

RAPORT O ODDZIAŁYWANIU NA ŚRODOWISKO DLA PRZEDSIĘWZIĘCIA

Budowa nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi na terenie PKN Orlen S.A. z siedzibą w Płocku

TOM III –ODDZIAŁYWANIE NA STAN JAKOŚCI POWIETRZA

Multiconsult Polska sp. z o.o.
00-203 Warszawa, ul. Bonifraterska 17
Adres do korespondencji:
44-121 Gliwice, ul. Sowińskiego 11
tel. 32 331 33 03, fax: 32 331 33 04

ZAMAWIAJĄCY
FLUOR Polska S.A.

DATA: 2021.12.21

NUMER DOKUMENTU: JRR4779/ROŚ/Tom III



Multiconsult

RAPORT

PROJEKT	Budowa nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi	NUMER DOKUMENTU	JRR4779/ROŚ/Tom III
TYTUŁ	Raport o oddziaływaniu na środowisko TOM III – OCENA ODDZIAŁYWANIA NA STAN JAKOŚCI POWIETRZA	DYREKTOR PROJEKTU	Andrzej Krzyszczak
ZAMAWIAJĄCY	FLUOR Polska S.A. ul. Wyszyńskiego 44-100 Gliwice	PRZYGOTOWAŁ	Zespół Multiconsult Polska
OSOBA KONTAKTOWA	Barbara Zięba-Romaszkan (FLUOR S.A.) Dorota Knieć (Multiconsult Polska sp. z o.o.)	DZIAŁ MULTICONSULT POLSKA	Pion Doradztwa Technicznego i Środowiskowego

PODZIAŁ OPRACOWANIA NA TOMY:

TOM I – Raport o oddziaływaniu na środowisko

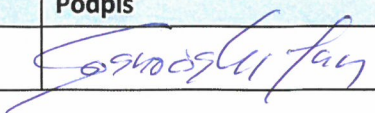
TOM II – Inwentaryzacja przyrodnicza

TOM III – Oddziaływania na stan jakości powietrza

TOM IV – Oddziaływanie na klimat akustyczny środowiska

TOM V – Streszczenie w języku specjalistycznym

Autor raportu – Zespół Multiconsult Polska sp. z o.o.:

Imię i nazwisko eksperta	Specjalizacja	Podpis
mgr inż. Jan Sosnowski	Ochrona powietrza	

Kierujący zespołem:



Multiconsult Polska sp. z o.o.
00-203 Warszawa, ul. Bonifraterska 17
Adres do korespondencji:
44-121 Gliwice, ul. Sowińskiego 11
tel. 32 331 33 03, fax: 32 331 33 04

01	21-12-2021	Wersja ostateczna	JS	DK	AK
WER	DATA	OPIS	SPORZĄDZIŁ	SPRAWDZIŁ	ZATWIERDZIŁ

SPIS TREŚCI

1. Ocena oddziaływania na jakość powietrza wariantu proponowanego.....	11
1.1 Warunki meteorologiczne, aerodynamiczna szorstkość terenu i stan jakości powietrza atmosferycznego.....	11
1.2 Emisje do atmosfery i oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie realizacji	15
1.3 Emisje do atmosfery i oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie eksploatacji	21
1.4 Metodyka oceny oddziaływania przedsięwzięcia na stan jakości powietrza	54
1.5 Emisje do atmosfery i oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie likwidacji.....	67
1.6 Wymagany zakres monitoringu w zakresie emisji do powietrza	67
1.7 Podsumowanie i wnioski.....	74
2. Ocena oddziaływania na jakość powietrza wariantu alternatywnego.....	77
3. Opis metod prognozowania zastosowanych przez wnioskodawcę oraz opis przewidywanych znaczących oddziaływań planowanego przedsięwzięcia na środowisko	83
4. Trudności wynikające z niedostatków techniki lub luk we współczesnej wiedzy.....	85
5. Streszczenie w języku niespecjalistycznym	87
6. Źródła informacji stanowiące podstawę do sporządzenia raportu	89

SPIS ILUSTRACJI

Rysunek 1. Roczna róża wiatrów dla rejonu PKN Orlen S.A., opracowana przez IMGW.....	11
Rysunek 2. Lokalizacja wyższych niż parterowe budynków chronionych w zasięgu 10-krotnej wysokości emitorów projektowanej Instalacji Etylenowej oraz instalacji towarzyszących	61

SPIS TABEL

Tabela 1. Zestawienie udziałów poszczególnych kierunków wiatru %.....	11
Tabela 2. Zestawienie częstości poszczególnych prędkości wiatru %	12
Tabela 3. Stan jakości powietrza w rejonie PKN ORLEN S.A. w Płocku.....	12
Tabela 4. Typy pokrycia terenu i bazowe wartości współczynnika szorstkości terenu (obszar w promieniu 50 x 200 m = 10000 m)	15
Tabela 5. Specyfikacja przewidywanej ilości pojazdów ciężkich, które przemieszczać się będą po placu budowy w poszczególnych miesiącach robót (* - wartość maksymalna).....	16
Tabela 6. Szacunkowa wielkość emisji zanieczyszczeń z placu budowy – emisja maksymalna 1-godzinna	19
Tabela 7. Szacunkowa wielkość emisji zanieczyszczeń z placu budowy – emisja całkowita	20
Tabela 8. Natężenia przepływu gazów z pieców pirolitycznych dla stanu projektowego (wg założeń technologicznych)	24
Tabela 9. Przewidywany skład gazów spalinowych z pieców pirolitycznych (wg założeń technologicznych)	25
Tabela 10. Przewidywany skład gazów z odkoksowania pieców pirolitycznych (wg założeń technologicznych).....	27
Tabela 11. Przewidywany skład gazów spalinowych z dopalacza katalitycznego N-X-3620 (wg założeń technologicznych)....	29
Tabela 12. Przewidywany skład gazów spalinowych z kotła odzysknicowego N-BA-3690 (wg założeń technologicznych)	30
Tabela 13. Przewidywany skład gazów spalinowych z kotłów parowych N-X-4601 A, N-X-4601 B i N-X-4601 C (wg założeń technologicznych).....	32
Tabela 14. Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji NOx i NH ₃ do powietrza z pieca pirolitycznego do wytwarzania niższych olefin	34
Tabela 15. Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji związków organicznych do powietrza z desorpcji CO ₂ z medium płuczącego stosowanego w zespole urządzeń wytwarzającym tlenek etylenu	35
Tabela 16. Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji ze spalania gazu procesowego z przemysłu chemicznego w kotłach (nowe obiekty).....	36
Tabela 17. Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji ze spalania gazu ziemnego w kotłach (nowe obiekty)	37
Tabela 18. Parametry projektowanych emitorów – emisja niezorganizowana ze zbiorników surowców	37
Tabela 19. Współczynniki strat z uszczelnienia w zależności od prędkości wiatru dla zbiorników spawanych (wg VDI).....	42

Tabela 20.	Jednostkowe współczynniki strat z armatury dachowej wyrażone w kmol/rok w zależności od prędkości wiatru dla typów armatury zbiornika z dachem pływającym (wg VDI).....	42
Tabela 21.	Obliczenia współczynnika strat z armatury dachu pływającego	43
Tabela 22.	Zestawienie źródeł i wielkości emisji do powietrza w fazie eksploatacji – emisja niezorganizowana ze zbiorników surowców	45
Tabela 23.	Parametry projektowanych emitorów – emisja niezorganizowana ze zbiorników produktów	46
Tabela 24.	Zestawienie źródeł i wielkości emisji do powietrza w fazie eksploatacji – emisja niezorganizowana	46
Tabela 25.	Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania gazu na pochodniach	47
Tabela 26.	Obliczenia szacunkowe wielkości emisji ze spalania zrzutów na pochodni 6410X-1 w warunkach zaplanowanych rozruchów i wyłączeń. Emisje jednogodzinne.	48
Tabela 27.	Udziały procentowe rodzajów węglowodorów w strumieniach gazów zrzutowych kierowanych na pochodnię 6410X-1*	48
Tabela 28.	Przewidywana szacunkowa wielkość emisji węglowodorów z pochodni 6410X-1 w warunkach zaplanowanych rozruchów i wyłączeń wynikająca z przyjętych udziałów procentowych w LZO	49
Tabela 29.	Obliczenia wielkości emisji ze spalania gazu metanowego w palniku pilotowym pochodni.....	49
Tabela 30.	Szacunkowe wielkości emisji rocznej z pochodni 6410X-1	49
Tabela 31.	Zestawienie danych wejściowych do obliczeń emisji z ruchu pojazdów wg metodyki EMEP/Corinair. Trasa L1.....	51
Tabela 32.	Zestawienie wyników obliczeń emisji z ruchu pojazdów wg metodyki EMEP/Corinair. Trasa L1.....	51
Tabela 33.	Zestawienie danych wejściowych do obliczeń emisji z ruchu pojazdów wg metodyki EMEP/Corinair. Trasa L2.....	52
Tabela 34.	Zestawienie wyników obliczeń emisji z ruchu pojazdów wg metodyki EMEP/Corinair. Trasa L2.....	52
Tabela 35.	Zestawienie sumarycznej wielkości emisji do powietrza z planowanych przedsięwzięć w fazie eksploatacji (emisja zorganizowana i niezorganizowana)	53
Tabela 36.	Zestawienie normowanych substancji wprowadzanych do powietrza.....	54
Tabela 37.	Klasyfikacja grupy emitorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca emitory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć (Seria 1 obliczeń). Model 1 - Substancje emitowane z procesów spalania oraz związki nieorganiczne.....	58
Tabela 38.	Klasyfikacja grupy emitorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca emitory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć (Seria 1 obliczeń). Model 2 - Związki organiczne.....	58
Tabela 39.	Klasyfikacja grupy emitorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca emitory istniejących instalacji PKN ORLEN S.A., jak również emitory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć (Seria 2 obliczeń). Model 1 - Substancje emitowane z procesów spalania oraz związki nieorganiczne.....	58
Tabela 40.	Klasyfikacja grupy emitorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca emitory istniejących instalacji PKN ORLEN S.A., jak również emitory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć (Seria 2 obliczeń). Model 2 - Związki organiczne.....	59
Tabela 41.	Klasyfikacja grupy emitorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca wyłącznie emitory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi (Seria 3 obliczeń). Model 1 - Substancje emitowane z procesów spalania oraz związki nieorganiczne.....	59
Tabela 42.	Klasyfikacja grupy emitorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca wyłącznie emitory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi (Seria 3 obliczeń). Model 2 - Związki organiczne.....	59
Tabela 43.	Zestawienie wyników obliczeń i porównanie ich z wartościami dopuszczalnymi ⁽¹⁾ . Maksymalne spośród obliczonych stężeń na poziomie terenu poza obszarem Zakładu.....	63
Tabela 44.	Przewidywany zakres monitoringu wielkości emisji w fazie eksploatacji.....	68

Tabela 45.	Klasyfikacja grupy emitorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca emitery istniejących instalacji PKN ORLEN S.A., jak również emitery nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć (Wariant alternatywny). Model 1 - Substancje emitowane z procesów spalania oraz związki nieorganiczne.	77
Tabela 46.	Klasyfikacja grupy emitorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca emitery istniejących instalacji PKN ORLEN S.A., jak również emitery nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć (Wariant alternatywny). Model 2 - Związki organiczne.	77
Tabela 47.	Zestawienie wyników obliczeń i porównanie ich z wartościami dopuszczalnymi ⁽¹⁾. Maksymalne spośród obliczonych stężeń na poziomie terenu poza obszarem Zakładu. Wariant alternatywny.	79

O ile nie zaznaczono inaczej, źródłem informacji przedstawianych w tabelach i na rysunkach są opracowania własne

SPIS ZAŁĄCZNIKÓW

- Załącznik P1** – Informacja z Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska o aktualnym stanie jakości powietrza w rejonie PKN ORLEN S.A.
- Załącznik P2** – Wydruk danych i wyników programu OPERAT FB. Seria 1. Oddziaływanie nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć, których eksploatacja powodować będzie wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza. Model 1 (produkty spalania).
- Załącznik P3** – Wydruk danych i wyników programu OPERAT FB. Seria 1. Oddziaływanie nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć, których eksploatacja powodować będzie wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza. Model 2 (związki organiczne).
- Załącznik P4** – Wydruk danych i wyników programu OPERAT FB. Seria 2. Oddziaływanie projektowanych instalacji wraz z istniejącymi instalacjami PKN Orlen S.A. (oddziaływanie skumulowane). Model 1 (produkty spalania).
- Załącznik P5** – Wydruk danych i wyników programu OPERAT FB. Seria 2. Oddziaływanie projektowanych instalacji wraz z istniejącymi instalacjami PKN Orlen S.A. (oddziaływanie skumulowane). Model 2 (związki organiczne).
- Załącznik P6** – Wydruk danych i wyników programu OPERAT FB. Seria 3. Oddziaływanie planowanego przedsięwzięcia – Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi. Model 1 (produkty spalania).
- Załącznik P7** – Wydruk danych i wyników programu OPERAT FB. Seria 3. Oddziaływanie planowanego przedsięwzięcia – Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi. Model 2 (związki organiczne).
- Załącznik P8** – Mapa lokalizacji emitorów
- Załącznik P9** – Wydruk danych i wyników programu OPERAT FB. Wariant alternatywny. Oddziaływanie projektowanych instalacji wraz z istniejącymi instalacjami PKN Orlen S.A. (oddziaływanie skumulowane). Model 1 (produkty spalania).
- Załącznik P10** – Wydruk danych i wyników programu OPERAT FB. Wariant alternatywny. Oddziaływanie projektowanych instalacji wraz z istniejącymi instalacjami PKN Orlen S.A. (oddziaływanie skumulowane). Model 2 (związki organiczne).

1. Ocena oddziaływania na jakość powietrza wariantu proponowanego

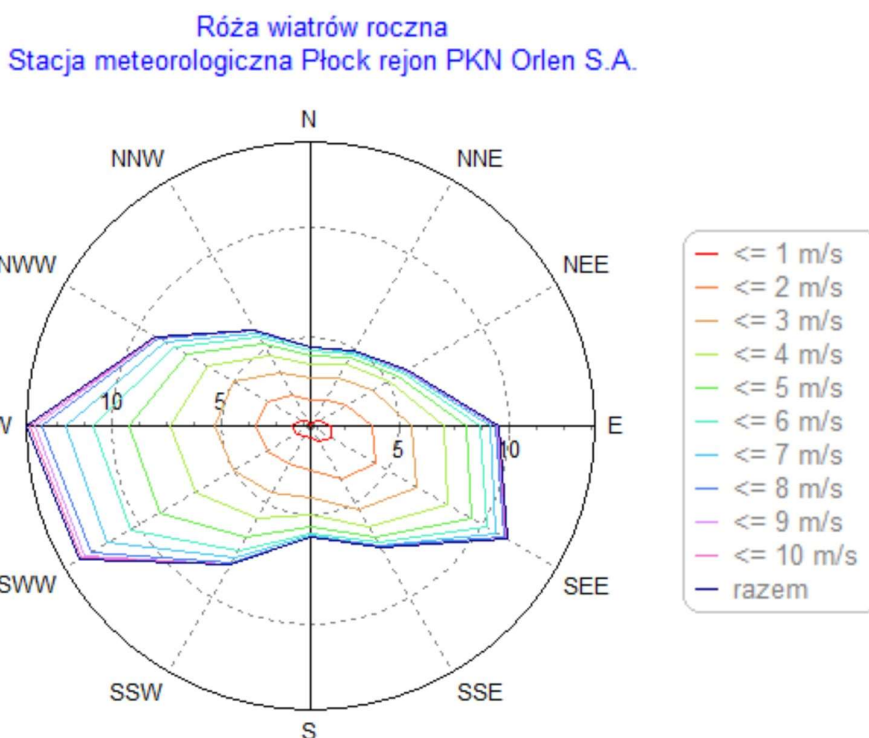
1.1 Warunki meteorologiczne, aerodynamiczna szorstkość terenu i stan jakości powietrza atmosferycznego

Teren planowanego przedsięwzięcia znajduje się w strefie klimatu umiarkowanego przejściowego. Według podziału Polski na dzielnice rolno-klimatyczne (R. Gumiński, 1951 r.), rejon Zakładu PKN ORLEN S.A. znajduje się na terenie dzielnicy VII, tj. „Środkowej”. Region ten charakteryzuje się dużą zmiennością warunków pogodowych w ciągu roku wywołaną ścierającymi się masami powietrza polarno-morskiego i polarno-kontynentalnego.

W rejonie Płocka średnia roczna temperatura powietrza wynosi ok. 8 °C, zaś roczna suma opadów atmosferycznych kształtuje się w zakresie 450 – 600 mm.

Róża wiatrów dla rejonu zakładu PKN Orlen S.A. w Płocku opracowana przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej na podstawie wyników pomiarów z wielolecia wskazuje na dominację wiatrów z sektora zachodniego (W). Częstość występowania wiatrów z tego kierunku wynosi ok. 13,85%. Ponadto, duży udział (ok. 13,09%) mają wiatry wiejące z kierunku zachodnio-południowozachodniego (SWW). Rzadziej w ciągu roku występują wiatry z sektorów wschodnich, najrzadziej z południowych i północnych.

Pod względem prędkości wiatru największy udział (ok. 56%) mają wiatry słabe, których prędkość mieści się w granicach do 3 m/s. Udział wiatrów średnich (4-6 m/s) wynosi ok. 33%, zaś wiatry o prędkości powyżej 6 m/s występują przez ok. 11% czasu w roku.



Rysunek 1. Roczna róża wiatrów dla rejonu PKN Orlen S.A., opracowana przez IMGW

Tabela 1. Zestawienie udziałów poszczególnych kierunków wiatru %

NNE	NEE	E	SEE	SSE	S	SSW	SWW	W	NWW	NNW	N
4,94	6,04	9,53	11,24	7,31	6,04	8,25	13,09	13,85	9,09	6,04	4,58

Tabela 2. Zestawienie częstości poszczególnych prędkości wiatru %

1 m/s	2 m/s	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s	11 m/s
18,90	19,07	18,28	14,59	11,10	7,32	5,04	3,65	1,13	0,51	0,41

Stan jakości powietrza

Stan jakości powietrza w rejonie planowanej inwestycji określony został pismem Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska, znak DM/063-1/553/21/PG, z dnia 20.07.2021 r. (**załącznik P1**). Określone w/w pismem średnioroczne wartości stężeń substancji w powietrzu przedstawiono w poniższej tabeli i porównano z poziomami dopuszczalnymi uśrednionymi dla roku kalendarzowego, określonymi w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (tekst jednolity: Dz.U. z 2021 r., poz. 845):

Tabela 3. Stan jakości powietrza w rejonie PKN ORLEN S.A. w Płocku

L.p.	Nazwa substancji	Numer CAS	Średnioroczne stężenie substancji w powietrzu (dane za rok 2020) R [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Poziom dopuszczalny substancji w powietrzu D _a [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Wartość dyspozycyjna dla oddziaływania projektowanych nowych instalacji D _a - R [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]
Działka o nr ewidencyjnym 216/3 w miejscowości Biała, gmina Stara Biała, powiat płocki					
1	Dwutlenek azotu	10102-44-0	17	40 ⁽¹⁾	23
2	Dwutlenek siarki	7446-09-5	12	20 ⁽²⁾	8
3	Pył zawieszony PM10	-	23	40 ⁽¹⁾	17
4	Pył zawieszony PM2,5	-	15	20 ⁽¹⁾	5
5	Benzen	71-43-2	1	5 ⁽¹⁾	4
6	Ołów (w pyle PM10)	7439-92-1	0,004	0,5 ⁽¹⁾	0,496
Miasto Płock ul. Chemików 7, gmina Miasto Płock, powiat Miasto Płock					
1	Dwutlenek azotu	10102-44-0	17	40 ⁽¹⁾	23
2	Dwutlenek siarki	7446-09-5	12	20 ⁽²⁾	8
3	Pył zawieszony PM10	-	23	40 ⁽¹⁾	17
4	Pył zawieszony PM2,5	-	15	20 ⁽¹⁾	5
5	Benzen	71-43-2	1	5 ⁽¹⁾	4
6	Ołów (w pyle PM10)	7439-92-1	0,004	0,5 ⁽¹⁾	0,496
Miejscowość Nowa Biała, gmina Stara Biała, powiat płocki					
1	Dwutlenek azotu	10102-44-0	10 - 17	40 ⁽¹⁾	23

L.p.	Nazwa substancji	Numer CAS	Średnioroczne stężenie substancji w powietrzu (dane za rok 2020) R [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Poziom dopuszczalny substancji w powietrzu D _a [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Wartość dyspozycyjna dla oddziaływania projektowanych nowych instalacji D _a - R [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]
2	Dwutlenek siarki	7446-09-5	5 - 14	20 ⁽²⁾	6
3	Pył zawieszony PM10	-	19 - 26	40 ⁽¹⁾	14
4	Pył zawieszony PM2,5	-	13 - 18	20 ⁽¹⁾	2
5	Benzen	71-43-2	0,5 - 1	5 ⁽¹⁾	4
6	Ołów (w pyle PM10)	7439-92-1	0,004 - 0,005	0,5 ⁽¹⁾	0,495
Miejscowość Nowe Draganie, gmina Stara Biała, powiat płocki					
1	Dwutlenek azotu	10102-44-0	15 - 20	40 ⁽¹⁾	20
2	Dwutlenek siarki	7446-09-5	6 - 12	20 ⁽²⁾	8
3	Pył zawieszony PM10	-	20 - 25	40 ⁽¹⁾	15
4	Pył zawieszony PM2,5	-	13 - 16	20 ⁽¹⁾	4
5	Benzen	71-43-2	0,5 - 1	5 ⁽¹⁾	4
6	Ołów (w pyle PM10)	7439-92-1	0,004 - 0,005	0,5 ⁽¹⁾	0,495
Miejscowość Stare Draganie, gmina Stara Biała, powiat płocki					
1	Dwutlenek azotu	10102-44-0	13 - 20	40 ⁽¹⁾	20
2	Dwutlenek siarki	7446-09-5	5 - 12	20 ⁽²⁾	8
3	Pył zawieszony PM10	-	18 - 25	40 ⁽¹⁾	15
4	Pył zawieszony PM2,5	-	12 - 16	20 ⁽¹⁾	4
5	Benzen	71-43-2	0,5 - 1	5 ⁽¹⁾	4
6	Ołów (w pyle PM10)	7439-92-1	0,004 - 0,005	0,5 ⁽¹⁾	0,495
Miejscowość Nowe Trzepowo, gmina Stara Biała, powiat płocki					
1	Dwutlenek azotu	10102-44-0	12 - 20	40 ⁽¹⁾	20
2	Dwutlenek siarki	7446-09-5	5 - 8	20 ⁽²⁾	12
3	Pył zawieszony PM10	-	18 - 22	40 ⁽¹⁾	18
4	Pył zawieszony PM2,5	-	12 - 14	20 ⁽¹⁾	6
5	Benzen	71-43-2	0,5 - 1	5 ⁽¹⁾	4

L.p.	Nazwa substancji	Numer CAS	Średnioroczne stężenie substancji w powietrzu (dane za rok 2020) R [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Poziom dopuszczalny substancji w powietrzu D _a [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Wartość dyspozycyjna dla oddziaływania projektowanych nowych instalacji D _a - R [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]
6	Ołów (w pyłe PM ₁₀)	7439-92-1	0,004 - 0,005	0,5 ¹⁾	0,495

¹⁾ - poziom dopuszczalny ze względu na ochronę zdrowia ludzi,

²⁾ - poziom dopuszczalny ze względu na ochronę roślin.

Podane przez GIOŚ wartości średniorocznych stężeń zanieczyszczeń odnoszące się do ostatniego pełnego roku, dla którego zakończono opracowanie i weryfikację danych z monitoringu stanu jakości powietrza (2020 r.) kształtują się na poziomach nie przekraczających wartości dopuszczalnych.

Dla substancji w powietrzu, dla których GIOŚ nie określił aktualnego stanu zanieczyszczenia powietrza, dla potrzeb modelowania rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu wartość tła przyjmuje się na poziomie 10% wartości odniesienia uśrednionej dla roku kalendarzowego.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że zakład PKN ORLEN S.A. funkcjonuje na analizowanym terenie od wielu lat i informacja o stanie zanieczyszczenia powietrza przedstawiona w załączonym do niniejszego opracowania piśmie Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska odzwierciedla już rzeczywisty wpływ m.in. istniejących instalacji PKN ORLEN S.A. na średnioroczne stężenia substancji w powietrzu występujące w analizowanym rejonie. Z tego względu, różnice między poziomami dopuszczalnymi, a podanymi przez GIOŚ wartościami stężeń poszczególnych substancji w powietrzu, traktować należy jako wartości dyspozycyjne dla oddziaływania samych projektowanych instalacji, a nie dla oddziaływania skumulowanego całego Zakładu.

Aerodynamiczna szorstkość terenu

Aerodynamiczna szorstkość terenu jest jednym z parametrów podłoża wpływających bezpośrednio na procesy rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w dolnej warstwie atmosfery zwanej warstwą graniczną i w jej najniższej części zwanej warstwą przyziemną. Z definicji, aerodynamiczna szorstkość terenu jest wysokością nad poziomem terenu, dla której prędkość wiatru wynosi zero. Szorstkość podłoża wpływa na warunki meteorologiczne przede wszystkim jako czynnik kształtujący pionowy profil prędkości wiatru oraz generujący ruchy turbulencyjne atmosfery o charakterze dynamicznym.

Wartość współczynnika aerodynamicznej szorstkości terenu określa się zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2010 r. Nr 16, poz. 87) załącznik nr 3 – „Referencyjne metodyki modelowania poziomów substancji w powietrzu”.

Analizę typów pokrycia terenu wykonano metodą analizy przestrzennej za pomocą programu QGIS – wyznaczono obszar o zasięgu odpowiadającym 50-krotnej wysokości najwyższego miejsca wprowadzania gazów i pyłów do powietrza, a następnie na obszar ten nałożono warstwę publiczne

dostępnych danych przestrzennych z typami pokrycia terenu Corine Land Cover 2018¹. Weryfikacji i niezbędnych korekt granic poszczególnych typów pokrycia terenu dokonano za pomocą aktualnej ortofotomapy opublikowanej w serwisie Geoportal.gov.pl. W obrębie terenów zabudowanych wyodrębniono obszary zabudowy niskiej, średniej i wysokiej w zależności od liczby kondygnacji budynków występujących na danym obszarze wg danych figurujących w bazie BDOT10k. Dla obszaru kompleksu zabudowy przemysłowej PKN ORLEN S.A. przyjęto współczynnik bazowy jak dla zabudowy średniej. Następnie obliczono i zsumowano powierzchnie poligonów przypisanych do danego typu pokrycia terenu oraz określono ich udziały procentowe.

Tabela 4. Typy pokrycia terenu i bazowe wartości współczynnika szorstkości terenu (obszar w promieniu 50 x 200 m = 10000 m)

Typ pokrycia terenu	Powierzchnia [m ²]	Udział [%]	Współczynnik z ₀	$\frac{\text{Udział}}{100} \times z_0$
Łąki, pastwiska	17892109,38	5,70	0,02	0,0011396
Lasy	40706797,69	12,96	2	0,259279
Pola uprawne	171970935	54,77	0,035	0,0191687
Woda	15071592,23	4,80	0,00008	3,84E-06
Miasto od 100 do 500 tys. mieszkańców – zabudowa niska lub zwarta zabudowa wiejska	28233696,21	8,99	0,5	0,0449581
Miasto od 100 do 500 tys. mieszkańców – zabudowa średnia	21643046,47	6,89	2	0,1378538
Miasto od 100 do 500 tys. mieszkańców – zabudowa wysoka	428590,8301	0,14	5	0,0068247
Sady, zarośla, zagajniki	18053232,19	5,75	0,4	0,0229977
Suma	314000000	100	Z suma:	0,49223

Obliczona wartość współczynnika szorstkości terenu uśredniona proporcjonalnie do powierzchni typów pokrycia terenu wynosi: **z₀ = 0,49223**

1.2 Emisje do atmosfery i oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie realizacji

W fazie realizacji projektowanych instalacji zachodzą następujące emisje do powietrza:

- emisja produktów spalania paliwa (oleju napędowego) w silnikach maszyn budowlanych,
- pylenie wtórne w wyniku ruchu pojazdów na terenie objętym pracami budowlanymi,
- pylenie wskutek przemieszczania mas ziemnych, cementu i kruszyw budowlanych.

Wielkość emisji, a co za tym idzie zasięg niekorzystnego oddziaływania zależą będzie od rodzaju wykorzystywanego sprzętu budowlanego i jego stanu technicznego, sposobu prowadzenia robót, warunków meteorologicznych i fazy realizacji budowy. Z tego względu ściśle określenie wielkości emisji

¹ <https://clc.gios.gov.pl/>

w fazie budowy jest niezmiernie trudne. Największa emisja zanieczyszczeń do powietrza występować będzie w fazie robót ziemnych.

Wielkość emisji zanieczyszczeń do powietrza w fazie budowy obliczono na podstawie poniższej specyfikacji przewidywanej liczby pojazdów ciężkich (w tym koparki, koparko-ładowarki, spycharki, wywrotki, dźwigi itp.), które będą obsługiwać plac budowy oraz przywozić i odwozić materiały oraz urządzenia w poszczególnych miesiącach trwania budowy. W przypadku analizowanego projektu, ze względu na wczesną fazę zaawansowania prac projektowych szczegółowy harmonogram budowy nie został jeszcze opracowany. Poniższa specyfikacja została opracowana na podstawie rzeczywistych danych dotyczących realizacji innego obiektu przemysłowego o podobnej skali - spodziewać się należy, że w przypadku analizowanej instalacji harmonogram prac będzie podobny.

Tabela 5. Specyfikacja przewidywanej ilości pojazdów ciężkich, które przemieszczać się będą po placu budowy w poszczególnych miesiącach robót (* - wartość maksymalna)

Ciężkie pojazdy z wyposażeniem oraz pojazdy budowy		Miesiąc budowy	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
pojazdy obsługujące plac budowy	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy	poj./dzień	38	44	48	49*	20	26	26	22	22	24
	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy	poj./mies.	988	1144	1248	1274*	520	676	676	572	572	624
pojazdy przywożące i odwożące materiały i urządzenia	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy przemieszczających się	poj./dzień	77	89	96	98*	41	53	53	43	43	48
	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy przemieszczających się	poj./mies.	2002	2314	2496	2548*	1066	1378	1378	1118	1118	1248
Ciężkie pojazdy z wyposażeniem oraz pojazdy budowy		Miesiąc budowy	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
pojazdy obsługujące plac budowy	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy	poj./dzień	24	22	11	10	10	10	10	10	8	8
	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy	poj./mies.	624	572	286	260	260	260	260	260	208	208

pojazdy przywożące i odwożące materiały i urządzenia	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy przemieszczających się	poj./dzień	48	43	22	19	19	19	19	19	17	17	
	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy przemieszczających się	poj./mies.	1248	1118	572	494	494	494	494	494	442	442	
Ciężkie pojazdy z wyposażeniem oraz pojazdy budowy			Miesiąc budowy	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30 i 31
pojazdy obsługujące plac budowy	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy	poj./dzień	6	6	5	5	4	4	4	0	0	0	
	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy	poj./mies.	156	156	130	130	104	104	104	0	0	0	
pojazdy przywożące i odwożące materiały i urządzenia	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy przemieszczających się	poj./dzień	12	12	10	10	7	7	7	0	0	0	
	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy przemieszczających się	poj./mies.	312	312	260	260	182	182	182	0	0	0	

Do obliczenia wielkości emisji do powietrza przyjęto następujące założenia:

- Prace z użyciem ciężkiego sprzętu budowlanego prowadzone będą w godzinach dziennych (od godz. 6 do godz. 22), tj. maksymalnie przez 16 godzin na dobę;
- Liczba dni roboczych w miesiącu: 26;
- Typowe zużycie paliwa (oleju napędowego) dla 1 szt. ciężkiego sprzętu budowlanego: 6 dm³/mth;
- Efektywny czas pracy sprzętu budowlanego dla pojazdów obsługujących plac budowy: 50%, tj. przyjęto, że w ciągu 2 godzin zegarowych każda z maszyn średnio przepracuje 1 mth (jedną motogodzinę);
- Ciężar oleju napędowego: 0,82 kg/dm³,

- Czas przebywania samochodu ciężarowego (z włączonym silnikiem) przywożącego lub odwożącego materiały i urządzenia na placu budowy podczas jednego kursu: 15 minut,
- Zawartość siarki w paliwie - 10 mg/kg (wg Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 9 października 2015 r. w sprawie wymagań jakościowych dla paliw ciekłych - Dz. U. z 2015 r., poz. 1680, z późn. zm.). Założono całkowite utlenienie siarki do SO₂ w procesie spalania - wskaźnik emisji dwutlenku siarki 0,02 g SO₂/kg paliwa;
- Emisje jednostkowe tlenków azotu, NMLZO, tlenku węgla i pyłu ze spalania 1 kg oleju napędowego przyjęto za opracowaniem EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 (wskaźniki emisji dla grupy 'Non-road mobile sources and machinery');
- Przyjęto, że 100% Niemetanowych Lotnych Związków Organicznych (NMLZO) stanowić będzie mieszanina węglowodorów (HC) zawartych w paliwie, które nie uległy spalaniu; przyjęto, że emisja węglowodorów aromatycznych stanowić może do 35% sumy węglowodorów (HC), pozostałe 65% stanowić będą węglowodory alifatyczne (Źródło: Ekologiczne problemy silników spalinowych Tom 1, Jerzy Merkiś, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, 1998 r.).

Emisję maksymalną godzinową do powietrza z pojazdów obsługujących plac budowy obliczono zgodnie z poniższym wzorem:

$$E_i^{\max} = n \cdot Z \cdot t \cdot \gamma \cdot W_i \cdot 10^{-3} \quad [\text{kg/h}]$$

n – maksymalna liczba ciężkich maszyn pracujących jednocześnie na placu budowy [-]

Z – zużycie paliwa na godzinę pracy 1 urządzenia [dm³/mth]

t – efektywny czas pracy urządzenia [%]

γ – ciężar oleju napędowego [kg/dm³]

W_i – emisja jednostkowa i-tego zanieczyszczenia z silnika spalinowego [g/kg]

Emisję całkowitą do powietrza z pojazdów obsługujących plac budowy (całkowita emisja z prac trwających 31 miesięcy) obliczono zgodnie z poniższym wzorem:

$$E_i = \frac{W_i \cdot \gamma \cdot \sum_{k=1}^n Z \cdot t \cdot n_k \cdot h}{10^6} \quad [\text{Mg}]$$

W_i – emisja jednostkowa i-tego zanieczyszczenia z silnika spalinowego [g/kg paliwa]

γ – ciężar oleju napędowego [kg/dm³]

Z – zużycie paliwa na godzinę pracy 1 urządzenia [dm³/mth]

t – efektywny czas pracy urządzenia [%]

n_k – liczba urządzeń na placu robót w k-tym miesiącu budowy [-]

h- liczba godzin roboczych w miesiącu: 26 dni x 16 h/dzień = 416 h/miesiąc

Emisję maksymalną godzinową do powietrza z ruchu samochodów ciężarowych przywożących lub odwożących materiały i urządzenia obliczono zgodnie z poniższym wzorem:

$$E_i^{\max} = W_i \cdot \gamma \cdot n \cdot t \cdot Z \cdot 10^{-3} \quad [\text{kg/h}]$$

W_i – emisja jednostkowa i-tego zanieczyszczenia z silnika spalinowego [g/kg]
 γ – ciężar oleju napędowego [kg/dm³]
 n – ilość kursów samochodów na godzinę (maks. ilość kursów/dobę ÷ 16 godzin pracy) [-]
 t – czas przebywania samochodu ciężarowego na placu budowy podczas 1 kursu [h]
 Z – zużycie paliwa na godzinę pracy samochodu ciężarowego [dm³/h]

Emisję całkowitą do powietrza z ruchu samochodów ciężarowych przywożących lub odwożących materiały i urządzenia (całkowita emisja z prac trwających 31 miesięcy) obliczono zgodnie z poniższym wzorem:

$$E_i = \frac{W_i \cdot \gamma \cdot \sum_{k=1}^n n_k \cdot t \cdot Z}{10^6} \quad [\text{Mg}]$$

W_i – emisja jednostkowa i-tego zanieczyszczenia z silnika spalinowego [g/kg paliwa]
 γ – ciężar oleju napędowego [kg/dm³]
 n_k – ilość kursów samochodów na miesiąc w k-tym miesiącu trwania prac [kursy/miesiąc]
 t – czas przebywania samochodu ciężarowego na placu budowy podczas 1 kursu [h]
 Z – zużycie paliwa na godzinę pracy samochodu ciężarowego [dm³/h]

Tabela 6. Szacunkowa wielkość emisji zanieczyszczeń z placu budowy – emisja maksymalna 1-godzinna

Substancja	Wskaźnik emisji W [g/kg paliwa]	Emisja maksymalna 1-godzinna [kg/h]		
		Pojazdy obsługujące plac budowy	Pojazdy przywożące i odwożące materiały i urządzenia	Ogółem
Tlenki azotu (NO _x)	32,629	3,933	0,246	4,179
NMVOOC	3,377	0,407	0,025	0,433
Tlenek węgla (CO)	10,774	1,299	0,081	1,380
Pył ogółem (TSP), , w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5*	2,104	0,254	0,016	0,269
Dwutlenek siarki (SO ₂)	0,02	0,0024	0,00015	0,003
Węglowodory alifatyczne (HC al.)	2,195	0,265	0,017	0,281
Węglowodory aromatyczne (HC ar.)	1,182	0,142	0,009	0,151

* - w przypadku pyłu emitowanego ze spalania paliw ciekłych pył drobnych frakcji stanowić może do 100% emisji pyłu ogółem

Tabela 7. Szacunkowa wielkość emisji zanieczyszczeń z placu budowy – emisja całkowita

Substancja	Wskaźnik emisji W [g/kg paliwa]	Emisja całkowita z prac budowlanych [Mg]		
		Pojazdy obsługujące plac budowy	Pojazdy przywożące i odwożące materiały i urządzenia	Ogółem
Tlenki azotu (NO _x)	32,629	15,894	0,989	16,883
NMVOOC	3,377	1,645	0,102	1,747
Tlenek węgla (CO)	10,774	5,248	0,327	5,575
Pył ogółem (TSP), , w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5*	2,104	1,025	0,064	1,089
Dwutlenek siarki (SO ₂)	0,02	0,010	0,001	0,010
Węglowodory alifatyczne (HC al.)	2,195	1,069	0,067	1,136
Węglowodory aromatyczne (HC ar.)	1,182	0,576	0,036	0,612

* - w przypadku pyłu emitowanego ze spalania paliw ciekłych pył drobnych frakcji stanowić może do 100% emisji pyłu ogółem

Okresowo wymienione emisje o charakterze niezorganizowanym mogą być dokuczliwe, ale biorąc pod uwagę przejściowy charakter prac budowlanych należy uznać, że etap ten nie spowoduje trwałych negatywnych zmian w środowisku. Podczas trwania budowy możliwe jest istotne ograniczenie wielkości emisji poprzez stosowanie technicznych i organizacyjnych metod prowadzenia robót, takich jak:

- wyłączanie silników w trakcie postoju bądź załadunku maszyn budowlanych i pojazdów ciężarowych,
- prowadzenie prac budowlanych przy użyciu sprzętu budowlanego w dobrym stanie technicznym,
- przewożenie materiałów sypkich samochodami wyposażonymi w plandeki ograniczające pylenie;
- wprowadzenie ograniczenia prędkości pojazdów po placu budowy;
- sprzątanie placu budowy za pomocą urządzeń zaopatrzonych w rozwiązania techniczne ograniczające unos pyłu (np. zastosowanie zamiatarek ssących);
- w razie wystąpienia niekorzystnych warunków atmosferycznych (np. silnego wiatru przy braku opadów) - przykrywanie hałd materiałów sypkich plandekami i/lub zraszanie wodą;
- stosowanie mieszanek betonowych wytwarzanych w zewnętrznych wytwórniach, w celu ograniczenia mieszania materiałów sypkich na placu budowy do niezbędnego minimum;
- wykonywanie cięcia elementów betonowych w płaszczu wodnym (tzw. cięcie „na mokro”).

1.3 Emisje do atmosfery i oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie eksploatacji

Planowane przedsięwzięcie inwestycyjne PKN ORLEN S.A. na terenie zakładu w Płocku, dla którego w niniejszym opracowaniu wykonano ocenę oddziaływania na jakość powietrza, obejmuje zakres ISBL²:

1. Budowę nowej głównej Instalacji Etylenowej wytwarzającej olefiny w procesie krakingu parowego:
 - Instalacja Etylenowa (Steam Cracker/SC) – obiekty 2000.
2. Budowę instalacji współpracujących z główną instalacją (tzw. instalacji peryferyjnych) obszarów ISBL – obiekty 3000:
 - Instalacja Eteru ETBE (ETBE) – obiekty 3200,
 - Instalacja Ekstrakcji Styrenu (SE) – obiekty 3300,
 - Instalacja Uwodornienia Benzyny Pirolicznej (PGH I/II) – obiekty 3400,
 - Instalacja Tlenku Etylenu i Glikolu III (EO/EG) – obiekty 3600.
3. Budowę infrastruktury ISBL - obiekty 4000:
 - ISBL budynków podstacji, sterowni i administracji – obiekty 4100,
 - ISBL jednostki uzdatniania kondensatu (CTU) – obiekty 4200,
 - ISBL mediów / obiektów pomocniczych, w tym dróg, chodników, parkingów – obiekty 4300,
 - ISBL połączeń między obiektowych – obiekty 4400,
 - ISBL jednostki chłodzenia wody obiegowej – obiekty 4500,
 - ISBL instalacji spalania paliw (EC II) – obiekty 4600,
 - ISBL systemu dystrybucji mocy – obiekty 4700,
 - ISBL systemu sterowania i transmisji danych – obiekty 4800,
 - ISBL sieci podziemnych – obiekty 4900.

Ponadto, planowane przedsięwzięcie obejmuje instalacje i systemy wchodzące w zakres OSBL³ (obiekty 6000):

1. instalacje wodne – obiekty 6100:
 - instalacja poboru i transportu wody surowej – obiekty 61110,
 - instalacja produkcji wody zdekarbonizowanej – obiekty 6120,
 - instalacja wydzielania osadów - obiekty 6121,
 - instalacja produkcji wody technologicznej – obiekty 6130,
 - instalacja produkcji wody chłodniczej - obiekty 6140,
 - instalacja produkcji wody pitnej – obiekty 6150,
 - instalacja produkcji wody gospodarczej – obiekty 6160,
 - instalacja produkcji wody przeciwpożarowej – obiekty 6170,
2. para, kondensat, uzdatnianie wody – obiekty 6200:
 - stacja demineralizacji wody – obiekty 6220,
 - stacja uzdatniania kondensatu – obiekty 6230,
 - węzeł mieszania i odgazowania wody zdemineralizowanej – obiekty 6250,
3. gazy techniczne - obiekty 6300, w tym system gazu ziemnego (obiekty 6340),
4. system pochodni - obiekty 6400,

² ISBL - ang. Inside Battery Limit – obszar, na którym zlokalizowane są zasadnicze instalacje produkcyjne

³ OSBL - z ang. Outside Battery Limits - instalacje i systemy energetyczne, pomocnicze i infrastrukturalne

5. infrastruktura OSBL – obiekty 6600:

- podstacje elektryczne oraz pomieszczenia szaf sterowniczych - obiekty 6610,
- systemy dystrybucji mocy – obiekty 6620,
- systemy sterowania i transmisji danych – obiekty 6630,
- budynki administracyjne – obiekty 6640,
- dystrybucja mocy, urządzenia elektryczne – obiekty 6650,
- orurowanie podziemne / orurowanie p.poż, w tym nowy kolektor EC Header- obiekty 6660,
- główna zakładowa sieć dystrybucji energii elektrycznej – obiekty 6680,

6. Park zbiorników surowcowych i stanowisk rozładowniczych- obiekty 6700,

7. Park zbiorników produktowych i stanowisk załadowniczych – obiekty 6800,

8. Połączenia między obiektowe – obiekty 6900:

- Rurociągi i estakady między obiektowe – obiekty 6910,
- Drogi, chodniki i parkingi oraz ogrodzenia – obiekty 6920.

Na podstawie analizy dostępnych danych o planowanej inwestycji zidentyfikowano niżej wyszczególnione źródła emisji substancji do powietrza w fazie eksploatacji. Zgodnie z udostępnioną dokumentacją, projektuje się następujące źródła emisji substancji, dla których określone są dopuszczalne poziomy substancji w powietrzu lub wartości odniesienia (tzw. substancje normowane):

Instalacja Etylenowa (Steam Cracker/SC):

- 5 pieców pirolitycznych do krakingu parowego, o nominalnej mocy cieplnej każdego z pieców wynoszącej do 138,26 MW_{th} – obiekty N-BA-2111, N-BA-2121, N-BA-2131, N-BA-2141, N-BA-2151, będących źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazu metanowego z Instalacji Etylenowej i/lub gazu ziemnego - emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM₁₀ i PM_{2,5}); w związku z planowanym montażem selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) w celu redukcji emisji tlenków azotu, zachodzić będzie również resztkowa emisja nieprzereagowanego amoniaku; ponadto zachodzić będzie emisja pyłu (w tym pyłu PM₁₀ i PM_{2,5}) oraz tlenku węgla podczas cyklicznego odkoksowania pieców – emisja z odkoksowników N-FA-2101 i N-FA-2105.

Instalacja Uwodornienia Benzyny Pirolitycznej (PGH):

- piec technologiczny – podgrzewacz wsadu, o nominalnej mocy cieplnej wynoszącej 1,08 MW_{th} – obiekt N-BA-3401, będący źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazu metanowego z Instalacji Etylenowej lub gazu ziemnego – emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM₁₀ i PM_{2,5}).

Instalacja Tlenku Etylenu i Glikolu III (EO/EG):

- dopalacz katalityczny – obiekt N-X-3620 – przeznaczony do dopalania związków organicznych zawartych w gazach procesowych odprowadzanych z instalacji EO/EG, zaopatrzonego w palnik o nominalnej mocy cieplnej 1,3 MW_{th} – emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM₁₀ i PM_{2,5}), jak również resztkowych (nie spalonych) lotnych związków organicznych (LZO), w tym tlenku etylenu i węglowodorów alifatycznych; zakładana skuteczność usuwania LZO przez dopalacz katalityczny – 99%;

- kocioł odzysknicowy ciepła odpadowego o nominalnej mocy cieplnej 13 MW_{th}, – obiekt N-BA-3690, będący źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazów procesowych z instalacji EO/EG–

emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5) oraz amoniaku, jak również resztkowych (nie spalonych) lotnych związków organicznych (LZO), w tym tlenku etylenu.

Instalacja spalania paliw (EC II):

- 3 kotły do wytwarzania pary technologicznej (2 pracujące + 1 rezerwowy), o nominalnej mocy cieplnej każdego kotła wynoszącej ok. 360 MW_{th} – obiekty N-X-4601 A, N-X-4601 B i N-X-4601 C, będące źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazu metanowego z Instalacji Etylenowej lub gazu ziemnego - tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5), w związku z planowanym montażem selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) w analizie uwzględniono dodatkowo emisję amoniaku.

Zbiorniki magazynowe surowców i produktów:

- 2 zbiorniki magazynowe oleju napędowego, oznaczone symbolami N-FB-16 A i N-FB-16 B, zaopatrzone w dachy stałe z zaworami oddechowymi, będące źródłem niezorganizowanej emisji węglowodorów alifatycznych;

- 3 zbiorniki magazynowe benzyny średniej zaopatrzone w dachy pływające – obiekty N-FB-12, N-FB-13A, N-FB-13B, będące źródłem niezorganizowanej emisji lotnych składników benzyn -węglowodorów alifatycznych, benzenu, toluenu i ksylenu;

- 3 zbiorniki magazynowe styrenu Z-1S, Z-2S oraz Z-9S z dachem stałym wyposażone w układ chłodzenia oraz filtr węglowy wychwytyjący ok. 90% styrenu w fazie gazowej emitowanego przez zbiornik podczas czynności operacyjnych; w przestrzeni nad lustrem cieczy przewidziana jest ponadto poduszka azotowa.

Pozostałe projektowane zbiorniki magazynowe surowców i produktów będą hermetyczne i ich napełnianie również odbywać się będzie w sposób hermetyczny, bądź będą w nich magazynowane substancje o niskiej prężności par. Dla zbiorników tych projektuje się następujące rozwiązania eliminujące emisję do atmosfery:

- N-FB-10 A/B (benzyna lekka) – zbiorniki sferyczne – hermetyzacja, wahadło gazowe ze stacją rozładunkową;
- N-FB-11 (benzyna lekka) – zbiornik sferyczny – hermetyzacja, wahadło gazowe ze stacją rozładunkową;
- N-FB-14 A/B (n-Butan) – zbiorniki sferyczne – hermetyzacja, wahadło gazowe ze stacją rozładunkową;
- ZB-7 (LPG) – zbiornik sferyczny – hermetyzacja;
- N-FB-15 A/B (frakcja C4 pirolityczna) – zbiorniki sferyczne – hermetyzacja, wahadło gazowe ze stacją rozładunkową;
- Z-3D, Z-4D, Z-5T, Z-6T (Glikole (DEG, TEG) – zbiorniki cylindryczne – medium nie rozpatrywane pod kątem emisji do atmosfery ze względu na niską prężność par (0.008 hPa przy 25 °C dla DEG i 0.000655 hPa przy 24.7 °C, wg bazy danych ECHA⁴);
- E-FB-721 (Etylen) – zbiornik kriogeniczny – hermetyzacja – zawrót oparów ze zbiornika na Instalację Etylenową;

⁴ European Chemicals Agency (<https://echa.europa.eu/pl/information-on-chemicals>)

- B5/5, B5/6, B5/7 (Propylen) – zbiornik walczakowy – hermetyzacja – wahadło gazowe ze stacją załadunkową;
- T-801 D/E/F/G (Tlenek Etylenu) – zbiorniki sferyczne – hermetyzacja – wahadło gazowe ze stacją załadunkową;
- B1/1, B1/2, B1/3, B1/4 (Butadien) – zbiorniki sferyczne – hermetyzacja – wahadło gazowe ze stacją załadunkową;
- ZB-6 (Rafinat 2) – zbiornik sferyczny – hermetyzacja;
- ZB-8 (Izobutylen) – zbiornik sferyczny – hermetyzacja.

Pochodnia (flara):

- obiekt 6410X-1 – będąca źródłem emisji z dopalania gazów procesowych, które będą zrucane na pochodnię w warunkach odbiegających od normalnych: podczas rozruchów, wyłączeń i ewentualnych awarii, jak również spalania gazu metanowego z Instalacji Etylenowej w palniku pilotowym pochodni – emisja tlenków azotu, tlenku węgla, pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5) i Lotnych Związków Organicznych (węglowodorów alifatycznych, benzenu, toluenu, cykloheksanu).

Pozostałe (inne niż wyżej wymienione) projektowane instalacje i obiekty nie będą źródłem emisji zanieczyszczeń do powietrza.

Planuje się, że analizowane instalacje będą eksploatowane całodobowo, w trybie ciągłym, wyłączając postoje związane z pracami konserwacyjno-remontowymi.

Poniżej przedstawiono parametry emitorów, jak również przewidywane wielkości emisji z wyżej wyszczególnionych źródeł, określone przez projektanta.

A. EMISJA ZORGANIZOWNA

Piece pirolityczne do krakingu parowego – 5 szt. (obiekty N-BA-2111, N-BA-2121, N-BA-2131, N-BA-2141, N-BA-2151)

Zgodnie z danymi projektowymi, przewidywane natężenia przepływu spalin z pieców pirolitycznych będą następujące:

Tabela 8. Natężenia przepływu gazów z pieców pirolitycznych dla stanu projektowego (wg założeń technologicznych)

Piec	Natężenie przepływu gazów (kg/h)	
	Okres zimowy	Okres letni
Piece zasilane benzyną (2 szt.) – sumaryczny przepływ gazów z 2 pieców	424 738	410 250
Piec hybrydowy zasilany benzyną i LPG (1 szt.)	173 436	0
Piec zasilany LPG (1 szt.)	0	170 304
Piec hybrydowy zasilany benzyną i etanem (1 szt.)	163 222	155 492
Suma	761 396	736 046

źródło: HYUNDAI ENGINEERING CO., LTD. (HEC), TÉCNICAS REUNIDAS, S.A. (TR)

Przewidywany skład gazów spalinowych jest następujący:

Tabela 9. Przewidywany skład gazów spalinowych z pieców pirolitycznych (wg założeń technologicznych)

Substancja, jednostka	Okres zimowy	Okres letni
Azot, %mol	70,8	70,8
Tlen, %mol	1,7	1,7
Dwutlenek węgla, %mol	7,6	7,6
Woda, %mol	19,9	19,9
NO _x , mg/Nm ³ (gaz suchy) przy 3% tlenu	≤ 60	≤ 60
CO, ppmvd (ppm, gaz suchy) przy 3% tlenu	≤ 50	≤ 50
Cząstki stałe (pył), mg/Nm ³ przy 3% tlenu	≤ 5	≤ 5
SO ₂ , mg/Nm ³	≤ 10	≤ 10
NH ₃ , mg/Nm ³	≤ 10	≤ 10

źródło: HYUNDAI ENGINEERING CO., LTD. (HEC), TÉCNICAS REUNIDAS, S.A. (TR)

Maksymalne natężenie przepływu gazów spalinowych z 1 pieca pirolitycznego o mocy 138,26 MW_{th} zostało określone przez autorów projektu technologicznego na poziomie V_N = 227 446 Nm³/h.

Przy uwzględnieniu objętościowego udziału pary wodnej na poziomie 19,9% (udział objętościowy jest równy udziałowi molowemu), natężenie przepływu gazu suchego wyniesie:

$$V_{SS} = 227\,446 \text{ Nm}^3/\text{h} \times (1 - 0,199) = 182\,184 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Natężenie przyływu gazu suchego przy 3% tlenu w spalinach wyniesie:

$$V_{SS, 3\%O_2} = 182184 \cdot \frac{21 - 1,7}{21 - 3} = 195\,342 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Poziomy emisji maksymalnej z 1 pieca w warunkach normalnej eksploatacji będą więc następujące:

$$\text{Emisja NO}_x: 60 \text{ mg/Nm}^3 \times 195\,342 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 11,72 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja CO: } 50 / 10^6 \times 195\,342 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^3 \div 22,4 \text{ dm}^3/\text{mol} \times 28 \text{ g/mol} \times 10^{-3} = 12,21 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja Pyłu (założono 100\% PM}_{10} \text{ i PM}_{2,5}): 5 \text{ mg/Nm}^3 \times 195\,342 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,9767 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja SO}_2: 10 \text{ mg/Nm}^3 \times 227\,446^{(5)} \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 2,2745 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja NH}_3: 10 \text{ mg/Nm}^3 \times 227\,446^{(5)} \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 2,2745 \text{ kg/h}$$

⁵ wg danych źródłowych, stężenia SO₂ i NH₃ zostały odniesione do strumienia spalin mokrych w warunkach normalnych bez przeliczenia na gaz suchy i bez korekty ze względu na zawartość tlenu; z tego względu, do obliczeń emisji 1-godzinnej przyjęto natężenie przepływu spalin V_N = 227 446 Nm³/h

Emisje roczne z 1 pieca będą nie wyższe, niż:

$$\text{Emisja NO}_x: 11,72 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 93,8 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja CO: } 12,21 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 97,7 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja Pyłu (założono 100\% PM}_{10} \text{ i PM}_{2,5}): 0,9767 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 7,81 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja SO}_2: 2,2745 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 18,196 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja NH}_3: 2,2745 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 18,196 \text{ Mg/rok}$$

Każdy z pieców pirolitycznych będzie zaopatrzony w niezależny emitör o następujących parametrach:

- Wysokość: $h = 82 \text{ m}$
- maksymalna średnica wewnętrzna w miejscu wylotu: $d = 2,2 \text{ m}$
- Temperatura spalin: $T = 387 \text{ K}$
- Rzeczywiste natężenie przepływu gazów na wylocie z emitora:
 $V = 227\,446 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 387 / 273,15 = 322\,246 \text{ m}^3/\text{h}$
- Prędkość wylotowa:
 $v = 322\,246 / (3600 \times 3,14 \times 1,1^2) = 23,6 \text{ m/s}$

Odkoksowniki pieców pirolitycznych (obiekty N-FA-2101 i N-FA-2105)

Podczas krakingu termicznego przebiegającego w węzownikach pieców pirolitycznych następuje rozerwanie wiązań węglowodorów. Reakcji tej towarzyszą inne wtórne procesy, w wyniku których powstaje koks - związek składający się z dużej ilości atomów węgla, a małej wodoru. Koks odkłada się wewnątrz węzownic ograniczając przepływ i wymię ciepła - wewnątrz pieca panuje temperatura około 1200 st. C, a temperatura medium wewnątrz węzownicy wynosi około 815 do 866 st. C. W celu wykonania odkoksowania, do węzownicy wprowadza się mieszaninę pary i powietrza. Koks w obecności powietrza w wysokiej temperaturze ulega spaleni. Użycie pary w procesie wypalania jest niezbędne, aby uniknąć miejscowego przegrzania w wyniku energii wytworzonej w wyniku reakcji egzotermicznej koksu z gorącym powietrzem. W miarę postępu procesu odkoksowania, stopniowo zwiększa się udział powietrza i ogranicza udział pary podnosząc jednocześnie temperaturę w piecu – finalnie w węzownicy znajduje się samo powietrze. Po takiej operacji węzownice są ponownie czyste wewnątrz. Spaliny z procesu odkoksowania kierowane do odkoksownika (cyklonu). Górą odkoksownika zostają odprowadzone resztki pary i gazy ze spalania, dołem do zasobnika spływa zaś kondensat wraz z resztą substancji stałych. Technika ta spełnia wymagania dla techniki odpylania na mokro.

Zakłada się czas eksploatacji projektowanej instalacji do krakingu parowego na poziomie 8000 godzin w roku, przy czym piece co 45 dni będą poddawane odkoksowaniu – 1 odkoksowanie trwać będzie ok. 1 doby. Przyjęto, że w ciągu roku każdy z pieców będzie poddawany odkoksowaniu maksymalnie 8 razy, tj. czas emisji z odkoksowania każdego z pieców wyniesie 192 h/rok.

Przewidywany skład gazów z odkoksowania jest następujący:

Tabela 10. Przewidywany skład gazów z odkoksowania pieców pirolitycznych (wg założeń technologicznych)

Substancja lub parametr, jednostka	Wartość
Azot, %mol	12,5
Tlen, %mol	3,3
Tlenek węgla, %mol	0 - 3
Dwutlenek węgla, %mol	0 - 3
Natężenie przepływu, Nm ³ /h	56 439
Emisja pyłu (za odpylaczem), mg/Nm ³	30

źródło: HYUNDAI ENGINEERING CO., LTD. (HEC), TÉCNICAS REUNIDAS, S.A. (TR)

Zakładając udział tlenku węgla na poziomie 3% objętości strumienia gazów, wielkość emisji jednogodzinnej tlenku węgla z 1 odkoksownika wyniesie:

$$E_{CO, 1h} = 56\,439 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 0,03 \times 10^3 \div 22,4 \text{ dm}^3/\text{mol} \times 28 \text{ g/mol} \times 10^{-3} = 2116,46 \text{ kg/h}$$

Wielkość emisji jednogodzinnej pyłu z 1 odkoksownika wyniesie:

$$E_{PM, 1h} = 30 \text{ mg/Nm}^3 \times 56\,439 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 1,69317 \text{ kg/h}$$

Przyjęto, że 100% pyłu za urządzeniem odpylającym, tj. cyklonem mokrym o deklarowanej skuteczności odpylania 99,9% (skuteczność dla cząstek pyłu > 5µm) stanowić będzie pył PM10 i PM2,5.

Sumaryczna wielkość emisji rocznej z odkoksowników wyniesie:

$$E_{CO, rok} = 2116,46 \text{ kg/h} \times 5 \text{ pieców} \times 192 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 2031,8 \text{ Mg/rok}$$

$$E_{PM, rok} = 1,69317 \text{ kg/h} \times 5 \text{ pieców} \times 192 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 1,62544 \text{ Mg/rok}$$

Dla projektowanych pieców pirolitycznych projektuje się 2 odkoksowniki, oznaczone symbolami projektowymi N-FA-2101 i N-FA-2105. Przyjęto, że strumień gazów z odkoksowania każdego z pieców może być kierowany na dowolny z w/w odkoksowników, przy czym w danym momencie odkoksowaniu poddawany będzie 1 piec. Sumaryczny czas trwania operacji odkoksowania nie przekroczy 960 godzin w roku (5 pieców x 192 h/rok). Dla potrzeb obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń przyjęto, że czas emisji będzie się rozkładał po połowie na każdy z odkoksowników (po 480 godz./rok). Odkoksowniki posiadać będą emitery o następujących parametrach:

- minimalna wysokość: $h = 32 \text{ m}$
- maksymalna średnica wewnętrzna w miejscu wylotu: $d = 1,2 \text{ m}$
- Temperatura gazów: $T = 605 \text{ K}$
- Rzeczywiste natężenie przepływu gazów na wylocie z emitora:
 $V = 56\,439 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 605 / 273,15 = 125\,007 \text{ m}^3/\text{h}$
- Prędkość wylotowa:
 $v = 125\,007 / (3600 \times 3,14 \times 0,6^2) = 30,7 \text{ m/s}$

Piec technologiczny – podgrzewacz wsadu PGH (obiekt N-BA-3401)

Piec technologiczny – podgrzewacz wsadu PGH (obiekt N-BA-3401) opalany będzie gazem metanowym z Instalacji Etylenowej. Jako paliwo wspomagające stosowany będzie gaz ziemny wysokometanowy. Nominalna moc cieplna pieca (wprowadzona w paliwie) wyniesie ok.1,08 MW.

Zgodnie z informacją uzyskaną od potencjalnego dostawcy technologii, natężenie przepływu spalin z pieca wyniesie $V = 1607 \text{ Nm}^3/\text{h}$, zaś wielkości emisji zanieczyszczeń kształtować się będą na następujących poziomach (odniesionych do objętości gazu suchego przy zawartości 3% tlenu w spalinach):

- tlenki azotu NO_x: 100 mg/Nm³
- tlenek węgla CO: 100 mg/Nm³
- dwutlenek siarki SO₂: 10 mg/Nm³
- pył: 5 mg/Nm³

Przy przewidywanym natężeniu przepływu spalin, poziomy emisji będą następujące:

Emisja maksymalna jednogodzinna:

$$E_{\text{NO}_x, 1\text{h}} = 100 \text{ mg/Nm}^3 \times 1607 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,1607 \text{ kg/h}$$

$$E_{\text{CO}, 1\text{h}} = 100 \text{ mg/Nm}^3 \times 1607 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,1607 \text{ kg/h}$$

$$E_{\text{SO}_2, 1\text{h}} = 10 \text{ mg/Nm}^3 \times 1607 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,01607 \text{ kg/h}$$

$$E_{\text{PM}, 1\text{h}} = 5 \text{ mg/Nm}^3 \times 1607 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,008035 \text{ kg/h}$$

Emisja roczna:

$$E_{\text{NO}_x, \text{rok}} = 0,1607 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 1,2856 \text{ Mg/rok}$$

$$E_{\text{CO}, \text{rok}} = 0,1607 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 1,2856 \text{ Mg/rok}$$

$$E_{\text{SO}_2, \text{rok}} = 0,01607 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 0,12856 \text{ Mg/rok}$$

$$E_{\text{PM}, \text{rok}} = 0,008035 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 0,06428 \text{ Mg/rok}$$

Przyjęto, że 100% pyłu za spalania paliwa gazowego stanowić będzie pył PM10 i PM2,5.

Piec technologiczny – podgrzewacz wsadu PGH będzie zaopatrzony w emitorek o następujących parametrach:

- minimalna wysokość: $h = 30 \text{ m}$
- maksymalna średnica wewnętrzna w miejscu wylotu: $d = 0,5 \text{ m}$
- Temperatura spalin: $T = 566 \text{ K}$
- Rzeczywiste natężenie przepływu gazów na wylocie z emitora:
 $V = 1607 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 566 / 273,15 = 3330 \text{ m}^3/\text{h}$
- Prędkość wylotowa:
 $v = 3330 / (3600 \times 3,14 \times 0,25^2) = 4,7 \text{ m/s}$

Dopalacz katalityczny instalacji EO/EG (obiekt N-X-3620)

Dopalacz katalityczny (obiekt N-X-3620) przeznaczony będzie do dopalania związków organicznych zawartych w gazach procesowych odprowadzanych z instalacji tlenku etylenu i glikoli (EO/EG). Dopalacz zaopatrzony będzie w palnik o nominalnej mocy cieplnej 1,3 MW_{th}. Zakładana skuteczność dopalania LZO wynosi 99%. Przewidywany skład gazów spalinowych jest następujący:

Tabela 11. Przewidywany skład gazów spalinowych z dopalacza katalitycznego N-X-3620 (wg założeń technologicznych)

Substancja lub parametr, jednostka	Wartość
Dwutlenek węgla, %vol	61,8
Woda, %vol	15,9
Azot + Argon, %vol	19,3
Tlen, %vol	3,0
NO _x , mg/Nm ³ (gaz suchy)	≤ 10
CO, mg/Nm ³ (gaz suchy)	≤ 50
Cząstki stałe (pył), mg/Nm ³ (gaz suchy)	≤ 1
SO ₂ , mg/Nm ³ (gaz suchy)	≤ 5
Całkowite LZO, mg/Nm ³ (gaz suchy)	≤ 5
Tlenek etylenu, mg/Nm ³ (gaz suchy)	≤ 0,5

źródło: HYUNDAI ENGINEERING CO., LTD. (HEC), TÉCNICAS REUNIDAS, S.A. (TR)

Maksymalne natężenie przepływu gazów spalinowych z dopalacza zostało określone przez autorów projektu technologicznego na poziomie 19162 kg/h.

Gęstość spalin dla w/w składu objętościowego (wynikająca z mas molowych) wynosi 1,62595 kg/Nm³.

W związku z powyższym, masowy przepływ spalin w ilości 19 162 kg/h odpowiadać będzie objętościowemu natężeniu przepływu gazów: $V_N = 11\ 785\ \text{Nm}^3/\text{h}$.

Przy uwzględnieniu objętościowego udziału pary wodnej na poziomie 15,9%, natężenie przepływu gazu suchego wyniesie:

$$V_{SS} = 11\ 785\ \text{Nm}^3/\text{h} \times (1-0,159) = 9\ 911\ \text{Nm}^3/\text{h}$$

Poziomy emisji jednogodzinnej z dopalacza katalitycznego będą więc następujące:

$$\text{Emisja NO}_x: 10\ \text{mg}/\text{Nm}^3 \times 9911\ \text{Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,09911\ \text{kg}/\text{h}$$

$$\text{Emisja CO}: 50\ \text{mg}/\text{Nm}^3 \times 9911\ \text{Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,49555\ \text{kg}/\text{h}$$

$$\text{Emisja Pyłu (założono 100\% PM}_{10} \text{ i PM}_{2,5}): 1\ \text{mg}/\text{Nm}^3 \times 9911\ \text{Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,009911\ \text{kg}/\text{h}$$

$$\text{Emisja SO}_2: 5\ \text{mg}/\text{Nm}^3 \times 9911\ \text{Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,049555\ \text{kg}/\text{h}$$

$$\text{Emisja tlenku etylenu}: 0,5\ \text{mg}/\text{Nm}^3 \times 9911\ \text{Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,0049555\ \text{kg}/\text{h}$$

Emisja Całkowitego LZO: $5 \text{ mg/Nm}^3 \times 9911 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,049555 \text{ kg/h}$

Emisje roczne będą nie wyższe, niż:

Emisja NOx: $0,09911 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 0,79288 \text{ Mg/rok}$

Emisja CO: $0,49555 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 3,9644 \text{ Mg/rok}$

Emisja Pyłu (założono 100% PM10 i PM2,5): $0,009911 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 0,079288 \text{ Mg/rok}$

Emisja SO₂: $0,049555 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 0,39644 \text{ Mg/rok}$

Emisja tlenku etylenu: $0,0049555 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 0,039644 \text{ Mg/rok}$

Emisja Całkowitego LZO: $0,049555 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 0,39644 \text{ Mg/rok}$

Ze względu na skład gazów procesowych przyjęto, że 100% całkowitego LZO stanowią mogą węglowodory alifatyczne.

Dopalacz katalityczny będzie zaopatrzony w emitor o następujących parametrach:

- minimalna wysokość: $h = 20 \text{ m}$
- maksymalna średnica wewnętrzna w miejscu wylotu: $d = 1 \text{ m}$
- Temperatura spalin: $T = 508 \text{ K}$
- Rzeczywiste natężenie przepływu gazów na wylocie z emitora:
 $V = 11\,785 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 508 / 273,15 = 21\,918 \text{ m}^3/\text{h}$
- Prędkość wylotowa:
 $v = 21\,918 / (3600 \times 3,14 \times 0,5^2) = 7,8 \text{ m/s}$

Kocioł odzysknicowy ciepła odpadowego instalacji EO/EG (obiekt N-BA-3690)

Kocioł odzysknicowy ciepła odpadowego instalacji EO/EG (obiekt N-BA-3690) opalany będzie gazami procesowymi z instalacji EO/EG. Nominalna moc cieplna kotła (wprowadzona w paliwie) wyniesie 13 MW. Przewidywany skład gazów spalinowych jest następujący:

Tabela 12. Przewidywany skład gazów spalinowych z kotła odzysknicowego N-BA-3690 (wg założeń technologicznych)

Substancja lub parametr, jednostka	Wartość
Dwutlenek węgla, %vol	3,5
Woda, %vol	16,8
Azot + Argon, %vol	67,8
Tlen, %vol	11,8
NOx, mg/Nm ³ (gaz suchy)	≤ 50
CO, mg/Nm ³ (gaz suchy)	≤ 20

Substancja lub parametr, jednostka	Wartość
Cząstki stałe (pył), mg/Nm ³ (gaz suchy)	≤ 1
SO ₂ , mg/Nm ³ (gaz suchy)	≤ 5
NH ₃ , mg/Nm ³ (gaz suchy)	≤ 0,5
Całkowite LZO, mg/Nm ³ (gaz suchy)	≤ 1
Tlenek etylenu, mg/Nm ³ (gaz suchy)	≤ 0,5

źródło: HYUNDAI ENGINEERING CO., LTD. (HEC), TÉCNICAS REUNIDAS, S.A. (TR)

Maksymalne natężenie przepływu gazów spalinowych z kotła odzysknicowego zostało określone przez autorów projektu technologicznego na poziomie 35 614 kg/h.

Gęstość spalin dla w/w składu objętościowego (wynikająca z mas molowych) wynosi 1,219821 kg/Nm³.

W związku z powyższym, masowy przepływ spalin w ilości 35 614 kg/h odpowiadać będzie objętościowemu natężeniu przepływu gazów: $V_N = 29\,196 \text{ Nm}^3/\text{h}$.

Przy uwzględnieniu objętościowego udziału pary wodnej na poziomie 16,8%, natężenie przepływu gazu suchego wyniesie:

$$V_{SS} = 29\,196 \text{ Nm}^3/\text{h} \times (1 - 0,168) = 24\,291 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Poziomy emisji jednogodzinnej z kotła odzysknicowego będą więc następujące:

$$\text{Emisja NO}_x: 50 \text{ mg/Nm}^3 \times 24\,291 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 1,21455 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja CO: } 20 \text{ mg/Nm}^3 \times 24\,291 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,48582 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja Pyłu (założono 100\% PM}_{10} \text{ i PM}_{2,5}): 1 \text{ mg/Nm}^3 \times 24\,291 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,024291 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja SO}_2: 5 \text{ mg/Nm}^3 \times 24\,291 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,121455 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja NH}_3: 0,5 \text{ mg/Nm}^3 \times 24\,291 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,0121455 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja tlenku etylenu: } 0,5 \text{ mg/Nm}^3 \times 24\,291 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,0121455 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja Całkowitego LZO: } 1 \text{ mg/Nm}^3 \times 24\,291 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,024291 \text{ kg/h}$$

Emisje roczne będą nie wyższe, niż:

$$\text{Emisja NO}_x: 1,21455 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 9,7164 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja CO: } 0,48582 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 3,88656 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja Pyłu (założono 100\% PM}_{10} \text{ i PM}_{2,5}): 0,024291 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 0,194328 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja SO}_2: 0,121455 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 0,97164 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja NH}_3: 0,0121455 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 0,097164 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja tlenku etylenu: } 0,0121455 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 0,097164 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja Całkowitego LZO: } 0,024291 \text{ kg/h} \times 8000 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 0,194328 \text{ Mg/rok}$$

Ze względu na skład gazów procesowych przyjęto, że 100% całkowitego LZO stanowić mogą węglowodory alifatyczne.

Kocioł odzysknicowy będzie zaopatrzony w emitor o następujących parametrach:

- minimalna wysokość: $h = 20 \text{ m}$
- maksymalna średnica wewnętrzna w miejscu wylotu: $d = 1 \text{ m}$
- Temperatura spalin: $T = 623 \text{ K}$
- Rzeczywiste natężenie przepływu gazów na wylocie z emitora:
 $V = 29\,196 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 623 / 273,15 = 66\,590 \text{ m}^3/\text{h}$
- Prędkość wylotowa:
 $v = 66\,590 / (3600 \times 3,14 \times 0,5^2) = 23,6 \text{ m/s}$

Kotły parowe – 3 szt. (obiekty N-X-4601 A, N-X-4601 B i N-X-4601 C)

EC II zaopatrzona będzie w 3 kotły do wytwarzania pary technologicznej, o nominalnej mocy cieplnej ok. 360 MW_{th} każdy. Kotły będą opalane gazem metanowym z nowej Instalacji Etylenowej oraz gazem ziemnym. W warunkach normalnej eksploatacji pracować będą 2 z 3 kotłów (trzeci będzie rezerwowym).

Przewidywany skład gazów spalinowych jest następujący:

Tabela 13. Przewidywany skład gazów spalinowych z kotłów parowych N-X-4601 A, N-X-4601 B i N-X-4601 C (wg założeń technologicznych)

Substancja lub parametr, jednostka	Wartość
Dwutlenek węgla, %vol	8,59
Woda, %vol	18,51
Azot + Argon, %vol	71,21
Tlen, %vol	1,71
NO _x , mg/Nm ³ (gaz suchy) przy 3% tlenu	≤ 20
CO, mg/Nm ³ (gaz suchy) przy 3% tlenu	≤ 100
Cząstki stałe (pył), mg/Nm ³ (gaz suchy) przy 3% tlenu	≤ 5
SO ₂ , mg/Nm ³ (gaz suchy) przy 3% tlenu	≤ 10
NH ₃ , mg/Nm ³ (gaz suchy) przy 3% tlenu	≤ 10
Całkowite LZO, mg/Nm ³ (gaz suchy) przy 3% tlenu	≤ 0,6
PCDD/F, ng I-TEQ/Nm ³ (gaz suchy) przy 3% tlenu	≤ 0,012
Przepływ masowy spalin w nominalnym punkcie pracy, kg/h	510 106

źródło: HYUNDAI ENGINEERING CO., LTD. (HEC), TÉCNICAS REUNIDAS, S.A. (TR)

Gęstość spalin dla w/w składu objętościowego (wynikająca z mas molowych) wynosi $1,232026786 \text{ kg/Nm}^3$.

W związku z powyższym, masowy przepływ spalin w ilości $510\,106 \text{ kg/h}$ odpowiadać będzie objętościowemu natężeniu przepływu gazów: $V_N = 414\,038 \text{ Nm}^3/\text{h}$.

Przy uwzględnieniu objętościowego udziału pary wodnej na poziomie $18,51\%$, natężenie przepływu gazu suchego wyniesie:

$$V_{SS} = 414\,038 \text{ Nm}^3/\text{h} \times (1 - 0,1851) = 337\,400 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Natężenie przepływu gazu suchego przy 3% tlenu w spalinach wyniesie:

$$V_{SS, 3\%O_2} = 337400 \cdot \frac{21 - 1,71}{21 - 3} = 361\,580 \text{ Nm}^3/\text{h}$$

Poziomy emisji jednogodzinnej z 1 kotła parowego będą więc następujące:

$$\text{Emisja NOx: } 20 \text{ mg/Nm}^3 \times 361\,580 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 7,2316 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja CO: } 100 \text{ mg/Nm}^3 \times 361\,580 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 36,158 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja Pyłu (założono 100\% PM10 i PM2,5): } 5 \text{ mg/Nm}^3 \times 361\,580 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 1,8079 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja SO}_2: 10 \text{ mg/Nm}^3 \times 361\,580 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 3,6158 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja NH}_3: 10 \text{ mg/Nm}^3 \times 361\,580 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 3,6158 \text{ kg/h}$$

$$\text{Emisja Całkowitego LZO: } 0,6 \text{ mg/Nm}^3 \times 361\,580 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 10^{-6} = 0,216948 \text{ kg/h}$$

Emisje roczne z 1 kotła będą nie wyższe, niż:

$$\text{Emisja NOx: } 7,2316 \text{ kg/h} \times 8760 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 63,349 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja CO: } 36,158 \text{ kg/h} \times 8760 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 316,744 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja Pyłu (założono 100\% PM10 i PM2,5): } 1,8079 \text{ kg/h} \times 8760 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 15,837 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja SO}_2: 3,6158 \text{ kg/h} \times 8760 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 31,674 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja NH}_3: 3,6158 \text{ kg/h} \times 8760 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 31,674 \text{ Mg/rok}$$

$$\text{Emisja Całkowitego LZO: } 0,216948 \text{ kg/h} \times 8760 \text{ h/rok} \times 10^{-3} = 1,9 \text{ Mg/rok}$$

Ze względu na skład gazu opałowego przyjęto, że 100% całkowitego LZO stanowią mogą węglowodory alifatyczne.

Każdy z kotłów parowych będzie zaopatrzony w niezależny emitor o następujących parametrach:

- minimalna wysokość: $h = 70 \text{ m}$
- maksymalna średnica wewnętrzna w miejscu wylotu: $d = 4 \text{ m}$
- Temperatura spalin: $T = 447 \text{ K}$
- Rzeczywiste natężenie przepływu gazów na wylocie z emitora:

$$V = 414\,038 \text{ Nm}^3/\text{h} \times 447 / 273,15 = 677\,558 \text{ m}^3/\text{h}$$

- Prędkość wylotowa:

$$v = 677\,558 / (3600 \times 3,14 \times 2^2) = 15 \text{ m/s}$$

Wymagania w zakresie dotrzymania poziomów emisji BAT-AEL określonych w Konkluzjach BAT LVOC

Analizowane instalacje podlegać będą wymogom emisyjnym określonym w Decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2017/2117 z dnia 21 listopada 2017 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do produkcji wielkotonażowych organicznych substancji chemicznych zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 7469) – dalej: Konkluzje BAT LVOC.

W Konkluzjach BAT LVOC określone są m.in. poziomy emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT-AEL), które są bezpośrednio wiążące dla prowadzących tego rodzaju instalacje.

Wartości BAT-AEL dla emisji do powietrza przedstawione w ww. Konkluzjach dotyczących BAT odnoszą się do stężeń wyrażonych jako masa wyemitowanych substancji w objętości gazu odlotowego w warunkach normalnych (273,15 K, 101,3 kPa) oraz w stanie suchym, wyrażonych w jednostce mg/Nm³. W przypadku pieców procesowych/nagrzewnic referencyjny poziom tlenu w gazach odlotowych wynosi 3 % obj.

Spśród wyżej wyszczególnionych projektowanych źródeł emisji poziomy emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT-AEL) zostały określone dla:

- emisji tlenków azotu i amoniaku z pieców pirolitycznych (do wytwarzania niższych olefin);
- emisji związków organicznych z Wytwórni Tlenku Etylenu i Glikoli (EO/EG).

BAT-AEL dla emisji z pieca pirolitycznego

Zgodnie z Konkluzjami BAT LVOC, wartości BAT-AEL w odniesieniu do emisji do powietrza z pieców pirolitycznych do wytwarzania niższych olefin (tabela 2.1 Konkluzji BAT LVOC) są następujące:

Tabela 14. Wartości BAT-AEL w odniesieniu do emisji NO_x i NH₃ do powietrza z pieca pirolitycznego do wytwarzania niższych olefin

Parametr	Wartości BAT-AEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾ (średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek) (mg/Nm ³ gazu suchego, przy 3 % obj. O ₂)	
	Nowy piec	Istniejący piec
NO _x - suma tlenku azotu (NO) i dwutlenku azotu (NO ₂) wyrażona jako NO ₂	60 - 100	70-200
NH ₃	< 5-15 ⁽⁴⁾	

(1) Jeżeli gazy spalinowe z co najmniej dwóch pieców są odprowadzane przez wspólny komin, wartości BAT-AEL stosuje się w stosunku do całkowitej ilości gazów wyprowadzonych przez komin.
(2) Wartości BAT-AEL nie mają zastosowania w trakcie operacji odkoksowania.
(3) Nie określa się BAT-AEL w stosunku do CO. Jako wskaźnik, poziom emisji CO może ogólnie przyjmować wartość 10– 50 mg/Nm³ wyrażoną jako średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek.
(4) Wartości BAT-AEL mają zastosowanie wyłącznie w przypadku zastosowania SCR lub SNCR.

W przypadku nowo projektowanych pieców pirolitycznych do krakingu parowego (N-BA-2111, N-BA-2121, N-BA-2131, N-BA-2141, N-BA-2151), przewiduje się zastosowanie palników niskoemisyjnych oraz instalacji selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) zapewniających osiągnięcie poziomu emisji nie wyższego, niż 60 mg/Nm^3 , przy 3 % obj. O_2 .

Poziom emisji amoniaku związany z funkcjonowaniem SCR określony został na poziomie $\leq 10 \text{ mg/Nm}^3$, co po przeliczeniu na warunki referencyjne (gaz suchy, 3% tlenu) odpowiada stężeniu $11,6 \text{ mg/Nm}^3$. Wartość ta nie przekracza granicznej wielkości emisyjnej, która wynosi 15 mg/Nm^3 .

Dla ograniczenia emisji pyłu z odkoksowania pieców pirolitycznych przewiduje się mycie gazów, tj. odpylanie na mokro (technika wymieniona w BAT 20) z zakładaną skutecznością 99,9% (skuteczność dla cząstek pyłu $> 5\mu\text{m}$).

BAT-AEL dla emisji związków organicznych z Wytwórni Tlenku Etylenu i Glikoli (EO/EG)

Konkluzje BAT LVOC określają wartości BAT-AEL w odniesieniu do emisji do powietrza z desorpcji CO_2 z medium płuczącego stosowanego w zespole urządzeń wytwarzającym tlenek etylenu (tabela 6.1 Konkluzji BAT LVOC). W przypadku analizowanej instalacji, emisja ze wskazanego procesu zachodzić będzie w postaci nie dopalonych reszkowych LZO emitowanych z dopalacza katalitycznego (N-X-3620). Poziomy BAT-AEL dla tego procesu są następujące:

Tabela 15. Wartości BAT-AEL w odniesieniu do emisji związków organicznych do powietrza z desorpcji CO_2 z medium płuczącego stosowanego w zespole urządzeń wytwarzającym tlenek etylenu

Parametr	Wartość BAT-AEL
Całkowite LZO	1 -10 g/t wytworzonego tlenku etylenu ⁽¹⁾ ⁽²⁾ ⁽³⁾
<p>(1) Wartość BAT-AEL jest wyrażona jako średnia wartości uzyskanych w ciągu jednego roku.</p> <p>(2) W przypadku znacznej zawartości metanu w emisjach od wyniku odejmuje się metan monitorowany zgodnie z normą EN ISO 25140 lub EN ISO 25139.</p> <p>(3) Wytworzony tlenek etylenu definiuje się jako łączną ilość tlenku etylenu wytworzonego na sprzedaż i jako półprodukt.</p>	

Zgodnie z przypisem nr 2 do tabeli, wartości BAT-AEL dotyczą całkowitego LZO pomniejszonego o wielkość emisji metanu, tj. odnoszą się do tzw. Niemetanowych Lotnych Związków Organicznych (NMLZO).

W przypadku projektowanej instalacji EO/EG łączna przewidywana ilość tlenku etylenu wytworzonego na sprzedaż i jako półprodukt wynosi - w zależności od opcji konfiguracji procesu (maksymalizacja produkcji EO lub maksymalizacja produkcji EG) - 120 lub 70 tysięcy Mg/rok. Wartość BAT-AEL dla emisji związków organicznych z desorpcji CO_2 z medium płuczącego stosowanego w zespole urządzeń wytwarzającym tlenek etylenu będzie dotrzymana dzięki zastosowaniu dopalacza katalitycznego, który ograniczy emisję NMLZO do $0,049555 \text{ kg/h}$, co przy zakładanym maksymalnym czasie emisji 8000 godzin w roku odpowiada maksymalnej emisji rocznej na poziomie $396,44 \text{ kg/rok}$. Wielkość emisji NMLZO (całkowitego LZO pomniejszonego o metan) wyniesie zatem maksymalnie:

$$396,44 \text{ kg/rok} \times 10^3 / 70\,000 \text{ Mg/rok} = 5,7 \text{ g/t produktu}$$

Wartość ta nie przekracza 10 g/t produktu, a więc mieści się w wyżej podanym przedziale BAT-AEL.

BAT-AEL dla źródeł spalania projektowanej EC II (zgodnie z Konkluzjami BAT LCP)

Kotły projektowanej EC II o nominalnej mocy cieplnej ok. 360 MW_{th} każdy zasilane będą gazem metanowym z Instalacji Etylenowej lub gazem ziemnym. Gaz metanowy z Instalacji Etylenowej spełnia definicję paliwa procesowego z przemysłu chemicznego, o którym mowa w tzw. Konkluzjach BAT LCP, tj. Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 5225) (Tekst mający znaczenie dla EOG). Zgodnie z definicją przedstawioną w Konkluzjach BAT LCP, paliwa procesowe z przemysłu chemicznego to "gazowe lub ciekłe produkty uboczne uzyskane przez przemysł petrochemiczny i stosowane jako paliwa niekomercyjne w obiektach energetycznego spalania".

Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji do powietrza ze spalania gazu procesowego z przemysłu chemicznego w kotłach (nowe obiekty) o czasie użytkowania przekraczającym 1500 godzin w roku i mocy nominalnej przekraczającej 300 MW_{th} są następujące:

Tabela 16. Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji ze spalania gazu procesowego z przemysłu chemicznego w kotłach (nowe obiekty)

Substancja	Wartości BAT-AEL (mg/Nm ³ gazu suchego, przy 3 % obj. O ₂)	
	Średnia roczna	Średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek
NO _x - suma tlenku azotu (NO) i dwutlenku azotu (NO ₂) wyrażona jako NO ₂	20 - 80	30 - 100
SO ₂	10 - 110	90 - 200
Pył	2 - 5	2 - 10
HCl		1 – 5 ⁽¹⁾
HF		< 1 – 2 ⁽¹⁾
Całkowite LZO		0,6 – 12 ⁽²⁾
PCDD/F ⁽³⁾		< 0,012 – 0,036 ng I-TEQ/Nm ³

1) średnia z próbek uzyskanych w ciągu 1 roku

2) Średnia z okresu pobierania próbek

3) te BAT-AELs mają zastosowanie wyłącznie do obiektów wykorzystujących paliwa pochodzące z procesów chemicznych z użyciem substancji chlorowanych.

Paliwo procesowe będzie paliwem podstawowym dla kotłów projektowanej EC II i dla spalania tego rodzaju paliwa określono wielkość emisji oraz oddziaływanie na jakość powietrza. Określone przez projektanta przewidywane poziomy emisji z projektowanej EC II przy spalaniu paliwa procesowego mieszczą się w przedziałach BAT-AEL określonych jako średnie roczne. BAT-AEL dla dioksyn i furanów (PCDD/F) nie będzie obowiązywał ze względu na fakt, że stosowane paliwo nie będzie pochodzić z procesów chemicznych z użyciem substancji chlorowanych.

Potencjalnie kotły mogą być również opalane gazem ziemnym. W takiej sytuacji obowiązywać będą ostrzejsze graniczne wielkości emisyjne w zakresie emisji tlenków azotu. W przypadku opalania gazem ziemnym analizowanych kotłów, wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji do powietrza będą następujące:

Tabela 17. Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji ze spalania gazu ziemnego w kotłach (nowe obiekty)

Substancja	Wartości BAT-AEL (mg/Nm ³ gazu suchego, przy 3 % obj. O ₂)	
	Średnia roczna	Średnia dobowa lub średnia z okresu pobierania próbek
NOx - suma tlenku azotu (NO) i dwutlenku azotu (NO ₂) wyrażona jako NO ₂	10 - 60	30 - 85

Zgodnie z założeniami projektowym, poziomy emisji tlenków azotu z projektowanej EC II przy spalaniu gazu ziemnego nie przekroczą w/w wartości.

Spełnienie wymagań BAT w zakresie poziomów emisji tlenków azotu zostanie osiągnięte dzięki zastosowaniu pierwotnych metod redukcji emisji (kontrola i optymalizacja procesu spalania oraz palniki niskoemisyjne) oraz zastosowaniu selektywnej redukcji katalitycznej (SCR). Eksploatacja instalacji SCR wiąże się zawsze z emisją pewnej ilości nieprzereagowanego amoniaku. Zgodnie z BAT6 Konkluzji BAT LCP, poziom emisji powiązany z BAT (BAT-AEL) w odniesieniu do emisji amoniaku do powietrza ze stosowania SCR lub SNCR wynosi < 3–10 mg/Nm³ jako średnia roczna lub średnia z okresu pobierania próbek.

Kotły będą opalane paliwem gazowym o niskiej (w porównaniu z paliwami stałymi i ciekłymi) zawartości siarki i cząstek stałych, co ograniczy emisję tlenków siarki oraz pyłu. Ze względu na rodzaj stosowanego paliwa nie przewiduje się emisji chlorowodoru ani fluorowodoru (paliwo będzie pozbawione związków chloru i fluoru). Ze względu na warunki spalania przewiduje się, że graniczna wielkość emisyjna dla LZO również będą dotrzymana.

B. EMISJA NIEZORGANIZOWANA

Zbiorniki magazynowe surowców

Źródłem emisji niezorganizowanej będą:

- 2 projektowane zbiorniki magazynowe oleju napędowego N-FB-16 A i N-FB-16 B, zaopatrzone w dachy stałe z zaworami oddechowymi,
- 3 projektowane zbiorniki magazynowe benzyny średniej N-FB-12, N-FB-13A oraz N-FB-13B, zaopatrzone w dachy pływające.

Pozostałe projektowane zbiorniki magazynowe surowców będą hermetyczne i ich napełnianie również odbywać się będzie w sposób hermetyczny .

Poniżej przedstawiono parametry emitorów oraz obliczenia wielkości emisji niezorganizowanej ze zbiorników magazynowych surowców.

Tabela 18. Parametry projektowanych emitorów – emisja niezorganizowana ze zbiorników surowców

Źródło emisji	Oznaczenie projektowe obiektu	Parametry emitora ⁽¹⁾			
		H [m]	d [m]	v [m/s]	T [K]
Zbiornik magazynowy oleju napędowego (Diesla)	N-FB-16 A	8	0,3	0	313

Źródło emisji	Oznaczenie projektowe obiektu	Parametry emitora ⁽¹⁾			
		H [m]	d [m]	v [m/s]	T [K]
Zbiornik magazynowy oleju napędowego (Diesla)	N-FB-16 B	8	0,3	0	313
Zbiornik magazynowy benzyny średniej	N-FB-12	16.5	0.3	0	303
Zbiornik magazynowy benzyny średniej	N-FB-13A	17.5	0.3	0	303
Zbiornik magazynowy benzyny średniej	N-FB-13B	17.5	0.3	0	303

1) Oznaczenia:

H - wysokość wylotu emitora względem poziomu terenu [m]

d - średnica wylotu emitora [m] – przyjęto średnicę króćca zaworu oddechowego bądź otworu wentylacyjnego w przykryciu zbiornika nad dachem pływającym

v - prędkość wylotowa [m/s] - przyjęto wartość zerową

T - temperatura [K]

Obliczenia wielkości emisji ze zbiorników wykonano z wykorzystaniem wzorów i współczynników zaczerpniętych z niemieckiej normy VDI 3479 „Emissionsminderung. Raffinerieferne Mineraloelvertribelaeger" (2010).

EMISJA ZE ZBIORNIKÓW OLEJU NAPĘDOWEGO N-FB-16 A/B

Zbiorniki oleju napędowego N-FB-16 A/B będą zbiornikami z dachem stałym, tj. zbiornikami typu FRT (ang. Fixed Roof Tank), zaopatrzonymi w zawory oddechowe. W przypadku tego typu zbiorników, na wielkość emisji składają się tzw. „duże oddechy”, które zachodzą podczas wpompowywania produktu do zbiornika, oraz tzw. „małe oddechy”, które są związane z dobowymi wahaniami temperatury i ciśnienia. Emisja par produktów naftowych jest rezultatem przemian fazowych zachodzących w przestrzeni parowo-powietrznej zbiornika. Wielkość emisji będzie zredukowana dzięki zastosowaniu zaworu oddechowego nad/podciśnieniowego. Tego rodzaju zawór otwiera się w zadanych warunkach nad- lub podciśnienia wg nastawy, emisja zachodzi wyłącznie wtedy, gdy zawór jest otwarty.

Obliczenia wielkości emisji węglowodorów alifatycznych z „dużego oddechu”

Wielkość emisji z „dużego oddechu” zbiornika zaopatrzonego w dach stały wyrażona w kg/rok oblicza się ze wzoru:

$$E_{DOA} = f_B \cdot c_N \cdot Q$$

Gdzie:

f_B – stopień nasycenia przestrzeni gazowej, średnio w roku [-], $f_B = 0,85$

Q – objętość produktu wtłaczanego do zbiornika; zgodnie z zestawieniem zapotrzebowania na surowce nowej Instalacji Etylenowej, przewiduje się zużycie 92 000 Mg/rok oleju napędowego; przyjęto, że do każdego z 2 zbiorników N-FB-16 A/B będzie wtłaczana połowa w/w ilości, tj. 46 000 Mg/rok, co odpowiada ilości $Q = \text{ok. } 55\,000 \text{ m}^3/\text{rok}$

c_N – stężenie par produktu [kg/m^3], obliczane ze wzoru:

$$c_N = B \cdot \frac{1}{T} \cdot p_T \cdot M$$

Gdzie:

T – temperatura magazynowania [K], zgodnie z danymi projektowymi, zakłada się średnią temperaturę magazynowania T = 313 K

p_T - prężność par produktu w temperaturze magazynowania [hPa], dla oleju napędowego $p_T = 0,5$ hPa

M - średnia masa molowa węglowodorów w przestrzeni gazowej nad magazynowanym produktem [kg/kmol], dla oleju napędowego M= 130 kg/kmol

B – stała wyrażona wzorem:

$$B = \frac{T_N}{V_M \cdot p_N}$$

Gdzie:

T_N – temperatura w warunkach normalnych [K], $T_N = 273,15$ K

V_M – objętość molowa w warunkach normalnych [m³/kmol], $V_M = 22,4$ m³/kmol

p_N – ciśnienie w warunkach normalnych [hPa], $p_N = 1013,25$ hPa

Po podstawieniu podanych do wzoru, obliczona wielkość emisji rocznej węglowodorów alifatycznych z 1 zbiornika związana z „dużym oddechem” wynosi:

$$E_{DOA} = f_B \cdot \frac{T_N}{V_M \cdot p_N} \cdot \frac{1}{T} \cdot p_T \cdot M \cdot Q = 0,85 \cdot \frac{273,15}{22,4 \cdot 1013,25} \cdot \frac{1}{313} \cdot 0,5 \cdot 130 \cdot 55000 = 116,84 \text{ kg}$$

Obliczenia wielkości emisji węglowodorów alifatycznych z „małego oddechu”

Wielkość emisji z „małego oddechu” zbiornika zaopatrzonego w dach stały z zaworem oddechowym, wyrażona w kg/rok, oblicza się ze wzoru:

$$E_{MOA} = (1 - \eta_{ZO}) \cdot f_A \cdot c_N \cdot V_{NR} \cdot d_R$$

Gdzie:

f_A – stopień nasycenia przestrzeni gazowej, średnio w roku [-], $f_A = 0,85$

c_N – stężenie par produktów naftowych nad lustrem cieczy [kg/m³] – obliczone zgodnie ze wzorem podanym powyżej w sekcji odnoszącej się do „dużego oddechu”:

$$c_N = B \cdot \frac{1}{T} \cdot p_T \cdot M = \frac{T_N}{V_M \cdot p_N} \cdot \frac{1}{T} \cdot p_T \cdot M = \frac{273,15}{22,4 \cdot 1013,25} \cdot \frac{1}{313} \cdot 0,5 \cdot 130$$

$$c_N = 0,00249923 \text{ kg/m}^3$$

d_R – liczba dni w roku [-], $d_R = 365$

V_{NR} – średnia objętość oddechu w ciągu roku [m^3 /dobę], wyrażona wzorem:

$$V_{NR} = \frac{T_N}{p_N} \cdot \left[\left(\frac{p}{T_1} \right) - \left(\frac{p}{T_2} \right) \right] \cdot V_G \cdot \frac{1}{t}$$

Gdzie:

T_N – temperatura w warunkach normalnych [K], $T_N = 273,15$ K

p_N – ciśnienie w warunkach normalnych [hPa], $p_N = 1013,25$ hPa

p – ciśnienie otoczenia [hPa] – wartość dla terenu inwestycji obliczono ze wzoru barometrycznego:

$$p = p_0 \cdot \exp\left(-\frac{\mu \cdot g \cdot h}{R \cdot T}\right) \quad [kPa]$$

p_0 – ciśnienie odniesienia = 101,325 kPa;

μ - masa molowa powietrza = 0,0289644 kg/mol;

g – przyspieszenie ziemskie = 9,80665 m/s²;

h – wysokość nad poziomem morza = 102 m;

R – uniwersalna stała gazowa = 8,3144621 J/Mol*K;

T – średnia temperatura powietrza = 281 K.

$$p = 101,325 \cdot \exp\left(-\frac{0,0289644 \cdot 9,80665 \cdot 102}{8,3144621 \cdot 281}\right) = 100,076 [kPa] = 1000,76 [hPa]$$

T_1 – średnia minimalna temperatura w przestrzeni gazowej [K], którą przyjęto na poziomie projektowanej minimalnej temperatury magazynowania oleju napędowego w zbiorniku: $T_1 = 293$ K

T_2 – średnia maksymalna temperatura w przestrzeni gazowej [K], którą przyjęto na poziomie projektowanej maksymalnej temperatury magazynowania oleju napędowego w zbiorniku: $T_2 = 323$ K

V_G – średnia objętość przestrzeni gazowej nad produktem w zbiorniku [m^3], dla analizowanych zbiorników przyjęto $V_G = 0,5 \times 730 = 365$ m³

t – czas uśredniania [dość], $t = 1$

Po podstawieniu do wzoru:

$$V_{NR} = \frac{T_N}{p_N} \cdot \left[\left(\frac{p}{T_1} \right) - \left(\frac{p}{T_2} \right) \right] \cdot V_G \cdot \frac{1}{t} = \frac{273,15}{1013,25} \cdot \left[\left(\frac{1000,76}{293} \right) - \left(\frac{1000,76}{323} \right) \right] \cdot 365 \cdot \frac{1}{1} = 31,215 \text{ m}^3$$

η_{ZO} – sprawność ograniczenia emisji wynikająca z zainstalowania zaworu oddechowego nad/podciśnieniowego [-], obliczana ze wzoru:

$$\eta_{ZO} = 1 - \frac{\frac{p_1}{T_1} - \frac{p_2}{T_2}}{\frac{p}{T_1} - \frac{p}{T_2}}$$

p_1 - dolne ciśnienie otwarcia [hPa]: 999 hPa

p_2 - górne ciśnienie otwarcia [hPa]: 1015 hPa

$$\eta_{ZO} = 1 - \frac{\frac{999}{293} - \frac{1015}{323}}{\frac{1000,76}{293} - \frac{1000,76}{323}} = 0,1579$$

Po podstawieniu podanych do wzoru, obliczona wielkość emisji rocznej węglowodorów alifatycznych z 1 zbiornika związana z „małym oddechem” wynosi:

$$E_{MOA} = (1 - \eta_{ZO}) \cdot f_A \cdot c_N \cdot V_{NR} \cdot d_R = (1 - 0,1579) \cdot 0,85 \cdot 0,00249923 \cdot 31,215 \cdot 365 \\ = 20,38 \text{ kg}$$

Całkowita wielkość emisji węglowodorów alifatycznych

Całkowita wielkość emisji węglowodorów alifatycznych z projektowanych zbiorników oleju napędowego jest sumą emisji wynikającej z „dużego oddechu” i „małego oddechu”. Zgodnie z w/w obliczeniami, dla 1 zbiornika wynosi ona:

$$E_A = E_{DOA} + E_{MOA} = 116,84 + 20,38 = 137,22 \text{ kg} = \mathbf{0,13722 \text{ Mg/rok}}$$

$$E_{1h} = 137,22 \text{ kg} \div 8760 \text{ h/rok} = \mathbf{0,0156644 \text{ kg/h}}$$

EMISJA ZE ZBIORNIKÓW BENZYNY ŚREDNIEJ N-FB-12, N-FB-13A i N-FB-13B

Zbiorniki magazynowe benzyny średniej N-FB-12, N-FB-13A i N-FB-13B będą zbiornikami zaopatrzonymi w wewnętrzne dachy pływające, tj. będą zbiornikami typu IFRT (ang. Internal Floating Roof Tank). Emisja z tego rodzaju zbiorników związana jest z nieszczelnościami uszczelnienia pierścienia dachu pływającego oraz armatury dachu pływającego.

Obliczenia wielkości emisji węglowodorów podczas postoju zbiornika

Emisja podczas postoju zbiornika z dachem pływającym wyraża się wzorem:

$$E_P = (F_O + F_{AR}) \times p^* \times M \times K_{PR}$$

F_O – współczynnik uszczelnienia pierścienia [kmol/rok],

F_{AR} – Współczynnik strat z armatury dachu pływającego [kmol/rok],

p^* – bezwymiarowa funkcja ciśnienia [-],

M – średnia masa molowa węglowodorów w przestrzeni gazowej nad magazynowanym produktem [kg/kmol], dla benzyny średniej przyjęto $M = 130 \text{ kg/kmol}$

K_{PR} – współczynnik produktu, $K_{PR} = 1$

Współczynnik uszczelnienia pierścienia F_O wyraża się wzorem:

$$F_O = K_O \times D$$

K_O – współczynnik strat z uszczelnienia pierścienia [kmol/(m x rok)], przyjmowany zgodnie z poniższą tabelą:

Tabela 19. Współczynniki strat z uszczelnienia w zależności od prędkości wiatru dla zbiorników spawanych (wg VDI)

Prędkość wiatru [m/s]	Przeciętny stan uszczelnienia				Bardzo dobry stan uszczelnienia			
	0	2,2	4,5	6,7	0	2,2	4,5	6,7
Konstrukcja zbiornika i systemu uszczelnienia pierścienia	Współczynnik strat z uszczelnienia K_0 [kmol/rok x m]							
a) Mechaniczne ślizgowe:								
– tylko pierwotne	8,6	22,3	65,5	139,9	2,2	14,9	49,1	104,2
– wtórne tylko ślizgowe	2,4	8,2	20,8	35,7	1,5	8,2	20,8	35,7
– zamontowane pierścieniowe wtórne	0,9	3,9	6,8	9,8	0,6	3,6	6,5	9,5
b) Elastyczne pełne uszczelnienie:								
– tylko pierwotne	2,4	7,4	16,4	28,3	1,5	3,6	8,9	16,4
– osłona pogodowa	1,0	4,2	8,2	12,5	0,6	3,0	6,5	10,7
– zamontowane pierścieniowe wtórne	0,4	1,9	2,2	2,5	0,3	1,5	1,8	2,1

Dla zbiorników typu IFRT przyjmuje się wartość współczynnika dla $v = 0$ m/s. Dla projektowanych zbiorników przyjęto wartość współczynnika dla ciasno dopasowanego (stan bardzo dobry) uszczelnienia mechanicznego ślizgowego pierwotnego, przy zerowej prędkości wiatru: $K_0 = 2,2$

D – średnica zbiornika (wewnętrzna) [m], zgodnie z parametrami zbiornika:

- dla zbiornika N-FB-12: $D = 21$ m
- dla zbiorników N-FB-13A i N-FB-13B: $D = 34$ m

Wartości współczynników uszczelnienia pierścienia wynoszą:

Dla zbiornika N-FB-12: $F_0 = 2,2 \times 21 = 46,2$ kmol/ rok

Dla zbiorników FB-13A i N-FB-13B: $F_0 = 2,2 \times 34 = 74,8$ kmol/ rok

Współczynnik strat z armatury dachu pływającego F_{AR} wyraża się wzorem:

$$F_{AR} = N_{Fi} \times K_{Fi}$$

N_{Fi} – ilość armatury według typu

K_{Fi} – współczynnik strat z armatury dachowej [kmol/rok], przyjmowany zgodnie z poniższą tabelą:

Tabela 20. Jednostkowe współczynniki strat z armatury dachowej wyrażone w kmol/rok w zależności od prędkości wiatru dla typów armatury zbiornika z dachem pływającym (wg VDI)

Prędkość wiatru [m/s]:	0	2,2	4,5	6,7
Rura prowadnica	19,5	725,8	1905,1	3311,3
Rura prowadnica ze zgarniakiem	18,6	145,2	349,3	589,7
Właz dachowy uszczelniony	0,7	0,7	0,7	0,7
Wskaźnik poziomy cieczy	6,4	15,9	27,2	39,0
Rura pomiarowo–próbkowa	1,0	1,0	1,0	1,0
Zawory wentylacyjne	3,5	4,2	14,5	59,0
Podpory dachu pokładowe	0,4	0,7	0,7	0,7
Podpory dachu pontonowe	0,9	1,5	1,9	2,3

Dla zbiorników typu IFRT, w przypadku których nad dachem pływającym znajduje się dach stały, przyjmuje się wartość współczynnika dla $v = 0$ m/s.

Obliczenia współczynnika F_{AR} dla projektowanych zbiorników wykonano przy założeniu typowej ilości armatury, zgodnie z poniższą tabelą:

Tabela 21. Obliczenia współczynnika strat z armatury dachu pływającego

Typ armatury	Przyjęta do obliczeń liczba armatury	Współczynnik strat dla zerowej prędkości wiatru kmol/rok	Współczynnik F_{AR}
Rura prowadnica	5	19,5	97,5
Właz dachowy uszczelniony	1	0,7	0,7
Wskaźnik poziomy cieczy	2	6,4	12,8
Rura pomiarowo-próbkowa	2	1,0	2
Zawory wentylacyjne	1	3,5	3,5
Podpory dachu pokładowe	3	0,4	1,2
		Suma F_{AR}:	117,7

Bezwymiarowa funkcja ciśnienia p^* wyraża się wzorem:

$$p^* = \frac{\frac{p}{p_A}}{\left(1 + \sqrt{1 - \frac{p}{p_A}}\right)^2}$$

p_A – ciśnienie atmosferyczne [hPa], $p_A = 1000,76$ [hPa] (obliczona ze wzoru barometrycznego; obliczenia przedstawiono w sekcji dotyczącej emisji ze zbiorników oleju napędowego)

p – prężność par produktu w temperaturze magazynowania [hPa]; przyjęto $p = 900$ hPa

$$p^* = \frac{\frac{900}{1000,76}}{\left(1 + \sqrt{1 - \frac{900}{1000,76}}\right)^2} = 0,51825$$

Obliczona emisja sumy węglowodorów podczas postoju zbiornika N-FB-12 wynosi:

$$E_P = (46,2 + 117,7) \times 0,51825 \times 130 \times 1 = 11042 \text{ kg/rok} = 11,042 \text{ Mg/rok}$$

Obliczona emisja sumy węglowodorów podczas postoju każdego ze zbiorników FB-13A i N-FB-13B wynosi:

$$E_P = (74,8 + 117,7) \times 0,51825 \times 130 \times 1 = 12969 \text{ kg/rok} = 12,969 \text{ Mg/rok}$$

Obliczenia wielkości emisji węglowodorów podczas wydawania produktu

Emisja z wydawania ze zbiorników z wewnętrznym dachem pływającym – IFRT wyraża się wzorem:

$$E_W = \frac{Q \cdot C \cdot 4}{D}$$

Q – ilość wydawanego produktu w ciągu roku [Mg/rok], zgodnie z zestawieniem zapotrzebowania na surowce nowej Instalacji Etylenowej, przewiduje się zużycie 849 000 Mg/rok benzyny średniej; przyjęto, że ilość ta rozkładać się będzie na 3 projektowane zbiorniki proporcjonalnie od ich pojemności nominalnej, tj. przyjęto 15% dla zbiornika N-FB-12 (127 350 Mg/rok) oraz po 42,5% dla każdego ze zbiorników N-FB-16 A i N-FB-16 B (360 825 Mg/rok).

C – warstwa penetracji ścianki zbiornika dla produktu [m], $C = 2,57 \times 10^{-6}$ m (dla benzyny)

D – średnica zbiornika [m], zgodnie z parametrami zbiornika:

- dla zbiornika N-FB-12: $D = 21$ m
- dla zbiorników N-FB-13A i N-FB-13B: $D = 34$ m

Obliczona emisja sumy węglowodorów podczas wydawania ze zbiornika N-FB-12 wynosi:

$$E_W = \frac{127\,350 \cdot 2,57 \cdot 10^{-6} \cdot 4}{21} = 0,062 \text{ Mg/rok}$$

Obliczona emisja sumy węglowodorów podczas wydawania z każdego ze zbiorników FB-13A i N-FB-13B wynosi:

$$E_W = \frac{360\,825 \cdot 2,57 \cdot 10^{-6} \cdot 4}{34} = 0,109 \text{ Mg/rok}$$

Całkowita wielkość emisji węglowodorów

Całkowita wielkość emisji węglowodorów z projektowanych zbiorników benzyny średniej jest sumą emisji związanej z magazynowaniem i wydawaniem produktu. Zgodnie z w/w obliczeniami, wynosi ona:

Dla zbiornika N-FB-12:

$$E_A = E_P + E_W = 11,042 + 0,062 = \mathbf{11,104 \text{ Mg/rok}}$$

$$E_{1h} = 11\,104 \text{ kg} \div 8760 \text{ h/rok} = \mathbf{1,2676 \text{ kg/h}}$$

Dla każdego ze zbiorników FB-13A i N-FB-13B:

$$E_A = E_P + E_W = 12,969 + 0,109 = \mathbf{13,078 \text{ Mg/rok}}$$

$$E_{1h} = 13\,078 \text{ kg} \div 8760 \text{ h/rok} = \mathbf{1,4929 \text{ kg/h}}$$

Procentowe zawartości rodzajów węglowodorów w/w sumie będą następujące:

- węglowodory alifatyczne: 97,04%
- benzen: 1,52%
- toluen: 1,23%
- ksylen: 0,21%

Wielkość emisji z poszczególnych zbiorników magazynowych surowców wynikające z wyżej przedstawionych danych i obliczeń będą następujące:

Tabela 22. Zestawienie źródeł i wielkości emisji do powietrza w fazie eksploatacji – emisja niezorganizowana ze zbiorników surowców

Źródło emisji	Oznaczenie projektowe obiektu	Czas emisji [h/rok]	Nazwa substancji	Emisja jednogodzinna [kg/h]	Emisja roczna [Mg/rok]
Zbiornik magazynowy oleju napędowego (Diesla)	N-FB-16A	8760	węglowodory alifatyczne	0,0156644	0,13722
			LZO	0,0156644	0,13722
Zbiornik magazynowy oleju napędowego (Diesla)	N-FB-16B	8760	węglowodory alifatyczne	0,0156644	0,13722
			LZO	0,0156644	0,13722
Zbiornik magazynowy benzyny średniej	N-FB-12	8760	benzen	0,019267	0,1688
			toluen	0,015591	0,1366
			ksylen	0,002662	0,02332
			węglowodory alifatyczne	1,230060	10,775
			LZO	1,26758	11,104
Zbiornik magazynowy benzyny średniej	N-FB-13A	8760	benzen	0,022692	0,1988
			toluen	0,018363	0,1609
			ksylen	0,003135	0,0275
			węglowodory alifatyczne	1,44873	12,691
			LZO	1,49292	13,078
Zbiornik magazynowy benzyny średniej	N-FB-13B	8760	benzen	0,022692	0,1988
			toluen	0,018363	0,1609
			ksylen	0,003135	0,0275
			węglowodory alifatyczne	1,44873	12,691
			LZO	1,49292	13,078

Zbiorniki magazynowe produktów

Źródłem emisji niezorganizowanej będą 3 projektowane zbiorniki magazynowe styrenu Z-1S, Z-2S oraz Z-9S z dachem stałym wyposażone w układ chłodzenia oraz filtr węglowy wychytujący ok. 90% styrenu w fazie gazowej emitowanego przez zbiornik podczas czynności operacyjnych. W przestrzeni

nad lustrem cieczy przewidziana jest poduszka azotowa. Pozostałe projektowane zbiorniki magazynowe produktów będą hermetyczne i ich napełnianie również odbywać się będzie w sposób hermetyczny.

Poniżej przedstawiono parametry emitatorów oraz przewidywane wielkości emisji niezorganizowanej:

Tabela 23. Parametry projektowanych emitatorów – emisja niezorganizowana ze zbiorników produktów

Źródło emisji	Oznaczenie projektowe obiektu	Parametry emitatora ¹⁾			
		H [m]	d [m]	v [m/s]	T [K]
Zbiornik magazynowy styrenu	Z-1S	10	0.3	0	283
Zbiornik magazynowy styrenu	Z-2S	10	0.3	0	283
Awaryjny zbiornik magazynowy styrenu	Z-9S	6	0.3	0	283

1) Oznaczenia:

H - wysokość wylotu emitatora względem poziomu terenu [m];

d - średnica wylotu emitatora [m] – przyjęto średnicę króćca zaworu oddechowego;

v - prędkość wylotowa [m/s] - przyjęto wartość zerową;

T - temperatura [K].

Wielkość emisji normowanych substancji do powietrza określono na podstawie obliczeń wykonanych przez autorów projektu wstępnego programem inżynierskim Aspen HYSYS w oparciu o przewidywany wpływ styrenu z instalacji do zbiorników oraz zakładając 90% sprawność filtra węglowego.

Tabela 24. Zestawienie źródeł i wielkości emisji do powietrza w fazie eksploatacji – emisja niezorganizowana

Źródło emisji	Oznaczenie projektowe obiektu	Czas emisji [h/rok]	Nazwa substancji	Emisja jednogodzinn a [kg/h]	Emisja roczna [Mg/rok]
Zbiornik magazynowy styrenu	Z-1S	8760	styren	0,0476	0,416
Zbiornik magazynowy styrenu	Z-2S				
Awaryjny zbiornik magazynowy styrenu ^(*)	Z-9S	N/A	styren	0,0444 ^(*)	N/A

*) Zbiornik Z-9S jest zbiornikiem awaryjnym wykorzystywanym tylko na potrzeby awaryjnego przyjęcia styrenu i w normalnej pracy nie jest zakładane jego wykorzystanie. Przyjęta emisja jednogodzinn a jest maksymalną wartością wynikającą z wydajności pompy włączającej styren do zbiornika.

Pochodnia (obiekt 6410X-1)

Pochodnia (flara) będzie podstawowym i niezbędnym urządzeniem dla bezpieczeństwa Instalacji Etylenowej oraz instalacji towarzyszących. Będzie ona służyć do dopalania gazów procesowych z projektowanych instalacji, które będą zrucane na pochodnię w warunkach odbiegających od normalnych: podczas rozruchów, wyłączeń i ewentualnych awarii. W warunkach normalnej eksploatacji na pochodnię nie będą kierowane gazy do dopalania - zachodzić będzie jedynie niewielka

emisja związana ze spalaniem gazu metanowego na palniku pilotowym pochodni (pochodnia będzie mieć palnik pilotowy o mocy 100 kW – ze względu na niewielką moc palnika pilotowego oraz znaczne wyniesienie pochodni, emisja z palnika pilotowego w praktyce nie będzie mieć istotnego wpływu na jakość powietrza). Spalanie zachodzić będzie otwartym płomieniem w atmosferze, emisja będzie mieć więc charakter emisji niezorganizowanej. Zgodnie z założeniami projektowymi, pochodnia nowej Instalacji Etylenowej będzie mieć następujące parametry:

- przepustowość: 1700 Mg/h
- wysokość: 185 m
- średnica w miejscu wylotu: 1,8 m

Realne wielkości zrzutów jednogodzinnych występujących podczas planowych rozruchów i wyłączeń są znacznie niższe od przepustowości pochodni. Wynika to z faktu, że pochodnie są projektowane na przepływy mogące wystąpić w sytuacji krytycznej awarii. Na podstawie danych eksploatacyjnych dla istniejącej pochodni P1, do której podłączone są instalacje podobne do projektowanych, przyjęto, że przepływ gazów zrzutowych na pochodnię w warunkach planowanych zatrzymań lub uruchomień instalacji wyniesie do 10% zrzutu maksymalnego, który wystąpić może w sytuacji krytycznej awarii. Zakłada się, że czas trwania emisji z pochodni podczas zaplanowanych zatrzymań lub uruchomień instalacji wyniesie maksymalnie 376 godzin w roku.

Wielkość emisji ze spalania zrzutów na pochodnię obliczono szacunkowo na podstawie wskaźników emisji opublikowanych w dokumencie Amerykańskiej Agencji Ochrony Środowiska (US EPA) pt. Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries Version 3 (RTI International, April 2015). Wykorzystano wskaźniki odnoszące się do ilości energii zawartej w spalanych strumieniach gazów zrzutowych. W dokumencie US EPA określone zostały następujące wskaźniki emisji, odnoszące się do VOC (tj. Lotnych Związków Organicznych – LZO), tlenku węgla (CO), tlenków azotu wyrażonych jako dwutlenek azotu (NOx) oraz dla pyłu (PM):

Tabela 25. Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania gazu na pochodniach

Substancja	Wskaźniki emisji		
	[lb/10 ⁶ Btu]*	[kg/10 ⁶ Btu]	[kg/MJ]
VOC (LZO)	0,57	0,2585	0,000245056
CO	0,31	0,1406	0,000133276
NOx	0,068	0,0308	0,000029235
PM (Pył)	0,12**	0,0544	0,000051591

* - w ramach niniejszej pracy dokonano przeliczenia jednostek z miar angielskich na jednostki układu SI
1 lb = 0,45359237 kg ; 1 Btu = 1055,055853 J ; 10⁶ Btu = 1055,055853 MJ

** - przyjęto wskaźnik emisji dla „Average smoking flares”, tj. dla flar średnio-dymiących; zgodnie z metodologią US EPA należy przyjmować, że 100% emisji pyłu z flary stanowi pył PM_{2,5}.

Poniżej przedstawiono obliczenia wielkości emisji z pochodni na podstawie założeń technologicznych dot. wielkości zrzutów w warunkach odbiegających od normalnych – planowych rozruchów i wyłączeń:

Tabela 26. Obliczenia szacunkowe wielkości emisji ze spalania zrzutów na pochodni 6410X-1 w warunkach zaplanowanych rozruchów i wyłączeń. Emisje jednogodzinne.

Oznaczenie projektowanej instalacji / jednostki produkcyjnej będącej źródłem zrzutu	Przyjęta do obliczeń wielkość zrzutu w warunkach planowego rozruchu lub wyłączenia jednostki* [Mg/h]	Wartość opałowa przyjęta do obliczeń [MJ/Mg]	Energia zrzutu [MJ/h]	Wielkość emisji maksymalnej [kg/h]			
				LZO	NOx	CO	Pył**
SC	143,0098	45336	6483492,293	1588,818	189,543	864,094	334,488
PGH	25,6770	46337	1189795,149	291,566	34,783	158,571	61,382
ETBE	26,6023	45462	1209393,763	296,369	35,356	161,183	62,393
SE	6,7200	44317,6	297814,272	72,981	8,707	39,691	15,364
SGU (EC II)	5,0605	40621	205562,5705	50,374	6,010	27,397	10,605
Emisja średnia dla sumarycznego czasu trwania zaplanowanych rozruchów i wyłączeń – 376 h/rok [kg/h]:				460,022	54,880	250,187	96,847

* - przyjęto wielkość zrzutu na poziomie 10% możliwego zrzutu maksymalnego w warunkach krytycznej awarii zasilania lub chłodzenia; w typowych warunkach zaplanowanych rozruchów i wyłączeń instalacje wyłączane są sekwencyjnie, tj. w warunkach planowych nie przewiduje się jednoczesnych zrzutów ze wszystkich w/w instalacji

** - w tym 100% emisji pyłu PM10 i PM2,5

W skład Lotnych Związków Organicznych emitowanych z pochodni wchodzić będą resztkowe węglowodory, które nie uległy dopaleniu. Przyjęto, że udziały poszczególnych węglowodorów w emitowanych LZO będą analogiczne do udziałów w strumieniu gazów zrzutowych. Dla poszczególnych instalacji szacunkowe udziały będą następujące:

Tabela 27. Udziały procentowe rodzajów węglowodorów w strumieniach gazów zrzutowych kierowanych na pochodnię 6410X-1*

Oznaczenie projektowanej instalacji / jednostki produkcyjnej będącej źródłem zrzutu	Udziały węglowodorów w strumieniach gazów zrzutowych kierowanych na pochodnię [% wag.]			
	Węglowodory alifatyczne**	Benzen	Toluen	Cykloheksan
SC	100	-	-	-
PGH	62	19	-	19
ETBE	100	-	-	-
SE	-	54	46	-
SG (EC II)	100	-	-	-

* - wyszczególniono węglowodory, dla których określone są wartości odniesienia w powietrzu

** - zgodnie z nazewnictwem Międzynarodowej Unii Chemii Czystej i Stosowanej (IUPAC), przez związki alifatyczne rozumie się wszystkie związki organiczne niearomatyczne (również te o łańcuchach zamkniętych)

Tabela 28. Przewidywana szacunkowa wielkość emisji węglowodorów z pochodni 6410X-1 w warunkach zaplanowanych rozruchów i wyłączeń wynikająca z przyjętych udziałów procentowych w LZO

Oznaczenie projektowanej instalacji / jednostki produkcyjnej będącej źródłem zrzutu	Wielkość emisji [kg/h]			
	Węglowodory alifatyczne**	Benzen	Toluen	Cykloheksan
SC	1588,818	0	0	0
PGH	180,771	55,398	0	55,398
ETBE	296,369	0	0	0
SE	0	39,410	33,571	0
SG (EC II)	50,374	0	0	0
Emisja średnia dla sumarycznego czasu trwania zaplanowanych rozruchów i wyłączeń – 376 h/rok [kg/h]:	423,266	18,961	6,714	11,080

Poniżej przedstawiono obliczenia wielkości emisji ze spalania gazu w palniku pilotowym pochodni (moc 100 kW). Emisja ta będzie zachodzić w trybie ciągłym w warunkach normalnej eksploatacji:

Tabela 29. Obliczenia wielkości emisji ze spalania gazu metanowego w palniku pilotowym pochodni

Moc palnika pilotowego [kW]	Energia w paliwie [MJ/h]*	Wielkość emisji [kg/h]			
		LZO**	NOx	CO	Pył***
100	360	0,08822	0,01052	0,04798	0,01857

* - zgodnie z przelicznikiem jednostek, 1 kW odpowiada 3,6 MJ/h

** - ze względu na skład gazu metanowego z Instalacji Etylenowej, 100% LZO stanowiąc będą węglowodory alifatyczne

*** - w tym 100% emisji pyłu PM10 i PM2,5

Poniżej przedstawiono szacunkową wielkość emisji rocznej z pochodni. Emisję roczną obliczono przyjmując emisję w warunkach zaplanowanych rozruchów i wyłączeń przez 376 godzin w roku (do obliczeń przyjęto emisję średnią dla okresów rozruchów i wyłączeń poszczególnych instalacji) oraz emisję z palnika pilotowego przez 8384 godzin w roku:

Tabela 30. Szacunkowe wielkości emisji rocznej z pochodni 6410X-1

Pochodnia	Wielkość emisji rocznej [Mg/rok]							
	LZO	NOx	CO	Pył*	Węgl. alif.	Benzen	Toluen	Cykloheksan
6410X-1	173,708	20,723	94,473	36,570	159,8878	7,130	2,525	4,166

* - w tym 100% emisji pyłu PM10 i PM2,5

Emisje związane z transportem

Eksploatacja nowej Instalacji Etylenowej nie będzie generować ruchu pojazdów na istotnym poziomie ze względu na fakt, że zarówno podstawowe surowce, jak i główne produkty będą przesyłane do i z jednostek produkcyjnych rurociągami. Niemniej jednak, występować będzie ograniczony ruch pojazdów związany z wydawaniem części produktów (styrenu, glikoli).

Przewiduje się następujące natężenia ruchu:

- 1) Trasa L1 - Ruch samochodów ciężarowych do obszaru załadunku MEG – przewidywane natężenie ruchu: 26 poj./dobę w dni robocze, co daje 6500 poj./rok (przyjęto 250 dni roboczych w roku). Ruch odbywać się będzie w godzinach 6-22 (16 h/dobę), co daje czas emisji 4000 h/rok. Średnio godzinne natężenie ruchu przyjęte do obliczeń emisji: 1,63 poj./h. Średnia długość trasy przejazdu: 2070 m.
- 2) Trasa L2 - Ruch samochodów ciężarowych do obszaru załadunku DEG, TEG, PEG i styrenu – przewidywane natężenie ruchu:
 - DEG – 25 poj./tydzień, co daje 1300 poj./rok
 - TEG - 1 poj./tydzień, co daje 52 poj./rok
 - styren – 17 poj./tydzień, co daje 884 poj./rok
 - PEG – 1 poj./2 tygodnie, co daje 26 poj./rok
 - Suma dla trasy L2: 2262 poj./rok

Ruch odbywać się będzie w godzinach 6-22 (16 h/dobę) w dni robocze, co daje czas emisji 4000 h/rok. Średnio godzinne natężenie ruchu przyjęte do obliczeń emisji: 0,57 poj./h. Średnia długość trasy przejazdu: 900 m.

Obliczenia wielkości emisji z ruchu pojazdów wykonano za pomocą modułu Samochody, stanowiącego część pakietu oprogramowania "OPERAT FB" dla Windows firmy "PROEKO" Ryszard Samoć.

Moduł Samochody oblicza emisję zanieczyszczeń do powietrza z ruchu samochodów zgodnie z metodyką EMEP/Corinair B710 i B76, zawartą w instrukcji dostępnej na stronie internetowej Europejskiej Agencji Ochrony Środowiska. Program posiada wbudowane prognozy statystyk udziałów poszczególnych grup pojazdów do roku 2030, pochodzące z opracowania GDDKiA z 2008 r.

Do obliczeń emisji przyjęto strukturę udziałów technologii silników samochodów prognozowaną na rok 2024: 44,4% pojazdów spełniających normę emisji Euro IV i 55,6% pojazdów spełniających normę emisji Euro V (lub wyższą).

Od wielu lat przepisy Unii Europejskiej wymuszają stopniową redukcję emisji zanieczyszczeń z ruchu pojazdów. Z tego względu, uśrednione wskaźniki emisji dla lat następnych będą stopniowo coraz niższe z uwagi na wycofywanie z eksploatacji starych pojazdów i wprowadzanie pojazdów nowych, spełniających coraz bardziej rygorystyczne normy.

Przyjęto średnią prędkość ruchu na poziomie 20 km/h.

Przyjęte dane wejściowe i wyniki obliczeń wielkości emisji do powietrza z ruchu pojazdów wg metodyki EMEP/Corinair przedstawiono poniżej:

Tabela 31. Zestawienie danych wejściowych do obliczeń emisji z ruchu pojazdów wg metodyki EMEP/Corinair. Trasa L1.

Plik projektu: PKN-ORLEN-03-12-2021-ROŚ2-ruch-pojazdów.Operat emitor: **L1 Ruch samochodów ciężarowych do obszaru załadunku MEG**
Długość drogi: 2,07 km rodzaj drogi: miejska rok prognozy: 2024

Zestawienie danych do obliczenia emisji zanieczyszczeń do atmosfery

Okres obliczeniowy: 1 czas trwania: 4000 godzin
Liczba pojazdów: 1,63 na godzinę

Pojazdy ciężarowe ciężkie

Rodzaj	Paliwo, technologia	Udział, %	Prędkość , km/h	Stopień załadunku, %
Przegubowe 28 - 34 t	diesel Euro IV	44,4	20	50
Przegubowe 28 - 34 t	diesel Euro V	55,6	20	50

Tabela 32. Zestawienie wyników obliczeń emisji z ruchu pojazdów wg metodyki EMEP/Corinair. Trasa L1.

Plik projektu: PKN-ORLEN-03-12-2021-ROŚ2-ruch-pojazdów.Operat emitor: **L1 Ruch samochodów ciężarowych do obszaru załadunku MEG**
Długość drogi: 2,07 km rodzaj drogi: miejska rok prognozy: 2024

Łączna emisja w roku

Substancja	Emisja gorąca, $E_{HOT}+E_{Lubr.}$ Mg (metale kg)	Emisja zimna, E_{COLD} Mg (metale kg)	Emisja z odparowania, E_{EVAP} Mg	Emisja ze ścierania opon, hamulców i powierzchni drogi Mg	Emisja łączna Mg (metale kg)
CO	0,02679	-	-		0,02679
NOx	0,1109	-	-		0,1109
Pył ogółem	0,000892	-	-	0,002809	0,0037
CO ₂	15,75	-	-		15,75
SO ₂	0,0001002	-	-		0,0001002
Węglowodory alifatyczne	0,000529	-	-		0,000529
Węglowodory aromatyczne	0,0002827	-	-		0,0002827
Benzen	0,000000786	-	-		0,000000786

Pył ogółem zawiera 48,35 % pyłu PM_{2,5}

Tabela 33. Zestawienie danych wejściowych do obliczeń emisji z ruchu pojazdów wg metodyki EMEP/Corinair. Trasa L2.

Plik projektu: PKN-ORLEN-03-12-2021-ROŚ2-ruch-pojazdów.Operat emitor: **L2 Ruch samochodów ciężarowych do obszaru załadunku DEG,TEG,PEG i styrenu**
Długość drogi: 0,9 km rodzaj drogi: miejska rok prognozy: 2024

Zestawienie danych do obliczenia emisji zanieczyszczeń do atmosfery

Okres obliczeniowy: 1 czas trwania: 8760 godzin
Liczba pojazdów: 0,57 na godzinę

Pojazdy ciężarowe ciężkie

Rodzaj	Paliwo, technologia	Udział, %	Prędkość , km/h	Stopień załadunku, %
Przegubowe 28 - 34 t	diesel Euro IV	44,4	20	50
Przegubowe 28 - 34 t	diesel Euro V	55,6	20	50

Tabela 34. Zestawienie wyników obliczeń emisji z ruchu pojazdów wg metodyki EMEP/Corinair. Trasa L2.

Plik projektu: PKN-ORLEN-03-12-2021-ROŚ2-ruch-pojazdów.Operat emitor: **L2 Ruch samochodów ciężarowych do obszaru załadunku DEG,TEG,PEG i styrenu**
Długość drogi: 0,9 km rodzaj drogi: miejska rok prognozy: 2024

Łączna emisja w roku

Substancja	Emisja gorąca, $E_{HOT}+E_{Lubr.}$ Mg (metale kg)	Emisja zimna, E_{COLD} Mg (metale kg)	Emisja z odparowania, E_{EVAP} Mg	Emisja ze ścierania opon, hamulców i powierzchni drogi Mg	Emisja łączna Mg (metale kg)
CO	0,00888	-	-		0,00888
NOx	0,0368	-	-		0,0368
Pył ogółem	0,0002956	-	-	0,000931	0,001226
CO ₂	5,22	-	-		5,22
SO ₂	0,0000332	-	-		0,0000332
Węglowodory alifatyczne	0,0001752	-	-		0,0001752
Węglowodory aromatyczne	0,0000937	-	-		0,0000937
Benzen	0,0000002605	-	-		0,0000002605

Pył ogółem zawiera 48,35 % pyłu PM_{2,5}

Emisja z ruchu pojazdów będzie się kształtować na znikomym poziomie w porównaniu z emisjami ze źródeł stacjonarnych. Np. w przypadku tlenków azotu, dla nowej Instalacji Etylenowej przewiduje się emisję ze źródeł stacjonarnych na poziomie 628 Mg/rok (zgodnie z Tabelą 35). Oszacowana na poziomie 0,1477 Mg/rok emisja NO_x związana ze spalaniem paliw w silnikach środków transportu stanowi zaledwie ok. 0,02 % tej ilości. Na podobnie znikomych poziomach kształtować się będą udziały emisji pozostałych zanieczyszczeń. Z tego względu, emisje z ruchu pojazdów pominięto w obliczeniach rozprzestrzeniania zanieczyszczeń.

Podobnie jak w przypadku prognozowanej emisji dla nowej Instalacji Etylenowej, istniejąca emisja związana z ruchem pojazdów po terenie Zakładu jest wielokrotnie mniejsza od emisji technologicznej związanej z pracą funkcjonujących jednostek produkcyjnych i nie ma istotnego wpływu na jakość powietrza. Wpływ emisji związanej z aktualnym ruchem pojazdów po terenie Zakładu PKN ORLEN S.A. został wzięty pod uwagę w analizie przez uwzględnienie aktualnego tła zanieczyszczenia powietrza określonego przez Główny Inspektorat Ochrony Środowiska. Aktualne wartości stężeń substancji w powietrzu uwzględniają realny wpływ zarówno emisji, których źródłem jest praca istniejących instalacji, jak i wpływ emisji związanej z transportem.

C. EMISJA CAŁKOWITA Z PLANOWANYCH PRZEDSIĘWZIĘĆ W FAZIE EKSPLOATACJI

Całkowitą emisję zanieczyszczeń do powietrza z planowanych przedsięwzięć w fazie eksploatacji przedstawiono w tabeli poniżej. Do obliczeń przyjęto pracę maksymalnie 2 z projektowanych 3 kotłów parowych (trzeci stanowi rezerwę).

Tabela 35. Zestawienie sumarycznej wielkości emisji do powietrza z planowanych przedsięwzięć w fazie eksploatacji (emisja zorganizowana i niezorganizowana)

Lp.	Zanieczyszczenie	Emisja roczna z projektowanych instalacji [Mg/rok]
1	Tlenki azotu (NO _x) ⁽¹⁾	628
2	Tlenek węgla (CO)	3257
3	Dwutlenek siarki (SO ₂)	155,8
4	Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 ⁽²⁾	109,3
5	Tlenek etylenu	0,1368
6	Węglowodory alifatyczne	200,7
7	LZO (suma) ⁽²⁾	216
8	Amoniak	154,4
9	Benzen	7,7
10	Toluen	2,983
11	Ksylen	0,0782
12	Styren	0,832

Lp.	Zanieczyszczenie	Emisja roczna z projektowanych instalacji [Mg/rok]
13	Cykloheksan	4,17

1 - w przeliczeniu na dwutlenek azotu

2 – nie uwzględnia metanu zawartego w LZO emitowanych z dopalacza katalitycznego N-X-3620 Wytwórni Tlenku Etylenu i Glikoli (EO/EG), zawiera w sobie m.in. związki organiczne wyszczególnione w poz. 5, 6 i 9-13.

1.4 Metodyka oceny oddziaływania przedsięwzięcia na stan jakości powietrza

Ocenę oddziaływania na stan jakości powietrza zakładu PKN ORLEN S.A. w Płocku po realizacji planowanych instalacji przeprowadzono z wykorzystaniem metod matematycznego modelowania rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu.

Obliczenia stężeń substancji w powietrzu wykonano za pomocą programu "OPERAT FB" dla Windows v.8.7.0./2021 r. (wersja rozszerzona) firmy "PROEKO" Ryszard Samoć, zgodnego z referencyjną metodyką obliczeniową określoną w załączniku nr 3 do Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. 2010, Nr 16 poz. 87). Obliczone wartości stężeń porównano z określonymi w w/w Rozporządzeniu wartościami odniesienia substancji w powietrzu.

Wartości odniesienia substancji w powietrzu uważa się za dotrzymane, jeżeli poza terenem, dla którego podmiot wprowadzający zanieczyszczenia do powietrza ma tytuł prawny spełnione są następujące warunki:

- obliczona częstość przekraczania wartości D_1 przez stężenie maksymalne uśrednione dla 1 godziny nie jest większa niż 0,274 % czasu w roku w przypadku dwutlenku siarki, a 0,2% czasu w roku dla pozostałych substancji;
- obliczona wartość stężenia średniorocznego jest nie wyższa, niż dopuszczalne stężenie średnioroczne (lub wartość odniesienia) D_a pomniejszone o wartość tła danego zanieczyszczenia w powietrzu;
- zachowana jest norma opadu pyłu.

Obliczenia przeprowadzono dla następujących substancji emitowanych z projektowanych instalacji, dla których określone zostały poziomy dopuszczalne lub wartości odniesienia:

Tabela 36. Zestawienie normowanych substancji wprowadzanych do powietrza

Lp.	Nazwa zanieczyszczenia	Numer CAS	D_1 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	D_a [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]
1	pył PM-10	-	280	40
2	dwutlenek siarki	7446-09-5	350	20
3	tlenki azotu jako NO_2	10102-44-0,10102-43-9	200	40
4	tlenek węgla	630-08-0	30000	-

Lp.	Nazwa zanieczyszczenia	Numer CAS	D ₁ [µg/m ³]	D _a [µg/m ³]
5	tlenek etylenu	75-21-8	100	4,3
6	węglowodory alifatyczne	-	3000	1000
7	pył zawieszony PM 2,5	-	-	20
8	amoniak	7664-41-7	400	50
9	benzen	71-43-2	30	5
10	ksylen	1330-20-7	100	10
11	toluen	108-88-3	100	10
12	Styren	100-42-5	20	2
13	cykloheksan	110-82-7	10	1

Ze względu na brak wartości odniesienia, obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń nie wykonano dla całkowitego LZO.

Wykonano 3 serie obliczeń:

- Seria 1 – oddziaływanie proj. Instalacji Etylenowej oraz instalacji peryferyjnych oraz innych instalacji projektowanych (ocena oddziaływania skumulowanego uwzględniająca instalacje, których oddziaływanie nie jest zawarte w tle zanieczyszczenia powietrza, w celu sprawdzenia kryterium dotrzymania średniorocznych stężeń dyspozycyjnych),
- Seria 2 – oddziaływanie projektowanych instalacji oraz instalacji istniejących (ocena oddziaływania skumulowanego w celu sprawdzenia kryterium dotrzymania dopuszczalnych częstości przekroczeń stężeń maksymalnych 1 godzinnych),
- Seria 3 – oddziaływanie Instalacji Etylenowej i instalacji towarzyszących (oddziaływanie samego planowanego przedsięwzięcia).

W celu dokonania obliczeń oddziaływania skumulowanego wykorzystano bazę emitorów znajdujących się na terenie PKN ORLEN S.A. Zakład w Płocku oraz emitorów projektowanych – 2 pliki .OPERAT przekazane przez Wnioskodawcę (jeden model uwzględnia substancje emitowane z procesów spalania oraz związki nieorganiczne, drugi zaś związki organiczne).

W obliczeniach uwzględniono wyłącznie emisje tych substancji, które będą emitowane z projektowanej Instalacji Etylenowej oraz instalacji peryferyjnych. Substancje, które emitowane są z istniejących bądź innych projektowanych instalacji, ale które nie będą emitowane z projektowanej Instalacji Etylenowej oraz instalacji peryferyjnych (substancje, w przypadku których nie będzie zachodzić oddziaływanie skumulowane - m.in. dwusiarczek węgla, siarkowodór) figurują w bazie danych OPERAT, a zatem znajdują się w załączonych wydrukach danych wejściowych, jednakże pominięto je w niniejszej analizie i w obliczeniach.

W Serii 1 obliczeń uwzględniono:

- źródła emisji projektowanej Instalacji Etylenowej oraz instalacji peryferyjnych,
- inne projektowane źródła emisji i emitory powiązane z przedsięwzięciami, które w roku 2020 nie istniały, a zatem ich oddziaływanie (które będzie się kumulować z planowanym przedsięwzięciem) nie jest zawarte w tle zanieczyszczenia powietrza przyjętym dla projektowanych instalacji na podstawie pisma Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska znak DM/063-1/553/21/PG, z dnia 20.07.2021 r. (informacja o stężeniach średniorocznych w roku 2020); do w/w innych projektowanych źródeł emisji i emitatorów, z których emitowane będą te same substancje, co z projektowanej Instalacji Etylenowej oraz instalacji peryferyjnych (powodując oddziaływanie skumulowane) zaliczają się:
 - emitator VBU – Visbreaking, będący częścią przedsięwzięcia objętego Decyzją Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Warszawie z dnia 23 stycznia 2020 r., znak WOOŚ-II.420.293.2019.MBR.13, ustalającą środowiskowe uwarunkowania dla przedsięwzięcia pn.: Budowa Instalacji Visbreakingu (VBU) wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną w zakładzie produkcyjnym (ZP) PKN Orlen S.A. w Płocku;
 - emitator BEM 335 – ZWS RTO - zmiana lokalizacji i parametrów istniejącego emitora BEM 335 oraz uwzględnienie pracy palnika rozruchowego proj. Regeneracyjnego Utleniacza Termicznego, w ramach przedsięwzięcia objętego Decyzją Prezydenta Miasta Płocka z dnia 30 listopada 2018 r., znak WKŚ-I-ZŚ.6220.49.2017.ER, ustalającą środowiskowe uwarunkowania dla przedsięwzięcia pn.: „Dostosowanie gospodarki ściekowej dla potrzeb rozwoju Zakładu Produkcyjnego w Płocku – Rozbudowa Oczyszczalni”;
 - emitator BEM 364 (DK – Dopalacz katalityczny), będący częścią przedsięwzięcia objętego Decyzją Prezydenta Miasta Płocka z dnia 20 sierpnia 2018 r., znak WKŚ-I-ZŚ.6220.25.2018.KK, ustalającą środowiskowe uwarunkowania dla przedsięwzięcia pn.: „Likwidacja lotnych związków organicznych z oczyszczalni ścieków w zakresie modernizacji uśredniacza”;
 - źródła emisji i emitory planowanego przedsięwzięcia pn.: „Budowa na terenie Zakładu Produkcyjnego PKN ORLEN w Płocku instalacji MaxEne wraz z infrastrukturą towarzyszącą i przebudową systemu opalania pieców na instalacji Reforming V”, dla którego środowiskowe uwarunkowania określone zostały Decyzją Prezydenta Miasta Płocka z dnia 6 września 2021 r., znak WKŚ-I-ZŚ.6220.31.2020.KK;
 - źródła emisji i emitory planowanego przedsięwzięcia pn.: „Budowa instalacji HVO wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną oraz dostosowanie Zakładu Produkcyjnego (ZP) w Płocku do przyjmowania, magazynowania i przerabiania olejów posmażalniczych (UCO) i tłuszczów zwierzęcych (AF), dla którego środowiskowe uwarunkowania określone zostały Decyzją Prezydenta Miasta Płocka z dnia 10 września 2021 r., znak WKŚ-I-ZŚ.6220.5.2021.ER;
 - źródła emisji i emitory planowanego przedsięwzięcia pn.: „Budowa Kompleksu Fenolu II wraz z infrastrukturą towarzyszącą” (w trakcie procedowania);
 - źródła emisji i emitory planowanego przedsięwzięcia pn.: „Budowa instalacji do utylizacji gazów siarkowodorowych Claus III i TGTU III”, dla którego środowiskowe uwarunkowania określone zostały Decyzją Prezydenta Miasta Płocka z dnia 23 września 2021 r., znak WKŚ-I-ZŚ.6220.8.2021.KK;
 - nowy emitator BEM 151, który zostanie zrealizowany w ramach przedsięwzięcia pn.: „Budowa nowego komina na działce D8”, objętego Decyzją Prezydenta Miasta Płocka z dnia 12

kwietnia 2021 r., znak WKŚ-I-ZŚ.6220.2.2021.KK, do którego podłączona zostanie w/w nowa instalacja do utylizacji gazów siarkowodorowych Claus i TGTU (komin ten zastąpi istniejący emitor BEM 151, który zostanie trwale wyłączony z eksploatacji).

Parametry w/w emitorów projektowanych przyjęto na podstawie Kart informacyjnych przedsięwzięcia lub raportów o oddziaływaniu na środowisko.

PKN Orlen S.A. w Płocku uzyskał ponadto Decyzję Wójta Gminy Stara Biała z dnia 27 sierpnia 2021 r., znak RGK.6220.22.2020, ustalającą środowiskowe uwarunkowania dla przedsięwzięcia pn.: „Budowa Kompleksu Olefin III na terenie PKN Orlen S.A. w Płocku”. Jednakże w miejscu, w którym miała być realizowana wymieniona inwestycja, PKN ORLEN S.A. planuje obecnie budowę alternatywnego przedsięwzięcia - nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi, która jest przedmiotem niniejszego opracowania. Realizacja Instalacji Etylenowej wyklucza realizację Kompleksu Olefin III. W związku z powyższym, w niniejszym opracowaniu w obliczeniach oddziaływania skumulowanego pominięto źródła emisji i emitory Kompleksu Olefin III.

Celem wykonania wyżej opisanych dodatkowych obliczeń jest dokonanie oceny w zakresie skumulowanego wpływu planowanych instalacji na stężenia średnioroczne substancji w powietrzu. Wpływ na jakość powietrza instalacji istniejących zawiera się w rzeczywistych stężeniach średniorocznych podanych przez GIOŚ. Różnice między poziomami dopuszczalnymi, a podanymi przez GIOŚ wartościami stężeń poszczególnych substancji w powietrzu (tj. wartości Da- R), traktować należy jako wartości dyspozycyjne dla oddziaływania samych projektowanych instalacji. Wykonanie serii obliczeń w w/w zakresie pozwala ocenić skumulowany wpływ na jakość powietrza instalacji projektowanych, których funkcjonowanie będzie powodować wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza, tj. zarówno instalacji będących przedmiotem niniejszego raportu, jak i innych planowanych instalacji / przedsięwzięć.

W Serii 2 obliczeń uwzględniono wszystkie emitory uwzględnione w Serii 1, jak również emitory istniejące. Do określenia parametrów emisji emitorów istniejących wykorzystano najbardziej aktualną bazę .OPERAT Zakładu PKN ORLEN S.A. w Płocku, na podstawie której wykonano obliczenia rozprzestrzeniania zanieczyszczeń do ostatniego wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego dla PKN ORLEN S.A., opracowanego w 2021 roku przez Multiconsult Polska Sp. z o.o. (wraz z uzupełnieniami) – wniosek ten aktualnie jest procedowany przez Urząd Marszałkowski Województwa Mazowieckiego. W bazie tej uwzględnione są emisje z instalacji prowadzonych przez PKN ORLEN S.A. (Rafineria, Petrochemia, Elektrociepłownia, Centralna Oczyszczalnia Ścieków, Blok Gazowo-Parowy), jak również instalacja odzysku i unieszkodliwiania odpadów Orlen Eko Sp. o.o. oraz instalacje wytwarzania polipropylenu i polietylenu Basell Orlen Polyolefins Sp. z o.o.

W Serii 3 obliczeń uwzględniono wyłącznie emitory planowanego przedsięwzięcia, tj. projektowanej Instalacji Etylenowej oraz instalacji towarzyszących.

Zakres skrócony obliczeń

Zgodnie z załącznikiem 3 do Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r., pełen zakres obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń wokół zakładu z uwzględnieniem statystyki warunków meteorologicznych wykonuje się dla tych substancji, dla których nie jest spełniony warunek:

$$\sum_e S_{mm} \leq 0,1 \cdot D_1$$

$\sum_e S_{mm}$ – suma najwyższych stężeń maks. obliczonych dla poszczególnych emitatorów obliczona dla 36 różnych sytuacji meteorologicznych wynikających z 6 stanów równowagi atmosfery,

D_1 – wartość odniesienia substancji w powietrzu lub poziom dopuszczalny uśredniony do 1 h.

W celu ustalenia, dla których spośród emitowanych zanieczyszczeń wymagane jest wykonanie obliczeń w pełnym zakresie, wykonano najpierw obliczenia stężeń maksymalnych jednogodzinnych (zakres skrócony obliczeń). Wyniki obliczeń wraz z klasyfikacją grupy emitatorów zestawiono w poniższych tabelach:

Tabela 37. Klasyfikacja grupy emitatorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca emitatory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć (Seria 1 obliczeń). Model 1 - Substancje emitowane z procesów spalania oraz związki nieorganiczne.

Nazwa zanieczyszczenia	Suma stężeń max. [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Stęż. dopuszcz. D1 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Obliczać stężenia w sieci receptorów	Ocena
pył PM-10	186,4	280	TAK	$0.1 \cdot D1 < S_{mm} < D1$
dwutlenek siarki	284,1	350	TAK	$0.1 \cdot D1 < S_{mm} < D1$
tlenki azotu jako NO ₂	382	200	TAK	$S_{mm} > D1$
tlenek węgla	6359	30000	TAK	$0.1 \cdot D1 < S_{mm} < D1$
amoniak	13,05	400	-	$S_{mm} < 0.1 \cdot D1$
pył zawieszony PM 2,5	186,4	-	TAK	bez oceny - brak D1

Tabela 38. Klasyfikacja grupy emitatorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca emitatory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć (Seria 1 obliczeń). Model 2 - Związki organiczne.

Nazwa zanieczyszczenia	Suma stężeń max. [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Stęż. dopuszcz. D1 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Obliczać stężenia w sieci receptorów	Ocena
benzen	1151	30	TAK	$S_{mm} > D1$
ksylen	3047	100	TAK	$S_{mm} > D1$
styren	47,2	20	TAK	$S_{mm} > D1$
toluen	2499	100	TAK	$S_{mm} > D1$
tlenek etylenu	0,2106	100	-	$S_{mm} < 0.1 \cdot D1$
cykloheksan	60,0	10	TAK	$S_{mm} > D1$
węglowodory alifatyczne	104936	3000	TAK	$S_{mm} > D1$

Tabela 39. Klasyfikacja grupy emitatorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca emitatory istniejących instalacji PKN ORLEN S.A., jak również emitatory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć (Seria 2 obliczeń). Model 1 - Substancje emitowane z procesów spalania oraz związki nieorganiczne.

Nazwa zanieczyszczenia	Suma stężeń max. [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Stęż. dopuszcz. D1 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Obliczać stężenia w sieci receptorów	Ocena
pył PM-10	439	280	TAK	$S_{mm} > D1$
dwutlenek siarki	1386	350	TAK	$S_{mm} > D1$

Nazwa zanieczyszczenia	Suma stężeń max. [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Stęż. dopuszcz. D1 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Obliczać stężenia w sieci receptorów	Ocena
tlenki azotu jako NO ₂	2658	200	TAK	Smm > D1
tlenek węgla	16246	30000	TAK	0.1*D1 < Smm < D1
amoniak	19,45	400	-	Smm < 0.1*D1
pył zawieszony PM 2,5	434	-	TAK	bez oceny - brak D1

Tabela 40. Klasyfikacja grupy emitorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca emitory istniejących instalacji PKN ORLEN S.A., jak również emitory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć (Seria 2 obliczeń). Model 2 - Związki organiczne.

Nazwa zanieczyszczenia	Suma stężeń max. [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Stęż. dopuszcz. D1 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Obliczać stężenia w sieci receptorów	Ocena
benzen	28402645	30	TAK	Smm > D1
ksylen	33604616	100	TAK	Smm > D1
styren	47,2	20	TAK	Smm > D1
toluen	42130527	100	TAK	Smm > D1
tlenek etylenu	29,50	100	TAK	0.1*D1 < Smm < D1
cykloheksan	60,0	10	TAK	Smm > D1
węglowodory alifatyczne	708224133	3000	TAK	Smm > D1

Tabela 41. Klasyfikacja grupy emitorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca wyłącznie emitory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi (Seria 3 obliczeń). Model 1 - Substancje emitowane z procesów spalania oraz związki nieorganiczne.

Nazwa zanieczyszczenia	Suma stężeń max. [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Stęż. dopuszcz. D1 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Obliczać stężenia w sieci receptorów	Ocena
pył PM-10	184,1	280	TAK	0.1*D1 < Smm < D1
dwutlenek siarki	14,87	350	-	Smm < 0.1*D1
tlenki azotu jako NO ₂	279,0	200	TAK	Smm > D1
tlenek węgla	6154	30000	TAK	0.1*D1 < Smm < D1
amoniak	12,35	400	-	Smm < 0.1*D1
pył zawieszony PM 2,5	184,1	-	TAK	bez oceny - brak D1

Tabela 42. Klasyfikacja grupy emitorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca wyłącznie emitory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi (Seria 3 obliczeń). Model 2 - Związki organiczne.

Nazwa zanieczyszczenia	Suma stężeń max. [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Stęż. dopuszcz. D1 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Obliczać stężenia w sieci receptorów	Ocena
benzen	68,8	30	TAK	Smm > D1
ksylen	1,214	100	-	Smm < 0.1*D1
styren	47,2	20	TAK	Smm > D1
toluen	43,5	100	TAK	0.1*D1 < Smm < D1
tlenek etylenu	0,2106	100	-	Smm < 0.1*D1
cykloheksan	60,0	10	TAK	Smm > D1

Nazwa zanieczyszczenia	Suma stężeń max. [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Stęż. dopuszcz. D1 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Obliczać stężenia w sieci receptorów	Ocena
węglowodory alifatyczne	2312	3000	TAK	$0.1 \cdot D1 < S_{\text{mm}} < D1$

Wyniki obliczeń – zakres pełny

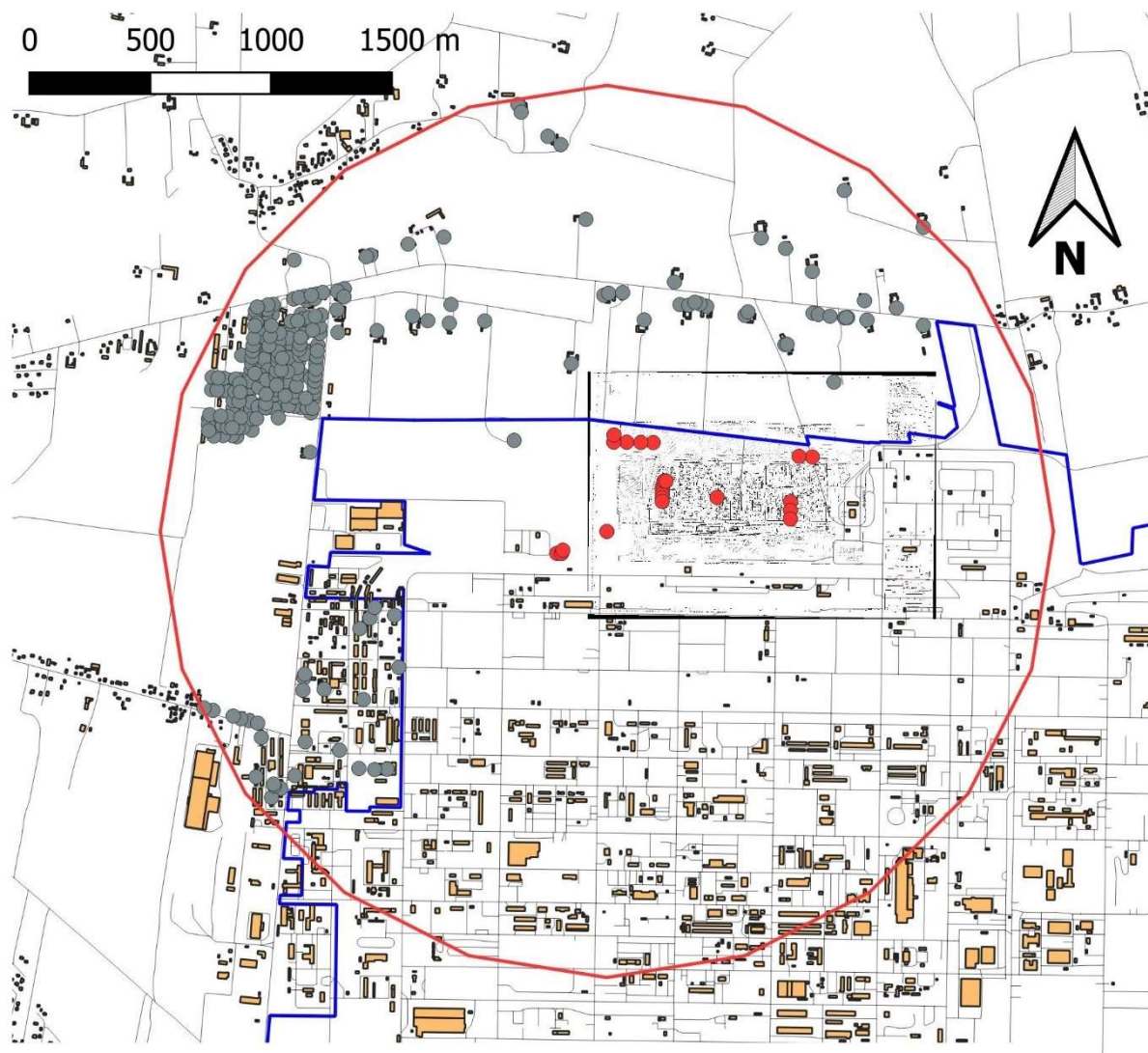
Zgodnie z metodyką referencyjną, obliczenia z uwzględnieniem statystyki warunków meteorologicznych przeprowadzono dla substancji, dla których nie zostało spełnione kryterium zwalniające z pełnego zakresu obliczeń. Obliczenia przeprowadzono:

- w regularnej siatce receptorów o wymiarach 7500x5700 m z krokiem 100x100 obejmującej rejon zakładu PKN ORLEN S.A.,
- w punktach umiejscowionych na granicy terenu, do którego PKN ORLEN S.A. posiada tytuł prawny (z krokiem co 10 m wzdłuż granicy terenu),
- w punktach dodatkowych na skraju obszarów uzdrowiskowych Wieniec Zdrój i Ciechocinek (obszary te znajdują się w zasięgu trzydziestokrotnej wartości X_{mm} , tj. odległości od emitora, w której występuje najwyższe ze stężeń maksymalnych substancji w powietrzu),
- w punkcie na najbliższej granicy Rzeczypospolitej Polskiej (z Federacją Rosyjską – Obwodem Kaliningradzkim).

Ponadto, wykonano obliczenia przy kondygnacjach wyższych niż parterowe budynków mieszkalnych i biurowych znajdujących się w promieniu dziesięciokrotnej wysokości emitatorów projektowanej Instalacji Etylenowej oraz instalacji towarzyszących (innego rodzaju budynków chronionych: przedszkoli, żłobków, szkół, szpitali i sanatoriów, nie zidentyfikowano w w/w zasięgu). W celu ich zidentyfikowania, wykonano analizę budynków figurujących w bazie BDOT10k⁶. Drogą analizy przestrzennej wykonanej programem QGIS zidentyfikowano ogółem 260 budynków spełniających w/w kryteria, o liczbie kondygnacji od 2 do 8, co - przyjmując typową wysokość kondygnacji na poziomie 3 m - odpowiada wysokości od 6 do 24 metrów. Lokalizacje tych budynków przedstawiono na poniższym rysunku:

⁶ publicznie dostępnej na przeglądarce mapowej Geoportal.gov.pl (zakładki „Dane topograficzne” i „Wizualizacja BDOT10k”)

Rysunek 2. Lokalizacja wyższych niż parterowe budynków chronionych w zasięgu 10-krotnej wysokości emitorów projektowanej Instalacji Etylenowej oraz instalacji towarzyszących



Legenda:

- Zasięg 10-krotnej wysokości emitorów proj. Instalacji Etylenowej
- Wyższe niż parterowe budynki chronione poza terenem PKN ORLEN S.A.
- Emitory proj. Instalacji Etylenowej
- Granica terenu, do którego PKN ORLEN S.A. posiada tytuł prawny

Źródło: opracowanie własne wykonane programem QGIS przy wykorzystaniu bazy BDOT10k udostępnionej przez Centralny Ośrodek Dokumentacji Geodezyjnej i Kartograficznej w Warszawie

Dla punktów siatki obliczeniowej odpowiadających lokalizacji tych budynków wykonano dodatkowe obliczenia poziomów substancji w powietrzu na wysokości Z, tj. wysokości najwyższej kondygnacji (w zależności od liczby kondygnacji danego budynku wg danych figurujących w bazie BDOT10k). Budynki te znajdują się w zasięgu odległości 10H wyłącznie wysokich emitorów proj. instalacji – w szczególności pochodni 6410X-1 (H = 185 m), kotłów parowych N-X-4601 A/B/C (H= 70 m) i/lub pieców pirolitycznych N-BA-2111/2121/2131/2141/2151 (H = 82 m). Wszystkie te emitery mają efektywne wysokości Hmax wyższe od wysokości najwyższej kondygnacji budynku Z, a więc wykonanie obliczeń na wysokości Z jest wystarczające zgodnie z metodyką referencyjną.

W poniższej tabeli przedstawiono wyniki obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu poza terenem Zakładu i porównano je z wartościami dopuszczalnymi.

Tabela 43. Zestawienie wyników obliczeń i porównanie ich z wartościami dopuszczalnymi ⁽¹⁾. Maksymalne spośród obliczonych stężeń na poziomie terenu poza obszarem Zakładu.

Substancja	Numer CAS	Stężenia maksymalne jednogodzinne				Stężenia średnioroczne							
		D ₁ [µg/m ³]	P(D ₁) [%]	S _{mm} [µg/m ³]	P(D ₁) _{obl} [%]	D _a [µg/m ³]	Wartość dyspozycyjna dla nowych instalacji D _a – R [µg/m ³]						S _a max [µg/m ³]
							Miasto Płock	Nowa Biała	Biała	Nowe Draganie	Stare Draganie	Nowe Trzepowo	
<u>Seria 1. Oddziaływanie projektowanej Instalacji Etylenowej oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć, których eksploatacja powodować będzie wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza</u>													
Model 1 (produkty spalania)													
Pył PM10	-	280	0,2	191,883	0	40	17	14	17	15	15	18	0,1552
Dwutlenek siarki	7446-09-5	350	0,274	190,855	0	20	8	6	8	8	8	12	2,2558
Dwutlenek azotu	10102-44-0	200	0,2	251,072	0,00 ⁽³⁾	40	23 ⁽²⁾	23 ⁽²⁾	23 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	3,7205
Pył PM2,5	-	brak	brak	191,883	n. d.	20	5	2	5	4	4	6	0,1552
Tlenek węgla	630-08-0	30000	0,2	6095,132	0	brak	Nie dotyczy - brak dopuszczalnego stężenia średnioroczne dla tej substancji						48,2570
Model 2 (zw. organiczne)													
Benzen	71-43-2	30	0,2	83,390	0,01	5	4	4	4	4	4	4	0,3559
Ksylen	1330-20-7	100	0,2	228,312	0,00 ⁽³⁾	10	9						0,0562
Toluen	108-88-3	100	0,2	186,839	0,00 ⁽³⁾	10	9						0,2818
Styren	100-42-5	20	0,2	6,714	0	2	1,8						0,0587
Cykloheksan	110-82-7	10	0,2	60,262	0,02	1	0,9						0,0064
Węglowodory alifatyczne	--	3000	0,2	7720,948	0,00 ⁽³⁾	1000	900						22,2843
<u>Seria 2. Oddziaływanie projektowanych instalacji wraz z istniejącymi instalacjami PKN Orlen S.A. (oddziaływanie skumulowane)</u>													

Substancja	Numer CAS	Stężenia maksymalne jednogodzinne				Stężenia średnioroczne						
		D ₁ [µg/m ³]	P(D ₁) [%]	S _{mm} [µg/m ³]	P(D ₁) _{obl} [%]	D _a [µg/m ³]	Wartość dyspozycyjna dla nowych instalacji D _a – R [µg/m ³]					S _{a max} [µg/m ³]
							Miasto Płock	Nowa Biała	Biała	Nowe Draganie	Stare Draganie	
<u>Model 1 (produkty spalania)</u>												
Pył PM10	-	280	0,2	196,436	0	40	Nie dotyczy – model dla Serii 2 uwzględnia oddziaływanie istniejących instalacji, które zawiera się w stężeniach substancji w powietrzu podanych przez GIOŚ					1,0330
Dwutlenek siarki	7446-09-5	350	0,274	345,285	0	20	j. w.					11,3367
Dwutlenek azotu	10102-44-0	200	0,2	326,000	0,17	40	j. w.					14,2382
Pył PM2,5	-	brak	brak	195,653	n. d.	20	j. w.					0,9359
Tlenek węgla	630-08-0	30000	0,2	6151,577	0	brak	Nie dotyczy - brak dopuszczalnego stężenia średniorocznego dla tej substancji					64,8609
<u>Model 2 (zw. organiczne)</u>												
Benzen	71-43-2	30	0,2	211,392	0,10	5	Nie dotyczy – model dla Serii 2 uwzględnia oddziaływanie istniejących instalacji, które zawiera się w stężeniach benzenu podanych przez GIOŚ					0,5395
Ksylene	1330-20-7	100	0,2	263,440	0,00 ⁽³⁾	10	9					0,3612
Toluen	108-88-3	100	0,2	246,845	0,00 ⁽³⁾	10	9					0,4609
Styren	100-42-5	20	0,2	6,714	0	2	1,8					0,0587
Tlenek etylenu	75-21-8	100	0,2	6,380	0	4,3	3,87					0,1112
Cykloheksan	110-82-7	10	0,2	60,262	0,02	1	0,9					0,0064
Węglowodory alifatyczne	-	3000	0,2	8767,295	0,00 ⁽³⁾	1000	900					28,5873
<u>Seria 3. Oddziaływanie planowanego przedsięwzięcia – Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi</u>												
<u>Model 1 (produkty spalania)</u>												

Substancja	Numer CAS	Stężenia maksymalne jednogodzinne				Stężenia średnioroczne							
		D ₁ [µg/m ³]	P(D ₁) [%]	S _{mm} [µg/m ³]	P(D ₁) _{obl} [%]	D _a [µg/m ³]	Wartość dyspozycyjna dla nowych instalacji D _a – R [µg/m ³]						S _{a max} [µg/m ³]
							Miasto Płock	Nowa Biała	Biała	Nowe Draganie	Stare Draganie	Nowe Trzepowo	
Pył PM10	-	280	0,2	191,874	0	40	17	14	17	15	15	18	0,1410
Dwutlenek azotu	10102-44-0	200	0,2	251,026	0,00 ⁽³⁾	40	23 ⁽²⁾	23 ⁽²⁾	23 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	3,0574
Pył PM2,5	-	brak	brak	191,874	n. d.	20	5	2	5	4	4	6	0,1410
Tlenek węgla	630-08-0	30000	0,2	6090,689	0	brak	Nie dotyczy - brak dopuszczalnego stężenia średniorocznego dla tej substancji						46,9651
<u>Model 2 (zw. organiczne)</u>													
Benzen	71-43-2	30	0,2	61,042	0,01	5	4	4	4	4	4	4	0,3407
Toluen	108-88-3	100	0,2	37,243	0	10	9						0,2744
Styren	100-42-5	20	0,2	6,714	0	2	1,8						0,0587
Cykloheksan	110-82-7	10	0,2	60,262	0,02	1	0,9						0,0064
Węglowodory alifatyczne	-	3000	0,2	1794,452	0	1000	900						21,7540

¹ – Oznaczenia:

D₁ - Stężenie dopuszczalne lub wartość odniesienia (stężenia maksymalne jednogodzinne) [µg/m³],

P(D₁) - Dopuszczalna częstość przekroczeń stężenia D₁ [%],

S_{mm} - Maksymalne obliczone stężenie maksymalne 1-godzinne [µg/m³],

P(D₁)_{obl} - Obliczona częstość przekroczeń stężenia D₁ [%],

D_a - Stężenie dopuszczalne lub wartość odniesienia (stężenia średnioroczne) [µg/m³],

R – aktualny stan jakości powietrza (tło) – stężenie średnioroczne podane w informacji od GIOŚ lub 10% wartości D_a w przypadku substancji nie ujętych w informacji od GIOŚ,

D_a – R – Stężenie dyspozycyjne (stężenie dopuszczalne średnioroczne – tło) [µg/m³],

S_{a max} - Maksymalne obliczone stężenie średnioroczne [µg/m³].

2- wartości dyspozycyjne podane w wydruku danych i wyników programu OPERAT FB są o 10 [µg/m³] niższe co wynika z faktu, że program OPERAT FB automatycznie przyjmuje wartość D_a = 30 µg/m³, która stanowi poziom dopuszczalny ze względu na ochronę roślin dla sumy dwutlenku azotu i tlenku azotu przeliczonej na dwutlenek azotu, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 24

sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu - tekst jednolity: Dz.U. z 2021 r., poz. 845. Wynika to ze specyfiki oprogramowania i nie ma żadnego wpływu na uzyskane i pokazane w dokumentacji wyniki obliczeń.

3 – obliczona przez program OPERAT FB częstość przekroczeń wartości D_1 na granicy Zakładu wynosząca 0,00% oznacza wartość kształtującą się na poziomie $<0,005\%$, a więc znacznie poniżej wartości dopuszczalnej 0,2%.

Kompletne wydruki danych wejściowych i wyników obliczeń wraz z przedstawieniem izolinii stężeń poszczególnych substancji na mapach (wydruki z programu "OPERAT FB" v.8.7.0./2021 r.) stanowią **załączniki P2, P3, P4, P5, P6 i P7** do niniejszego opracowania.

Podsumowanie

Z analizy wyników obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu wynika, że funkcjonowanie Zakładu PKN ORLEN S.A. w Płocku po realizacji planowanej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi nie spowoduje przekroczenia standardów jakości powietrza. Obliczone wartości stężeń maksymalnych jednogodzinnych dwutlenku azotu, benzenu, toluenu, ksylenu, cykloheksanu i węglowodorów alifatycznych są wyższe od wartości odniesienia uśrednionych do 1 godziny, jednakże obliczone częstości przekroczeń są niższe od wartości dopuszczalnych. Obliczone wartości stężeń średniorocznych powodowanych przez pracę instalacji projektowanych są niższe od wartości dyspozycyjnych w przypadku wszystkich substancji. Warunkiem dotrzymania wartości dopuszczalnych jest wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza emitorami o parametrach nie gorszych, niż to określono w niniejszym raporcie.

Podsumowując przewiduje się, że eksploatacja Zakładu PKN ORLEN S.A. w Płocku po realizacji planowanych inwestycji nie będzie stwarzać zagrożenia dla środowiska w zakresie wpływu emisji zanieczyszczeń na stan jakości powietrza przy założeniu, że emitory źródeł emisji zorganizowanej będą posiadać parametry nie gorsze, niż określono w niniejszym opracowaniu.

1.5 Emisje do atmosfery i oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie likwidacji

Projektowane instalacje będą eksploatowane długoterminowo i obecnie nie jest znany termin ich hipotetycznej likwidacji. Oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie likwidacji będzie – podobnie jak na etapie realizacji – związane z pracą ciężkiego sprzętu używanego do prac rozbiórkowych oraz z ruchem pojazdów ciężarowych do wywozu gruzu. Zasięg oddziaływania zanieczyszczeń emitowanych do powietrza podczas prac rozbiórkowych w fazie likwidacji obiektu będzie podobny jak w fazie budowy.

1.6 Wymagany zakres monitoringu w zakresie emisji do powietrza

Monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza będzie prowadzony w oparciu o ciągłe i okresowe pomiary wielkości emisji, które prowadzący analizowane instalacje zobowiązany będzie wykonywać zgodnie z Decyzją wykonawczą Komisji (UE) 2017/2117 z dnia 21 listopada 2017 r. ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do produkcji wielkotonażowych organicznych substancji chemicznych zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 7469), Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (tekst jednolity: Dz.U. z 2019 r., poz. 2286, z późniejszą zmianą) oraz – w przypadku kotłów EC II - Decyzją Wykonawczą Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 5225).

Szczegółowy zakres i częstotliwość wykonywania pomiarów z poszczególnych źródeł emisji przedstawiono w tabeli poniżej:

Tabela 44. Przewidywany zakres monitoringu wielkości emisji w fazie eksploatacji

Źródło emisji	Emitor	Nazwa substancji	Częstotliwość monitoringu wielkości emisji do powietrza	Norma pomiarowa	Informacje dodatkowe
Piec pirolityczny N-BA-2111	BEM1000 BEM1001 BEM1002 BEM1003 BEM1004	Tlenki azotu (NO _x)	monitoring ciągły	Ogólne normy EN ⁽¹⁾	<p>a) Monitoring ciągły należy zainstalować na każdym z emitorów pieców pirolitycznych.</p> <p>b) Na każdym z emitorów należy dodatkowo wykonać stanowisko do pomiaru manualnego (zgodne z normą PN-EN 15259), w celu umożliwienia wykonywania pomiarów równoległych w ramach procedur związanych z zapewnieniem jakości automatycznych systemów pomiarowych zgodnie z normą PN-EN 14181.⁽²⁾</p> <p>c) Zgodnie z BAT1 Konkluzji BAT LVOC, monitoring emisji pyłu nie jest wymagany, gdyż planuje się spalać wyłącznie paliwa gazowe.</p>
Piec pirolityczny N-BA-2121		Tlenek węgla (CO)	monitoring ciągły	Ogólne normy EN ⁽¹⁾	
Piec pirolityczny N-BA-2131		Amoniak (NH ₃)	monitoring ciągły	Ogólne normy EN ⁽¹⁾	
Piec pirolityczny N-BA-2141					
Piec pirolityczny N-BA-2151		Dwutlenek siarki (SO ₂)	monitoring ciągły	Ogólne normy EN ⁽¹⁾	

Źródło emisji	Emitor	Nazwa substancji	Częstotliwość monitoringu wielkości emisji do powietrza	Norma pomiarowa	Informacje dodatkowe
Odkoksownik N-FA-2101 Odkoksownik N-FA-2105	BEM1005	Tlenek węgla (CO)	1 raz w roku albo raz w trakcie odkoksowania, jeżeli odbywa się ono z mniejszą częstotliwością	EN 15058 ⁽³⁾	a) Stanowiska pomiarowe należy wykonać na każdym z emitorów odkoksowników
	BEM1006	Pył ogółem (TSP)	1 raz w roku albo raz w trakcie odkoksowania, jeżeli odbywa się ono z mniejszą częstotliwością	EN 13284-1 ⁽³⁾	
Kocioł parowy N-X-4601 A Kocioł parowy N-X-4601 B Kocioł parowy N-X-4601 C	BEM1010 BEM1011 BEM1012	Tlenki azotu (NO _x)	monitoring ciągły	Ogólne normy EN ⁽¹⁾	a) Monitoring ciągły należy zainstalować na każdym z emitorów kotłów b) Należy dodatkowo wykonać stanowiska do pomiarów manualnych (zgodne z normą PN-EN 15259), w celu umożliwienia wykonywania pomiarów dla substancji mierzonych okresowo oraz pomiarów równoległych w ramach procedur związanych z
		Amoniak	Ciągły do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	Ogólne normy EN ⁽¹⁾	
		Tlenek węgla (CO)	monitoring ciągły	Ogólne normy EN ⁽¹⁾	
		Dwutlenek siarki (SO ₂)	monitoring ciągły	Ogólne normy EN ⁽¹⁾	
		Trójtlenek siarki (SO ₃) - Monitoring wymagany jedynie w przypadku stosowania SCR	1 raz na rok	Nie określa się - brak dostępnej normy EN	

Źródło emisji	Emitor	Nazwa substancji	Częstotliwość monitoringu wielkości emisji do powietrza	Norma pomiarowa	Informacje dodatkowe
		Pył ogółem (TSP)	monitoring ciągły	Ogólne normy EN ⁽¹⁾	zapewnieniem jakości automatycznych systemów pomiarowych zgodnie z normą PN-EN 14181 ⁽²⁾ .
		Chlorki gazowe wyrażone jako HCl - Monitoring wymagany jedynie w przypadku opalania kotłów gazem procesowym, nie wymagany przypadku opalania wyłącznie gazem ziemnym	1 raz na 3 miesiące do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 1911	
		Fluorowodór (HF) - Monitoring wymagany jedynie w przypadku opalania kotłów gazem procesowym, nie wymagany przypadku opalania wyłącznie gazem ziemnym	1 raz na 3 miesiące do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	Nie określa się - brak dostępnej normy EN	
		LZO - Monitoring wymagany jedynie w przypadku opalania kotłów gazem procesowym, nie wymagany przypadku opalania wyłącznie gazem ziemnym	1 raz na 6 miesięcy do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 12619	

Źródło emisji	Emitor	Nazwa substancji	Częstotliwość monitoringu wielkości emisji do powietrza	Norma pomiarowa	Informacje dodatkowe
Piec technologiczny N-BA-3401 – podgrzewacz wsadu PGH	BEM1007	<p>Nie dotyczy.</p> <p>BAT1 Konkluzji BAT LVOC nakłada obowiązek wykonywania pomiarów wielkości emisji z pieców procesowych/nagrzewnic o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie nie mniejszej niż 10 MW_{th}; Piec technologiczny – podgrzewacz wsadu PGH będzie miał nominalną moc cieplną nie przekraczającą w/w wartości i z tego względu wykonywanie ciągłych lub okresowych pomiarów wielkości emisji z tego źródła emisji nie będzie wymagane.</p>			a) Na emitorze należy wykonać stanowisko do pomiarów manualnych (zgodne z normą PN-EN 15259) dla potrzeb przeprowadzania wstępnych pomiarów wielkości emisji zgodnie z Art. 147 ust. 4 Ustawy POŚ oraz ewentualnych późniejszych pomiarów kontrolnych.
Dopalacz katalityczny N-X-3620	BEM1008	Całkowite LZO	1 raz na 6 miesięcy do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 12619	a) Na emitorze należy wykonać stanowisko do pomiarów manualnych zgodnie z normą PN-EN 15259
		Tlenek etylenu	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	Nie określa się - brak dostępnej normy EN	
		Tlenki azotu (NO _x)	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 14792	
		Tlenek węgla (CO)	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 15058	

Źródło emisji	Emitor	Nazwa substancji	Częstotliwość monitoringu wielkości emisji do powietrza	Norma pomiarowa	Informacje dodatkowe
		Dwutlenek siarki (SO ₂)	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 14791	
		Pył ogółem (TSP)	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 13284-1	
Kocioł odzysknicowy N-BA-3690	BEM1009	Tlenki azotu (NO _x)	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 14792	a) Na emitorze należy wykonać stanowisko do pomiarów manualnych zgodne z normą PN-EN 15259
		Tlenek węgla (CO)	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 15058	
		Dwutlenek siarki (SO ₂)	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 14791	
		Pył ogółem (TSP)	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 13284-1	
		Całkowite LZO	1 raz na 6 miesięcy do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 12619	

Źródło emisji	Emitor	Nazwa substancji	Częstotliwość monitoringu wielkości emisji do powietrza	Norma pomiarowa	Informacje dodatkowe
		Tlenek etylenu	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	Nie określa się - brak dostępnej normy EN	

- 1) Ogólne normy EN w odniesieniu do pomiarów ciągłych to normy EN 15267-1, -2 i -3, oraz EN 14181.
- 2) Systemy do ciągłych pomiarów emisji do powietrza podlegają procedurom zgodnym z normą EN 14181, zapewniającym odpowiedni poziom jakości, w tym co najmniej raz w roku kontroli za pomocą pomiarów równoległych prowadzonych przy użyciu innych systemów z zastosowaniem następujących metodyk referencyjnych: dla pyłu ogółem zgodnie z normą EN 13284-1, dla SO₂ zgodnie z normą EN 14791, dla NO_x zgodnie z normą EN 14792, dla CO zgodnie z normą EN 15058.
- 3) Norma i okres pobierania próbek wymagają dostosowania tak, aby mierzone wartości były reprezentatywne dla całego cyklu odkoksowania.

Wyniki pomiarów wielkości emisji przekazywane będą właściwym organom ochrony środowiska oraz Wojewódzkiemu Inspektorowi Ochrony Środowiska, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 15 grudnia 2020 r. w sprawie rodzajów wyników pomiarów prowadzonych w związku z eksploatacją instalacji lub urządzenia i innych danych zbieranych w wyniku monitorowania procesów technologicznych oraz terminów i sposobów prezentacji (Dz.U. z 2020 r., poz. 2405).

Ponadto, informacje o rodzajach i ilościach zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza będą co roku przekazywane właściwym organom w ramach sprawozdawczości związanej z naliczaniem opłat za korzystanie ze środowiska oraz w postaci raportów rocznych wprowadzanych do bazy KOBIZE. Informacje o wielkości emisji będą również raportowane do systemu E-PRTR, w ramach którego będą następnie publicznie udostępniane.

Monitoring będzie polegać ponadto na bieżącej kontroli stanu technicznego urządzeń i ich właściwej konserwacji.

Stan jakości powietrza w analizowanym rejonie będzie monitorowany przez służby właściwego Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska w ramach Państwowego Monitoringu Środowiska.

1.7 Podsumowanie i wnioski

1. Źródłem emisji zanieczyszczeń do powietrza w fazie realizacji projektowanej Instalacji Etylenowej oraz instalacji peryferyjnych będzie praca sprzętu budowlanego oraz ruch pojazdów obsługujących plac budowy oraz przywożących i odwożących materiały i urządzenia. Maszyny robocze i samochody będą emitować do powietrza produkty spalania paliw, w tym zanieczyszczenia takie jak tlenki azotu, dwutlenek siarki, tlenek węgla, pył i węglowodory. Występować będzie również zjawisko wtórnego unoszenia do powietrza ziaren pyłów zdeponowanych na podłożu wskutek ruchu pojazdów (pylenie wtórne) oraz pylenie będące wynikiem przemieszczania mas ziemnych i kruszyw budowlanych.
2. Negatywne oddziaływanie fazy budowy na stan jakości powietrza będzie miało charakter okresowy, ograniczony zasadniczo do najbliższego sąsiedztwa placu robót. Biorąc pod uwagę przejściowy charakter prac budowlanych oraz dostępne techniczne i organizacyjne metody zabezpieczenia środowiska należy uznać, że etap ten nie spowoduje trwałych negatywnych zmian w środowisku.
3. W fazie eksploatacji projektowanej Instalacji Etylenowej oraz instalacji peryferyjnych emisje do powietrza zachodzić będą z następujących źródeł:
 - 5 pieców pirolitycznych do krakingu parowego, o nominalnej mocy cieplnej każdego z pieców wynoszącej do 138,26 MW_{th} – obiekty N-BA-2111, N-BA-2121, N-BA-2131, N-BA-2141, N-BA-2151, będących źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazu metanowego z Instalacji Etylenowej i/lub gazu ziemnego - emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM₁₀ i PM_{2,5}); w związku z planowanym montażem selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) w celu redukcji emisji tlenków azotu, zachodzić będzie również resztkowa emisja nieprzereagowanego amoniaku; ponadto zachodzić będzie emisja pyłu (w tym pyłu PM₁₀ i PM_{2,5}) oraz tlenku węgla podczas cyklicznego odkoksowania pieców – emisja z odkoksowników N-FA-2101 i N-FA-2105.
 - piec technologiczny – podgrzewacz wsadu, o nominalnej mocy cieplnej wynoszącej 1,08 MW_{th} – obiekt N-BA-3401, będący źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazu metanowego

- z Instalacji Etylenowej lub gazu ziemnego – emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5).
- dopalacz katalityczny – obiekt N-X-3620 – przeznaczony do dopalania związków organicznych zawartych w gazach procesowych odprowadzanych z instalacji EO/EG, zaopatrzone w palnik o nominalnej mocy cieplnej 1,3 MW_{th} – emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5), jak również resztkowych (nie spalonych) lotnych związków organicznych (LZO), w tym tlenku etylenu i węglowodorów alifatycznych; zakładana skuteczność usuwania LZO przez dopalacz katalityczny – 99%;
 - kocioł odzysknicowy ciepła odpadowego o nominalnej mocy cieplnej 13 MW_{th}, – obiekt N-BA-3690, będący źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazów procesowych z instalacji EO/EG – emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5) oraz amoniaku, jak również resztkowych (nie spalonych) lotnych związków organicznych (LZO), w tym tlenku etylenu;
 - EC II - 3 kotły do wytwarzania pary technologicznej (2 pracujące + 1 rezerwowy), o nominalnej mocy cieplnej każdego kotła wynoszącej ok. 360 MW_{th} – obiekty N-X-4601 A, N-X-4601 B i N-X-4601 C, będące źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazu metanowego z Instalacji Etylenowej lub gazu ziemnego - tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5), w związku z planowanym montażem selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) w analizie uwzględniono dodatkowo emisję amoniaku;
 - 2 zbiorniki magazynowe oleju napędowego, oznaczone symbolami N-FB-16 A i N-FB-16 B, zaopatrzone w dachy stałe z zaworami oddechowymi, będące źródłem niezorganizowanej emisji węglowodorów alifatycznych;
 - 3 zbiorniki magazynowe benzyny średniej zaopatrzone w dachy pływające – obiekty N-FB-12, N-FB-13A, N-FB-13B, będące źródłem niezorganizowanej emisji lotnych składników benzyn - węglowodorów alifatycznych, benzenu, toluenu i ksyleny;
 - 3 zbiorniki magazynowe styrenu Z-1S, Z-2S oraz Z-9S z dachem stałym wyposażone w układ chłodzenia oraz filtr węglowy wychwytyjący ok. 90% styrenu w fazie gazowej emitowanego przez zbiornik podczas czynności operacyjnych; w przestrzeni nad lustrem cieczy przewidziana jest ponadto poduszka azotowa;
 - pochodnia (flara) – obiekt 6410X-1 – będąca źródłem emisji z dopalania gazów procesowych, które będą zrzucane na pochodnię w warunkach odbiegających od normalnych: podczas rozruchów, wyłączeń i ewentualnych awarii, jak również spalania gazu metanowego z Instalacji Etylenowej w palniku pilotowym pochodni – emisja tlenków azotu, tlenku węgla, pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5) i Lotnych Związków Organicznych (węglowodorów alifatycznych, benzenu, toluenu, cykloheksanu).
4. Z analizy wyników obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu wynika, że funkcjonowanie Zakładu PKN ORLEN S.A. w Płocku po realizacji planowanej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi nie spowoduje przekroczenia standardów jakości powietrza. Obliczone wartości stężeń maksymalnych jednogodzinnych dwutlenku azotu, benzenu, toluenu, ksyleny, cykloheksanu i węglowodorów alifatycznych są wyższe od wartości odniesienia uśrednionych do 1 godziny, jednakże obliczone częstości przekroczeń są niższe od wartości

dopuszczalnych. Obliczone wartości stężeń średniorocznych powodowanych przez pracę instalacji projektowanych są niższe od wartości dyspozycyjnych w przypadku wszystkich substancji. Warunkiem dotrzymania wartości dopuszczalnych jest wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza emitorami o parametrach nie gorszych, niż to określono w niniejszym raporcie.

5. Podsumowując przewiduje się, że eksploatacja Zakładu PKN ORLEN S.A. w Płocku po realizacji planowanych inwestycji nie będzie stwarzać zagrożenia dla środowiska w zakresie wpływu emisji zanieczyszczeń na stan jakości powietrza przy założeniu, że emitory będą posiadać parametry nie gorsze, niż określono w niniejszym opracowaniu.

2. Ocena oddziaływania na jakość powietrza wariantu alternatywnego

Jako racjonalny wariant alternatywny zaproponowano realizację pochodni 6410X-1 o wysokości analogicznej do tej, jaką posiadają istniejące pochodnie znajdujące się już na terenie zakładu PKN ORLEN S.A. (pochodnie P1, P2, P3, WOII, HOG, HK), tj. $h = 120$ m.

Poniżej przedstawiono wyniki obliczeń oddziaływania skumulowanego istniejących i projektowanych instalacji znajdujących się na terenie zakładu PKN ORLEN S.A. przy założeniu, że projektowana pochodnia 6410X-1 będzie mieć wysokość 120 m. Poziomy emisji z projektowanej pochodni, jak również parametry pozostałych źródeł emisji i emitorów przyjęto identycznie, jak w obliczeniach dla wariantu proponowanego przez Wnioskodawcę.

Zakres skrócony obliczeń

W celu ustalenia, dla których spośród emitowanych zanieczyszczeń wymagane jest wykonanie obliczeń w pełnym zakresie, wykonano najpierw obliczenia stężeń maksymalnych jednogodzinnych (zakres skrócony obliczeń). Wyniki obliczeń wraz z klasyfikacją grupy emitorów zestawiono w poniższych tabelach:

Tabela 45. Klasyfikacja grupy emitorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca emitory istniejących instalacji PKN ORLEN S.A., jak również emitory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć (Wariant alternatywny).
Model 1 - Substancje emitowane z procesów spalania oraz związki nieorganiczne.

Nazwa zanieczyszczenia	Suma stężeń max. [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Stęż. dopuszcz. D1 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Obliczać stężenia w sieci receptorów	Ocena
pył PM-10	564	280	TAK	Smm > D1
dwutlenek siarki	1386	350	TAK	Smm > D1
tlenki azotu jako NO ₂	2658	200	TAK	Smm > D1
tlenek węgla	16246	30000	TAK	$0.1 \cdot D1 < Smm < D1$
amoniak	19,45	400	-	Smm < $0.1 \cdot D1$
pył zawieszony PM 2,5	559	-	TAK	bez oceny - brak D1

Tabela 46. Klasyfikacja grupy emitorów na podstawie sumy stężeń maksymalnych, uwzględniająca emitory istniejących instalacji PKN ORLEN S.A., jak również emitory nowej Instalacji Etylenowej wraz z instalacjami towarzyszącymi oraz innych planowanych instalacji / przedsięwzięć (Wariant alternatywny).
Model 2 - Związki organiczne.

Nazwa zanieczyszczenia	Suma stężeń max. [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Stęż. dopuszcz. D1 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Obliczać stężenia w sieci receptorów	Ocena
benzen	28402729	30	TAK	Smm > D1
ksylen	33604616	100	TAK	Smm > D1
styren	47,2	20	TAK	Smm > D1
toluen	42130578	100	TAK	Smm > D1
tlenek etylenu	29,50	100	TAK	$0.1 \cdot D1 < Smm < D1$
cykloheksan	143,7	10	TAK	Smm > D1
węglowodory alifatyczne	708226534	3000	TAK	Smm > D1

Wyniki obliczeń – zakres pełny

Zgodnie z metodyką referencyjną, obliczenia z uwzględnieniem statystyki warunków meteorologicznych przeprowadzono dla substancji, dla których nie zostało spełnione kryterium zwalniające z pełnego zakresu obliczeń. Wymiary i krok siatki, lokalizację dodatkowych punktów oraz

krok obliczeń na granicy terenu, do którego PKN ORLEN S.A. posiada tytuł prawny, przyjęto analogicznie, jak w przypadku obliczeń dla wariantu proponowanego.

W poniższej tabeli przedstawiono wyniki obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu poza terenem Zakładu i porównano je z wartościami dopuszczalnymi.

Tabela 47. Zestawienie wyników obliczeń i porównanie ich z wartościami dopuszczalnymi ⁽¹⁾. Maksymalne spośród obliczonych stężeń na poziomie terenu poza obszarem Zakładu. Wariant alternatywny.

Substancja	Numer CAS	Stężenia maksymalne jednogodzinne				Stężenia średnioroczne						
		D ₁ [μg/m ³]	P(D ₁) [%]	S _{mm} [μg/m ³]	P(D ₁) _{obl} [%]	D _a [μg/m ³]	Wartość dyspozycyjna dla nowych instalacji D _a – R [μg/m ³]					S _{a max} [μg/m ³]
							Miasto Płock	Nowa Biała	Biała	Nowe Draganie	Stare Draganie	
<u>Model 1 (produkty spalania). Wariant alternatywny.</u>												
Pył PM10	-	280	0,2	452,0	0,01	40	Nie dotyczy – model uwzględnia oddziaływanie istniejących instalacji, które zawiera się w stężeniach substancji w powietrzu podanych przez GIOŚ					1,0437
Dwutlenek siarki	7446-09-5	350	0,274	345,285	0	20	j. w.					11,3367
Dwutlenek azotu	10102-44-0	200	0,2	577,357	0,17	40	j. w.					14,2502
Pył PM2,5	-	brak	brak	450,442	n. d.	20	j. w.					0,9505
Tlenek węgla	630-08-0	30000	0,2	6151,601	0	brak	Nie dotyczy - brak dopuszczalnego stężenia średniorocznego dla tej substancji					65,1883
<u>Model 2 (zw. organiczne). Wariant alternatywny.</u>												
Benzen	71-43-2	30	0,2	211,392	0,10	5	Nie dotyczy – model uwzględnia oddziaływanie istniejących instalacji, które zawiera się w stężeniach benzenu podanych przez GIOŚ					0,5402
Ksylen	1330-20-7	100	0,2	263,440	0,00 ⁽³⁾	10	9					0,3612
Toluen	108-88-3	100	0,2	246,845	0,00 ⁽³⁾	10	9					0,4612
Styren	100-42-5	20	0,2	6,714	0	2	1,8					0,0587
Tlenek etylenu	75-21-8	100	0,2	6,380	0	4,3	3,87					0,1112
Cykloheksan	110-82-7	10	0,2	144,014	0,06	1	0,9					0,0195
Węglowodory alifatyczne	-	3000	0,2	8767,295	0,00 ⁽³⁾	1000	900					29,0709

¹ – Oznaczenia:

D₁ - Stężenie dopuszczalne lub wartość odniesienia (stężenia maksymalne jednogodzinne) [μg/m³],

$P(D_1)$ - Dopuszczalna częstość przekroczeń stężenia D_1 [%],

S_{mm} - Maksymalne obliczone stężenie maksymalne 1-godzinne [$\mu\text{g}/\text{m}^3$],

$P(D_1)_{obl}$ - Obliczona częstość przekroczeń stężenia D_1 [%],

D_a - Stężenie dopuszczalne lub wartość odniesienia (stężenia średnioroczne) [$\mu\text{g}/\text{m}^3$],

R – aktualny stan jakości powietrza (tło) – stężenie średnioroczne podane w informacji od GIOŚ lub 10% wartości D_a w przypadku substancji nie ujętych w informacji od GIOŚ,

$D_a - R$ – Stężenie dyspozycyjne (stężenie dopuszczalne średnioroczne – tło) [$\mu\text{g}/\text{m}^3$],

$S_{a\ max}$ - Maksymalne obliczone stężenie średnioroczne [$\mu\text{g}/\text{m}^3$].

2- wartości dyspozycyjne podane w wydruku danych i wyników programu OPERAT FB są o 10 [$\mu\text{g}/\text{m}^3$] niższe co wynika z faktu, że program OPERAT FB automatycznie przyjmuje wartość $D_a = 30 \mu\text{g}/\text{m}^3$, która stanowi poziom dopuszczalny ze względu na ochronę roślin dla sumy dwutlenku azotu i tlenku azotu przeliczonej na dwutlenek azotu, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu - tekst jednolity: Dz.U. z 2021 r., poz. 845. Wynika to ze specyfikacji oprogramowania i nie ma żadnego wpływu na uzyskane i pokazane w dokumentacji wyniki obliczeń.

3 – obliczona przez program OPERAT FB częstość przekroczeń wartości D_1 na granicy Zakładu wynosząca 0,00% oznacza wartość kształtującą się na poziomie <0,005%, a więc znacznie poniżej wartości dopuszczalnej 0,2%.

Kompletne wydruki danych wejściowych i wyników obliczeń wraz z przedstawieniem izolinii stężeń poszczególnych substancji na mapach dla wariantu alternatywnego (wydruki z programu "OPERAT FB" v.8.7.0./2021 r.) stanowią **załączniki P9 i P10** do niniejszego opracowania.

Podsumowanie

Z analizy wyników obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu wynika, że funkcjonowanie przedsięwzięcia w przypadku jego realizacji w racjonalnym wariantcie alternatywnym nie spowoduje przekroczenia standardów jakości powietrza. Obliczone wartości stężeń maksymalnych 1-godzinnych pyłu PM10, PM2,5, dwutlenku azotu i cykloheksanonu kształtują się jednak na zdecydowanie wyższych poziomach, niż w przypadku wariantu proponowanego przez Wnioskodawcę. Na wyższych poziomach kształtują się również obliczone dla wariantu alternatywnego stężenia średnioroczne. Z tego względu, wariant proponowany jest wariantem korzystniejszym dla środowiska.

3. Opis metod prognozowania zastosowanych przez wnioskodawcę oraz opis przewidywanych znaczących oddziaływań planowanego przedsięwzięcia na środowisko

Jakość powietrza

W celu określenia emisji substancji do powietrza dla przedmiotowego przedsięwzięcia przeprowadzono szczegółową analizę dostępnych na tym etapie procesu inwestycyjnego danych technologicznych charakteryzujących planowane przedsięwzięcie (w tym opisy, zestawienia, rysunki i schematy), udostępnionych przez Inwestora. Przeanalizowano również udostępnione przez Inwestora dokumenty charakteryzujące oddziaływanie na środowisko istniejących i projektowanych instalacji PKN ORLEN S.A., których oddziaływanie będzie się kumulować z oddziaływaniem planowanego przedsięwzięcia.

Obliczenia rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu wykonano przy użyciu programu "OPERAT FB" dla Windows v.8.7.0./2021 r. (wersja rozszerzona) firmy "PROEKO" Ryszard Samoć, zgodnego z referencyjną metodyką obliczeniową określoną w załączniku nr 3 do Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w *sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu* (Dz. U. 2010, Nr 16 poz. 87).

4. Trudności wynikające z niedostatków techniki lub luk we współczesnej wiedzy

Jakość powietrza

Uzyskane materiały i informacje o projektowanym przedsięwzięciu były wystarczające do wykonania oceny oddziaływania na analizowany komponent środowiska i sporządzenia niniejszego opracowania. Nie stwierdzono trudności wynikających z niedostatków techniki lub luk we współczesnej wiedzy.

5. Streszczenie w języku niespecjalistycznym

W czasie trwania prac budowlanych, źródłem emisji zanieczyszczeń do powietrza będą maszyny i środki transportu wykorzystywane przy pracach budowlanych oraz przemieszczane masy ziemne, piasek i cement. Wielkość emisji substancji gazowych i pyłowych uzależniona będzie od warunków meteorologicznych i fazy realizacji zadania. Okresowo wymienione emisje o charakterze niezorganizowanym mogą być dokuczliwe, ale biorąc pod uwagę przejściowy charakter prac budowlanych należy uznać, że etap ten nie spowoduje trwałych negatywnych zmian w środowisku.

W fazie eksploatacji, źródłem emisji zanieczyszczeń do powietrza będą procesy technologiczne związane głównie ze spalaniem paliw gazowych w ramach procesów produkcyjnych oraz w celu wytworzenia energii. Projektowane instalacje zostaną wyposażone w rozwiązania technologiczne pozwalające ograniczyć emisje do poziomu zgodnego z krajowymi i wspólnotowymi (europejskimi) wymaganiami prawnymi. Źródła emisji wyposażone zostaną w kominy o wysokościach zapewniających rozproszenie emitowanych zanieczyszczeń do poziomów nie przekraczających wartości dopuszczalnych. Z przeprowadzonych obliczeń i analiz wynika, że eksploatacja projektowanych instalacji przy uwzględnieniu skumulowanego oddziaływania z istniejącymi instalacjami PKN ORLEN S.A. nie będzie stwarzać zagrożenia dla środowiska w zakresie wpływu emisji zanieczyszczeń na stan jakości powietrza.

6. Źródła informacji stanowiące podstawę do sporządzenia raportu

Niniejsze opracowanie sporządzone zostało na podstawie następujących materiałów źródłowych:

1. 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 (tekst jednolity: Dz. U. z 2021 r., poz. 247, z późniejszymi zmianami),
2. Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity: Dz. U. z 2021 r. poz. 1973),
3. Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz.U. z 2020 r., poz. 1860),
4. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. 2010, Nr 16 poz. 87),
5. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (tekst jednolity: Dz.U. z 2021 r., poz. 845),
6. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (tekst jednolity: Dz.U. z 2019 r., poz. 2286, z późniejszą zmianą),
7. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 15 grudnia 2020 r. w sprawie rodzajów wyników pomiarów prowadzonych w związku z eksploatacją instalacji lub urządzenia i innych danych zbieranych w wyniku monitorowania procesów technologicznych oraz terminów i sposobów prezentacji (Dz.U. z 2020 r., poz. 2405),
8. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 9 października 2015 r. w sprawie wymagań jakościowych dla paliw ciekłych (Dz. U. z 2015 r., poz. 1680, z późn. zm.),
9. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola),
10. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania,
11. Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/2117 z dnia 21 listopada 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do produkcji wielkotonażowych organicznych substancji chemicznych zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 7469),
12. Decyzja Wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 5225),
13. Dokument Referencyjny Najlepszych Dostępnych Technik (BAT) dla produkcji wielkotonażowych organicznych substancji chemicznych (Komisja Europejska, JRC, 2017 r.),
14. Dokument referencyjny w sprawie najlepszych dostępnych technik (BAT) dla dużych obiektów energetycznego spalania (JRC, Komisja Europejska, 2017 r.),
15. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Common Waste Gas Management and Treatment Systems in the Chemical Sector, Draft 1 (Komisja Europejska, JRC, Listopad 2019 r.),
16. Decyzja Wojewody Mazowieckiego z dnia 31 maja 2005 r., znak: WŚR.I.6640/16/8/04/05, udzielająca pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji zlokalizowanych na terenie zakładu PKN Orlen Zakład w Płocku, wraz z decyzjami zmieniającymi,
17. Decyzja Marszałka Województwa Mazowieckiego udzielająca pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji – Elektrociepłowni z Blokiem Gazowo-Parowym zlokalizowanej w zakładzie produkcyjnym PKN ORLEN S.A. w Płocku. (Decyzja Nr 92/16/PZ.Z znak: PZ-I.7222.107.2016.WŚ),

18. Decyzja Marszałka Województwa Mazowieckiego udzielająca pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji Centralnej Oczyszczalni Ścieków (Decyzja nr 250/15/PŚ.Z Znak: PŚ-V.7222.46.2014.WŚ oraz Decyzja zmieniająca Nr 8/17/PZ.Z znak: PZ-I.7222.213.2016.MR),
19. Decyzja Wojewody Mazowieckiego udzielająca Basell Orlen Polyolefins Sp. z o.o. pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji Polietylen I, Polietylen II, Polipropylen I, Polipropylen II (Decyzja Znak: WŚR.I.6640/12/10/04 oraz Decyzje Marszałka Województwa mazowieckiego zmieniające pozwolenie: Nr 35/08/PŚ.Z znak: PŚ.V/KS/7600-82/08, Nr 67/10/PŚ.Z znak: PŚ.V/WŚ/7600-116/08 i Nr 159/14/PŚ.Z znak: PŚ.V/MR/7600-116/08),
20. Decyzja Wojewody Mazowieckiego udzielająca Basell Orlen Polyolefins Sp. z o.o. pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji Polietylen III i Polipropylen III (Decyzja Znak: WŚR.I.6640/12/6/05 oraz Decyzje zmieniające pozwolenie: znak: WŚR.I.JB/6640/50/07, Nr 48/09/PŚ.Z znak: PŚ.V/KS/7600-128/08, Nr 50/11/PŚ.Z znak: PŚ.V/KS/7600-128/08, Nr 12/14/PŚ.Z znak: PŚ.V/KS/7600-128/08 i Nr 113/15/PŚ.Z znak: PŚ.V/IP/7600-128/08),
21. Decyzja Wojewody Mazowieckiego udzielająca Orlen Eko Sp. z o.o. pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji odzysku i unieszkodliwiania odpadów, w tym niebezpiecznych (Decyzja Znak: WŚR.I.6640/15/16/04/05 oraz Decyzje zmieniające 23/08/PŚ.Z znak: PŚ.V./KS/7600-55/08, 68/09/PŚ.Z znak: PŚ.V/KS/7600-119/08, 85/10/PŚ.Z znak: PŚ.V/KS/7600-119/08, 73/11/PŚ.Z znak: PŚ.V/KS/7600-119/08, 171/12/PŚ.Z znak: PŚ.V/KS/7600-119/08, 167/13/PŚ.Z znak: PŚ.V/KS/7600-119/08, 130/15/PŚ.Z znak: PŚ.V/WŚ/7600-119/08, 164/15/PŚ.Z znak: PŚ.V/IP/7600-119/08 i 291/15/PŚ.Z znak: PŚ.V/WŚ/7600-119/08),
22. Decyzja Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Warszawie z dnia 23 stycznia 2020 r., znak WOOŚ-II.420.293.2019.MBR.13, ustalająca środowiskowe uwarunkowania dla przedsięwzięcia pn.: Budowa Instalacji Visbreakingu (VBU) wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną w zakładzie produkcyjnym (ZP) PKN Orlen S.A. w Płocku,
23. Decyzja Prezydenta Miasta Płocka z dnia 30 listopada 2018 r., znak WKŚ-I-ZŚ.6220.49.2017.ER, ustalająca środowiskowe uwarunkowania dla przedsięwzięcia pn.: „Dostosowanie gospodarki ściekowej dla potrzeb rozwoju Zakładu Produkcyjnego w Płocku – Rozbudowa Oczyszczalni”,
24. Decyzja Prezydenta Miasta Płocka z dnia 20 sierpnia 2018 r., znak WKŚ-I-ZŚ.6220.25.2018.KK, ustalającą środowiskowe uwarunkowania dla przedsięwzięcia pn.: „Likwidacja lotnych związków organicznych z oczyszczalni ścieków w zakresie modernizacji uśredniacza”,
25. Decyzja Wójta Gminy Stara Biała z dnia 27 sierpnia 2021 r., znak RGK.6220.22.2020, ustalająca środowiskowe uwarunkowania dla przedsięwzięcia pn.: „Budowa Kompleksu Olefin III na terenie PKN Orlen S.A. w Płocku”;
26. Decyzja Prezydenta Miasta Płocka z dnia 10 września 2021 r., znak WKŚ-I-ZŚ.6220.5.2021.ER, ustalająca środowiskowe uwarunkowania dla przedsięwzięcia pn. „Budowa instalacji HVO wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną oraz dostosowanie Zakładu Produkcyjnego (ZP) w Płocku do przyjmowania, magazynowania i przerabiania olejów posmażalniczych (UCO) i tłuszczów zwierzęcych (AF)”;
27. Decyzja Prezydenta Miasta Płocka z dnia 23 września 2021 r., znak WKŚ-I-ZŚ.6220.8.2021.KK, ustalająca środowiskowe uwarunkowania dla przedsięwzięcia pn. „Budowa instalacji do utylizacji gazów siarkowodorowych Claus III i TGTU III”;
28. Decyzja Prezydenta Miasta Płocka z dnia 6 września 2021 r., znak WKŚ-I-ZŚ.6220.31.2020.KK, ustalająca środowiskowe uwarunkowania dla przedsięwzięcia pn. „Budowa na terenie Zakładu Produkcyjnego PKN ORLEN S.A. w Płocku instalacji MaxEne wraz z infrastrukturą techniczną towarzyszącą i przebudową systemu opalania pieców na instalacji Reforming V”;

29. Raport o oddziaływaniu na środowisko przedsięwzięcia budowa instalacji Visbreakingu (VBU) wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną w Zakładzie Produkcyjnym (ZP) PKN ORLEN S.A. w Płocku, PKN ORLEN S.A., 2018 r. (wraz z uzupełnieniem),
30. Raport o oddziaływaniu na środowisko dla przedsięwzięcia Budowa Kompleksu Olefin III na terenie PKN Orlen S.A. w Płocku. Tom III – oddziaływanie na stan jakości powietrza, Multiconsult Polska Sp. z o.o., 2020 r. (wraz z uzupełnieniami),
31. Raport oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko przedsięwzięcia „Dostosowanie gospodarki ściekowej dla potrzeb rozwoju Zakładu Produkcyjnego w Płocku – Rozbudowa Oczyszczalni” wykonany przez AB Industry S.A. w kwietniu 2018 roku,
32. Karta informacyjna przedsięwzięcia pt. Likwidacja lotnych związków organicznych w oczyszczalni ścieków w zakresie modernizacji uśredniacza, wykonana przez firmę Biproraf,
33. Wniosek o zmianę pozwolenia zintegrowanego dla instalacji rafinerii, petrochemii oraz elektrociepłowni zakładu produkcyjnego PKN ORLEN S.A., Multiconsult Polska Sp. z o.o., 2021 r. (wraz z uzupełnieniami),
34. EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019,
35. Ekologiczne problemy silników spalinowych Tom 1, Jerzy Merkiś, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, 1998 r.,
36. Problemy obliczeniowe w ochronie atmosfery, S. Chrościel, M. Nowicki, Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1977 r.
37. Wiesław Pudlik - Termodynamika, Politechnika Gdańska, Gdańsk 2011 r.
38. Wskaźniki emisji substancji zanieczyszczających wprowadzanych do powietrza z procesów energetycznego spalania paliw, Ministerstwo Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa, Warszawa, 1996 r.,
39. Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2018 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2021 (KOBiZE, IOŚ-PIB, Warszawa, Grudzień 2020 r.),
40. Dokument Amerykańskiej Agencji Ochrony Środowiska (US EPA) pt. Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries Version 3 (RTI International, April 2015),
41. Niemiecka norma VDI 3479 „Emissionsminderung. Raffinerieferne Mineraloelvertribelaeger" (2010),
42. Baza danych o substancjach chemicznych European Chemicals Agency (ECHA) - <https://echa.europa.eu/pl/information-on-chemicals>,
43. Pismo Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska, znak DM/063-1/553/21/PG, z dnia 20.07.2021 r., określające stan jakości powietrza w rejonie planowanej inwestycji,
44. Program do obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu "OPERAT FB" dla Windows v.8.7.0./2021 r. (wersja rozszerzona) firmy "PROEKO" Ryszard Samoć,
45. Baza emitatorów znajdujących się na terenie PKN ORLEN S.A. Zakład w Płocku – pliki .OPERAT przekazane przez PKN ORLEN S.A,
46. Fotomapy terenu - <https://maps.google.com/>; <http://www.geoportal.gov.pl/> (do celów poglądowych),
47. Dane techniczne i technologiczne dotyczące planowanych instalacji udostępnione przez Wnioskodawcę.