce w 2023 r</i>	11
<i>Rysunek 4 Produkcja i zużycie energii elektrycznej w Polsce od 2012 roku</i>	12
<i>Rysunek 5 Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce od 2012 roku</i>	13
<i>Rysunek 6 Moc zainstalowana w KSE w ostatnich latach</i>	14
<i>Rysunek 7 Moc zainstalowana elektryczna w Odnawialnych Źródłach Energii</i>	15
<i>Rysunek 8 Harmonogram wyłączeń bloków węglowych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania.</i>	16
<i>Rysunek 9 Prognozowane roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną w latach 2024-2040</i>	19
<i>Rysunek 10 Średnie wartości wskaźnika LOLE [h/rok] w latach 2025–2040</i>	20
<i>Rysunek 11 Średnie wartości wskaźnika EENS [GWh/rok] w latach 2025–2040</i>	20
<i>Rysunek 12 Zapotrzebowanie na moc w 2023 roku oraz prognozy zapotrzebowania moc w latach 2035 i 2040</i>	22
<i>Rysunek 13 Prognoza struktur źródeł wytwórczych w latach 2035 i 2040</i>	23

Rysunek 14 Układ bloku 900MW Elektrowni Opole	33
Rysunek 15 Lokalizacja głównych obiektów Elektrowni Opole	43
Rysunek 16 Zdjęcie lotnicze układu wyprowadzenia mocy z bloków 5, 6 elektrowni Opole. (źródło: geoportal.gov.pl)	44
Rysunek 17 Linie elektroenergetyczne wyprowadzenia mocy i zasilania rezerwowego Elektrowni Opole. (źródło: Open Infrastructure Map)	46
Rysunek 18 Stacja Elektroenergetyczna Dobrzeń	47
Rysunek 19 Układ wjazdów do Elektrowni Opole	48
Rysunek 20 Układ dróg w rejonie Elektrowni Dolna Opole	49
Rysunek 21 Schemat państwowych linii kolejowy w rejonie Elektrowni Opole	50
Rysunek 22 Schemat linii kolejowych na terenie elektrowni Opole	51
Rysunek 23 Rysunek ideowy układu reaktora KP-FHR oraz przepływu medium	60
Rysunek 24 Schemat ideowy – podstawowe parametry mediów roboczych	61
Rysunek 25 Budowa paliwa TRISO	64
Rysunek 26 Wstępna lokalizacja układu reaktorów KP-FHR Kairos Power w elektrowni Opole (blok 6)	65
Rysunek 27 Schemat ideowy połączenia trzech reaktorów KP-FHR z jedną wytwornicą pary	66
Rysunek 28 Porównanie szczytowej temperatury pary świeżej w elektrowniach jądrowych i węglowych	67
Rysunek 29 Obieg cieplny bloku 900 MW z kotłem węglowym jako źródłem pary	69
Rysunek 30 Obieg cieplny bloku 900 MW z reaktorem jądrowym jako źródłem pary	71
Rysunek 31 Wskaźnik dyspozycyjności bloków jądrowych w Europie za lata 2021-2023 wg IAEA	72
Rysunek 32 Schemat elektryczny ideowy dużych bloków energetycznych pracujących w Polsce.	73
Rysunek 33 Wyprowadzenie mocy przy zastosowaniu 3 jednostek jednofazowych transformatora blokowego oraz jednej jednostki rezerwowej (dzielonej z drugim bliźniaczym blokiem).	75
Rysunek 34 Struktura CAPEX	78
Rysunek 35 Wzór wyznaczenia LCoH	87
Rysunek 36 Koszty paliwa jądrowego na przestrzeni lat	90
Rysunek 37 Porównanie LCOE Brownfield vs Greenfield	94
Rysunek 38 Struktura LCoE dla analizowanego rozwiązania	95
Rysunek 39 Wyniki analizy wrażliwości – dyspozycyjność bloku	95
Rysunek 40 Wyniki analizy wrażliwość dla zmiennej stopy dyskonta	96
Rysunek 41 Uproszczony schemat przedstawiający proces uzyskania pozwolenia na budowę dla obiektu jądrowego.	119

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”

1.1. Technologia SMR

Chcąc osiągnąć cel porozumienia paryskiego z 2015 r., jakim jest ograniczenie wzrostu globalnych temperatur do poziomu znacznie poniżej 2°C powyżej poziomu sprzed epoki przemysłowej, świat będzie musiał wykorzystać wszystkie niskoemisyjne źródła energii. Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, takich jak energia wiatrowa i słoneczna będzie nadal rosnąć, jednakże energia jądrowa jako niskoemisyjne źródło może zapewnić stały i niezawodny strumień energii elektrycznej niezbędny do rozwoju gospodarki. Wraz z energią wodną i słoneczną, energia jądrowa jest jedynym niskoemisyjnym źródłem energii, które może zastąpić paliwa kopalne w zakresie produkcji energii elektrycznej oraz ciepła.

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 IV, która obecnie jest dopiero we wczesnej fazie rozwoju. Tego typu inwestycja jest przyszłościowym rozwiązaniem, wpisującym 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 Towaŕową Giełdę Energii (TGE).

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



Produkcja energii elektrycznej
○ 166,99 TWh

Szczytowe zapotrzebowanie
○ 28,66 GW

Całkowita moc zainstalowana
○ 72,8 GW

Średnia hurtowa cena energii
○ 418 PLN/MWh

Źródło danych: ARE, PSE, TGE.

Rysunek 1 Polski rynek energii elektrycznej

2.1.1. Struktura popytu i podaży energii elektrycznej

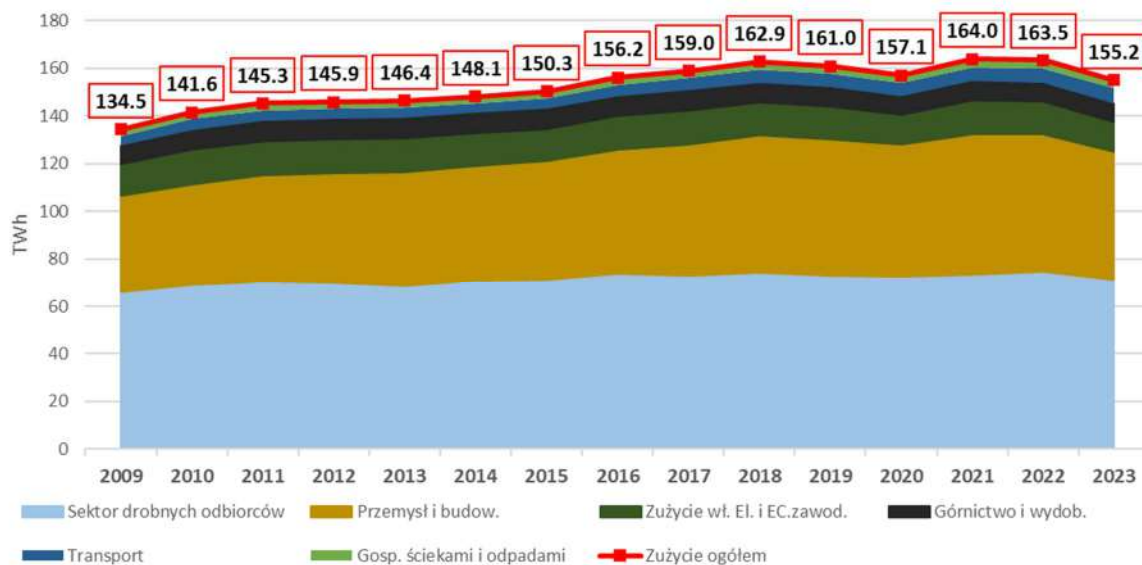
Wymagany poziom produkcji energii elektrycznej wynika z zapotrzebowania na energię elektryczną w obrębie danego systemu elektroenergetycznego. W ciągu ostatnich kilkunastu lat obserwowany był trend wzrostowy zużycia energii elektrycznej w Polsce. Jednakże na przełomie 2019 i 2020 roku w wyniku wybuchu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

Szczegółowe dane dotyczące zużycia energii elektrycznej przez poszczególne sektory na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat 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 i zawodowych ¹	14.1	13.5	13.4	14	14.3	14	13.8	12.5	14.20	13.88	12.24
Zużycie własne ciepłowni zawodowych	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.23	0.16	0.19
Górnictwo i wydobywanie	8.8	8.7	8.7	8.5	8.3	8.3	8.2	7.9	8.16	7.89	7.85
Przemysł i budownictwo	47.9	48.2	50	52.1	55	57.8	57.2	55.8	58.86	57.62	54.14
Dostawa wody; gospodarowanie ściekami i odpadami	2.6	2.7	2.7	2.9	3	3.1	3.1	3.1	3.32	3.28	3.27
Transport	4.1	4	4.3	4.6	5.2	5.6	5.6	5.3	5.72	5.92	6.40
Sektor drobnych odbiorców	68.6	70.9	71	73.9	73.1	74	72.9	72.4	73.51	74.71	71.07
Zużycie ogółem²	146.4	148.1	150.3	156.2	159.0	162.9	161.0	157.1	164.0	163.5	155.2
Dynamika zużycia	100.3%	101.2%	101.5%	103.9%	101.8%	102.5%	98.8%	97.6%	104.4%	99.7%	94.9%
Średnia dynamika z okresu	100.6%										

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



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

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

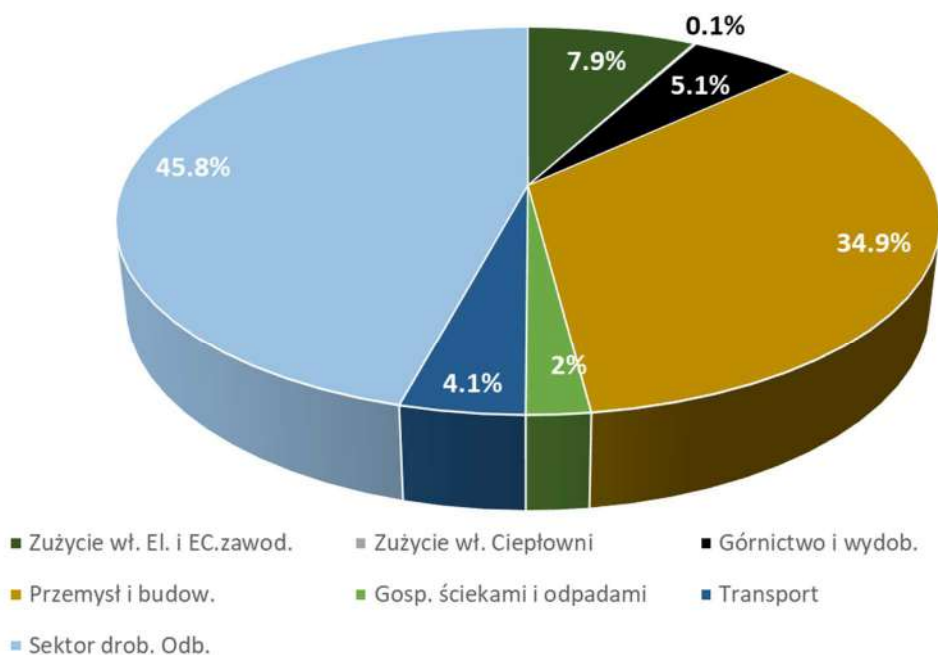
Postępujący wzrost zużycia energii elektrycznej jest kompensowany działaniami w zakresie

¹ razem z kotłami ciepłowniczymi energetyki zawodowej

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

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%.



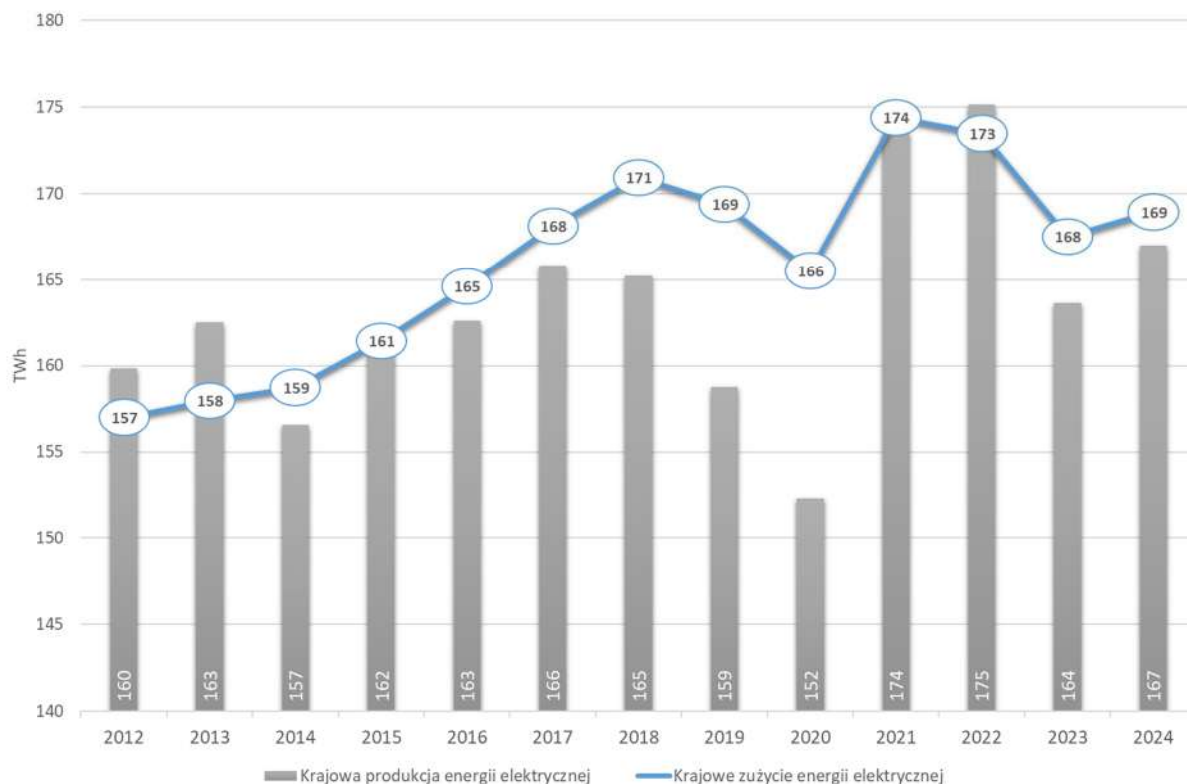
Rysunek 3 Struktura zużycia energii elektrycznej w Polsce w 2023 r

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 w okresie od 2012 roku wg danych operatora sieci przesyłowej PSE. Zużycie energii elektrycznej prezentowane przez PSE jest wyższe od zużycia raportowanego przez GUS, co wynikać może m.in. z braku raportowania części odbiorców energii elektrycznej do GUS-u.



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

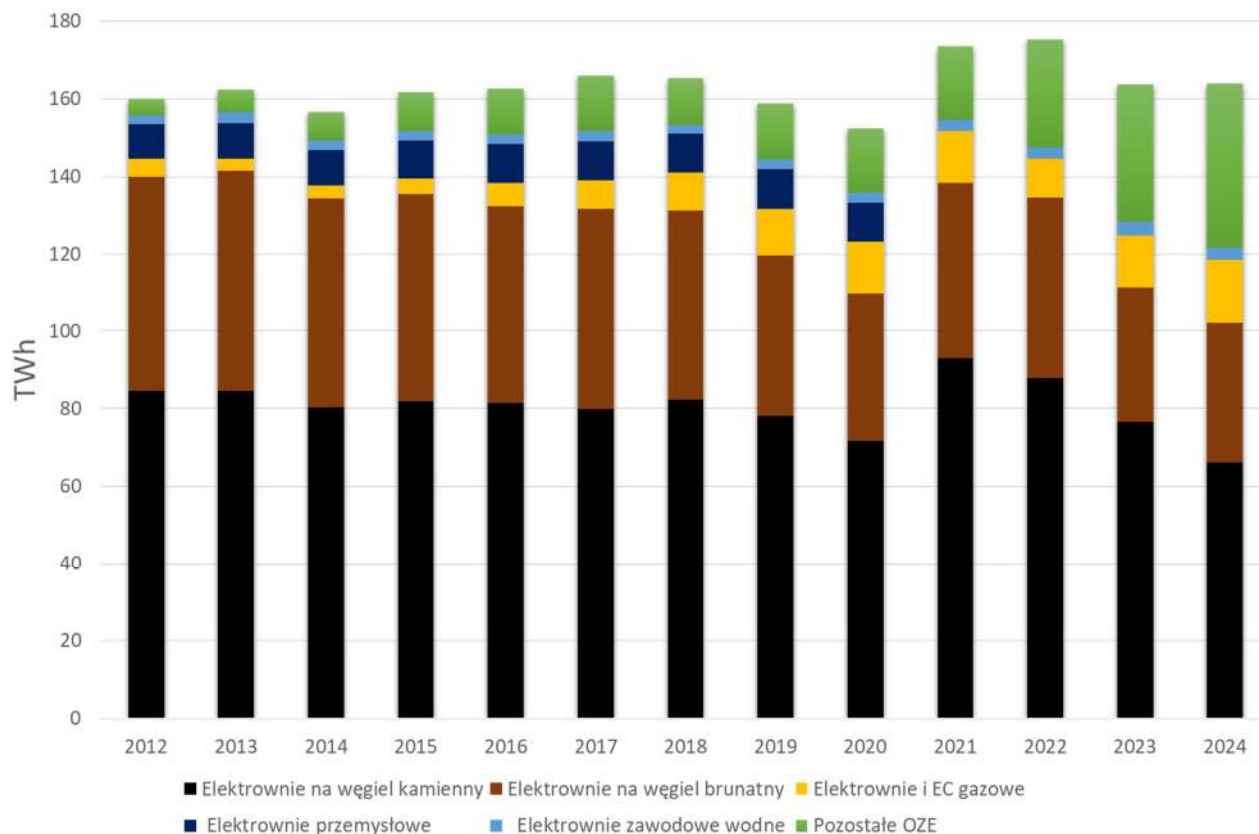
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE

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

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

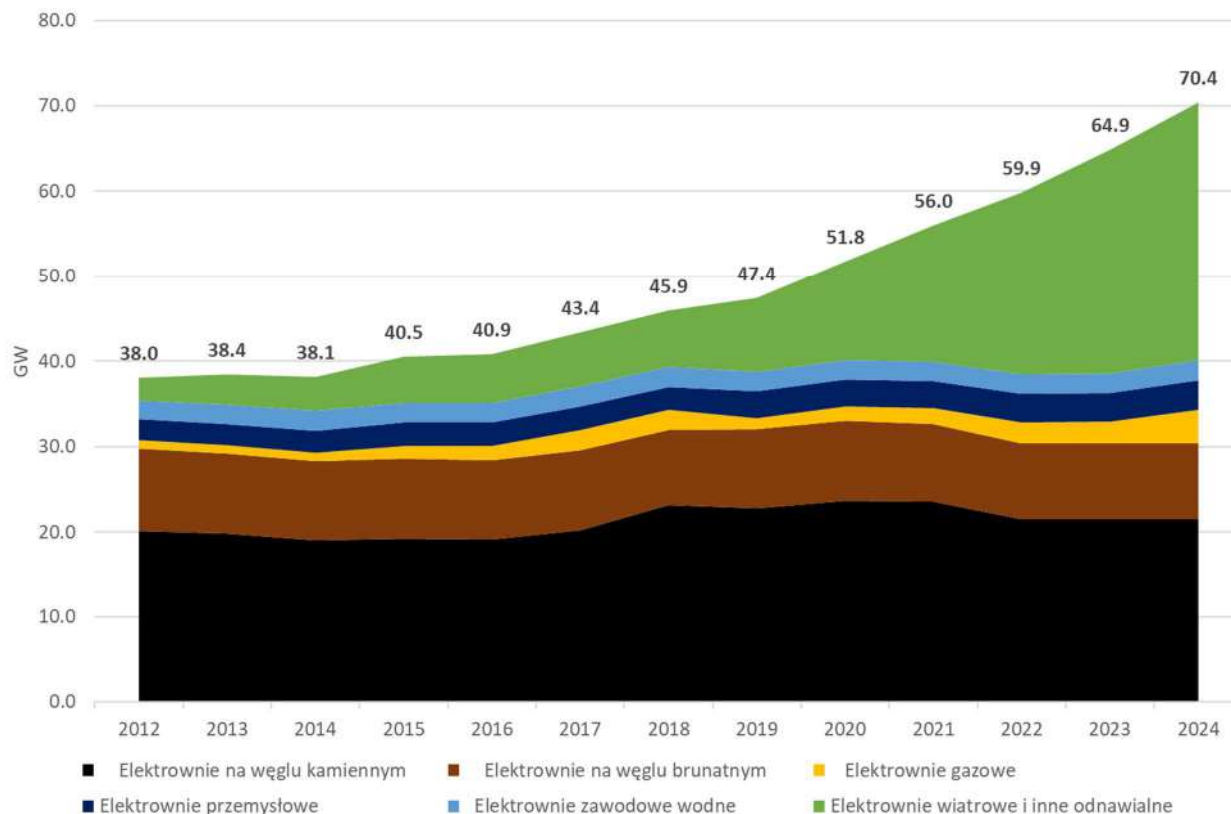


Rysunek 5 Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce od 2012 roku

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE

2.1.2. Struktura mocy zainstalowanej w KSE

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



Rysunek 6 Moc zainstalowana w KSE w ostatnich latach

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

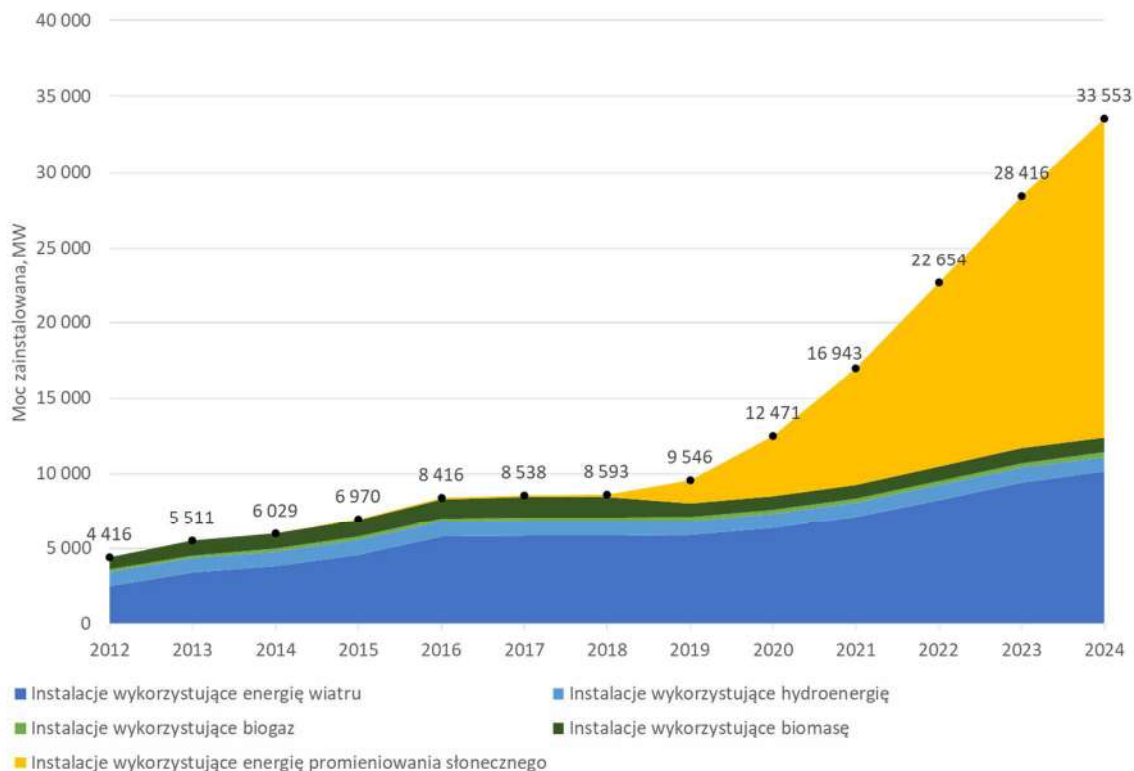
W przypadku nowych konwencjonalnych źródeł wytwórczych, na przestrzeni ostatnich lat do systemu dołączone zostały nowe bloki gazowo-parowe: we Włocławku - 485 MW (2017), Płocku - 630 MW (2018) w Stalowej Woli - 467 MW (2019) oraz w EC Żerań 497 MW (2021). Ponadto w 2024 roku do eksploatacji zostały włączone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

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

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

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

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



Rysunek 7 Moc zainstalowana elektryczna w Odnawialnych Źródłach Energii

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

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

2.2. Prognoza rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce

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

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

2.2.1. Prognoza mocy zainstalowanej

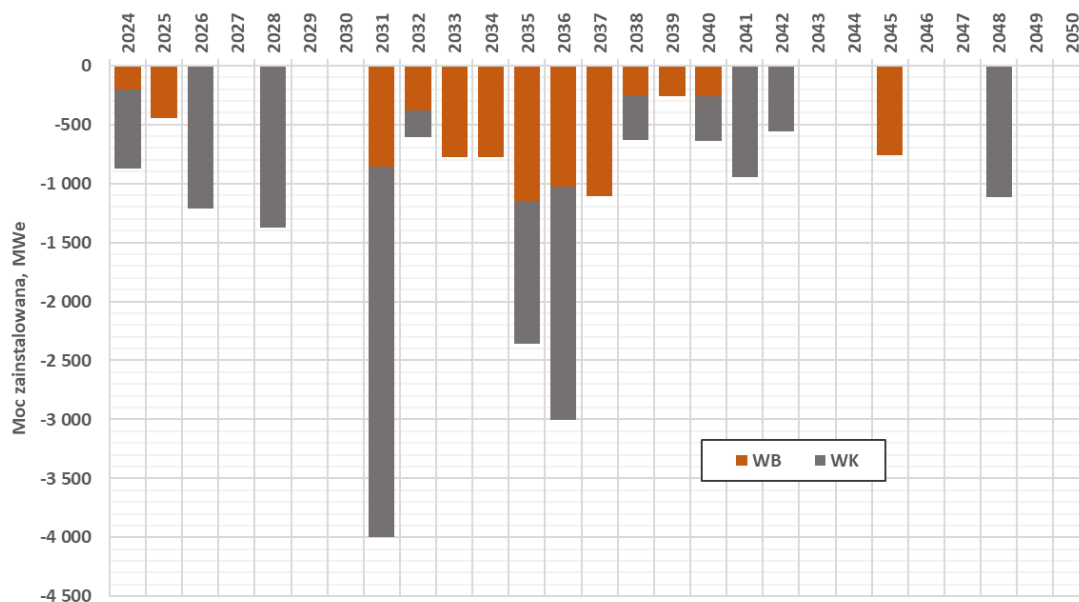
Na przestrzeni lat polski miks energetyczny będzie zmieniał się wraz z postępującą dekarbonizacją sektora wytwarzania energii przy towarzyszącym, znaczącym rozwojem OZE. Większość bloków węglowych w Polsce jest zaawansowana wiekowo i ich modernizacja nie ma ekonomicznego sensu przy malejącym wykorzystaniu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

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

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

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

Poniżej zaprezentowano harmonogram wyłączeń bloków węglowych na podstawie raportu PSE⁴ (w podziale na węgiel kamienny i brunatny) - te moce w przyszłości będą wymagały odtworzenia w celu utrzymania odpowiedniego poziomu mocy dyspozycyjnej w systemie. Prawdopodobna data wyłączenia z eksploatacji rozważanego do wykorzystania w tym opracowaniu bloku węglowego klasy 900 MW w Opolu to 2050 rok, a więc rok osiągnięcia neutralności w zakresie emisji CO₂ w wytwarzaniu energii elektrycznej w Europie.



Rysunek 8 Harmonogram wyłączeń bloków węglowych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE

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

⁴ Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034; PSE; Grudzień 2024 r.

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

Tabela 3 Bloki gazowo-parowe w aukcjach Rynku Mocy

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

Kolejnym źródłem mogącym zastąpić węgiel w miksie energetycznym są elektrownie jądrowe. Aktualną strategię rozwoju energetyki jądrowej w Polsce opisano w opublikowanym w październiku 2020 roku **Programie Polskiej Energetyki Jądrowej**. Zakłada on powstanie 6 bloków jądrowych począwszy od 2033 roku co dwa lata. Sumarycznie powstaną 2 elektrownie jądrowe w dwóch lokalizacjach, każda po 3 bloki. Aktualnie zakłada się, że pierwsza elektrownia powstanie w lokalizacji Lubiawo-Kopalino 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 lub Kozienice.

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

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

Tabela 4 Struktura zasobów wytwórczych energii elektrycznej w 2034 roku

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

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

2.2.2. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną PSE

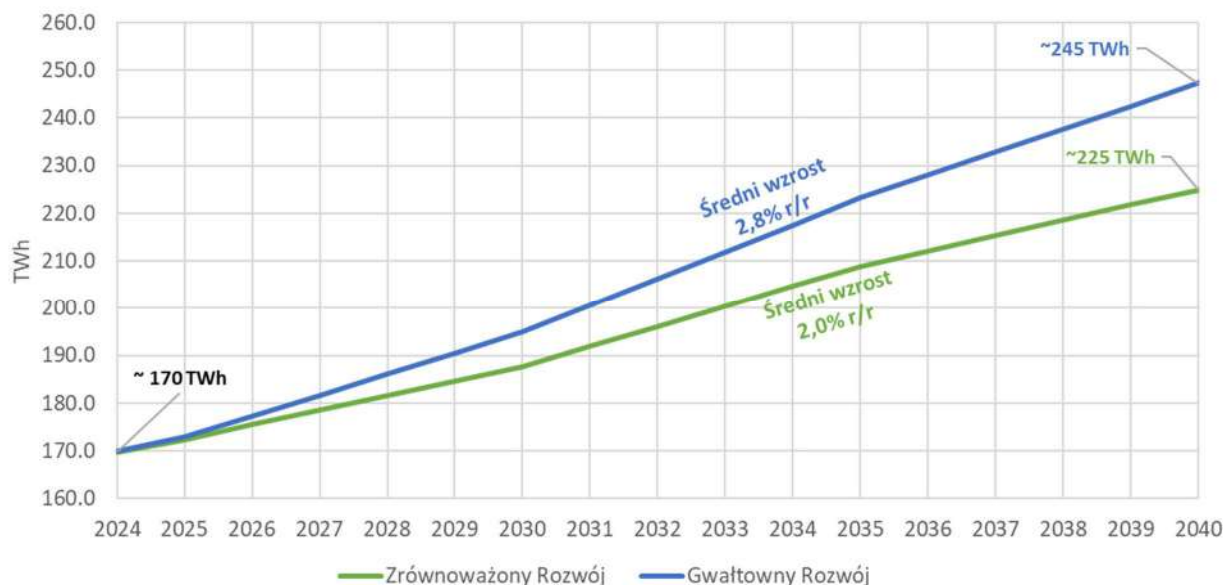
Przetawiona w tym punkcie długoterminowa prognoza zapotrzebowania na energię w KSE została przygotowana przez PSE⁵ biorąc pod uwagę:

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

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

⁵ Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034; PSE; Grudzień 2024 r.

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



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

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PSE

2.2.3. Analiza wystarczalności źródeł wytwórczych

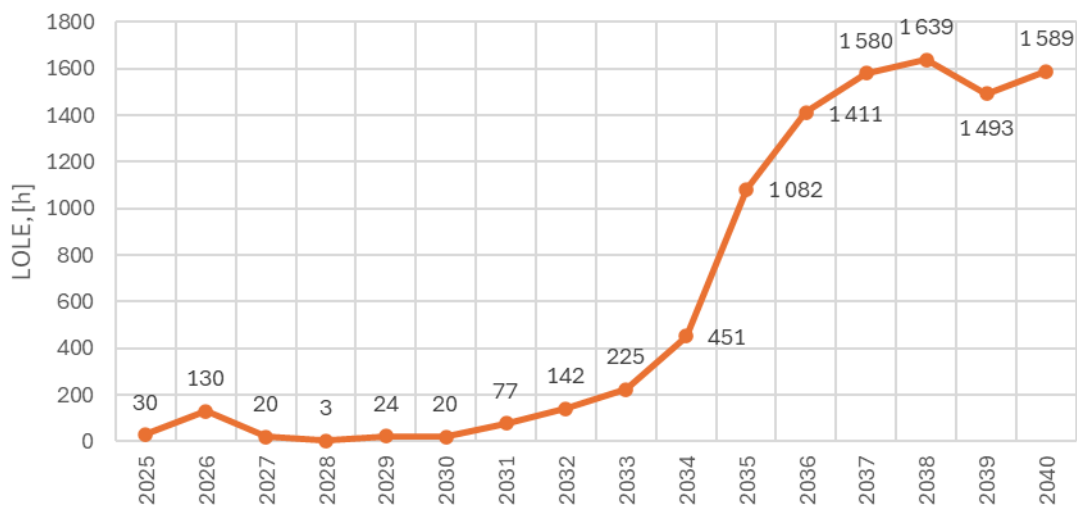
Na podstawie przedstawionego miksowi mocy zainstalowanej oraz prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną w raporcie PSE przedstawiono wyniki analiz wystarczalności źródeł wytwórczych oraz bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Do oceny wykorzystano dwa wskaźniki niezawodności systemu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

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

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

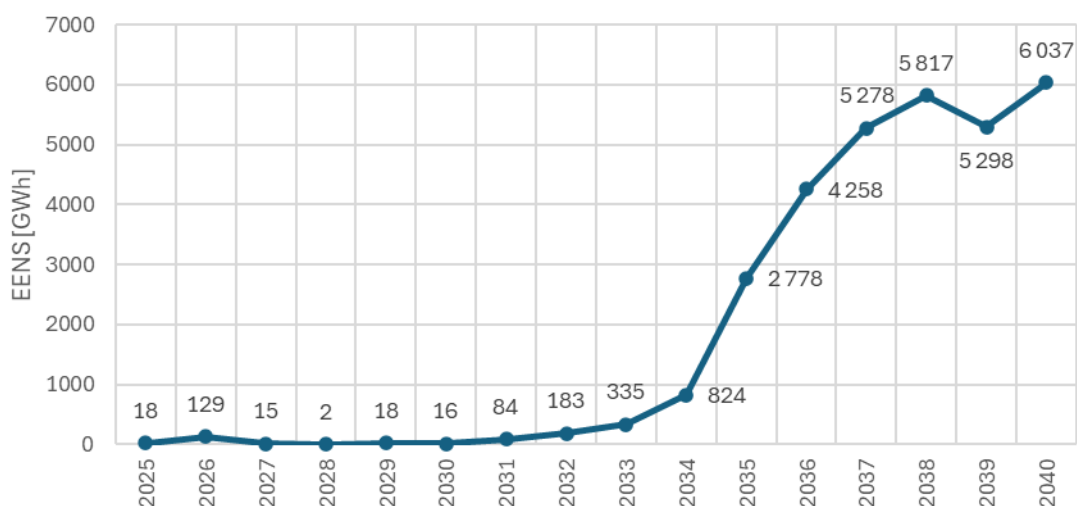
Drugi wskaźnik EENS (Expected Energy Not Served) wskazuje ilość energii elektrycznej (w GWh), która nie będzie dostarczona do odbiorców w wyniku niedoboru mocy w systemie elektroenergetycznym. Jest to szacowana ilość energii, której dostawy mogą zostać przerwane w ciągu roku ze względu na niewystarczającą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

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



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

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Raportu PSE



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

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Raportu PSE

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

2.2.4. Wymagana dodatkowa moc dyspozycyjna

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

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

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

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

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

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Raportu PSE

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

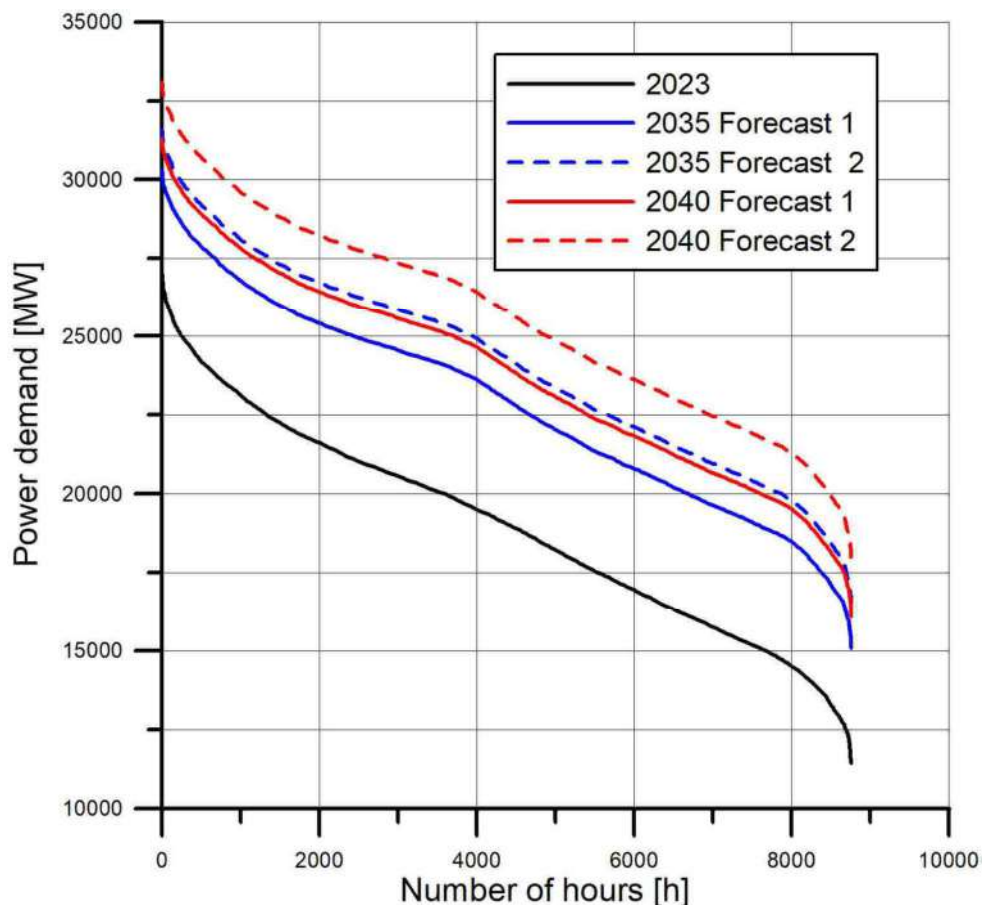
- nowe elektrownie gazowe (ponad te zakontraktowane na rynku mocy),
- przedłużenie eksploatacji istniejących jednostek węglowych (w tym przedłużenie dla nich rynku mocy po 2025 roku),
- nowe magazyny energii (w różnych technologiach) z towarzyszącymi im nowymi źródłami OZE,
- nowe elektrownie biomasowe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

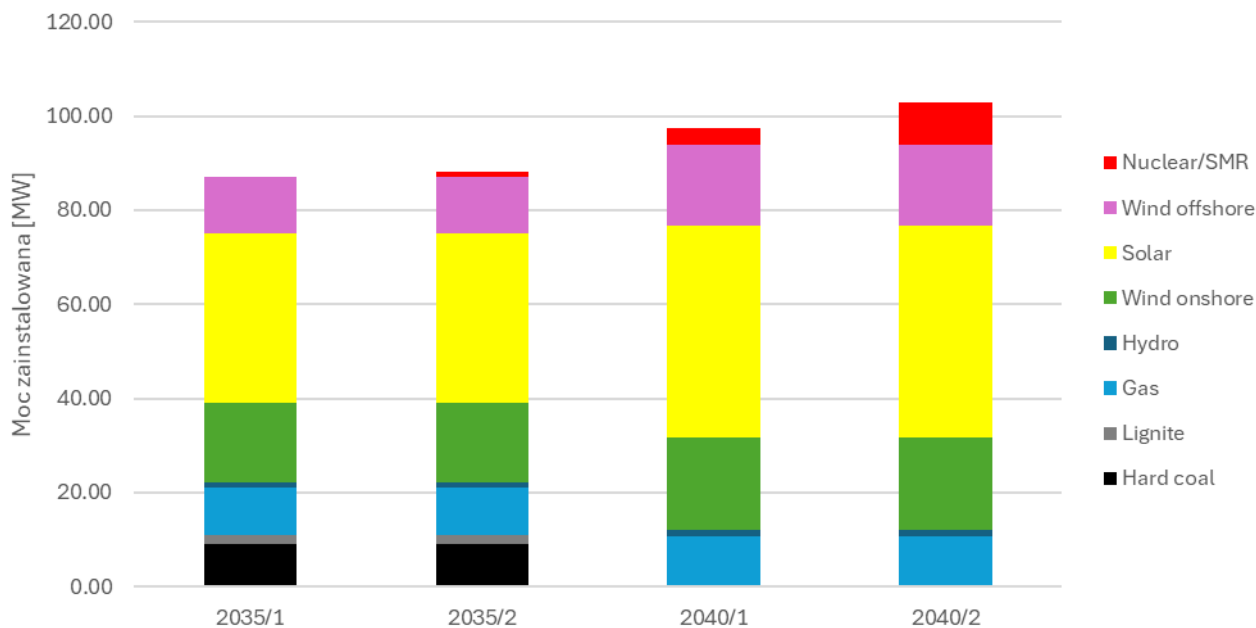


scenariusze.

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. Wojczek, PŚ

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



Rysunek 13 Progniza struktur źródeł wytwórczych w latach 2035 i 2040

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

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

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

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

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

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

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

2.4. Podsumowanie analizy rynku energii

- Analizując obecną sytuację na rynku energii elektrycznej należy przypuszczać, że zapotrzebowanie na energię elektryczną w perspektywie kilkudziesięciu lat będzie rosnąć. W związku z czym produkcja energii elektrycznej powinna również rosnąć lub utrzymywać się na poziomie umożliwiającym zbilansowanie systemu w połączeniu z np. importem energii lub redukcją zapotrzebowania.
- Przedstawiony harmonogram odstawień bloków węglowych wskazuje, że po 2040 roku w systemie zostaną już tylko bloki klasy 1000 MW, a wszystkie inne zostaną wyłączone z eksploatacji. Planowane nowe bloki gazowe najprawdopodobniej nie zastąpią 1:1 źródeł węglowych, a nawet jeżeli to paliwo gazowe w Europie ma 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.).
- Z kolei 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. Zastosowanie modularnych reaktorów generacji może zwiększyć elastyczność pracy układów przez co będą one chętniej wykorzystywane przez operatora sieci przesyłowej.
- 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 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.
- W związku z powyższym, w momencie w którym technologia reaktorów IV generacji będzie skomercjalizowana, a zakłada się że może to nastąpić okolicach 2040 roku, aby przedłużyć prace bloków np. klasy 1000 MW niezbędnych do prawidłowej pracy systemu elektroenergetycznego można byłoby wykorzystać reaktory IV generacji. Wówczas nastąpiłaby zmiana paliwa wykorzystywanego do produkcji pary, które to obecnie poprzez m.in. zapisy Taksonomii ograniczałyby dalszą pracę elektrowni węglowych.

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. Istniejące jednostki wytwórcze

Elektrownia Opole jest kondensacyjną elektrownią ciepłą, zlokalizowaną w północnej części miasta Opolą, poniżej ujścia rzeki Mała Panew do Odry.

Aktualnie elektrownia Opole eksploatuje sześć bloków energetycznych o łącznej mocy osiągalnej około 3340 MW generowanej przez:

- 4 bloki - o mocy osiągalnej bloków 1 ÷ 4 odpowiednio: 386, 383, 383 oraz 380 MW, uruchomionych w latach 1993÷1997;
- 2 bloki - o mocy osiągalnej 2 x 905 MW, uruchomionych w 2019 roku.

Elektrownia Opole posiada układ blokowy w którym każdy z bloków energetycznych jest opalany węglem kamiennym oraz posiada zamknięty układ wody chłodzącej.

3.2. Część mechaniczno-technologiczna

3.2.1. Opis istniejących bloków energetycznych 1÷4 oraz ich instalacji pomocniczych

Istniejący, podstawowy ciąg technologiczny Elektrowni Opole stanowią cztery bloki energetyczne wraz z instalacjami zapewniającymi ich funkcjonowanie. Bloki energetyczne 1÷4 tworzą następujące, główne urządzenia:

- Kotły parowe, pyłowe, wieżowe na parametry podkrytyczne BP-1150
 - wydajność maksymalna trwała (WMT) 1150Mg/h
 - wydajność cieplna 3143 GJ/h (873MW)
 - sprawność kotła dla WMT 91,7%
- Turbiny kondensacyjne: 18K376 (bl. nr 1), 18K373 (bl. nr 2 i 3) oraz 18K370 (bl. nr 4)
- Generatory GHTW360 chłodzone wodorem
- Chłodnie kominowe: jedna chłodnia dla dwóch bloków energetycznych
- Elektrofiltry: dwusekcyjne, trzystrefowe o sprawności odpylania 99,5%
- Instalacja DeNOx: System niekatalitycznej redukcji tlenków azotu (SNCR) z użyciem wodnego roztworu mocznika jako reagenta (stężenie 15÷20%)
- IOS: instalacja mokrego odsiarczania spalin o sprawności 92%

3.2.1.1. Kocioł BP-1150

Kocioł BP-1150 jest kotłem przepływowym przystosowanym do współpracy w układzie blokowym z turbiną o ciśnieniu poślizgowym. Kocioł BP-1150 jest kotłem jednociągowym o wysokości około 100 m, opalany węglem kamiennym. Kotły wyposażone są w zespoły młynowe (6 zespołów młynowych przy kotle nr 2; po 5 zespołów dla kotłów bloków nr 1, 3 i 4) służące rozdrobniению węgla kamiennego, suszeniu (gorącym powietrzem) i podaniu go jako mieszanki pyłowo-powietrznej poprzez palniki pyłowe do komory paleniskowej kotła. Stosowane są palniki pyłowe niskoemisyjne w celu ograniczenia emisji tlenków azotu. Komory paleniskowe kotłów zostały zabudowane w układzie paleniska

tangencjonalnego (palniki strumieniowe umieszczone w narożach komory). Zalety tego rozwiązania, mające wpływ na prawidłowy przebieg procesu spalania to: samostabilizacja płomienia, tolerancja na zmiany paliwa, optymalne wymieszanie mieszanki pyłowo-powietrznej i powietrza wtórnego. Komory wyposażone są także w instalacje umożliwiające stopniowane podawanie powietrza do spalania. W części przykotłowej każdego bloku zainstalowane są zasobniki węglowe po jednej sztuce na każdy młyn.

Każdy kocioł wyposażony jest w 12 sztuk palników olejowych z palnikami zapalającymi. Powietrze do spalania dostarczane jest przez jeden wentylator powietrza pierwotnego oraz dwa wentylatory powietrza wtórnego. Powietrze pierwotne i wtórne podgrzewane jest w obrotowych podgrzewaczach powietrza. Spaliny odprowadzane są do komina po uprzednim ich oczyszczeniu w instalacjach odpylania, odsiarczania oraz odazotowania spalin.

3.2.1.2. Instalacja odpylająca

Spaliny z wszystkich kotłów odpylane są w elektrofiltrach energetycznych suchych o poziomym przepływie spalin. Są to elektrofiltry dwusekcyjne, czterostrefowe z układem równomiernego przepływu spalin o wysokim napięciu międzyelektrodowym (70kV) oraz zespołami wysokoczęstotliwościowymi.

3.2.1.3. Instalacja odsiarczania spalin

Spaliny z wszystkich kotłów bloków energetycznych nr 1 do nr 4 poddawane są oczyszczaniu z dwutlenku siarki w instalacji odsiarczania spalin (IOS) poprzez związanie go z węglanem wapnia zawartym w mączce kamienia wapiennego.

3.2.1.4. Instalacja odazotowania spalin

W instalację odazotowania spalin wyposażone są wszystkie kotły bloków nr 1+4. Instalacja odazotowania spalin kotłów bloków stanowi połączenie dwóch metod redukcji tlenków azotu: pierwotnej ROFA i wtórnej Rotamix.

3.2.1.5. Układ nawęglania kotłów

Węgiel dostarczany jest do elektrowni transportem kolejowym w wagonach typu otwartego (tzw. węglarkach) i rozładowywany na 2 wywrotnicach wagonowych WWb-130, każda o wydajności nominalnej 1 500 Mg/h.

Węgiel rozładowywany do zasobnika wywrotnicy, odbierany jest wózkami wygarniającymi typu WWh 2000 na przenośniki taśmowe, które połączone są z głównym węzłem przesyłowym zlokalizowanym w budynku przesyłowym nr 10. Tutaj następuje separacja zanieczyszczeń magnetycznych i niemetalicznych znajdujących się w transportowanym węglu oraz ukierunkowanie transportu:

- a) na place składowe,
- b) bezpośrednio do napełniania zasobników przykotłowych poszczególnych bloków, wykorzystując układ przenośników taśmowych o wydajności 1 500 Mg/h i szerokości taśm 1 400 mm.

Place składowe węgla podzielone są na 4 składy:

- składy węgla wyrównawcze nr 1 i 2 - wysokość składowania maks. 19 m,
- składy węgla rezerwowe nr 1 i 2 - wysokość składowania maks. 30 m.

Łączna pojemność placów węglowych wynosi 800 000 Mg, w tym: skład węgla rezerwowy nr 1 o pojemności 300 000 Mg, skład węgla wyrównawczy nr 1 o pojemności 110 000 Mg, skład węgla rezerwowy nr 2 o pojemności 285 000 Mg, skład węgla wyrównawczy nr 2 o pojemności 105 000 Mg.

Składy umożliwiają zgromadzenie około 30 dniowego zapasu węgla.

Eksploatowane są dwie niezależne galerie nawęglania: dla kotłów bloków nr 1 i 2 oraz nr 3 i 4. W każdej galerii nawęglania znajdują się zasobniki węgla oraz zainstalowane są dwa przenośniki rewersyjne jezdne.

Biomasa, która jest również, oprócz węgla, spalana w kotłach bloków energetycznych dostarczana jest do Oddziału Elektrownia Opole transportem samochodowym i rozładowywana na specjalnie wydzielonej części składu węglowego. Biomasa z placu węglowego wybierana jest ładowarką kołową i podawana do linii podawania biomasy, wyposażonej między innymi w urządzenia uniemożliwiające podanie biomasy o wymiarach ponad 40 mm (nadwymiarowa biomasa rozdrabniana jest w firmie zewnętrznej). Z zespołu przenośników biomasa podawana jest na jeden z trzech wybranych przenośników taśmowych węgla B1500, którym jest transportowany miął węglowy z rozładunku wywrotnicy wagonowej - dotyczy kotłów bloków nr 1, 3 i 4.

W przypadku braku dostaw węgla do rozładunku z wywrotnicy, miął węglowy pobierany jest z placu węglowego za pomocą ładowarek kołowo-szynowych i poprzez przenośnik taśmowy rewersyjny podawany jest na przenośnik taśmowy, na którym znajduje się już wcześniej podana biomasa.

Z przenośników taśmowych biomasa i miął węglowy trafiają, poprzez przesypy, do zasobnika przykotłowego i dalej do młynów.

Teren wokół placów węglowych jest wyposażony w murki oporowe, kanaliki odwadniające i studzienki odstojnikowe, w celu odprowadzenia do systemu kanalizacji ogólnospławnej, wód opadowych z powierzchni bocznych zwalów węgla. Spełniają one jednocześnie funkcje separacyjne (odstojnikowe) dla frakcji stałych, unoszonych przez wody opadowe.

Kocioł nr 2 wyposażony został w instalację do bezpośredniego podawania biomasy do kotła. Służy ona do przyjęcia, rozładunku, magazynowania i wdmuchiwania zmielonej biomasy agro do kotła nr 2 w celu jednoczesnego spalania jej z pyłem węglowym.

Instalacja podawania biomasy umożliwia spalanie w sposób ciągły strumienia 100 MW energii dostarczanej w paliwie, tj. około 23 t/h peletów o wartości opałowej ok. 15,5 MJ/kg.

Biomasa (tzw. agro) w postaci peletów jest przywożona do Elektrowni transportem samochodowym w godzinach od 600 do 2200, w okresie od poniedziałku do piątku. Po przyjęciu i zważeniu na wadze samochodowej biomasa jest oczyszczana z zanieczyszczeń ferromagnetycznych i rozładowywana do dwóch zbiorników magazynowych o pojemności 3200 m³ każdy.

Ze zbiorników magazynowych biomasa jest podawana na ciąg urządzeń, na których następuje jej ważenie, mielenie i transport pneumatyczny zmielonej biomasy do palników biomasowych umieszczonych w ścianach kotła nr 2.

3.2.1.6. Układ odpopielania kotłów

Ciąg technologiczny układu odpopielania obejmuje instalacje i urządzenia od kołnierza leja elektrofiltra do kołnierza kształtki rozprężnej znajdującej się na stropie zbiornika retencyjnego popiołu i w stropie zbiornika magazynowego wraz z przynależnymi instalacjami technologicznymi.

W skład instalacji wchodzi: instalacje i urządzenia do transportu pneumatycznego popiołu z lejów elektrofiltra do zbiornika wyrównawczego, instalacje i urządzenia blokowej stacji wysyłkowej popiołu z elektrofiltra, rurociągi popiołu między elektrofiltrem a zbiornikiem retencyjnym popiołu, rurociągi popiołu między elektrofiltrem a zbiornikiem magazynowym popiołu, instalacje i urządzenia napowietrzające ryny aeracyjne i zbiornik wyrównawczy, instalacje i urządzenia przygotowania sprężonego powietrza do transportu popiołu, instalacje odpowietrzające układ odpopielania, instalacje do zmywania posadzek pod elektrofiltrem.

W elektrofiltrach bloków energetycznych następuje oddzielenie popiołu od spalin. Popiół z elektrod jest strzepywany do 18 lejów, które stanowią trzy strefy odpopielania. Z lejów elektrofiltrów popiół spływa do rynien aeracyjnych, skąd jest transportowany do zbiornika wyrównawczego z aeracją dna. Ze zbiornika wyrównawczego popiół spływa do pomp zbiornikowych poziomych. Z pomp zbiornikowych popiół w postaci mieszanki pyłopowietrznej może być transportowany rurociągami usytuowanymi na estakadzie L do zbiorników retencyjnych Centralnej Stacji Załadowniczej Popiołu (CSZP), gdzie znajdują się 3 zbiorniki o pojemności 2000 m³ każdy lub do silosów zbiornika magazynowego (ZM), skąd można go przetransportować rurociągami Turbuflow do dowolnie wybranego zbiornika retencyjnego znajdującego się w CSZP. Popiół ze zbiorników retencyjnych ładowany jest na wagony cysterny lub samochody cysterny i wysyłany do miejsca przeznaczenia. Zbiorniki retencyjne i magazynowe popiołu wyposażone są w instalację odpylającą (filtry tkaninowe).

3.2.1.7. Układ odzūżlania kotłůw

Układ odzūżlania ma za zadanie odprowadzanie w sposób ciągły żuźla z kotłůw BP1150. Powstały w procesie spalania żuźel spada do wanny odzūżlacza zgrzebłowego wypełnionej wodą. Po wygaszeniu i schłodzeniu żuźel wędruje do kruszarki udarowo-pierścieniowej, gdzie ulega skruszeniu.

Po skruszeniu żuźel jest splukiwany wodą w kanałach odzūżlania poprzez zespół dysz splucznych do zbiornika pulpy w pompowni bagrowej. Jedna pompownia bagrowa odbiera żuźel z dwóch kotłůw.

Z pompowni żuźel w postaci pulpy jest transportowany poprzez pompy bagrowe rurociągami żuźla do komory osadczej osadnika żuźla. Po wytrąceniu się żuźla w komorze osadczej woda przepływa do komory wody wstępnie oczyszczonej, a następnie poprzez komorę ssawną i pompy wody powrotnej transportowana jest rurociągami wody powrotnej do instalacji splucznej w kanale grawitacyjnego spływu odzūżlania, doprowadzając w ten sposób do zamknięcia układu technologicznego.

Żuźel po odsączeniu z wody w komorze osadczej transportowany jest suwnicą bramową chwytkiem na pole odkładcze lub wagony i samochody, którymi wywożony jest poza elektrownię. Wagony podstawiane są na tor za ścianą pola odkładczego. Załadunek samochodůw odbywa się na polu odkładczym.

Układ odzūżlania jest zbudowany z: instalacji odzūżlania kotła, pompowni bagrowej, osadnika żuźla - o pojemności 23000 m³ (dwie komory osadcze), pompowni wody powrotnej, rurociagów na estakadach.

3.2.1.8. Kotłownia pomocnicza

Kotłownia pomocnicza produkująca ciepło wykorzystywane do ogrzania wody użytkowej, zasilania centralnego ogrzewania, klimatyzacji oraz dla uzyskania pary na potrzeby technologiczne i zewnętrznych sieci ciepłych.

Kotły kotłowni pomocniczej stanowią źródło zapasowej pary technologicznej dla Elektrowni Opole.

Kotły kotłowni pomocniczej uruchamiane są w przypadkach zwiększonego zapotrzebowania na ciepło, tzn. podczas rozruchůw bloków oraz w okresie zimowym przy niźszych temperaturach.

Wyposażenie kotłowni pomocniczej w dwa kotły olejowe ma na celu umożliwienie szybkiego pozyskania pary technologicznej poprzez szybki rozruch kotłůw olejowych uruchamianych z panelu sterowniczego kotła,

Dwa kotły olejowe o łącznej wydajności 50 Mg/h pary zlokalizowane są w północnozachodniej części budynku kotłowni pomocniczej na poziomie +4,50 m, w wydzielonym do tego celu pomieszczeniu.

Kotłownię pomocniczą stanowią:

- 2 kotły parowe olejowe firmy LOOS typ ZFR-X 28000 o wydajności cieplnej 17,862 MW (nominalna wydajność pary 25 Mg/h każdy kocioł) o sprawności cieplnej 94% opalane olejem opałowym lekkim. Kotły posadowione w budynku kotłowni pomocniczej na poziomie +4,50 m, w wydzielonym do tego celu pomieszczeniu, stacja odgazowania wody, 4 pompy wody zasilającej, 2 stacje redukcyjno-schładzające, rozprężacz odmulin, rozprężacz odsolin, rozprężacz odwodnień i skroplin, 2 kominy o wysokości 26 m i średnicy 1,1 m, woda zasilająca kotły, 2 podziemne zbiorniki magazynowe oleju opałowego lekkiego o pojemności 100 m³ każdy zlokalizowane przy południowo-zachodniej elewacji budynku. W budynku kotłowni znajduje się węzeł ciepłowniczy o mocy 102 MWt zasilany parą z bloków energetycznych nr 1 do nr 4.

3.2.1.9. Układ agregatów Diesla

Siłownie Diesla, przewidziane jako źródło awaryjnego zasilania odbiorów bezpieczeństwa turbozespołów bloków elektroenergetycznych 1-4 i pompowni wody ppoż., składają się z:

- układu elektroenergetycznego Siłowni Diesla nr 1, z agregatem zainstalowanym w budynku 140, służącym do zasilania awaryjnego wybranych odbiorów bloków nr 1 i 2 oraz pompowni wody ppoż.,
- układu elektroenergetycznego Siłowni Diesla nr 2, z agregatem zainstalowanym w budynku 141, służącym do zasilania awaryjnego wybranych odbiorów bloków nr 3 i 4 oraz pompowni wody ppoż.

Każdy zespół prądotwórczy napędzany jest spalinowym silnikiem wysokoprężnym H. Cegielski-Sulzer, z bezpośrednim wtryskiem paliwa (olej napędowy).

Moc cieplna każdego silnika wynosi 2602 kWt przy sprawności cieplnej 41,5 %.

Siłownie Diesla są utrzymywane w ciągłej gotowości do uruchomienia (raz w tygodniu wykonywane są uruchomienia kontrolne i próby przez okres 30 minut).

Siłownia Diesla przewidziana dla potrzeb zasilania obwodów Centralnej Nastawni Elektrowni Opole, składa się z zespołu prądotwórczego GEP-165 napędzanego silnikiem Diesla o mocy 0,35 MWt (paliwo: olej napędowy).

3.2.1.10. Instalacje gospodarki olejowej

Obiekty gospodarki olejowej zlokalizowano w południowo-wschodniej części terenu zajmowanego przez elektrownię. Zbiorniki oleju opałowego, transformatorowego, turbinowego i zanieczyszczonego posadowione są w betonowych misach, umożliwiającym zatrzymanie całej objętości oleju w przypadku jakiegokolwiek uszkodzenia. W taki sam sposób zabezpieczono transformatory. Zatrzymane oleje w wyżej wymienionych urządzeniach są gromadzone w zbiornikach oleju zanieczyszczonego i przekazywane uprawnionym firmom zewnętrznym.

Olej opałowy ciężki (mazut) wykorzystywany jest w czasie rozruchów i odstawień kotłów bloków energetycznych nr 1 do nr 4, do stabilizacji procesu spalania w stanach nieustalonych oraz zaniżeniach mocy. Zadaniem podstawowym mazutowni jest zapewnienie zasilania przykotlewych instalacji mazutowych na blokach 1 i 2 według układu I oraz na blokach 3 i 4 według układu II.

Rozdzielenie układu technologicznego mazutowni na dwa układy wynika z przyjętych różnych sposobów rozpylania oleju w komorze paleniskowej.

I tak:

- układ I (kotły nr 1 i 2) - rozpylanie ciśnieniowe (zaplanowano wymianę instalacji na analogiczną jak na blokach 3 i 4, tj. z rozpylaniem parowym),
- układ II (kotły nr 3 i 4) - rozpylanie parowe.

Mazutownia składa się z układów:

- rampy rozładawczej do przyjęcia i rozładunku 32 cystern z mazutem,
- rozładawczego pomp do przetłaczania mazutu z rampy rozładawczej do dowolnie wybranego zbiornika magazynowego mazutu,
- 2 zbiorników magazynowych o pojemności 2 000 m³ każdy, - podawania mazutu do kotłów,
- pary technologicznej 1,8 MPa i 0,45 MPa.

Olej turbinowy - w obiegowych systemach smarowania turbin i przekładniach wysokoobrotowych stosowany jest olej turbinowy TU-32. W przekładniach elektropomp używany jest obecnie olej Corvus 32. Olej dostarczany jest do elektrowni transportem kolejowym lub samochodowym. Wyładunek oleju turbinowego prowadzi się na stanowisku rozładawczym, skąd podawany jest do trzech zbiorników magazynowych (każdy o pojemności 50 m³), przeznaczonych dla oleju czystego na wymiany i uzupełnienia. Dla oleju manipulacyjnego, tj. dla oleju ze spustu awaryjnego lub spustu dla potrzeb remontowych, przewidziano jeden zbiornik o pojemności 50 m³. Olej przepracowany lub częściowo przepracowany magazynowany jest w oddzielnym zbiorniku o pojemności 50 m³. Wszystkie zbiorniki magazynujące olej turbinowy są zbiornikami stalowymi, nadziemnymi, posadowionymi w pozycji leżącej, każdy osobno w misie betonowej, a cały park zbiorników ograniczony jest misą olejową w postaci skarpy. Zbiorniki posiadają izolację termiczną i zabudowaną parową instalację do podgrzewania oleju w okresie zimy oraz układ rurociągów olejowych łączących poszczególne zbiorniki z pompownią oleju turbinowego.

Olej transformatorowy

Dostawy oleju transformatorowego do elektrowni odbywają się dla pierwszego napełnienia transformatorów cysternami kolejowymi, natomiast dla zgromadzenia zapasu w trzech zbiornikach magazynowych (każdy o pojemności 50 m³) autocysternami. Do magazynowania oleju zużytego służy jeden zbiornik o pojemności 50 m³. Olej transformatorowy przeznaczony jest wyłącznie do napełniania transformatorów, wyłączników, przekładników, tj. urządzeń elektrycznych. Do bieżącego uzupełniania oleju w urządzeniach elektrycznych olej jest pobierany z dwóch zbiorników wydawczych znajdujących się w budynku gospodarki olejowej.

W celu poprawy jakości stosowanych olejów i minimalizacji wytwarzanych odpadów uzdatnia się je przy pomocy wirówek usuwających z zanieczyszczonych olejów ciała stałe i wodę. Wydajność urządzeń wynosi od 70 do 180 litrów na minutę.

3.2.1.11. Instalacje gospodarki wodnej

Dla potrzeb zapewnienia dostawy wody wykorzystywane jest ujęcie brzegowe rzeki Mała Panew. Pobierana woda jest wykorzystywana do:

- zamkniętego układu chłodzenia skraplaczy turbin parowych
- uzupełniania układu parowo-wodnego bloków
- instalacji odsiarczania spalin
- układu ciepłowniczego kotłowni pomocniczej
- układu transportu żużla
- instalacji wody p.poż i gospodarczej (awaryjnie)

Pobrana woda po wstępnym oczyszczeniu bezpośrednio w ujęciu wody przesyłana jest rurociągami do elektrowni, gdzie poddawana jest dalszemu procesowi oczyszczania w Stacji Uzdatniania Wody (SUW) pracującej na potrzeby bloków 1-6, w skład której wchodzi dwa podstawowe układy technologiczne:

- stacja wstępnego uzdatniania wody (WUW)
- stacja demineralizacji wody (SDW)

Nowa stacja uzdatniania wody pracuje dla potrzeb wszystkich sześciu bloków elektrowni. Dokładny opis instalacji został zamieszczony w części dotyczącej bloków 5 i 6.

Oprócz pracującej "nowej SUW" stacji demineralizacji wody, dla pokrycia dodatkowych potrzeb, okresowo może być uruchomiony i eksploatowany trzeci ciąg demineralizacji wody "starej SUW", która była przeznaczona dla potrzeb bloków 1-4.

Proces demineralizacji wody zachodzący w III ciągu demineralizacji realizowany jest w następujących urządzeniach:

- wymiennik kationitowy silnie kwaśny;
- desorber CO₂ z wentylatorem powietrza i pompami wody napowietrzanej;
- wymiennik anionitowy słabo zasadowy;
- wymiennik anionitowy silnie zasadowy;
- wymiennik dwujonitowy;
- urządzenia pomocnicze takie jak wymiennik regeneracyjny, wymiennik ciepła, łapacze jonitu, zbiornik kwasu, zbiornik ługu oraz pompy.

3.2.1.12. Zbiorniki magazynowe paliw, olejów i surowców

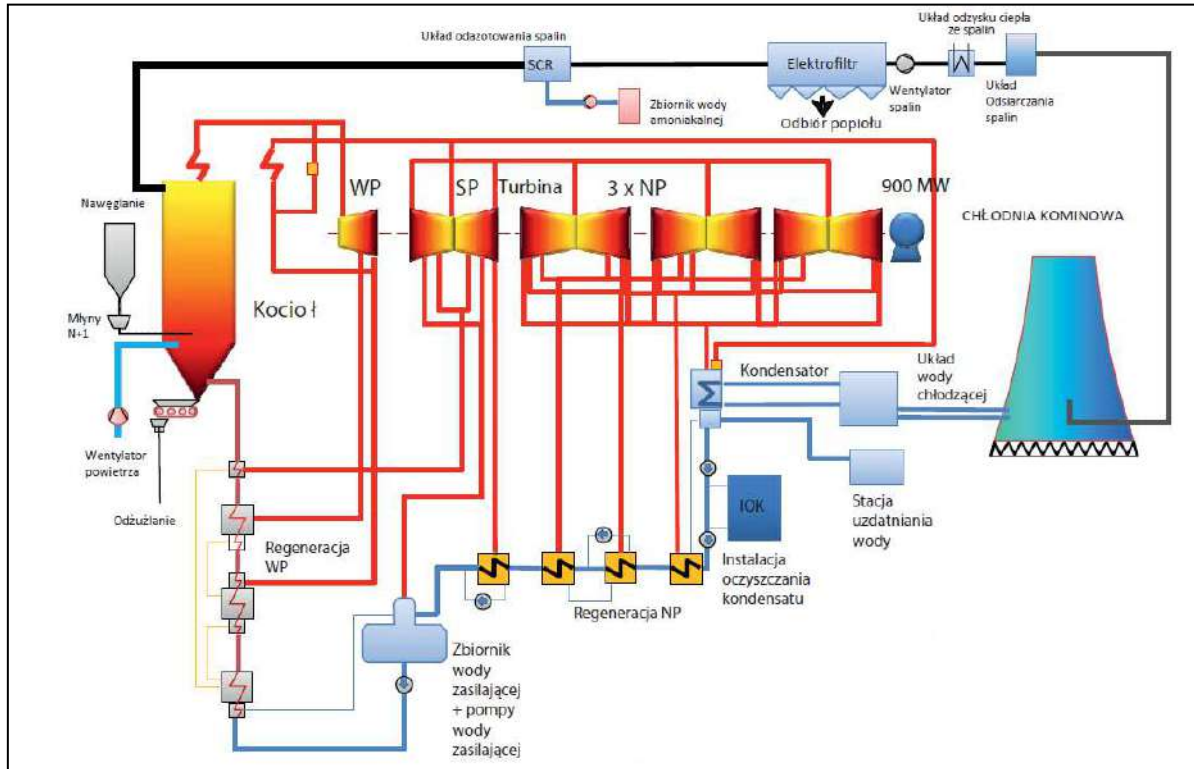
- Zbiorniki magazynowe oleju opałowego (mazut) – 2x2000 m³
- Zbiorniki magazynowe oleju turbinowego – 5x50 m³
- Zbiorniki magazynowe oleju transformatorowego – 4x50 m³, 2x5 m³
- Zbiorniki magazynowe olejów przemysłowych – 8x5 m³, 4 (pięciocielne)x1 m³
- Zbiornik ścieków olejowych – 1x2,5 m³
- Zbiorniki magazynowe stężonego HCl (35%) – 1x48 m³, 4x50 m³, 1x25 m³
- Zbiornik magazynowy NaOH (rozcieńczony) – 1x5 m³
- Zbiorniki magazynowe stężonego NaOH (48%) – 3x48 m³
- Zbiornik magazynowy stężonego NaOH (50%) – 1x25 m³
- Zbiornik magazynowy rozcieńzonego HCl (10%) – 1x5 m³

- Zbiorniki magazynowe mączki kamienia wapiennego - 3x2300 m³
- Zbiorniki retencyjne popiołu 1,2,3 - 3x2000 m³
- Zbiorniki magazynowe popiołu nr 1,2,3 – 33x~16800 m³
- Zbiorniki magazynowe wodoru – 4x60 m³
- Zbiornik magazynowy wody amoniakalnej (24%) – 1x30 m³
- Zbiorniki roztworu wody amoniakalnej (1%) – 4x1,2 m³, 1x11 m³
- Zbiorniki roztworu silenalu (3%) – 4x1,2 m³
- Zbiornik magazynowy kwasu mrówkowego – 1x25 m³
- Zbiornik magazynowy TM T-15 – 1x3 m³
- Zbiorniki rozchodowe oleju napędowego do siłowni Diesla – 2x~4m m³
- Zbiorniki magazynowe roztworu mocznika (40%) – 3x140 m³
- Zbiorniki magazynowe oleju opałowego lekkiego – 2x100 m³
- Zbiornik (Silos) PPR (produkt uboczny lub odpady poreakcyjne o kodzie 10 01 05) – 1x600 m³

3.2.2. Opis istniejących bloków energetycznych nr 5 i 6 oraz ich instalacji pomocniczych

Istniejący ciąg technologiczny Elektrowni Opole stanowią dwa bloki energetyczne wraz z instalacjami zapewniającymi ich funkcjonowanie. Bloki energetyczne 5 i 6 tworzą następujące, główne urządzenia:

- Kotły pyłowe, wieżowe, przepływowe typu BP-2455 o mocy cieplnej w paliwie 1898MW_t i sprawności około 94,8%
- Turbiny kondensacyjne o podziale na części 1xWP, 1xSP, 3xNP
- Generatory chłodzone wodorem
- Chłodnie kominowe: jedna chłodnia dla jednego bloku energetycznego
- Elektrofiltry: dwusekcyjne, czterostrefowe o sprawności odpylania 99,8%
- Instalacja DeNOx: System katalitycznej redukcji tlenków azotu (SCR) z użyciem wody amoniakalnej jako reagenta (stężenie 24%)
- IOS: instalacja mokrego odsiarczania spalin o sprawności 92%.



Rysunek 14 Układ bloku 900MW Elektrowni Opole

Zainstalowane kotły węglowe bloków 5 i 6 to przepływowe, jednociągowe kotły na parametry nadkrytyczne, z pojedynczym przegrzewem pary wtórnej, pracujące na ciśnieniu poślizgowym.

3.2.2.1. Obieg para-woda

Każdy kocioł wyposażony jest w podgrzewacz wody (ECO), parownik (zlokalizowany w dolnych ścianach komory paleniskowej), cztery stopnie przegrzewu pary świeżej oraz dwa stopnie przegrzewu pary wtórnej. W celu regulacji temperatury pary zastosowano dwa stopnie schładzające parę świeżą oraz jeden stopień schładzający parę wtórną. W celu kompensacji nierównomiernych temperatur spalin w całym przekroju komory paleniskowej przegrzewacze pierwotne i wtórne pary zostały umieszczone w czterech równoległych strumieniach poprzecznie połączonych.

Ściany komory paleniskowej parownika tworzą rury pochylone. Ściany górnej części komory paleniskowej składają się z pionowych rur przegrzewacza pary świeżej.

Układ rozruchowy, używany również do cyrkulacji wody podczas niskich obciążeń kotła, jest zaprojektowany w celu zapewnienia wymaganego przepływu medium przez parownik. W skład tego układu wchodzi separator pary, zbiornik wyrównawczy, pompa cyrkulacyjna, rurociągi odwodnień do rozprężacza oraz układ odprowadzenia skroplin do kondensatora lub do wody chłodzącej w zależności od jakości kondensatu.

Dla zapewnienia czystości powierzchni ogrzewalnych z powodu osiadania popiołu lotnego podczas pracy kotła zastosowano instalację zdmuchiwozary parowych oraz armatek wodnych. Zdmuchiwozary parowe są używane do czyszczenia powierzchni ogrzewalnych przegrzewacza pary, powierzchni katalitycznych SCR oraz powierzchni grzewczych obrotowego podgrzewacza powietrza (OPP). Armatek wodne są wykorzystywane do czyszczenia ścian komory paleniskowej kotła.

3.2.2.2. Układ spalania

Komora spalania jest wyposażona w 4 poziomy palników węglowych usytuowanych stycznie, tworzących podczas spalania jedną obracającą się kulę ognia. Na wszystkich poziomach zabudowano palniki w każdym z 4 narożników komory paleniskowej. Podczas normalnej pracy bloku pracują 3 z 4 młynów oraz odpowiadające im 3 z 4 poziomów palników węglowych. Kocioł jest wyposażony w odżulacz typu mokrego.

Komora spalania jest wyposażona w 4 poziomy palników olejowych z rozpylaniem parowym (4 palniki na każdym z poziomów) pracujących podczas uruchomienia (rozruchu) i odstawienia (wyłączenia) bloku. Sumaryczna moc cieplna palników olejowych odpowiada 35% mocy cieplnej kotła przy WMT-WN (wydajność maksymalna trwała - warunki nominalne).

Każdy z czterech młynów węglowych dostarcza mieszanek pyłowo-powietrzną do przynależnych palników węglowych na odpowiadającym poziomie w komorze paleniskowej. Zastosowano młyny typu rolkowego z separatorem dynamicznym.

Powietrze pierwotne, które częściowo jest podgrzane w obrotowym podgrzewaczu powietrza (OPP) jest dostarczone do kotła za pomocą 2 wentylatorów powietrza pierwotnego (WPP). Powietrze pierwotne jest używane do osuszenia i transportu mieszanki pyłowo-powietrznej do palników pyłowych (węglowych) komory paleniskowej.

Powietrze wtórne jest dostarczane do komory paleniskowej za pomocą 2 wentylatorów powietrza do spalania (WPS). Powietrze jest rozdzielane do palników w oparciu o całkowite parametry spalania włączając w to informacje o poziomie pracujących palników.

W celu spełnienia wymagań jakości spalin, część powietrza wtórnego jest podawana do komory paleniskowej dyszami powietrza dopalającego (OFA).

3.2.2.3. Układ spaliny-powietrze

System spaliny-powietrze składa się z 2 ciągów spalin i 2 ciągów powietrza. Powietrze do spalania jest dostarczane za pomocą 2 wentylatorów powietrza do spalania (WPS) oraz 2 wentylatorów powietrza pierwotnego (WPP). Powietrze wtórne jest podgrzewane w 2 parowych podgrzewaczach powietrza, natomiast powietrze pierwotne i wtórne jest podgrzewane w 2 obrotowych podgrzewaczach powietrza (OPP). Spaliny opuszczające kocioł są schładzane w obrotowych podgrzewaczach powietrza (OPP), poprzez przepływające powietrze do spalania, które jest jednocześnie podgrzewane. Spaliny są oczyszczane z większości cząstek stałych w elektrofiltrach, zasysane poprzez 2 wentylatory spalin (WS), przepływając przez instalacje odsiarczania spalin (IOS) zostają odprowadzone do atmosfery poprzez chłodnię kominową.

W celu zapobiegania schłodzeniu spalin poniżej punktu rosy na wylocie z wentylatorów powietrza do spalania (WPS) zainstalowane zostały parowe podgrzewacze powietrza (PP) w celu wstępnego podgrzania powietrza wtórnego przed wlotem do obrotowych podgrzewaczy powietrza (OP). Parowy podgrzewacz powietrza wykorzystuje głównie ciepło skraplania pary do podgrzewu przepływającego powietrza wtórnego.

Sprawność elektryczna netto bloków nr 5 i 6: 45,5%.

3.2.2.4. Instalacja katalitycznego odazotowania spalin (SCR) kotłów

W celu redukcji ilości tlenków azotu (NO, NO₂) wytworzonych w wyniku spalania paliwa, w kanale spalin kotła zamontowana jest instalacja odazotowania zapyłonych spalin. Instalacja pracuje zgodnie

z metodą selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) w kanale spalin. Układ składa się z kanałów i elementów składowych do oczyszczania spalin. Za wylotem spalin, w górnej części kotła spaliny są prowadzone do instalacji DeNOx. Po przejściu przez układ wtryskiwaczy amoniaku (uzyskanego z wody amoniakalnej w wyniku odparowania), spaliny kierowane są do reaktora (przez katalizatory) i dalej do podgrzewaczy powietrza i elektrofiltrów, a następnie do instalacji odsiarczania spalin i do chłodni kominowej.

Instalacja odazotowania spalin (SCR) składa się z poniższych podukładów:

- Układ przygotowania amoniaku przed siatką wtrysku
- Instalacja DeNOx w kanale spalin
- Reaktor DeNOx
- Urządzenia monitorujące (pomiary eksploatacyjne).

3.2.2.5. Instalacja odpylająca spaliny z kotłów

Po procesie odazotowania w instalacji SCR spaliny poddawane są odpylaniu. Do odpylania spalin zastosowano po dwa elektrofiltry na każdy kocioł w układzie 2x50% (60% przy pracy jednego ciągu spalin) zainstalowane na zewnątrz budynku kotłowni, pomiędzy obrotowymi podgrzewaczami powietrza (OPP) oraz wentylatorami spalin (WS).

Każdy z elektrofiltrów składa się z 4 stref i 10 sekcji. Pierwsza strefa każdego z elektrofiltrów składa się z 4 sekcji (ułożonych równolegle), a ostatnie trzy strefy posiadają po 2 równoległe ułożone sekcje.

Pył jest wytrącany w elektrofiltrze poprzez przekazywanie i gromadzenie pyłu pod wpływem pola elektrycznego. Zebrany pył jest następnie strzepywany z elektrod. Pole elektryczne do przekazywania i zbierania pyłu tworzy się za pomocą źródła wysokiego napięcia. Odebrany pył kierowany jest do układu odpielania kotłów i stanowi odpad lub produkt uboczny.

3.2.2.6. Instalacja odsiarczania spalin (IOS)

Po procesach zachodzących w instalacji odazotowania spalin i elektrofiltrze spaliny poddawane są odsiarczaniu. Każdy z bloków jest wyposażony w 2 wentylatory spalin (WS) oraz jeden dedykowany absorber.

Kanały spalin prowadzące do zlokalizowanego na zewnątrz budynku kotłowni absorbera zaczynają się od kłap odcinających, zabudowanych na wylocie z każdego wentylatora spalin. Spaliny z kotła są wprowadzane do absorbera w jego dolnej części poprzez króciec wlotowy ze stali wysokostopowej odpornej na korozję, mogącą się pojawić przy połączeniu spalin suchych i mokrej atmosfery wewnątrz absorbera.

Spaliny przepływające przez absorber są natychmiastowo schładzane przez zawieszinę absorpcyjną do usuwania SO₂; rozpylona za pomocą dysz wtryskowych opada w dół, w kierunku przeciwnym do przepływu spalin. Do instalacji odsiarczania spalin został użyty kamień wapienny jako sorbent, gdzie produktem końcowym jest gips. Ze względu na bezpośredni kontakt pomiędzy spalinami a zawiesziną, spaliny opuszczające absorber są ochłodzone do temperatury nasycenia. W związku z tym kanał spalin każdego z absorberów jest wykonany z materiału GRP (tworzywa sztucznego wzmocnianego włóknem szklanym) odpornego na działanie mokrych spalin o kwaśnym odczynie.

Zawieszina mączki kamienia wapiennego jest transportowana ze zbiornika zawiesziny do absorbera przy użyciu odpowiedniej pompy. Zawieszina wapienno-gipsowa jest cyrkulowana za pomocą pomp cyrkulacyjnych, a jej prędkość jest utrzymywana na stałym poziomie, podczas gdy ilość zawiesziny mączki kamienia wapiennego jest kontrolowana za pomocą zaworów regulacyjnych. Każdy

z absorberów jest wyposażony w układ odprowadzania gipsu. Pompy odbioru zawiesiny gipsowej doprowadzają zawiesinę do hydrocyklonów, gdzie następuje wstępne odwodnienie gipsu, który dalej jest tłoczony do wspólnego dla obu bloków zbiornika zawiesiny gipsu, skąd następuje transport zawiesiny do układu wirówek pracujących w systemie automatycznej rezerwacji.

Układ odwadniania gipsu za pomocą wirówek umożliwi odwodnienie gipsu do zawartości wilgoci minimum 8%. Zastosowano 10 wirówek, z czego 6 pracujących w podstawie i 4 w rezerwie, Surowe ścieki z obu instalacji odsiarczania spalin (IOS) są w sposób ciągły odprowadzane do wspólnej dla obu bloków podczyszczalni ścieków z instalacji oczyszczania spalin (IOS) będącej elementem przedmiotowej instalacji IPPC.

3.2.2.7. Kanały spalin

Kanał spalin surowych - kanał spalin prowadzący do absorbera zaczyna się od klap wylotowych wentylatora spalin. Klapy zostały zainstalowane na wylocie z każdego wentylatora spalin. Dla każdego bloku energetycznego zainstalowane zostały 2 wentylatory spalin. Za klapą dwa kanały łączą się w jeden. Kanały wykonane są ze stali stopowej. Klapy są typu żaluzjowego, podwójnego.

Kanał spalin oczyszczonych - służy do transportu spalin z absorbera do chłodni kominowej. Ze względu na bliski kontakt pomiędzy zawiesiną a spalinami w absorberze, spaliny opuszczające absorber schłodzone są do temperatury ich adiabatycznego nasycenia. Kanał z absorbera jest zrobiony z kwasoodpornego tworzywa sztucznego wzmocnionego włóknem (GFK).

3.2.2.8. Gospodarka wodna

Jak wspomniano wcześniej w Elektrowni Opole istnieje wspólny system poboru wody wraz ze wstępnym uzdatnianiem po którym woda przesyłana jest rurociągami na teren elektrowni gdzie poddawana jest dalszej obróbce w Stacji Uzdatniania Wody (SUW). SUW składa się z dwóch głównych ciągów technologicznych takich jak:

- stacja wstępnego uzdatniania wody (WUW)
- stacja demineralizacji wody (SDW).

Instalacja Wstępnego uzdatniania wody WUW składa się z czterech, identycznych ciągów technologicznych, w których każdy z nich obejmuje:

- wstępną filtrację,
- utlenianie wody dwutlenkiem chloru,
- koagulację, flokulację,
- flotację ciśnieniową
- filtrację pospieszną na złożu antracytowo-piaskowym.

Każdy z ciągów może realizować niezależnie proces uzdatniania, składający się z powyżej opisanych jego części składowych.

Ciąg technologiczny demineralizacji wody SDW obejmuje:

- wstępną filtrację,
- ultrafiltrację,
- dwustopniową odwróconą osmozę
- wymianę dwujonitową.

Surowcem do uzdatniania wody w SDW jest woda wstępnie uzdatniona w instalacji WUW. Woda przygotowana w WUW oraz SDW jest kierowana do poszczególnych obiegów elektrowni.

3.2.2.9. Obieg wody chłodzącej

W układzie bloków nr 5 i 6 zainstalowano, niezależne dla każdego bloku zamknięte obiegi chłodzenia wykorzystujące chłodnie kominowe. Ciepło odpadowe powstające podczas pracy bloku jest przekazywane do układu głównej wody chłodzącej poprzez kondensator oraz chłodnice wody ruchowej. Pompownia wody chłodzącej jednego bloku 905MW składa się z dwóch identycznych układów o wydajności 50% każdy, wyposażonych w zastawki, kratę z czyszczarką, sito obrotowe, pompę wody chłodzącej z regulacją kąta łopat wirnika oraz przepustnicę zaporowo-zwrotną na rurociągu tłocznym pompy.

3.2.2.10. Chłodnie kominowe

Chłodnie kominowe bloku 5 i 6 są zasilane wodą uzupełniającą dostarczaną ze stacji wstępnego uzdatniania wody. Celem chłodni jest przekazanie do atmosfery ciepła odpadowego zaabsorbowanego przez wodę chodzącą w skraplaczu, w procesie wymiany ciepła. Ponadto komin chłodni jest używany do odprowadzania oczyszczonych spalin z instalacji odsiarczania (chłodnie kominowe są głównymi emitorami gazów i pyłów z instalacji bloków 5 i 6 Elektrowni Opole).

Ogrzana w kondensatorze woda pompowana jest do chłodni kominowej gdzie dalej, równomiernie rozprowadzana jest przez wodorozdzielacz po strefach zraszalnika wewnątrz chłodni. Woda schładza się poprzez bezpośredni kontakt z powietrzem przepływający przeciwnie do kierunku przepływu wody. Siłą wywołującą przepływ powietrza przez chłodnię jest różnica gęstości powietrza wewnątrz i zewnątrz chłodni tworząc ciąg kominowy. Proces przepływu ciepła odbywa się poprzez konwekcję oraz w wyniku parowania.

Chłodnia kominowa o ciągu naturalnym zapewnia poprawne działanie we wszystkich stanach obciążenia cieplnego, zarówno zimą jak i latem, minimalizując problemy eksploatacyjne oraz zużycie wody w porównaniu do otwartych obiegów chłodzenia. Dodatkowo w celu zmniejszenia zużycia wody w chłodni instaluje się specjalne eliminatory unosu zawracające porywane przez powietrze krople wody.

Od strony ekologicznej zastosowanie chłodni kominowych nie przyczynia się do podgrzania wody rzecznej poprzez zrzut wód pochłodniczych, co w konsekwencji ma pozytywny wpływ na zachowanie w dobrej kondycji ekosystemów wodnych.

3.2.2.11. Układ nawęglania

Węgiel jest dostarczany na teren Elektrowni Opole przy użyciu transportu kolejowego. Węgiel z punktu rozładunkowego transportowany jest przy pomocy przenośników taśmowych nieckowych w następujący sposób:

- na plac składowy węgla;
- bezpośrednio do zasobników przykotłowych bloków 5 i 6.

Na placu składowym zainstalowano dwie nowe ładowarko-zwałowarki umożliwiające załadunek węgla z przenośników taśmowych na plac, oraz zebranie węgla z placu i jego zrzut na wybrany przenośnik w celu dalszego transportu do bloków (nowych lub istniejących).

Do zasobników przykotłowych węgiel dostarczany jest przy pomocy transportu przenośnikowego. Zrzut węgla do poszczególnych bunkrów przykotłowych realizuje się przy pomocy pługów zrzutowych.

W skład układu nawęglania wchodzi następujące główne urządzenia:

- wywrotnice wagonów;
- przejezdne wygarniacze kołowe; — system przenośników taśmowych;
- maszyny placowe;
- urządzenia dodatkowe: wagi, próbobiernie węgla, separatory elektromagnetyczne, wykrywacze metali.

Istniejąca infrastruktura kolejowa dostosowana została tak, aby pokryć również dodatkowy transport węgla (około 4 mln Mg/rok) na potrzeby nowych bloków. W istniejącym planie zagospodarowania dla terenu Oddziału Elektrownia Opole zostały przewidziane niezbędne obszary - tereny utwardzonych placów węglowych zostały zwiększone do powierzchni 92 500 m²

3.2.2.12. Układ odpopielania

Popiół odbierany z lejów elektrofiltrów transportowany jest pneumatycznie do dedykowanych dla bloków 5 i 6 zbiorników magazynowych popiołu ZMP 1, ZMP2 i ZMP3 o pojemności 27000 m³ każdy lub zbiorników retencyjnych popiołu nr 4 i nr 5 o pojemności 2000 m³ każdy, zlokalizowanych w Centralnej Stacji Załadowniczej Popiołu. Tu następuje załadunek na cysterny kolejowe, cysterny samochodowe i samochody samowyładowcze i wywóz poza teren Elektrowni Opole.

Instalacja odpopielania nowych bloków nr 5 i 6 połączona jest estakadami technologicznymi do transportu popiołu z istniejącą instalacją odpopielania dla bloków nr 1-4, co umożliwi oddzielne gromadzenie popiołu niespełniającego norm jakościowych dla popiołu handlowego.

Pod elektrofiltrami bloków nr 5 i nr 6 zlokalizowane są stacje wysyłkowe popiołu SW1 i SW2, wyposażone w układ pomp zbiornikowych, umożliwiające odbiór popiołu z lejów elektrofiltrów i jego transport pneumatyczny do:

- zbiorników magazynowych popiołu ZMP1 i ZMP2, ZMP3;
- zbiorników retencyjnych popiołu nr 4 i nr 5;
- istniejącego zbiornika retencyjnego popiołu nr 2 (w przypadku niespełniania norm jakościowych, określonych w normach nr PN-EN 450-1:2009 i PN-EN 197-1:2002).

Każdy ze zbiorników ZMPI, ZMP2 i ZMP3 zapewnia minimum dwutygodniową retencję magazynową popiołu w przypadku pracy nowych kotłów z nominalną mocą, przy spalaniu węgla o najgorszych parametrach.

Zbiorniki ZMP 1, ZMP2 i ZMP3 wyposażone są w kompletną instalację:

- załadowniczą;
- odpylającą;
- rozładowniczą;
- recyrkulacji magazynowanego popiołu.

Instalacja rozładownicza zbiorników retencyjnych popiołu nr 4 i nr 5 pozwala na jednoczesny załadunek dwóch cystern kolejowych (czterogrzeszkowych), jednej cysterny samochodowej oraz jednego samochodu samowyładowczego z każdego zbiornika. Załadunek popiołu na samochody może być dokonywany metodą „na sucho” (cysterny) oraz metodą „na mokro” dla odkrytych samochodów samowyładowczych.

3.2.2.13. Układ odżulania

Żużel jest jednym z głównych odpadów powstających w procesie spalania węgla. Żużel powstały w wyniku spalania węgla kierowany jest z odżulacza poprzez zsuwnię dwudrogową do układu kruszenia lub awaryjnie na kołowy środek transportu. Zainstalowane są dwa układy kruszenia dla każdego kotła, pracujący oraz zapasowy. Każdy układ składa się z kruszarki wstępnej oraz kruszarki głównej. Wydajność układów kruszenia i przenośników odbierających z nich żużel wynosi 50 t/h. Jest to 0-20% więcej niż wydajność odżulacza. Następnie skruszony żużel transportowany jest przy pomocy przenośnika zgrzebłowego na układ przenośników taśmowych (rezerwowanych Układ przenośników taśmowych jest wspólny dla dwóch bloków 5 i 6.

Przy pomocy przenośników taśmowych żużel transportowany jest do magazynu zapewniającego 30-dniową retencję. Rozładunek żużla odbywa się za pomocą wygarniacza portalowego pracującego wzdłuż całej długości magazynowej i współpracującego z pojedynczym przenośnikiem taśmowym. Z magazynu za pomocą przenośnika taśmowego żużel transportowany jest do stacji załadunku samochodów ciężarowych.

System sterowania układem transportu i składowania żużla zlokalizowany jest we wspólnej nastawni umieszczonej w pobliżu stacji rozładunku popiołu lotnego. Sterowanie załadunkiem samochodów ciężarowych prowadzone jest z osobnej nastawni zlokalizowanej w budynku załadunku żużla.

3.2.2.14. Układ transportu i magazynowania gipsu

Gips wytwarzany w blokowej instalacji mokrego odsiarczania spalin jest odbierany z wirówek przez system przenośników taśmowych, które przenoszą gips do istniejącego wspólnego budynku magazynu gipsu. Gips odwodniony z każdej linii wirówek jest odbierany przez specjalny przenośnik taśmowy. Pod wirówkami zainstalowano dwa przenośniki taśmowe, po jednym dla każdej linii. Opisane powyżej przenośniki kierują gips poprzez zsuwnie do dwóch przenośników przesypowych. Następnie przenośniki przesypowe kierują odwodniony gips za pomocą zsuwni na dwa istniejące przenośniki GIA oraz GIB (w zależności od ich dostępności), przenoszących gips do magazynu. Wszystkie przenośniki gipsu zaprojektowane są na dwa razy większe natężenie przepływu z danego bloku, czyli 100%

produkcji gipsu w obu blokach. Tym sposobem system transportowy dysponuje 100% rezerwą.

3.2.2.15. Siłownie Diesla

Każdy z bloków 5 i 6 posiada siłownię Diesla, każda o mocy generatora 1,6 MVA, opalaną olejem napędowym. Dodatkowo w pompowniach wody chłodzącej i wody ppoż. zainstalowane są 4 pompy ppoż. napędzane silnikami wysokoprężnymi o mocy cieplnej (w paliwie) 0,295 MWt każdy. Zarówno siłownie Diesla jak i pompy stanowią źródła niewielkich emisji gazów i pyłów do powietrza.

3.2.2.16. Gospodarka olejowa

Obiekty gospodarki olejowej zlokalizowane w południowo-wschodniej części terenu Elektrowni Opole są wspólne dla bloków 1-6.

System magazynowania i dystrybucji oleju opałowego wspólny dla bloku 5 i 6 składa się z pomp śrubowych transferowych (3 x 100%), które dostarczają olej ze zbiorników magazynowych (2 x 1000 m³). System dystrybucji oleju dostarcza olej pod odpowiednim ciśnieniem do kotła na drugi stopień pomp olejowych, skąd olej rozprowadzany jest do palników olejowych. Nadmiar oleju jest zawracany do zbiorników magazynowych. Zbiorniki magazynowe 2 x 1000 m³ mogą być napełniane olejem zarówno z cystern kolejowych, jak również z cystern samochodowych, przy użyciu pomp śrubowych rozładunkowych (3 x 100%).

3.3. Zakres ogólny prac demontażowych części technologicznej

Założeniem projektu jest, że dla retrofitu kotła węglowego reaktorami IV generacji, wyspa turbinowa aktualnie pracującego układu zostaje zachowana wraz z całą infrastrukturą towarzyszącą.

Reaktory IV generacji zakłada się zlokalizować w miejscu istniejącego kotła węglowego. Wszystkie układy przykotłowe, nawęglania, instalacji doprowadzenia powietrza pierwotnego i wtórnego oraz instalacje oczyszczenia i wyprowadzenia spalin mogą także zostać zakwalifikowane do prac rozbiórkowych (z uwagi na zwolnienie terenu pod zabudowę reaktorów). Kwalifikacja układów przykotłowych bloku nr 6 do rozbiórki będzie silnie zależała od wzajemnych powiązań z blokiem nr 5. Na poniższym szkicu zaznaczono obszar infrastruktury bloku węglowego nr 6, który można podzielić na dwie grupy obiektów. Obiekty zakwalifikowane do wyburzenia oraz obiekty które zostaną wykorzystane lub zagospodarowane dla integracji z układem reaktorów jądrowych IV generacji KP-FHR.

Obiekty i instalacje które można wykorzystać w inwestycji dekarbonizacyjnej Elektrowni Opole to wszystkie urządzenia oraz infrastruktura nie związana bezpośrednio ze spalaniem węgla. Do tej grupy można zaliczyć:

- Turbinę parową wraz generatorem
- Osprzęt elektryczny, transformatory, rozdzielnię
- Układ chłodzenia skraplacza oraz chłodnię kominową
- Infrastruktura dróg dojazdowych oraz transportu kolejowego
- Parkingi
- Budynki głównych instalacji oraz pomocnicze.

Obiekty bloku nr 6 o mocy 905MW podlegające wyburzeniu i/lub zwolnienia terenu pod budowę:

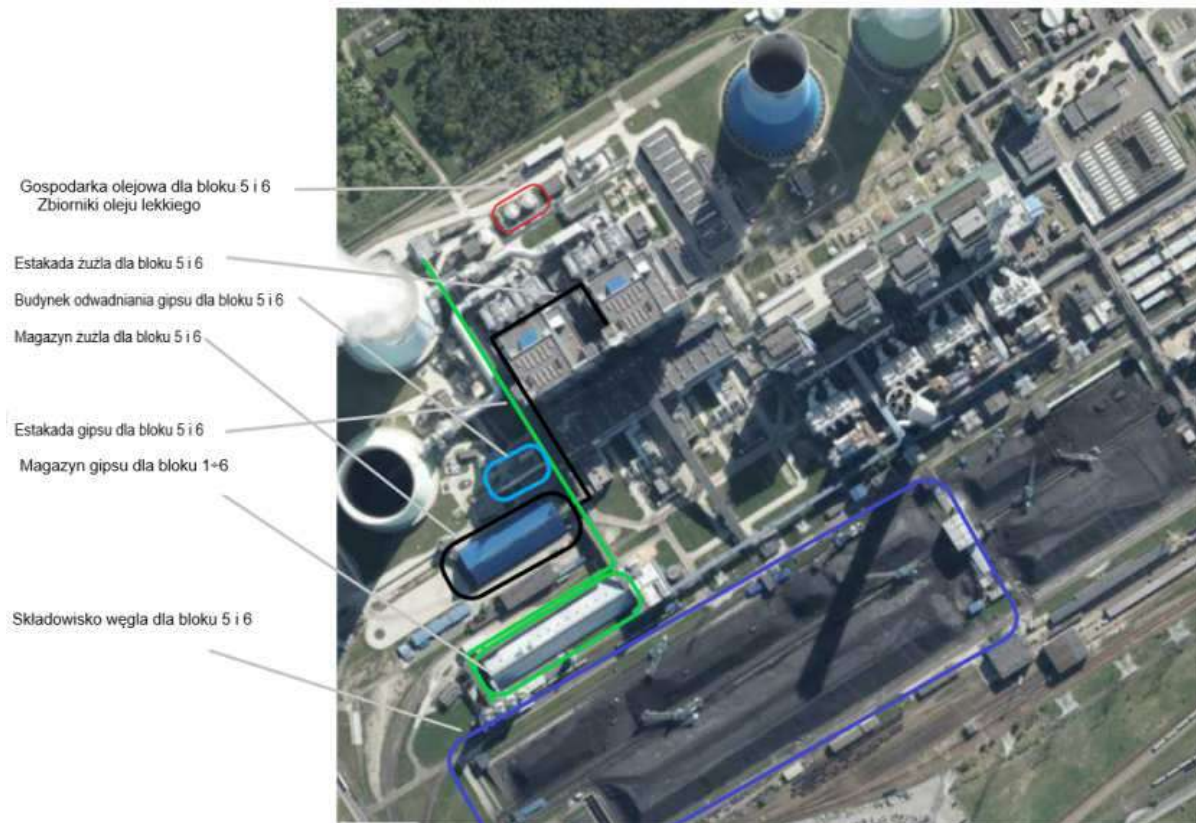
- Kotłownia bloku nr 6
- Instalacja SCR do redukcji NOx
- Instalacja mokrego odsiarczania spalin składająca się z:
 - Układu kanałów spalin z wentylatorem wspomagającym.
 - Układu wytwarzania zawiesiny wapiennej.
 - Absorbera.
 - Układu odwodnienia gipsu.
 - Układu oczyszczania ścieków w procesie oczyszczania spalin.
- Układ wyprowadzenia spalin (elektrofiltry, kanały spalin).
- Układ nawęglania przynależny do bloku nr 6 (galeria nawęglania łącząca galerie nawęglania nad maszynownią bloków nr 5 i 6 z kotłownią bloku nr 6 – przenośnik taśmowy z pługami zasilający blok nr 6).



Rysunek 15 Lokalizacja głównych obiektów Elektrowni Opole

Układy technologiczne/obiekty wspólne dla bloków nr 5 i 6, które należy zachować:

- Układ nawęglania
 - Plac węglowy z układami rozładunku węgla (wywrotnice wagonowe).
 - Główna galeria nawęglania zasilająca bloki nr 5 i 6 z placu węglowego.
 - Galeria nawęglania nad maszynownią (przeñośniki rewersyjne zasilające bloki nr 5 i 6).
- Układ odpopielania
 - Wspólne trasy/estakady rurociągów transportu pneumatycznego popiołu z elektrofiltrów bloków nr 5 i 6 do zbiorników retencyjnych popiołu nr 2, 4 i 5 oraz do zbiorników magazynowych ZMP1, ZMP2 i ZMP3.
 - Zbiorniki retencyjne nr 2,4,5.
 - Zbiorniki magazynowe ZMP1, ZMP2 i ZMP3.
- Układ odżużlania
 - Wspólne estakady przenośników taśmowych żużla dla bloków nr 5 i 6 do magazynu portalowego żużla.
 - Magazyn portalowy żużla z układem załadunkowym na samochody.
- Układ transportu i magazynowania gipsu
 - Wspólne estakady przenośników gipsu z wirówek do magazynu gipsu.
 - Magazyn gipsu (wspólny dla bloków 1-6) z układem załadunkowym na samochody lub wagony.
- Układ olejowy
 - Obiekty gospodarki olejowej zlokalizowane w południowo-wschodniej części terenu Elektrowni Opole są wspólne dla bloków 1-6.
 - zbiorniki magazynowe oleju 2 x 1000 m³ wraz z układem rozładunkowym oleju.



Rysunek 16 Układy technologiczne/obiekty wspólne dla bloków nr 5 i 6, które należy zachować

Głównym obiektem istniejącego bloku zakwalifikowanym do wyburzenia (lub adaptacji) będzie budynek kotłowni kotła nr 6 co wynika z pierwotnych założeń projektu tj. inwestycji zakładającej retrofit bloku węglowego, polegający na zastąpieniu wyspy kotłowej reaktorem lub systemem reaktorów jądrowych IV generacji.

3.4. Układ elektryczny elektrowni Opole

3.4.1. Część obiektowa

Elektrownia Opole powstała w latach 1993-1997 w obmiarze czterech (4) bloków energetycznych o mocy <400 MW każdy (bloki nr 1-4), a następnie w roku 2019 rozbudowano ją o dwa bloki (5-6) o łącznej mocy 2x900MW.

Tabela 7 Charakterystyka ogólna bloków Elektrowni Opole

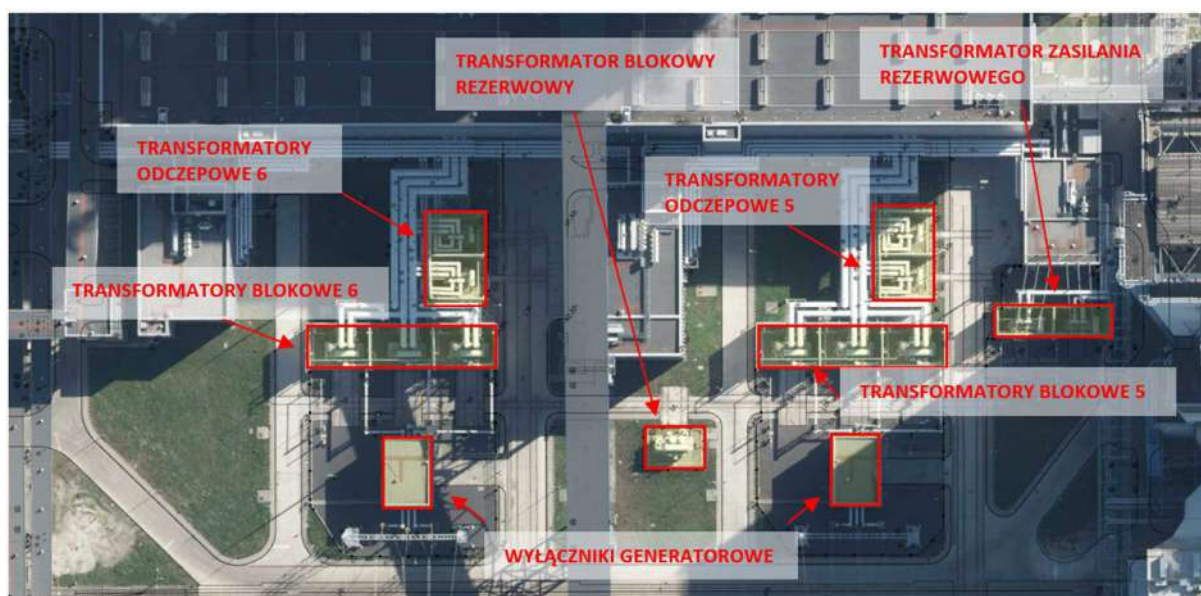
Nr	Blok 1	Blok 2	Blok 3	Blok 4	Blok 5	Blok 6
Oddany [rok]:	1993	1994	1996	1996	2019	2019
Moc [MW]	386	383	383	380	900	900
Poziom napięcia [kV]	110	110	400	400	400	400

Układy elektroenergetyczne bloków 1-4 już obecnie mają ok. trzydzieści (30) lat i w perspektywie czasowej realizacji projektu „Coal-to-Nuclear”, przyjmuje się brak możliwości ich wykorzystania na potrzeby kolejnych kilkudziesięciu lat przyszłej eksploatacji w nowej formule.

Infrastruktura techniczna bloków 5-6 ze względu na niewielki wiek (w roku 2040 będą miały 21 lat) potencjalnie może stanowić bazę dla realizacji układów wyprowadzenia mocy i zasilania potrzeb własnych i ogólnych projektu „Coal-to-Nuclear”.

Główny układ elektryczny bloków 5-6 składa się z:

- Dwóch (2) generatorów o mocy ~ 1230 MVA, ~ 27 kV, każdy zabezpieczony wyłącznikiem generatorowym,
- Dwóch (2) kompletów jednofazowych transformatorów blokowych (trzy (3) jednostki na blok) o mocy ~ 450 MVA każda, oraz jednej jednostki rezerwowej,
- Dwóch (2) wyłączników blokowych 400 kV, zrealizowanych w technologii GIS, zlokalizowanych w dedykowanych budynkach na przedpolu transformatorów blokowych,
- Dwóch (2) linii blokowych, napowietrznych 400 kV, relacji Elektrownia – rozdzielnia 400 kV SE Dobrzeń,
- Czterech (4) transformatorów odczepowych - dwa (2)/blok - trójzwojeniowych, o mocy $\sim 90/45/45$ MVA,
- Rozdzielni potrzeb własnych i ogólnych 10 kV,
- Dwóch (2) transformatorów zasilania rezerwowego – trójzwojeniowych, o mocy $\sim 90/45/45$ MVA, oraz napięciach 110/10/6 kV, stanowiących zasilanie rezerwowe bloków 5-6 oraz bloków 1-4 na napięciu 6 kV,



Rysunek 16 Zdjęcie lotnicze układu wyprowadzenia mocy z bloków 5, 6 elektrowni Opole. (źródło: geoportal.gov.pl)

3.4.2. Część liniowa

Linie elektroenergetyczne, w szczególności wysokich i najwyższych napięć charakteryzują się długim okresem życia na poziomie przekraczającym 50 lat, a czas ten przy właściwej eksploatacji może być znacznie wydłużony. W związku z powyższym identyfikuje się potencjalną możliwość na wykorzystanie w projekcie „Coal-to-Nuclear” całej dostępnej infrastruktury liniowej wysokich i najwyższych napięć elektrowni Opole.

Identyfikuje się, po wygaszeniu istniejących bloków elektrowni dostępność linii:

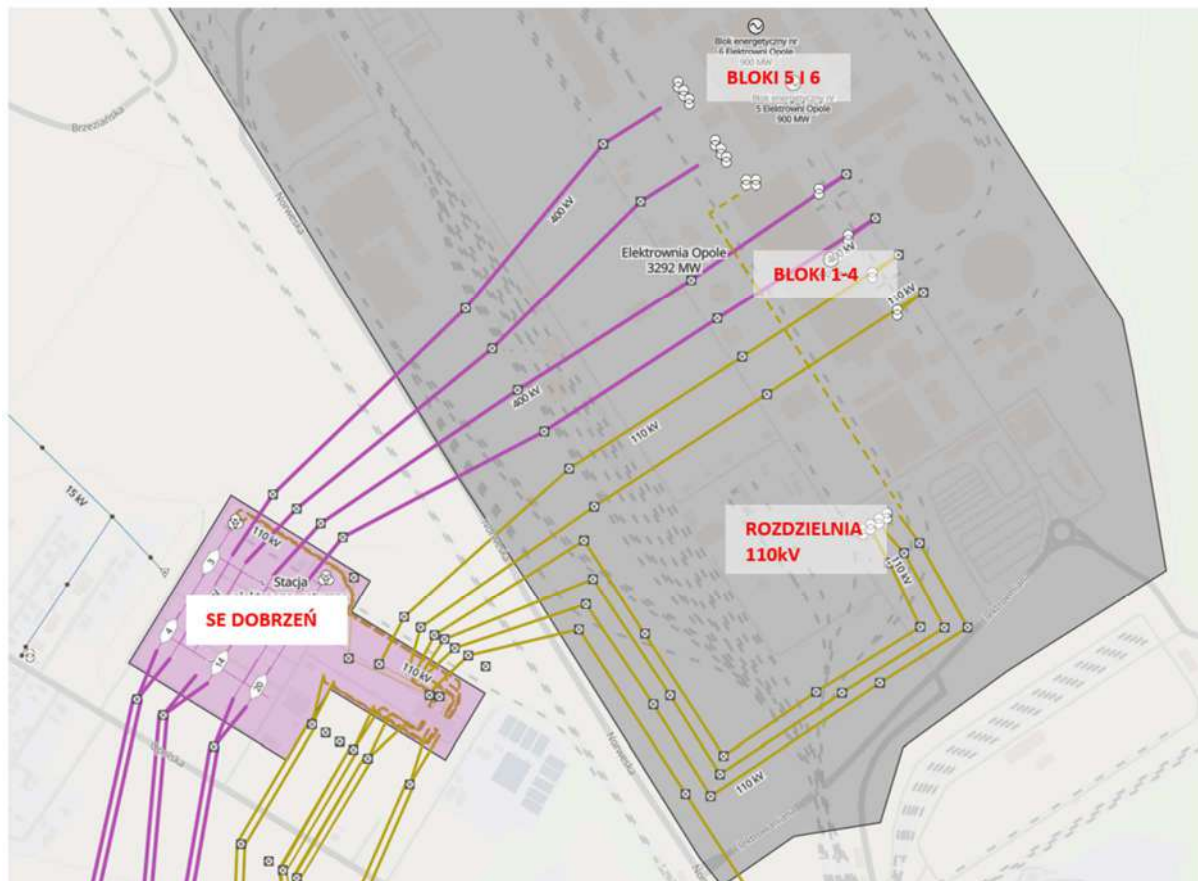
- Napowietrzna linia blokowa 110 kV bloku nr 1,
- Napowietrzna linia blokowa 110 kV bloku nr 2,
- Napowietrzna linia blokowa 400 kV bloku nr 3,
- Napowietrzna linia blokowa 400 kV bloku nr 4,
- Napowietrzna linia blokowa 400 kV bloku nr 5,
- Napowietrzna linia blokowa 400 kV bloku nr 6,
- Napowietrzna linia zasilania rezerwowego 110 kV bloków 1, 2,
- Napowietrzna linia zasilania rezerwowego 110 kV bloków 3, 4,
- Napowietrzno-kablowa linia zasilania rezerwowego 110 kV bloków 5, 6.

Ze względu na układ technologiczny Elektrowni Opole, lokalizacja wyprowadzeń mocy z bloków 1-4 zrealizowana jest od przeciwnej strony w stosunku do lokalizacji SE Dobrzeń, Powoduje to konieczność ominięcia/przekroczenia zabudowań elektrowni. Linie blokowe prowadzone są prawą stroną kotłowni (mając SE Dobrzeń za sobą) gdzie wchodzi na bramkę i dalej nad układem elektrofiltrów bloków wchodzi na słup przed placem węglowym, następnie linie wchodzi na słupy za placem węglowym (za torowiskiem) i dalej na słupy przed SE Dobrzeń i do dedykowanych pól rozdzielni 110 i 400 kV.

Linie wyprowadzenia mocy bloków nr 1÷4 ze względu na czas kiedy powstały, mogą nie odpowiadać aktualnym wymaganiom normatywnym w zakresie projektowania linii napowietrznych.

Wyprowadzenie mocy z bloków 5 i 6 zrealizowane jest od strony SE Dobrzeń, co nie wymagało prowadzenia linii nad kotłownią/maszynownią elektrowni. Linie prowadzone są nad placem węglowym, a następnie do dedykowanych pól rozdzielni 400 kV SE Dobrzeń.

Zasilanie rezerwowe 110 kV realizowane jest za pośrednictwem rozdzielni 110 kV zlokalizowanej w południowo-wschodniej części elektrowni, gdzie swój koniec mają linie napowietrzne 110 kV relacji w kierunku rozdzielni 110 kV SE Dobrzeń.



Rysunek 17 Linie elektroenergetyczne wyprowadzenia mocy i zasilania rezerwowego Elektrowni Opole.
(źródło: Open Infrastructure Map)

3.4.3. Punkt przyłączenia El. Opole do Krajowego systemu elektroenergetycznego – SE Dobrzeń

Stacja elektroenergetyczna SE Dobrzeń zlokalizowana jest w sąsiedztwie Elektrowni Opole w miejscowości Dobrzeń, na północ od miasta Opole, w województwie opolskim i jest jednym z najważniejszych elementów Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Stacja składa się z rozdzielni 400 kV oraz rozdzielni 110 kV i jest własnością PSE S.A. (Operatora systemu przesyłowego). Rozdzielnia 400 kV wykonana jest jako napowietrzna w układzie 3/2 wyłącznikowa. Rozdzielnia 110 kV jest rozdzielnią wewnętrzną, GIS.

Rozdzielnia 400 kV stacji Dobrzeń (stan na rok 2034 zgodnie z Planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 – 2034 – PSE) powiązana będzie z KSE poprzez 8 linii 400 kV, w tym dwie w kierunku południowym nowej stacji Wrzoski, dwie w kierunku południowo-wschodnim do stacji Blachownia (Kędzierzyn Koźle), dwie w kierunku zachodnim do stacji Lewin, oraz dwie w kierunku północnym do stacji Pasikowice i Ostrów Wielkopolski.

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).



Rysunek 18 Stacja Elektroenergetyczna Dobrzeń

Rozdzielnia 110 kV została w ostatnich latach zmodernizowana i przebudowana z napowietrznej w izolacji AIS na rozdzielnię wewnętrzną GIS i dostosowana do aktualnych standardów operatora.

Rozdzielnia 400 kV została zmodernizowana i dostosowana do aktualnych standardów operatora przy okazji przyłączenia do niej bloków 5 i 6 Elektrowni Opole i polegała na wymianie wyeksploatowanej aparatury pierwotnej rozdzielni 400 kV i wykonaniu nowych obwodów wtórnych i pomocniczych.

Do stacji Dobrzeń w najbliższych latach planowane jest przyłączenie farm fotowoltaicznej o łącznej mocy 350 MW oraz instalacja nowego autotransformatora 400/110 kV, co wiązać się będzie z modernizacją/rozbudową stacji o dodatkowe pola 400 kV.

3.4.4. Inne elektroenergetyczne układy techniczne

Elektrownia Opole posiada powiązania teletechniczne z układami PSE, operatorem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Układy te można będzie wykorzystać w zmodernizowanej jednostce wytwórczej w ramach projektu „Coal-to-Nuclear”.

3.5. Infrastruktura wodno-ściekowa (poza technologią)

Infrastrukturę wodno-ściekową (poza technologią) na terenie Elektrowni Opole tworzą w szczególności wewnętrzzakładowe sieci i instalacje:

- wody pitnej oraz wody ppoż.;
- kanalizacji deszczowo-przemysłowej wraz z ciągiem mechaniczno-chemicznym oczyszczalni ścieków oraz jednym wspólnym wylotem (urządzeniem wodnym) wszystkich ścieków do rzeki Odry;
- kanalizacji bytowej wraz z ciągiem mechaniczno-biologicznym oczyszczalni ścieków oraz jednym wspólnym wylotem (urządzeniem wodnym) wszystkich ścieków do rzeki Odry.

3.6. Infrastruktura budowlana

3.6.1. Opis istniejącego układu drogowego

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



Rysunek 19 Układ wjazdów do Elektrowni Opole⁷

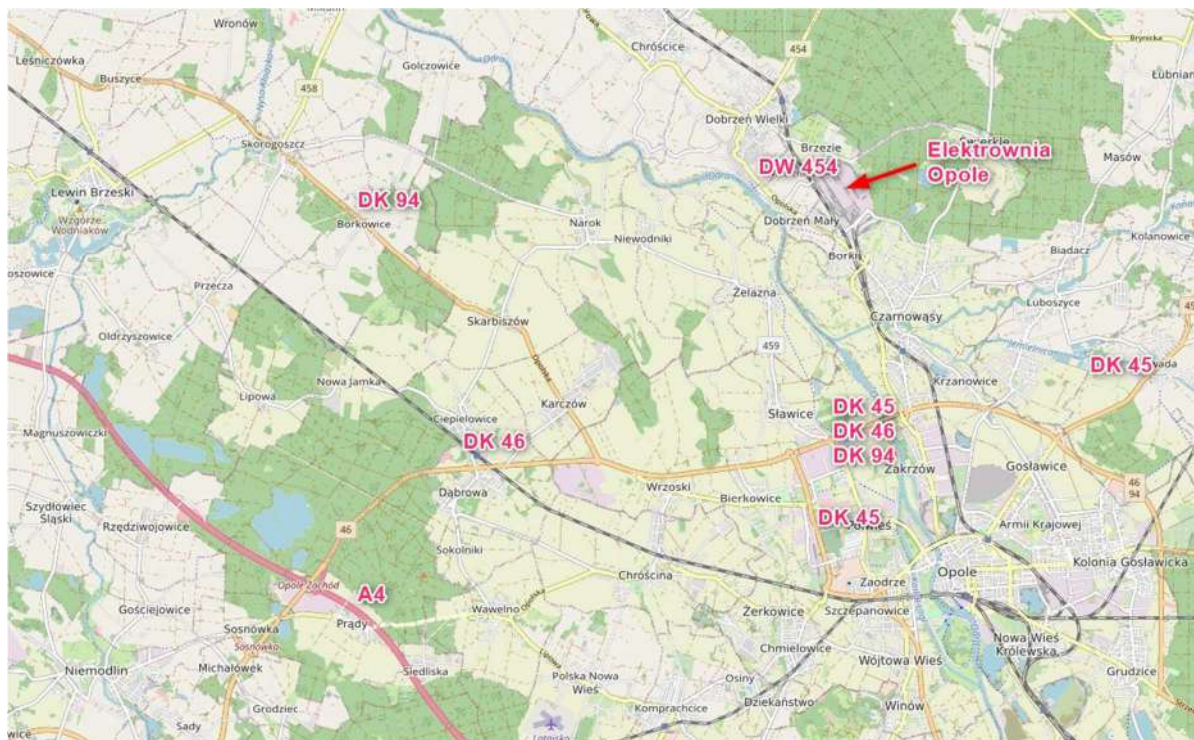
⁷ <https://www.geoportal.gov.pl/>

Na terenie Elektrowni znajduje się układ dróg wewnętrzzakładowych wraz z chodnikami oraz placami parkingowymi i składowymi.⁸

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

- Droga wojewódzka nr 454
- Droga krajowa nr 45
- Droga krajowa nr 46
- Droga krajowa nr 94
- Autostrada A4

sieć dróg przedstawiona jest na poniższym rysunku



Rysunek 20 Układ dróg w rejonie Elektrowni Dolna Opole

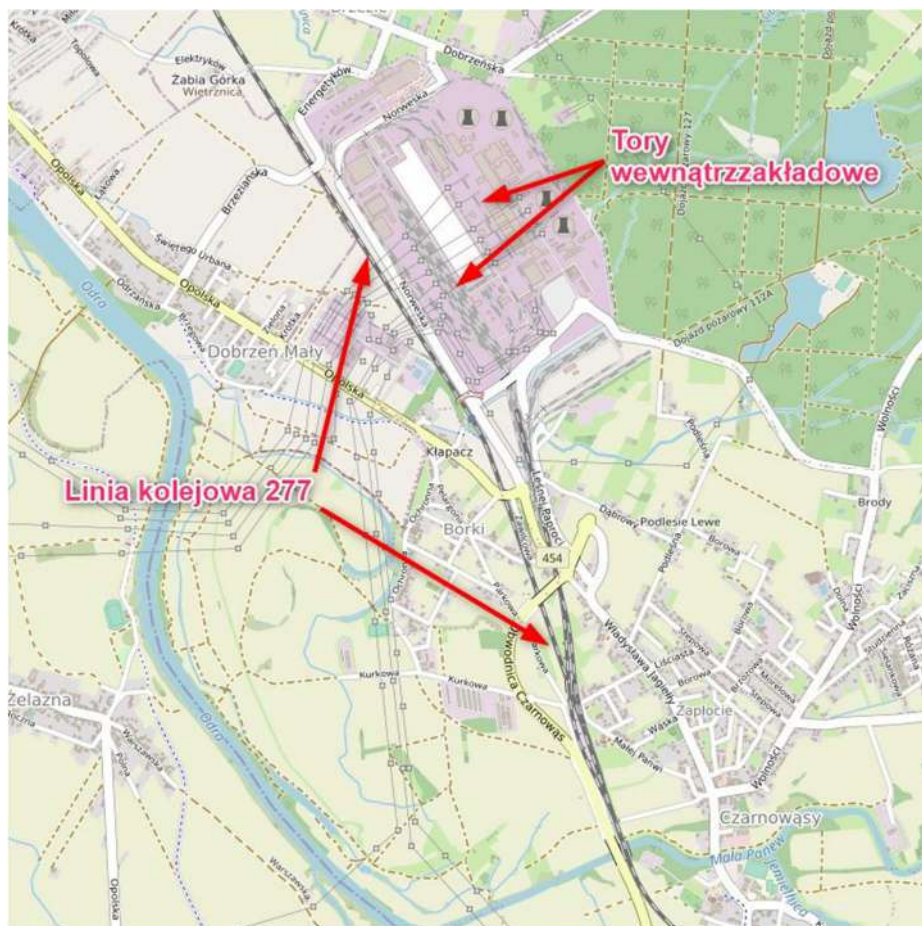
3.6.2. Opis istniejącego układu kolejowego

Linie kolejowe publiczne

Linia kolejowa nr 277 – zelektryfikowana, jedno- i dwutorowa, pierwszorzędna linia kolejowa łącząca Opole Groszowice ze stacją Wrocław Brochów. Przebiega przez województwa dolnośląskie i opolskie oraz przez powiaty wrocławski, oławski, brzeski i opolski. Linia jest wykorzystywana przez pociągi towarowe i osobowe. Zaliczona do linii o znaczeniu państwowym⁹

⁸ <https://www.geoportal.gov.pl/>

⁹ https://pl.wikipedia.org/wiki/Linia_kolejowa_nr_277



Rysunek 22 Schemat linii kolejowych na terenie elektrowni Opole¹¹

3.6.3. Opis warunków geologicznych i wodnych

Warunki geologiczne

Warunki geologiczne scharakteryzowano na podstawie źródeł ogólnodostępnych.¹²

Teren leży na monoklinie przedsudeckiej oraz w NE części niecki opolskiej. W podłożu podkenozoicznym znajdują się utwory triasu i kredy górnej, a głębiej piaskowce permskie, dolnokarbońskie szarogłazy i łupki oraz gnejsy wendyjsko-kambryjskie.

Pod względem stratygraficznym występują tu skały od proterozoiku po czwartorzęd:

- Proterozoik–kambr: głęboko zalegające gnejsy (np. Wrzoski),
- Karbon: łupki i piaskowce z odciskami flory (np. Asterocalamites),
- Perm: piaskowce, zlepieńce, tufy i tufity (tufy ryolitowe),
- Trias: pstry piaskowiec, dolomity, wapienie i anhydryty (ret), wapienie muszlowe (środkowy trias), iłowce kajpru (górny trias),
- Kreda górna: margle i wapienie z bogatą fauną (cenoman–koniak),

¹¹ <https://www.geoportal.gov.pl/>

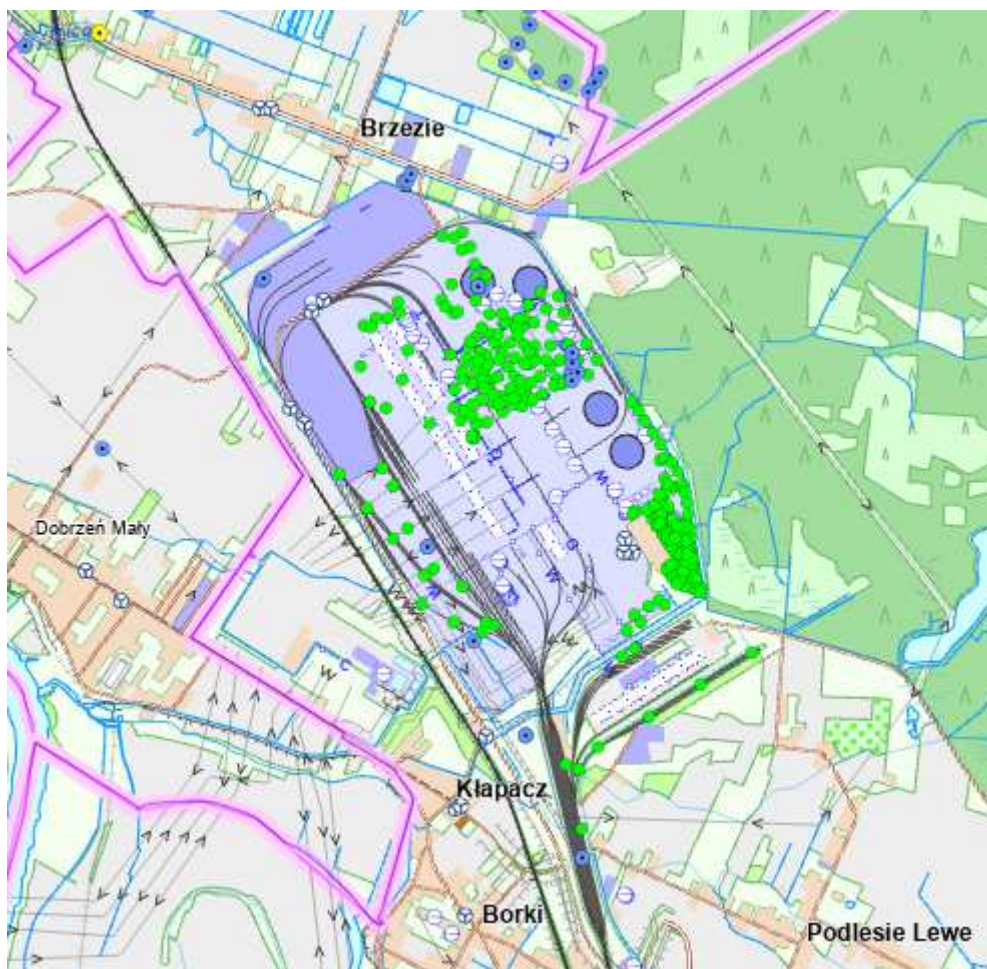
¹² <https://geologia.pgi.gov.pl>

- Neogen: głównie iły, piaski, żwiry z wkładkami węgla brunatnego,
- Czwartorzęd: głównie osady rzeczne, lodowcowe i eoliczne, z tarasami dolinnymi Odry i jej dopływów.

Obszar był intensywnie modelowany przez zlodowacenia oraz działalność rzek. Występują formy rynnowe, wydmy, terasy oraz pozostałości działalności człowieka (kamieniołomy, gliniarki, nasypy).

Warunki wodne

Obszar cechuje się dobrze rozwiniętą siecią hydrograficzną. Głównym ciekim jest Odra, której dolina dominuje w północno-zachodniej części terenu. Do Odry uchodzą liczne dopływy, m.in. Mała Panew, Brynica, Prószkowski Potok i Malina. W przeszłości Odra tworzyła rozbudowaną deltę śródlądową, z kilkoma ramionami opływającymi ostańce kredowe. Obecnie funkcjonuje tylko główne ramię, a pozostałe mają formę starorzeczy, częściowo wypełnionych wodą lub zamienionych w stawy hodowlane. Obszar obejmuje także kanały sztucznie przekopane (np. Kanał Ulgi), zbudowane dla ochrony przeciwpowodziowej i żeglugi. Tarasy rzeczne, szczególnie zalewowe i nadzalewowe, pełnią funkcję naturalnych korytarzy filtracyjnych. Wody podziemne występują głównie w czwartorzędowych osadach piaszczysto-żwirowych. Głębsze poziomy wodonośne znajdują się w utworach triasu (dolomity i wapienie), a także w piaskowcach permu i karbonu. Ich miąższość i jakość zależą od litologii i tektoniki podłoża. Na niektórych obszarach wody mają charakter napięty lub artezyjski. W dolinach rzek poziom wód gruntowych jest płytki, często występują tu zabagnienia. Strefy wysoczyzn iłów i glin cechują się słabszym nawodnieniem. Wysokie wahania poziomu wód gruntowych obserwuje się w rejonach piaszczystych. Teren jest istotny hydrologicznie – znajduje się tu kilka ujęć wody. Różnicowanie warunków wodnych wynika z budowy geologicznej oraz działalności lodowców i rzek. Badania hydrogeologiczne wykazały obecność struktur rynnowych wypełnionych osadami wodonośnymi.



Rysunek 23 Lokalizacja punktów badań podłoża gruntowego¹³

Podłoże gruntowe wykazuje budowę warstwową, zróżnicowaną pod względem składu. Występują zarówno piaski zagęszczone jak i, gliny twardoplastyczne i plastyczne, ropy i skała miękka w postaci margla.

¹³ <https://geologia.pgi.gov.pl>

3.6.4. Identyfikacja występowania zagrożenia powodziowego

Przedmiotowy obszar Elektrowni Opole znajduje się poza obszarem zagrożonym powodzią (Q1% tj. raz na 100 lat).



Rysunek 25 Obszar zagrożenia powodzią ¹⁵

¹⁵ <https://wody.isok.gov.pl/>

3.7. Diagnoza możliwości wykorzystania zastanej infrastruktury Obiektu – podsumowanie

Branża budowlana

Możliwość wykorzystania istniejących budynków należy przeprowadzić po wykonaniu szczegółowej ekspertyzy mającej określić ich stan techniczny oraz możliwość dostosowania do nowych funkcji. Na chwilę obecną zakłada się, że w przypadku gdy funkcja i stan techniczny będą na to pozwalać istnieje możliwość ich wykorzystania na potrzeby infrastruktury towarzyszącej dla SMR.

Na terenie Elektrowni Opole znajduje się pełna infrastruktura drogowa i kolejowa służąca obsłudze obecnych budynków i budowli działającej elektrowni węglowej. W zależności od ostatecznej konfiguracji nowych lub przebudowywanych obiektów budowlanych układ drogowy i kolejowy będzie musiał być dostosowany aby spełnić nowe wymagania funkcjonalne. Zakłada się, że w dużej mierze będzie można wykorzystać istniejącą infrastrukturę, a ewentualne zmiany ograniczyć do minimum.

Podłoże gruntowe pozwala na planowanie zabudowy obiektów budowlanych związanych z infrastrukturą jądrową. W przypadku budowy ciężkich i wrażliwych na osiadania budynków jak np. budynek reaktora należy rozważyć wzmocnienie podłoża gruntowego.

Obszar Elektrowni Opole znajduje się poza obszarem zagrożonym powodzią.

Branża technologiczna

Analizując stan techniczny zastanej infrastruktury Bloku nr 6 Elektrowni Opole pod względem technologicznym stwierdzono, że istnieje możliwość wykorzystania części infrastruktury bloku w celu przeprowadzenia retrofitu źródła ciepła małymi, modułowymi reaktorami jądrowymi KP-FHR. Głównymi urządzeniami zakwalifikowanymi do dostosowania do nowego źródła ciepła jest turbina wraz ze wszystkimi związanymi z nią instalacjami (rozruchowymi, zrzutowymi itp.) Dodatkowo nie stwierdzono ograniczeń w wykorzystaniu zamkniętego układu chłodzenia, składającego się z chłodni kominowej, pompowni, skraplacza oraz rurociągów wody chłodzącej. Zakłada się także wykorzystanie stacji uzdatniania wody, ponieważ w układzie tym nie będą występowały dodatkowe, ostrzejsze wymagania wynikające z eksploatacji reaktorów jądrowych. Wybrane reaktory będą pracować w oparciu o obieg chłodzenia reaktora wykorzystujący stopioną sól fluorkową a nie wodę jak w reaktorach jądrowych III generacji.

Możliwość wykorzystania powyższych instalacji będzie silnie zależała od czasu ich eksploatacji. Im później rozpocznie się założona inwestycja tym w gorszym stanie technicznym będą urządzenia brane pod uwagę do dalszego wykorzystania. Zakwalifikowanie urządzeń do ich dalszego wykorzystania będzie należało poprzedzić dokładnymi badaniami diagnostycznymi (wynikającymi np. ze zmęczenia materiałów, obniżonej wytrzymałości, obniżonej sprawności itp.) oraz dalej pracami modernizacyjnymi mającymi na celu poprawę kluczowych parametrów pracy układu.

Wykorzystanie infrastruktury pozostałych bloków Elektrowni Opole nie było przedmiotem analiz niniejszego Studium Wykonalności.

Branża elektryczna

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

Bloki 1-4 – brak jest możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury elektrycznej obiektowej. Istniejące układy wyprowadzenia mocy, w tym: stanowiska transformatorów blokowych i

odczepowych oraz układy zasilania potrzeb własnych bloków podlegać będą demontażom i wyburzeniom. Nie przewiduje się także potencjału dla wykorzystania istniejących linii blokowych wraz z konstrukcjami wysokimi, słupami, bramkami ze względu na realizację linii na obecnie nieaktualnych standardach oraz niekorzystny sposób prowadzenia, nad istniejącą elektrownią.

Blok 5, 6 – istnieje potencjalna możliwość (zależnie od mocy generatora i zapotrzebowania na moc potrzeb własnych) wykorzystania (dla reaktorów IV generacji):

- Generatora o mocy ~1230 MVA,
- wyłącznika generatorowego,
- układu mostów szynowych od generatora do transformatora blokowego / transformatorów odczepowych
- transformatorów blokowych jednofazowych,
- transformatorów odczepowych trójzwojennych,
- układu napowietrznego wyprowadzenia mocy,
- układu zasilania rezerwowego 110 kV, w tym linii zasilania rezerwowego bloków 1-4,
- układu powiązań teletechnicznych bloków nr 5 i 6 z PSE.

Potencjał wykorzystania istniejącej infrastruktury elektrycznej bloków 5 i 6 zależy od możliwości dopasowania zastosowanej technologii jądrowej i jej mocy do parametrów istniejącego bloku. Należy natomiast zaznaczyć, że bloki nr 5 i 6 są jednym z nowszych krajowych źródeł węglowych i jej odstawienie na czas modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych może być niemożliwe ze względów bilansowych KSE, jak i niezasadne ekonomiczne ze względu na niewykorzystanie dostępnej i w pełni funkcjonalnej infrastruktury wytwórczej węglowej.

Branża instalacyjna

Biorąc pod uwagę planowane rozwiązania związane jedynie z wymianą urządzeń w obrębie części kotłowej, przewiduje się potencjalną możliwość dalszego wykorzystania istniejących sieci i instalacji: wody na cele bytowe, wody p.poż. oraz kanalizacyjnych. Przewiduje się, że zużycie wody na ww. cele nie powinno wzrosnąć w stosunku do stanu obecnego.

Na dalszych etapach projektowania, gdy znane będą wszystkie dokładne parametry ilościowe oraz jakościowe w zakresie zapotrzebowania wody i odprowadzania ścieków, można rozważyć możliwość pewnej optymalizacji wykorzystania istniejących układów poboru wody, stacji uzdatniania tej wody, czy też istniejącej oczyszczalni ścieków oraz wylotu ścieków do środowiska. Mając w szczególności na względzie wieloletnią, dotychczasową eksploatację tych urządzeń i być może konieczność ich modernizacji w kolejnych latach.

Dodatkowo nie można wykluczyć, iż na dalszym etapie projektowania, gdy znany będzie już dokładny zakres ewentualnej konieczności uwalniania terenu, zajdzie również konieczność dostosowania rozmieszczenia ww. istniejącej infrastruktury podziemnej oraz instalacji wewnętrznych. Przewiduje się, że może zaistnieć ewentualna potrzeba likwidacji niektórych odcinków, wykonanie przekładek lub nowych fragmentów sieci i instalacji, celu możliwości utrzymania ciągłości ich pracy i dalszego wykorzystywania dla istniejących oraz nowoprojektowanych elementów zagospodarowania terenu Elektrowni.

4. Analiza wybranych technologii reaktorów IV generacji wymaganej w procesie inwestycyjnym

4.1. Analiza wybranych technologii reaktorów SMR

Komercyjne wdrożenie reaktorów jądrowych IV generacji stwarza możliwość bardziej korzystnego dostosowania pracujących turbin parowych obecnie eksploatowanych bloków węglowych, a tym samym ich dekarbonizacji. Z punktu widzenia modernizacji bloków węglowych na parametry nadkrytyczne, najlepsze dopasowanie parametrów zapewniają opracowywane obecnie reaktory SMR, w których głównym chłodziwem jest gaz, ciekły metal lub stopiona sól. W przypadku reaktorów temperaturowych, czynnik roboczy turbiny parowej może zostać podgrzany nawet do temperatury 600°C. Z uwagi na różne technologie, odbiór ciepła z reaktora może zachodzić w różnych układach reaktora. Para obiegu turbiny parowej może otrzymywać ciepło bezpośrednio z chłodziwa pierwotnego reaktora lub z chłodziwa wtórnego, w pośrednim systemie transportu ciepła. Biorąc pod uwagę szeroki zakres mocy cieplnych planowanych reaktorów, rozwój technologii SMR może także przyczynić się do retrofitu systemów ciepłowniczych oraz rozwoju przemysłu chemicznego.

Wiele krajów pracuje obecnie nad rozwojem wysokotemperaturowych reaktorów SMR. Technologie SMR oparte są głównie na reaktorach małej mocy, z reguły nieprzekraczającej 300 MW_e oraz koncepcji modułowej konstrukcji co oznacza, że większość instalacji reaktora będzie budowanych w fabryce producenta. Aktualnie większość konstrukcji SMR jest w fazie koncepcji lub wstępnych projektów podstawowych.

Reaktory SMR są rozwijane zarówno w grupie reaktorów III jak i IV generacji we wszystkich dostępnych technologiach reaktorowych:

- reaktorów wysokotemperaturowych, chłodzonych gazem, np. HTR-PM, Xe-100
- reaktorów chłodzonych stopionymi solami: IMSR400, KP-FHR
- reaktorów chłodzonych wodą: BWRX-300, VOYGR™, CANDU SMR™
- reaktorów powielających chłodzonych ciekłymi metalami: ARC-100, SEALER-55
- mikroreaktorów: Energy Well, MoveluX, Xe-Mobile, itp

4.2. Charakterystyka reaktorów SMR chłodzonych gazem (GCR) na podstawie działającego komercyjnie reaktora HTR-PM

HTR-PM - to chiński, mały, modułowy reaktor jądrowy. Jest to wysokotemperaturowy reaktor IV generacji, chłodzony gazem ze złożem żwirowym, który wyewoluował z prototypu HTR-10. Pierwsza elektrownia tego typu ma moc 210MW; rozpoczęła produkcję energii w grudniu 2021r. a działalność komercyjną pod koniec 2023r.

HTR-PM jest pierwszym projektem wykorzystującym konstrukcję modułową co oznacza, że dwa reaktory zwane NSSS (jądrowy system zasilania parą) o mocy cieplnej 250MW_t każdy są połączone z jedną turbiną parową w celu wytworzenia 210MW_e energii elektrycznej.

Głównym czynnikiem chłodzącym reaktor jest hel pod ciśnieniem 7,0 MPa przy znamionowym, masowym natężeniu przepływu wynoszącym 96 kg/s. Chłodziwo helowe wpływa do reaktora w dolnej części zbiornika reaktora z temperaturą wlotową 250°C. Dalej hel jest podgrzewany w aktywnym rdzeniu reaktora, a następnie mieszany do średniej temperatury wylotowej 750°C, po czym przepływa do wytwornicy pary. Każdy z reaktorów połączony jest z pojedynczą wytwornicą pary, która podaje na turbinę parę o temperaturze 560°C i ciśnieniu 13 MPa. Hel z obiegu pierwotnego nie jest wyprowadzany do żadnych procesów przemysłowych.

Główną cechą reaktorów wysokotemperaturowych chłodzonych gazem jest ich naturalne bezpieczeństwo, co pozwala na lokalizowanie tego typu reaktorów w pobliżu zakładów przemysłowych oraz skupisk ludności. Reaktory HTGR charakteryzują się samoczynną regulacją mocy reaktora, gwarantowaną silnym ujemnym sprzężeniem zwrotnym pomiędzy temperaturą rdzenia a reaktywnością. Regulacja ta polega ona na tym, że nawet niewielki wzrost temperatury rdzenia powoduje natychmiastowe zmniejszenie reaktywności, co z kolei prowadzi do natychmiastowej stabilizacji lub zmniejszenia się mocy reaktora. Także niewielkie obniżenie się temperatury rdzenia powoduje natychmiastowy niewielki wzrost reaktywności, konsekwencją tego jest zwiększenie mocy reaktora, pozwalając na powrót do stanu stabilnej pracy. W HTGR nie może zatem pojawić się nieograniczony wzrost mocy, który mógłby doprowadzić do zniszczenia lub stopienia się rdzenia.

Kolejną, charakterystyczną cechą bezpieczeństwa HTGR jest możliwość samoczynnego odbioru ciepła powyłączeniowego z rdzenia reaktora po utracie czynnika chłodzącego (awaria typu LOCA), jakim w tym przypadku jest hel. Dzieje się to w oparciu o naturalne procesy przewodzenia ciepła w otaczającym rozgrzane pręty paliwowe bloku grafitowym (charakteryzującym się dużą pojemnością cieplną). Zmagazynowane ciepło w elementach grafitowych jest odprowadzane do otoczenia poprzez osłony reaktora na drodze promieniowania cieplnego. Trzecią ważną cechą bezpieczeństwa reaktora HTGR jest paliwo TRISO (tri-structural-isotropic) zawierające kilka powłok ochronnych tzw. koszulek. Koszulka otaczająca paliwo składa się z węgla pirolitycznego i węgla krzemu; materiałów odpornych na wysokie temperatury, które nie pozwalają na wydostanie się substancji promieniotwórczych na zewnątrz kul paliwowych. Rdzeń ma postać złoża usypanego z kulowych elementów paliwowych TRISO a uran zamknięty jest wewnątrz wielowarstwowych ziaren. [..\Opole\SMR Book 2022.pdf](#)

5. Analiza rynku dostawców technologii wymaganych w procesie inwestycyjnym

Na świecie rozwijanych jest około dwanaście projektów reaktorów SMR opartych na zaawansowanej technologii reaktorów chłodzonych i zasilanych stopioną solą (MSR). Reaktory MSR obiecują wiele korzyści, w tym zwiększone bezpieczeństwo ze względu na właściwości soli, niskociśnieniowy jednofazowy system chłodzenia, który eliminuje potrzebę dużej obudowy bezpieczeństwa a system wysokotemperaturowy zapewnia wysoką wydajność i elastyczny cykl paliwowy.

Podstawową koncepcją projektową reaktora MSR tj. KP-FHR jest połączenie trójstrukturalnego izotropowego paliwa cząsteczkowego (TRISO) ze stopioną solną fluorkową jako chłodziwo. Połączenie to skutkuje reaktorem wysokotemperaturowym i niskociśnieniowym z solidnymi, pasywnymi systemami bezpieczeństwa. Oprócz nieodłącznego bezpieczeństwa, projekt zmniejsza również zależność od drogich komponentów i struktur klasy jądrowej oraz wykorzystuje konwencjonalne technologie w celu obniżenia kosztów kapitałowych.

Reaktory chłodzone stopionymi solami zawierają paliwo stałe, oparte głównie na powlekanym cząstkach paliwa, osadzonych lub otoczonych moderatorem grafitowym chłodzonym solą fluorkową. Podobnie jak w przypadku reaktorów wysokotemperaturowych chłodzonych gazem, cząstki paliwa mogą być rozproszone w grafitowym złożu zwirowym, skoncentrowane w szczelnych płytach lub otoczone blokami grafitowymi. Technologia powlekanym cząstek paliwa została zaproponowana już w 1957 roku dla reaktorów wysokotemperaturowych. Wczesne projekty reaktorów wysokotemperaturowych chłodzonych solami fluorkowymi (FHR) opierały się na blokach przyrządowych zawierających paliwo TRISO. Taka rozwiązanie zostało szybko odrzucone, ponieważ średnia gęstość bloków paliwowych byłaby niższa niż gęstość soli, co powodowałoby unoszenie się

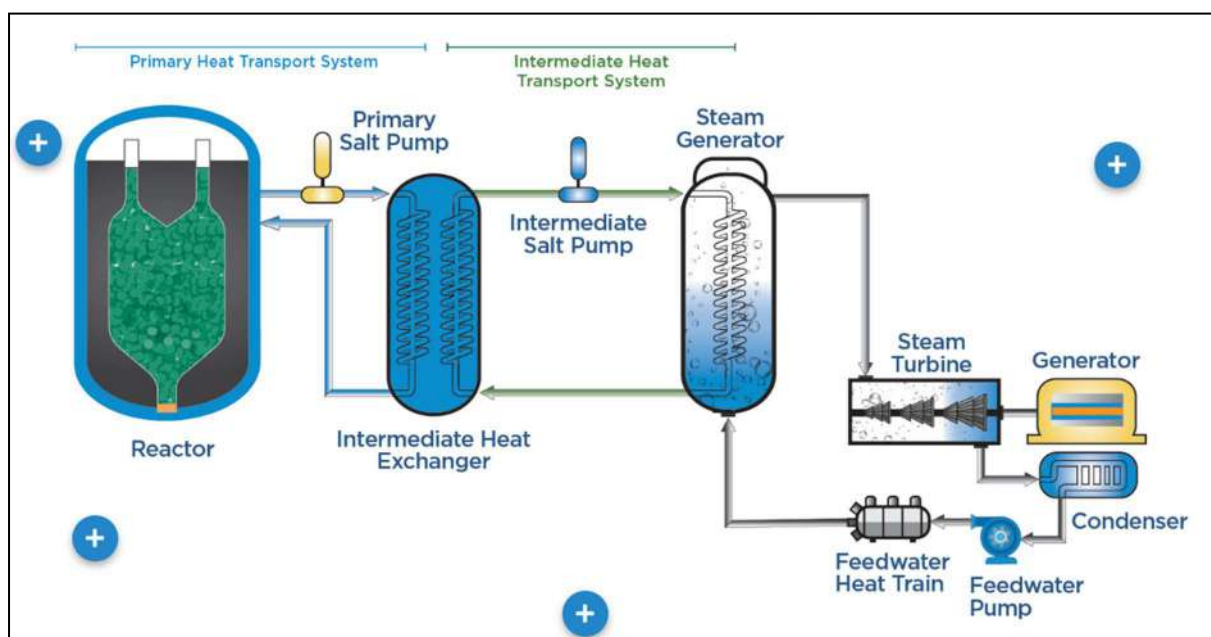
bloków i sprawiało, że niektóre operacje, takie jak przeładunek paliwa byłyby bardzo trudne. Zamiast tego popularność zyskały projekty wykorzystujące paliwo żwirowe (kulowe).

Reaktor Kairos Power wykorzystuje jako chłodziwo stopioną sól fluorkową "FLIBE". Stopione sole fluorkowe mają doskonałą stabilność chemiczną i ogromną zdolność do przenoszenia ciepła w wysokiej temperaturze a także zdolność zatrzymywania produktów rozszczepienia. Różne amerykańskie badania reaktorów potwierdzają kompatybilność stopionych soli fluorkowych z konwencjonalnymi, wysokotemperaturowymi materiałami konstrukcyjnymi (np. stalą nierdzewną), zapewniając w ten sposób atrakcyjną komercyjnie technologię z uwagi na jej niezawodność i żywotność.

Reaktor Kairos Power także wykorzystuje paliwo TRISO, które zachowuje integralność strukturalną nawet w ekstremalnie wysokich temperaturach. Paliwo to nie ulegnie uszkodzeniu w temperaturach znacznie przekraczających temperatury topnienia konwencjonalnych paliw reaktorowych. Dzięki zastosowaniu paliwa w postaci sypkiej (żwirowej) reaktory Kairos Power mogą uzupełniać paliwo w trakcie pracy, zapewniając wyjątkową niezawodność i dostępność.

5.1. Opis technologii

W przypadku modernizacji mającej na celu zastąpienie kotła węglowego układem reaktorów KP-FHR wymagane jest zastosowanie wytwornicy pary, w której medium pośredniczącym w przekazywaniu ciepła do czynnika roboczego turbiny parowej jest roztwór soli będącej mieszaniną $\text{NaNO}_3/\text{KNO}_3$. Technologia ta zakłada wykorzystanie dwóch zamkniętych pętli wymiany ciepła z reaktorów do obiegu turbiny parowej:

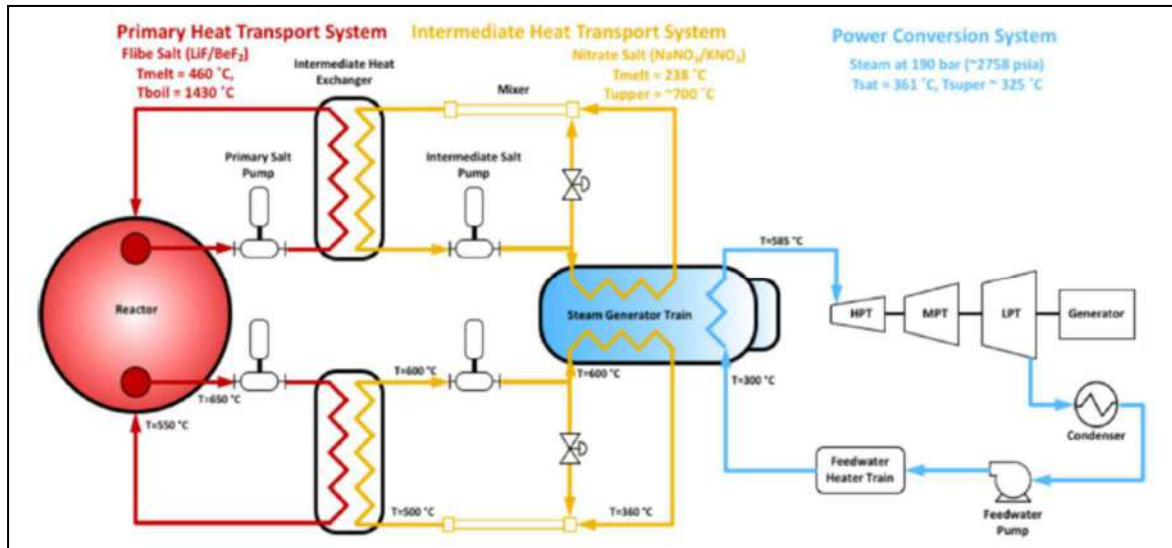


Rysunek 26 Rysunek ideowy układu reaktora KP-FHR oraz przepływu medium

W pierwotnym systemie transportu ciepła, sól fluorkowa LiF/BeF_2 "FLiBe" pompowana przez pompy cyrkulacyjne odbiera ciepło wytworzone w reaktorze. Dalej ciepło jest przekazywane w pośrednim wymienniku ciepła do soli drugiej pętli cyrkulacyjnej, która także jest pompowana w zamkniętym obiegu przez pompy i kierowana do wytwornicy pary. Sól drugiej pętli cyrkulacyjnej $\text{NaNO}_3/\text{KNO}_3$ oddaje ciepło do czynnika roboczego turbiny parowej w wytwornicy pary.

No poniższym schemacie ideowym można zauważyć iż producent reaktora zakłada współpracę dwóch wymienników ciepła odbierających ciepło z soli chłodzącej reaktor w pierwszej pętli oraz oddającej

ciepło do drugiej, pośredniej pętli chłodzenia. Z dostępnych danych wynika również, że wytwornica pary nie będzie częścią modułu reaktora; będzie elementem wymagającym zaprojektowania do współpracy z konkretnym turbozespołem parowym.



Rysunek 27 Schemat ideowy – podstawowe parametry mediów roboczych

Podstawowe, zakładane parametry reaktora jądrowego KP-FHR:

Tabela 8 Podstawowe, zakładane parametry reaktora jądrowego KP-FHR

Parametr	Wartość referencyjna
Typ reaktora	Reaktor wysokotemperaturowy chłodzony solą fluorkową (FHR)
Podstawowa konfiguracja reaktora	Rdzeń ze złożem sykim/żwirowym, grafitowy moderator/reflektor Paliwo HALEU o niskim stopniu wzbogacenia wysokiej jakości chłodzenie stopioną solą fluorkową Flibe
Moc termiczna	320 MW _t
Ciśnienie robocze w reaktorze	<2 barg
Temperatura wlotowa soli FLIBE do rdzenia	550°C
Temperatura wylotowa soli FLIBE z rdzenia	650°C
Sprawność cieplna netto	45%
Natężenie przepływu chłodziwa reaktora	1200-1400 kg/s (~0.11-0.15 m/s)
Interwały przeładunku paliwa	Brak, ciągły przeładunek wypalonych elementów podczas normalnej pracy
Wielkość zbiornika reaktora	Średnica – 3,9 m, wysokość – 6,1 m o konstrukcji cienkościennej ze stali nierdzewnej 316H

5.2. Cechy bezpieczeństwa reaktora KP-FHR

Głównym założeniem dotyczącym bezpieczeństwa pracy reaktora KP-FHR jest wykorzystanie zasad pasywnej ochrony. Oznacza to, że reaktory Kairos Power nie wymagają energii elektrycznej do usuwania ciepła powyłączeniowego z rdzenia.

Reaktory KP-FHR mają wyjątkowo duże marginesy bezpieczeństwa w oparciu o wybraną kombinację paliwa i chłodziwa, co pozwala, aby chłodzenie awaryjne było napędzane wyłącznie przez siły przyrody, takie jak grawitacja czy konwekcja, a nie systemy mechaniczne czy elektryczne. W reaktorze Kairos Power nie ma potrzeby uzupełniania chłodziwa (ponieważ chłodziwo nie może się wygotować), a tolerancja paliwa na ekstremalnie wysokie temperatury pozwala na większe możliwości chłodzenia w scenariuszach awaryjnych w porównaniu z reaktorami chłodzonymi wodą. Wysokotemperaturowe paliwo i chłodziwo znacznie upraszczają chłodzenie awaryjne w przypadku wszystkich możliwych awarii.

Na potrzeby kontroli reaktywności reaktor będzie zaprojektowany tak, aby posiadał ujemne sprzężenia zwrotne reaktywności paliwa, moderatora i temperatury chłodziwa. Kontrola reaktywności podczas sterowania reaktorem i zdarzeń niezwiązanych z awarią jest zapewniana przez elementy sterujące, które umieszcza się w grafitowym reflektorze otaczającym rdzeń złoża żwirowego. Kontrola reaktywności podczas zdarzeń awaryjnych jest zapewniana przez elementy wyłączające, które są umieszczane bezpośrednio w złożu żwirowym. Elementy wyłączające są napędzane grawitacyjnie i uwalniane przez system ochrony reaktora. Zarówno elementy wyłączające, jak i sterujące składają się z kompozytowej struktury materiału pochłaniającego neutrony wykonanego z naturalnego węgla boru (B₄C) w gazie obojętnym z okładziną ze stali nierdzewnej SS316H. Elementy wyłączające i sterujące są zabezpieczone przed awarią w przypadku utraty zasilania. Liczba i rozmieszczenie elementów wyłączających będą tak dobrane, aby zapewnić wystarczający margines bezpieczeństwa

dla wyłączenia przy zerowym zasilaniu oraz z wystarczającą wartością reaktywności, aby wyłączyć rdzeń przy pełnej mocy reaktora.

- Budowa zbiornika reaktora – naturalnym i zarazem podstawowym systemem ochrony jest konstrukcja zbiornika reaktora zapewniająca szczelność i ochroną przed wyciekami. System reaktora obejmuje rdzeń ze złożem żwirowym, otoczony grafitowym reflektorem, umieszczony w cylindrycznym zbiorniku reaktora ze stali nierdzewnej.
- System usuwania ciepła rozpadu – odprowadzanie ciepła rozpadu podczas normalnych działań i zdarzeń niezwiązanych z awarią jest zapewniane przez system chłodzenia podczas normalnego wyłączenia, który łączy się bezpośrednio z głównym układem transportu ciepła tj. pierwotną pętlą odbioru ciepła z reaktora wykorzystującą stopioną sól Flibe.
- Awaryjny system chłodzenia rdzenia – konstrukcja paliwa i odpowiedni dobór chłodziwa pozwalają oraz ich wzajemne dopasowanie pozwalają na chłodzenie awaryjne reaktora oparte wyłącznie o naturalne procesy fizyczne np. konwekcję bez użycia systemów aktywnych np. pompowych.
- Obudowy bezpieczeństwa – reaktor KP-FHR wykorzystuje swoistą hermetyzację produktów promieniotwórczych, która jest zapewniona przez właściwości paliwa TRISO oraz sól fluorkową Flibe – to struktura paliwa jest odpowiedzialna za zatrzymywanie produktów rozszczepienia w warstwach paliwa. Powłoka z węgla krzemu (SiC) na cząstkach TRISO stanowi podstawową barierę dla produktów rozszczepienia, podczas gdy warstwy węgla pirolitycznego i matryca działają jako bariery wtórne, zatrzymując lub utrudniając transport produktów rozszczepienia i chroniąc integralność warstwy SiC - zapewnia to ochronę zdrowia i bezpieczeństwo ludności i pracowników. Dodatkowe obudowy reaktora zapewniają tzw. ochronę w głąb (defense-in-depth).
- System kontroli chemicznej chłodziwa – CCS (Chemistry Control System) monitoruje chłodziwo solne w celu wykrycia zanieczyszczeń, zapewniając, że pozostaje ono w ustalonym stanie roboczym w granicach określonych parametrów pracy.
- System bezpieczeństwa chłodzenia wypalonego paliwa jądrowego - Paliwo KP-FHR jest w pełni ceramiczne, co upraszcza wymagania dotyczące chłodzenia wypalonego paliwa, a także w przechowywaniu w kanistrach/zbiornikach.

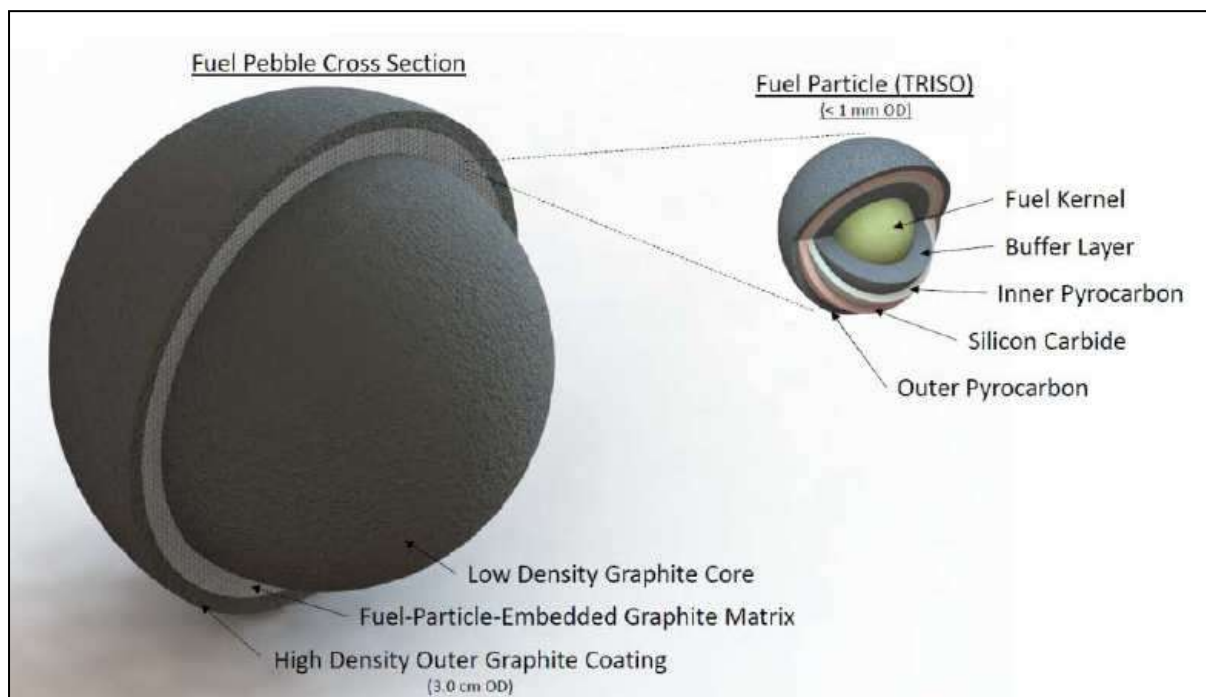
Połączenie paliwa odpornego na ekstremalnie wysokie temperatury i niskociśnieniowego, jednofazowego, stabilnego chemicznie chłodziwa reaktora eliminuje większość potencjalnych scenariuszy uszkodzenia paliwa, znacznie upraszczając projekt i zmniejszając liczbę systemów bezpieczeństwa. Niskie ciśnienie panujące w reaktorze i związanych z nim rurociągach, wraz z funkcjonalnym zabezpieczeniem zapewnianym przez paliwo TRISO, zwiększa bezpieczeństwo i eliminuje potrzebę stosowania wysokociśnieniowych struktur zabezpieczających.

5.3. Charakterystyka paliwa TRISO

Paliwo TRISO jest trójstrukturalnym izotropowym paliwem cząsteczkowym w postaci kuli zawierającej uran. Kula paliwowa pokryta jest specjalnymi warstwami ceramicznymi zaprojektowanymi jak małe zbiorniki ciśnieniowe. Warstwy te zawierają wewnątrz produkty rozszczepienia i zapewniają stabilność mechaniczną i chemiczną podczas napromieniowania i zmian temperatury.

Paliwo to zostało zaprojektowane w taki sposób aby wytrzymać wysokie temperatury bez topienia zwiększając funkcje bezpieczeństwa dla zaawansowanych reaktorów jądrowych. Jego zdolność do wytrzymywania wysokich temperatur bez topnienia zapewnia korzyści w zakresie bezpieczeństwa i przyczynia się do ogólnej wydajności, ekonomii i eksploatacji reaktora. Paliwo to jest niezwykle wytrzymałe.

Podstawowy element paliwowy stanowi ziarno z materiału rozszczepialnego (np. ditlenku uranu UO_2) średnicy 500-700 μ m pokryte czterema warstwami. Pierwszą warstwę materiału stanowi porowaty bufor z węgla pirolitycznego, którego zadaniem jest gromadzenie gazowych produktów rozszczepienia. Druga warstwa składa się z gęstego, odpornego na wysokie temperatury i posiadającego wysoką wytrzymałość mechaniczną. Podobną funkcję osłonową pełni kolejna warstwa z węglika krzemu. Zapewnia ona wysoką szczelność paliwa zatrzymując wszelkie produkty rozszczepienia, niezależnie od ich postaci. Zewnętrzna warstwa węgla pirolitycznego o dużej gęstości, chroni mechanicznie całość podstawowego elementu paliwowego TRISO tworząc "mechanizm obrony w głąb". Kulki TRISO są spiekane z matrycą grafitową i formowane w większe elementy o kształcie odpowiednim dla przyjętej koncepcji rdzenia. Mogą to być większe kule, o średnicy około 6 cm. [1] *PROJEKT GOSPOSTRATEG-HTR: REZULTATY PROJEKTU*



Rysunek 28 Budowa paliwa TRISO

Paliwo cząsteczkowe TRISO różni się zasadniczo od konwencjonalnych paliw, które są centymetrowymi granulkami dwutlenku uranu zamkniętymi w 4-metrowych rurach ze stopu cyrkonu. Główną ideą stojącą za paliwem cząsteczkowym TRISO jest zapewnienie każdemu milimetrowemu kawałkowi paliwa jądrowego własnego pojemnika i zbiornika ciśnieniowego, co znacznie zwiększa zdolność paliwa do zatrzymywania produktów rozszczepienia nawet w bardzo wysokich temperaturach i przy bombardowaniu neutronami, gdzie konwencjonalne paliwo stopiłoby się.

Główną wadą paliwa typu TRISO jest jego utylizacja z uwagi na skomplikowaną budowę zapewniającą pełną szczelność w trakcie eksploatacji. Kolejną wadą jest problem z zagospodarowaniem wypalonego paliwa z powodu znacznej objętości napromieniowanego grafitu. Struktura paliwa stanowi również poważne wyzwanie przy jego przerobie w celu recyklingu składników rozszczepialnych do ponownego wykorzystania.

W porównaniu ze zwykłymi elementami paliwowymi, cząstka TRISO zawiera 5 milionów razy mniej masy rozszczepialnej. Podział paliwa jądrowego na małe, samowystarczalne pakiety eliminuje ryzyko pojedynczych awarii w zbiorniku ciśnieniowym lub okładzinach paliwowych. Zazwyczaj pojedyncza awaria głównego stalowego zbiornika ciśnieniowego reaktora prowadziłaby do awarii jądrowej. Nawet

pojedyncza awaria konwencjonalnej okładziny paliwowej skutkuje wyciekami produktów rozszczepienia do chłodziwa i zbiornika, co może skutkować nieplanowanym przestojem lub poważną awarią. W przypadku TRISO pojedyncze awarie są mało prawdopodobne, a gdy wystąpią, prowadzą do niewielkiego uwolnienia promieniowania do matrycy paliwowej, gdzie jest ono prawdopodobnie zatrzymywane.

6. Opis przyjętego rozwiązania

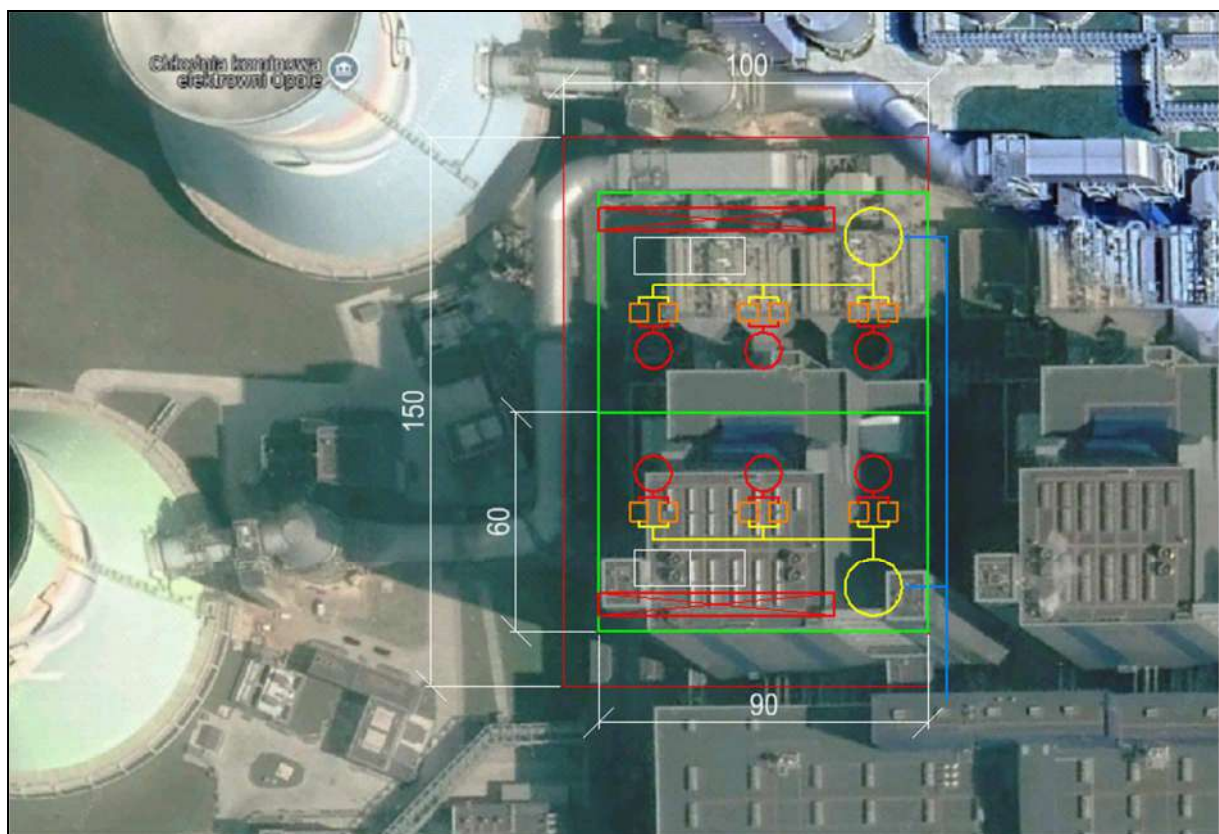
6.1. Założenia

Głównym założeniem wstępnego studium wykonalności jest inwestycja zakładająca retrofit bloku węglowego, polegający na zastąpieniu wyspy kotłowej (istniejącego kotła węglowego bloku nr 6) reaktorem lub systemem reaktorów jądrowych IV generacji. Koncepcja dostawienia reaktorów IV generacji do istniejącej wyspy turbinowej wymaga przede wszystkim dopasowania parametrów pary świeżej i wtórnej produkowanych w wytwornicy pary do parametrów bloku. Wszelkie zmiany wymagane do dopasowania reaktora do parametrów turbiny parowej zakłada się wykonać po stronie obiegu turbinowego.

6.2. Obszar zabudowy

Dostępna wiedza na temat reaktorów IV generacji KP-FHR pozwala założyć, iż wielkość terenu po kotle nr 6 będzie wystarczająca dla zabudowy 6 kompletnych reaktorów wraz z wymaganymi instalacjami. Poniżej przedstawiono propozycję zabudowy sześciu reaktorów KP-FHR w miejscu po kotle węglowym nr 6 Elektrowni Opole.

Przedstawiona poniżej grafika oraz zielony kontur przedstawią zamianę kotła węglowego na zespół reaktorów KP-FHR.



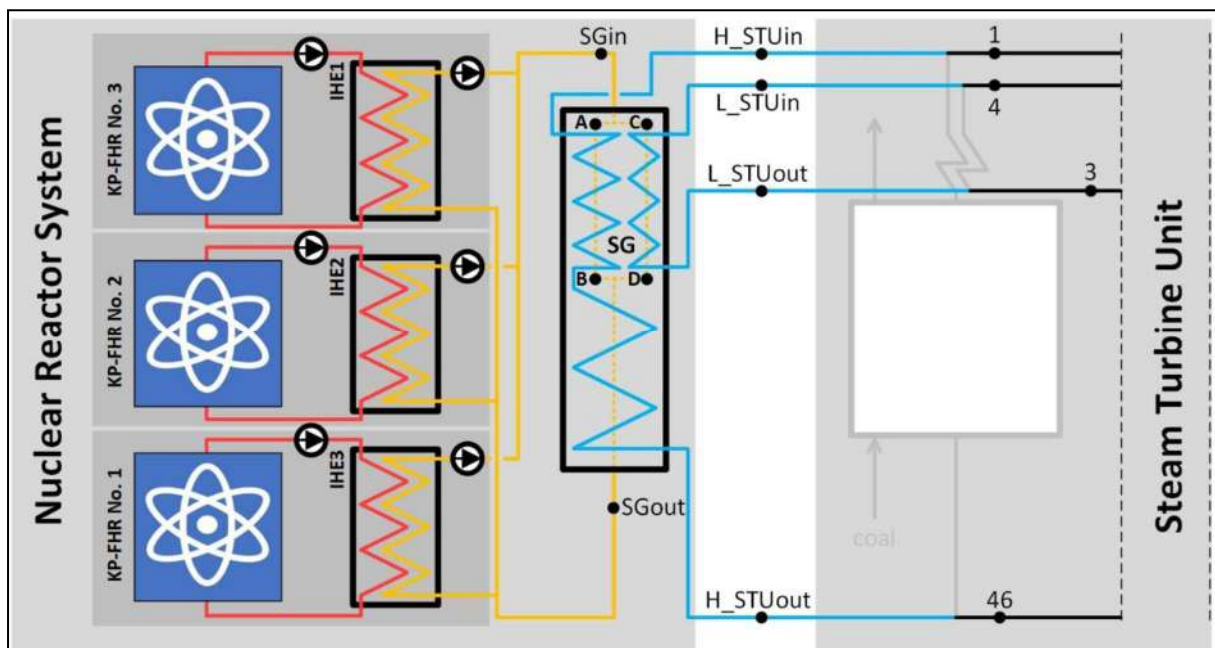
Rysunek 29 Wstępna lokalizacja układu reaktorów KP-FHR Kairos Power w elektrowni Opole (blok 6)

W najbliższych latach zakłada się szybki rozwój technologii reaktora KP-FHR oraz aktualizację i dostępność danych co może wpłynąć na konieczność zmiany powyższych założeń. W przypadku znaczącego zwiększenia wymaganej przestrzeni dla zabudowy reaktorów KP-FHR realizację inwestycji będzie można rozważyć np. na terenie aktualnie wykorzystywanym przez bloki 360MW.

6.3. Integracja modułowych reaktorów jądrowych KP-FHR w jedno źródło ciepła

Z uwagi na brak podstawowych danych dotyczących prototypowego reaktora referencyjnego KP-FHR na temat łączenia reaktorów w moduły zawierające większą ilość reaktorów zakłada się, że będzie możliwe takie połączenie aby osiągnąć wystarczającą moc cieplną źródła, spełniając wymagania istniejącej turbiny parowej.

Z dostępnych materiałów wynika, że w przypadku równoległego łączenia reaktorów i produkcji pary dla jednego turbozespołu można wykorzystać jedną, większą wytwornicę pary dla trzech reaktorów KP-FHR. Dla zastąpienia kotła węglowego nr 6 w Elektrowni Opolo wymagana będzie integracja sześciu (6) reaktorów KP-FHR dla uzyskania mocy cieplnej około 1920MW_t. Zakłada się podział zastosowanych reaktorów na dwa moduły zawierające po trzy reaktory. Każdy z modułów będzie połączony z jedną wytwornicą pary poprzez integrację wtórnych obiegów soli chłodzącej NaNO₃/KNO₃ poszczególnych reaktorów.



Rysunek 30 Schemat ideowy połączenia trzech reaktorów KP-FHR z jedną wytwornicą pary

6.4. Dopasowanie technologii do układu turbiny parowej bloku na parametry nadkrytyczne

Na podstawie analiz technologiczno-bilansowych oraz ekonomicznych wykonanych przez Politechnikę Śląską dotyczących zastąpienia kotła węglowego reaktorem IV generacji w wytypowanym do modernizacji bloku energetycznym, określono możliwość jego współpracy z reaktorami HTR-PM, IMSR400, KP-FHR oraz Xe-100. Analiza wykazała konieczność obniżenia parametrów pary świeżej i wtórnej oraz podwyższenia temperatury wody zasilającej.

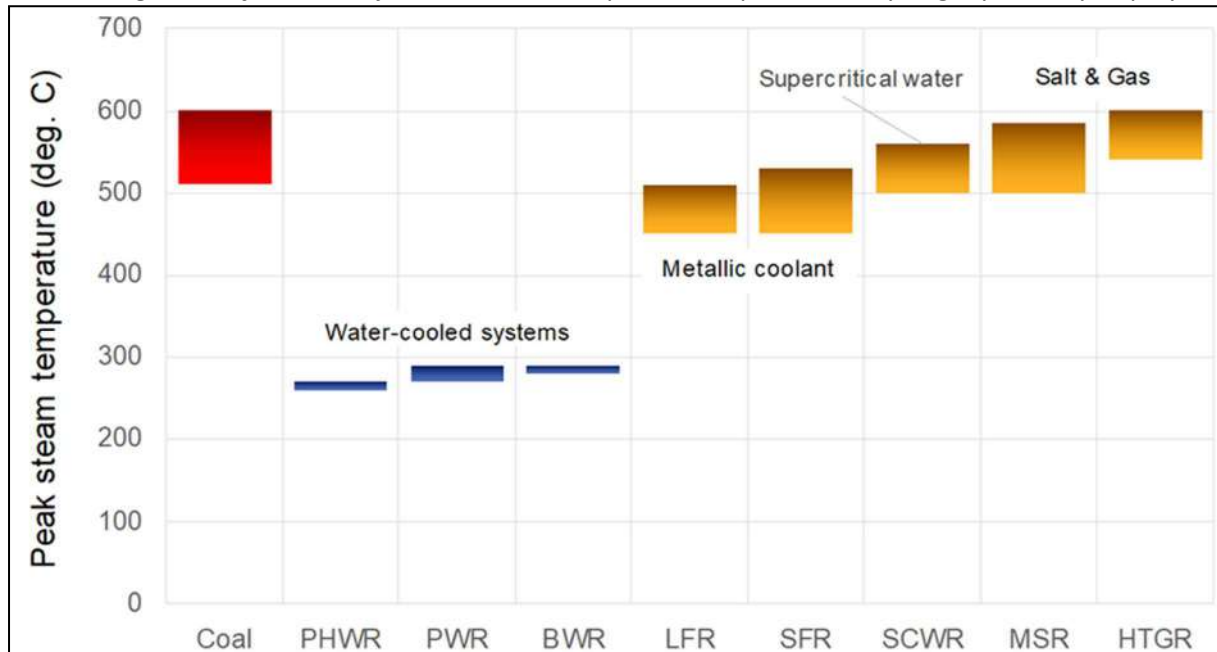
W analizach rozpatrzono wiele wariantów podgrzania wody zasilającej takich jak:

- regulacja parą świeżą,
- regulacja parą wtórną,

- regulacja parą z upustów

Wariant regulacji parą świeżą okazał się najkorzystniejszy, ponieważ proponowane rozwiązanie pozwala dopasować temperaturę wody zasilającej do wymagań wytwornicy pary w pełnym zakresie obciążenia. Z uwagi na najlepsze dopasowanie temperaturowe reaktora do obiegu parowo-wodnego bloku, do dalszej analizy został wybrany reaktor KP-FHR amerykańskiej firmy Kairos Power LLC.

Dla pozostałych reaktorów tj. IMSR400, HTR-PM i Xe-100, w oparciu o przeprowadzone analizy, stwierdzono, że ich dopasowanie do obiegu turbinowego istniejącego bloku węglowego (obiegu bloku 5 lub 6 Elektrowni Opole) wymaga daleko idących zmian konstrukcyjnych zmniejszających atrakcyjność rozważanego rozwiązania C2N, jak również brak dopasowania po stronie wymaganych mocy cieplnych.



Rysunek 31 Porównanie szczytowej temperatury parę świeżej w elektrowniach jądrowych i węglowych

Jak wynika z powyższego wykresu, spośród różnych typów reaktorów jądrowych, które są obecnie rozwijane i komercjalizowane, reaktory chłodzone stopionymi solami oraz reaktory chłodzone gazem posiadają największe szanse na udaną integrację cyklu parowego wodnego z istniejącym wyposażeniem elektrowni węglowej przy minimalnych modyfikacjach.

6.5. Bilanse technologiczne

Wybrany do tego projektu reaktor KP-FHR został przedstawiony we wcześniejszych podpunktach. Zgodnie z posiadaną wiedzą i ogólnodostępnymi danymi reaktor powinien być w stanie wyprodukować parę o parametrach zamieszczonych w poniższej tabeli.

Tabela 9 Parametry parę możliwej do uzyskania poprzez reaktor KP-FHR

Parametr	Jednostka	Wartość
Moc cieplna	MW	~320
Ciśnienie parę świeżej	MPa	19
Temperatura parę świeżej z kotła	°C	585/585
Temperatura wody zasilającej	°C	300

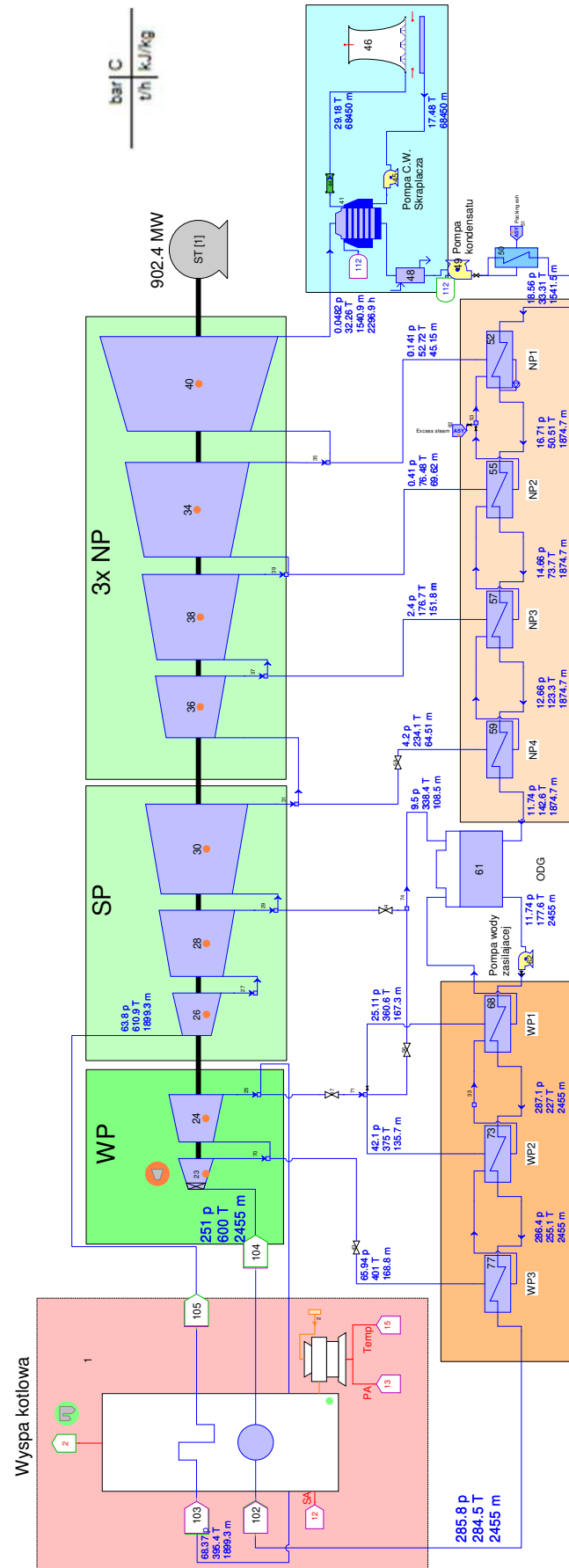
W niniejszym projekcie zakłada się zabudowę 6 reaktorów w miejsce istniejącego kotła węglowego typu BP-2455 w bloku nur 6. Na potrzeby tego projektu nie zostały przekazane żadne dane od

Właściciela badanego obiektu, dlatego wszelkie informacje pochodzą z ogólnodostępnych informacjami o blokach nr 5 i 6 w Opolu. Na tej podstawie założono, że badany blok ma parametry głównych urządzeń zgodne z poniższą tabelą.

Tabela 10 Parametry bloku nr 6 w Opolu

Parametr	Jednostka	Wartość
Wydajność kotła (strumień pary świeżej)	t/h	2 455
Moc cieplna kotła	MW	~1 900
Ciśnienie pary świeżej z kotła	MPa	26,0
Temperatura pary świeżej z kotła	°C	603
Ciśnienie wtórnego przegrzewu	MPa	6,0
Temperatura wtórnego przegrzewu	°C	611
Temperatura wody zasilającej	°C	~285
Moc elektryczna turbozespołu	MWe	905
Ciśnienie pary na wlocie do turbiny	MPa	25,1
Temperatura pary na wlocie do turbiny	°C	600

Dla powyższych parametrów w programie Thermoflow wykonano model cieplny układu para-woda dla bloku węglowego. Bazą danych były ogólnodostępne informacje oraz raportu z zadania nr 2 wchodzącego w cały projekt DESire.

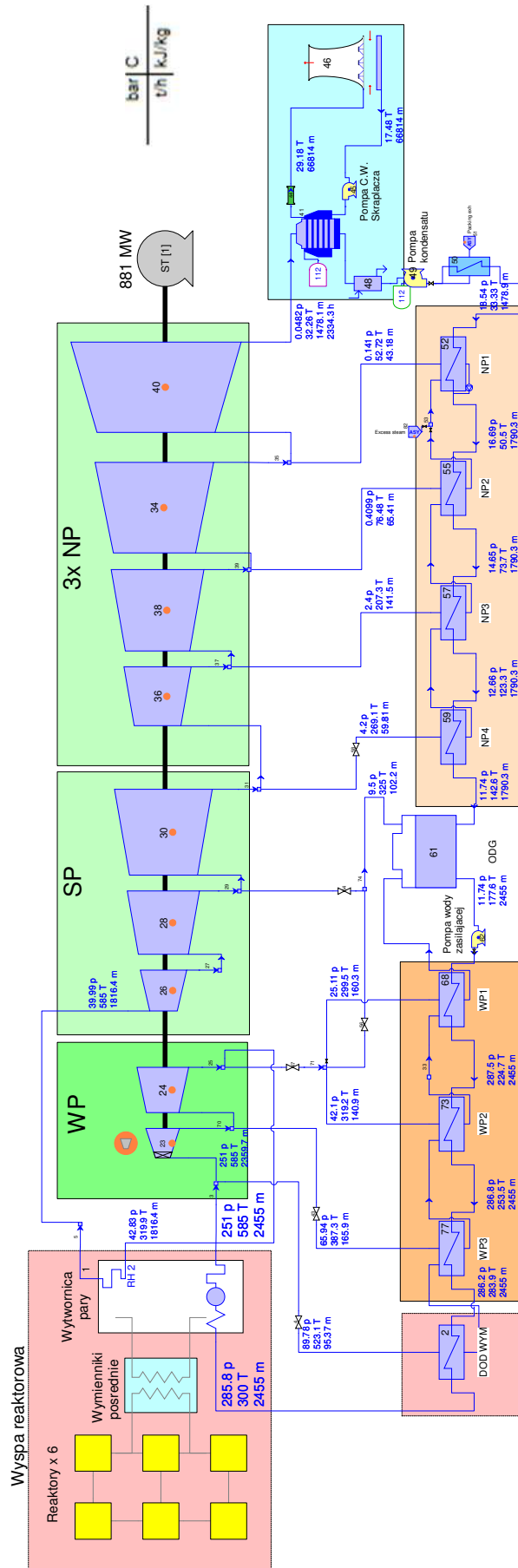


Rysunek 32 Obieg cieplny bloku 900 MW z kotłem węglowym jako źródłem pary

W kolejnym krokiem w analizie było zastąpienie wyspy kotłowej 6 reaktorami z dedykowaną wytwornicą pary z dostosowanym ciśnieniem do parametrów znamionowych turbiny parowej bloku węglowego. Dodatkowo została wykonana korekta w obiegu parowym w postaci dodatkowego wymiennika regeneracyjnego do podgrzewu wody zasilającej, aby uzyskać temperaturę 300 °C. Źródłem zasilania wymiennika jest para świeża, ponieważ pozwala dopasować temperaturę wody zasilającej do wymagań wytwornicy pary w pełnym zakresie obciążenia. Analizowane były również inne metody podgrzewu wody, ale ten był najkorzystniejszy. W poniższej tabeli zebrano parametry bloku po zaimplementowaniu nowego źródła ciepła oraz zmianie temperatury pary świeżej i wody zasilającej.

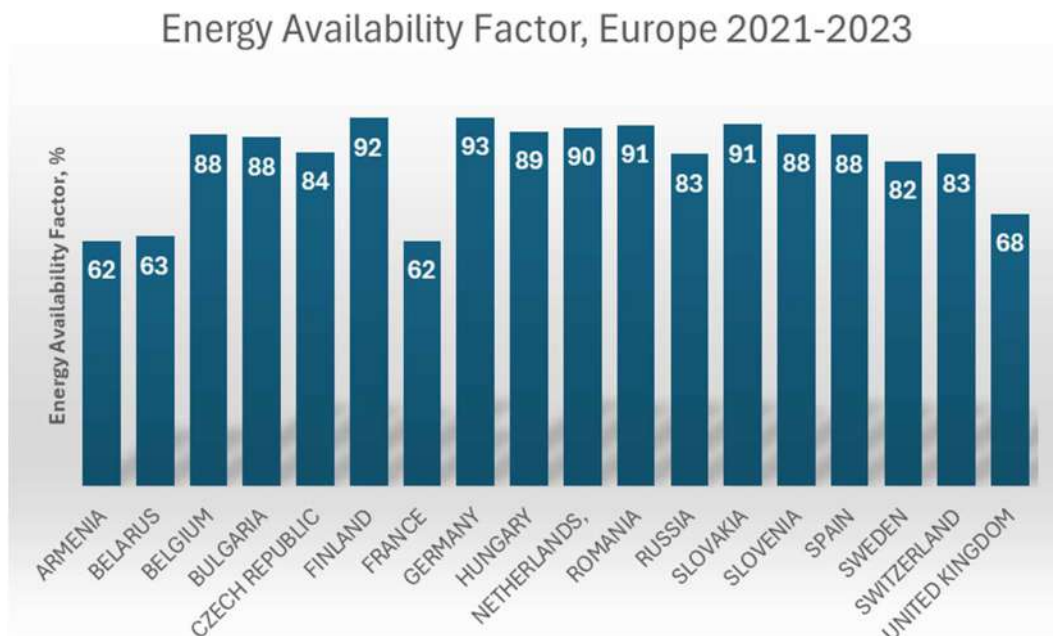
Tabela 11 Parametry bloku nr 6 współpracującego z reaktorem jądrowym.

Parametr	Jednostka	Wartość
Strumień pary świeżej	t/h	2 455
Moc cieplna reaktora	MW	~1 920
Moc elektryczna turbozespołu (brutto)	MWe	~881
Moc elektryczna netto bloku	MWe	~816
Ciśnienie pary na wlocie do turbiny	MPa	25,1/4
Temperatura pary na wlocie do turbiny	°C	585/585
Temperatura wody zasilającej	°C	300
Uzupełnienie wody DEMI	t/h	17,6
Uzupełnienie wody technologicznej	t/h	1 264



Rysunek 33 Obieg cieplny bloku 900 MW z reaktorem jądrowym jako źródłem pary

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.



Rysunek 34 Wskaźnik dyspozycyjności bloków jądrowych w Europie za lata 2021-2023 wg IAEA¹⁶

Tabela 12 Prognozowane roczne produkcje bloku 900 MW z wykorzystaniem reaktora jądrowego.

Parametr	Jednostka	Wartość
Dyspozycyjność	%	84,2%
Produkcja energii elektrycznej	GWh	6 498
Sprzedaż energii elektrycznej	GWh	6 019
Uzupełnienie wody do układu chłodzenia	tys. ton/rok	9 324
Uzupełnienie wody DEMI	tys. ton/rok	130

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

¹⁶ <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/ThreeYrsEnergyAvailabilityFactor.aspx>

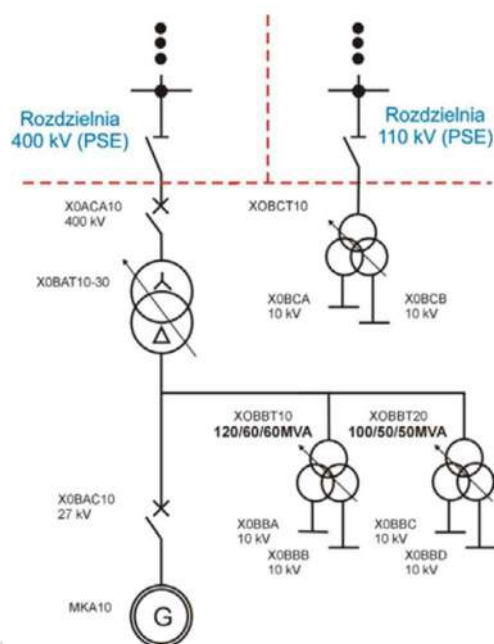
6.6. Układ elektryczny

Założeniem niniejszego projektu „Coal-to-Nuclear” jest zastąpienie spalania węgla, reaktorem jądrowym po ok. 20 letniej eksploatacji bloku nr 6 Elektrowni Opole z zamierzeniem dalszej eksploatacji przez kolejne kilka dziesięcioleci.

Hipotetycznie działanie takie technicznie może być realizowalne, przy czym ze względu na standardy stosowane przez dostawców technologii, w tym w zakresie oceny bezpieczeństwa jak i dopuszczeń do stosowania w obiektach jądrowych, możliwe jedynie w ograniczonym zakresie lub proceduralnie utrudnione, a przez to ekonomicznie (potencjalnie) nieuzasadnione.

Pomijając ryzyka z obszaru standardów i certyfikacji Obiektu, kolejnym ryzykiem dla realizacji wskazanego zamierzenia jest stan techniczny infrastruktury i możliwość dalszego jej użytkowania w całym okresie życia projektu.

Typowy układ zasilania dużych bloków energetycznych, odpowiadający potrzebą bloków jądrowych, oraz ideowo istniejącemu rozwiązaniu bloku nr 6 Elektrowni Opole przedstawiono na poniższym rysunku.



Rysunek 35 Schemat elektryczny idealny dużych bloków energetycznych pracujących w Polsce.

6.6.1. Generatory

Istniejący generator bloku nr 6 Elektrowni Opole jest jednostką odpowiadającą aktualnym standardom technicznym dla tego typu infrastruktury. Przy dopasowaniu mocy nowego bloku jądrowego, oraz jego parametrów technicznych, pozwalając na zapewnienie zbliżonej mocy mechanicznej do napędu turbosespołu, generator bloku nr 6 może zostać potencjalnie (z punktu widzenia właściwości elektrycznych) wykorzystany w projekcie „Coal-to-Nuclear”.

Generator bloku nr 6 posiada moc ~ 1230 MVA oraz napięcie znamionowe ~ 27 kV.

Możliwość wykorzystania generatora poza dopasowaniem parametrami technicznymi do nowego projektu wymaga aby stan techniczny jednostki na to pozwalał. Wymagane jest więc prowadzenie obsługi bloku nr 6 w reżimie zapewniającym jego dłuższą eksploatację.

Przewiduje się wykorzystanie wyłącznie generatora jednocześnie zakładając kompletną wymianę osprzętu, przekładników, układów pomiarowych, oraz układu wzbudzenia, z dostosowaniem do aktualnych na czas realizacji projektu wymagań dotyczących zachowania generatora/obiektu wytwórczego we współpracy z systemem elektroenergetycznym.

Dopuszcza się także zachowanie w eksploatacji istniejącego wyłącznika generatorowego, o ile stan techniczny na to pozwoli.

6.6.2. Szynoprzewody

Przewiduje się możliwość wykorzystania istniejących szynoprzewodów średniego napięcia, przy założeniu realizacji odtworzenia aparatury kontrolno-pomiarowej, w tym w zakresie układu nadciśnieniowego sprężonego powietrza.

Parametry szynoprzewodów dostosowane są do parametrów generatora i przy zachowaniu mocy jednostki, są wystarczające dla potrzeb realizacji projektu.

6.6.3. Transformatory potrzeb własnych

Przewiduje się możliwość wykorzystania istniejących transformatorów potrzeb własnych o mocy ~90/45/45 MVA w projekcie „Coal-to-Nuclear”, o ile ich stan techniczny w momencie rozpoczęcia realizacji projektu, będzie pozwalał na ich dalszą eksploatację przez okres minimum 20 lat.

Na podstawie doświadczeń krajowej energetyki, właściwie użytkowane jednostki transformatorowe są w stanie pracować bezawaryjnie przez okres powyżej 50 lat, a aktualne metody oceny ryzyka awarii, przy zapewnieniu regularnych badań, dają możliwość wykrycia potencjalnej awarii przed jej wystąpieniem.

Przewiduje się natomiast w ramach realizacji projektu wymianę osprzętu transformatorów, w tym elementów układu chłodzenia oraz zabezpieczeń technologicznych, odwilżaczy, przekładników prądowych, etc.

6.6.4. Rozdzielnia potrzeb własnych

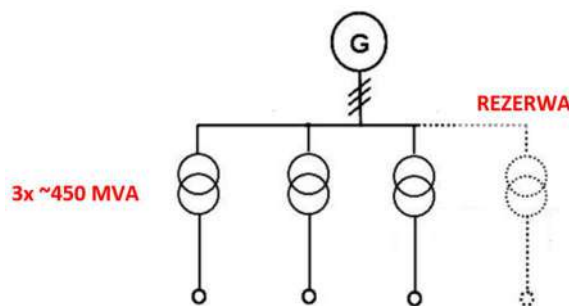
Ze względu na przewidywany wiek rozdzielnic w momencie rozpoczęcia projektu (>20lat) jak i jej potencjalne niedopasowanie do potrzeb przyszłych odbiorów energii, przyjmuje się że zastosowana zostanie nowa rozdzielnica potrzeb własnych w układzie dopasowanym do potrzeb nowego obiektu, oraz wymagań dotyczących rezerwowania zasilania.

6.6.5. Transformatory blokowe

Przewiduje się możliwość wykorzystania w projekcie „Coal-to-Nuclear” istniejących transformatorów blokowych, jednofazowych o mocy ~450 MVA każdy. Przewiduje się możliwość bezawaryjnej eksploatacji transformatorów przez okres powyżej 50 lat przy zapewnieniu właściwej eksploatacji i kontroli jednostek.

Zaletą istniejącego układu transformacji energii z bloków nr 5 i 6 jest posiadanie dwóch identycznych zestawów transformatorów jednofazowych oraz jednej jednostki rezerwowej. Przy zastosowaniu aktualnie dostępnych możliwości dotyczących oceny możliwości wystąpienia awarii transformatorów, układ taki pozwala na zastąpienie jednostki o gorszym stanie technicznym jednostką rezerwową i dokonanie remontu tej jednostki, bez postojów w pracy elektrowni.

Zastosowane w ramach bloków 5 i 6 Elektrowni Opole rozwiązanie, z uwagi na wielkość mocy bloków, jest ze względów ekonomicznych i użytkowych rozwiązaniem optymalnym¹⁷.



Rysunek 36 Wyprowadzenie mocy przy zastosowaniu 3 jednostek jednofazowych transformatora blokowego oraz jednej jednostki rezerwowej (dzielonej z drugim bliźniaczym blokiem).

Aktualnie pracujące w Elektrowni Opole jednostki 1-fazowe w ilości trzech sztuk (dla jednego bloku) oraz jedna jednostka rezerwowa są rozwiązaniem o niższym koszcie inwestycyjnym w porównaniu z rezerwową jednostką 3-fazową, a o zbliżonej niezawodności.

Podstawowe (przyjęte) dane techniczne jednofazowych jednostek transformatora blokowego:

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

6.6.6. Wyłącznik blokowy (przedpole transformatorów blokowych)

Przewiduje się możliwość wykorzystania istniejącego wyłącznika blokowego 400 kV w projekcie „Coal-to-Nuclear”, o ile jego stan techniczny na to pozwoli. Istniejące przedpole transformatorów blokowych zrealizowane są w postaci pola w izolacji GIS (Gas-insulated switchgear), w wykonaniu wewnątrzowym. Rozwiązania tego typu charakteryzują się żywotnością do ~50 lat.

Pole w ramach realizacji projektu powinno przejść gruntowy remont. Dodatkowo zaleca się aby, ze względu na to, że mamy do czynienia z polem GIS, które w przypadku awarii charakteryzuje się długim czasem postoju awaryjnego (dostawa aparatury zamiennnej wymaga znacznych nakładów czasowych), zapewnić na terenie obiektu rezerwę w postaci podstawowych części zamiennych, co ograniczy ewentualny czas postoju bloku w sytuacji awarii.

6.6.7. Transformatory zasilania rezerwowego potrzeb własnych i ogólnych

Przewiduje się możliwość wykorzystania istniejących transformatorów zasilania rezerwowego zarówno w czasie realizacji projektu „Coal-to-Nuclear”, na potrzeby zapewnienia zasilania placu budowy reaktora, jak i w czasie eksploatacji, na potrzeby zasilania rezerwowego.

¹⁷ Opracowanie ABB, Aleksander Gul, „Nowoczesne rozwiązania ABB dla wyprowadzenia mocy dla bloków Elektrowni Jądrowych o mocy rzędu 1.0 GW”

6.6.8. Rozdzielnica zasilania rezerwowego

Przewiduje się potencjalną możliwość wykorzystania istniejącej rozdzielni zasilania rezerwowego z możliwością zapewnienia dogodnej wymiany już w czasie eksploatacji zmodernizowanego bloku. Rozdzielnia rezerwowa nie bierze bezpośredniego udziału w zasilaniu odbiorów elektrowni w czasie jej normalnej pracy, co powoduje jej wolniejszą degradację (niższe temperatury pracy, mniej procesów łączeniowych).

6.6.9. Linie elektroenergetyczne wyprowadzenia mocy

Przewiduje się potencjalną możliwość wykorzystania istniejącej linii napowietrznej 400 kV, relacji w kierunku rozdzielni 400 kV stacji Dobrzeń na potrzeby wyprowadzenia mocy z projektu „Coal-to-Nuclear”. Napowietrzne linie elektroenergetyczne, przy zapewnieniu odpowiednio wysokiej jakości ich eksploatacji, w tym w zakresie zabezpieczeń antykorozyjnych konstrukcji wysokich, mogą być z powodzeniem eksploatowane bezawaryjnie znacznie powyżej 50 lat.

W ramach realizacji projektu „Coal-to-Nuclear” przewiduje się realizację kompleksowego przeglądu linii, oraz wymianę automatyki EAZ linii, dopasowując ją do aktualnych wymagań OSP na moment realizacji projektu.

6.6.10. Układ zasilania rezerwowego 110 kV Obiektu

Elektrownia Opole posiada 3 linie napowietrzne 110 kV zasilania rezerwowego. Przyjmuje się, że w momencie rozpoczęcia projektu, bloki 1-4 będą już zlikwidowane, zachowana zostanie natomiast rozdzielnia 110 kV i cały układ zasilania 110 kV, w tym linia kablowa 110 kV realizująca obecne zasilanie rezerwowe bloków 5 i 6.

Na potrzeby poprawy bezpieczeństwa zasilania rezerwowego obiektu jądrowego, proponuje się po likwidacji bloków 1-4, wykorzystać jedną z uwolnionych linii 110 kV do realizacji dodatkowego zasilania jednego z transformatorów zasilania rezerwowego, zachowując tym samym w docelowej eksploatacji dwie (2) linie 110 kV.

6.6.11. Punkty przyłączenia do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Punktem przyłączenia Elektrowni Opole do systemu elektroenergetycznego jest stacja elektroenergetyczna Dobrzeń. Stacja na moment obecny nie wymaga modernizacji.

W przypadku zachowania istniejących układów wyprowadzenia mocy oraz zasilania rezerwowego, zakres modernizacji stacji wymagał będzie jedynie dostosowania pól do standardu operatora na rok realizacji projektu, oraz ewentualną wymianę aparatury, w tym przede wszystkim przekładników prądowych, napięciowych i ograniczników przepięć. Wymianie będzie także podlegała automatyka EAZ.

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

modernizacji stacji. W związku z powyższym nie przewiduje się ryzyka związanego z brakiem możliwości rozbudowy stacji.

6.6.12. Uwarunkowania prawne

Choć bloki nr 5 i 6 Elektrowni Opole są jednostkami istniejącymi w świetle obowiązujących przepisów, realizacja projektu „Coal-to-Nuclear”, stanowić będzie ich istotną modernizację co pociągnie za sobą konieczność dostosowania ich do aktualnych wymagań technicznych i normatywnych.

Zgodnie z obowiązującym (na dzień przygotowania niniejszego opisu technicznego) Prawem Energetycznym (Dz.U.2024.0.266) podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci musi złożyć wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci, zwanych dalej "Warunkami Przyłączenia", w przedsiębiorstwie energetycznym, do którego sieci ubiega się o przyłączenie dołączając stosowne dokumenty oraz wnosząc zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci, w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia. Wysokość zaliczki nie może być wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci i nie wyższa niż 3.000.000 zł. W przypadku niniejszego projektu, ze względu na jego realizację w oparciu o istniejące przyłącza, zaliczka może nie być wymagana, co wynika z niewielkiego zakresu prac w ramach realizacji przyłączenia.

Ze względu na wielkość obiektu jak i lokalizację punktu przyłączenia, operator zapewni wykonanie ekspertyzy przyłączeniowej, badając wpływ modernizacji źródeł wytwórczych (elektrowni) na system elektroenergetyczny. Korzystne w tym przypadku jest, aby nowy projekt realizowany był jako zmiana źródła energii pierwotnej, nie zaś jako nowa instalacja.

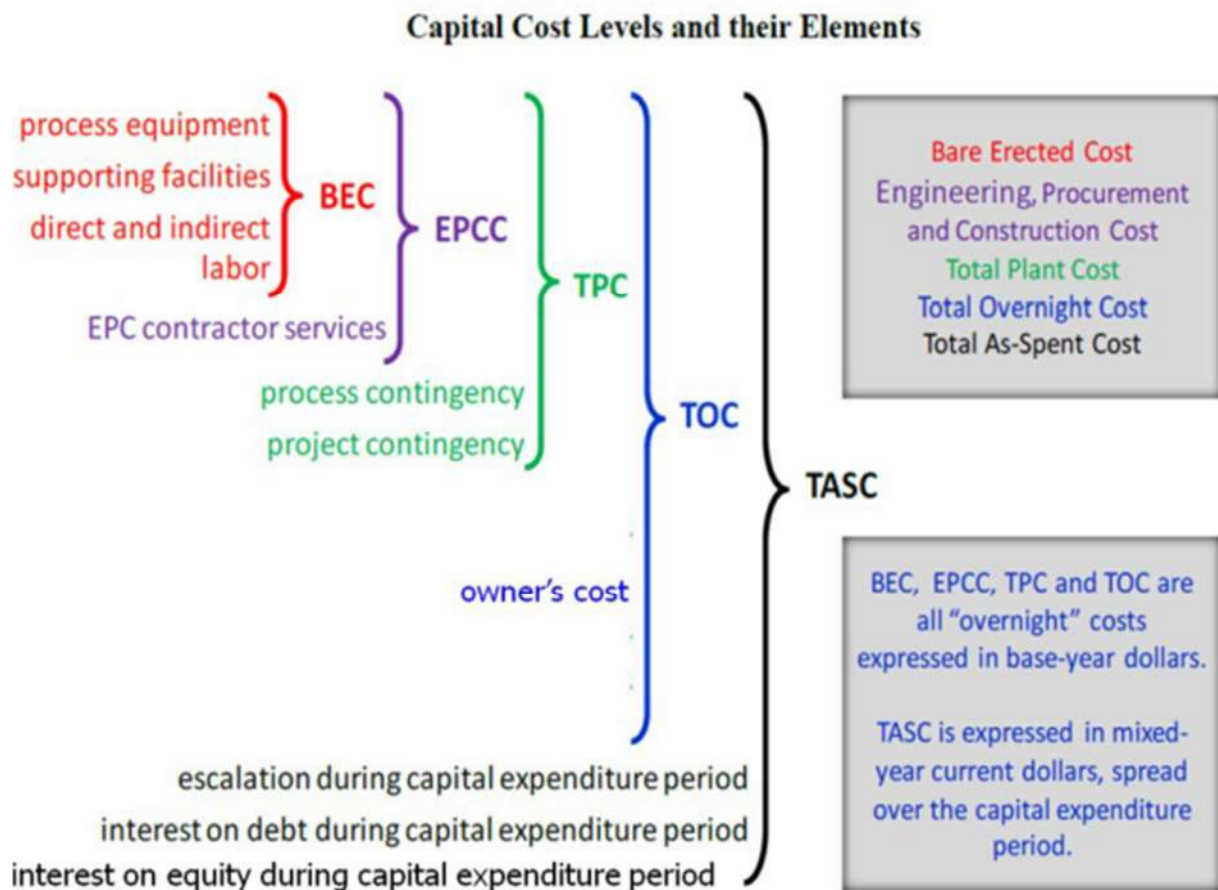
Warunki Przyłączenia określą obowiązki inwestycyjne każdej ze stron, m.in. parametry techniczne, granice własności, oraz układy rozliczeniowe energii elektrycznej.

Nowa jednostka jądrowa będzie klasyfikowana jako synchroniczny moduł wytwarzania typu D (moc powyżej 75MW i napięcie przyłączowe powyżej 110kV) i zobligowana będzie spełniać wymagania kodeksów sieciowych, w tym kodeksu NC RfG (ang. Network Code Requirements for Generators - NC RfG) wraz z jego Polską implementacją (co wynika z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci).

7. Szacunkowe nakłady inwestycyjne

7.1. Struktura CAPEX

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



Rysunek 37 Struktura CAPEX

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

- BEC – są to tzw. koszty „twarde, bezpośrednie”, obejmują swym zakresem dostawy materiałów i urządzeń, koszty pracy ludzkiej oraz sprzętu.
- EPCC – koszty te zawierają BEC oraz koszty pośrednie Generalnego Wykonawcy EPC (np. koordynacja i zarządzanie projektem, certyfikacja i odbiory jednostek Certyfikujących i Dozoru, przygotowanie i utrzymanie zaplecza budowy, media na czas montażu, szkolenia, ubezpieczenia, rozruch itp.)

- TPC – koszty te zawierają EPCC oraz koszty ryzyka wykonawcy oraz rezerwy finansowej na projekcie
- TOC – koszty te zawierają TPC oraz koszty Inwestora (np. zespół realizacji Inwestora, obsługa Inżyniera Kontraktu, pomiary gwarancyjne, opłaty, ekspertyzy, doradztwo, ubezpieczenia itp.)

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

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

W niniejszym punkcie opracowania oszacowano poziom nakładów inwestycyjnych w grupie kosztowej TOC.

7.2. Metodologia

Celem wyznaczenia kosztów budowy sześciu nowych bloków typu MS-SMR Kairos Power 150 MWe na terenie El. Opole wykonano następujące kroki:

- Wyznaczono procentowy rozdział kosztów poszczególnych elementów CAPEX wg opracowania branżowego;
- Wyznaczono jednostkowy koszt budowy bloku MS-SMR Kairos Power 150 MW w formule Greenfield na podstawie opracowań branżowych;
- Oszacowano pozostałe koszty związane z umiejscowieniem nowych bloków MS-SMR Kairos Power 150 MW na terenie istniejącej elektrowni z uwzględnieniem oszczędności z tego tytułu;
- Opracowano szacunkowy CAPEX budowy sześciu bloków typu MS-SMR Kairos Power 150 MWe na terenie El. Opole.

7.3. Wyznaczenie procentowego rozkładu nakładów inwestycyjnych

Poniżej przedstawiono skalkulowany możliwy rozkład Capex na poszczególne grupy kosztowe bloku MS-SMR Kairos Power 150 MWe w formule Greenfield w oparciu o dokument „Techno-Economic Analysis of Advanced Small Modular Nuclear Reactors” opracowany przez Colorado State University i opublikowany w 2023 r. Procentowy rozkład skalkulowano na podstawie wykresu “Figure 1.”.

Tabela 13 Rozkład procentowy szacowanych nakładów inwestycyjnych bloku MS-SMR

Lp.	Wyszczególnienie kosztów TOC (1 blok MS-SMR Kairos Power 150 MWe) Greenfield	% udział w kapitale inwest.
1	Budynki i budowle	9,3%
2	Wyposażenie maszynowni	17,2%
3	Wyposażenie reaktora	23,3%
4	Wyposażenie elektryczne	5,2%
5	Wyposażenie pozostałe	2,8%

Lp.	Wyszczególnienie kosztów TOC (1 blok MS-SMR Kairos Power 150 MWe) Greenfield	% udział w kapitale inwest.
6	Układ zrzutu ciepła	2,0%
7	Całkowite koszty pośrednie Właściciela i Wykonawcy	40,2%
8	Całkowity udział w kapitale inwestycyjnym	100,0%
9	Koszty bezpośrednie (Lp. 1-6) % TOC	59,8%
10	Koszty pośrednie (Lp. 7) % TOC	40,2%

Źródło danych: estymacja na bazie dokumentu “Techno-Economic Analysis of Advanced Small Modular Nuclear Reactors”; Colorado State University; 2023r.

7.4. Wyznaczenie jednostkowego wskaźnika kosztów budowy bloku MS-SMR Kairos Power 150 MWe wg opracowań branżowych

W opracowaniu „Techno-Economic Analysis of Advanced Small Modular Nuclear Reactors” zostały podane jednostkowe koszty TOC budowy bloków jądrowych w następujących wysokościach :

- PWR12 – 4 599 USD/kWe
- LW-SMR – 4 844 USD/kWe
- MS-SMR – 3 985 USD/kWe

Z powyższych wartości zdecydowano się wykorzystać procentową zależność kosztów między LW-SMR a MS-SMR. Stanowi ona, że koszty jednostkowe TOC bloków MS-SMR stanowią ok. 82,2% kosztów budowy bloków LW-SMR.

Powyższych wartości jednostkowych nie wykorzystano wprost w niniejszym opracowaniu, gdyż na dzień jest potwierdzone, że są one znacząco niedoszacowane. Np. koszty bloku klasy PWR12 powinny wynosić w okolicach co najmniej 10 000 USD/kWe jak zostało to przedstawione w analogicznych opracowaniach DESIRE dla lokalizacji Kozienice oraz Dolna Odra.

Przewidywane koszty bloków LW-SMR gwałtownie wzrosły w ciągu ostatnich kilku lat. Jest to spowodowane efektem pandemii, napiętej sytuacji geopolitycznej oraz tym, że wraz z dopracowywaniem technologicznym tego rozwiązania rosną też jego koszty, obalając tym samym wcześniejsze optymistyczne prognozy CAPEX.

Technologia MS-SMR znajduje się na wcześniejszym stadium rozwoju technologiczno-rynkowego niż LW-SMR, zatem można założyć, że przewidywany CAPEX również znacząco wzrośnie wraz z upływem czasu i dopracowywaniem rozwiązań technologicznych.

W najnowszym opracowaniu branżowym “Small Modular Reactors, Still Too Expensive, Too Slow and Too Risky” autorstwa Institute for Energy Economics and Financial Analysis wydanego w 2024 r. przedstawiono najnowsze prognozy kosztów jednostkowych bloków typu LW-SMR w następujących wysokościach :

- NuScale (77 MWe) – 21 561 USD/kWe
- BWRX-300 (300 MWe) – 12 347 USD/kWe

Ponieważ blok typu MS-SMR Kairos Power ma moc elektryczną w wysokości 150 MWe zdecydowano się na estymację kosztów hipotetycznego bloku typu LW-SMR o mocy 150 MWe jako średnią wartość pomiędzy kosztami NuScale oraz BWRX-300. Wartość ta wyniosła 16 954 USD/kWe.

Ponieważ, jak opisano i przyjęto powyżej, koszty bloków typu MS-SMR mogą stanowić 82,2% kosztów bloków typu LW-SMR, stąd estymowana wartość jednostkowa budowy bloku MS-SMR Kairos Power 150 MWe została wyznaczona w następujący sposób :

Estymowany koszt jednostkowy bloku LW-SMR o mocy 150 MWe
16 954 USD/kWe

Stosunek kosztów bloków MS-SMR do LW-SMR
82,2%

Jednostkowy koszt budowy bloku MS-SMR o mocy 150 MWe
14 000 USD/kWe

$$16\,954 \times 0,822 = 13\,936 \text{ USD/kWe} \approx \underline{\underline{14\,000 \text{ USD/kWe}}} \text{ w formule Greenfield}$$

7.5. 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 Opole.

➤ Koszty dodatkowe

Celem realizacji inwestycji na terenie Elektrowni Opole trzeba ponieść następujące koszty dodatkowe

- Koszty dostosowania istniejącego obiektu do współpracy z wyspą jądrową.

Koszty te wynoszą ok. 7,4% całości nakładów inwestycyjnych. Uwzględniają w swym zakresie koszty :

- podłączenia układu parowego z 6 reaktorów do istniejącego turbozespołu
- podłączenia wyspy jądrowej do istniejącego układu zrzutu ciepła
- koszty uwolnienia terenu
- koszty prac nieprzewidzianych, które trudno oszacować na etapie wstępnego studium wykonalności.

Koszty te oszacowano na 2 545 mln PLN netto.

Koszty rozbudowy części elektrycznej, AKPiA i pozostałych układów i instalacji zostały zawarte jako bilans kosztów i oszczędności w pozostałych pozycjach CAPEX.

➤ **Oszczędności**

- Oszczędności z tytułu wykorzystania istniejącego układu technologicznego maszynowni bloku. (turbozespół i instalacje pomocnicze)

Oszczędności te oszacowano na 8 669 mln PLN netto.

- Oszczędności z tytułu wykorzystania istniejących budynków i budowli. (budynek maszynowni i pozostałe budynki i budowle)

Oszczędności te oszacowano na 2 343 mln PLN netto.

- Oszczędności z tytułu wykorzystania istniejącego układu zrzutu ciepła (chłodnia kominowa i rurociągi wody chłodzącej)

Oszczędności te oszacowano na 1 008 mln PLN netto.

- Oszczędności z tytułu częściowego wykorzystania istniejących instalacji elektrycznych, AKPiA, pozostałych instalacji obiektowych oraz wykorzystania układu wyprowadzenia mocy.

Oszczędności te oszacowano na 2 016 mln PLN netto.

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

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

- Koszty budowy linii wyprowadzenia mocy z przedpola do stacji PSE, założono 1 km linii

Oszczędności te oszacowano na 10 mln PLN netto.

- Koszt budowy ujęcia wody z rzeki - założono 1km ujęcia

Oszczędności te oszacowano na 40 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 70 mln PLN netto.

7.6. Wyznaczenie CAPEX

➤ Założenia

- Wszystkie podane poniżej kwoty nie uwzględniają podatku VAT i są przedstawione w cenach stałych roku 2025
- Na podstawie publikacji branżowych przedstawionych w punktach 7.4 oraz 7.3 niniejszego opracowania, dokonano podziału procentowego kosztów na poszczególne grupy oraz oszacowano jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych na budowę bloku MS-SMR Kairos Power 150 MWe w wysokości 14 000 USD netto / 1 kWe.
- Następnie wyznaczono dodatkowe koszty i oszczędności wynikające z lokalizacji inwestycji na terenie Elektrowni Opole z uwzględnieniem oszczędności wykraczających zakresem poza wskaźnik jednostkowy budowy bloków MS-SMR. Szczegóły przedstawiono w punkcie 7.5 niniejszego opracowania.
- Elementy spoza zakresu wskaźnika jednostkowego budowy bloków klasy MS-SMR oraz koszty dodatkowe i oszczędności zostały oszacowane w oparciu o ogólnodostępne rynkowe biuletyny cenowe robót i obiektów inwestycyjnych takich wydawnictw jak Bistyp czy Sekocenbud oraz wskaźniki cenowe B.S.P.i R „Energoprojekt - Katowice” S.A. wypracowane w wieloletnim doświadczeniu w projektowaniu i szacowaniu kosztów podobnych co do wielkości i parametrów technicznych instalacji.
- Na potrzeby przeliczenia walutowego przyjęto następujący kurs : 1 USD = 4 PLN.
- Moc bloku MS-SMR Kairos Powet przyjęta do przeliczeń : 150 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 sześciu bloków MS-SMR Kairos Power 150MWe wyznaczono w następujący sposób :

$14 \text{ mln USD/MWe} \times 150 \text{ MWe} \times 6 \text{ bloków} = 14 \times 150 \times 6 = 12\,600 \text{ mln USD netto}$

Kurs dolara wg NBP w roku 2024 i 2025 oscylował wokół wartości 4,0 PLN. Na potrzeby niniejszego opracowania, przyjęto taką właśnie ujednoczoną wartość.

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

$25\,000 \text{ mln USD} \times 4,0 \text{ PLN/USD} = \mathbf{50\,400 \text{ mln PLN netto}}$

Następnie powyższy koszt został rozdzielony na poszczególne składowe wg przedstawionych w powyższych punktach opracowania założeń wynikających z informacji branżowych z uwzględnieniem kosztów dodatkowych i oszczędności związanych z lokalizacją obiektu na terenie EI. Opole.

Wyniki kalkulacji przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 15 Szacunkowe koszty budowy sześciu bloków klasy MS-SMR 150MWe na terenie Elektrowni Opole

Lp.	Wyszczególnienie kosztów TOC (6 bloków MS-SMR Kairos Power 150 MWe) Brownfield	Wartość [mln. PLN netto]
1	Budynki i budowle	2 344
2	Wyposażenie maszynowni	0
3	Wyposażenie reaktorów	11 743
4	Wyposażenie elektryczne	1 310
5	Wyposażenie pozostałe	706
6	Układ zrzutu ciepła	0
7	Koszty dostosowania istniejącego obiektu	2 545
8	Całkowite koszty pośrednie Właściciela i Wykonawcy	16 297
8	Całkowity udział w kapitale inwestycyjnym	34 945
10	Koszty bezpośrednie (Lp. 1-8)	18 648
11	Koszty pośrednie (Lp. 9)	16 297
	Wskaźnik jednostkowy USD (1 USD = 4 PLN)	9 707 USD/kWe

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 Opole. 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.	Potencjowanie uniknięte dodatkowe koszty związane z lokalizacją inwestycji na terenie El. Opole	Wartość w mln PLN netto
1.	Koszty budowy linii wyprowadzenia mocy z przedpola do stacji PSE, dla Greenfield założono 1 x 1 km	10
2.	Koszty budowy ujęcia wody z rzeki - założono 1km ujęcia	40
3.	Koszty drogi dojazdowej - założono 25 km	125
4.	Koszty linii kolejowej 1 torowej - założono 25 km	625
5.	Razem potencjalnie uniknięte koszty	800

Źródło danych: kalkulacja własna

7.7. Porównanie Greenfield VS Brownfield

Przeprowadzono porównanie kosztów budowy 6 bloków MS-SMR Kairos Power 150 MWe w lokalizacji Opole versus Greenfield. Wyniki przedstawiono w tabeli poniżej :

Tabela 17 Szacunkowe koszty budowy 6 bloków Kairos Power 150 MWe – Brownfield vs Greenfield

Lp.	Wyszczególnienie robót (6 bloków Kairos Power 150 MWe) (łącznie 900 MWe)	Brownfield Wartość w mln PLN netto	Greenfield Wartość w mln PLN netto
1	Budynki i budowle	2 344	4 687
2	Wyposażenie maszynowni	0	8 669
3	Wyposażenie reaktorów	11 743	11 743
4	Wyposażenie elektryczne	1 310	2 621
5	Wyposażenie pozostałe	706	1 411
6	Układ zrzutu ciepła	0	1 008
7	Koszty dostosowania istniejącego obiektu - dostosowanie układu parowego - wpięcie do układu zrzutu ciepła - uwolnienie terenu - pozostałe	2 545	0
8	Całkowite koszty pośrednie Właściciela i Wykonawcy	16 297	20 261
9	Koszty budowy linii wyprowadzenia mocy z przedpola do stacji PSE, dla Greenfield założono 1 x 1 km	0	10
10	Koszty budowy ujęcia wody z rzeki - założono 1km ujęcia	0	40
11	Koszty drogi dojazdowej - założono 25 km	0	125
12	Koszty linii kolejowej 1 torowej - założono 25 km	0	625
13	Całkowite nakłady inwestycyjne	34 945	51 200

Jak widać z powyższej tabeli estymowane koszty Brownfield są o ok 32% tańsze niż dla wariantu Greenfield. Należy zaznaczyć że za lokalizacją Brownfield w Opolu przemawiają także aspekty społeczne (zatrudnienie okolicznych mieszkańców w Elektrowni) oraz infrastrukturalne (wykorzystanie infrastruktury energetycznej i transportowej, która w przypadku likwidacji Elektrowni stałaby się zbędna).

Koszty pośrednie dla wariantu Brownfield przyjęto w analogicznej zależności procentowej od całości nakładów inwestycyjnych jak dla wariantu Greenfield, jednak podniesiono je dodatkowo o 30% z uwagi na utrudniony proces inwestycyjny związany z przebudową istniejącego obiektu.

Powyższe porównanie bazuje na założeniu, że dla Brownfield wykorzystujemy jeden istniejący turbospół współpracujący z sześcioma nowymi reaktorami MS-SMR o mocy 150 MWe każdy.

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

8.1. Przedmiot, metodyka i cel analizy

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

Nie liczone 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 38 Wzór wyznaczenia LCoE

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.

8.2. Założenia

- Okres analizy wynosi 65 lat na który składa się:
 - Okres realizacji inwestycji: 5 lat
 - Okres eksploatacji: 60 lat
- 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

8.2.1. Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne zostały szczegółowo przedstawione w rozdziale 7. Poniższa tabela zawiera harmonogram wydatków inwestycyjnych.

Tabela 18 Harmonogram wydatków inwestycyjnych, mln PLN netto

Nakłady inwestycyjne w latach	SUMA	1	2	3	4	5
mln PLN netto	34 945	8 736	6 989	6 989	6 989	5 242

8.2.2. Stopa dyskontowa

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

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

K_W – koszt kapitału własnego (15,3%)

K_W = Stopa wolna od ryzyka (5,24%¹⁸) + Premia za ryzyko rynkowe (5,15%¹⁹) + 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%)

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

CPI – inflacja w perspektywie 5-cio letniej (założono 2,5%²⁰)

Szczegóły kalkulacji WACC przedstawiono w modelu .xlsx

8.2.3. 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.

¹⁸ Komunikatu Prezesa URE; III kw. 2024

¹⁹ Damodaran - Equity risk premium Poland 01.07.2024

²⁰ cel inflacyjny NBP i RPP

Tabela 19 Prognoza kursów walutowych

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

8.3. Koszty operacyjne

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

Analiza ekonomiczna obejmuje następujące koszty operacyjne:

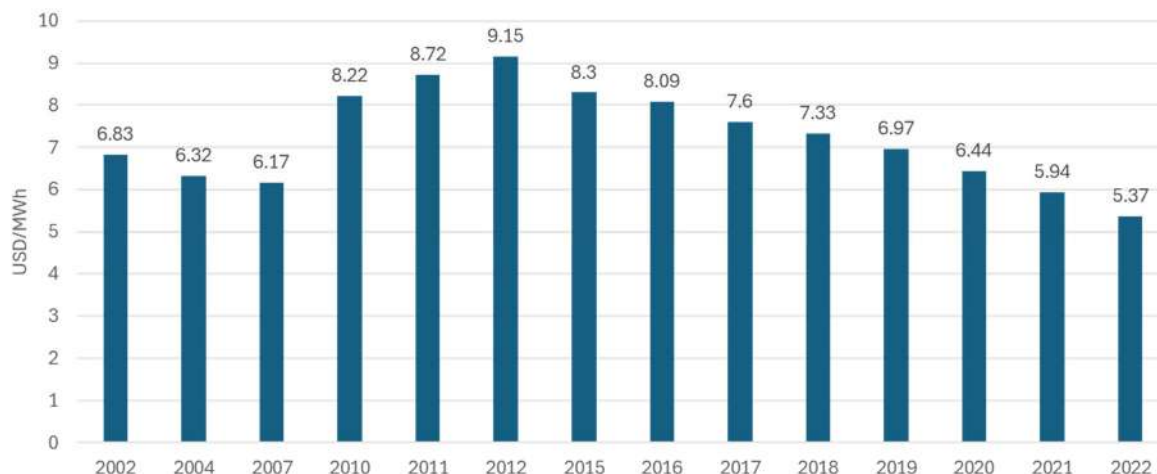
- Koszty paliwa
- Koszty utylizacji odpadów
- Koszty uzupełnienia wody (do układu chodzenia oraz DEMI)
- Remonty i modernizacje
- Ubezpieczenie majątkowe
- Ubezpieczenie od odpowiedzialności cywilnej za szkody nuklearne
- Podatek od nieruchomości
- Koszty wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych
- Koszty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

8.3.1. Koszt paliwa

Koszty paliwa liczone zostały w zależności od wolumenu wyprodukowanej energii elektrycznej wyrażonej w MWh. Roczną produkcję bloku przyjęto na podstawie bilansów technologicznych z punktu 6.5 przy zakładanej dyspozycyjności bazowej będzie produkować rocznie **6 498 GWh** energii elektrycznej.

W niniejszej analizie finalnie LCOE przedsięwzięcia (Brownfield) porównano z inwestycją Greenfield w związku z czym należało oszacować koszty w dwóch wariantach. Założono, że moc bloku w wariantcie Greenfield wyniesie 900 MW (6*150 MW) czyli o kilkanaście MW więcej. Założono podobną dyspozycyjność bloków w związku z czym finalna produkcja energii elektrycznej dla Greenfield'u wyniesie **6 638 GWh**.

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



Rysunek 39 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 Institute²¹ na poziomie **5,37 USD₂₀₂₂/MWh** (po uwzględnieniu inflacji amerykańskiej koszty paliwa wynosić będzie 5,73 USD/MWh). Finalnie roczne koszty paliwa wyniosą ok. **149 mln PLN dla Brownfield i 152 mln PLN dla Greenfield**.

8.3.2. 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.

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. **92 mln PLN dla Brownfield i 94 mln PLN dla Greenfield**.

²¹ Overnight Capital Cost of the Next AP1000; Koroush Shirvan; March 2022

8.3.3. Koszty uzupełnienia wody

Zużycie wody surowej i DEMI zostało wyznaczone w punkcie 6.5. Do kalkulacji kosztów wody DEMI przyjęto stawkę **ok. 10 PLN/t**, podobna stawka występowała w obiekcie objętym KM4.1 Wstępne studia wykonalności reaktory III gen.

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 wody²², w tej wartości uwzględniono również koszty fizycznego poboru wody z rzeki. Rocznie koszty przedstawiają się następująco:

Tabela 21 Porównanie kosztów uzupełnienia wody

Koszt	Brownfield, mln PLN	Greenfield, mln PLN
Woda DEMI	1,3	1,4
Woda surowa	14,0	14,3

8.3.4. Koszty wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych

Standardowa liczba osób zatrudniona przy bloku jądrowym (reaktor 1 GWe) mieści się w przedziale 500 – 800 stałych pracowników do regularnej obsługi i konserwacji.²³ Z kolei inne źródła²⁴ wskazują liczbę 600 pracowników, z tym że dla bloków AP-1000 w skrajnych przypadkach personel może być zmniejszony do ok. 400 pracowników. Z kolei obecnie w elektrowni Opolo zatrudnionych jest 1 300 osób²⁵, które pracują na blokach 1-4 (w sumie 1 532 MW) oraz 5-6 (1 810 MW), co w przeliczeniu na moc daje 0,4 etatu/MW. W związku z czym na jeden blok 905 MW przypada ok. 360 osób. Finalnie w analizie przyjęto zatrudnienie w ilości **400 osób**.

Wynagrodzenie brutto 1 osoby przyjęto na poziomie 15 000 PLN/miesiąc, jest to zbieżne z informacjami o obecnych zarobkach w tym sektorze. Poziom ubezpieczeń społecznych i innych świadczeń obciążających pracodawcę założono w wys. 21%.

Roczne koszty wynagrodzeń i świadczeń pracowniczych wynoszą ok. **85 mln PLN** w obu wariantach.

8.3.5. Koszty ubezpieczeń majątkowych

Koszty ubezpieczenia majątkowego dla wariantu Brownfield wyliczono w odniesieniu do wyceny docelowego bloku jądrowego tzn. sumy nakładów inwestycyjnych na część jądrową i wyceny stanu istniejącego możliwego do wykorzystania (bez kotłowni, układu nawęglania i odprowadzenia i oczyszczania spalin), która wynosi ok 5,3 mld PLN.

Ostatecznie koszty ubezpieczenia majątkowego przyjęto jako procent na poziomie 0,35% rocznie od całkowitej wyceny docelowego bloku jądrowego, która wyniosła ok 40,4 mld PLN. Rocznie koszty ubezpieczeń wynosić będą ok. **141 mln PLN**. Stawka ubezpieczenia została przyjęta wg danych dla istniejących bloków węglowych klasy 1000 MW.

Z kolei dla wariantu Greenfield ubezpieczenia policzono od całkowitych nakładów inwestycyjnych przy

²² ROZPORZĄDZENIE RADY MINISTRÓW z dnia 26 października 2023 r. w sprawie jednostkowych stawek opłat za usługi wodne

²³ <https://info.westinghousenuclear.com/poland/news-and-insights/kariera-w-przemysle-jadrowym>.

²⁴ Overnight Capital Cost of the Next AP1000; Koroush Shirvan; March 2022

²⁵ <https://nto.pl/jubileusz-30lecia-elektrowni-opole-zapewnia-ona-8-procent-krajowej-produkcji-pradu-w-polsce/ar/c317830699#:~:text=Elektrownia%20Opole%2C%20jedna%20z%20najwa%C5%BCniejszych,prezes%20zarz%C4%85du%20Polskiej%20G>

wykorzystaniu tej samej stawki procentowej, co przełożyło się na roczny koszt **179 mln PLN**.

8.3.6. 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** w obu wariantach.

8.3.7. Podatek od nieruchomości

Podatek od nieruchomości wyliczono procentowo wartości budowli, które stanowią ok. 10% w wycenie docelowego bloku jądrowego (nakłady inwestycyjne na część jądrową plus wycena stanu istniejącego możliwego do wykorzystania). Stawka podatku od budowli zgodnie z obecnymi przepisami kształtuje się na poziomie 2% rocznie od wartości budowli. Ostatecznie roczne koszty podatku wynoszą ok. **80 mln PLN** dla Brownfield z kolei dla Greenfield podstawą obliczeniową były całkowite nakłady inwestycyjne **102 mln PLN**.

8.3.8. Koszty remontów (utrzymania bloku)

Koszty utrzymania bloku po Retrofście zostały przyjęte zgodnie z artykułem *Techno-Economic Assessment of Coal-Fired Power Unit Decarbonization Retrofit with KP-FHR Small Modular Reactors*²⁶, w którym to przedstawiono podobną analizę do tej wykonanej w niniejszym studium wykonalności. W artykule wykorzystano reaktor KP-FHR do zastąpienia źródła ciepła w elektrowni Łagisza. Oszacowano tam koszty stałe utrzymania bloku *Fixed O&M costs* w podziale na wyspę turbinową i jądrową. Sumarycznie jednostkowe koszty wyniosły 100 €₂₀₂₁/kW/rok, gdzie koszty wyspy jądrowej wyniosły 84 €₂₀₂₁/kW/rok, a wyspy turbinowej 16 €₂₀₂₁/kW/rok.

Przedstawione poziomy kosztów stałych O&M oraz poza paliwowych i poza emisyjnych zmiennych kosztów O&M dla opalania węglem odnoszą się do przypadku inwestycji typu Greenfield. Koszty części turbinowej, ze względu wiek turbozespołu, zostały zwiększone o 30% w analizowanym okresie eksploatacji

Ostatecznie do analizy przyjęto stawkę po waloryzacji na poziomie 126 €₂₀₂₄/kW/rok dla wariantu Brownfield oraz 120 €₂₀₂₄/kW/rok dla przypadku Greenfield. W zakładanym wskaźniku uwzględnione zostały wszelkie okresowe remonty oraz koszty stałe utrzymania bloku, które w przeliczeniu na rok wyniosą ok. **477 mln PLN** dla Brownfield i ok. **464 mln PLN** dla Greenfield.

Poza kosztami stałymi utrzymania bloku w opracowaniu zawarte były koszty zmienne dotyczące wyspy turbinowej, zawierające m.in. wszelkiego rodzaju materiały i usługi wymagane do konserwacji i prawidłowej pracy układu turbiny parowej uzależnione od przepracowanego czasu (wyprodukowanych MWh). Dla wariantu Greenfield wskaźnik kosztów zmiennych wynosi 1,2 €₂₀₂₁/MWh, a dla Brownfield 1,5 €₂₀₂₁/MWh. Po zwaloryzowaniu przyjęte wskaźniki wynoszą odpowiednio 1,4 i 1,8 €₂₀₂₄/MWh, co po uwzględnieniu zakładanej produkcji na poziomie wyniesie **41**

²⁶ *Techno-Economic Assessment of Coal-Fired Power Unit Decarbonization Retrofit with KP-FHR Small Modular Reactors*; Ł. Bartela, P. Gładysz, Ch. Andreades, S. Qvist, J. Zdeb

i 50 mln PLN.

8.3.9. Koszty przyszłej likwidacji obiektu

Na podstawie opracowania IAEA²⁷ 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 przyszły kosztom likwidacji obiektu nuklearnego. Całkowity koszt może wynosić ok 15% całkowitych nakładów inwestycyjnych z wariantu Brownfield. Roczny odpis na fundusz remontowy dla jednego bloku wyniesie ok. **89 mln PLN** w obu wariantach.

Sumarycznie roczne koszty operacyjne skalkulowane zostały na poziomie **1 184 mln PLN** dla Brownfield i **1 228 mln PLN** dla Greenfield. W poniższej tabeli wyszczególniono wartości i udziały poszczególne kosztów.

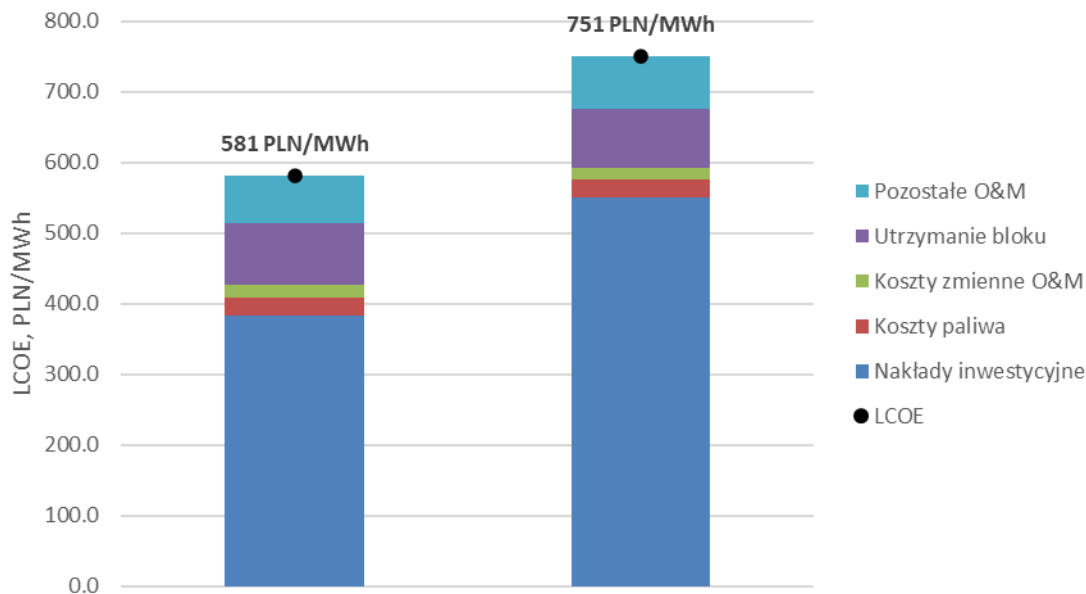
Tabela 22 Porównanie kosztów w wariantach Brownfield i Greenfield

Koszty	Brownfield		Greenfield	
	mln PLN	% całości	mln PLN	% całości
Paliwo jądrowe	148.9	12.58%	152.2	12.39%
Utylizacja odpadów	91.8	7.75%	93.7	7.63%
Koszty wody	15.3	1.29%	15.7	1.27%
Koszty pracownicze	87.1	7.36%	87.1	7.09%
Ubezpieczenia	144.8	12.22%	183.2	14.91%
Podatek lokalny	80.5	6.79%	102.4	8.34%
Utrzymanie bloku	527.0	44.50%	505.2	41.13%
Fundusz likwidacyjny	88.8	7.50%	88.8	7.23%
SUMA mln PLN/rok	1 184		1 228	

8.4. Wyniki LCoE

Dla opisanych wcześniej nakładów inwestycyjnych oraz kosztów operacyjnych przy zakładanej produkcji energii elektrycznej wyznaczono wskaźnik LCoE dla wariantów Brownfield i Greenfield. Poniżej przedstawiono strukturę LCoE w podziale na najważniejsze składowe.

²⁷ Economic Assessment of the Long Term Operation of Nuclear Power Plants: Approaches and Experience; IAEA Nuclear Energy Series



Rysunek 40 Porównanie LCOE Brownfield vs Greenfield

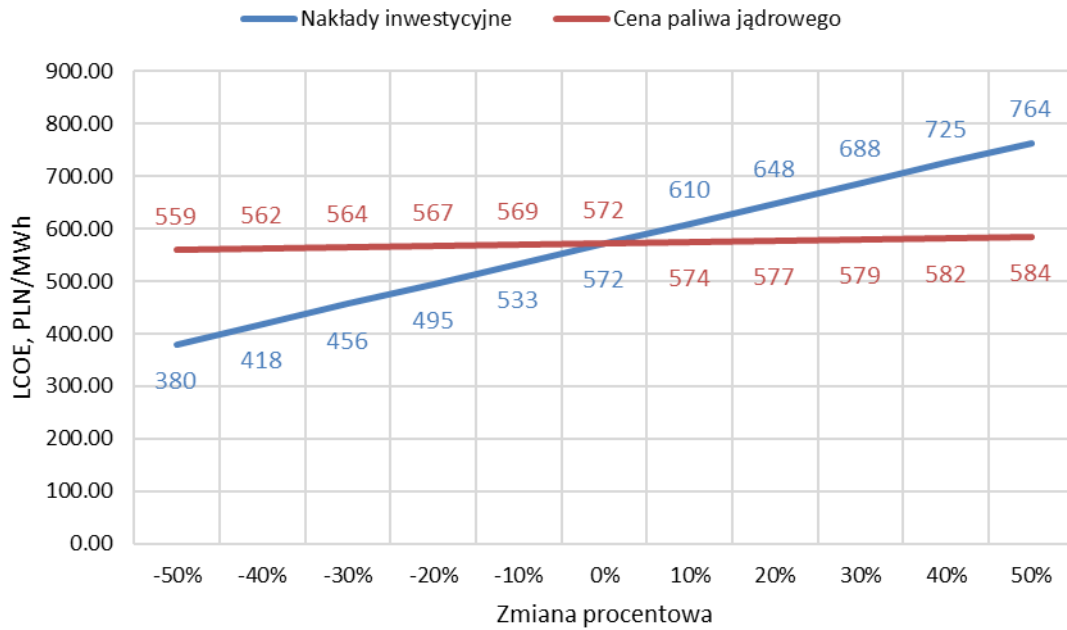
LCOE dla inwestycji typu Greenfield wynosi ok. 751 PLN/MWh, a dla inwestycji Brownfield (analizowanej w tym opracowaniu) jest o około 170 PLN niższe. Największy wpływ na poziomy LCOE mają nakłady inwestycyjne, w koszcie LCOE inwestycji Greenfield stanowią one niemal tyle co całkowite LCOE inwestycji Brownfield, co przedstawiono na wykresie.

8.5. Analiza wrażliwości

Analizie wrażliwości poddano tylko wariant Brownfield oraz 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)

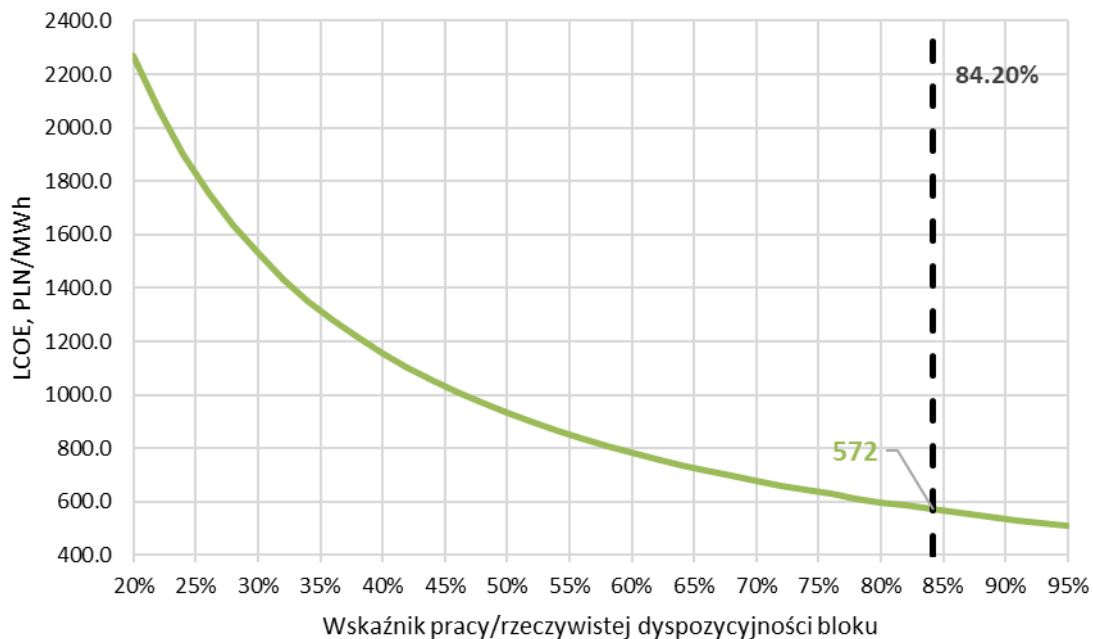
Przyjęto założenie, że zmianie w określonym momencie podlega tylko jedna zmienna. Pozostałe zmienne pozostają na tym samym poziomie bazowym.



Rysunek 41 Struktura LCoE dla analizowanego rozwiązania

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

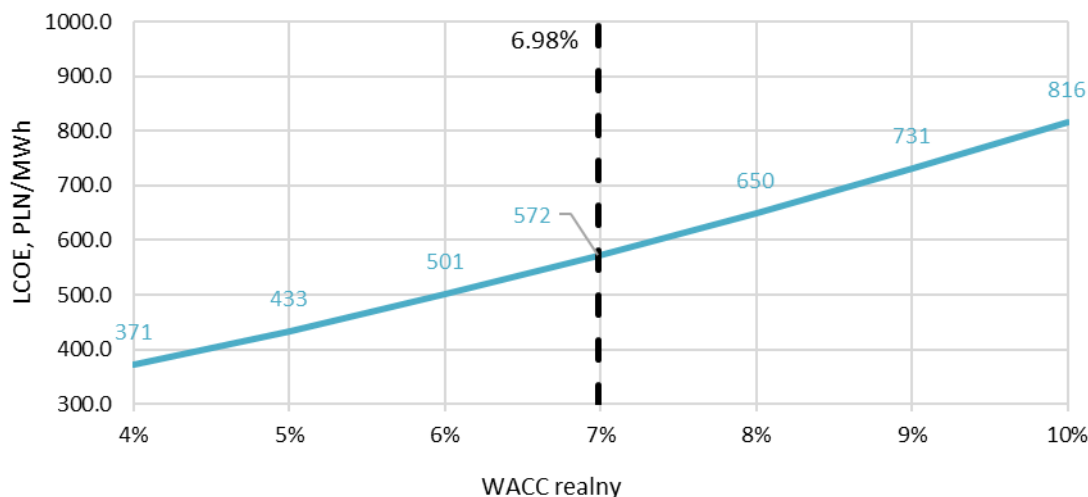
Analizę wrażliwości na **zmianę produkcji** przeprowadzono w oparciu o zmianę zakładanego wskaźnika wykorzystania mocy znamionowej (GCF) w zakresie od 20% do 95%. Wskaźnika GCF = 100% blok najpewniej nie byłby w stanie wykazać, dlatego maksymalna wartość wskaźnika pracy wynosi 95% - maksymalna dyspozycyjność jednostki.



Rysunek 42 Wyniki analizy wrażliwości – dyspozycyjność bloku

Przedstawiona zależność pokazuje, jak silnie od produkcji energii elektrycznej uzależniony jest wskaźnik LCoE, w przypadku bardzo niskich dyspozycyjności/produkcji koszt wytworzenia 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 43 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.

8.6. Podsumowanie analizy ekonomicznej

- Przy przyjętych założeniach do modelowania koszt LCoE dla wybranego rozwiązania (Brownfield) kształtuje się na poziomie ok. 581 PLN/MWh.
- Wykorzystanie istniejącej infrastruktury umożliwia w znaczny sposób zmniejszenie kosztu LCoE, inwestycja typu Greenfield będzie miała wskaźnik LCoE o około 170 PLN wyższy z uwagi na znacznie większe nakłady inwestycyjne.
- Struktura LCoE wykazuje, że główną składową kosztu są koszty kapitałowe – ok. 67%, w wariantcie Greenfield jest to ok 73%.
- 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.

9. 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 stanowiska²⁸. Dane te wraz z ogólną liczbą zatrudnionych pozwala określić docelową strukturę zatrudnienia w poszczególnych zawodach. Podobnie dla elektrowni węglowych można dysponować listą zawodów i procentowym ich udziałem. Bezpośrednie porównanie tych danych dla danej lokalizacji pozwala ocenić możliwości bezpośredniego przejścia wymagającego często tylko niewielkie poszerzenia kwalifikacji.

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

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

²⁸ Hansen J., Jenson W., Wrobel A., Stauff N., Biegel K., Kim T., Belles R., Omitaomu F.: *Investigating Benefits and Challenges of Converting Retiring Coal Plants into Nuclear Plants. Systems Analysis and Integration; Revision 2 Prepared for U.S. Department of Energy September 13, 2022 ;INL/RPT-22-67964*

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

9.1. 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.

9.2. 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 23 Zestawienie najliczniejszych stanowisk pracy w elektrowni jądrowej

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

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

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

9.3. Zestawienie stanowisk pracy o największym zatrudnieniu w elektrowni węglowej

Do określenie 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 24). Dane opracowań na podstawie²⁹

Tabela 24 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 niektóre stanowią niewielki procent etatów w elektrowni jądrowej to ze względu na znaczne

²⁹ 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

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

9.4. 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 25.

Tabela 25 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 rozważyć 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 .

9.5. 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.

W³⁰ 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.

W³¹ 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 podstawie³² 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.

9.6. Inżynier nuklearny

Według klasyfikacji Standard Occupational Classification (SOC)³³ 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.

³⁰ ERIKSSON, A. and ERIKSEN, B. Job Classification and Taxonomy in the Nuclear Sector, European Commission, Petten, JRC132572

³¹ 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

³² 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

³³ Standard occupational classification manual Executive office of the president; Office of management and budget; United States, 2018

Na podstawie³⁴ 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

34 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

9.7. Operatorzy reaktorów jądrowych

Według klasyfikacji Standard Occupational Classification (SOC)³⁵ 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
- Monitoruje i kontroluje rdzeń, reaktywność i systemy, które mogą mieć wpływ na reaktywność

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

- Zapewnia i kontroluje ściśle 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 ³⁶stanowisko 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)

36 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)

10. 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), -

10.1. Wymagania prawne

10.1.1. 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.

10.1.1.1. 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.

10.1.1.2. 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.

10.1.1.3. 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.

10.1.1.4. 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.

10.1.1.5. 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.

10.1.1.6. 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.

10.1.1.7. 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.

10.1.1.8. 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.

10.1.1.9. 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.

10.1.2. 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.

10.1.2.1. 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.

10.1.2.2. 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.

10.1.2.3. 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.

10.1.2.4. 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.

10.1.2.5. 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.

10.1.2.6. 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.

10.1.2.7. 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.

10.1.2.8. 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.

10.1.2.9. 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.

10.2. Elektrownia Opole

W ramach projektu DEsire rozważany jest retrofit jądrowy według ścieżki Direct dla przypadku bloku/bloków energetycznych w elektrowni Opole. Wymaga to źródła ciepła (reaktora jądrowego) zdolnego wygenerować nośnik ciepła o temperaturze przekraczającej 600°C. Jako jednostkę referencyjną wskazano projekt reaktora chłodzonego stopioną solą opracowywany przez firmę Kairos Power.

Zastąpienie kotłów węglowych w jednym z bloków elektrowni Opole reaktorem jądrowym Kairos Power to złożone przedsięwzięcie, które wymaga dokładnej analizy aspektów bezpieczeństwa. Kairos

Power rozwija technologię reaktora chłodzonego stopioną solą (FHR), która różni się od tradycyjnych reaktorów wodnych lekkowodnych. Z uwagi na fakt, iż jest to technologia będąca w trakcie opracowywania analiza bezpieczeństwa jest mocno utrudniona i niepewna.

10.2.1. Bezpieczeństwo technologiczne reaktora Kairos Power FHR

Reaktor FHR wykorzystuje sól fluorkową jako chłodziwo i moderator, co odróżnia go od bardziej tradycyjnych reaktorów jądrowych chłodzonych wodą. Sól stopiona ma wysoką temperaturę wrzenia i dobrą zdolność przewodzenia ciepła, co zmniejsza ryzyko zagotowania i związanych z tym awarii, np. nagłego wzrostu ciśnienia. Technologia Kairos Power charakteryzuje się niskociśnieniowym systemem chłodzenia, co ogranicza możliwość wycieku chłodziwa i zmniejsza ryzyko związane z uszkodzeniem ciśnienia w systemie reaktora. To ważna różnica w porównaniu do reaktorów wodnych, które mogą mieć wyższe ciśnienia robocze i związane z tym ryzyko. Reaktory FHR oferują wysoką stabilność termiczną i mogą wytrzymać gwałtowne zmiany temperatury, co ogranicza ryzyko termicznych uszkodzeń w wyniku nieplanowanych zdarzeń. Chłodzenie solą minimalizuje także ryzyko wybuchów wodoru, który jest istotnym zagrożeniem w tradycyjnych reaktorach wodnych.

10.2.2. Bezpieczeństwo radiologiczne i zarządzanie paliwem

Reaktor Kairos Power FHR wykorzystuje paliwo w formie powlekanego paliwa ceramicznego TRISO (tristructural-isotropic), które cechuje się bardzo wysoką odpornością na temperatury oraz samodzielnym zabezpieczeniem radionuklidów. Paliwo to minimalizuje ryzyko uwolnienia radioaktywności nawet w przypadku poważnych awarii. Powłoka paliwa TRISO ogranicza uwalnianie radionuklidów, dzięki czemu nawet w przypadku awarii, uwolnienie promieniotwórczych izotopów jest znacznie ograniczone. To istotna zaleta w porównaniu do konwencjonalnego paliwa jądrowego. Paliwo i produkty rozszczepienia wymagają jednak odpowiedniego przechowywania po użyciu. Należy opracować systemy zarządzania odpadami radioaktywnymi, co w przypadku technologii Kairos Power obejmuje nie tylko wypalone paliwo, ale również obsługę soli chłodzącej.

10.2.3. Adaptacja infrastruktury istniejącej w elektrowni Opole

Zastąpienie kotłów węglowych reaktorem jądrowym wymaga dostosowania infrastruktury elektrowni, w tym budowy nowego reaktora i układów chłodzenia. Należy również uwzględnić systemy zabezpieczeń radiologicznych oraz ochrony przed awariami.

Zmiana z technologii węglowej na jądrową wymaga wprowadzenia nowych procedur ochronnych, w tym ustanowienia stref planowania awaryjnego, które obejmują m.in. ewakuację i zabezpieczenie ludności w przypadku awarii. Niezbędne będzie wdrożenie zaawansowanego systemu monitorowania radiologicznego oraz kontroli procesu pracy reaktora.

10.2.4. Reagowanie na sytuacje awaryjne

Wprowadzenie reaktora jądrowego wymaga opracowania nowych planów reagowania kryzysowego, które uwzględniają zagrożenia związane z emisją radioaktywną i możliwość awarii. Kairos Power, jako nowoczesna technologia, zakłada niskie ryzyko uwolnienia substancji radioaktywnych, ale konieczne jest opracowanie pełnej dokumentacji i planów ochrony ludności. Przeszkolenie personelu elektrowni w zakresie obsługi reaktora oraz procedur bezpieczeństwa jest kluczowe, aby zminimalizować ryzyko awarii.

10.2.5. Bezpieczeństwo środowiskowe

Reaktor jądrowy Kairos Power FHR nie generuje bezpośrednio emisji gazów cieplarnianych, co może być korzystnym rozwiązaniem w zakresie redukcji śladu węglowego. Zastąpienie bloków węglowych reaktorem FHR przyczynia się do dekarbonizacji systemu elektroenergetycznego.

10.2.6. Bezpieczeństwo społeczno-polityczne

Instalacja reaktora jądrowego w miejsce kotłów węglowych może spotkać się z różnymi reakcjami społecznymi. Kluczowe będzie przeprowadzenie kampanii informacyjnej i edukacyjnej dotyczącej technologii Kairos Power, korzyści środowiskowych i poziomu bezpieczeństwa. Przed budową należy uzyskać wymagane zgody i spełnić polskie normy prawne dotyczące obiektów jądrowych, co może być czasochłonne, ale niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa. Tutaj leży największa niepewność z uwagi na fakt, że reaktor jest w fazie projektowania i nie rozpoczął się jeszcze proces licencjonowania.

10.2.7. Bezpieczeństwo cybernetyczne

Reaktory Kairos Power, podobnie jak inne nowoczesne jednostki jądrowe, opierają się na zaawansowanych systemach sterowania, co wymaga odpowiednich zabezpieczeń cybernetycznych, aby zapobiegać potencjalnym atakom, które mogłyby wpłynąć na bezpieczeństwo działania obiektu.

Podsumowując, zastąpienie kotłów węglowych w jednym z bloków elektrowni Opole reaktorem Kairos Power FHR ma wiele zalet związanych z nowoczesną i bezpieczną technologią chłodzenia solą stopioną oraz paliwem TRISO. Jednak wymaga to szeroko zakrojonej analizy ryzyka, dostosowania infrastruktury, wdrożenia odpowiednich procedur bezpieczeństwa i pełnej współpracy z organami regulacyjnymi, aby zagwarantować bezpieczeństwo ludzi i środowiska. Realizacja tych zadań wymaga jednak szczegółowych informacji i danych, które na tym etapie nie są dostępne.

10.3. WNIOSKI

Bezpieczeństwo związane z retrofitem jądrowym dla trzech rozpatrywanych lokalizacji oceniane było w aspekcie prawnym, technicznym oraz organizacyjnym.

Przepisy prawa regulują w zasadzie większość kwestii związanych z projektem reaktora, w szczególności wymaganych systemów bezpieczeństwa, a zatem narzucają niejako kryteria oceny bezpieczeństwa w aspekcie technicznym. Ponieważ reaktory AP1000 oraz EPR to konstrukcje posiadające licencje urzędów dozoru jądrowego w zasadzie na całym świecie i są to też jednostki już eksploatowane w kilku lokalizacjach, to z pewnością wszystkie wymogi prawne spełniają. Reaktor Kairos Power FHR to aktualnie projektowana jednostka, natomiast musi ona spełnić wszystkie wymogi, aby mogła przejść proces certyfikacji.

Prawo atomowe w Polsce wraz z rozporządzeniami definiuje również kryteria wyboru lokalizacji obiektów jądrowych. Z tego punktu widzenia wszystkie trzy rozpatrywane lokalizacje są możliwe. Posadowienie w nich bloków jądrowych wymaga jednak przeprowadzenia szczegółowych badań środowiskowych, sprawdzenia warunków geologicznych i hydrologicznych oraz zgodności z planami zagospodarowania przestrzennego.

Aspekty organizacyjne obejmują procesy opracowania szczegółowych projektów, planowanie stref

bezpieczeństwa oraz procedur awaryjnych oraz oczywiście przygotowanie procesu budowy i jego realizację. Należy tutaj również uwzględnić kwestie transportu na wszelkich etapach inwestycji. Ta część oceny bezpieczeństwa jest dość problematyczna, jednak należy założyć, że zostaną tutaj wykorzystane zalecenia i standardy MAEA, a proces zostanie zaplanowany zgodnie z najlepszą praktyką, w oparciu o aktualną wiedzę.

11. 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.

11.1. 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 dołączą 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.

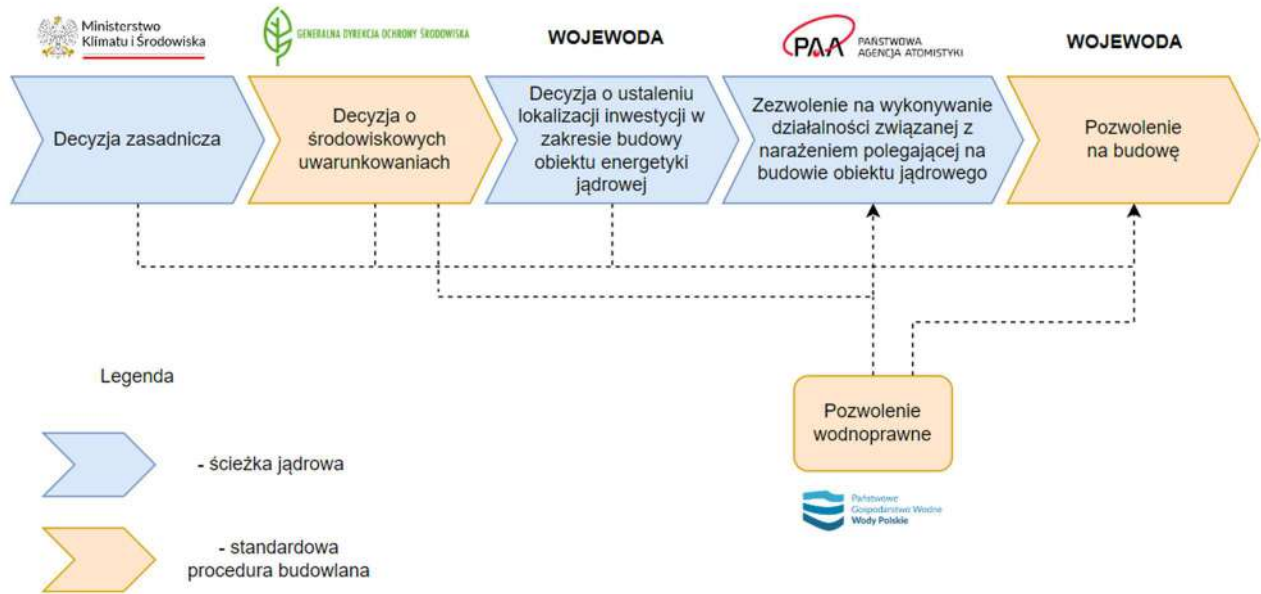
Zezwolenie na budowę obiektu jądrowego określa warunki wykonywania działalności objętej tym zezwoleniem, w tym m.in. w zakresie wymogów projektowych, obowiązków jednostki organizacyjnej w zakresie bezpieczeństwa obiektu jądrowego, urządzeń, pracowników, społeczeństwa i środowiska, w tym ochrony przed 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 44 Uproszczony schemat przedstawiający proces uzyskania pozwolenia na budowę dla obiektu jądrowego.

11.2. 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:

11.2.1. 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.

11.2.2. 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.

11.2.3. 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.

11.2.4. 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.

11.2.5. 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.

12. Harmonogram inwestycji

Założono budowę bloku energetycznego z reaktorem jądrowym IV generacji w Opolu w okresie od 2030 do roku 2044 roku. Harmonogram wyszczególnia wieloetapowy ciąg działań o charakterze formalnym, projektowym i wykonawczym, z wyraźnie zaznaczonymi zależnościami między kolejnymi fazami. Realizacja inwestycji rozpoczyna się w 2030 roku od przygotowania studium wykonalności. Dokument ten, opracowywany przez rok, ma na celu ocenę zasadności technicznej i ekonomicznej inwestycji i jest podstawą do podjęcia dalszych decyzji. W 2031 roku inwestor podejmuje decyzję o realizacji projektu, co uruchamia pięcioletni proces związany z uzyskaniem decyzji środowiskowej, lokalizacyjnej, zasadniczej oraz wstępnych analiz bezpieczeństwa. Równolegle, od 2034 roku rozpoczynają się prace nad finalnym raportem bezpieczeństwa.

W 2036 roku projekt przechodzi do etapu uzyskiwania pozwoleń. Na początku wydawane jest pozwolenie na prace przygotowawcze, w tym samym roku rozpoczyna się również proces uzyskiwania

zezwolenia na budowę. Projekt budowlany jest opracowywany w latach 2037–2038 i kończy się formalnym uzyskaniem pozwolenia na budowę w 2038 roku. Wraz z zakończeniem procedur formalnych, w 2038 roku rozpoczyna się realizacja projektów wykonawczych oraz dostaw, które trwają do 2043 roku. W tym samym czasie rozpoczyna się również budowa.

W latach 2038–2041 realizowane są działania związane z dostosowaniem istniejących obiektów,. W tym samym roku rozpoczyna się także zabudowa reaktora czwartej generacji, która potrwa do 2042 roku. Etap ten jest kluczowy z punktu widzenia przyszłej eksploatacji. Od 2042 roku prowadzona jest seria testów technologicznych i funkcjonalnych, które zakończą się w 2044 roku.

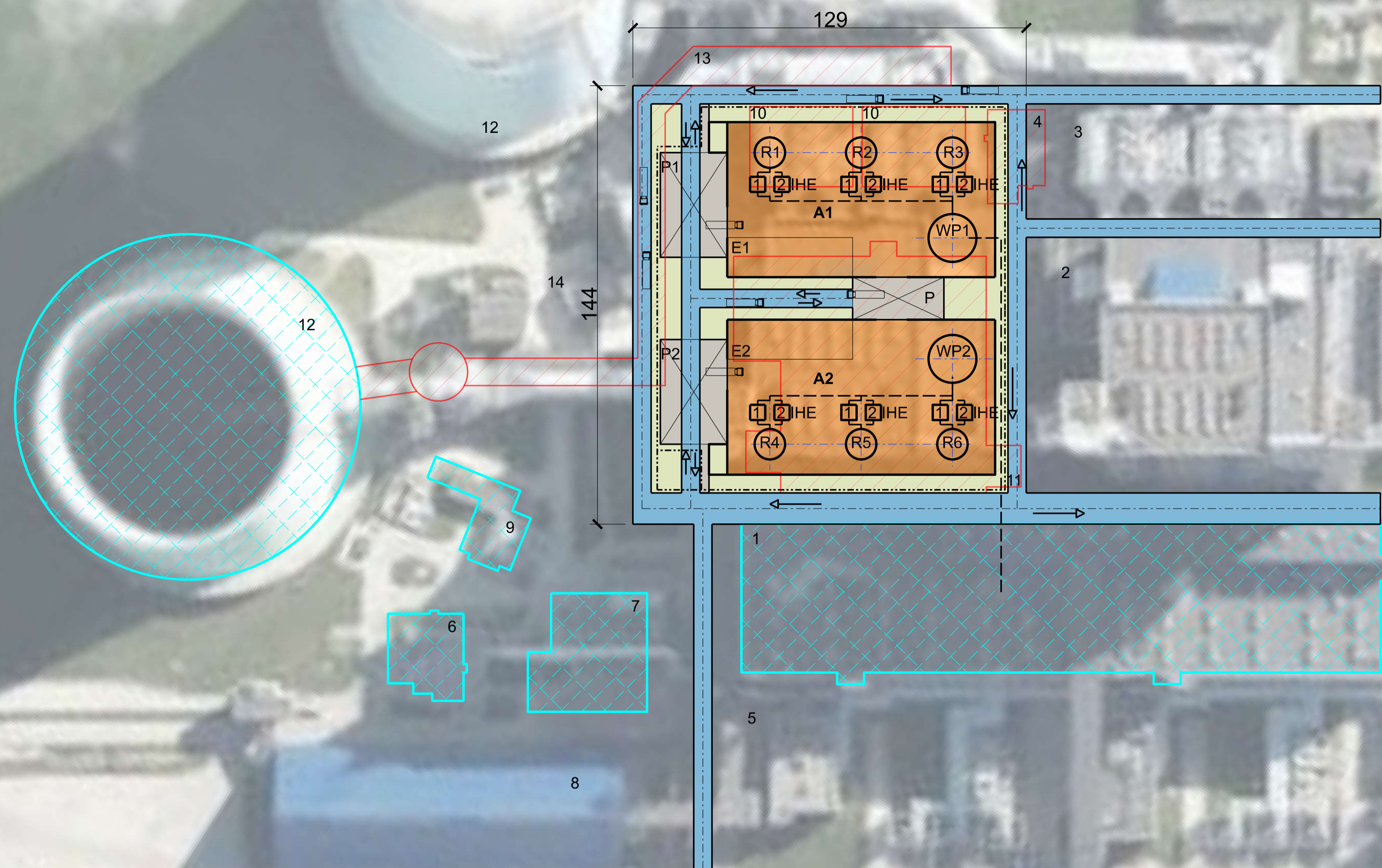
Równolegle, od 2041 roku inwestor rozpoczyna proces uzyskiwania pozwolenia na rozruch, a następnie w 2042 roku prowadzi faktyczny rozruch technologiczny, który zakończy się w roku 2044. W tym samym roku, po zakończeniu wszystkich testów i rozruchu, rozpoczyna się proces uzyskania zezwolenia na eksploatację, który kończy się w 2044 roku. W harmonogramie zawarto również informację, że w 2037 roku planowane jest wyłączenie istniejącego bloku węglowego.

13. Analiza SWOT

Tabela 26 Analiza SWOT

POZYTYWNE	NEGATYWNE
-----------	-----------

WEWNĘTRZNE	<p>MOCNE STRONY</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego • Utrzymanie mocy wytwórczych poziomie (ok. 900MW) • Możliwość wykorzystania lokalnych zasobów ludzkich, firm lokalnych • Zmniejszenie emisyjności źródła produkcji energii elektrycznej w stosunku do bloków węglowych • możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury technicznej analizowanego obiektu • Brak konieczność uwolnienia całości terenu istniejących bloków węglowych i ich gospodarek zewnętrznych • Model Direct ogranicza nakłady inwestycyjne w stosunku do modelu Greenfield 	<p>SŁABE STRONY</p> <ul style="list-style-type: none"> • Konieczność wykorzystania infrastruktury istniejącego bloku węglowego • Realizacja bloku wg rozwiązań IV generacji, będącego obecnie w fazie eksperymentalnej • Budowa bloku jądrowego przy jednoczesnej eksploatacji bloku węglowego • Konieczność dostosowania istniejących (obecnie eksploatowanych) urządzeń do nowych potrzeb • Dostosowanie harmonogramu inwestycji do wyłączenia bloków węglowych • Wysokie nakłady inwestycyjne w porównaniu do innych technologii
	<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 działającej elektrowni węglowej z wykorzystaniem infrastruktury bloków węglowych • Finansowanie – trudność z montażem finansowym • Dostosowanie regulacji do podejścia Coal-to-Nuclear • Nawarstwienie się inwestycji jądrowych w jednym czasie • Brak gwarancji dostawcy technologii na pracę całego bloku
ZEWNĘTRZNE		



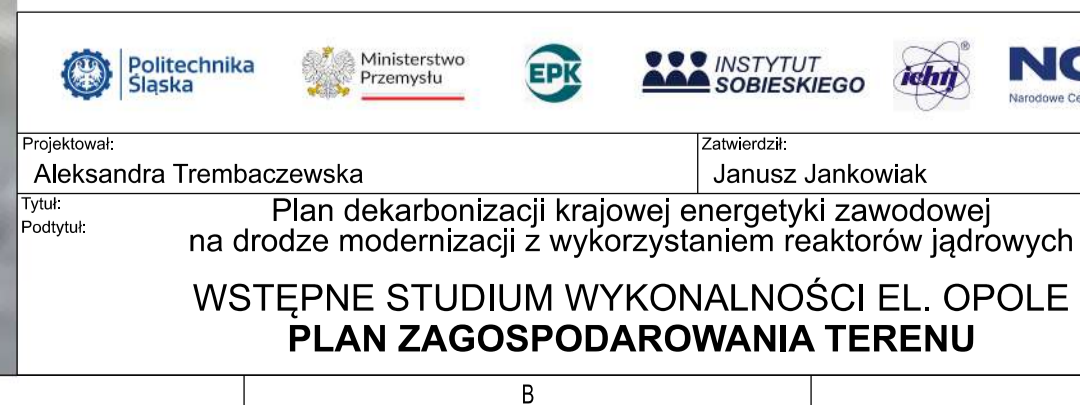
OZN. NA PEŁ	PROJEKTOWANE OBIEKTY
A1	BUDYNEK REAKTORA
R1	REAKTOR
HE1	POŚREDNI WYMIENNIK CIEPŁA
WP1	WYTWORNICAPARY
E1	REZERWACJA PRZESTRZENI W BUDYNKU
P, P1	PLAC MANEWROWY
A2	BUDYNEK REAKTORA
R2	REAKTOR
HE2	POŚREDNI WYMIENNIK CIEPŁA
WP2	WYTWORNICAPARY
E2	REZERWACJA PRZESTRZENI W BUDYNKU
P, P2	PLAC MANEWROWY
ISTNIEJĄCE OBIEKTY	
1	MASZYNOWNIA BLOKU 5 I 6
2	KOTŁOWNIA BLOKU 5
3	ELEKTROFILTR BLOKU 5
4	BUDYNEK ELEKTRYCZNY BLOKU 6
5	BUDYNEK ELEKTRYCZNY BLOKU 6
6	BUDYNEK ELEKTRYCZNY BLOKU 6
7	BUDYNEK ODWODNIWIĄGOSU Z ROZDZIELNIĄ ELEKTRYCZNĄ
8	MAGAZYN ŻUŻLA Z CZĘŚCIĄ ELEKTRYCZNĄ
9	GALERIA PRZENOŚNIKÓW ŻUŻLANI 1
10	ELEKTROFILTR BLOKU 6 - DO ROZBIÓRKI
11	KOTŁOWNIA BLOKU 6 - DO ROZBIÓRKI
12	CHŁODNIA KOMINOWA
13	KANAŁ SPALIN - DO ROZBIÓRKI
14	POMPOWNIĄ WODY CHŁODZĄCEJ I WODY PŁOZ. WRAZ Z KOMORĄ FILTRACYJNĄ WODY CHŁODZĄCEJ

LEGENDA:	
	PROJEKTOWANE DROGI
	PROJEKTOWANE PLACE
	ISTNIEJĄCE BUDYNKI I BUDOWLE DO ROZBIÓRKI
	PROJEKTOWANE BUDYNKI I BUDOWLE
	PROJEKTOWANE ZAGOSPODAROWANIE TERENU
	TEREN, NA KTÓRYM ZNAJDUJĄ SIĘ ISTNIEJĄCE BUDYNKI, OBIEKTY I INSTALACJE, KTÓRE ZOSTANĄ WYKORZYSTANE I ZAADAPTOWANE NA POTRZEBY PROJEKTOWANEJ NOWEJ TECHNOLOGII
	PROJEKTOWANE OGRÓDZENIE

Projektował: Aleksandra Trembaczevska
 Tytuł: Plan dekarbonizacji krajowej energetyki zawodowej na drodze modernizacji z wykorzystaniem reaktorów jądrowych
 Podtytuł: WSTĘPNE STUDIUM WYKONALNOŚCI EL. OPOLE PLAN ZAGOSPODAROWANIA TERENU

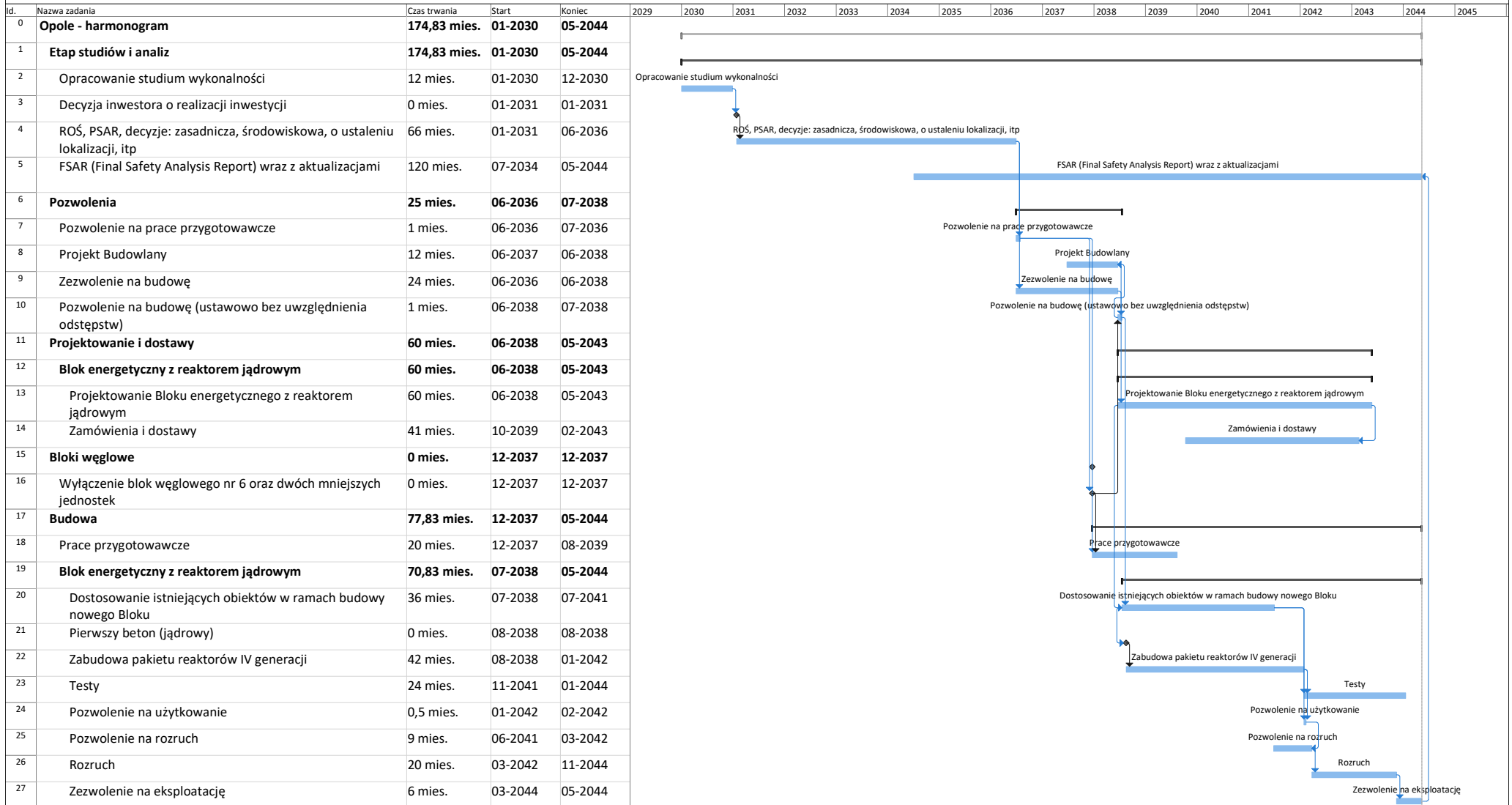
Zawierza: Janusz Jankowiak
 Data: 30.06.2025
 Nr rysunku: ZAT. 1
 Format: A1
 Podziałka: 1:1000

KM4.1 WSTĘPNE STUDIUM WYKONALNOŚCI REAKTORÓW IV GENERACJI



Załącznik nr 2 - Harmonogram Inwestycji

KM4.2 Wstępne studia wykonalności reaktory IV gen - Opole



KM 4.2 Wstępne studia wykonalności reaktory IV gen- Opole

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

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

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

Klasyfikacja SOC	Stanowisko (pol.)	Stanowisko (ang.)	Ilość likwidowanych stanowisk	Ilość a powstałych stanowisk	Różnica
11-9161	Dyrektorzy ds. zarządzania kryzysowego	Emergency management directors	0	1,08	1,08
17-2199	Inżynierowie, wszyscy inni	Engineers, all other	-0,6	2,16	1,56
17-2081	Inżynierowie środowiska	Environmental engineers	-0,15	0,72	0,57
19-4042	Technicy nauk o środowisku i ochrony, w tym służby zdrowia	Environmental science and protection technicians, including health	0	1,08	1,08
19-2041	Naukowcy i specjaliści ds. środowiska, w tym służby zdrowia	Environmental scientists and specialists, including health	-0,45	1,08	0,63
47-5022	operatorzy maszyn do kopania i ładowania oraz koparek linowych, górnictwo odkrywkowe	Excavating and loading machine and dragline operators, surface mining	-0,15	0	-0,15
43-6011	Sekretarki wykonawcze i asystenci administracyjni	Executive secretaries and executive administrative assistants	-0,9	2,52	1,62
43-4071	Urzednicy 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	Maszyści	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	Analizy 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