ENERGY STAR® PortfolioManager® Référence Technique

Émissions de gaz à effet de serre

APERÇU

L'énergie consommée dans les bâtiments commerciaux entraîne d'importantes émissions de gaz à effet de serre (GES) reliées au changement climatique mondial, ce qui fait des bâtiments un élément important de votre inventaire d'émissions de GES. Pour vous aider à évaluer votre empreinte d'émissions associées à votre consommation énergétique, Portfolio Manager comprend plusieurs paramètres d'émissions de GES qui quantifient ces émissions et vous procurent un moyen de comprendre la manière dont elles sont générées.

- **Émissions totales.** Les émissions totales sont la mesure principale qui quantifie la majorité des GES associés aux bâtiments commerciaux. Les émissions totales peuvent être sous-divisées par composantes, également disponibles dans Portfolio Manager :
    - **Émissions directes.** Les émissions provenant de la combustion de carburants à votre bâtiment. Par exemple, le gaz naturel consommé pour chauffer votre propriété.
    - **Émissions indirectes.** Les émissions associées à l'achat d'énergie auprès d'un fournisseur de services publics. Par exemple, les émissions associées à la production d'électricité ou de vapeur d'un système collectif.
- **Émissions dues à la biomasse.** Les émissions dues à la biomasse constituent un élément supplémentaire à votre inventaire. Il s'agit d'émissions associées à la combustion de carburants biogéniques sur le site, comme le bois. Bien que la combustion se produise sur place, ces émissions sont calculées de manière distincte des émissions de combustible fossile, car les émissions de biomasse peuvent ou non réduire les émissions de carbone, selon le type et la source des ressources de biomasse.

Les émissions sont calculées en multipliant l'énergie du site pour chaque carburant par le facteur d'émissions correspondant à ce type de carburant. Ces facteurs comprennent les émissions de dioxyde de carbone, de méthane et d'oxyde nitreux, afin de produire un nombre d'équivalences en dioxyde de carbone (éq. CO2) unique. Portfolio Manager utilise des facteurs différents pour les États-Unis et le Canada. Les propriétés situées dans d'autres pays utilisent les facteurs américains

L'énergie verte (électricité générée par des ressources renouvelables privilégiées du point de vue environnemental, dont les ressources solaires, éoliennes, géothermiques, ainsi que les biomasses et l'hydroélectricité à faible impact) peut jouer un rôle important pour votre inventaire d'émissions. L'énergie verte peut être obtenue au site ou hors site. Nous incluons diverses mesures pour vous permettre de comprendre les avantages en matière d'émissions.

- **Énergie verte hors site.** Lorsque vous faites l'achat d'énergie verte hors site, vous achetez de l'électricité du réseau accompagnée par des avantages environnementaux définis par des certificats d'énergie renouvelable (CER). Nous montrons les émissions associées à un achat traditionnel ainsi que les émissions évitées quantifiées dans les CER.
- **Énergie verte sur place.** Lorsque vous possédez un système d'énergie renouvelable sur place, les répercussions sur les émissions sont fonction de la possession des CER. Si vous possédez les CER, l'énergie verte sur place ne comporte aucune émission dans votre inventaire de GES, et vous pouvez également effectuer le suivi des émissions totales évitées associées au système. Si vous ne possédez pas les CER, vous ne pouvez pas réclamer un avantage environnemental.

Cette référence technique est divisée dans les sections suivantes :

LA VALEUR D'UN INVENTAIRE DE GES....3
CALCUL DES ÉMISSIONS DIRECTES....4
CALCUL DES ÉMISSIONS INDIRECTES....5
CALCUL DES ÉMISSIONS DE BIOMASSE....6
COMPRENDRE LES ÉMISSIONS ÉVITÉES AVEC L'ÉNERGIE VERTE....7
FACTEURS D'ÉMISSION DE GES DE RÉFÉRENCE....8

LA VALEUR D'UN INVENTAIRE DE GES

Le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4) et l'oxyde de diazote (N_2O) sont les principaux gaz à effet de serre (GES) évacués dans l'atmosphère par la combustion de carburants fossiles et de biomasse utilisés pour chauffer et alimenter les bâtiments commerciaux. L'énergie consommée dans les bâtiments commerciaux aux États-Unis compte pour plus de 16 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) du pays. Au Canada, l'énergie utilisée dans les bâtiments commerciaux, institutionnels et résidentiels au Canada compte pour 17% des émissions de GES nationales.[1,2] Cela fait du secteur des bâtiments commerciaux une cible de choix pour les organisations qui souhaitent adopter des programmes de gestion énergétique et de réduction des GES. Le suivi et la gestion de votre empreinte de GES vous permettent d'améliorer votre bénéfice net tout en aidant à combattre les changements climatiques à l'échelle mondiale.

Portfolio Manager est conçu pour vous permettre de répertorier, suivre et communiquer les émissions de GES associés à la consommation énergétique des bâtiments dans votre portefeuille. Cela comprend divers paramètres et graphiques qui démontrent le rendement en matière d'émissions de GES. Une stratégie efficace de réduction des GES peut non seulement comprendre l'efficacité énergétique de vos bâtiments, mais également l'achat d'énergie verte pour veiller à ce que l'énergie de vos bâtiments provienne de sources dont l'empreinte de GES est réduite. Portfolio Manager offre donc plusieurs paramètres qui vous permettent de comprendre les avantages environnementaux de l'énergie verte sur place et hors site.

La méthodologie de calcul des émissions de GES dans Portfolio Manager s'appuie sur le *Greenhouse Gas Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard* élaboré par le World Resources Institute (WRI) et le World Business Council for Sustainable Development.[3] Ce protocole a été élaboré pour soutenir et guider la comptabilisation et le signalement des GES afin de fournir un compte rendu pertinent, complet, consistant et transparent des émissions de GES d'une organisation. À titre de norme mondiale, elle sert de fondation pour les directives de comptabilisation, de gestion et de signalement fournies par le Center for Corporate Climate Leadership de l'Environmental Protection Agency (EPA), ainsi que pour les programmes de registres, de signalement et de reconnaissance de l'état et des organisations non gouvernementales. Les détails particuliers des calculs dépendent du type d'émission, comme démontré aux sections suivantes.

Veuillez prendre note que Portfolio Manager ne prend pas en compte la consommation énergétique des véhicules utilisés sur le site, des processus industriels et de fabrication, ni des émissions fugitives de frigorigènes découlant de l'utilisation par le bâtiment d'équipement de réfrigération ou de climatisation. Ce sont des contributeurs importants à l'empreinte des GES d'une organisation, mais ils dépassent la portée de Portfolio Manager.

Mises à jour du protocole de l'institut WRI et émissions de catégorie 2

En janvier 2015, le World Resource Institute a modifié la norme de comptabilisation et de déclaration des résultats pour les entreprises de son protocole des gaz à effet de serre dans le but d'actualiser les exigences et les pratiques

[1] Environmental Protection Agency des États-Unis, *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks 1990-2017*. Tableau 2-12: U.S. Greenhouse Gas Emissions by Economic Sector and Gas with Electricity-Related Emissions Distributed (MMT CO_2 Eq.) and Percent of Total in 2017. https://www.epa.gov/sites/production/files/2019-04/documents/us-ghg-inventory-2019-main-text.pdf (disponible en anglais seulement).
[2] *Rapport final du Groupe de travail sur les possibilités d'atténuation spécifiques*. Section 6.4, « Environnement bâti ». Publié en 2016. https://www.canada.ca/content/dam/eccc/migration/cc/content/6/4/7/64778dd5-e2d9-4930-be59-d6db7db5cbc0/wg_report_specific_mitigation_opportunities_fr_v03.pdf.
[3] World Resources Institute et le World Business Council for Sustainable Development, *The Greenhouse Gas Protocol; A Corporate Accounting and Reporting Standard.* Édition révisée. http://www.ghgprotocol.org/ (disponible en anglais seulement).

exemplaires de comptabilisation et de déclaration des résultats des émissions indirectes (ou de catégorie 2).[4] Selon certains de ces changements, on demande maintenant que les émissions indirectes soient calculées et présentées sous deux formes : à partir d'un procédé *géolocalisé* s'appuyant sur les facteurs des émissions moyennes du réseau, et d'une méthode *fondée sur le marché* utilisant des facteurs d'émissions propres au fournisseur d'énergie. Portfolio Manager a actuellement la capacité de calculer les *émissions en fonction de l'emplacement*. La capacité de calculer les émissions en fonction du marché sera ajoutée en 2023.

Facteurs d'émission historiques

Le 11 décembre 2022, l'EPA a modifié les calculs des émissions de GES pour utiliser des facteurs d'émissions de GES historiquement précis pour tous les types de combustibles. Auparavant, Portfolio Manager utilisait les facteurs d'émission actuels pour tous les calculs des émissions de GES, peu importe la date de fin de la période. La décision d'utiliser des facteurs d'émission historiques est conforme aux directives du World Resources Institute (WRI) et du Center for Corporate Climate Leadership de l'EPA, qui exigent que toutes les émissions soient calculées à l'aide des facteurs d'émission pour la période où elles se sont produites. (Les émissions de 2015 sont calculées à l'aide des facteurs d'émission de 2015). Si votre date de fin de période s'étend sur deux années d'émission différentes, le facteur d'émission le plus récent sera utilisé pour toute la période.

Un fichier Excel contenant les facteurs de GES actuels et historiques de 2000 à aujourd'hui est disponible à l'adresse suivante (disponible en anglais seulement) : https://www.energystar.gov/buildings/tools-and-resources/historical_greenhouse_gas_factors_2000_present.

CALCUL DES ÉMISSIONS DIRECTES

Pour calculer les émissions directes de GES, Portfolio Manager utilise une approche dite d'analyse de carburant par défaut. Cette approche n'exige que l'entrée du type et de la quantité de carburant. Cette approche élimine le besoin d'obtenir de vos fournisseurs les caractéristiques particulières des carburants, car elle utilise des facteurs propres à chaque carburant pour la valeur de chauffage, la concentration de carbone, le rapport de carbone au CO_2 (12:44) et le facteur d'oxydation de carbone (100 %). Il est à noter que cette méthodologie tient compte uniquement des émissions qui se produisent à votre bâtiment. Le fournisseur est responsable des émissions qui peuvent se produire lors du forage, de l'extraction ou du raffinage des carburants. Elles ne comptent pas dans votre inventaire de GES.

Alors que l'approche d'analyse de carburant par défaut permet d'obtenir une estimation directe des émissions de CO_2, l'estimation des émissions directes de CH_4, et de N_2O est beaucoup plus complexe. Contrairement aux émissions de CO_2, les émissions de CH_4 et de N_2O dépendent non seulement des caractéristiques de carburant, mais également de la technologie de combustion (taille, année, entretien et fonctionnement), des caractéristiques de combustion, de l'utilisation d'équipement de lutte contre la pollution et des conditions environnementales ambiantes. Heureusement, ces émissions directes ne représentent qu'un petit pourcentage de l'empreinte de GES d'un bâtiment (<1 %). Les facteurs particuliers au carburant du secteur commercial pour la technologie, les caractéristiques et les contrôles de combustion sont donc considérés comme étant suffisants pour l'estimation des émissions de CH_4 et de N_2O associés à la combustion de carburants sur place.

[4] World Resources Institute et World Business Council for Sustainable Development, *The Greenhouse Gas Protocol; GHG Protocol Scope 2 Guidance, une révision au norme de comptabilisation et de déclaration des résultats pour les entreprises de son protocole des GES.* http://ghgprotocol.org/scope_2_guidance (disponible en anglais seulement).

Pour calculer les émissions directes de GES :

1. La consommation énergétique facturée ou mesurée pour chaque carburant est convertie des unités natives à des millions d'unités thermiques britanniques (MBtu). Les carburants livrés, facturés ou mesurés en unités de masse ou de volume (c.-à-d. pi³, tonnes, gallons) sont convertis en énergie au moyen des facteurs de contenu thermique standard.
2. L'énergie totale du site pour chaque carburant est multipliée par un facteur d'équivalence de CO_2 unique qui intègre le potentiel de réchauffement de la planète de référence pour chaque gaz (CO_2=1, CH_4=28, et N_2O=265).[5]
    a. Aux États-Unis, ces facteurs sont calculés à l'échelle nationale (chaque carburant est doté d'un facteur).
    b. Au Canada, les facteurs pour le mazout sont utilisés à l'échelle nationale, mais les facteurs de gaz naturel varient selon la province ou le territoire. Des facteurs particuliers pour chaque pays sont présentés dans la dernière section de ce document.
3. Les émissions directes sont totalisées pour l'ensemble des carburants (p. ex., huile, gaz, etc.) et signalées comme mesure des émissions directes dans Portfolio Manager.
4. Les émissions directes sont également comprises dans les émissions totales de GES.

CALCUL DES ÉMISSIONS INDIRECTES

Les émissions indirectes découlent de l'achat d'un produit énergétique auprès d'un fournisseur de services publics, comme l'électricité ou la vapeur d'un système collectif. Lorsque ces formes d'énergie secondaires sont achetées, les émissions se produisent à la centrale où la vapeur et l'électricité sont produites. Ces facteurs sont appliqués à la consommation énergétique de votre site et tiennent compte des émissions associées à la génération de chaleur (ou d'alimentation). Toutefois, les émissions associées aux pertes énergétiques liées à la livraison de cette énergie (p. ex., sur les lignes de transmission et de distribution) sont attribuées au fournisseur et non à votre bâtiment. Les principales sources d'émissions indirectes sont l'électricité, la vapeur d'un système collectif, l'eau chaude d'un système collectif et l'eau refroidie d'un système collectif.

Chauffage et refroidissement d'un système collectif

Portfolio Manager utilise des valeurs des facteurs d'émissions par défaut pour déterminer les émissions indirectes d'énergie de chauffage et de refroidissement d'un système collectif achetée auprès d'un fournisseur hors site. Cette approche a été choisie pour sa simplicité; elle n'exige que l'entrée du type et de la quantité de carburant municipal utilisé dans vos bâtiments. L'utilisation de facteurs d'émission par défaut élimine le besoin d'obtenir de votre fournisseur les valeurs de facteurs pour l'efficacité de la chaudière, le mélange de carburant ou les émissions du carburant. Toutefois, cette approche vous oblige à obtenir la méthode de production générale de l'eau refroidie de votre fournisseur d'énergie.

[5] Le potentiel de réchauffement de la planète sur 100 ans de chaque gaz à effet de serre (CO_2=1, CH_4=28, and N_2O=265) évalue la capacité de forçage radiatif de chaque gaz relative à la capacité de CO_2, qui est considéré le gaz de référence. Le potentiel de réchauffement de la planète sur 100 ans provient du cinquième Rapport d'évaluation du GIEC (AR5), 2014 : https://www.ipcc.ch/languages-2/francais/. D'autres informations sur l'utilisation du quatrième rapport sont disponibles au https://www.epa.gov/climateleadership/center-corporate-climate-leadership-ghg-emission-factors-hub (disponible en anglais seulement).

Pour calculer les émissions indirectes de GES provenant du chauffage et du refroidissement municipal :

1. La consommation énergétique du site facturée ou mesurée pour chaque carburant est convertie des unités natives à des MBtu. Les carburants livrés, facturés ou mesurés en unités de masse ou de volume (c.-à-d. lb de vapeur) sont convertis en énergie au moyen des facteurs de contenu thermique standard.[6]
2. L'énergie totale du site pour chaque carburant est multipliée par un facteur d'équivalence de CO_2 qui intègre la contribution des gaz CO_2, CH_4, et N_2O.
    a. Aux États-Unis, un seul facteur national est appliqué pour le bois.
    b. Le Canada utilise une approche similaire. Par contre, les facteurs canadiens sont différents des facteurs américains.
3. Les émissions indirectes découlant de la consommation énergétique collective sont ajoutées aux émissions électriques indirectes pour calculer vos mesures d'émissions indirectes dans Portfolio Manager.
4. Les émissions indirectes sont également comprises dans les émissions totales de GES.

Électricité

Portfolio Manager utilise des facteurs régionaux de GES pour calculer les GES associés à la consommation électrique. Contrairement à l'approche par carburant par défaut des émissions directes et indirectes des systèmes collectifs, l'approche du calcul de la consommation électrique est basée sur les données de la centrale obtenues des propriétaires et exploitants des services publics. Pour les États-Unis, ces facteurs régionaux sont définis avec la base de données Emissions & Generation Resource Integrated Database (eGRID) de l'EPA. Pour le Canada, ces facteurs sont tirés du Rapport d'inventaire national : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada.

Pour calculer les émissions indirectes de GES provenant de l'électricité :

1. La consommation énergétique du site facturée ou mesurée pour chaque source est convertie des unités natives aux MBtu.
2. L'énergie totale du site pour chaque source est multipliée par un facteur d'équivalence de CO_2 (CO_{2eq}) unique qui intègre la contribution des gaz CO_2, CH_4, et N_2O.
    a. Aux États-Unis, il s'agit des facteurs régionaux déterminés selon les sous-régions eGRID.
    b. Au Canada, les facteurs sont définis au niveau provincial ou territorial.
3. Les émissions indirectes découlant de la consommation énergétique électrique sont ajoutées aux émissions indirectes d'énergie de système collectif pour calculer vos mesures d'émissions indirectes dans Portfolio Manager.
4. Les émissions indirectes sont également comprises dans les émissions totales de GES.

CALCUL DES ÉMISSIONS DE BIOMASSE

Les émissions de biomasse découlent de la combustion de carburants biogéniques. Les émissions de biomasse provenant de bâtiments sont semblables à d'autres émissions directes en ce sens qu'elles reflètent les émissions produites lors de la combustion de carburant au site. Bien que la combustion se produise au site, les émissions provenant de la biomasse sont habituellement suivies et signalées de manière distincte aux émissions directes provenant de combustibles fossiles. Présentement, Portfolio Manager n'offre qu'un seul carburant biogénique : le

[6] On suppose que la vapeur collective est livrée à 150 psi manométriques (vapeur saturée) avec une valeur Btu de 1 194 Btu/lb. Lettre de Robert P. Thornton, Président, International District Energy Association, à Felicia Ruiz, Gestionnaire du programme Combined Heat and Power Partnership de l'EPA, 15 août 2008.

bois. Il existe un facteur national pour les émissions du bois qui est appliqué aux États-Unis et un facteur national différent appliqué au Canada.
Pour calculer les émissions indirectes de GES provenant du bois :

1. Tous les compteurs de combustion de bois (le seul biocombustible) sont convertis des unités natives aux MBtu.
2. L'énergie totale du site pour le bois est multipliée par un facteur CO_{2eq} unique qui intègre la contribution des gaz CO_2, CH_4, et N_2O.
    a. Aux États-Unis, on applique un facteur national.
    b. Un facteur national différent est utilisé au Canada.
3. Les émissions provenant de la combustion du bois sont signalées en tant qu'émissions de biomasse.

Afin de permettre une évaluation et une reddition de compte distincte, les émissions de biomasse ***ne sont pas comprises*** dans les émissions totales de GES.

COMPRENDRE LES ÉMISSIONS ÉVITÉES AVEC L'ÉNERGIE VERTE

L'énergie verte correspond à un type particulier d'électricité qui est produite à partir de sources renouvelables (p.ex. solaire, éolien, etc.) et qui ne comporte aucune émission. La méthodologie qu'utilise Portfolio Manager pour tenir compte de l'énergie verte dans l'inventaire d'émissions est fonction du lieu de génération de l'énergie verte : au site ou hors site. Pour un examen complet de l'énergie verte, veuillez consulter notre référence technique sur l'énergie verte, disponible à : https://portfoliomanager.energystar.gov/pdf/reference/Green%20Power_fr_CA.pdf.

Énergie verte hors site

Lorsque vous faites l'achat d'énergie verte hors site, vous achetez toujours de l'électricité du réseau. Conformément au protocole standard, il existe trois mesures associées :

- **Inventaire de GES (« Émissions totales de GES » dans Portfolio Manager).** Pour établir votre inventaire de GES de départ, on applique les procédures standard pour l'électricité. C'est-à-dire que votre inventaire de départ comprend les émissions provenant de votre achat d'électricité, peu importe les rajustements pour l'énergie verte hors site. Choisissez cette mesure si vous suivez la méthode géolocalisée du protocole du WRI.
- **Émissions évitées.** Le calcul des émissions évitées est établi sur le lieu où est produite l'énergie verte et qui peut être différent du lieu de votre bâtiment. Ce lieu est spécifié dans un certificat d'énergie renouvelable (CER), qui quantifie les avantages environnementaux de votre achat d'énergie verte. Les facteurs d'émission utilisés pour calculer les émissions évitées sont résolus au même niveau régional que les facteurs associés à la consommation électrique. Toutefois, les facteurs eux-mêmes sont différents. Alors que les émissions électriques associées à l'utilisation d'électricité fournie au moyen d'un réseau sont calculées au moyen d'un « facteur de taux d'émissions de sortie totales annuelles », les émissions évitées de l'énergie verte sont calculées au moyen de facteurs « marginaux » ou « hors charge de base » annuels. L'utilisation de ces facteurs procure une meilleure estimation des réductions associées à la réduction de l'électricité utilisée, soulignant le fait que lorsque la charge diminue, la sortie d'alimentation de pointe ou hors charge de base est réduite la première.

Énergie verte sur place

Lorsque vous possédez un système d'énergie renouvelable sur place, les répercussions sur les émissions sont fonction de la possession des certificats d'énergie renouvelable (CER). Les CER quantifient l'avantage environnemental de votre énergie verte et ils peuvent être vendus de manière indépendante à l'énergie (kWh). Si vous ne détenez pas les CER (ils n'ont pas été achetés, ont été vendus, ou ont été arbitrés), vous ne pouvez plus affirmer que votre énergie produite sur place est « verte ».

- **Inventaire de GES.** Si vous détenez les CER, un système au site n'ajoute aucune émission à votre inventaire. Si vous ne détenez pas les CER, le système au site est compté en utilisant le taux d'émissions électriques standard pour votre emplacement.
- **Émissions évitées.** Si vous détenez les CER, les émissions évitées sont comptées en utilisant les facteurs marginaux pour votre région. Si vous ne détenez pas les CER, aucune émission n'est évitée.

Il est très important de clarifier que les émissions d'énergie verte au site sont basées sur la quantité totale d'énergie que votre bâtiment consomme de votre système au site. L'exportation d'énergie renouvelable au réseau ne change en rien les exigences énergétiques de votre bâtiment et donc ne produit aucun effet compensatoire sur la consommation électrique du bâtiment. Il n'est pas acceptable d'entrer une lecture de compteur nette qui enregistre la différence entre la quantité importée du réseau et la quantité exportée au réseau (il ne faut pas effectuer la mesure nette de l'électricité générée sur le site). Pour de plus amples renseignements sur l'énergie verte, reportez-vous au document : *Référence technique : Énergie verte*, disponible à : https://portfoliomanager.energystar.gov/pdf/reference/Green%20Power_fr_CA.pdf.

FACTEURS D'ÉMISSION DE GES DE RÉFÉRENCE

Les facteurs d'émission de GES particuliers sont présentés dans les figures suivantes. Tous les facteurs sont appliqués à votre ***consommation énergétique du site*** en MBtu pour en arriver aux émissions de GES. Veuillez prendre note que les facteurs des États-Unis sont utilisés par défaut dans les pays à l'extérieur du Canada et des États-Unis.

Émissions directes

La ***figure 1*** résume les facteurs d'émission pour chaque carburant pour les bâtiments au Canada et aux États-Unis. Pour les États-Unis, ces données sont obtenues à partir des facteurs publiés dans le registre fédéral associé au programme Final Rule for Mandatory Reporting of Greenhouse Gases de l'EPA.[7] Au Canada, la plupart des carburants consommés sur place suivent l'approche de carburant par défaut et ils ont un facteur par type de carburant. Pour calculer ces facteurs, le contenu thermique est tiré du Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie au Canada de Statistiques Canada, et les facteurs d'émission sont tirés du Rapport d'inventaire national soumis par le Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.[8]

[7] Carburants solides, gazeux, liquides et de biomasse : Federal Register (2009) EPA; 40 CFR Parts 86, 87, 89 et al; Mandatory Reporting of Greenhouse Gases; Final Rule, 30Oct09, 261 pp. Tables C-1 et C-2 at FR pp. 56409-56410.
Facteurs d'émission révisés pour certains carburants : Federal Register (2010) EPA; 40 CFR Part 98; Mandatory Reporting of Greenhouse Gases; Final Rule, 17Dec10, 81 pp. Avec révisions du mémorandum : Table of Final 2013 Revisions to the Greenhouse Gas Reporting Rule (PDF) to 40 CFR part 98, subpart C: Table C–1 to Subpart C—Default CO2 Emission Factors and High Heat Values for Various Types of Fuel and Table C–2 to Subpart C—Default CH4 and N2O Emission Factors for Various Types of Fuel.
[8] Contenu thermique : Statistique Canada – Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, Catalogue 57-003 – Tableau 1 Facteurs d'émissions (autres combustibles directs) : Rapport d'inventaire national, 1990-2022 : Rapport d'inventaire national soumis par le Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (avril 2024) – Tableaux A6.1-4, A6.1-5, A6.1-9 à A6.1-11.

Les facteurs de gaz naturel au Canada sont calculés par province ou territoire pour tenir compte des différences en contenu de gaz et de la distribution au pays. Les facteurs de gaz pour les émissions de chaque province sont présentés à la ***figure 2***. Ces figures sont déterminées à partir du Rapport d'inventaire national soumis par le Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.[9]

Figure 1 – Facteurs d'émission directe de GES pour le Canada et les États-Unis

Type de combustible	Émissions CO_{2eq}			
	États-Unis	Canada		
	kg/Mbtu	kg/MBtu	g/L	kg/tonne
Gaz naturel	53,11	*par province*		
Propane	61,95	64,37	1 544	-
Mazout (nº 1)	73,49	75,10	2 762	-
Mazout (nº 2)	74,2	75,10	2 762	-
Mazout (nº 4)	75,28	75,10	2 762	-
Mazout (nº 5,6)	74,26	78,81	3 175	-
Carburant diesel	75,16	73,98	2 689	-
Kérosène	75,44	71,93	2 569	-
Charbon (anthracite)	104,42	122,43	-	3 214
Charbon (bitumineux)	94,01	100,50	-	2 381
Coke	114,40	116,34	-	3 179

[9] Facteurs d'émissions (gaz naturel) : Rapport d'inventaire national, 1990-2022 : Rapport d'inventaire national soumis par le Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (avril 2024) – Tableaux A6-1-1 et A6.1-3.

Figure 2 – Émissions directes de GES de gaz naturel par province

Province/territoire	Émissions CO_{2eq} (kg/Mbtu)	Émissions CO_{2eq} (g/m^3)
Alberta	54,15	1 972
Colombie-Britannique	54,26	1 976
Manitoba	52,86	1 925
Nouveau-Brunswick	52,97	1 929
Terre-Neuve et Labrador	52,97	1 929
Territoires du Nord-Ouest	54,26	1 976
Nouvelle-Écosse	52,97	1 929
Nunavut	54,26	1 976
Ontario	53,02	1 931
Île du Prince-Édouard	52,97	1 929
Québec	53,16	1 936
Saskatchewan	52,99	1 930
Yukon	54,26	1 976

Émissions indirectes

Pour les systèmes collectifs (vapeur, eau chaude et eau refroidie), le Canada et les États-Unis appliquent un facteur national unique. La méthodologie est similaire pour chaque pays, mais les facteurs particuliers sont différents à cause des différences entre les réseaux nationaux. Pour le Canada et les États-Unis, les facteurs régionaux sont appliqués pour déterminer les émissions associées à l'électricité.

Canada et États-Unis – Chauffage et refroidissement de systèmes collectifs

La ***figure 3*** résume les facteurs d'émission pour les systèmes de chauffage et de refroidissement de systèmes collectifs des bâtiments au Canada et aux États-Unis dans Portfolio Manager. Ces données sont obtenues du Climate Leaders Greenhouse Gas Inventory Protocol Core Module Guidance de l'EPA et des consignes de l'Energy Information Administration (EIA) pour le programme Voluntary Reporting of Greenhouse Gases (1605(b)) du Département de l'Énergie des États-Unis.[10]

[10] Pour les États-Unis: Eau refroidie d'un système collectif : District Chilled Water: Energy Information Administration (2010); Voluntary Reporting of Greenhouse Gases, 1605(b) Program, Appendix N: Emissions Factors for Steam and Chilled/Hot Water.
Vapeur et eau chaude : EPA (2008) Climate Leaders Greenhouse Gas Inventory Protocol Core Module Guidance - Indirect Emissions from Purchases/Sales of Electricity and Steam.
Pour le Canada : Energy Information Administration (2010); Voluntary Reporting of Greenhouse Gases, 1605(b) Program, Appendix N: Emissions Factors for Steam and Chilled/Hot Water.

Figure 3 – Facteurs d'émissions indirectes de GES pour tous les combustibles collectifs

Type de combustible	Émissions CO_{2eq} (kg/MBtu)	
	États-Unis	Canada
Vapeur collective	66,40	88,54
Eau chaude d'un système collectif	66,40	88,54
Eau refroidie d'un système collectif - Refroidisseur électrique	52,70	17,19
Eau refroidie d'un système collectif - Refroidisseur par absorption au gaz naturel	73,89	73,86
Eau refroidie d'un système collectif - Refroidisseur mécanique au gaz naturel	49,31	49,29

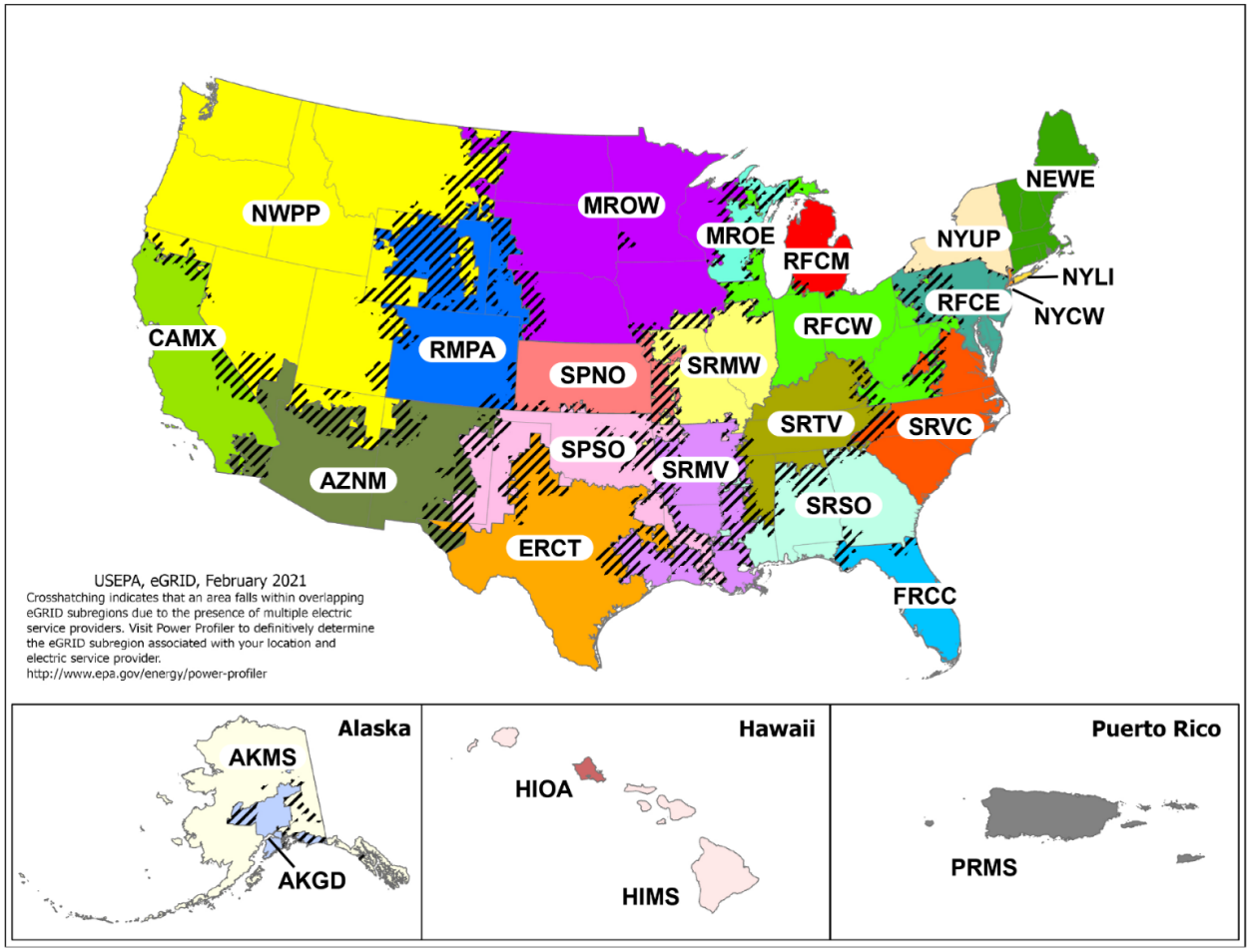
États-Unis – Électricité

Les émissions qui découlent de la production d'électricité sont déterminées à partir de la mesure directe des centrales électriques, qui acheminent de manière continue les données de système de surveillance des émissions à l'EPA. Cette information est compilée dans la base de données Emissions & Generation Resource Integrated Database (eGRID) de l'EPA.[11] Les données du eGRID sont disponibles au niveau des centrales et elles sont aussi regroupées au niveau de l'état, de l'entreprise de production d'électricité, de la société parente, de la région d'alimentation, de la sous-région eGRID, de la région NERC et des niveaux totaux aux États-Unis.

En raison de la nature interconnectée des réseaux de transmission et de distribution électriques, il n'est pas possible d'identifier la centrale précise qui fournit de l'électricité à un bâtiment. Portfolio Manager fait correspondre les bâtiments aux sous-régions eGRID pour résoudre de manière simple l'origine de l'électricité afin de déterminer les facteurs d'émission qui s'appliquent à la consommation électrique d'un bâtiment. Une sous-région eGRID représente une portion du réseau d'alimentation des États-Unis qui est contenu dans une seule région North America Electric Reliability Council (NERC). Ces régions possèdent des émissions et des caractéristiques du mélange de ressources semblables, et peuvent être partiellement isolées par les contraintes de transmission. Portfolio Manager situe un bâtiment dans une sous-région eGRID en correspondant son code postal à sa sous-région eGRID. Dans bien des cas, un code postal n'est pas confiné à une sous-région eGRID. Dans ces cas, vous devez identifier votre service public de distribution électrique pour situer votre bâtiment dans une sous-région eGRID.[12] La ***figure 4*** présente une carte des sous-régions eGRID, et les facteurs d'émission moyens utilisés pour calculer les émissions indirectes sont présentés à la ***figure 5***. Ces facteurs représentent les émissions moyennes de toutes les unités de production d'électricité raccordées au réseau (charge de base, intermédiaire et de pointe) et ils conviennent à l'établissement d'une empreinte de carbone ou d'un inventaire d'émissions.

[11] Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis. 2024. « Emissions & Generation Resource Integrated Database (eGRID), 2022 » Washington (District de Columbia) : Office of Atmospheric Programs, Clean Air Markets Division. Disponible sur le site Web de la base de données eGRID de l'EPA : https://www.epa.gov/egrid (en anglais seulement).
[12] La mise en correspondance des codes postaux s'accomplit avec des données de Power Profiler de l'EPA. https://www.epa.gov/egrid/power-profiler#/ (en anglais seulement)

Figure 4 – Carte des régions eGRID



Dans de très rares cas, il est possible qu'un bâtiment soit ***directement lié*** à une centrale particulière. Dans un cas pareil, c'est que vous avez en main une entente d'achat auprès d'un fournisseur d'électricité. Donc, vous savez exactement où est générée votre électricité. Il s'agit d'une situation plus répandue dans les installations industrielles plus importantes, mais cela se produit parfois avec des propriétés commerciales. Dans ce cas, vous pouvez spécifier la centrale afin d'appliquer son taux d'émissions moyen à la consommation énergétique du site provenant de cette centrale. Aux fins de référence, il est possible d'obtenir directement de l'eGRID les facteurs d'émission particuliers d'une centrale.

Figure 5 – Facteurs d'émissions indirectes de GES - Électricité achetée aux États-Unis

Description régionale eGRID	Acronyme eGRID	Émissions CO_{2eq} (kg/MBtu)
Sud/centre de l'Alaska	AKGD	140,61
La majorité de l'Alaska	AKMS	66,14
Sud-ouest des É.-U.	AZNM	103,60
Côte sud-ouest	CAMX	66,36
La majorité du Texas	ERCT	102,92
La majorité de la Floride	FRCC	108,58
Hawaï, excluant Oahu	HIMS	154,58
Île d'Oahu	HIOA	210,91
Wisconsin de l'Est	MROE	197,87
Partie supérieure du Midwest	MROW	125,38
Nouvelle-Angleterre	NEWE	71,84
Nord-ouest des É.-U.	NWPP	80,53
Ville de New York	NYCW	117,86
Long Island, New York	NYLI	160,73
Nord-ouest de l'État de New York	NYUP	36,61
Porto Rico	PRMS	212,66
Centre du littoral de l'Atlantique	RFCE	87,76
La majorité du Michigan	RFCM	162,71
Vallée de l'Ohio	RFCW	133,71
Colorado/est du Wyoming	RMPA	150,43
Kansas/ouest du Missouri	SPNO	127,51
Le Texas Panhandle / Oklahoma	SPSO	129,62
Sud du Mississippi	SRMV	106,83
Centre du Mississippi	SRMW	183,44
Sud-est des É.-U./côte du golfe du Mexique	SRSO	119,31
Vallée du Tennessee	SRTV	124,76
Virginie/Caroline	SRVC	83,19
Moyenne nationale		**109,99**

Canada – Électricité

Les émissions indirectes d'électricité au Canada sont calculées en fonction de la province ou du territoire pour tenir compte des différences de génération, de transmission et de distribution d'électricité. Les facteurs d'électricité pour les émissions de chaque région sont présentés à la ***figure 6***. Ces figures sont déterminées à partir du Rapport d'inventaire national soumis par le Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.[13]

[13] Rapport d'inventaire national, 1990-2022 : Rapport d'inventaire national soumis par le Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (avril 2024) – Tableaux A13-1 à A13-14.

Figure 6 – Facteurs d'émissions pour l'électricité au Canada

Province/territoire	Émissions CO_{2eq} (kg/Mbtu)	Émissions CO_{2eq} (g/kWh)
Alberta	152,40	520,0
Colombie-Britannique	4,48	15,3
Manitoba	0,64	2,2
Nouveau-Brunswick	87,92	300,0
Terre-Neuve et Labrador	4,98	17,0
Territoires du Nord-Ouest	52,75	180,0
Nouvelle-Écosse	205,16	700,0
Nunavut	243,26	830,0
Ontario	10,55	36,0
Île du Prince-Édouard	87,92	300,0
Québec	0,53	1,8
Saskatchewan	205,16	700,0
Yukon	23,45	80,0
Moyenne nationale	**32,24**	**110,0**

Émissions de biocombustible

Seul le bois est compris dans Portfolio Manager à titre de biomasse. Pour les États-Unis, le facteur pour le bois, de manière semblable aux facteurs d'émissions directes, est obtenu à partir des facteurs publiés dans le registre fédéral associé au programme Final Rule for Mandatory Reporting of Greenhouse Gases de l'EPA.[14] Le facteur au Canada est obtenu du Rapport national d'inventaire 1990-2018.[15]

Figure 7 – Facteurs d'émission de GES du bois pour le Canada et les États-Unis

Type de combustible	Émissions CO_{2eq} (kg/MBtu)	
	États-Unis	Canada
Bois	94,96	101,75

[14] Carburants solides, gazeux, liquides et de biomasse : Federal Register (2009) EPA; 40 CFR Parts 86, 87, 89 et al; Mandatory Reporting of Greenhouse Gases; Final Rule, 30Oct09, 261 pp. Tables C-1 et C-2 at FR pp. 56409-56410.
Facteurs d'émission révisés pour certains carburants : Federal Register (2010) EPA; 40 CFR Part 98; Mandatory Reporting of Greenhouse Gases; Final Rule, 17Dec10, 81 pp. Avec révisions du mémorandum : Table of Final 2013 Revisions to the Greenhouse Gas Reporting Rule (PDF) to 40 CFR part 98, subpart C: Table C–1 à Subpart C—Default CO2 Emission Factors and High Heat Values for Various Types of Fuel et Table C–2 à Subpart C—Default CH4 and N2O Emission Factors for Various Types of Fuel et Table AA-1 à la Subpart AA de Part 98 – Kraft Pulping Liquor Emissions Factors for Biomass-Based CO2, CH4, and N2O (wood emissions factor assumes 50% hardwood/50% softwood mix).
[15] Rapport d'inventaire national, 1990-2022 : Rapport d'inventaire national soumis par le Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (avril 2024) – Tableau A6-6-1.

Émissions évitées avec l'énergie verte

Comme cela est décrit ci-dessus, l'énergie verte peut entraîner un avantage d'émissions nettes pour votre bâtiment. Les achats d'énergie verte au site et hors site peuvent être inscrits dans Portfolio Manager. Les avantages de cette énergie verte dépendent de votre achat et de votre conservation des certificats d'énergie renouvelable (CER) associés à l'énergie verte.

Votre inventaire d'émissions standard (appelé « Émissions totales de GES » dans Portfolio Manager) pour l'électricité utilise des facteurs nommés « facteurs de taux d'émissions totales de sortie ». Ce facteur représente la moyenne globale de système de toutes les centrales électriques de votre région. Pour estimer les émissions évitées associées à la consommation d'énergie verte, nous utilisons un facteur différent, le facteur « *hors charge de base* » ou « marginal ». Ce facteur représente les émissions des centrales de production qui sont les premières à s'arrêter lorsque la demande est réduite et offre donc une meilleure estimation des avantages d'émissions associées à la consommation d'énergie verte. Aux États-Unis, ces facteurs font partie de la base de données eGRID et ils sont résumés à la ***figure 8***.[16]

La sous-région eGRID hors charge de base utilisée pour calculer les émissions évitées est déterminée par le « lieu de production » choisi pour chaque saisie de compteur d'énergie verte produite hors site :

1. **Centrale précise sélectionnée** – Si une centrale précise est sélectionnée, utilisez le facteur d'émissions de la sous-région eGRID hors charge de base pour la sous-région eGRID de cette centrale.
2. **Sous-région eGRID sélectionnée** – Si une sous-région eGRID est sélectionnée, utilisez le facteur d'émissions de la sous-région eGRID hors charge de base pour cette sous-région eGRID.
3. **Aucun lieu (Je ne sais pas) sélectionné** – Si « aucune région » n'est précisée, utilisez le plus petit facteur sous-régional eGRID hors charge de base aux États-Unis.

[16] U.S. EPA's Emissions & Generation Resource Integrated Database (eGRID). eGRID 2022 (publiée le janvier 2024) contient toutes les valeurs des données de l'année 2022. https://www.epa.gov/energy/egrid (disponible en anglais seulement).

Figure 8 – Facteurs marginaux utilisés pour les émissions évitées aux États-Unis

Description régionale eGRID	Acronyme eGRID	Émissions CO_{2eq} (kg/MBtu)
Sud/centre de l'Alaska	AKGD	163,82
La majorité de l'Alaska	AKMS	211,78
Sud-ouest des É.-U.	AZNM	160,77
Côte sud-ouest	CAMX	140,65
La majorité du Texas	ERCT	159,42
La majorité de la Floride	FRCC	139,32
Hawaï, excluant Oahu	HIMS	216,71
Île d'Oahu	HIOA	242,27
Wisconsin de l'Est	MROE	223,68
Partie supérieure du Midwest	MROW	240,17
Nouvelle-Angleterre	NEWE	123,36
Nord-ouest des É.-U.	NWPP	202,66
Ville de New York	NYCW	129,35
Long Island, New York	NYLI	175,34
Nord-ouest de l'État de New York	NYUP	122,66
Porto Rico	PRMS	222,87
Centre du littoral de l'Atlantique	RFCE	170,82
La majorité du Michigan	RFCM	213,64
Vallée de l'Ohio	RFCW	246,65
Colorado/est du Wyoming	RMPA	223,97
Kansas/ouest du Missouri	SPNO	260,03
Nord-ouest du Texas/Oklahoma	SPSO	204,07
Sud du Mississippi	SRMV	162,91
Centre du Mississippi	SRMW	242,06
Sud-est des É.-U./côte du golfe du Mexique	SRSO	180,91
Vallée du Tennessee	SRTV	223,48
Virginie/Caroline	SRVC	174,85
Moyenne nationale		**187,90**

Au Canada, ces facteurs sont résumés à la ***figure 9***. Les combustibles marginaux sont déterminés pour l'été et pour l'hiver.[17] Pour l'été et pour l'hiver, les émissions marginales sont calculées en divisant les facteurs d'émission[18] du combustible marginal de chaque province par la teneur en énergie du combustible marginal[19] et par l'efficacité de l'exploitation attendue de la centrale du combustible marginal.[20] Les émissions moyennes du combustible marginal sont calculées en utilisant les résultats obtenus pour l'été et pour l'hiver.

Figure 9 – Facteurs marginaux utilisés pour les émissions évitées au Canada

Province/territoire	Émissions CO_{2eq} (kg/MBtu)
Alberta	148,89
Colombie-Britannique	45,13
Manitoba	0,00
Nouveau-Brunswick	183,76
Terre-Neuve et Labrador	202,23
Territoires du Nord-Ouest	247,07
Nouvelle-Écosse	278,43
Nunavut	247,07
Ontario	46,31
Île du Prince-Édouard	184,94
Québec	0,29
Saskatchewan	128,66
Yukon	247,07
Moyenne nationale	**63,60**

[17] Division de l'analyse et de la modélisation de la Direction de la politique énergétique de Ressources naturelles Canada en consultation avec les provinces et les services publics.
[18] Rapport d'inventaire national, 1990-2022 : Rapport d'inventaire national soumis par le Canada à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (avril 2024) – Annexe 6.
[19] Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, Statistique Canada, Catalogue 57-003.
[20] Enquête annuelle sur les centrales thermiques de Statistique Canada, et consultation avec les services publics provinciaux.