



# GUIDE PRATIQUE INSTALLATIONS DE COMBUSTION

ACQUISITION, TRAITEMENT ET REPORTING DES MESURES EN  
CONTINU POUR LES PRINCIPAUX POLLUANTS DANS L'AIR

FEDENE.FR | GIMELEC.FR



# ÉDITO



Direction générale de l'énergie et du  
climat

Direction générale de la prévention des  
risques

La qualité de l'air est une préoccupation majeure des français. La France est par ailleurs concernée par plusieurs contentieux, notamment pour non-respect des valeurs limites de concentration dans l'air d'oxyde d'azote (NOx).

Il n'existe pas d'action univoque qui permettra de revenir aux valeurs limites dans les délais les plus courts possibles. Des actions dans tous les secteurs sont nécessaires pour réduire les émissions de polluants atmosphériques.

Des progrès importants ont été accomplis pour diminuer les émissions du secteur industriel. Selon le rapport national d'inventaire du CITEPA de juin 2020, les émissions des activités industrielles de consommation d'énergie ainsi que l'ensemble des activités industrielles pour lesquelles le procédé est une source potentielle de polluants atmosphériques ont nettement diminué entre 1990 et 2018, qu'ils s'agissent de NOx ou des poussières.

Toutefois, dans son rapport de septembre 2020 sur la qualité de l'air, la Cour des comptes souligne que la situation reste très contrastée sur le territoire, les sources industrielles demeurant localement, en particulier dans les zones industrielles multi-émettrices, d'importants émetteurs de substances réglementées ou non. En outre, la pollution demeure présente de longues années dans les sols, ce qui entraîne des émissions dans l'atmosphère bien après la fin de certaines activités industrielles.

La surveillance des émissions dans l'air représente un élément important pour prévenir et réduire la pollution des installations industrielles et pour assurer un niveau élevé de protection de l'environnement dans son ensemble.

La maîtrise des procédés et l'évaluation précise des flux de polluants émis dans l'air est une attente légitime vis-à-vis des industriels. Le travail accompli par la FEDENE et le GIMELEC pour établir ce guide de bonne pratique à destination des exploitants d'installation de combustion est donc essentiel. Nous nous félicitons de sa publication qui permettra une mise en œuvre efficace et homogène des arrêtés combustion et du BREF relatif aux grandes installations de combustion.

Le Directeur général de la prévention des  
risques



Cédric BOURILLET

Le Directeur général de l'énergie et du  
climat



Laurent MICHEL



## Table des matières

<b>1 Généralités.....</b>	<b>7</b>
1.1 Lexique / Référentiels .....	7
1.2 Introduction .....	8
1.3 Champ d'application du guide .....	10
1.4 Remerciements .....	11
<b>2 Architecture d'une surveillance continue des émissions dans une installation de combustion..</b>	<b>12</b>
<b>3 Système automatique de mesure (AMS).....</b>	<b>14</b>
3.1 Définition (référentiel : Norme EN 14181 de 2014).....	14
3.2 Les différents types d'AMS gazeux .....	14
3.3 Les différents types d'AMS poussières .....	17
3.4 Conditions de fonctionnement de l'AMS .....	18
3.5 Mesure des polluants atmosphériques gazeux.....	21
3.6 Mesure des poussières .....	24
<b>4 Acquisition et évaluation des données d'émission du DAHS.....</b>	<b>27</b>
4.1 Définition .....	27
4.2 Acquisition, traitement et évaluation des données selon la norme EN17255.....	28
4.3 Périodes NOC / OTNOC.....	38
4.4 Durée de fonctionnement.....	42
4.5 Incertitudes de mesure .....	43
<b>5 Rapport d'émissions .....</b>	<b>44</b>
<b>6 Gestion de l'archivage .....</b>	<b>45</b>
6.1 Contenu du cahier des charges.....	45
6.2 Recommandations .....	46
<b>7 Annexes .....</b>	<b>47</b>
7.1 Contributeurs à l'écriture de ce guide .....	47
7.2 Normes citées dans le guide .....	48
7.3 Présentation GIMELEC sur le projet de norme PR EN 17255 au Salon d'Analyse Industrielle 2019 .....	49
7.4 Format harmonisé proposé pour les rapports d'émissions .....	53

## Liste des figures

Figure 1 : Architecture d'une baie d'analyse dans une installation de combustion .....	12
Figure 2 : Acquisition des mesures - Présentation d'une chaîne d'acquisition.....	13
Figure 3 : AMS extractif.....	15
Figure 4 : Les 3 différents types d'AMS extractifs .....	16
Figure 5 : AMS in situ.....	16
Figure 6 : Exemple d'emplacement pour installer des systèmes de mesurage au niveau d'une section de mesurage d'un conduit d'évacuation des effluents gazeux.....	20
Figure 7 : Opacimètre – Mesure par transmission.....	24
Figure 8 : Analyseur diffusion lumière avant .....	25
Figure 9 : Analyseur diffusion lumière arrière ou rétrodiffusion .....	25
Figure 10 : Analyseur électrodynamique .....	26
Figure 11 : Analyseur de poussières extractif pour voies humides.....	26
Figure 12 : Système d'acquisition de données – Etapes de calcul pour l'évaluation d'un polluant .....	29
Figure 13 : DAHS - Données d'entrée.....	30
Figure 14 : DAHS - Création FLD .....	32
Figure 15 : DAHS - Calcul STA .....	33
Figure 16 : DAHS - Standardisation SSTA.....	35
Figure 17 : DAHS - VSTA et FLUX .....	36
Figure 18: DAHS – LTA (moyenne long terme).....	37

# 1 Généralités

## 1.1 Lexique / Référentiels

- (1) AMS : système automatique de mesurage des polluants
- (2) DAHS (Data Acquisition Handling System) : système d'acquisition de données
- (3) Etat de l'installation : régime NOC (stabilisé) / régime OTNOC (transitoire)
- (4) FLD (First Level Data) : donnée de premier niveau. Donnée brute ou valeur moyenne calculée à partir des données brutes, les deux incluant des signaux d'état
- (5) LTA (Long Term Average) : moyenne à long terme. Moyenne calculée à partir de moyennes à court terme sur une période spécifique. En combustion, il s'agit des moyennes journalières, mensuelles et annuelles
- (6) Mesure extractive : mesure issue d'un système d'analyse déporté aspirant l'échantillon de la cheminée vers l'analyseur
- (7) Mesure humide : mesure réalisée sur un gaz qui contient de l'humidité résiduelle
- (8) Mesure *in situ* : mesure provenant d'un instrument installé directement sur la cheminée (donc mesure humide)
- (9) Mesure périphérique : mesure servant aux corrections telles que température, pression, oxygène, humidité résiduelle
- (10) Mesure sèche : mesure réalisée sur un gaz dont l'humidité résiduelle a été retirée
- (11) Disponibilité de l'analyseur : temps relatif au ratio « Temps de mesurage / Temps analyseur non disponible »
- (12) MTD : Meilleures techniques disponibles
- (13) OTNOC (Other Than Normal Operating Conditions) : les périodes OTNOC sont définies comme les périodes autres que les périodes normales de fonctionnement de l'installation de combustion
- (14) NOC (Normal Operating Conditions) : période pendant laquelle l'installation est en fonctionnement normal
- (15) SSTA (Standardised Short Term Average) : moyenne à court terme normalisée. Moyenne à court terme convertie aux conditions normales. En combustion, il s'agit de la moyenne horaire corrigée en pression, température, oxygène et humidité.
- (16) STA (Short Term Average) : moyenne à court terme. Moyenne relative à la plus courte période utilisée pour la déclaration. En combustion, il s'agit de la moyenne horaire.
- (17) VSTA (Validated Short Term Average) : moyenne à court terme validée. Moyenne à court terme normalisée, après soustraction de l'intervalle de confiance pertinent afin de satisfaire aux exigences des réglementations européennes et nationales
- (18) VLE : valeur limite d'émission (à l'atmosphère) d'un polluant
- (19) Multiplexage : méthode de mesurage semi continue des émissions (plusieurs émissaires sont surveillés à tour de rôle, durant un temps dit « de mesurage », par une même unité analytique)



## 1.2 Introduction

Ce guide de bonne pratique est à destination des exploitants d'installation de combustion qui sont dans l'obligation réglementaire de suivre les émissions atmosphériques pour les polluants mesurés de manière continue. Il constitue donc un outil de référence pour les différents acteurs dans le domaine de la combustion (ministère de la Transition écologique et solidaire, ADEME, organismes de contrôle (DREAL, DRIEE...), exploitants, bureaux d'étude...).

Ce guide a été élaboré conjointement par la FEDENE et le GIMELEC.

La **FEDENE**, Fédération des services énergie et environnement, regroupe plus de 500 entreprises (PME, ETI, grands groupes), 60 000 salariés pour un chiffre d'affaires de 11 Mds €, dont la moitié est réalisée en France. Elle rassemble sept syndicats professionnels réunissant des entreprises d'exploitation et de maintenance d'équipements de chauffage et de climatisation, de gestion de réseaux de chaleur et de froid, de valorisation énergétique des déchets, de services d'efficacité énergétique, de facility management et d'ingénierie de projets.

Le **GIMELEC** est le groupement des entreprises de la filière électronumérique en France. Ses 200 membres génèrent 15 milliards d'euros de CA depuis la France et emploient 67 000 personnes en France. Les adhérents conçoivent et déploient les technologies ainsi que les services pour le pilotage optimisé et sécurisé des infrastructures énergétiques et numériques, de l'industrie, des bâtiments et de l'électromobilité. Le GIMELEC valorise leurs technologies et leurs savoir-faire industriels vis-à-vis des marchés, des institutionnels en France et à l'international. Enfin, promoteur de l'économie circulaire, le GIMELEC s'engage dans le déploiement de modèles de croissance durable et partagée.

Ce guide a été rédigé en respectant la demande explicite du bureau de la qualité de l'air du ministère de la Transition écologique et solidaire, à savoir la mesure en continu doit :

- répondre aux besoins de l'exploitant pour maîtriser le procédé ;
- évaluer le plus précisément possible les flux émis afin de s'assurer que les émissions de l'installation ne portent pas atteinte aux intérêts protégés par l'article L 511-1 du code de l'environnement.

Ce guide a également été relu et commenté par :

- l'INERIS sur les parties 3 et 4 pour une bonne cohérence avec les différentes normes en vigueur ;
- la DRIEE IDF sur la partie 5 pour une adaptation opérationnelle du format des rapports d'émissions qui répondent à la réglementation en vigueur.

Ce guide a pour objectif principal d'aider les exploitants à la mise en place des systèmes de contrôle des émissions, ainsi qu'à la maîtrise du traitement et à la gestion des données liées aux mesures et paramètres de fonctionnement de leurs installations. Il permet d'établir les rapports réglementaires que les exploitants doivent périodiquement transmettre aux autorités comme les rapports de suivi trimestriel ou semestriel (niveau local) ou la déclaration GERE (niveau national) avec la consolidation des données de l'installation. Enfin, le système de traitement des données permet l'archivage des données traitées de manière chronologique et d'associer leur validité aux différentes périodes de fonctionnement ou de dysfonctionnement (périodes OTNOC) de l'installation.

Pour la partie « 4.2 Acquisition, traitement et évaluation des données », ce document a été bâti sur la base de la série de norme NF EN 17255 : Émissions de sources fixes — Systèmes d'acquisition et de traitement de données.

Cette norme, basée sur les exigences des directives européennes pour la réduction des émissions industrielles (IED 2010/75 et MCP 2015/2193), définit :

- le mode d'acquisition de données brutes issues des AMS et leur enregistrement ;
- les méthodes de calcul des moyennes selon la validité et la disponibilité des données ;
- l'évaluation du respect des limites réglementaires ;
- les données à fournir pour l'édition des rapports destinés aux autorités.

A terme, cette norme sera constituée des 4 parties suivantes :

- Partie 1 : Spécification des exigences relatives au traitement et à la déclaration de données.
- Partie 2 : Spécification des exigences relatives aux systèmes d'acquisition et de traitement de données.
- Partie 3 : Spécification des exigences relatives à la certification des systèmes d'acquisition et de traitement de données.
- Partie 4 : Emissions de sources fixes – Systèmes d'acquisition et de manipulation de données (en projet).

A la date de publication de ce guide, seule la partie 1 de la norme NF EN 17255 avait été publiée en juillet 2019.

### 1.3 Champ d'application du guide

Ce guide permet de faciliter l'application des arrêtés ministériels du 3 août 2018 relatifs aux installations de combustion soumises à autorisation ou enregistrement au titre des rubriques 2910 et 2931, de la décision d'exécution (UE) 2017/1442 de la Commission du 31 juillet 2017 établissant les conclusions sur les meilleures techniques disponibles (MTD). Ces textes répondent entre autres, à la directive 2010/75/UE du Parlement européen et du Conseil, pour les grandes installations de combustion (appelée aussi Directive IED) et à la directive 2015/2193 du 25 novembre 2015 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des installations de combustion moyennes (appelée aussi Directive MCP) en ce qui concerne le volet du traitement normalisé des mesures d'émissions à l'air.

Il s'applique en particulier aux installations de combustion de puissance supérieure ou égale à 50 MW (installations IED) classées sous la rubrique 3110 pour lesquelles le dossier de réexamen fait apparaître clairement les données de suivi associées aux périodes de fonctionnement de l'installation. Pour rappel, la mise en conformité concernant les données de rejets à l'atmosphère (mesurage, acquisition et traitement) doit être réalisée pour le 17 août 2021.

Ce guide, qui **n'est pas d'application obligatoire**, peut s'appliquer :

- aux installations nouvelles. En effet, il peut notamment servir de cahier des charges lors de l'appel d'offre sur cette thématique ;
- aux installations existantes pour une mise en conformité des installations et traitement des données si cela se révèle nécessaire.

Le présent guide s'inscrit dans le cadre réglementaire suivant :

- [Arrêté du 3 août 2018 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations relevant du régime de l'enregistrement au titre de rubrique 2910 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement.](#)
- [Arrêté du 3 août 2018 relatif aux installations de combustion d'une puissance thermique nominale totale inférieure à 50 MW soumises à autorisation au titre des rubriques 2910, 2931 ou 3110.](#)
- [Arrêté du 3 août 2018 relatif aux installations de combustion d'une puissance thermique nominale totale supérieure ou égale à 50 MW soumises à autorisation au titre de la rubrique 3110.](#)
- [Arrêté du 2 janvier 2019 précisant les modalités de recueil de données relatives aux installations de combustion moyennes.](#)
- [Fiches techniques combustion dont la fiche F : Surveillance et contrôle des rejets à l'atmosphère pour les GIC.](#)
- [Arrêté du 17 décembre 2020 abrogeant l'arrêté du 7 juillet 2009 relatif aux modalités d'analyse dans l'air et dans l'eau dans les ICPE et aux normes de référence et modifiant une série d'arrêtés ministériels pour prendre en compte l'abrogation dudit arrêté](#)
- [Avis sur les méthodes normalisées de référence pour les mesures dans l'air, l'eau et les sols dans les installations classées pour la protection de l'environnement](#)
- [Arrêté du 7 décembre 2020 portant agrément des laboratoires ou des organismes pour effectuer certains types de prélèvements et d'analyses à l'émission des substances dans l'atmosphère](#)
- [Arrêté préfectoral de l'installation considérée \(pour les prescriptions spécifiques\).](#)

Nota : Les PEMs (Predictive Emission Monitoring System) ne sont pas dans le périmètre de ce guide.



## 1.4 Remerciements

Nous tenons à remercier particulièrement les adhérents de la FEDENE et du GIMELEC qui ont collaboré étroitement pour la réalisation de ce guide sur les baies d'analyse et les systèmes d'acquisition de données dans les installations de combustion.

Nous tenons à remercier également le bureau de la qualité de l'air de la DGEC, l'INERIS et la DRIEE pour leur relecture attentive et pour leurs contributions permettant également de rendre ce guide opérationnel pour l'administration, au sens de sa conformité par rapport à la réglementation en vigueur et aux vérifications à effectuer pour s'assurer lors d'un contrôle qu'une installation est bien conforme.

L'ensemble des contributeurs de ce guide est listé en annexe 7.1.

*Ce guide est dédié à la mémoire de Damien FORATIER qui a beaucoup contribué à l'élaboration de son contenu.*

## 2 Architecture d'une surveillance continue des émissions dans une installation de combustion

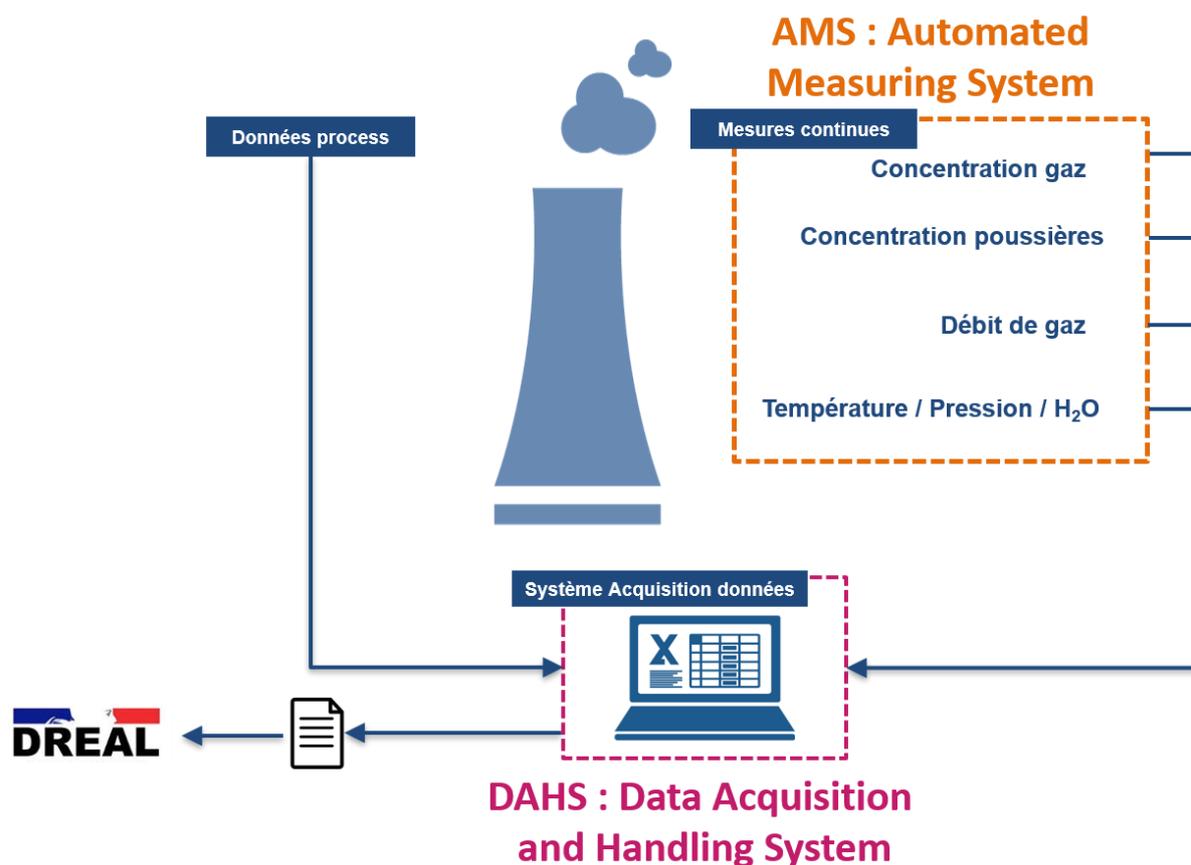


Figure 1 : Architecture d'une baie d'analyse dans une installation de combustion

L'équipement est composé des éléments suivants :

- d'un AMS (Automated Measuring System) pour la surveillance des polluants gazeux (baie d'analyse ou système in situ) ;
- d'une unité de mesurage pour la surveillance des poussières si nécessaire ;
- d'un DAHS (Data Acquisition and Handling System) : matériel informatique nécessaire au traitement des données et à la restitution des mesures (logiciel, PC, imprimante, interfaces...).

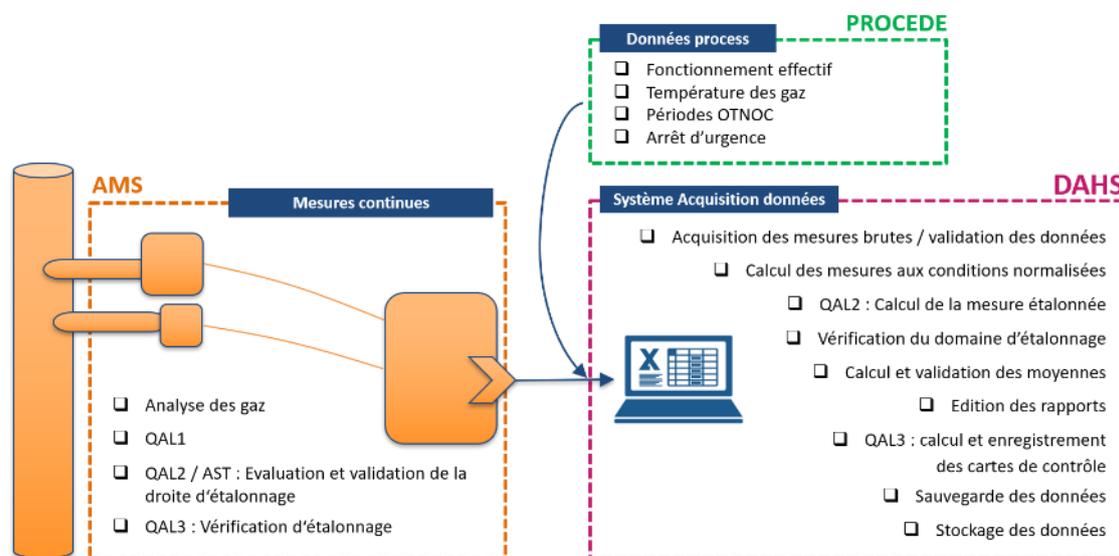


Figure 2 : Acquisition des mesures - Présentation d'une chaîne d'acquisition

#### La conception générale de l'installation prévoit la réalisation les opérations suivantes :

- les mesurages effectués en parallèle de ceux réalisés par l'AMS en place avec des méthodes de référence normalisées sans interférence ou perturbation avec les mesurages « en continu » ;
- les essais et contrôles conformément au principe des normes NF EN 14 181 et NF EN 13 284-2 (QAL1, QAL2, QAL3 et AST) et du FD X 43-132 associé ;
- les procédures de maintenance et de contrôle (calibrage, étanchéité...) pour s'assurer du bon fonctionnement de tous les éléments de l'AMS qui contribuent de manière importante à sa performance, en perturbant au minimum le fonctionnement des appareils de combustion et de l'AMS ;
- la prise en compte des arrêts saisonniers de l'AMS, nécessitant une « mise sous cocon » simple et efficace.

Par ailleurs, un raccordement est potentiellement possible pour la mise en place d'un dispositif de repli en cas d'indisponibilité prolongée de l'AMS ou d'une partie de ce dernier (ex : analyseur portable, prélèvements, indicateurs de fonctionnement spécifiques...).

## 3 Système automatique de mesure (AMS)

### 3.1 Définition (référentiel : Norme EN 14181 de 2014)

Le système automatique de mesurage (AMS), est installé à demeure, en vue de surveiller en continu les émissions et potentiellement de réaliser un mesurage des paramètres périphériques.

Pour rappel, ce système est raccordé à une méthode de référence, c'est-à-dire étalonné par comparaison à des méthodes de référence normalisées (Procédure QAL2). L'AMS doit répondre aux exigences selon la norme EN 14181.

Outre l'analyseur, s'il est de type extractif, un AMS comporte un système de prélèvement d'échantillons (par exemple, sonde de prélèvement, ligne de prélèvement, débitmètre, régulateur, pompes d'alimentation) et de conditionnement des gaz (par exemple : filtre à poussières, dispositif d'extraction de la vapeur d'eau, convertisseur NO<sub>2</sub>/NO, système de dilution). Cette définition inclut également les dispositifs de test et d'ajustage requis pour les contrôles opérationnels réguliers notamment le QAL3, indissociable et aussi indispensable que le QAL2.

Notons qu'à côté des AMS qui fournissent les mesures brutes de concentrations de polluants, des données dites périphériques sont nécessaires pour procéder à la conversion des valeurs mesurées (mesure brute) pour les ramener aux conditions normales de température, de pression, sur gaz sec (teneur en vapeur d'eau requise) et à un taux d'oxygène de référence.

### 3.2 Les différents types d'AMS gazeux

Les AMS sont de différents types :

- les AMS **extractifs** dont l'unité de détection est physiquement séparée du courant gazeux par un système de prélèvement et de conditionnement de l'échantillon ;
- les AMS **in situ** dont l'unité de détection est située dans le courant gazeux ou dans une partie de celui-ci.

#### 3.2.1 Les AMS extractifs

Les AMS extractifs sont constitués principalement des éléments suivants :

- système de prélèvement de l'échantillon permettant d'assurer le transfert du gaz à mesurer du point de prélèvement aux analyseurs (sonde de prélèvement, lignes de prélèvement, débitmètres, régulateurs, pompes d'alimentation) ;
- système de conditionnement de l'échantillon dont le rôle est le traitement du gaz pour le rendre apte à être mesuré par l'analyseur. Ce conditionnement doit impérativement respecter l'intégrité de l'échantillon gazeux pour que celui-ci reste représentatif (filtres à poussières, dispositifs de séchage, diluteur) ou compatible avec le type d'analyseur disponible (convertisseurs) ;
- unité analytique (analyseur) ;

- dispositifs de contrôle et alarmes fonctionnelles pour prévenir les dysfonctionnements ou anomalies ;
- dispositifs de tests et d'ajustage requis pour les contrôles opérationnels réguliers ;
- coffrets, baies ou armoires ad hoc pour abriter les divers composants de l'installation. Ils sont adaptés aux conditions d'exploitation du site et contribuent à la bonne marche des composants de l'AMS.



Figure 3 : AMS extractif

Bien que les systèmes extractifs soient disponibles en version dite « classique » ou « à dilution », seules les exécutions « classiques » sont conformes à la réglementation relative aux AMS en France.

Les systèmes extractifs « classiques » comportent 3 techniques d'échantillonnage distinctes (voir en Figure 4 : Les 3 différents types d'AMS extractifs) :

- l'échantillonnage permet de filtrer les poussières et d'assécher le gaz, soit en condensant la vapeur d'eau dans un dispositif tel qu'un groupe réfrigérant (type compresseur), soit en éliminant la vapeur d'eau dans un système à perméation avant leur entrée dans l'unité d'analyse. Les mesures obtenues par ces systèmes sont ainsi directement exprimées sur gaz sec ;
- l'échantillonnage dit humide : le gaz est dépoussiéré mais n'est pas séché. Pour éviter les risques de condensation entraînant des erreurs de mesurage et de potentiels dommages sur le dispositif analytique, l'échantillon est maintenu à une température supérieure au point de rosée avant d'être injecté dans l'unité d'analyse qui est elle-même chauffée ;
- l'échantillonnage basse pression : le gaz est filtré puis extrait et acheminé à basse pression (25 à 200mbar absolus) pour en abaisser son point de rosée, grâce à un dispositif approprié situé au point de prélèvement. Le transfert vers un analyseur adapté se fait via une ligne basse température (20 à 80°C).



Figure 4 : Les 3 différents types d'AMS extractifs

### 3.2.2 Les AMS in situ

Les AMS *in situ* sont prévus pour un montage direct dans la veine gazeuse. Ils peuvent être disponibles en 2 versions distinctes : le modèle traversant (cross duct), installé de part et d'autre du conduit, et le modèle mono-point (single point) monté sur un seul côté du conduit (voir Figure 5).

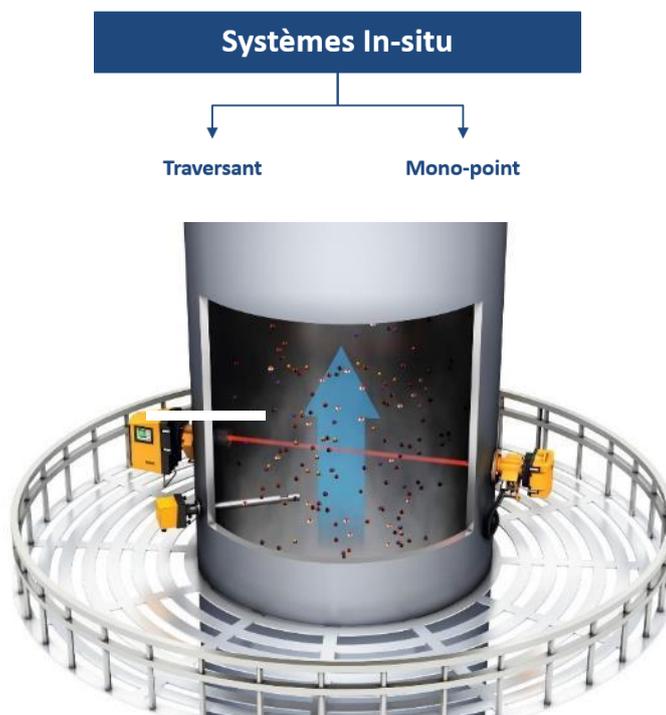


Figure 5 : AMS in situ

L'AMS est en général modulaire et évolutif. Sa conception permet le suivi ultérieur d'autres composés gazeux ou d'intégrer des mesurages complémentaires (flux massiques, pression...). En outre, l'AMS doit pouvoir s'adapter à la modification possible des seuils de VLE (gamme de mesure) imposées par l'administration, dans les limites des technologies disponibles.

### 3.3 Les différents types d'AMS poussières

De la même manière que les analyseurs de polluants gazeux, les AMS pour la mesure de concentration de poussière sont de deux types distincts :

- les AMS poussières *in situ* dont l'unité de détection est située directement dans le courant gazeux ou dans une partie de celui-ci. Ces derniers représentent la très grande majorité des matériels utilisés ;
- les AMS poussières extractifs dont l'unité de détection est physiquement séparée du flux gazeux par un système de prélèvement et de conditionnement de l'échantillon, utilisés en particulier lorsque les gaz à mesurer sont saturés en humidité.

#### 3.3.1 Les AMS poussières extractifs

Un AMS poussière extractif est en général requis dans le cas où la température des gaz à mesurer est en dessous du point de rosée (dans le cas d'un traitement de fumées humides), qui génère de fait la présence de gouttelettes d'eau mélangées aux particules. La mesure *in situ* est rendue inopérante.

Dans ces conditions, l'échantillon est prélevé, chauffé et éventuellement dilué afin d'être maintenu au-dessus du point de rosée. L'échantillon est ensuite analysé par une sonde optique, qui utilise en général le principe de la lumière diffusée.

#### 3.3.2 Les AMS poussières *in situ*

Les AMS poussières *in situ* sont généralement utilisés dans le cas où la température des gaz est au-dessus de celle du point de rosée.

### 3.4 Conditions de fonctionnement de l'AMS

#### 3.4.1 Continuité des mesures pour l'AMS

D'une manière générale, les arrêtés ministériels et les conclusions du BREF LCP sur les MTD évoquent quatre modes de surveillance des émissions atmosphériques :

- la surveillance continue par mesurage en continu des polluants dans les gaz résiduaux ;
- la surveillance permanente d'un ou de plusieurs paramètres représentatifs du fonctionnement de l'installation permettant une évaluation en continu des émissions de polluants par corrélation directe ;
- la surveillance semi-continue par prélèvement d'échantillons régulier dans les gaz résiduaux (multiplexage) ;
- la surveillance périodique par mesurage régulier (trimestriel, semestriel ou annuel).

En ce qui concerne ce guide, la surveillance des émissions atmosphériques pourra se faire :

- en continu pour chaque appareil de combustion
- par mesurages semi-continus (appelé aussi : mesurage ponctuel ou mesurage discontinu) dont la périodicité est à définir avec l'Administration (multiplexage = plusieurs appareils de combustion sont surveillés à tour de rôle, durant un temps dit « de mesurage », par une même unité analytique).

Dans ce dernier cas, il est nécessaire de pouvoir être en capacité de justifier la conformité d'une telle architecture de « mesurage semi-continu » et notamment :

- le combustible et le procédé sont suffisamment stables pour qu'une solution de multiplexage soit envisagée ;
- le nombre de mesures collectées pour disposer d'une mesure « représentative » ;
- le « multiplexage » et le conditionnement des gaz qui doivent être adaptés à l'analyseur (temps de mesurage, débits de prélèvement / mesure, temps de purge...) ;
- le séquençage des étapes d'analyse et des temps de mesurage adaptés ;
- la capacité du système d'analyse à s'adapter aux variations de mesures dans le délai imparti (temps de réponse, temps de stabilisation pour obtenir une mesure valide...).

Dans une architecture de « mesurage semi-continu », le cycle de mesurage est optimisé selon le nombre d'appareils en fonctionnement simultanément afin de répondre aux exigences réglementaires.

### 3.4.2 Fonctionnement des appareils de combustion

Le système de surveillance doit uniquement analyser les effluents gazeux des appareils de combustion en marche. Un dispositif adapté permet d'informer l'AMS de l'arrêt ou non des différents appareils de combustion qui y sont raccordés et d'optimiser son fonctionnement.

Le système de surveillance doit alors intégrer les durées et horaires de fonctionnement effectif de chacun des appareils de combustion et leurs différentes conditions d'utilisation (combustible utilisé, mode de fonctionnement).

L'acquisition de ces données horodatées est nécessaire à la correction des « mesures brutes » données par l'équipement pour exprimer les concentrations réglementaires des différents polluants surveillés (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, poussières, ...).

Des appareils de combustion ne fonctionnant pas simultanément pourront être raccordés à une même unité analytique via un « sélecteur », gérant la scrutation sur l'appareil en marche effective. Il est alors nécessaire de prendre en compte les problématiques liées à ce type d'architecture : entrée d'air parasite, défaut d'étanchéité d'un des appareils de combustion à l'arrêt, variabilité et étendue des plages de concentration à mesurer selon l'appareil en fonctionnement...

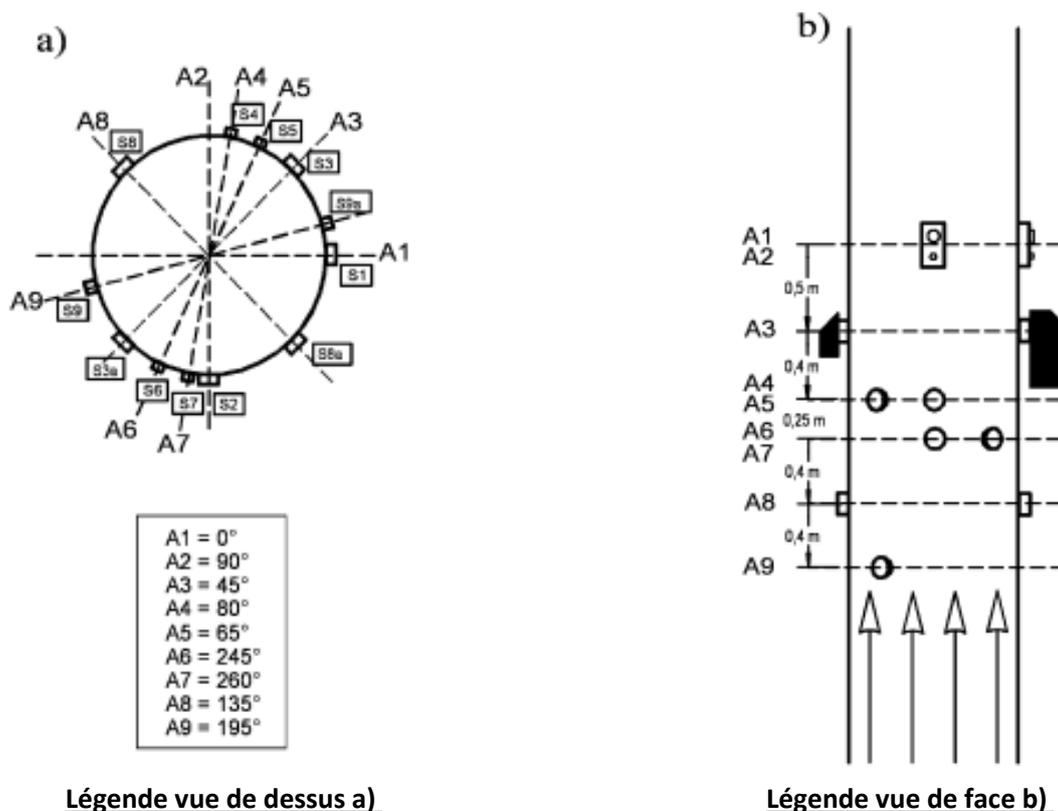
### 3.4.3 Représentativité de l'échantillon et des mesurages

Les points de prélèvement ou de mesurage sont implantés dans une section dont les caractéristiques (rectitude de la conduite, qualité des parois, régime d'écoulement...) sont favorables aux mesurages de vitesse et débit et conduisent à des mesures représentatives. L'homogénéité des gaz sera notamment favorisée pour faciliter l'implantation du système de prélèvement des AMS gazeux et ce, indépendamment du régime de fonctionnement de l'installation de combustion, objet de la surveillance.

La norme applicable est la NF EN 15259 de novembre 2007 « Mesurage des émissions de sources fixes ». Elle spécifie un mode opératoire visant à déterminer le meilleur point d'échantillonnage disponible pour les AMS.

Il est possible d'obtenir des résultats fiables et comparables, représentatifs des émissions si les conditions suivantes sont remplies :

- un site et une section de mesurage, créés de préférence lors de l'étape de conception de l'installation, sont disponibles pour effectuer un échantillonnage représentatif,
- le plan et l'objectif de mesurage sont disponibles avant la mise en œuvre des mesurages,
- une stratégie d'échantillonnage est spécifiée dans le plan de mesurage pour répondre à l'objectif de mesurage,
- un rapport des résultats incluant toutes les informations pertinentes est disponible,
- des laboratoires d'essais compétents sont utilisés (exigences spécifiées dans l'EN ISO/CEI 17025 et dans le CEN/TS 15675).



**Légende vue de dessus a)**

**Légende vue de face b)**

- |   |  |
|---|--|
| <p>A : Ligne de mesure, plan de mesure<br/> S : Orifice de mesure<br/> S1 : Méthode de référence<br/> S2 : Méthode de référence<br/> S3 : Système automatique de mesure de la poussière (tête optique)<br/> S3a : Système automatique de mesure de la poussière (réflecteur)<br/> S4 : Système automatique de mesure du SO2, du NO, et du O2<br/> S5 : Méthode de référence</p> | <p>S6 : Système automatique de mesure de la teneur en vapeur d'eau, de la teneur en carbone total et de l'acide chlorhydrique<br/> S7 : Méthode de référence<br/> S8 : Système automatique de mesure du débit (émetteur)<br/> S8a : Système automatique de mesure du débit (récepteur)<br/> S9 : Température<br/> S9a : Pression</p> |
|---|--|

*Figure 6 : Exemple d'emplacement pour installer des systèmes de mesure au niveau d'une section de mesure d'un conduit d'évacuation des effluents gazeux*

Lors de l'étalonnage de l'AMS conformément à l'EN 14181, il faut vérifier, en outre, quelles sont les possibilités permettant de faire varier la concentration massique des composants des effluents gazeux lors du fonctionnement des installations.

Les appareils de mesure sont implantés de manière à ne pas perturber la réalisation des mesurages périodiques et les points de prélèvements implantés le plus proche possible des points de mesure pris pour les contrôles annuels par les méthodes de référence, sans pour autant qu'ils ne se gênent mutuellement.

Pour les AMS utilisés pour la surveillance continue des émissions, le point de mesurage doit être représentatif pour la détermination du débit massique et dans la plupart des cas également pour la fraction volumique de l’oxygène. Par conséquent, le meilleur point d’échantillonnage disponible concernant l’AMS doit être déterminé conformément au mode opératoire suivant :

- contrôler l’homogénéité des points de prélèvement en procédant selon les dispositions des fascicules de documentation FD X 43-551 (mesurage des poussières et des gaz) et FD X 43-140 (mesurage de débit) (Ces FD seront convertis en normes d’application obligatoire en 2020) ;
- installer la sonde du système de mesurage pour le mesurage par quadrillage ;
- installer la sonde d’un système de mesurage indépendant (mesurage de référence) au niveau d’un point fixe de la section de mesurage ;
- ajuster le débit d’échantillonnage dans les deux systèmes dans le but d’obtenir des temps de réponses identiques ;
- effectuer un mesurage par quadrillage du plan de mesurage et des mesurages parallèles à un point fixe dans la section de mesurage. La durée de prélèvement doit être au moins quatre fois égale au temps de réponse du système de mesurage mais la durée de prélèvement par point ne doit être inférieure à trois minutes ;
- indiquer pour chaque point de quadrillage la température de référence des gaz relevée  $T_{ref}$ , la vitesse des effluents gazeux  $V_{ref}$ , la fraction volumique de l’oxygène  $O_{ref}$ , la concentration massique  $C_{ref}$  ainsi que les valeurs relevées  $T_{quad}$ ,  $V_{quad}$ ,  $O_{quad}$  et  $C_{quad}$  du mesurage du profil ;
- calculer pour chaque point du quadrillage  $i$ , le facteur  $F_{rep,i}$  conformément à l’équation :

$$F_{rep,i} = \frac{C_{quad,i} \times v_{quad,i}}{C_{ref,i} \times v_{ref,i}} \times \frac{T_{ref,i}}{T_{quad,i}} \times \frac{21\% - o_{ref,i}}{21\% - o_{quad,i}}$$

Le point où  $F_{rep,i}$  est le plus proche de la valeur moyenne  $F_{rep}$  de tous les points sur le quadrillage correspond au meilleur point d’échantillonnage disponible de l’AMS pour les mesurages de concentration. Il est recommandé de placer la sonde de l’AMS aussi proche que possible de ce point.

### 3.5 Mesure des polluants atmosphériques gazeux

#### 3.5.1 Prélèvement des gaz de combustion (cas des systèmes extractifs)

Le prélèvement des gaz est réalisé par une sonde, introduite dans le conduit des fumées. Elle est sélectionnée pour résister, sans dommage, aux températures extrêmes des gaz de combustion rejetés ainsi qu’à leur composition physico-chimique (pouvoir corrosif, teneur en poussières...).

Le dispositif prévu pour la fixation de la sonde doit permettre une étanchéité entre le conduit et la prise d'échantillon.

D'autre part, en vue des mesures ponctuelles, un adaptateur est prévu pour la mise en place ultérieure d'un dispositif permettant de mesurer les pressions statiques et différentielles ainsi que la température dans le conduit.

La longueur de la sonde, son mode de fixation (par brides) et son mode de prélèvement permettent une extraction des gaz de combustion « représentative » et conforme aux normes applicables.

Il faudra tout particulièrement veiller à utiliser un équipement permettant de :

- limiter les phénomènes de condensation lors du prélèvement du gaz ;
- extraire des quantités de gaz et les filtrer suffisamment pour garantir et maintenir un fonctionnement satisfaisant de l'installation.

Dans certains cas particuliers, il peut être envisagé de mettre en place un système dit de « rétro soufflage » automatique pour la sonde de prélèvement.

D'autre part, il peut être nécessaire d'effectuer un mesurage de débit et/ou de température à partir du poste de contrôle. Par exemple, un capteur de pression différentielle (tube de Pitot) et une sonde de température sont intégrés au niveau du prélèvement. Si tel est le cas, ces données seront prises en compte dans l'unité analytique et de traitement de données pour réaliser le calcul des débits et de la vitesse moyenne, voire du profil de vitesse.

### 3.5.2 Conditionnement et transfert des gaz (cas des systèmes extractifs)

Les gaz prélevés sont préparés et transportés via une ligne de transfert en veillant aux points suivants :

- représentativité des gaz (conservation des qualités physico-chimiques entre le point de prélèvement et l'unité analytique) ;
- niveau de propreté (filtration appropriée) ;
- niveau d'humidité et température des gaz (point de rosée) ;
- mise en place d'un dispositif permettant l'introduction de gaz étalon en tête de ligne de prélèvement.

Le conditionnement du gaz sera réalisé en fonction du type de système extractif utilisé (sur gaz secs, sur gaz humides).

Des lignes de prélèvement sont utilisées pour le transfert des échantillons. Leur température est alors régulée pour s'affranchir des risques de condensation durant le transport. La température de la ligne est déterminée en fonction de la technique extractive utilisée.

Les raccords sont, le cas échéant, calorifugés pour limiter les points froids.

Ces « tubes » sont adaptés aux gaz et à la température d'exploitation de l'installation.

Un dispositif de « nettoyage rapide » des lignes de prélèvement peut être installé (injection d'eau ou air sous pression).

L'usage d'un groupe froid se fait dans le cas de la technique extractive sur gaz sec et pour les composés peu solubles dans l'eau pour lesquels des pertes de composés sont à craindre et conduisant à des résultats erronés. Pour les systèmes extractifs sur gaz humides, le gaz est maintenu en température du point de prélèvement jusqu'au système d'analyse de façon à être toujours au-dessus du point de rosée. Les systèmes basse pression ne nécessitent pas l'usage d'un groupe froid.

La solution de conditionnement et le tracé défini pour le transfert des gaz vers le système d'analyse prendront en compte les paramètres suivants dans l'objectif du meilleur compromis technico-économique :

- maîtriser les risques de condensation ou d'altération des gaz prélevés ;
- limiter la distance entre le point de prélèvement et le système d'analyse des effluents gazeux ;
- limiter les coûts d'exploitation et de maintenance.

Pour la conception de la partie « prélèvement » de l'équipement, il faut veiller à :

- opérer des prélèvements sur les appareils de combustion en fonctionnement effectif ;
- limiter, si possible, les temps de conditionnement et de transfert des gaz (par exemple : débit d'extraction supérieur au débit de mesurage requis pour l'unité analytique avec évacuation du débit en excès à l'aide d'une dérivation vers l'extérieur) ;
- vérifier l'étanchéité de la ligne de transfert ;
- prévoir des systèmes d'alarme (ou a minima de contrôle) pour avertir (ou prévenir) toute anomalie de bon fonctionnement ou état (filtre bouché, présence de condensats, régulation de la température, débit d'extraction, défaut d'étanchéité...) dans les systèmes de prélèvement ou de conditionnement des gaz.

Remarque : Dans le cas des systèmes *in situ*, l'analyse se fait directement dans la veine gazeuse et, par conséquent, ne nécessite pas d'échantillonnage.

### 3.5.3 Analyse des gaz prélevés

Les technologies utilisées pour le mesurage en concentration des différents gaz surveillés seront choisies parmi les AMS certifiés pour lesquels des garanties de performance sont données. Des méthodes de référence s'appuient sur un système référentiel idoine. Les solutions les plus fréquentes sont de type :

- spectrométrie infrarouge pour le mesurage du SO<sub>2</sub>, CO, NOx... ;
- spectrométrie ultraviolette pour le mesurage de SO<sub>2</sub>, NO/NO<sub>2</sub> ;
- chimiluminescence pour le mesurage des Nox ;
- paramagnétisme, sonde zirconie ou cellule électrochimique pour le mesurage de l'O<sub>2</sub>.

Quelle que soit la technologie employée et le paramètre mesuré, l'analyseur doit respecter les conditions décrites et disposer d'un certificat QAL1.

Les technologies doivent être adaptées :

- aux conditions d'exploitation du site ;
- aux concentrations de polluants mesurées ;
- aux interfaces existantes ;
- aux exigences de la Réglementation (incertitude de la mesure, dérive, étalonnage) ;
- à l'architecture mise en place pour le prélèvement, le conditionnement et le transport des gaz mesurés.

### 3.6 Mesure des poussières

Il existe différentes techniques afin d'assurer le suivi des concentrations de poussières. Contrairement aux AMS gaz, les analyseurs de poussière modernes ne permettent pas de mesure directe des concentrations de poussière en  $\text{mg}/\text{m}^3$ . Le signal fourni par les analyseurs est un signal brut.

Les poussières étant de nature très différente en fonction des installations, il est nécessaire de corrélérer le signal brut à une concentration en  $\text{mg}/\text{m}^3$ .

Cette corrélation est effectuée via une méthode de référence par mesure gravimétrique conforme à la norme NF EN 13284-1. L'étalonnage initial de l'AMS poussières est en général réalisé lors des premiers essais QAL2. Durant cette opération, un volume de gaz est prélevé, les particules récupérées sur un filtre sont ensuite pesées. La masse de poussières par unité de volume ainsi collectée est ensuite corrélée au signal de mesure de l'AMS poussières.

#### 3.6.1 L'opacimétrie, mesure par transmission

L'opacimétrie est une mesure optique, in situ et traversante. Un émetteur envoie un faisceau lumineux qui traverse le conduit gazeux. La lumière est absorbée en partie par les particules en suspension et mesurée par un récepteur. L'extinction de la lumière peut être corrélée à une concentration de poussières.

La précision de cette méthode de mesure est directement liée à la longueur du chemin optique. Destinée à la mesure de concentration élevée de poussières (au-delà des  $100\text{mg}/\text{m}^3$ ), cette technique est de moins en moins utilisée pour le contrôle des émissions, les valeurs limites réglementaires actuelles étant souvent beaucoup plus faibles.

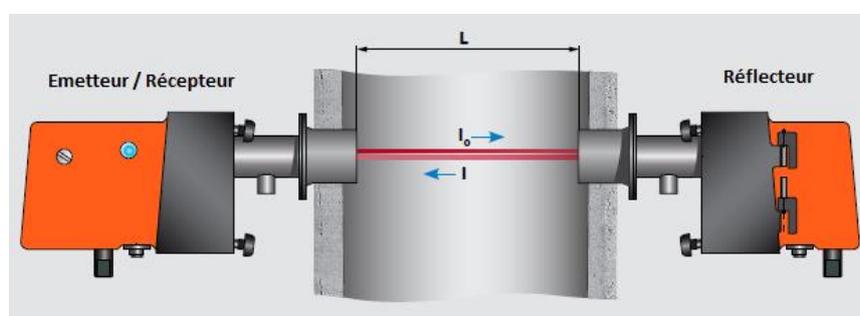


Figure 7 : Opacimètre – Mesure par transmission

### 3.6.2 La diffusion de lumière

La diffusion de lumière est une mesure optique, *in situ* et mono-point. Un signal laser est envoyé dans le conduit gazeux. Les particules impactées par le signal le diffusent dans toutes les directions. Une partie de ce signal est réceptionnée à l'intérieur (sonde intrusive) ou à l'extérieur (analyseur non intrusif) du conduit afin d'être mesurée et utilisée pour le calcul de la concentration de poussières.

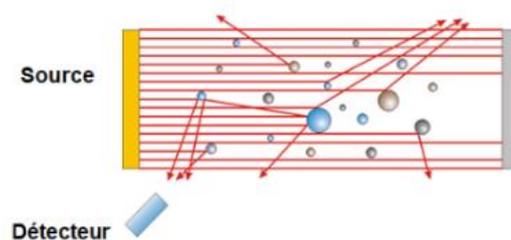
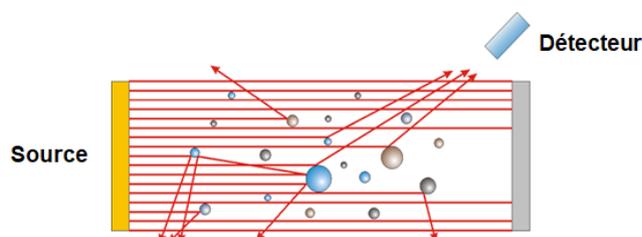
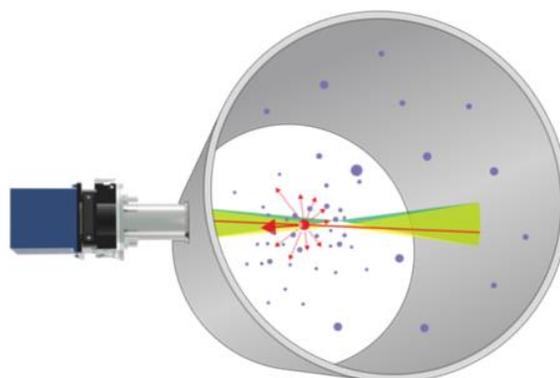
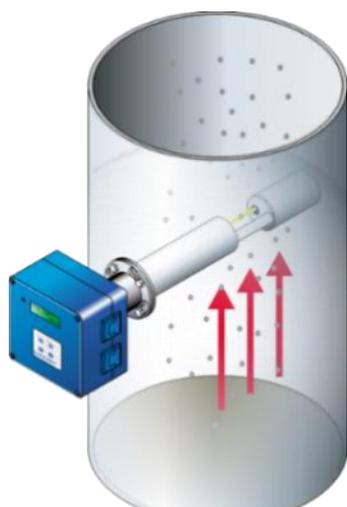


Figure 8 : Analyseur diffusion lumière avant

Figure 9 : Analyseur diffusion lumière arrière ou rétrodiffusion

### 3.6.3 Mesures tribo-électriques et électro-dynamiques

Les mesures triboélectriques et électrodynamiques sont des mesures intrusives. Les particules, chargées en électricité statique, se déchargent sur un barreau conducteur en l'impactant ou en passant à sa proximité. Le courant créé est mesuré et permet l'évaluation de la concentration de poussières.

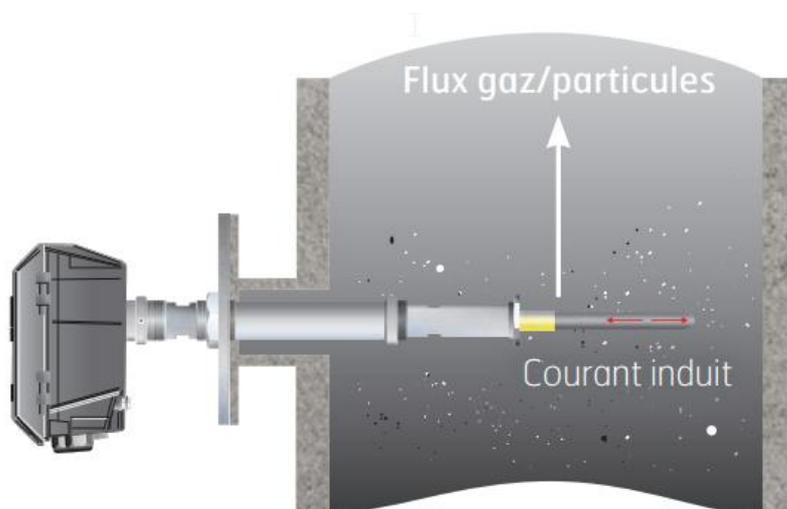


Figure 10 : Analyseur électrodynamique

### 3.6.4 Mesure des poussières en effluents humides

Les techniques de mesure citées précédemment ne sont pas adaptées à des mesures sur effluents humides (présence de vésicules d'eau) pour lesquelles il est nécessaire d'utiliser un système extractif. Dans ce cas, le gaz prélevé est chauffé et est éventuellement dilué, afin d'être maintenu au-dessus du point de rosée, celui-ci est ensuite acheminé vers une cellule de mesure dotée d'un capteur optique.

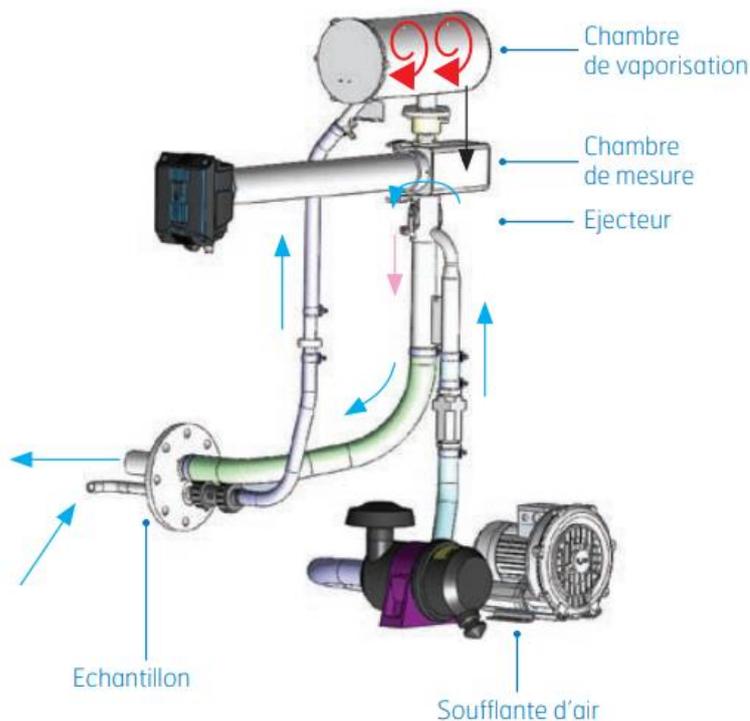


Figure 11 : Analyseur de poussières extractif pour voies humides

## 4 Acquisition et évaluation des données d'émission du DAHS

### 4.1 Définition

L'acquisition, le traitement et l'évaluation des données d'émission sont les dernières étapes avant l'édition des rapports d'émission à transmettre aux autorités. Les mesures AMS, les mesures périphériques ainsi que les paramètres de l'installation sont donc enregistrés et traités par un logiciel.

Comme précisé dans l'introduction (chapitre 1.2 de ce guide), en Europe, comme pour les AMS, ces systèmes de DAHS (Data Acquisition and Handling Systems) doivent respecter des exigences définies par une norme européenne, la norme NF EN 17255 (Émissions de sources fixes — Systèmes d'acquisition et de traitement de données)

Cette norme, basée sur les exigences des directives européennes pour la réduction des émissions industrielles (IED 2010/75 et MCP 2015/2193), définit :

- le mode d'acquisition de données brutes issues des AMS et leur enregistrement ;
- les méthodes de calcul des moyennes selon la validité et la disponibilité des données ;
- l'évaluation du respect des limites réglementaires ;
- les données à fournir pour l'édition des rapports destinés aux autorités.

A terme, cette norme sera constituée des 4 parties suivantes :

- Partie 1 : Exigences pour le traitement des données.
- Partie 2 : Exigences de performances pour les systèmes DAHS.
- Partie 3 : Exigences pour la certification des DAHS.
- Partie 4 : en projet « Emissions de sources fixes – Systèmes d'acquisition et de manipulation de données.

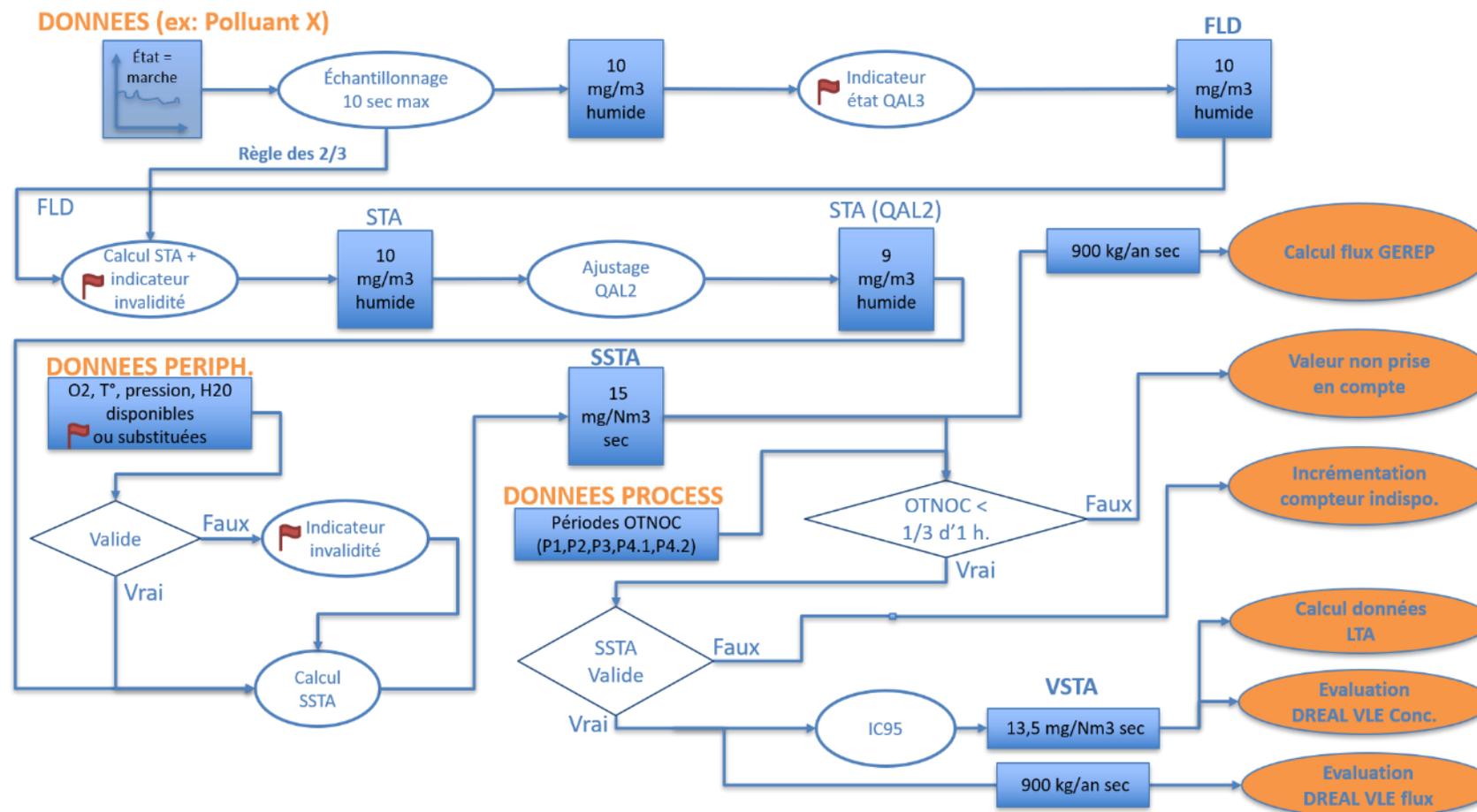
Ce sont donc les exigences de la partie 1, publiée en juillet 2019, qui sont présentées dans les chapitres suivants.

## 4.2 Acquisition, traitement et évaluation des données selon la norme EN17255

Remarque : Les logigrammes présents en annexe 7.3 illustrent le processus de traitement des données décrit ci-dessous.

### Objectif 1-C : L'algorithme de LA NORME EN17255-1

#### POLLUANT MESURE EN CONTINU : calcul des données VSTA



## Objectif 1-C : L'algorithme de LA NORME EN17255-1

### POLLUANT MESURE EN CONTINU : calcul des données LTA jour

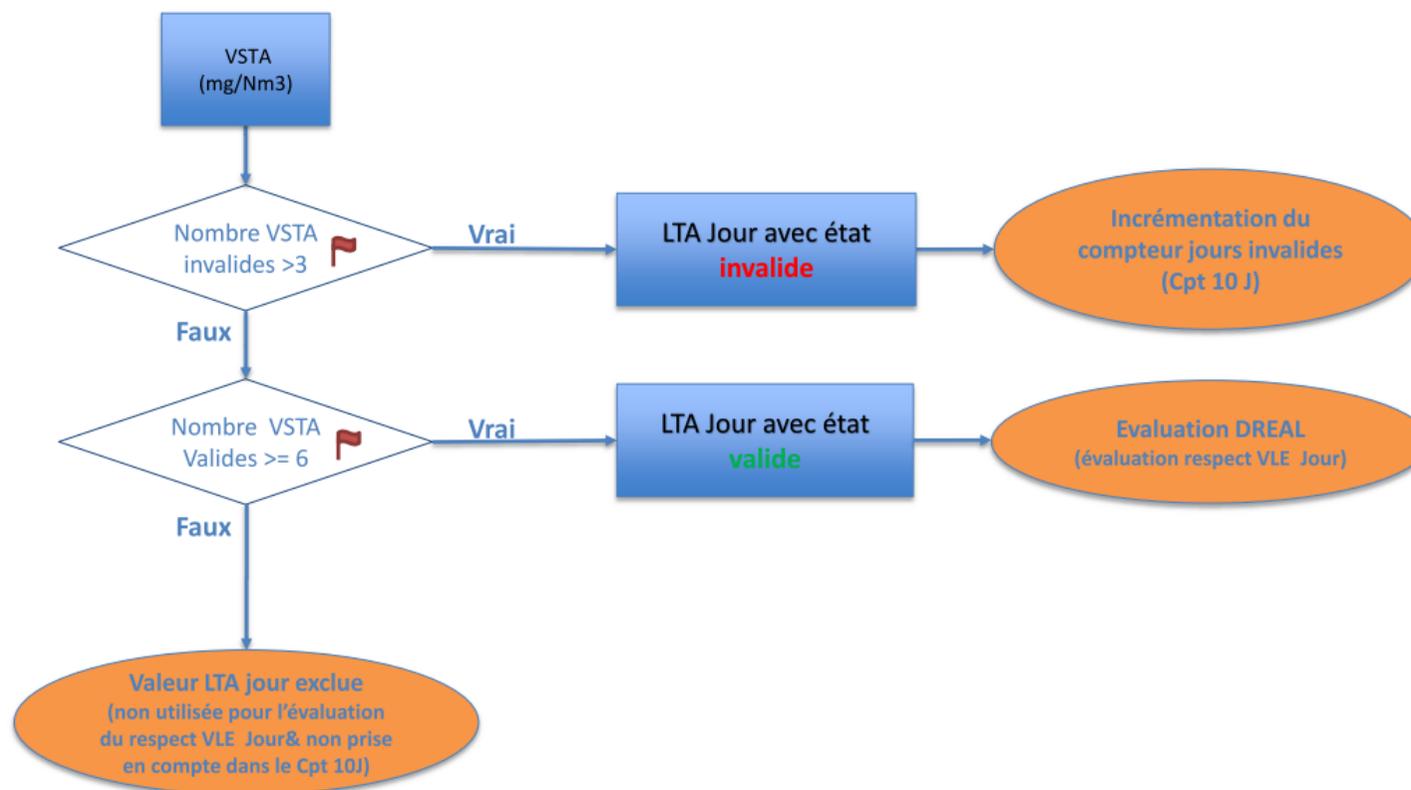


Figure 12 : Système d'acquisition de données – Etapes de calcul pour l'évaluation d'un polluant – Dans cet exemple, QAL3 non traité dans le DAHS

#### 4.2.1 Principe général

Les données de l'installation, des AMS et des périphériques sont transmises au DAHS. Celles-ci sont traitées et enregistrées pour produire les FLD (First Level Data).

Ces FLD sont ensuite converties et moyennées suivant le processus défini dans les différentes parties du paragraphe 4.2.3 de ce guide.

Les rapports d'émission édités par le DAHS doivent permettre aux autorités d'évaluer le respect des valeurs limites d'émission, ainsi que la disponibilité des valeurs moyennes d'émission.

#### 4.2.2 Acquisition des données brutes, création et enregistrement des FLD (First Level Data)

##### 4.2.2.1 Type de données

Les différents types de données nécessaires pour le traitement par le DAHS sont :

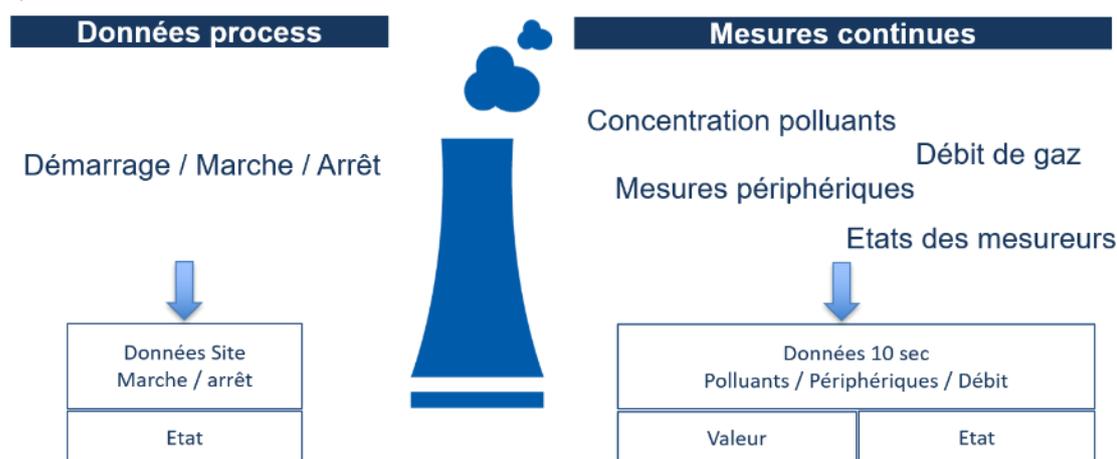
- les valeurs de concentration de polluants et l'état des AMS correspondants ;
- le débit des fumées et l'état du mesureur de débit (dans le cas d'une évaluation des flux de polluants) ;
- les données périphériques (température, pression, oxygène, humidité, selon configuration) et l'état des mesureurs ;
- les données du process (arrêt/marche ou autre(s) : type de combustible par exemple).

##### 4.2.2.2 Mode de transmission et pas d'acquisition

Le mode de transmission de la donnée des AMS peut être analogique (type 4-20 mA) ou numérique (Exemple : Modbus RTU ou TCP/IP).

Leur pas d'acquisition doit être identique et au maximum de 10 secondes (*i.e.* : un écart de maximum 10 secondes entre deux relevés de données brutes).

Chaque mesure (concentration, débit, périphérique) doit être horodatée et associée à l'état du mesureur correspondant.



- Intervalle max d'acquisition donnée brute = 10 sec
- Toutes mesures avec heure et date et états des mesureurs

Figure 13 : DAHS - Données d'entrée

#### 4.2.2.3 Création de la FLD (First Level Data) (Logigramme en diapositive 2 de l'Annexe 7.3)

Les FLD peuvent être des données brutes obtenues avec un pas d'acquisition de 10 secondes au maximum, ou des moyennes de données brutes sur une durée de moyennage d'1 minute au maximum. Dans le calcul des moyennes, les valeurs négatives doivent être prises en compte.

Si nécessaire, une conversion en unité  $\text{mg}/\text{m}^3$  sera effectuée. Si le DAHS inclut la gestion de la procédure QAL3 complète, toute correction de dérive doit être appliquée avant l'enregistrement de la valeur en tant que FLD brute.

En cas de dépassement de la gamme de mesure des AMS, les valeurs FLD sont prises égales à la limite supérieure de la gamme de mesure. Dans ce cas, la FLD concernée contient une information de dépassement.

Chaque donnée de mesure (concentration polluant, débit fumées, paramètre périphérique) doit être horodatée (année, mois, jour, heure, minute, seconde) et associée d'une manière générale à (cf. chapitre 4.3 - Périodes NOC/OTNOC) :

- l'état du mesureur : maintenance /calibration /contrôle interne, ou défaut, ou dépassement de gamme, ou AMS en cours de test opérationnel dans le cadre d'un contrôle QAL2 ou d'un test de surveillance annuel (AST) ;
- l'état du process à la même période : marche / arrêt / démarrage ou autre(s).

La donnée FLD devient invalide et donc ne pourra être utilisée par la suite pour le calcul des moyennes lorsqu'un des états suivants de l'AMS est présent :

- maintenance / calibration / contrôle interne ;
- défaut ;
- mesureur en cours de test opérationnel dans le cadre d'un contrôle QAL2 ou d'un AST, ou en cas d'application d'un matériau de référence dans le cadre d'un contrôle de dérive (QAL3).

L'information de l'état du process détermine la prise en compte ou non des données de surveillance des émissions. Les conditions du procédé pour lesquelles une évaluation n'est pas exigée sont définies sur les périodes OTNOC de chaque appareil ou installation de combustion, dont les modalités d'application sont précisées dans l'arrêté préfectoral d'exploitation.

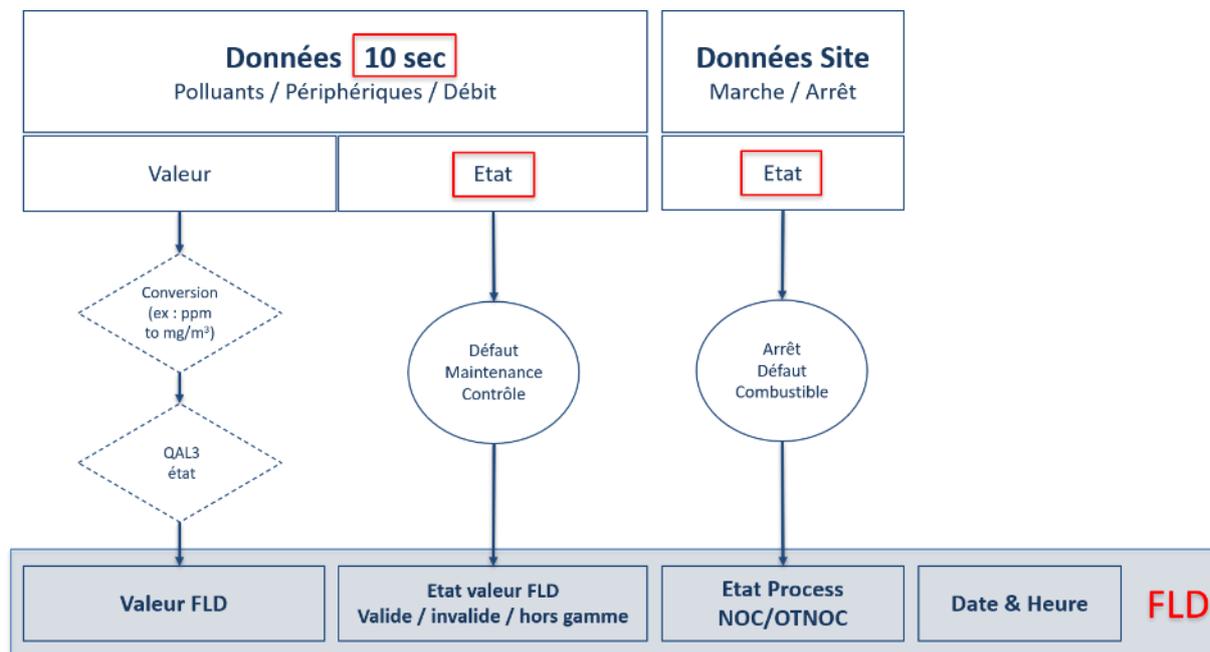


Figure 14 : DAHS - Création FLD

#### 4.2.3 Calcul des moyennes pour les rapports d'émission (STA et LTA)

Les moyennes sont établies à partir de la somme des valeurs FLD valides divisée par le nombre de valeurs FLD valides.

Pour les installations de combustion, les directives IED et MCP, ainsi que les arrêtés nationaux exigent le calcul de moyennes sur les périodes :

- horaires, désignées par la norme EN 17255-1 selon l'acronyme STA (Short Term Average) ;
- journalières, mensuelles et annuelles, nommées LTA (Long Term Average).

##### 4.2.3.1 Détermination des moyennes court terme (STA : Short Term Average) (Logigramme en diapositive 3 de l'Annexe 7.3) – Moyenne horaire

La moyenne STA est établie sur une période de 1 heure. Elle est effectuée pour :

- les valeurs de concentrations de polluants ;
- le débit des fumées (si évaluation du flux demandée) ;
- les données périphériques.

Les informations de validité des valeurs FLD ainsi que l'état du process sont pris en compte pour définir l'état de la valeur STA.

Si pendant la période de la STA, l'installation de combustion a été considérée en « Arrêt » pour au moins 1/3 du temps de la période alors la moyenne STA :

- ne sera pas utilisée pour l'évaluation du respect des VLE ;
- ne sera pas utilisée pour le calcul des moyennes LTA, mais ne sera pas considérée comme indisponible pour le calcul des exigences de disponibilité des moyennes. Seules les valeurs FLD valides sont prises en compte dans le calcul de la moyenne. Si le nombre de valeurs FLD valides est inférieur aux 2/3 du nombre total de valeurs de la période considérée, la moyenne STA est considérée invalide.

Exemple : sur la période de 1 heure, seulement 38 valeurs FLD minute sont valides (donc moins de 2/3 des 60 valeurs minute sur une heure), la STA ne sera pas calculée. Dans ce cas, la moyenne STA :

- ne sera pas utilisée pour l'évaluation du respect des VLE ;
- ne sera pas utilisée pour le calcul des moyennes LTA et aura donc un impact sur le nombre de moyennes LTA invalides autorisées sur l'année.

Les informations suivantes doivent être associées à chaque valeur STA :

- nombre de valeurs FLD hors gamme de mesure AMS ;
- validité selon l'état de l'AMS ;
- exploitabilité pour l'évaluation selon l'état de fonctionnement de l'installation.

La droite d'étalonnage QAL2 sera appliquée aux données STA afin de les ajuster.

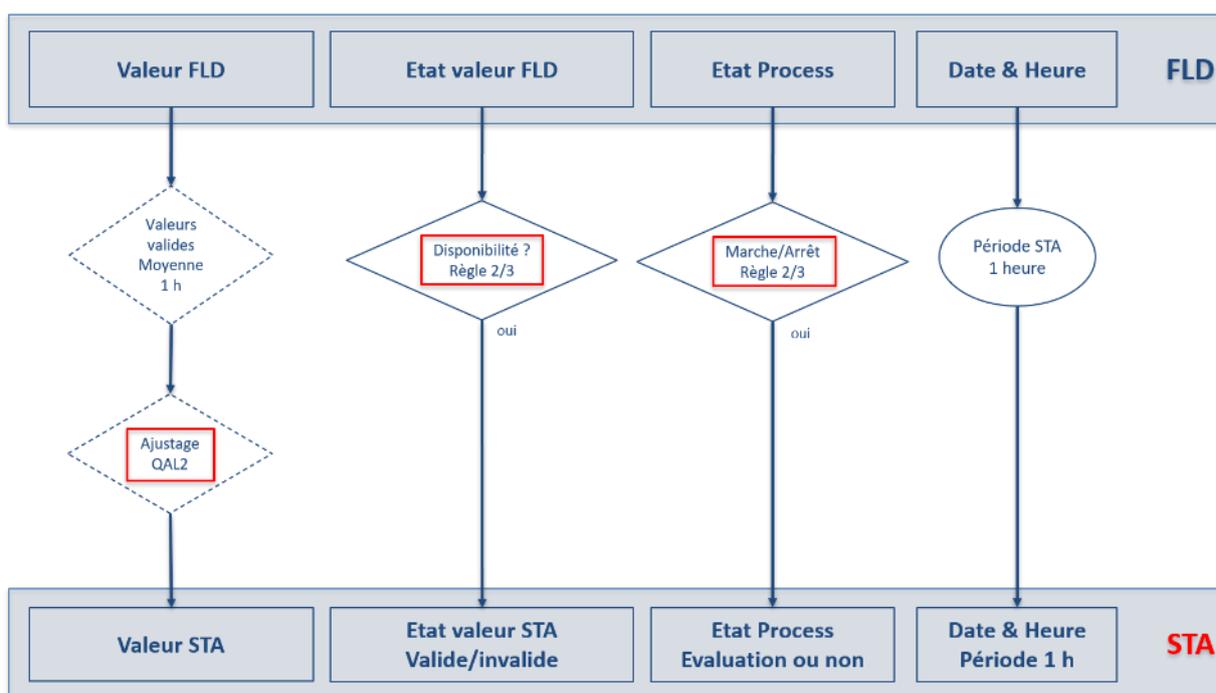


Figure 15 : DAHS - Calcul STA

#### 4.2.4 Détermination des moyennes à court terme standardisées (SSTA : Standardized Short Term Average) (Logigramme en diapositive 4 de l'Annexe 7.3) – Moyenne journalière, mensuelle, annuelle

En fonction du type de données disponible en sortie de l'AMS, les valeurs de concentrations et débits seront corrigées ou pas pour être exprimées aux conditions de référence du site. En effet certains AMS fournissent directement des valeurs exprimées aux conditions normales de température et pression, et/ou à la valeur de référence en oxygène, voire exprimées sur gaz sec.

Les données périphériques sous forme de STA sont utilisées pour la standardisation (ou en français « normalisation ») des valeurs STA de polluants et de débit fumées.

Si nécessaire, les corrections à appliquer sont les suivantes pour les concentrations de polluants :

- la correction aux conditions normales de température et pression dites CNTP :

$$STA_{CNTP STA} = STA \cdot \frac{1013,25}{STA P_{mesurée}} \cdot \frac{(STAT T_{mesurée} + 273,15)}{273,15}$$

- la correction sur gaz sec :

$$STA_{CNTP STA sec} = STA_{CNTP STA} \cdot \frac{100}{(100 - STA C_{H2O})}$$

- la correction à y % d'O<sub>2</sub> (3%, 6% ou 15%) :

$$STA_{CNTP STA sec y\% O_2} = STA_{CNTP STA sec} \cdot \frac{(21 - O_{2,ref})}{(21 - O_{2,dry})} [mg/Nm^3]$$

Pour le calcul de débit normalisé, les corrections à appliquer sont les suivantes :

$$- STA_{CNTP STA} = STA \cdot \frac{STA P_{mesurée}}{1013,25} \cdot \frac{273,15}{(STAT T_{mesurée} + 273,15)}$$

$$- STA_{CNTP STA sec} = STA_{CNTP STA} \cdot \frac{(100 - STA C_{H2O})}{100}$$

$$- STA_{CNTP STA sec y\% O_2} = STA_{CNTP STA sec} \cdot \frac{(21 - O_{2,dry})}{(21 - O_{2,ref})}$$

Avec :

- C<sub>H2O</sub> : concentration en H<sub>2</sub>O

En cas d'indisponibilité de valeurs périphériques, des valeurs de substitution peuvent être utilisées de manière temporaire et dans ce cas la valeur SSTA est valide, et une information d'indisponibilité des paramètres périphériques est associée à la valeur SSTA.

#### 4.2.5 Evaluation du domaine de validité QAL2 (Logigramme en diapositive 4 de l'Annexe 7.3)

Un domaine d'étalonnage valide est établi pour chaque polluant mesuré par l'AMS, lors de la réalisation des QAL2 selon la norme EN 14181 au paragraphe 6.5.

Les SSTA des concentrations massiques de polluants en dehors du domaine d'étalonnage valide doivent être identifiées car le contrôle QAL2 doit être réitéré dans un délai de 6 mois, si le nombre de SSTA en dehors du domaine d'étalonnage valide est supérieur à :

- 40 % du nombre de valeurs sur une base hebdomadaire, pendant une semaine ou plus ;
- 5 % du nombre de valeurs sur une base hebdomadaire, pendant plus de 5 semaines entre deux AST.

Un test automatique doit donc être intégré dans le DAHS pour comptabiliser le nombre de SSTA dépassant ces seuils de 40 % et 5 % définis ci-dessus.

Un compteur de dépassement doit figurer dans les rapports réglementaires.

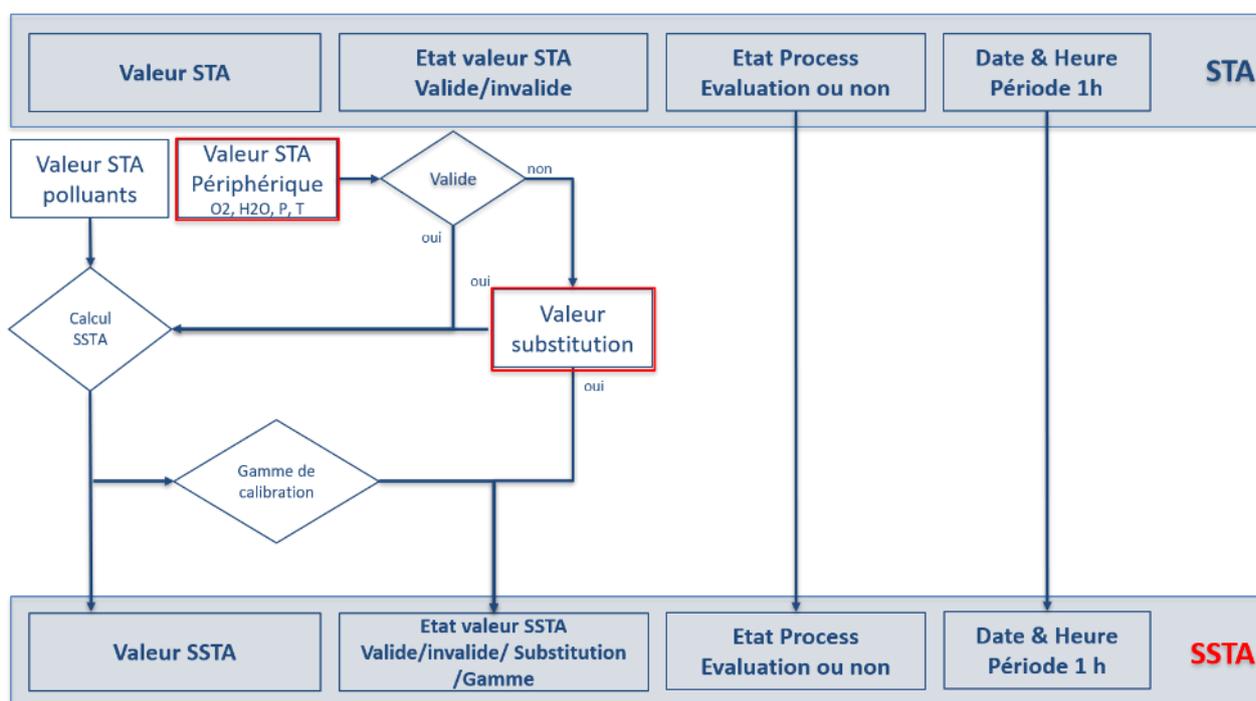


Figure 16 : DAHS - Standardisation SSTA

#### 4.2.6 Application de l'intervalle de confiance – Calcul des VSTA (Logigramme en diapositive 5 de l'Annexe 7.3)

Les directives européennes et arrêtés nationaux préconisent que les incertitudes de mesure soient considérées sous la forme d'un intervalle de confiance à 95%, et déduites des valeurs SSTA. Un intervalle de confiance est donné pour chaque polluant. La formule à appliquer est la suivante :

Les valeurs des intervalles de confiance à 95 % (IC95) fixées dans la directive IED et reprises dans les arrêtés nationaux sont les suivantes :

- Monoxyde de carbone (CO) : 10%
- Dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) : 20%
- Oxydes d'azote (NOx) : 20%
- Poussières : 30%

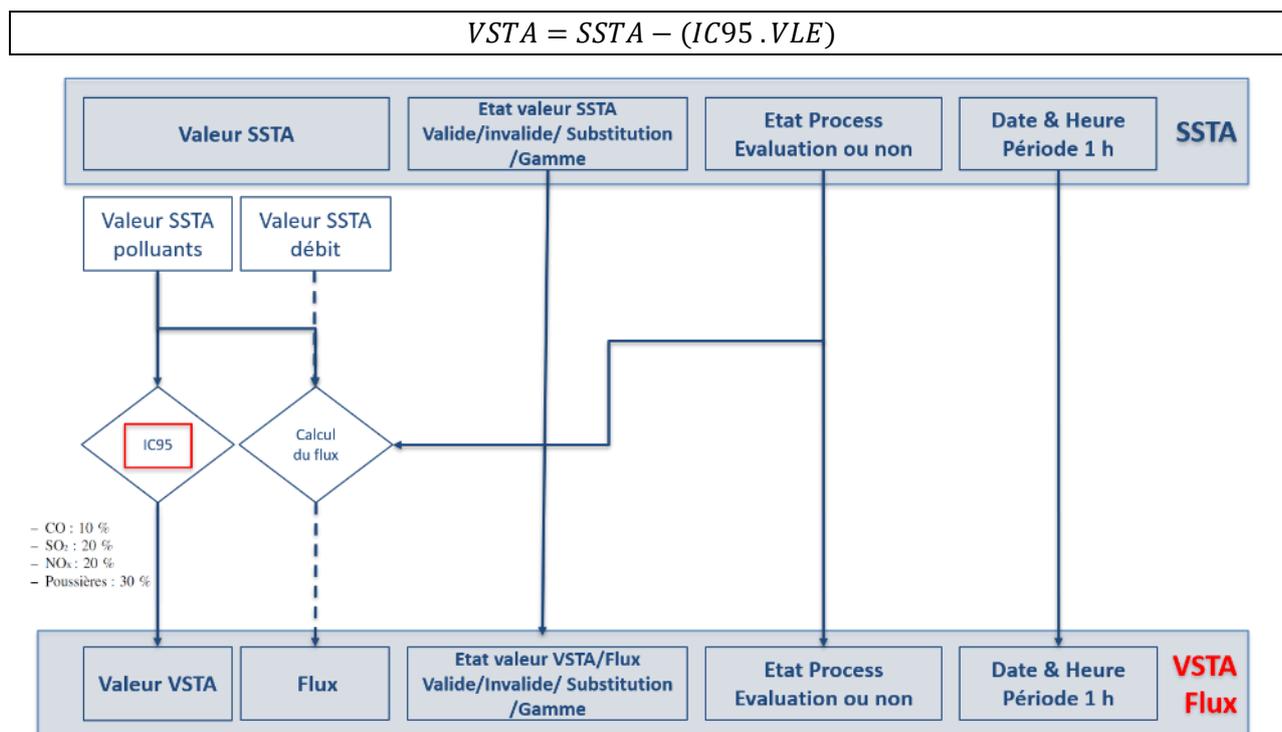


Figure 17 : DAHS - VSTA et FLUX

#### 4.2.7 Calcul des flux (Logigramme en diapositive 5 de l'Annexe 7.3)

Dans le cas où une VLE flux est imposée, le flux horaire est calculé à partir des STA ou SSTA selon la formule suivante :

$Flux\ horaire = STA\ Polluant\ (ou\ SSTA) \cdot STA\ Débit\ (ou\ SSTA)$

**Remarque :** Il est impératif que les données utilisées dans la formule ci-dessus soient exprimées dans les mêmes conditions, à savoir aux conditions normales de température et de pression (CNTP) et corrigées en oxygène selon le paragraphe 4.2.4.

Le flux sur une plus longue période (journalière ou mensuelle) se calcule par addition des flux horaires sur la période considérée.

Comme précisé au § III de l'article 8 de l'arrêté du 3 août 2018 (autorisation LCP), « ce flux maximum prend notamment en compte la durée de fonctionnement de l'installation. Les émissions canalisées et les émissions diffuses sont prises en compte pour la détermination des flux. Les émissions des périodes autres que les périodes normales de fonctionnement (démarrage et arrêts, pannes des systèmes de traitement des fumées...) sont prises en compte dans les flux annuels ».

#### 4.2.8 Détermination des moyennes à long terme (LTA : Long Term Average) (Logigramme en diapositive 6 de l'Annexe 7.3)

Les moyennes à long terme (journalières, mensuelles et annuelles) sont calculées en effectuant la moyenne arithmétique des valeurs VSTA valides.

Les arrêtés de combustion précisent qu'une valeur moyenne journalière est valide lorsque strictement moins de 3 valeurs moyennes horaires (VSTA) ont dû être invalidées en raison de pannes ou d'opérations d'entretien de l'appareil de mesure en continu.

Une valeur moyenne mensuelle est valide lorsqu'au moins 10% des valeurs moyennes horaires (VSTA) sont valides selon la norme EN 17255-1. A titre d'exemple : un mois dispose d'environ 720 h, la moyenne mensuelle est valide lorsque sont disponibles a minima 72 moyennes horaires valides.

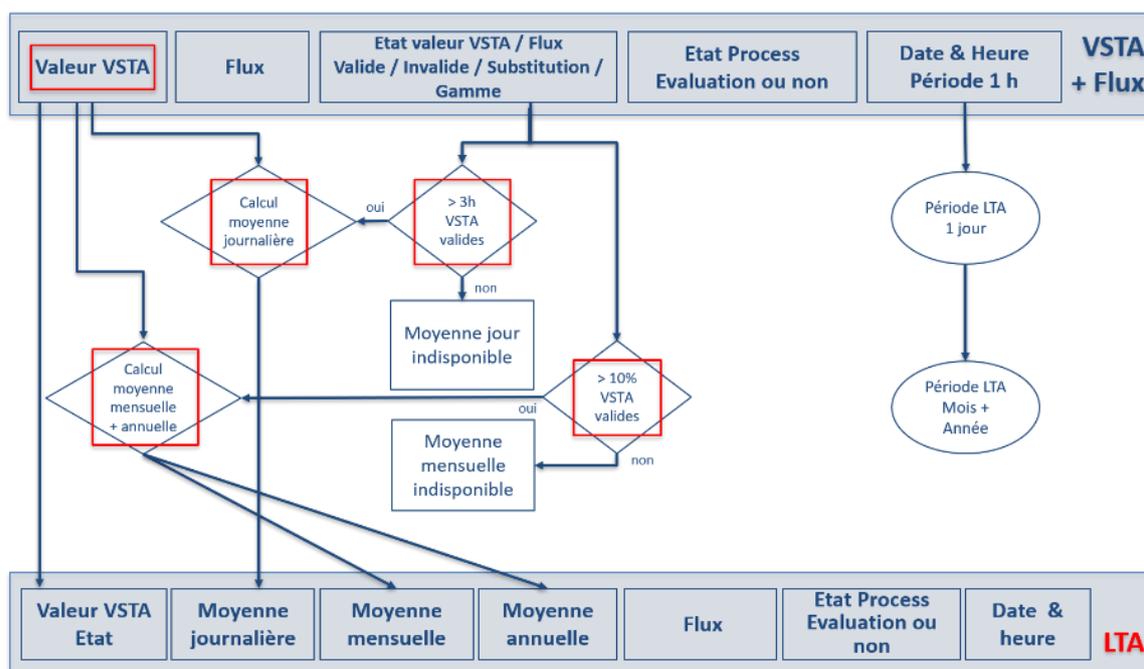


Figure 18: DAHS – LTA (moyenne long terme)

#### 4.2.9 Respect des exigences réglementaires : VLE et disponibilité des moyennes

Le système d'acquisition des données (DAHS) intègre les exigences réglementaires applicables. Ces exigences sont précisées dans la réglementation nationale mais aussi dans l'arrêté préfectoral de l'installation.

Au titre des arrêtés du 3 août 2018, on peut noter entre autres les exigences suivantes (non exhaustif) qui peuvent être complétées par celles de l'arrêté préfectoral pour l'installation concernée :

##### - **Vis-à-vis du respect des VLE**

Les exigences des arrêtés nationaux en matière de respect des VLE sont pour l'année civile :

- Pas plus de 5% des valeurs VSTA ne dépassent 200% de la VLE
- Aucune valeur LTA journalière ne dépasse 110% de la VLE
- Aucune valeur LTA mensuelle ne dépasse la VLE

##### - **Vis-à-vis du respect des exigences de disponibilité des moyennes**

Les exigences des arrêtés nationaux en termes de respect des VLE sont :

- Pas plus de 10 moyennes journalières invalides

#### 4.2.10 Rapports de données d'émissions

Le système d'acquisition de données (DAHS) doit être capable de publier des rapports avec toutes les données nécessaires pour une évaluation du respect des réglementations en vigueur par les autorités. Il est donc impératif de proposer des rapports de données journaliers, hebdomadaires, mensuels et annuels précisant l'ensemble des éléments cités ci-avant. Le tableau récapitulatif au chapitre 7.3 de ce guide, indique les données à produire pour chaque type de rapport.

### 4.3 Périodes NOC / OTNOC

Les valeurs limite à l'émission (VLE) dans l'air doivent être respectées pendant les périodes effectives de fonctionnement, notamment pendant le régime stabilisé.

Les périodes OTNOC sont définies comme les périodes autres que les périodes normales de fonctionnement (Other Than Normal Operating Conditions) de l'installation de combustion et de ces systèmes de traitements de fumées. Réglementairement, elles doivent être aussi courtes que possible. L'arrêté préfectoral fixe des valeurs limites d'émissions adaptées, en concentration et en flux, ainsi que la durée maximale de ces périodes qui, cumulée avec la durée de l'ensemble des périodes d'exclusion, ne peut dépasser 5 % de la durée totale de fonctionnement des installations.

**Nota :** Ne pas confondre la durée de ces périodes avec la durée de fonctionnement d'une installation (précisée au chapitre 4.4 de ce guide).

Telles que définies dans le guide de l'administration pour la rédaction du dossier de réexamen pour les grandes installations de combustion (version 09/2017), ces périodes OTNOC peuvent être classées selon 4 catégories :

- P1 : les périodes de démarrage et d'arrêt (visées à l'article 14 de l'arrêté ministériel du 26 août 2013) ;
- P2 : les périodes d'indisponibilités soudaines et imprévisibles d'un combustible à faible teneur en soufre ou de gaz naturel (visées à l'article 15 de l'arrêté ministériel du 26 août 2013) ;
- P3 : les périodes de panne ou de dysfonctionnement d'un dispositif de réduction des émissions (visées à l'article 16 de l'arrêté ministériel du 26 août 2013) ;
- P4 : les périodes d'essais, de réglage ou d'entretien après réparation des moteurs, (visées à l'article 35 de l'arrêté ministériel du 26 août 2013).

Remarques :

- Comme dans l'arrêté ministériel relatif aux installations de combustion soumises à autorisation au titre de la rubrique 3110, aux fins du contrôle de conformité, les MTD 10 et 11 du BREF LCP prévoient que les émissions des installations de combustion lors des périodes OTNOC visées ci-dessus ne sont pas comptabilisées.
- Ces mêmes exigences ont été reprises dans les mêmes articles de l'arrêté du 3 août 2018 applicables depuis le 20 décembre 2018.

Par extension des points cités ci-dessus, les périodes OTNOC dépendent potentiellement :

- de la technologie de l'appareil de combustion considéré (chaudière, moteur, turbine, four, générateurs direct ou indirect...) ;
- du combustible utilisé (Gaz naturel, biogaz, FOL, FOD, charbon, biomasse...) ;
- des équipements connexes à l'appareil de combustion (économiseur, filtre à manche, électrofiltre, système de traitement des fumées (ex : SNCR, SCR)) ;
- des conditions spécifiques de fonctionnement de l'ensemble :
  - by-pass d'un économiseur ;
  - période de ramonage (entretien) ;
  - by-pass d'un électrofiltre ou d'un filtre à manche avant dépoussiérage ;
  - basculement d'une batterie de filtres à une autre (entretien) ;
- des conditions de contrôles ou de sécurité :
  - période de réglage de combustion ;
  - essais ;
  - changement de combustible ;
  - mise en sécurité partielle.

Le rapport issu de la baie d'analyse devra permettre d'identifier les 4 périodes (P1 à P4). L'exploitant devra donc décrire pour chaque appareil (ou groupe d'appareils) et son installation de combustion ainsi que pour les équipements connexes existants qui composent l'installation, les paramètres ou critères (combinaison) choisis pour chacun des différents types d'OTNOC (P1 à P4). Il devra également définir la combinaison (traitement) des différents critères et paramètres afin de générer les 4 informations qui seront transmises au système de traitement de données lié à la baie d'analyse. Une proposition de fiche pouvant être intégrée dans les rapports émis par la baie d'analyse est à disposition en annexe 7.3.

**Dans tous les cas, l'exploitant reste le seul responsable de l'intégration ou pas des données effectuées durant ces périodes spécifiques vis-à-vis des périodes OTNOC.**

Les chapitres suivants définissent les paramètres et critères standards qui peuvent être pris en compte dans la détermination de chaque période OTNOC, pour les appareils de combustion, les systèmes de traitement usuels et les activités spécifiques liées à l'installation. Ces critères doivent être proportionnés et en adéquation avec le bon fonctionnement de l'installation ou de l'équipement (minimum technique, température de fonctionnement, conditions manquantes de sécurité...).

D'autres paramètres ou critères peuvent être proposés à la condition qu'ils satisfassent à la définition des OTNOC.

#### 4.3.1 P1 – Période de démarrage et d'arrêt de l'installation ou d'un appareil

Remarques :

- Les paramètres ou critères associés au démarrage et à l'arrêt peuvent être différents ;
- Les périodes de démarrage et d'arrêt doivent être aussi courtes que possible.

Paramètres	Valeur locale requise
% O <sub>2</sub> apport	A préciser
Taux de charge	A préciser
Débit du combustible	A préciser
Température foyer	A préciser
Débit des fumées	A préciser
% O <sub>2</sub> des fumées	A préciser
Température des fumées	A préciser
Température sortie vapeur	A préciser
Pression de vapeur	A préciser
Bruleur de démarrage (arrêt)	A préciser
« Régime ralenti »	A préciser
« Pré-mélange complet »	A préciser

Cette remontée d'information est traitée au cas par cas selon les conditions de fonctionnement des appareils et installations de combustion.

#### 4.3.2 P2 - Périodes d'indisponibilités soudaines et imprévisibles d'un combustible

Sont considérés comme défaut : la rupture d'approvisionnement du combustible ou de la préparation du combustible (mélange) ou une mise en sécurité sur la chaîne en amont de l'appareil de combustion.

Il peut s'agir de :

- la rupture d'approvisionnement du combustible (stockage) ;
- la mise en sécurité partiel combustible (zone et multi combustible) ;
- l'arrêt pompe « gavage » ;
- ...

Ces périodes de dysfonctionnement doivent être comptabilisées en temps puisqu'elles sont limitées sur une durée glissante de 10 jours par an (article 15 de l'arrêté d'autorisation au titre de la rubrique 3110).

Cette remontée d'information est traitée au cas par cas selon les conditions de fonctionnement des appareils et installations de combustion.

#### 4.3.3 P3 - Périodes de panne ou de dysfonctionnement d'un dispositif de réduction des émissions

Les dispositifs de réduction des émissions de polluants à l'atmosphère standards sont les suivants :

- des filtres à manches et leur fonctionnement (mise à l'arrêt) ;
- des électrofiltres et leur fonctionnement (opérations de décolmatage) ;
- des systèmes de traitement à base de produits souvent chimiques.

D'autres systèmes de traitement peuvent être précisés par ailleurs, ainsi que les critères et paramètres associés, suivant la complexité de l'installation.

Ces périodes de dysfonctionnement doivent être comptabilisées en temps puisqu'elles sont limitées sur une durée glissante de 120 heures par an (Art 16 de l'arrêté autorisation IED).

Cette remontée d'information est traitée au cas par cas selon les conditions de fonctionnement des appareils et installations de combustion.

#### 4.3.4 P4 - Périodes d'essais, de réglage ou d'entretien

Les périodes P4 doivent être distinguées en 2 catégories :

- P4.1 : les périodes d'essais, réglage ou entretien imputables à un générateur ;
- P4.2 : les périodes d'essais, réglage ou entretien imputables à l'AMS ou au DAHS.

Pour la comptabilisation des périodes OTNOC, seules les périodes P4.1 sont imputables sur la partie P4. Les périodes P4.2 ne doivent donc pas être comptabilisées dans les périodes OTNOC puisqu'elles ne sont pas de la responsabilité de l'exploitant. Elles font par ailleurs l'objet d'un suivi spécifique, notamment dans le rapport d'émission, au travers du paramètre d'indisponibilité de l'AMS.

Le tableau ci-dessous précise les paramètres et critères qui définissent les périodes P4.1. Critères cependant nécessaires au bon fonctionnement des appareils et/ou de l'installation mais qui peuvent perturber la stabilité et la véracité des mesures.

En effet, l'installation peut effectivement sembler fonctionner normalement, de manière stable alors que :

- des essais de nouveaux combustibles sont en cours ;
- des réglages de brûleurs sont effectués ;
- la mise en sécurité d'un équipement apparait (défaut brûleur, surpression, colmatage, défaut de la baie d'analyse...).

Paramètres / Critères	Essais	Réglages	Entretien
Temps (maxi de mise en fonctionnement)	X	X	
By-pass (arrêt)	X	X	X
Arrêt équipement	X	X	X
Opération de décolmatage			X
Opération de ramonage			X
Autre(s) opération(s) spécifique(s)	X	X	X

#### 4.4 Durée de fonctionnement

La notion de durée de fonctionnement est définie dans l'arrêté du 2 janvier 2019 qui précise les modalités de recueil de données relatives aux installations de combustion moyennes par :

- la durée de fonctionnement annuelle d'une installation de combustion moyenne est définie par la moyenne glissante des heures d'exploitation calculée sur une période de 5 ans pour les installations existantes et sur une période de 3 ans pour les installations de combustion nouvelles (cf. articles 6-3 et 6-8 de la directive MCP) ;
- les heures d'exploitation d'une installation de combustion moyenne correspondent à la période de temps (en heures) au cours de laquelle au moins un des appareils de l'installation est en exploitation et rejette des émissions dans l'air, à l'exception des phases de démarrage et d'arrêt (qui doivent être aussi courtes que possible) (cf. articles 3-22 et 7-9 de la directive MCP). Sauf justification contraire de l'exploitant, les périodes d'arrêt/démarrage sont considérées comme négligeables.

Dans ces conditions, les heures de fonctionnement s'appliquent à l'installation de combustion et non aux appareils de combustion pris individuellement.

## 4.5 Incertitudes de mesure

### 4.5.1 Incertitudes liées aux AMS

La directive européenne pour la limitation des émissions industrielles (2010/75) ainsi que les arrêtés ministériels exigent que les systèmes de surveillance en continu des émissions atmosphériques (AMS – Automated Measuring System) soient conformes aux normes européennes en vigueur.

D'autre part, la directive IED précise (Annexe VI - Partie 6 - Surveillance des émissions) qu'« *en ce qui concerne les valeurs limites d'émission journalières, les valeurs des intervalles de confiance à 95 % d'un seul résultat mesuré ne doivent pas dépasser les pourcentages suivants des valeurs limites d'émission :*

- *Monoxyde de carbone (CO) : 10%*
- *Dioxyde de soufre (SO<sub>2</sub>) : 20%*
- *Oxyde d'azote (NO<sub>x</sub>) : 20%*
- *Poussières : 30% »*

La norme EN14181, le guide FD X 43-132 associé et la norme EN15267-3 définissent les exigences relatives à l'assurance qualité des AMS et, en particulier, l'évaluation du niveau d'incertitude relatif à la VLE pour chaque modèle d'AMS et chaque composé. L'aptitude de l'AMS est évaluée en 4 étapes :

- **QAL1** : Evaluation d'aptitude à l'emploi du modèle d'analyseur par un laboratoire accrédité avant installation ;
- **QAL2** : Evaluation sur chaque installation à l'aide de mesures parallèles (tous les 5 ans pour les installations de combustion) ;
- **QAL3** : Evaluation en routine de la dérive de mesure à l'aide de matériaux de référence ;
- **AST** : Test annuel de surveillance pour vérifier que le QAL2 est toujours opérationnel.

Le processus d'évaluation QAL1 permet d'évaluer l'aptitude d'un modèle d'AMS avant son installation.

Tout AMS destiné au mesurage en continu des émissions doit donc disposer d'un certificat QAL1, établi par un laboratoire accrédité selon EN ISO/CEI 17025.

Lors de cette évaluation, une valeur d'incertitude totale absolue en fonction de plusieurs facteurs d'influence est déterminée pour chaque composé. Cette valeur d'incertitude totale est ensuite exprimée en pourcentage de la VLE jour.

Le niveau maximal d'incertitude relative, selon la norme EN 15267-3, doit être inférieur à 75% de l'objectif fixé par l'IED, les 25% restants étant liés à la contribution d'incertitude liée à la conversion des mesures sur sec et à une teneur en O<sub>2</sub> de référence.

Exemple : Pour un AMS, une incertitude absolue totale de mesure du composé CO a été évaluée, lors des essais laboratoire, à 3 mg/m<sup>3</sup> pour une gamme de mesures de 0 à 75 mg/m<sup>3</sup>.

La directive définit la VLE jour du CO à 50 mg/m<sup>3</sup> et l'intervalle de confiance IC95 pour ce composé à 10%. L'incertitude absolue maximale tolérée est donc de : 10 % x 50 x 75 % = 3,75 mg/m<sup>3</sup>.

L'AMS considéré est donc conforme.

#### 4.5.2 Incertitudes liées aux DAHS

Au niveau européen, il n'y a pas à ce jour d'exigence sur le niveau des incertitudes relatives à la transmission des données et des systèmes de traitement de données, ni de référentiel pour l'évaluation de ces incertitudes. Ces exigences sont en cours d'élaboration dans la partie 2 de la norme EN 17255.

Néanmoins, les incertitudes côté DAHS peuvent avoir pour origine :

- les erreurs liées à la résolution de la transmission des données : les données sont transmises par voie analogique et/ou numérique vers le DAHS. Dans le cas de la transmission analogique, l'incertitude calculée est inférieure à 0,1% de la valeur transmise par l'AMS. Dans le cas d'une transmission numérique, si l'on considère la résolution de transmission de données couramment utilisée (32 bits), les erreurs de lecture des valeurs transmises sont négligeables ;
- la fréquence d'échantillonnage des données provenant des AMS : l'intervalle d'acquisition de la donnée par les DAHS, selon les exigences de la norme EN17255, ne doit pas excéder les 10 secondes. Le temps de réponse des AMS, évalué lors des essais QAL1 pour tous les composés, est largement supérieur. Il n'y a donc pas de risque de perte de données.

L'impact maximal d'incertitude d'un DAHS certifié est très inférieur à 1% de la valeur transmise par l'AMS. Dans la somme des incertitudes de la chaîne de mesure (AMS + DAHS), la somme des incertitudes provenant des DAHS peut donc être considérée comme négligeable.

## 5 Rapport d'émissions

Ce chapitre propose un format de rapport d'émissions standardisé en accord avec les différentes parties prenantes étant amenées à les consulter.

Ces rapports d'émissions doivent pouvoir répondre à l'ensemble des exigences réglementaires fixées sur les mesures d'émissions précisées dans les arrêtés de combustion applicables, c'est-à-dire, les arrêtés ministériel, inter-préfectoral (ex : PPA) et préfectoral. Pour rappel, ce sont les exigences les plus contraignantes qui sont applicables pour les rapports d'émissions.

Ce rapport d'émissions s'articule autour de 8 parties complémentaires, proposées en annexe 7.3 de ce guide, également disponible sur demande au format Excel :

- Autosurveillance émissions atmosphériques (page de garde)
- I. Eléments clés et commentaires
  - II. Référentiel réglementaire applicable au site
  - III. Paramètres de détermination des périodes OTNOC (pour chaque équipement)
  - IV. Indisponibilité de la chaîne de mesure (AMS et DAHS)
  - V. Comptabilisation des périodes OTNOC (P1, P2, P3, P4)
  - VI. Bilan mensuel des émissions (autosurveillance pour chaque équipement)
  - VII. Totalisateur de flux pour la déclaration GEREPP (pour chaque appareil)
  - VIII. Explications sur le rapport (partie informative du rapport)

## 6 Gestion de l'archivage

Ce chapitre n'a pas pour objet de fixer les architectures possibles nécessaires à l'archivage des données, ni de préciser les technologies employées. Ces éléments sont laissés à la discrétion de l'exploitant, du fournisseur du système d'analyse et du fournisseur de traitement de données (si différent du précédent fournisseur). Ces différents éléments étant par ailleurs précisés dans le contrat reliant les différentes parties ainsi que les responsabilités respectives.

Cependant, du fait des obligations réglementaires, il est proposé un cahier des charges qui sera utile de respecter afin de se conformer à ces obligations.

Par ailleurs, quelques recommandations permettront à l'exploitant d'enrichir son cahier des charges vis-à-vis de l'archivage des données.

### 6.1 Contenu du cahier des charges

Conformément à l'article R512-45 du code de l'environnement, l'autorisation environnementale est revue pour les données des 5 dernières années.

Cependant, cette exigence de conservation des données sur une période de 5 ans peut être portée sur une période de 10 ans afin de répondre à l'exigence relative au bilan de fonctionnement préconisée dans les arrêtés préfectoraux.

Le cahier des charges relatif à la gestion et l'archivage des données d'émissions d'un site, devra donc préciser de stocker et enregistrer de manière :

- fiable (sécurité de la donnée) ;
- pérenne (capacité à relire la donnée).

L'ensemble des données d'émissions sera stocké au sein d'une base de données exploitable par tous (format universel).

Le projet de norme PR EN 17255-2 (actuellement en rédaction), relatif aux spécifications et exigences du DAHS précise d'ailleurs, dans son chapitre 11.3, que : « *le DAHS doit inclure la possibilité d'exporter a minima tous les FLD à partir d'une base de données, dans un format documenté, simple et lisible par une machine* ». Concrètement, cela concerne l'ensemble des données brutes, corrigées et validées, incluant les périodes OTNOC P1, P2, P3 et P4 et sur un pas de temps de 10 secondes.

Pour rappel, les données collectées permettent, au titre du dossier de réexamen, de présenter les niveaux d'émission de l'installation de combustion. Actuellement, il est demandé que les données brutes et/ou validées soient représentées sous la forme de boîtes à moustache.

De plus, et afin d'assurer la garantie d'écriture de la donnée brute, le garant de la donnée (l'exploitant ou le fournisseur) pourra avoir recours à une solution de sécurisation de type indépendante mais aussi redondante. Ces éléments seront définis suivant les modalités contractuelles.

## 6.2 Recommandations

Sans entrer dans les détails, ni de manière exhaustive, ce chapitre énumère certains thèmes importants pour la rédaction du cahier des charges.

Ces thèmes sont les suivants :

- **L'architecture de l'archivage** : fonction des équipements informatiques utilisés et de leur technologie mais aussi des systèmes mis en réseau ou indépendant. La possibilité de recours à un système redondant est à étudier.
- **La technologie des équipements** : l'archivage des données peut être fait à partir d'un réseau, d'un PC, d'une carte de stockage, ou autre.
- **La maintenance du système de stockage** : surtout nécessaire pour les systèmes de génération dépassés mais toujours utilisés (ex : piles, batterie de sauvegarde) ou le système de secours (ex : les onduleurs). De même, une mise à jour régulière des logiciels est à préciser tout comme des sauvegardes régulières.
- **La protection et la sécurisation du stockage des données** : l'accès aux données doit être maîtrisé et limité aux personnes désignées soit dans leur fonction soit nommément. De même et suivant l'architecture (réseau), des attaques extérieures doivent pouvoir être contrées.

Les responsabilités et limites des différents intervenants doivent également être regardées et précisées :

- pour l'exploitant et les fournisseurs de système d'archivage (contrat) ;
- pour les prestataires ;
- pour les utilisateurs.

## 7 Annexes

### 7.1 Contributeurs à l'écriture de ce guide

Par ordre alphabétique des noms :

<b>Prénom NOM</b>	<b>Entreprises</b>
Fabien BURATO	GIMELEC / DURAG
Faustine CAPEL-BOUHRIZI	FEDENE / IDEX
Bruno DAMONT	FEDENE / DALKIA
Quentin DELAUNAY	GIMELEC / FUJI ELECTRIC
Ghislain ESCHASSERIAUX	FEDENE
Damien FORATIER	FEDENE / DALKIA
Lydie GHEERAERT	MTES / BQA de la DGEC
Chaïbia HANINE	FEDENE / ENGIE COFELY
Mathieu LAE	DRIEE IDF
Stéphane MABECQUE	GIMELEC / SICK
Vincent MECKLER	GIMELEC / FUJI ELECTRIC
Cyrille NOLOT	GIMELEC / ABB
Eric NOTIN	GIMELEC / SIEMENS
Martial PARMENTIER	FEDENE / CORIANCE
Samuel PETIT	FEDENE
Jean POULLEAU	INERIS
François PEYNE	FEDENE / ENGIE RESEAUX
Damien QUENEL	GIMELEC/DURAG
Cécile RAVENTOS	INERIS
Xavier RIGAUT	FEDENE / DALKIA
Olivier ROBERT	FEDENE / ENERTHERM
Claire ROSEVEGUE	MTES / BQA de la DGEC
Laura ROSSI	FEDENE
Pascale SZTAJNBOK	FEDENE
Léo VALENTIN	FEDENE
Stéphane VALETTE	GIMELEC / ENVEA
Bruno VINATIER	FEDENE / CPCU

## 7.2 Normes citées dans le guide

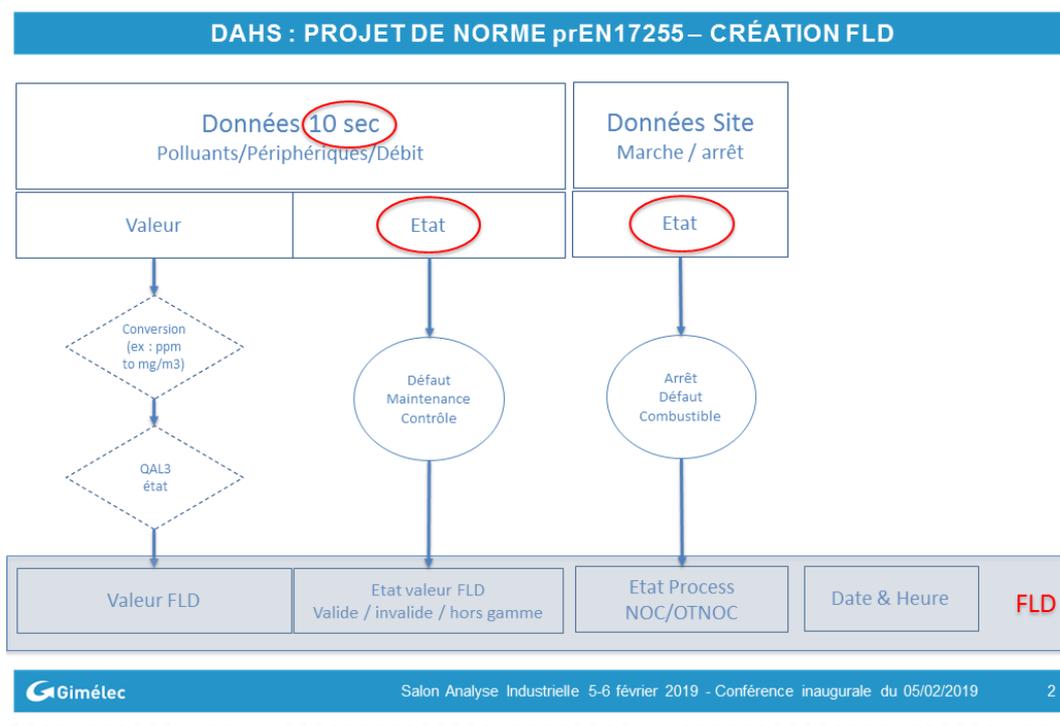
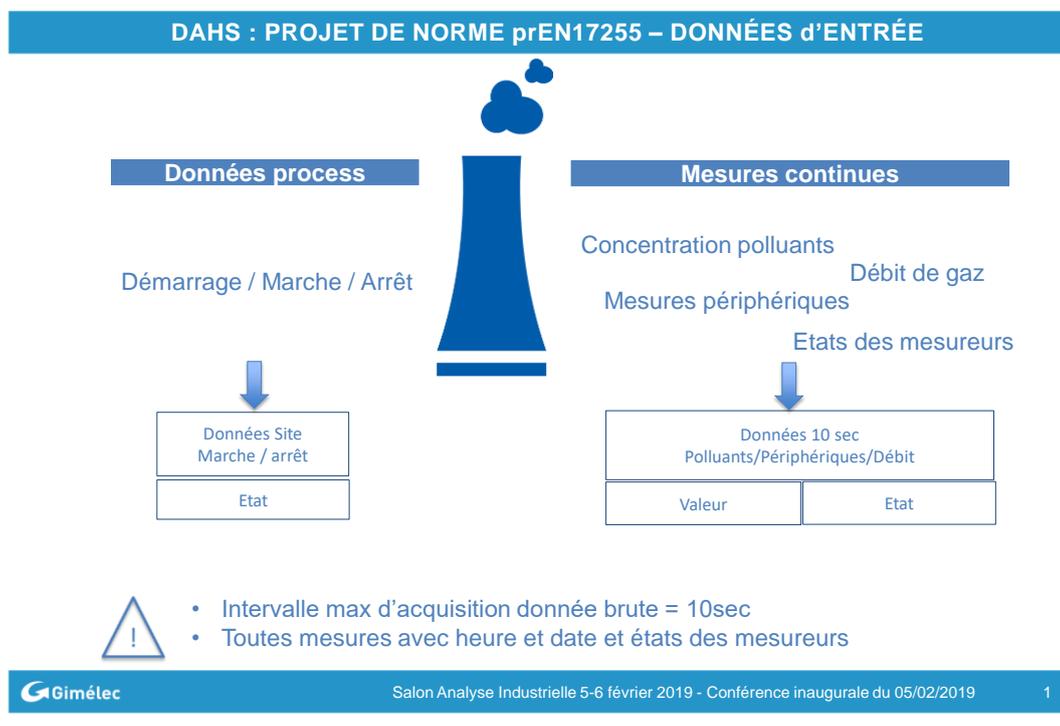
Référence	Titre	Intitulé	Version
NF EN 17255-1	Émissions de sources fixes - Systèmes d'acquisition et de traitement de données	Partie 1 : spécification des exigences relatives au traitement et à la déclaration de données	31/07/2019
NF EN 17255-2		Partie 2 : spécification des exigences relatives aux systèmes d'acquisition et de traitement de données	24/09/2020
Pr NF EN 17255-3		Partie 3 : Spécification des exigences relatives à la certification des systèmes d'acquisition et de traitement de données	En projet
Pr NF EN 17255-4		Partie 4 : Emissions de sources fixes – Systèmes d'acquisition et de manipulation de données	En projet
NF EN 14181 *	Émission de sources fixes	Assurance qualité des systèmes automatiques de mesure	26/12/2014
NF EN 13284-2 *		Détermination de faibles concentrations en masse de poussières - Partie 2 : assurance qualité des systèmes de mesurage automatisés	01/11/2017
NF EN 14884 *		Détermination de la concentration en mercure total : systèmes automatiques de mesure	01/04/2006
NF X44-052		Détermination de fortes concentrations massiques de poussières (méthode gravimétrique manuelle)	01/05/2002
NF EN 13284-1 *		Détermination de faibles concentrations en masse de poussières - Partie 1 : méthode gravimétrique manuelle	01/11/2017
FD X43-132 *		Qualité de l'air - Émission de sources fixes	Assurance qualité des systèmes de mesure automatique - Application des normes NF EN 14181, NF EN 13284-2 et NF EN 14884
NF EN 15259 *	Exigences relatives aux sections et aux sites de mesurage et relatives à l'objectif, au plan et au rapport de mesurage		01/11/2007
GA X43-551 *	Harmonisation des procédures normalisées en vue de leur mise en œuvre		01/05/2009
FD X43-140 *	Guide d'application de la norme NF EN ISO 16911-1		12/04/2017
NF EN 15267-3 *	Qualité de l'air - Certification des systèmes de mesurage automatisés	Partie 3 : spécifications de performance et procédures d'essai pour systèmes de mesurage automatisés des émissions de sources fixes	01/02/2008
NF EN ISO/IEC 17025	Exigences générales concernant la	compétence des laboratoires d'étalonnages et d'essais	13/12/2017
XP CEN/TS 15675	Qualité de l'air - Mesures des émissions de source fixes	Application de l'EN ISO/IEC 17025 : 2005 à des mesurages périodiques	01/03/2008

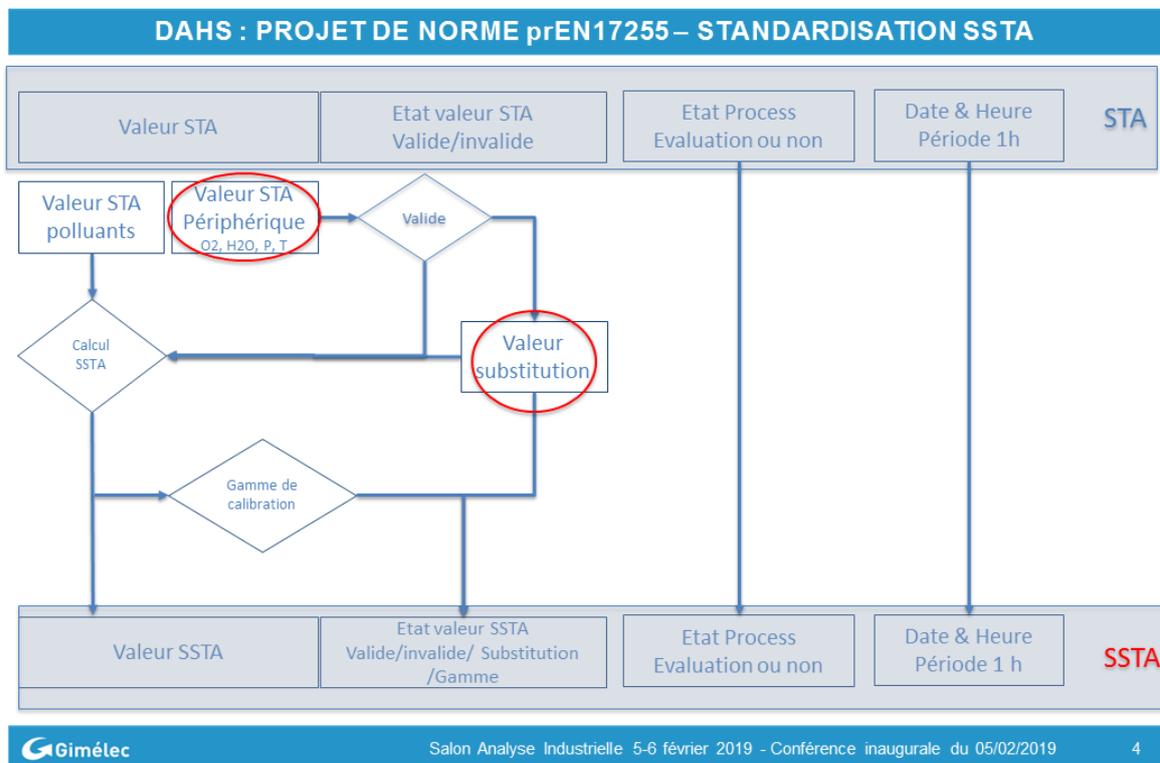
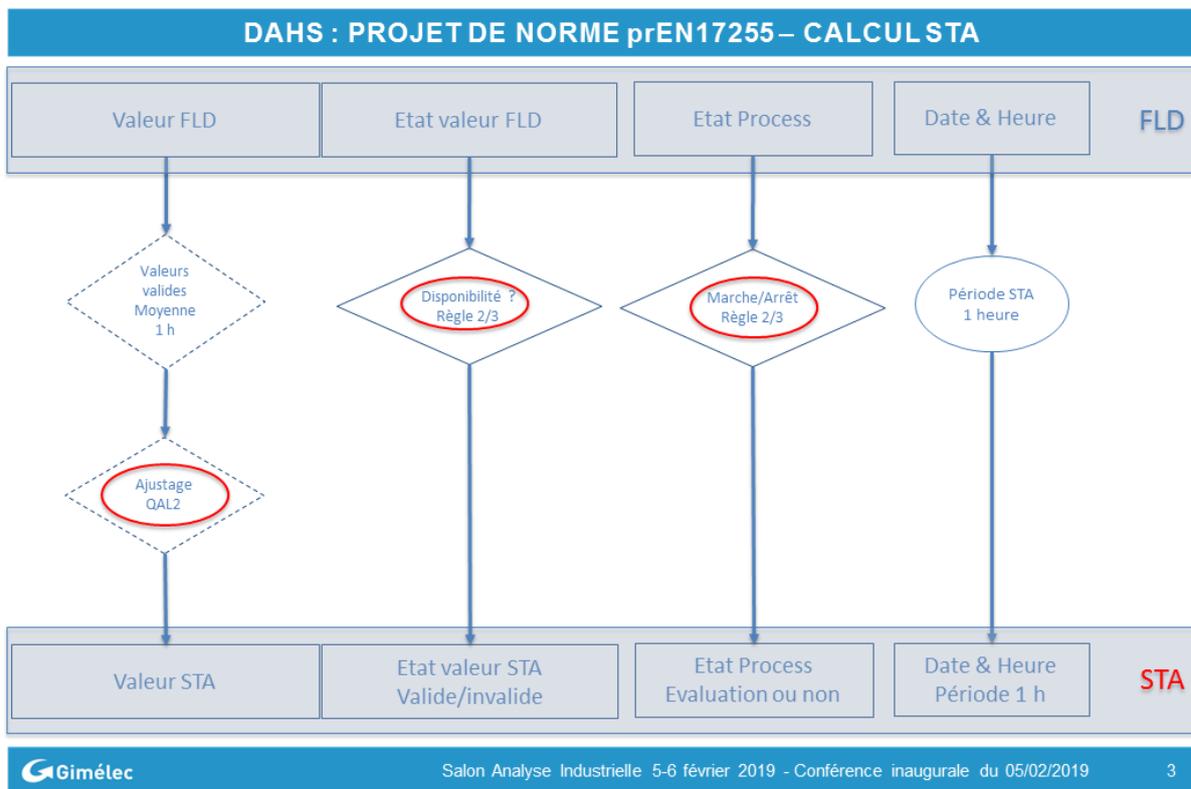
Case grisée : Norme non disponible sur le site de l'AFNOR car non publiée ou en mode projet à la date de publication du guide.

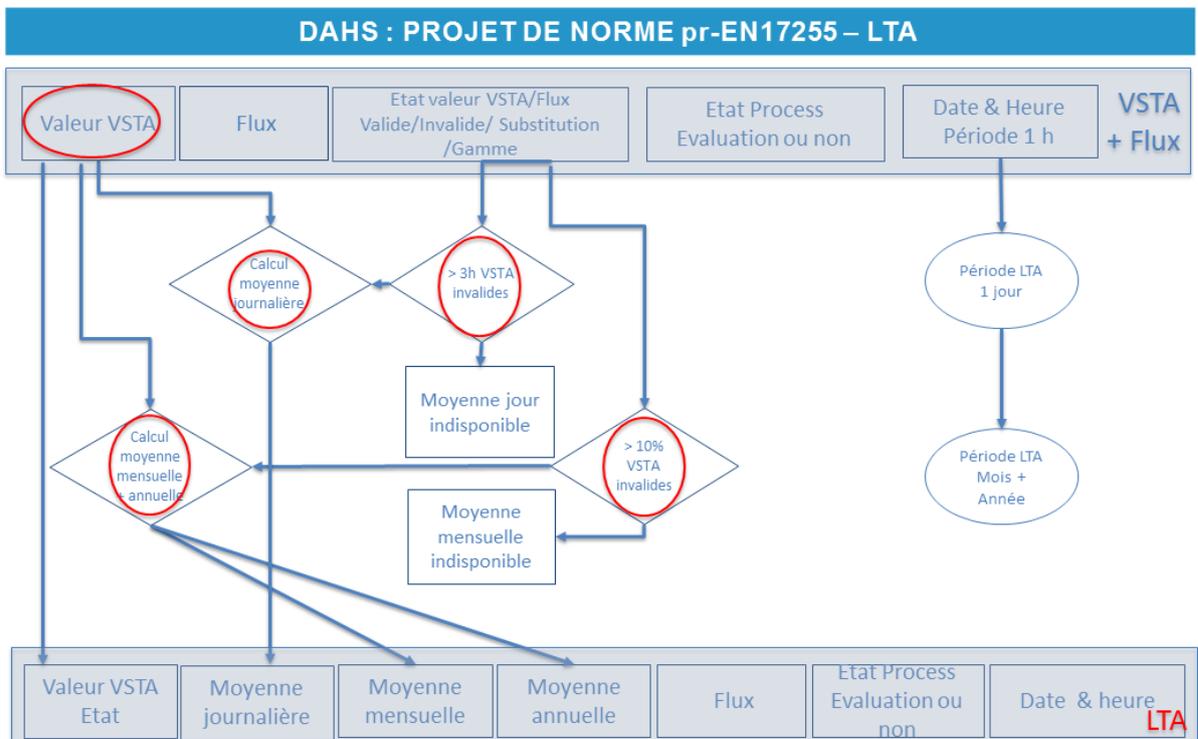
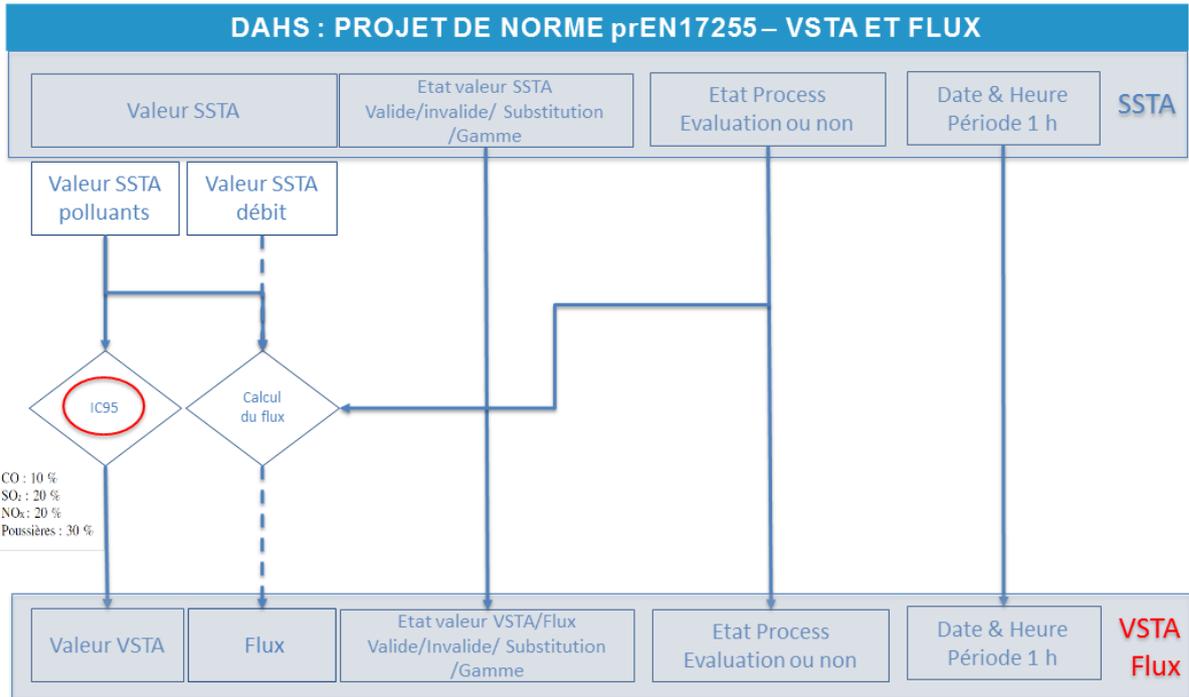
\* Norme citée dans [l'avis sur les méthodes normalisées de référence pour les mesures dans l'air, l'eau et les sols dans les installations classées pour la protection de l'environnement](#)

### 7.3 Présentation GIMELEC sur le projet de norme PR EN 17255 au Salon d'Analyse Industrielle des 5-6 février 2019

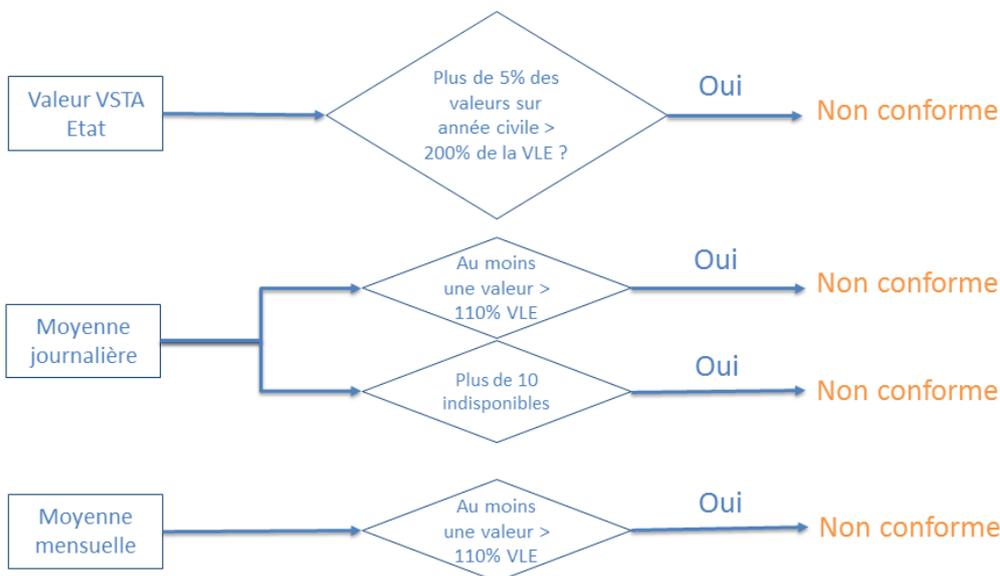
Possibilité de double-Cliquer sur l'image ci-dessous pour ouvrir la présentation en ligne.







## DAHS : PROJET DE NORME pr-EN17255 – CONDITIONS RESPECT VLE



## DAHS : PROJET DE NORME PR-EN17255 – EXIGENCES RAPPORTS

Tableau 3 – Éléments devant figurer dans les rapports journaliers (J), hebdomadaires (H), mensuels (M) et annuels (A)

N°	Élément	J	H	M	A
1	nombre de STA dans le mode soumis à déclaration	x	x	x	x
2	nombre de STA invalidées	x	x	x	x
3	nombre de périodes de STA dans la période de déclaration	x	x	x	x
4	liste de toutes les valeurs de SSTA et des indicateurs	-	-	-	-
5	liste de toutes les valeurs de VSTA et des indicateurs	x	-	-	-
6	nombre de VSTA dépassant les VLE	x	x	x	x
7	liste des LTA journalières	x	x	x	-
8	nombre de journées invalidées conformément à la législation pertinente	x	x	x	x
9	liste de toutes les périodes de mauvais fonctionnement ou de panne du dispositif de réduction de la pollution et de fonctionnement sans dispositif de réduction	x	-	-	-
10	liste des LTA portant sur des périodes autres qu'une journée	-	x	x	x
11	nombre de LTA dépassant les VLE	-	x	x	x
12	nombre de journées invalidées conformément à la législation pertinente depuis le 1 <sup>er</sup> janvier de l'année en cours	x	x	x	x
13	pourcentage de SSTA dépassant le domaine d'étalonnage valide conformément à l'EN 14181	-	x	x	x
14	nombre d'heures de mauvais fonctionnement ou de panne du dispositif de réduction de la pollution et de fonctionnement sans dispositif de réduction, moyenne mobile sur 12 mois	x	x	x	x
15	nombre de périodes de durée supérieure à la période légale autorisée de mauvais fonctionnement ou de panne du dispositif de réduction de la pollution et de fonctionnement sans dispositif de réduction depuis le 1 <sup>er</sup> janvier	-	-	-	x
16	nombre de semaines pendant lesquelles plus de 5 % des SSTA ont dépassé le domaine d'étalonnage valide depuis le dernier test QAL2 ou AST	-	x	-	-
17	nombre de semaines pendant lesquelles plus de 40 % des SSTA ont dépassé le domaine d'étalonnage valide depuis le dernier test QAL2 ou AST	-	x	-	-
18	pourcentage de VSTA dépassant les VLE depuis le 1 <sup>er</sup> janvier de l'année en cours	-	-	x	x
19	pourcentage de LTA journalières dépassant les VLE depuis le 1 <sup>er</sup> janvier de l'année en cours	-	-	x	x
20	nombre de STA intégrant des FLD plafonnées	-	-	x	-
21	nombre de STA intégrant des FLD dépassant la plage de mesure	-	-	-	x
22	nombre de SSTA calculées en utilisant des valeurs de substitution	-	-	x	x
23	émissions massiques totales	-	-	-	x
24	nombre de valeurs de substitution utilisées pour le calcul des émissions massiques	-	-	-	x

➔ Valeurs moyennes + Etat  
Horaire, journalière, mensuelle

➔ Compteurs installation  
Temps de fonctionnement  
Panne dispositif traitement

➔ Compteur d'invalidité  
Nombre de STA invalides  
Nombre de LTA indisponibles

➔ Compteur de dépassement VLE  
Nombre ou % de STA et LTA

➔ Autres compteurs :  
Domaine de validité  
Dépassement gamme  
Substitution

## 7.4 Format harmonisé proposé pour les rapports d'émissions

### AUTOSURVEILLANCE EMISSIONS ATMOSPHERIQUES

- Bilan mensuel
- Bilan annuel

#### Coordonnées installations :

Nom de l'exploitant ICPE : XXXX  
 Numéro S3IC : XXXX  
 Adresse de l'installation : XXXX  
 CP VILLE

#### Rapport établi par :

- |                                  |                                   |
|----------------------------------|-----------------------------------|
| <input type="radio"/> Exploitant | <input type="radio"/> Prestataire |
| Coordonnées :                    | Coordonnées :                     |
| NOM                              | NOM                               |
| Adresse                          | Adresse                           |
| CP VILLE                         | CP VILLE                          |

#### Normes de référence pour l'AMS :

*(article 82 de l'arrêté du 3 août 2018 Enregistrement)*  
*(article 34 de l'arrêté du 3 août 2018 > 50 MW Autorisation)*  
*(article 33 de l'arrêté du 3 août 2018 < 50 MW soumises à autorisation au titre des rubriques 2910, 2931 ou 3110)*

- NF EN ISO 14956
- NF EN 14181
- PR NF EN 17255
- FD X 43-132

#### Normes de référence pour le traitement de la donnée :

- PR NF EN 17255

#### Sommaire :

- I. Eléments clés de la période et commentaires de l'exploitant
- II. Référentiel réglementaire applicable au site
- III. Paramètres de détermination des périodes OTNOC
- IV. Indisponibilité AMS et DAHS
- V. Périodes OTNOC - Comptabilisation des périodes
- VI. Bilan mensuel et commentaires de l'exploitant
- VII. Totalisateurs de flux pour la déclaration GERE
- VIII. Explications sur le rapport

**Ce rapport est à conserver 10 ans a minima - Les données brutes doivent rester disponibles 5 ans.**

Nom de l'installation  
 Période du :       XXXXXX    au       XXXXXX

## I. ELEMENTS CLES ET COMMENTAIRES

**Eléments clés :**

**RESPECT DES VLE INSTANTANÉES :**

- OUI
- PARTIEL
- NON

**RESPECT DES VLE EN FLUX :**

- OUI
- PARTIEL
- NON

**Motif(s) de non respect :**

- Au moins 1 valeur mensuelle moyenne validée dépasse les valeurs limites d'émission fixées,
- Au moins 1 valeur journalière moyenne validée dépasse 110 % des valeurs limites d'émission fixées,
- Moins de 95 % de toutes les valeurs horaires moyennes validées au cours de l'année ne dépassent pas 200 % des valeurs limites d'émission.
- La durée maximale des périodes OTNOC cumulée avec la durée de l'ensemble des périodes d'exclusion dépasse 5 % de la durée totale de fonctionnement des installations  
(sur les 12 derniers mois glissants - applicable généralement en métropole)
- La durée maximale des périodes OTNOC cumulée avec la durée de l'ensemble des périodes d'exclusion, dépasse 10% de la durée totale de fonctionnement des installations  
(sur les 12 derniers mois glissants - applicable généralement dans les ZNI).
- Autre exigence complémentaire précisée dans l'arrêté préfectoral : .....

**TAUX DE DISPONIBILITE DE L'AMS SUR LA PERIODE :**       4,20%

**NOMBRE DE JOURS DE MESURE ECARTES SUR LA PERIODE (P4.2) :**       2

**Dans le cas des bilans annuels :**

- Nbre de jours < 10 par an ==> évaluation de la conformité en application de l'article 34 de l'arrêté du 3 août 2018 relatif aux installations de combustion d'une puissance thermique nominale totale inférieure à 50 MW soumises à autorisation au titre des rubriques 2910, 2931 ou 3110
- Nbre de jours > 30 par an ==> évaluation de la conformité en application de l'article 35 de l'arrêté du 3 août 2018 relatif aux installations de combustion d'une puissance thermique nominale totale inférieure à 50 MW soumises à autorisation au titre des rubriques 2910, 2931 ou 3110

Nom de l'installation

Période du :       XXXXX    au       XXXXX

---

**Flux totaux sur la période :**

	CO	Nox	Poussières	SO <sub>2</sub>
Unité	tonne	tonne	tonne	tonne
Valeur	4,3	5	6	2

**Commentaires de l'exploitant :**

*Décrire les éléments notables ayant été à l'origine des différents résultats constatés.*

Nom de l'installation

Période du :           XXXXX au           XXXXX

## II. REFERENTIEL REGLEMENTAIRE APPLICABLE AU SITE

Composition de l'installation :

G1      Chaudière                   11 MW      Biomasse  
G2      Chaudière                   8,5 MW     FOD  
G3      Turbine                        15 MW      Gaz Naturel

Classification de l'installation :

Déclaration       Enregistrement       Autorisation MCP       Autorisation LCP

Zone PPA applicable :           Oui / Non

Durée maximale des périodes OTNOC :

Suivant l'arrêté ministériel :   XXXX h  
 Suivant l'arrêté préfectoral :   XXXX h

Valeurs limites d'émission   déterminées dans :

l'arrêté préfectoral du XXXXXX  
 l'arrêté ministériel du XXXXXX

**Générateur :** G1                   **Configuration du combustible :** Fioul domestique

	CO		Nox		Poussières		SO <sub>2</sub>	
	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux
Unité	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h
Valeur	200	4,3						
%O2 de réf	3	3						

**Générateur :** G1                   **Configuration du combustible :** Gaz naturel

	CO		Nox		Poussières		SO <sub>2</sub>	
	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux
Unité	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h
Valeur	200	4,3						
%O2 de réf	3	3						

**Générateur :** G2                   **Configuration du combustible :** Biomasse

	CO		Nox		Poussières		SO <sub>2</sub>	
	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux
Unité	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h
Valeur	200	4,3						
%O2 de réf	6	6						

**Générateur :** G3                   **Configuration du combustible :** Gaz naturel

	CO		Nox		Poussières		SO <sub>2</sub>	
	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux
Unité	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h
Valeur	200	4,3						
%O2 de réf	3	3						

**Générateur :** G3                   **Configuration du combustible :** Gaz naturel

	CO		Nox		Poussières		SO <sub>2</sub>	
	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux	instantanée	VLE Flux
Unité	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h	mg/Nm3	kg/h
Valeur	200	4,3						
%O2 de réf	3	3						

Nom de l'installation

Période du :

XXXXX

au

### III. PARAMETRES DE DETERMINATION DES PERIODES OTNOC

EQUIPEMENT	G1
PARAMETRES	
Type équipement	chaudiere
Combustible	BIOMASSE
Charge minimale	40%
Température foyer	-
Débit des fumées	3000 m <sup>3</sup> /h
% O <sub>2</sub> des fumées	13,4 % Maxi
Température des fumées	95° C Mini
Température sortie vapeur	-
Pression de vapeur	-
Débit du combustible	-
Bruleur de démarrage (arrêt)	NON
« Régime ralenti »	NON
« Pré-mélange complet »	NON
Autres (à préciser)	<input type="checkbox"/> Non concerné <input checked="" type="checkbox"/> Prise en compte des

**Equipements connexes (s) :**

- Non concerné
- Filtre à manches : BY PASS NON OUVERT
- Electrofiltre
- Système de ramonage
- Economiseur
- Autre :

Périodes OTNOC	Rappel définition	Critère de déclenchement
P1	Démarrage-arrêt	Si au moins l'un des paramètre ci-dessus n'est pas dans la plage définie en mode automatique de fonctionnement.
P2	Indisponibilité soudaine et imprévisible du combustible (ex: faible teneur en soufre ou de gaz naturel)	Si pression ou débit alimentation gaz = 0 (si concerné)
P3	Panne ou de dysfonctionnement d'un dispositif de réduction des émissions.	Information défaut filtration ou système de réduction des émissions ou équivalent transmise au DAHS.
P4.1	Essais, réglage ou entretien du générateur	Si le mode manuel de conduite du générateur est engagé et en fonctionnement



Nom de l'installation  
Période du : XXXXX au XXXXX

## VI. BILAN MENSUEL DES EMISSIONS

Générateur : **G1**

Case colorée en rouge si dépassement VLE

EMISSIONS INSTANTANÉES										FLUX * (en kg/heure)				
PÉRIODE NOC (Valeur validée en mg/Nm <sup>3</sup> )					PÉRIODE OTNOC (en minute)									
Jour	CO	Nox	POUSSIÈRES	SO <sub>2</sub>	P1	P2	P3	P4.1	P4.2	CO	Nox	Poussières	SO <sub>2</sub>	
1	85,84	150,96	13,38	14,72						0,758	2,007	0,113	0,174	
2	86,11	170,01	5,05	11,09						1,225	2,359	0,068	0,155	
3	71,39	161,43	4,33	10,20						1,207	2,699	0,072	0,171	
4	77,09	158,63	4,67	11,16						1,136	2,423	0,070	0,169	
5	64,68	150,57	4,34	11,29						1,116	2,560	0,074	0,192	
6	106,44	140,92	4,29	12,05						1,820	2,412	0,073	0,206	
7	133,64	144,71	4,47	12,61	120					2,257	2,418	0,074	0,210	
8	158,26	149,61	8,04	14,00						1,682	1,968	0,077	0,167	
9	156,20	138,56	15,24	12,99			30			1,284	1,846	0,081	0,160	
10	42,23	143,68	2,68	12,87						0,604	2,367	0,037	0,189	
11	20,92	156,31	2,21	11,80						0,305	2,289	0,032	0,170	
12	19,47	158,32	2,33	22,74						0,266	2,174	0,031	0,309	
13	21,64	162,69	2,19	28,55						0,339	2,549	0,034	0,450	
14	29,52	161,63	2,18	27,61						0,417	2,291	0,031	0,390	
15	28,64	165,45	2,31	31,41						0,387	2,220	0,030	0,427	
16	29,24	152,46	2,40	13,29						0,406	2,302	0,034	0,199	
17	32,92	157,45	2,69	14,55	30					0,493	2,481	0,037	0,220	
18	28,71	161,14	2,20	13,15						0,449	2,517	0,034	0,205	
19	27,94	151,57	2,21	12,30						0,424	2,300	0,034	0,187	
20	23,53	162,22	2,21	18,86						0,362	2,497	0,034	0,290	
21	32,77	165,79	2,32	18,48						0,431	2,432	0,033	0,262	
22	27,15	157,23	2,22	13,27						0,417	2,416	0,034	0,203	
23	31,85	158,64	2,47	13,44			240			0,449	2,258	0,032	0,188	
24	35,96	148,78	2,21	12,10						0,549	2,272	0,034	0,185	
25	41,02	147,22	2,38	12,54						0,579	2,056	0,033	0,177	
26	48,99	181,38	2,52	17,54						0,688	2,410	0,032	0,237	
27	57,07	148,65	2,35	14,70						0,746	1,948	0,031	0,192	
28	88,63	134,42	2,34	14,28						1,148	1,743	0,030	0,185	
29	99,91	139,77	2,24	11,33						1,311	1,833	0,029	0,149	
30	98,75	134,29	2,26	10,45						2,586	1,661	0,031	0,126	
31														
<b>Moyenne</b>	60,22	153,82	3,76	15,18						0,861	2,257	0,046	0,218	<b>Moyenne</b>
<b>Minimum</b>	19,47	134,29	2,18	10,20						0,266	1,661	0,029	0,126	<b>Minimum</b>
<b>Maximum</b>	158,26	181,38	15,24	31,41						2,586	2,699	0,113	0,450	<b>Maximum</b>

150	0	270	0	0	564,6	1 550,6	30,7	150,6
Temps cumulés sur chaque période (en mn)					Cumul des quantités mensuelles (en kg)			

\* Le flux prend en compte la durée de fonctionnement de l'installation (NOC et OTNOC)

### Commentaires de l'exploitant :

Décrire les éléments notables ayant été à l'origine des différents résultats constatés.

- Le 07/xx : Fonctionnement à charge réduite (< 40%) durant 2 heures
- Le 09/xx : Intervention sur filtres à manche nécessitant un by-passage temporaire de 30 mn
- Le 17/xx : Fonctionnement à charge réduite (< 40%) durant 30 minutes
- Le 23/xx : Manque d'urée sur le traitement des Nox

Nom de l'installation

Période du :                   XXXXX    au                   XXXXX

## VII. TOTALISATEURS DE FLUX POUR LA DECLARATION GEREP (OTNOC + NOC)

**Générateur :**           **G1**

*En kg*

Mois	CO	Nox	POUSSIERES	SO <sub>2</sub>
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
	kg	kg	kg	kg
Quantité	0,0	0,0	0,0	0,0

**Générateur :**           **G2**

*En kg*

Jour	CO	Nox	POUSSIERES	SO <sub>2</sub>
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
	kg	kg	kg	kg
Quantité	0,0	0,0	0,0	0,0

Nom de l'installation

Période du :       XXXXX    au       XXXXX

## VIII. EXPLICATIONS SUR LE RAPPORT

Comme précisé en détail dans le guide pratique de la FEDENE et du GIMELEC, ce dernier traite vis-à-vis de la mesure en continu pour les principaux polluants dans l'air de l'acquisition, le traitement et le reporting, les données de l'installation de combustion, les données issues des systèmes automatiques de mesures (AMS), les données périphériques transmises au système d'acquisition et l'évaluation des données d'émissions (DAHS). Les données étant traitées et enregistrées afin de produire les First Level Data (FLD).

Ces FLD sont elles-mêmes, converties et moyennées en différentes composantes (horaires, journalières, mensuelles...)

A l'issue de tous ces traitements, un rapport d'émission est édité par le DAHS afin de permettre la visualisation des composantes, de manière synthétique pour les autorités et ainsi évaluer le respect des valeurs limites d'émission (VLE) et la disponibilité des valeurs moyennes.

Les valeurs limites d'émission dans l'air doivent être respectées pendant les périodes effectives de fonctionnement, notamment pendant le régime stabilisé.

Les périodes OTNOC sont définies comme les périodes autres que les périodes normales de fonctionnement (Other Than Normal Operating Conditions). Réglementairement, elles doivent être aussi courtes que possible. L'arrêté préfectoral fixe des valeurs limites d'émissions adaptées, en concentration et en flux, ainsi que la durée maximale de ces périodes qui, cumulée avec la durée de l'ensemble des périodes d'exclusion, ne peut dépasser 5 % de la durée totale de fonctionnement des installations.

### 4 typologies de périodes OTNOC :

Telles que définies dans le guide de l'administration pour la rédaction du dossier de réexamen pour les grandes installations de combustion (version 09/2017), ces périodes OTNOC peuvent être classées selon 4 catégories :

- **P1** : les périodes de démarrage et d'arrêt visées à l'article 14 de l'arrêté ministériel du 3 août 2018 ;
- **P2** : les périodes d'indisponibilités soudaines et imprévisibles d'un combustible à faible teneur en soufre ou de gaz naturel visées à l'article 15 de l'arrêté ministériel du 3 août 2018 (notamment rupture d'approvisionnement du combustible ou de sa préparation, ou de la mise en sécurité du combustible) ;
- **P3** : les périodes de panne ou de dysfonctionnement d'un dispositif de réduction des émissions visées à l'article 16 de l'arrêté ministériel du 3 août 2018 ;
- **P4** : les périodes d'essais, de réglage ou d'entretien après réparation des moteurs, visées à l'article 35 de l'arrêté ministériel du 3 août 2018.

Les périodes P4 se décomposent en 2 catégories ainsi définies. Les périodes P4.1 qui concernent l'indisponibilité du générateur et les périodes P4.2 qui concernent l'indisponibilité de l'AMS ou du DAHS. Pour la comptabilisation des périodes OTNOC, seules les périodes P4.1 sont cumulables sur la partie P4. Les périodes P4.2 ne doivent donc pas être comptabilisées dans les périodes OTNOC puisqu'elles ne sont pas de la responsabilité de l'exploitant mais du fournisseur de l'équipement. Elles font par ailleurs l'objet d'un suivi spécifique, notamment dans le rapport d'émission, au travers du paramètre d'indisponibilité de l'AMS.

Comme dans l'arrêté ministériel, aux fins du contrôle de la conformité, le BREF prévoit que les émissions des installations de combustion lors des périodes OTNOC visées ci-dessus, ne sont pas comptabilisées. Ces exigences ont été reprises dans les mêmes articles de l'arrêté combustion du 3 août 2018.

**Ce guide a été élaboré conjointement par la FEDENE et le GIMELEC :**

---



La FEDENE, Fédération des services énergie et environnement, regroupe plus de 500 entreprises (PME, ETI, grands groupes), 60 000 salariés pour un chiffre d'affaires de 11 Mds €, dont la moitié est réalisée en France. Elle rassemble sept syndicats professionnels réunissant des entreprises d'exploitation et de maintenance d'équipements de chauffage et de climatisation, de gestion de réseaux de chaleur et de froid, de valorisation énergétique des déchets, de services d'efficacité énergétique, de facility management et d'ingénierie de projets.



Le GIMELEC est le groupement des entreprises de la filière électronique en France. Ses 200 membres génèrent 15 milliards d'euros de CA depuis la France et emploient 67 000 personnes en France. Les adhérents conçoivent et déploient les technologies ainsi que les services pour le pilotage optimisé et sécurisé des infrastructures énergétique et numériques, de l'industrie, des bâtiments et de l'électromobilité. Le GIMELEC valorise leurs technologies et leurs savoir-faire industriels vis-à-vis des marchés, des institutionnels en France et à l'international. Enfin, promoteur de l'économie circulaire, le GIMELEC s'engage dans le déploiement de modèles de croissance durable et partagée.

