



**Inova Pulp & Paper
(IPP)**



Projet de construction d'une usine de recyclage des papiers usagés en pâte à papier désencrée Site IPP à Alizay (27)

**Demande de modification de l'Autorisation d'exploiter de la société
Double A**

Dossier de demande d'autorisation environnementale

PJ n°53 à 56 : Projet soumis à quotas de CO2



Rapport n°111292/Version A – Novembre 2021

Projet suivi par Elsa LE PRIEUR – 06.03.93.08.58 – elsa.leprieur@anteagroup.fr

Sommaire de la pièce jointe

Table des matières

1. PJ n°53 : Description des matières premières, combustibles et auxiliaires susceptibles d'émettre des gaz à effet de serre	4
1.1. Matières premières	4
1.2. Combustibles.....	4
1.3. Auxiliaires	5
2. PJ n°54 : Description des sources d'émissions de gaz à effet de serre	6
2.1. Activité visée	6
2.2. Sources d'émissions	6
2.2.1. Matières premières.....	6
2.2.2. Combustibles.....	6
2.2.3. Auxiliaires.....	6
3. PJ n°55 : Mesures pour quantifier les émissions et Plan de surveillance.....	7
3.1. Evaluation des émissions.....	7
3.1.1. Combustibles.....	7
3.1.2. Auxiliaires.....	8
3.2. Demande de quotas de CO ₂	8
3.3. Plan de surveillance.....	11
3.3.1. Généralités	11
3.3.2. Plan Méthodologique de Surveillance (PMS).....	11
4. PJ n°56 : Résumé non technique	14

Table des figures

Figure 1 : Localisation des ISDND autour du site IPP	7
--	---

Table des tableaux

Tableau 1 : Description des déchets produits lors de la préparation des vieux papiers et lors de la trituration/épuration	4
Tableau 2 : Quantités annuelles de boues générées	5
Tableau 3 : Consommation de vapeur	5
Tableau 4 : Activités principales d'IPP visées à l'Annexe I de la Directive SEQE UE	6

Tableau 5 : Estimation des émissions de CO2 liées au transport de DIB	8
Tableau 6 : extrait de l'outil excel de déclaration relative aux données de référence pour la phase 4 du SEQE de l'UE	9
Tableau 7 : capacité de production annuelle de pâte à papier	9
Tableau 8 : Calcul des émissions de CO2 pour une production de pâte à papier de 140 000 t/an	9
Tableau 9 : Calcul des émissions de CO2 pour une production de pâte à papier de 140 000 t/an	9
Tableau 10 : Calcul des émissions de CO2 pour une production de pâte à papier de 140 000 t/an	10

1. PJ n°53 : Description des matières premières, combustibles et auxiliaires susceptibles d'émettre des gaz à effet de serre

Cette pièce répond aux exigences du 5°a) de l'Art. D181-15-2 du Code de l'environnement).

Dans le cadre du projet de construction d'une usine de fabrication de pâte à papier désencrée, les matières premières, combustibles et auxiliaires susceptibles d'émettre des gaz à effet de serre seront les suivants :

- **Matières premières** : vieux papiers ;
- **Combustibles** : sous-produits papetiers issus du process de fabrication de pâte à papier du site IPP qui seront éliminés ou valorisés ;
- **Auxiliaires** : biomasse alimentant les chaudières pour la production de vapeur (Chaudières exploitées par le site voisin Double A).

1.1. Matières premières

Les matières premières utilisées pour la fabrication de pâte à papier sont des vieux papiers. S'agissant d'une filière de revalorisation de vieux papiers, cette matière première ne peut être considérée comme émettrice de GES.

1.2. Combustibles

Les sous-produits papetiers valorisables dans le process de fabrication de pâte à papier sont de 2 types : refus lors de la préparation du vieux papier et refus du pulpeur (DIB) et boues de désencrage issues de l'étape de flottation.

Refus de préparation du vieux papier et refus pulpeur :

Ce flux de sous-produits papetiers comprend les rejets provenant du circuit de préparation des vieux papiers avant l'envoi vers le pulpeur et de décontamination en continu du pulpeur tel que des plastiques et des fils d'acier qui cerclent les balles de vieux papiers.

Les quantités de déchets ainsi produits est présentée ci-dessous.

Désignation	Code	Quantités annuelles	Atelier d'origine	Lieu de stockage sur site	Mode d'élimination
Ferrailles	20 01 40	1000 t/an	Décercelage des balles de vieux papiers	B52	Recyclage par récupérateur
Déchets industriels	03 03 08 déchets provenant du tri de papier et de carton destinés au recyclage et de l'épuration de la pâte	9 000 t/an (50% d'humidité)	Ateliers Trituration et Epuration	Batiment Pupleurs (B64)	Enlevé par une entreprise agréée

ND : non déterminé

Tableau 1 : Description des déchets produits lors de la préparation des vieux papiers et lors de la trituration/épuration

Refus fibreux :

Le procédé de fabrication de pâte à papier va générer des boues de désencrage lors de l'étape de flottation.

Ces boues seront récupérées et recyclées sous la forme d'un amendement calcique pour les sols agricoles. Elles sont fortement chargées en calcium provenant des substances introduites pour améliorer la blancheur et les qualités d'imprimabilité du papier.

La société IPP souhaite valoriser 100 % de la production de ces boues par épandage agricole indirect. A ce titre, un plan d'épandage a été réalisé par la société SEDE et est présenté en PJ n°44 et 45.

Le volume prévisionnel de production de boues sera à terme de l'ordre de 98 000 t (humide).

Le tableau ci-dessous présente les quantités de boues qui seront produites annuellement.

Année	Quantité de boues produites (t brutes)	Siccité des boues (en %)	Quantité de MS produite (t de MS)
Année N	17 500	54%	9 450
Année N+1	49 000	54%	26 460
Année N+2	98 000	54%	52 920
Année	98 000	54%	52 920

Tableau 2 : Quantités annuelles de boues générées

Les boues seront évacuées vers une aire de stockage temporaire sur site d'un volume de 2 500 t. Elles seront ensuite chargées et transportées à l'aide de remorques vers les parcelles agricoles par une société tierce.

1.3. Auxiliaires

Le processus de fabrication de pâte à papier recyclé nécessite de la vapeur d'eau. La consommation annuelle de vapeur pour les besoins d'IPP est estimée à 168 000 t/an de vapeur à 5 bars.

Année 1	Année 2	Année 3
30 000 t/an	84 000 t/an	168 000 t/an

Tableau 3 : Consommation de vapeur

Ces besoins seront couverts par les chaudières biomasse du site industriel voisin, Double A. Aucune source auxiliaire n'est donc à considérer pour le site d'IPP.

2. PJ n°54 : Description des sources d'émissions de gaz à effet de serre

Cette pièce répond aux exigences du 5°b) de l'Art. D181-15-2 du Code de l'environnement).

2.1. Activité visée

L'activité principale visée à l'Annexe I de la Directive SEQE UE menées dans l'installation d'Alizay où sera installée la future usine de recyclage des papiers usages en pâte à papier désencrée est la « fabrication de pâte à papier ».

Activité de l'Annexe I	Capacité de l'activité
Fabrication de pâte à papier	>20 t/j

Tableau 4 : Activités principales d'IPP visées à l'Annexe I de la Directive SEQE UE

2.2. Sources d'émissions

2.2.1. Matières premières

Les matières premières utilisées pour la fabrication de pâte à papier sont des vieux papiers. S'agissant d'une filière de revalorisation de vieux papiers, cette matière première ne peut être considérée comme émettrice de GES.

2.2.2. Combustibles

Les sous-produits papetiers valorisables dans le processus de fabrication de pâte à papier sont de 2 types : refus lors de la préparation du vieux papier et refus du pulpeur (DIB) et boues de désencrage issues de l'étape de flottation.

Refus de préparation du vieux papier et refus pulpeur :

Ce flux de sous-produits papetiers seront éliminés en tant que déchets ainsi les émissions de GES seront liées au transport vers les filières d'élimination. Seuls les DIB seront pris en compte compte-tenu que les ferrailles sont recyclées à 100%.

Refus fibreux :

Les boues de désencrage seront récupérées et recyclées sous la forme d'un amendement calcique pour les sols agricoles.

La société IPP souhaite valoriser 100 % de la production de ces boues par épandage agricole indirect. S'agissant d'une filière de revalorisation, cette source ne peut être considérée comme émettrice de GES.

2.2.3. Auxiliaires

Comme précisé précédemment, les besoins en vapeurs seront couverts par les chaudières biomasse du site industriel voisin, Double A.

Aucune source auxiliaire n'est donc à considérer pour le site d'IPP.

3. PJ n°55 : Mesures pour quantifier les émissions et Plan de surveillance

Cette pièce répond aux exigences du 5°c) de l'Art. D181-15-2 du Code de l'environnement.

3.1. Evaluation des émissions

3.1.1. Combustibles

Refus de préparation du vieux papier et refus pulpeur :

Ce flux de sous-produits papetiers seront éliminés en tant que déchets ainsi les émissions de GES seront liées au transport vers les fileres d'élimination. Seuls les DIB sont pris en compte compte-tenu que les ferraille sont recyclées à 100%.

La production annuelle de DIB est estimée à 9 000 T.

Une estimation des émissions de CO₂ a été réalisée en considérant les hypothèses suivantes :

- Elimination dans une ISDND
- Enlèvement des déchets à raison de 30 m³/enlèvement (soit 9 T/enlèvement pour une densité estimée de 0.3 T/m³(<https://dechets.picardie.fr/spip.php?rubrique84>))
- Consommation de carburant de 0.33 L/km (<https://fr.statista.com/statistiques/487208/consommation-de-carburant-moyenne-vehicule-lourd-france/>)
- Facteur d'émission de 3,25 kg CO₂/L de carburant (phase amont + combustion)

Au regard des 3 ISDND présentes autour du site (figure ci-dessous), les émissions calculées sont présentées ci-après.

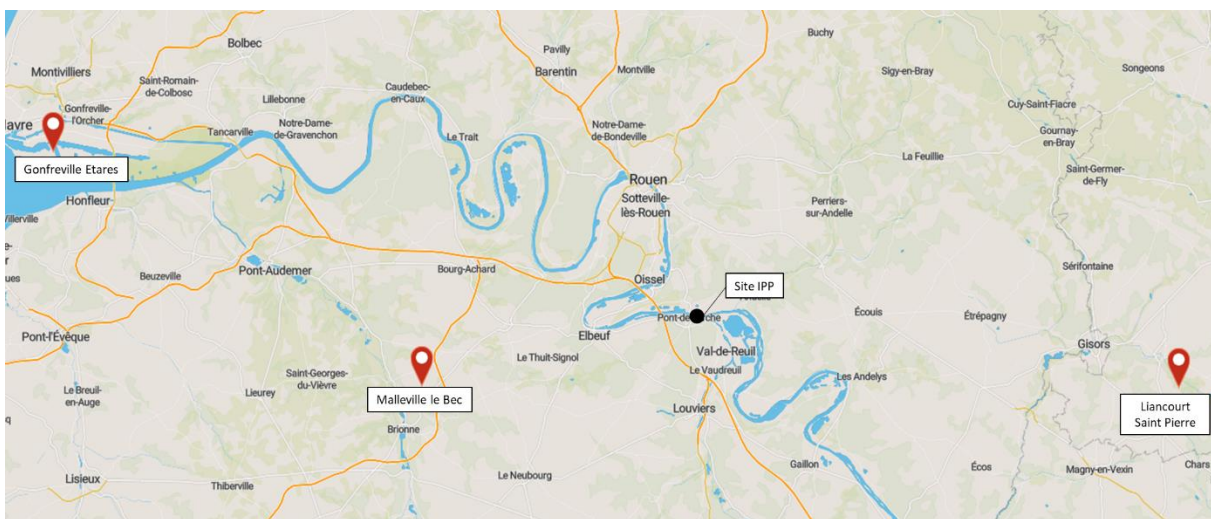


Figure 1 : Localisation des ISDND autour du site IPP

Paramètre	Unité	ISDND Malleville le Bec	Cet2 Gonfreville Etares	Isdnd Liancourt- saint-pierre
Tonnage annuel à éliminer	t	9000	9000	9000
Densité	t/m ³	0,3	0,3	0,3
Volume	m ³	30000	30000	30000
Type benne	m ³	30	30	30
Nb camions		1000	1000	1000
Distance du site	km	50	85	65
Distance parcourue totale	km	50000	85000	65000
Consommation carburant	L/km	0,33	0,33	0,33
Consommation totale	L	16660	28322	21658
kg CO2 /L carburant		3,25	3,25	3,25
Quantité CO2 émis	CO2 tEQ	54,15	92,05	70,39

Tableau 5 : Estimation des émissions de CO2 liées au transport de DIB

Au regard de ces résultats, les émissions de CO₂ liées au transport des DIB s'élevé à 90 T environ.

3.1.2. Auxiliaires

Comme précisé précédemment, les besoins en vapeurs seront couverts par les chaudières biomasse du site industriel voisin, Double A.

Aucune source auxiliaire n'est donc à considérer pour le site d'IPP.

S'agissant de transfert de chaleur, IPP devra donc bénéficier de quota correspondant à sa production de pâte à papier, ce quota sera déduit du quota de Double A.

3.2. Demande de quotas de CO₂

IPP devra intégrer le système d'échange de quotas de gaz à effet de serre (SEQUE) et rejoindra Double A, qui en fait déjà partie en tant que producteur de papier ou de carton, avec une capacité de production supérieure à 20 t par jour.

Le calcul des émissions de CO₂ a été réalisé en utilisant l'outil excel de déclaration relative aux données de référence pour la phase 4 du SEQUE de l'UE. Cet outil de calcul (ALC) servira à la demande de quotas qui sera à formuler dès lors que le site possèdera des données de production, de même que le principe de réalisation d'un plan de surveillances des émissions (PdS).

L'activité de fabrication de pâte à papier entre dans le champ d'application de la catégorie « sous-installation avec référentiel de produit » pour laquelle le calcul des émissions de CO₂ est effectué sur la base du tonnage de pâte à papier.

Niveaux d'activité historiques et données détaillées individuelles concernant la production

1 Sous-installation avec référentiel de produit:

Pâte à partir de papier recyclé

La dénomination de la sous-installation avec référentiel de produit s'affiche automatiquement, sur la base des données saisies sur la feuille «A_InstallationData».

Cette feuille sert à obtenir les deux types de données suivants:

- les données nécessaires pour déterminer la quantité de quotas à allouer à titre gratuit aux sous-installations avec référentiel de produit;
- les données nécessaires pour déterminer les taux d'amélioration des valeurs des référentiels de produits.

(a) Niveaux d'activité historiques

Il convient d'indiquer ici les «niveaux d'activité principaux», c'est-à-dire les données directement applicables aux fins du calcul de l'allocation.

Il s'agit généralement des données de production du produit, par exemple des tonnes de clinker gris ou des tonnes de bouteilles de verre, conformément à l'annexe I des RATG.

Toutefois, si un message apparaît au point b), il est impératif d'utiliser le module de calcul approprié, et les résultats seront automatiquement intégrés dans ce tableau, au point ii).

En fonction de la date de début de l'exploitation normale indiquée au point A.III., le module déterminera automatiquement si la sous-installation a été exploitée moins d'une année au cours de la période de référence. Si tel est le cas, le niveau d'activité historique sera déterminé sur la base de la première année civile suivant le début de l'exploitation normale, conformément à l'article 15,

Des données devront être saisies dans la colonne N pour l'année en question, qui sera soit 2019, soit 2020. Toutefois, étant donné que la production annuelle de l'année en question ne sera pas connue au moment de la présentation des mesures nationales d'exécution (NIM), les données ne pourront être saisies ici qu'à un stade ultérieur.

Niveaux d'activité annuels	Unité	2019	2020	2021	2022	2023	
i. Pâte à partir de papier recyclé	TSA					140 000	
ii. Repris de la feuille «H_SpecialBM»:	TSA						
iii. Valeurs utilisées pour le calcul:	TSA	0	0	0	0	140 000	

(b) Obligations de déclaration spécifiques:

Certains référentiels de produits nécessitent la déclaration d'informations spécifiques (par exemple, les valeurs CWT). Si y a lieu, un message apparaîtra automatiquement.

Tableau 6 : extrait de l'outil excel de déclaration relative aux données de référence pour la phase 4 du SEQE de l'UE

La montée en charge de la production s'effectuant sur trois ans, la capacité de production annuelle sur les trois premières années est indiquée dans le tableau ci-après.

Année 1	Année 2	Année 3
25 000 t	70 000 t	140 000 t

Tableau 7 : capacité de production annuelle de pâte à papier

Dans une démarche pénalisante la capacité de production maximale a été renseignée.

Un extrait de la feuille de calcul est donné ci-après.

1 Sous-installation avec référentiel de produit 1:

Pâte à partir de papier recyclé

		CL-exposed	EIExch?	Started	No. of BM	15(7).3?	Valeur du référentiel (min/max/réelle)	
Pâte à partir de papier recyclé		VRAI	FAUX	01/01/2023	30	FAUX	0,0265	EUA/TSA
Facteurs particuliers:		non-ETS heat	WGflare	EIExch-F	HVC-Corr	VCM-F	15(7).3 HAL	0,0374
	0	0	1,0000	0	1,0000			EUA/TSA
		Unité	2019	2020	2021	2022	2023	
HAL (niveau d'activité historique) déclaré		TSA	0	0	0	0	140 000	Average
Valeurs utilisées pour calculer HAL:		TSA					140 000	140 000
HAL total		Prelim Alloc Year 1 (min)		Prelim Alloc Year 1 (max)		Prelim Alloc Year 1 (actual)		
140 000 TSA / année		3 713 EUA / année		5 242 EUA / année		EUA / année		

Tableau 8 : Calcul des émissions de CO2 pour une production de pâte à papier de 140 000 t/an

A titre d'information, le calcul avec les tonnages prévisionnels des 2 premières années a été réalisé. Les résultats sont présentés ci-après.

1 Sous-installation avec référentiel de produit 1:

Pâte à partir de papier recyclé

		CL-exposed	EIExch?	Started	No. of BM	15(7).3?	Valeur du référentiel (min/max/réelle)	
Pâte à partir de papier recyclé		VRAI	FAUX	01/01/2023	30	FAUX	0,0265	EUA/TSA
Facteurs particuliers:		non-ETS heat	WGflare	EIExch-F	HVC-Corr	VCM-F	15(7).3 HAL	0,0374
	0	0	1,0000	0	1,0000			EUA/TSA
		Unité	2019	2020	2021	2022	2023	
HAL (niveau d'activité historique) déclaré		TSA	0	0	0	0	25 000	Average
Valeurs utilisées pour calculer HAL:		TSA					25 000	25 000
HAL total		Prelim Alloc Year 1 (min)		Prelim Alloc Year 1 (max)		Prelim Alloc Year 1 (actual)		
25 000 TSA / année		663 EUA / année		936 EUA / année		EUA / année		

Tableau 9 : Calcul des émissions de CO2 pour une production de pâte à papier de 140 000 t/an

1 Sous-installation avec référentiel de produit 1:

		Pâte à partir de papier recyclé					Valeur du référentiel (min/max/réelle)	
	CL-exposed	EIExch?	Started	No. of BM	15(7).3?			
Pâte à partir de papier recyclé	VRAI	FAUX	01/01/2023	30	FAUX	0,0265	EUA/TSA	
	non-ETS heat	WGflare	EIExch-F	HVC-Corr	VCM-F	15(7).3 HAL	0,0374	EUA/TSA
Facteurs particuliers:	0	0	1,0000	0	1,0000		EUA/TSA	
	Unité	2019	2020	2021	2022	2023		
HAL (niveau d'activité historique) déclaré	TSA	0	0	0	0	70 000	Average	
Valeurs utilisées pour calculer HAL:	TSA					70 000	70 000	
HAL total		Prelim Alloc Year 1 (min)		Prelim Alloc Year 1 (max)		Prelim Alloc Year 1 (actual)		
70 000 TSA / année		1 856 EUA / année		2 621 EUA / année		EUA / année		

Tableau 10 : Calcul des émissions de CO2 pour une production de pâte à papier de 140 000 t/an

3.3. Plan de surveillance

3.3.1. Généralités

Les émissions de CO₂ seront suivies en interne par des registres, remplis mensuellement.
La déclaration des émissions CO₂ sera réalisée à l'administration une fois par an.

Le plan de surveillance sera réalisé en suivant les préconisations pour les émissaires de catégorie A .Le plan de surveillance de l'installation sera complété au moment de la mise en service de l'installation par l'équipe d'exploitation constitué à cette date.

Ce plan de surveillance finalisé sera soumis à la DREAL pour approbation.

L'unité IPP sera ainsi conforme à l'article L229-7 du code de l'environnement en particulier :

« La quantité de gaz à effet de serre émise au cours d'une année civile est calculée ou mesurée et exprimée en tonnes de dioxyde de carbone.

A l'issue de chacune d'une des années civiles de la période d'affectation, l'exploitant restitue à l'Etat sous peine des sanctions prévues à l'article L.229-18 un nombre de quotas égal au total des émissions de gaz à effet de serre de ses installations ou résultant de ses activités aériennes, que ces quotas aient été acquis en application des dispositions de l'article L.229-15 ou du IV de l'article L.229-12 ».

3.3.2. Plan Méthodologique de Surveillance (PMS)

La Commission européenne a mis en place des formulaires, sous format Excel, permettant de renseigner toutes les informations et données nécessaires à la demande d'allocation de quotas à titre gratuit.

Dans le cadre de la phase 4, IPP devra déclarer chaque année, le niveau d'activité, par sous-installation, en vue de l'adaptation des allocations de quotas à titre gratuit le cas échéant, via le formulaire mis à disposition par la Commission européenne.

D'après l'annexe VI du règlement du 19 décembre 2018 (dit « FAR ») et au regard du guide explicatif « Le plan Methodologique de Surveillance au titre des SQE » publié par le CITEPA en mai 2020 (Cf. annexe I) le contenu minimal du PMS sera le suivant :

INFORMATIONS GENERALES CONCERNANT L'INSTALLATION		Onglet
(a)	des informations permettant d'identifier l'installation et l'exploitant, notamment le code d'identification de l'installation figurant dans le registre de l'Union. Ce code sert à déterminer le N°NIM pour la phase 4.	B_InstallationData
(b)	des informations concernant la version du plan méthodologique de surveillance, sa date d'approbation par l'autorité compétente et sa date d'entrée en application	A_VersionMMP
(c)	une description de l'installation, comprenant en particulier une description des principaux procédés mis en œuvre, une liste des sources d'émissions, un schéma de procédé et un plan de l'installation permettant d'appréhender les principaux flux de matières et d'énergie	C_InstallationDescription
(d)	un diagramme présentant au moins les informations suivantes: - les éléments techniques de l'installation, en indiquant les sources d'émissions ainsi que les unités productrices et consommatrices de chaleur ; - toutes les circulations d'énergie et de matières, notamment les flux, la chaleur mesurable et non mesurable, l'électricité s'il y a lieu et les gaz résiduels ; - les points et dispositifs de mesure ; - les limites des sous-installations, notamment la distinction entre les sous-installations utilisées pour des secteurs considérés comme étant exposés à un risque important de fuite de carbone et les sous-installations utilisées pour d'autres secteurs, sur la base des codes NACE Rév. 2 ou Prodcom	C_InstallationDescription
(e)	une liste et une description des liens avec d'autres installations couvertes par le SEQE de l'UE ou avec des entités non couvertes par le SEQE en vue du transfert de chaleur mesurable, de produits intermédiaires, de gaz résiduels ou de CO2 aux fins de leur utilisation dans l'installation ou de leur stockage géologique permanent, en indiquant notamment le nom, l'adresse et une personne de contact de l'installation ou de l'entité liée ainsi que son code d'identification unique dans le registre de l'Union, le cas échéant	C_InstallationDescription
(f)	une indication de la procédure utilisée pour la gestion des attributions de responsabilités en matière de surveillance et de déclaration au sein de l'installation et pour la gestion des compétences du personnel responsable	D_MethodsProcedures
(g)	une indication de la procédure utilisée pour l'évaluation régulière de la pertinence du plan méthodologique de surveillance conformément à l'article 9, paragraphe 1; cette procédure garantit notamment que des méthodes de surveillance sont prévues pour toutes les catégories de données énumérées à l'annexe IV qui sont à prendre en considération au niveau de l'installation, et que les sources de données disponibles les plus exactes conformément à la section 4 de l'annexe VII sont utilisées	D_MethodsProcedures
(h)	une indication des procédures écrites relatives aux activités de gestion du flux de données et aux activités de contrôle conformément à l'article 11, paragraphe 2, y compris des diagrammes explicatifs en cas de besoin.	D_MethodsProcedures

INFORMATIONS CONCERNANT LES SOUS-INSTALLATIONS		Onglet
(a)	pour chaque sous-installation, une indication de la procédure utilisée pour garder une trace des produits fabriqués, avec mention de leurs codes Prodcom	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(b)	une description des limites du système de chaque sous-installation, comportant une indication claire des unités techniques concernées, une description des procédés mis en œuvre ainsi que le détail des apports de matières et de combustibles et des produits et extrants attribués à chaque sous-installation; pour les sous-installations complexes, un schéma de procédé distinct détaillé est joint	D_MethodsProcedures G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(c)	une description des parties de l'installation qui sont utilisées par plus d'une sous-installation, notamment les systèmes d'alimentation en chaleur, les chaudières utilisées en commun et les unités de cogénération	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(d)	pour chaque sous-installation, selon qu'il convient, la description des méthodes appliquées pour l'attribution des parties d'installations utilisées par plusieurs sous-installations et de leurs émissions aux sous-installations correspondantes.	D_MethodsProcedures G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM

METHODES DE SURVEILLANCE AU NIVEAU DE L'INSTALLATION		Onglet
(a)	une description des méthodes utilisées pour quantifier le bilan de l'importation, de la production, de la consommation et de l'exportation de chaleur, pour l'ensemble de l'installation	E_EnergyFlows
(b)	une description de la méthode utilisée pour éviter les lacunes dans les données et les doubles comptages.	D_MethodsProcedures

METHODES DE SURVEILLANCE AU NIVEAU DE LA SOUS-INSTALLATION		Onglet
(a)	une description des méthodes utilisées pour quantifier les émissions directes de la sous-installation, y compris, s'il y a lieu, la méthode de quantification, en valeur absolue ou en pourcentage, des flux ou émissions surveillés au moyen de méthodes fondées sur la mesure conformément au règlement (UE) n° 601/2012 qui sont attribués le cas échéant à la sous-installation	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(b)	le cas échéant, une description des méthodes utilisées pour déterminer et attribuer les quantités et les facteurs d'émission relatifs à l'apport d'énergie provenant des combustibles et à l'exportation de l'énergie contenue dans les combustibles	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(c)	le cas échéant, une description des méthodes utilisées pour déterminer et attribuer les quantités et, si possible, les facteurs d'émission relatifs à l'importation, à l'exportation, à la consommation et à la production de chaleur mesurable	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(d)	le cas échéant, une description des méthodes utilisées pour déterminer les quantités d'électricité consommées et produites, ainsi que la partie échangeable de la consommation	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(e)	le cas échéant, une description des méthodes utilisées pour attribuer et déterminer les quantités, le contenu énergétique et les facteurs d'émission se rapportant à l'importation, à l'exportation, à la consommation et à la production de gaz résiduels	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(f)	le cas échéant, une description des méthodes utilisées pour déterminer et attribuer les quantités de CO ₂ transféré qui sont importées ou exportées	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(g)	pour chaque sous-installation avec référentiel de produit, une description des méthodes utilisées pour quantifier la production annuelle du produit spécifié à l'annexe I, y compris, s'il y a lieu, les paramètres supplémentaires nécessaires conformément aux articles 19 et 20 et aux annexes II et III.	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM

4. PJ n°56 : Résumé non technique

Cette pièce répond aux exigences du 5°d) de l'Art. D181-15-2 du Code de l'environnement.

Dans le cadre du projet de construction d'une usine de fabrication de pâte à papier désencrée, la seule source de CO₂ est liées aux refus de préparation du vieux papier et refus pulpeur.

Les besoins en vapeurs seront couverts par la chaudière biomasse du site industriel voisin, Double A. S'agissant de transfert de chaleur, IPP devra donc bénéficier de quota correspondant à sa production de pâte à papier, ce quota sera déduit du quota de Double A.

A ce titre, IPP devra intégrer le système d'échange de quotas de gaz à effet de serre (SEQE) et rejoindra Double A, qui en fait déjà partie en tant que producteur de papier ou de carton, avec une capacité de production supérieure à 20 t par jour.

Le calcul des émissions de CO₂ sera réalisé en utilisant l'outil excel de déclaration relative aux données de référence pour la phase 4 du SEQE de l'UE. L'activité de fabrication de pâte à papier entre dans le champ d'application de la catégorie « sous-installation avec référentiel de produit » pour laquelle le calcul des émissions de CO₂ est effectué sur la base du tonnage de pâte à papier.

Les émissions de CO₂ seront suivies en interne par des registres, remplis mensuellement.

La déclaration des émissions CO₂ sera réalisée à l'administration une fois par an.

Un plan méthodologique de surveillance (PMS) sera réalisé ; son contenu sera adapté aux exigences de l'annexe VI du règlement du 19 décembre 2018 (dit « FAR »).

Ce plan de surveillance finalisé sera soumis à la DREAL pour approbation.

L'unité IPP sera ainsi conforme à l'article L229-7 du code de l'environnement.



ANNEXES

Annexe I : Guide explicatif « Le plan Methodologique de Surveillance au titre des SQE » -
CITEPA - mai 2020

Annexe I : Guide explicatif « Le plan Methodologique de Surveillance au titre des SQE » - CITEPA - mai 2020



Le Plan Méthodologique de Surveillance (PMS) au titre du SEQE : guide explicatif

A l'attention des exploitants

Mai 2020



Le Plan Méthodologique de Surveillance (PMS) au titre du SEQE : guide explicatif

Mai 2020

<i>Rédaction</i>		
	<i>Nom, Fonction</i>	<i>Organisme</i>
<i>Rédacteur principal</i>	T. GLASS, Ingénieure d'études	Citepa
<i>Contributeur</i>	C. JEANNOT, Responsable d'unité	Citepa
<i>Contributeur</i>	P.ANDRE, Chargé de mission	Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire
<i>Contributeur</i>	M.-L.DEBROISE, Inspecteur ICPE	DREAL Bretagne
<i>Contributeur</i>	B.BOURGUIGNON, Inspecteur ICPE	DREAL Bourgogne-Franche-Comté
<i>Contributeur</i>	C.PLEUX, Chargé de mission	DREAL Auvergne-Rhône-Alpes

Pour citer ce document :

Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire & Citepa, 2020. Le Plan Méthodologique de Surveillance (PMS) au titre du SEQE : guide explicatif

Sommaire

Généralités	7
1. Plan Méthodologique de Surveillance (PMS).....	9
1.1. "PMS historique" vs "PMS futur"	9
1.2. Les échéances.....	10
1.3. Le PMS futur, la démarche	10
1.4. Complémentarité des formulaires	11
1.5. Contenu minimal du PMS.....	12
2. Dérogations	14
2.1. Principe des sources de données à atteindre	14
2.1.1. Sélection de la source de données par l'exploitant.....	14
2.1.2. Hiérarchie des sources de données et méthodologies de détermination des paramètres	15
2.2. Dérogations « itératives »	32
2.3. Les types de dérogations.....	36
2.3.1. Coûts excessifs.....	37
2.3.2. Infaisabilité technique	43
2.3.3. Utilisation d'une autre méthode avec un degré d'exactitude supérieur ou équivalent	
(« évaluation simplifiée de l'incertitude »)	48
2.3.4. Délai accordé pour mise en œuvre	51
2.4. Durée de vie des dérogations.....	53
3. Modifications du PMS	54
3.1. Réglementation (UE) 2019/331 (dit FAR).....	54
3.1.1. Critères de modifications	54
3.1.2. Modifications considérées importantes.....	54
3.2. Amélioration continue du PMS	55
Liste des acronymes	58
Glossaire.....	59
Table des exemples	60
Références réglementaires	62

Généralités

Contexte

Les exploitants des installations soumises au système d'échange de quotas de gaz à effet de serre (SEQE) ont effectué leur demande d'allocation de quotas gratuits pour la première sous-période de la quatrième période de ce système (2021-2025) sur la base des niveaux d'activités de leurs sous-installations sur la période 2014-2018. En effet, les allocations seront calculées à partir de ces niveaux d'activité de référence. Toutefois, les installations devront déclarer annuellement les niveaux d'activité dans le but d'adapter l'allocation de quotas à titre gratuit qui leur sera délivrée chaque année.

Objectif du PMS

Le Plan Méthodologique de Surveillance (PMS), formulaire Excel établi par la Commission Européenne, a servi de base à la déclaration des données 2014-2018 et permettra le suivi annuel des niveaux d'activité par sous-installation.

A noter : une distinction aura, dans la plupart des cas, été faite entre PMS historique et PMS futur lorsque le PMS fourni lors de la demande d'allocation phase 4 (au 30 mai 2019) n'était pas conforme au règlement pour le suivi annuel des niveaux d'activité. Un PMS futur et des demandes de dérogations ont dans ce cas été soumis au 31/10/2019 via la plateforme démarches-simplifiées :

Plan méthodologique de surveillance

Veillez déposer votre plan méthodologique de surveillance relatif aux données futures

Veillez télécharger, remplir et joindre le modèle suivant

Le plan méthodologique de surveillance joint à la présente demande est conforme aux exigences du règlement 2019/331

La réponse attendue est non dès lors qu'une demande de dérogation est effectuée.

Demande(s) de dérogation

Si vous avez répondu non, merci d'indiquer les motifs de votre (vos) demande(s) de dérogation conformément à l'article 7 paragraphe 2 du règlement 2019/331

Pour chaque motif sélectionné, merci de joindre les pièces justificatives aux sections concernées.

Objectifs de la note

Ce document a pour objectif d'explicitier les concepts relatifs au Plan Méthodologique de Surveillance (PMS), tels que les sources de données applicables aux différents ensembles de données à surveiller, afin d'accompagner les exploitants lors de la réponse aux questions des autorités compétentes sur les PMS futurs transmis au 30 octobre 2019. Il permettra également d'accompagner les futurs nouveaux entrants en phase 4 pour le remplissage du PMS, ou en cas de modifications du PMS à effectuer suite aux demandes de l'inspection ou de changements effectués sur site en cours de période.

Cette note comporte également un focus dédié aux demandes de dérogations aux sources de données réputées les plus exactes, conformément aux sections 4.4 à 4.6 de l'annexe VII, du règlement FAR : méthodes de calcul des critères, types de dérogation, éléments attendus de la part de l'exploitant, etc.

1. Plan Méthodologique de Surveillance (PMS)

1.1. "PMS historique" vs "PMS futur"

Demande d'allocation de quotas à titre gratuit : PMS « historique »

La Commission européenne a mis en place des formulaires, sous format Excel, permettant de renseigner toutes les informations et données nécessaires à la demande d'allocation de quotas à titre gratuit.

Pour leur demande d'allocation de quotas à titre gratuit pour la phase 4 du SEQE, les exploitants ont dû fournir les documents suivants avant le 30/05/2019 :

- le Formulaire Données de Base 2014-2018, qui contient les données permettant de déterminer les allocations gratuites pour la période 2021-2025 et de mettre à jour les référentiels ;
- Le Plan Méthodologique de Surveillance (PMS), qui décrit l'installation et les sources et méthodes de surveillance des données figurant dans le formulaire Données de Base ;
- le Rapport de vérification établi par un vérificateur accrédité indépendant (conformément au nouveau règlement AVR (Règlement (UE) n°2018/2067)), reconnaissant le dossier de demande de quotas gratuits conforme au règlement FAR.

Dans la plupart des cas, le PMS fourni lors de la demande d'allocation phase 4 (au 30 mai 2019) n'était pas conforme au règlement FAR vis-à-vis de la hiérarchie des sources de données. Il décrivait en effet les sources de données disponibles pendant la période passée. Ce document est appelé « PMS historique ».

Déclaration annuelle des niveaux d'activité : PMS « futur »

Dans le cadre de la phase 4, les exploitants devront déclarer chaque année, à partir de 2021, leur niveau d'activité, par sous-installation, en vue de l'adaptation des allocations de quotas à titre gratuit le cas échéant, via le formulaire mis à disposition par la Commission européenne (en attente de publication).

Cette déclaration sera accompagnée d'un Rapport de vérification établi par un vérificateur accrédité indépendant.

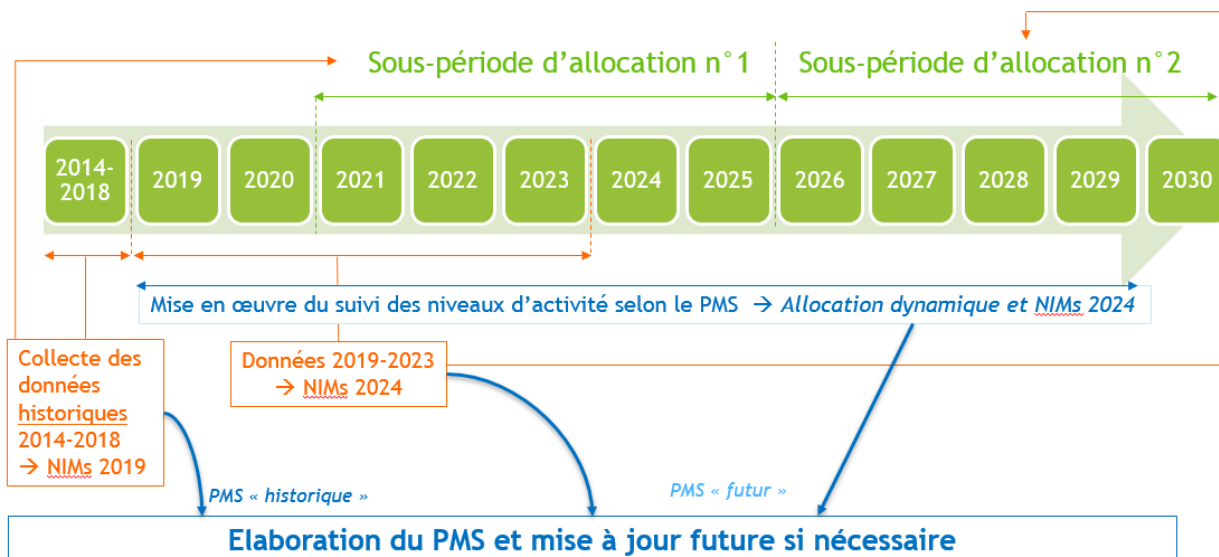
A noter : A titre d'exception, la déclaration des niveaux d'activité en 2021 couvrira deux années : 2019 et 2020.

En 2024, les exploitants pourront également déposer une demande d'allocations gratuites pour la période 2026-2030, basée sur les données d'activité des années 2019-2024.

Le PMS « futur » permet de décrire la méthodologie de suivi des données et niveaux d'activité à partir de l'année 2019. Il doit être conforme au règlement FAR

Pour plus d'informations sur le Plan Méthodologique de Surveillance, se référer à l'annexe VI du règlement du 19 décembre 2018 (dit « FAR »).

1.2. Les échéances



Les exploitants devaient déposer leur PMS futur et les éventuelles demandes de dérogations au 31/10/2019 via la plateforme démarches-simplifiées.

Les nouveaux entrants (permis d'exploiter obtenu après le 30/06/2019) devront également soumettre un PMS futur et déclarer leurs niveaux d'activité dès 2021.

1.3. Le PMS futur, la démarche

Si le plan méthodologique de surveillance (PMS) transmis au 30 mai 2019 n'est pas conforme au règlement FAR pour la hiérarchie des sources de données, l'exploitant a dû mettre en œuvre et transmettre son PMS pour les données futures avant le 31/10/2019.

Dans ce cas, l'exploitant a pu élaborer le PMS futur à partir du PMS historique en suivant les étapes suivantes :

1. Vérifier que les éléments présentés concernant la description des installations sont pertinents à partir de 2019, et les modifier le cas échéant :

- a. Les unités physiques, intrants, extrants et émissions de l'installation
- équipements,
 - combustibles, matières premières,
 - produits fabriqués (et leur exposition au risque de fuite de carbone), chaleur, électricité
 - émissions provenant de la combustion de combustible, du procédé de fabrication
 - connexions techniques avec d'autres installations

b. Les sous-installations et leurs périmètres (Onglets A_InstallationData et C_InstallationDescription)

Les installations (sites) sont divisées en une ou plusieurs sous-installations relevant, par ordre hiérarchique :

- D'un référentiel¹ de produit dit « $BM_{produit}$ » (si listé dans l'annexe I du règlement FAR), sinon 3 options de repli² :

¹ « Référentiel » : « benchmark » en anglais

² « Option de repli » : « fallback approach » en anglais

- D'un référentiel de chaleur dit « BM_{chaleur} », ou d'un référentiel de chaleur « chauffage urbain », sinon :
- D'un référentiel de combustibles dit « BM_{combustible} », sinon :
- D'émissions de procédés

- c. Le schéma de l'installation (Onglet C_InstallationDescription) indiquant les unités physiques, les combustibles, matières premières, les échanges de chaleur, les émissions, les limites des sous-installations, les instruments de mesure.

Le **schéma** sera utile pour :

- Identifier les niveaux d'activité relatifs à chaque sous-installation par rapport à ce qui existe déjà dans le plan de surveillance des émissions (PdS), pour notamment mettre en évidence les besoins de surveillance non inclus dans le PdS et à prendre en compte dans le PMS.
- Porter une attention particulière aux répartitions et chevauchements entre sous-installations.

2. Identifier les sources de données et les méthodologies employées (Onglets E_EnergyFlows, F_ProductBM, G_Product Fall-back et H_SpecialBM)

Questions à se poser :

- Quelles sont les données pertinentes pour l'installation qui nécessitent une surveillance ?
- Comment les intrants, extrants, émissions sont attribués à chaque sous-installation ?
- Y a-t-il une unité physique qui fait partie de plus d'une sous-installation ?
- Suffisamment d'informations sont-elles disponibles pour attribuer les consommations de combustibles par usage ?
- Quels sont les instruments de mesure présents sur site :
 - sont-ils déjà décrits dans le plan de surveillance des émissions (PdS) ?
 - si oui, sont-ils suffisants pour déterminer les données nécessaires par sous-installation ?
 - de quelle manière sont-ils suivis (exemple : soumis à un contrôle métrologique légal) ?
- Quelles sources de données sont utilisées pour le suivi futur (à partir de 2019) de chaque donnée à collecter ?
- Les sources de données sont-elles en accord avec la hiérarchie demandée par le règlement FAR ?
 - Si non, l'exploitant doit faire les demandes de dérogations correspondantes (Cf. section 2 Demande de dérogations)

3. Les procédures au niveau de l'installation (Onglet D_MethodsProcedures) indiquant la gestion des attributions de responsabilités en matière de surveillance et de déclaration au sein de l'installation, l'évaluation régulière du PMS et les activités de gestion du flux de données.

La présente section porte sur les procédures requises par l'annexe VI, section 1, points f) à h), du règlement 2019/331, dit « Règlement FAR ». L'exploitant n'est pas tenu de fournir ces procédures, mais doit donner des informations dans le PMS à propos de celles-ci (résumé). Ces procédures pourront être transmises à l'autorité compétente à sa demande.

1.4. Complémentarité des formulaires

Les différents formulaires (PMS, NIMs, et déclaration de niveaux d'activité) répondent aux mêmes règles et suivent le même processus de remplissage. Une grande partie des onglets du PMS se réfère directement aux valeurs renseignées dans les autres questionnaires. Ainsi, le remplissage et la lecture des documents peuvent se faire en parallèle.

1.5. Contenu minimal du PMS

D'après l'annexe VI du FAR sur le contenu minimal du PMS, il doit comprendre au moins les informations suivantes :

INFORMATIONS GENERALES CONCERNANT L'INSTALLATION		Onglet
(a)	des informations permettant d'identifier l'installation et l'exploitant, notamment le code d'identification de l'installation figurant dans le registre de l'Union. Ce code sert à déterminer le N° NIM pour la phase 4.	B_InstallationData
(b)	des informations concernant la version du plan méthodologique de surveillance, sa date d'approbation par l'autorité compétente et sa date d'entrée en application	A_VersionMMP
(c)	une description de l'installation, comprenant en particulier une description des principaux procédés mis en œuvre, une liste des sources d'émissions, un schéma de procédé et un plan de l'installation permettant d'appréhender les principaux flux de matières et d'énergie	C_InstallationDescription
(d)	un diagramme présentant au moins les informations suivantes: <ul style="list-style-type: none"> - les éléments techniques de l'installation, en indiquant les sources d'émissions ainsi que les unités productrices et consommatrices de chaleur ; - toutes les circulations d'énergie et de matières, notamment les flux, la chaleur mesurable et non mesurable, l'électricité s'il y a lieu et les gaz résiduels ; - les points et dispositifs de mesure ; - les limites des sous-installations, notamment la distinction entre les sous-installations utilisées pour des secteurs considérés comme étant exposés à un risque important de fuite de carbone et les sous-installations utilisées pour d'autres secteurs, sur la base des codes NACE Rév. 2 ou Prodcom 	C_InstallationDescription
(e)	une liste et une description des liens avec d'autres installations couvertes par le SEQE de l'UE ou avec des entités non couvertes par le SEQE en vue du transfert de chaleur mesurable, de produits intermédiaires, de gaz résiduels ou de CO ₂ aux fins de leur utilisation dans l'installation ou de leur stockage géologique permanent, en indiquant notamment le nom, l'adresse et une personne de contact de l'installation ou de l'entité liée ainsi que son code d'identification unique dans le registre de l'Union, le cas échéant	C_InstallationDescription
(f)	une indication de la procédure utilisée pour la gestion des attributions de responsabilités en matière de surveillance et de déclaration au sein de l'installation et pour la gestion des compétences du personnel responsable	D_MethodsProcedures
(g)	une indication de la procédure utilisée pour l'évaluation régulière de la pertinence du plan méthodologique de surveillance conformément à l'article 9, paragraphe 1; cette procédure garantit notamment que des méthodes de surveillance sont prévues pour toutes les catégories de données énumérées à l'annexe IV qui sont à prendre en considération au niveau de l'installation, et que les sources de données disponibles les plus exactes conformément à la section 4 de l'annexe VII sont utilisées	D_MethodsProcedures
(h)	une indication des procédures écrites relatives aux activités de gestion du flux de données et aux activités de contrôle conformément à l'article 11, paragraphe 2, y compris des diagrammes explicatifs en cas de besoin.	D_MethodsProcedures

LE PMS AU TITRE DU SEQE : GUIDE EXPLICATIF

INFORMATIONS CONCERNANT LES SOUS-INSTALLATIONS		Onglet
(a)	pour chaque sous-installation, une indication de la procédure utilisée pour garder une trace des produits fabriqués, avec mention de leurs codes Prodcod	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(b)	une description des limites du système de chaque sous-installation, comportant une indication claire des unités techniques concernées, une description des procédés mis en œuvre ainsi que le détail des apports de matières et de combustibles et des produits et extrants attribués à chaque sous-installation; pour les sous-installations complexes, un schéma de procédé distinct détaillé est joint	D_MethodsProcedures G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(c)	une description des parties de l'installation qui sont utilisées par plus d'une sous-installation, notamment les systèmes d'alimentation en chaleur, les chaudières utilisées en commun et les unités de cogénération	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(d)	pour chaque sous-installation, selon qu'il convient, la description des méthodes appliquées pour l'attribution des parties d'installations utilisées par plusieurs sous-installations et de leurs émissions aux sous-installations correspondantes.	D_MethodsProcedures G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM

METHODES DE SURVEILLANCE AU NIVEAU DE L'INSTALLATION		Onglet
(a)	une description des méthodes utilisées pour quantifier le bilan de l'importation, de la production, de la consommation et de l'exportation de chaleur, pour l'ensemble de l'installation	E_EnergyFlows
(b)	une description de la méthode utilisée pour éviter les lacunes dans les données et les doubles comptages.	D_MethodsProcedures

METHODES DE SURVEILLANCE AU NIVEAU DE LA SOUS-INSTALLATION		Onglet
(a)	une description des méthodes utilisées pour quantifier les émissions directes de la sous-installation, y compris, s'il y a lieu, la méthode de quantification, en valeur absolue ou en pourcentage, des flux ou émissions surveillés au moyen de méthodes fondées sur la mesure conformément au règlement (UE) n° 601/2012 qui sont attribués le cas échéant à la sous-installation	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(b)	le cas échéant, une description des méthodes utilisées pour déterminer et attribuer les quantités et les facteurs d'émission relatifs à l'apport d'énergie provenant des combustibles et à l'exportation de l'énergie contenue dans les combustibles	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(c)	le cas échéant, une description des méthodes utilisées pour déterminer et attribuer les quantités et, si possible, les facteurs d'émission relatifs à l'importation, à l'exportation, à la consommation et à la production de chaleur mesurable	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(d)	le cas échéant, une description des méthodes utilisées pour déterminer les quantités d'électricité consommées et produites, ainsi que la partie échangeable de la consommation	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(e)	le cas échéant, une description des méthodes utilisées pour attribuer et déterminer les quantités, le contenu énergétique et les facteurs d'émission se rapportant à l'importation, à l'exportation, à la consommation et à la production de gaz résiduels	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(f)	le cas échéant, une description des méthodes utilisées pour déterminer et attribuer les quantités de CO ₂ transféré qui sont importées ou exportées	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM
(g)	pour chaque sous-installation avec référentiel de produit, une description des méthodes utilisées pour quantifier la production annuelle du produit spécifié à l'annexe I, y compris, s'il y a lieu, les paramètres supplémentaires nécessaires conformément aux articles 19 et 20 et aux annexes II et III.	G_Fall-back F_ProductBM H_SpecialBM

2. Dérogations

2.1. Principe des sources de données à atteindre

2.1.1. Sélection de la source de données par l'exploitant

La phase 4 du SEQE a introduit une hiérarchie de sources de données à respecter pour la détermination des données d'allocation : *sources de données les plus exactes*.



Déterminer les données d'allocation avec un niveau de précision requis afin d'évaluer les changements d'allocation au cours du temps (« allocation dynamique ») de façon fiable et harmonisée.

POURQUOI ?

Les sources de données sont applicables aux différents ensembles de données à collecter (consommations de combustibles, caractéristiques des combustibles et matières, quantités de chaleur mesurable, quantités de produits fabriqués, quantités d'électricité), etc.



COMMENT ?

Pour déterminer les sources de données disponibles, l'exploitant sélectionne les sources de données les plus exactes qui sont techniquement réalisables et ne risquent pas d'entraîner des coûts excessifs, et qui garantissent un flux de données clair avec les moindres risques inhérents et risques de carence de contrôle vis-à-vis de la détermination des données d'allocation.

Pour sélectionner les sources de données primaires (c'est-à-dire qu'il utilise pour suivre les données d'allocation), l'exploitant compare toutes les sources de données disponibles pour le même ensemble de données parmi les sources de données génériques énumérées dans le règlement FAR (sections 4.4 à 4.6 de l'annexe VII) et utilise l'une des sources de données réputées les plus exactes.

Si aucune des sources de données réputées les plus exactes ne peut être utilisée, alors la source de données de niveau **immédiatement** inférieure doit être utilisée, sous réserve de la satisfaction des critères de dérogation prévues à l'article 7, paragraphe 2 du FAR appliquée à la source de données la plus exacte. **Si l'utilisation de la source de donnée immédiatement inférieure n'est pas possible, également après démonstration des critères de satisfaction de l'une des dérogations prévues à l'article 7, la source de niveau immédiatement inférieure est utilisée, etc. (processus d'itération)**. L'exploitant utilise ainsi la source de données la mieux classée ne faisant pas l'objet d'une dérogation.

Aux fins d'améliorer le plan méthodologique de surveillance, l'exploitant vérifie régulièrement, et **au moins une fois par an**, si de nouvelles sources de données sont disponibles. Si ces nouvelles sources de données sont jugées plus exactes au regard du classement décrit aux sections 4.4 à 4.6 de l'annexe VII du FAR, elles sont appliquées et le plan méthodologique de surveillance est modifié conformément à l'article 9.



SELECTION DES SOURCES DE DONNEES : LES ETAPES

Etape 1 : Quelles sont les données à collecter/surveiller ?

Etape 2 : Quelle est la source de données réputée la plus exacte selon la hiérarchie imposée par le FAR ?

→ Pour chaque type de données, une hiérarchie de sources est définie à l'annexe VII du règlement FAR (Cf. section 2.1.2).

Etape 3 : Quelles sont les sources de données disponibles sur le site ?

Etape 4 : Comparaison de la source disponible et de la source avec le haut degré d'exactitude

Cas n° 1 : source de données disponible = une des sources de données réputées les plus exactes → utilisation de cette source comme source de données primaires, → pas de dérogation, conforme au FAR

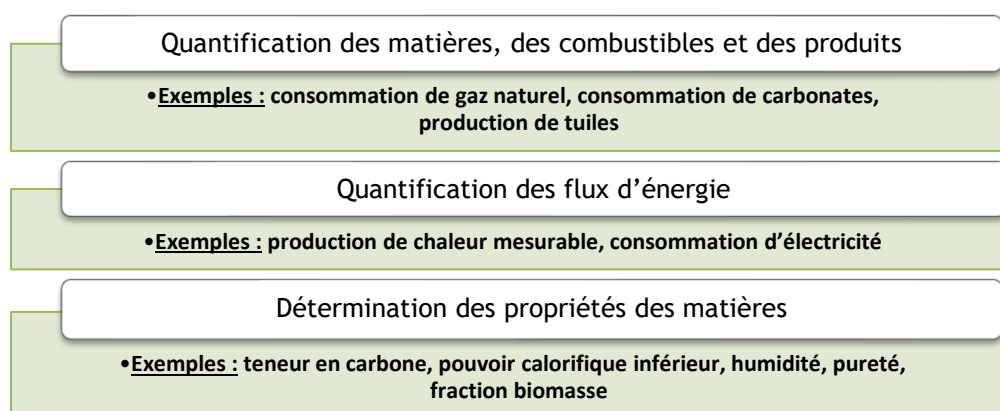
Cas n° 2 : source de données disponible ≠ d'une des sources de données réputées les plus exactes → **demande(s) de dérogation** afin d'utiliser la source de données la mieux classée parmi les sources de données réputées moins exactes.

Dans la suite de cette note, lorsqu'il est mentionné « PMS » (Plan Méthodologique de Surveillance), il s'agit du PMS « futur » qui couvre la période 2019-2030, par opposition au PMS « historique » qui couvrait la période 2014-2018.

2.1.2. Hiérarchie des sources de données et méthodologies de détermination des paramètres



Une hiérarchie existe pour les types de données suivants :



Chaque hiérarchie est décrite ci-après.

Quantification des matières, des combustibles et des produits

Règlement FAR, annexe VII, point 4.4

Les sources de données sont les suivantes et hiérarchisées comme suit :

a) Plan de surveillance

Les méthodes prévues dans le plan de surveillance approuvé en vertu du règlement (UE) n° 601/2012.

b) Détermination directe : instrument à métrologie légale

Pour la détermination directe d'un ensemble de données, les valeurs données par des instruments de mesure soumis à un contrôle métrologique légal national ou par des instruments de mesure conformes aux exigences de la directive n° 2014/31/UE ou de la directive n° 2014/32/UE.

c) Détermination directe : instruments sous de contrôle de l'exploitant, hors métrologie légaleSi ~~X~~, les valeurs données par des instruments de mesure placés sous le contrôle de l'exploitant.**d) Détermination directe : instruments non placés sous de contrôle de l'exploitant, hors métrologie légale (ex. : fournisseur, prestataire)**Si ~~X~~, les valeurs données par des instruments de mesure non placés sous le contrôle de l'exploitant.**e) Détermination indirecte : corrélation entre la mesure effectuée et l'ensemble de données**Les valeurs données par des instruments de mesure, à condition qu'une corrélation appropriée entre la mesure effectuée et l'ensemble de données en question soit établie conformément à la *section 3.4 de l'annexe VII du règlement FAR (cf. détails ci-après)*.

Par exemple :

- *procédé physique ou chimique : facteurs stœchiométriques*
- *conception de l'installation : rendement énergétique, consommation par tonne de produit (ratio énergétique)*
- *essais empiriques*

f) Autres méthodes

D'autres méthodes, lorsque aucune autre source de données disponible ne peut être recensée.

Seules les sources de données visées aux points a) et b) sont réputées les plus exactes (plus haut degré d'exactitude), la source de données visée au point a) n'étant utilisée que dans la mesure où elle couvre l'ensemble de données concerné.

Les sources de données visées aux points c) à f) sont réputées moins exactes, par ordre d'exactitude décroissant de c) à f).

Si les sources de données utilisées sont celles énoncées aux points c), d) e) ou f), l'exploitant doit transmettre une ou plusieurs demandes de dérogation pour continuer à employer ces sources de données ou bien modifier la surveillance afin d'utiliser uniquement des données issues des sources a) ou b). Une demande de dérogation devra ainsi être faite pour chaque source de données non atteinte par ordre décroissant de niveau d'exactitude (dérogation « itérative »).

Détails concernant certaines sources de données :

Les quantités annuelles de certains référentiels de produits (niveaux d'activité) sont à exprimer dans une unité particulière. Certaines propriétés des produits interviennent dans le calcul des quantités annuelles corrigées. (Cf. Guidance 5 de la Commission européenne, pages 68 et 69).

Par exemple, l'annexe I du FAR fait référence à la teneur en humidité, la pureté, la concentration ou tout autre état qui nécessiterait l'utilisation de sources de données de la section 4.6 de l'annexe VII du FAR « Propriétés des matières » pour déterminer l'état actuel et la quantité corrigée de produit à reporter en tant que niveau d'activité annuel. Dans la description de la méthode de calcul appliquée pour la détermination du tonnage, l'exploitant doit alors préciser les sources de données utilisées pour la détermination des propriétés des matériaux, et cela malgré l'absence de liste de choix dans le PMS.

Exemple : référentiel Papier fin couché

« Papier fin couché, englobant le papier couché avec bois et le papier couché dit « sans bois », exprimé sous forme de production commercialisable nette, en tonnes de papier sec à l'air, défini comme du papier dont le taux d'humidité est de 6 %. »

Source de données e) : détermination indirecte → Section 3.4 de l'annexe VII :

L'exploitant propose le recours à une méthode de détermination indirecte, par exemple :

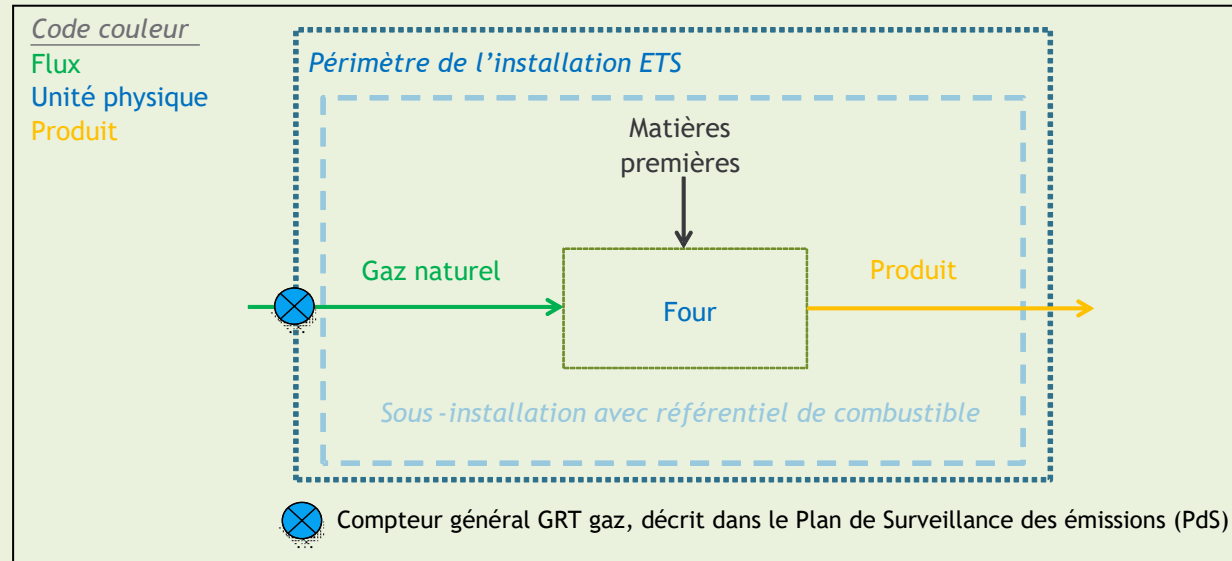
- a) Un calcul effectué sur la base d'un procédé chimique ou physique connu, en utilisant des valeurs appropriées admises dans la littérature pour les caractéristiques physico-chimiques des substances concernées, des facteurs stœchiométriques appropriés et des propriétés thermodynamiques telles que les enthalpies de réaction, selon qu'il convient ;
- b) Un calcul effectué sur la base des données de conception de l'installation, comme les rendements énergétiques des unités techniques ou la consommation énergétique calculée par unité de produit ;
- c) Des corrélations fondées sur des essais empiriques réalisés à partir d'équipements non étalonnés ou de données consignées dans les protocoles de production et visant à déterminer des valeurs d'estimation pour l'ensemble de données requis. À cet effet, l'exploitant veille à ce que la corrélation respecte les règles de l'art et ne soit appliquée qu'aux fins de déterminer les valeurs comprises dans la plage de valeurs pour laquelle elle a été établie. L'exploitant évalue la validité de ces corrélations au moins une fois par an.

Exemple 1 : méthodes prévues dans le plan de surveillance des émissions



EXEMPLE

Cas 1 : 1 seule sous-installation

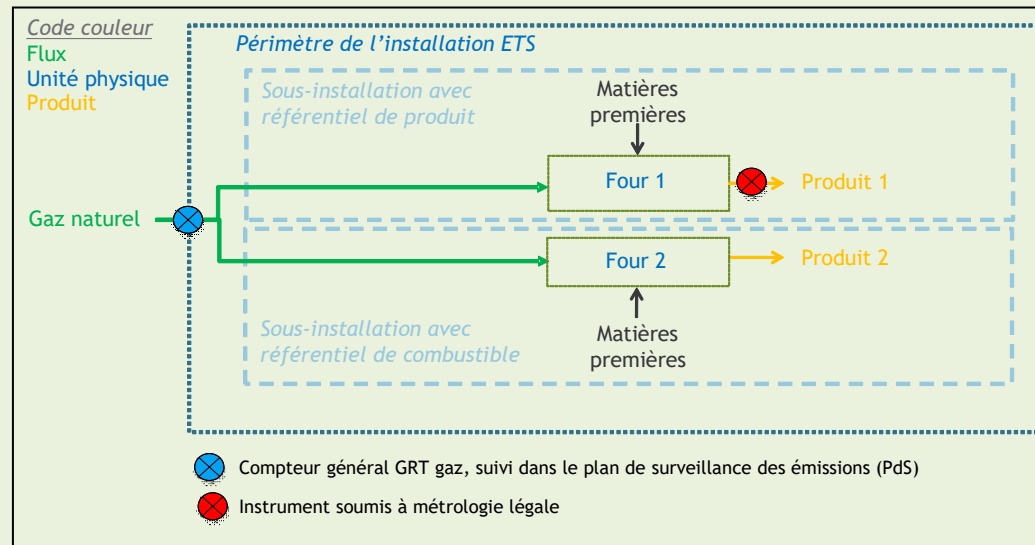


	<u>Installation, onglet E du PMS</u>	<u>Sous installation avec référentiel de combustible, onglet G du PMS</u>
Sources de données réputées les plus exactes pour la détermination de la consommation de gaz naturel entrant	4.4.a) Les méthodes prévues dans le plan de surveillance approuvé en vertu du règlement (UE) n° 601/2012. 4.4.b) Pour la détermination directe d'un ensemble de données, les valeurs données par des instruments de mesure soumis à un contrôle métrologique légal national ou par des instruments de mesure conformes aux exigences de la directive n° 2014/31/UE ou de la directive n° 2014/32/UE.	
Source de données utilisée par l'exploitant (d'après le schéma)	4.4.a) Les méthodes prévues dans le plan de surveillance approuvé en vertu du règlement (UE) n° 601/2012.	

→ L'exploitant est conforme au règlement FAR → pas de dérogation.

LE PMS AU TITRE DU SEQE : GUIDE EXPLICATIF

Cas 2 : 2 sous-installations, l'exploitant assure le suivi de sa consommation de gaz naturel par le compteur général GRT gaz, conformément à son plan de surveillance



	<u>Installation, onglet E du PMS</u>	<u>Sous installation avec référentiel de produit, onglet F du PMS</u>	<u>Sous installation avec référentiel de combustible, onglet G du PMS</u>
Source de données réputée la plus exacte pour la détermination de la consommation de gaz naturel entrant	4.4.a) et 4.4.b)	4.4.b) 4.4.a) non pertinent	4.4.b) 4.4.a) non pertinent
Source de données utilisée (d'après le schéma) pour déterminer la consommation de gaz naturel entrant	4.4.a) et 4.4.e) 	Pas de compteur 4.4.e) Les valeurs données par des instruments de mesure, à condition qu'une corrélation appropriée entre la mesure effectuée et l'ensemble de données en question soit établie conformément à la <i>section 3.4 de l'annexe VII du règlement FAR.</i>	
Source de données réputée la plus exacte pour la quantification des produits sortants		4.4.a) (non pertinent)* ou 4.4.b)	
Source de données utilisée par l'exploitant (d'après le schéma) pour quantifier les produits sortants		4.4.b)	

LE PMS AU TITRE DU SEQE : GUIDE EXPLICATIF

L'exploitant ne peut pas assurer la quantification du gaz naturel entrant dans chaque sous-installation avec les méthodes définies dans son plan de surveillance. Un niveau de détail plus important est attendu au niveau de chaque sous-installation.

Pour respecter le niveau des sources de données réputées les plus exactes pour sa consommation de gaz naturel, l'exploitant doit donc utiliser la source de donnée 4.4.b) (détermination directe par instrument à métrologie légale).

→ **Si l'exploitant ne peut pas mettre en place cette source de données, il devra formuler des demandes de dérogation aux sources de données 4.4.a), 4.4.b), 4.4.c) et 4.4.d).**

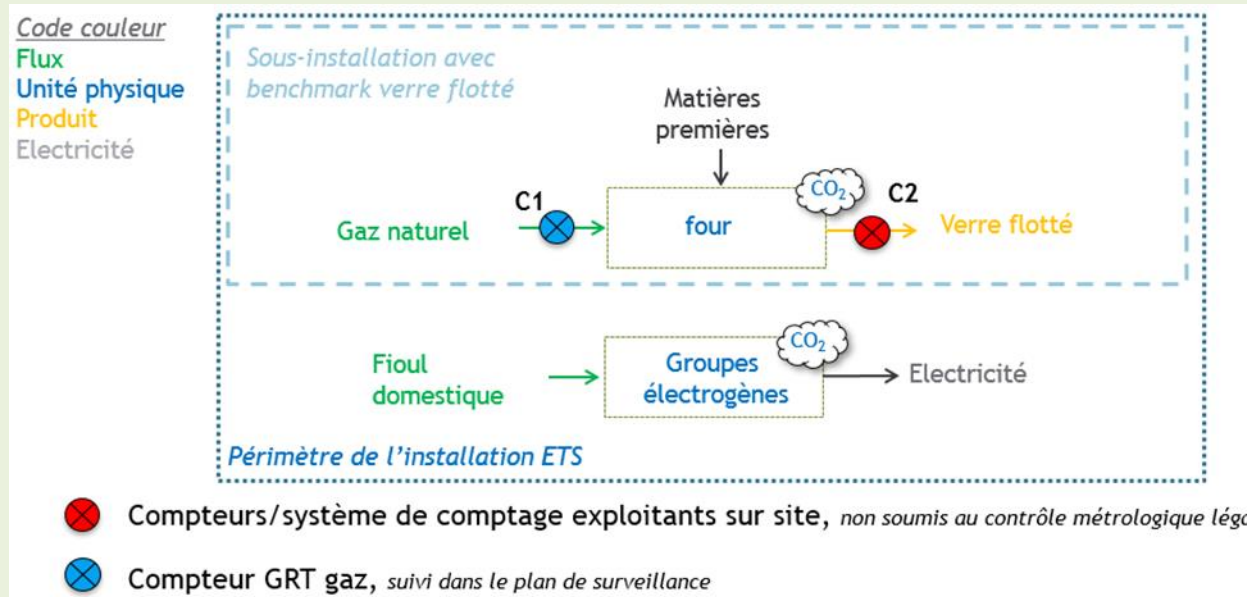
* : A l'exception des émissions qui sont estimées grâce à la production d'un produit qui serait également à suivre pour un BM produit. Exemple : dans le cas de bilans massiques : acier, ou clinker, ou oxydes alcalinoterreux (produits). Attention néanmoins à vérifier que le paramètre suivi dans le plan de surveillances des émissions correspond au paramètre à suivre pour le benchmark produit en question.

Exemple 2 : utilisation de sources de données non réputées les plus exactes



EXEMPLE

Schéma de l'installation et de ses sous-installations :



Quelles sources de données devraient être utilisées pour respecter les sources de données les plus exactes ?

Consommations des combustibles entrants :	Gaz naturel et fioul domestique
Quantification des produits sortants :	Verre flotté
Quantifications des flux d'énergie :	Electricité

LE PMS AU TITRE DU SEQE : GUIDE EXPLICATIF

	<u>Installation, onglet E du PMS</u>	<u>Sous installation avec référentiel de produit, onglet F du PMS</u>
Source de données réputée la plus exacte pour la détermination de la consommation de gaz naturel entrant	4.4.a) et 4.4.b)	
Source de données utilisée par l'exploitant (d'après le schéma) pour déterminer la consommation de gaz naturel entrant	4.4.a)	
Source de données réputée la plus exacte pour la détermination de la consommation du fioul domestique entrant	4.4.a) et 4.4.b)	4.4.a) et 4.4.b)
Source de données utilisée par l'exploitant (d'après le schéma) pour déterminer la consommation du fioul domestique entrant	4.4.a)	4.4.a)
Source de données réputée la plus exacte pour déterminer la production d'électricité	4.5.a)	
Source de données utilisée par l'exploitant (d'après le schéma) pour déterminer la production d'électricité	Les groupes électrogènes fonctionnant ponctuellement lors d'essais, l'exploitant n'est pas tenu d'indiquer la quantité d'électricité produite dans le bilan de l'électricité du NIM et de compléter la partie dédiée dans le PMS. (source : MTES)	
Source de données réputée la plus exacte pour la quantification des produits sortants	4.4.a) (non pertinent)* ou 4.4.b)	
Source de données utilisée par l'exploitant (d'après le schéma) pour quantifier les produits sortants	4.4.c)	

**Exemple de la production de verre :*

- Dans le PdS (plan de surveillance des émissions), la production de verre n'est pas à suivre. Conformément au règlement (UE) n° 601/2012, les consommations de combustibles et de matières premières sont à suivre afin d'estimer les émissions de CO₂ totales de l'installation.
- Dans le PMS (plan méthodologique de surveillance des niveaux d'activité), la production de verre flotté (dans l'exemple ci-dessus) est à suivre pour calculer l'allocation pour la sous-installation avec référentiel de produit « verre flotté ». Dans ce cadre, la source 4.4.a) (PdS) n'est pas pertinente.

Que manque-il ?

Le Plan de surveillance des émissions de l'exploitant ne suit pas les quantités de verres sortants mais uniquement les matières et combustibles entrants. L'exploitant assure la quantification du verre flotté sortant avec une source de données en 4.4.c) « Les valeurs données par des d'instruments de mesure placés sous le contrôle de l'exploitant ».

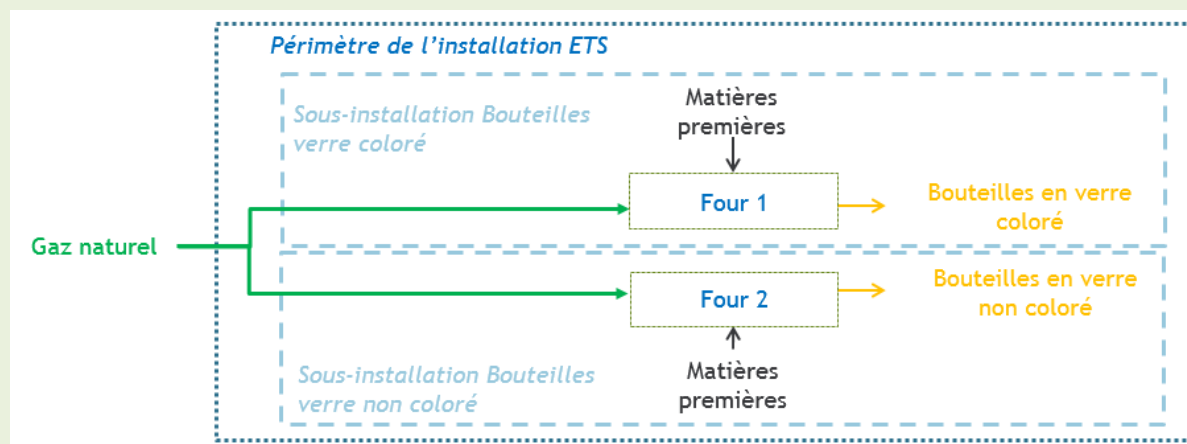
Il ne s'agit pas d'une des sources de données réputées les plus exactes :

- La source de données 4.4.a) n'étant pas pertinente dans ce cas, l'exploitant devra donc formuler une demande de dérogation à la source de données 4.4.b).

Exemple 3 : où prévoir des demandes de dérogation ?**EXEMPLE**

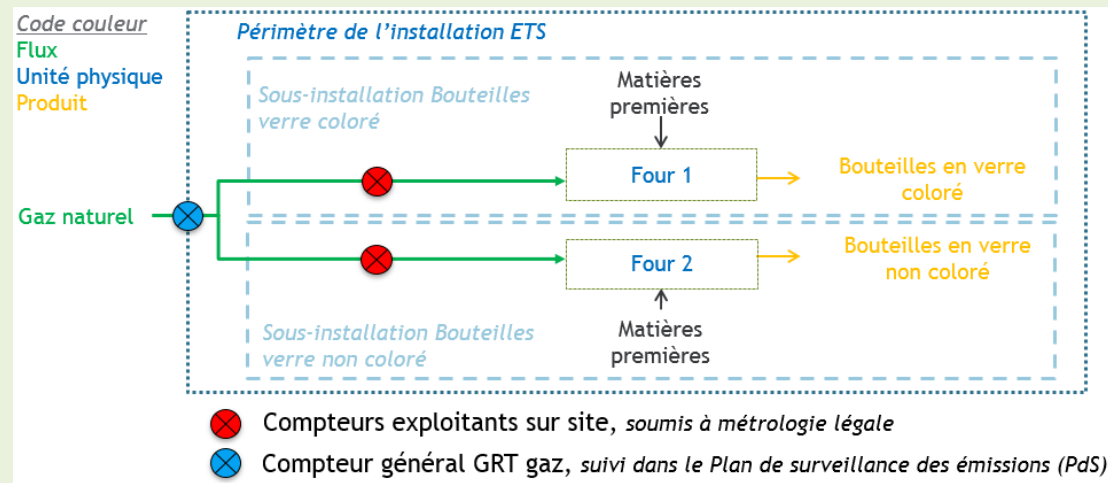
Concernant la quantification des combustibles, matières et produits, seules les sources de données visées aux points 4.4.a) et 4.4.b) de l'annexe VII du règlement FAR respectent la hiérarchie des sources de données les plus exactes, la source de données visée au point a) n'étant utilisée que dans la mesure où elle couvre l'ensemble de données concerné.

On entend par « ensemble de données » un seul type de données se rapportant, selon le cas, à l'installation ou à la sous-installation (cf. Annexe VII point 2 du FAR)



Le Plan de surveillance des émissions de l'exploitant ne couvre que la méthode de suivi de la quantité de gaz naturel entrant dans l'installation conformément au règlement n° 601/2012 de la Commission européenne. Le règlement FAR impose le suivi de la consommation de combustible pour chaque sous-installation. Or, le plan de surveillance des émissions ne permet pas de distinguer les consommations par sous-installation, mais uniquement la consommation globale de l'ensemble du site. Dans ce cas, la source de données 4.4.a) n'est disponible que pour l'intrant de combustible dans l'installation. Elle ne peut pas couvrir la répartition du combustible entre les deux sous-installations puisqu'elle n'est pas utilisée dans le PdS des émissions.

Cas 1 : Instruments sous le contrôle de l'exploitant pour chaque sous-installation et soumis à métrologie légale



Pour l'exemple, dans son plan de surveillance des émissions, l'exploitant calcule les émissions de CO₂ liées à la consommation de gaz naturel grâce au compteur général GRT.

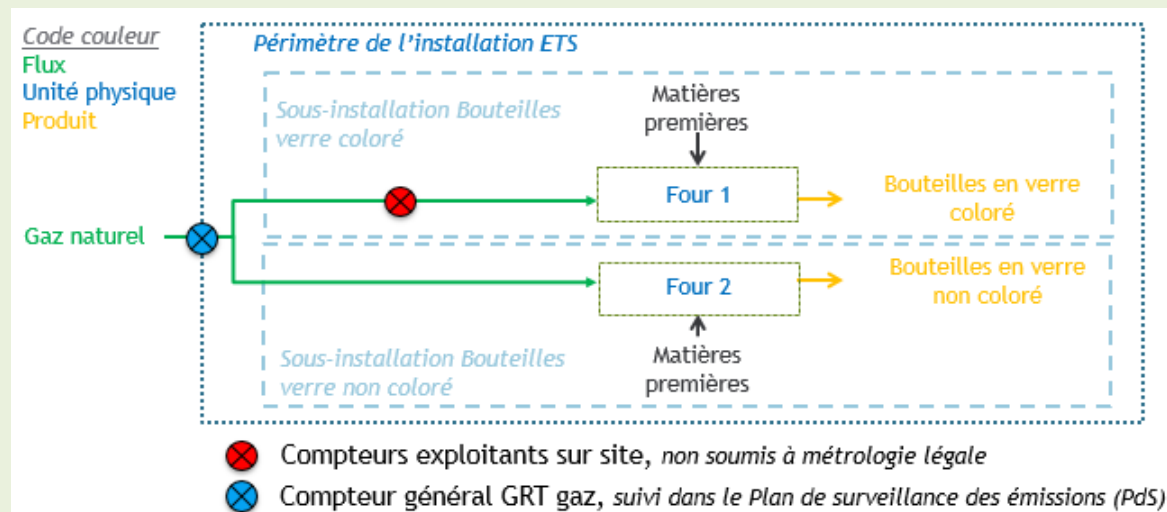
	<u>Installation, onglet E du PMS</u>	<u>Sous installation avec référentiel de produit « Bouteilles en verre coloré », onglet F du PMS</u>	<u>Sous installation avec référentiel de produit « Bouteilles en verre non coloré », onglet F du PMS</u>
Source de données réputée la plus exacte pour la détermination de la consommation de gaz naturel entrant	4.4.a) et 4.4.b)	4.4.b) 4.4.a) pas pertinente seule	4.4.b) 4.4.a) pas pertinente seule
Source de données utilisée par l'exploitant (d'après le schéma) pour déterminer la consommation de gaz naturel entrant	4.4.a) et 4.4.b)	4.4.b)	

Les sources de données 4.4.a) et 4.4.b) sont à indiquer pour l'apport de combustible dans l'installation dans l'onglet E. Pour l'apport de combustible des sous-installations avec référentiels de produit, l'exploitant indique alors 4.4.b) dans l'onglet F, puisque les instruments de mesure sont soumis à métrologie légale.

→ Aucune demande de dérogation n'est à formuler.

Cas 2 : Instruments sous le contrôle de l'exploitant pour une seule sous-installation et non soumis à métrologie légale

Pour l'une des sous-installations avec référentiel de produit, la consommation de gaz naturel d'une sous-installation est déterminée en soustrayant la consommation de l'autre sous-installation à la consommation totale du site.



	<u>Installation, onglet E du PMS</u>	<u>Sous installation avec référentiel de produit « Bouteilles en verre coloré », onglet F du PMS</u>	<u>Sous installation avec référentiel de produit « Bouteilles en verre non coloré », onglet F du PMS</u>
Source de données réputée la plus exacte pour la détermination de la consommation de gaz naturel entrant	4.4.a) et 4.4.b)	4.4.b) 4.4.a) pas pertinente seule	4.4.b) 4.4.a) pas pertinente seule
Source de données utilisée par l'exploitant (d'après le schéma) pour déterminer la consommation de gaz naturel entrant	4.4.a), 4.4.c) et 4.4.e)	4.4.c)	4.4.a), 4.4.c) et 4.4.e)

Sous-installation avec référentiel de produit « Bouteilles en verre coloré » :

Dans l'apport de combustible de la sous-installation avec référentiel de produit « bouteilles en verre coloré », l'exploitant indique alors 4.4.c), puisque le compteur n'est pas décrit dans le plan de surveillance (source a)), n'est pas soumis à métrologie légale (source b)) et est sous son contrôle (source c)).

→ L'exploitant devra alors formuler une demande de dérogation pour la source de données 4.4.b).

Sous-installation avec référentiel de produit « Bouteilles en verre non coloré » :

Dans l'apport de combustible de la sous-installation avec référentiel de produit « bouteilles en verre non coloré », l'exploitant calcule l'apport de combustibles grâce à la source 4.4.e) : « *Les valeurs données par des instruments de mesure, à condition qu'une corrélation appropriée entre la mesure effectuée et l'ensemble de données en question soit établie conformément à la section 3.4 de l'annexe VII.* »

$$C_{\text{gaz naturel pour verre non coloré}} = C_{\text{totale}} - C_{\text{gaz naturel pour verre coloré}}$$

→ L'exploitant devra alors formuler trois demandes de dérogation :

- 1 demande pour la source de données 4.4.b) (instrument à métrologie légale),
- 1 demande pour la source de données 4.4.c) (instrument à non-métrologie légale, appartenant à l'exploitant),
- 1 demande pour la source de données 4.4.d) (instrument à non-métrologie légale, n'appartenant pas à l'exploitant).

Quantification des flux d'énergie



Règlement FAR, annexe VII, point 4.5

Concernant les quantités de **chaleur mesurable** ou d'**électricité** (exprimées en TJ ou en GWh), qui entrent ou sortent de l'installation ou d'une sous-installation, les sources de données sont les suivantes et hiérarchisées comme suit :

a) Détermination directe : instruments de mesure soumis à un contrôle métrologique légal national ou conformes aux exigences des directives n° 2014/31/UE ou n° 2014/32/UE

Les valeurs données par des instruments de mesure soumis à un contrôle métrologique légal national ou par des instruments de mesures conformes aux exigences des directives n° 2014/31/UE ou n° 2014/32/UE.

b) Détermination directe : instruments sous de contrôle de l'exploitant, hors métrologie légale

Si ✘, les valeurs données par des instruments de mesure placés sous le contrôle de l'exploitant.

c) Détermination directe : instruments non placés sous de contrôle de l'exploitant, hors métrologie légale

Si ✘, les valeurs données par des instruments de mesure non placés sous le contrôle de l'exploitant.

d) Détermination indirecte : corrélation entre la mesure effectuée et l'ensemble de données

Les valeurs données par des instruments de mesure, à condition qu'une corrélation appropriée entre la mesure effectuée et l'ensemble de données en question soit établie conformément à la *section 3.4 de l'annexe VII du règlement FAR*.

e) Détermination indirecte : calcul d'une variable représentative aux fins de la détermination des quantités nettes de chaleur mesurable conformément à la méthode 3 de la section 7.2 de l'annexe VII du règlement FAR

→ *Méthode 3 de la section 7.2 de l'annexe VII : consommation de combustible et rendement.*
Cf. ci-après.

f) Autres méthodes

D'autres méthodes, en particulier pour les données historiques ou lorsque aucune autre source de données disponible ne peut être recensée par l'exploitant.

Pour la sélection des sources de données aux fins de l'article 7, paragraphe 1, seule la source de données visée au point a) ci-dessus est réputée la plus exacte. Les sources de données visées aux points b) à f) sont réputées moins exactes, par ordre d'exactitude décroissant de b) à f).

Remarque : Les pertes par défaut à 2% entrent dans la méthode 4.5.f).

Quatre méthodes sont alors disponibles dans le règlement FAR pour le calcul de la chaleur nette mesurable :



Méthode 1 : Recours à des mesures

→ Sources de données : 4.5.a), 4.5.b), 4.5.c) et/ou 4.5.d)

Selon cette méthode, l'exploitant **mesure tous les paramètres pertinents**, en particulier la température, la pression et l'état du milieu caloporteur transmis et restitué. Si le milieu caloporteur est de la vapeur d'eau, on entend par « état » son degré de saturation ou de surchauffe. L'exploitant mesure en outre le débit (volumique) du milieu caloporteur. Sur la base des valeurs mesurées, l'exploitant détermine l'enthalpie et le volume massique du milieu caloporteur à l'aide des tables des constantes de la vapeur d'eau pertinentes ou de logiciels d'ingénierie adaptés.

Le débit massique du milieu caloporteur est calculé comme suit :

$$m = V / v$$

Où :

- m représente le débit massique en kg/s,
- V représente le débit volumique en m³/s, et
- v représente le volume massique en m³/kg.

Le débit massique étant réputé identique pour le milieu transmis et le milieu restitué, le débit thermique est déterminé en calculant la différence d'enthalpie entre le débit transmis et le débit restitué, comme suit :

$$Q = (h_{flow} - h_{return}) \times m$$

Où Q représente le débit thermique en kJ/s,

h_{flow} représente l'enthalpie du flux transmis en kJ/kg,

h_{return} représente l'enthalpie du flux de retour en kJ/kg, et

m représente le débit massique en kg/s.

Lorsque de la vapeur d'eau ou de l'eau chaude font office de milieu caloporteur, si le **condensat** n'est pas restitué ou s'il n'est pas possible d'estimer l'enthalpie du condensat restitué, l'exploitant détermine la valeur de h_{return} en se basant sur une température de 90 °C.

Si l'on sait que les débits massiques ne sont pas identiques, la méthode suivante est appliquée :

- Lorsque l'exploitant prouve de manière concluante à l'autorité compétente que le condensat demeure dans le produit (par exemple, dans les procédés d'« injection de vapeur vive »), l'enthalpie de ce condensat n'est pas déduite ;
- Si l'on sait qu'il y a déperdition du milieu caloporteur (par exemple en raison de fuites ou d'une mise à l'égout), une estimation du flux massique correspondant est déduite du flux massique du milieu caloporteur transmis.

Pour déterminer le flux thermique annuel net à partir des données susmentionnées, l'exploitant plique - en fonction de l'équipement de mesure et du traitement de données dont il dispose - l'une des méthodes suivantes :

- Détermination des valeurs annuelles moyennes des paramètres qui déterminent l'enthalpie annuelle moyenne du milieu caloporteur transmis et restitué, et multiplication par le flux massique annuel total, au moyen de la deuxième équation de la méthode 1 ;
- Détermination des valeurs horaires du flux thermique et addition de ces valeurs sur la durée annuelle totale de fonctionnement du système thermique. Suivant le système de traitement des données utilisé, les valeurs horaires peuvent être remplacées au besoin par des valeurs couvrant d'autres intervalles de temps.

Méthode 2 : Recours à la documentation

→ Sources de données : 4.5.d)

L'exploitant peut aussi avoir recours à la documentation, à condition que les quantités de chaleur indiquées dans cette documentation soient fondées sur des mesures, ou sur des méthodes d'estimation raisonnables conformément au point 3.4 de l'annexe VII du règlement FAR.

Méthode 3 : consommation de combustible et rendement

→ Sources de données : 4.5.d),4.5.e) et/ou 4.5.f)

L'exploitant détermine les quantités nettes de chaleur mesurable à partir de **l'apport de combustible** et du **rendement mesuré** se rapportant à la production de chaleur

$$Q = \eta_H \times E_{IN}$$

$$E_{IN} = \sum (DA_i \times PCI_i)$$

Où :

- Q représente la quantité de chaleur exprimée en TJ,
- η_H représente le rendement mesuré de la production de chaleur,
- E_{IN} représente l'apport énergétique provenant des combustibles,
- DA_i représente la donnée d'activité annuelle (quantité consommée) du combustible i, et
- PCI_i représente le pouvoir calorifique inférieur du combustible i.

La valeur de η_H est soit :

- **mesurée** par l'exploitant sur une période raisonnablement longue, tenant suffisamment compte des différents niveaux de charge de l'installation, soit
- **tirée** de la documentation fournie par le fabricant. A cet égard, il importe de tenir compte de la courbe de charge partielle en appliquant un facteur de charge annuel, comme suit :

$$L_F = E_{IN} / E_{Max}$$

Où :

- L_F représente le facteur de charge,
- E_{IN} représente l'apport énergétique déterminé sur une année civile
- E_{Max} représente l'apport de combustible maximal, si l'unité de production de chaleur a fonctionné à 100% de sa charge nominale pendant toute la durée de l'année civile.

Le rendement devrait être mesuré dans le cas d'une restitution à 100% du condensat. Une température de 90°C devrait être posée en hypothèse pour le condensat restitué.

Méthode 4 :

→ Source de données : 4.5.f)

Pour la méthode 4, l'exploitant peut aussi avoir recours au calcul d'une valeur représentative sur la base du rendement de référence défini dans le règlement FAR, pris **égal à 70%**.

Détermination des propriétés des matières



Règlement FAR, annexe VII, point 4.6

Les sources de données suivantes sont utilisées aux fins de la détermination des propriétés telles que l'humidité ou la pureté des substances, la teneur en carbone, le pouvoir calorifique inférieur (PCI) ou la teneur en biomasse des produits, des matières, des combustibles ou des gaz résiduels entrant ou quittant l'installation ou une des sous-installations. Elles sont hiérarchisées comme suit :

a) Plan de surveillance

Les méthodes de détermination des facteurs de calcul prévues dans le plan de surveillance approuvé en vertu du règlement (UE) n° 601/2012.

b) Analyses de laboratoire

Les analyses de laboratoire réalisées conformément à la section 6.1 de l'annexe VII du règlement FAR.

→ Analyses effectuées conformément aux dispositions des articles 32 à 35 du règlement (UE) n° 601/2012 (→ règles relatives à la surveillance des émissions).
Cf. page suivante.

c) Analyses de laboratoire simplifiées

Les analyses de laboratoire simplifiées réalisées conformément à la section 6.2 de l'annexe VII du règlement FAR.

→ Si b) pas techniquement réalisables ou risque d'entraîner des coûts excessifs
Cf. page suivante.

d) Valeurs standards (1)

Valeurs constantes standards utilisées par l'État membre dans l'inventaire national, valeurs de la littérature approuvées par l'autorité compétente et valeurs spécifiées et garanties par le fournisseur d'un combustible ou d'une matière

e) Valeurs standards (2) :

Valeurs constantes fondées sur des facteurs standards et des stœchiométriques énumérés à l'annexe VI du règlement (UE) n° 601/2012 ou dans les lignes directrices du GIEC ou sur des valeurs résultant d'analyses effectuées antérieurement

Pour la sélection des sources de données aux fins de l'article 7, paragraphe 1, seules les sources de données visées aux points a) et b) ci-dessus sont réputées les plus exactes, la source de données visée au point a) étant utilisée dans la mesure où elle couvre l'ensemble de données concerné. Les sources de données visées aux points c) à e) sont réputées moins exactes, par ordre d'exactitude décroissant de c) à e).

Pour certains référentiels de produit explicités à l'annexe I du FAR, le tonnage de produit fabriqué est à déterminer à partir des propriétés des matières. Ainsi les sources de données citées ci-dessus interviennent également dans la détermination des produits (Cf. section « Quantification des matières, des combustibles et des produits »).

Détails concernant certaines sources de données :



Ces sources de données pour le suivi des caractéristiques de combustibles et matières sont inspirées des niveaux de méthode existants pour la surveillance des paramètres de calcul dans le calcul des émissions de GES au titre de la surveillance et la déclaration des émissions (règlement (UE) n° 601/2012).

- Source de données b) : analyses en laboratoire → Section 6.1 de l'annexe VII :

L'exploitant peut procéder à des analyses de laboratoire pour déterminer certaines propriétés (humidité, pureté, concentration, teneur en carbone, fraction de la biomasse, pouvoir calorifique inférieur, densité, entre autres) de produits, de matières, de combustibles ou de gaz résiduels, ou pour établir des corrélations entre des paramètres aux fins de la détermination indirecte des données requises, les analyses sont effectuées conformément aux dispositions des articles 32 à 35 du règlement (UE) n° 601/2012, sur la base d'un plan d'échantillonnage approuvé afin de garantir que les échantillons sont représentatifs du lot auxquels ils se rapportent.

Si aucune fréquence minimale des analyses n'est prévue à l'annexe VII du règlement (UE) n° 601/2012 pour un produit, une matière ou un combustible donné, l'exploitant soumet à l'autorité compétente, pour approbation, une fréquence des analyses appropriée basée sur les informations disponibles concernant l'hétérogénéité du produit, de la matière ou du combustible en question.

- Source de données c) : analyses en laboratoire simplifiées → Section 6.2 de l'annexe VII :

L'exploitant prouve de manière concluante à l'autorité compétente que les analyses réalisées conformément à la section 6.1 ne sont pas techniquement réalisables ou risquent d'entraîner des coûts excessifs, il procède aux analyses requises en s'appuyant sur les meilleures pratiques dans le secteur ou utilise des variables représentatives, en association avec une corrélation empirique avec un paramètre plus facilement accessible, déterminées au moins une fois par an conformément à la section 6.1.

- Source de données d) : valeurs standards (1)

Les valeurs constantes fondées sur l'une des sources de données suivantes :

- Les facteurs standards utilisés par l'État membre dans l'inventaire national qu'il soumet au secrétariat de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques :
 - Base de données OMINEA : <https://www.citepa.org/fr/ominea/> ;
- Les valeurs de la littérature approuvées par l'autorité compétente, notamment les facteurs standards publiés par l'autorité compétente, qui sont compatibles avec les facteurs visés au tiret précédent mais correspondent à des flux plus spécifiques de combustibles :
 - Annexe 1 de l'Arrêté du 31 octobre 2012 relatif à la vérification et à la quantification des émissions déclarées dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre pour sa troisième période (2013-2020) : <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000026702697&categorieLien=id>
 - Guides sectoriels
- Les valeurs spécifiées et garanties par le fournisseur d'un combustible ou d'une matière, si l'exploitant peut prouver de manière concluante à l'autorité compétente que l'intervalle de confiance à 95 % de la teneur en carbone n'excède pas 1 %.

- Source de données e : valeurs standards (2)

Les valeurs constantes fondées sur l'une des sources de données suivantes :

- Les facteurs standards et les facteurs stœchiométriques énumérés à l'annexe VI du règlement (UE) n°601/2012 ou dans les lignes directrices du groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) ;
- Les valeurs résultant d'analyses effectuées antérieurement, si l'exploitant peut prouver de manière concluante à l'autorité compétente que ces valeurs sont représentatives des futurs lots du même combustible ou de la même matière ;
- D'autres valeurs fondées sur des preuves scientifiques.

2.2. Dérogations « itératives »



En bref...

Si la source de données renseignée dans le PMS **ne figure pas parmi les sources de données réputées les plus exactes**, l'exploitant doit déposer une ou plusieurs **demandes de dérogation** auprès de l'autorité compétente pour avoir la possibilité de continuer à utiliser une source de données inférieure dans la hiérarchie.

Les sources de données non réputées le plus exactes étant **classées par ordre d'exactitude décroissant**, l'exploitant doit démontrer qu'il ne peut pas atteindre **chaque source de données** étant présente dans la hiérarchie avant celle qu'il propose.

Les demandes de dérogations sont applicables à tous les ensembles de données à collecter/surveiller, tels que : consommations de combustibles, fabrication des produits, caractéristiques des combustibles et matières, quantités de chaleur mesurable, consommation d'électricité, etc.

Pour rappel, ces demandes de dérogation ont été déposées en même temps que le PMS futur via la procédure « Plan méthodologique de surveillance - données futures » sur la plateforme Démarches Simplifiées dans le dossier correspondant. Les demandes de dérogation seront approuvées par le Préfet.

L'autorité compétente pourra, si elle le juge nécessaire, demander des compléments et/ou des dérogations complémentaires à l'exploitant en fonction de ce qui aura été déposé en accompagnement du PMS futur sous Démarches Simplifiées. L'autorité compétente examinera avec attention le respect du nombre de dérogations déposés en accord avec leur caractère itératif.

LE PMS AU TITRE DU SEQE : GUIDE EXPLICATIF

Type de donnée	Hiérarchie de méthode définie dans ...	Source des données	Nombre de dérogations	PMS
Quantité des matériaux, des combustibles et des produits (Exemples : consommation de gaz naturel, consommation de carbonates)	FAR : Annexe VII, section 4.4	(a)*		conforme
		(b)		
		(c)	1 ou 2*	DEROGATION(S)
		(d)	2 ou 3*	
		(e)	3 ou 4*	
		(f)	4 ou 5*	
Quantification de l'énergie (Exemples : production de chaleur mesurable, consommation d'électricité)	FAR : Annexe VII, section 4.5	(a)		conforme
		(b)	1	DEROGATION(S)
		(c)	2	
		(d)	3	
		(e)	4	
		(f)	5	
Propriété de matériaux et combustibles (Exemples : teneur en carbone, PCI, humidité, pureté, fraction biomasse)	FAR : Annexe VII, section 4.6	(a)*		conforme
		(b)		
		(c)	1 ou 2*	DEROGATION(S)
		(d)	2 ou 3*	
		(e)	3 ou 4*	

* La source a) étant utilisée dans la mesure où elle couvre l'ensemble de données concerné.

Dérogation itérative - Remplissage attendu du PMS :

Dans le PMS, l'exploitant doit indiquer qu'il ne respecte pas la ou les sources de données réputées les plus exactes. Pour cela, il indique le 1^{er} motif de non-respect de la hiérarchie et explique dans le champ « Autres précisions » plus en détails la situation de son site et les autres motifs de dérogations, si pertinent.

Exemple 4 : dérogation itérative - remplissage du PMS



EXEMPLE

Un exploitant utilise des instruments de mesure, non soumis à métrologie légale, non placés sous son contrôle, pour suivre la quantité de gaz naturel entrant dans une sous-installation avec référentiel de combustible. L'installation contient plusieurs sous-installations consommant du gaz naturel. La source de données 4.4.a) n'est pas pertinente puisque la répartition du combustible entre les sous-installations n'est pas indiquée dans le PdS.

1 - Apport de combustible - Source de données :

La source de donnée utilisée est donc la 4.4.d).

2 - Description de la méthode appliquée :

L'exploitant décrit la source de données 4.4.d), actuellement utilisée au sein de la sous-installation.

3 - La hiérarchie a-t-elle été respectée ?

FAUX : La source de données réputée la plus exacte n'est pas atteinte.

4 - Premier motif du non-respect de la hiérarchie :

L'atteinte de la source de données 4.4.b) serait trop coûteuse, alors l'exploitant indique « **coût excessif** » comme motif de non-respect de la hiérarchie des sources de données réputée la plus exacte.

5 - Autres précisions concernant l'écart pris par rapport à la hiérarchie :

L'exploitant explique ensuite toutes les demandes de dérogations (4.4.b) et 4.4.c)) dans le champ « Autres précisions », fournit un document séparé justifiant et démontrant les critères de satisfaction des demandes de dérogations de son choix qu'entraînerait la mise en place de chaque source de données de plus haut niveau de hiérarchie.

ii. Informations relatives à la méthode appliquée			
<i>Veillez sélectionner ci-dessous :</i>			
<i>- la source de données utilisée pour déterminer les quantités conformément à l'annexe VII, section 4.4, des PRATG</i>			
<i>- la source de données utilisée aux fins de la détermination du contenu énergétique conformément à l'annexe VII, section 4.6, des PRATG</i>			
<i>Étant donné que plusieurs sources de données sont susceptibles d'être concernées, le modèle prévoit jusqu'à trois sources. Si davantage de sources sont concernées, veuillez sélectionner les trois sources principales et décrire plus en détail la méthode ci-dessous.</i>			
	Source de données	Autre source de données (le cas échéant)	Autre source de données (le cas échéant)
1. Apport de combustible	4.4. d) pour la détermination directe d'un ensemble de données ne relevant pas du point b), les valeurs données par des instruments de mesure non placés sous le contrôle de l'exploitant;		
2. Contenu énergétique	4.6. b) les analyses de laboratoire réalisées conformément à la section 6.1 de l'annexe VII (PRATG)		
3. Description de la méthode appliquée	<i>Veillez décrire en particulier toute hypothèse en cas d'application de la règle des 98,12 visée à l'article 10, paragraphe 3, des PRATG</i> Explications de la méthode de suivi du gaz naturel au sein de la sous-installation avec référentiel de combustible. > Le compteur de suivi du gaz naturel n'est pas placé sous le contrôle de l'exploitant (4.4.d) .		
4. Référence de fichiers externes, le cas échéant			
ii. La hiérarchie a-t-elle été respectée?	FAUX	Si tel n'est pas le cas, pour	Coûts excessifs
5. Autres précisions concernant l'écart pris rapport à la hiérarchie	Explications concernant le non respect des sources de données de plus hauts niveaux de hiérarchie. ET / OU Document transmis en annexe comprenant plus explications.		

FOCUS 1 : Application de la source de données a) Méthodes prévues dans le plan de surveillance approuvé en vertu du règlement (UE) n° 601/2012

Si un exploitant souhaite modifier son Plan de Surveillance des émissions (« PdS ») pour pouvoir appliquer la source de données 4.4.a) ou 4.6.a) dans le PMS, et donc appliquer la source de donnée réputée la plus exacte, il peut le faire.

Attention néanmoins, toute modification du PdS devra faire l'objet d'une nouvelle instruction et approbation par l'autorité compétente avant l'instruction et l'approbation du PMS, si celui-ci s'appuie sur le PdS (source de données a)). Pour rappel, le Plan de Surveillance des émissions doit être conforme au Règlement (UE) n° 601/2012 de la Commission européenne du 21/06/12 relatif à la surveillance et à la

déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE du Parlement Européen et du Conseil.

L'autorité compétente apportera une attention particulière sur le fait que la modification proposée du PdS présente un réel intérêt pour la quantification des émissions annuelles de gaz à effet de serre et qu'il ne s'agisse pas d'un moyen détourné pour augmenter « artificiellement » le niveau de méthode de certaines sources de données du PMS.

FOCUS 2 : Pertes par défaut à 2%

Lorsque les pertes ne sont pas mesurées, et que des pertes par défaut à 2% sont prises en compte pour le calcul de la chaleur mesurable, les sources de données suivantes sont à indiquer :

1. La ou les source(s) de données relative(s) à la quantification de la chaleur mesurable (telles que renseignées et expliquées dans le NIM) et atteintes par l'exploitant,
2. La source de données 4.5.f) pour l'ajout des 2% de pertes permettant le calcul de la chaleur nette mesurable consommée. Cette source de données doit faire l'objet d'une demande de dérogation comme pour les autres sources de données qui ne font pas partie des sources de données réputées le plus exactes.

Il faut donc renseigner en plus, dans ce cas, la source de données 4.5.f) dans « Autre source de données ».

	Source de données	Autre source de données (le cas échéant)	Autre source de données (le cas échéant)
1. Quantification des flux de chaleur mesurable			
2. Flux de chaleur mesurable nette			

2.3. Les types de dérogations

Lorsqu'un exploitant n'a pas atteint la (les) source(s) de données réputée(s) la (les) plus exacte(s), une ou des demandes de dérogation doivent être indiquées dans le PMS, justifiées et déposées sur Démarches Simplifiées.



Conformément au règlement FAR (article 7), **trois motifs de dérogations** peuvent être invoqués :

Coûts excessifs

Infaisabilité technique

Méthode avec un degré d'exactitude supérieur ou équivalent
(Evaluation simplifiée de l'incertitude)

L'exploitant peut faire appel **à ces trois motifs de dérogations pour chaque source de donnée.**

Il n'y a pas de hiérarchie dans l'applicabilité de ces motifs de dérogations.

Motif de dérogation supplémentaire :

Délai pour mise en oeuvre d'une source de donnée

L'exploitant peut également demander **un délai pour mise en oeuvre** d'une source de données réputée plus exacte (indiqué sous le terme « dérogation temporaire » dans Démarches Simplifiées). **Il s'engage alors à mettre en place cette méthode dans un délai de temps raisonnable.** Cette dérogation vient en **substitution** des 3 précédentes.

2.3.1. Coûts excessifs

Démarches Simplifiées

Dérogation(s) pour coûts excessifs :	Justification coût excessif.xlsx
Nombre de dérogations pour coûts excessifs demandées :	1
Indiquer ici, par sous-installation, les paramètres concernés par la(es) dérogation(s) pour coûts excessifs :	Description de l'exploitant Dérogation(s) pour coûts excessifs

En bref...



Lorsqu'un exploitant déclare que l'application d'une méthode de détermination donnée entraîne des coûts excessifs, l'autorité compétente analyse le caractère excessif des coûts en tenant compte de la justification fournie par l'exploitant.

Seuil de coûts considérés comme non excessifs → critère de dérogation non satisfait

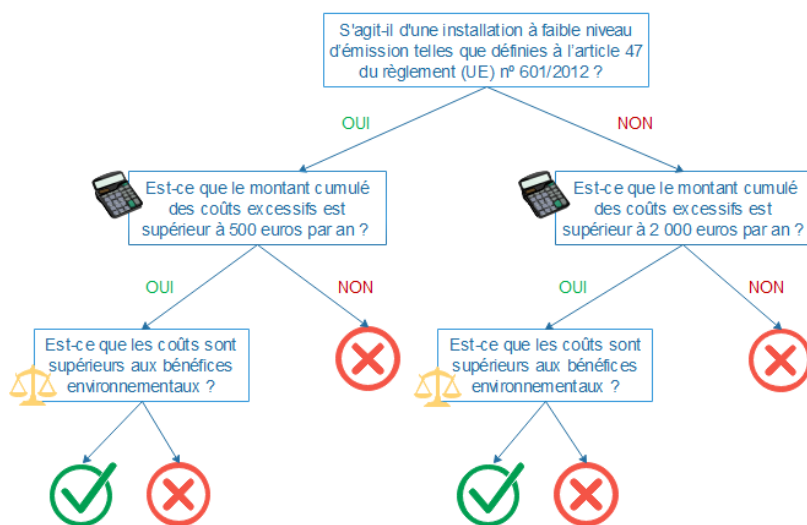
Les mesures visant à améliorer la méthode de surveillance d'une installation ne sont pas réputées entraîner des coûts excessifs jusqu'à un montant cumulé de **2 000 euros par an**.

Pour les **installations à faible niveau d'émission** telles que définies à l'article 47 du règlement (UE) n° 601/2012, ce seuil est égal à **500 euros par an**.

Le seuil s'applique pour le coût cumulé de l'ensemble des mesures visant à améliorer **une source de données**.

Dérogation pour coûts excessifs : Critères de satisfaction

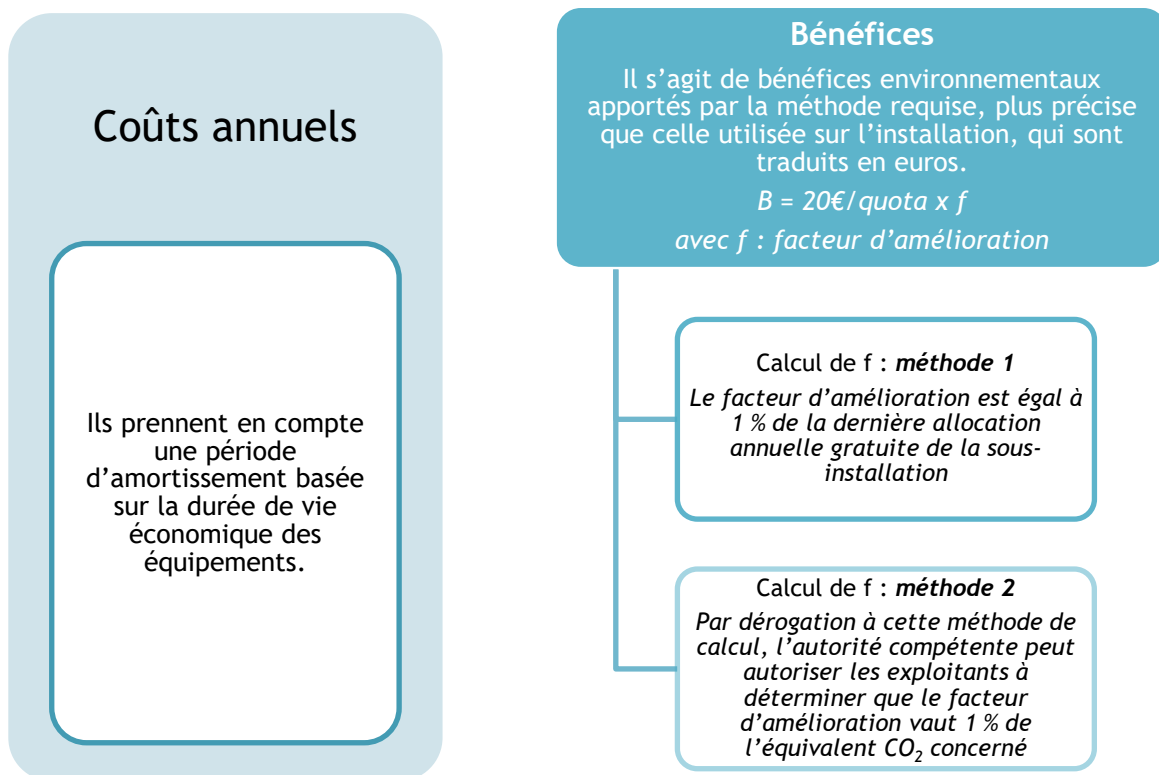
Les coûts sont considérés excessifs lorsque : coûts (supérieurs aux seuils ci-dessus) > bénéfices.



Légende :

- Dérogation acceptable*
- Pas de dérogation

*Sous réserve de la présence et pertinence des documents fournis par l'exploitant.



Méthode n° 1 (par défaut)

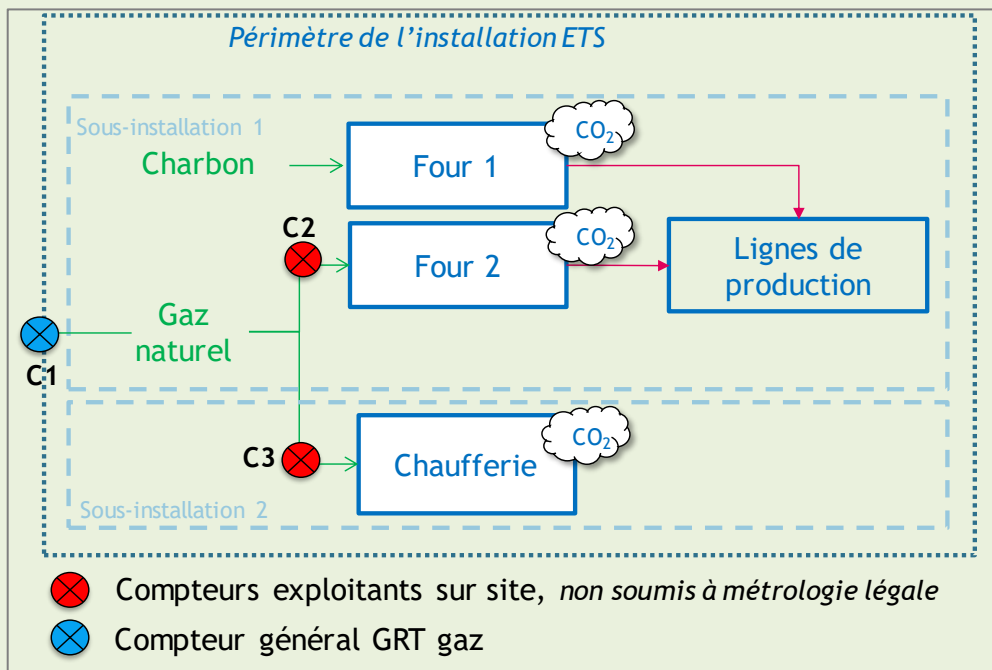
Règlement FAR, annexe VII, section 4.2

Applicabilité	Lorsqu'il souhaite démontrer les critères de dérogation pour coûts excessifs, il est demandé à l'exploitant de systématiquement démontrer la méthode 1.
Périmètre	<i>Périmètre spatial</i> : la sous-installation dans son ensemble <i>Périmètre temporel</i> : pour une demande de dérogation couvrant l'année N, l'exploitant devra considérer l'allocation N-1 de la sous-installation concernée par la demande de dérogation.
Calcul des bénéfices	$B = 20\text{€}/\text{quota} \times f$ $f = 1\% \times$ dernière allocation gratuite annuelle de la sous-installation visée par la demande de dérogation (nombre de quotas gratuits/an)
Calcul des coûts	Ils prennent en compte : <ul style="list-style-type: none"> - une période d'amortissement basée sur la durée de vie économique des équipements, - les coûts de fonctionnement, - les coûts de maintenance, - les coûts de pièces de rechange, - les coûts de personnels, etc. <p>Vis-à-vis des coûts mentionnés ci-dessus, seuls les coûts <u>additionnels</u> par rapport à la source de données disponible sur le site sont à considérer. Les coûts sont annualisés (pour être comparés à des bénéfices, eux aussi annuels).</p>

Exemple 5 : principe des coûts excessifs - méthode 1 VS méthode 2 (1/2)



EXEMPLE



Sous-installation 1 :

- Consommation de charbon : obtenue par une méthode prévue dans le plan de surveillance des émissions → source 4.4.a) → conforme
- Consommation de gaz naturel : obtenue grâce à un compteur interne ne répondant pas aux exigences d'une métrologie légale → source de données 4.4.c) → demande de dérogation

Méthode 1 : coût compteur gaz naturel VS allocation gratuite de l'ensemble de la s-i

- bénéfice = $1\% \times \text{nb quotas gratuits de la sous-installation}_{(N-1)} \times 20\text{€}/\text{quota}$
- coût : coût relatif au compteur gaz uniquement puisque pas de dérogation sur le charbon

Ici, le bénéfice est calculé sur la base de l'allocation de l'ensemble de la sous-installation (qui comprend le charbon et la part de gaz naturel).

Or, les coûts à considérer ne sont relatifs qu'au remplacement du compteur de gaz naturel, dont la consommation ne contribue qu'en partie à l'allocation de la sous-installation.

Les coûts seront potentiellement inférieurs aux bénéfices → critère de dérogation non satisfait.

Or, la comparaison des bénéfices et des coûts n'est pas établie sur le même périmètre.

D'où l'existence de la méthode 2, plus spécifique à l'endroit où la dérogation est nécessaire : par tonnes de CO₂ concernées à l'intérieur de la sous-installation.

**Méthode n° 2 (plus spécifique)**
Règlement FAR, annexe VII, section 4.2

Applicabilité L'exploitant ne peut utiliser cette seconde méthode qu'avec l'accord de l'autorité compétente, lorsque le coût excessif ne peut être démontré avec la méthode 1.

Périmètre *Périmètre spatial* : Le périmètre est lié aux flux et aux émissions de CO₂ engendrées par l'amélioration de la méthodologie envisagée

Périmètre temporel : 3 dernières années (si applicable) ou estimation pour un nouvel entrant. L'autorité compétente devra approuver ce périmètre.

Calcul des bénéfices $B = 20\text{€}/\text{quota} \times f$

$f = 1\% \times t \text{ CO}_2\text{e}$ concerné par la demande de dérogation

Les émissions de CO₂e sont déterminées :

- à partir d'une *moyenne des 3 dernières années* (Guidance 5 « Monitoring and Reporting in Relation to the Free Allocation Rules » de la Commission européenne) ou
- à partir d'une *estimation des émissions pour un nouvel entrant*.

	Paramètre	Formule
2.a)	Flux	$f = 1\% \times t \text{ CO}_2$ t CO ₂ étant calculées à partir de la teneur en carbone du flux (combustible, matériau)
2.b)	Source d'émission (estimation grâce à un système de mesure en continu des émissions (SMCE))	$f = 1\% \times t \text{ CO}_2\text{e}$ t CO ₂ e étant mesurées par le SMCE
2.c)	Chaleur mesurable	$f = 1\% \times Q_{\text{chaleur}} \text{ (TJ)} \times \text{Référentiel}_{\text{chaleur}} \text{ (quota/TJ)}$
2.d)	Chaleur non mesurable	$f = 1\% \times Q_{\text{chaleur non mesurable}} \text{ (TJ)} \times \text{Référentiel}_{\text{combustible}} \text{ (quota/TJ)}$
2.e)	Electricité	$f = 1\% \times Q_{\text{élec}} \text{ (MWh)} \times 0,376 \text{ t CO}_2/\text{MWh}$
2.f)	Production d'un produit soumis à référentiel produit	$F = 1\% \times (\text{niveau d'activité} \times \text{Référentiel}_{\text{produit}})$ pour 2021 pour la sous-installation en question.

Lorsque les valeurs des référentiels ne sont pas encore disponibles pour la période 2021-2025, les valeurs des référentiels de la phase 3 sont utilisées dans les calculs.

Calcul des coûts Ils prennent en compte :

- une période d'amortissement basée sur la durée de vie économique des équipements,
- les coûts de fonctionnement,
- les coûts de maintenance,
- les coûts de pièces de rechange,
- les coûts de personnels, etc.

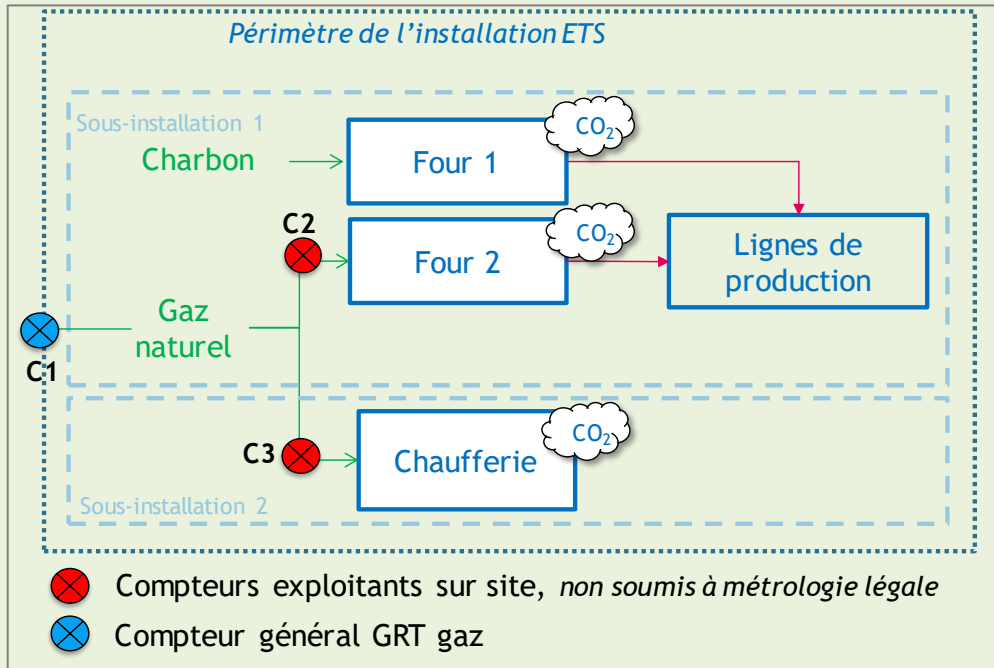
Vis-à-vis des coûts mentionnés ci-dessus, seuls les coûts *additionnels* par rapport à la source de données disponible sur le site sont à considérer. Les coûts sont annualisés (pour être comparés à des bénéfices, eux aussi annuels).

Exemple 6 : principe des coûts excessifs - méthode 1 VS méthode 2 (2/2)



EXEMPLE

Exemple précédent → méthode 2



Sous-installation 1 :

- Consommation de charbon : obtenue par une méthode prévue dans le plan de surveillance des émissions → source 4.4.a) → conforme
- Consommation de gaz naturel : obtenue grâce à un compteur interne ne répondant pas aux exigences d'une métrologie légale → source de données 4.4.c) → demande de dérogation

Méthode 1 : coût compteur gaz naturel VS allocation gratuite de l'ensemble de la s-i

- bénéfice = $1\% \times \text{nb quotas gratuits de la sous-installation}_{(N-1)} \times 20\text{€}/\text{quota}$
- coût : coût relatif au compteur gaz uniquement puisque pas de dérogation sur le charbon

Méthode 2 : coût compteur gaz naturel VS tonnes de CO₂ liées au gaz naturel entrant dans la sous-installation

- bénéfice = $1\% \times (\text{émissions de CO}_2 \text{ (t CO}_2\text{), gaz naturel, (moyenne 3 années)}) \times 20\text{€}/\text{quota}$
- coût : coût relatif au compteur gaz uniquement puisque pas de dérogation sur le charbon

Ici, la comparaison des bénéfices et des coûts est établie sur le même périmètre.

Si coûts > bénéfices → dérogation pour coût excessif acceptable.

Dérogation pour coûts excessifs : Eléments attendus de la part des exploitants

Des justifications sont attendues de la part de l'exploitant. Si la description fait référence à des documents, ils doivent être fournis pour l'examen de la dérogation. Par exemple :

- Schéma des sous-installations détaillant la localisation des instruments.
- Justification de l'origine de la demande : suivi métrologique des instruments de mesure (compteurs gaz, compteurs thermiques, balances, etc.) et certificats d'étalonnage et de vérification.
- Fichier de calcul détaillant le calcul des coûts et des bénéfices.
Attention en cas d'utilisation du template dédié à la détermination des coûts excessifs au titre de la surveillance (PdS) et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre pour les exploitants couverts par le SEQE : « Unreasonable costs determination tool » de la Commission Européenne. Ce fichier est dédié aux émissions et non aux allocations à titre gratuit, il ne peut donc justifier de coûts excessifs dans le PMS. Seul le tableau des coûts peut être repris pour faciliter l'estimation des coûts, mais pas la formule définissant si le coût est excessif ou non, puisque les modes de calcul sont différents dans le FAR et dans le règlement (UE) n° 601/2012.
- Devis.
Tout document permettant de justifier la demande.

Une attention toute particulière sera portée à la présentation des coûts. Lorsque l'exploitant a fait établir des devis, ou un dimensionnement et un chiffrage détaillé par ses services internes, pour une solution techniquement applicable, ceux-ci doivent être joints au dossier.

Références réglementaires



Règlement FAR, annexe VII, section 4.
Guide d'orientation n° 5 de la Commission Européenne, section 6.6.2.

2.3.2. Infaisabilité technique

Démarches Simplifiées

b) Dérogation(s) pour infaisabilité technique :	 Justification infaisabilité technique.xlsx
Nombre de dérogations pour infaisabilité technique demandées :	1
Indiquer ici, par sous-installation, les paramètres concernés par la(es) dérogation(s) pour infaisabilité technique :	Description de l'exploitant Dérogation(s) pour infaisabilité technique

En bref...

Lorsqu'un exploitant déclare que l'application d'une méthode de surveillance donnée est *techniquement* irréalisable, l'autorité compétente évalue les justifications apportées par l'exploitant.

Dans le cas d'une infaisabilité technique liée au délai de mise en œuvre, l'exploitant doit compléter une demande de dérogation afin de demander un délai de mise en œuvre et l'accompagner d'un échéancier (Cf. 2.3.4).

Exemples 7, 8 et 9 : infaisabilité technique



EXEMPLES

Exemple 7 :

Il n'y a pas suffisamment d'espace disponible pour l'installation d'un équipement de mesure spécifique.

Exemple 8 :

Un instrument de moindre incertitude (ou relevant d'un contrôle métrologique légal) n'est actuellement pas disponible sur le marché.

Exemple 9 :

L'installation d'un instrument requis nécessiterait un arrêt prolongé de l'installation. Ce point peut également être exposé à des coûts excessifs.

Dérogation pour infaisabilité technique : Cas particuliers

Compteur de vapeur - Absence de contrôle métrologique légal en France

En France, il n'existe aucun contrôle métrologique légal national pour le comptage de la vapeur à ce jour (au moment de la publication de la présente note). Les Directives européennes n°2014/31/UE et n°2014/32/UE ne couvrent pas la quantification de la chaleur dans les réseaux de vapeur.

D'après le point 2 (Quantification of energy flows) du point 6.6.1 de la guidance n° 5 de la Commission européenne - Guidance on Monitoring and Reporting in Relation to the Free Allocation Rules (p.62/104) : *"In order to pragmatically avoid undue necessary burden (demonstrating unreasonable cost etc.) in case of steam networks, CAs are advised to consider the achievement of this highest level generally as "technically not feasible" without requesting further evidence from operators. It is to be acknowledged that at this time the MID does not cover heat meters for steam. Therefore - unless there are NLMC*

provisions available at MS level - this highest level cannot be reached in steam networks in practice.”, la source de données 4.5.a) ne peut pas être atteinte pour cause d’infaisabilité technique (l’instrument à métrologie légale n’existe pas).

Cependant, même s’il s’agit d’une dérogation d’infaisabilité technique avérée, une demande de dérogation est attendue. L’exploitant doit cocher la case dérogation dans Démarches Simplifiées et dans le PMS et expliquer (brièvement) les raisons d’une telle dérogation.

Comme les sources de données sont classées par ordre hiérarchique décroissant, chaque source non atteinte doit faire l’objet d’une demande de dérogation. Pour les flux de chaleur, l’exploitant déclare une dérogation pour la source de données réputée plus exacte non atteinte, mais doit ensuite démontrer les critères pour chaque source de données non atteinte.

Exemple 10 : dérogation sur la quantité de chaleur mesurable



EXEMPLE



Un exploitant ne possède pas de compteur de chaleur à la sortie d’une chaudière. Il détermine les quantités nettes de chaleur mesurable produite au sein de sa sous-installation à partir de l’apport de combustible et du rendement thermique de son équipement, tiré du document fourni par le fabricant, conformément à la méthode 3 de la section 7.2 de l’annexe VII :

« Méthode 3 : Calcul d’une valeur représentative sur la base du rendement mesuré L’exploitant détermine les quantités nettes de chaleur mesurable à partir de l’apport de combustible et du rendement mesuré se rapportant à la production de chaleur. »

La source de donnée utilisée est donc la **4.5.e) - Calcul d’une variable représentative aux fins de la détermination des quantités nettes de chaleur mesurable conformément à la méthode 3 de la section 7.2 de l’annexe VII.**

→ L’exploitant doit formuler des demandes de dérogation vis-à-vis des sources de données 4.5.a), 4.5.b), 4.5.c) et 4.5.d).

Exemples 11, 12, 13 et 14 : mesures permettant la quantification de la chaleur mesurable (Méthode 3 de l’annexe VII du FAR)



EXEMPLES

D’après la section 6.4 de la guidance n°5, dans certains cas, la source de données 4.5.d) « détermination indirecte d’un ensemble de données par des instruments de mesure, à condition qu’une corrélation appropriée entre la mesure effectuée et l’ensemble de données en question soit établie conformément à la section 3.4 de l’annexe VII », relative à la quantification des flux de chaleur mesurable, pourrait être considérée comme une source de détermination directe et correspondre à une source de données 4.5.b).

→ **Eléments attendus** : description claire dans le PMS, schéma avec les différents instruments et leur localisation, et les formules de calcul de la chaleur nette.

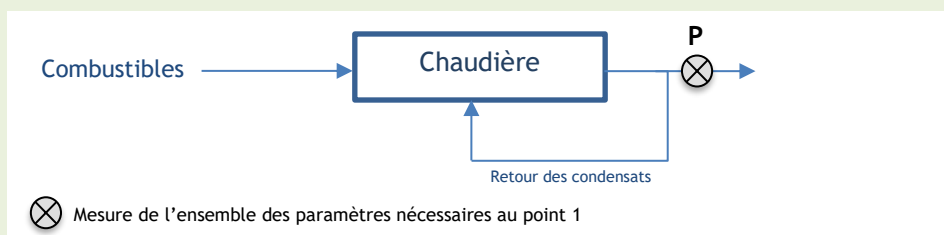
Détermination directe de la quantité de chaleur mesurable 4.5.b)

L'utilisation d'un seul compteur de chaleur intégrant toutes les mesures de paramètres nécessaires³ est considérée comme une détermination directe.

De même, la mesure du débit, de la température et de l'état du fluide caloporteur dans un seul tuyau à la sortie de la chaudière, en combinaison avec un emplacement unique pour la mesure du débit / de la température au point de retour vers la chaudière, est considérée comme détermination directe.

Exemple 11 : Détermination directe de la quantité de chaleur mesurable 4.5.b)

Les mesures des paramètres se font au même endroit en sortie de l'équipement. Sur la base des valeurs mesurées, l'opérateur détermine l'enthalpie et le volume spécifique du fluide caloporteur à l'aide de tables d'enthalpie ou d'un logiciel d'ingénierie approprié. La quantité de chaleur nette produite, étant la différence entre la chaleur du flux sortant et du flux de retour, pourra ainsi être déterminée.

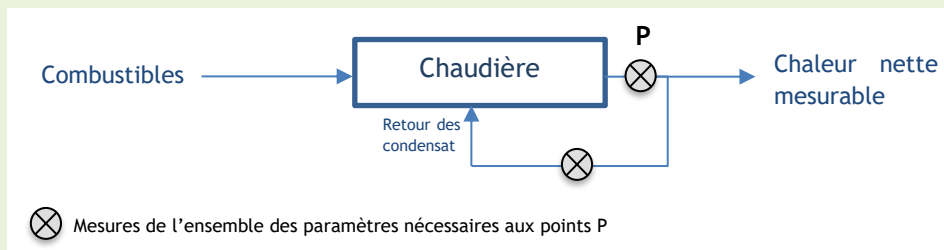


Détermination indirecte de la quantité de chaleur mesurable 4.5.d)

La mesure séparée des températures et du débit (et de l'état de saturation) à différents endroits est généralement considérée comme une mesure indirecte (exception exemple 12), en particulier si toutes les quantités nécessaires ne sont pas mesurées dans des conditions identiques.

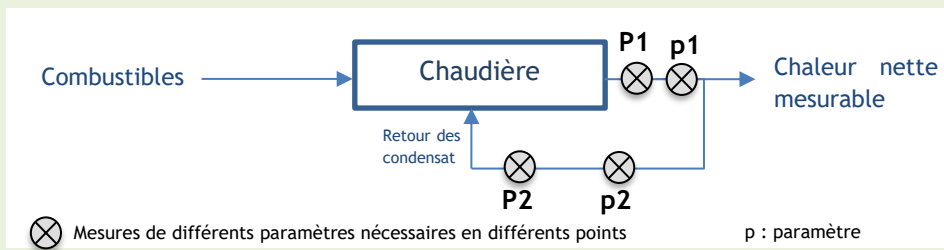
**Exemple 12 : Détermination indirecte de la quantité de chaleur mesurable 4.5.d).
pouvant être considérée comme une détermination directe 4.5.b)**

Les paramètres des flux de sortie et des condensats sont mesurés aux mêmes points P et permettent ainsi la détermination des enthalpies. La chaleur nette mesurable pourra alors être calculée avec le débit du flux et des valeurs issues de la littérature (ex : tables d'enthalpie).



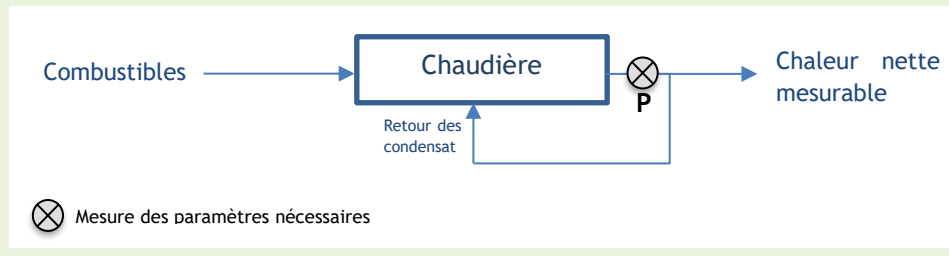
Exemple 13 : Détermination indirecte de la quantité de chaleur mesurable 4.5.d).

Les mesures des paramètres sont effectuées en différents points aux conditions variées. Ainsi, l'exploitant doit passer par des estimations ou des calculs pour estimer la chaleur mesurable produite (4.5.d)).



³ Les paramètres pertinents sont notamment la température, la pression, l'état de saturation du fluide caloporteur transmis ainsi que du fluide caloporteur renvoyé (condensats), et le débit (volumétrique) du fluide caloporteur.

Exemple 14 : Détermination indirecte de la quantité de chaleur mesurable 4.5.d).
 Les paramètres de la chaleur en sortie de chaudière nécessaires sont connus, toutefois le débit du condensat de retour est inconnu. La température de référence de 90 °C doit être utilisée pour estimer le flux de retour et en déduire la chaleur nette produite.



Cogénération : Apport de combustible

- Sources de données pour l’apport de combustible dans l’installation

Dans l’onglet E du fichier PMS, il est attendu à la section I « Apport de combustible » toutes les données fournies dans la section E.I du NIM, c’est-à-dire les sources de données relatives à la ventilation énergétique liées aux combustibles sur les sous-installations et pour la production d’électricité. Ainsi, dès lors d’une installation possède une cogénération, la source de données de plus haute exactitude ne pourra être atteinte, une demande de dérogation pour infaisabilité technique sera donc systématiquement attendue.

	Source de données	Autre source de données (le cas échéant)	Autre source de données (le cas échéant)
1. Apport de combustible			
2. Contenu énergétique			
3. Description de la méthode appliquée			
La liste des éléments qui doivent figurer dans la présente description se trouve au début de la présente fiche!			

- Répartition des combustibles pour la production de chaleur et d’électricité

Dans le cas d’une cogénération où un unique apport de combustible permet de produire simultanément de la chaleur (potentiellement éligible à une allocation à titre gratuit) et de l’électricité (non éligible aux quotas gratuits), la répartition de l’intrant énergétique ne peut pas être réalisée grâce à des compteurs de combustibles séparés en entrée puisqu’il n’y a qu’un seul conduit. Cette répartition est alors réalisée par le calcul.

Dans l’onglet D du fichier NIM pour la demande d’allocation de quotas à titre gratuit, le module cogénération permet de réaliser la répartition de l’intrant entre différents les usages :

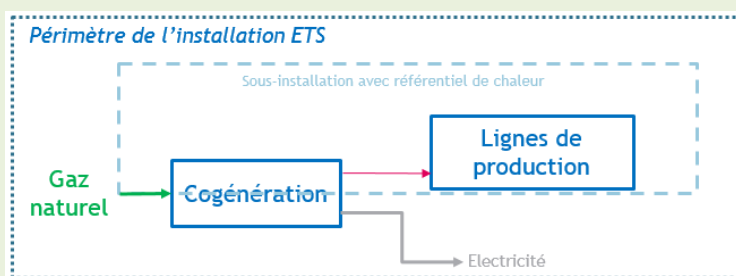
(i) **Consommation de combustible imputable à la production de chaleur et d’électricité**
 Il s’agit du résultat final de ce module. Les valeurs affichées ici doivent être saisies dans les rubriques pertinentes des feuilles E, F et G.

Unité	2014	2015	2016	2017	2018
Consommation de combustible pour la chaleur TJ / année					
Consommation de combustible pour l’électricité TJ / année					

Exemple 15 : cogénération et infaisabilité technique



EXEMPLE



Quelle source de données est utilisée par l'exploitant pour la détermination des quantités de combustibles entrant dans la sous-installation avec référentiel de chaleur ?

L'exploitant utilisera donc les quantités calculées à l'onglet D (outil cogénération) pour déclarer les consommations de combustibles utilisés dans sa sous-installation avec référentiel de chaleur.

L'exploitant utilise donc la source de donnée :

4.4.f) « d'autres méthodes, en particulier pour les données historiques ou lorsqu'aucune autre source de données disponible ne peut être recensée par l'exploitant. »

→ **Dans le cas particulier de la cogénération**, l'exploitant devra donc formuler *une seule* dérogation pour infaisabilité technique vis-à-vis du 4.4.a), et celle-ci vaut pour les 5 sources de données non atteintes (4.4.a), 4.4.b), 4.4.c), 4.4.d) et 4.4.e)) car le *même motif d'infaisabilité technique* est applicable.

Dérogation pour infaisabilité technique : Éléments attendus de la part des exploitants

Des justifications sont attendues de la part de l'exploitant. Si la description fait référence à des documents, ils doivent être fournis pour l'examen de la dérogation :

- Schéma de l'installation, des sous-installations concernées et localisation des instruments de mesure.
- Origine de la demande : par exemple, justification de la non-disponibilité d'une métrologie légale vis-à-vis du suivi des instruments de mesure.
- Tout document permettant de justifier la demande.


Références réglementaires



Règlement FAR, annexe VII, section 4.
Guide d'orientation n°5 de la Commission Européenne, section 6.6.2.

2.3.3. Utilisation d'une autre méthode avec un degré d'exactitude supérieur ou équivalent (« évaluation simplifiée de l'incertitude »)

Démarches
Simplifiées

c) Dérogation(s) car le degré d'exactitude de la source de données proposée est équivalent ou supérieur :	 Justification Degré d'exactitude supérieur.xlsx
Nombre de dérogations pour une source de données avec un degré d'exactitude équivalent ou supérieur :	1
Indiquer ici, par sous-installation, les paramètres concernés par la(es) dérogation(s) pour une source de données avec un degré d'exactitude équivalent ou supérieur :	Description de l'exploitant Dérogation(s) car le degré d'exactitude de la source de données proposée est équivalent ou supérieur

En bref...

Le degré d'exactitude de la source de données proposée par l'exploitant est **équivalent ou supérieur à celui des sources de données les plus exactes** en vertu de la section 4 de l'annexe VII du FAR.

Alors même qu'une approche supérieure dans la hiérarchie serait techniquement réalisable sans engendrer des coûts excessifs, si l'incertitude de l'approche proposée par l'exploitant est moindre, une demande de dérogation peut être formulée.

L'exploitant devra alors réaliser une **évaluation simplifiée de l'incertitude** pour convaincre l'autorité compétente. Cette évaluation doit mettre en évidence les principales sources d'incertitude et doit donner une estimation du degré d'incertitude associé.

La Commission européenne a publié plusieurs documents⁴ concernant l'évaluation de l'incertitude au titre de la surveillance et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre pour les exploitants couverts par le SEQE (« Monitoring and Reporting Regulation (MRR) »), dont notamment la guidance « [Guidance document No. 4 - Uncertainty Assessment](#) » qui propose une introduction au sujet.

D'après la guidance 5 de la commission européenne, une évaluation « complète » de l'incertitude doit prendre en compte :

Contenu minimum
de l'évaluation
simplifiée de
l'incertitude

- Comment les lectures de l'instrument sont utilisées pour calculer le paramètre considéré (par exemple, comment les mesures individuelles contribuent à l'incertitude sur toute l'année de déclaration). En cas de déterminations indirectes, la loi de propagation des erreurs doit être appliquée en conséquence pour les mesures individuelles.
- L'incertitude spécifiée de l'instrument (basée sur l'erreur maximale tolérée (MPE) donnée dans la législation, ou les spécifications du fabricant, ou extraite d'un certificat d'étalonnage, etc.)
- Facteurs qui influencent l'incertitude d'utilisation (par exemple, si l'environnement d'utilisation est conforme aux spécifications, si le vieillissement, la corrosion ou d'autres sources d'erreur systématiques jouent un rôle, etc.)
- D'autres facteurs, tels que les « marges de sécurité » pour les sources d'erreur inconnues.

⁴ Les documents et outils suivants sont également disponibles sur l'évaluation des incertitudes : [GD 4a "MRR Guidance on Uncertainty Assessment - Example"](#), « [Tool for the assessment of uncertainties](#) » et « [Training on Uncertainty Assessment - M&R Training Event of 31 May 2016](#) ».

Lors de la réalisation d'une évaluation simplifiée de l'incertitude, l'exploitant doit utiliser un jugement d'expert (par exemple, sur la base de l'expérience acquise à partir des évaluations de l'incertitude que l'exploitant a déjà effectuée) pour décider lequel des facteurs ci-dessus mentionnés dans les deux derniers points peut être ignoré, s'il n'est pas facilement accessible. Par exemple, lorsqu'il existe des informations sur « l'erreur maximale tolérée en service » (E.M.T.S.), celle-ci peut être utile comme incertitude de la mesure unique, car elle contient déjà une marge de sécurité par rapport à l'erreur maximale tolérée. En cas de doute (par exemple, l'environnement de l'instrument est beaucoup plus perturbé que ne le permettent les spécifications de l'instrument), **l'exploitant doit déployer des efforts raisonnables pour évaluer au moins certains facteurs d'influence plus importants**. Les informations supplémentaires pourront être demandées à l'exploitant pour appréhender les sources d'incertitudes des instruments de mesures et leurs pertinences.

Exemples 16, 17, 18 : évaluation simplifiée de l'incertitude



EXEMPLE

Exemple 16 :

L'exploitant dispose de ses propres instruments de mesure (source 4.4.c)) et peut démontrer que celui appartenant à un partenaire commercial (source 4.4.d)) présente une incertitude moindre.

Exemple 17 :

L'exploitant souhaite utiliser une approche de mesure indirecte, car les instruments de mesure existants pour la détermination directe de l'ensemble de données ne sont pas fiables (par exemple, nécessitant un ajustement inhabituellement fréquent).

Exemple 18 :

L'exploitant souhaite utiliser un instrument ou un logiciel qui permet la collecte automatique de données, tandis qu'un autre instrument est disponible et soumis au contrôle métrologique légal national.

Dans de telles situations, l'exploitant doit effectuer une évaluation simplifiée de l'incertitude.

Dérogation avec évaluation simplifiée de l'incertitude : Eléments attendus de la part des exploitants

Des justifications sont attendues de la part de l'exploitant. Si la description fait référence à des documents, ils doivent être fournis pour l'examen de la dérogation :

- Justification de l'origine de la demande : suivi métrologique des instruments de mesure (compteurs gaz, compteurs thermiques, balances, etc.) et certificats d'étalonnage et de vérification à pouvoir montrer.
- Justification des prescriptions imposées à l'exploitant.
- Evaluation de l'incertitude de la méthode proposée par l'exploitant en comparaison aux méthodes les plus exactes en vertu de la section 4 de l'annexe VII → fichier de calcul. Le template «[Tool for the assessment of uncertainties](#)» de la Commission Européenne dédié à la détermination des incertitudes au titre de la surveillance (PdS) et la déclaration des émissions de gaz à effet de serre pour les exploitants couverts par le SEQE peut en partie être utilisé par les exploitants.
- Tout document permettant de justifier la demande.

Références réglementaires



Règlement FAR, annexe VII, section 7.2.

Règlement (UE) n° 601/2012.

Règlement FAR, annexe VII, section 4

Guide d'orientation n° 5 de la Commission Européenne, section 6.6.3.

2.3.4. Délai accordé pour mise en œuvre

Démarches
Simplifiées

d) Dérogation(s) temporaire(s) afin d'obtenir un délai de mise en œuvre des méthodes de surveillance adaptées :	 Justification délai accordé pour mise en oeuvre.xlsx
Nombre de dérogations temporaires demandées :	1
Indiquer ici, par sous-installation, les paramètres concernés par la(es) dérogation(s) temporaire(s) et les délais demandés :	Description de l'exploitant Dérogation(s) temporaire(s)

En bref...



L'objectif est de permettre à l'exploitant de mettre en place la méthode de surveillance demandée. L'exploitant s'engage à mettre en place cette méthode, **dans un délai de temps raisonnable**. Le "délai accordé pour mise en œuvre" doit être accompagné d'une justification et sera accordé à l'appréciation de l'autorité compétente.

Ce motif de dérogation n'est pas indiqué dans les textes réglementaires de la Commission Européenne. Toutefois, en raison de la spécificité et de la configuration de certains sites, lorsque la situation du site le justifie (par exemple : impacts techniques et/ou économiques trop forts, viabilité de l'outil industriel mise en jeu si arrêt en dehors des arrêts prévus, nombre important d'appareils à installer...), des délais pour mise en œuvre d'une source de données réputée plus exacte pourront être acceptés. Ces demandes de délai sont qualifiées de « dérogation temporaire » dans Démarches Simplifiées et viennent en substitution aux autres types de dérogations.

Dans le PMS EXCEL, l'exploitant ne doit pas compléter la cellule correspondant aux motifs de la dérogation (champ à laisser vide) et indiquer dans le champ « Remarques » que c'est une demande de dérogation pour délai de mise en œuvre.

Les motifs de l'impossibilité de la mise en place immédiate de méthodes permettant une meilleure précision des sources de données due à la situation d'un site seront à justifier lors de la demande.

Un nouveau PMS devra être remis à l'inspection à la fin du délai accordé pour la mise en œuvre de la méthode faisant l'objet de la dérogation temporaire.

Exemples 19 et 20 : délai accordé pour mise en œuvre



EXEMPLE

Exemple 19 :

L'installation d'un instrument requis nécessiterait un arrêt prolongé de l'installation. Cet arrêt ne pouvant être réalisé rapidement, il peut alors être décidé de réaliser la mise en place des instruments lors du prochain arrêt prévu de l'installation. L'autorité compétente pourra alors accepter d'attendre l'arrêt prolongé pour que les changements soient appliqués.

Exemple 20 :

Si l'exploitant a 30 capteurs à installer, il ne peut pas les installer du jour au lendemain. Le planning de l'installation des 30 capteurs pourra accompagner cette demande de dérogation.

Dérogation pour délai de mise en œuvre : Durée de cette dérogation

Le délai accordé sera défini selon l'échéancier proposé par l'exploitant. Certaines dérogations pourront durer jusqu'à deux ans. Toutefois, la durée de dérogation est à approuver au cas par cas et reste à l'appréciation de l'autorité compétente.

Dérogation pour délai de mise en œuvre : Eléments attendus de la part des exploitants

Des justifications sont attendues de la part de l'exploitant. Si la description fait référence à des documents, ils doivent être fournis pour l'examen de la dérogation :

- Motifs de l'impossibilité de mise en œuvre immédiate de la source
- Echéancier de mise en œuvre
- Tout document permettant d'appuyer la demande

2.4. Durée de vie des dérogations



L'exploitant doit vérifier au moins une fois par an si une source de données plus exacte est disponible. A cet effet, un état des lieux des sources de données utilisées sera à réexaminer annuellement. Si une nouvelle source remet en cause les justifications de la dérogation, cette source devra être mise en œuvre.

En parallèle, les vérificateurs pourront émettre des recommandations d'amélioration vis-à-vis de ces dérogations qui devront être prises en compte par l'exploitant.

Référence réglementaire



Règlement FAR, annexe VII, section 4.3

Exemple 21 : durée de vie des dérogations



EXEMPLE

Il n'existe aucun contrôle métrologique légal national pour le comptage de la vapeur à ce jour, ce qui justifie une dérogation pour infaisabilité technique. En cas de modification des Directives européennes n°2014/31/UE et n°2014/32/UE sur cette mesure, la dérogation tombera et un système comptage de la vapeur sous métrologie légale devra être installé.

3. Modifications du PMS

3.1. Réglementation (UE) 2019/331 (dit FAR)

L'article 9 du règlement (UE) 2019/331 de la CE du 19 décembre 2018 définit les différents cas de modifications du PMS.

3.1.1. Critères de modifications

L'exploitant doit modifier le plan méthodologique de surveillance dans les cas suivants :

- a) En cas de nouvelles émissions ou de nouveaux niveaux d'activité dus à la réalisation de nouvelles activités ou à l'utilisation de nouveaux combustibles ou de nouvelles matières qui ne figurent pas encore dans le plan méthodologique de surveillance.
- b) Lorsque l'utilisation de nouveaux types d'instruments de mesure, de nouvelles méthodes d'échantillonnage ou d'analyse ou de nouvelles sources de données, ou d'autres facteurs, se traduisent par un plus grand degré d'exactitude dans la détermination des données déclarées.

A noter : le FAR indique à l'annexe VII qu'aux fins d'améliorer le plan méthodologique de surveillance, l'exploitant vérifie régulièrement, et au moins une fois par an, si de nouvelles sources de données sont devenues disponibles.

- c) Lorsque les données obtenues par la méthode de surveillance précédemment appliquée se sont révélées incorrectes.
- d) Lorsque le plan méthodologique de surveillance n'est pas, ou n'est plus, conforme aux exigences du règlement 2019/331.
- e) Lorsqu'il est nécessaire de mettre en œuvre des recommandations d'amélioration du plan méthodologique de surveillance contenues dans un rapport de vérification.

L'exploitant notifie toute modification prévue du plan méthodologique de surveillance à l'autorité compétente dans les meilleurs délais.

Cependant, les modifications du plan méthodologique de surveillance qui ne sont pas jugées importantes peuvent être notifiées au plus tard le 31 décembre de la même année.

3.1.2. Modifications considérées importantes

Les modifications suivantes du plan méthodologique de surveillance d'une installation sont considérées comme importantes :

- a) Les modifications résultant de changements dans l'installation, en particulier de nouvelles sous-installations, les modifications des limites de sous-installations existantes ou les fermetures de sous-installations.
- b) Le passage d'une méthode de surveillance mentionnée aux sections 4.4 à 4.6 de l'annexe VII à une autre méthode énumérée dans ces sections.

- c) Le changement d'une valeur par défaut ou d'une méthode d'estimation indiquée dans le plan méthodologique de surveillance.
- d) Les changements exigés par l'autorité compétente pour garantir la conformité du plan méthodologique de surveillance aux exigences du présent règlement.

Toute modification importante du plan méthodologique de surveillance est soumise à l'approbation de l'autorité compétente. Si l'autorité compétente estime qu'une modification que l'exploitant lui a notifiée comme étant importante ne l'est pas, il en informe l'exploitant.

L'exploitant se doit de garder trace de toutes les modifications du plan méthodologique de surveillance. Chaque enregistrement contient :

- a) une description transparente de la modification ;
- b) la justification de la modification ;
- c) la date de notification de la modification prévue à l'autorité compétente ;
- d) la date d'accusé de réception, par l'autorité compétente, de la notification de la modification à l'autorité compétente, le cas échéant, et la date de l'approbation ou de la transmission de l'information;
- e) la date du début de mise en œuvre du plan méthodologique de surveillance modifié.

Pour plus d'informations sur la modification du Plan Méthodologique de Surveillance, se référer à l'article 9 du règlement du 19 décembre 2018 (dit « FAR »).

3.2. Amélioration continue du PMS

L'exploitant doit régulièrement vérifier que son plan méthodologique de surveillance est adapté à la nature et au fonctionnement de l'installation et qu'il ne nécessite pas d'améliorations.

À cet effet, l'exploitant doit surveiller l'efficacité du système de contrôle, notamment en procédant à des analyses internes et en tenant compte des constatations et recommandations d'améliorations du vérificateur.

Si l'exploitant constate que le système de contrôle est inefficace ou inadapté aux risques mis en évidence, il doit alors s'efforcer d'améliorer ce système et de mettre à jour le plan méthodologique de surveillance ou les procédures écrites sur lesquelles celui-ci repose pour ce qui concerne les activités de gestion du flux de données, les évaluations des risques et les activités de contrôle.

Chaque année, l'exploitant devra signaler à son autorité compétente les modifications apportées.

Liste des acronymes

Sigle	Signification
AL	<i>Activity level</i> , ou niveau d'activité
ASN	Autorité de sûreté nucléaire
AVR	<i>Accreditation and Verification Regulation</i> , Règlement (UE) n° 600/2012
BM	<i>Benchmark</i> , ou référentiel
CE	Commission européenne
CL	<i>Carbon Leakage</i> , ou exposition au risque de fuite de carbone
CSCF	<i>Cross Sectoral Correction Factor</i> , ou facteur de correction transsectoriel
DREAL	Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement
FAR	<i>Free Allocation Rules</i> , ou Règles d'allocation à titre gratuit (RATG)
GES	Gaz à Effet de Serre
LRF	Linear Reduction Factor, ou facteur de réduction linéaire
MMP	<i>Monitoring Methodology Plan</i> , ou Plan Méthodologique de Surveillance (PMS)
MRR	<i>Monitoring and Reporting Regulation</i> , Règlement (UE) n° 601/2012
MTES	Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire
NIMs	<i>National Implementation Measures</i> , ou mesures d'exécution nationales (Données de Base)
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PMS	Plan Méthodologique de Surveillance
SEQE	Système d'Echange de Quotas d'Emission de gaz à effet de serre
SMCE	Système de mesure continue des émissions
TJ	Téra Joule
tCO ₂ e	Tonne de CO ₂ équivalent
UE	Union Européenne

Glossaire

Sources de données corroborantes Une autre source que celles réputées les plus exactes □ Description à consigner dans le PMS et au sein d'une procédure écrite (cf. annexe VII, section 4.3 du FAR)

Table des exemples

<i>Exemple 1 : méthodes prévues dans le plan de surveillance des émissions</i>	<i>18</i>
<i>Exemple 2 : utilisation de sources de données non réputées les plus exactes.....</i>	<i>21</i>
<i>Exemple 3 : où prévoir des demandes de dérogation ?.....</i>	<i>23</i>
<i>Exemple 4 : dérogation itérative - remplissage du PMS</i>	<i>34</i>
<i>Exemple 5 : principe des coûts excessifs - méthode 1 VS méthode 2 (1/2)</i>	<i>39</i>
<i>Exemple 6 : principe des coûts excessifs - méthode 1 VS méthode 2 (2/2)</i>	<i>41</i>
<i>Exemples 7, 8 et 9 : infaisabilité technique</i>	<i>43</i>
<i>Exemple 10 : dérogation sur la quantité de chaleur mesurable</i>	<i>44</i>
<i>Exemples 11, 12, 13 et 14 : mesures permettant la quantification de la chaleur mesurable ...</i>	<i>44</i>
<i>Exemple 15 : cogénération et infaisabilité technique.....</i>	<i>47</i>
<i>Exemples 16, 17, 18 : évaluation simplifiée de l'incertitude</i>	<i>49</i>
<i>Exemples 19 et 20 : délai accordé pour mise en œuvre</i>	<i>51</i>
<i>Exemple 21 : durée de vie des dérogations</i>	<i>53</i>

Références réglementaires

La demande d'allocation de quotas à titre gratuit est encadrée par les textes suivants :

- [La Directive ETS 2003/87/CE](#) relative à un système d'échange de quotas d'émission de GES dans la Communauté modifiée par la [Directive \(EU\) 2018/410](#).
- Le [Règlement délégué \(UE\) 2019/331](#), **Free Allocation Rules (FAR)** du 19 décembre 2018 et ses annexes, définissant des règles transitoires concernant l'allocation harmonisée de quotas d'émission à titre gratuit.
- La [Décision du 15 février 2019](#) établissant la liste des secteurs et sous-secteurs considérés comme exposés à un risque important de fuite de carbone.
- Le [Guide de la Commission Européenne](#) n°5 sur l'allocation de quotas à titre gratuit traitant des sujets suivants (non traduits) : [Guidance on Monitoring & Reporting \(M&R\) for the FAR](#)
Surveillance et déclaration des données pour l'allocation.

La surveillance, la déclaration et la vérification des émissions de gaz à effet de serre au titre du SEQE est régie par les textes européens suivants :

- [Règlement \(UE\) n° 601/2012 de la Commission du 21 juin 2012 relatif à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil](#), dit Règlement MRR (Monitoring and Reporting Regulation)
Ce règlement décrit les règles de surveillance et de déclaration des émissions de gaz à effet de serre pour les exploitants couverts par le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (SEQE, ou ETS : *Emissions trading system*).
Ce règlement a été modifié par le [règlement d'exécution \(UE\) 2018/2066](#) du 19 décembre 2018.
- [Règlement \(UE\) n° 600/2012 concernant la vérification des déclarations d'émissions de gaz à effet de serre et des déclarations relatives aux tonnes-kilomètres et l'accréditation des vérificateurs conformément à la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil](#), dit règlement AVR (Accreditation and Verification Regulation)
Ce règlement décrit les règles de vérification des émissions déclarées au titre du SEQE.
Ce règlement a été modifié par le [règlement d'exécution \(UE\) 2018/2067](#) du 19 décembre 2018.



<https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/>
Grande Arche de La Défense - paroi sud / Tour Sequoia
92055 La Défense



© Citepa 2020
www.citepa.org
infos@citepa.org
42, rue de Paradis
75010 PARIS