

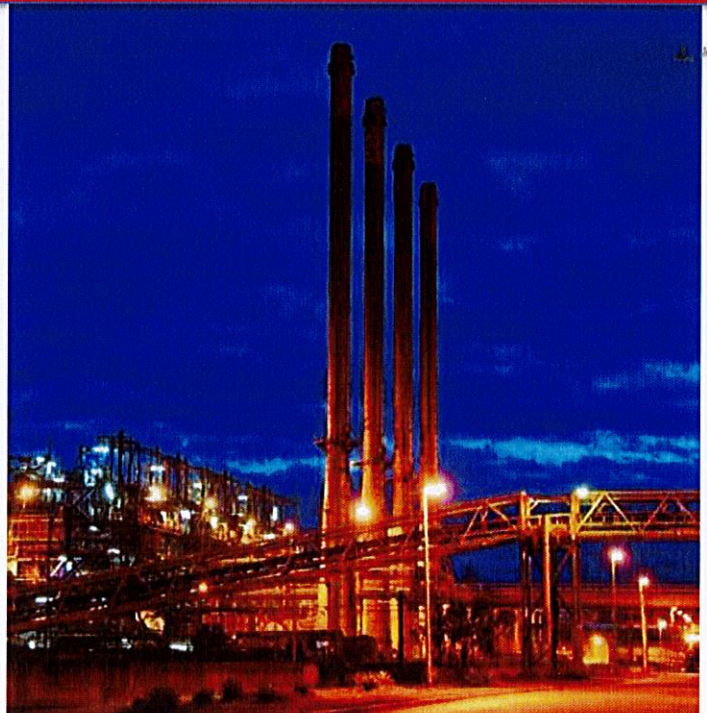
- 2 SEP. 2020



CE20-3160-81-2038

Centrale électrique de DONIAMBO

Bilan de conformité au regard des exigences de la délibération GIC



Département Environnement



Novembre 2019

Version modifiée en Août 2020

Conformément à l'article 3 de la délibération N°29-2014/BAPS/DIMEN du 17/02/2014 (dite « Délibération GIC »), ce document présente les résultats de l'audit de la Centrale B

TABLE DES MATIERES

Contexte	6
1 Présentation de l'installation.....	7
1.1 Description de l'installation.....	7
1.2 Classement ICPE	8
1.3 Rappel des modifications récentes apportées à l'exploitation de la Centrale B.....	8
1.4 Evolutions des émissions.....	8
1.4.1 Air	8
1.4.1.1 Emissions de poussières	8
1.4.1.2 SO ₂	11
1.4.1.3 NO _x	13
1.4.1.4 COV et de HAP	13
1.4.1.5 Métaux.....	14
1.4.2 Eau	17
1.4.3 Déchets	18
1.5 Evolutions des investissements liés à la surveillance, prévention et réduction des pollutions et de performances énergétiques	19
2 Argumentaire concernant le délai de fourniture de l'audit	21
3 Analyse de la conformité au regard des prescriptions de la délibération GIC et des MTD.....	23
3.1 Récolement au regard des prescriptions de la délibération GIC.....	23
3.1.1 Titre I - Dispositions générales	23
3.1.2 Titre II – Prévention de la pollution atmosphérique	25
3.1.2.1 Chapitre I : Conditions d'applications.....	25
3.1.2.2 Chapitre II : Valeurs limites.....	25
3.1.2.3 Chapitre III : Conditions spécifiques de fonctionnement	31
3.1.2.4 Chapitre IV : Dispositions applicables aux installations de combustion à foyer mixte	31
3.1.2.5 Chapitre V : Conditions de rejet à l'atmosphère	31
3.1.2.6 Chapitre VI : Surveillance des rejets atmosphériques et de l'impact sur l'environnement ..	32
3.1.3 Titre III – Utilisation rationnelle de l'énergie et lutte contre les gaz à effet de serre	35
3.1.4 Titre IV – Prévention de la pollution des eaux.....	35
3.1.4.1 Chapitre I : Conditions d'application	35
3.1.4.2 Chapitre II : Valeurs limites de rejet	36
3.1.4.3 Chapitre III : Conditions de rejet.....	42
3.1.4.4 Chapitre IV : Surveillance des rejets aqueux et de l'impact sur le milieu	44
3.1.4.5 Chapitre V : Rejets accidentels	47
3.1.5 Titre V – Sous-produits et déchets	48
3.1.6 Titre VI – Bruit.....	49
3.1.7 Titre VII – Prévention des risques d'incendie et d'explosion	49
3.1.8 Titre VIII – Dépôts, entretien et maintenance.....	56
3.1.9 Synthèse	58
3.2 Positionnement en regard des MTD applicables.....	59
3.2.1 Présentation des MTD associées à l'exploitation de la Centrale B	59
3.2.1.1 Documents de référence	59
3.2.1.2 MTD applicables à la Centrale B	59
3.2.1.3 MTD applicables à la Centrale B : Mise en œuvre.....	61
3.2.1.4 MTD Générales	61
3.2.1.5 Systèmes de management environnemental.....	61
3.2.1.6 Surveillance.....	64
3.2.1.7 Performances environnementales générales et efficacité de la combustion	67
3.2.1.8 Efficacité énergétique.....	70
3.2.1.9 Consommation d'eau et émissions dans l'eau	72

3.2.1.10	Gestion des déchets	74
3.2.1.11	Émissions sonores.....	75
3.2.2	MTD liées à la combustion dans des chaudières au fioul lourd ou au gazole.....	76
3.2.2.1	Émissions atmosphériques de NOX et de CO	76
3.2.2.2	Émissions atmosphériques de SOX, de HCl et de HF.....	77
3.2.2.3	Émissions atmosphériques de poussières et de particules métalliques	78
3.2.3	Synthèse	79
4	Etude de la mise en conformité de la centrale B en regard des techniques de dépollution majeures	80
4.1	Traitement des émissions atmosphériques	81
4.1.1	Dénitrification (DeNOx)	82
4.1.1.1	Brûleurs bas-NOx.....	82
4.1.1.2	Recirculation des fumées (FGR).....	82
4.1.1.3	Réduction Catalytique Sélective (SCR) ou Réduction Non Catalytique Sélective (SNCR).....	84
4.1.2	Dépoussiérage des fumées.....	88
4.1.2.1	Electrofiltre	88
4.1.3	Désulfurisation.....	90
4.1.3.1	Choix du combustible bas Soufre	90
4.1.3.2	Désulfuration des fumées par voie humide	90
4.2	Traitement des émissions aqueuses.....	94
4.3	Résumé sur les techniques pour la mise en conformité et conclusions	95
5	Synthèse de l'audit	97
6	Annexes	98

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	Evolutions annuelles de la teneur en soufre des fiouls consommés et du SO ₂ émis par la Centrale B.....	11
Tableau 2 :	Consommations annuelles d'eau de la Centrale B.....	17
Tableau 3 :	Production annuelle de déchets de la Centrale B (hors imbrûlés) – années 2016 à 2018.....	18
Tableau 4 :	Critères d'acceptation pour la qualité des fuels	24
Tableau 5 :	Vitesses d'éjection mesurées lors du contrôle annuel 2018.....	31
Tableau 6 :	Description des apports du canal Sud	43
Tableau 7 :	Flux journaliers autorisés déclenchant une mesure journalière	45
Tableau 8 :	Niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) pour les émissions atmosphériques de NOX résultant de la combustion de fioul lourd ou de gazole dans des chaudières (en tenant compte des notes de bas de tableau appliquées à la centrale B)	76
Tableau 9 :	Niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) pour les émissions atmosphériques de SO ₂ résultant de la combustion de fioul lourd ou de gazole dans des chaudières (en tenant compte des notes de bas de tableau appliquées à la centrale B)	77
Tableau 10 :	Niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) pour les émissions atmosphériques de poussières résultant de la combustion de fioul lourd ou de gazole dans des chaudières (en tenant compte des notes de bas de tableau appliquées à la centrale B)	78

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Centrale B - Principe de fonctionnement	7
Figure 2 : Tonnages de poussières rejetés par la centrale B - 2008 - 2018	9
Figure 3 : Consommation de fuel de la Centrale B (par type de fuel).....	9
Figure 4 : Tonnages de poussières rejetés par tranche – 2016 à 2018.....	10
Figure 5 : Evolutions annuelles de la teneur en soufre des fiouls consommés et du SO ₂ émis par la Centrale B	11
Figure 6 : Emissions de SO ₂ de la centrale thermique et % destiné à la distribution publique - 2008 – 2018.....	12
Figure 7 : Émissions de NO _x de la Centrale B pour la période 2014 - 2018.....	13
Figure 8 : Émissions de COV de la Centrale B pour la période 2016 – 2018	13
Figure 9 : Émissions de cadmium, mercure, thallium, arsenic, selenium, tellure, plomb, antimoine, chrome, cobalt, cuivre, étain, manganèse, nickel, vanadium, zinc de la Centrale B pour la période 2016 - 2018	16
Figure 10 : Schéma de principe du réseau d'eau / vapeur de la Centrale B	17
Figure 11 : Part des déchets produits par type (hors imbrûlés) – Année 2016 à 2018	18
Figure 12 : Suivi des concentrations de poussières en sortie de la cheminée B1 de la Centrale B	26
Figure 13 : Suivi des concentrations de poussières en sortie de la cheminée B2 de la Centrale B	26
Figure 14 : Suivi des concentrations de poussières en sortie de la cheminée B3 de la Centrale B	27
Figure 15 : Suivi des concentrations de poussières en sortie de la cheminée B4 de la Centrale B	27
Figure 16 : Suivi des concentrations en SO ₂ en sortie des cheminées de la Centrale B	28
Figure 17 : Suivi des concentrations en NO _x en sortie des cheminées de la Centrale B	28
Figure 18 : Suivi des concentrations en CO en sortie des cheminées de la Centrale B	29
Figure 19 : Suivi des concentrations en COV et HAP en sortie des cheminées de la Centrale B	29
Figure 20 : Suivi des concentrations en métaux en sortie des cheminées de la Centrale B	30
Figure 21 : Suivi de la température des rejets aqueux au niveau de la station E1	38
Figure 22 : Suivi de la température des rejets aqueux au niveau de la station E1	39
Figure 23 : Suivi de la concentration moyenne en matières en suspension au niveau de la station E1	40
Figure 24 : Suivi de la concentration moyenne en AOX, HCT, N, P, Pb, Ni, Cu, Cr, CrVI+, F, Zn au niveau de la station E1	42
Figure 25 : Localisation de la station d'échantillonnage E1.....	43
Figure 26 : Schéma d'une chaudière de la centrale B.....	56
Figure 27 : Chaîne de dépollution étudiée	81
Figure 28 : Recirculation des fumées dans une chaudière (source BREF GIC 2017).....	83
Figure 29 : Schéma de principe du système DeNO _x	84
Figure 30 : Exemple de coupe d'un système DeNO _x SCR avec plusieurs niveaux de catalyseurs (3+1 niveaux)	85
Figure 31 : Schéma de principe d'un électrofiltre.....	88
Figure 32 : Schéma d'un électrofiltre	89
Figure 33 : Schéma de principe du système de désulfuration humide.....	91
Figure 34 : Absorbeur à pulvérisation.....	92

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1	Tableau de synthèse de la conformité de la centrale B au regard des prescriptions de la délibération GIC
----------	--

CONTEXTE

Par courrier n°2019-1148 DIMENC du 3 mai 2019, la DIMENC a confirmé à la SLN la nécessité de mettre en œuvre, pour le cas de l'exploitation de la centrale à fuel, dite Centrale B, les prescriptions de l'article 3 de la délibération N°29-2014/BAPS/DIMEN du 17/02/2014, publiée au JONC le 12/06/2014, dite délibération GIC.

Pour rappel, cet article 3 donne à l'exploitant d'une installation GIC, la possibilité de réaliser un audit s'il estime que les dispositions de la délibération ne sont pas applicables à son installation.

Cet audit doit comprendre :

- Une analyse de conformité de l'installation au regard de l'ensemble des prescriptions de la Délibération GIC (analyse de fonctionnement et évaluation, par polluants, des moyens de prévention et de réduction) ;
- Un dossier justifiant de l'impossibilité de mettre en conformité les installations existantes et proposant des dispositions transitoires en attente de la mise en service des futures capacités de production électrique.

Le présent dossier vise à répondre à cette prescription tout en expliquant le contexte particulier qui a amené au report de fourniture de l'audit.

Pour ce faire le présent rapport est organisé comme suit :

1. Présentation de l'installation et rappel des modifications récentes apportées à son exploitation
2. Argumentaire sur le délai de fourniture de cet audit
3. Analyse de la conformité au regard des prescriptions de la délibération GIC dont l'évaluation, par polluants, des moyens de préventions et réduction au travers :
 - Du récolement des prescriptions de la délibération GIC,
 - Du positionnement en regard des MTD (Meilleures Techniques Disponibles) applicables.
4. Etude de la mise en conformité de la centrale B en regard des techniques de dépollution majeures
5. Synthèse de l'audit

1 PRESENTATION DE L'INSTALLATION

1.1 Description de l'installation

La centrale thermique B, sise sur le site industriel de Doniambo, a été mise en service en 1971 afin de produire de l'électricité pour l'usine pyrométallurgique de la SLN.

Elle comprend quatre tranches de 39 MW brut (B1-2-3-4) soit 148 MW net, et son combustible est du fioul lourd.

Le principe de fonctionnement de cette installation est le suivant (il est résumé dans la figure 1) :

- Combustion du fioul lourd dans un générateur de vapeur (une chaudière) afin de produire de la vapeur à haute température et à haute pression (64 bars à 505°C) ;
- Détente de cette vapeur haute pression, à une basse pression (55 millibars) à travers une turbine permettant sa rotation. Cette rotation est transmise à un alternateur ;
- Production d'énergie électrique par la rotation de l'alternateur ;
- Condensation dans un condenseur de la vapeur d'eau qui est ensuite réinjectée au générateur de vapeur, sous forme d'eau.

Pour satisfaire ce fonctionnement la consommation annuelle de fuel est d'environ 320kt.

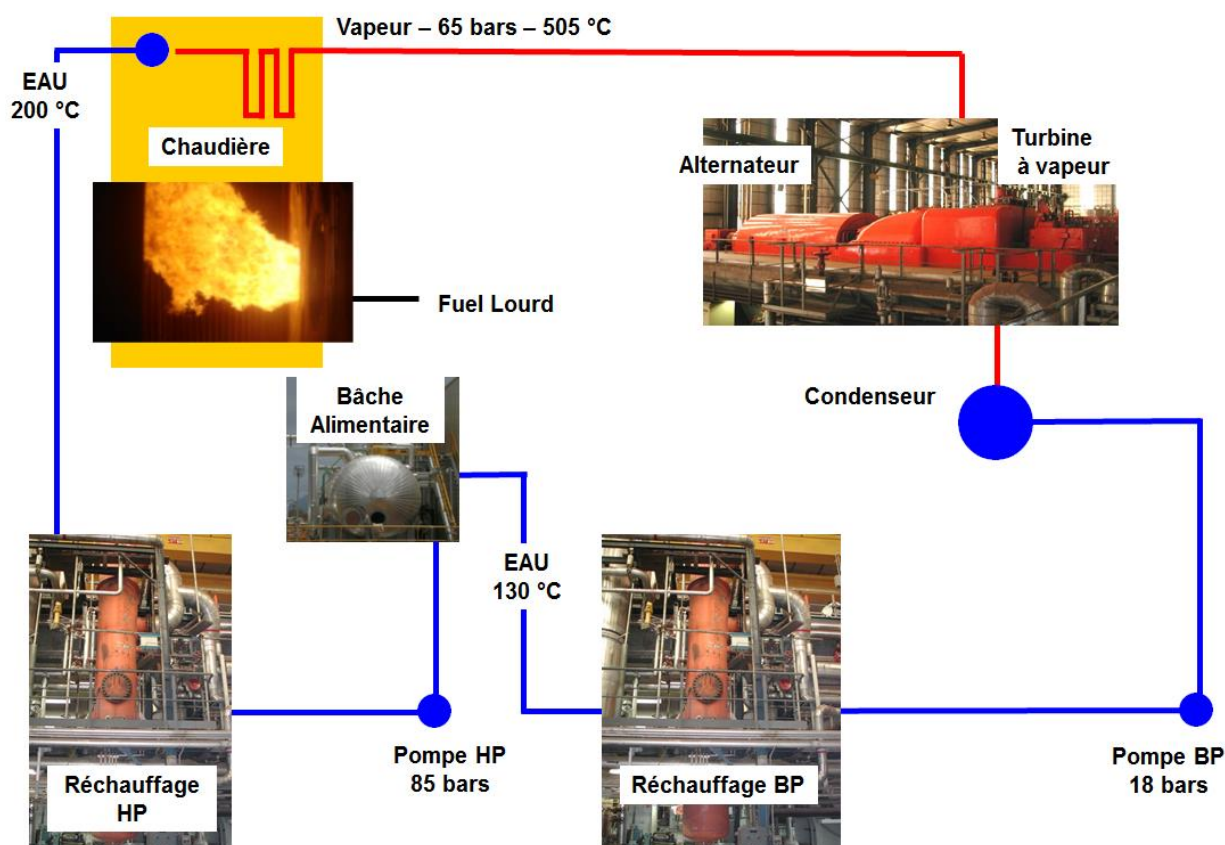


Figure 1 : Centrale B - Principe de fonctionnement

1.2 Classement ICPE

Au titre de la nomenclature des installations classées l'activité de la centrale B est classée sous le régime d'autorisation pour la rubrique 2910 avec 4 chaudières de 130MWth.

A ce titre, l'autorisation d'exploiter de la centrale est notifiée par arrêté provincial n°11387-2009 du 12 novembre 2009 modifié par l'arrêté n° 2278-2019 du 1 juillet 2019.

1.3 Rappel des modifications récentes apportées à l'exploitation de la Centrale B

Par suite de reports successifs du projet Centrale C, qui devait se substituer à la Centrale B, la fin prévisionnelle d'opération de la Centrale B a été décalée, dans un premier temps, à l'horizon 2018, puis dernièrement à l'horizon 2023. Cette poursuite d'exploitation est conduite avec les mêmes objectifs de performances, à savoir moins de 3 % d'indisponibilité fortuite et supérieur à 88 % de disponibilité sur l'année.

Ces reports de remplacement de la centrale B ont généré deux plans d'investissements successifs afin de sécuriser un certain nombre de points pour garantir les performances :

- Un premier plan 2013-2017 d'un montant de 1,4 milliards XPF,
- Un second plan 2017-2021 d'un montant de 5,3 milliards XPF et en cours de déploiement. Au-delà du maintien des performances, ce deuxième plan permet de réaliser des révisions et procéder aux épreuves décennales.

Parmi les principaux gros travaux passés on notera :

- Plan 2013-2017 : réfection partielle d'une chaudière (remplacement du faisceau surchauffeur de B3), visite générale des 4 turbines, rénovation d'un tank fuel ;
- 2008 – 2011 : épreuves des ESP (Equipement Sous Pression) ;
- 2000-2003 : réfection des chaudières : remplacement des faisceaux vaporisateurs des 4 tranches ;
- 2000-2002 : remplacement des 4 cheminées.

1.4 Evolutions des émissions

Les rejets de la centrale B sont suivis périodiquement et conformément aux prescriptions de l'autorisation d'exploiter. Les résultats sont présentés ici par grande thématique.

1.4.1 Air

1.4.1.1 Emissions de poussières

Conformément à l'autorisation d'exploiter les 4 chaudières sont équipées d'opacimètres mesurant les rejets de poussières en continu.

L'évolution des émissions dans le temps est donnée dans la figure 2 ci-après.

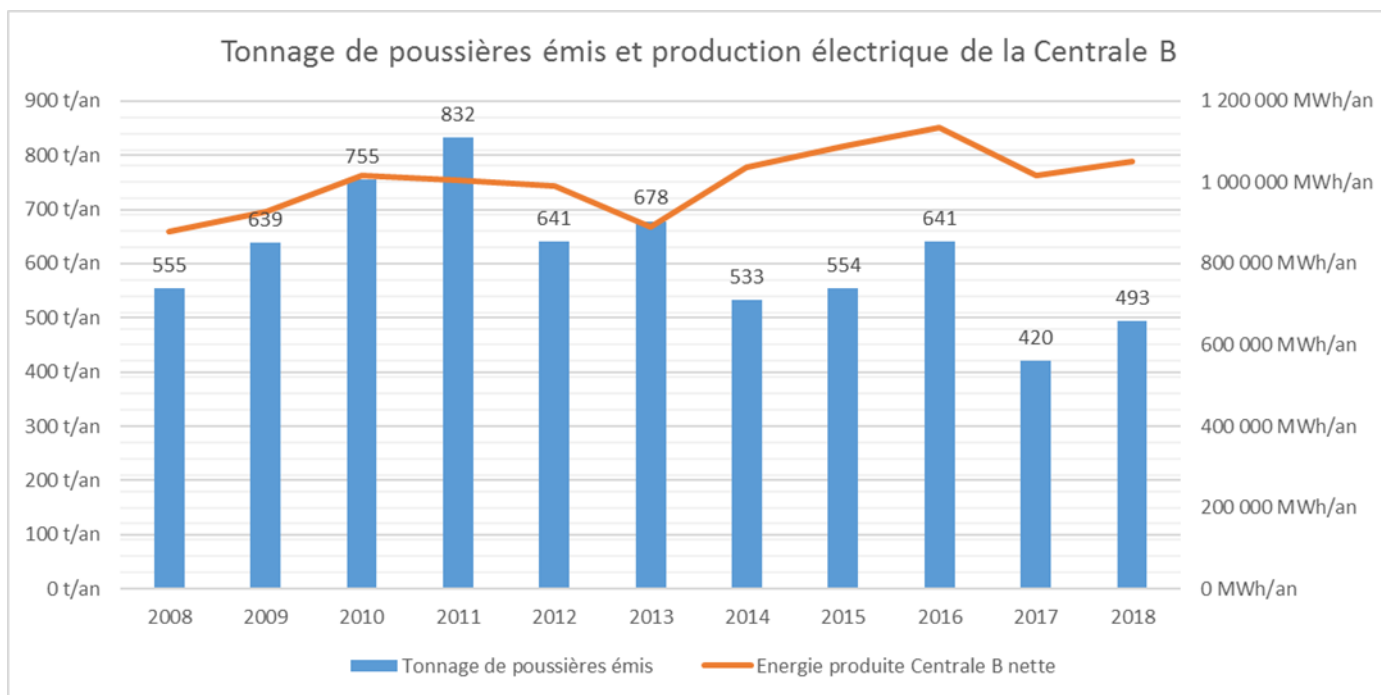


Figure 2 : Tonnages de poussières rejetés par la centrale B - 2008 - 2018

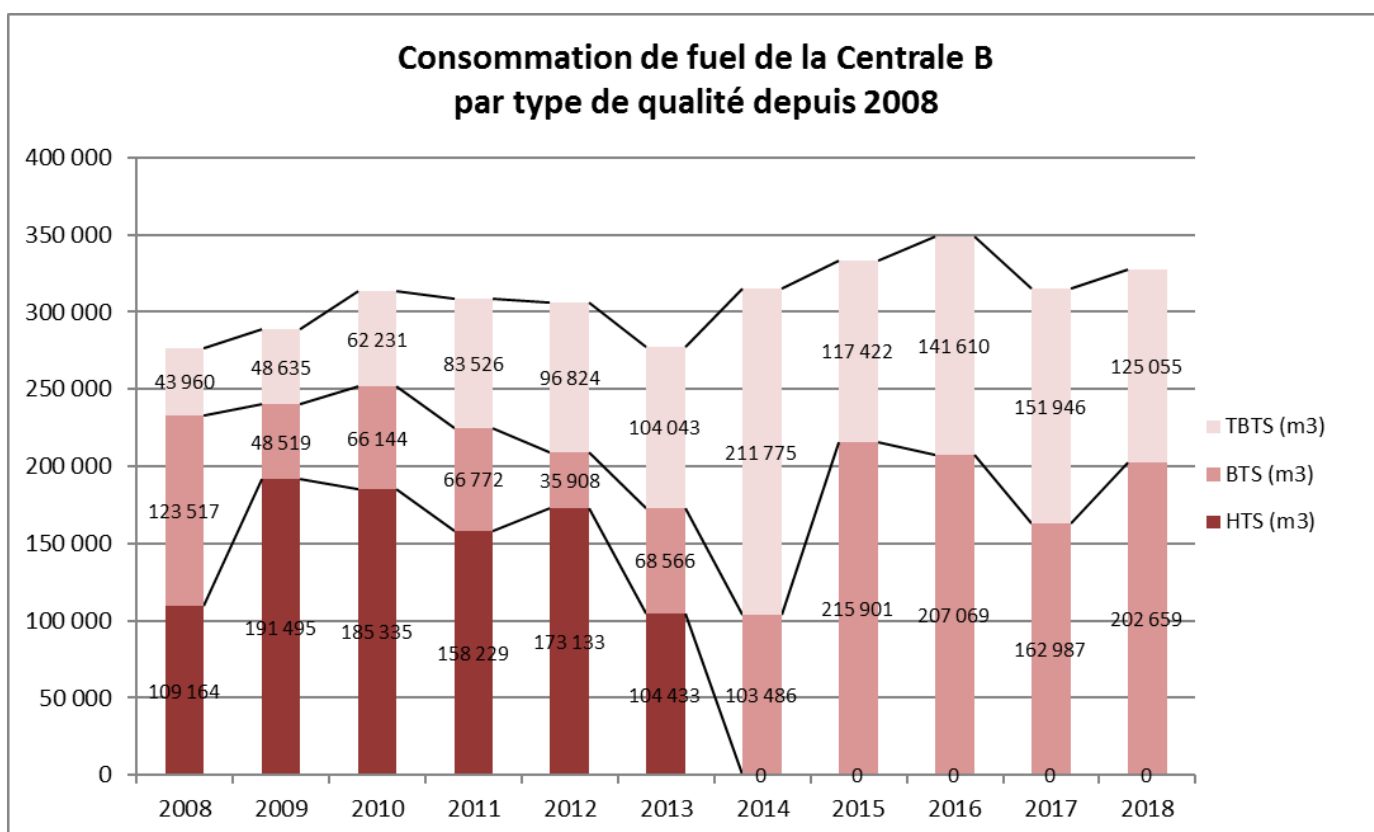


Figure 3 : Consommation de fuel de la Centrale B (par type de fuel)

Sur 10 ans on observe une tendance à la baisse des émissions de poussières et ce malgré une production d'électricité légèrement en hausse. Cette baisse des émissions spécifiques est liée à l'évolution de la qualité du fuel (correspondant ici à un fuel de moindre teneur en soufre), ce faisant une teneur de cendres aussi allégée.

De manière plus détaillée, le graphe ci-après présente les émissions par tranche sur les 3 dernières années.

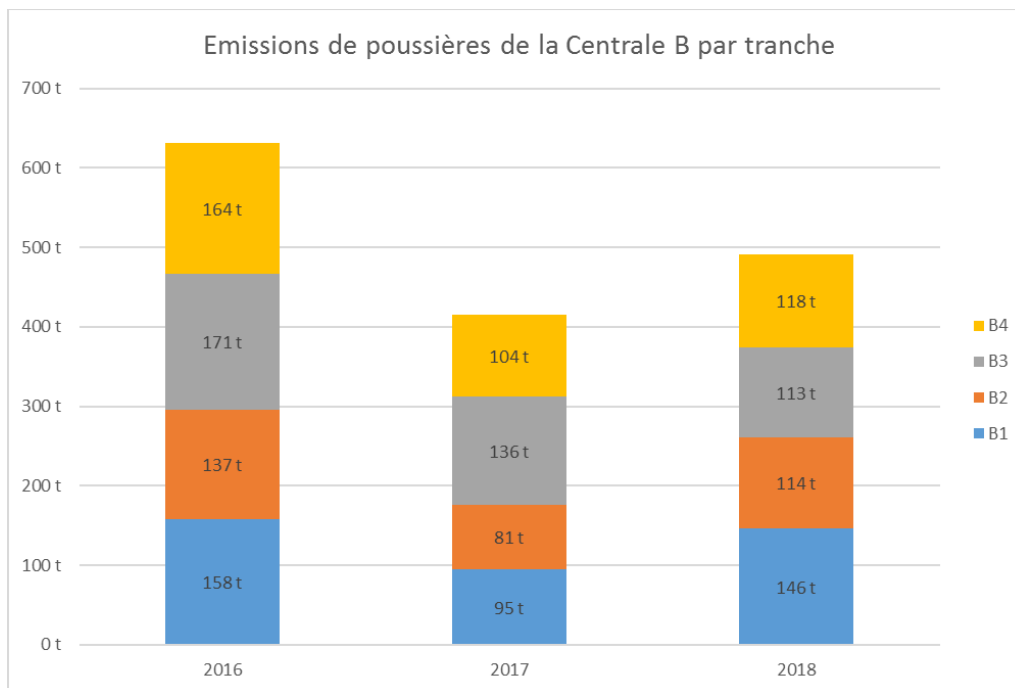


Figure 4 : Tonnages de poussières rejetés par tranche – 2016 à 2018

Évolution de 2016 à 2017 :

Les émissions mesurées en 2017 sont en forte baisse par rapport à l'exercice 2016 (641 tonnes en 2016 pour 420 tonnes en 2017, soit une baisse de 34%).

Cette réduction des émissions est liée à deux causes :

- Un taux de marche de la centrale réduit en 2017 par l'arrêt des tranches B1 puis B2 pour une durée cumulée de 22 semaines dans le cadre de grands travaux de mise à niveau (revamping).
- Un meilleur contrôle des appareils de mesure d'opacité afin d'éviter les dérives de mesures pénalisantes identifiées en 2016 (notamment sur la tranche B4).

Évolution de 2017 à 2018 :

Les émissions mesurées durant l'année 2018 sont en hausse par rapport à l'exercice 2017 (493 tonnes en 2018 pour 420 tonnes en 2017, soit une hausse de 18%).

Cette hausse des émissions est liée à un taux de marche de la centrale plus important durant l'année 2018, car les arrêts des tranches B3 et B4 (revamping) réalisés en 2018 ont été plus courts que ceux des tranches B1 et B2 réalisés en 2017. De plus, la contribution de la centrale électrique de Doniambo pour l'alimentation de la distribution publique a été plus importante en 2018, étant donné que les centrales de Prony et Népoui ont connu un arrêt plus long en 2018 qu'en 2017.

1.4.1.2 SO₂

Conformément aux articles 3.2 et 3.3 de l'arrêté n°2366-2013/ARR/DIMENC du 20/09/2013, une quantification des rejets en SO₂ de la centrale B est réalisée à partir des consommations journalières de fioul de la centrale et des caractéristiques des différentes cargaisons.

Le tableau ci-après présente les quantités de fioul consommées et les quantités de SO₂ associées ; le graphe suivant présente l'évolution des émissions de SO₂.

Année	HTS (m ³)	BTS (m ³)	TBTS (m ³)	Cumul (m ³)	SO ₂ HTS (t)	SO ₂ BTS (t)	SO ₂ TBTS (t)	Cumul SO ₂ (t)	Variation annuelle
2008	109 164	123 517	43 960	276 641	3 755	2 423	401	13 159	
2009	191 495	48 519	48 635	288 649	4 693	745	446	11 768	-10,6%
2010	185 335	66 144	62 231	313 710	4 974	1 231	586	13 581	15,4%
2011	158 229	66 772	83 526	308 527	4 353	1 287	763	12 806	-5,7%
2012	173 133	35 908	96 824	305 865	8 802	1 399	1 761	11 962	-6,6%
2013	104 433	68 566	104 043	277 042	5 657	2 525	1 880	10 061	-15,9%
2014	0	103 486	211 775	315 260	0	3 799	3 953	7 752	-23,0%
2015	0	215 901	117 422	333 323	0	7 702	2 175	9 876	27,4%
2016	0	207 069	141 610	348 679	0	7 737	2 581	10 319	4,5%
2017	0	162 987	151 946	314 933	0	5 947	2 190	8 137	-21,1%
2018	0	202 659	125 055	327 714	0	7 728	1 619	9 347	14,9%

Tableau 1 : Evolutions annuelles de la teneur en soufre des fiouls consommés et du SO₂ émis par la Centrale B

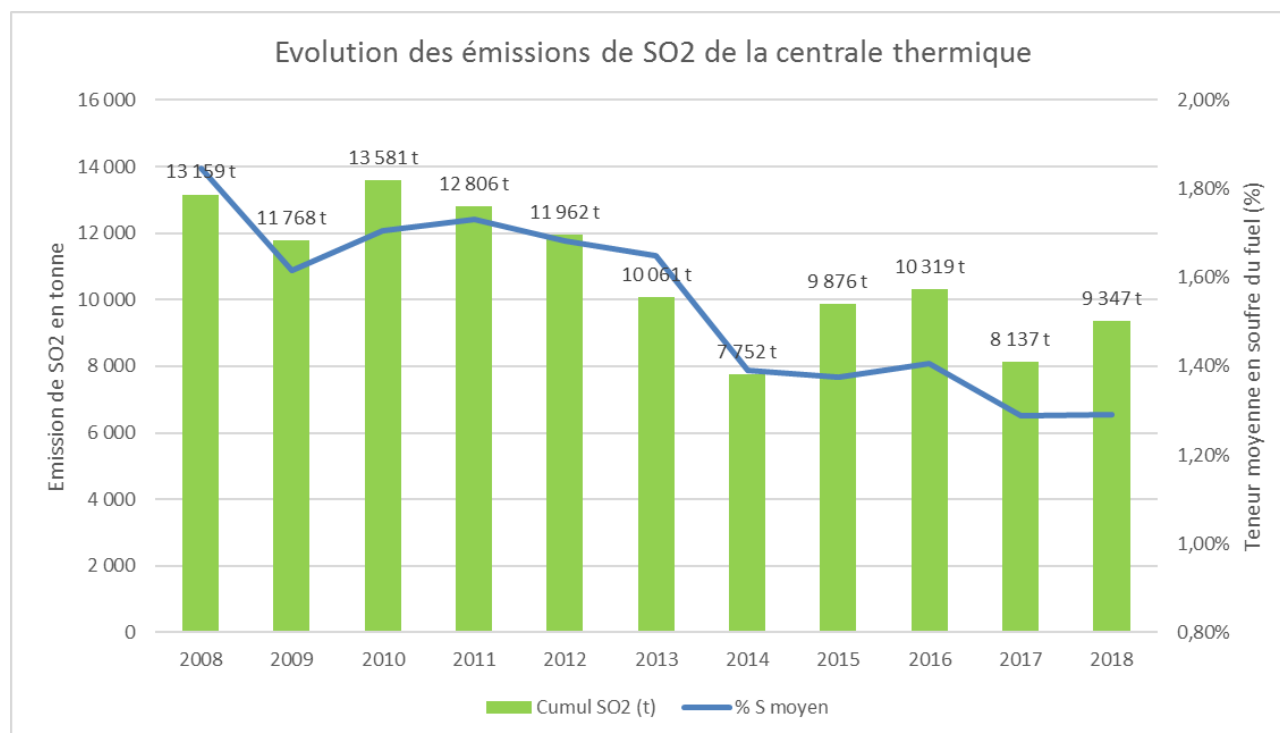


Figure 5 : Evolutions annuelles de la teneur en soufre des fiouls consommés et du SO₂ émis par la Centrale B

Sur 10 ans on observe une nette baisse des émissions de SO₂, de l'ordre de 30%, en lien direct avec la teneur en soufre du fuel. À la suite des derniers changements de qualité de fuel à très basse teneur en

soufre, la variation d'émissions est désormais principalement en lien avec le niveau de production de la centrale, la mise à disposition pour la distribution publique et/ou les conditions météo qui influent sur la qualité du fuel consommé (teneur en soufre).

De manière plus détaillée et sur les 3 dernières années on constate :

2016 – 2017 :

Il a été consommé, en 2017, à la centrale électrique de Doniambo, 314 916 m³ de fuel soit près de 10% de moins qu'en 2016.

Dans le détail, la centrale a consommé (cf. graphique ci-dessus) :

- 162 970 m³ de fioul basse teneur en soufre (BTS) soit -21,3% par rapport à 2016,
- 151 946 m³ de fuel très basse teneur en soufre (TBTS/TBTS+) soit +7,3% par rapport à 2016.

Pour la 1ère fois depuis 2013, on constate en 2017 une diminution de la consommation de fuel à la centrale électrique qui s'explique principalement par :

- Deux arrêts longs de tranche pour revamping (l'équivalent de 5 mois d'arrêt d'une tranche) ;
- Une meilleure hydraulité du barrage de Yaté (+57% par rapport à 2016 et production la plus élevée depuis 2013) ;
- Une moindre contribution de la centrale pour répondre aux besoins de la distribution publique (-55% par rapport à 2016 et la plus faible contribution depuis 2014) comme l'illustre le graphe ci-après.

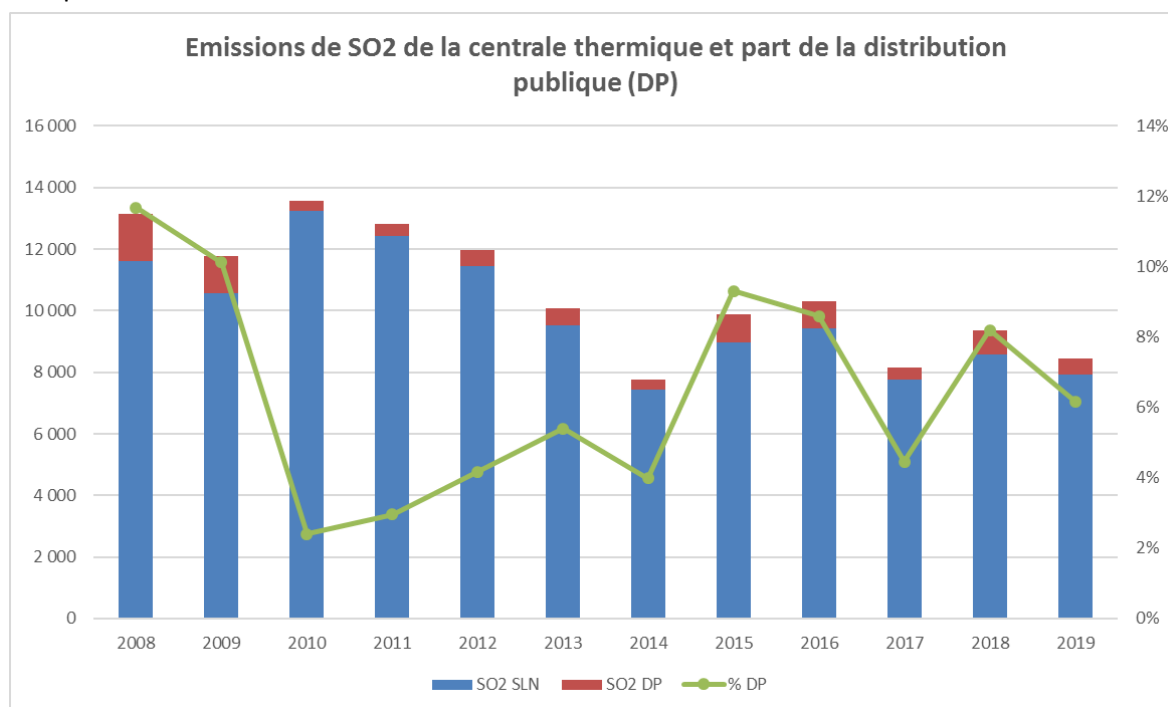


Figure 6 : Emissions de SO₂ de la centrale thermique et % destiné à la distribution publique - 2008 – 2018

Sur la teneur en soufre du fuel, la part de TBTS/TBTS+ est plus importante que les années précédentes, du fait des travaux pour la maintenance décennale du tank à fuel TO3 et de l'un des deux tanks intermédiaires d'Enercal FO qui n'ont pas permis l'utilisation que d'une seule qualité de fuel pendant leur mise en œuvre. En parallèle, le remplacement du fuel TBTS ($\leq 1,0\%$ S) par du TBTS+ ($\leq 0,7\%$ S) depuis le 1^{er} juin 2017, a compensé toute augmentation du niveau d'émission de SO₂ et, au global, une baisse significative de 21%, par rapport à 2016, est enregistrée.

2017 – 2018 :

Il a été consommé en 2018 à la centrale électrique de Doniambo 327 714 m³ de fuel, ce qui représente près de 4% d'augmentation par rapport 2017.

Dans le détail, la centrale a consommé (cf. graphique ci-dessus) :

- 202 659 m³ de fioul basse teneur en soufre (BTS) soit +24% par rapport à 2017,
- 125 055 m³ de fuel très basse teneur en soufre (TBTS/TBTS+) soit -17% par rapport à 2017.

L'arrêt de tranche réalisé en 2018 a été plus court que celui réalisé en 2017, ce qui explique l'augmentation de la consommation de fuel de la centrale B par rapport à 2017. Cette hausse de consommation s'explique également par une demande de la distribution publique plus importante en 2018 par rapport à 2017.

1.4.1.3 NOx

Le graphe ci-après présente les quantités annuelles de NOx émises par la Centrale B.

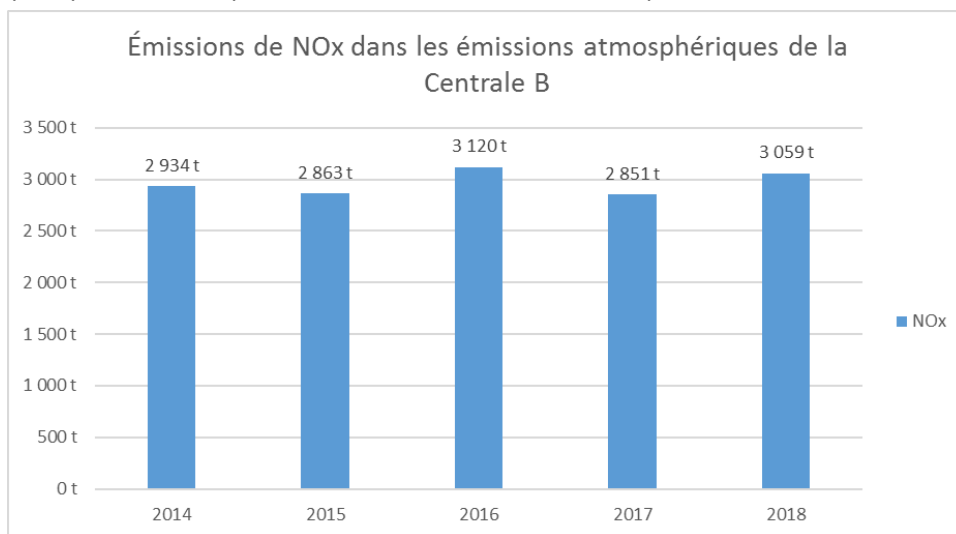


Figure 7 : Émissions de NOx de la Centrale B pour la période 2014 - 2018

Les émissions d'oxydes d'azote sont globalement assez stables sur la période, comprises entre 2800 et 3200 t/an.

1.4.1.4 COV et de HAP

Les graphes ci-après présentent les quantités annuelles de COV et de HAP émises par la Centrale B.

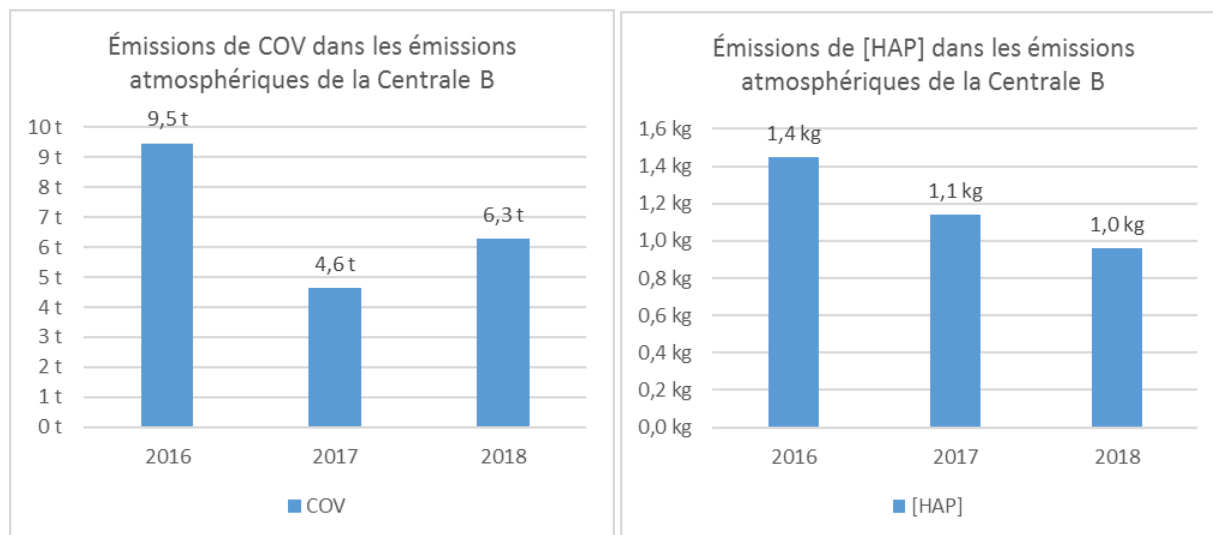


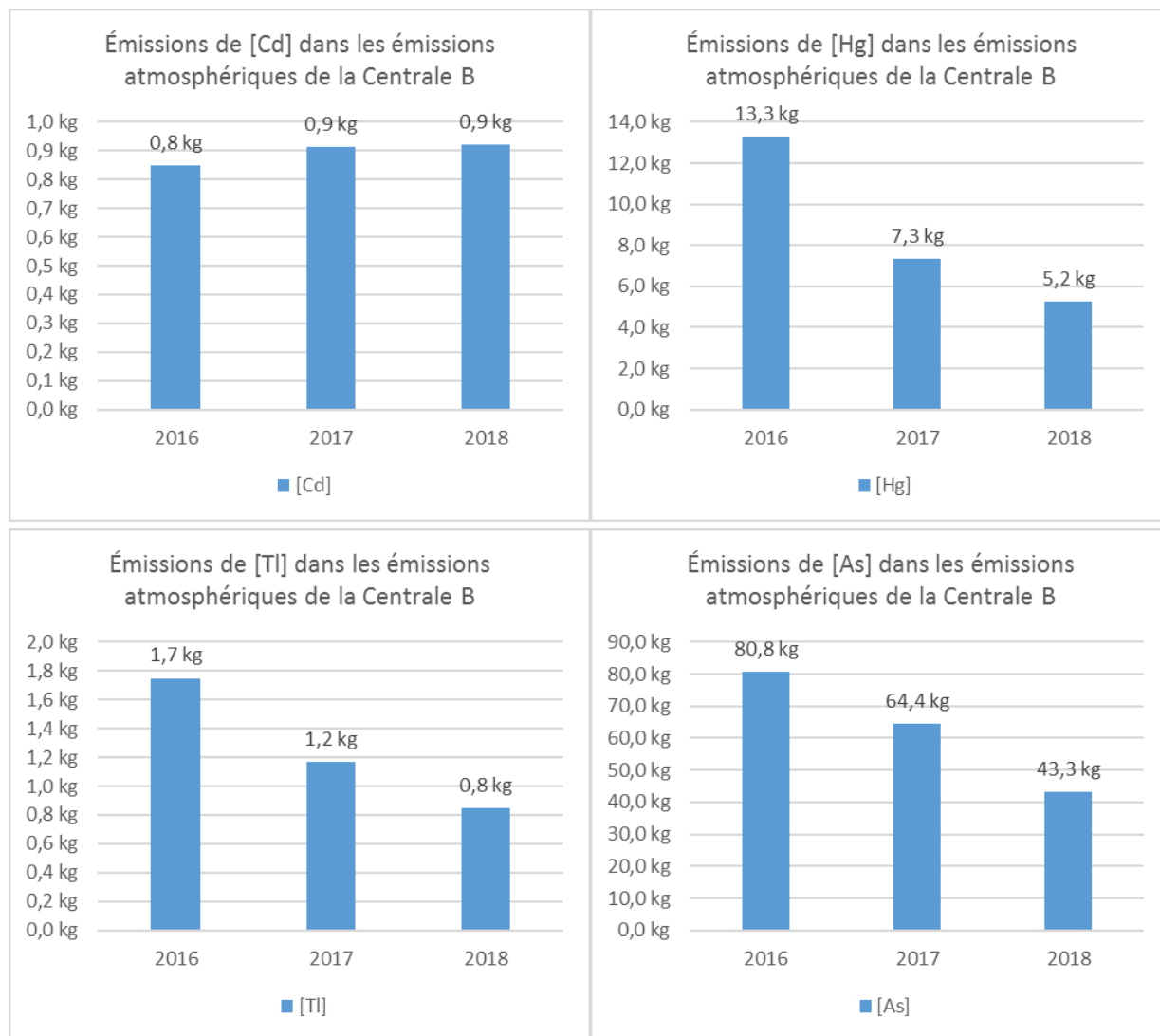
Figure 8 : Émissions de COV de la Centrale B pour la période 2016 – 2018

Ces émissions sont calculées à partir des mesures annuelles réalisées par le laboratoire de contrôle, ce qui peut expliquer la variabilité des résultats (notamment pour les émissions de COV).

Les émissions de HAP sont relativement stables (comprises entre 1 et 2kg/an).

1.4.1.5 Métaux

Les graphes ci-après présentent les quantités annuelles de métaux émis par la Centrale B.



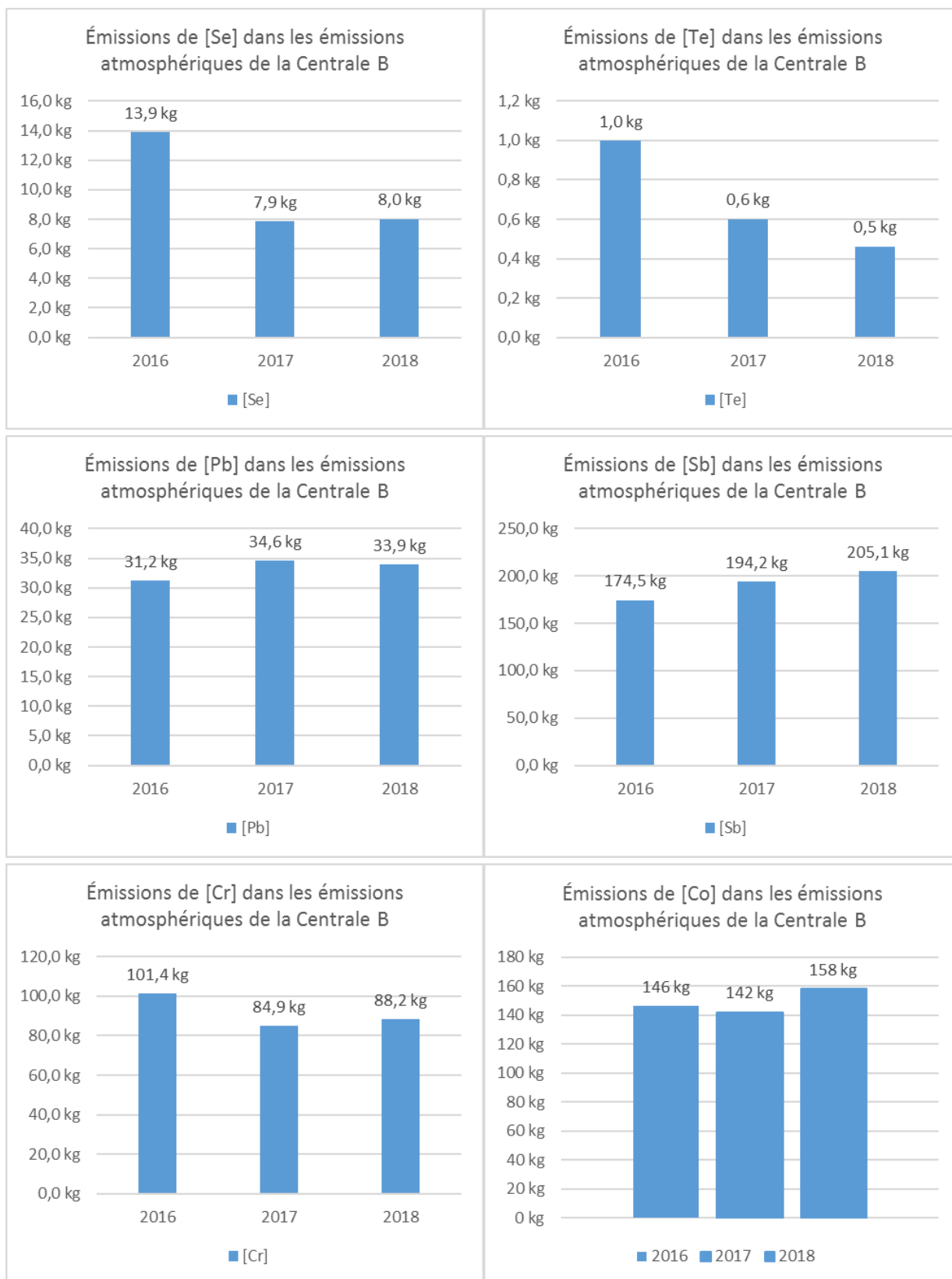




Figure 9 : Émissions de cadmium, mercure, thallium, arsenic, selenium, tellure, plomb, antimoine, chrome, cobalt, cuivre, étain, manganèse, nickel, vanadium, zinc de la Centrale B pour la période 2016 - 2018

Les émissions de métaux sont globalement assez stables (Cd, Pb, Cr, Ni) ou en diminution (Hg, Tl, As, Se, Te, Cu, Sn, Mn, V, Zn). Les émissions des métaux Co et Sb présentent une légère augmentation.

1.4.2 Eau

Le circuit d'eau principal est rappelé ci-après :

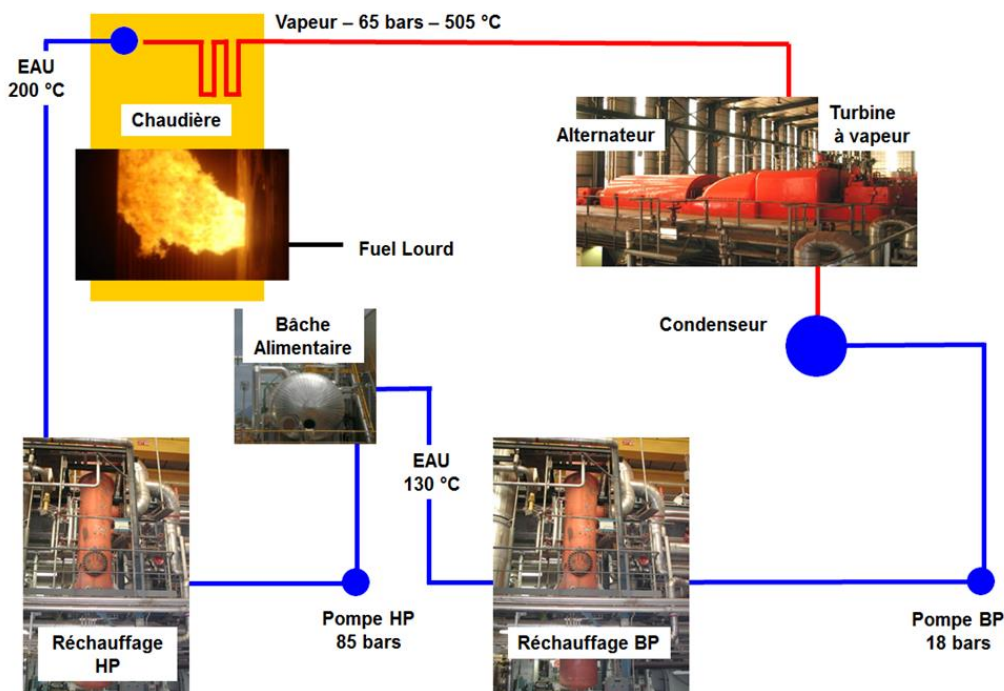


Figure 10 : Schéma de principe du réseau d'eau / vapeur de la Centrale B

Circuits d'eaux :

Eau de mer : utilisée en circuit ouvert pour le circuit de refroidissement du process (condenseurs et réfrigérants d'eau) 7500m³/h par tranche et 2 000m³/h pour les utilités. La consommation annuelle est variable selon la marche de ces équipements. La fourchette se situe entre 24 000m³/h et 32 000m³/h.

Eau potable : utilisée à des fins sanitaires.

Eau brute (aussi appelée eau industrielle) : cette eau, une fois déminéralisée, reste en circuit fermé dans le réseau. Consommation annuelle entre 85 000 et 110 000m³. Elle fait parfois l'objet de vidanges lors des révisions annuelles de chaudières.

Année	Consommation d'eau brute (m ³)	Consommation d'eau potable (m ³)
2009	91 627	4 225
2010	111 868	1 605
2011	94 459	2 476
2012	107 076	946
2013	91 964	544
2014	100 225	527
2015	90 041	476
2016	91 892	1 792
2017	85 094	1 789
2018	109 996	2 631

Tableau 2 : Consommations annuelles d'eau de la Centrale B

1.4.3 Déchets

Les principaux déchets produits par la centrale sont des **boues et terres souillées aux hydrocarbures (environ 200 t / an) et des imbrûlés de combustion (environ 30 t / an)**. Les imbrûlés de combustion sont des déchets issus du lavage périodique des chaudières ou à l'occasion de « gros entretien ». Il est assimilable à des cendres de foyer mais, du fait de sa forme non pulvérulente, le terme d'imbrûlés lui est préféré. Riches en carbone, ces imbrûlés présentent un potentiel énergétique qui permet leur valorisation dans les fours de l'usine. Périodiquement des fonds de cuve sont également valorisés énergétiquement dans le procédé via l'installation de préparation du parc à boues.

Pour les déchets « génériques » (issus des opérations courantes : emballages, produits souillés, bois, papier carton, ...), un tri sélectif est mis en œuvre.

En terme de volume les données sont présentées dans le tableau et les graphes ci-après :

Type de déchet	2016	2017	2018
Aérosols	40 kg	30 kg	52 kg
Boues et terres souillées par HC	151 450 kg	213 900 kg	265 575 kg
Déchets chimiques produits		12 kg	
Déchets souillés HC	1 892 kg	2 027 kg	2 516 kg
DEEE - Eclairage (néons)		92 kg	
DIB	14 900 kg	21 960 kg	27 130 kg
FER apport	29 050 kg	32 900 kg	35 000 kg
FER benne	14 310 kg	69 540 kg	74 450 kg
Gravats		16 000 kg	
Non ferreux - Cuivre		1 750 kg	5 350 kg

Tableau 3 : Production annuelle de déchets de la Centrale B (hors imbrûlés) – années 2016 à 2018

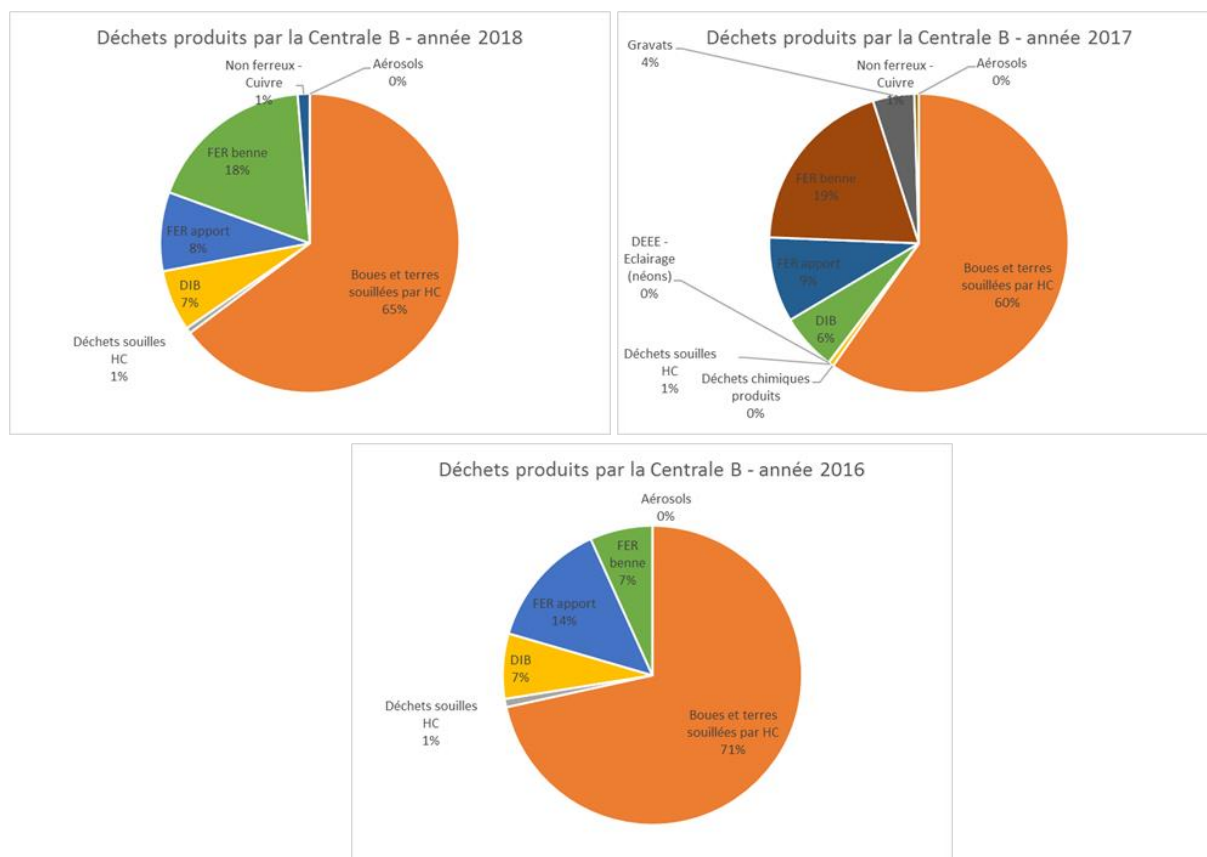


Figure 11 : Part des déchets produits par type (hors imbrûlés) – Année 2016 à 2018

1.5 Evolutions des investissements liés à la surveillance, prévention et réduction des pollutions et de performances énergétiques

En matière d'impact sur les rejets atmosphériques, et en phase avec les évolutions de prescriptions d'exploitation, on note les évolutions suivantes :

- Février 2013 : industrialisation du système de supervision de la qualité de l'air pour un déclenchement optimisé des bascules en fuel TBTS ;
- Septembre 2013 : suppression de l'utilisation de fuel HTS (<4%S), ouverture des plages de bascules en fuel TBTS (<1%S) et ajout de 2 stations de surveillance dans l'environnement de la centrale B ;
- Décembre 2015 : abaissement du niveau de SO₂ mesuré dans l'environnement à partir duquel la bascule en TBTS est opérée ;
- Mai 2017 : choix de fuel bas TBTS+ (<0,7%S) en remplacement du fioul TBTS (<1%S) ;
- Janvier 2018 : remplacement du système de supervision et amélioration de sa fiabilité
- Décembre 2019 : déclenchement semi-automatique des vannes d'alimentation en fuel de la centrale.

Concernant les rejets aqueux, en 2018 – 2019, la séparation des réseaux d'eaux pluviales et des réseaux d'effluents industriels est mise en œuvre suite à un incident enregistré en juillet 2018. Parmi les actions menées on notera :

- La pose de barrage flottant permanent entre la sortie du DSH de la centrale et le bassin de pompage des eaux de granulation ;
- La séparation des réseaux eaux pluviales (EP) et eaux industrielles (EI) ;
- Le remplacement des séparateurs sous les bâches 10m³ des tranche 1 et 2 ;
- La modification des regards sur les séparateurs sous chaudière pour en faciliter le contrôle visuel.



Photo 1 : Regards sur les séparateurs sous chaudière



Photo 2 : Séparation des réseaux EP / EI



Photo 3 : Nouveau Séparateur

En matière de performance énergétique, une solution d'optimisation de la charge des tranches de la Centrale a été implémentée fin 2019.

Il s'agit d'un dispositif automatisé d'assistance au pilotage permettant aux opérateurs de maximiser l'efficacité globale de l'installation en améliorant la répartition de charge entre les 4 tranches thermiques de la centrale.

Cette nouvelle solution présente 2 avantages majeurs :

1. Permettre d'opérer ces tranches à leur meilleur taux d'efficacité possible dans leur état actuel d'usure et de niveau d'efficacité courant, et cela en tout temps ;
2. Permettre d'identifier et de diagnostiquer les situations de sous-performance de certaines tranches.

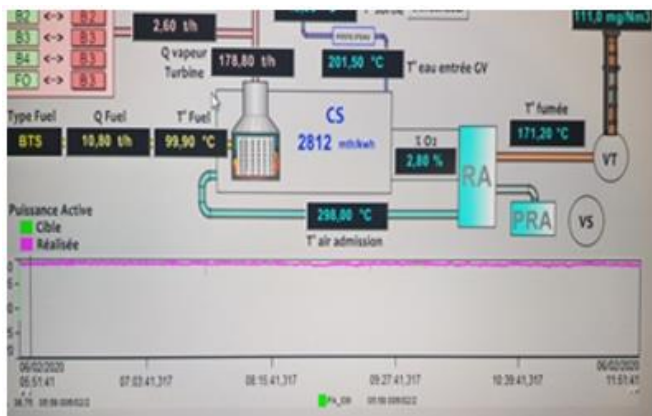


Photo 4 : Nouvelle interface de pilotage des tranches



Photo 5 : Opérateur pilotant la charge d'une tranche de la Centrale, en fonction de l'outil d'optimisation pilotage

En matière d'énergie, l'éclairage du hall turbine est passé en LED en 2018, moins consommatrice d'énergie.

2 ARGUMENTAIRE CONCERNANT LE DELAI DE FOURNITURE DE L'AUDIT

Afin de réduire davantage son empreinte environnementale et limiter le coût économique résultant de l'utilisation du fioul, la société Le Nickel-SLN a eu pour projet de construire, dès les années 2007, une nouvelle centrale électrique, en utilisant un combustible alternatif tel le charbon ou le gaz.

En 2008, un projet de centrale charbon est transmis aux autorités. Portant sur une centrale de 210 MW (3x70 MW), ce projet obtient une autorisation d'exploiter de la Province Sud en 2009 parallèlement à sa mise en sommeil. Du fait de la crise économique (krach boursier de l'automne 2008, lui-même consécutif de la crise des subprimes aux Etats-Unis), l'accès au financement se complexifie et la maison-mère de la société Litwin, qui devait construire la centrale, fait faillite.

En 2010, deux nouveaux projets font l'objet d'études à un niveau d'avant-projet sommaire (APS) :

- Un projet de centrale charbon de 180 MW (2 x 90 MW) est réalisé par les sociétés Sidec et Hatch ;
- Un projet de centrale gaz de 200 MW est réalisé avec EDF SEI (Systèmes Energétiques Insulaires).

Malgré le surcoût par rapport à la solution charbon, c'est le projet de centrale gaz qui est retenu en février 2011 pour réaliser une étude d'avant-projet détaillé (APD) ;

En 2011, les études montrent que le coût du gaz s'avère 25% plus élevé qu'estimé en phase APS engendrant une différence de coût prohibitive pour la poursuite du projet. Cette augmentation du prix du combustible est en partie une conséquence de l'accident survenu à la centrale nucléaire de Fukushima en mars 2011. Le Japon décide alors d'un arrêt total de toutes ses centrales nucléaires et se rabat sur le gaz naturel liquide (GNL) entraînant une hausse mécanique des prix.

Parallèlement à la recherche d'un fournisseur en GNL à un prix satisfaisant, la recherche d'un nouvel acteur susceptible de réaliser et financer une centrale charbon est relancé. En juillet 2012, la société Samsung fait une offre satisfaisante techniquement et financièrement.

Une équipe projet est alors constituée sur site dès 2013, pour mener à bien la mise en service de ce nouvel outil à fin 2019.

Le projet comprend une centrale à charbon pulvérisé de deux tranches de 90 MWe net chacune et le montant de l'investissement s'élève à 100 milliards de francs CFP. La mise en route de la première tranche était attendue début 2019 avec mise en route de la seconde tranche dans les six mois suivants.

Dans ce cadre, et conformément aux prescriptions du code de l'environnement de la Province Sud, une demande d'autorisation d'exploiter de cette nouvelle centrale charbon a été déposée auprès des services de la DIMENC le 28 juillet 2015. Une enquête publique a eu lieu du 1^{er} au 30 septembre 2015. Le 26 octobre 2015 la Commission d'enquête publique sur le projet de Centrale Charbon, remettait aux services de la DIMENC un rapport de fin d'enquête publique donnant, à l'unanimité de ses membres, un avis favorable au projet d'exploitation de la centrale.

Néanmoins, face à la très forte dégradation des résultats de la société Le Nickel-SLN et de sa société mère Eramet, il a été constaté que la réalisation d'un tel investissement n'était plus possible.

Aussi, la société Le Nickel-SLN n'ayant plus la capacité de financer le projet de nouvelle centrale, l'Etat a proposé de cautionner, par l'intermédiaire d'une société d'économie mixte, une nouvelle centrale, dite « Centrale Pays », d'une capacité de 200 mégawatts qui permettra d'alimenter la distribution publique tout en répondant aux besoins de l'usine de Doniambo, avec une date de mise en œuvre de 2021. Le calendrier a ensuite été revu, ainsi que les schémas futurs d'alimentation électrique de l'usine de Doniambo (Centrale électrique ou mix énergétique alternatif)

La publication le 12 juin 2014 de la délibération n°29-2017/BAPS/DIMEN du 17 février 2014, dite « Délibération GIC », prescrit la mise en conformité des installations de combustion du territoire autorisées et non modifiées sous un délai de 6 ans. Toutefois l'exploitant d'une installation autorisée et non modifiée qui estime que les « dispositions ne sont pas techniquement et économiquement réalisables » dépose au plus tard le 12 juin 2015 un audit.

Comme il apparaît aux vues des évolutions du projet susmentionnées, et des chevauchements de calendrier avec les échéances de prescriptions de l'audit, la mise en service d'une nouvelle centrale à partir de 2019 rendait caduque la pertinence d'étudier toute mise en conformité de la centrale actuelle.

Depuis le report de l'échéance de mise en service de la centrale Pays et en accord avec les services de la DIMENC il apparaît désormais pertinent, sachant que la centrale B sera en fonctionnement au 12 juin 2020, de réaliser cet audit.

Il s'agit de l'objet du présent dossier.

3 ANALYSE DE LA CONFORMITE AU REGARD DES PRESCRIPTIONS DE LA DELIBERATION GIC ET DES MTD

Le présent chapitre analyse la conformité de la Centrale B au regard des prescriptions de la délibération GIC et le positionnement au regard des Meilleures Techniques Disponibles (MTD).

3.1 Récolement au regard des prescriptions de la délibération GIC

3.1.1 Titre I - Dispositions générales

Articles 1 à 6 :

Le titre des dispositions générales reprend les définitions, le champ et les conditions d'application (article 1 à 4).

La partie III de l'article 3 concerne la puissance thermique de chaque appareil composant l'installation de combustion.

La centrale B est constituée :

- de 4 tranches de 130 MWth chacune ;
- d'un groupe électrogène de 3 MVA pour le secours de la centrale ;
- d'un groupe de 200 kVA pour le secours du virage et du graissage de la ligne d'arbre des turbines.

Les groupes électrogènes assurent une fonction de secours et ont une durée de fonctionnement inférieure à 10h/an (pour les essais). Étant donné que leur puissance est inférieure à 15MWth et leur faible taux de fonctionnement, ils sont exclus du périmètre de cet audit.

La partie IV de l'article 3 concerne les caractéristiques des combustibles utilisés et le suivi de cette qualité.

Les qualités de fuel consommées par la centrale B sont les suivantes :

- Haute teneur en soufre (HTS) soit $S \leq 4,0\%$: n'est plus utilisée depuis fin 2013 ;
- Basse teneur en soufre (BTS) soit $S \leq 2,0\%$;
- Très basse teneur en soufre (TBTS) soit $S \leq 1,0\%$
- Très basse teneur en soufre (TBTS+) soit $S \leq 0,7\%$: depuis mi-2017 en remplacement du TBTS

Avant expédition du fuel en Nouvelle-Calédonie, la qualité des fuels est analysée par deux laboratoires distincts. Les critères d'acceptation des fuels (en 2019) sont présentés dans le tableau suivant :

ELEMENTS	UNITES	TYPE DE SEUIL	SEUIL
Density at 15 °C	kg/l	-	-
Specific Gravity at 15.6 °C	kg/l	MAX	0,99
Sulphur LSFO	%	MAX	2
Sulphur VLSFO	%	MAX	0,7
Flash point	°C	MIN	66
Ash	%	MAX	0,05
Conradson Carbon Residue LSFO/VLSFO	%	MAX	14
Water	%	MAX	0,5
Sediment	%	MAX	0,1
Gross Heating Value	Kcal/Kg	MIN	10100
Vanadium	ppm	MAX	100
Sodium	ppm	MAX	40
Asphaltenes	%	MIN	2
Asphaltenes	%	MAX	6
Sediment by Hot Filtration	%	MAX	0,1
H2S content	ppm	MAX	0,5
Mercaptan	ppm	MAX	100
Pour Point LSFO/VLSFO	°C	MAX	10
Viscosity at 50 °C LSFO/VLSFO May/Sept.	cst	MIN	100
Viscosity at 50 °C LSFO/VLSFO May/Sept.	cst	MAX	180
Viscosity at 50 °C LSFO/VLSFO Oct./April	cst	MIN	100
Viscosity at 50 °C LSFO/VLSFO Oct./April	cst	MAX	280
Silicon+Aluminium	ppm	MAX	60
Zinc	ppm	MAX	10
Phosphorus	ppm	MAX	10
Calcium	ppm	MAX	30
CCR/Asphaltènes	%	<	50
V/Asphaltènes	-		12<X<15 MAX 20
Na/V		<	0,33

Tableau 4 : Critères d'acceptation pour la qualité des fuels

A l'arrivée sur le site de Doniambo, une nouvelle analyse est réalisée sur les paramètres :

- Teneur en eau ;
- Température de point éclair ;
- Teneur en soufre.

Les articles 5 et 6 de la délibération présentent les prescriptions de bilan annuel et de contrôles inopinés.

Concernant le champ et les conditions d'application, la mise en œuvre est réalisée au travers de la remise du présent dossier (l'audit de conformité).

Concernant le bilan annuel, et conformément à l'article 10.1 de l'autorisation d'exploiter du site, l'exploitant remet annuellement ce bilan au travers du bilan semestriel. A noter que la prescription de la délibération GIC fixe une échéance au 30 avril de l'année suivante pour la remise du bilan, alors que la prescription de l'autorisation d'exploiter fixe au 15 février la remise du bilan par l'exploitant de l'usine de Doniambo (et au 31 mars pour le bilan qualité de l'air).

Concernant la possibilité pour l'inspection des installations classées de faire réaliser des contrôles inopinés (ou non), elle est déjà prescrite à l'article 9.2 de l'arrêté de l'usine de Doniambo.

3.1.2 Titre II – Prévention de la pollution atmosphérique

3.1.2.1 Chapitre I : Conditions d'applications

Articles 7 et 8 :

Les conditions d'applications reprennent, entre autre, les conditions de rapportage des volumes et concentration des effluents gazeux. Ainsi l'article 8 prescrit de rapporter les volumes aux conditions normalisées de température, de pression et pour des gaz secs ; sachant que, si le combustible utilisé est liquide l'expression du résultat est à 3% de teneur en oxygène.

Ces mêmes conditions de rapportage sont prescrites aux émissions de la centrale B à l'article 4.4.5 de l'autorisation d'exploiter de l'usine de Doniambo.

3.1.2.2 Chapitre II : Valeurs limites

Articles 9 à 12 :

Les valeurs limites qui seraient applicables aux rejets atmosphériques des installations de la Centrale B sont prescrites à l'article 9.II.a. soit pour « Les installations de combustion dont l'autorisation initiale a été accordée avant la date de publication de la présente délibération, à l'exception des turbines et des moteurs » ; et aux articles 12.II ; 12.III ; 12.Va.

En résumé, les valeurs limites qui seraient applicables aux rejets atmosphériques de la Centrale B à compter du 13 juin 2020 sont résumées ci-dessous.

Valeurs limites qui seraient applicables aux rejets atmosphériques de la Centrale B à compter du 13 juin 2020 :

Paramètre	VLE (mg/Nm ³) ⁽⁰⁾
Poussières totales	20 ⁽¹⁾
CO	100 ⁽¹⁾
SO ₂	200
NO _x	150 ⁽¹⁾
HaP	0,1 ⁽¹⁾
COVnm	110 ^{(1) (2)}
Cd, Hg et Tl	0,05 par métal 0,1 somme
As, Se et Te	1
Pb	1
Sb+Cr+Co+Cu+Sn+Mn+Ni+V+Zn	10

(0) Applicable au 13/06/2020

(1) Concentration exprimée en conditions normalisées (T°, Pression, Gaz sec) à 3% O₂

(2) Concentration COVnm exprimée en carbone total

Résultats observés :

Les concentrations de rejet observées sur chaque tranche de la centrale B sont présentées ci-après par polluants.

Les valeurs limites fixées par la délibération GIC sont dépassées pour les poussières, le SO₂ et les NO_x. Ceci est cohérent avec l'absence d'équipement de dépollution pour ces paramètres.

3.1.2.2.1 Poussières

Les concentrations de poussières présentées sur les graphes suivants ont été mesurées à partir des opacimètres installés sur les cheminées de la centrale B.

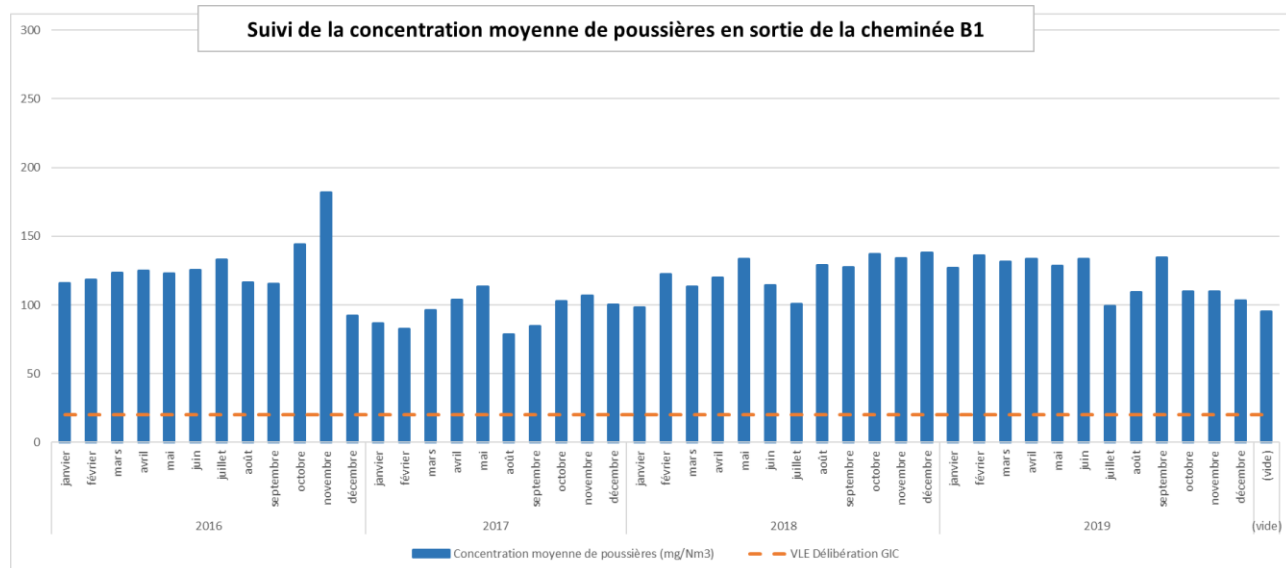


Figure 12 : Suivi des concentrations de poussières en sortie de la cheminée B1 de la Centrale B

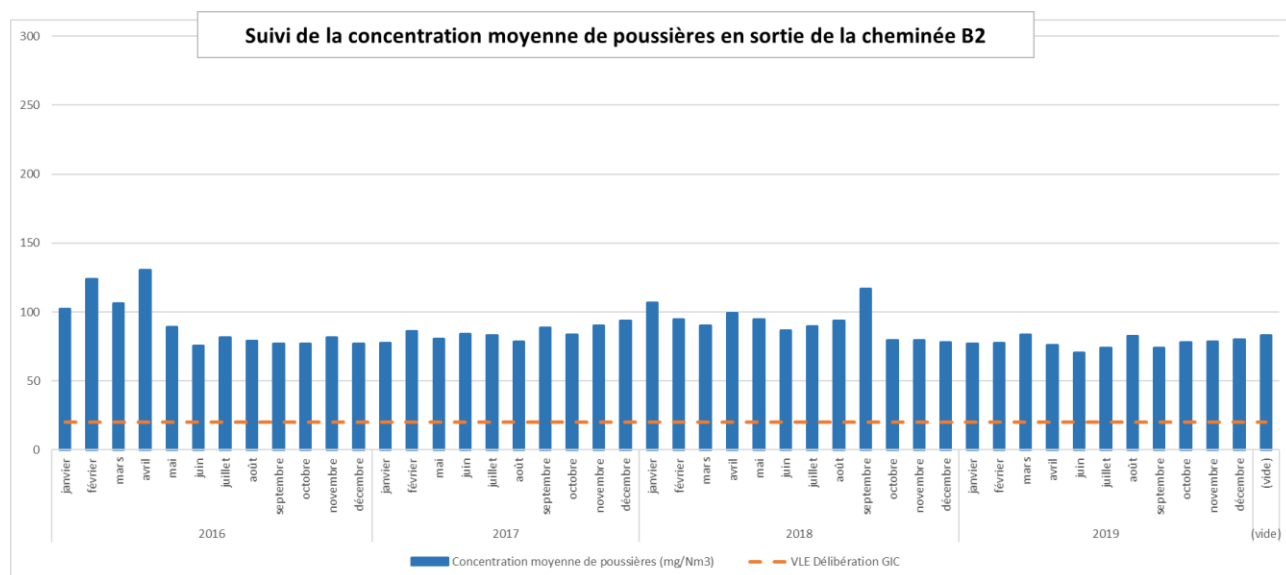


Figure 13 : Suivi des concentrations de poussières en sortie de la cheminée B2 de la Centrale B

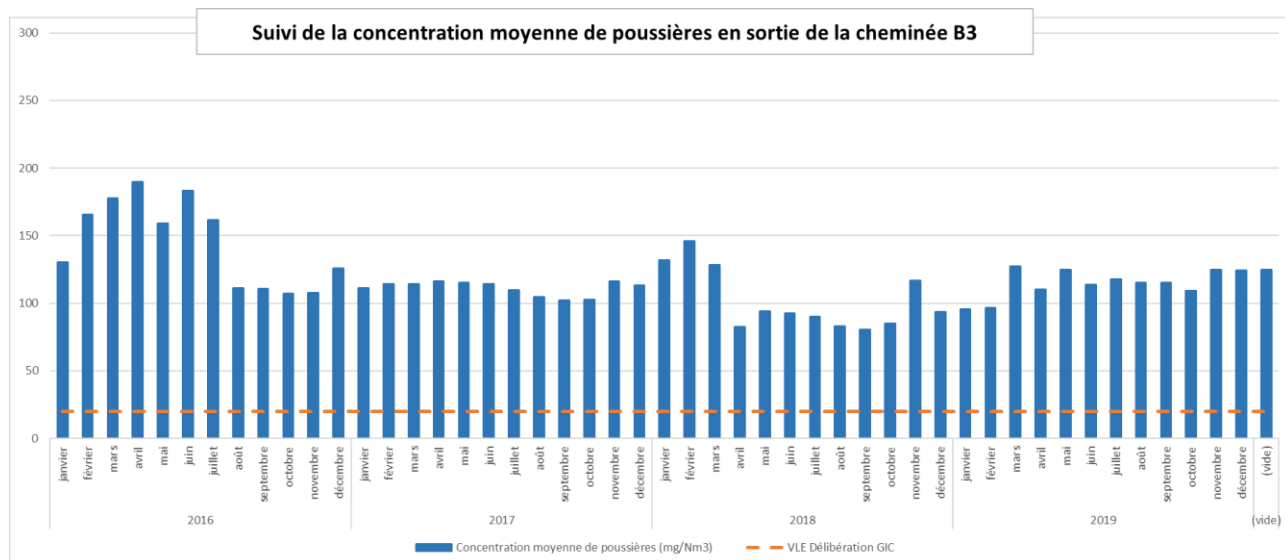


Figure 14 : Suivi des concentrations de poussières en sortie de la cheminée B3 de la Centrale B

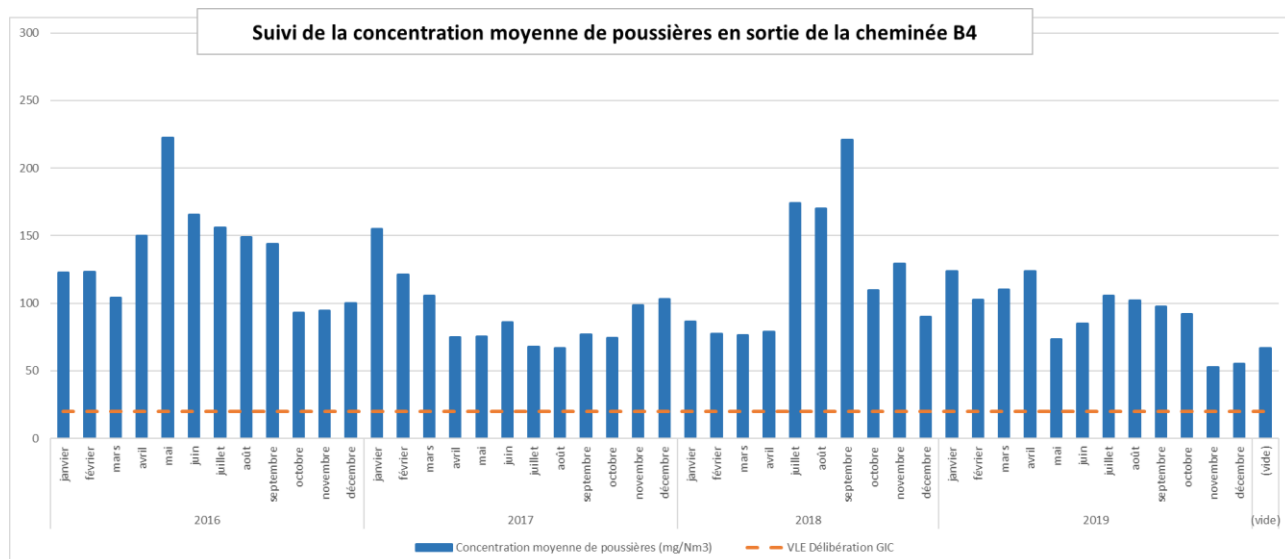


Figure 15 : Suivi des concentrations de poussières en sortie de la cheminée B4 de la Centrale B

⇒ La VLE fixée par la délibération GIC concernant les concentrations de poussières dans les émissions atmosphériques n'est pas respectée.

Proposition de mise en conformité : Les solutions de mise en conformité sont présentées au chapitre 4.

3.1.2.2.2 SO₂

Les concentrations émises présentées sur le graphe ci-après ont été calculées à partir des tonnages annuels de SO₂ émis (issu de la composition du fioul consommé) et du flux annuel émis (issu de la puissance électrique). Ces résultats sont en phase avec les résultats des mesures périodiques réalisées par le laboratoire de contrôle pour la mesure des émissions atmosphériques.

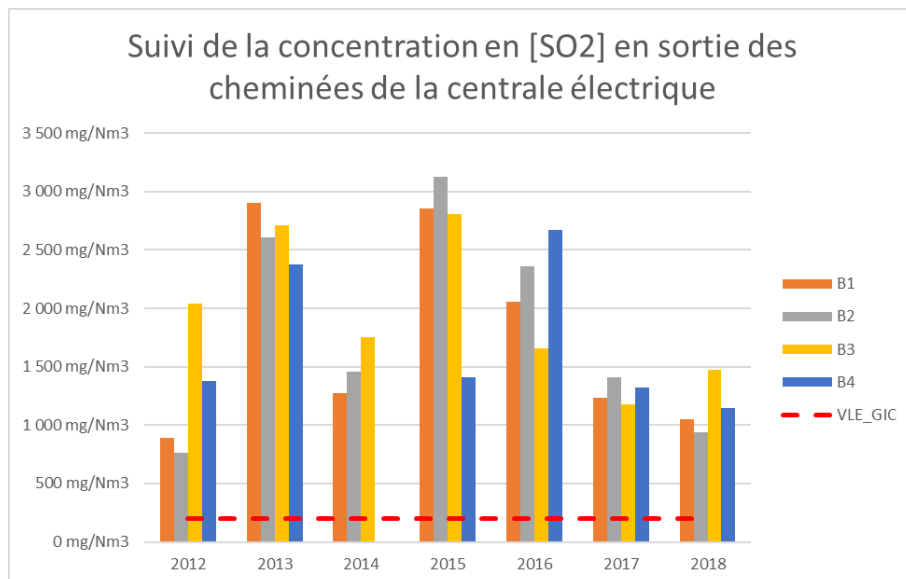


Figure 16 : Suivi des concentrations en SO₂ en sortie des cheminées de la Centrale B

⇒ La VLE fixée par la délibération GIC concernant les concentrations de SO₂ dans les émissions atmosphériques n'est pas respectée.

Proposition de mise en conformité : Les solutions de mise en conformité sont présentées au chapitre 4.

3.1.2.2.3 NO_x

Les concentrations de NO_x présentées sur les graphes suivants ont été mesurées lors des mesures périodiques réalisées par le laboratoire de contrôle pour la mesure des émissions atmosphériques.

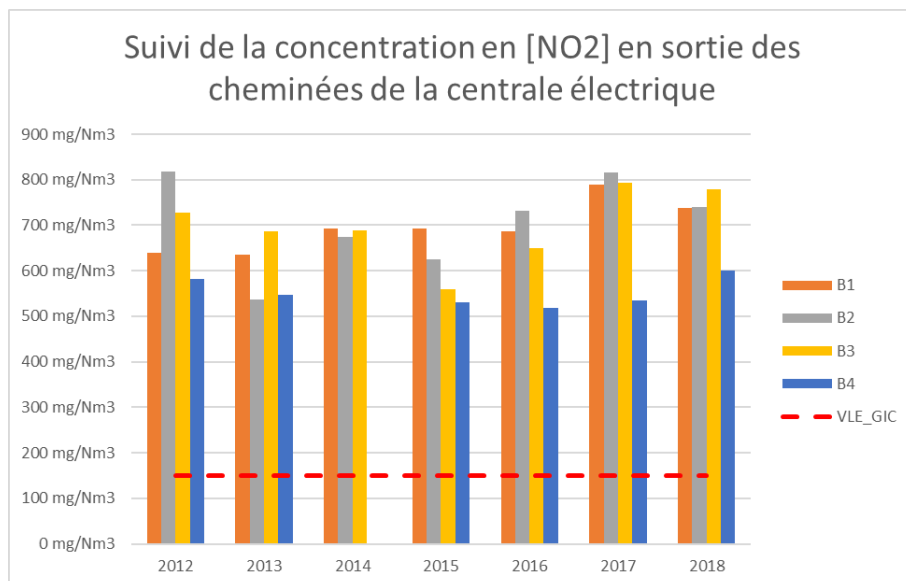


Figure 17 : Suivi des concentrations en NO_x en sortie des cheminées de la Centrale B

⇒ La VLE fixée par la délibération GIC concernant les concentrations d'oxydes d'azote dans les émissions atmosphériques n'est pas respectée.

Proposition de mise en conformité : les solutions de mise en conformité sont présentées au chapitre 4.

3.1.2.2.4 Monoxyde de carbone (CO)

Les concentrations de CO présentées sur les graphes suivants ont été mesurées lors des mesures périodiques réalisées par le laboratoire de contrôle pour la mesure des émissions atmosphériques.

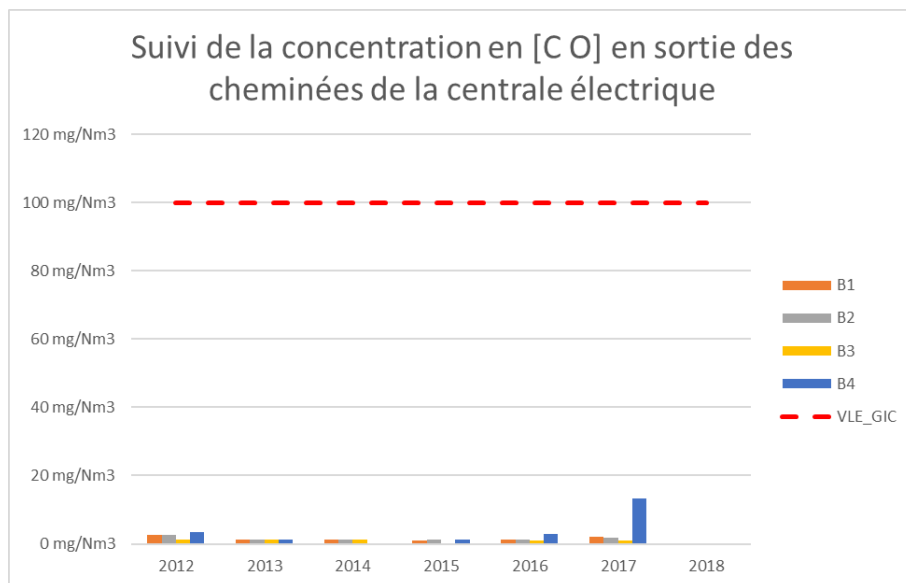


Figure 18 : Suivi des concentrations en CO en sortie des cheminées de la Centrale B

⇒ La VLE fixée par la délibération GIC concernant les concentrations en monoxyde de carbone dans les émissions atmosphériques est respectée.

3.1.2.2.5 COVnm – HAP

Les concentrations de COVnm et HAP présentées sur les graphes suivants ont été mesurées lors des mesures périodiques réalisées par le laboratoire de contrôle pour la mesure des émissions atmosphériques.

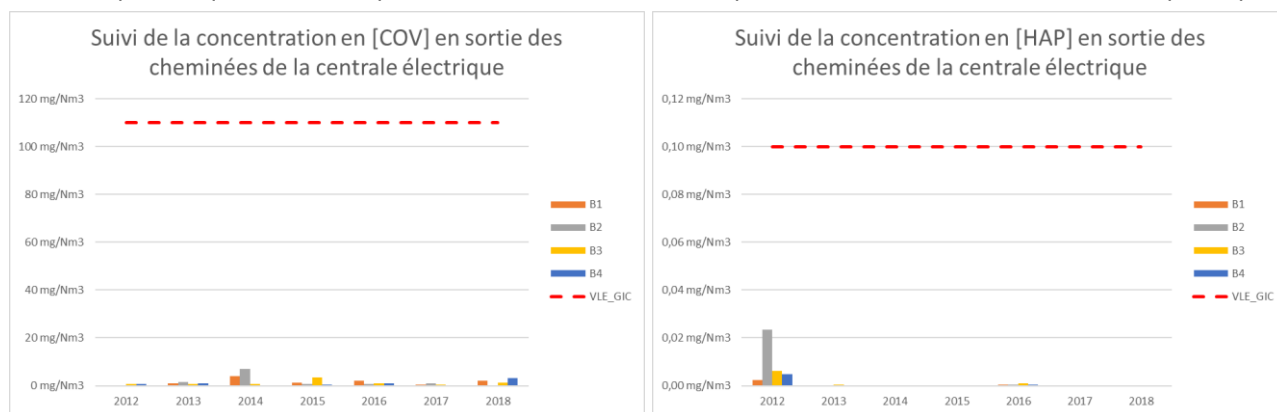


Figure 19 : Suivi des concentrations en COV et HAP en sortie des cheminées de la Centrale B

⇒ Les VLE fixées par la délibération GIC concernant les concentrations en COV et HAP dans les émissions atmosphériques sont respectées.

3.1.2.2.6 Métaux

Les concentrations en métaux présentées sur les graphes suivants ont été mesurées lors des mesures périodiques réalisées par un laboratoire de contrôle pour la mesure des émissions atmosphériques.



Figure 20 : Suivi des concentrations en métaux en sortie des cheminées de la Centrale B

⇒ Les VLE fixées par la délibération GIC concernant les concentrations en métaux dans les émissions atmosphériques sont respectées.

3.1.2.3 Chapitre III : Conditions spécifiques de fonctionnement

Article 13 : Périodes de démarrage et d'arrêt des installations et valeurs limites associées

Les périodes de démarrage et d'arrêt des tranches de la Centrale B ne font pas l'objet d'une correction spécifique des données de suivi des émissions, la comptabilisation des émissions est réalisée normalement. Seules les périodes d'arrêt longues (une journée complète ou plus) d'une tranche et qui correspond à une puissance électrique journalière moyenne de 0 MW, font l'objet d'un ajustement des données sur :

- L'opacité moyenne journalière : concentration de poussières émises = absence de valeur (cellule vide);
- Le flux journalier de poussières : tonnage = 0 kg/jour.

Article 14 : Demande de dérogation aux VLE si utilisation de combustible basse teneur en soufre et en cas d'interruption soudaine et imprévue d'approvisionnement

Cet article est non-applicable à la Centrale B. Il ne concerne que les installations respectant les valeurs limites d'émissions grâce à l'utilisation de FOL à faible teneur en soufre.

Article 15 : Conduite à tenir en cas de panne ou de dysfonctionnement d'un dispositif de réduction des émissions

La centrale B n'étant équipée d'aucun équipement de dépollution, cet article est sans objet. On notera qu'en cas d'incident d'exploitation tout est mis en œuvre pour limiter et prévenir la pollution. L'inspection des Installations Classées est informée dans les meilleurs délais.

3.1.2.4 Chapitre IV : Dispositions applicables aux installations de combustion à foyer mixte

Article 16

Non applicable – la centrale B ne dispose pas de foyers mixtes.

3.1.2.5 Chapitre V : Conditions de rejet à l'atmosphère

Article 17 : Dispositions relatives aux conduites de cheminées

- La centrale B dispose de 4 cheminées (une cheminée par tranche). Ces cheminées ont été rehaussées au début des années 2000. Aucun traitement sur les fumées n'est réalisé avant rejet à l'atmosphère.
- La mesure de l'opacité est réalisée sur une section droite sur la cheminée. La mesure en O₂ est réalisée en sortie de chaudière. Bien que les points de mesure soient différents et qu'un écart puisse être mesuré à l'occasion des mesures réglementaires, ces risques d'entrée d'air parasite sont suivis régulièrement par l'exploitant qui engage la reprise de l'étanchéité qui est un paramètre incontournable du rendement de la chaudière.
- Les mesures sont réalisées par un organisme extérieur, conformément aux normes de référence.
- La vitesse d'éjection fait l'objet d'une mesure annuelle, réalisée par un organisme extérieur. Les vitesses d'éjections mesurées pour l'année 2018 sont présentées dans le tableau suivant :

B1	B2	B3	B4
25,8 m/s	24,9 m/s	25,4 m/s	27,2 m/s

Tableau 5 : Vitesses d'éjection mesurées lors du contrôle annuel 2018

⇒ L'exigence de vitesse de rejet au moins égale à 8 m/s est respectée.

Article 18 : Dispositions relatives aux conduites de cheminées dont l'autorisation initiale a été accordée après la date de publication de la présente délibération

Non applicable.

3.1.2.6 Chapitre VI : Surveillance des rejets atmosphériques et de l'impact sur l'environnement**3.1.2.6.1 Section I : Programme de surveillance des rejets atmosphériques****Article 19 : Programme de surveillance**

L'arrêté d'exploitation de la centrale B impose une surveillance en continu sur les émissions de poussières. Dans le cadre de son activité d'incinération d'huiles usagées, des mesures sont réalisées annuellement par un organisme extérieur pour les paramètres suivants :

- HCL
- HF
- Cd+Tl
- Hg
- Sb+As+Co+Ni+Mn+Cr+Cu+V+Pb
- Dioxines et furanes

Les NOx et le CO ne sont pas suivis en continu, comme indiqué par la délibération GIC. Au vu des mesures réalisées périodiquement, ces paramètres sont stables.

⇒ Les exigences de cet article sont partiellement respectées.

Proposition de mise en conformité : Une campagne de mesures trimestrielle des NOx et CO sur une durée d'un an pourra être réalisée afin de confirmer la stabilité de ces paramètres.

Article 20 : Suivi des concentrations en SO₂

La mesure des concentrations en SO₂ n'est pas réalisée en continu, néanmoins la concentration en soufre du fioul utilisé (BTS, TBTS, TBTS+) est connue. Une estimation journalière des émissions de soufre est réalisée à partir de la connaissance des teneurs en soufre du fioul et des conditions de marche des installations.

Une mesure est réalisée annuellement par un organisme extérieur (et non pas semestriellement).

⇒ Les exigences de cet article sont partiellement respectées.

Proposition de mise en conformité : la mesure en SO₂ par un organisme extérieur pourra être réalisée semestriellement.

Article 21 : Suivi des concentrations en NOx

La mesure des concentrations en NOx n'est pas réalisée en continu. Les chaudières sont de puissance unitaire supérieure à 100 MWth et ne sont pas équipées de dispositifs de traitement des NOx dans les fumées.

Une mesure est réalisée annuellement par un organisme extérieur.

⇒ Les exigences de cet article ne sont pas respectées.

Proposition de mise en conformité : Une campagne de mesures trimestrielle sur une durée d'un an pourra être réalisée afin de confirmer la stabilité de ce paramètre.

Article 22 : Suivi des concentrations en poussières

La mesure des concentrations en poussières est réalisée en continu au moyen d'un opacimètre par cheminée.

⇒ Les exigences de cet article sont respectées.

Article 23 : Suivi des concentrations en CO

La mesure des concentrations en CO n'est pas réalisée en continu.

Une mesure est réalisée annuellement par un organisme extérieur.

⇒ Les exigences de cet article ne sont pas respectées.

Proposition de mise en conformité : Une campagne de mesures trimestrielle sur une durée d'un an pourra être réalisée afin de démontrer la stabilité de ce paramètre.

Article 24 : Mesure annuelle des concentrations en COVNM, formaldéhyde, HAP et métaux

Dans le cadre de son activité d'incinération d'huiles usagées, des mesures sont réalisées annuellement par un organisme extérieur pour les paramètres suivants :

- COVNM, dont le formaldéhyde,
 - HAP ;
 - Métaux.
- ⇒ Les exigences de cet article sont respectées.

Article 25 :

- I. Les chaudières de la Centrale B n'utilisent pas de combustible solide : exigence non applicable ;
- II. L'installation ne dispose pas de dispositif de traitement des oxydes d'azote : exigence non applicable.
- III. Une mesure annuelle en N_2O est réalisée. Le CH_4 et les PM_{10} ne sont pas suivis, ces composés n'étant pas prévus dans l'arrêté d'exploitation.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont partiellement respectées.

Proposition de mise en conformité : les paramètres CH_4 et PM_{10} pourront être intégrés dans les campagnes de suivi annuelles.

Article 26 : Mesure en continu de l' O_2 , de la température, de la pression et de la teneur en H_2O des gaz résiduels

La température, la pression et la teneur en vapeur d'eau des gaz résiduels ne sont pas mesurées en continu. Ces paramètres sont mesurés trimestriellement par un organisme extérieur, ces mesures montrent que ces paramètres sont stables.

A noter par ailleurs :

- La teneur en O_2 et la température des gaz sont mesurées en continu en sortie chaudière ;
- Le débit d'air de combustion est mesuré en continu en entrée chaudière.

⇒ Les exigences de cet article ne sont pas respectées.

Etant donné la stabilité de la pression et de la teneur en humidité et du fait que ces paramètres ne sont pas nécessaires au pilotage de la centrale, un suivi en continu ne serait pas pertinent.

Proposition de mise en conformité : une campagne de mesures trimestrielle sur une durée d'un an pourra être réalisée afin de confirmer la stabilité de ce paramètre.

3.1.2.6.2 Section II : Conditions de surveillance des rejets atmosphériques

Article 27 : Assurance qualité des appareils de mesure en continu

Les procédures d'assurance qualité QAL2, QAL3 et AST ne sont pas déployées pour les mesures d'opacité et de débit des cheminées de la Centrale B.

⇒ Les exigences de cet article ne sont pas respectées.

Les procédures d'assurance qualité QAL2, QAL3 et AST ne sont pas en place. Un renouvellement des opacimètres est prévu pour 2021 et les démarches QAL2, QAL3 et AST pourront être déployées.

Article 28 :

Les mesures sont réalisées en respectant les prescriptions fixées par l'article 9.4.2. Surveillance de la qualité des émissions dans l'air de l'arrêté d'exploitation.

Un bilan présentant et commentant les résultats des mesures est transmis semestriellement à l'inspection des installations classées.

⇒ Les exigences de cet article sont respectées.

Article 29 :

Aucun intervalle de confiance n'est prescrit pour la lecture des résultats de mesure de poussières, NO_x, SO₂ et CO de la Centrale B.

Proposition de mise en conformité : cela pourrait être mis en place à l'occasion de la démarche QAL2 pour les paramètres qui seront mesurés en continu (poussières).

3.1.2.6.3 Section III : Conditions de respect des valeurs limite

Article 30 : Valeurs moyennes horaires et journalières validées

Cet article présente le calcul à réaliser pour l'obtention des valeurs moyennes validées, qui consiste à soustraire la valeur d'intervalle de confiance à 95%.

Pour la centrale B, les mesures d'opacité présentées ne tiennent pas compte de cette soustraction, ce qui revient à majorer les résultats de mesure d'opacité par rapport au calcul de valeurs moyennes validées de la délibération GIC.

Aucune soustraction d'intervalle de confiance n'est prescrite pour la lecture de la conformité des résultats de mesure de poussières, NO_x, SO₂ et CO de la Centrale B.

Proposition de mise en conformité : cela pourrait être mis en place à l'occasion de la démarche QAL2 pour les paramètres qui seront mesurés en continu (poussières).

Article 31 : Respect des VLE – Mesures en continu

Cet article présente les critères à respecter pour le respect des valeurs limite d'émission des mesures en continu. Ces critères sont différents de ceux fixés par l'arrêté d'exploitation de la centrale B. Cela pourrait être mis en place pour la Centrale B.

Article 32 : Respect des VLE – Mesures non continues

Cet article présente les critères à respecter pour le respect des valeurs limite d'émission des mesures non réalisées en continu. Ces critères sont identiques à ceux de l'arrêté d'exploitation de la centrale B.

⇒ Les exigences de cet article sont respectées.

3.1.2.6.4 Section III : Conditions de respect des valeurs limite

Article 33 : Surveillance de la qualité de l'air

Un réseau de surveillance constitué de 4 stations situées dans les quartiers de Logicoop, Montravel, Faubourg Blanchot et Anse Vata permettent la surveillance de la qualité de l'air au voisinage des installations du site de Doniambo.

La vitesse et la direction du vent sont enregistrées.

⇒ Les exigences de cet article sont respectées.

3.1.3 Titre III – Utilisation rationnelle de l'énergie et lutte contre les gaz à effet de serre

Article 34 :

Un suivi hebdomadaire de la consommation spécifique de la centrale B est réalisé et permet d'identifier le positionnement à la valeur de référence interne basée sur l'historique.

Cela permet de garantir que l'exploitation est rationalisée au mieux pour minimiser la consommation de fuel.

Un premier bilan de fonctionnement couvrant la centrale B et l'usine a été remis en 2009, le présent audit permet d'actualiser les données de bilan de fonctionnement pour la Centrale B.

⇒ Les exigences de cet article sont respectées.

Article 35 :

Le volet concernant les mesures prises pour limiter les émissions de gaz à effet de serre et la consommation d'énergie est absent de l'étude d'impact du site.

Du fait de sa conception, la centrale B n'a pas d'équipement particulier permettant de limiter les émissions de gaz à effet de serre.

A noter cependant que le suivi régulier de la consommation spécifique optimise les consommations énergétiques et les émissions liées en gaz à effet de serre.

⇒ Les exigences de cet article ne sont pas respectées.

Article 36 : Captation du CO₂

Non applicable - l'autorisation initiale de la Centrale B a été accordée avant la date de publication de la délibération GIC.

3.1.4 Titre IV – Prévention de la pollution des eaux

3.1.4.1 Chapitre I : Conditions d'application

Article 37 :

I. Sauf mention particulière, les dispositions du présent titre sont applicables à l'ensemble des effluents liquides liés à l'exploitation de l'installation de combustion, provenant notamment des installations de traitement et de conditionnement de ces eaux, à savoir :

- des circuits de refroidissement de l'unité de production ;
- des résines échangeuses d'ions ;
- des purges ;
- des opérations de nettoyage, notamment chimiques, des circuits ;
- des circuits de traitements humides des fumées ;
- du transport hydraulique des cendres ;
- du réseau de collecte des eaux pluviales.

Les dispositions du présent titre s'appliquent à ces effluents avant dilution.

Les effluents liquides liés à l'exploitation de la centrale B proviennent :

- des circuits de refroidissement de l'unité de production ;
- des purges ;
- des opérations de nettoyage, notamment chimiques, des circuits ;
- du réseau de collecte des eaux pluviales.

II. Tous les appareils, capacités et circuits utilisés pour un traitement de quelque nature que ce soit, alimentés par un réseau d'eau public ou un forage en nappe, sont dotés d'un dispositif de disconnexion destiné à protéger ce réseau ou la nappe d'une pollution pouvant résulter de l'inversion accidentelle du sens normal d'écoulement de l'eau.

L'alimentation en eau brute du site est réalisée depuis le Mont Té via un réservoir d'eau situé en hauteur. Aucune inversion du sens normal d'écoulement n'est possible (une inversion du sens normal d'écoulement entraînerait un débordement du réservoir d'eau).

⇒ Les exigences de cet article sont respectées.

III. L'exploitant montre, dans le cadre de l'étude d'impact, le caractère optimum de son installation vis-à-vis du recyclage des eaux usées.

Sauf autorisation explicite, les systèmes de refroidissement en circuit ouvert (retour des eaux de refroidissement dans le milieu naturel après prélèvement) sont interdits. Cette disposition ne s'applique pas aux systèmes de refroidissement en circuit ouvert utilisant de l'eau de mer pour lesquels une démonstration de l'absence d'impact des rejets sur le milieu naturel est démontrée dans le dossier de demande d'autorisation.

L'exploitant justifie, s'il y a lieu, dans le cadre de l'étude d'impact, la nécessité d'utiliser des produits de traitements (antitartres organiques, biocides, biodispersants, anticorrosion) pouvant entraîner des rejets de composés halogénés, toxiques ou polluants dans les eaux de refroidissement. Si l'utilisation de ces produits de traitement n'a pas été abordée dans l'étude d'impact initiale de l'installation et qu'elle devient nécessaire, l'exploitant transmettra à l'inspection une étude d'impact des rejets liés à l'utilisation de ces produits et leur numéro CAS. Les détergents utilisés sont biodégradables au moins à 90 %.

La centrale B utilise de l'eau de mer en circuit ouvert pour ses besoins de refroidissement. Ces eaux sont traitées par un biocide : l'hypochlorite de sodium, qui est produite en électrolysant de l'eau de mer. L'hypochlorite de sodium se décompose ensuite en sel (chlorure de sodium) et en eau.

L'étude d'impact a cadré ce rejet avec des conditions qui sont données par l'arrêté d'exploitation. La température de rejet fait l'objet d'un suivi et d'une température maximale de rejet autorisée. Le milieu récepteur fait l'objet d'une surveillance périodique dont les résultats ne montrent pas d'impact significatif. Cf. Chapitre 1.4.2. Eau.

⇒ Les exigences de cet article sont respectées.

3.1.4.2 Chapitre II : Valeurs limites de rejet

Le rejet de la centrale B n'est pas distingué en terme d'autosurveillance. Le suivi des rejets est fait au point dit E1, en aval du rejet de la centrale et de l'usine et comprend donc l'ensemble des effluents.

Les éléments de réponse ci-après sont sur ce point de rejet.

Article 38 :

I. Les valeurs limites de rejet d'eau sont compatibles en qualité et en quantité, avec les caractéristiques particulières du milieu récepteur, avec les objectifs de qualité et l'utilisation du milieu récepteur, notamment en termes de maintien des équilibres biologiques, de conservation de la biodiversité et de fonctionnement des écosystèmes. Pour les rejets susceptibles d'avoir un impact sur les zones définies au livre II du code de l'Environnement, les installations respectent, en plus des dispositions de la présente délibération, les dispositions propres à chaque zone.

Les valeurs limite de rejet de la Centrale B sont fixées par l'arrêté d'exploitation n°11387-2009/ARR/DIMEN du 12 novembre 2009. Le suivi des rejets aqueux est réalisé, les résultats sont communiqués via un bilan réalisé semestriellement. Un suivi du milieu biologique est également réalisé.

II. L'arrêté d'autorisation fixe les débits maximaux journaliers et instantanés du ou des rejet(s), sauf en ce qui concerne les eaux de ruissellement, ainsi que les valeurs limites des flux massiques journaliers et des concentrations instantanées et moyennes journalières en polluants dans le ou les rejets.

Les débits maximaux des rejets sont fixés par l'arrêté d'exploitation de la centrale B.

III. Lorsque les teneurs en polluants observées dans les effluents résultent en partie du flux prélevé, les valeurs en concentration de la présente délibération peuvent être considérées non comme des limites à respecter, mais comme des guides et l'arrêté d'autorisation peut fixer des valeurs différentes.

L'arrêté d'autorisation fixe, s'il y a lieu, des valeurs limites concernant d'autres paramètres.

L'arrêté d'exploitation de la centrale B fixe des VLE différentes de celles de la Délibération GIC pour les paramètres suivants : MEST et Nickel.

Le suivi des paramètres Cadmium, Mercure, Sulfates, Sulfites, Sulfures, DCO n'est pas prévu par l'arrêté d'exploitation.

IV. Lorsque le débit maximal journalier autorisé dépasse le débit caractéristique d'étiage quinquennal sec du cours d'eau dans lequel s'effectuent les rejets ou s'il est supérieur à 100 m³/j, l'arrêté d'autorisation fixe également une limite aux valeurs mensuelles du débit journalier (une valeur par mois de l'année).

Les eaux sont prélevées en mer et non dans un cours d'eau : exigence non applicable.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont respectées.

Proposition de mise en conformité : Les éléments Cadmium, Mercure, Sulfates, Sulfites, Sulfures et DCO pourront être intégrés dans le programme de suivi de la qualité des rejets.

Article 39 : Température des effluents rejetés

L'arrêté d'exploitation de la centrale B fixe une température limite de rejet de 38°C.

Le graphe ci-après présente les températures moyennes annuelles de rejet pour les années 2009 à 2018, ainsi que les deux limites de température proposées par la délibération GIC : 30°C et 40°C.

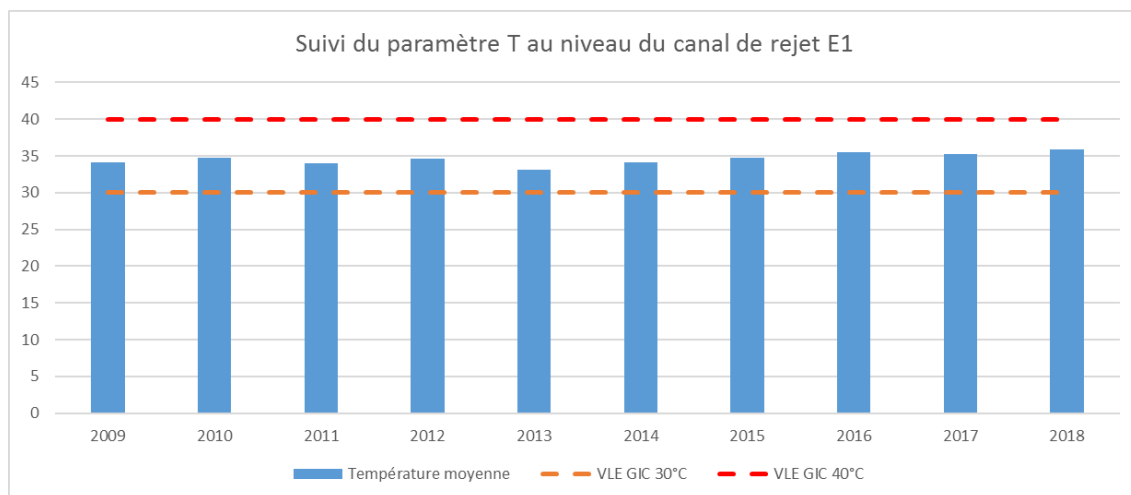


Figure 21 : Suivi de la température des rejets aqueux au niveau de la station E1

⇒ Les exigences de cet article sont respectées.

Article 40 :

I. La modification de couleur du milieu récepteur, mesurée en un point représentatif de la zone de mélange, ne dépasse pas 100 mgPt/l. Après établissement d'une corrélation avec la méthode utilisant des solutions témoins de platine-cobalt, la modification de couleur peut, en tant que de besoin, être également déterminée à partir des densités optiques mesurées selon la norme en vigueur NF EN ISO 7887, à trois longueurs d'ondes au moins, réparties sur l'ensemble du spectre visible et correspondant à des zones d'absorption maximale.

L'arrêté d'exploitation de la centrale B ne prévoit pas de suivi de la couleur du milieu récepteur, ce paramètre n'est pas suivi.

II. Le pH des effluents rejetés est compris entre 5,5 et 8,5. Cette limite est de 9,5 s'il y a neutralisation alcaline.

Dans le cas d'un refroidissement en circuit ouvert ou semi-ouvert, le président de province peut autoriser, pour le rejet de ces eaux, une limite supérieure de pH plus élevée, en fonction de la conception des circuits et des conditions locales, notamment du pH du milieu naturel.

Pour les rejets susceptibles d'avoir un impact sur les zones définies au livre II du code de l'Environnement, les effets du rejet, mesurés en un point représentatif de la zone de mélange, respectent également les dispositions suivantes :

- maintenir un pH compris entre 6 et 9 pour les eaux de baignade, compris entre 6,5 et 8,5 pour les eaux destinées à la production d'eau destinée à la consommation humaine, et compris entre 7 et 9 pour les eaux conchylicoles ;
- ne pas entraîner un accroissement supérieur à 30 % des matières en suspension et une variation supérieure à 10 % de la salinité ;
- rester compatible avec l'objectif de qualité du cours d'eau (ou du plan d'eau) au point de rejet.

Le pH des effluents rejetés fait l'objet d'un suivi, l'arrêté d'exploitation de la centrale B fixe les limites de rejet à 5,5 et 8,5. Le graphe ci-dessous présente les moyennes annuelles de pH des rejets aqueux pour les années 2009 à 2018.

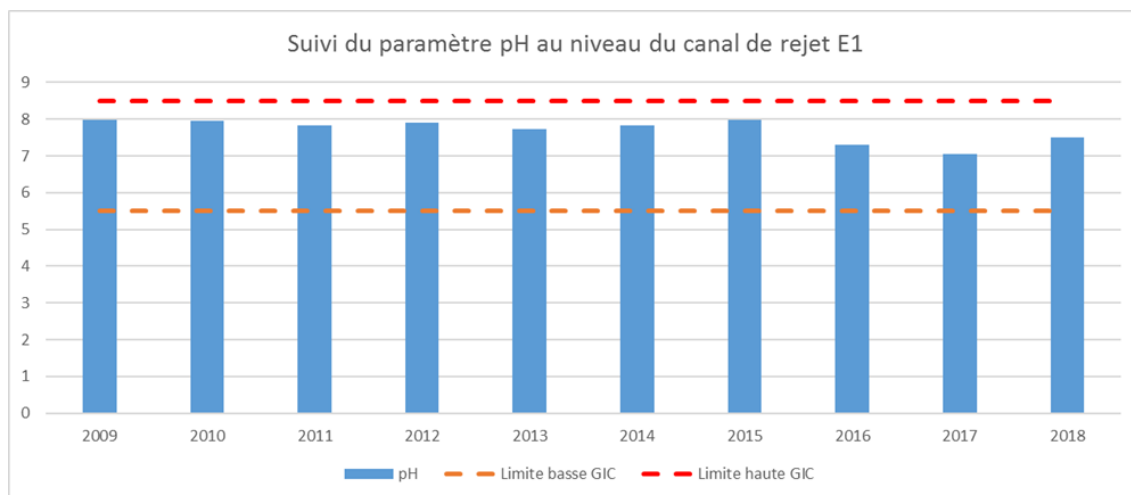


Figure 22 : Suivi de la température des rejets aqueux au niveau de la station E1

⇒ Les exigences de cet article sont partiellement respectées.

Proposition de mise en conformité : Le suivi de la couleur du milieu récepteur pourra être intégré au programme de suivi

Article 41 :

L'arrêté d'exploitation de la centrale B fixe des VLE différentes de celles de la Délibération GIC pour les paramètres suivants : MEST, Nickel, Fluor, Plomb et Zinc.

Le suivi des paramètres Cadmium, Mercure, Sulfates, Sulfites, Sulfures, DCO n'est pas prévu par l'arrêté d'exploitation, ces paramètres ne font pas l'objet d'un suivi.

Par ailleurs, l'arrêté d'exploitation prescrit le suivi des paramètres suivants : Al, COT, Cyanure, Fe, Mn, Indice phénols et Sn. Le suivi de ces paramètres n'est pas prévu dans la délibération GIC.

Les résultats du suivi des eaux du canal Sud réalisé sur la station E1 au regard des VLE fixées par la délibération GIC sont présentés ci-après :

3.1.4.2.1 Matières en suspension

Le graphe ci-après présente les concentrations moyennes annuelles en matières en suspension mesurées au niveau de la station E1.

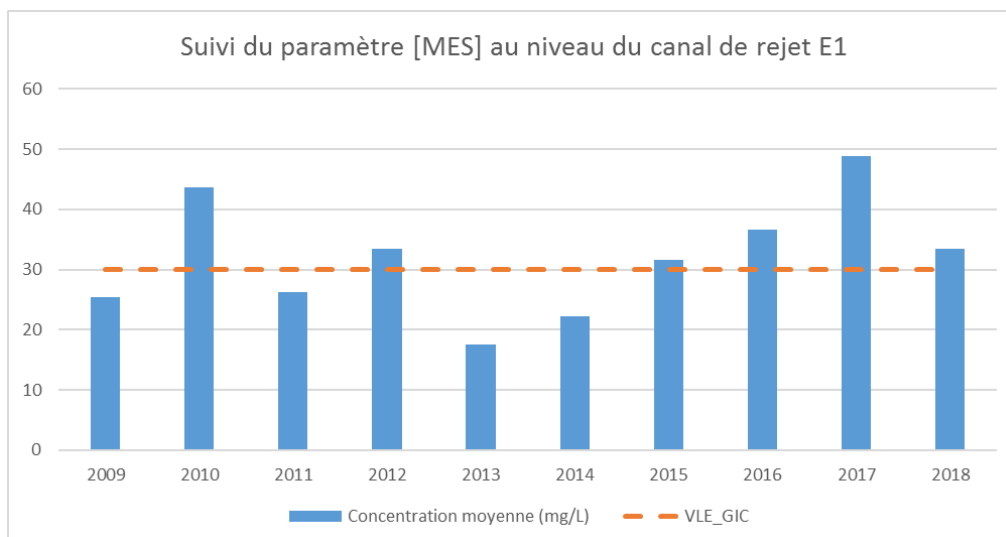
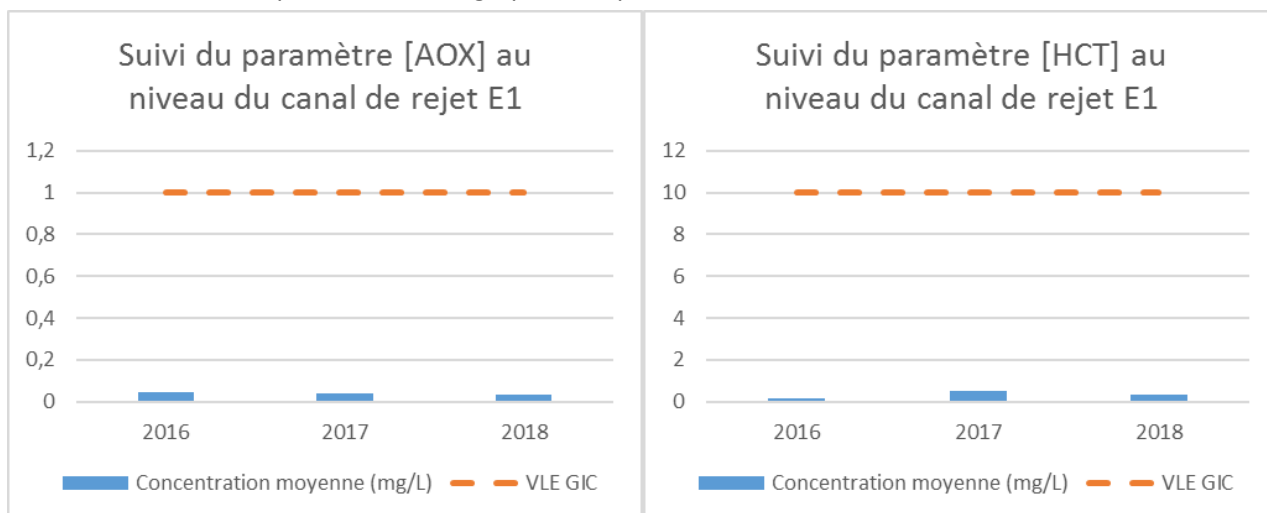


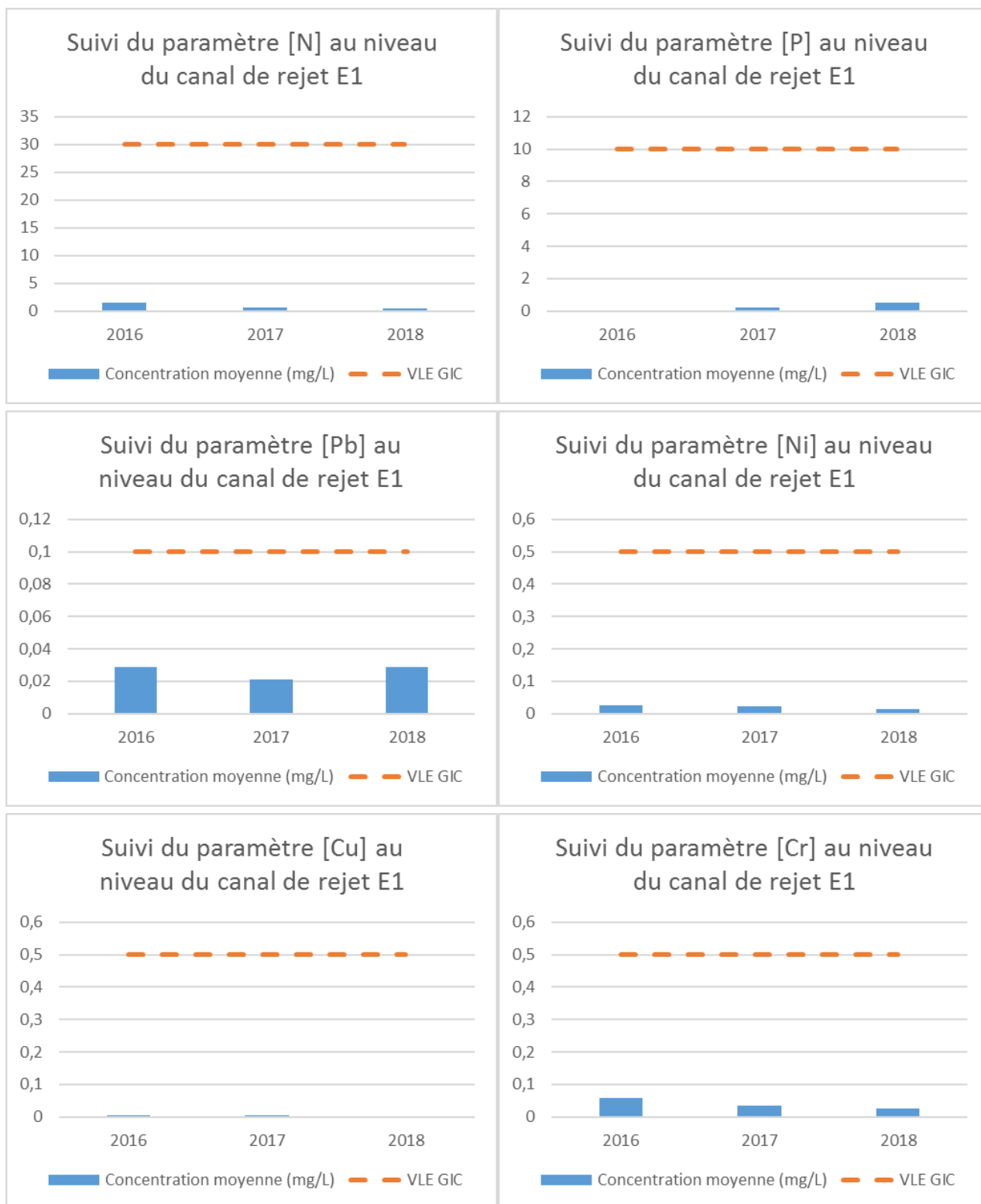
Figure 23 : Suivi de la concentration moyenne en matières en suspension au niveau de la station E1

La mesure en MEST est réalisée au niveau de la station d'échantillonnage E1 située sur le canal, qui réceptionne les eaux de refroidissement de la centrale électrique et les eaux de granulation des scories de fusion. Les matières en suspension mesurées proviennent essentiellement de la granulation des scories de fusion et les résultats ne sont donc pas représentatifs des rejets de la centrale B. A noter qu'aucune mesure de MES n'est réalisée en amont au point de pompage des eaux de refroidissement. Cette mesure en amont permettrait d'évaluer, par déduction, la concentration en MES réellement « apportée » par le procédé.

3.1.4.2.2 Autres paramètres : AOX, HCT, N, P, Pb, Ni, Cu, Cr, CrVI+, F, Zn

Les résultats de suivi de la concentration moyenne en AOX, HCT, N, P, Pb, Ni, Cu, Cr, CrVI+, F, Zn pour les années 2016-2018 est présenté sur les graphes ci-après.





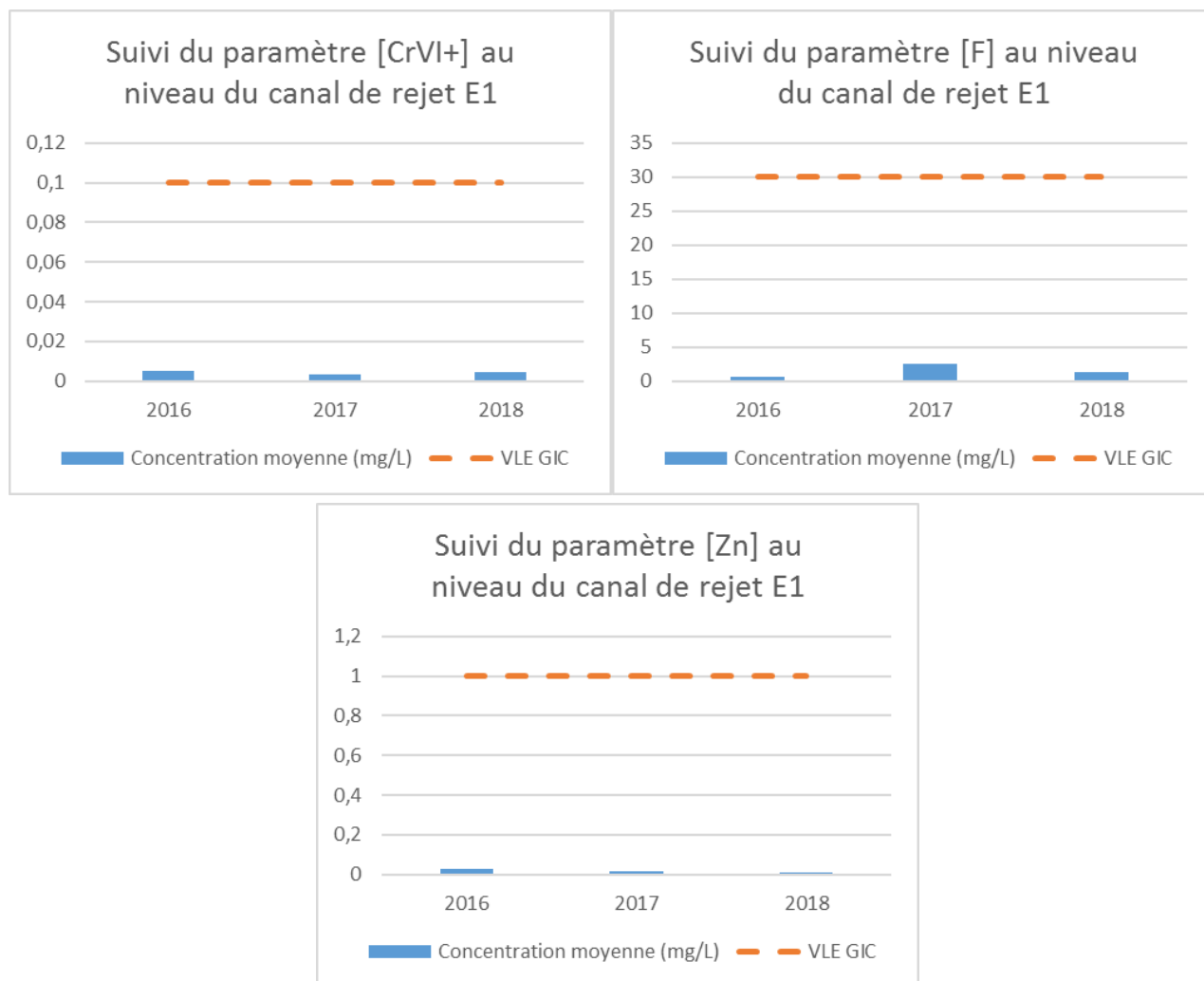


Figure 24 : Suivi de la concentration moyenne en AOX, HCT, N, P, Pb, Ni, Cu, Cr, CrVI+, F, Zn au niveau de la station E1

Les concentrations mesurées respectent les VLE fixées par la délibération GIC. Comme indiqué par ce paragraphe, étant donné que l'autorisation initiale de la centrale B a été accordée avant la date de publication de la délibération GIC, la VLE pour les AOX est fixée à 1 mg/l.

⇒ Les exigences de cet article sont partiellement respectées.

Proposition de mise en conformité : les éléments Cadmium, Mercure, Sulfates, Sulfites, Sulfures et DCO pourront être intégrés dans le programme de suivi de la qualité des rejets.

3.1.4.3 Chapitre III : Conditions de rejet

Article 42 :

I. Les points de rejet sont en nombre aussi réduit que possible. Les ouvrages de rejet permettent une bonne diffusion des effluents dans le milieu récepteur.

II. Les dispositifs de rejet des eaux résiduaires sont aménagés de manière à réduire autant que possible la perturbation apportée au milieu naturel récepteur, aux abords du point de rejet, en fonction de l'utilisation de l'eau à proximité immédiate et à l'aval de celui-ci, et à ne pas gêner la navigation.

III. Sur chaque canalisation de rejet d'effluents aqueux sont prévus un point de prélèvement d'échantillons et des points de mesure en continu (débit, température à minima), et ponctuelle (concentration en polluant, etc.).

Ces points sont implantés dans une section dont les caractéristiques (rectitude de la conduite à l'amont, qualité des

parois, régime d'écoulement, etc.) permettent de réaliser des mesures représentatives de manière que la vitesse n'y soit pas sensiblement ralentie par des seuils ou obstacles situés à l'aval et que l'effluent soit suffisamment homogène.

Ces points sont aménagés de manière à être aisément accessibles et permettre des interventions en toute sécurité.

Toutes dispositions sont également prises pour faciliter l'intervention d'organismes extérieurs à la demande de l'inspection des installations classées.

IV. Les points de mesure et les points de prélèvement d'échantillon sont équipés des appareils nécessaires pour effectuer les mesures prévues à l'article 43 de la présente délibération dans des conditions représentatives.

La mesure des rejets de la centrale B est réalisée au niveau de la station d'échantillonnage E1, qui est équipée d'un dispositif de mesure totaliseur et d'un dispositif de suivi en continu de la température et du pH. Cette station prélève également les rejets de l'usine pyrométallurgique de Doniambo, et notamment les eaux de la granulation des scories de fusion. Le prélèvement spécifique des eaux de refroidissement de la centrale B avant rejet dans le canal n'est techniquement pas réalisable, du fait de la conception des installations : débit de rejet très élevé, de l'ordre de 8000m³/h par tranche, et configuration du rejet sous-marin (buses positionnées sous la surface du canal) en aval immédiat de la centrale.

La localisation de la station E1 et les origines des eaux de rejet sont présentés ci-après.



Figure 25 : Localisation de la station d'échantillonnage E1

L'origine des effluents réceptionnés par le canal Sud est présentée dans le tableau ci-après :

	Eaux pluviales	Eaux vannes	Eaux de refroidissement	Eaux industrielles
E1	Secteur Nord Secteur centre Centrale Électrique Ateliers municipaux ZI Doniambo	Secteur Nord Secteur centre Centrale Électrique Ateliers municipaux	Chaudière Centrale B Granulation scorie	Lingotière Affinage Ferro Lavage centrale Ateliers Municipaux

Tableau 6 : Description des apports du canal Sud

Le milieu naturel marin fait l'objet d'un suivi (au niveau de la Grande rade et de l'Anse Uaré), dont les résultats sont transmis annuellement à l'Inspection des Installations Classées.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont partiellement respectées.

Proposition de mise en conformité : Le prélèvement spécifique des eaux des eaux de refroidissement de la centrale B avant rejet dans le canal n'est pas techniquement réalisable.

3.1.4.1 Chapitre IV : Surveillance des rejets aqueux et de l'impact sur le milieu

Article 43 :

I. Les installations de prélèvement d'eau sont munies d'un dispositif de mesure totalisateur. Ce dispositif est relevé journalièrement si le débit prélevé est susceptible de dépasser 100 m³/j, hebdomadairement si ce débit est inférieur. Ces résultats sont portés sur un registre éventuellement informatisé.

Idem article 42 – le prélèvement d'eau est réalisé dans la grande rade, via les pompes de la Centrale B. Le débit prélevé est calculé en fonction de la marche de la centrale (en fonction du nombre de tranches en fonctionnement).

II. Lorsque les flux autorisés dépassent les seuils définis ci-dessous, l'exploitant réalise les mesures suivantes sur ses effluents aqueux, que les effluents soient rejetés dans le milieu naturel ou dans un réseau de raccordement à une station d'épuration collective.

a) La détermination du débit rejeté se fait par mesures en continu.

b) Une mesure journalière et une mesure instantanée sont réalisées conformément aux normes mentionnées à l'annexe II de la présente délibération pour les polluants énumérés ci-après, à partir d'un échantillon prélevé sur une durée de vingt-quatre heures proportionnellement au débit. Lorsque les flux rejetés se situent au-dessous des seuils et que l'objectif de qualité est respecté ou lorsque le dépassement des seuils définis ci-dessous résulte majoritairement du flux prélevé dans le milieu naturel, l'arrêté d'autorisation peut fixer une fréquence moindre. L'arrêté d'autorisation peut également fixer une fréquence moindre pour les effluents des circuits de refroidissement lorsqu'une méthode alternative de surveillance est proposée par l'exploitant.

	flux journaliers autorisés déclenchant une mesure journalière (kg/j)
MEST	100
Cadmium et ses composés	1
Plomb et ses composés	1
Mercure et ses composés	1
Nickel et ses composés	1
DCO	300
AOX	1
Hydrocarbures totaux	10
Azote global	50
Phosphore total	15
Cuivre et ses composés	1
Chrome et ses composés	1

La mesure journalière du paramètre AOX n'est pas nécessaire lorsque plus de 80 % des composés organiques halogénés sont clairement identifiés et analysés individuellement et que la fraction des organohalogénés non identifiée ne représente pas plus de 0, 2 mg/l.

Mesures réalisées

Le calcul du débit rejeté est réalisé en continu, à partir des données de puissance de la centrale B.

Seules les matières en suspension font l'objet d'une mesure journalière, les autres paramètres sont suivis hebdomadairement et/ou mensuellement, selon le paramètre.

Le tableau ci-dessous présente les moyennes annuelles des flux journaliers calculés à partir des mesures de la station E1 (flux exprimés en kg/jour).

Les flux journaliers sont calculés via le calcul suivant :

$$\text{Flux journalier} = \text{Concentration mesurée lors de la dernière analyse} \times \text{Débit journalier}$$

Année	[MEST]	[Cd]	[Pb]	[Hg]	[Ni]	[DCO]	[AOX]	[HCT]	[N]	[P]	[Cu]	[Cr]
2009	16 951	/	5,7	/	12,2	/	3 198,9	64,1	1 107,9	139,3	0,4	11,0
2010	29 690	/	19,6	/	7,1	/	4 397,7	73,3	854,8	92,3	1,4	8,1
2011	17 708	/	9,9	/	20,8	/	3 619,7	67,6	836,9	32,7	1,1	41,9
2012	22 499	/	15,6	/	15,4	/	4 760,9	27,7	5 363,7	42,3	2,0	33,5
2013	11 334	/	18,0	/	19,9	/	1 850,2	71,8	4 855,1	58,0	1,8	46,9
2014	15 026	/	19,6	/	19,3	/	579,4	67,6	1 550,4	79,1	1,4	29,9
2015	21 575	/	19,5	/	11,9	/	31,2	68,2	2 340,5	37,4	1,5	27,5
2016	25 522	/	20,2	/	18,1	/	31,2	122,6	1 027,4	30,1	3,3	41,3
2017	27 859	/	13,9	/	12,8	/	23,4	313,2	372,9	137,7	2,9	18,3
2018	21 241	/	18,1	/	8,0	/	22,1	219,1	311,7	314,9	1,7	16,1
Flux journaliers autorisés déclenchant une mesure journalière	100	1	1	1	1	300	1	10	50	15	1	1

Tableau 7 : Flux journaliers autorisés déclenchant une mesure journalière

Les flux de tous les paramètres présentent au moins une valeur supérieure aux seuils déclenchant une mesure journalière.

Cependant, le dépassement de ces seuils résulte majoritairement du flux prélevé dans le milieu naturel (qui est de 8 000 m³/h par tranche pour les eaux de refroidissement de la centrale B).

A noter que les paramètres Cd, Hg et DCO ne font pas l'objet d'un suivi (car non prescrit par l'arrêté d'exploitation de la Centrale B).

III. Dans le cas d'effluents raccordés à une station d'épuration collective, l'arrêté d'autorisation peut fixer des fréquences différentes pour les paramètres DCO, MEST, azote total et phosphore total. Ces fréquences sont au minimum hebdomadaires.

Dans le cas des rejets de bassins de lagunage, l'arrêté d'autorisation peut fixer des seuils ou des fréquences différents pour le paramètre MEST.

Non applicable, les effluents ne sont pas raccordés à une station d'épuration ni dans un bassin de lagunage.

IV. L'arrêté d'autorisation peut adapter les modalités de la surveillance lorsque les concentrations mesurées se situent au-dessous des seuils de détection des méthodes normalisées.

A titre informatif.

V. L'exploitant fait effectuer, au moins deux fois par an, par un organisme choisi en accord avec l'inspection des installations classées, les prélèvements et mesures permettant de déterminer les valeurs de concentrations moyenne journalière des paramètres pour lesquels une valeur limite a été fixée par l'arrêté. Il fait par ailleurs effectuer, au moins une fois par mois, les prélèvements et mesures permettant de déterminer les valeurs de concentration instantanée des paramètres pour lesquels une valeur limite a été fixée par l'arrêté. Les résultats des analyses sont restitués sous format numérique validé par la Nouvelle Calédonie

Cette exigence n'est pas prescrite par l'arrêté d'exploitation, les prélèvements sont réalisés par l'équipe environnement de la SLN et les analyses sont réalisées par le laboratoire SLN et par un laboratoire extérieur.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont partiellement respectées.

Proposition de mise en conformité : Les paramètres Cd, Hg et DCO pourront être intégrés dans le programme de suivi de la qualité des rejets au niveau de la station E1. Deux prélèvements par an pourront être réalisés par un organisme extérieur.

Article 44 :

I. Lorsque le rejet s'effectue dans un cours d'eau et que le flux moyen journalier de polluant dépasse en valeur ajoutée l'une des valeurs suivantes :

- 5 t/j de DCO ;
- 20 kg/j d'hydrocarbures ;
- 10 kg/j de chrome, cuivre, étain, manganèse, nickel et plomb, et leurs composés (exprimes en Cr + Cu + Sn + Mn + Ni + Pb) ;
- 0,1 kg/j d'arsenic, cadmium et mercure, et leurs composés (exprimes en As + Cd + Hg),

l'exploitant réalise ou fait réaliser des prélèvements en aval de son rejet, en s'assurant qu'il y a un bon mélange de son effluent avec les eaux du cours d'eau, et fait des mesures des concentrations journalières moyennes et des concentrations instantanées des différents polluants rejetés en quantité notable par son installation à une fréquence au moins mensuelle.

Il en est de même lorsque les flux de pollutions rejetés conduisent au non-respect des objectifs de qualité du cours d'eau dans lequel ils sont déversés.

Lorsque le dépassement des seuils ci-dessus résulte majoritairement du flux prélevé dans le milieu naturel, l'arrêté d'autorisation ou l'arrêté complémentaire peut fixer une fréquence moindre.

Lorsque le milieu le justifie, le président de province peut demander la réalisation des prélèvements et analyses susmentionnés pour des flux inférieurs.

Non applicable – Le rejet n'est pas effectué dans un cours d'eau.

II. L'arrêté fixe un plan de surveillance de l'environnement adapté aux conditions locales.

Un plan de surveillance de l'environnement est fixé par l'arrêté d'exploitation de la centrale B.

III. Lorsque le rejet s'effectue dans un cours d'eau et que le débit maximal journalier autorisé dépasse le débit caractéristique d'étiage quinquennal sec du cours d'eau ou que la moyenne mensuelle du débit rejeté est supérieure à 1 000 m³/h, l'exploitant réalise, pendant les périodes de rejet de l'installation, une mesure hebdomadaire de la température et une mesure mensuelle de l'oxygène dissous :

- à l'amont des points de prélèvement ;
- à l'aval des points de rejet.

L'emplacement des points de mesure n'est pas influencé par une éventuelle recirculation de tout ou partie des eaux rejetées.

L'obligation de mesure de l'oxygène dissous n'est pas applicable lorsque l'exploitant dispose par ailleurs, selon la même fréquence, de résultats de mesures d'oxygène dissous permettant de surveiller correctement les effets du rejet.

Non applicable – Le rejet n'est pas effectué dans un cours d'eau.

IV. Pour les rejets de substances susceptibles de s'accumuler dans l'environnement, l'exploitant réalise ou fait réaliser au moins une fois par an des prélèvements et des mesures dans les sédiments, la flore et la faune aquatique. Pour les rejets dans un cours d'eau, il fait en outre réaliser une mesure de l'Indice Biotique de Nouvelle-Calédonie (IBNC) et un inventaire poisson une fois tous les 3 ans à l'amont et à l'aval du rejet.²

Un suivi du milieu marin est réalisé dans la Grande Rade et dans l'Anse Uaré. Les résultats de ce suivi sont transmis à l'Inspection des Installations Classées lors du bilan annuel du site de Doniambo.

V. Les dispositions prévues aux I, II et IV peuvent être étendues par arrêté aux rejets d'autres substances ou à des rejets inférieurs à ces seuils lorsque la nature de l'activité ou les conditions locales le rendent nécessaire.

A titre informatif.

VI. Lorsque plusieurs installations importantes rejettent leurs effluents dans une même zone, les seuils à prendre en compte tiennent compte de l'ensemble des rejets, le point de mesure pouvant alors être commun et les mesures réalisées pour l'ensemble des installations concernées.

Le canal Sud accueille les rejets de la Centrale B et des installations de granulation de l'usine métallurgique de Doniambo. Le point de mesure E1 est commun à ces rejets.

VII. Le bilan des mesures est transmis à l'inspection des installations classées accompagné de commentaires sur les causes des dépassements constatés ainsi que les actions correctives mises en œuvre ou envisagées. La périodicité de la transmission est fixée par arrêté. Les données relatives au milieu récepteur seront fournies au format numérique suivant les formats validés par le service en charge de la police de l'eau.

Les résultats du suivi des rejets aqueux est transmis lors du bilan semestriel.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont respectées.

3.1.4.1 Chapitre V : Rejets accidentels

Article 45 :

I. Les dispositions sont prises pour qu'il ne puisse pas y avoir, en cas d'accident de fonctionnement se produisant dans l'enceinte de l'établissement, de déversement de matières qui, par leurs caractéristiques et leurs quantités, seraient susceptibles d'entraîner des conséquences notables sur le milieu naturel récepteur ou les réseaux publics d'assainissement.

Les tanks à fuel et à gasoil sont placés sur rétention raccordée à un déshuileur séparateur d'hydrocarbures. Les huiles et graisses sont stockées dans un local sur bac de rétention. Le réseau de collecte des eaux industrielles est équipé de séparateurs d'hydrocarbures.

II. Le sol de la chaufferie et de tout atelier employant ou stockant des liquides inflammables ou susceptibles de polluer le réseau d'assainissement ou l'environnement sont imperméables, incombustibles et disposés de façon que

les égouttures ou, en cas d'accident, les liquides contenus dans les récipients ou les appareils ne puissent s'écouler au-dehors ou dans le réseau d'assainissement.

III. Tout récipient susceptible de contenir des liquides dangereux ou d'entraîner une pollution du réseau d'assainissement ou du milieu naturel est associé à une capacité de rétention étanche dont le volume est au moins égal à la plus grande des deux valeurs suivantes :

- 100 % de la capacité du plus grand réservoir ;*
- 50 % de la capacité globale des récipients associés.*

IV. Lorsque le stockage est constitué exclusivement de récipients de capacité unitaire inférieure ou égale à 250 litres, le volume minimal de la rétention est égal :

- soit à la capacité totale des récipients si cette capacité est inférieure à 800 litres ;*
- soit à 50 % de la capacité totale des récipients avec un minimum de 800 litres si cette capacité excède 800 litres.*

V. La capacité de rétention est étanche aux produits qu'elle pourrait contenir, résiste à l'action physique et chimique des fluides et ne comporte pas de dispositifs d'évacuation par gravité. Des réservoirs ou récipients contenant des produits susceptibles de réagir dangereusement ensemble ne sont pas associés à la même cuvette de rétention.

Les effluents collectés sous la chaufferie sont dirigés vers le réseau d'assainissement. Les stockages d'acide, de soude, de fuel et de gasoil sont réalisés sur rétention. Les capacités de rétention sont étanches, les règles de compatibilités pour le stockage des produits chimiques sont respectées.

⇒ Les exigences de cet article sont respectées.

3.1.5 Titre V – Sous-produits et déchets

Article 46 :

L'exploitant justifie dans son dossier de demande d'autorisation et dans ses bilans de fonctionnement que toutes les dispositions sont prises en terme de conception et d'exploitation de l'installation (y compris au regard de la qualité du combustible utilisé et des sous-produits) pour permettre une bonne gestion des sous-produits et déchets issus de ses activités, selon les meilleures techniques disponibles en s'appuyant sur les documents de référence.

Les sous-produits et déchets issus de la combustion (cendres volantes, cendres de foyer, gypses de désulfuration, mâchefers, résidus d'épuration des fumées, etc.) sont comptabilisés et stockés séparément. Le stockage et le transport de ces sous-produits et déchets se fait dans des conditions évitant tout risque de pollution et de nuisances (prévention des envols, des odeurs, des lessivages par les eaux de pluie, d'une pollution des eaux superficielles et souterraines ou d'une infiltration dans le sol, etc.) pour les populations et l'environnement.

Les sous-produits et déchets issus de la combustion (cendres, mâchefers, résidus d'épuration des fumées...) sont, lorsque la possibilité technique existe, valorisés, en tenant compte de leurs caractéristiques et des possibilités du marché (ciment, béton, travaux routiers, comblement, remblai...).

L'exploitant fournit annuellement à l'inspection des installations classées :

- un bilan des opérations d'élimination ou de valorisation de tous les sous-produits et déchets qu'il produit ;*
- un bilan des opérations de recherche relatives à la valorisation et à l'élimination des sous-produits et déchets ;*
- lorsque cela est le cas, un bilan du volume des sous-produits et des déchets recyclés (et leurs conditions de recyclage) ;*
- un bilan du volume de cendres stockées en début d'année ;*
- un bilan du volume de cendres stockées en fin d'année ;*
- une corrélation entre les caractéristiques physico-chimiques et toxicologiques du charbon utilisé et des cendres produites ;*
- un bilan du suivi mis en place pour la surveillance du site de stockage des cendres, de leur devenir et de leur traçabilité.*

L'arrêté d'autorisation fixe les conditions d'élimination des différents déchets.

L'ensemble des déchets sont stockés selon les bonnes pratiques ;

Les déchets produits par la centrale B font l'objet d'un suivi. Les déchets produits par la centrale B sont essentiellement des déchets souillés aux hydrocarbures, des huiles usagées, les parties impompables des tanks et les imbrûlés.

Les déchets hydrocarbonés font l'objet d'une revalorisation thermique (via le procédé SLN).

Le bilan des déchets produits est transmis annuellement via le Bilan annuel du site de Doniambo.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont respectées.

3.1.6 Titre VI – Bruit

Article 47 :

L'exploitation de la centrale B ne montre pas d'impact en matière de bruit. Conformément à l'arrêté d'exploitation, des campagnes périodiques de mesure sont réalisées, dont les résultats sont transmis à l'IIC.

3.1.7 Titre VII – Prévention des risques d'incendie et d'explosion

Article 48 :

I. Les personnes étrangères à l'établissement, à l'exception de celles désignées par l'exploitant, n'ont pas un accès libre aux installations. Une clôture ou un mur d'une hauteur minimale de 2 mètres entoure l'installation ou l'établissement.

Le site de Doniambo est clôturé et gardienné, l'accès est limité par contrôle de badge à l'entrée du site.

II. L'installation est accessible pour permettre l'intervention des services d'incendie et de secours. Elle est desservie, sur au moins une face, par une voie-engin ou par une voie-échelle si le plancher haut du bâtiment est à une hauteur supérieure à 8 mètres par rapport à cette voie.

Les installations sont aménagées pour permettre une évacuation rapide du personnel.

Les portes s'ouvrent vers l'extérieur et sont manœuvrées de l'intérieur en toutes circonstances. L'accès aux issues est balisé.

Les chaudières produisant de la vapeur sous une pression supérieure à 0,5 bar ou de l'eau surchauffée à une température de plus de 110 °C sont situées à plus de dix mètres de tout local habité ou occupé par des tiers et des bâtiments fréquentés par le public. Les locaux abritant ces chaudières ne sont pas surmontés d'étages et sont séparés par un mur de tout local voisin occupant du personnel à poste fixe.

En cas de sinistre, l'accès aux services d'incendie et de secours (voie-engins) est possible via le terrain de football situé à l'Est de la centrale B. Les sorties de secours sont signalées, les portes s'ouvrent vers l'extérieur. Les chaudières sont situées à plus de 10m de tout local habité ou occupé par des tiers.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont respectées.

Article 49 :

I. Les locaux sont maintenus propres et régulièrement nettoyés, notamment de manière à éviter les amas de matières dangereuses ou polluantes et de poussières susceptibles de s'enflammer ou de propager une explosion. Le matériel de nettoyage est adapté aux risques présentés par les produits et poussières.

Les locaux font l'objet d'un nettoyage régulier. Aucune poussière susceptible de s'enflammer ou de propager une explosion n'est présente sur le site de la centrale B.

II. Sans préjudice des dispositions du code du travail, les locaux sont convenablement ventilés pour notamment éviter la formation d'une atmosphère explosible ou nocive.

La ventilation assure en permanence, y compris en cas d'arrêt de l'équipement, notamment en cas de mise en sécurité de l'installation, un balayage de l'atmosphère du local, compatible avec le bon fonctionnement des appareils de combustion, au moyen d'ouvertures en parties haute et basse permettant une circulation efficace de l'air ou par tout autre moyen équivalent.

Les locaux sont équipés en partie haute de dispositifs permettant l'évacuation des fumées et gaz de combustion dégagés en cas d'incendie (par exemple lanterneaux en toiture, ouvrants en façade ou tout autre moyen équivalent).

Les commandes d'ouverture manuelle sont placées à proximité des accès.

Le système de désenfumage est adapté aux risques particuliers de l'installation et conforme aux normes en vigueur.

Ces matériels sont maintenus en bon état et vérifiés au moins une fois par an.

Des dispositifs d'évacuation des fumées sont présents dans le hall des machines, dans les locaux électriques. Ces dispositifs sont normalement ouverts.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont respectées.

Article 50 :

I. Les équipements métalliques (réservoirs, cuves, canalisations) sont mis à la terre conformément aux normes applicables, compte tenu notamment de la nature explosive ou inflammable des produits.

Les équipements métalliques sont mis à la terre.

II. Les stockages de combustibles sont isolés par rapport aux installations de combustion, au minimum par un mur REI 120 ou par une distance d'isolement qui ne peut être inférieure à 10 mètres. L'arrêté d'autorisation peut définir des alternatives d'efficacité équivalente.

La présence de matières dangereuses ou inflammables dans l'installation est limitée aux nécessités de l'exploitation.

Les stockages présentant des risques d'échauffement spontané sont pourvus de sondes de température. Une alarme alerte les opérateurs en cas de dérive.

Les installations de combustion sont situées à plus de 10m des stockages de combustibles.

III. L'exploitant tient à jour un état indiquant la nature et la quantité des combustibles et produits stockés auquel est annexé un plan général des stockages.

Ces informations sont tenues à la disposition des services d'incendie et de secours ainsi que de l'inspection des installations classées et devront être accessibles en toute circonstance.

Les quantités de fioul font l'objet d'un suivi journalier, ces informations sont tenues à disposition des services de secours et de l'IIC.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont respectées.

Article 51 :

I. Les installations sont exploitées sous la surveillance permanente d'un personnel qualifié. Il vérifie périodiquement le bon fonctionnement des dispositifs de sécurité et s'assure de la bonne alimentation en combustible des appareils de combustion.

Par dérogation aux dispositions ci-dessus, l'exploitation sans surveillance humaine permanente est admise lorsque l'installation répond aux dispositions réglementaires applicables, notamment celles relatives aux équipements sous pression.

Les installations sont exploitées sous la surveillance d'un personnel qualifié.

II. L'ensemble des opérateurs reçoit une formation initiale adaptée.

Une formation complémentaire annuelle à la sécurité d'une durée minimale d'une journée leur est dispensée par un organisme ou un service compétent. Cette formation portera en particulier sur la conduite des installations, les opérations de maintenance, les moyens d'alerte et de secours, la lecture et la mise à jour des consignes d'exploitation.

L'exploitant tient à la disposition de l'inspection des installations classées un document attestant de cette formation : contenu, date et durée de la formation, liste d'émargement.

Les salariés sont formés, des exercices POI sont réalisés annuellement par les équipes d'exploitation.

III. L'exploitant consigne par écrit les procédures de reconnaissance et de gestion des anomalies de fonctionnement ainsi que celles relatives aux interventions du personnel et aux vérifications périodiques du bon fonctionnement de l'installation et des dispositifs assurant sa mise en sécurité. Ces procédures précisent la fréquence et la nature des vérifications à effectuer pendant et en dehors de la période de fonctionnement de l'installation.

En cas d'anomalies provoquant l'arrêt de l'installation, celle-ci est protégée contre tout déverrouillage intempestif.

Toute remise en route automatique est alors interdite. Le réarmement ne peut se faire qu'après élimination des défauts par du personnel d'exploitation, au besoin après intervention sur le site.

Les procédures d'exploitation permettent de cadrer l'exploitation des installations, la gestion des anomalies et les vérifications à réaliser. Les vérifications périodiques sont planifiées via la GMAO.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont respectées.

Article 52 :

I. L'exploitant recense, sous sa responsabilité, les parties de l'installation qui, en raison des caractéristiques qualitatives et quantitatives des matières mises en œuvre, stockées, utilisées ou produites sont susceptibles d'être à l'origine d'un sinistre pouvant avoir des conséquences directes ou indirectes sur l'environnement, la sécurité publique ou le maintien en sécurité de l'installation.

II. L'exploitant détermine pour chacune de ces parties de l'installation la nature du risque (incendie, atmosphères explosives ou émanations toxiques) qui la concerne. La présence de ce risque est matérialisée par des marques au sol ou des panneaux et sur un plan de l'installation. Ce plan est tenu à la disposition de l'inspection des installations classées et des services de secours.

III. L'installation est dotée de moyens de lutte contre l'incendie appropriés aux risques et conformes aux normes en vigueur.

Ces matériels sont maintenus en bon état et vérifiés au moins une fois par an.

Le recensement des zones où des matières susceptibles de générer un sinistre est présent dans l'étude de dangers du site ainsi que dans le Plan d'Opération Interne. Des panneaux permettent d'identifier les risques présents. Les moyens de lutte contre l'incendie font l'objet de contrôles périodiques ainsi que de visites des assureurs.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont respectées.

Article 53 :

I. Dans les parties de l'installation visées à l'article 52 de la présente délibération et présentant un risque d'atmosphères explosives, les installations électriques sont conformes aux réglementations en vigueur et aux bonnes pratiques de la profession.

Elles sont réduites à ce qui est strictement nécessaire aux besoins de l'exploitation et sont entièrement constituées de matériels utilisables dans les atmosphères explosives. Cependant, dans les parties de l'installation où les atmosphères explosives peuvent apparaître de manière épisodique avec une faible fréquence et une courte durée, les installations électriques peuvent être constituées de matériel électrique de bonne qualité industrielle qui, en service normal, n'engendre ni arc, ni étincelle, ni surface chaude susceptible de provoquer une explosion.

II. Les règles de l'art et les réglementations visant à protéger les installations électriques dans des établissements susceptibles de présenter des risques d'explosion s'appliquent. En particulier, les canalisations électriques ne sont pas une cause possible d'inflammation et sont convenablement protégées contre les chocs, contre la propagation des flammes et contre l'action des produits présents dans la partie de l'installation en cause.

Le risque d'explosion de vapeurs de fuel ou de gazole a été identifié par l'étude de danger de la Centrale dans les équipements où le combustible est injecté sous pression pour former un brouillard ou une atmosphère inflammable, c'est-à-dire dans les chambres de combustion des chaudières. Le scénario redouté est la non-maitrise de l'allumage du nuage inflammable, qui en milieu confiné et présentant de nombreux points chauds ou une température interne supérieure à son point éclair, peut conduire à l'inflammation retardée du nuage et à la formation d'une onde de surpression.

Ce risque est identifié et maîtrisé par le design des chaudières et par les procédures d'exploitation, notamment lors des phases de démarrage.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont respectées.

Article 54 :

I. La conduite des installations (démarrage et arrêt, fonctionnement normal, entretien...) fait l'objet de consignes d'exploitation et de sécurité écrites qui sont rendues disponibles pour le personnel. Ces consignes prévoient notamment :

- les modes opératoires ;*
- la fréquence de contrôle des dispositifs de sécurité et de traitement des pollutions et nuisances générées par l'installation ;*
- les instructions de maintenance et de nettoyage, la périodicité de ces opérations et les consignations nécessaires avant de réaliser ces travaux ;*
- les conditions de délivrance des permis d'intervention prévus à l'article 55 de la présente délibération ;*
- les modalités d'entretien, de contrôle et d'utilisation des équipements de régulation et des dispositifs de sécurité ;*
- la conduite à tenir en cas d'indisponibilité d'un dispositif de réduction des émissions, tel que prévu à l'article 15 de la présente délibération.*

Ces consignes sont régulièrement mises à jour.

La conduite des installations est cadrée par les consignes et procédures d'exploitation. La centrale B ne dispose pas de dispositif de réduction des émissions, hors système de basculement en fioul TBTS. La périodicité de ces opérations de maintenance et de nettoyage et les consignations nécessaires avant de réaliser ces travaux sont gérés par la GMAO et par les plannings d'arrêt et de maintenance.

II. Sans préjudice des dispositions du code du travail, des procédures d'urgence sont établies et rendues disponibles dans les lieux de travail. Ces procédures indiquent notamment :

- les mesures à prendre en cas de fuite sur un récipient ou une canalisation contenant des substances dangereuses ou inflammables ainsi que les conditions de rejet prévues au titre IV de la présente délibération ;*

- les moyens d'extinction à utiliser en cas d'incendie ;
- la conduite à tenir pour procéder à l'arrêt d'urgence et à la mise en sécurité de l'installation ;
- la procédure d'alerte avec les numéros de téléphone du responsable d'intervention de l'établissement, des services d'incendie et de secours, etc. (affichage obligatoire).
Ces procédures sont régulièrement mises à jour.

Des procédures d'urgences sont disponibles, ainsi que des fiches reflexes dans le cadre du POI.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont respectées.

Article 55 :

I. L'exploitant veille au bon entretien des dispositifs de réglage, de contrôle, de signalisation et de sécurité. Ces vérifications et leurs résultats sont consignés par écrit.

Des vérifications sont réalisées périodiquement, des rapports de révision sont rédigés et permettent de consigner les résultats.

II. Toute tuyauterie susceptible de contenir du gaz combustible devra faire l'objet d'une vérification annuelle d'étanchéité qui sera réalisée sous la pression normale de service.

Non applicable – La centrale B n'utilise pas de gaz.

III. Tous les travaux de réparation ou d'aménagement conduisant à une augmentation des risques (emploi d'une flamme ou d'une source chaude, purge des circuits...) ne peuvent être réalisés qu'après la délivrance d'un permis d'intervention, faisant suite à une analyse des risques correspondants et l'établissement des mesures de préventions appropriées, et en respectant les règles de consignes particulières.

IV. Toute intervention par point chaud sur une tuyauterie contenant du combustible ne peut être engagée qu'après une purge complète de la tuyauterie concernée. La consignation d'un tronçon de canalisation s'effectue selon un cahier des charges précis défini par l'exploitant. Les obturateurs à opercule, non manœuvrables sans fuite possible vers l'atmosphère, sont interdits à l'intérieur des bâtiments.

La prévention de ces risques est maîtrisée au moyen de permis de travail, de procédures de consignation et de permis feu.

V. A l'issue de tels travaux, une vérification de l'étanchéité de la tuyauterie garantit une parfaite intégrité de celle-ci. Cette vérification se fera sur la base de documents prédéfinis et de procédures écrites. Ces vérifications et leurs résultats sont consignés par écrit. Pour des raisons liées à la nécessité d'exploitation, ce type d'intervention pourra être effectué en dérogation au présent alinéa, sous réserve de la rédaction et de l'observation d'une consigne spécifique.

À la suite des travaux, des tests d'étanchéité et/ou des contrôles non destructifs sont réalisés.

VI. Les soudeurs devront avoir une attestation d'aptitude professionnelle spécifique au mode d'assemblage à réaliser.

Les soudeurs sont formés et disposent d'attestations d'aptitude professionnelle.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont respectées.

Article 56 :

I. Les réseaux d'alimentation en combustible sont conçus et réalisés de manière à réduire les risques en cas de fuite, notamment dans des espaces confinés. Les canalisations sont en tant que de besoin protégées contre les agressions extérieures (corrosion, choc, température excessive...) et repérées par les couleurs normalisées ou par étiquetage.

Les conduites fuel n'ont pas d'identification particulière. Certaines conduites sont calorifugées.

II. Un dispositif de coupure manuelle, indépendant de tout équipement de régulation de débit, placé à l'extérieur des bâtiments s'il y en a, permet d'interrompre l'alimentation en combustible liquide ou gazeux des appareils de combustion. Ce dispositif, clairement repéré et indique dans des consignes d'exploitation, est placé :

- dans un endroit accessible rapidement et en toutes circonstances ;
- à l'extérieur et en aval du poste de livraison et/ou du stockage du combustible.

Il est parfaitement signalé et maintenu en bon état de fonctionnement et comporte une indication du sens de la manœuvre ainsi que le repérage des positions ouverte et fermée.

Une vanne manuelle de sectionnement d'alimentation du fuel est en place.

Dans les installations alimentées en combustible gazeux, la coupure de l'alimentation en gaz sera assurée par deux vannes automatiques² redondantes, placées en série sur la conduite d'alimentation en gaz à l'extérieur des bâtiments, s'il y en a.

Ces vannes sont asservies chacune à des capteurs de détection de gaz³ et un dispositif de baisse de pression⁴.

Ces vannes assurent la fermeture de l'alimentation en combustible gazeux lorsqu'une fuite de gaz est détectée.

Toute la chaîne de coupure automatique (détection, transmission du signal, fermeture de l'alimentation de gaz) est testée périodiquement.

La position ouverte ou fermée de ces organes est clairement identifiable par le personnel d'exploitation.

Un dispositif de détection de gaz, déclenchant, selon une procédure préétablie, une alarme en cas de dépassement des seuils de danger, est mis en place dans les installations utilisant un combustible gazeux afin de prévenir l'apparition d'une atmosphère explosive.

Ce dispositif coupe l'arrivée du combustible et interrompt l'alimentation électrique, à l'exception de l'alimentation des matériels et des équipements destinés à fonctionner en atmosphère explosive, de l'alimentation en très basse tension et de l'éclairage de secours, sans que cette manœuvre puisse provoquer d'arc ou d'étincelle pouvant déclencher une explosion. Un dispositif de détection d'incendie équipe les installations implantées en sous-sol.

Lorsqu'il apparaît une impossibilité de mettre en place un tel dispositif de coupure, une dérogation peut être accordée par le président de province, sur la base d'un dossier argumenté de l'exploitant. Ce dossier comporte au minimum une analyse de risques, une justification de l'impossibilité de mise en place de l'asservissement ou de la coupure manuelle, ainsi que les mesures compensatoires que l'exploitant se propose de mettre en place. Une analyse des éléments de ce dossier, effectuée par un organisme extérieur expert choisi en accord avec l'administration, pourra être demandée, aux frais de l'exploitant.

Non applicable, la centrale B n'utilise pas de gaz.

III. L'emplacement des détecteurs de gaz est déterminé par l'exploitant en fonction des risques de fuite et d'incendie.

Leur situation est repérée sur un plan. Ils sont contrôlés régulièrement et les résultats de ces contrôles sont consignés par écrit. La fiabilité des détecteurs est adaptée aux exigences de l'article 53 de la présente délibération. Des étalonnages sont régulièrement effectués.

Toute détection de gaz dans l'atmosphère du local, au-delà de 30 % de la limite inférieure d'explosivité (LIE), conduit à la mise en sécurité de tout ou partie de l'installation susceptible d'être en contact avec l'atmosphère explosive ou de conduire à une explosion, sauf les matériels et équipements dont le fonctionnement pourrait être maintenu conformément aux dispositions prévues à l'article 53 de la présente délibération.

Cette mise en sécurité est prévue dans les consignes d'exploitation.

Non applicable, la centrale B n'utilise pas de gaz.

IV. Tout appareil de réchauffage d'un combustible liquide comporte un dispositif limiteur de la température, indépendant de sa régulation, protégeant contre toute surchauffe anormale du combustible. Une alarme alerte les opérateurs en cas de dérive.

Les appareils de réchauffage ne disposent pas de dispositif limiteur de la température, le contrôle de la température est réalisé par régulation.

V. Le parcours des canalisations à l'intérieur des locaux où se trouvent les appareils de combustion est aussi réduit que possible. Par ailleurs, un organe de coupure rapide équipe chaque appareil de combustion au plus près de celui-ci.

La consignation d'un tronçon de canalisation, notamment en cas de travaux, s'effectuera selon un cahier des charges précis défini par l'exploitant. Les obturateurs à opercule, non manœuvrables sans fuite possible dans l'atmosphère, sont interdits à l'intérieur des bâtiments.

Un organe de coupure rapide de l'alimentation en fuel commandé depuis la salle de contrôle est présent.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont partiellement respectées.

Article 57 :

I. Les appareils de combustion sont équipés de dispositifs permettant, d'une part, de maîtriser leur bon fonctionnement et, d'autre part, en cas de défaut, de mettre en sécurité l'appareil concerné et au besoin l'installation.

II. Les appareils de combustion comportent un dispositif de contrôle de la flamme ou un contrôle de température. Le défaut de son fonctionnement entraîne la mise en sécurité des appareils et l'arrêt de l'alimentation en combustible.

Les chaudières sont équipées de détecteurs de flamme.

La mise en sécurité des appareils de combustion est réalisée dans les cas suivants :

- absence de flamme ;
- niveau d'eau chaudière bas ;
- débit d'air faible.

Du fait de leur conception, la température au niveau des brûleurs est de 1500°C environ. Une mesure de la température est réalisée au niveau du surchauffeur (SBT et SHT sur le schéma ci-dessous). La température mesurée est supérieure à 500°C en fonctionnement normal, confirmant que la température de la flamme est largement supérieure à 1000°C.

Pour les modes de transition (démarrage – arrêt), le fuel est remplacé par du gasoil.

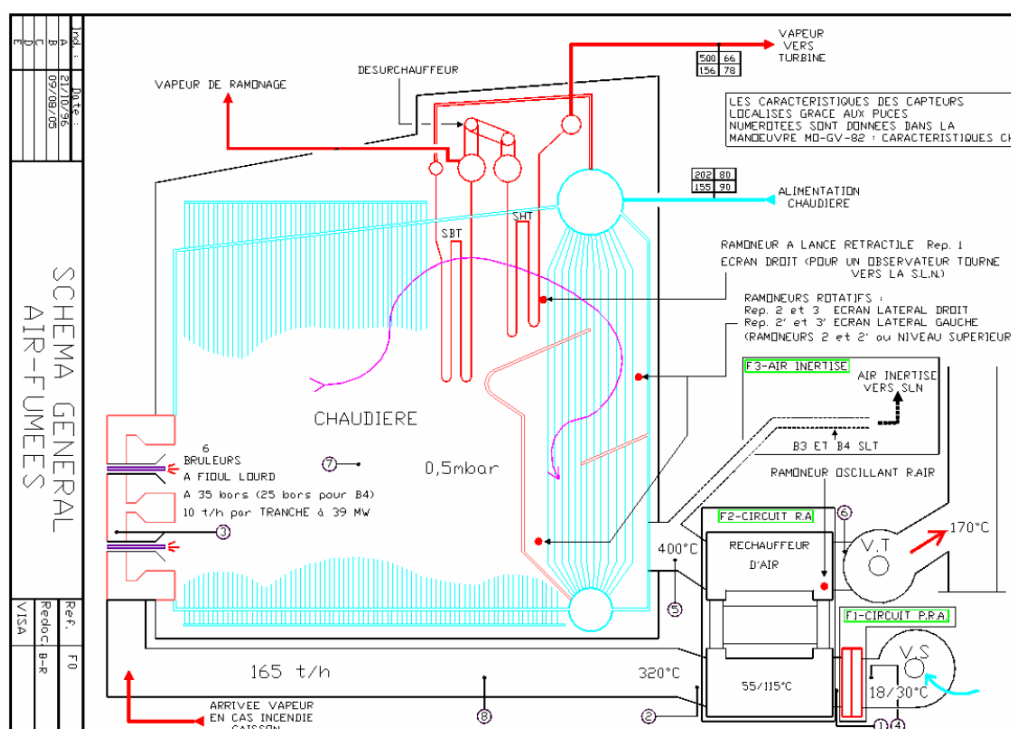


Figure 26 : Schéma d'une chaudière de la centrale B

⇒ Les exigences de cet article sont respectées.

3.1.8 Titre VIII – Dépôts, entretien et maintenance

Article 58 :

I. Les installations d'entreposage, manipulation, transvasement, transport de produits pulvérulents sont munis de dispositifs (arrosage, capotage, aspiration) permettant de prévenir les envols de poussières. Si nécessaire, les dispositifs d'aspiration sont raccordés à une installation de dépoussiérage.

Non applicable - Aucune manipulation de produits pulvérulents n'est réalisée à la centrale B.

II. Les pistes périphériques au stockage et susceptibles d'être utilisées par des véhicules sont convenablement traitées afin de prévenir les envols de poussières.

Les pistes et routes font l'objet d'un nettoyage régulier (passage d'une balayeuse de voirie) et d'un arrosage en cas d'envol de poussières.

III. Les stockages de tous les produits ou déchets solides ont lieu sur des sols étanches (béton, revêtements bitumineux), maintenus en bon état et garantissant l'absence d'infiltration de polluants dans le sol. Les eaux de ruissellement ou de lavage issues de ces zones de stockages sont rejetées dans les conditions prévues au titre IV de la présente délibération.

Les imbrûlés sont stockés en big bags fermés sur une zone de stockage sur dalle.

IV. L'arrêté d'autorisation peut prévoir une dérogation à l'alinéa ci-dessus. Dans ce cas l'installation respecte les dispositions suivantes :

- au minimum, deux piézomètres sont implantés en aval du site de l'installation et un piézomètre en amont ; la définition du nombre de piézomètres et de leur implantation est faite à partir des conclusions d'une étude

hydrogéologique ;

- deux fois par an, au moins, le niveau piézométrique est relevé et des prélèvements sont effectués dans la nappe. La fréquence des prélèvements est déterminée sur la base notamment de l'étude citée ci-dessus.

L'eau prélevée fait l'objet de mesures des substances pertinentes susceptibles de caractériser une éventuelle pollution de la nappe compte tenu de l'activité, actuelle ou passée, de l'installation. Les résultats de mesures sont transmis à l'inspection des installations classées dans les conditions prévues à l'article 6 de la présente délibération. Toute variation anormale lui est signalée dans les meilleurs délais.

Si ces résultats mettent en évidence une pollution des eaux souterraines, l'exploitant détermine par tous les moyens utiles si ses activités sont à l'origine ou non de la variation constatée. Il informe le président de province du résultat de ses investigations et, le cas échéant, des mesures prises ou envisagées.

Non applicable, l'arrêté d'autorisation ne prévoit pas de dérogation et ne prévoit pas de suivi des eaux souterraines au niveau de la centrale B.

⇒ Les exigences applicables de cet article sont respectées.

Article 59 : Livret ou documents de maintenance

Exigences réglementaires	Etat de conformité de la centrale B
L'exploitant tient à jour un livret ou des documents de maintenance qui comprend notamment les renseignements suivants :	
- nom et adresse de l'installation, du propriétaire de l'installation et, le cas échéant, de l'entreprise chargée de l'entretien ;	Réalisé
- caractéristiques du local « combustion », des installations de stockage du combustible, des générateurs de l'équipement de chauffe;	Réalisé
- caractéristiques des combustibles préconisés par le constructeur, résultats des mesures de viscosité du fioul lourd et de sa température de réchauffage, mesures prises pour assurer le stockage du combustible, l'évacuation des gaz de combustion et leur température à leur débouché, le traitement des eaux;	-Caractéristiques fuel préconisés par le constructeur disponibles -Analyses de fuel réalisé hebdomadairement -Recollement réglementaire stockage fuel -Ajustement combustion par température sortie cheminée -Séparateurs hydrocarbures
-désignation des appareils de réglage des feux et de contrôle;	Equipements présents : -Détection de flammes -Organes de régulation combustible + comburant
-dispositions adoptées pour limiter la pollution atmosphérique;	Basculement en fuel TBTS + en cas de conditions météorologiques défavorables (vents d'Ouest) ou sur pic de pollution SO ₂ détecté sur les stations du réseau de suivi.
-conditions générales d'utilisation de la chaleur ;	Production de vapeur pour production d'électricité
-résultat des mesures et vérification et visa des personnes ayant effectué ces opérations, consignation des observations faites et suites données ;	Suivi réalisé au moyen de la GMAO

Exigences réglementaires	Etat de conformité de la centrale B
- <i>grandes lignes de fonctionnement et incidents d'exploitation assortis d'une fiche d'analyse ;</i>	Outils en place : -Suivi du vieillissement -Fiches de vie des équipements sous pression -Fiches d'avaries
- <i>consommation annuelle de combustible;</i>	La consommation des combustibles (BTS, TBTS et gasoil) est suivi journalièrement, un bilan est transmis semestriellement à l'IIC
- <i>indications relatives à la mise en place, au remplacement et à la réparation des appareils de réglage des feux et de contrôle ;</i>	Suivi des changement et de la maintenance réalisé au moyen de la GMAO
- <i>indications des autres travaux d'entretien et opérations de nettoyage et de ramonage;</i>	Suivi des travaux d'entretien réalisés au moyen de la GMAO. Ces travaux font l'objet de rapports de révisions et d'interventions
- <i>indications de toutes les modifications apportées à l'installation, ainsi qu'aux installations connexes ayant une incidence en matière de sécurité ou d'impact sur l'environnement.</i>	Suivi des modifications réalisées au moyen de la GMAO (avis de panne SECURITE,...)
<i>Une consigne précise la nature des opérations d'entretien ainsi que les conditions de mise à disposition des consommables et équipements d'usure propres à limiter les anomalies et le cas échéant leur durée.</i>	Un plan de maintenance issu du REX de la centrale est en place

⇒ Les exigences applicables de cet article sont respectées.

3.1.9 Synthèse

Les écarts majeurs par rapport aux exigences de la délibération GIC sont liés :

- Au non-respect des valeurs limites d'émission pour les rejets atmosphériques, particulièrement sur les poussières, le SO₂ et les NO_x ;
- A la surveillance des émissions :
 - Si les poussières et le SO₂ sont suivis en continu, ce n'est pas le cas des NO_x et du CO ;
 - A l'absence de procédure qualité QAL2 pour le suivi en continu des concentrations de poussières.
- A l'absence de suivi différencié entre les différents effluents de la centrale B (eaux de refroidissement et effluents industriels) et les effluents de l'usine pyrométallurgique de Doniambo ; en effet, la station E1 permet le suivi du rejet total mais ne peut pas garantir le respect des VLE de chaque effluent pris individuellement.

Les écarts mineurs par rapport aux exigences de la délibération GIC ont principalement trait à la conception de l'installation.

Le récolement détaillé aux prescriptions de la délibération GIC, comprenant les propositions de mesures en réponse aux écarts, est présenté en Annexe 1.

Les solutions de mise en conformité associées au non-respect des valeurs limites d'émission pour les rejets atmosphériques sont présentées au chapitre 4.

3.2 Positionnement en regard des MTD applicables

3.2.1 Présentation des MTD associées à l'exploitation de la Centrale B

3.2.1.1 Documents de référence

Les Meilleures Techniques Disponibles (MTD) applicables à la Centrale B sont présentées dans le document de référence relatif aux Grandes Installations de Combustion (désigné BREF GIC). La première version du BREF GIC a été publiée en 2006.

Le processus de révision de ce BREF a démarré en 2011 et les travaux se sont terminés avec la publication de la décision d'exécution relative aux conclusions sur les MTD pour les grandes installations de combustion le 17 août 2017.

Ce document se base sur un nombre important de données de sites européens pour définir les MTD et NEA-MTD (Niveau d'Emissions Associés aux MTD).

Les données de référence utilisées sont en majorité des données d'émission de l'année 2010 pour des appareils de combustion d'une puissance supérieure à 15 MW. Ce processus étant européen les données proviennent de sites basés en Europe.

Le BREF GIC est applicable aux appareils de combustion de puissance thermique nominale supérieure ou égale à 15 MW inclus dans des installations de combustion de puissance thermique nominale totale supérieure ou égale à 50 MW.

Les Meilleures Techniques Disponibles de référence pour la centrale B sont donc celles présentées dans cette décision d'exécution.

3.2.1.2 MTD applicables à la Centrale B

La BREF GIC couvre plusieurs type d'installations de combustion utilisant divers combustibles. Un certain nombre de MTD sont d'ordre général et couvre la plupart des types d'installations et des combustibles, elles sont regroupées dans le chapitre « Conclusions générales sur les MTD » ; les autres MTD sont spécifiques par types d'installation et de combustible, avec :

- Chapitre 2 : MTD pour la combustion de combustibles solides;
- Chapitre 3 : MTD pour la combustion de combustibles liquides
- Chapitre 4 : MTD pour la combustion de combustibles gazeux
- Chapitre 5 : MTD pour les installations multi combustibles
- Chapitre 6 : MTD pour la Co-incinération de déchets
- Chapitre 7 : MTD pour la gazéification
- Chapitre 8 : description des techniques

Les MTD couvrant la Centrale B se retrouvent dans les chapitres suivants :

- Chapitre 1 : MTD générales (MTD n°1 à 17) ;
- Chapitre 3.1 : MTD pour les Chaudières au fioul lourd ou au gazole (MTD n°28 à 30).

Parmi ces 20 MTD, seules 16 MTD sont applicables à la Centrale B, elles sont résumées dans le tableau ci-dessous :

	MTD	Thématique abordée	Applicable	NEA-MTD
1. MTD Générales	1	Système de management environnemental	X	-
	2	Suivi de l'efficacité énergétique	X	-
	3	Suivi du paramètres affectant les émissions	X	-
	4	Suivi des émissions atmosphériques	X	-
	5	Suivi des rejets aqueux pour les effluents issus du traitement des fumées	-	-
	6	Performances environnementales générales et efficacité de la combustion	X	-
	7	AIR - Réduction des émissions d'ammoniac	-	X
	8	AIR - Réduction des émissions de l'installation	-	-
	9	AIR - Suivi du combustible	X	-
	10	AIR & EAU- Plan de gestion des périodes autres que les périodes normales de fonctionnement	X	-
	11	AIR & EAU - Suivi des émissions pendant les périodes autres que les périodes normales de fonctionnement	X	-
	12	Améliorations de l'efficacité énergétique	X	-
	13	EAU - Réduction de la consommation d'eau	X	-
	14	EAU - Gestion séparée des rejets aqueux	X	-
	15	EAU - Réduction des émissions de polluants aqueux résultant du traitement des fumées	-	X
	16	DECHETS - Réduction des quantités de déchets	X	-
	17	BRUIT - Réduction des nuisances sonores	X	-
3. MTD Chaudières au fioul lourd	28	AIR - Réduction des émissions de NOx, N2O et CO	X	X
	29	AIR - Réduction des émissions de SOx, HCl et HF	X	X
	30	AIR - Réduction des émissions de poussières et particules métalliques	X	X

	MTD	Thématique abordée	NEA-MTD	Applicable
1. MTD Générales	1	Système de management environnemental	-	X
	2	Suivi de l'efficacité énergétique	-	X
	3	Suivi du paramètres affectant les émissions	-	X
	4	Suivi des émissions atmosphériques	-	X
	5	Suivi des rejets aqueux pour les effluents issus du traitement des fumées	-	-
	6	Performances environnementales générales et efficacité de la combustion	-	X
	7	AIR - Réduction des émissions d'ammoniac	X	-
	8	AIR - Réduction des émissions de l'installation	-	-
	9	AIR - Suivi du combustible	-	X
	10	AIR & EAU- Plan de gestion des périodes autres que les périodes normales de fonctionnement	-	X
	11	AIR & EAU - Suivi des émissions pendant les périodes autres que les périodes normales de fonctionnement	-	X
	12	Améliorations de l'efficacité énergétique	-	X
	13	EAU - Réduction de la consommation d'eau	-	X
	14	EAU - Gestion séparée des rejets aqueux	-	X
	15	EAU - Réduction des émissions de polluants aqueux résultant du traitement des fumées	X	-
	16	DECHETS - Réduction des quantités de déchets	-	X
	17	BRUIT - Réduction des nuisances sonores	-	X
3. MTD Chaudières au fioul lourd	28	AIR - Réduction des émissions de NOx, N2O et CO	X	X
	29	AIR - Réduction des émissions de SOx, HCl et HF	X	X
	30	AIR - Réduction des émissions de poussières et particules métalliques	X	X

Comme expliqué aux paragraphes suivants, les 3 dernières MTD, spécifiques aux chaudières à fuel, à savoir :

- MTD 28 Traitement des émissions de NOx dans les fumées ;
- MTD 29 Traitement des émissions de SO₂ dans les fumées ;
- MTD 30 Dépoussiérage ;

ne sont pas mises en œuvre sur la centrale B. Les raisons sont détaillées au chapitre 4 où la proposition de mise en conformité retenue est l'arrêt de la centrale B dès la mise en service de nouvelles capacités de production électrique. Les contraintes techniques et économiques de la mise en œuvre de ces trois MTD sur la centrale B à posteriori seraient en effet disproportionnées d'autant plus qu'à court-moyen terme elles deviendraient caduques avec la mise en service de nouvelles capacités de production électrique.

Ces 3 MTD n'étant pas mises en œuvre cela rend obsolètes certaines des MTD dites "générales" au motif qu'elles sont en lien avec les équipements des MTD 28 à 30.

Plus précisément 4 MTD « générales » ne sont pas applicables pour les motifs suivants :

- Les MTD n°5 et n°15 ont trait aux rejets dans l'eau résultant du traitement des fumées. Ce traitement des fumées fait référence au traitement humide de la Désulfurisation (MTD 29), qui génère un transfert de pollution des rejets atmosphériques vers les eaux et nécessite donc un traitement des eaux adapté. La Centrale B n'étant pas équipée de traitement de fumées par voie humide, il n'y a pas ce transfert de pollution dans les eaux et les MTD du traitement des eaux de lavage des fumées ne sont donc pas applicables ;
- La MTD n°7 consiste à optimiser la conception ou le fonctionnement de la SCR ou de la SNCR (par exemple, rapport réactif/NOx optimisé, répartition homogène du réactif et taille optimale des gouttes de réactif). Afin de réduire les émissions atmosphériques d'ammoniac. Or les émissions atmosphériques d'ammoniac résultent de l'application de la réduction catalytique sélective (SCR) ou de la réduction non catalytique sélective (SNCR) aux fins de la réduction des émissions de NOx (MTD 28). Comme décrit au chapitre 4, l'ammoniac est utilisé comme agent réducteur des NOx dans les procédés de DeNOx ; le juste dosage de l'ammoniac est important pour garantir le bon niveau de réduction des NOx sans engendrer de transfert de pollution vers les poussières et/ou les gaz de combustion. Le suivi du ratio réactif/ émissions atmosphériques d'ammoniac est ainsi recommandé pour garantir le bon dosage. La Centrale B n'étant pas équipée de traitement SCR ou SNCR cette MTD est sans objet ;
- La MTD n°8 a trait à l'utilisation optimale des équipements de dépollution, or la Centrale B n'est pas équipée de système de dépollution.

3.2.1.3 MTD applicables à la Centrale B : Mise en œuvre

Pour chacune des MTD applicable à la Centrale B, les paragraphes suivants décrivent la situation, en présentant pour chaque MTD :

- Le contenu de la MTD (éventuellement adapté au cas de la Centrale B) ;
- La situation de la Centrale B par rapport à la MTD : éléments démonstratifs de la mise en œuvre de la MTD ;
- En cas de niveau d'émission associé à la MTD (NEA-MTD) : la situation des émissions concernées par rapport au NEA-MTD.

3.2.1.4 MTD Générales

3.2.1.5 Systèmes de management environnemental

3.2.1.5.1 MTD 1.

Afin d'améliorer les performances environnementales globales, la MTD consiste à mettre en place et à appliquer un système de management environnemental (SME) présentant toutes les caractéristiques suivantes:

- I. Engagement de la direction, y compris à son plus haut niveau;
- II. Définition, par la direction, d'une politique environnementale intégrant le principe d'amélioration continue des performances environnementales de l'installation;

- III. Planification et mise en place des procédures nécessaires, fixation d'objectifs et de cibles, planification financière et investissement;
- IV. Mise en œuvre des procédures, prenant particulièrement en considération les aspects suivants:
 - a) organisation et responsabilité;
 - b) recrutement, formation, sensibilisation et compétence;
 - c) communication;
 - d) participation du personnel;
 - e) documentation;
 - f) contrôle efficace des procédés;
 - g) programmes de maintenance planifiée;
 - h) préparation et réaction aux situations d'urgence;
 - i) respect de la législation sur l'environnement;
- V. Contrôle des performances et mise en œuvre de mesures correctives, les aspects suivants étant plus particulièrement pris en considération:
 - a) surveillance et mesure (voir également le rapport de référence du JRC relatif à la surveillance des émissions dans l'air et dans l'eau provenant des installations relevant de la directive sur les émissions industrielles — ROM);
 - b) mesures correctives et préventives;
 - c) tenue de registres;
 - d) audit interne et externe indépendant (si possible) pour déterminer si le SME respecte les modalités prévues et a été correctement mis en œuvre et tenu à jour;
- VI. Revue du SME et de sa pertinence, de son adéquation et de son efficacité, par la direction;
- VII. Suivi de la mise au point de technologies plus propres;
- VIII. Prise en compte de l'impact sur l'environnement de la mise à l'arrêt définitif d'une installation dès le stade de sa conception et pendant toute la durée de son exploitation, notamment:
 - a) éviter les structures souterraines;
 - b) opter pour des caractéristiques qui facilitent le démontage;
 - c) choisir des finis de surface qui facilitent la décontamination;
 - d) recourir à une configuration des équipements qui évite le piégeage de substances chimiques et facilite leur évacuation par lavage ou nettoyage;
 - e) concevoir des équipements flexibles, autonomes, permettant un arrêt progressif;
 - f) recourir dans la mesure du possible à des matériaux biodégradables et recyclables;
- IX. Réalisation régulière d'une analyse comparative des performances, par secteur. Il importe tout particulièrement pour ce secteur de prendre en considération les caractéristiques ci-après du SME, qui sont décrites, le cas échéant, dans les MTD pertinentes;
- X. Programmes d'assurance qualité/contrôle de la qualité pour faire en sorte que les caractéristiques de tous les combustibles soient parfaitement définies et vérifiées (voir MTD9);
- XI. Plan de gestion en vue de réduire les émissions dans l'air ou l'eau dans des conditions d'exploitation autres que normales, y compris les périodes de démarrage et d'arrêt (voir MTD 10 et MTD 11);
- XII. Plan de gestion des déchets pour veiller à éviter la production de déchets ou pour faire en sorte qu'ils soient préparés en vue du réemploi, recyclés ou valorisés d'une autre manière, y compris le recours aux techniques indiquées dans la MTD 16;
- XIII. Méthode systématique permettant de repérer et de traiter les éventuelles émissions non maîtrisées ou imprévues dans l'environnement, en particulier:
 - a) les rejets dans le sol et les eaux souterraines résultant de la manipulation et du stockage des combustibles, des additifs, des sous-produits et des déchets
 - b) les émissions liées à l'auto-échauffement ou à la combustion spontanée des combustibles lors des activités de stockage et de manutention;

- XIV. Plan de gestion des poussières en vue d'éviter ou, si cela n'est pas possible, de réduire les émissions diffuses résultant du chargement, du déchargement, du stockage ou de la manutention des combustibles, des résidus et des additifs
- XV. Plan de gestion du bruit en cas de nuisance sonore probable ou confirmée, y compris:
- a) un protocole de surveillance du bruit aux limites de l'installation;
 - b) un programme de réduction du bruit;
 - c) un protocole prévoyant des mesures appropriées et un calendrier pour réagir aux incidents liés au bruit;
 - d) un relevé des problèmes de bruit rencontrés et des mesures prises pour y remédier, ainsi que la diffusion auprès des personnes concernées des informations relatives aux problèmes de bruit rencontrés;
- XVI. En cas de combustion, gazéification ou co-incinération de substances malodorantes, un plan de gestion des odeurs, comprenant:
- a) un protocole de surveillance des odeurs;
 - b) si nécessaire, un programme d'élimination des odeurs en vue de détecter et d'éliminer ou de réduire les émissions odorantes;
 - c) un protocole d'enregistrement des incidents liés aux odeurs, des mesures à prendre et du calendrier de mise en œuvre;
 - d) un relevé des problèmes d'odeurs rencontrés et des mesures prises pour y remédier, ainsi que la diffusion auprès des personnes concernées des informations relatives aux problèmes d'odeurs rencontrés.

S'il apparaît à l'issue d'une évaluation qu'un des éléments énumérés aux points X à XVI n'est pas nécessaire, la décision prise et les raisons qui ont conduit à la prendre sont consignées.

Applicabilité : La portée (par exemple le niveau de détail) et la nature du SME (normalisé ou non normalisé) dépendent en général de la nature, de l'ampleur et de la complexité de l'installation, ainsi que de son impact potentiel sur l'environnement.

Situation du site par rapport à la MTD :

Les points I à IX de cette MTD sont des éléments génériques applicables à toutes les installations visées par un BREF. Ils reprennent les dispositions de la norme ISO 14 001. Le mode de gestion de la centrale B, mis en œuvre par ENERCAL, est en cours de certification ISO 14001 avec pour cible la certification fin 2019 – début 2020.

Les points x à xvi sont des points particuliers applicables aux grandes installations de combustion.

Pour les points :

- X : voir MTD 9 ;
- XI : voir MTD 10 et 11 ;
- XII : voir MTD 16.

Pour les autres points :

- XIII : Méthode pour gérer émissions non maîtrisées ou imprévues dans l'environnement : dans le cadre du SME et plus largement avec l'usine de DBO la gestion des situations d'urgence environnementale est prévue. Notamment la Plan d'Opération Interne.
- XIV : Plan de gestion des poussières : la Centrale B n'est pas concernée car aucune poussière n'est collectée
- XV : Plan de gestion du bruit : la surveillance du bruit lié à l'exploitation de la centrale est réalisée conjointement à celle pour l'usine. Si des opérations bruyantes sont menées la procédure spécifique est mise en œuvre
- XVI : Plan de gestion des odeurs : la Centrale B n'est pas concernée car aucune substance malodorante n'est émise.

La MTD est mise en œuvre.

Situation par rapport aux niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) : Pas de NEA-MTD pour cette MTD.

3.2.1.6 Surveillance

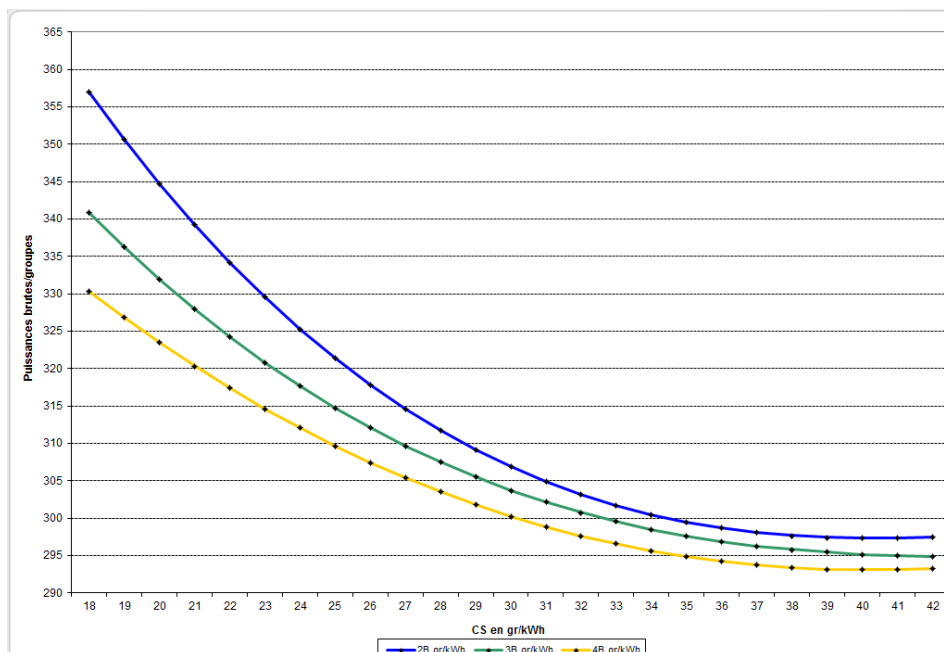
3.2.1.6.1 MTD 2.

La MTD consiste à déterminer le rendement électrique net ou la consommation totale nette de combustible ou le rendement mécanique net des unités de gazéification, des unités IGCC ou des unités de combustion en réalisant un test de performance à pleine charge (1), conformément aux normes EN, après la mise en service de l'unité et après chaque modification susceptible d'avoir une incidence sur le rendement électrique net, la consommation totale nette de combustible ou le rendement mécanique net de l'unité. En l'absence de normes EN, la MTD consiste à recourir aux normes ISO, aux normes nationales ou à d'autres normes internationales garantissant l'obtention de données de qualité scientifique équivalente

Situation du site par rapport à la MTD :

Depuis novembre 2019, un suivi individualisé continu de la consommation spécifique de chaque tranche a été implanté. Ce suivi remplace un suivi global centrale discontinu. Ce nouveau système permet une optimisation en temps réel de la consommation spécifique de la centrale et permet aussi de qualifier les dégradations de performance en continu. Cette nouvelle accumulation d'informations permettra à terme (échéance : fin 2020 – début 2021) d'affiner le déclenchement des entretiens, et donc de passer d'un régime d'entretien préventif systématique (actuellement tous les 4 à 6 mois) à un déclenchement prédictif des entretiens. Pour l'heure, il n'existe donc pas encore de valeur seuil qui déclenche ces travaux.

La courbe théorique de l'évolution de la CS a été établie de façon théorique (design de la centrale) et est donnée ci-dessous à titre indicatif. Grace au suivi individualisé mis en place, elle sera établie pour chaque tranche au fur et à mesure de la collecte des informations.



La MTD est mise en œuvre.

Situation par rapport aux niveaux démission associés à la MTD (NEA-MTD) : Pas de NEA-MTD pour cette MTD.

3.2.1.6.2 MTD 3.

La MTD consiste à surveiller les principaux paramètres de procédé pertinents pour les émissions dans l'air et dans l'eau, notamment les paramètres suivants :

Flux	Paramètre(s)	Surveillance
Fumées	Débit	Détermination périodique ou en continu
	Teneur en oxygène, température et pression	Mesure périodique ou en continu
	Humidité ⁽¹⁾	
Eaux usées provenant de l'épuration des fumées	Débit, pH et température	Mesure en continu
⁽¹⁾ La mesure en continu du taux d'humidité des fumées n'est pas nécessaire si l'échantillon de fumées est asséché avant analyse.		

Situation du site par rapport à la MTD :

Fumées :

- Débit, Température, Pression statique, Humidité et O₂ sont mesurés périodiquement à l'occasion des campagnes réalisées avec un laboratoire de contrôle pour la mesure des rejets atmosphériques ;
- Mais aussi :
 - o La teneur en O₂ et la température des gaz sont mesurées en continu en sortie chaudière ;
 - o Le débit d'air de combustion est mesuré en continu en entrée chaudière.

Eaux usées provenant de l'épuration des fumées : non applicable, la centrale B n'est pas équipée de système d'épuration des fumées.

La MTD est mise en œuvre.

Situation par rapport aux niveaux démission associés à la MTD (NEA-MTD) : Pas de NEA-MTD pour cette MTD.

3.2.1.6.3 MTD 4.

La MTD consiste à surveiller les émissions dans l'air au moins à la fréquence indiquée ci-après et conformément aux normes EN. En l'absence de normes EN, la MTD consiste à recourir aux normes ISO, aux normes nationales ou à d'autres normes internationales garantissant l'obtention de données de qualité scientifique équivalente.

Pour les Chaudières au fioul lourd ou au gazole :

Paramètre	Norme(s) ⁽¹⁾	Fréquence minimale de surveillance ⁽²⁾	Surveillance associée à
NOx	Normes EN génériques	En continu	MTD 28
CO	Normes EN génériques	En continu	MTD 28
SO ₂	Normes EN génériques et EN 14791	En continu ⁽⁸⁾	MTD 29
Poussières	Normes EN génériques, et EN 13284-1 et EN 13284- 2	En continu	MTD 30
Métaux et métalloïdes, à l'exception du mercure (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn)	EN 14385	Une fois par an ⁽¹⁵⁾	MTD 30

(1) Les normes EN génériques pour les mesures en continu sont EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3 et EN 14181. Les normes EN pour les mesures périodiques sont indiquées dans le tableau.

(2) La fréquence de surveillance ne s'applique pas lorsque l'installation n'est mise en service qu'aux fins de mesurer les émissions.

(8) Au lieu de mesures en continu, dans le cas des installations utilisant un combustible à teneur en soufre connue et qui ne sont pas équipées d'un système de désulfuration des fumées, il est possible de réaliser des mesures périodiques tous les trois mois au moins ou de recourir à d'autres procédures garantissant la fourniture de données d'une qualité scientifique équivalente pour déterminer les émissions de SO₂.

(15) Il est possible d'adapter la liste des polluants soumis à la surveillance ainsi que la fréquence de surveillance, après une première caractérisation du combustible (voir MTD 5) basée sur une évaluation de la pertinence des polluants (p. ex., concentration dans le combustible, traitement des fumées appliqué) pour les émissions dans l'air, mais en tout état de cause des mesures devront être effectuées au moins à chaque modification des caractéristiques du combustible susceptible d'avoir une incidence sur les émissions.

Situation du site par rapport à la MTD :

Parmi les paramètres listés la surveillance suivante est opérée par le site :

- *Poussières* : mesures en continu au moyen d'un opacimètre ;
- *SO₂* : les émissions de SO₂ sont suivies par bilan matière sur la base de la teneur en soufre du fuel entrant. Il n'y a pas de système de désulfuration des fumées sur la Centrale B, ce bilan matière est donc pertinent. La spécification technique du fuel est vérifiée, par 2 laboratoires indépendants, et comprend l'analyse du soufre. Cette analyse est réalisée à chaque chargement de fuel. Chaque cargaison livrée à Doniambo a donc une teneur en S associée. La norme ISO de référence est ASTM D4294.
- *NOx & CO* : Une mesure périodique est réalisée tous les ans.
- *Métaux* : une mesure périodique est réalisée une fois par an par un laboratoire de contrôle pour la mesure des polluants atmosphériques.

La MTD est mise en œuvre partiellement (sur les NOx et le CO seulement une mesure périodique).

Situation par rapport aux niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) : Pas de NEA-MTD pour cette MTD.

3.2.1.7 Performances environnementales générales et efficacité de la combustion

3.2.1.7.1 MTD 6.

Afin d'améliorer les performances environnementales générales des installations de combustion et de réduire les émissions atmosphériques de CO et de substances imbrûlées, la MTD consiste à optimiser la combustion et à appliquer une combinaison appropriée des techniques énumérées ci-dessous.

Technique	Description	Applicabilité
a) Mélange des combustibles	Consiste à mélanger différentes qualités d'un même type de combustible afin de garantir des conditions de combustion stables ou de réduire les émissions de polluants	Applicable d'une manière générale
b) Maintenance du système de combustion	Maintenance programmée régulière conformément aux recommandations des fournisseurs	Applicable d'une manière générale
c) Système de contrôle avancé	Voir la description au point 8.1.	L'applicabilité aux anciennes installations de combustion peut être limitée car cela suppose la rénovation du système de combustion ou du système de contrôle/commande
d) Bonne conception des équipements de combustion	Bonne conception du four, des chambres de combustion, des brûleurs et des dispositifs associés	Applicable d'une manière générale aux nouvelles installations de combustion.
e) Choix du combustible	Consiste à choisir, parmi les combustibles disponibles, ceux qui présentent de meilleures caractéristiques environnementales (faible teneur en soufre ou en mercure, par exemple), ou à remplacer la totalité ou une partie des combustibles utilisés par de tels combustibles, y compris dans les situations de démarrage ou en cas de recours à des combustibles d'appoint	Applicable dans les limites des contraintes liées à la disponibilité de types de combustibles appropriés, présentant de meilleures caractéristiques environnementales, disponibilité sur laquelle peut influencer la politique énergétique de l'État membre concerné ou le bilan combustibles de l'ensemble du site en cas d'utilisation de combustibles produits par les activités industrielles. Dans le cas des installations de combustion existantes, le type de combustible peut être limité par la configuration et la conception de l'installation.

Situation du site par rapport à la MTD :

Une combinaison est mise en œuvre à savoir :

b) *Maintenance du système de combustion* : une maintenance préventive est programmée et mise en œuvre sur le nettoyage des brûleurs. Un arrêt des tranches, pendant 4 jours, tous les 6 mois permet de nettoyer les chaudières. Tous les 2 ans, pendant 6 semaines, un arrêt permet de vérifier les circuits combustion : notamment les réseaux air et fuel. L'encrassement des chaudières est suivi en continu par la mesure de T° de peaux des tubes. Des lavages sont déclenchés périodiquement voire sur franchissement de seuils.

c) *Système de contrôle avancé* : ce système est mis en œuvre (Cf. MTD 2) au travers du suivi périodique de la CS.

e) *Choix du combustible* : le choix du fuel est basé sur plusieurs critères environnementaux dont : la teneur en soufre et en cendres

La MTD est mise en œuvre.

3.2.1.7.2 MTD 9.

Afin d'améliorer les performances environnementales générales des installations de combustion ou de gazéification et de réduire les émissions dans l'air, la MTD consiste, dans le cadre du système de management environnemental, à inclure les éléments suivants dans les programmes d'assurance qualité/contrôle de la qualité, pour tous les combustibles utilisés (voir MTD 1):

- i) caractérisation initiale complète du combustible utilisé, y compris au moins les paramètres énumérés ci-après et conformément aux normes EN. Les normes nationales, les normes ISO ou d'autres normes internationales peuvent être utilisées, pour autant qu'elles garantissent l'obtention de données d'une qualité scientifique équivalente;
- ii) contrôle régulier de la qualité du combustible afin de vérifier qu'elle correspond à la caractérisation initiale et aux spécifications de conception de l'installation. La fréquence des contrôles et les paramètres retenus parmi ceux du tableau ci-dessous sont déterminés par la variabilité du combustible, après évaluation de la pertinence des rejets polluants (par exemple, concentration dans le combustible, traitement des fumées appliqué);
- iii) Adaptation des réglages de l'installation en fonction des besoins et des possibilités [par exemple, intégration de la caractérisation et des contrôles du combustible dans le système de contrôle avancé (voir la description au point 8.1)].

Description :

La caractérisation initiale et le contrôle régulier du combustible peuvent être effectués par l'exploitant ou par le fournisseur du combustible. Dans la dernière hypothèse, les résultats complets sont communiqués à l'exploitant sous la forme d'une fiche produit (combustible) ou d'une garantie du fournisseur.

Combustible(s)	Substances/paramètres à caractériser
Fioul Lourd	Cendres — C, S, N, Ni, V

Situation du site par rapport à la MTD :

Le choix du fuel est basé sur plusieurs critères environnementaux dont : la teneur en soufre et en cendres, Sodium, Vanadium, H₂S, Zinc, Aluminium, Phosphore, Calcium, Carbone. L'azote et le Nickel ne sont en revanche pas suivis. Mais des mesures ponctuelles sont réalisées.

Les spécifications techniques contractuelles du fuel SLN sont vérifiées au départ de chaque bateau livrant le fuel et par deux laboratoires distincts.

Les résultats doivent être validés par la SLN pour permettre le départ du bateau.

Le nettoyage systématique des cales avant remplissage puis la mise sous scellé des cales après remplissage permet de s'assurer de la conformité des fuels. La composition du fuel ne peut pas varier durant le trajet. Seule une entrée d'eau dans les cuves pourrait affecter la qualité du fuel.

A l'arrivée sur site la SLN contrôle la densité et le point éclair et la teneur en soufre du fuel dans chacune des cales permet de s'assurer de l'absence d'eau dans le fuel. Le fuel consommé est ainsi toujours conforme aux spécifications. La MTD est partiellement mis en œuvre.

Situation par rapport aux niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) : Pas de NEA-MTD pour cette MTD.

3.2.1.7.3 MTD 10.

Afin de réduire les émissions dans l'air ou dans l'eau lors de conditions d'exploitation autres que normales (OTNOC), la MTD consiste à établir et à mettre en œuvre, dans le cadre du système de management environnemental (voir MTD 1), un plan de gestion adapté aux rejets polluants potentiels pertinents, comprenant les éléments suivants:

- Conception appropriée des systèmes censés jouer un rôle dans les OTNOC susceptibles d'avoir une incidence sur les émissions dans l'air, dans l'eau ou le sol (par exemple, notion de conception à faible charge afin de réduire les charges minimales de démarrage et d'arrêt en vue d'une production stable des turbines à gaz),
- Établissement et mise en œuvre d'un plan de maintenance préventive spécifique pour ces systèmes,
- Vérification et relevé des émissions causées par des OTNOC et les circonstances associées, et mise en œuvre de mesures correctives si nécessaire,
- Évaluation périodique des émissions globales lors de OTNOC (par exemple, fréquence des événements, durée, quantification/estimation des émissions) et mise en œuvre de mesures correctives si nécessaire.

Situation du site par rapport à la MTD :

Les situations OTNOC pour le cas de la centrale B correspondent aux phases transitoires de redémarrage de tranche après arrêt périodique pour travaux de maintenance (une dizaine par an hors fortuit).

Lors de période cyclonique, une tranche est ilotée et en attente par sécurité pour être rapidement raccordée au réseau de distribution publique en cas de survenance d'un blackout général.

Conception : Etant donné la date de conception de la centrale B, il n'a pas été prévu d'adaptation pour une réduction des émissions sur les périodes OTNOC.

Maintenance : une maintenance préventive est programmée et mise en œuvre sur le nettoyage des brûleurs. Un arrêt des tranches, pendant 4 jours, tous les 6 mois, permet de nettoyer les chaudières. Tous les 2 ans, pendant 6 semaines, un arrêt permet de vérifier les circuits combustion : notamment les réseaux air et fuel. L'encrassement des chaudières est suivi en continu par la mesure de T° de peaux des tubes. Des lavages sont déclenchés périodiquement voire sur franchissement de seuils.

Suivi et évaluation périodique : il n'y a pas à proprement parler de quantification ni de suivi des émissions associées au OTNOC. Par contre on peut souligner que :

- les redémarrages sont réalisés sur des périodes particulières (hors horaire école) ;
- une consigne donne le mode opératoire des démarrages afin de limiter les émissions au travers de la juste régulation de la combustion.

La MTD est partiellement mis en œuvre et liée à la conception d'origine de la centrale

Situation par rapport aux niveaux d'émissions associés à la MTD (NEA-MTD) : Pas de NEA-MTD pour cette MTD.

3.2.1.7.4 MTD 11.

La MTD consiste à surveiller de manière appropriée les émissions dans l'air ou dans l'eau lors de OTNOC.

Description :

La surveillance peut s'effectuer par des mesures directes des émissions, ou par le contrôle de paramètres de substitution s'il en résulte une qualité scientifique égale ou supérieure à la mesure directe des émissions. Les émissions au démarrage et à l'arrêt (DEM/ARR) peuvent être évaluées sur la base d'une mesure précise des émissions effectuée au moins une fois par an pour une procédure DEM/ARR typique, les résultats de cette mesure étant utilisés pour estimer les émissions lors de chaque DEM/ARR tout au long de l'année

Situation du site par rapport à la MTD :

Lors des démarrages une surveillance visuelle est opérée pour mesurer la fumivorté aux cheminées.

Il n'y a pas de mesures particulières sur les eaux.

La MTD est partiellement mise en œuvre.

Situation par rapport aux niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) : Pas de NEA-MTD pour cette MTD.

3.2.1.8 Efficacité énergétique

3.2.1.8.1 MTD 12.

Afin d'accroître l'**efficacité énergétique** des unités de combustion, de gazéification ou IGCC exploitées 1 500 h/an ou davantage, la MTD consiste à appliquer une combinaison appropriée des techniques énumérées ci-dessous.

Technique	Description	Applicabilité
a) Optimisation de la combustion	Voir la description au point 8.2. L'optimisation de la combustion réduit au minimum la teneur en substances imbrûlées des fumées et des résidus de combustion solides.	Applicable d'une manière générale
b) Optimisation des paramètres du fluide moteur	Opérer aux plus hautes valeurs possibles de pression et de température du gaz ou de la vapeur servant de fluide moteur, dans les limites des contraintes associées, par exemple, à la maîtrise des émissions de NOX ou aux caractéristiques requises de l'énergie	Applicable d'une manière générale
c) Optimisation du cycle de vapeur	Opérer à plus faible pression d'échappement de la turbine en utilisant la plus faible valeur possible de température de l'eau de refroidissement du condenseur, dans les limites imposées par la conception	Applicable d'une manière générale
d) Réduction de la consommation d'énergie	Réduction de la consommation d'énergie interne (efficacité accrue de la pompe d'alimentation, par exemple)	Applicable d'une manière générale
e) Préchauffage de l'air de combustion	Réutilisation d'une partie de la chaleur des gaz de combustion pour préchauffer l'air utilisé pour la combustion	Applicable d'une manière générale, dans les limites des contraintes de maîtrise des émissions de NOX
f) Préchauffage du combustible	Préchauffage du combustible à l'aide de chaleur récupérée	Applicable d'une manière générale, dans les limites des contraintes liées à la conception de la chaudière et à la nécessité de maîtriser les émissions de NOX
g) Système de contrôle avancé	Voir la description au point 8.2. Le contrôle informatisé des principaux paramètres de combustion permet d'améliorer l'efficacité de la combustion	Applicable d'une manière générale aux unités nouvelles. L'applicabilité aux anciennes unités peut être limitée car cela suppose la rénovation du système de combustion ou du système de contrôle/commande
h) Préchauffage de l'eau	Préchauffage de l'eau provenant du condenseur	Uniquement applicable aux circuits de vapeur et non

Technique	Description	Applicabilité
d'alimentation à l'aide de chaleur récupérée	au moyen de chaleur de récupération avant de la réutiliser dans la chaudière	aux générateurs d'eau surchauffée. L'applicabilité aux unités existantes peut être limitée par les contraintes liées à la configuration de l'installation et à la quantité de chaleur récupérable
i) Récupération de chaleur par cogénération (CHP)	Récupération de chaleur (provenant principalement du circuit vapeur) pour la production d'eau chaude ou de vapeur destinée à être utilisée dans des activités ou procédés industriels ou dans un réseau public de chauffage urbain. Une récupération de chaleur supplémentaire est possible à partir : — des fumées — du refroidissement de grille — d'un lit fluidisé circulant	Applicable dans les limites des contraintes liées à la demande locale de chaleur et d'électricité L'applicabilité peut être limitée dans le cas des compresseurs utilisés dans des situations où la demande de chaleur est imprévisible.
j) Disponibilité de la cogénération	Voir la description au point 8.2.	Uniquement applicable aux unités nouvelles lorsqu'il existe des perspectives réalistes d'utilisation de chaleur à proximité de l'unité
k) Condenseur de fumées	Voir la description au point 8.2.	Applicable d'une manière générale aux unités de cogénération à condition qu'il existe une demande de chaleur basse température
l) Accumulation de chaleur	Stockage de chaleur par accumulation en mode cogénération	Uniquement applicable aux installations de cogénération. L'applicabilité peut être limitée en cas de faible charge calorifique
m) «Cheminée humide	Voir la description au point 8.2.	Applicable d'une manière générale aux unités nouvelles ou existantes équipées d'un système de désulfuration des fumées (FGD) par voie humide
n) Rejets par la tour de refroidissement	Les émissions dans l'air sont évacuées par la tour de refroidissement et non par une cheminée réservée à cet effet	Uniquement applicable aux unités équipées d'un système FGD par voie humide lorsque le réchauffage des fumées est nécessaire avant évacuation, et lorsque le système de refroidissement de l'unité est une tour de refroidissement
o) Pré-séchage du combustible	Réduction de la teneur en eau du combustible avant combustion afin d'améliorer les conditions de combustion	Applicable à la combustion de biomasse ou de tourbe dans les limites des contraintes liées aux risques de combustion spontanée (par exemple, la teneur en eau de la tourbe est maintenue au-dessus de 40 % tout au long de la chaîne de production). L'applicabilité aux installations existantes peut être limitée par la capacité calorifique supplémentaire pouvant être obtenue par le séchage et par les contraintes liées à certains modèles de chaudières ou à certaines configurations d'installations
p) Réduction au minimum des pertes de chaleur	Réduction au minimum des pertes de chaleur résiduelle, notamment de celles qui se produisent par l'intermédiaire du mâchefer, ou de celles que l'on peut limiter en isolant les sources de rayonnement	Uniquement applicable aux unités de combustion alimentées en combustible solide et aux unités de gazéification/IGCC
q) Matériaux avancés	Utilisation de matériaux avancés aux propriétés avérées de résistance à des températures et pressions élevées de fonctionnement, et pouvant donc améliorer l'efficacité des procédés vapeur/de combustion	Uniquement applicable aux nouvelles unités
r) Améliorations des turbines à vapeur	Inclut des techniques telles que l'augmentation de la température et de la pression de la vapeur moyenne pression, l'ajout d'une turbine basse pression et des modifications de la géométrie des pales des turbines	L'applicabilité peut être limitée par la demande, les conditions de vapeur ou la durée de vie limitée de l'installation
s) Conditions de vapeur supercritique ou ultra-supercritique	Utilisation d'un circuit de vapeur, y compris de systèmes de réchauffage de la vapeur, dans lequel la vapeur peut atteindre des pressions supérieures à 220,6 bars et des températures de plus de 374 °C en conditions supercritiques, et des pressions supérieures à 250-300 bars et des températures de plus de 580-600 °C en conditions ultra-supercritiques	Uniquement applicable aux unités nouvelles de puissance ≥ 600 MWth exploitées plus de 4 000 h/an. Non applicable lorsque l'unité est destinée à produire de la vapeur à basse température ou pression dans les industries de procédés Non applicable aux turbines et moteurs à gaz produisant de la vapeur en mode cogénération. Dans le cas des unités brûlant de la biomasse, l'applicabilité peut être limitée par la corrosion à haute température provoquée par certaines biomasses
Légende : Non Applicable à		

Technique	Description	Applicabilité
Centrale B		

Situation du site par rapport à la MTD :

- La combinaison suivante, des techniques énumérées ci-dessus, est mise en œuvre. A) Optimisation de la combustion : mise en œuvre (Cf. MTD 6) ;
- B) L'exploitation des chaudières est assurée à l'optimum de leur fonctionnement. Cela se fait par une adaptation en temps réel de la conduite des chaudières entraînant un ajustement des paramètres température et pression de vapeur ;
- D) Réduction de la consommation d'énergie : remplacement de l'éclairage du bâtiment (LED), tableaux électriques, dans le cadre du plan d'investissement 2017 – 2022 : remplacement des pompes « alimentaires » (i.e : les pompes qui alimentent la chaudière en eau) en cours (nouvelles pompes avec un meilleur rendement) ;
- F) Préchauffage du combustible : Préchauffage du combustible à l'aide de chaleur récupérée de la vapeur.

Les techniques c), g), h) et i) ne sont pas mises en œuvre. Les techniques j) à s) ne sont pas applicables à la Centrale B

Avec la combinaison de techniques retenues, la MTD est mise en œuvre.

Situation par rapport aux niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) : Pas de NEA-MTD pour cette MTD.

3.2.1.9 Consommation d'eau et émissions dans l'eau

3.2.1.9.1 MTD 13.

Afin de réduire la **consommation d'eau** et le volume des rejets d'eaux usées contaminées, la MTD consiste à appliquer une des deux techniques énumérées ci-dessous, ou les deux :

Technique	Description	Applicabilité
a) Recyclage des eaux	Les flux d'eaux usées, y compris les eaux de ruissellement, provenant de l'installation sont réutilisées à d'autres fins. Le degré de recyclage est limité par les exigences relatives à la qualité du flux d'eaux réceptrices et par le bilan hydrique de l'installation	Non applicable aux eaux usées issues des systèmes de refroidissement lorsqu'elles contiennent des produits chimiques de traitement de l'eau ou des concentrations élevées de sels provenant de l'eau de mer

Situation du site par rapport à la MTD :

On distingue plusieurs flux d'eaux :

- L'eau de mer qui sert au refroidissement et est en circuit ouvert ;
- L'eau déminéralisée (eau brute dont la déminéralisation est réalisée sur site) ;
- Les eaux pluviales : non utilisées dans l'exploitation et séparées des eaux usées mais non recyclées

Seules les eaux de process sont recyclées ; la conception d'origine des installations ne permet pas d'autre recyclage d'eaux (eaux pluviales ou eau de mer). A noter que le choix de l'eau de mer pour le refroidissement, à la construction de la centrale, permettait une économie notable d'eau fraîche en utilisant la ressource d'eau de mer disponible au plus près du site. Cf. paragraphe 3.1.4 au chapitre précédent.

La MTD est partiellement mise en œuvre.

Situation par rapport aux niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) : Pas de NEA-MTD pour cette MTD.

3.2.1.9.2 MTD 14.

Afin d'empêcher la **contamination de l'eau** et de réduire les émissions dans l'eau, la MTD consiste à **séparer les flux d'eaux** usées et à les traiter séparément, en fonction des polluants qu'ils contiennent.

Description

Les flux d'eaux usées classiquement séparés et traités comprennent les eaux de ruissellement, l'eau de refroidissement et les eaux usées provenant du traitement des fumées.

Applicabilité

Dans le cas des installations existantes, l'applicabilité peut être limitée par la configuration des systèmes d'évacuation des eaux usées.

Situation du site par rapport à la MTD :

Depuis 2019 (Cf. chapitre 1.4.2), les eaux pluviales sont séparées du réseau de collecte des effluents industriels. Les eaux pluviales sont rejetées dans le milieu. Les eaux de process sont traitées via des séparateurs avant rejets.

La MTD est mise en œuvre.

Situation par rapport aux niveaux démission associés à la MTD (NEA-MTD) : Pas de NEA-MTD pour cette MTD.

3.2.1.10 Gestion des déchets

3.2.1.10.1 MTD 16.

Afin de réduire la quantité de déchets à éliminer résultant des procédés de combustion ou de gazéification et des techniques de réduction des émissions, la MTD consiste à organiser les opérations de manière à maximiser, par ordre de priorité et compte tenu de l'ensemble du cycle de vie:

- la prévention des déchets, c'est-à-dire maximiser la proportion de résidus qui sont des sous-produits;
- la préparation des déchets en vue de leur réemploi, c'est-à-dire en fonction des critères spécifiques de qualité requis;
- le recyclage des déchets;
- d'autres formes de valorisation des déchets (par exemple, la valorisation énergétique), grâce à la mise en œuvre d'une combinaison appropriée des techniques énumérées ci-dessous.

Technique	Description	Applicabilité
a. Production de gypse en tant que sous- produit	Optimisation de la qualité des résidus à base de calcium générés par les systèmes de désulfuration des fumées par voie humide, afin que ces résidus puissent être utilisés comme substituts du gypse naturel (par exemple comme matière première dans l'industrie des plaques de plâtre). La qualité du calcaire utilisé dans la FGD par voie humide a une incidence sur la pureté du gypse produit	Applicable d'une manière générale dans les limites des contraintes liées à la qualité requise de gypse, aux exigences sanitaires associées à chaque usage spécifique et aux conditions du marché.
b. Recyclage ou valorisation des résidus dans le secteur de la construction	Recyclage ou valorisation des résidus (par exemple, résidus des procédés de désulfuration par voie semi-sèche, cendres volantes, cendres résiduelles) sous forme de matériaux de construction (par exemple pour la construction des routes, en remplacement du sable dans la fabrication du béton, ou dans l'industrie du ciment).	Applicable d'une manière générale, dans les limites des contraintes liées à la qualité requise des matériaux (par exemple, propriétés physiques, teneur en substances nocives) pour chaque usage spécifique, et aux conditions du marché.
c. Valorisation énergétique consistant à utiliser des déchets dans le mélange combustible	L'énergie résiduelle contenue dans les cendres et les boues riches en carbone qui résultent de la combustion du charbon, du lignite, du fioul lourd, de la tourbe ou de la biomasse peut être valorisée, par exemple, en mélangeant les cendres et les boues avec le combustible	Applicable d'une manière générale lorsque les installations sont en mesure d'accepter des déchets dans le mélange de combustibles et sont techniquement équipées pour amener les combustibles dans la chambre de combustion
d. Préparation du catalyseur usé en vue du réemploi mécanique du catalyseur et les performances requises de maîtrise des émissions de NOX et de NH3	La préparation du catalyseur usé en vue du réemploi (jusqu'à quatre fois pour les catalyseurs de SCR) rétablit partiellement ou intégralement l'efficacité de celui-ci, prolongeant sa durée de vie utile de plusieurs décennies. La préparation du catalyseur usé en vue du réemploi est intégrée dans un système de gestion du catalyseur	L'applicabilité peut être limitée par l'état

Situation du site par rapport à la MTD :

Le principal déchet produit par la centrale sont les **imbrûlés de combustion collectés** issus des lavage chaudière ou lors de « gros entretien ». Riche en carbone, ils présentent un potentiel énergétique qui permet leur valorisation dans les fours de l'usine. Périodiquement des **fonds de cuve** sont aussi valorisés dans le process via l'installation de préparation du parc à boues.

Pour les déchets « génériques » (issus des opérations courantes : emballages, produits souillés, bois, papier carton, ...) un tri sélectif est mise en œuvre.

La MTD est mise en œuvre

Situation par rapport aux niveaux démission associés à la MTD (NEA-MTD) : Pas de NEA-MTD pour cette MTD.

3.2.1.11 Émissions sonores

3.2.1.11.1 MTD 17.

Afin de réduire les émissions sonores, la MTD consiste à appliquer une ou plusieurs des techniques énumérées ci-dessous.

Technique	Description	Applicabilité
a. Mesures opérationnelles	Entres autres: — inspection et maintenance améliorées des équipements — fermeture des portes et des fenêtres des zones confinées, si possible — conduite des équipements par du personnel expérimenté — renoncement aux activités bruyantes pendant la nuit, si possible — précautions pour éviter le bruit pendant les activités de maintenance	Applicable d'une manière générale
b. Équipements peu bruyants	Concerne potentiellement les compresseurs, les pompes et les disques	Applicable d'une manière générale aux équipements nouveaux ou remplacés
c. Atténuation du bruit	Il est possible de limiter la propagation du bruit en intercalant des obstacles entre l'émetteur et le récepteur. Les obstacles appropriés comprennent les murs antibruit, les remblais et les bâtiments	Applicable d'une manière générale aux installations nouvelles. Dans le cas des installations existantes, le manque d'espace peut empêcher l'intercalation d'obstacles.
d. Dispositifs anti-bruit	Entre autres: — réducteurs de bruit — isolement des équipements — confinement des équipements bruyants — insonorisation des bâtiments	L'applicabilité peut être limitée par le manque d'espace
e. Localisation appropriée des équipements et des bâtiments	Les niveaux de bruit peuvent être réduits en augmentant la distance entre l'émetteur et le récepteur et en utilisant les bâtiments comme des écrans antibruit.	Applicable d'une manière générale aux installations nouvelles. Dans le cas des installations existantes, le déplacement des équipements et des unités de production peut être limité par le manque d'espace ou par des coûts excessifs.

Situation du site par rapport à la MTD :

L'exploitation de la centrale B ne montre pas d'impact en matière de bruit. Les campagnes périodiques de cet état permettent de suivre toute évolution de cette situation.

La MTD est mise en œuvre.

Situation par rapport aux niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) : Pas de NEA-MTD pour cette MTD.

3.2.2 MTD liées à la combustion dans des chaudières au fioul lourd ou au gazole

3.2.2.1 Émissions atmosphériques de NOX et de CO

3.2.2.1.1 MTD 28.

Afin d'éviter ou de réduire les **émissions atmosphériques de NOX** tout en limitant les émissions de **CO** dues à la combustion de fioul lourd ou de gazole dans les chaudières, la MTD consiste à utiliser une ou plusieurs des techniques énumérées ci-dessous.

Technique	Description	Applicabilité
a. Étagement de l'air	Voir les descriptions au point 8.3.	Applicable d'une manière générale
b. Étagement du combustible	Voir les descriptions au point 8.3.	Applicable d'une manière générale
c. Recyclage des fumées	Voir les descriptions au point 8.3.	Applicable d'une manière générale
d. Brûleurs bas NOX	Voir les descriptions au point 8.3.	Applicable d'une manière générale
e. Ajout d'eau/vapeur	Voir les descriptions au point 8.3.	Applicable dans les limites des ressources en eau disponibles
f. Réduction non catalytique sélective (SNCR)	Voir les descriptions au point 8.3.	Non applicable aux installations de combustion exploitées moins de 500 h/an à charge très variable de la chaudière. L'applicabilité peut être limitée dans le cas des installations de combustion exploitées entre 500 et 1 500 h/an à charge très variable de la chaudière.
g. Réduction catalytique sélective (SCR)	Voir les descriptions au point 8.3.	Non applicable aux installations de combustion exploitées moins de 500 h/an. Des considérations techniques et économiques peuvent limiter l'applicabilité de la technique aux installations de combustion existantes exploitées entre 500 et 1 500 h/an Non applicable d'une manière générale aux installations de combustion de puissance < 100 MWth.
h. Système de contrôle avancé	Voir les descriptions au point 8.3.	Applicable d'une manière générale aux nouvelles installations de combustion. L'applicabilité aux anciennes installations de combustion peut être limitée car cette technique implique la rénovation du système de combustion ou du système de contrôle/commande
i. Choix du combustible	Voir les descriptions au point 8.3.	Applicable dans les limites des contraintes liées à la disponibilité des différents types de combustibles, en fonction de la politique énergétique de l'État membre

Tableau 8 : Niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) pour les émissions atmosphériques de NOX résultant de la combustion de fioul lourd ou de gazole dans des chaudières (en tenant compte des notes de bas de tableau appliquées à la centrale B)

Puissance thermique nominale totale de l'installation de combustion (MWth)	NEA-MTD (mg/Nm ³)	
	Moyenne annuelle	Moyenne journalière ou moyenne sur la période d'échantillonnage.
	Installation existante	
≥ 100	45 - 110	85 - 145

À titre indicatif, les niveaux annuels moyens d'émission de CO sont généralement compris entre 10 et 20 mg/Nm³ dans le cas des installations de combustion existantes de puissance ≥ 100 MWth exploitées 1 500 h/an ou davantage, ou dans le cas des installations de combustion nouvelles de puissance ≥ 100MWth

Situation du site par rapport à la MTD :

Aucune des techniques n'est mise en œuvre.

La MTD n'est pas mise en œuvre.

Situation par rapport aux niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) : les émissions de la centrale B sont au-dessus des niveaux d'émissions associés à la MTD.

3.2.2.2 Émissions atmosphériques de SO_x, de HCl et de HF

3.2.2.2.1 MTD 29.

Afin d'éviter ou de réduire les émissions atmosphériques de **SO_x**, de **HCl** et de **HF** dues à la combustion de fioul lourd ou de gazole dans les chaudières, la MTD consiste à utiliser une ou plusieurs des techniques énumérées ci-dessous.

Technique	Description	Applicabilité
a. Injection de sorbant dans le conduit (ISC)	Voir les descriptions au point 8.4.	Applicable d'une manière générale
b. Absorbant-sécheur par atomisation		Applicable d'une manière générale
c. Condenseur de fumées		Applicable d'une manière générale
d. Désulfuration des fumées par voie humide (FGD par voie humide)		Des considérations techniques et économiques peuvent limiter l'applicabilité de la technique aux installations de combustion de puissance < 300 MWth Non applicable aux installations de combustion exploitées moins de 500 h/an. Des considérations techniques et économiques peuvent limiter l'applicabilité de la technique aux installations de combustion existantes exploitées entre 500 et 1 500 h/an
e. FGD à l'eau de mer		Des considérations techniques et économiques peuvent limiter l'applicabilité de la technique aux installations de combustion de puissance < 300 MWth Non applicable aux installations de combustion exploitées moins de 500 h/an. Des considérations techniques et économiques peuvent limiter l'applicabilité de la technique aux installations de combustion existantes exploitées entre 500 et 1 500 h/an

Tableau 9 : Niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) pour les émissions atmosphériques de SO₂ résultant de la combustion de fioul lourd ou de gazole dans des chaudières (en tenant compte des notes de bas de tableau appliquées à la centrale B)

Puissance thermique nominale totale de l'installation de combustion (MWth)	NEA-MTD pour les émissions de SO ₂ (mg/Nm ³)	
	Moyenne annuelle	Moyenne journalière ou moyenne sur la période d'échantillonnage.
	Installation existante	
≥ 300	50 - 110	150 - 175

Situation du site par rapport à la MTD :

Il est rappelé que les émissions atmosphériques des polluants HCl et HF ne sont pas requises pour les installations utilisant du FOL ou du gazole comme combustible.

Aucune des techniques de désulfuration n'est mise en œuvre.

La MTD n'est pas mise en œuvre.

Situation par rapport aux niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) : les émissions de la centrale B sont au-dessus des niveaux d'émissions associés à la MTD.

3.2.2.3 Émissions atmosphériques de poussières et de particules métalliques

3.2.2.3.1 MTD 30.

Afin d'éviter ou de réduire les émissions atmosphériques de **poussières** et de **particules métalliques** dues à la combustion de fioul lourd ou de gazole dans les chaudières, la MTD consiste à utiliser une ou plusieurs des techniques énumérées ci-dessous.

Technique	Description	Applicabilité
a. Electrofiltre	Voir les descriptions au point 8.5. Les multicyclones peuvent être utilisés en association avec d'autres techniques de dépolluage	Applicable d'une manière générale
b. Filtre à manches		
c. Multicyclones		
d. Système de FGD par voie sèche ou semi-sèche		
e. Désulfuration des fumées par voie humide (FGD par voie humide)	Voir les descriptions au point 8.5. La technique est principalement utilisée pour la réduction des émissions de SOX, de HCl ou de HF	Voir applicabilité dans la MTD 29
f. Choix du combustible	Voir les descriptions au point 8.5.	Applicable dans les limites des contraintes liées à la disponibilité des différents types de combustibles, en fonction de la politique énergétique de l'État membre

Tableau 10 : Niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) pour les émissions atmosphériques de poussières résultant de la combustion de fioul lourd ou de gazole dans des chaudières (en tenant compte des notes de bas de tableau appliquées à la centrale B)

Puissance thermique nominale totale de l'installation de combustion (MWth)	NEA-MTD pour les émissions de poussières (mg/Nm ³)	
	Moyenne annuelle	Moyenne journalière ou moyenne sur la période d'échantillonnage.
	Installation existante	
≥ 300	2 - 10	7 - 15

Situation du site par rapport à la MTD :

Aucune des techniques n'est mise en œuvre.

La MTD n'est pas mise en œuvre.

Situation par rapport aux niveaux d'émission associés à la MTD (NEA-MTD) : les émissions de la centrale B sont au-dessus des niveaux d'émissions associés à la MTD.

3.2.3 Synthèse

Le positionnement en regard des 16 MTD applicables à la Centrale B est résumé dans le tableau ci-dessous:

	MTD	Thématique abordée	NEA-MTD	Mise en œuvre	Commentaire
1. MTD Générales	1	Système de management environnemental	-	Oui	
	2	Suivi de l'efficacité énergétique	-	Oui	
	3	Suivi du paramètres affectant les émissions	-	Oui	
	4	Suivi des émissions atmosphériques	-	partiel	Sur les NOx seulement une mesure périodique et mise en œuvre et non une mesure en continu. Dans la mesure où il n'y a pas de DeNOx cette mesure n'est pas pertinente.
	6	Performances environnementales générales et efficacité de la combustion	-	Oui	
	8	AIR - Réduction des émissions de l'installation	-	-	
	9	AIR - Suivi du combustible	-	partiel	Le suivi du combustible est en place excepté sur les paramètres: N et Ni ou seules des mesures ponctuelles sont réalisées
	10	AIR & EAU- Plan de gestion des périodes autres que les périodes normales de fonctionnement	-	partiel	Etant donné la date de construction de la centrale B, il n'a pas été prévu d'adaptation à la conception pour une réduction des émissions sur les périodes OTNOC.
	11	AIR & EAU - Suivi des émissions pendant les périodes autres que les périodes normales de fonctionnement	-	partiel	seule une surveillance visuelle est opérée
	12	Améliorations de l'efficacité énergétique	-	Oui	
	13	EAU - Réduction de la consommation d'eau	-	partiel	Seules les eaux de process sont recyclées ; la conception d'origine des installations ne permet pas d'autre recyclage d'eaux (eaux pluviales ou eau de mer)
	14	EAU - Gestion séparée des rejets aqueux	-	Oui	
	16	DECHETS - Réduction des quantités de déchets	-	Oui	
	17	BRUIT - Réduction des nuisances sonores	-	Oui	
3. MTD Chaudières au fioul lourd	28	AIR - Réduction des émissions de NOx, N2O et CO	X	Non	Pas d'unité de DeNOx
	29	AIR - Réduction des émissions de SOx, HCl et HF	X	Non	Pas d'unité de DeSOx
	30	AIR - Réduction des émissions de poussières et particules métalliques	X	Non	Pas d'unité de Dépoussiérage

Parmi 16 MTD applicables à la Centrale B :

- 8 sont mises en œuvre ;
- 5 sont partiellement mises en œuvre ;
- 3 ne sont pas mises en œuvre.

Les écarts majeurs aux MTD sont liés à la non mise en œuvre d'équipements de dépollution pour les rejets atmosphériques, particulièrement sur les poussières, le SO₂ et les NOx.

Des écarts mineurs ont trait à la conception de l'installation. Enfin en termes de surveillance des rejets, si les poussières et le SO₂ sont suivis en continu, ce n'est pas le cas des NOx.

L'étude des possibilités de mise en conformité est l'objet du chapitre suivant.

4 ÉTUDE DE LA MISE EN CONFORMITÉ DE LA CENTRALE B EN REGARD DES TECHNIQUES DE DÉPOLLUTION MAJEURES

Comme nous l'avons vu dans le chapitre précédent, les écarts majeurs de la centrale B au regard des prescriptions de la Délibération GIC et des MTD ont trait aux niveaux des émissions atmosphériques en lien direct avec l'absence d'équipement de dépollution.

Une étape principale de mise en conformité de la Centrale B serait l'intégration d'équipements de dépollution, a minima pour réduire les émissions de NOx, de poussières et de SO₂.

Le présent chapitre, sur la base du document de référence, propre au Grandes Installations de Combustion et publié en 2017 par la Commission Européenne, et des expériences du site, passe en revue les techniques de dépollution qui pourraient être adaptées au contexte de la centrale B, pour réduire chacun de ces polluants. Le niveau de précision correspond donc à une étude de cadrage.

Après une présentation synthétique de la technique, la déclinaison qui pourrait être projetée sur la Centrale B est décrite. Selon les données disponibles, une évaluation des coûts associés à la mise en œuvre est donnée.

Toutes les techniques de dépollution ne sont pas revues, ce travail est déjà disponible dans le document de référence, ici le choix a été fait de ne détailler que l'implémentation des techniques recommandées par les MTD et mises en œuvre sur des chaudières à fioul.

Un chapitre relatif aux écarts relatifs aux effluents aqueux est également renseigné.

4.1 Traitement des émissions atmosphériques

De manière générale, la configuration de la dépollution pourrait s'organiser comme suit :

- Une unité de Dénitrification (en début de chaîne pour bénéficier de la température des fumées) ;
- Une unité de dépeussierage (avant la désulfuration pour limiter la contamination du gypse produit en aval) ;
- Une unité de désulfuration.

Cette proposition de configuration est résumée dans la figure ci- dessous :

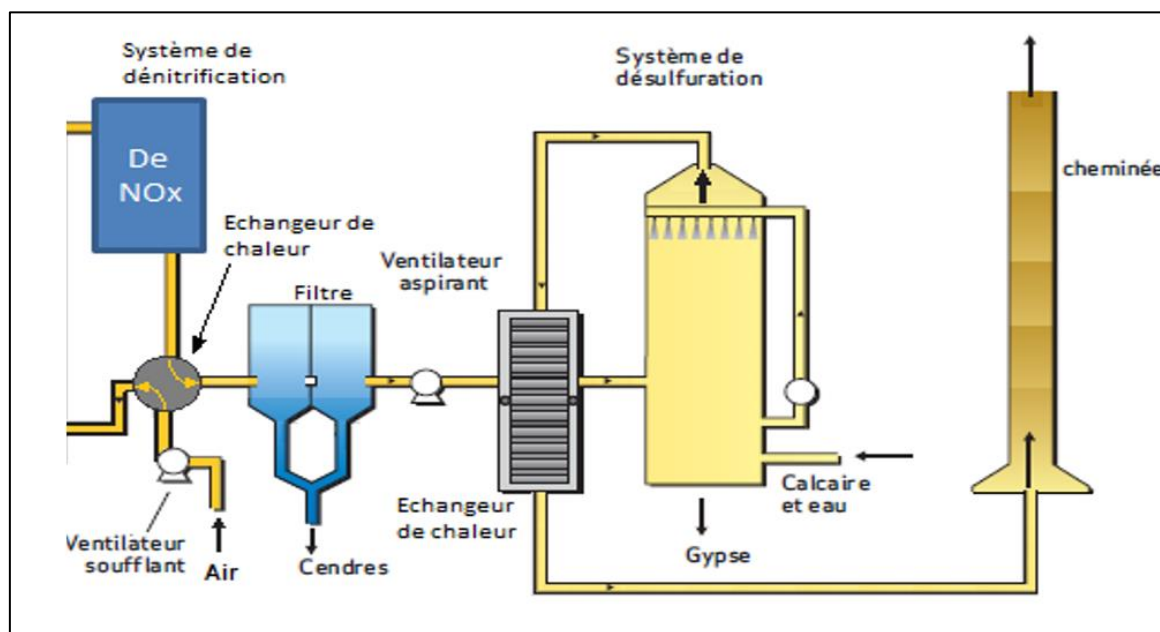


Figure 27 : Chaîne de dépollution étudiée

Les techniques investiguées pour chacun des polluants ont résumées ci-après et sont reprises en détail dans les chapitres suivant :

Polluant	Techniques considérées ⁽¹⁾	Etudiée ?	Motif
Emissions atmosphériques de NOx	Brûleurs bas-NOx	NON	La mise en œuvre de cette technique requiert une conception spécifique de la chambre de combustion du four.
	Recirculation des fumées (FGR)	NON	Le manque d'espace disponible sur les réseaux de conduites existantes ne permet pas l'adaptation d'une recirculation des fumées.
	Réduction Catalytique Sélective (SRC)	OUI	La présence de catalyseurs permet d'obtenir la réduction des NOx à des températures plus basses et nécessite moins de réactif (ammoniac) car la réaction est plus complète.
	Réduction Non Catalytique Sélective (SNCR)	NON	Pour une réduction efficace des NOx, sans catalyseur, il faut élever la température des fumées à environ 900°C. Les fumées émises par la centrale en sortie de chaudière sont à 380°C. La technique SCR est donc privilégiée.
Emissions atmosphériques de poussières	Electrofiltre	OUI	Cette technique est la plus couramment utilisée pour des chaudières fuel selon les données du document de référence des Grandes Installations de Combustion. D'autant plus s'il se trouve en aval de l'électrofiltre une unité de lavage des gaz qui complète le
	Filtre à manches	NON	Cette technique est rarement utilisée pour des chaudières fuel selon les données du document de référence des Grandes Installations de Combustion. La température des gaz est une explication et aussi le fait qu'il y a en aval une unité de lavage des gaz qui complète le dépeussierage.
Emissions atmosphériques de SO ₂	Utilisation de fuel à très basse teneur en soufre	OUI	La substitution des fuels actuellement utilisés par des qualités de fuel à faible teneur en soufre. Soit à 500ppm de S ou 0,05%S permettrait d'atteindre un niveau de SO ₂ dans les rejets le niveau de SO ₂ des MTD (SO ₂ < 110mg/Nm ³).
	Désulfuration humide au calcaire	OUI	Cette technique est la plus couramment utilisée pour des chaudières fuel selon les données du document de référence des Grandes Installations de Combustion. D'autant plus s'il se trouve en aval de l'électrofiltre une unité de lavage des gaz qui complète le

4.1.1 Dénitrification (DeNOx)

La MTD relative à la limitation et la réduction des émissions de NOx recommande de mettre en place des mesures primaires et/ou secondaires pour atteindre les niveaux d'émissions associés. Nous passons en revue ici trois techniques principalement citées dans le document de référence pour des chaudières à fioul et qui pourraient éventuellement s'adapter sur une centrale telle que celle de Doniambo.

4.1.1.1 Brûleurs bas-NOx

Concernant les mesures primaires la mise en place de brûleurs bas-NOx est listée et fait partie des pratiques courantes pour des chaudières utilisant du fuel.

Description de la technique :

La technique repose sur les principes de réduction des températures maximales de flamme. Les brûleurs de chaudière sont conçus pour retarder mais améliorer la combustion et augmenter la longueur des flammes, permettant ainsi à la chaleur dégagée lors de la combustion de réduire les pics de température. Le mélange air / carburant réduit la disponibilité en oxygène et la température maximale de la flamme, retardant ainsi la conversion de l'azote lié au carburant en NOx et la formation de NOx thermique, tout en maintenant un rendement de combustion élevé.

Déclinaison Centrale B :

Ces technologies de brûleurs sont généralement associées à une conception modifiée de la chambre de combustion du four.

Leur implantation sur la Centrale B est en cours d'investigation. A date, l'exploitant n'a toujours pas identifié de fournisseur en mesure de lui indiquer si des brûleurs bas-NOx pourraient s'adapter sur les équipements de la centrale B. Et au-delà de l'identification de la technologie il faudrait avoir des éléments sur le temps nécessaire à leur mise en place et s'assurer qu'il soit compatible avec le phasage des arrêts.

4.1.1.2 Recirculation des fumées (FGR)

Concernant les mesures secondaires, la mise en place de recirculation des fumées est listée et fait partie des pratiques courantes.

Description de la technique :

La recirculation des gaz de combustion entraîne une réduction de l'oxygène disponible dans la zone de combustion et, en refroidissant directement la flamme, une diminution de la température de la flamme. Par conséquent, la conversion de l'azote lié au combustible et la formation de NOx thermique sont réduites.

Comme le montre la figure ci-après, une partie des gaz de combustion (20-30% à des températures d'environ 350 à 400 °C) est extraite du flux de gaz de combustion principal en aval du préchauffeur d'air, généralement avant que les particules ne soient éliminées, puis recyclé à la chaudière. Les gaz de combustion recirculés peuvent être mélangés avec de l'air de combustion en amont du brûleur ou avec de l'air intermédiaire. Des brûleurs spéciaux conçus pour fonctionner sur des gaz de combustion recirculés sont nécessaires pour que les débits élevés soient recyclés.

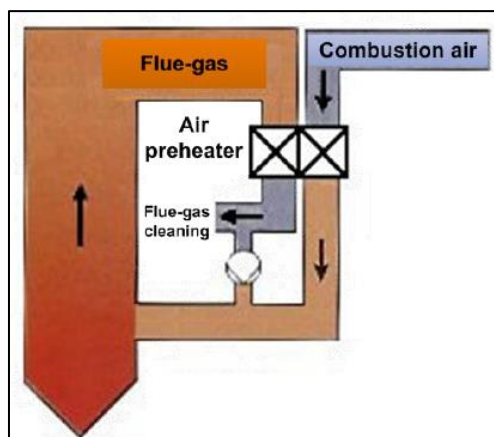


Figure 28 : Recirculation des fumées dans une chaudière (source BREF GIC 2017)

Effets connexes associés et prérequis à la mise en œuvre :

Le document de référence indique qu'une réduction de 20 à 60% des concentrations de NO_x serait atteignable avec cette technologie. Et rappelle que la mise en œuvre de la technique nécessite :

- L'installation de conduits et de commandes qui peuvent être contrainte par la configuration de l'installation ;
- Des mises à niveau des composants qui peuvent être nécessaires pour prendre en charge le mélange air entrant / FGR à volume plus élevé et à température plus élevée (par exemple, des ventilateurs).

A noter les effets connexes associés à l'ajout d'une FGR, à savoir :

- Production de plus de carbone non brûlé dans les imbrûlés ;
- Risque de corrosion des canalisations d'admission et des ventilateurs car les gaz de combustion sont refroidis lorsqu'ils sont mélangés à de l'air entrant ;
- L'adaptation d'un FGR peut entraîner une réduction de la capacité de l'unité de combustion ;
- L'instabilité de la flamme peut limiter la quantité de la recirculation des gaz et donc la réduction de NO_x ;
- Les risques d'exploitation supplémentaires dus aux défaillances du FGR et à leur impact sur la combustion des brûleurs doivent être gérés ;
- S'il y a une quantité excessive de gaz de combustion recirculés, cela peut entraîner certaines limites opérationnelles, par exemple : problèmes de corrosion lors de la combustion d'un combustible contenant du soufre ; efficacité des cylindres due à une augmentation de la température au niveau de la cheminée ; ou augmentation de la consommation d'énergie pour les ventilateurs. Par conséquent, les exploitants cherchent généralement à limiter la quantité de gaz de combustion recyclés (à environ 30%) et à compenser les émissions de NO_x plus élevées en utilisant des brûleurs avancés à faible émission de NO_x.

Déclinaison Centrale B :

La mise à niveau des chaudières existantes avec la recirculation des gaz de combustion présente des difficultés d'adaptation, principalement en raison de l'espace qui n'est pas disponible sur un réseau de conduite déjà bien condensé et aussi en raison des pertes d'efficacité de la chaudière et des brûleurs.

La **réduction associée de NO_x ne permettrait pas d'atteindre le NEA MTD**. Cette technique n'est pas investiguée davantage.

4.1.1.3 Réduction Catalytique Sélective (SCR) ou Réduction Non Catalytique Sélective (SNCR)

Selon le document de référence, des techniques secondaires de réduction des NOx, telles que la Réduction Catalytique Sélective (SCR) ou Réduction Non Catalytique Sélective (SNCR), ont été appliquées à un certain nombre de chaudières au fioul. La SCR est une technique éprouvée pour les installations de combustion à combustible liquide.

Pour les chaudières existantes fonctionnant avec des variations de charge fréquentes et intenses, les systèmes SCR et SNCR doivent être correctement conçus et adaptés pour faire face aux conditions variables.

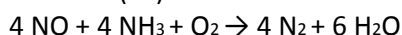
La SNCR pourrait être appliquée à des chaudières au fioul de toutes tailles. Les techniques de SNCR incluent l'utilisation d'une solution de NH3 liquide, de NH3 gazeux et d'urée en solution ou d'urée solide comme agents de réduction. L'agent de réduction est injecté dans la chambre de la chaudière dans des zones où la température est d'environ 900 ° C. Cette réaction se produit normalement à haute température. L'intérêt du catalyseur (SCR) est qu'il permet de favoriser la réduction des NOx à des températures plus basses. C'est ce qui donne l'avantage à la technologie SCR par rapport à celle dite non catalytique (SNCR). De plus en SCR, la quantité d'ammoniac nécessaire est plus faible car la réaction est plus complète.

Cette technique avec trois niveaux de catalyseurs permet d'atteindre jusqu'à 92% de réduction des NOx. Une régénération quinquennale des catalyseurs est nécessaire.

Nous **retenons** donc la **technique SCR** pour cet exercice.

Description de la technique SCR :

Le système de dénitrification (DeNOx), de type « réduction catalytique sélective » (SCR), est basé sur une transformation chimique des oxydes d'azote (NOx) qui, par contact avec de l'ammoniac (NH3), produisent de l'eau (H2O) sous forme vapeur et de l'azote (N2):



La figure suivante montre comment peut être positionné le système de SCR sur un circuit de fumées en sortie d'une chaudière.

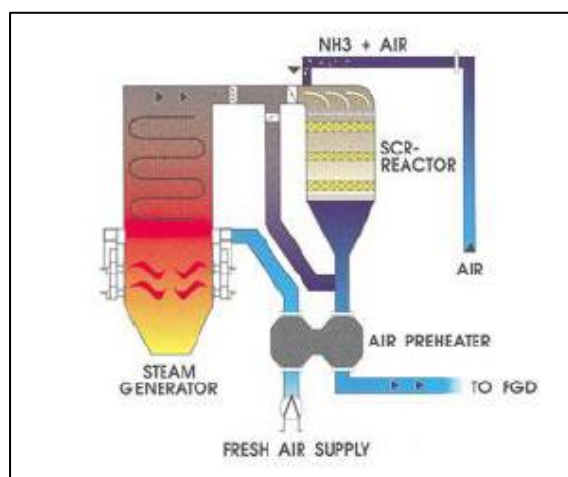


Figure 29 : Schéma de principe du système DeNOx

On injecte d'abord de l'ammoniac dans les fumées dont la température idéale doit se situer entre 300°C et 450°C. Celles-ci traversent un catalyseur qui favorise la réaction chimique entre les oxydes d'azote et l'ammoniac. A la sortie du catalyseur, les fumées sont débarrassées des oxydes d'azote.

Cette réaction se produit normalement à haute température. L'intérêt du catalyseur est qu'il permet de favoriser la réduction des NOx à des températures plus basses. C'est ce qui donne l'avantage à cette

technologie par rapport à celle dite non catalytique. De plus ici, la quantité d'ammoniac nécessaire est plus faible car la réaction est plus complète.

Les catalyseurs utilisés peuvent avoir différentes formes géométriques telles que les types en nid d'abeille, en plaque ou ondulé. Plusieurs niveaux de catalyseurs sont généralement prévus, avec la possibilité d'ajouter un nouveau plateau au bout de quelques années, en fonction du vieillissement des autres plateaux. La figure suivante illustre la constitution d'un système de DeNOx SCR.

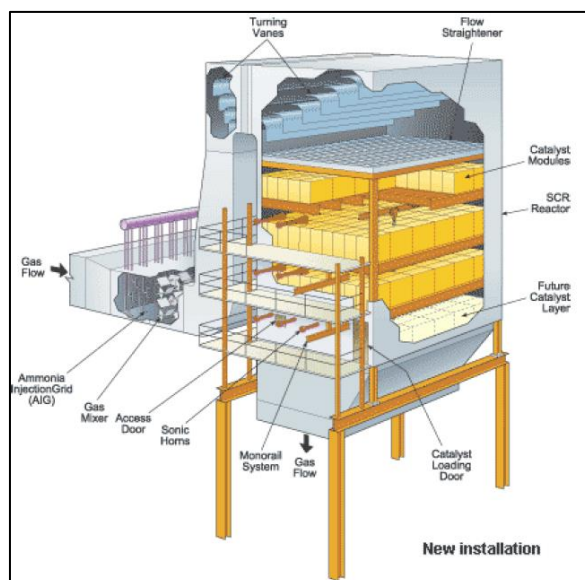


Figure 30 : Exemple de coupe d'un système DeNOx SCR avec plusieurs niveaux de catalyseurs (3+1 niveaux)

Les catalyseurs sont sélectionnés après une étude de la teneur en poussières dans les gaz d'échappement, des caractéristiques de la poussière et de la perte de charge admissible dans le réacteur SCR.

Le document de référence indique que la durée de vie du catalyseur varie généralement de 8 à 12 ans dans les centrales au fioul et fonction de la charge. Ceci est bien sûr très dépendant du contexte d'exploitation de dimensionnement et de VLE visées.

Le niveau de réduction atteignable est de -70 à -90% de NOx.

Déclinaison Centrale B :

Les fumées en sortie des chaudières de la centrale B sont à 380°C, soit dans la gamme exigée pour une efficacité de la technique.

Pour un premier dimensionnement et chiffrage d'une SCR aux chaudières de la Centrale B, nous nous sommes basés sur les données du projet Centrale C de 2015.

Nous retenons des **catalyseurs** sous forme de plateaux perforés avec des nids d'abeilles et au travers desquels passe le mélange gaz et ammoniac. Ils sont constitués d'oxydes métalliques (V_2O_5 , WO_3 , TiO_2).

Etant donné que l'efficacité de la réaction est liée à la température des fumées, il sera nécessaire de placer l'équipement immédiatement en sortie de chaudière. Chacune des quatre chaudières devra donc être équipée séparément (un traitement en aval des 4 chaudières nécessiterait un réchauffage des fumées et donc une perte d'énergie).

Le projet Centrale C envisageait, sur chaque tranche, un système SCR, avec une section de passage des gaz sur les catalyseurs de 7 x 7m, 3 niveaux de catalyseurs et un 4^{ème} restant disponible pour ajouter un nouveau plateau au bout de quelques années, en fonction du vieillissement des autres plateaux.

Soit un équipement d'un volume approximatif de $7m \times 7m \times 5m = 245m^3$.

Chaque tranche de la centrale C équivalait, en volume de fumées (292 000Nm³/h), à environ 2 tranches de la centrale B (2 x 150 000 Nm³/h). Mais la centrale B n'ayant aucune mesure primaire d'abattement des NOx, la réduction de NOx à réaliser est plus importante.

En première approximation nous considérons la mise en place d'une unité SCR de moitié de taille que ceux de la centrale C et sur chaque chaudière de la centrale B. Soit un équipement d'un volume d'environ 126m³ (6m x 6m x 3,5m).

A noter qu'en terme d'espace disponible l'installation de cet équipement serait techniquement contraint comme l'illustre le plan de la centrale B ci-dessous :



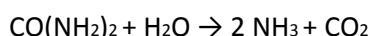
Photo 6 : Centrale B – zone sorties chaudières - cheminées

A noter que le système devra être équipé des instruments de mesure nécessaires pour surveiller l'efficacité de la réduction des NOx mais aussi la fuite d'ammoniac.

Un **bypass** du système doit être prévu pour les phases transitoires de démarrage et d'arrêt des chaudières. Les variations de température qui peuvent être importantes pendant ces phases seraient dangereuses pour les catalyseurs risquant de les polluer et de les boucher.

Pour cet exercice de première estimation de l'enjeu, nous considérons qu'il n'est pas prévu de stockage d'ammoniac. Ce dernier serait fabriqué en ligne à partir d'urée au fur et à mesure des besoins.

Au-delà de l'espace requis pour mettre en place les SCR il faudra donc un espace de **stockage de l'urée**, de mise en solution et enfin un espace dédié à l'hydrolyse de la solution d'urée afin de la décomposer en une mixture d'ammoniac, de dioxyde de carbone et de vapeur d'eau selon la réaction suivante :



Pour **l'hydrolyse**, la température doit être comprise entre 120°C et 180°C et la pression entre 4 et 10 bars. Les conduites entre l'hydrolyseur et le système de dénitrification devront être chauffés pour éviter que l'ammoniac ne se solidifie. Le gaz d'ammoniac produit est alors extrait de l'hydrolyseur et alimenté à une vitesse contrôlée à l'emplacement requis.

Le volume d'urée nécessaire est déterminé en retenant 3,5 t d'urée /t NOx à dépolluer.

Soit pour 2 832t NOx à abattre par an, niveau associé à la moyenne annuelle attendue pour les MTD, un volume de 9 917 t d'urée.

Le SCR permettrait de traiter les fumées avec une efficacité de plus de 90 % et permettrait d'atteindre la concentration maximale de 110 mg/Nm³ de NOx en sortie cheminée, à 3% de O₂, telle que proposée dans les MTD.

Contrainte d'espace :

Au-delà de la limite pour équiper l'exhaure des fumées des chaudières d'un SCR, cette technologie de DeNOx va requérir de l'espace pour :

- Le stockage de l'urée (consommation annuelle d'un peu moins de 10 000 t par an et donc l'approvisionnement sera forcément en export ;
- Une zone de mise en solution de l'urée ;
- Une zone d'hydrolyse de l'urée pour production d'ammoniac alimentant le SCR.

Coûts :

CAPEX

Selon le document de référence, sur la base de données européennes de 2000-2005 les coûts d'investissement d'une unité SCR, sont proposés en utilisant la formule suivante :

I.C = Cout d'investissement pour une unité SCR traitant x million de m³/h

I.C = (x million de m³/ h / 1 million de m³/ h)^{0,7} x 15 M€

Les coûts pour les catalyseurs sont donnés à 15 000€/m³.

Etant donné les volumes de gaz en jeu (environ 1 400 000 m³/h) pour l'ensemble des 4 tranches en sortie chaudière des fumées, le volume des catalyseurs proposés (126m³/tranche) et tenant compte de la correction liée au surcoût des activités en Nouvelle Calédonie, le CAPEX de la mise en œuvre de SCR serait au total de **7 907 MCPF** (66 M€).

OPEX

Un chiffrage des coûts d'opération et présenté ici en ne tenant compte que des coûts de consommation d'urée.

En faisant l'hypothèse d'un coût d'achat de l'urée de 0,35US\$/kg et pour une consommation annuelle de 9917t, les coûts d'opération s'élèveraient à **373 MCPF/an** (3,12 M€/an).

A noter que les chiffrages présentés ici ne tiennent pas compte des équipements de préparation suivant :

- le stockage de l'urée, qui devra être approvisionnée depuis l'étranger, un bâtiment dédié serait à envisager. Pour le projet de Centrale C le bâtiment dédié couvrirait sur une surface de 140m² en 2 niveaux, et permettrait de stocker 420 tonnes d'urée.
- sa mise en solution et son pompage vers l'étape d'hydrolyse;
- l'hydrolyse de l'urée.

Les surcoûts d'énergie ne sont pas évalués. Deux types de surcoûts sont à attendre : d'un côté la consommation d'énergie pour opérer le nouveau système (pompes, compresseurs, réchauffeurs, vannes, ...); d'un autre côté, ce type d'installation crée un échange de chaleur entre le gaz chaud sortant de la chaudière et les catalyseurs, ce qui refroidit légèrement ce gaz et réduit l'efficacité de la phase de réchauffage du gaz de combustion aujourd'hui en place. Ceci se traduira certainement par une baisse d'efficacité de la centrale et une augmentation de la conso spécifique.

Le remplacement des catalyseurs qui se fait, en général, tous les 5 ans, constitue également un coût.

4.1.2 Dépoussiérage des fumées

La MTD relative à la limitation et la réduction des émissions de poussières présente différentes techniques. On retrouve essentiellement des électrofiltres ou des filtres à manches. Les autres techniques sont appliquées en complément d'autres mesures.

Selon le document de référence les chaudières à fioul utilisent majoritairement des **électrofiltres**. Pour le présent exercice nous avons retenu d'investiguer cette technique de dépoussiérage. A noter que la température des gaz en sortie de chaudière et après SCR, limite l'utilisation de filtre à manches en créant un risque d'incendie. La perte de charge serait notablement plus élevée avec un filtre à manches engendrant des coûts opérationnels très supérieurs. De ce fait, et dans le contexte d'une étude de positionnement il n'est pas jugé pertinent d'investiguer plus en détail cette technique.

4.1.2.1 Electrofiltre

Description de la technique :

Un électrofiltre est constitué de plaques métalliques verticales, dites plaques collectrices, entre lesquelles pendent des électrodes et où circulent les gaz à épurer.

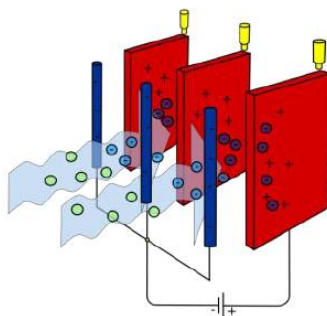


Figure 31 : Schéma de principe d'un électrofiltre

Le principe de fonctionnement de l'électrofiltre repose sur un champ électrique résultant de l'application d'une haute tension continue entre les fils et les plaques. Pour que ce champ électrique soit suffisant, la tension continue appliquée est de plus de 100 000 volts. Les particules solides se chargent électriquement et sont précipitées sur les plaques collectrices où elles s'accumulent et commencent à s'agglomérer entre elles. Un frappage mécanique régulier sur les plaques fait tomber les poussières par paquet dans les trémies réceptrices sous le filtre. De là, elles sont évacuées.

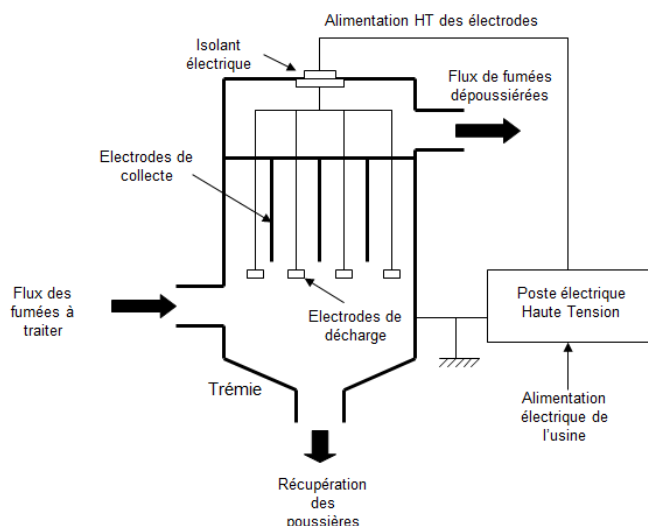


Figure 32 : Schéma d'un électrofiltre

L'électrofiltre permet de traiter les fumées avec une efficacité de plus de 99,5 % et permettrait d'atteindre une concentration maximale de 10 mg/Nm^3 de poussières en sortie cheminée, à 3% de O_2 , tel que proposé dans les MTD.

Déclinaison Centrale B :

Pour favoriser la captation des poussières par les plaques, la section de passage doit être grande de façon à réduire la vitesse des gaz. C'est ce qui fait que les électrofiltres sont souvent très volumineux.

L'espace nécessaire à l'implantation d'un électrofiltre nécessite forcément qu'il soit aménagé hors de la zone de la Centrale B. En conséquence, l'ensemble des fumées des 4 tranches pourraient être traités conjointement et non par tranche. Pour donner de la flexibilité sur la maintenance des équipements 2 électrofiltres disjoints pourraient être envisagés.

Dans le cadre du projet de la Centrale C, la conception prévoyait 2 électrofiltres en aval de la DeNOx et avec un volume de gaz de l'ordre de $600\,000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ ($1\,000\,000 \text{ m}^3/\text{h}$ à 250°C) la taille des électrofiltres prévus était de l'ordre de 40 m de long, 20 m de large et 30 m de haut. Soit une empreinte minimum au sol de 800 m^2 . La section de passage des gaz était de l'ordre de 20 m x 12 m, soit une vitesse des gaz sera suffisamment faible (environ 1 m/s) pour optimiser la captation des poussières.

Coûts :

CAPEX

Avec des volumes de gaz équivalents entre les 4 tranches de la centrale B et les deux tranches de la centrale C, et bien que la charge en poussières du projet Centrale C était sans doute supérieure car la centrale utilisait du charbon, nous utilisons le chiffrage pour estimer le CAPEX de 2 électrofiltres à installer aux abords de la Centrale B.

L'ingénierie de la Centrale C avait quantifié à **1 673 MCPF** (14M€) les deux électrofiltres.

OPEX

Le chiffrage des coûts d'opération donné ici ne compte que des coûts de traitement des poussières collectées.

Sur la base d'une valeur limite d'émissions à $10\text{mg}/\text{Nm}^3$ et tenant compte d'un niveau d'émissions actuel à $145\text{mg}/\text{Nm}^3$, le volume de poussières collectées est de 648t/ an. Il s'agira de déchets dangereux qui devront faire l'objet d'un traitement hors du territoire. En faisant l'hypothèse d'un coût de traitement en Nouvelle Zélande à 190 000 CFP/t (source : coût de traitement des imbrulés de la centrale), les coûts d'opération lié au traitement des déchets s'élèveraient à **123 MCFP/an** (1,032 M€/an).

Les coûts associés au stockage des poussières collectées, ainsi que ceux liés à la consommation d'énergie ne sont pas estimés.

4.1.3 Désulfurisation

Les techniques de réduction des émissions de SO_2 qui pourraient être envisagées pour la centrale B sont :

- soit une technique dite primaire : le choix de fuel très bas soufre. Ce scénario est étudié ci-après ;
- soit une technique secondaire : la désulfuration des fumées par voie humide. D'autres procédés de traitement secondaire sont évoqués dans le document de référence mais pour une centrale de la taille de la centrale B c'est systématiquement la désulfuration des fumées par voie humide (FGD par voie humide) ou épurateur par voie humide qui est mis en œuvre.

4.1.3.1 Choix du combustible bas Soufre

Description de la technique :

Les rejets de SO_2 d'une centrale sont en lien direct avec le soufre contenu dans les combustibles alimentés. L'utilisation de combustible à plus faible teneur en S permet de réduire les émissions.

Déclinaison Centrale B :

La substitution des fuels actuellement utilisés par des qualités de fuel à faible teneur en soufre, soit 500ppm de S ou 0,05% de S, permettrait d'atteindre un niveau de SO_2 dans les rejets équivalent à celui des MTD ($\text{SO}_2 < 110\text{mg}/\text{Nm}^3$).

Une bascule au GNL nécessiterait des investissements de logistique GNL très conséquents (plusieurs centaines de MUSD), et un coût énergétique du GNL qui n'est pas significativement inférieur au fuel.

Coût :

Les coûts du fuel à faible teneur en soufre (0,05% S) affichés à date au départ de Singapour ont été retenus pour calculer la majoration en regard des fuels actuellement approvisionnés à la Centrale B (35% VLSFO à 1% de S et 65% LSFO à 2% de S).

Il est retenu une consommation annuelle de 320 kT.

Sur cette base le **surcoût annuel serait de 5200 MXPF (43,5M€/an)**

4.1.3.2 Désulfuration des fumées par voie humide

Cette technologie permet d'atteindre un niveau élevé d'abattement ($> 90\%$) avec une haute efficacité.

Adaptée à la Centrale B elle permettrait d'atteindre la concentration maximale de $200\text{ mg}/\text{Nm}^3$ de SO_2 en sortie cheminée, à 3% de O_2 , telle que proposée dans la délibération GIC.

Nous avons retenu cette technologie **désulfuration humide au calcaire** pour le présent exercice.

Description de la technique :

Le principe général de la désulfuration humide est illustré dans la figure ci-dessous :

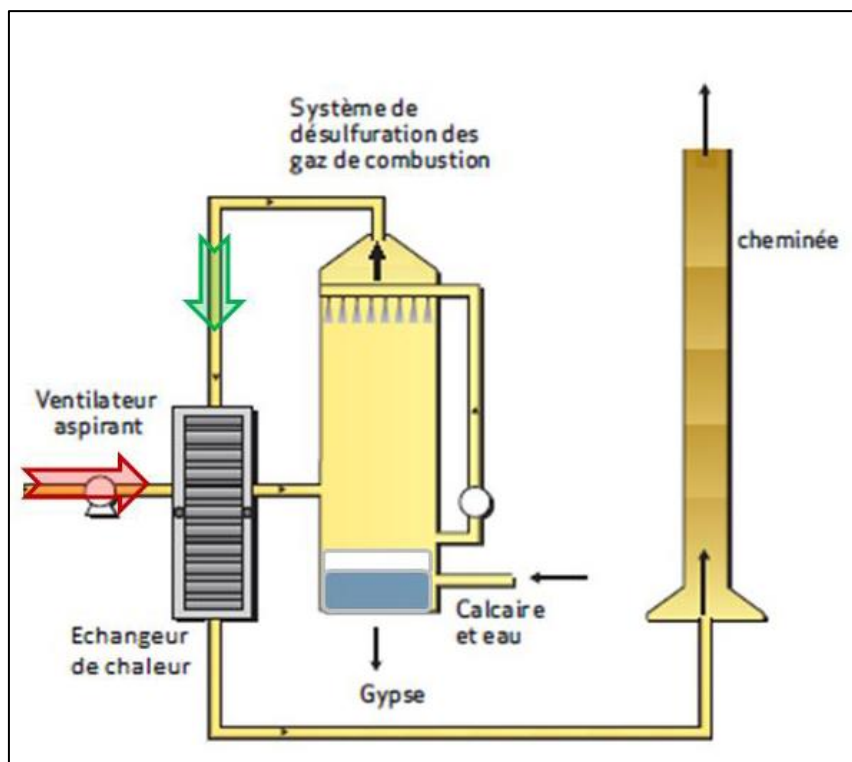


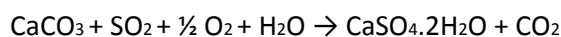
Figure 33 : Schéma de principe du système de désulfuration humide

Les gaz chauds transitent dans un échangeur croisé de chaleur où ils se refroidissent (flèche rouge). Ils passent ensuite dans la tour de lavage où il y a plusieurs niveaux de pulvérisateurs d'eau chargée de calcaire qui les débarrasse du SO₂. Les gaz sortent alors de la tour de lavage, repassent dans l'échangeur croisé où ils se réchauffent (flèche verte), puis sont envoyés à la cheminée.

Le refroidissement préalable des fumées par un échangeur au contact des fumées désulfurées humides permet de les réchauffer avant rejet à l'atmosphère. Cette étape de réchauffage avant rejet l'atmosphère est importante afin :

- De limiter les effets de corrosion,
- D'améliorer la dispersion des fumées épurées,
- Et de réduire la fréquence d'un panache visible.

Les réactions chimiques qui se déroulent dans ce procédé sont globalement représentées par la formule suivante :



La performance de cette désulfuration permet d'atteindre un taux d'abattement d'environ 90 % de SO₂.

Le fonctionnement de l'absorbeur ou « colonne à pulvérisation » est illustré sur la figure ci-après :

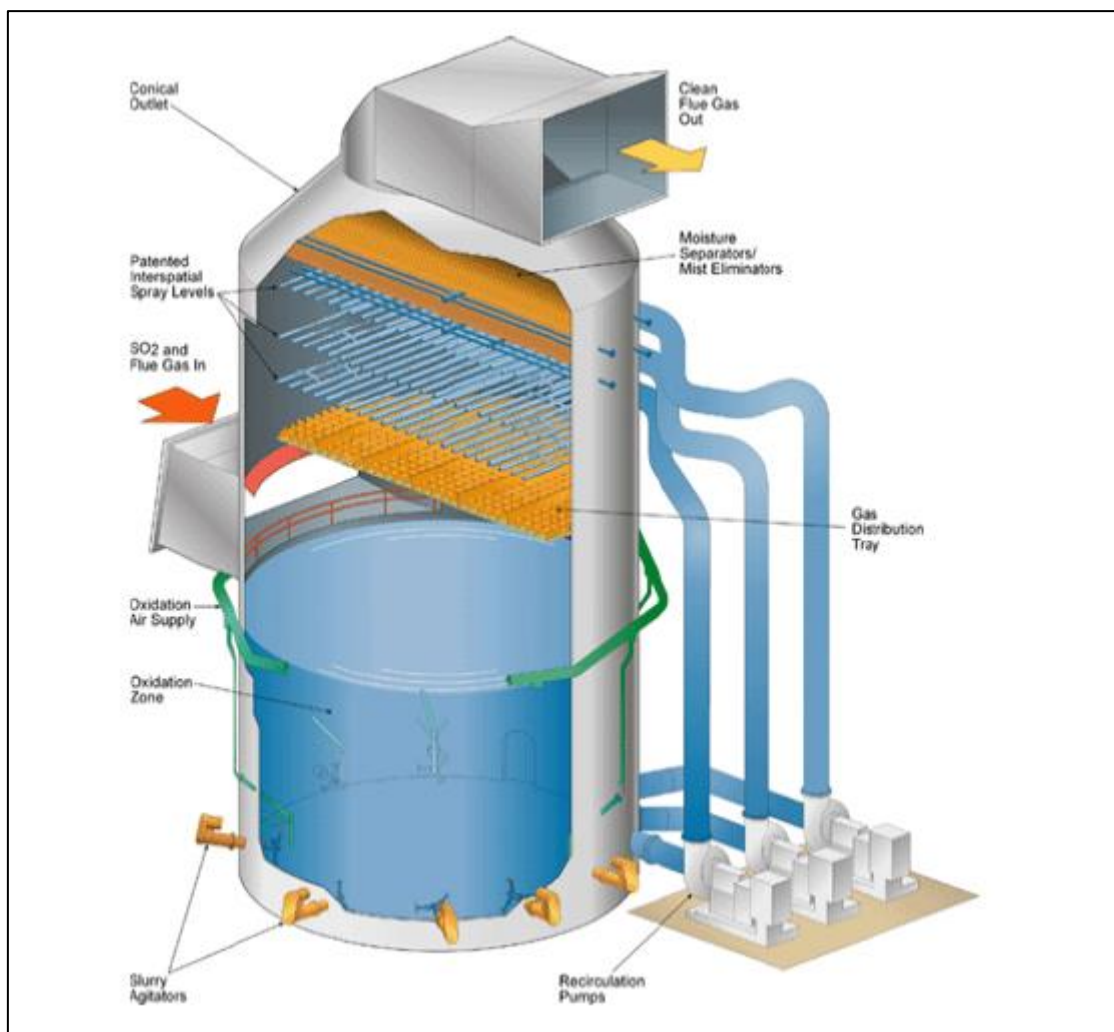


Figure 34 : Absorbeur à pulvérisation

Les fumées refroidies rejoignent l'absorbeur, elles sont lavées en traversant une solution de calcaire (CaCO_3). Au contact de la solution, le dioxyde de soufre (SO_2) des fumées se transforme en gypse ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). Celui-ci est extrait de l'absorbeur et déshydraté.

L'absorbeur de type « colonne à pulvérisation » permet de limiter les phénomènes d'encrassement par la solution de calcaire et le gypse.

La surface de contact gaz-liquide est créée en dispersant le liquide sous forme de gouttelettes dans les fumées.

La solution de calcaire tourne en boucle dans l'absorbeur via des pompes de recirculation. Le calcaire est ajouté en permanence dans le fond de l'absorbeur pour s'assurer que la capacité de "lavage" reste constante.

Pour empêcher les dépôts en pied d'absorbeur, la boue est maintenue en suspension à l'aide d'un agitateur.

Une injection d'air se fait en partie inférieure de l'absorbeur et favorise le phénomène d'oxydation. Cette oxydation forcée favorise la production de « gros cristaux » de gypse et favorise donc le procédé de déshydratation en aval.

En partie supérieure de la tour, non représenté sur les figures précédentes, les fumées traversent un dévésiculeur pour éviter l'entraînement de gouttelettes vers la cheminée.

Déclinaison Centrale B :

Puisque faisant suite à la dénitrification des fumées les rejets des 4 tranches de la centrale B se rejoignent dans deux électrofiltres, il pourrait être envisagé de compléter les équipements de 2 tours de lavage pour la désulfuration.

En se calquant sur le projet centrale C pour lequel les volumes de gaz sont similaires, on aurait des tours d'environ 8 m de diamètre pour une hauteur de l'ordre de 20 m. Un ensemble de pompes devra permettre d'assurer la recirculation de la solution.

En amont, le calcaire, à hauteur de 24 000 tonnes (hypothèse : 2,95t de calcaire par tonne de SO₂ à abattre) par an utilisé comme réactif pour réduire la teneur en SO₂ des fumées va de pair avec un ensemble d'équipement :

- Le stockage du calcaire,
- Broyage du calcaire,
- La préparation de la solution de calcaire finement broyé.

En aval, des silos de stockage du gypse seront à prévoir ainsi qu'une zone de stockage moyen terme dans la mesure où la valorisation du produit sur le territoire sera limitée par la taille du marché versus les volumes produits. Une filière d'export sera à identifier.

Enfin une station de traitement des eaux de lavage des gaz sera nécessaire avant leur rejet vers le milieu naturel.

Coûts :

CAPEX

Le coût d'investissement d'une désulfuration par voie humide est lié au flux de gaz en jeu. Selon le document de référence, les coûts de réaménagement d'une installation existante (rétrofitage) sont beaucoup plus chers que les investissements dans un projet entièrement neuf (greenfield).

Le document de référence indique un coût variant de 60 à 300€/kWe. Soit, décliné à la Centrale B et tenant compte de la correction liée au surcoût des activités en Nouvelle Calédonie, un montant de **7 455 MCFP (62,4M€)**.

OPEX

Pour les coût d'opération et de maintenance, le document de référence indique une fourchette de 750€ à 1150€/ tonne de SO₂. Soit, décliné à la Centrale B et tenant compte de la correction liée au surcoût des activités en Nouvelle Calédonie, un montant de **1 449 MCFP (12,13M€)**.

III.5.1 Résumé des coûts options de Désulfuration

Polluant	Techniques considérées ⁽¹⁾	Motif	Coût transfert sur Centrale B	
			CAPEX	OPEX
Emissions atmosphériques de SO ₂	Utilisation de fuel à très basse teneur en soufre	<i>La substitution des fuels actuellement utilisés par des qualités de fuel à faible teneur en soufre. Soit à 500ppm de S ou 0,05%S permettrait d'atteindre un niveau de SO₂ dans les rejets le niveau de SO₂ des MTD (SO₂ < 110mg/Nm³).</i>	-	5 200MCFP/an (43,5M€/an)
	Désulfuration humide au calcaire	Cette technique est la plus couramment utilisée pour des chaudières fuel selon les données du document de référence des Grandes Installations de Combustion. D'autant plus s'il se trouve en aval de l'électrofiltre une unité de lavage des gaz qui complète le	7 455 MCFP (62,4M€)	1 449MCFP/an (12,13M€/an)

Le coût annuel prohibitif d'une substitution de la qualité du fuel démontre la pertinence d'une option de traitement aval.

4.2 Traitement des émissions aqueuses

Le traitement des effluents aqueux concerne principalement deux types de rejets :

- Les eaux issues du lavage des chaudières et des réchauffeurs d'air ;
- Les eaux de régénération des résines de la station de déminéralisation.

Concernant issues du lavage des chaudières et des réchauffeurs d'air, une étude de faisabilité a été réalisée en 2004. Le traitement prévoyait :

- Une séparation solide par hydrocyclones
- Suivi d'un traitement physico-chimique par neutralisation pH, récupération métaux lourds avant une séparation solide finale.

L'estimation des coûts suivante (+/- 30%) :

CAPEX : 145 MXP (100 MF estimé en 2004, réévalué selon l'évolution de l'indice BT21)

OPEX : 3.4 MXP (*hors transport des déchets ultimes et mise en décharge autorisée*).

L'étude concluait sur le caractère prohibitif du projet (construction, exploitation et maintenance) au regard de son faible taux de marche prévisionnel (environ 1000 heures par an).

Concernant les eaux de régénération des résines de la station de déminéralisation, un chiffrage récent réalisé par la société ENERCAL pour la mise en conformité d'une installation équivalente s'élève à :

CAPEX : 15 MXP (+/- 30%)

OPEX : non évalué

Pour ces deux effluents, compte tenu du remplacement programmé de la centrale et de l'absence d'impact sur l'environnement relevé en aval du point de rejet (mesure de la qualité des eaux au point de rejet réglementaire E1 et surveillance du milieu marin au droit de l'Anse Uaré), leur mise en œuvre n'apparaît pas aujourd'hui pertinente.

4.3 Résumé sur les techniques pour la mise en conformité et conclusions

Afin de mettre en conformité la Centrale B au regard des prescriptions de la délibération GIC, en phase avec les MTD, une action principale serait de l'équiper d'une chaîne de dépollution des rejets atmosphériques.

Comme nous venons de le voir, la configuration type de la dépollution pourrait s'organiser comme suit :

- Une unité de Dénitrification sur chacune des tranches et utilisant la technologie SCR ;
- Deux électrofiltres en aval des quatre tranches et après la dénitrification par SCR ;
- Un choix de fuel à faible teneur en soufre (0,05%S) ou deux unités de désulfuration en dernière étape de traitement des rejets.

Une première estimation, très macroscopique, des coûts d'implantation de tels équipements indique pour chaque scénario :

Avec la substitution de fuel à 0,5%S :

Polluant	Techniques considérées ⁽¹⁾	Etudiée ?	Motif	Coût transfert sur Centrale B		Non inclus
				CAPEX	OPEX	
Emissions atmosphériques de NOx	Brûleurs bas-NOx	NON	La mise en œuvre de cette technique requiert une conception spécifique de la chambre de combustion du four.	Non étudié		
	Recirculation des fumées (FGR)	NON	Le manque d'espace disponible sur les réseaux de conduites existantes ne permet pas l'adaptation d'une recirculation des fumées.	Non étudié		
	Réduction Catalytique Sélective (SRC)	OUI	La présence de catalyseurs permet d'obtenir la réduction des NOx à des températures plus basses et nécessite moins de réactif (ammoniac) car la réaction est plus complète.	7 907 MCFP (66M€)	373MCFP/an (3,12M€/an)	OPEX comprend uniquement le coût d'approvisionnement de l'urée. Stockage de l'urée sur site, mise en solution et hydrolyse ne sont pas chiffrés; ni les surcoûts d'énergie.
	Réduction Non Catalytique Sélective (SNCR)	NON	Pour une réduction efficace des NOx, sans catalyseur, il faut élever la température des fumées à environ 900°C. Les fumées émises par la centrale en sortie de chaudière sont à 380°C. La technique SCR est donc privilégiée.	Non étudié		
Emissions atmosphériques de poussières	Electrofiltre	OUI	Cette technique est la plus couramment utilisée pour des chaudières fuel selon les données du document de référence des Grandes Installations de Combustion. D'autant plus s'il se trouve en aval de l'électrofiltre une unité de lavage des gaz qui complète le	1 673 MCFP (14M€)	123MCFP/an (1,03M€/an)	L'OPEX comprend uniquement le coût de traitement des cendres. La consommation d'énergie et le stockage transitoire des cendres ne sont pas chiffrés.
	Filtre à manches	NON	Cette technique est rarement utilisée pour des chaudières fuel selon les données du document de référence des Grandes Installations de Combustion. La température des gaz est une explication et aussi le fait qu'il y a en aval une unité de lavage des gaz qui complète le dépoussiérage.	Non étudié		
Emissions atmosphériques de SO ₂	Utilisation de fuel à très basse teneur en soufre	OUI	La substitution des fuels actuellement utilisés par des qualités de fuel à faible teneur en soufre. Soit à 500ppm de S ou 0,05%S permettrait d'atteindre un niveau de SO ₂ dans les rejets le niveau de SO ₂ des MTD (SO ₂ < 110mg/Nm ³).	-	5 200MCFP/an (43,5M€/an)	Non retenu car Coût prohibitif comparé à une installation de désulfuration.
	Désulfuration humide au calcaire	OUI	Cette technique est la plus couramment utilisée pour des chaudières fuel selon les données du document de référence des Grandes Installations de Combustion. D'autant plus s'il se trouve en aval de l'électrofiltre une unité de lavage des gaz qui complète le	7 455 MCFP (62,4M€)	1 449MCFP/an (12,13M€/an)	Coût globaux sur l'axe du document de référence
Total (avec fuel 0,05%S) :				9 580 MCFP (80M€)	52 496 MCFP/an (47,7M€/an)	

(1) Les techniques considérées pour une mise en œuvre sur la Centrale B sont retenues sur la base des données du document de référence; il s'agit des techniques principalement utilisées pour des chaudières à fioul.

Avec l'option de désulfuration aval :

Polluant	Techniques considérées ⁽¹⁾	Etudiée ?	Motif	Coût transfert sur Centrale B		Non inclus
				CAPEX	OPEX	
Emissions atmosphériques de NOx	Brûleurs bas-NOx	NON	La mise en œuvre de cette technique requiert une conception spécifique de la chambre de combustion du four.	Non étudié		
	Recirculation des fumées (FGR)	NON	Le manque d'espace disponible sur les réseaux de conduites existantes ne permet pas l'adaptation d'une recirculation des fumées.	Non étudié		
	Réduction Catalytique Sélective (SRC)	OUI	La présence de catalyseurs permet d'obtenir la réduction des NOx à des températures plus basses et nécessite moins de réactif (ammoniac) car la réaction est plus complète.	7 907 MCFP (66M€)	373MCFP/an (3,12M€/an)	OPEX comprend uniquement le coût d'approvisionnement de l'urée. Stockage de l'urée sur site, mise en solution et hydrolyse ne sont pas chiffrés; ni les surcoûts d'énergie.
	Réduction Non Catalytique Sélective (SNCR)	NON	Pour une réduction efficace des NOx, sans catalyseur, il faut élever la température des fumées à environ 900°C. Les fumées émises par la centrale en sortie de chaudière sont à 380°C. La technique SCR est donc privilégiée.	Non étudié		
Emissions atmosphériques de poussières	Electrofiltre	OUI	Cette technique est la plus couramment utilisée pour des chaudières fuel selon les données du document de référence des Grandes Installations de Combustion. D'autant plus s'il se trouve en aval de l'électrofiltre une unité de lavage des gaz qui complète le	1 673 MCFP (14M€)	123MCFP/an (1,03M€/an)	L'OPEX comprend uniquement le coût de traitement des cendres. La consommation d'énergie et le stockage transitoire des cendres ne sont pas chiffrés.
	Filtre à manches	NON	Cette technique est rarement utilisée pour des chaudières fuel selon les données du document de référence des Grandes Installations de Combustion. La température des gaz est une explication et aussi le fait qu'il y a en aval une unité de lavage des gaz qui complète le dépoussiérage.	Non étudié		
Emissions atmosphériques de SO ₂	Utilisation de fuel à très basse teneur en soufre	OUI	La substitution des fuels actuellement utilisés par des qualités de fuel à faible teneur en soufre. Soit à 500ppm de S ou 0,05%S permettrait d'atteindre un niveau de SO ₂ dans les rejets le niveau de SO ₂ des MTD (SO ₂ < 110mg/Nm ³).	-	5 200MCFP/an (43,5M€/an)	Non retenu car Coût prohibitif comparé à une installation de désulfuration.
	Désulfuration humide au calcaire	OUI	Cette technique est la plus couramment utilisée pour des chaudières fuel selon les données du document de référence des Grandes Installations de Combustion. D'autant plus s'il se trouve en aval de l'électrofiltre une unité de lavage des gaz qui complète le	7 455 MCFP (62,4M€)	1 449MCFP/an (12,13M€/an)	Coût globaux sur base du document de référence
Total :				17 035 MCFP (142,4M€)	1 945 MCFP/an (16,3M€/an)	

(1) Les techniques considérées pour une mise en œuvre sur la Centrale B sont retenues sur la base des données du document de référence; il s'agit des techniques principalement utilisées pour des chaudières à fioul.

Sachant que n'ont pas été chiffrés :

Pour le SCR :

- le stockage de l'urée,
- sa mise en solution et son pompage vers l'étape d'hydrolyse,
- l'hydrolyse de l'urée,
- le remplacement périodique des catalyseurs,
- les surcoûts d'énergie associés.

Pour le dépoussiérage :

- Les coûts associés au stockage des poussières collectées,
- Les coûts liés à la consommation d'énergie ne sont pas estimés.

Pour la désulfuration :

- le stockage du calcaire,
- le stockage du gypse coproduit.

Au-delà de ces aspects, l'énergie nécessaire au fonctionnement des installations n'est pas quantifiée et il est clair qu'elle pénaliserait fortement le rendement de la centrale B.

De plus, le traitement des eaux de process, particulièrement les eaux de désulfuration, n'a pas du tout été abordé.

Enfin l'espace nécessaire pour de tels équipements serait de l'ordre de 3 à 4 ha sur la base de l'encombrement de la chaîne de dépollution prévue dans le projet Centrale C. Cet espace n'est pas disponible à proximité de la Centrale B. L'utilisation de la zone du terrain de foot, seule zone potentiellement libre à proximité de la centrale B, pénaliserait le projet de nouvelle centrale en rendant inutilisable cette zone, actuellement considérée comme la plus favorable pour le projet.

En conclusion, étant donné les coûts en jeu, les difficultés techniques liées aux contraintes d'espace, les délais de mise en œuvre et dans la mesure où la nouvelle centrale devrait être mise en service à moyen terme, il serait disproportionné de réaliser un tel investissement.

Sachant qu'au-delà des limites techniques, l'empreinte environnementale de tels équipements serait certainement supérieure à son bénéfice environnemental vu sa durée prévisionnelle de fonctionnement.

5 SYNTHÈSE DE L'AUDIT

Le présent exercice d'audit a permis d'identifier la conformité de la Centrale B au regard des prescriptions de la Délibération GIC et donc aussi en regard des Meilleures Techniques Disponibles (MTD) applicables aux grandes installations de combustion.

Il ressort que les écarts majeurs par rapport à ces exigences sont liés au non-respect des valeurs limites d'émission pour les rejets atmosphériques, particulièrement sur les poussières, le SO₂ et les NOx. Des écarts mineurs ont trait à la conception de l'installation.

En terme de surveillance des rejets, si les poussières et le SO₂ sont suivis en continu, ce n'est pas le cas des NOx. Des propositions sont néanmoins formulées.

Une première estimation, très macroscopique, des coûts d'implantation d'équipements de dépollution des rejets atmosphériques, et en retenant le scénario, le moins cher, d'une désulfuration aval, donne les montants suivants :

- CAPEX : 17 035 MCFP (142,4M€) ;
- OPEX : 1 945 MCFP (16M€)

Sachant que n'ont pas été chiffrés, les équipements de stockage des matières, les équipements pour les transformations intermédiaires et le stockage des déchets / coproduits.

Au-delà de ces points, l'énergie nécessaire au fonctionnement des installations n'a pas été quantifiée, ni la perte d'efficacité énergétique de l'installation actuelle et il est clair que cela pénaliserait fortement le rendement de la centrale B.

De plus, le traitement des eaux de process, particulièrement les eaux de désulfuration, n'a pas du tout été abordé. Enfin, l'espace nécessaire pour de tels équipements n'est pas disponible à proximité de la Centrale actuelle.

En conclusion, étant donné les coûts en jeu, les difficultés techniques, les délais de mise en œuvre et les perspectives d'approvisionnement électrique du site de Doniambo, il serait disproportionné de réaliser un tel investissement.

L'empreinte environnementale de tels équipements serait certainement supérieure à son bénéfice environnemental vu la durée de son fonctionnement.

6 ANNEXES

Annexe 1 Tableau de synthèse de la conformité de la centrale B au regard des prescriptions de la délibération N°29-2014/BAPS/DIMEN du 17/02/2014, dite « délibération GIC »

Annexe 1 : Tableau de synthèse de la conformité de la centrale B au regard des prescriptions de la délibération N°29-2014/BAPS/DIMEN du 17/02/2014, dite « délibération GIC »

Sommaire GIC	Conforme / Non conforme	Commentaires
Titre I : Disposition générales		
Chapitre I : Définition et conditions d'applications		
<i>Section I : Définitions</i>		
Art. 1 : Définitions	A titre informatif	
Art. 2 : Abréviations	A titre informatif	
<i>Section II : Champ et conditions d'application</i>		
Art. 3 : Applicabilité	Partiellement conforme	Audit remis à l'IIC le 19/11/2019
Art. 4 : Applicabilité	A titre informatif	
Chapitre II : Bilan annuel et prélèvements		
Art. 5 : Déclaration annuelle es émissions polluantes et bilan annuel de la surveillance et des opérations	Conforme	Ces bilans sont déjà prescrits par l'arrêté d'exploitation du site de Doniambo : <ul style="list-style-type: none"> - Article 9.2 pour le bilan de surveillance et des opérations (périodicité semestrielle) ; - Article 10.1 pour la déclaration annuelle des émissions polluantes. Ces bilans sont transmis à l'IIC.
Art. 6 : Contrôle inopiné aux frais de l'exploitant	Conforme	L'article 9.2 de l'arrêté d'exploitation prévoit que l'IIC puisse faire réaliser des contrôles inopinés sur les effluents liquides, gazeux, les déchets, les sols et les niveaux sonores
Titre II : Prévention de la pollution atmosphérique		
Chapitre I : Conditions d'applications		
Art. 7 :	A titre informatif	
Art. 8 :	Conforme	
Chapitre II : Valeurs limites		
Art. 9 :	Non conforme	Dépassement des VLE de la délibération GIC pour les concentrations en poussières, en SO ₂ et en NO _x . <u>Proposition de mise en conformité</u> : Les solutions de mise en conformité sont présentées au chapitre 4 de ce rapport.
Art. 10 :	Non applicable	
Art. 11 :	Non applicable	
Art. 12 :	Conforme	Les VLE de la délibération GIC concernant les HAP, COV et métaux sont respectées
Chapitre III : Conditions spécifiques de fonctionnement		
Art. 13 :	Conforme	Les périodes de démarrage et d'arrêt des tranches de la Centrale B ne font pas l'objet d'une correction spécifique des données de suivi des émissions – les mesures sont réalisées comme un fonctionnement normal. Seules les périodes d'arrêt longues (une journée complète ou plus) d'une tranche et qui correspond à une puissance électrique journalière moyenne de 0 MW, font l'objet d'un ajustement des données sur : <ul style="list-style-type: none"> • L'opacité moyenne journalière : concentration de poussières émises = « absence de valeur »; • Le flux journalier de poussières : tonnage = 0 kg/jour.
Art. 14 :	Non applicable	Ne concerne que les installations respectant les valeurs limites d'émission grâce à l'utilisation de FOL à faible teneur en soufre
Art. 15 :	Non applicable	

Sommaire GIC	Conforme / Non conforme	Commentaires
Chapitre IV : Dispositions applicables aux installations de combustion à foyer mixte		
Art. 16 :	Non applicable	
Chapitre V : Conditions de rejets à l'atmosphère		
Art. 17 :	Partiellement conforme	La mesure de l'opacité est réalisée sur une section droite sur la cheminée. La mesure en O ₂ est réalisée en sortie de chaudière. Malgré que les points de mesure soient différents et qu'un écart puisse être mesuré à l'occasion des mesures réglementaires, ces risques d'entrée d'air parasite sont suivis régulièrement par l'exploitant qui engage la reprise de l'étanchéité qui est un paramètre incontournable du rendement de la chaudière.
Art. 18 :	Non applicable	
Chapitre VI : Surveillance des rejets atmosphériques et de l'impact sur l'environnement		
Section 1 : Programme de surveillance des rejets atmosphériques		
Art. 19 : Programme de surveillance	Partiellement conforme	Les polluants NO _x et CO ne sont pas suivis en continu. Cependant, au vu des mesures réalisées périodiquement, les concentrations sont stables. <u>Proposition de mise en conformité</u> : une campagne trimestrielle pendant un an pourra être réalisée afin de confirmer cette stabilité.
Art. 20 : mesure en continue des rejets SO ₂	Partiellement conforme	Une mesure en SO ₂ est réalisée annuellement par un organisme extérieur (et non pas semestriellement). Les émissions de SO ₂ sont calculées à partir des quantités de soufre contenues dans les fuels utilisés. <u>Proposition de mise en conformité</u> : la mesure en SO ₂ par un organisme extérieur pourra être réalisée semestriellement.
Art. 21 : mesure en continue des rejets NO _x	Non conforme	Cf. Article 19
Art. 22 : mesure en continue des poussières	Conforme	
Art. 23 : mesure en continue du CO	Non conforme	Cf. Article 19
Art. 24 : mesure COVnm, Formaldéhydes, HaP et métaux	Conforme	
Art. 25 : mesure dioxines, HF et HCl	Partiellement conforme	Le CH ₄ et les PM ₁₀ ne sont pas suivis, ces composés n'étant pas prévus dans l'arrêté d'exploitation. <u>Proposition de mise en conformité</u> : ces paramètres pourront être intégrés dans les campagnes de suivi annuelles.
Art. 26 : mesure O ₂ T° H ₂ O pression	Non conforme	La pression et de la teneur en H ₂ O des gaz résiduels ne sont pas suivis. Cependant ces paramètres sont stables et ne sont pas nécessaires au pilotage de la centrale, une mesure en continu ne serait pas pertinente. <u>Proposition de mise en conformité</u> : une campagne de mesures trimestrielle sur une durée d'un an pourra être réalisée afin de confirmer la stabilité de ce paramètre.
Section II : Conditions de surveillance des rejets atmosphériques		
Art. 27 : QAL 1 QAL 2 et AMS	Non conforme	Les procédures d'assurance qualité QAL2, QAL3 et AST ne sont pas en place. Un renouvellement des opacimètres est prévu pour 2021 et la démarche QAL2 pourra être mise en place.
Art. 28	Conforme	

Sommaire GIC	Conforme / Non conforme	Commentaires
Art. 29	Partiellement conforme	Aucun intervalle de confiance n'est prescrit pour la lecture des résultats de mesure de poussières, NOx, SO2 et CO de la Centrale B. <u>Proposition de mise en conformité</u> : cela pourrait être mis en place pour la Centrale B.
<i>Section III : Conditions de respect des valeurs limite</i>		
Art. 30	Partiellement conforme	Pour la centrale B, les mesures d'opacité présentées ne tiennent pas compte de cette soustraction, ce qui revient à majorer les résultats de mesure d'opacité par rapport au calcul de valeurs moyennes validées de la délibération GIC. Aucune soustraction d'intervalle de confiance n'est prescrite pour la lecture de la conformité des résultats de mesure de poussières, NOx, SO2 et CO de la Centrale B. <u>Proposition de mise en conformité</u> : Cela pourrait être mis en place pour la Centrale B.
Art. 31	Partiellement conforme	Cet article présente les critères à respecter pour le respect des valeurs limite d'émission des mesures en continu. Ces critères sont différents de ceux fixés par l'arrêté d'exploitation de la centrale B. <u>Proposition de mise en conformité</u> : Cela pourrait être mis en place pour la Centrale B.
Art. 32	Conforme	
<i>Section IV : Surveillance dans l'environnement</i>		
Art. 33 : Surveillance dans l'environnement	Conforme	
Art. 34 :	Conforme	
Art. 35 : Mesure pour limiter les émissions de GES et efficacité énergétique	Non conforme	Le volet concernant les mesures prises pour limiter les émissions de gaz à effet de serre et la consommation d'énergie est absent de l'étude d'impact du site. De par sa conception, la centrale B n'a pas d'équipement particulier permettant de limiter les émissions de gaz à effet de serre. A noter cependant que le suivi régulier de la consommation spécifique optimise les consommations énergétiques et les émissions liées en gaz à effet de serre
Art. 36 :	Non applicable	L'autorisation initiale de la Centrale B a été accordée avant la date de publication de la délibération GIC
Titre IV : PREVENTIONS DE LA POLLUTION DES EAUX		
Chapitre 1 : Conditions d'application		
Art. 37 :	Conforme	L'alimentation en eau brute du site est réalisée depuis le Mont Te via un réservoir d'eau situé en hauteur, aucune inversion du sens normal d'écoulement n'est possible (une inversion du sens normal d'écoulement entrainerait un débordement du réservoir d'eau). La centrale B utilise de l'eau de mer en circuit ouvert pour ses besoins de refroidissement. Ces eaux sont traitées par un biocide : l'hypochlorite de sodium, qui est produit en électrolysant de l'eau de mer. L'hypochlorite de sodium se décompose ensuite en sel (chlorure de sodium) et en eau. L'étude d'impact a cadré ce rejet avec des conditions qui sont données par l'arrêté d'exploitation. La température de rejet fait l'objet d'un suivi et d'une température maximale de rejet autorisée. Le milieu récepteur fait l'objet d'une surveillance périodique dont les résultats ne montrent pas d'impact significatif.
Chapitre II : Valeurs limites de rejet		

Sommaire GIC	Conforme / Non conforme	Commentaires
Art. 38 :	Partiellement conforme	Le suivi des éléments Cadmium, Mercure, Sulfates, Sulfites, Sulfures et DCO n'est pas prévu par l'arrêté d'exploitation de la centrale B. <u>Proposition de mise en conformité</u> : Les éléments Cadmium, Mercure, Sulfates, Sulfites, Sulfures et DCO pourront être intégrés dans le programme de suivi de la qualité des rejets.
Art. 39 :	Conforme	
Art. 40 :	Partiellement conforme	L'arrêté d'exploitation de la centrale B ne prévoit pas de suivi de la couleur du milieu récepteur, ce paramètre n'est pas suivi. <u>Proposition de mise en conformité</u> : Le suivi de la couleur du milieu récepteur pourra être intégré au programme de suivi
Art. 41 :	Partiellement conforme	Les concentrations en MES mesurées au niveau de la station E1 dépassent les VLE fixées par la délibération GIC. Cependant, ces concentrations en MES sont principalement le fait de l'installation de grenaillage de l'usine métallurgique et ne sont pas dues à la centrale B.
Chapitre III : Conditions de rejets		
Art. 42:	Non conforme	Les prélèvements ne sont pas réalisés sur chaque canalisation de rejet d'effluent, cette station prélève également les rejets du site de Doniambo, dont notamment les eaux de refroidissement de la granulation scories. Le prélèvement spécifique des eaux des eaux de refroidissement de la centrale B avant rejet dans le canal n'est pas techniquement réalisable, du fait de la conception du rejet : le débit de rejet est de 8000m3/h par tranche et le rejet est sous-marin (buses positionnées sous la surface du canal). <u>Proposition de mise en conformité</u> : le prélèvement spécifique des eaux des eaux de refroidissement de la centrale B avant rejet dans le canal n'est pas techniquement réalisable.
Chapitre IV : Surveillance des rejets aqueux et de l'impact sur le milieu		
Art. 43 :	Non conforme	La détermination du débit est réalisée par calcul en fonction du débit des pompes de la Centrale B. La réalisation de prélèvements de rejets aqueux par un organisme extérieur n'est pas prévue par l'arrêté d'exploitation de la centrale B. Les paramètres Cd, Hg et DCO pourront être intégrés dans le programme de suivi de la qualité des rejets au niveau de la station E1. Deux prélèvements par an pourront être réalisés par un organisme extérieur. <u>Proposition de mise en conformité</u> : Les paramètres Cd, Hg et DCO pourront être intégrés dans le programme de suivi de la qualité des rejets au niveau de la station E1. Deux prélèvements par an pourront être réalisés par un organisme extérieur.
Art. 44 :	Conforme	
Chapitre V : Rejets accidentels		
Art. 45:	Conforme	
Titre V : Sous-produits et Déchets		
Art. 46:	Conforme	
Titre VI : Bruit		
Art. 47:	Conforme	
Titre VII : PREVENTION DES RISQUES D'INCENDIE ET D'EXPLOSION		
Art. 48 :	Conforme	

Sommaire GIC	Conforme / Non conforme	Commentaires
Art. 49 :	Conforme	
Art. 50 :	Conforme	
Art. 51 :	Conforme	
Art. 52 :	Conforme	
Art. 53 :	Conforme	Le risque d'explosion de vapeurs de fuel ou de gazole a été identifié par l'étude de danger de la centrale dans les chambres de combustion des chaudières. Ce risque est identifié et maîtrisé par le design des chaudières et par les procédures d'exploitation.
Art. 54 :	Conforme	
Art. 55 :	Conforme	
Art. 56 :	Partiellement conforme	Les conduites fuel n'ont pas d'identification particulière ; les appareils de réchauffage ne disposent pas de dispositif limiteur de la température.
Art. 57 :	Conforme	Les chaudières sont équipées de détecteurs de flamme. La mise en sécurité des appareils de combustion est réalisée dans les cas suivants : <ul style="list-style-type: none"> - absence de flamme - niveau d'eau chaudière bas - débit d'air faible. Une mesure de la température est réalisée au niveau du surchauffeur, où la température est supérieure à 500°C en fonctionnement normal.
Titre VIII : DEPOTS, ENTRETIEN ET MAINTENANCE		
Art. 58 :	Conforme	
Art. 59 :	Conforme	
Art. 60 :	A titre informatif	