Journal officiel
de l'Union européenne

FR
Série L

2025/2359

21.11.2025

RÈGLEMENT DÉLÉGUÉ (UE) 2025/2359 DE LA COMMISSION

du 8 juillet 2025

complétant la directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil en précisant une méthode d'évaluation des réductions des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants bas carbone

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,

vu la directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE ([1]), et notamment son article 9, paragraphe 5,

considérant ce qui suit:

(1) La méthode de comptabilisation des émissions de gaz à effet de serre pour les carburants bas carbone devrait tenir compte des émissions tout au long du cycle de vie et des émissions indirectes résultant du détournement d'intrants fixes issues de la production de carburants bas carbone, ainsi que des émissions de méthane en amont et des taux réels de captage de carbone. Afin de garantir la cohérence de la méthode exposée dans le présent règlement avec la méthode d'évaluation des réductions des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants renouvelables d'origine non biologique et aux carburants à base de carbone recyclé, il convient d'appliquer des approches semblables à celles appliquées dans le règlement délégué (UE) 2023/1185 de la Commission ([2]) pour évaluer les réductions des émissions de gaz à effet de serre.

(2) La méthode définie dans le règlement délégué (UE) 2023/1185 s'applique pour déterminer les réductions des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants renouvelables d'origine non biologique ainsi qu'aux carburants à base de carbone recyclé, qui constituent une sous-catégorie des carburants bas carbone. Il convient donc d'exclure les carburants à base de carbone recyclé du champ d'application de la méthode définie dans le présent règlement.

(3) Le cadre de certification pour les carburants bas carbone établi par la directive (UE) 2024/1788 est pleinement aligné sur le cadre de certification défini dans la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil ([3]) pour les carburants renouvelables. Les matières premières utilisées pour la production de carburants bas carbone et les carburants bas carbone eux-mêmes devraient donc être tracés par l'intermédiaire de la base de données de l'Union, de la même manière que les matières premières utilisées pour la production de carburants renouvelables et les carburants renouvelables eux-mêmes. Par conséquent, en ce qui concerne la valeur des émissions de méthane en amont, il convient d'établir une distinction entre les différents lots de carburants et de matières premières sur la base du profil de performance du méthane du fournisseur qui fournit le combustible utilisé pour produire le carburant bas carbone.

(4) Le potentiel de réchauffement planétaire de l'hydrogène n'a pas encore été déterminé avec le niveau de précision requis pour être inclus dans la méthode de calcul des émissions de gaz à effet de serre. Par conséquent, des valeurs pertinentes pour le potentiel de réchauffement planétaire de l'hydrogène devraient être ajoutées dès que les données scientifiques auront atteint une maturité suffisante et seront appliquées pour mesurer l'incidence des fuites d'hydrogène sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement dans les méthodes de comptabilisation des émissions de gaz à effet de serre tant pour les carburants bas carbone que pour les carburants renouvelables d'origine non biologique.

([1]) JO L, 2024/1788, 15.7.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj.

([2]) Règlement délégué (UE) 2023/1185 de la Commission du 10 février 2023 complétant la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil en établissant un seuil minimal de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les carburants à base de carbone recyclé et en précisant la méthode d'évaluation des réductions des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants liquides et gazeux renouvelables destinés aux transports, d'origine non biologique, et aux carburants à base de carbone recyclé (JO L 157 du 20.6.2023, p. 20, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj).

([3]) Directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (JO L 328 du 21.12.2018, p. 82, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj).

(5) La méthode devrait considérer le captage et le stockage des émissions comme une réduction des émissions lorsque celles-ci sont stockées de manière permanente dans un site de stockage géologique, y compris lorsque les émissions se produisant dans des pays tiers sont stockées en dehors de l'Union, pour autant que le droit national applicable garantisse la détection et la réparation des fuites conformément aux dispositions légales applicables dans l'Union et que les fuites soient prises en compte pour ne pas être créditées comme des réductions. Les sites de stockage géologique qui présentent des fuites répétées ne devraient pas être acceptés pour l'injection. À l'heure actuelle, la restitution de quotas n'est évitée que pour les émissions relevant du SEQE de l'UE qui sont stockées dans un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE. Il est possible de coopérer par-delà les frontières en matière de captage et de stockage du carbone. Pour que le stockage des émissions relevant du SEQE de l'UE dans des sites de stockage situés dans des pays tiers ne disposant pas d'un SEQE lié puisse dans le futur être reconnu, il faudrait impérativement que des conditions équivalentes existent pour garantir de façon permanente un stockage géologique du CO_2 capté sûr et respectueux de l'environnement, que le stockage ne soit pas utilisé pour accroître la récupération des hydrocarbures, et que la démarche entraîne une réduction globale des émissions.

(6) Afin de garantir la cohérence de cette méthode avec la méthode définie dans le règlement délégué (UE) 2023/1185 pour les carburants renouvelables d'origine non biologique et les carburants à base de carbone recyclé, il convient d'établir des règles garantissant que l'intensité des émissions d'hydrogène bas carbone et l'intensité des émissions d'hydrogène renouvelable produit dans un électrolyseur au cours de la même période sont toujours les mêmes, et que les parts d'énergie déclarées sont cohérentes.

(7) La mise en œuvre du pacte vert pour l'Europe nécessite une réorientation rapide de l'utilisation des combustibles fossiles pour la production d'électricité L'hydrogène renouvelable et l'hydrogène bas carbone contribueront à la transition vers une énergie propre. Les méthodes applicables à chacune d'elles, bien que fondées sur des bases juridiques différentes, devraient être cohérentes et refléter à la fois les spécificités technologiques et l'efficacité économique. La Commission devrait lancer, dès que possible, une évaluation de l'introduction éventuelle d'approches alternatives pour la reconnaissance de l'électricité à faible intensité de carbone produite par les centrales nucléaires, sur la base de critères appropriés. Au plus tard le 30 juin 2026, la Commission devrait lancer une consultation publique sur un projet de méthode décrivant ces critères. En outre, la Commission devrait évaluer l'incidence et les implications de l'évaluation de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre de l'électricité en utilisant des valeurs moyennes. Ces évaluations doivent tenir compte de l'incidence globale de ces approches sur le système énergétique (y compris sur son efficacité économique et l'achèvement des interconnexions), du potentiel de réduction des émissions et de l'importance de maintenir des conditions de concurrence équitables avec l'électricité entièrement renouvelable au sens du règlement délégué (UE) 2023/1184 de la Commission ([4]), ainsi que de la nécessité de préserver les projets existants,

A ADOPTÉ LE PRÉSENT RÈGLEMENT:

Article premier

Le présent règlement précise la méthode de calcul des réductions des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants bas carbone autres que les carburants à base de carbone recyclé.

Article 2

Les réductions des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants bas carbone autres que les carburants à base de carbone recyclé sont déterminées conformément à la méthode décrite en annexe.

([4]) Règlement délégué (UE) 2023/1184 de la Commission du 10 février 2023 complétant la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil en établissant une méthodologie de l'Union définissant des règles détaillées pour la production de carburants liquides et gazeux renouvelables destinés au secteur des transports, d'origine non biologique (JO L 157 du 20.6.2023, p. 11, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj).

Article 3

Suivi et réexamen

Pour le 1er juillet 2028, la Commission évalue l'incidence de l'introduction d'autres trajectoires en vue notamment de prendre en compte l'électricité bas carbone provenant de centrales nucléaires, sur la base de critères appropriés, et d'approches prenant en compte l'intensité des émissions de gaz à effet de serre de l'électricité sur la base de moyennes horaires. Cette évaluation tient compte de l'incidence de l'utilisation de ces filières sur le système énergétique et les réductions d'émissions, ainsi que de la nécessité de maintenir des conditions de concurrence équitables avec l'approvisionnement en électricité entièrement renouvelable. Lors de l'évaluation des modifications apportées aux critères, la Commission tiendra compte de la nécessité de préserver les projets existants.

Article 4

Le présent règlement entre en vigueur le vingtième jour suivant celui de sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne*.

Le présent règlement est obligatoire dans tous ses éléments et directement applicable dans tout État membre.

Fait à Bruxelles, le 8 juillet 2025.

Par la Commission
La présidente
Ursula VON DER LEYEN

ANNEXE

Méthode de calcul des réductions des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants bas carbone autres que les carburants à base de carbone recyclé

A. MÉTHODE

1. Les émissions de gaz à effet de serre résultant de la production et de l'utilisation de carburants bas carbone autres que les carburants à base de carbone recyclé sont calculées comme suit:

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs} - e_{ccu}$$

où:

E = émissions totales dues à l'utilisation du carburant (gCO_2eq/MJ carburant);

e_i = $e_{i\ variables} + e_{i\ fixes} - e_{utilex}$: émissions dues à la fourniture des intrants (gCO_2eq/MJ carburant);

$e_{i\ variables}$ = émissions dues aux intrants variables (gCO_2eq/MJ carburant);

$e_{i\ fixes}$ = émissions dues aux intrants fixes (gCO_2eq/MJ carburant);

e_{utilex} = émissions dues à l'utilisation ou à la destination existantes des intrants (gCO_2eq/MJ carburant);

e_p = émissions dues à la transformation (gCO_2eq/MJ carburant);

e_{td} = émissions dues au transport et à la distribution (gCO_2eq/MJ carburant);

e_u = émissions dues à la combustion du carburant lors de son utilisation finale (gCO_2eq/MJ carburant);

e_{ccs} = réductions d'émissions dues au captage et au stockage du carbone (gCO_2eq/MJ carburant);

e_{ccu} = réductions nettes des émissions dues au captage et chimiquement liées de manière permanente dans des produits de longue durée (gCO_2eq/MJ).

Les émissions résultant de la fabrication des machines et des équipements ne sont pas prises en compte.

L'intensité des émissions de gaz à effet de serre des carburants bas carbone est déterminée en divisant les émissions totales du processus couvrant chaque élément de la formule par la quantité totale de carburant issu du processus et est exprimée en grammes d'équivalent CO_2 par MJ de carburant ($g\ CO_2eq/MJ$ carburant). Si un carburant est un mélange de carburants bas carbone et d'autres carburants, tous les types de carburant sont considérés comme ayant la même intensité d'émission. L'exception à cette règle est le cas de la cotransformation, lorsque les carburants bas carbone, les carburants renouvelables d'origine non biologiques, les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse remplacent en partie un intrant de combustible fossile conventionnel dans un processus.

Dans une telle situation, il y a lieu de faire la distinction, dans le calcul de l'intensité des émissions de gaz à effet de serre sur une base proportionnelle de la valeur énergétique des intrants d'énergie pertinents, entre:

— la partie du processus qui est basée sur l'intrant de combustible fossile conventionnel ainsi que sur les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse, et

— la partie du processus qui repose sur les carburants bas carbone et les carburants renouvelables d'origine non biologique, en supposant que ces deux parties de processus sont par ailleurs identiques.

Si plusieurs intrants énergétiques pertinents sont utilisés dans le processus, la délimitation entre les deux parties du processus est déterminée sur la base de la part de l'intrant pouvant être considérée comme des carburants bas carbone ou des carburants renouvelables d'origine non biologique, qui remplace la part la plus élevée de l'intrant de combustible fossile conventionnel ([1]).

([1]) Cette part est déterminée en comparant le même type d'intrant, par exemple la part d'hydrogène bas carbone dans l'ensemble de l'hydrogène utilisé dans le processus.

Les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse utilisés dans le processus ne sont pris en considération dans le calcul de l'intensité des émissions que lorsqu'ils sont utilisés en tant qu'intrants énergétiques non pertinents, lorsqu'ils sont utilisés dans le cadre de la partie du procédé délimitée comme indiqué ci-dessus ([2]) ou lorsque les matières premières utilisées dans le procédé comprennent déjà une part biogénique dès le départ, comme dans le cas des déchets municipaux en mélange. L'intensité des émissions des biocarburants, des bioliquides et des combustibles issus de la biomasse est déterminée conformément aux règles énoncées à l'article 31 de la directive (UE) 2018/2001.

L'intensité des émissions de gaz à effet de serre des carburants bas carbone peut être calculée sous la forme d'une moyenne pour l'ensemble de la production de carburants survenant au cours d'une période allant jusqu'à un mois calendaire ([3]). Toutefois, lorsque de l'électricité qui est considérée comme entièrement renouvelable selon la méthode définie à l'article 27, paragraphe 6, de la directive (UE) 2018/2001 est utilisée comme intrant pour la production d'hydrogène dans un électrolyseur, l'intervalle de temps est conforme aux exigences applicables en matière de corrélation temporelle sauf si aucune exigence spécifique en la matière s'applique. Les émissions de gaz à effet de serre calculées pour chaque intervalle de temps peuvent être utilisées pour calculer l'intensité moyenne des émissions de gaz à effet de serre pendant une période maximale d'un mois, à condition que les valeurs individuelles calculées pour chaque période respectent le seuil minimal de réduction de 70 %.

2. Les réductions des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants bas carbone autres que les carburants à base de carbone recyclé sont calculées comme suit:

$$\text{Réductions} = (E_F - E) / E_F$$

où:

E = émissions totales dues à l'utilisation du carburant;

E_F = total des émissions provenant du combustible fossile de référence.

Pour tous les carburants bas carbone, le total des émissions provenant du combustible fossile de référence est égal au combustible fossile de référence pour les carburants renouvelables d'origine non biologique défini dans le règlement délégué (UE) 2023/1185.

3. Si les extrants d'un processus ne sont pas pleinement considérés comme des carburants bas carbone autres que les carburants à base de carbone recyclé, la fraction des carburants bas carbone autres que les carburants à base de carbone recyclé est déterminée en divisant l'intrant énergétique pertinent respectif dans le processus par le total des intrants énergétiques pertinents dans le processus ([4]).

L'énergie pertinente pour les matières entrantes est le pouvoir calorifique inférieur de l'intrant qui entre dans la structure moléculaire du combustible ([5]).

Dans le cas de l'électricité utilisée pour augmenter le pouvoir calorifique du combustible ou des produits intermédiaires, l'énergie pertinente est l'énergie de l'électricité.

Pour les effluents gazeux industriels, l'énergie concernée est l'énergie contenue dans les effluents gazeux sur la base de leur pouvoir calorifique inférieur. Dans le cas de la chaleur utilisée pour augmenter le pouvoir calorifique du carburant ou du produit intermédiaire, l'énergie concernée est l'énergie utile dans la chaleur utilisée pour synthétiser le combustible. La chaleur utile est l'énergie thermique totale multipliée par le rendement de Carnot, tel que défini à l'annexe V, partie C, point 1) b), de la directive (UE) 2018/2001. Les autres intrants ne sont pris en compte que pour déterminer l'intensité des émissions du carburant.

([2]) Les biocarburants, les bioliquides et les combustibles issus de la biomasse peuvent faire partie du processus délimité lorsqu'ils remplacent un autre intrant que celui où les carburants bas carbone et les carburants renouvelables d'origine non biologique remplacent la part la plus élevée de l'apport de combustibles fossiles conventionnels.

([3]) Lorsque des carburants renouvelables d'origine non biologique et des carburants bas carbone sont produits dans la même installation, la période choisie au titre du règlement (UE) 2023/1185 et de la présente méthode est la même.

([4]) Si un carburant est produit au cours de plusieurs processus ultérieurs, la fraction est déterminée pour chaque processus, sauf s'il est de pratique industrielle courante d'intégrer les processus sur le plan technique et géographique.

([5]) Pour les matières entrantes contenant de l'eau, le pouvoir calorifique inférieur est considéré comme le pouvoir calorifique inférieur de la partie sèche de la matière entrante (c'est-à-dire sans tenir compte de l'énergie nécessaire pour évaporer l'eau). Les carburants liquides et gazeux renouvelables destinés au secteur des transports, d'origine non biologique, utilisés comme produits intermédiaires pour la production de carburants conventionnels et de biocarburants, ne sont pas pris en considération.

4. Lors de la détermination des émissions provenant de la fourniture d'intrants e_i, il convient d'établir une distinction entre les intrants variables et les intrants fixes. Les intrants fixes sont ceux dont la fourniture ne peut être augmentée pour répondre à une demande supplémentaire. Par conséquent, tous les intrants pouvant être considérés comme une source de carbone pour la production de carburants à base de carbone recyclé sont fixes, de même que les extrants produits selon un ratio fixe par un processus incorporé [6] et qui représentent moins de 10 % de la valeur économique de la production. Si un tel extrant représente 10 % ou plus de la valeur économique, il est considéré comme variable. Les intrants variables sont ceux dont la fourniture peut être augmentée pour répondre à une demande supplémentaire. Les produits pétroliers des raffineries entrent dans cette catégorie car les raffineries peuvent modifier le ratio de leurs produits. Les émissions provenant des intrants énergétiques et des matières entrantes pour les opérations de captage et de stockage du dioxyde de carbone (CSC) (par exemple, la combustion de combustibles, la chaleur et l'électricité utilisées, ainsi que les matières et les produits chimiques) sont calculées sur la base de l'approche exposée aux points 5 à 11 en ce qui concerne les intrants du processus.

5. L'électricité qui peut être considérée comme entièrement renouvelable conformément à l'article 27, paragraphe 6, deuxième et troisième alinéas, de la directive (UE) 2018/2001 se voit attribuer un niveau zéro d'émission de gaz à effet de serre.

6. L'une des quatre méthodes suivantes est appliquée au cours de chaque année civile pour attribuer des valeurs d'émissions de gaz à effet de serre à l'électricité qui ne peut être considérée comme entièrement renouvelable conformément à l'article 27, paragraphe 6, deuxième et troisième alinéas, de la directive (UE) 2018/2001 et qui est utilisée pour produire des carburants bas carbone:

   a) les valeurs des émissions de gaz à effet de serre sont attribuées sur la base des moyennes annuelles conformément à la partie C de la présente annexe;

   b) les valeurs des émissions de gaz à effet de serre sont attribuées sur la base de la valeur horaire moyenne des émissions de gaz à effet de serre du bouquet électrique au moment de la production de carburants bas carbone dans la zone de dépôt des offres, telle que prévue par les gestionnaires de réseau de transport pour le marché journalier de la zone de dépôt des offres où le carburant bas carbone est produit deux heures avant l'heure de fermeture du guichet du marché journalier. Le cas échéant, une méthode harmonisée est appliquée à cette fin. Jusqu'à l'établissement d'une méthode harmonisée, la méthodologie a été approuvée par l'autorité compétente;

   c) les valeurs d'émissions de gaz à effet de serre sont attribuées en fonction du nombre d'heures à pleine charge pendant lesquelles l'installation produisant des carburants bas carbone fonctionne. Lorsque le nombre d'heures à pleine charge est égal ou inférieur au nombre d'heures pendant lesquelles le prix marginal de l'électricité a été fixé par des installations produisant de l'électricité renouvelable ou des centrales nucléaires au cours de l'année civile précédente pour laquelle des données fiables sont disponibles, l'électricité du réseau utilisée dans le processus de production de carburants bas carbone se voit attribuer une valeur d'émissions de gaz à effet de serre de 0 g CO_2eq/MJ; si ce nombre d'heures à pleine charge est dépassé, l'électricité du réseau utilisée dans le processus de production de carburants bas carbone se voit attribuer une valeur d'émission de gaz à effet de serre de 183 g CO_2eq/MJ;

   d) les valeurs des émissions de gaz à effet de serre sont calculées sous forme d'une moyenne horaire, sur la base de la valeur des émissions de gaz à effet de serre de la technologie marginale fixant le prix d'équilibre de l'électricité dans une unité de temps du marché au moment de la production des carburants bas carbone dans la zone de dépôt des offres. Cette option ne peut être utilisée que si cette valeur a été rendue publique par le gestionnaire de réseau de transport national.

   Si la méthode définie au point b) est utilisée, elle est appliquée à toute l'électricité utilisée pour produire des carburants bas carbone, y compris l'électricité qui peut être considérée comme entièrement renouvelable conformément à l'article 27, paragraphe 6, deuxième et troisième alinéas, de la directive (UE) 2018/2001.

[6] Les processus incorporés comprennent les processus qui:
— ont lieu dans le même complexe industriel, et
— réutilise la chaleur ou d'autres extrants difficiles à transporter de l'un des processus.

7. Les émissions de gaz à effet de serre (GES) des intrants variables qui sont obtenus à partir d'un processus incorporé sont déterminées sur la base des données de leur processus de production réel. Cela inclut toutes les émissions dues à leur production tout au long de la chaîne d'approvisionnement (y compris les émissions résultant de l'extraction de l'énergie primaire nécessaire à la production, au traitement et au transport de l'intrant). Les émissions de combustion liées à la teneur en carbone des combustibles utilisés ne sont pas prises en compte ([7]).

Les émissions de GES provenant des intrants variables qui ne sont pas obtenus par un processus incorporé sont déterminées sur la base des valeurs figurant dans la partie B de la présente annexe. Si l'intrant ne figure pas dans la liste, des informations sur l'intensité des émissions peuvent être obtenues de la dernière version du rapport JEC-WTW, de la base de données ECOINVENT, de sources officielles telles que le GIEC, l'AIE ou le gouvernement, et d'autres sources examinées telles que les bases de données E3 et GEMIS (Global Emission Model for Integrated Systems) et des publications évaluées par les pairs.

L'intensité en méthane de la production d'intrants élastiques d'origine fossile est calculée sur la base des éléments suivants:

a) Il est calculé comme la somme de l'intensité de méthane de la production et du transport des intrants.

b) L'intensité en méthane de la production d'intrants variables d'origine fossile est calculée pour les intrants produits dans l'Union sur la base des émissions de méthane déclarées par les producteurs de l'Union conformément à l'article 12 du règlement (UE) 2024/1787 du Parlement européen et du Conseil ([8]) et, pour les intrants importés dans l'Union ou utilisés pour la production de carburants bas carbone en dehors de l'Union, sur la base des informations sur les émissions de méthane déclarées par les importateurs conformément à l'article 28, paragraphe 1, 2 et 5 du règlement (UE) 2024/1787 ([9]).

c) L'intensité en méthane du transport d'intrants variables d'origine fossile est calculée, pour les intrants produits dans l'Union, sur la base des émissions de méthane déclarées par les producteurs et les exploitants d'actifs de l'Union conformément à l'article 12 du règlement (UE) 2024/1787 et, pour les intrants importés dans l'Union ou utilisés pour des carburants bas carbone en dehors de l'Union, sur la base des valeurs estimées des émissions de méthane liées au transport de pétrole brut, de gaz naturel et de charbon en provenance de pays tiers publiées dans la base de données de transparence sur le méthane conformément à l'article 30, point 2 d) ii), du règlement (UE) 2024/1787, complétées par les informations pertinentes sur les émissions de méthane déclarées par les exploitants d'actifs conformément à l'article 12 du règlement (UE) 2024/1787 et par les importateurs conformément à l'article 27, paragraphe 1, à l'article 28, paragraphes 1, 2 et 5, ainsi qu'à l'annexe IX du règlement (UE) 2024/1787.

Toutefois, lorsque l'intensité de méthane ne peut être calculée en raison de l'absence de données, ou lorsque l'intrant ne renforce pas le pouvoir calorifique du carburant bas carbone l'intensité en méthane des intrants variables d'origine fossile peut être la valeur pertinente pour les émissions de méthane en amont par unité de combustible figurant dans la partie B de la présente annexe.

8. Le fournisseur de chaque intrant variable, à l'exclusion de ceux pour lesquels les valeurs sont tirées de la partie B de la présente annexe, calcule l'intensité des émissions ([10]) de l'intrant selon les procédures décrites dans la présente annexe et communique la valeur à l'étape suivante de production ou au producteur du carburant final. La même règle s'applique aux fournisseurs d'intrants en aval de la chaîne d'approvisionnement.

([7]) Si les intensités de carbone sont extraites du tableau de la partie B de la présente annexe, les émissions de combustion ne sont pas prises en considération. En effet, les émissions de combustion sont comptabilisées dans la transformation ou dans les émissions de combustion du carburant final.

([8]) Règlement (UE) 2024/1787 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie et modifiant le règlement (UE) 2019/942 (JO L, 2024/1787, 15.7.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj).

([9]) Les valeurs déclarées sont calculées conformément à la méthode définie par la Commission conformément à l'article 29, paragraphe 4, du règlement (UE) 2024/1787. Jusqu'à la date à laquelle cette méthode sera établie, d'autres méthodes scientifiques telles que la méthodologie OGMP 2.0 peuvent être appliquées, le cas échéant.

([10]) Conformément au point 6, l'intensité des émissions ne doit pas inclure les émissions intrinsèques liées à la teneur en carbone de l'intrant fourni.

9. Les émissions provenant d'intrants fixes ($e_{\text{i fixes}}$) comprennent les émissions résultant du détournement de ces intrants d'une utilisation antérieure ou alternative. Ces émissions tiennent compte de la perte de production d'électricité, de chaleur ou de produits précédemment produits à l'aide de l'intrant, ainsi que des émissions dues à un traitement et un transport supplémentaires de l'intrant. Les règles suivantes s'appliquent:

   a) Les émissions attribuées à la fourniture d'intrants fixes sont déterminées en multipliant la production perdue d'électricité, de chaleur ou d'autres produits par le facteur d'émission correspondant. En cas de perte de production d'électricité, les facteurs d'émission à prendre en considération concernent la production d'électricité du réseau dans le pays où le détournement s'est produit, déterminés selon la méthode décrite aux points 5 ou 6 ([11]). Dans le cas de matières détournées, les émissions à attribuer au matériau de remplacement sont calculées comme pour les matières entrantes. Pendant les 20 premières années suivant le début de la production de carburants bas carbone, la perte de production d'électricité, de chaleur et de matières est déterminée sur la base de la quantité moyenne d'électricité et de chaleur produite à partir de l'intrant fixe au cours des trois dernières années précédant le début de la production de carburants bas carbone. Après 20 ans de production, la perte de production d'électricité, de chaleur ou d'autres produits est déterminée sur la base des normes minimales de performance énergétique retenues dans les conclusions sur les meilleures technologies disponibles (MTD) pertinentes. Lorsque le processus n'est pas couvert par une conclusion sur les MTD, l'estimation de la perte de production est fondée sur un processus comparable utilisant la technologie de pointe.

   b) Dans le cas d'intrants fixes qui sont des flux intermédiaires dans des processus industriels, tels que le gaz de cokerie, le gaz de haut-fourneau dans une aciérie ou le gaz de raffinerie d'une raffinerie de pétrole, lorsque l'effet de leur détournement pour la production de carburant ne peut être mesuré directement, les émissions dues au détournement des intrants sont déterminées sur la base de simulations du fonctionnement de l'installation avant et après sa modification. Si la modification de l'installation a entraîné une réduction de la production de certains produits, les émissions attribuées à l'intrant fixe incluent les émissions associées au remplacement des produits perdus.

   c) Lorsque le processus utilise des intrants fixes provenant de nouvelles installations, il est tenu compte de l'incidence du détournement de l'intrant de l'autre utilisation la plus économique. Les incidences sur les émissions sont ensuite calculées sur la base des normes minimales de performance énergétique retenues dans les conclusions pertinentes sur les MTD. Pour les processus industriels qui ne sont pas couverts par les conclusions sur les MTD, les émissions évitées sont calculées sur la base du processus comparable utilisant la technologie de pointe.

10. Les émissions résultant de l'utilisation ou de la destination existantes (e_{utilex}) comprennent toutes les émissions liées à l'utilisation ou à la destination existantes de l'intrant qui sont évitées lorsque l'intrant est utilisé pour la production de carburant. Ces émissions comprennent l'équivalent CO_2 du carbone incorporé dans la composition chimique du carburant qui aurait autrement été émis dans l'atmosphère. Cela inclut toutes les formes de carbone, pour autant qu'au moins une des conditions suivantes soit remplie:

   a) le CO_2 a été capté dans le cadre d'une activité énumérée à l'annexe I de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil ([12]) ou de la combustion de déchets municipaux en mélange, a été pris en compte en amont dans un système efficace de tarification du carbone et est intégré dans la composition chimique du carburant avant le 1er janvier 2036. Cette date est reportée au 1er janvier 2041 dans les cas autres que le CO_2 provenant de la combustion de combustibles pour la production d'électricité;

   b) le CO_2 a été capté dans l'air;

   c) le CO_2 capté provient des biocarburants, des bioliquides et des combustibles issus de la biomasse satisfaisant aux critères de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre énoncés à l'article 29 de la directive (UE) 2018/2001;

([11]) Des règles équivalentes aux règles fixées à l'article 27, paragraphe 6, pour les carburants renouvelables d'origine non biologique peuvent être appliquées pour déterminer les facteurs d'émission pour la production d'électricité perdue du fait de l'utilisation de gaz de traitement des déchets et de gaz d'échappement d'origine non renouvelable qui sont produits en tant que conséquence inévitable et involontaire du processus de production dans les installations industrielles.

([12]) Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil (JO L 275 du 25.10.2003, p. 32, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2003/87/oj).

d) le CO_2 ou le monoxyde de carbone capté provient de carburants renouvelables d'origine non biologique ou de carburants bas carbone satisfaisant aux critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre énoncés à l'article 29 *bis* de la directive (UE) 2018/2001 et dans le présent règlement;

e) le CO_2 capté provient d'une source géologique de CO_2 et ce CO_2 a été précédemment rejeté naturellement;

f) le carbone provient d'intrants considérés comme une source d'énergie pour la production de carburants à base de carbone recyclé.

Le CO_2 capté provenant d'un combustible délibérément brûlé dans le but exclusif de produire le CO_2 sans utiliser l'énergie et le CO_2 dont le captage a bénéficié d'un crédit d'émission en vertu d'autres dispositions législatives ne sont pas pris en compte.

Les émissions associées aux intrants tels que l'électricité et la chaleur et les matières consommables utilisées dans le processus de captage du CO_2 sont prises en compte dans le calcul des émissions attribuées aux intrants.

11. Les dates fixées au point 10 a) feront l'objet d'un réexamen, en tenant compte de la mise en œuvre, dans les secteurs couverts par la directive 2003/87/CE, de l'objectif climatique à l'échelle de l'Union pour 2040 établi conformément à l'article 4, paragraphe 3, du règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil ([13]).

12. Les émissions résultant de la transformation (e_p) comprennent les émissions atmosphériques directes résultant de la transformation elle-même, du traitement des déchets et des fuites, ainsi que

a) tout flux fossile de CO_2 qui quitte l'usine de transformation et qui est capté dans l'installation de captage du carbone et considéré sous e_{ccs} ou e_{ccu}; et

b) tout CO_2 fossile émis dans l'atmosphère en fin de vie des coproduits, calculé sur une base stœchiométrique pour le carbone incorporé dans la composition chimique de tous les coproduits, sauf si l'exploitant démontre que ce CO_2 est capté et stocké de manière permanente ou lié chimiquement de manière permanente dans des produits de longue durée énumérés dans le règlement délégué (UE) 2024/2620 de la Commission ([14]). Le carbone solide incorporé dans des coproduits parce qu'il est lié chimiquement de manière permanente à des produits énumérés dans le règlement délégué (UE) 2024/2620 ou le carbone solide stocké conformément aux exigences pertinentes pour garantir le stockage permanent énoncées dans la méthode adoptée en vertu de l'article 8, paragraphe 2, du règlement (UE) 2024/3012 du Parlement européen et du Conseil ([15]) n'est pas considéré comme émis.

13. Les émissions dues à la combustion du carburant (e_u) correspondent au total des émissions de combustion du carburant utilisé, y compris les émissions résultant de la combustion de carbone d'origine biologique.

14. Les gaz à effet de serre pris en compte dans les calculs des émissions, ainsi que leurs équivalents dioxyde de carbone, sont les mêmes que ceux spécifiés à l'annexe V, partie C, point 4, de la directive (UE) 2018/2001.

15. Lorsqu'un processus donne lieu à de multiples coproduits, tels que des combustibles ou des produits chimiques, ainsi que des coproduits énergétiques tels que la chaleur, l'électricité ou l'énergie mécanique exportées de l'installation, les émissions de gaz à effet de serre sont attribuées à ces coproduits selon les méthodes suivantes:

a) L'attribution est effectuée à la fin du processus de production des coproduits. Les émissions attribuées comprennent les émissions du processus proprement dit, ainsi que les émissions attribuées aux intrants du processus.

([13]) Règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements (CE) n° 401/2009 et (UE) 2018/1999 («loi européenne sur le climat») (JO L 243 du 9.7.2021, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj).

([14]) Règlement délégué (UE) 2024/2620 de la Commission du 30 juillet 2024 complétant la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les conditions à satisfaire pour que des gaz à effet de serre soient considérés comme étant liés chimiquement, de manière permanente, à un produit (JO L, 2024/2620, 4.10.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2024/2620/oj).

([15]) Règlement (UE) 2024/3012 du Parlement européen et du Conseil du 27 novembre 2024 établissant un cadre de certification de l'Union relatif aux absorptions permanentes de carbone, à l'agrostockage de carbone et au stockage de carbone dans des produits (JO L, 2024/3012, 6.12.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/3012/oj).

b) Les émissions à attribuer sont les suivantes: e_i plus toutes les fractions de e_p, e_{td} et e_{ccs} qui ont lieu jusqu'à l'étape du processus à laquelle les coproduits sont fabriqués. Si un intrant dans le processus est lui-même un coproduit d'un autre processus, l'attribution pour l'autre processus doit d'abord être effectuée pour déterminer les émissions à attribuer à l'intrant; Les émissions e_{utilac} ne doivent être attribuées qu'aux coproduits qui peuvent être considérés comme des carburants renouvelables d'origine non biologique ou des carburants à faible teneur en carbone.

c) Si une installation située à l'intérieur des limites du projet ne traite qu'un des coproduits du projet, les émissions de cette installation sont entièrement imputées à ce coproduit.

d) Lorsque le processus permet de modifier le ratio des coproduits fabriqués, l'attribution est effectuée sur la base de la causalité physique en déterminant l'effet sur les émissions du processus d'accroissement de la production d'un seul coproduit tout en maintenant les autres extrants constants.

e) Lorsque le rapport entre les produits est fixé et que les coproduits sont tous des combustibles, de l'électricité ou de la chaleur, l'attribution est effectuée en fonction du contenu énergétique. Si l'attribution concerne la chaleur exportée sur la base du contenu énergétique, seule la partie utile de la chaleur peut être prise en considération, comme indiqué à l'annexe V, partie C, point 16, de la directive (UE) 2018/2001.

f) Lorsque le rapport entre les produits est fixe et que certains coproduits sont des matières sans contenu énergétique, l'attribution est effectuée sur la base de la valeur économique des coproduits. La valeur économique considérée est la valeur moyenne au départ de l'usine des produits au cours des trois dernières années. Si ces données ne sont pas disponibles, la valeur est estimée à partir des prix des matières premières moins les coûts de transport et de stockage.

16. Les émissions résultant du transport et de la distribution (e_{td}) comprennent les émissions résultant du stockage et de la distribution des carburants finis. Les émissions attribuées aux intrants e_i comprennent les émissions résultant du transport et du stockage associés.

17. Lorsqu'un processus de fabrication de carburants bas carbone produit des émissions de carbone qui sont stockées de manière permanente dans un site de stockage géologique, ce carbone (exprimé en équivalent CO_2) peut être porté au crédit des produits du processus en tant que réduction des émissions sous e_{ccs} (en gCO_2eq/MJ carburant). Le terme e_{ccs} tient compte du taux de captage du CO_2 issu de la production de carburants bas carbone, ainsi que de toutes les émissions résultant des activités d'exploitation pour le captage du carbone, du transport du CO_2 et des émissions résultant de l'injection dans le site de stockage permanent comme suit:

$$e_{ccs} = c_{CO_2} - e_{CO_2\text{-}c} - e_{CO_2\text{-}t} - e_{CO_2\text{-}i}$$

où:

c_{CO_2} = le CO_2 capté dans l'installation de captage de carbone (gCO_2eq/MJ carburant);

$e_{CO_2\text{-}c}$ = les émissions associées à toutes les opérations de captage, de déshydratation, de compression et de liquéfaction du CO_2 (gCO_2eq/MJ carburant);

$e_{CO_2\text{-}t}$ = les émissions résultant du transport de CO_2 par oléoduc, navire, barge, chemin de fer ou camion depuis le site de captage jusqu'au site de stockage permanent (gCO_2eq/MJ carburant);

$e_{CO_2\text{-}i}$ = les émissions résultant des opérations d'injection de CO_2 dans le site de stockage permanent (gCO_2eq/MJ carburant).

Le terme e_{ccs} comprend:

a) les émissions de GES par MJ de carburant capté dans l'installation de captage du carbone (c_{CO_2}) aux fins du stockage géologique permanent dans un site de stockage autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE du Parlement européen et du Conseil ([16]) ou du droit national applicable dans des pays tiers, et qui ne sont pas utilisées pour améliorer la récupération du pétrole et du gaz. Le droit national applicable qui réglemente les sites de stockage géologique prévoit des exigences appropriées en matière de surveillance, de déclaration et de vérification pour détecter les fuites, et impose des obligations légales au gestionnaire de l'installation de stockage afin de garantir la réparation conformément aux dispositions légales applicables dans l'Union. En cas de fuite, la quantité équivalente d'émissions de carbone n'est pas créditée en tant que réduction des émissions sous e_{ccs}. Les sites de stockage géologique qui présentent des fuites répétées ne devraient pas être acceptés pour l'injection ($e_{CO_{2\text{-}i}}$);

([16]) Directive 2009/31/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative au stockage géologique du dioxyde de carbone et modifiant la directive 85/337/CEE du Conseil, les directives 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE et 2008/1/CE et le règlement (CE) nº 1013/2006 du Parlement européen et du Conseil (JO L 140 du 5.6.2009, p. 114, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2009/31/oj).

b) les émissions de GES par MJ de carburant provenant des opérations de captage de CO_2 (e CO_2-c) comprennent les émissions issues de la consommation de carburant, de chaleur et d'électricité et de l'utilisation de matières entrantes pour le captage, ainsi que de tous les remplacements de matériaux (dus à des pertes ou à une dégradation). Ces émissions sont calculées conformément à l'annexe IV, section 21, du règlement d'exécution (UE) 2018/2066 de la Commission ([17]);

c) les émissions de GES par MJ de carburant provenant du transport de CO_2 (e CO_2-t) par gazoduc, par bateau, par chemin de fer, par camion ou par d'autres modes maritimes à partir du site de captage. Les émissions de GES dues au transport de CO_2 sont calculées sur la base de la distance parcourue, du type modal et de la charge. Si le CO_2 injecté passe par deux modes de transport ou plus, les émissions sont calculées sous la forme d'une somme pour chaque mode de transport. Les émissions dues au transport pour des sources multiples sont réparties à l'aide de la méthode d'allocation fondée sur la masse. Si une conduite transporte du CO_2 vers plusieurs sites géologiques ou sert à des utilisations multiples, les émissions de CO_2 dues au transport sont attribuées selon la méthode d'allocation fondée sur la masse. Les émissions de GES provenant de l'acheminement du CO_2 par conduite est calculé conformément à l'annexe IV, section 22, du règlement d'exécution (UE) 2018/2066;

d) les émissions de GES par MJ de carburant résultant de l'injection (e $_{CO2-i}$) dans un site de stockage géologique permanent autorisé en vertu de la directive 2009/31/CE ou du droit national applicable dans des pays tiers. Ces émissions comprennent toutes les émissions provenant de la combustion de combustibles dans les équipements fixes utilisés pour le transport du CO_2, y compris les émissions provenant de l'électricité et des combustibles utilisés pour le transport du CO_2 par les stations de pompage associées et d'autres activités de combustion, notamment les centrales électriques sur site. Ces émissions sont calculées conformément à l'annexe IV, section 23, du règlement d'exécution (UE) 2018/2066.

Les émissions de GES issues de la consommation de combustibles, de chaleur et d'électricité et de l'utilisation de matières entrantes pour les opérations de captage, de déshydratation, de compression et de liquéfaction sont prises en considération pour toutes les étapes de la chaîne de valeur du CO_2, allant du captage au stockage.

Pour les cas non couverts par les méthodes de calcul spécifiques prescrits au présent point, les émissions provenant des intrants énergétiques et des matières entrantes pour les opérations de captage et de stockage du carbone (CSC) (par exemple, la combustion de carburants, la chaleur et l'électricité utilisée, ainsi que les matières et les produits chimiques) sont calculées en appliquant par analogie les points 5 à 11 en ce qui concerne les intrants du processus.

Toutes les émissions d'éventage ainsi que les émissions fugitives et autres fuites de CO_2 dues au captage, à la déshydratation, à la compression et à la liquéfaction du carbone, au transport du CO_2 et aux opérations d'injection sont prises en considération.

Dans les installations qui ont commencé à fonctionner avant le 11 décembre 2025, il est possible d'allouer les émissions de CO_2 à une partie de la production totale du procédé, à condition que le taux de captage du carbone pour la partie du procédé incorporé ne dépasse pas 100 %. Pour toutes les autres installations, les réductions nettes d'émissions doivent être allouées proportionnellement à la totalité de la production de combustible.

18. Lorsqu'un processus de production de carburants bas carbone génère des émissions de CO_2 qui sont chimiquement liées de manière permanente à l'un des produits énumérés dans l'acte délégué adopté conformément à l'article 12, paragraphe 3 *ter*, deuxième alinéa, de la directive 2003/87/CE, ces émissions sont portées au crédit des carburants bas carbone issus du processus en tant que réduction des émissions sous e_{ccu} (en gCO_2eq/MJ carburant). Le terme e_{ccu} tient compte du taux de captage du CO_2 issu de la production de carburants bas carbone, ainsi que de toutes les émissions résultant des activités d'exploitation pour le captage du carbone, le transport du CO_2 et les émissions résultant du processus de transformation et d'utilisation afin de les lier chimiquement de manière permanente à un produit, comme suit:

$$e_{ccu} = c_{CO_2} - e_{CO_2\text{-}c} - e_{CO_2\text{-}t} - e_{CO_2\text{-}u}$$

où:

c_{CO_2} = le CO_2 capté dans l'installation de captage de carbone (gCO_2eq/MJ carburant);

$e_{CO_2\text{-}c}$ = les émissions associées à toutes les opérations de captage, de déshydratation, de compression et de liquéfaction du CO_2 (gCO_2eq/MJ carburant);

([17]) Règlement d'exécution (UE) 2018/2066 de la Commission du 19 décembre 2018 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 et modifiant le règlement (UE) nº 601/2012 de la Commission (JO L 334 du 31.12.2018, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2066/oj).

$e_{CO_2\text{-}t}$ = les émissions résultant du transport de CO_2 par oléoduc, navire, barge, chemin de fer ou camion depuis le site de captage jusqu'au site d'utilisation (gCO_2eq/MJ carburant);

$e_{CO_2\text{-}u}$ = les émissions résultant de l'utilisation du CO_2 pour le lier chimiquement de manière permanente dans les produits (gCO_2eq/MJ carburant).

Les émissions ne sont considérées comme liées chimiquement de manière permanente à un produit que si le produit est énuméré dans l'acte délégué adopté en vertu de l'article 12, paragraphe 3 *ter*, deuxième alinéa, de la directive 2003/87/CE.

Dans les installations qui ont commencé à fonctionner avant le 11 décembre 2025, il est possible d'allouer les émissions de CO_2 à une partie de la production totale du procédé, à condition que le taux de captage du carbone pour la partie du procédé incorporé ne dépasse pas 100 %. Pour toutes les autres installations, les réductions nettes d'émissions doivent être allouées proportionnellement à la totalité de la production de combustible.

B. «VALEURS STANDARD» POUR LES INTENSITÉS D'ÉMISSION DE GES DES INTRANTS

Les tableaux 1 et 2 établissent les intensités d'émission de GES des intrants autres que l'électricité:

Tableau 1

Émissions de GES par défaut sur l'ensemble du cycle de vie des différents intrants énergétiques, exprimées en g de substance par MJ de produit; les gaz à effet de serre autres que le CO_2 sont convertis en équivalent CO_2 en multipliant leur quantité par les valeurs respectives de leur potentiel de réchauffement planétaire fixées à l'annexe du règlement délégué (UE) 2020/1044 de la Commission ([18]). À l'exclusion des émissions résultant de la combustion du combustible en phase d'utilisation

Combustible/carburant	CO_2	CH_4 (*) ([1])	N_2O
Combustibles fossiles solides			
Anthracite	6,50	0,390	0,00026
Charbon à coke	6,50	0,390	0,00026
Autres charbons bitumineux	6,50	0,390	0,00026
Charbon sous-bitumineux	1,70	0	0
Lignite	1,70	0	0
Aggloméré	5,00	0,228	0
Coke de cokerie	5,00	0,228	0
Coke de gaz	5,00	0,228	0
Goudron de houille	5,00	0,228	0
Briquettes de lignite	1,70	0	0
Gaz manufacturés			
Gaz d'usine à gaz	5,00	0,228	0
Gaz de cokerie	5,00	0,228	0
Gaz de haut-fourneau	5,00	0,228	0
Autres gaz récupérés	5,00	0,228	0
Tourbe et produits dérivés de la tourbe	0	0	0
Schistes bitumineux et sables bitumineux	5,00	0,228	0
Pétrole et produits pétroliers			

([18]) Règlement délégué (UE) 2020/1044 de la Commission du 8 mai 2020 complétant le règlement (UE) 2018/1999 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les valeurs pour les potentiels de réchauffement planétaire et les lignes directrices relatives aux inventaires, ainsi que le système d'inventaire de l'Union, et abrogeant le règlement délégué (UE) nº 666/2014 de la Commission (JO L 230 du 17.7.2020, p. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2020/1044/oj).

Combustible/carburant	CO_2	CH_4 (*) ([1])	N_2O
Pétrole brut	5,00	0,228 (= CH_4_brut)	0
Liquides de gaz naturel	5,00	0,228	0
Produits d'alimentation des raffineries	5,00	0,228	0
Additifs et composés oxygénés	5,00	0,228	0
Autres hydrocarbures	5,00	0,228	0
Gaz de raffinerie	5,00	0,228	0
Éthane	5,00	0,228	0
Gaz de pétrole liquéfié	5,00	0,228	0
Essence automobile	13,40	1,08*CH_4_brut	0
Essence aviation	13,40	1,08*CH_4_brut	0
Carburéacteur type essence	13,40	1,08*CH_4_brut	0
Carburéacteur type kérosène	13,40	1,08*CH_4_brut	0
Autres kérosènes	13,40	1,08*CH_4_brut	0
Naphta	13,40	1,08*CH_4_brut	0
Gazole	15,65	1,09*CH_4_brut	0
Fioul	0	1,01*CH_4_brut	0
White spirit et essences spéciales	13,40	1,08*CH_4_brut	0
Lubrifiants	15,65	1,09*CH_4_brut	0
Bitume	5,00	0,228	0
Coke de pétrole	5,00	0,228	0
Paraffines	5,00	0,228	0
Autres produits pétroliers	5,00	0,228	0
Gaz naturel (à l'exclusion de la liquéfaction du GNL, du transport maritime et de la regazéification) (**) ([2])	4,90	0,190	0,00037
Déchets			
Déchets industriels (non renouvelables)	0	0	0
Déchets urbains non renouvelables	0	0	0
Énergie nucléaire			
Chaleur nucléaire:	0,50	0	0

([1]) Un facteur d'allocation est pris en considération pour le calcul des émissions en amont des produits pétroliers (à partir du facteur d'émission réel de méthane en amont du pétrole brut considéré): 1,09;1,08; 1,01 (MJ de pétrole brut/produit MJ) respectivement pour le gazole, l'essence et le fioul lourd.

([2]) pour le gaz naturel qui a été transporté sous forme liquide, il convient d'ajouter des émissions supplémentaires de gaz à effet de serre (CO_2, CH_4 et N_2O) dues à la liquéfaction, au transport maritime et à la regazéification du gaz naturel.
Pour les émissions de méthane résultant des étapes de liquéfaction, de transport maritime et de regazéification du GNL, les exploitants suivent le point 7 de la présente annexe, conformément au règlement (UE) 2024/1787.

Source: Élaboration interne du JRC sur la base:
- JEC v5, Lignes directrices 2006 & D2019 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, V2Ch2, combustion fixe
- IFEU 2023
- Energy and Environmental Research Associates, LLC 2024
- CEE-ONU 2022, Neutralité du carbone dans la région de la CEE-ONU: Évaluation intégrée du cycle de vie des sources d'électricité

Tableau 2

Émissions de GES par défaut des matières entrantes

Matière entrante	Émissions totales gCO_2eq/MJ
Ammoniac	2 351,3
Chlorure de calcium ($CaCl_2$)	38,8
Cyclohexane	723,0
Acide chlorhydrique (HCl)	1 061,1
Lubrifiants	947,0
Sulfate de magnésium ($MgSO_4$)	191,8
Azote	56,4
Acide phosphorique (H_3PO_4)	3 124,7
Hydroxyde de potassium (KOH)	419,1
CaO pure pour processus	1 193,2
Carbonate de sodium (Na_2CO_3)	1 245,1
Chlorure de sodium (NaCl)	13,3
Hydroxyde de sodium (NaOH)	529,7
Méthylate de sodium [$Na(CH_3O)$]	2 425,5
Dioxyde de soufre (SO_2)	53,3
Acide sulfurique (H_2SO_4)	217,5
Urée	1 846,6

Source: Rapport JEC-WTW et calculs de la directive sur les énergies renouvelables.

C. INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES DE L'ÉLECTRICITÉ

Méthode de calcul des intensités d'émission de GES de l'électricité

L'intensité des émissions de GES de l'électricité est déterminée au niveau des pays ou au niveau des zones de dépôt des offres. L'intensité des émissions de GES de l'électricité peut être déterminée au seul niveau des zones de dépôt des offres, si les données requises sont accessibles au public. L'intensité de carbone de l'électricité, exprimée en gCO_2eq/MJ d'électricité, est calculée en tenant compte de toutes les sources d'énergie primaire potentielles pour la production d'électricité, le type d'installation, les rendements de conversion et la consommation propre d'électricité dans chaque centrale électrique.

Le calcul tient compte de toutes les émissions d'équivalent CO_2 associées à la combustion et à la fourniture des combustibles utilisés pour la production d'électricité. Ce calcul dépend de la quantité de différents combustibles utilisés dans les installations de production d'électricité, ainsi que des facteurs d'émission résultant de la combustion des combustibles et des facteurs d'émission des combustibles en amont (production, raffinage et transport).

les gaz à effet de serre autres que le CO_2 sont convertis en équivalent CO_2 en multipliant leur quantité par les valeurs respectives de leur potentiel de réchauffement planétaire fixées à l'annexe du règlement délégué (UE) 2020/1044. Lors de l'utilisation de biocombustibles, les émissions de CO_2 ne sont pas prises en compte en raison de leur origine biologique, mais les émissions de CH_4 et de N_2O sont prises en compte.

Pour le calcul des émissions de GES dues à la combustion de combustibles, il convient d'utiliser les facteurs d'émission par défaut du GIEC pour la combustion stationnaire dans les industries énergétiques, voir tableau 3. Les émissions en amont comprennent les émissions provenant de tous les processus et phases nécessaires pour que le combustible soit prêt à alimenter la production d'électricité. Elles résultent de l'extraction, du raffinage et du transport du combustible utilisé pour la production d'électricité.

En outre, toutes les émissions en amont résultant de la culture, de la récolte, de la collecte, de la transformation et du transport de la biomasse sont prises en considération. La tourbe et les composants des déchets d'origine fossile sont traités comme un combustible fossile.

Les combustibles utilisés pour la production brute d'électricité dans les centrales uniquement électriques sont déterminés sur la base de la production d'électricité et du rendement de la conversion en électricité. Dans le cas des centrales de cogénération chaleur/électricité, les combustibles utilisés pour la production de chaleur dans la cogénération sont comptabilisés en tenant compte de la production alternative de chaleur avec un rendement global moyen de 85 %, le reste étant attribué à la production d'électricité.

Pour les centrales nucléaires, le rendement de conversion à partir de la chaleur nucléaire est supposé être de 33 %, ou bien des données sont fournies par Eurostat ou par une source agréée similaire.

Aucun combustible n'est associé à la production d'électricité à partir de sources renouvelables, y compris l'énergie hydraulique, solaire, éolienne et géothermique. Les émissions provenant de la construction, du déclassement et de la gestion des déchets des installations de production d'électricité ne sont pas prises en considération. Les émissions d'équivalent carbone associées à la production d'électricité renouvelable (éolienne, solaire, hydraulique et géothermique) sont donc considérées comme égales à zéro.

Les émissions en équivalent CO_2 résultant de la production brute d'électricité comprennent les émissions en amont énumérées au tableau 1 et les facteurs d'émission par défaut pour la combustion stationnaire énumérés aux tableaux 3 et 4. Les émissions en amont pour la fourniture du combustible utilisé sont les facteurs d'émission en amont indiqués au tableau 1.

Le calcul de l'intensité de carbone de l'électricité est effectué selon la formule suivante:

$$e_{gross_prod} = \sum_{i=1}^{k} (c_{i-ups} + c_{i-comb}) \times B_i$$

où:

e_{gross_prod} = émissions d'équivalent CO_2 [gCO_2eq]

c_{i-ups} = facteurs d'émission d'équivalent CO_2 en amont [gCO_2eq/MJ]

c_{i-comb} = facteurs d'émission d'équivalent CO_2 résultant de la combustion de combustibles [gCO_2eq/MJ] figurant aux tableaux 3 et 4. Sont incluses les émissions de CH_4 et de N_2O exprimées en CO_2eq/MJ. Dans les cas où le CO_2 est stocké de manière permanente par des installations de CSC, le facteur d'émission de CO_2 résultant de la combustion de combustibles utilise les valeurs par défaut pour le CO_2 indiquées au tableau 3 et est calculé en tenant compte de l'incidence nette du CSC.

B_i = consommation de combustible i pour la production d'électricité [MJ]

$i = 1…k$ = combustibles utilisés pour la production d'électricité

La quantité nette d'électricité produite est déterminée par la production brute d'électricité, la consommation propre d'électricité dans la centrale électrique et les pertes d'électricité dans le cas de l'accumulation par pompage.

$$E_{net} = E_{gross} - E_{own} - E_{pump}$$

où:

E_{net} = production nette d'électricité [MJ]

E_{gross} = production brute d'électricité [MJ]

E_{own} = consommation interne d'électricité propre dans les centrales électriques [MJ]

E_{pump} = pertes d'électricité dans le stockage par pompe [MJ]

L'intensité de carbone de l'électricité nette produite correspond au total des émissions brutes de GES résultant de la production de l'électricité nette:

$$CI = e_{gross_prod} / E_{net}$$

où:

CI = facteurs d'émission d'équivalent CO_2 résultant de la production d'électricité, exprimées en [gCO_2eq/MJ].

Données relatives à la production d'électricité et à la consommation de combustible

Les données relatives à la production d'électricité et à la consommation de combustible proviennent, pour les pays membres et associés de l'AIE, des données et statistiques de l'AIE contenant des données sur les bilans énergétiques et l'électricité produite à partir de différents combustibles, par exemple sur le site internet de l'AIE, section «Données et statistiques» («Energy Statistics Data Browser») ([19]).

Pour les États membres, les données d'Eurostat sont plus détaillées et peuvent être utilisées à la place. Lorsque l'intensité des émissions de GES est établie au niveau des zones de dépôt des offres, les données provenant de statistiques nationales officielles, des gestionnaires de réseau de transport ou du réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (REGRT-E) avec le même niveau de détail que les données de l'AIE sont utilisées. Les données relatives à la consommation de combustible incluent les données les plus détaillées disponibles dans les statistiques nationales: combustibles fossiles solides, gaz manufacturés, tourbe et produits de tourbe, schiste bitumineux et sables bitumineux, pétrole et produits pétroliers, gaz naturel, énergies renouvelables et biocarburants, déchets non renouvelables et nucléaire. Les énergies renouvelables et les biocarburants comprennent tous les combustibles biogènes, les déchets biogènes, l'énergie hydraulique, océanique, marémotrice, houlomotrice, géothermique, éolienne, solaire et l'énergie ambiante produite par les pompes à chaleur.

Échanges nets d'électricité

Une fois la production nationale d'électricité et son intensité de carbone calculées, les importations annuelles nettes en provenance d'autres pays sont prises en compte. Pour chaque pays participant à l'échange, l'importation nette correspond à la différence entre les importations et les exportations. Si elle est supérieure à zéro, ce qui signifie que le pays est un importateur net d'électricité, l'intensité de carbone nationale est calculée en tenant compte proportionnellement des émissions associées à l'électricité nette importée. Pour tenir compte également des importations du pays exportateur, ce calcul devrait être effectué itérativement jusqu'à ce que les valeurs convergent, au moins trois fois. Lorsque l'intensité des émissions de GES de l'électricité est déterminée au niveau des zones de dépôt des offres, la même approche est appliquée au niveau des zones de dépôt des offres.

Données d'entrée provenant de sources bibliographiques

Tableau 3

Facteurs d'émission par défaut pour la combustion stationnaire [g d'équivalent CO_2/MJ combustible sur un pouvoir calorifique inférieur]

Combustible/carburant	CO_2	CH_4	N_2O
Combustibles fossiles solides			
Anthracite	98,3	0,03	0,41
Charbon à coke	94,6	0,03	0,41
Autres charbons bitumineux	94,6	0,03	0,41
Charbon sous-bitumineux	96,1	0,03	0,41
Lignite	101,0	0,03	0,41
Aggloméré	97,5	0,03	0,41
Coke de cokerie	107,0	0,03	0,41
Coke de gaz	107,0	0,03	0,03
Goudron de houille	80,7	0,03	0,41
Briquettes de lignite	97,5	0,03	0,41
Gaz manufacturés			
Gaz d'usine à gaz	44,4	0,03	0,03
Gaz de cokerie	44,4	0,03	0,03
Gaz de haut-fourneau	260,0	0,03	0,03

([19]) Par exemple: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=GERMANY&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource.

Combustible/carburant	CO_2	CH_4	N_2O
Autres gaz récupérés	182,0	0,03	0,03
Tourbe et produits dérivés de la tourbe	106,0	0,03	0,41
Schistes bitumineux et sables bitumineux	107,0	0,03	0,41
Pétrole et produits pétroliers			
Pétrole brut	73,3	0,09	0,16
Liquides de gaz naturel	64,2	0,09	0,16
Produits d'alimentation des raffineries	73,3	0,09	0,16
Additifs et composés oxygénés	73,3	0,09	0,16
Autres hydrocarbures	73,3	0,09	0,16
Gaz de raffinerie	57,6	0,03	0,03
Éthane	61,6	0,03	0,03
Gaz de pétrole liquéfié	63,1	0,03	0,03
Essence automobile	69,3	0,09	0,16
Essence aviation	70,0	0,09	0,16
Carburéacteur type essence	70,0	0,09	0,16
Carburéacteur type kérosène	71,5	0,09	0,16
Autres kérosènes	71,9	0,09	0,16
Naphta	73,3	0,09	0,16
Gazole	74,1	0,09	0,16
Fioul	77,4	0,09	0,16
White spirit et essences spéciales	73,3	0,09	0,16
Lubrifiants	73,3	0,09	0,16
Bitume	80,7	0,09	0,16
Coke de pétrole	97,5	0,09	0,16
Paraffines	73,3	0,09	0,16
Autres produits pétroliers	73,3	0,09	0,16
Gaz naturel	56,1	0,03	0,03
Déchets			
Déchets industriels (non renouvelables)	143,0	0,89	1,09
Déchets urbains non renouvelables	91,7	0,89	1,09

Source: GIEC, 2006.

Tableau 4

Facteurs d'émission par défaut pour la combustion stationnaire de combustibles issus de la biomasse [g d'équivalent CO_2/MJ combustible sur un pouvoir calorifique inférieur]

Combustible/carburant	CO_2	CH_4	N_2O
Biocombustibles primaires solides	0	0,89	1,09
Charbon de bois	0	5,96	1,09
Biogaz	0	0,03	0,03

Combustible/carburant	CO_2	CH_4	N_2O
Déchets urbains renouvelables	0	0,89	1,09
Bioessence pure	0	0,09	0,16
Bioessence mélangée	0	0,09	0,16
Biodiesels purs	0	0,09	0,16
Biodiesels mélangés	0	0,09	0,16
Biokérosène pur	0	0,09	0,16
Biokérosène mélangé	0	0,09	0,16
Autres biocarburants liquides	0	0,09	0,16

Source: GIEC, 2006.

Le tableau 5 comprend les valeurs moyennes annuelles de l'intensité des émissions de GES de l'électricité calculées selon les formules susmentionnées de la présente partie C au niveau des pays de l'Union. L'une des cinq valeurs annuelles disponibles les plus récentes peut être choisie pour l'électricité produite dans les pays concernés ([20]).

Tableau 5

Intensité des émissions de l'électricité produite et de l'électricité nette importée dans les États membres de 2019 à 2023

Pays	Intensité des émissions de l'électricité produite et de l'électricité nette importée (gCO_2eq/MJ)				
	2019	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Autriche	65,2	55,6	62,7	65,3	43,8
Belgique	57,0	58,2	47,9	53,2	48,2
Bulgarie	136,7	117,6	129,4	149,7	100,5
Croatie	76,1	63,0	79,9	87,8	64,3
Chypre	203,4	199,3	194,3	191,7	184,6
Tchéquie	146,5	132,0	142,5	146,7	127,6
Danemark	37,1	22,6	27,5	26,3	15,9
Estonie	162,6	88,8	111,0	135,4	78,0
Finlande	24,3	18,7	21,5	18,9	12,5
France	18,8	17,8	18,3	25,0	15,4
Allemagne	110,5	99,7	110,2	117,2	103,8
Grèce	158,3	127,9	115,5	115,4	101,1
Hongrie	80,2	73,0	70,8	71,3	54,6
Irlande	100,0	92,2	110,5	101,4	85,6
Italie	97,6	92,4	97,0	108,1	87,9
Lettonie	84,7	57,5	68,4	85,9	44,6
Lituanie	33,8	31,8	35,6	32,1	19,1
Luxembourg	86,2	76,5	76,1	87,1	70,6

([20]) Des données actualisées seront régulièrement mises à disposition par la Commission européenne.

Pays	Intensité des émissions de l'électricité produite et de l'électricité nette importée (gCO_2eq/MJ)				
	2019	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**
Malte	122,7	129,8	120,4	121,7	115,7
Pays-Bas	123,9	99,7	101,8	96,0	77,8
Pologne	211,9	198,1	211,2	202,8	174,8
Portugal	81,0	64,4	53,1	56,9	39,1
Roumanie	108,0	91,3	88,1	93,9	73,1
Slovaquie	85,8	79,1	86,6	93,2	60,9
Slovénie	72,3	66,4	68,8	67,9	54,2
Espagne	69,4	54,7	52,6	60,8	47,3
Suède	4,3	3,3	3,7	3,6	3,4

Source: JRC, 2025, à partir des données d'Eurostat.