

## TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION .....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE .....	2
1.1 Description des paramètres .....	2
1.1.1 Matières particulaires (MP) .....	2
1.1.2 Oxygène (O <sub>2</sub> ) .....	2
1.1.3 Monoxyde et dioxyde de carbone (CO et CO <sub>2</sub> ) .....	3
1.1.4 Oxydes de soufre (SO <sub>2</sub> ) .....	3
1.1.5 Oxydes d'azote (NO <sub>x</sub> ) .....	4
1.1.6 Composés organiques gazeux totaux (COGT) .....	4
1.1.7 Dioxines et furannes .....	5
1.2 Cadres réglementaires .....	6
1.2.1 Objectifs fédéraux .....	6
1.2.2 Cadre réglementaire provincial .....	7
1.2.3 Perspective réglementaire .....	10
1.2.4 Cadre réglementaire municipal .....	11
CHAPITRE 2 MÉTHODOLOGIE .....	15
2.1 Description des sites .....	15
2.1.1 Description du site no.1 .....	15
2.1.2 Description du site no.2 .....	18
2.2 Paramètres de caractérisation des émissions atmosphériques .....	21
2.3 Campagne d'échantillonnage .....	22
2.4 Planification et préparation .....	22
2.5 Déroulement de la campagne d'échantillonnage .....	23
2.6 Équipements de mesure et méthode d'échantillonnage .....	24
2.7 Paramètres des appareils pour les matières particulaires (MP) .....	25
2.8 Méthode d'échantillonnage .....	28
2.8.1 Matières particulaires (MP) .....	28
2.8.2 Oxygène (O <sub>2</sub> ) et dioxyde de carbone (CO <sub>2</sub> ) .....	30
2.8.3 Monoxyde de carbone (CO) .....	30
2.8.4 Oxydes d'azote (NO <sub>x</sub> ) .....	30
2.8.5 Dioxyde de soufre (SO <sub>2</sub> ) .....	31
2.8.6 Composés organiques gazeux totaux (COGT) .....	31
2.8.7 Débit, vitesse et humidité .....	32
2.9 Méthode de calculs des taux de contaminants .....	32
2.9.1 Méthode AP-42 .....	32
2.9.2 Méthode de la CMM .....	33
2.10 Outil dynamique de gestion des émissions atmosphériques .....	35
2.11 Mise en forme des rapports (1) .....	37
2.12 Développement des bases de données (2) .....	38

## VIII

2.13	Développement des processus de traitement (3).....	39
2.14	Validation (4).....	40
CHAPITRE 3 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS.....		41
3.1	Caractéristiques physiques pour les sources fixes du site no.1.....	41
3.2	Caractéristiques physiques des sources fixes du site no.2.....	43
3.3	Résultats pour les sources fixes du site no.1.....	47
3.4	Résultats pour les sources fixes du site no.2.....	51
	3.4.1 Règlements en vigueur.....	51
	3.4.2 Valeurs provisoires de la future réglementation.....	57
3.5	Application de l’outil dynamique de la gestion de l’information.....	58
CHAPITRE 4 INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS.....		63
4.1	Perspectives.....	66
CHAPITRE 5 DISCUSSION.....		69
5.1	Solutions pour la réduction des contaminants dans les émissions atmosphériques – Changement de matière première.....	69
5.2	Solutions pour la réduction des contaminants dans les émissions atmosphériques – Changement et/ou optimisation des conditions d’opération.....	70
5.3	Solutions pour la réduction des contaminants dans les émissions atmosphériques – Ajout d’équipements spécifiques.....	70
CONCLUSION.....		73
RECOMMANDATIONS.....		75
BIBLIOGRAPHIE.....		76
ANNEXE I SOMMAIRE DES ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES DU SITE NO.1.....		82
ANNEXE II SOMMAIRE DES ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES DU SITE NO.2.....		90

## LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1	Lignes directrices et objectifs nationaux de qualité de l'air Tiré du Gouvernement du Canada (2005) .....6
Tableau 1.2	Réglementations concernant les émissions atmosphériques Tirées du Règlement provincial sur la qualité de l'atmosphère (R.R.Q., c. Q-2, r.20, a.6).....7
Tableau 1.3	Réglementations concernant les émissions atmosphériques pour les matières particulaires (MP) .....8
Tableau 1.4	Réglementations concernant les émissions atmosphériques pour les oxydes d'azote (NOx) Tirées du Règlement provincial s'appliquant lors de l'utilisation.....9
Tableau 1.5	Règlement sur les matières dangereuses Tiré du Règlement provincial (R.Q.c. Q-2, r.15.2, a.26 et 27) .....10
Tableau 1.6	Valeurs proposées sur les émissions de matières particulaires (MP) et d'oxydes d'azote (NOx) Tirées de la future réglementation provinciale.....11
Tableau 1.7	Réglementations concernant les émissions atmosphériques Tirées du Règlement sur les rejets atmosphériques (R. 2001-10, a.3.01).....12
Tableau 2.1	Paramètres pour les appareils d'échantillonnage en continu pour l'échantillonnage aux sites no.1 et no.2 .....24
Tableau 2.2	Paramètres pour les appareils d'échantillonnage par méthodes manuelles (intégrées) pour l'échantillonnage à l'huile légère .....25
Tableau 2.3	Paramètres pour les appareils d'échantillonnage par méthodes manuelles (intégrées) pour l'échantillonnage à l'huile légère .....27
Tableau 3.1	Caractéristiques physiques des sources fixes échantillonnées comparées aux critères de qualité des sites de mesure pour le site no.1.....41
Tableau 3.2	Paramètres pour le train d'échantillonnage mesurant les matières particulaires pour le site no.1 .....42
Tableau 3.3	Caractéristiques physiques des sources fixes échantillonnées comparées aux critères de qualité des sites de mesure .....44

Tableau 3.4	Paramètres pour le train d'échantillonnage mesurant les matières particulaires pour le site no.2 .....	45
Tableau 3.5	Résultats des émissions des sources fixes du site no.1 .....	48
Tableau 3.6	Comparaison des résultats de la caractérisation des émissions des sources fixes des installations du site no.1 avec les réglementations .....	50
Tableau 3.7	Résultats des émissions des sources fixes du site no.2 .....	53
Tableau 3.8	Comparaison des résultats des émissions des sources fixes du site no.2 avec les réglementations provinciales de la qualité de l'atmosphère générales.....	55
Tableau 3.9	Comparaison des résultats d'émissions de matières particulaires (MP) des émissions des sources fixes du site no.2 avec les réglementations provinciales pour l'utilisation de combustibles fossiles.....	56
Tableau 3.10	Comparaison des résultats d'émissions d'oxydes d'azote (NOx) des émissions des sources fixes du site no.2 avec les réglementations provinciales pour l'utilisation de combustibles fossiles .....	56
Tableau 3.11	Comparaison des valeurs mesurées pour les matières particulaires (MP) et les oxydes d'azote (NOx) avec les valeurs actuellement proposées de la future réglementation provinciale sur l'assainissement de l'atmosphère.....	58

## LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 2.1	Schéma des flux du système associé à une source fixe. ....35
Figure 2.2	Structure organisationnelle des données et informations.....37
Figure 3.1	Tableau de bord de l’outil informatique de calculs des émissions atmosphériques pour les installations du site no.2 - Exemple d’entrées de données mensuelles. ....59
Figure 3.2	Tableau de bord de l’outil de calculs des émissions atmosphériques pour les installations de Site no.1 – Exemple d’entrées de données annuelles. ....60



## LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

As	Arsenic
BPC	Biphényles polychlorés
C	Concentration de l'agent polluant en microgramme(s) par mètre cube
Cd	Cadmium
Chim.	Chimiluminescence
CMM	Communauté métropolitaine de Montréal
CO	Monoxyde de carbone
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone
COGT	Composés organiques gazeux totaux
COSV	Composé organique semi volatil
COV	Composé organique volatil
Cr	Chrome
CUM	Communauté urbaine de Montréal
d	Diamètre intérieur de la cheminée en mètre(s)
e	2,7183
ÉTS	École de technologie supérieure
EPA	Environmental Protection Agency
FID	Détecteur de flamme ionisante
GES	Gaz à effet de serre
h	Distance verticale en mètres, du sol au sommet de la cheminée jusqu'à concurrence de 100 mètres
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Acide sulfurique

## XIV

HAP	Hydrocarbures aromatiques polycycliques
INRP	Inventaire national des rejets de polluants
Log <sub>e</sub>	Logarithme népérien
MDDEP	Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et des Parcs
MP	Matières particulaires
NDIR	Infrarouge non dispersif
NDUV	Ultraviolet non dispersif
N <sub>2</sub> O	Protoxyde d'azote
N/A	Non applicable
NO <sub>x</sub>	Oxydes d'azote
NO <sub>2</sub>	Dioxyde d'azote
NO	Oxyde nitrique
Non. éch.	Non échantillonné
O <sub>2</sub>	Oxygène
Param.	Paramagnétisme
Pb	Plomb
Q	Débit de l'agent polluant en gramme(s) par seconde. Dans le cas des particules, seules celles dont la taille est inférieure à 20 micromètres doivent être considérées dans la détermination du débit
SO <sub>x</sub>	Oxydes de soufre
SO <sub>2</sub>	Dioxyde de soufre
SO <sub>3</sub>	Trioxycide de soufre



$T_s$	Température des gaz dans la cheminée en Kelvin
$u$	Vitesse du vent en mètre(s) par seconde
$v_s$	Vitesse de sortie des gaz dans la cheminée en mètre(s) par seconde

**LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE**

%	pourcentage
°C	degré Celsius
°F	degré Fahrenheit
$\gamma$	Facteur d'étalonnage du compteur
GJ	giga-joule
GJ/m <sup>3</sup>	giga-joule par mètre cube
kJ/kg	kilojoule par kilogramme
kg/h	kilogramme par heure
kPa	kilopascal
Nm <sup>3</sup>	normal mètre cube
m <sup>3</sup>	mètre cube
MJ/m <sup>3</sup>	mégajoule par mètre cube
mg/MJ	microgramme par mégajoule
mg/Nm <sup>3</sup>	milligramme par mètre cube normalisé (25°C et 100,9 kPa)
mg/Rm <sup>3</sup>	milligramme par mètre cube de référence (25°C et 101,3 kPa)
m/m	masse pour masse
MW	mégawatt
pi <sup>3</sup> /min	pied cube par minute
Po	pouce
ppm	partie par million

ppb	parties par milliard
ppm	parties par million
ppmv, hum	parties par million par volume, base humide
ppm, sec	parties par million par volume, base sèche
t.m.	tonne métrique
$\mu\text{m}$	micromètre
$\mu\text{g}/\text{m}^3$	microgramme par mètre cube
v/v	volume pour volume



## INTRODUCTION

Le mandat de caractérisation et d'analyse avait pour objectif de caractériser les émissions de différentes sources d'émissions fixes afin de pouvoir faire une comparaison avec les normes en vigueur.

La présente étude a pour principal objectif d'obtenir un portrait global des principaux contaminants atmosphériques et des gaz à effet de serre (GES) émis par les sources fixes des sites no.1 et no.2 étudiés. Dans ce cadre, les principaux contaminants (monoxyde de carbone, dioxyde de carbone, composés organiques gazeux totaux, dioxyde de soufre et oxydes d'azote) émis seront quantifiés, sous forme de concentrations et de taux d'émissions, selon les conditions habituelles de fonctionnement. De plus, les campagnes d'échantillonnages et l'interprétation des résultats doivent permettre d'identifier, le cas échéant, les paramètres sensibles selon les lois et les règlements applicables ainsi que de recommander des mesures correctives.

Le développement d'un outil d'aide à la gestion des émissions atmosphériques vise à supporter et renforcer les principes d'amélioration continue de la performance environnementale des infrastructures étudiées. La réalisation de l'outil de gestion facilitera l'accès à l'information pour son traitement et son interprétation non seulement sur une base individuelle pour chacun des sites, mais également dans une vision globale de l'ensemble des sites. Développé dans le but de faciliter le processus de prise de décision, l'outil soutiendra également le principe de pérennité des données et facilitera l'acquisition de nouvelles connaissances par l'exploitation dynamique et continue des données disponibles.

Ce document présente donc la méthodologie, les principaux résultats des campagnes d'échantillonnage ainsi que l'interprétation de ceux-ci selon les objectifs précédents. Finalement, les conclusions ainsi que les recommandations sont abordées dans la perspective d'une amélioration continue de la performance environnementale des sites.

# CHAPITRE 1

## REVUE DE LA LITTÉRATURE

La première partie de la revue de la littérature porte sur la description des paramètres pouvant aider à l'évaluation de l'efficacité de la combustion ainsi que ceux représentant les rejets atmosphériques engendrés par le processus de combustion. La seconde partie présente les différents cadres légaux relatifs aux rejets atmosphériques en provenance de source fixe.

### 1.1 Description des paramètres

#### 1.1.1 Matières particulaires (MP)

Les matières particulaires sont définies comme les particules d'origine thermique dont la dimension est inférieure à 1  $\mu\text{m}$ . Ces particules représentent en elles-mêmes un risque sur la santé humaine du fait qu'elles peuvent être inhalées par leur faible dimension (Tuomisto *et al.*, 2008; Evans *et al.*, 2007; Chen *et al.*, 2007). De plus, elles peuvent retenir par adsorption des contaminants gazeux comme les dioxines, les furannes et les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) générés par le processus de combustion (Debora, 2007; Valavanidis *et al.*, 2006; Ying *et al.*, 2003; Mohr *et al.*, 1999).

#### 1.1.2 Oxygène (O<sub>2</sub>)

Ce paramètre est mesuré lors de toute caractérisation, car le taux d'oxygène à la sortie des gaz fournit une indication sur l'efficacité du procédé de combustion et permet d'ajuster, par calcul, les données afin d'avoir des résultats comparatifs entre différentes campagnes d'échantillonnage (Malone *et al.*, 1996; Bisio *et al.*, 2002).

### 1.1.3 Monoxyde et dioxyde de carbone (CO et CO<sub>2</sub>)

Les oxydes de carbone résultent de tous processus de combustion comme par exemple lors de la combustion des produits pétroliers dans les sources fixes (Debora, 2007). Le monoxyde de carbone (CO) est produit suite à une combustion incomplète des matières organiques (Lizhong *et al.*, 2008). Le CO est un gaz asphyxiant, incolore et inodore (Kaur *et al.*, 2007). Le dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) un gaz moins dangereux que le CO, mais il est considéré comme l'un des principaux gaz à effet de serre (GES) (Walz *et al.*, 2008; Gomes *et al.*, 2008). En effet, l'augmentation incessante des émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère accentue l'effet de serre (Chilingar *et al.*, 2008; Kavouridis *et al.*, 2008; Watson, 2008). De grands efforts sont faits à l'échelle mondiale pour réduire les émissions de CO<sub>2</sub> (Saikku *et al.*, 2008; Ūrge-Vorsatz and Novikova, 2008; Rouse, 2008; Figueroa *et al.*, 2008; Pruess, 2008).

### 1.1.4 Oxydes de soufre (SO<sub>2</sub>)

Les oxydes de soufre (SO<sub>2</sub> et SO<sub>3</sub>) sont émis principalement sous la forme de dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) par la combustion de combustibles fossiles contenant du soufre (Miyakawa *et al.*, 2007). Ce gaz est incolore et son odeur est irritante. Le dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) a une grande solubilité dans l'eau (Yamamoto, 2005). Il peut donc se dissoudre rapidement dans les sécrétions des voies respiratoires supérieures et causer de l'irritation. Au contact de l'atmosphère ou dans l'eau, le SO<sub>2</sub> peut s'oxyder en trioxyde de soufre (SO<sub>3</sub>) (Hindiyarti, and Glarborg, 2007). Le SO<sub>3</sub> peut se combiner rapidement avec l'eau et former l'acide sulfurique (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>) à l'origine des brouillards acides et des précipitations acides (Quinn and Davies, 2003). Le SO<sub>3</sub> est également émis lors de la combustion, mais en moins grande proportion que le SO<sub>2</sub>. Puisque l'effet de ces deux composés est identique sur l'environnement et la santé humaine, ils sont souvent regroupés sous le terme SO<sub>x</sub>. Ils sont considérés comme des polluants atmosphériques majeurs tant par leurs effets directs sur les plantes et les animaux

que par leur facilité à participer à l'acidification des précipitations (Wang *et al.*, 2008; Neuberger *et al.*, 2007).

#### 1.1.5 Oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>)

Les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) sont essentiellement présents dans les gaz de combustion à la suite de l'oxydation de l'azote présent dans l'air ou des composés azotés du combustible (Johnson, 2008). Les principales sources d'émissions de ces polluants atmosphériques sont les véhicules de transport et la combustion de combustibles fossiles provenant de sources fixes (Debora, 2007). La majorité des émissions d'oxydes d'azote se retrouve sous la forme du monoxyde d'azote (NO). Le NO est un gaz incolore et inodore. Au contact de l'atmosphère, il s'oxydera en dioxyde d'azote (NO<sub>2</sub>) qui est un gaz corrosif et brunâtre dont l'odeur est irritante (Chaloulakou *et al.*, 2008). Le NO<sub>2</sub> est également l'un des principaux gaz à effet de serre (GES) avec un potentiel de réchauffement climatique (PRC) 310 fois plus important que celui du CO<sub>2</sub> (Johansson *et al.*, 2006; Venterea, 2005).

#### 1.1.6 Composés organiques gazeux totaux (COGT)

Tous les procédés qui impliquent la manipulation d'hydrocarbures émettent des composés organiques volatils ou gazeux (COV) (Ho *et al.*, 2002). Les COV sont des hydrocarbures constitués de carbone et d'hydrogène. Ce dernier peut être partiellement ou totalement substitué par les halogènes, l'oxygène, le soufre, le phosphore ou l'azote (Baek and Jenkins, 2004). Les composés organiques gazeux totaux (COGT) englobent tous ces COV. Les COV sont des précurseurs de la formation de particules secondaires et de l'ozone troposphérique (Ito *et al.*, 2007).



### 1.1.7 Dioxines et furannes

Les dioxines et les furannes sont des composés organiques semi volatils (COSV) et des polluants organiques bio-accumulables extrêmement persistant qui s'accumulent dans l'environnement et le long de la chaîne alimentaire, jusqu'à l'homme (Halbert and Archer, 2007; Augusto *et al.*, 2007). Généralement, ces composés organochlorés ne sont pas synthétisés de manière volontaire, mais ils sont des composés résultant secondaires indésirables (Caponi *et al.*, 1998). Ils peuvent être synthétisés lors d'une oxydation par combustion incomplète, lors de la manufacture de certains produits chimiques et dans certains procédés de transformation chimique. Selon le rapport de Santé Canada publié en février 2004, l'exposition à de fortes doses de dioxines peut causer de graves problèmes de santé, dont le cancer. Toutefois, l'effet de ces substances sur les humains et la faune qui y sont exposés à de faibles doses, est moins connu (Anthony *et al.*, 2001).

Le risque de retrouver des concentrations significatives de dioxines et de furannes dans les émissions atmosphériques des chaudières employant des combustibles fossiles est moindre que dans d'autres secteurs industriels. Dans un premier temps et du point de vue chimique, la formation des dioxines et furannes provient principalement d'une oxydation de composés aromatiques en présence du chlore. Dans le cas de l'utilisation du gaz naturel, cette probabilité est faible, car le gaz naturel ne contient qu'un petit pourcentage de composés organiques aromatiques et de chlore. Cependant, dans le cas de la combustion d'huiles recyclées et d'huiles lourdes, cette probabilité peu être plus élevée. Dans un second temps, selon les études réalisées sur les principales sources d'émissions de dioxines et furannes, l'utilisation des combustibles fossiles pour générer l'énergie n'est généralement pas considérée comme une source d'émission majeure. Les principales sources d'émission restent les industries de transformations chimiques et les usines d'incinération des déchets urbains. La réglementation provinciale sur les émissions de dioxines et furannes est associée à des activités et des industries spécifiques, excluant à ce jour, la combustion de combustibles fossiles.

## 1.2 Cadres réglementaires

### 1.2.1 Objectifs fédéraux

Les objectifs fédéraux en matière de qualité de l'air (Environnement Canada, 2005) sont présentés au Tableau 1.1. Ces objectifs ne sont pas des dispositions législatives et ils n'ont pas un caractère réglementaire contraignant. Les concentrations ont été proposées par un Comité consultatif fédéral et provincial. Les gouvernements provinciaux ou municipaux peuvent se référer à ces valeurs et les intégrer dans leurs propres réglementations sans toutefois les dépasser.

Tableau 1.1 Lignes directrices et objectifs nationaux de qualité de l'air  
Tiré du Gouvernement du Canada (2005)

<b>Polluants</b>	<b>Temps d'exposition</b>	<b>Concentration normale souhaitable</b>	<b>Concentration maximale acceptable</b>	<b>Concentration maximale admissible (tolérable)</b>
MP	Annuel	60 µg/m <sup>3</sup>	70 µg/m <sup>3</sup>	-
	24 heures	-	120 µg/m <sup>3</sup>	400 µg/m <sup>3</sup>
CO	8 heures	5 ppm	13 ppm	17 ppm
	1 heure	13 ppm	30 ppm	-
SO <sub>2</sub>	Annuel	10 ppb	20 ppb	-
	24 heures	60 ppb	110 ppb	310 ppb
	1 heure	170 ppb	340 ppb	-
NO <sub>2</sub>	Annuel	30 ppb	50 ppb	-
	24 heures	-	110 ppb	160 ppb
	1 heure	-	210 ppb	530 ppb

### 1.2.2 Cadre réglementaire provincial

Le site no.2 est assujettie au niveau des émissions atmosphériques à la réglementation provinciale extraite du Règlement de la qualité de l'atmosphère (Gouvernement du Québec, 1981; R.R.Q., c. Q-2, r. 20). Il est à noter que cette réglementation provinciale (Tableau 1.2) correspond généralement à la concentration maximale acceptable pour un polluant atmosphérique retrouvée dans les objectifs fédéraux (Tableau 1.1).

Tableau 1.2 Réglementations concernant les émissions atmosphériques  
Tirées du Règlement provincial sur la qualité de l'atmosphère (R.R.Q., c. Q-2, r.20, a.6)

Polluants	Durée moyenne d'exposition	Règlementation provinciale
MP	Annuelle	0 - 70 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
	24 heures	0 - 150 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
CO	8 heures	0 - 13 ppm; 0 - 15 $\text{mg}/\text{Nm}^3$
	1 heure	0 - 30 ppm; 0 - 34 $\text{mg}/\text{Nm}^3$
SO <sub>2</sub>	Annuel	0 - 0,02 ppm; 0 - 52 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$
	24 heures	0 - 0,11 ppm; 0 - 288 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$
	1 heure	0 - 0,50 ppm; 0 - 1 310 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$
NO <sub>2</sub>	Annuel	0 - 0,055 ppm; 0 - 103 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$
	24 heures	0 - 0,11 ppm; 0 - 207 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$
	1 heure	0 - 0,22 ppm; 0 - 414 $\mu\text{g}/\text{Nm}^3$

Le règlement provincial présentement en vigueur est à la fois composé de normes générales pour la qualité de l'atmosphère (Tableau 1.2) ainsi que des normes spécifiques par domaine d'activité ou type d'industrie. Le Tableau 1.3 et le Tableau 1.4 présentent des normes d'émissions spécifiques à l'utilisation de combustibles fossiles en regard de la capacité calorifique à l'alimentation et de l'âge des sources fixes.

La teneur en soufre dans le combustible avant la combustion est également réglementée. Le règlement provincial spécifie que les combustibles dont la teneur en soufre excède 0,5 % en poids pour l'huile légère ne peuvent être utilisés à des fins de combustion (c. Q-2, r. 20, a. 29).

Tableau 1.3 Réglementations concernant les émissions atmosphériques pour les matières particulaires (MP)  
Tirées du Règlement provincial s'appliquant à l'utilisation de combustibles fossiles (R.Q.c. Q-2, r.20, a.27.)

Capacité calorifique à l'alimentation	Combustible utilisé	Norme d'émission Mg/MJ	
		Appareil nouveau	Appareil existant <sup>1</sup>
3-15 MW	Gaz ou produit pétrolier	60	85
15 MW	Gaz ou produit pétrolier	45	60

---

<sup>1</sup> Les normes prévues s'appliquent à compter du 1<sup>er</sup> juin 1981 aux appareils de combustion existants. Les appareils existants sont ceux dont la construction, l'exploitation, l'installation ou l'utilisation sur le territoire du Québec a commencé au 14 novembre 1979 (c. Q-2, r.20, a. 1).

Tableau 1.4 Réglementations concernant les émissions atmosphériques pour les oxydes d'azote (NOx)  
Tirées du Règlement provincial s'appliquant lors de l'utilisation de combustibles fossiles

<b>Capacité calorifique à l'alimentation</b>	<b>Combustible utilisé</b>	<b>Norme d'émission ppm<sup>2</sup></b>
≥ 70 MW	Huile	250
	Gaz	200
15-70 MW	Huile	325
	Gaz	150

Il est à noter que le Règlement permet l'utilisation d'huiles usées à des fins énergétiques dans un appareil de combustion d'une puissance d'au moins 3 MW. Cette autorisation est cependant assujettie à la condition que les réglementations provinciales sur les matières dangereuses (R.Q. c. Q-2, r.15.2, a. 26 et 27) soient respectées (Tableau 1.5). Dans ce cas, les installations utilisant des huiles usées doivent respecter les mêmes réglementations que celle n'utilisant pas ce type de combustible. Les installations étudiées des sites no.1 et no.2 n'utilisent pas d'huiles usées à l'heure actuelle.

---

<sup>2</sup> ppm : parties par million sur base sèche corrigé à 3 % de O<sub>2</sub>.

Tableau 1.5 Règlement sur les matières dangereuses  
Tiré du Règlement provincial (R.Q.c. Q-2, r.15.2, a.26 et 27)

<b>Paramètres</b>	<b>Normes provinciales pour les huiles usées</b>
As	$\leq 5$ mg/kg
Cd	$\leq 2$ mg/kg
Cr	$\leq 10$ mg/kg
Pb	$\leq 50$ mg/kg
Halogènes totaux	$\leq 1000$ mg/kg
Biphényles polychlorés (BPC)	$\leq 3$ mg/kg
Point éclair	$\geq 38^{\circ}\text{C}$
Valeur calorifique	$\geq 18\,500$ kJ/kg
Teneur en eau	$\leq 20$ % v/v
Teneur en soufre	$\leq 1,5$ % m/m

### 1.2.3 Perspective réglementaire

La version préliminaire de la future réglementation provinciale, en discussion depuis 2005, tend à être plus sévère au niveau des normes d'émissions pour les matières particulaires et les oxydes d'azote. Bien que sa version finale, ne prendra effet qu'après sa parution dans la

gazette officielle, le document préliminaire peut servir de source d'information dans le contexte d'interprétation des résultats. Les valeurs d'émissions proposées de la future réglementation sont résumées dans le Tableau 1.6. De plus, la version actuelle de la future réglementation prévoit qu'il sera interdit de remplacer un brûleur dans un appareil de combustion d'une puissance d'au moins 3 MW par brûleur dont le taux d'émission de NOx est supérieur à un brûleur de type à combustion étagée.

Tableau 1.6 Valeurs proposées sur les émissions de matières particulaires (MP) et d'oxydes d'azote (NOx)  
Tirées de la future réglementation provinciale

<b>Sources</b>	<b>Paramètres</b>	<b>Future réglementation provinciale Mg/MJ</b>
Huile légère	MP	60
Huile légère	NOx	40
Gaz naturel	NOx	26

#### 1.2.4 Cadre réglementaire municipal

Les installations situées sur le territoire de la ville de Montréal, telle que constituée à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2002, sont assujetties au règlement de la Communauté métropolitaine de Montréal (CMM, 2001; Règlement 2001-10, a. 3.01). Le Règlement sur les rejets à l'atmosphère et la délégation de son application ont été adoptés et approuvés en 2001 pour une entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2002. Les règlements adoptés par la Communauté urbaine de Montréal (CUM) de 1986 à 2001, règlements no.90 à 90-6, sont inclus dans le présent règlement pour en faire partie intégrante. De plus, ce règlement remplace sur ce territoire, le Règlement sur la qualité de l'atmosphère du Québec (Tableau 1.2). Le règlement crée des

obligations aux entreprises en établissant des normes d'émissions de polluants atmosphériques résultant de plusieurs types d'activités industrielles et commerciales. Une liste de 365 polluants spécifiques figure dans le règlement. De plus, le règlement fixe des normes sur la qualité de l'air ambiant. Le Tableau 1.7 présente les normes municipales pour les contaminants susceptibles de se retrouver dans les émissions atmosphériques lors de la combustion de combustibles fossiles.

En ce qui concerne la teneur en soufre dans le combustible avant la combustion, le règlement du CMM spécifie que les combustibles dont la teneur en soufre excède 0,4 % en poids pour l'huile légère ne peuvent être utilisés à des fins de combustion (R. 2001-10, a. 4.01).

Tableau 1.7 Réglementations concernant les émissions atmosphériques  
Tirées du Règlement sur les rejets atmosphériques  
(R. 2001-10, a.3.01)

Polluants	Temps d'exposition	Règlement de la CMM
	Heures	$\mu\text{g}/\text{m}^3$
Particules aéroportées <sup>3</sup> (total)	0,25	40
	1	300
CO	0,25	6 000
	1	35 000
NO <sub>2</sub>	0,25	545
	1	400
NO	0,25	500
	1	1 300
SO <sub>2</sub>	0,25	860
	1	1 300

---

<sup>3</sup> Le diamètre des particules aéroportées peut varier entre 0,005  $\mu\text{m}$  à 100  $\mu\text{m}$ .



Différentes discussions sont en cours afin de réévaluer les réglementations provinciales dans un souci de mieux protéger l'environnement et la santé humaine. La réglementation a toutes les chances de devenir plus sévère dans les années à venir. Actuellement, la réflexion vise à réduire les émissions maximales des matières particulaires (MP) à 60 mg/MJ pour tous les combustibles et celles des NOx à 40 mg/MJ dans le cas de l'utilisation d'huiles légères et à 26 mg/MJ dans le cas de l'utilisation du gaz naturel. Bien que ces discussions soient au niveau de la réglementation provinciale, la communauté métropolitaine de Montréal ajustera ces propres règlements puisque sa réglementation doit être équivalente ou plus sévère que celle de la province du Québec.



## CHAPITRE 2

### MÉTHODOLOGIE

#### 2.1 Description des sites

##### 2.1.1 Description du site no.1

Le site no.1 dispose de quatre chaudières pouvant être alimentées à l'huile légère ou au gaz naturel. La capacité maximale des installations du site no.1, excluant la chaudière no.1, est de 77 273 kg de vapeur à l'heure. La vapeur produite est distribuée par un réseau de distribution souterrain d'une longueur approximative de 5.5 km. Aucun système de filtration n'est en place et les gaz de combustion sont directement rejetés à l'atmosphère par la cheminée.

La chaudière no.1 est de marque Vulcano de type tube à fumée fabriquée en 1961 et elle a été démenagée sur le site no.1 en 1981. La chaudière ne peut être utilisée durant la saison froide à cause des limitations imposées par sa pression de conception. Sa capacité maximale est de 4 545 Kg de vapeur par heure. Elle est munie d'un ventilateur à tirage forcé. La vie utile de la chaudière no.1 a été dépassée en 1998. Comme cette chaudière n'est utilisée qu'en été et qu'elle a une capacité de production inférieure aux autres chaudières (faible production égale faible émission), la caractérisation de la chaudière no.1 a été abandonnée.

La chaudière no.2 est de marque H.C. Vidal Ltée (Vickers Keeler) de type tube à eau de configuration « D » à deux ballons et a été installée sur le site en 1990. Elle est munie d'un récupérateur de chaleur des gaz de combustion de type conventionnel. Sa capacité maximale est de 27 273 kg de vapeur par heure. La chaudière est munie d'un ventilateur à tirage forcé. Les chaudières no. 3 et 4 sont de la même marque et modèle que la chaudière no.2. Elles ont été installées sur le site no.1 en 1972. Chaque chaudière a une capacité maximale de 25 000 kg de vapeur par heure. Les chaudières sont munies de ventilateurs à tirage forcé. Les chaudières no. 2, 3 et 4 servent durant la saison froide et utilisent le gaz naturel avec la capacité de brûler l'huile légère comme combustible secondaire.

Chaque chaudière possède une cheminée construite en métal et recouverte de matériel isolant à l'exception de la chaudière no.1 qui n'a aucune isolation sur sa cheminée. La chaudière no.1 possède une cheminée d'une hauteur totale de 12,6 mètres dont 2,8 mètres se trouvent à l'extérieur du bâtiment. Le diamètre intérieur est de 72,5 cm. La cheminée de la chaudière no.2 a une hauteur totale de 4,3 mètres dont 2,5 mètres sont situés au-dessus de la toiture du bâtiment. Le diamètre intérieur est de 1,04 mètre. Les cheminées des chaudières no.3 et 4 possèdent toutes deux une hauteur totale de 14,2 mètres dont 4,3 mètres se trouvent au-dessus de la toiture. Leurs diamètres intérieurs sont de 1,12 mètres. Les cheminées no. 2, 3 et 4 possèdent également des ports d'inspection situés à leurs bases mesurant 0,45 m de haut par 0,45 m de large.

Entre 2001 et 2006, la consommation moyenne annuelle en gaz naturel a été d'environ  $4\,627\,461 \pm 296\,215 \text{ m}^3/\text{an}$ . Le gaz est fourni au site no.1 à l'aide d'une ligne de distribution appartenant à la compagnie Gaz Métropolitain. L'entente de service est de type interruptible. Dans le cas d'une interruption de service, le site no.1 doit brûler de l'huile légère. Ce dernier est très peu utilisé comparativement au gaz naturel. La consommation moyenne annuelle en huile légère est d'environ  $233\,071 \pm 310\,110 \text{ Litres/an}$  ( $233 \text{ m}^3/\text{an} \pm 310 \text{ m}^3/\text{an}$ ) entre 2001 et 2006, mais comme le démontre l'écart type, cette consommation peut varier énormément d'une année à l'autre (589 989 litres pour l'année 2003-2004 et 0 litre pour l'année 2001-2002).

Le site no.1 a une capacité maximale totale à l'entrée des brûleurs de 78,7 MW. Les quatre chaudières sont munies de brûleur au gaz naturel. Le brûleur au gaz naturel de la chaudière no.1 a été installé en 1981 et il est de marque Volcano d'une puissance maximale de 17,68 GJ à l'entrée. Le brûleur au gaz naturel de la chaudière no.2 a été installé en 1990 et il est de type « réfractaire à buses » avec une puissance maximale de 79 GJ à l'entrée. Dans ce type de brûleur, les jets de gaz se jettent dans un tunnel réfractaire et se mélangent à l'air à l'aide d'un ventilateur à air forcée.

Les brûleurs au gaz naturel des chaudières no. 3 et 4 ont été installés en 1971 et ils sont également de type « réfractaire à buses ». Le système à huile légère comprend deux réservoirs hors terre de 157 500 litres chacun installé en 1971. Des digues de rétentions entourant les réservoirs et un réservoir de drainage souterrain de 45 000 litres sont en place pour contenir tout déversement accidentel. Les chaudières no. 2, 3 et 4 sont également munies de brûleurs au mazout. Le brûleur au mazout de la chaudière no.2 a été installé en 1990 et il est de marque Faber de type « pulvérisateur à la vapeur » conçu pour l'huile légère. Sa puissance maximale est de 1 750 kg/h. Le brûleur à mazout des chaudières no. 3 et 4 sont de marque Raskin Coen également de type « pulvérisation à la vapeur » conçu pour l'huile lourde. En 1984, les brûleurs des chaudières no. 3 et 4 ont été convertis pour fonctionner à l'huile légère.

Le site no.1 est muni d'un transmetteur de pression au collecteur de vapeur qui envoie un signal aux deux régulateurs principaux qui fonctionnent en mode manuel ou automatique. Les deux régulateurs ne peuvent être utilisés simultanément. La chaudière no.1 fonctionne indépendamment du système de contrôle des installations. La chaudière no.1 possède le système de contrôles suivant : un poste régulateur de combustible et registre régulateur de l'air soufflé. Les systèmes de contrôles de la chaudière no.2 sont : un poste régulateur d'air de combustion en mode manuel ou automatique, un poste régulateur de combustible pour l'huile et le gaz naturel en mode manuel ou automatique, un registre régulateur de l'air soufflé et une soupape régulatrice pour chaque combustible. Les chaudières no.3 et 4 sont munies d'un poste régulateur d'air de combustion en mode manuel ou automatique à chaque chaudière, un poste régulateur de combustible pour l'huile en mode manuel ou automatique à chaque chaudière, un poste régulateur de combustible pour le gaz naturel en mode manuel ou automatique à chaque chaudière, un registre régulateur de l'air soufflé à chaque chaudière et une soupape régulatrice à chaque chaudière pour chaque combustible. Les autres systèmes du site no.1 contrôlent les éléments suivants : eau d'alimentation, débitmètres, air comprimé, traitement chimique et électricité. Ces systèmes n'influencent pas directement les émissions atmosphériques à la sortie de cheminées. Toutefois, l'inspection et l'entretien de ces

systemes sont nécessaires afin d'obtenir une efficacité maximale de la combustion dans les chaudières.

### 2.1.2 Description du site no.2

Le site no.2 dispose de quatre chaudières dont les gaz de combustion sont acheminés directement à l'atmosphère. La production d'eau chaude permet l'alimentation en énergie à l'aide d'un réseau souterrain de conduites d'une longueur totale de 558 mètres.

Les chaudières no.1 et 2 ont été construites en 1962 et la chaudière no.3 a été construite en 1963. Les chaudières no.1, 2 et 3 sont de la marque Foster Wheeler de type aquatubulaire de configuration « A » et elles possèdent une capacité de production à la conception de 30 000 livres de vapeur par heure. Ces chaudières ne possèdent pas de récupérateur de chaleur. La chaudière no 4 a été construite en 1977 et elle est de marque Cleaver Brooks de type aquatubulaire de configuration « D ». Sa capacité de production à la conception est de 30 000 livres de vapeur par heure. De plus, elle possède un récupérateur de chaleur (APCO rectangulaire) construit en 1986 qui représente une récupération d'énergie de 425 000 BTU/h à 1 886 000 BTU/h au maximum de sa charge. En guise de système d'air de combustion, les chaudières no.1, 2 et 3 sont munies de ventilateurs à air forcé et de ventilateurs à air induit datant entre 1962 et 1976. La chaudière no.4 est munie d'un ventilateur à air forcé datant de 1977.

Les chaudières ont chacune un débit calorifique de 36 000 000 BTU/heure. Le débit de gaz maximal de chacune des chaudières est de 36 000 pi<sup>3</sup>/heure. La capacité totale de production du site no.2 est de 120 000 livres par heure pour une combustion au gaz naturel, soit 30 000 livres par heure pour chacune des quatre (4) chaudières. Ce qui représente une capacité totale d'environ 142 800 000 BTU par heure (42 MW). La capacité totale de production des installations du site no.2 est de 90 000 livres par heure pour une combustion à l'huile légère,

soit 30 000 livres par heure pour chacune des trois (3) chaudières employant le mazout. Ce qui représente une capacité totale d'environ 107 100 000 BTU par heure (31MW).

Les cheminées du site no.2 ont été construites en 1982. Le matériel de construction est l'acier et les cheminées sont isolées avec de l'amiante jusqu'à la toiture. Les cheminées possèdent toutes une hauteur totale de 10,8 mètres dont 7,3 mètres sont situés au-dessus de la toiture du bâtiment. Le diamètre intérieur des cheminées est de 0,79 mètres.

Les chaudières no. 1, 2 et 3 peuvent être alimentées au gaz naturel ou à l'huile légère. La chaudière no.4 est alimentée au gaz naturel seulement. Le gaz naturel est un combustible primaire et il est fourni à l'aide d'une ligne de distribution appartenant à la compagnie Gaz Métropolitain avec une entente de service de type interruptible. Entre 2001 et 2006, la consommation moyenne annuelle en gaz naturel a été d'environ  $4\,824\,901 \pm 254\,587$  m<sup>3</sup>/an. Dans le cas d'une interruption de service, le site no.2 doit brûler de l'huile légère. L'huile légère est un combustible secondaire peu utilisé comparativement au gaz naturel. La consommation moyenne annuelle en huile légère est d'environ  $160\,025 \pm 189\,420$  litres/an ( $160 \pm 189$  m<sup>3</sup>/an) entre 2001 et 2006, mais comme le démontre l'écart type, cette consommation peut varier énormément d'une année à l'autre (10 103 litres pour l'année 2001-2002 et 0 litre pour l'année 2005-2006).

Le site no.2 a une capacité maximale totale à l'entrée des brûleurs au gaz naturel d'environ 178 500 000 BTU/h (52 MW) pour une efficacité des brûleurs de 80%. La capacité maximale totale à l'entrée des brûleurs à l'huile légère est d'environ 133 875 000 BTU/h (39 MW) pour une efficacité des brûleurs de 80%.

Les quatre chaudières sont munies de brûleur au gaz naturel. Les brûleurs ont été installés en 1982 et ils sont de marque Peabody de type « réfractaire à buses circulaires ». La capacité des brûleurs se situe entre 5 140 et 36 000 pieds cubes par heure. Les chaudières no. 1, 2, et 3 sont également munies de brûleurs au mazout. Le brûleur au mazout de la chaudière no.1 a

été installé en 1962 et il est de marque Peabody de type « gun ». Le type d'atomisation est la vapeur. Le mazout n'est plus utilisé dans la chaudière no.4 depuis la conversion des installations du site au gaz naturel en 1982. Le système à huile légère comprend deux réservoirs souterrains de type «double paroi» de 50 000 litres chacun installé en 1992.

Tout comme les chaudières du site no.1, celles du site no.2 ont des systèmes de contrôle de la combustion. Les systèmes ont été installés en 1982. Les postes régulateurs contrôlent les éléments suivants : la combustion avec huile, l'air de combustion pour l'huile, la combustion avec le gaz naturel, l'air de combustion pour le gaz naturel, l'air induit pour l'huile et le gaz naturel, le niveau d'oxygène pour l'huile et le gaz naturel ainsi que l'analyseur d'oxygène. La chaudière no.4 ne dispose que des systèmes de contrôle de la combustion pour le gaz naturel. Les autres systèmes du site no.2 contrôlent les éléments suivants : train des robinets, sécurité des brûleurs, alarmes et contacts de sécurité à chaque chaudière, eau d'alimentation, débitmètres, air comprimé, traitement chimique et électricité. Ces systèmes n'influencent pas directement les émissions atmosphériques à la sortie de cheminées. Toutefois, l'inspection et l'entretien de ces systèmes sont nécessaires afin d'obtenir une efficacité maximale de la combustion dans les chaudières.

Le contrôle des différentes sources fixes ne sont pas automatisées. La production d'énergie est en tout temps surveillée par un opérateur en mesure de répondre aux différentes alarmes. Un technicien en combustion est responsable d'effectuer des contrôles réguliers ou sur demande pour vérifier et ajuster la combustion des chaudières. Ces mesures permettent d'atteindre une meilleure efficacité de la production d'énergie ainsi que de vérifier les taux d'émissions directement en sortie de chaudières des oxydes de carbone ( $\text{CO}_x$ ) et d'azote ( $\text{NO}_x$ ). La capacité de production totale des installations est actuellement supérieure à la demande en énergie, et ce, pour les deux sites. Ainsi, lors de l'entretien annuel d'une chaudière ou de bris sur une des chaudières, il est ainsi possible d'utiliser une autre chaudière pendant cette période d'arrêt pour combler les besoins. Par contre, une demande



supplémentaire sur une base régulière, par exemple dans le cadre de nouvelles constructions, pourrait exiger des besoins énergétiques supérieurs.

## **2.2 Paramètres de caractérisation des émissions atmosphériques**

Dans le cas des essais sur les sources fixes alimentées au gaz naturel, les paramètres analysés sur les échantillons ont été les suivants :

- oxygène (O<sub>2</sub>)
- monoxyde de carbone (CO)
- dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)
- composés organiques gazeux totaux (COGT)
- dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>)
- oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>)

Dans le cas des essais sur les sources fixes alimentées à l'huile légère, les matières particulaires (MP) ont été analysées en plus des paramètres précédents. Tous les paramètres, à l'exception des matières particulaires, ont été mesurés en continu.

Lors de la campagne de caractérisation des émissions atmosphériques, le débit, la vitesse et l'humidité des gaz ont également été mesurés à chaque essai.

Il est à noter que les dioxines et les furannes n'ont pas fait parties de la présente caractérisation. La description de ces paramètres et les risques de les retrouver lors de la combustion de combustibles fossiles ont été présentés au chapitre 1 à titre informatif.

### **2.3 Campagne d'échantillonnage**

Une firme accréditée dans le domaine de l'atmosphère par le Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) a effectué l'échantillonnage. Ainsi, la firme Bodycote Arthur Gordon de Saint-Bruno a été responsable de la collecte de l'ensemble des échantillons ainsi que de l'analyse spécifique des matières particulaires pour laquelle elle possède également l'accréditation du MDDEP. Le laboratoire Maxxam Analytic de Montréal a été responsable de l'analyse des autres échantillons. Il est à noter qu'il n'y a pas encore d'accréditation officiellement accordée pour le NOx dans le domaine de l'air. De plus, une surveillance des essais a été effectuée par des représentants en environnement de la Ville de Montréal pour une partie des essais.

### **2.4 Planification et préparation**

La planification et la préparation de la campagne d'échantillonnage a consisté à :

- visiter les installations visées par la présente étude avec les différents intervenants;
- réviser les fiches techniques, les caractéristiques et de la performance des sources fixes;
- soumettre le plan d'échantillonnage à la ville de Montréal pour approbation;
- préparer les cheminées à l'extérieur du bâtiment (sortie des gaz) pour recevoir le train d'échantillonnage. Les ports d'inspection existants n'étaient pas adéquats et des modifications aux cheminées à l'extérieur du bâtiment ont dû être faites pour cette campagne d'échantillonnage. Des trous ont été percés afin de pouvoir introduire les senseurs et des supports ont été soudés aux cheminées afin de soutenir le train d'échantillonnage;
- coordonner avec le surintendant et le personnel responsables des installations la préparation des sources fixes avant la campagne d'échantillonnage;
- effectuer des tests de combustion préliminaire afin de s'assurer que les sources fixes sont en bonne condition avant d'effectuer les essais.

## **2.5 Déroulement de la campagne d'échantillonnage**

Les essais de la campagne d'échantillonnage des installations du site no.1 ont été menés du 23 au 30 mars 2007. Les essais se sont déroulés à des conditions normales d'opération sous la surveillance du personnel habituel des installations visées et d'un technicien en combustion.

Pour les installations du site No.2, les essais de la campagne d'échantillonnage ont été réalisés du 19 au 22 mars et du 2 et 25 avril 2007. Les essais se sont déroulés à des conditions normales d'opération sous la surveillance du personnel habituel des installations visées et d'un technicien en combustion. Lors de la campagne d'échantillonnage, les contaminants atmosphériques visés ont été mesurés tel que prescrit dans le Guide d'échantillonnage à des fins d'analyses environnementales, cahier 4, sur l'échantillonnage des émissions atmosphériques en provenance de sources fixes (Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec, 1999; Échantillonnage des émissions atmosphériques en provenance de sources fixes, 2<sup>e</sup> édition Cahier 4). Le Guide demande de caractériser les émissions atmosphériques en sortie de cheminée plutôt qu'à la sortie de la chaudière. Pour cette raison, les ports d'inspection existants à l'intérieur des installations n'ont pas été utilisés. De nouveaux ports d'échantillonnage ont été installés à l'extrémité des cheminées à l'extérieur du bâtiment.

Les détails du déroulement de la campagne d'échantillonnage des installations visées sont comme suit :

- prise d'échantillons en continu par les techniciens de la firme Bodycote Arthur Gordon en collaboration avec le surintendant des installations et les opérateurs des sources fixes;
- vérification des conditions d'opération et de l'efficacité de la combustion des sources fixes avant et pendant les essais par un technicien en combustion. Dans le cas de problèmes techniques, le technicien en combustion et les opérateurs des installations

effectuaient les ajustements pour obtenir les meilleures conditions possibles pour les essais;

- visite des installations et inspection des techniques d'échantillonnage par du personnel en environnement de la Ville de Montréal. Les changements demandés par les inspecteurs de la Ville de Montréal ont été adoptés par les techniciens de la firme Bodycote.

## 2.6 Équipements de mesure et méthode d'échantillonnage

Les appareils utilisés pour l'échantillonnage par méthodes en continues pour les sites no.1 et no.2 sont décrits dans les Tableaux 2.1.

Tableau 2.1 Paramètres pour les appareils d'échantillonnage en continu pour l'échantillonnage aux sites no.1 et no.2

<b>Paramètres</b>	<b>O<sub>2</sub></b>	<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>CO</b>	<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>COGT</b>
Méthode	EPA (3A)	EPA (3A)	EPA (10)	EPA (7E)	EPA (6C)	EPA (25A)
Principe	Param.	NDIR	NDIR	Chim.	NDUV	FID
Instrument utilise	Cherokee	Siemens Ultramat 22P	Siemens Ultramat 22P	Teco 42C	Bovar 721M	Ratfish RS-53
Gaz d'étalonnage	5,01% v/v 5,2 % v/v	18,2 % v/v 18 % v/v	840 ppmv 779 ppmv	802 ppmv 430 ppmv	900 ppmv 440 pppmv	816 ppmv 799 ppmv
Étendue de la mesure	0 – 25 % v/v	0 – 20 % v/v	0 – 1000 ppmv	0 – 1000 ppmv	0 – 1000 ppmv	0 – 1000 ppmv

## 2.7 Paramètres des appareils pour les matières particulaires (MP)

Les appareils utilisés pour l'échantillonnage par méthodes manuelles (intégrées) sont décrits dans le Tableau 2.2 pour le site no.1 et dans le Tableau 2.3 pour le site no.2.

Tableau 2.2 Paramètres pour les appareils d'échantillonnage par méthodes manuelles (intégrées) pour l'échantillonnage à l'huile légère

Paramètres	Source no.2		
	MP # 1	MP # 2	MP # 3
Module de contrôle	8	8	8
Facteur du compteur à gaz ( $\gamma$ )	0,957	0,957	0,957
Facteur de l'orifice ( $K_0$ )	0,72	0,72	0,72
Sonde	Inox	Inox	Inox
# de la sonde (ou pilot)	3' D	3' D	3' D
Facteur d'étalonnage du pilot	0,791	0,791	0,803
Diamètre de la buse	0,435	0,435	0,249
Paramètres	Source no.3		
	MP # 1	MP # 2	MP # 3
Module de contrôle	8	8	8
Facteur du compteur à gaz ( $\gamma$ )	0,957	0,957	0,957
Facteur de l'orifice ( $K_0$ )	0,72	0,72	0,72
Sonde	Inox	Inox	Inox
# de la sonde (ou pilot)	3' C	3' D	3' C
Facteur d'étalonnage du pilot	0,794	0,803	0,792
Diamètre de la buse	0,312	0,375	0,375

Tableau 2.2 Paramètres pour les appareils d'échantillonnage par méthodes manuelles (intégrées) pour l'échantillonnage à l'huile légère (suite)

Paramètres	Source no.4 (huile légère)		
	MP # 1	MP # 2	MP # 3
Module de contrôle	8	8	8
Facteur du compteur à gaz ( $\gamma$ )	0,957	0,957	0,957
Facteur de l'orifice ( $K_0$ )	0,72	0,72	0,72
Sonde	Inox	Inox	Inox
# de la sonde (ou pilot)	3' D	3' C	3' D
Facteur d'étalonnage du pilot	0,803	0,791	0,803
Diamètre de la buse	0,375	0,374	0,375

Tableau 2.3 Paramètres pour les appareils d'échantillonnage par méthodes manuelles (intégrées) pour l'échantillonnage à l'huile légère

Paramètres	Source no.1 (huile légère)		
	MP # 1	MP # 2	MP # 3
Module de contrôle	6	6	6
Facteur du compteur à gaz ( $\gamma$ )	0,962	0,962	0,962
Facteur de l'orifice ( $K_0$ )	1,06	1,06	1,06
Sonde	Inox	Inox	Inox
# de la sonde (ou pilot)	3' D	5' DV	3' D
Facteur d'étalonnage du pilot	0,803	0,803	0,803
Diamètre de la buse	0,374	0,375	0,374
Paramètres	Source no.2 (huile légère)		
	MP # 1	MP # 2	MP # 3
Module de contrôle	6	6	6
Facteur du compteur à gaz ( $\gamma$ )	0,962	0,962	0,962
Facteur de l'orifice ( $K_0$ )	1,06	1,06	1,06
Sonde	Inox	Inox	Inox
# de la sonde (ou pilot)	5' DV	3' D	5' DV
Facteur d'étalonnage du pilot	0,803	0,806	0,802
Diamètre de la buse	0,375	0,374	0,375

Tableau 2.3 Paramètres pour les appareils d'échantillonnage par méthodes manuelles (intégrées) pour l'échantillonnage à l'huile légère (suite)

Paramètres	Source no.3 (huile légère)		
	MP # 1	MP # 2	MP # 3
Module de contrôle	6	6	6
Facteur du compteur à gaz ( $\gamma$ )	0,962	0,962	0,962
Facteur de l'orifice ( $K_0$ )	1,06	1,06	1,06
Sonde	Inox	Inox	Inox
# de la sonde (ou pilot)	3' D	5' DV	3' D
Facteur d'étalonnage du pilot	0,803	0,802	0,806
Diamètre de la buse	0,374	0,375	0,374

## 2.8 Méthode d'échantillonnage

### 2.8.1 Matières particulaires (MP)

Les essais des MP sont des prélèvements d'échantillons isocinétiques signifiant que les vitesses linéaires du gaz entrant dans la buse d'échantillonnage est égale à celle de l'écoulement des gaz non perturbé au point d'échantillonnage. L'échantillonnage des MP ont compris pour chacun des essais la mesure du débit et des vitesses, des températures, de l'humidité et des gaz de combustion O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> et CO.



Les MP ont été échantillonnées selon les dispositions prévues par la méthode de référence en vue d'essais aux sources : mesure des rejets de particules de sources fixes d'Environnement Canada (Env. Canada, 1993; Rapport SPE 1/RM/8). Tous les instruments de mesure ont été calibrés en conformité avec la méthode « F » d'Environnement Canada (Env. Canada, 1993; Rapport SPE 1/RM/8). Le train d'échantillonnage a été constitué ainsi :

- une buse d'acier inoxydable de diamètre précis a été calculé pour conserver l'isocinétisme;
- une sonde en acier inoxydable pourvue d'un système de chauffage a été utilisée pour éviter toute condensation d'humidité. Un thermocouple et un pitot de type « S » ont été couplés à cette sonde pour permettre des mesures de température et de pression différentielle des gaz;
- un filtre en fibre de verre d'une porosité de 0,3  $\mu\text{m}$  a été placé dans une enceinte chauffée afin d'éviter toute condensation d'humidité. Le filtre sépare les matières solides du gaz;
- 4 barboteurs ont été placés en série (#1 et #2 : 100 ml H<sub>2</sub>O déminéralisée; #3 : vide; #4 : 200 g de gel de silice). Les barboteurs ont été maintenus dans un bain eau-glace afin de condenser toute l'humidité contenue dans le gaz.
- une pompe à vide;
- un compteur à gaz type sec;
- un débitmètre à orifice.

La buse, la sonde ainsi que toute la verrerie ont été préalablement lavées et décontaminées à l'acétone. Après chaque essai, le train d'échantillonnage est rapporté au laboratoire mobile présent sur le site d'échantillonnage afin d'y récupérer les échantillons. La buse et la sonde ont été brossées et rincées à l'acétone. Le filtre a été placé dans un vase de pétri en plastique. Le volume de solution des barboteurs a été mesuré pour le calcul de l'humidité avant d'être transféré dans une bouteille en polyéthylène. Les barboteurs ont ensuite été rincés avec de l'eau déminéralisée. Le gel de silice dans les barboteurs a été pesé et son poids est noté pour le calcul de l'humidité.

### 2.8.2 Oxygène (O<sub>2</sub>) et dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>)

La méthode de l'EPA #3A a été utilisée pour la mesure en continu de l'O<sub>2</sub> et du CO<sub>2</sub> : « Determination of Oxygen and Carbon Dioxide Concentration in Emission from Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure) » (Federal Code of Regulations; 40 CFR60). Le train d'échantillonnage a été constitué ainsi :

- une sonde chauffée pour éviter toute condensation d'humidité;
- une ligne de téflon chauffée reliant le point d'échantillonnage au système d'analyse pour éviter toute condensation d'humidité;
- des analyseurs de CO<sub>2</sub> et d'O<sub>2</sub>.

### 2.8.3 Monoxyde de carbone (CO)

La méthode de l'EPA #10 a été utilisée pour la mesure en continu du CO : « Determination of Carbon Monoxide Emissions from Stationary Sources » (Federal Code of Regulations; 40 CFR60). Le train d'échantillonnage a été constitué ainsi :

- une sonde chauffée pour éviter toute condensation d'humidité;
- une ligne de téflon chauffée reliant le point d'échantillonnage au système d'analyse pour éviter toute condensation d'humidité;
- un condensateur d'humidité;
- un analyseur de CO.

### 2.8.4 Oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>)

La méthode de l'EPA #7E a été utilisée pour la mesure en continu des NO<sub>x</sub> : « Determination of Nitrogen Oxides Emissions from Stationary Sources (Instrumental

Analyzer Procedure) » (Federal Code of Regulations; 40 CFR60). Le train d'échantillonnage a été constitué ainsi :

- une sonde chauffée munie d'un filtre;
- une ligne de téflon chauffée reliant le point d'échantillonnage au système d'analyse pour éviter toute condensation d'humidité;
- un condensateur d'humidité;
- un analyseur de NOx.

#### 2.8.5 Dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>)

La méthode de l'EPA #6C a été utilisée pour la mesure en continu du SO<sub>2</sub> : « Determination of Sulfur Dioxide Emissions from Stationary Sources (Instrumental Analyzer Procedure) » (Federal Code of Regulations; 40 CFR60). Le train d'échantillonnage a été constitué ainsi :

- une sonde chauffée munie d'un filtre;
- une ligne de téflon chauffée reliant le point d'échantillonnage au système d'analyse pour éviter toute condensation d'humidité;
- un condensateur d'humidité;
- un analyseur de SO<sub>2</sub>.

#### 2.8.6 Composés organiques gazeux totaux (COGT)

La méthode de l'EPA #25A a été utilisée pour la mesure en continu des COGT : « Determination of Total Gaseous Organic Concentration Using a Flame Ionization Analyzer » (Federal Code of Regulations; 40 CFR60). Le train d'échantillonnage a été constitué ainsi :

- une sonde chauffée munie d'un filtre;

- une ligne de téflon chauffée reliant le point d'échantillonnage au système d'analyse pour éviter toute condensation d'humidité;
- un analyseur de COGT.

### 2.8.7 Débit, vitesse et humidité

Le débit, la vitesse et l'humidité des gaz ont été mesurés aux sites de mesure selon les méthodes de référence en vue d'essais aux sources avec la méthode « B » d'Environnement Canada (Env. Canada, 1993; Rapport SPE 1/RM/8).

## 2.9 Méthode de calculs des taux de contaminants

Deux approches peuvent être appliquées pour obtenir le taux des contaminants atmosphériques dans les émissions des sources fixes. La première est basée sur les valeurs obtenues expérimentalement aux cheminées dans les conditions normales d'opération des installations lors d'une campagne d'échantillonnage. La seconde est une estimation par calculs théoriques. Cette méthode est basée sur les facteurs d'émissions indiqués dans le document AP 42 (USEPA, 1998a et 1998b) produit par l'agence américaine de la protection de l'environnement (Environmental Protection Agency) et par les formules de référence de la Communauté métropolitaine de Montréal (CMM, 2001; Règlement 2001-10, a. 3.01).

### 2.9.1 Méthode AP-42

Le guide sur les facteurs d'émission AP-42 indique des facteurs d'émission de référence pour de nombreuses catégories de sources. Ces facteurs d'émission représentent une moyenne calculée par l'EPA à partir des données disponibles d'essais sur les cheminées. Pour les sources qui utilisent différents types de dispositifs de surveillance ou des dispositifs multiples, le facteur d'émission sera indiqué pour chaque option. En outre, il contient des

descriptions de procédés et une discussion des dispositifs de limitation des émissions qui ont été utilisés avec un type de procédé donné.

### 2.9.2 Méthode de la CMM

Les calculs pour les installations situées dans la ville de Montréal ont été effectués à l'aide des formules de référence, équations 2.1 et 2.2, tirées du Règlement de la Communauté métropolitaine de Montréal (CMM, 2001; Formules 3.01). Ces calculs servent également à calculer la dispersion des émissions atmosphériques par rapport à la source fixe.

$$C = \frac{10^6 Q}{u} e^{[2,5302 - 1,5610 \cdot \log_e \cdot H - 0,0934(\log_e \cdot H)^2]} \quad (2.1)$$

où :

$$H = h + \frac{v_s d}{u} \left[ 1,5 + 2,68 \frac{(T_s - 298)d}{T_s} \right] \quad (2.2)$$

où :

C =	Concentration de l'agent polluant en microgramme(s) par mètre cube
u =	Vitesse du vent en mètre(s) par seconde
h =	Distance verticale en mètres, du sol au sommet de la cheminée jusqu'à concurrence de 100 mètres
v <sub>s</sub> =	Vitesse de sortie des gaz dans la cheminée en mètre(s) par seconde
Q =	Débit de l'agent polluant en gramme(s) par seconde <sup>4</sup>
d =	Diamètre intérieur de la cheminée en mètre(s)
T <sub>s</sub> =	Température des gaz dans la cheminée en degrés Kelvin
Log <sub>e</sub> =	Logarithme népérien
e =	2.7183

---

<sup>4</sup> Dans le cas des particules, seules celles dont la taille est inférieure à 20 micromètres doivent être considérées dans la détermination du débit.

## 2.10 Outil dynamique de gestion des émissions atmosphériques

L'approche préconisée vise à permettre une évaluation des émissions en regard des valeurs seuils des réglementations et ce quelque soit la nature de l'information disponible. Cette approche permet d'identifier les actions à entreprendre afin d'acquérir les données pertinentes à l'amélioration de la qualité de l'évaluation environnement des émissions. Fondamentalement, la démarche est basée sur l'analyse des flux du système à l'étude (Figure 2.1).

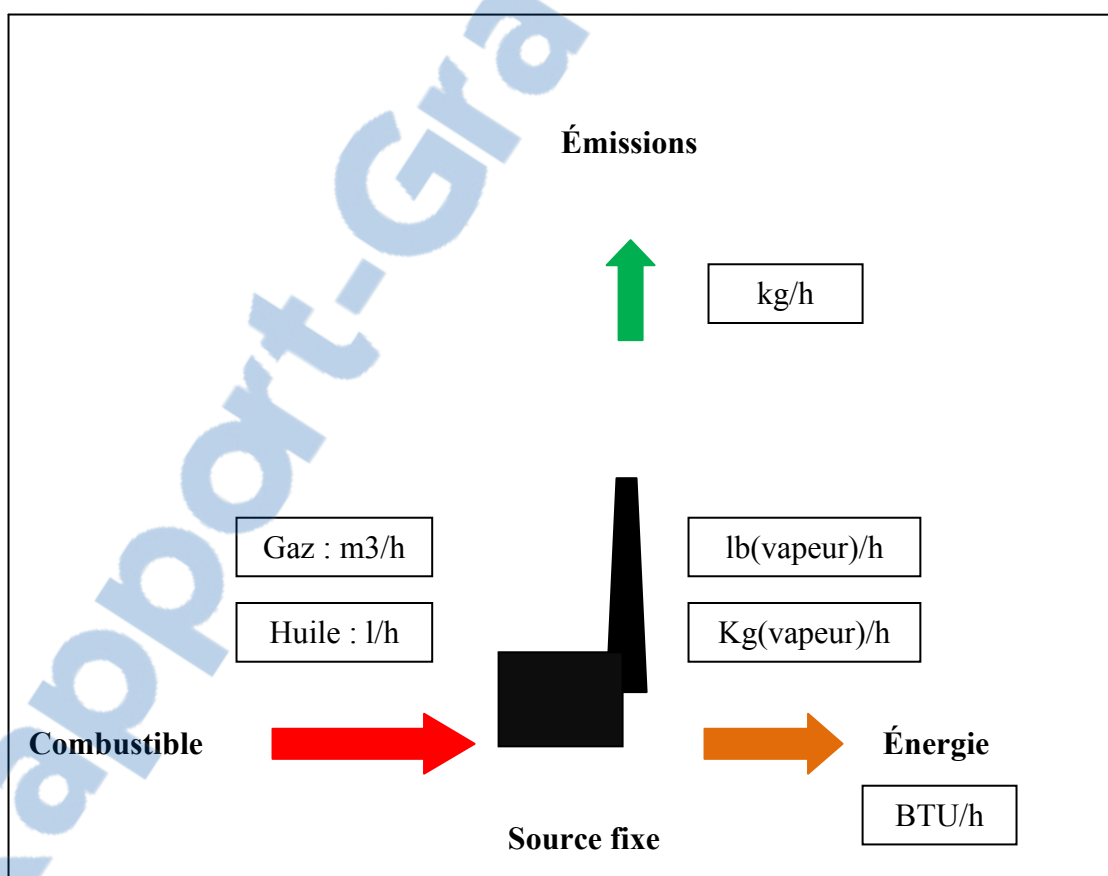


Figure 2.1 Schéma des flux du système associé à une source fixe.

Dérivée des principes de l'écologie industrielle, la démarche vise, d'une part, à suivre les flux des éléments chimiques (entrées/sorties) afin de définir les propriétés du (ou des) processus mis en œuvre. À titre d'exemple, les propriétés du processus sont non seulement les caractéristiques techniques de la source fixe telles que son rendement énergétique par unité de combustible identifié, mais également les taux d'émissions des différents éléments chimiques qui font l'objet du suivi environnemental. D'autre part, la démarche vise également à identifier, avec les futurs utilisateurs, les processus de prises de décision en aval du suivi des installations afin de structurer la mise en forme des résultats et des rapports subséquents. Cette approche permet non seulement de faciliter le suivi des installations mais également d'améliorer la compréhension du système et ainsi de supporter le processus de prise de décision associé à des améliorations à envisager.

La mise en œuvre de l'outil d'aide à la gestion des informations environnementales repose sur le schéma de principe de la structure organisationnelle des données et des informations associées au système à l'étude (Figure 2.2). Le principe de la structure organisationnelle repose sur la cohérence entre les flux de matières (système physique) et les flux d'informations (outil de gestion). Ce principe est applicable grâce à l'approche par objets qui permet de définir chaque entité sans fractionner les données et informations s'y rattachant. La structure se définit par trois types d'entités :

- bases de données des caractéristiques intrinsèques des éléments considérés dans le processus de gestion (matières, procédés, réglementations);
- tableau de bord qui permet de synthétiser les informations associées aux conditions d'opération des installations (scénarios) ainsi que d'afficher les résultats sous forme d'onglets;
- rapports qui compilent les données et informations sous une structure et une forme préétablies.



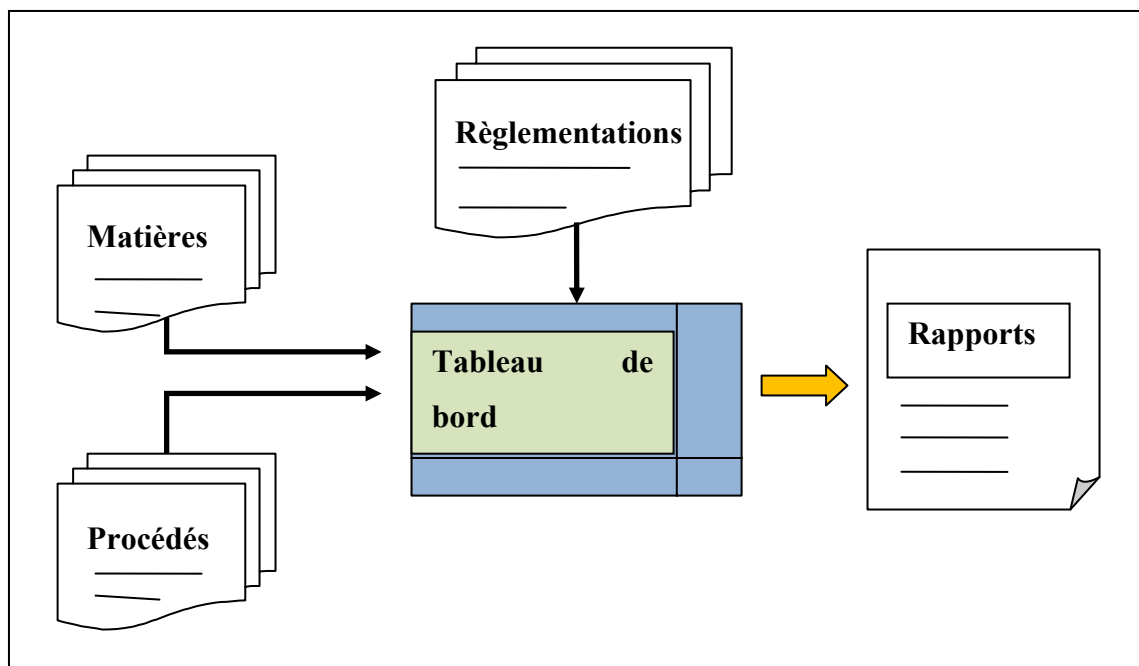


Figure 2.2 Structure organisationnelle des données et informations.

Le plan de travail pour la concrétisation de l’outil d’aide à la gestion des émissions atmosphériques est subdivisé en quatre étapes :

1. Mise en forme des rapports.
2. Développement des bases de données.
3. Développement des processus de traitement.
4. Validation.

### 2.11 Mise en forme des rapports (1)

Cette première étape vise à identifier et à formaliser le canevas des rapports qui seront générés par l’outil. Menée en collaboration avec les futurs utilisateurs, cette étape vise à

colliger l'ensemble des paramètres techniques, environnementaux et économiques associés au suivi des installations ainsi que de leurs critères respectifs et de leur unité. Au cours de cette étape, une attention particulière sera portée sur l'origine des données influençant les différents critères identifiés, leurs unités respectives et, le cas échéant, les règles de conversion afin de les exprimer dans une unité commune reconnue.

## **2.12 Développement des bases de données (2)**

Cette deuxième étape vise, dans un premier temps, à structurer les informations associées aux entités à prendre en considération dans le processus de gestion : combustibles, procédés et réglementations. L'identification des informations se fera en regard des critères identifiés à l'étape précédente et porteront sur les données associées à l'identification, aux variables (et/contraintes) physiques, chimiques, techniques, aux aspects financiers ainsi qu'à toute autre information jugée pertinente.

Dans un deuxième temps, cette étape consiste à développer les différentes bases de données associées aux entités. Le développement sera réalisé en considérant :

- l'aspect graphique (interface utilisateur) des différentes fiches afin de faciliter la manipulation (compréhension et saisie des données);
- la terminologie et des unités généralement reconnues dans le secteur d'activité afin de faciliter la communication et la transcription des informations;
- le développement des algorithmes de contrôle de la cohérence (unicité des identifiants, valeur numérique, etc.) et d'aide à la saisie (aide en ligne, message d'erreur explicite, etc.).
-

Dans un troisième temps, il s'agit de développer les menus permettant de manipuler les objets à l'intérieur de chacune des bases de données tels que la navigation, la gestion des objets (créer, détruire, changer de nom) et l'impression.

### **2.13 Développement des processus de traitement (3)**

Cette troisième étape consiste, dans un premier temps, à développer :

- l'interface graphique du Tableau de bord qui comprend les variables d'opération des installations;
- les procédures d'accès, pour les besoins des calculs, aux informations des bases de données développées à l'étape précédente;
- les outils de navigation dédiés aux utilisateurs pour pouvoir accéder aux différentes bases de données.

Dans un deuxième temps, cette étape repose sur le développement des algorithmes de traitement des données. Les algorithmes s'appuient sur les données des bases de données et les conditions d'opération définies sur le Tableau de bord et traite les informations pour établir les bilans massiques, énergétiques et économiques associés à l'opération des installations. Les algorithmes intègrent les notions suivantes :

- la conversion des données de même nature dans une unité commune afin de permettre l'application du principe de bilan;
- le principe de répartition des éléments réglementés entre les différents extrants (émissions atmosphériques, rétention sur le filtre);
- le traitement de la qualification des données de base (valeur mesurée sur site, valeur de la littérature, valeur mesurée sur un autre site) ainsi que le mode de calcul sélectionné (théorique [modèle de l'EPA ou autres], campagne d'échantillonnage).

L'affichage des résultats sur le Tableau de bord se fait sous la forme d'onglets représentant les sections : environnement, technique, économique. Dans l'onglet environnement, les valeurs des résultats sont comparées, s'il y a lieu, aux valeurs réglementaires. Finalement, cette étape intègre également le développement et l'intégration à l'outil, les rapports types retenus à l'étape 1 du plan de travail.

#### **2.14 Validation (4)**

Cette étape consiste à mettre une version préliminaire de l'outil à la disposition d'un nombre restreint d'utilisateurs afin de tester et valider les différentes procédures de saisie, traitement et affichage/impression développés aux étapes précédentes. L'objet de cette étape est donc d'identifier et de corriger les éventuelles erreurs de programmation.

Finalement, sur la base des observations, questions et remarques recueillies auprès des utilisateurs, un guide utilisateur est préparé afin de faciliter la prise en main de l'outil.

## CHAPITRE 3

### PRÉSENTATION DES RÉSULTATS

#### 3.1 Caractéristiques physiques pour les sources fixes du site no.1

Plusieurs critères de qualités régissent un site de prélèvement. Les valeurs mesurées lors de la campagne d'échantillonnage sont comparées à un critère de qualité apparaissant au Tableau 3.1.

Tableau 3.1 Caractéristiques physiques des sources fixes échantillonnées comparées aux critères de qualité des sites de mesure pour le site no.1

Paramètres	Source fixe no.2	Source fixe no.3	Source fixe no. 4	Critères
Diamètre du conduit (po)	40,75	44	44,25	$\geq 12$
Nb. Diamètre de conduit droit en amont	3 D	3 D	3 D	$\geq 2 D$
Nb. Diamètre de conduit droit en aval	1,5 D	1,5 D	1,5 D	$\geq 0,5 D$
Nb. orifices d'échantillonnage	2	2	2	2 ou plus
Écoulement cyclonique	0°	0°	0°	$\leq 15^\circ$
Écoulement inversé	Non	Non	Non	Non
Vitesse maximale des gaz (pi/s)	22,1	37,1	31,7	$\leq 100$
Vitesse minimale des gaz (pi/s)	11	27	24,4	$\geq 10$
Ratio Vmax/Vmin	2	1,4	1,3	$\leq 2$

Les exigences concernant les sites d'échantillonnage sont respectées pour tous les critères de qualité énoncés dans les méthodes de référence. Les paramètres pour les équipements et les procédures d'échantillonnage pour le train d'échantillonnage mesurant les matières particulaires lors du fonctionnement des sources fixes à l'huile légère sont comparés aux critères de qualité apparaissant dans le Tableau 3.2.

Tableau 3.2 Paramètres pour le train d'échantillonnage mesurant les matières particulaires pour le site no.1

<i>Source fixe No 2- Huile légère</i>				
<b>Paramètres</b>	<b># 1</b>	<b># 2</b>	<b># 3</b>	<b>Critères</b>
Température de la sonde (°F)	> 225	> 225	> 225	≥ 225
Température de l'enceinte du filtre (°F)	> 225	> 225	> 225	≥ 225
Débit de fuite max. (pi <sup>3</sup> /min)	< 0,02	< 0,02	< 0,02	≤ 0,02
Diamètre de la base (po)	0,435	0,435	0,249	≥ 0,187
Facteur d'étalonnage du compteur (γ)	0,957	0,957	0,957	0,95 ≤ γ ≤ 1,05
Temps d'échantillonnage (min)	120	120	120	≥ 60
Volume d'échantillonnage prélevé (Rm <sup>3</sup> )	2,02	2,03	1,8	≥ 1,5
<i>Source fixe No 3 - Huile légère</i>				
<b>Paramètres</b>	<b># 1</b>	<b># 2</b>	<b># 3</b>	<b>Critères</b>
Température de la sonde (°F)	> 225	> 225	> 225	≥ 225
Température de l'enceinte du filtre (°F)	> 225	> 225	> 225	≥ 225
Débit de fuite max. (pi <sup>3</sup> /min)	< 0,02	< 0,02	< 0,02	≤ 0,02
Diamètre de la base (po)	0,312	0,375	0,375	≥ 0,187
Facteur d'étalonnage du compteur (γ)	0,967	0,957	0,957	0,95 ≤ γ ≤ 1,05
Temps d'échantillonnage (min)	120	120	120	≥ 60
Volume d'échantillonnage prélevé (Rm <sup>3</sup> )	1,7	2,22	2,59	≥ 1,5

Tableau 3.2 Paramètres pour le train d'échantillonnage mesurant les matières particulaires pour le site no.1 (suite)

<i>Source fixe No 4 - Huile légère</i>				
<b>Paramètres</b>	<b># 1</b>	<b># 2</b>	<b># 3</b>	<b>Critères</b>
Température de la sonde (°F)	> 225	> 225	> 225	$\geq 225$
Température de l'enceinte du filtre (°F)	> 225	> 225	> 225	$\geq 225$
Débit de fuite max. ( $\text{pi}^3/\text{min}$ )	< 0,02	< 0,02	< 0,02	$\leq 0,02$
Diamètre de la base (po)	0,375	0,374	0,375	$\geq 0,187$
Facteur d'étalonnage du compteur ( $\gamma$ )	0,957	0,957	0,957	$0,95 \leq \gamma \leq 1,05$
Temps d'échantillonnage (min)	120	120	120	$\geq 60$
Volume d'échantillonnage prélevé ( $\text{Rm}^3$ )	2,2	2,23	2,26	$\geq 1,5$

Les exigences concernant les équipements de mesure ont été respectées pour tous les critères de qualité énoncés dans les méthodes de référence. Le diamètre de la buse utilisée lors des essais était d'au moins 3/16", tel qu'exigé par la méthode de référence.

### 3.2 Caractéristiques physiques des sources fixes du site no.2

Les valeurs mesurées lors de la campagne d'échantillonnage sont comparées à un critère de qualité apparaissant au Tableau 3.3.

Tableau 3.3 Caractéristiques physiques des sources fixes échantillonnées comparées aux critères de qualité des sites de mesure

Paramètres	Source fixe no.1	Source fixe no.2	Source fixe no. 3	Source fixe no.4	Critères
Diamètre du conduit (po)	30	30	30	30	$\geq 12$
	4 D	4 D	4 D	4 D	$\geq 2 D$
Nb. Diamètre de conduit droit en amont	2 D	2 D	2 D	2 D	$\geq 0,5 D$
Nb. Diamètre de conduit droit en aval	2	2	2	2	2 ou plus
Écoulement cyclonique	0°	0°	0°	0°	$\leq 15^\circ$
Écoulement inversé	Non	Non	Non	Non	Non
Vitesse maximale des gaz (pi/s)	39,5	51	55,5	14,3	$\leq 100$
Vitesse minimale des gaz (pi/s)	19,4	14,9	16,8	12,2	$\geq 10$
Ratio Vmax/Vmin	2	3,4	3,3	1,2	$\leq 2$

Les exigences concernant les sites d'échantillonnage sont respectés pour tous les critères de qualité énoncés dans les méthodes de référence, à l'exception du paramètre ratio des vitesses



des gaz. Les conditions d'écoulement des gaz ont tout de même permis d'effectuer des prélèvements isocinétiques. Les paramètres pour les équipements et les procédures d'échantillonnage pour le train d'échantillonnage mesurant les matières particulaires lors du fonctionnement des sources fixes à l'huile légère sont comparés aux critères de qualité apparaissant dans le Tableau 3.4.

Tableau 3.4 Paramètres pour le train d'échantillonnage mesurant les matières particulaires pour le site no.2

<i>Source fixe No 1 - Huile légère</i>				
<b>Paramètres</b>	<b># 1</b>	<b># 2</b>	<b># 3</b>	<b>Critères</b>
Température de la sonde (°F)	> 225	> 225	> 225	≥ 225
Température de l'enceinte du filtre (°F)	> 225	> 225	> 225	≥ 225
Débit de fuite max. (pi <sup>3</sup> /min)	< 0,02	< 0,02	< 0,02	≤ 0,02
Diamètre de la base (po)	0,374	0,375	0,374	≥ 0,187
Facteur d'étalonnage du compteur (γ)	0,962	0,962	0,962	0,95 ≤ γ ≤ 1,05
Temps d'échantillonnage (min)	120	120	120	≥ 60
Volume d'échantillonnage prélevé (Rm <sup>3</sup> )	1,95	2,49	1,98	≥ 1,5
<i>Source fixe No 2 - Huile légère</i>				
<b>Paramètres</b>	<b># 1</b>	<b># 2</b>	<b># 3</b>	<b>Critères</b>
Température de la sonde (°F)	> 225	> 225	> 225	≥ 225
Température de l'enceinte du filtre (°F)	> 225	> 225	> 225	≥ 225
Débit de fuite max. (pi <sup>3</sup> /min)	< 0,02	< 0,02	< 0,02	≤ 0,02
Diamètre de la base (po)	0,375	0,374	0,375	≥ 0,187
Facteur d'étalonnage du compteur (γ)	0,962	0,962	0,962	0,95 ≤ γ ≤ 1,05
Temps d'échantillonnage (min)	120	120	120	≥ 60
Volume d'échantillonnage prélevé (Rm <sup>3</sup> )	2,92	2,58	3,44	≥ 1,5

Tableau 3.4 Paramètres pour le train d'échantillonnage mesurant les matières particulaires pour le site no.1 (suite)

<i>Source fixe No 3 - Huile légère</i>				
<b>Paramètres</b>	<b># 1</b>	<b># 2</b>	<b># 3</b>	<b>Critères</b>
Température de la sonde (°F)	> 225	> 225	> 225	≥ 225
Température de l'enceinte du filtre (°F)	> 225	> 225	> 225	≥ 225
Débit de fuite max. (pi <sup>3</sup> /min)	< 0,02	< 0,02	< 0,02	≤ 0,02
Diamètre de la base (po)	0,374	0,375	0,374	≥ 0,187
Facteur d'étalonnage du compteur ( $\gamma$ )	0,962	0,962	0,962	$0,95 \leq \gamma \leq 1,05$
Temps d'échantillonnage (min)	120	120	120	≥ 60
Volume d'échantillonnage prélevé (Rm <sup>3</sup> )	2,37	2,87	3,33	≥ 1,5

Pour tous les essais sur les matières particulaires (MP), les températures de la sonde et de l'enceinte du filtre étaient suffisamment élevées pour éviter la condensation de gouttelettes d'eau sur le filtre. Les tests de fuite ont été réalisés au début et à la fin de chaque essai. Lors de la récupération des trains d'échantillonnage, chaque échantillon a été bien identifié et gardé intact jusqu'à son analyse en laboratoire. Les exigences concernant les équipements de mesure ont été mesurées pour tous les critères de qualité énoncés dans les méthodes de référence. Le diamètre de la buse utilisée lors des essais était d'au moins 3/16", tel qu'exigé par la méthode de référence.

### 3.3 Résultats pour les sources fixes du site no.1

L'ensemble des résultats de la campagne d'échantillonnage des installations du site no.1 sont synthétisés au Tableau 3.5 tandis que le Tableau 3.6 présente la comparaison des résultats de la caractérisation avec la réglementation de la Communauté métropolitaine de Montréal (CMM). Les résultats représentent les concentrations et les émissions moyennes qui ont été obtenues au cours de trois essais. Les résultats obtenus montrent que les concentrations des tous les polluants ciblés pour l'ensemble des sources fixes du site no.1 sont inférieures à la réglementation de la CMM et par conséquent, à celle du Québec et aux lignes directrices fédérales. De plus, les sources fixes émettent, dans la majorité des cas, moins de polluants avec le gaz naturel comme combustible.

En 2007, le fournisseur d'huile des installations du site no.1 était Ultramar Canada. Ce dernier offrait une huile légère possédant une teneur en soufre de moins de 0,005 % en poids. Ce qui est nettement inférieur au règlement municipal qui interdit l'utilisation d'huile légère dont la teneur en soufre excède 0,4 % en poids (CMM, 2001; R, 2001-10, a. 4.01).

Tableau 3.5 Résultats des émissions des sources fixes du site no.1

<i>Source fixe No. 2</i>				
Paramètres	Huile légère		Gaz naturel	
	Concentrations <sup>5-6</sup>	Taux (kg/h)	Concentrations <sup>7</sup>	Taux (kg/h)
MP	16 mg/Rm <sup>3</sup>	0,256	Non éch.	Non éch.
O <sub>2</sub>	4,88 % v/v, sec	901	3,8 % v/v, sec	615
CO <sub>2</sub>	11,7 % v/v, sec	2 96	9,52 % v/v, sec	2 120
CO	24,3 ppmv, sec	0,391	546,4 ppmv, sec	7,73
SO <sub>2</sub>	0,3 ppmv, sec	0,011	0,4 ppmv, sec	0,013
NOx	74,8 ppmv, sec	1,99	62,3 ppmv, sec	1,45
COGT	3,4 ppmv, hum	0,035	0,5 ppmv, hum	0,005
<i>Source fixe No. 3</i>				
Paramètres	Huile légère		Gaz naturel	
	Concentrations	Taux (kg/h)	Concentrations	Taux (kg/h)
MP	6,4 mg/Rm <sup>3</sup>	0,105	Non éch.	Non éch.
O <sub>2</sub>	3,74 % v/v, sec	822	4,7 % v/v, sec	895
CO <sub>2</sub>	12,4 % v/v, sec	3 750	8,82 % v/v, sec	2 310
CO	22,5 ppmv, sec	0,433	1,8 ppmv, sec	0,029
SO <sub>2</sub>	1,1 ppmv, sec	0,05	0,4 ppmv, sec	0,015
NOx	106 ppmv, sec	3,334	104 ppmv, sec	2,86
COGT	0,9 ppmv, hum	0,011	0,6 ppmv, hum	0,006

<sup>5</sup> R : Conditions à 25°C, 101.3 kPa, base sèche.<sup>6</sup> ppmv, sec : parties par million en volume, base sèche ; ppmv, hum : base humide.<sup>7</sup> Non éch. : Non échantillonné

Tableau 3.5 Résultats des émissions des sources fixes du site no.1 (suite)

<i>Source fixe No. 4</i>				
<b>Paramètres</b>	<b>Huile légère</b>		<b>Gaz naturel</b>	
	<b>Concentrations</b>	<b>(Taux kg/h)</b>	<b>Concentrations</b>	<b>(Taux kg/h)</b>
MP	11 mg/Rm <sup>3</sup>	0,171	Non éch.	Non éch.
O <sub>2</sub>	6,64 % v/v, sec	1 340	3,83 % v/v, sec	754
CO <sub>2</sub>	10,7 % v/v, sec	2 960	9,64 % v/v, sec	2 610
CO	24,1 ppmv, sec	0,426	15,7 ppmv, sec	0,27
SO <sub>2</sub>	1,3 ppmv, sec	0,053	0,5 ppmv, sec	0,018
NOx	113 ppmv, sec	3,29	106 ppmv, sec	3
COGT	0,5 ppmv, hum	0,006	0,4 ppmv, hum	0,005

Tableau 3.6 Comparaison des résultats de la caractérisation des émissions des sources fixes des installations du site no.1 avec les réglementations municipales applicables

<i>Source fixe No. 2</i>			
<b>Paramètres</b>	<b>Huile légère</b>	<b>Gaz naturel</b>	<b>Règlement municipal</b>
MP	5,69 mg/MJ	Non éch.	60 mg/MJ
	6,5 µg/Rm <sup>3</sup>	Non éch.	40 µg/Rm <sup>3</sup>
CO	10 µg/Rm <sup>3</sup>	184 µg/Rm <sup>3</sup>	6 000 µg/Rm <sup>3</sup>
SO <sub>2</sub>	0,3 µg/Rm <sup>3</sup>	0,3 µg/Rm <sup>3</sup>	860 µg/Rm <sup>3</sup>
NO <sub>x</sub>	50,7 µg/Rm <sup>3</sup>	34,5 µg/Rm <sup>3</sup>	545 µg/Rm <sup>3</sup>
GOGT	3,4 ppmv, hum	0,5 ppmv, hum	-
<i>Source fixe No. 3</i>			
<b>Paramètres</b>	<b>Huile légère</b>	<b>Gaz naturel</b>	<b>Règlement municipal</b>
MP	1,99 mg/MJ	Non éch.	40 mg/MJ
	1,8 µg/Rm <sup>3</sup>	Non éch.	6 000 µg/Rm <sup>3</sup>
CO	7,3 µg/Rm <sup>3</sup>	0,6 µg/Rm <sup>3</sup>	6 000 µg/Rm <sup>3</sup>
SO <sub>2</sub>	0,1 µg/Rm <sup>3</sup>	0,3 µg/Rm <sup>3</sup>	860 µg/Rm <sup>3</sup>
NO <sub>x</sub>	56 µg/Rm <sup>3</sup>	62,5 µg/Rm <sup>3</sup>	545 µg/Rm <sup>3</sup>
GOGT	0,9 ppmv, hum	0,6 ppmv, hum	-

Tableau 3.6 Comparaison des résultats de la caractérisation des émissions des sources fixes des installations du site no.1 avec les réglementations municipales applicables (suite)

<i>Source fixe No. 4</i>			
<b>Paramètres</b>	<b>Huile légère</b>	<b>Gaz naturel</b>	<b>Règlement municipal</b>
MP	4,08 mg/MJ	Non éch.	40 mg/MJ
	3,3 µg/Rm <sup>3</sup>	Non éch.	6 000 µg/Rm <sup>3</sup>
CO	8,2 µg/Rm <sup>3</sup>	5,6 µg/Rm <sup>3</sup>	6 000 µg/Rm <sup>3</sup>
SO <sub>2</sub>	0,1 µg/Rm <sup>3</sup>	0,4 µg/Rm <sup>3</sup>	860 µg/Rm <sup>3</sup>
NO <sub>x</sub>	63,1 µg/Rm <sup>3</sup>	62,3 µg/Rm <sup>3</sup>	545 µg/Rm <sup>3</sup>
GOGT	0,5 ppmv, hum	0,6 ppmv, hum	-

### 3.4 Résultats pour les sources fixes du site no.2

#### 3.4.1 Règlements en vigueur

L'ensemble des résultats de la campagne d'échantillonnage des installations du site no.2 sont synthétisés au Tableau 3.7 tandis que le Tableau 3.8 présente la comparaison des résultats de la caractérisation avec la réglementation provinciale. Le Tableau 3.9 et le Tableau 3.10 comparent respectivement les résultats des émissions de matières particulaires (MP) et les oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) avec les règlements provinciaux associés à l'utilisation de combustibles fossiles. Le Tableau 3.11 présente pour sa part une comparaison des résultats

de la caractérisation avec les valeurs actuelles de la future réglementation provinciale. Les valeurs représentées dans les tableaux sont les concentrations et les émissions moyennes qui ont été obtenues au cours de trois essais.

Installée avant le 14 novembre 1979, l'ensemble des sources fixes des installations du site no.2 appartiennent à la catégorie « existantes » au sens du Règlement provincial sur la qualité de l'atmosphère (RRQ, c. Q-2, r.20). La norme du Règlement sur la qualité de l'atmosphère au sujet des matières particulaires a été respectée pour tous les essais et pour toutes les sources. Les résultats obtenus pour les installations du site no.2 montrent que les concentrations des tous les polluants ciblés de l'ensemble des sources fixes sont inférieures aux règlements provinciaux applicables. Les résultats des émissions respecteraient également la réglementation de la CMM, si elle était applicable. De plus, les installations émettent le même ordre de grandeur de polluants lors de l'utilisation de l'huile légère et du gaz naturel.

En 2007, le fournisseur d'huile des installations du site no.2 était Ultramar Canada. Ce dernier offrait une huile légère possédant une teneur en soufre de moins de 0,005 % en poids. Ce qui est nettement inférieur à la réglementation provinciale qui interdit l'utilisation d'huile légère dont la teneur en soufre excède 0,5 % en poids.



Tableau 3.7 Résultats des émissions des sources fixes du site no.2

<i>Source fixe No 1</i>				
<b>Paramètres</b>	<b>Huile légère</b>		<b>Gaz naturel</b>	
	<b>Concentrations</b>	<b>Taux kg/h</b>	<b>Concentrations</b>	<b>Taux kg/h</b>
MP	4,9 mg/Rm <sup>3</sup>	0,034	Non éch.	Non éch.
O <sub>2</sub>	5,31 % v/v, sec	430	6,61% v/v, sec	623
CO <sub>2</sub>	11,9 % v/v, sec	1 320	7,42 % v/v, sec	961
CO	0,5 ppmv, sec	0,003	0,8 ppmv, sec	0,006
SO <sub>2</sub>	0,3 ppmv, sec	0,005	0,3 ppmv, sec	0,006
NO <sub>x</sub>	72,3 ppmv, sec	0,841	71,2 ppmv, sec	0,964
COGT	0,5 ppmv, hum	0,002	0,6 ppmv, hum	0,003
<i>Source fixe No 2</i>				
<b>Paramètres</b>	<b>Huile légère</b>		<b>Gaz naturel</b>	
	<b>Concentrations</b>	<b>Taux kg/h</b>	<b>Concentrations</b>	<b>Taux kg/h</b>
MP	3,9 mg/Rm <sup>3</sup>	0,037	Non éch.	Non éch.
O <sub>2</sub>	6,24 % v/v, sec	714	4,15 % v/v, sec	390
CO <sub>2</sub>	9,9 % v/v, sec	1 560	8,57 % v/v, sec	1 110
CO	1,2 ppmv, sec	0,012	0,4 ppmv, sec	0,003
SO <sub>2</sub>	0,3 ppmv, sec	0,007	0,2 ppmv, sec	0,004
NO <sub>x</sub>	95,5 ppmv, sec	1,570	88,6 ppmv, sec	1,2
COGT	0,8 ppmv, hum	0,005	0,6 ppmv, hum	0,003

Tableau 3.7 Résultats des émissions des sources fixes du site no.2 (suite)

<i>Source fixe No 3</i>				
<b>Paramètres</b>	<b>Huile légère</b>		<b>Gaz naturel</b>	
	<b>Concentrations</b>	<b>Taux kg/h</b>	<b>Concentrations</b>	<b>Taux kg/h</b>
MP	1,7 mg/Rm <sup>3</sup>	0,017	Non éch.	Non éch.
O <sub>2</sub>	7,75 % v/v, sec	780	5,27 % v/v, sec	489
CO <sub>2</sub>	8,64 % v/v, sec	1 200	8,63 % v/v, sec	1 100
CO	2,7 ppmv, sec	0,024	2,9 ppmv, sec	0,023
SO <sub>2</sub>	0,4 ppmv, sec	0,007	0,3 ppmv, sec	0,006
NO <sub>x</sub>	72,2 ppmv, sec	1	68 ppmv, sec	0,908
COGT	1,7 ppmv, hum	0,01	0,6 ppmv, hum	0,003
<i>Source fixe No 4</i>				
<b>Paramètres</b>	<b>Huile légère<sup>8</sup></b>		<b>Gaz naturel</b>	
	<b>Concentrations</b>	<b>Taux kg/h</b>	<b>Concentrations</b>	<b>Taux kg/h</b>
MP	N/A	N/A	Non éch.	Non éch.
O <sub>2</sub>	N/A	N/A	3,37 % v/v, sec	200
CO <sub>2</sub>	N/A	N/A	8,99 % v/v, sec	734
CO	N/A	N/A	1 ppmv, sec	0,005
SO <sub>2</sub>	N/A	N/A	0,4 ppmv, sec	0,004
NO <sub>x</sub>	N/A	N/A	96,8 ppmv, sec	0,827
COGT	N/A	N/A	0,4 ppmv, hum	0,001

<sup>8</sup> N/A : Non applicable

Tableau 3.8 Comparaison des résultats des émissions des sources fixes du site no.2 avec les réglementations provinciales de la qualité de l'atmosphère générales

<i>Source fixe No.1</i>			
<b>Paramètres</b>	<b>Huile légère ppmv, sec</b>	<b>Gaz naturel ppmv, sec</b>	<b>Règlement provincial ppmv, sec</b>
CO	0,5	0,8	0 – 30
SO <sub>2</sub>	0,3	0,3	0 – 0,5
<i>Source fixe No.2</i>			
<b>Paramètres</b>	<b>Huile légère ppmv, sec</b>	<b>Gaz naturel ppmv, sec</b>	<b>Règlement provincial ppmv, sec</b>
CO	1,2	0,4	0 – 30
SO <sub>2</sub>	0,3	0,2	0 – 0,5
<i>Source fixe No. 3</i>			
<b>Paramètres</b>	<b>Huile légère ppmv, sec</b>	<b>Gaz naturel ppmv, sec</b>	<b>Règlement provincial ppmv, sec</b>
CO	2,7	2,9	0 – 30
SO <sub>2</sub>	0,4	0,3	0 – 0,5
<i>Source fixe No. 4</i>			
<b>Paramètres</b>	<b>Huile légère ppmv, sec</b>	<b>Gaz naturel ppmv, sec</b>	<b>Règlement provincial ppmv, sec</b>
CO	N/A	1,0	0 – 30
SO <sub>2</sub>	N/A	0,5	0 – 0,5

Tableau 3.9 Comparaison des résultats d'émissions de matières particulaires (MP) des émissions des sources fixes du site no.2 avec les réglementations provinciales pour l'utilisation de combustibles fossiles

<b>Sources</b>	<b>Huile légère No.1 mg/MJ</b>	<b>Règlement provincial Appareil existant (entre 3 et 15 MW) mg/MJ</b>
Source fixe No.1	1,59	85
Source fixe No.2	1,43	
Source fixe No.3	0,71	

Tableau 3.10 Comparaison des résultats d'émissions d'oxydes d'azote (NOx) des émissions des sources fixes du site no.2 avec les réglementations provinciales pour l'utilisation de combustibles fossiles

<b>Sources</b>	<b>Huile légère ppmv, sec</b>	<b>Règlement provincial<sup>9</sup> ppmv, sec</b>	<b>Gaz naturel ppmv, sec</b>	<b>Règlement provincial<sup>10</sup> ppmv, sec</b>
Source fixe No.1	72,3	325	71,2	150
Source fixe No.2	95,5		88,6	
Source fixe No.3	72,2		68	
Source fixe No.4	N/A		96,8	

<sup>9</sup> Installations de 15 à 70 MW

<sup>10</sup> Installations de 15 à 70 MW

### 3.4.2 Valeurs provisoires de la future réglementation

Le Tableau 3.11 présente les résultats des installations du site no.2 en regard des valeurs actuellement proposées de la future réglementation provinciale. La comparaison est réalisée sur les valeurs de matières particulaires (MP) et d'oxydes d'azote (NOx). Dans le cas des NOx, les valeurs pour les deux types de combustibles sont présentées.

Le Tableau 3.12 montre que les installations du site no.2 dépasserait les normes d'émissions pour les oxydes d'azote (NOx) et ce, pour chacune des sources fixes pour les deux types de combustibles.

Toutefois, les futures normes d'émission de NOx ne s'appliqueront que dans le cas où le brûleur de la source fixe d'une puissance d'au moins 3 MW serait remplacé. Tant que le brûleur ne sera pas remplacé, seule la norme d'émission de matières particulaires (MP) continuera de s'appliquer. Les résultats obtenus montrent que les concentrations de matières particulaires pour l'ensemble des chaudières sont inférieures à la future réglementation.

Tableau 3.11 Comparaison des valeurs mesurées pour les matières particulaires (MP) et les oxydes d'azote (NOx) avec les valeurs actuellement proposées de la future réglementation provinciale sur l'assainissement de l'atmosphère

Sources	Combustibles	Paramètres	Valeur mesurée mg/MJ	Future réglementation provinciale mg/MJ
Source fixe No.1	Huile légère	MP	1,59	60
	Huile légère	NOx	<b>44,5</b>	40
	Gaz naturel		<b>48,1</b>	26
Source fixe No.2	Huile légère	MP	1,43	60
	Huile légère	NOx	<b>67,8</b>	40
	Gaz naturel		<b>51,5</b>	26
Source fixe No.3	Huile légère	MP	0,71	60
	Huile légère	NOx	<b>56,8</b>	40
	Gaz naturel		<b>40,7</b>	26

### 3.5 Application de l'outil dynamique de la gestion de l'information

La méthodologie de l'outil de gestion dynamique de la gestion de l'information, présentée au chapitre 2, a fait l'objet d'une réalisation informatisée en programmation Excel (« Visual Basic »). Les résultats obtenus lors de la campagne d'échantillonnage ont servi de données à des fins de validation de l'outil informatique. Une attention particulière a été portée sur les interfaces utilisateur ainsi qu'à la présentation des résultats selon les besoins colligés. Des exemples de tableaux de bord disponibles pour la saisie de données par l'utilisateur sont présentés aux figures 3.1 et 3.2.

Calculs Émissions Atmosphériques  
Centrale St-Jean

Année 2011

Annuel Mensuel

JAN FEV MAR AVR MAI JUIN JUIL AOU SEP OCT NOV DEC

Métrique Impérial

1 Gaz pi3/mois [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]  
Huile gal/mois [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]

2 Gaz pi3/mois [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]  
Huile gal/mois [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]

3 Gaz pi3/mois [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]  
Huile gal/mois [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]

4 Gaz pi3/mois [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]  
Huile gal/mois [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]

Soumettre

Figure 3.1 Tableau de bord de l’outil informatique de calculs des émissions atmosphériques pour les installations du site no.2 - Exemple d’entrées de données mensuelles.

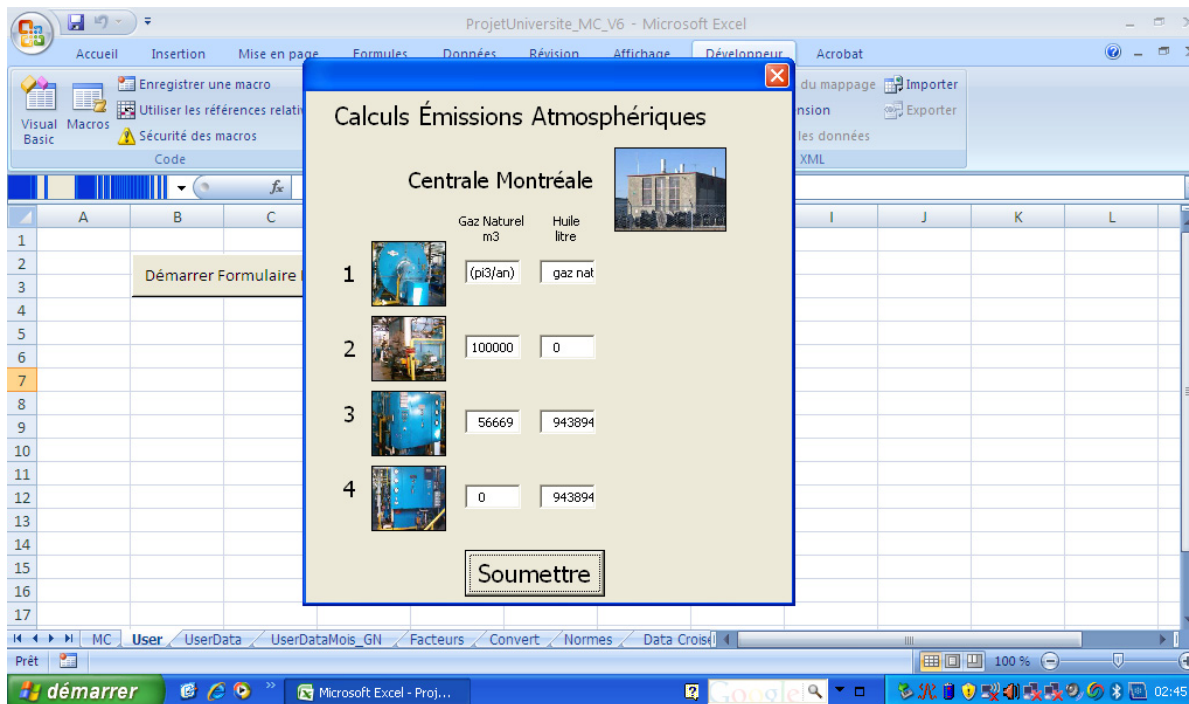


Figure 3.2 Tableau de bord de l’outil de calculs des émissions atmosphériques pour les installations de Site no.1 – Exemple d’entrées de données annuelles.

Dans l’outil informatique, les résultats sont présentés sous forme de tableau croisé dynamique permettant à l’usager de choisir les résultats désirés ainsi que la présentant de ceux-ci, par exemple la comparaison des résultats à une réglementation spécifique. De plus, un code de couleurs simple (vert, orange, rouge) est disponible afin de visualiser les dépassements ou dépassements potentiels de la concentration d’un ou des polluants atmosphériques rejetés par la source fixe par rapport à une réglementation spécifique. La figure 3.4 représente un exemple d’un tableau croisé dynamique obtenu suite à une saisie de données dans un tableau de bord. Finalement, l’outil informatique permet de recommencer l’opération de saisie, enregistrer les résultats, imprimer les résultats ou mettre fin à la démarche. Les options enregistrer et imprimer permettent la visualisation des résultats sous forme d’un rapport structuré.



Usine	Site no.2		
Polluant	(Tous)		
	<b>Valeurs</b>	<b>Règlementations</b>	
<b>Étiquettes de lignes</b>	<b>Règlements</b>	<b>futures</b>	<a href="#">Imprimer</a>
<b>Source fixe 1</b>			
<b>Gaz Naturel</b>			
CO (ppmv, sec)	30		<a href="#">Enregistrer</a>
MP (mg/MJ)	85		
NOx (ppm, sec)	150	26	
SO2 (ppmv, sec)	0,5		
<b>Huile</b>			
CO (ppmv, sec)	30		<a href="#">Démarrer Formulaire St-Jean</a>
MP (mg/MJ)	85	60	
NOx (ppm, sec)	325	40	
SO2 (ppmv, sec)	0,5		
<a href="#">Démarrer Formulaire Montréal</a>			
<a href="#">FIN</a>			

Figure 3.3 Exemple d'un tableau croisé dynamique présentant les résultats.

L'outil informatique permet les options suivantes à l'utilisateur :

- Simplifier les calculs et la présentation des résultats;
- Enregistrer les résultats sous forme de rapports structurés;
- Comparer différents scénarios possibles;
- Compiler des résultats;
- Uniformiser les rapports de compilation et faciliter la comparaison des résultats;
- Cibler plus facilement des problèmes environnementaux au niveau des sources fixes.

## CHAPITRE 4

### INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS

À plusieurs reprises lors des essais, l'ajustement des sources fixes a été nécessaire, et ce, principalement lorsque les essais nécessitaient de changer de source fixe ou de type de combustible. Des émissions noires sont survenues sur des essais à l'huile légère aux installations des sites no.1 et no.2. Un essai complet a été refait suite à des émissions qui ont noirci complètement le filtre d'échantillonnage en quelques minutes seulement. Ces émissions noires provenant d'une source fixe fonctionnant à l'huile légère ne sont pas habituelles et cela est souvent un bon indicateur des bris ou des défaillances dans les pièces des sources fixes. Les résultats présentés dans ce document ne tiennent pas compte de ces incidents car, avec l'assentiment du vérificateur de la ville de Montréal, ces émissions ne sont pas caractéristiques d'un fonctionnement normal. L'incidence environnementale était de plus très limitée dans le temps. Dans le cas de la fumée noire provenant de la source fixe no.3, il s'agissait d'un transmetteur d'huile défectueux. L'excès d'huile injectée provoquait une mauvaise combustion.

Dans le cas de la source fixe no.4, il s'agissait d'un problème au niveau d'une valve de contrôle sur l'alimentation de vapeur. La vapeur est utilisée pour atomiser l'huile dans la source fixe et la valve étant défectueuse, il en résultait une mauvaise combustion. Après les ajustements pour régler ces problèmes, la situation est revenue à la normale. La reprise de l'essai ainsi que de l'échantillonnage ont permis au représentant de la ville de Montréal de juger valable les essais sur les matières particulaires. Ces événements soulignent donc l'importance de la maintenance et de l'entretien aux moments des changements de combustible (période transitoire) dans une source fixe pour respecter en tout temps les règlements concernant les émissions atmosphériques. Ainsi, il est essentiel de prévoir des budgets suffisants pour ces opérations et de prévoir une augmentation de ces derniers dans le temps en raison du vieillissement des sources fixes.

La caractérisation et les calculs théoriques des émissions atmosphériques des installations des sites no.1 et 2 présentent des résultats en dessous des normes pour des ajustements à des régimes d'opération élevés. Il est donc raisonnable de penser que pour une demande énergétique plus basse et en condition d'opération convenable, la quantité de contaminants en tonne métrique par an dans les émissions atmosphériques sera également en dessous des normes municipales et provinciales en vigueur.

D'un autre côté, les résultats permettent de constater que l'efficacité de la combustion, indiquée par le taux d'oxygène mesuré à la sortie des cheminées, est plus élevée avec le gaz naturel comme combustible qu'avec l'huile légère sauf dans le cas de la source fixe no.3 des installations du site no.1 et la source fixe no.1 des installations du site no.2. En outre, plus l'efficacité de la combustion est grande (concentration en oxygène finale petite), plus la quantité de composés organiques gazeux totaux (COGT) est faible. Cette constatation est normale puisque la présence de COGT peut être associée à une combustion incomplète ou à une mauvaise qualité du combustible. Cette constatation souligne également l'importance de la maintenance annuelle et de l'entretien régulier pour minimiser l'émission de polluants toxiques. L'utilisation d'huile légère peut engendrer des valeurs COGT plus élevées qu'avec l'utilisation du gaz naturel, en particulier pour la source fixe no.2 des installations du site no.1 et la source fixe no.3 des installations du site no.2.

Concernant l'émission de GES ( $\text{CO}_2$  et  $\text{NO}_x$  précurseur du protoxyde d'azote ( $\text{N}_2\text{O}$ ) dont le potentiel de réchauffement climatique qui est, rappelons-le, 310 fois plus important que celui du  $\text{CO}_2$ ), l'utilisation du gaz naturel permet de réduire significativement les émissions de ces gaz quelle que soit la source fixe testée. À titre d'exemple, l'utilisation du gaz naturel pour la source fixe no.2 des installations du site no.1 permet d'éviter l'émission de 845 kg/h de  $\text{CO}_2$  (2 962 kg/h de  $\text{CO}_2$  émis avec l'huile légère contre 2 117 kg/h de  $\text{CO}_2$  émis avec le gaz naturel) ce qui correspond à économie de 20,3 tonnes par jour de  $\text{CO}_2$ . Pour des fins de

comparaison, 20,3 tonnes par jour représentent les émissions en CO<sub>2</sub> de 2500 voitures<sup>11</sup>. Toutefois, les économies concernant les émissions de CO<sub>2</sub> ne sont pas similaires et aussi importantes pour toutes les sources fixes. À titre d'exemple, l'utilisation de gaz naturel n'affecte pratiquement pas les émissions de CO<sub>2</sub> de la source fixe no.3 des installations du site no.2.

Au vu de la complexité des calculs pour la prise de décision, ainsi que l'importance de réaliser le suivi des sources fixes dans différentes installations et d'avoir une vision globale, il serait souhaitable d'utiliser l'outil de gestion de l'information. Cet outil est simple à l'emploi et compatible avec le travail des différents intervenants des infrastructures étudiées. Pour les responsables d'un site, l'outil offre la possibilité d'établir de façon dynamique le bilan environnemental de l'utilisation des installations. L'approche par scénarios (conditions d'opération des installations) permet non seulement de faire des projections sur l'impact d'une utilisation attendue installations, mais également d'évaluer et comparer le potentiel de différentes solutions envisagées pour l'amélioration de la performance environnementale des sites. En assurant les deux principes : les données d'entrées contiennent des critères tangibles ; et les résultats sont présentés par champs de compétence (technique, environnementaux et économique), l'outil rejoint les préoccupations de différents responsables. En effet, en évitant une agrégation des résultats sous forme d'indicateurs globaux, la compréhension des causes et des effets est facilitée pour les responsables. Ainsi, par son approche multi-acteurs, l'outil se présente comme une aide à la prise de décision pour les gestionnaires d'un site. D'un point de vue utilisateurs, la plateforme informatique développée permet de formaliser la terminologie et uniformiser les méthodes de calculs. En permettant d'évaluer les incidences d'un scénario selon des critères et des méthodes reconnues, l'outil se présente donc également comme une plateforme de formation continue du personnel. De la même manière, le formalisme associé au processus d'évaluation facilite

---

<sup>11</sup> Calcul basé sur 150 g/km de CO<sub>2</sub> pour une moyenne de 20 000 km/année par voiture.

le partage et le transfert d'expertise entre les différents sites tout en offrant une plateforme commune d'échange d'information.

#### 4.1 Perspectives

Selon les perspectives de l'évolution des valeurs de la future réglementation sur l'assainissement des émissions atmosphériques (actuellement en discussion depuis 2005), les concentrations d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub> en NO) dans les émissions atmosphériques pour l'ensemble des sources fixes seraient trop élevées autant pour une alimentation au gaz naturel que pour l'huile légère (Tableau 3.7). Toutefois, les futures normes d'émissions d'oxydes d'azote (NO<sub>x</sub>) s'appliqueront seulement si le brûleur d'une source fixe de puissance de 3 MW et plus est remplacé. Tant que le brûleur ne sera pas remplacé, seule la norme d'émission sur les matières particulaires (MP) continuera de s'appliquer. Ainsi, il est important de tenir compte de cette évolution réglementaire dans le cas d'un bris d'un brûleur ou d'une demande énergétique supplémentaire requise sur une base régulière.

Dans un autre ordre d'idée, les installations du site no.1 a pour mandat l'entretien et la maintenance des équipements mobiles. Ce mandat génère des quantités non négligeables d'huiles usées. Ces huiles pourraient être utilisées comme combustible dans les sources fixes. La substitution des huiles légères par les huiles usées engendrerait globalement pour la société une diminution des émissions de CO<sub>2</sub>. Cependant, la quantification de cette diminution et le bénéfice ne sont pas directement proportionnels à la quantité d'huiles usées utilisées. En effet, la production de CO<sub>2</sub> est attribuée à celui qui brûle cette huile, si la valeur potentielle de CO<sub>2</sub> générée par l'huile n'a pas déjà été comptabilisée ailleurs. Ainsi, en brûlant l'huile usée, la réduction de CO<sub>2</sub> porterait seulement sur les économies dues à leur transport vers leur lieu de traitement. D'autre part, même si les économies sur la réduction des quantités de CO<sub>2</sub> sont grandes, la décision d'utiliser ces huiles dans les sources fixes peut s'avérer une erreur pour la société. En effet selon une vision globale, il peut s'avérer plus intéressant de réutiliser ou recycler ces huiles afin de préserver les ressources pétrolières

selon les principes des 4R-VD [réduction, réutilisation, recyclage – valorisation et disposition] (Hausler, 1999). Dans ce contexte, il faudrait utiliser que les huiles non recyclables comme combustible. De plus, si ces huiles usées non recyclables sont déjà utilisées comme combustible par un autre secteur industriel (cimenterie, serres, etc.), le bénéfice économique et environnemental de les utiliser par le même propriétaire serait nul globalement pour le Canada. Ce type de décision doit donc reposer sur une approche systémique selon les principes d'une analyse de cycle de vie (Organisation internationale de normalisation, 2006).

*A priori*, les quantités des dioxines ou des furannes, bien qu'importantes pour l'environnement et la santé humaine (Halbert and Archer, 2007; Augusto *et al.*, 2007), ne semblent pas être très grandes lors de la combustion de combustibles fossiles. Cette hypothèse est logique en regard des résultats du présent rapport au niveau des faibles concentrations obtenues pour les matières particulaires (MP) et les composés organiques gazeux totaux (COGT). En effet, les valeurs des dioxines et furannes représentent généralement une très faible fraction de la masse des MP et des COGT. Par contre, ces deux paramètres devraient être analysés dans le cas de la valorisation énergétique des huiles usées.

Il serait souhaitable de continuer le développement de l'outil de gestion de l'information. Cet outil doit rester simple à l'emploi, interactif ainsi que compatible avec le travail des différents intervenants des infrastructures étudiées. Ainsi, il pourrait aider à la prise à la décision pour les opérateurs dans le choix de combustible, le nombre de sources fixes à mettre en fonction et les régimes de celles-ci par rapport aux rejets environnementaux et aux coûts d'opération.





## CHAPITRE 5

### DISCUSSION

#### 5.1 Solutions pour la réduction des contaminants dans les émissions atmosphériques – Changement de matière première

Le gaz naturel est le plus propre des hydrocarbures. Tel que les résultats l'ont démontré, l'utilisation du gaz naturel engendre des taux minimums de pollution. Comparativement à l'huile légère, il génère moins de particules en suspension dans l'air (MP), mais dans certains cas, il diminue la production de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> et SO<sub>x</sub>. Il permet de réduire presque la totalité des polluants atmosphériques. Grâce à ces caractéristiques, le gaz naturel diminue la corrosion à température élevée imputable en particulier au soufre. Il permet une récupération très élevée de la chaleur par condensation. Seule une huile légère dont la désulfuration a été très poussée offre ces avantages. Cependant, plus le mazout est propre, plus son coût est élevé. Il faut cependant toujours garder à l'esprit que la capacité énergétique du gaz naturel est légèrement inférieure à celle de l'huile légère (environ 4 %). En effet, la capacité énergétique du gaz naturel est de l'ordre de 37 MJ/m<sup>3</sup> (à 1 atm et à 15°C) tandis que celle d'une huile légère est de l'ordre de 38,5 GJ/m<sup>3</sup>. L'utilisation de pétrole à faible teneur en soufre ou d'azote est la meilleure option pour réduire les émissions de SO<sub>2</sub>. Les installations visées par la présente étude emploient déjà de l'huile légère comme substitut occasionnel du gaz naturel. Le gaz naturel est utilisé comme combustible primaire et l'huile légère en tant que combustible secondaire. Ils sont utilisés dans des proportions variables en fonction des besoins énergétiques et de la disponibilité du gaz naturel. Il n'y a pas de changement recommandé dans les matières premières employées pour les installations des sites no.1 et no.2 car elles représentent des combustibles fossiles à très bas taux d'émission de contaminants atmosphériques. Dans le cas où les coûts d'opération des installations seraient considérés, l'outil informatique d'aide à la décision pourrait aider les opérateurs des sites à faire un choix entre le gaz naturel et l'huile naturelle, tout en s'assurant de respecter les différentes réglementations environnementales.

## **5.2 Solutions pour la réduction des contaminants dans les émissions atmosphériques – Changement et/ou optimisation des conditions d’opération**

Les émissions des polluants peuvent être minimisées en optimisant les conditions d’opération des sources fixes. Dans ce contexte, l’entretien et la maintenance sont très importants et il est fondamental de posséder les moyens adéquats pour assurer ces tâches. En effet, une combustion bien contrôlée permet de limiter les émissions de particules et de NOx d’origine thermique. Les polluants des émissions atmosphériques peuvent également être réduits par une sensibilisation des bénéficiaires. En effet, le principe d’un contrôle individuel des températures avec des bulletins de consommation individuelle a déjà démontré que les bénéficiaires peuvent réduire leur consommation si les informations leur sont fournies régulièrement (Lacassagne et Schilken, 2003). La décentralisation du service de contrôle de la température des bâtiments pourrait également entraîner des gains monétaires par la réduction des dépenses énergétiques globales.

## **5.3 Solutions pour la réduction des contaminants dans les émissions atmosphériques – Ajout d’équipements spécifiques**

En dernier lieu, après avoir examiné tous les procédés et moyens opérationnels viables pour réduire les émissions, il faudra examiner la possibilité d’installer des équipements permettant de limiter des émissions. Afin de réduire l’utilisation de combustibles pouvant produire des gaz à effet de serre, il faudrait envisager et réaliser une étude de faisabilité sur l’installation de récupérateurs de chaleur sur les sources fixes et/ou de récupérateurs à condensation. À titre d’exemple, les équipements installés dans une source fixe pouvant réduire les émissions d’oxydes d’azote (NOx) pourraient être un brûleur de type à faible émission de NOx avec ventilateur à air forcé pour fournir de l’air de combustion, une soupape de contrôle dans le conduit de recirculation des gaz de combustion, un manomètre avec acquisition de donnée pour mesurer la quantité des gaz de combustion amenée au brûleur ou un récupérateur de chaleur des gaz de combustion.

Actuellement, le développement dans le domaine de l'appareillage de mesure et d'acquisition de données permettrait d'ajouter des équipements à la sortie des cheminées. Ainsi, la lecture et l'acquisition continue de données telles que le débit et la vitesse des gaz ainsi que la température permettrait un suivi plus rigoureux des installations.



## CONCLUSION

Les inventaires d'émissions de polluants atmosphériques et des gaz à effet de serre constituent un élément important pour une gestion proactive des infrastructures étudiée afin de minimiser les impacts sur la qualité de l'air et les changements climatiques. Ces inventaires sont également nécessaires pour l'application et le suivi des réglementations en vigueur.

Les essais de caractérisation réalisés au cours de cette étude avaient pour objectif principal d'évaluer la qualité environnementale des émissions atmosphériques des installations des sites no.1 et no.2. Cette caractérisation a permis de constater que toutes les émissions atmosphériques des sources fixes des installations aux deux locations respectent autant la réglementation de la province du Québec que celle de la Communauté métropolitaine de Montréal.

Du fait de l'âge avancé des installations des sites no.1 et no.2, un entretien rigoureux doit être effectué afin d'assurer les conditions optimales de combustion en fonction du type de combustible utilisé pour limiter les émissions de polluants atmosphériques et de GES. Des tests de combustion sur une base régulière sont donc recommandés.

Les calculs théoriques à l'aide des facteurs d'émissions sont également un moyen d'obtenir les concentrations des émissions atmosphériques en sortie de cheminées. Ces bilans peuvent être faits sur une base annuelle ou lorsqu'il y a des changements dans les normes d'émissions.

Finalement, le découpage cohérent de l'information associé à un développement par modules (base de données par entité physique) offre la perspective d'application de l'outil pour d'autres types d'activités. Dans ce cas, il s'agit de définir la part commune avec les modules existants (rapport commun par exemple) et planifier les activités de développement spécifiques selon la même démarche que celle présentée dans le présent document.



## RECOMMANDATIONS

Dans ce contexte, la poursuite du développement d'un outil d'aide à la gestion de l'information environnementale faciliterait non seulement le travail des personnes affectées aux inventaires annuels mais également le processus de communication entre les différents acteurs concernés tant intra- qu'inter-établissement. Cet outil serait également un bon moyen pour sensibiliser le personnel à leur consommation énergétique ainsi qu'à leur rôle dans la lutte contre les émissions polluantes et les gaz à effets de serre. En outre, ce type d'outil a pour principale fonction de générer des rapports dynamiques pouvant s'adapter à des besoins précis comme, par exemple, la déclaration annuelle des quantités de polluants atmosphériques à l'INRP (Inventaire national des rejets de polluants).

Il pourrait également être intéressant de réaliser une étude systémique de faisabilité sur l'utilisation des huiles usées générées dans les infrastructures visées. Cette étude de faisabilité pourrait se conclure par une nouvelle campagne d'échantillonnage avec les conditions d'utilisation maximale rentable d'huiles usées. Cette nouvelle campagne devrait alors intégrer d'autres paramètres tels que les dioxines et les furannes.

## BIBLIOGRAPHIE

- Anthony, E.J., Jia, L. and Granatstein, D.L. (2001). Dioxin and Furan Formation in FBC Boilers. *Environmental Science & Technology*, 35 : 3002-3007.
- Augusto, S., Catarino, F. and Branquinho, C. (2007). Interpreting the dioxin and furan profiles in the lichen *Ramalina canariensis* Steiner for monitoring air pollution. *Science of the Total Environment*, 377: 114–123.
- Baek, S.-O. and Jenkins, R.A. (2004). Characterization of trace organic compounds associated with aged and diluted sidestream tobacco smoke in a controlled atmosphere—volatile organic compounds and polycyclic aromatic hydrocarbons. *Atmospheric Environment*, 38 : 6583–6599.
- Bisio, G., Alessandro Bosio, A. and Rubatto, G. (2002). Thermodynamics applied to oxygen enrichment of combustion air. *Energy Conversion and Management*, 43 : 2589–2600.
- Caponi, F.R., Wheless, E. and Frediani, D. (1998). Dioxin and furan emissions from landfill gasfired combustion units. *Proceedings of the Air & Waste Management Association's Annual Meeting & Exhibition*, 17pp.
- Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec (1999). *Guide d'échantillonnage à des fins environnementales, Cahier 4, Échantillonnage des émissions atmosphériques en provenance de sources fixes*, 2<sup>e</sup> édition, 25 pp.
- Chaloulakou, A., Mavroidis, I. and Gavriil, I. (2008). Compliance with the annual NO<sub>2</sub> air quality standard in Athens. *Atmospheric Environment*, 42 : 454–465.
- Chen, L., Mengersen, K., Shilu Tong, S. (2007). Spatiotemporal relationship between particle air pollution and respiratory emergency hospital admissions in Brisbane, Australia. *Science of the Total Environment*, 373 : 57–67.
- Chilingar, G.V., Khilyuk, L.F. and Sorokhtin, O.G. (2008). Cooling of Atmosphere Due to CO<sub>2</sub> Emission. *Energy Sources, Part A*, 30 : 1–9, 2008.
- Conseil canadien des ministres de l'environnement (1998). *National Emission Guideline for Commercial-Industrial boilers and heaters*.



- De Marco, A. and Poncia, G. (1999). A model of combustion chambers, including nitrogen oxide generation, in thermal power plants. *Control Engineering Practice*, 7, pp. 483-492.
- Debora F. (2007). Diesel emission control: Catalytic filters for particulate removal. *Science and Technology of Advanced Materials*, 8 : 93–100.
- Duguay et Lalonde (2007a). *Confidentiel*. Rapport préparé pour l'École de technologie supérieure, 195 pp.
- Duguay et Lalonde (2007b). *Confidentiel*. Rapport préparé pour l'École de technologie supérieure, 189 pp.
- Evans, D.E., Heitbrink, W.A., Slavin, T.J and Peters, T.M. (2007). Ultrafine and Respirable Particles in an Automotive Grey Iron Foundry. *Annals of Occupational Hygiene*, Vol. 52 (1) : 9–21.
- Environnement Canada (2005). Guide de conformité environnementale, Chapitre III. *Qualité de l'atmosphère, Région du Québec*.
- Figuroa, J.D., Fout, T., Plasynski, S., McIlvried, H. and Srivastava, R.D. (2008). Advances in CO<sub>2</sub> capture technology—The U.S. Department of Energy's Carbon Sequestration Program. *International journal of greenhouse gas control*, 2 : 9–20.
- Gomes, J., Nascimento, J. and Rodrigues, H. (2008). Estimating local greenhouse gas emissions—A case study on a Portuguese municipality. *International journal of greenhouse gas control*, 2 : 130–135.
- Gouvernement du Canada (2005). *Lignes directrices concernant la réduction de la pollution atmosphérique cause par les chaudières des installations fédérales*. Rapport EPS 1-EC-79-1.
- Halbert, M.K. and Archer, J.C. (2007). Dioxin and furan contamination of deodorizer distillates and natural vitamin E supplements. *Journal of Food Composition and Analysis*, 20 : 506–514.

- Hausler R. (1999). L'enfouissement à l'aube de l'an 2000 : un maillon important de la gestion des résidus. *Américana 99, Conférence biennale, 3<sup>e</sup> édition*, Montréal.
- Hindiyarti, L. and Glarborg, P. (2007). Reactions of SO<sub>3</sub> with the O/H Radical Pool under Combustion Conditions. *Journal of Physical Chemistry A*, 111, pp. 3984-3991.
- Ho, K.F., Lee, S.C., Chiu, G.M.Y. (2002). Characterization of selected volatile organic compounds, polycyclic aromatic hydrocarbons and carbonyl compounds at a roadside monitoring station. *Atmospheric Environment*, 36 : 57–65.
- Ito, A., Sillman, S. and Penner, J.E. (2007). Effects of additional nonmethane volatile organic compounds, organic nitrates, and direct emissions of oxygenated organic species on global tropospheric chemistry. *Journal of Geophysical Research-Part D-Atmospheres*, v 112, n D6, p. 21.
- Johansson, D.J.A., Persson, U.M. and Azar, C. (2006). The Cost of Using Global Warming Potentials: Analysing The Trade Off Between CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> And N<sub>2</sub>O. *Climatic Change*, 77 : 291–309.
- Johnson, T. (2008). Diesel Engine Emissions and Their Control. *Platinum Metals Review*, 52 (1) : 23-37.
- Kaur, S., Nieuwenhuijsen, M.J. and Colvile, R.N. (2007). Fine particulate matter and carbon monoxide exposure concentrations in urban street transport microenvironments. *Atmospheric Environment*, 41 : 4781–4810.
- Kavouridis, K. and Koukouzas, N. (2008). Coal and sustainable energy supply challenges and barriers. *Energy Policy*, 36 : 693–703.
- Lacassagne, S. et Schilken, P. (2003). Outils de planification énergétique : La signature énergétique (CH). Dans *Les outils de planification énergétique territoriale : Bonnes pratiques de villes européennes*. Pour le compte de l'ADEME et Energie-Cités, 54p.
- Lizhong, Y., Wenxing, F. and Junqi, Y. (2008). Experimental Research on The Spatial Distribution Of Toxic Gases In The Transport Of Fire Smoke. *Journal of Fire Sciences*, 26 (1) : 45- 62.

- Malone, S.E., Batdorf, J.A., Gray, P.B., Logan and John, A. (1996). Effect of oxygen enrichment on the capacity and organic emissions of a controlled air incinerator. *Proceedings of the Air & Waste Management Association's Annual Meeting & Exhibition*, p. 24.
- Manfred Neuberger, M., Rabczenko, D. and Moshhammer, H. (2007). Extended effects of air pollution on cardiopulmonary mortality in Vienna . *Atmospheric Environment*, 41 : 8549–8556.
- Miyakawa, T., Takegawa, N. and Kondo, Y. (2007). Removal of sulfur dioxide and formation of sulfate aerosol in Tokyo. *Journal of Geophysical Research-Part D-Atmospheres*, 112 (13) : 1-13.
- Mohr K., Ludwig T., Broekmann Ch., Grund H., Ortner H., Hoffmann, P., Jager, J. (1999). Modified Continuous Sampling And Clean-Up Device For The Determination of PCDD/PCDF In Waste Gases Of Incinerators And Thermal Processes. *Chemosphere*, 39 (11) : 1937-1950.
- Organisation Internationale de normalisation (2006). *Analyse de cycle de vie, principe et cadre*. Norme ISO 14040. 23 pp.
- Pruess, K. (2008). Leakage of CO<sub>2</sub> from geologic storage: Role of secondary accumulation at shallow depth. *International journal of greenhouse gas control*, 2:37–46.
- Quinn, D.J. and Davies, P.A. (2003). Modelling releases of water reactive chemicals. *Institution of Chemical Engineers Symposium Series*, 149 : 527-536.
- Rousse, O. (2008). Environmental and economic benefits resulting from citizens participation in CO<sub>2</sub> emissions trading: An efficient alternative solution to the voluntary compensation of CO<sub>2</sub> emissions. *Energy Policy*, 36 : 388–397.
- Saikku, L., Rautiainen, A. and Kauppi, P.E. (2008). The sustainability challenge of meeting carbon dioxide targets in Europe by 2020. *Energy Policy*, 36:730–742.
- Tryskele Environment Health & Safety (2007). *National air emissions strategy report for the department of national Defence*. Draft, 74 pp.
- Tuomisto, J.T., Wilson, A. John S. Evans, J.S. and Tainio, M. (2008). Uncertainty in mortality response to airborne fine particulate matter: Combining European air pollution experts. *Reliability Engineering and System Safety*, 93:732–744.

- Úrge-Vorsatz, D. and Novikova, A. (2008). Potentials and costs of carbon dioxide mitigation in the world's buildings. *Energy Policy*, 36:642–661.
- U.S. Environmental Protection Agency (1998a). *Fuel oil combustion*. Technology transfer network clearinghouse for inventories & emissions factors. AP 42, 5th Edition, Volume I, Chapter I, External combustion sources. 42, 5th Edition, Volume I, Chapter I, External combustion sources. Section 1.3.
- U.S. Environmental Protection Agency (1998b). *Natural gas combustion*. Technology transfer network clearinghouse for inventories & emissions factors AP 42, 5th Edition, Volume I, Chapter I, External combustion sources. 42, 5th Edition, Volume I, Chapter I, External combustion sources. Section 1.4.
- U.S. Environmental Protection Agency (1999). *Method 3A, Determination of Oxygen and Carbon Dioxide Concentrations in Emission from stationary sources (instrumental analyzer procedure)*, Code of Federal Regulation. 40, 5<sup>th</sup> Edition, Part 60, Appendix A.
- U.S. Environmental Protection Agency (1999). *Method 6C, Determination of Sulfur Dioxide Emissions from stationary sources (instrumental analyzer procedure)*, Code of Federal Regulation. 40, 5<sup>th</sup> Edition, Part 60, Appendix A.
- U.S. Environmental Protection Agency (1999). *Method 7E, Determination of Nitrogen Oxides Emission from stationary sources (instrumental analyzer procedure)*, Code of Federal Regulation. 40, 5<sup>th</sup> Edition, Part 60, Appendix A.
- U.S. Environmental Protection Agency (1999). *Method 25A, Determination of Total Gaseous Organic Concentrations using Flame ionization Analyzer*. Code of Federal Regulation. 40, 5<sup>th</sup> Edition, Part 60, Appendix A.
- Valavanidis, A., Fiotakis, K., Vlahogianni, T., Bakeas, E.B., Triantafillaki, S., Paraskevopoulou, V., Dassenakis, M. (2006). Characterization of atmospheric particulates, particle-bound transition metals and polycyclic aromatic hydrocarbons of urban air in the centre of Athens (Greece). *Chemosphere*, 65 : 760–768.
- Venterea, R.T., Burger, M. and Spokas, K.A. (2005). Nitrogen Oxide and Methane Emissions under Varying Tillage and Fertilizer Management. *J. Environ. Qual.*, 34 : 1467–1477.

- Walz, A., Calonder, G.-P., Hagedorn, F., Lardelli, C., Lundström, C. and Stöckli, V. (2008). Regional CO<sub>2</sub> budget, countermeasures and reduction aims for the Alpine tourist region of Davos, Switzerland *Energy Policy*, 36 : 811–820.
- Wang, Q., Liu, Y. and Pan, X. (2008). Atmosphere pollutants and mortality rate of respiratory diseases in Beijing. *Science of the total environment*, 391 : 143-148.
- Watson, A.J. (2008). Certainty and Uncertainty in Climate Change Predictions: What Use are Climate Models? *Environmental and Resource Economics*, 39 : 37–44.
- Yamamoto, M. (2005). Analysis of Sulfur in Deposited Aerosols by Thermal Decomposition and Sulfur Dioxide Analyzer. *Analytical Chemistry*, 77 : 4423-4428.
- Ying, W., Songling, L. and Changzhi, L. (2003). Formation mechanism and control of pollutant from a MSW incinerator. *Energy and the Environment - Proceedings of the International Conference on Energy and the Environment*, pp.1655-1658.